



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des transports,  
de l'énergie et de la communication DETEC

**Office fédéral de l'énergie OFEN**

Juin 2014

---

# **Les effets des régimes d'encouragement sur les énergies renouvelables**

Rapport donnant suite au postulat 09.3085 (Guy Parmelin) du 12 mars 2009

---

Approuvé par le Conseil fédéral le 20.06.2014



## Table des matières

1. Introduction .....	9
1.1. Etat des lieux .....	9
1.2. Procédure suivie pour donner suite au postulat .....	9
1.3. Objet du rapport .....	9
1.4. Le contenu en résumé .....	10
2. Les régimes encourageant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ...	11
2.1. Classification des régimes d'encouragement .....	11
2.2. Instruments d'encouragement: formes et effets .....	13
2.2.1. Rétribution du courant injecté ( <i>feed-in system</i> ) .....	13
2.2.2. Dispositif de quotas avec commerce de certificats .....	19
2.2.3. Dispositifs de consommation propre .....	21
2.2.4. Coûts de capital moindres .....	23
2.2.5. Allégements fiscaux .....	23
2.2.6. Instruments politiques non contraignants .....	24
2.3. Tableau synoptique des régimes d'encouragement en Europe .....	24
3. Encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Europe .....	28
3.1. Danemark .....	28
3.2. Allemagne .....	28
3.3. Grande-Bretagne .....	29
3.4. France .....	31
3.5. Italie .....	31
3.6. Pays-Bas .....	32
3.7. Autriche .....	34
3.8. Suède .....	34
3.9. Suisse .....	35
3.10. Espagne .....	37
3.11. Tendances et développements .....	38
4. Impact des régimes d'encouragement sur l'économie énergétique .....	42
4.1. Développement des énergies renouvelables .....	42
4.2. Rentabilité de la production d'énergie bénéficiant d'un encouragement .....	45
4.3. Efficacité et rentabilité des régimes d'encouragement .....	48



5. Les énergies renouvelables et leurs effets sur les réseaux électriques .....	52
5.1. Notions sur les réseaux et intégration des énergies renouvelables.....	52
5.2. Défis techniques et solutions envisageables.....	53
5.3. Transformation et extension du réseau et coûts d'investissement .....	56
5.3.1. Scénarios de production et de consommation.....	56
5.3.2. Réseau de transport d'électricité .....	58
5.3.3. Réseau de distribution .....	61
5.4. Obstacles généraux à l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau.....	66
6. Impact des énergies renouvelables sur l'environnement et le développement territorial ...	69
6.1. L'impact écologique des technologies renouvelables en Suisse .....	70
6.1.1. Analyse environnementale .....	70
6.1.2. Impact écologique du développement des installations.....	75
6.1.3. Aménagement du territoire et installations d'énergies renouvelables .....	77
6.2. Expériences et analyses dans les pays comparés.....	78
6.3. Un classement de la durabilité.....	81
7. Conséquences économiques des énergies renouvelables .....	83
7.1. Importance économique des énergies renouvelables en Suisse.....	83
7.1.1. Emploi.....	83
7.1.2. Valeur ajoutée brute.....	84
7.1.3. Evolution future .....	85
7.1.4. Coût des mesures d'encouragement.....	86
7.2. Effets socio-économiques des énergies renouvelables dans les pays européens .....	87
7.2.1. Emploi et chiffre d'affaires au sein de l'UE .....	87
7.3. Prix de l'électricité en relation avec l'encouragement de l'électricité renouvelable .....	91
7.4. Perspectives.....	94
8. Evolution future du régime d'encouragement en Suisse.....	96
9. Liste des références.....	99



## Liste des figures

<i>Figure 1: Evolution des prix de revient et des taux de rétribution .....</i>	<i>17</i>
<i>Figure 2: Consommateurs avec installation de production .....</i>	<i>22</i>
<i>Figure 3: Principaux régimes d'encouragement de l'UE .....</i>	<i>25</i>
<i>Figure 4: Evolution de la rémunération EEG .....</i>	<i>29</i>
<i>Figure 5: Rétribution versée en Espagne (2004-2008).....</i>	<i>38</i>
<i>Figure 6: Qualification des instruments d'encouragement en fonction du degré de maturité commerciale des différentes technologies .....</i>	<i>40</i>
<i>Figure 7: Part de l'électricité renouvelable générée dans la consommation d'électricité (2010) .....</i>	<i>42</i>
<i>Figure 8: Production d'électricité renouvelable dans les Etats membres de l'UE 27 (2009) ..</i>	<i>43</i>
<i>Figure 9: Production d'électricité renouvelable dans les 27 Etats membres de l'UE (2009) ..</i>	<i>48</i>
<i>Figure 10: Efficacité moyenne des régimes d'encouragement dans l'UE-27 .....</i>	<i>49</i>
<i>Figure 11: Modèle de quotas versus rétribution de l'injection – effet d'incitation statique .....</i>	<i>50</i>
<i>Figure 12: Modèle de quotas versus rétribution de l'injection – effet d'incitation dynamique</i>	<i>51</i>
<i>Figure 13: Le réseau d'électricité .....</i>	<i>53</i>
<i>Figure 14: Evolution du mix et de la consommation d'électricité en Suisse (scénario PCF, variante d'offre électrique C+E).....</i>	<i>58</i>
<i>Figure 15: Besoin d'investissement en fonction des unités de production décentralisées installées.....</i>	<i>62</i>
<i>Figure 16: Passage à un réseau intelligent .....</i>	<i>64</i>
<i>Figure 17: 2000 - 2020: évolution de la valeur ajoutée brute (en mio. CHF) et de l'emploi (équivalents plein temps) .....</i>	<i>86</i>
<i>Figure 18: Composition des prix de l'électricité en 2012 (ménages privés) .....</i>	<i>91</i>
<i>Figure 19: Composition des prix de l'électricité en 2012 (clients industriels).....</i>	<i>93</i>
<i>Figure 20: Courbe d'apprentissage des prix de revient en Allemagne.....</i>	<i>98</i>



## Liste des tableaux

<i>Tableau 1: Classification des modèles d'encouragement</i> .....	12
<i>Tableau 2: Aperçu synoptique des régimes d'encouragement des énergies renouvelables en Europe: 2012/2013</i> .....	25
<i>Tableau 3: Part de l'électricité renouvelable générée dans la consommation d'électricité</i> ....	43
<i>Tableau 4: 2020: objectifs et degré de réalisation des objectifs dans les pays comparés</i> ....	44
<i>Tableau 5: Encouragement moyen pondéré par technologie (EUR/MWh) – 2011</i> .....	47
<i>Tableau 6: Coûts de l'investissement requis par les réseaux de transport d'électricité</i> .....	59
<i>Tableau 7: Investissements dans le réseau de distribution en Allemagne</i> .....	63
<i>Tableau 8: Investissements dans le réseau de distribution en Suisse</i> .....	65
<i>Tableau 9: Conflits et solutions envisageables</i> .....	71
<i>Tableau 10: Énergie éolienne - conflits et solutions envisageables</i> .....	72
<i>Tableau 11: Photovoltaïque - conflits et solutions envisageables</i> .....	73
<i>Tableau 12: Biomasse - conflits et solutions envisageables</i> .....	74
<i>Tableau 13: Évaluation du développement des technologies renouvelables</i> .....	76
<i>Tableau 14: Classement de la durabilité</i> .....	82
<i>Tableau 15: Emploi du secteur des énergies renouvelables: 2000 - 2010</i> .....	84
<i>Tableau 16: Valeur ajoutée brute dans le secteur des énergies renouvelables: 2000 - 2010</i> .....	85
<i>Tableau 17: Emploi dans le secteur des énergies renouvelables (2010)</i> .....	87
<i>Tableau 18: Emploi et chiffre d'affaires ventilés par technologie - volet 1 (2011)</i> .....	88
<i>Tableau 19: Emploi et chiffre d'affaires ventilés par technologie - volet 2 (2011)</i> .....	90



## Condensé

Le présent rapport a été rédigé pour donner suite au mandat du postulat 09.3085 «Les effets des régimes d'encouragement sur les énergies renouvelables» déposé par le conseiller national Guy Parmelin.

Il fournit un aperçu de l'incidence des différents régimes d'encouragement de l'électricité issue d'énergies renouvelables dans les pays sélectionnés, à savoir le Danemark, l'Allemagne, la Grande-Bretagne, la France, l'Italie, les Pays-Bas, l'Autriche, la Suède, la Suisse et l'Espagne. D'autre part, il présente les conséquences de ces régimes pour l'économie énergétique, les réseaux électriques et la durabilité. Enfin, ce rapport expose également les effets économiques des régimes d'encouragement.

La plupart des pays européens ont choisi comme principal régime d'encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables la rétribution du courant injecté (Autriche, Allemagne, Espagne, France, Italie, Grande-Bretagne, Suisse, entre autres) et/ou le système de bonus (Allemagne, Danemark, Espagne, Italie, Pays-Bas, notamment). Quelques pays ont opté pour un dispositif de quotas (Suède et Grande-Bretagne, entre autres). Outre les instruments d'encouragement principaux, il existe des instruments secondaires qui en complément encouragent des technologies spécifiques. Parmi eux figurent surtout la régulation de la consommation propre, les aides à l'investissement, les allègements fiscaux, des coûts de capital réduits et les appels d'offres. De façon générale, le développement des instruments d'encouragement est de plus en plus axé sur le marché, conséquence directe de l'essor de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Au fil du temps, le degré de maturité commerciale augmente, l'intensité de l'encouragement peut diminuer et la rentabilité de l'encouragement s'améliore. De plus, des approches orientées sur le marché créent des incitations encourageant une injection de l'énergie dans le réseau répondant aux besoins.

De façon générale, l'impact des mesures d'encouragement (mesuré en efficacité ou en efficience) est étroitement corrélé à la conception spécifique du régime appliqué. Si celui-ci est sans cesse adapté ou modifié, la sécurité des investissements s'en trouve menacée. Aussi la suspension temporaire des mesures d'encouragement, comme par exemple en France, a donné naissance à une liste d'attente. En Italie, le passage d'un dispositif de quotas à la rétribution de l'injection a suscité d'importantes incertitudes parmi les investisseurs. Confrontée à des difficultés financières, l'Espagne a complètement supprimé les mesures d'encouragement en 2012. Si le régime d'encouragement est stable en Autriche et en Suisse, le plafonnement global des coûts a abouti à la constitution d'une longue liste d'attente et à une situation de *stop and go* lors de l'adjudication de projets.

La présente comparaison des régimes d'encouragement aboutit aux conclusions suivantes:

- l'impact des régimes d'encouragement et la construction de nouvelles installations de production d'électricité qui en résultent varient d'une part en fonction des données naturelles et des conditions cadres divergentes, et d'autre part selon les pays analysés;



- les technologies proposées sur le marché depuis un certain temps déjà et produisant à des prix presque compétitifs (à l'instar de l'énergie hydraulique ou éolienne) sont moins subventionnées;
- les systèmes de bonus ou de commercialisation directe proposent une rétribution plus proche du marché corrélée à une sécurité d'investissement moindre; ils sont donc moins indiqués pour les technologies toutes récentes qui requièrent la couverture intégrale des coûts de revient non compétitifs.

Les installations produisant de l'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et injectant leur électricité de manière essentiellement décentralisée constituent un nouveau défi du fait de l'utilisation modifiée du réseau électrique. Par le passé, le réseau assurait la distribution unidirectionnelle de l'énergie de la centrale électrique vers le consommateur final. Désormais, il devra de surcroît absorber de plus en plus l'électricité des petits producteurs. Il s'avère donc nécessaire de transformer et de développer les réseaux électriques, une entreprise qui génère des coûts supplémentaires. Le montant des investissements effectués dans les réseaux électriques est étroitement corrélé à trois facteurs: la part de l'injection d'électricité décentralisée par rapport à la production totale, la distribution de l'injection décentralisée dans les réseaux, et l'évolution de la demande. Selon le scénario retenu, on s'attend à ce que les réseaux de distribution nécessitent des investissements de l'ordre de 2,3 à 7,5 milliards de francs en Suisse d'ici 2035, et de 27,5 à 42,5 milliards d'euros en Allemagne d'ici 2030. Cela dit, le recours au réglage de la tension dans les stations de réseau locales et à d'autres technologies de réseau intelligent (*smart grid*) permettrait de réduire sensiblement les coûts d'investissement. Outre les défis techniques, des obstacles financiers, administratifs et juridiques dans les pays sélectionnés dressent des barrières à l'intégration des énergies renouvelables.

La production d'énergie n'est pas sans conséquences négatives sur l'environnement. Leur gravité varie selon la source d'énergie et la technologie de production. En règle générale, les énergies renouvelables sont moins nuisibles à l'environnement que les énergies fossiles ou nucléaires. Mais contrairement aux sources d'énergie traditionnelles, leur impact se situe en majeure partie à l'intérieur du pays.

Si l'atteinte (altération du paysage, atteinte aux espaces vitaux et à la biodiversité, bruit) dépend en partie de la technologie utilisée, elle reste étroitement corrélée à la qualité du site et à la conception de l'installation.

L'intensification du développement et de l'utilisation d'installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables a une incidence directe et indirecte sur l'économie: création d'emplois, nouveaux secteurs industriels et nouvelles possibilités d'exporter. Dans le même temps, l'évincement d'énergies conventionnelles supprime des emplois dans d'autres branches. L'importance du secteur des énergies renouvelables croît avec le temps. L'économie régionale surtout peut de plus en plus profiter de son développement. Dans la présente comparaison, seul le Danemark affichait en 2011 un taux d'emploi (en %) plus élevé que la Suisse dans le secteur des énergies renouvelables. Au sein de l'UE, les secteurs du photovoltaïque, de la biomasse et de l'éolien ont, par ordre décroissant, généré le plus d'emplois en 2011, suivis à distance par les secteurs du biogaz et des petites centrales hy-



droélectriques. Les installations éoliennes ont généré le plus important chiffre d'affaires au sein de l'UE, après les installations photovoltaïques.





# 1. Introduction

## 1.1. Etat des lieux

Le postulat 09.3085 «Les effets des régimes d'encouragement sur les énergies renouvelables» déposé par le conseiller national Guy Parmelin charge le Conseil fédéral d'établir un rapport donnant un aperçu des effets des différents régimes encourageant les énergies renouvelables dans les pays voisins de la Suisse. Ce rapport doit notamment présenter les conséquences de ces régimes pour l'économie énergétique, les réseaux et la durabilité. Enfin, il expose également les effets économiques et financiers de ces mesures d'encouragement.

Déposé le 12 mars 2009, le postulat est le résultat d'un communiqué de presse publié le 2 février 2009 par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), qui annonçait le coup d'arrêt des mesures d'encouragement et l'introduction d'une liste d'attente peu après la mise en place de la rétribution à prix coûtant (RPC)<sup>1</sup>.

## 1.2. Procédure suivie pour donner suite au postulat

Dans un premier temps ont été sélectionnés les pays européens dont le régime d'encouragement présentait un intérêt. Ces derniers ont fait l'objet d'une comparaison dans le présent rapport. Pour ce faire, chaque thème majeur a été analysé dans de nombreux rapports techniques et articles scientifiques. Les conclusions sont présentées dans ce rapport sous forme de méta-analyse.

## 1.3. Objet du rapport

Le présent rapport analyse les effets des différents régimes encourageant la production d'électricité renouvelables, à l'exclusion des régimes encourageant la production de chaleur et la mobilité. Deux termes ont joué un rôle essentiel dans l'analyse des différents régimes d'encouragement:

- *l'efficacité* d'un régime d'encouragement se rapporte à son effet; elle désigne le rapport entre la production d'électricité renouvelable et le potentiel de développement restant;
- *l'efficience* d'un régime d'encouragement par contre mesure le rapport entre les moyens investis et les résultats obtenus; un régime efficient présente un rapport optimal entre les coûts et l'utilité.

Outre la Suisse et les pays limitrophes (Allemagne, France, Italie, Autriche), d'autres pays présentant un intérêt particulier ont été pris en compte dans l'analyse, dont:

- le Danemark en raison de l'introduction de solutions pour un réseau intelligent (*smart grid*);
- la Grande-Bretagne en raison de son dispositif de quotas et de l'évolution intéressante de son régime d'encouragement;
- les Pays-Bas en raison d'un système de rétribution à prix coûtant orienté sur le marché;
- la Suède en raison de son dispositif de quotas;

<sup>1</sup> Communiqué de presse (02.02.2009): <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=fr&msg-id=25142>



- l'Espagne en raison de l'évolution intéressante de son régime d'encouragement.

Sur l'axe temporel, ce rapport inclut les événements survenus jusqu'aux adaptations de la loi sollicitées par l'initiative parlementaire 12.400, qui est entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2014. Les résultats de la comparaison internationale des effets des énergies renouvelables sur l'économie de l'énergie quant à eux ne sont pris en considération que jusqu'en 2011.

#### **1.4. Le contenu en résumé**

Le chapitre 2 présente et compare différents régimes d'encouragement. Les régimes appliqués dans les pays européens sélectionnés (Danemark, Allemagne, Grande-Bretagne, France, Italie, Pays-Bas, Autriche, Suède, Suisse et Espagne) sont décrits au chapitre 3. Le chapitre 4 est consacré aux effets des régimes d'encouragement sur l'économie énergétique: il compare notamment le développement de la production d'électricité renouvelable et le niveau des mesures d'encouragement dans les différents pays. Par ailleurs, le chapitre analyse l'efficacité et de la rentabilité des régimes pour chaque pays. Le chapitre 5 traite de l'incidence de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sur les réseaux. Il commence par décrire les adaptations de réseau rendues nécessaires par une production d'électricité toujours plus décentralisée. L'extension du réseau étant étroitement corrélée à l'évolution de la demande, le chapitre analyse la consommation d'électricité dans un second temps. Enfin, le chapitre 5 démontre quels investissements sont nécessaires dans les réseaux de transport et de distribution. L'impact du développement de la production d'électricité renouvelable sur l'environnement et l'aménagement du territoire en Suisse et dans les pays sélectionnés est examiné au chapitre 6. L'importance du secteur pour l'économie quant à elle est analysée au chapitre 7. Dans cette partie, il a été très difficile de faire la distinction entre sources d'énergie renouvelables et électricité renouvelable, raison pour laquelle ce chapitre traite du secteur renouvelable en général, en se penchant tout spécialement sur les effets de la branche sur l'emploi et sur la valeur ajoutée brute. Enfin, le chapitre 8 esquisse le développement potentiel du système d'encouragement suisse, tel qu'il est prévu dans la Stratégie énergétique 2050 du Conseil fédéral.



## 2. Les régimes encourageant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables

A l'heure actuelle, une grande partie de l'électricité produite à base de nouvelles énergies renouvelables n'est pas compétitive; en d'autres termes, elle n'a pas (encore) atteint la maturité requise pour être proposée sur le marché. Tant que le prix de revient de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est supérieur au prix du marché, les nouvelles technologies ont besoin de soutien pour être proposées sur le marché. D'où l'importance d'introduire des réglementations pour lever les obstacles entravant la diffusion des énergies renouvelables. Mendonça et. al. (2010) distinguent quatre catégories d'obstacles possibles:

- obstacles financiers et liés au marché;
- obstacles politiques et réglementaires;
- obstacles liés à la culture et au comportement;
- défis esthétiques et écologiques entravant l'acceptation sociale.

Seule une politique d'encouragement parvenant à lever ces obstacles s'avère efficace pour atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables. Pour aboutir à de bons résultats, la promotion d'électricité à partir d'énergies renouvelables doit reposer sur des conditions cadres stables et solides, ainsi que sur des instruments d'encouragement efficaces. Outre au bon fonctionnement de la politique d'encouragement, le législateur veillera à instaurer des conditions de marché crédibles, à maintenir les obstacles à l'investissement à un niveau modeste et à créer des incitations à l'investissement avantageuses.

Les régimes d'encouragement envisageables sont décrits plus en détail dans ce chapitre. Les différents régimes sont d'abord classés (chapitre 2.1.), puis leurs différentes conceptions et leurs effets sont analysés (chapitre 2.2.). Enfin, le chapitre termine avec une comparaison des régimes d'encouragement appliqués en Europe (chapitre 2.3.).

### 2.1. Classification des régimes d'encouragement

Les instances politiques ont en principe plusieurs possibilités pour promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les différents instruments visant à améliorer la compétitivité de l'électricité renouvelable peuvent être distingués selon la valeur de référence (prix ou volume) et selon l'angle d'approche (offre ou demande) utilisés (Tableau 1).



Tableau 1: Classification des modèles d'encouragement

	Valeur de référence: prix	Valeur de référence: quantité
<b>Demande</b>	Marché du courant vert Impôt écologique	Dispositif de quotas (engagement incombe au consommateur final <sup>2</sup> )
<b>Offre</b>	Rétribution du courant injecté	Modèle d'appel d'offres Dispositif de quotas (engagement incombe au producteur)

Source: présentation de l'auteur

Pour les modèles caractérisés par l'utilisation d'une valeur de référence, il est possible soit de fixer le prix de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables sans imposer de limite de volume, soit de fixer un volume ou une part de marché en laissant la concurrence déterminer le prix.

L'autre distinction envisageable consiste à considérer l'angle d'approche des instruments de promotion: en l'occurrence, les instruments axés sur l'offre et ceux axés sur la demande. Les modèles d'encouragement courants axés sur l'offre sont la rétribution du courant injecté et le modèle d'appel d'offres. A l'opposé, les instruments axés sur la demande, comme par exemple les marchés du courant vert ou l'impôt écologique, s'appuient sur les prix, tandis que le dispositif de quotas privilégie l'approche du volume. Dans la pratique, en raison de la réglementation des quotas relativement complexe et des coûts de transaction élevés pour les acteurs qui doivent atteindre les quotas, les dispositifs de quotas sont en règle générale axés sur l'offre (l'engagement incombe au producteur ou au fournisseur) et non sur la demande (l'engagement incombe au consommateur d'électricité). Voilà pourquoi les quotas devraient être appliqués aux producteurs ou fournisseurs d'électricité professionnels (Infras, 2011).

L'impact d'un régime d'encouragement peut en principe être indépendant des différentes technologies ou au contraire spécifique à une technologie. Les régimes neutres ne prévoient pas d'encouragement différencié par type de technologie, ils encouragent donc en premier lieu les installations les moins coûteuses. A l'inverse, les instruments spécifiques font la distinction entre les différentes technologies, en vue d'obtenir le mix satisfaisant le mieux aux impératifs de la sécurité de l'approvisionnement. Selon le modèle d'encouragement et la situation de départ, le fait de choisir entre un modèle spécifique à une technologie et un modèle à impact neutre peut renforcer l'efficacité du régime d'encouragement.

Les différents instruments peuvent tous être combinés en un seul modèle d'encouragement.

<sup>2</sup> Pas d'application pratique connue.



## 2.2. Instruments d'encouragement: formes et effets

### 2.2.1. Rétribution du courant injecté (*feed-in system*)

La rétribution du courant injecté fait partie des modèles d'encouragement axés sur le prix. La production d'électricité renouvelable est encouragée par le biais d'une rétribution versée pour l'électricité issue de sources renouvelables et injectée dans le réseau. En règle générale, les fonds affectés à la promotion sont levés auprès des consommateurs finaux et redistribués aux exploitants de centrales électriques, le plus souvent en fonction de la technologie appliquée et proportionnellement à la quantité de courant injectée. La RPC (rétribution du courant injecté à prix coûtant) en vigueur en Suisse est elle aussi un *feed-in system (FIT)*.

Conçue de manière optimale, la rétribution du courant injecté tient en principe compte de quatre critères (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006).

- Les taux de rétribution doivent être garantis sur une période suffisamment longue afin de diminuer le risque d'investissement.
- Afin de réduire le surplus des producteurs et donc les coûts pour la société, les rétributions doivent être spécifiques à chaque technologie.
- Les tarifs appliqués aux nouvelles installations doivent diminuer avec le temps et être adaptés en fonction des progrès technologiques.
- Des fourchettes de croissance<sup>3</sup> ou plafonds de coûts doivent être définis lorsqu'un pays redoute que les dépenses d'encouragement augmentent de façon incontrôlée (Fraunhofer ISI, EEG, Ecofys, 2012).

Les systèmes d'injection doivent relever différents défis.

- Les moyens et les technologies souhaitées sont déterminés au niveau politique, ce qui accroît le risque de lobbying spécifique à une technologie.
- La rétribution versée par l'Etat est définie en fonction des coûts des installations, ce qui diminue les incitations visant une injection de courant et une innovation répondant le mieux possible aux besoins.
- Une réponse insuffisante aux attentes du marché risque d'entraîner une distorsion du marché. Les technologies non encouragées sont évincées du marché. D'où une érosion des prix sur les marchés de l'électricité, qui affecte également les énergies renouvelables (ledit effet de l'ordre de mérite).

Les sections suivantes décrivent les différentes possibilités de structurer et de définir le taux de rétribution. Le taux de rétribution dépend de la façon dont le prix du marché de l'électricité est pris en compte et si une part du risque de prix est répercutée ou non sur l'exploitant de l'installation.

#### 2.2.1.1. Taux de rétribution constant (*feed-in tariff*)

Dans le cas d'un taux de rétribution constant, l'exploitant d'une installation touche un montant fixe pour chaque kWh injecté; le tarif dépend le plus souvent de la technologie de production et de la date d'annonce ou de mise en service dans le système de rétribution. Typiquement,

---

<sup>3</sup> Fourchette de croissance: objectif de quantité de capacité renouvelable qu'un pays se fixe pour une période définie (p. ex. 1000 MW). Si l'augmentation de la capacité est supérieure (inférieure) à l'objectif fixé, les rétributions sont diminuées (augmentées).



la rétribution est versée pendant dix à vingt-cinq ans. Le législateur peut plafonner les moyens d'encouragement, afin que les dépenses ne dépassent pas une certaine limite. D'un côté, ce plafond a un effet positif: le montant maximal des moyens consacrés à l'encouragement est connu et limité. De l'autre, ce plafond risque de limiter les mesures d'encouragement, à l'instar de la liste d'attente actuellement en vigueur en Suisse. Pour les nouveaux investisseurs potentiels, l'incertitude résultant de cette stratégie de freinage et d'accélération alternés (*stop-and-go*) pose problème.

Les coûts globaux de l'encouragement peuvent être financés soit par le contribuable, soit selon le fameux principe de causalité (pollueur-payeur) par le biais d'une taxe perçue sur la consommation d'électricité.

En présence de conditions cadres stables, la rétribution du courant injecté offre en général une grande sécurité aux investisseurs: la rétribution de l'électricité produite est connue à l'avance, et les producteurs n'assument aucun risque de marché. Deux aspects qui contribuent à renforcer l'efficacité de cet instrument. Reste que la précision d'un objectif politique de développement n'en est pas garantie pour autant. En effet, la quantité d'électricité effectivement produite à partir d'énergies renouvelables ne peut être constatée qu'après coup. Les moyens d'encouragement sont donc difficiles à estimer à l'avance. Par ailleurs, le besoin de fonds d'encouragement est étroitement corrélé aux progrès technologiques réalisés dans les énergies renouvelables encouragées et aux prix du marché de l'électricité.

L'efficacité de la rétribution du courant injecté dépend des hypothèses de principe sur lesquelles elle est fondée. Si les taux de rétribution ne sont pas définis de manière optimale, on court le risque d'encourager longtemps une technologie inefficace. Examiner chaque demande dans les détails requiert beaucoup de travail. Le cas échéant, il convient de trouver un compromis entre la précision de l'instrument et les coûts administratifs. Cet instrument encourage les progrès techniques, étant donné que - lorsque les taux de rétribution sont définis - une baisse des coûts est synonyme de hausse des bénéfices.

Le degré de proximité du marché de la rétribution du courant injecté est relativement faible, parce que les producteurs bénéficient du même taux de rétribution pour chaque kilowattheure injecté. Sans compter les faibles incitations encourageant les investissements répondant aux besoins du marché. Voilà pourquoi ce régime d'encouragement est particulièrement indiqué pour les technologies encore jeunes et peu matures nécessitant des conditions cadre spéciales pour pouvoir se développer (SATW, 2012).

En Europe, la majorité des régimes d'encouragement relèvent de la rétribution du courant injecté. Celle-ci est entre autres appliquée dans les pays suivants: Autriche, Bulgarie, République tchèque, Allemagne, Estonie, Espagne, France, Grèce, Hongrie, Irlande, Italie, Lituanie, Lettonie, Portugal, Suisse, Slovaquie, Slovénie, Grande-Bretagne. La plupart de ces pays appliquent un tarif différencié selon la technologie appliquée.

#### **2.2.1.2. Taux de rétribution fluctuant avec le prix du marché (système de bonus, *feed-in premium*, FiP)**

Dans un régime FiP, l'exploitant de l'installation vend son électricité au prix du marché, ma-



juré d'une prime fixe supplémentaire, qui le plus souvent dépend également de la technologie et de la date de l'annonce. La rétribution touchée par l'exploitant fluctue donc avec le prix du marché (en règle générale toutes les heures).

Ce système a l'avantage d'inciter les exploitants d'installations pouvant régler leur production, comme p. ex. les centrales au biogaz, à produire lorsque le prix de l'électricité est au plus haut (soit aux heures auxquelles le besoin d'électricité est au plus haut par rapport à la production disponible). Son inconvénient réside dans la faible sécurité de l'investissement, puisque les exploitants sont exposés aux fluctuations du prix du marché. De plus, dans une approche axée sur un système de bonus, les fournisseurs d'électricité ne sont pas tenus de reprendre le courant injecté. Le producteur répond lui-même de la commercialisation de son électricité. Comme pour la rétribution du courant injecté, les coûts de l'encouragement sont pris en charge soit par les consommateurs d'électricité, soit par les contribuables.

En matière d'efficacité, les caractéristiques du système de bonus se rapprochent de celles de la rétribution du courant injecté. La contribution réelle aux objectifs de production à partir d'énergies renouvelables cependant ne peut pas être définie précisément à l'avance.

Le système de bonus est un instrument efficace: les exploitants d'installations n'investissent que si les recettes qu'ils attendent du courant injecté couvrent au minimum le coût de production escompté. Comme la rétribution d'injection ordinaire, le système de bonus encourage l'innovation. Les producteurs d'électricité étant dépendants des débouchés, la production de courant est davantage orientée sur le marché avec un système de bonus qu'avec un système de rétribution de l'injection à taux constant (SATW, 2012).

Chypre, l'Allemagne, l'Estonie, le Danemark, la Finlande, les Pays-Bas, l'Italie, l'Espagne, la Slovaquie et la République tchèque appliquent des systèmes de bonus parallèlement à la rétribution du courant injecté à taux fixe. Le bonus peut se présenter sous différentes formes: la prime peut être fixe ou varier en fonction du prix de l'électricité (prix du marché).

### **2.2.1.3. Taux de rétribution constant avec possibilité de commercialisation complémentaire (*feed-in tariff with contract for differences*)**

Le système de taux de rétribution avec compensation de la différence du prix du marché est une combinaison des deux systèmes précédents. Les exploitants d'installations vendent le courant sur le marché; grâce à un contrat à long terme, ils touchent en sus la différence entre le prix moyen du marché spot<sup>4</sup> et le taux de rétribution fixe. Si, au moment de l'injection de l'électricité, le prix de vente est supérieur au prix moyen du marché, le producteur d'électricité engrange un bénéfice supplémentaire.

Par rapport au système de bonus, ce régime a l'avantage d'offrir aux exploitants d'installations une sécurité d'investissement à long terme. Contrairement à l'injection de courant simple cependant, ils sont en contact avec le marché de l'électricité, ce qui les encourage à exploiter leur installation au meilleur prix (p. ex. en participant au marché de l'énergie de réglage). Si le contrat à long terme (*contract for differences*) est basé sur un prix journalier

---

<sup>4</sup> Le prix de référence du marché résulte en principe de la moyenne d'un prix de marché reconnu sur une période définie (p. ex. un jour, un mois, etc.).





moyen et non sur un prix horaire, les exploitants sont encouragés à faire tourner leurs installations réglables au moment le plus favorable et à un prix relativement élevé.

#### **2.2.1.4. Définition du taux de rétribution**

##### **a) En fonction du prix de revient des installations de référence**

Les taux de rétribution peuvent p. ex. être fixés en fonction des coûts d'investissement et d'exploitation d'installations de référence. C'est le modèle appliqué par le système RPC actuellement en vigueur en Suisse. La rétribution est basée sur le prix de revient des installations de référence valables durant l'année de leur construction. Elle varie en fonction de la technologie de production, de la catégorie et de la classe de puissance et reste en principe valable pendant une période définie. Elle a pour objectif de garantir la rentabilité à long terme. Au vu des progrès technologiques escomptés, il faut s'attendre à des baisses automatiques régulières des tarifs de rétribution aussi bien qu'à des réévaluations générales des prix de revient.

Le principe de la couverture des coûts garantit l'exploitation rentable d'une installation tout au long de sa durée de vie. Ce régime d'encouragement contribue à la commercialisation de nouvelles technologies. Comme chaque kWh injecté est rétribué tout au long de la durée de vie, les exploitants sont fortement encouragés à maximiser la production d'électricité d'une installation et à assurer son entretien à long terme.

Le moment de l'adaptation de la rétribution constitue un autre facteur de décision. La Figure 1 montre qu'en cas de baisse des coûts de production, la fréquence des adaptations signifie plus (graphique A) ou moins (graphique B) de bénéfices pour les exploitants des installations. Cette interaction est essentielle notamment dans le domaine du photovoltaïque, où le prix de revient baisse rapidement. Le montant de la rétribution équivaut au prix de revient des installations de référence uniquement au moment de l'adaptation du taux de rétribution. Peu après, les rétributions moyennes sont supérieures aux coûts d'une installation de référence. Définir les taux de rétribution en fonction des coûts moyens attendus pour les mois à venir (graphique C), et non en fonction des prix de revient actuels, serait une alternative pour éviter ce décalage temporel.



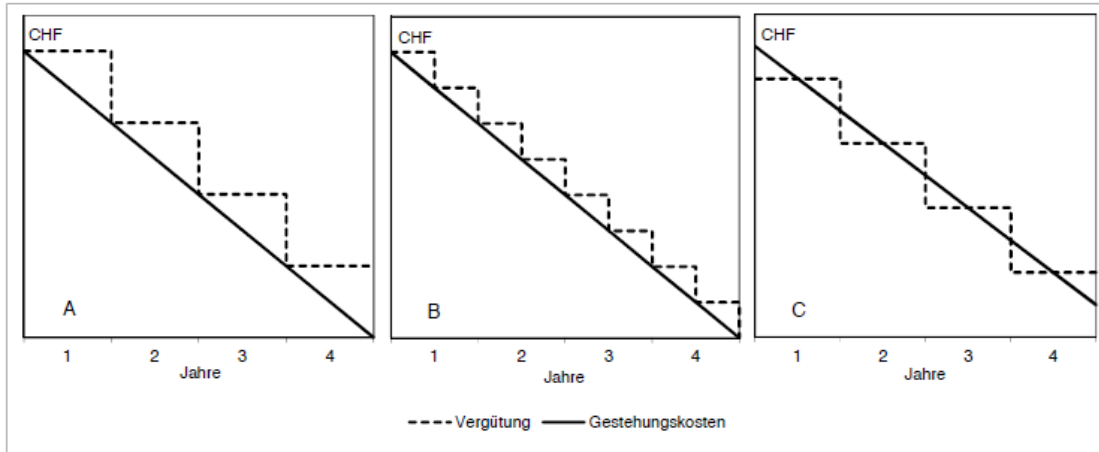


Figure 1: Evolution des prix de revient et des taux de rétribution

Source: Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève (2012, p.126)

Jahre	Nombre d'années
Vergütung	Rétribution
Gestehungskosten	Prix de revient

### b) En fonction de l'augmentation des capacités de production

Les autorités compétentes peuvent adapter les taux de rétribution de façon flexible en fonction de la demande ou de l'augmentation des capacités de production. Lorsque les projets réalisés sont trop peu nombreux pour atteindre les objectifs définis, les taux de rétribution doivent être relevés ou diminués en cas d'une demande trop importante. L'Allemagne adapte les taux de rétribution dans le domaine du photovoltaïque pour l'année suivante en fonction de l'augmentation des capacités durant l'année en cours.

Une telle régulation est possible pour les installations photovoltaïques en raison de leur réalisation rapide. Grâce à cette rapidité de réalisation, le résultat d'une adaptation peut être constaté en l'espace d'une année environ. Pour toutes les autres technologies, le résultat d'un changement ne serait perceptible qu'après six ans environ. Les taux de rétribution ne peuvent donc pas être adaptés en temps utile.

### c) Définition par le biais d'un appel d'offres des producteurs (*feed-in tariff auction*)

Comme pour la rétribution du courant injecté (2.2.1), ce modèle rémunère chaque unité injectée. Or, cette rétribution n'est pas définie à l'aide d'installations de référence, mais par les producteurs qui participent à un appel d'offres. Cette approche vise à obtenir le même effet avec moins de moyens d'encouragement.

Dans ce modèle, l'autorité de régulation lance en règle générale un appel d'offres pour des volumes de production ou des capacités installées prédéfinis. Le producteur proposant le prix le plus bas se voit attribuer l'adjudication et, partant, une rétribution du courant injecté correspondante. Les producteurs proposant un prix trop élevé repartent les mains vides.



L'appel d'offres a lieu régulièrement, p. ex. une fois par année, et doit garantir une certaine continuité. La rétribution du courant injecté peut être définie de deux manières. Soit le prix contractuel est fixé conformément aux prix individuels proposés par les soumissionnaires (*pay-as-bid*), soit le prix limite d'un cycle d'appel d'offres est fixé selon la dernière offre retenue pour le contingent d'appel d'offres concerné, et ainsi également l'offre la plus chère encore prise en considération (*cut-off-price*). La procédure *pay-as-bid* présente l'avantage d'épuiser une part importante du surplus des producteurs. Elle constitue donc la procédure la plus avantageuse.

L'encouragement par le biais d'un modèle d'appel d'offres peut aussi bien être indépendant des technologies que spécifique à chaque technologie. Si ce dernier présente l'avantage d'accélérer le développement de technologies spécifiques, il peut cependant accroître le risque d'une politique industrielle inefficace. L'appel d'offres qui n'est pas lié à une technologie précise est donc plus efficace sur le plan des coûts.

Un modèle d'appel d'offres ayant un impact technologique neutre permet surtout de mettre en œuvre des technologies relativement rentables et pour lesquelles les investisseurs et les concepteurs de projet peuvent estimer les coûts avec une relative précision. Les technologies présentant des coûts de production relativement élevés sont moins réalisées.

Dans ce régime d'encouragement, l'évolution des coûts ne doit pas être estimée par les autorités, mais par les producteurs eux-mêmes, ce qui représente un avantage. Lorsque le nombre des soumissionnaires est suffisant, ce modèle empêche que des tarifs excessifs génèrent un surplus des producteurs ou que des tarifs trop modestes freinent les investissements. Pour pouvoir fonctionner efficacement, ce système nécessite une concurrence suffisante entre les soumissionnaires et la prononciation d'une sanction si le projet en question n'est pas réalisé. Le modèle d'appel d'offres convient plutôt pour les investissements importants. Le calcul et la soumission d'une offre constituent des coûts d'entrée sur le marché fixes susceptibles de défavoriser les installations de taille plus modeste (dégression moindre des coûts fixes). Si ces installations ne bénéficient pas d'une procédure simplifiée, les producteurs d'électricité indépendants (ménages, etc.) seront les plus touchés.

Le modèle d'appel d'offres convient particulièrement pour les installations de taille moyenne (10kW à 10MW) exploitées par des professionnels, auxquelles des tiers peuvent également participer financièrement. Le modèle d'appel d'offres mise sur l'efficacité et récompense les concepteurs de projet qui sont en mesure de réaliser le projet le plus avantageux.

En résumé, les appels d'offres doivent répondre aux critères essentiels suivants (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- garantie de la continuité des cycles d'appels d'offres;
- appels d'offres présentant une capacité suffisante pour minimiser les coûts de transaction et le comportement stratégique;
- concordance avec d'autres domaines politiques (les modalités des appels d'offres p. ex. ne doivent pas être en contradiction avec l'aménagement du territoire);



- garantie d'une sanction en cas de non réalisation du projet.

Aujourd'hui, le modèle d'appel d'offres n'est plus appliqué comme un régime d'encouragement primaire. Néanmoins, il est utilisé dans certains pays pour des projets ou des technologies spécifiques (p. ex. vent *offshore* au Danemark, biomasse et grandes installations photovoltaïques en France, photovoltaïque à Chypre et vent *onshore* au Portugal). En Italie, le modèle complète la rétribution du courant injecté pour les nouvelles grandes installations depuis 2013.

### 2.2.2. Dispositif de quotas avec commerce de certificats

Dans un modèle de quotas, les fournisseurs sont tenus de fournir une part minimale d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Cette part augmente régulièrement, p. ex. tous les ans, jusqu'à ce que la valeur cible soit atteinte (p. ex. 100% d'énergie renouvelable d'ici 2050). Lorsqu'un fournisseur n'a pas suffisamment d'électricité à base d'énergies renouvelables dans son portefeuille, il peut acheter les certificats correspondants auprès d'un fournisseur qui lui dépasse l'objectif. Celui qui au terme d'une période de décompte n'atteint pas le quota minimal doit s'acquitter d'une peine pécuniaire. Un dispositif de quotas peut être spécifique à une technologie (comme en Italie autrefois) ou indépendant de toute technologie (comme en Suède/Norvège).

L'expérience internationale a montré que ce système ne fonctionne qu'en présence de certaines conditions cadres essentielles. Il est important que l'évolution du quota soit connue longtemps à l'avance et qu'elle ne soit adaptée que de manière très ponctuelle (entre autres pour éviter les grands écarts de prix). Il est tout aussi important que la peine pécuniaire soit nettement plus importante que le prix moyen du certificat, afin que les fournisseurs en déficit soient suffisamment motivés pour s'approvisionner sur le marché du courant vert (Schwarz et al., 2008).

La réglementation de quotas est basée sur la quantité; à ce titre, elle n'est efficace qu'à moyen et long termes. Son efficacité est étroitement corrélée aux sanctions définies. Si le législateur entend obtenir une quantité de courant définie, le dispositif de quotas peut permettre de l'atteindre avec exactitude, à condition que la quantité de courant soit estimée avec précision. Le commerce de certificat garantit l'efficacité de cet instrument: en effet, chaque producteur vérifie si sa propre production est plus avantageuse (plus chère) que le prix du certificat. Selon la réponse obtenue, il vend (achète) des certificats sur le marché. Ce mécanisme permet de minimiser les coûts de production. Bien sûr, le marché doit être suffisamment efficace et liquide pour permettre une concurrence équitable. Le marché suisse p. ex. est jugé trop petit pour garantir le bon fonctionnement d'un dispositif de quotas.

En comparaison avec d'autres instruments d'encouragement, la réglementation de quotas avec commerce de certificats encourage davantage l'innovation, parce que les producteurs sont en situation de concurrence aussi bien sur le marché de l'électricité que sur celui des certificats. Ils sont ainsi incités à prendre des décisions d'investir et de produire selon les besoins du marché. La distorsion du marché est par conséquent faible. La pression sur les coûts est donc plus forte et l'incitation à faire baisser les coûts de production plus prononcée (SATW, 2012). D'autre part, un dispositif de quotas efficient devrait avoir un impact techno-



logique neutre et mettre toutes les énergies renouvelables en concurrence sur un pied d'égalité.

En résumé, deux critères sont nécessaires à l'application optimale d'un dispositif de quotas (Fraunhofer ISI, Energy Economics Group, 2006):

- une concurrence et une liquidité suffisantes sur le marché:
- une peine pécuniaire suffisamment élevée en cas de non réalisation.

La Belgique, la Suède (en collaboration avec la Norvège depuis janvier 2012), la Grande-Bretagne, la Pologne et la Roumanie ont introduit des quotas obligatoires pour la production d'électricité à base d'énergies renouvelables. L'obligation peut relever de la responsabilité des distributeurs, des consommateurs ou des producteurs (Italie).

### **2.2.2.1. Rétribution du courant injecté et dispositif de quotas**

Si les modèles de quotas ont été appliqués dans différents pays, ils n'ont jamais - même de loin - été aussi efficaces que les systèmes de rétribution du courant injecté. Car contrairement à la rétribution de l'injection, les quotas minimaux encouragent systématiquement d'abord les sites qui, d'un point de vue relatif, sont les plus avantageux et les technologies les moins onéreuses<sup>5</sup>. Dans un dispositif de quotas, l'investisseur assume un risque d'investissement accru, qu'il supporte en respectant le principe de causalité. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité et des certificats. D'autre part, le volume du développement réalisable avec le modèle de quotas n'est que difficilement planifiable en raison des éventuelles oppositions formées contre les projets. Un système de rétribution de l'injection est également exposé aux risques du marché, dont les coûts sont supportés directement par le consommateur par le biais de taxes. Ils sont ainsi répartis à bien plus large échelle et moins perceptibles.

D'un point de vue économique, un modèle dont les quotas sont négociés sur le marché permet la meilleure allocation des ressources possible, même si l'on tient compte des fluctuations des prix de l'électricité et des certificats. Dans ce cas spécifique, l'incertitude quant à l'estimation de l'évolution des prix de revient doit également être prise en considération.

Un modèle de quotas peut en principe être combiné avec la rétribution de l'injection. A titre d'instrument secondaire, les quotas exigés garantissent que le développement visé est effectivement réalisé. L'évolution temporelle des quotas exigés correspond à l'objectif défini pour le développement de la production d'électricité renouvelable. La part que représente la rétribution de l'injection dans la production d'électricité est prise en compte pour la réalisation des quotas. Si cette part est supérieure au développement visé, le quota est automatiquement atteint, les fournisseurs d'électricité ne doivent répondre d'aucun autre engagement. Par contre, si cette part est trop modeste, les fournisseurs d'électricité doivent couvrir la différence avec leur propre production (non rétribuée) ou acheter les certificats correspondants sur le marché.

---

<sup>5</sup> Les quotas spécifiques à une technologie (*banding*) sont envisageables, mais restreignent les liquidités sur le marché des certificats. En guise d'alternative, des facteurs de pondération spécifiques à une technologie permettraient de diminuer ou de renforcer l'encouragement de certaines technologies, sans perte de liquidités. Le volume total du développement par contre ne peut plus être contrôlé avec autant de précision (étant donné que, selon la pondération, une production de 1 kWh ne génère plus forcément 1 kWh de certificat).



Dans ce système hybride, l'exploitant de l'installation a le choix: soit il s'inscrit pour la rétribution de l'injection, soit il commercialise les certificats produits lui-même. Pour les technologies rétribuées à un taux modeste, il peut valoir la peine de quitter le système de rétribution de l'injection et de vendre les certificats sur le marché des quotas, ce qui, contrairement au système de rétribution, comporte un risque de prix. Les technologies onéreuses (et les exploitants d'installations réticents à la prise de risque) sont toujours encouragés au moyen de la rétribution de l'injection.

Le grand désavantage d'un système hybride est le travail administratif supplémentaire qu'entraîne l'application de deux régimes d'encouragement différents.

### **2.2.3. Dispositifs de consommation propre**

Il existe en principe trois manières de réguler la consommation propre: la consommation propre, le *net metering* et le bonus de consommation propre. Ces systèmes conviennent tout particulièrement aux installations photovoltaïques.

Dans un système de consommation propre, les exploitants d'installations consomment l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite. Le surplus de production est rétribué au prix du marché, éventuellement majoré de primes complémentaires. Lorsque la production propre ne couvre pas les besoins en électricité, l'exploitant de l'installation peut se procurer l'électricité dans le réseau.

Il ne faut pas confondre l'approche de la consommation propre avec le comptage du *net metering*. Dans le cas de la consommation propre, le bilan des flux d'énergie en présence est fait simultanément. Dans le cas du *net metering* par contre, les flux d'énergie sont comptabilisés sur une période donnée (le compteur avance et recule). Dans le modèle de bonus de consommation propre, l'électricité produite et consommée en propre est rétribuée en sus (EPIA, 2012).

Le modèle de la consommation propre encourage l'exploitant à couvrir ses propres besoins autant que possible. Cette micro-optimisation peut décharger le réseau durant les heures de pointe. Depuis l'entrée en vigueur, le 1<sup>er</sup> janvier 2014, de l'art. 7, al. 2*bis* et 7a, al. 4*bis* LEne, il est clairement établi sur le plan légal que les producteurs peuvent prétendre à une consommation propre.

Certains pays appliquent le *net metering* ou la régulation de la consommation propre en tant qu'instrument secondaire dans certaines régions (Belgique, Danemark, Italie, Pays-Bas et Suisse).

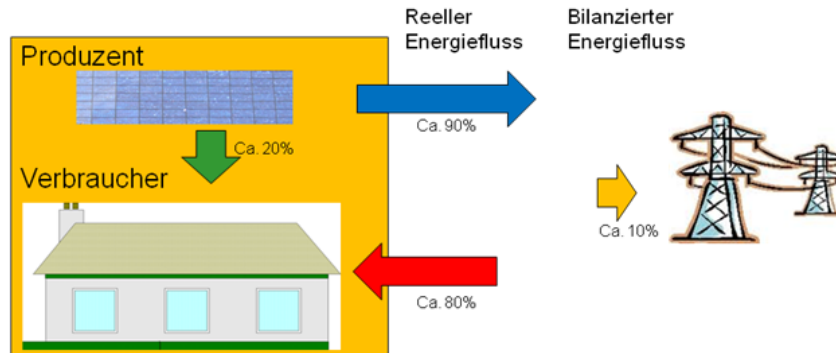


Figure 2: Consommateurs avec installation de production

Source: OFEN

Produzent	Producteur
Verbraucher	Consommateur
Ca. 20% / Ca. 90% / Ca. 80% / Ca. 10%	Env. 20%/Env. 90%/Env. 80%/Env. 10%
Reeller Energiefluss	Flux d'énergie effectif
Bilanzierter Energiefluss	Flux d'énergie comptabilisé

Afin de pouvoir couvrir les prix de revient, la régulation de la consommation nécessite en règle générale un soutien complémentaire, soit des aides à l'investissement ou des tarifs de rachat plus élevés.

### 2.2.3.1. Consommation propre complétée par des aides à l'investissement

Les aides à l'investissement constituent un instrument d'encouragement facile à combiner avec d'autres instruments. Les régulations de la consommation propre par exemple peuvent être complétées par des contributions d'investissement, qui peuvent être versées de deux façons: un montant fixe par puissance d'électricité renouvelable installée, ou un pourcentage des coûts d'investissement totaux. Le montant des moyens d'encouragement est en règle générale défini au cas par cas pour chaque technologie. Cependant, l'incertitude persiste sur la quantité d'électricité effectivement produite. Ainsi, si aucune limite n'est définie pour le système, les instances politiques ont peu de chances de prévoir les coûts entraînés par les aides à l'investissement (Infras, 2011).

L'instrument peut être appliqué en complément à la consommation propre. Des aides à l'investissement uniques sont octroyées pour compenser la rétribution insuffisante du prix de l'énergie. L'aide à l'investissement n'est pas liée à la production d'électricité à long terme. Si, au bout d'un certain temps, des réparations sont nécessaires, les futures recettes escomptées risquent donc d'être insuffisantes pour amortir leur coût. Le cas échéant, il est plus avantageux de mettre l'installation à l'arrêt. Pour les installations nouvelles, il faut par ailleurs vérifier qu'une aide à l'investissement ne serve pas à payer à prix d'or des modules usés repris d'une autre installation. En cas de hausse des prix de l'énergie, l'aide à l'investissement initiale risque d'être excessivement élevée.

L'aide à l'investissement peut être considérée comme un instrument proche du marché: elle



encourage l'alignement de la production d'électricité sur les signaux du marché au niveau des prix.

De nombreux pays ont recours aux aides à l'investissement, comme la Belgique et de nombreux pays d'Europe de l'Est. Ces aides servent généralement à l'encouragement secondaire de technologies moins matures, comme le photovoltaïque. En Finlande, les aides à l'investissement étaient jusqu'en 2012 le seul mécanisme d'encouragement à l'échelle nationale; aujourd'hui, elles ont cédé la place à la rétribution de l'injection.

### **2.2.3.2. Consommation propre complétée par des tarifs de rachat plus élevés**

L'aide à l'investissement peut être remplacée par une rétribution plus élevée des rachats, ce qui évite automatiquement ses inconvénients, comme par exemple le manque d'incitation à exploiter l'installation à long terme.

A noter qu'un modèle de consommation propre est d'autant plus intéressant pour les clients que les coûts énergétiques locaux sont élevés (utilisation du réseau incluse). La tendance consiste donc à construire davantage d'installations là où les conditions économiques sont plutôt difficiles pour les GRD. Les charges supplémentaires imposées aux GRD doivent donc rester aussi modestes que possible.

### **2.2.4. Coûts de capital moindres**

Des crédits plus avantageux dont les intérêts sont inférieurs à ceux du marché, une période de remboursement de la dette prolongée et des garanties de prêt sont autant de mécanismes qui permettent de réduire les coûts de capital. Comme les allègements fiscaux, ce type de soutien contribue à surmonter l'obstacle initial des coûts de capital élevés. En effet, les coûts unitaires moindres de la production d'énergie renouvelable diminuent automatiquement le risque d'investissement initial, et encouragent ainsi le développement technologique souhaité.

Les incitations fiscales sont liées à l'importance du crédit, et non à la capacité installée. Par conséquent, la contribution octroyée pour des investissements plus conséquents est plus importante que pour des investissements plus modestes, même si la capacité est la même. D'autre part, l'accès au crédit facilité instaure des conditions cadres favorables pour les investissements dans les technologies renouvelables (Infras, 2011). A l'heure actuelle, la Belgique, la Bulgarie, l'Allemagne, Malte, les Pays-Bas, l'Espagne, la Slovénie et la Pologne ont recours aux incitations fiscales.

### **2.2.5. Allègements fiscaux**

Si les allègements fiscaux ne sont pas utilisés en tant qu'instrument principal pour encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ils sont néanmoins utilisés à titre complémentaire. Ils peuvent se faire sous différentes formes: baisse de l'impôt sur l'énergie, diminution de la taxe sur la valeur ajoutée, possibilités de déduction de l'impôt sur le revenu améliorées ou réglementations en matière d'amortissement. Durant la phase initiale du développement des technologies, les allègements fiscaux s'avèrent particulièrement utiles parce qu'ils diminuent les coûts d'investissement. Et pourtant, selon l'allègement con-





cedé, l'encouragement par unité produite n'est pas le même pour chaque producteur. L'absence de proportionnalité signifie que le volume des moyens d'encouragement ne peut être contrôlé avec précision.

Les allègements fiscaux et les modèles de bonus ont des points communs: les deux instruments encouragent la production d'électricité jusqu'à ce que les coûts marginaux de la dernière unité produite équivalent à la somme du prix de l'électricité et de la réduction fiscale (Infras, 2011).

Des pays comme l'Espagne, les Pays-Bas, la Finlande et la Grèce accordent des allègements fiscaux pour les investissements (p. ex. amortissements ou déductions sur le revenu imposable). D'autres pays, à l'instar de l'Italie, la Pologne, la Suède ou la Grande-Bretagne accordent des allègements fiscaux pour la production (p. ex. déduction sur l'impôt à la production)<sup>6</sup>.

### **2.2.6. Instruments politiques non contraignants**

Font partie de cette catégorie par exemple le comblement des lacunes d'information ou des mesures dans le domaine de la formation. Ces instruments ont une caractéristique: ils n'encouragent pas directement les acteurs concernés à adapter leur comportement, mais ont pour mission de modifier les préférences fondamentales des acteurs. Les instruments pédagogiques ou informatifs par exemple entrent dans cette catégorie. Les informations améliorent le niveau des connaissances et peuvent ainsi contribuer à la prise de décisions d'investissement et de consommation plus efficaces. Elles sont susceptibles de modifier le point de vue ou la motivation interne des acteurs concernés (Romstad, 2012).

Les investissements dans la formation et la diffusion d'informations ont souvent valeur de mesures d'accompagnement des régimes d'encouragement, et visent à promouvoir une meilleure acceptation et participation de la population. Reste que l'effet de ces instruments n'est pas quantifiable avec précision.

## **2.3. Tableau synoptique des régimes d'encouragement en Europe**

La Figure 3 représente les principaux régimes d'encouragement des énergies renouvelables appliqués actuellement dans l'UE (état: 2012). La plupart des pays ont recours à la rétribution de l'injection, suivie des modèles de quotas.

---

<sup>6</sup> Ainsi par exemple, l'Etat suédois prélève un impôt énergétique sur la consommation d'électricité; celui-ci est facturé au producteur industriel ou au fournisseur. L'électricité éolienne est exonérée de cet impôt dès lors qu'elle n'a pas été livrée à titre lucratif.



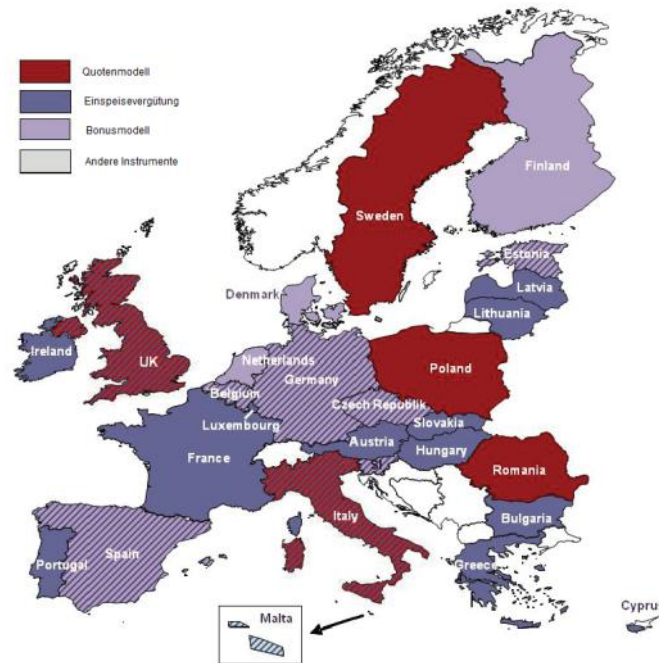


Figure 3: Principaux régimes d'encouragement de l'UE

Source: Intelligent Energy Europe (2012)

Le Tableau 2 fournit un aperçu synoptique détaillé des régimes d'encouragement actuellement en vigueur dans les pays européens (état: 2012/2013). Sont représentés les systèmes primaires (rétribution de l'injection, dispositifs de bonus et de quotas) appliqués à titre d'instrument principal, aussi bien que les systèmes secondaires ou de soutien.

Tableau 2: Aperçu synoptique des régimes d'encouragement des énergies renouvelables en Europe: 2012/2013

Régime d'encouragement	AT	BE <sup>7</sup>	BG	CY	CZ	DE	DK	EE	ES <sup>8</sup>	FI	FR	GR	HU	IE
Rétribution de l'inject.	X		X		X	X		X	X		X	X	X	X
Système de bonus				X	X	X	X	X	X	X				
Dispositif de quotas		X												
Aides à l'investissem.	X	X		X	X		X	X		X		X	X	
Allégements fiscaux	X								X		X	X		X
Incitations fiscales		X	X			X								
Appels d'offres				X					X <sup>9</sup>		X			
Consommation propre/ <i>net metering</i>		X					X							

<sup>7</sup> En Belgique, la politique d'encouragement diffère selon les régions.

<sup>8</sup> La rétribution de l'injection et le système de bonus ont été supprimés en janvier 2012 (*Royal Decree 1/2012*).

<sup>9</sup> Les appels d'offres visent l'encouragement de l'énergie éolienne offshore.



Régime d'encouragement	IT	LT	LU	LV	MT	NL	PL	PT	RO	SE	SI	SK	UK	CH
Rétribution de l'inject.	X	X	X	X	X			X			X	X	X	X
Système de bonus	X					X					X			
Dispositif de quotas							X		X	X			X	
Aides à l'investissement		X	X		X				X	X	X	X		(X) <sup>10</sup>
Allégements fiscaux	X	X	X			X	X			X		X	X	
Incidations fiscales					X	X	X				X			
Appels d'offres	X					X								
Consommation propre/ <i>net metering</i>	X				X	X								(X) <sup>10</sup>

Source: Intelligent Energy Europe (2012), RES Legal (2012)

Alors que les instruments complémentaires présentent une certaine diversité, une tendance nette se profile dans les différents pays pour les instruments principaux.

Vingt des vingt-sept pays membres de l'UE ont opté pour la rétribution de l'injection et/ou le système de bonus à titre d'instrument principal. Les Etats sont toujours plus nombreux à adopter un système de bonus (optionnel). Par contre, le nombre de pays ayant choisi le dispositif de quotas comme instrument d'encouragement principal diminue; à l'heure actuelle, seules subsistent la Belgique, la Suède, la Pologne, la Roumanie et la Grande-Bretagne. La Norvège s'est ralliée au système suédois le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

A noter que souvent, plusieurs instruments visent à encourager différentes technologies. Les instruments secondaires surtout (aides à l'investissement, allégements fiscaux et incitations fiscales) sont mis en œuvre pour différentes technologies.

Les appels d'offre quant à eux ne servent d'instrument complémentaire que sous certaines conditions. Ils conviennent tout spécialement pour l'allocation des ressources dans le cadre de projets de grande envergure.

L'introduction de règles pour la consommation propre constitue une autre nouvelle tendance; elles sont souvent accompagnées d'une facturation forfaitaire (*net metering*<sup>11</sup>) ou immédiate. Ces mesures concernent le plus souvent de petites installations de production, pour l'essentiel des installations solaires.

La conception optimale d'un régime d'encouragement est considérée comme le facteur de réussite le plus important; elle revêt même plus d'importance que l'instrument d'encouragement choisi. En effet, toute lacune dans la conception d'un instrument compromet fortement son effet. Différents aspects sont pris en considération pour évaluer si un instrument présente des caractéristiques optimales: efficacité et précision, efficience, incitation à l'innova-

<sup>10</sup> La consommation propre et les rétributions uniques pour les petites installations photovoltaïques sont prévues par l'initiative parlementaire 12.400 dès janvier 2014.

<sup>11</sup> Les flux d'énergie qui ont lieu durant une période donnée se compensent réciproquement dans l'ensemble.



tion et proximité du marché. L'efficacité se rapporte à l'effet de l'instrument sélectionné pour augmenter la quantité d'électricité générée à partir d'énergies renouvelables. La précision indique avec quelle exactitude un objectif quantitatif défini est atteint. L'efficience mesure si les objectifs d'énergie politique sont atteints à des coûts économiques minimaux pour l'ensemble de l'économie et la société. L'incitation à l'innovation vise une amélioration continue de la technologie sur le marché. Enfin, un instrument proche du marché est mû par des critères de concurrence; autrement dit, la rétribution par exemple dépend entièrement ou en partie du prix du marché de l'électricité (SATW, 2012).



## 3. Encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Europe

Ce chapitre porte essentiellement sur les instruments d'encouragement mis en œuvre dans différents pays européens. Y sont décrits les modèles danois (chapitre 3.1.), allemand (chapitre 3.2.), britannique (chapitre 3.3.), français (chapitre 3.4.), italien (chapitre 3.5.), néerlandais (chapitre 3.6.), autrichien (chapitre 3.7.), suédois (chapitre 3.8.), suisse (chapitre 3.9.) et espagnol (chapitre 3.10.). Le chapitre termine avec une analyse des tendances actuelles et des développements potentiels dans le domaine des modèles d'encouragement.

### 3.1. Danemark

Au Danemark, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est encouragée par la rétribution de l'injection (*premium tariff*) sous forme d'un bonus variable versé en sus du prix du marché. Le bonus et le prix du marché cumulés ne doivent pas excéder une limite légale maximale par kWh; celle-ci est définie en fonction de la source d'énergie et de la date de raccordement.

D'autre part, le Danemark a recours au *net metering*. Les producteurs d'électricité dont la production est entièrement ou partiellement destinée à leur consommation propre sont exonérés du versement, pour l'électricité qu'ils consomment, de la contribution complémentaire encourageant les énergies renouvelables, appelée *public service obligation*. Depuis 2013, les flux d'énergie ne sont plus comptabilisés tous les ans, mais toutes les heures, encourageant ainsi l'adaptation de la consommation propre en fonction de l'offre d'électricité (Danish Ministry of Climate, Energy and Building, 2012).

De plus, des crédits sont garantis pour les projets de construction d'installations éoliennes. Les associations de propriétaires d'installations éoliennes et d'autres groupes de projet locaux peuvent solliciter une garantie pour les crédits destinés au financement d'études de faisabilité précédant la construction d'installations éoliennes.

### 3.2. Allemagne

L'Allemagne encourage la production d'électricité renouvelable en rétribuant le courant injecté. Les conditions et le montant de la rémunération sont définis dans la loi sur la priorité aux énergies renouvelables (*Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, EEG*).

La rétribution de l'injection est l'instrument d'encouragement prioritaire. Elle est versée par le gestionnaire du réseau à l'exploitant de l'installation; le montant de la rétribution est fixé dans la loi, en général pour une durée de vingt ans. Alternativement, les exploitants d'installations peuvent opter pour la commercialisation directe de l'électricité produite (c.-à-d. la vendre à des tiers par l'intermédiaire de contrats de livraison ou en bourse) et exiger une prime de marché, dont le montant est défini chaque mois<sup>12</sup>. En principe, les exploitants des installations ont le choix entre la rétribution de l'injection habituelle et la commercialisation directe

<sup>12</sup> La prime de marché résulte de la différence entre la rémunération EEG pour une technologie donnée et la moyenne mensuelle du prix du marché définie rétroactivement, corrigée d'un facteur spécifique à la technologie concernée et reflétant la valeur de l'énergie renouvelable concernée sur le marché. La prime de marché est majorée de ce que l'on appelle une prime de management: celle-ci compense les coûts résultant des écarts de prévision pour les installations ER à la production fluctuante comme de la participation au marché.



avec prime de marché. Outre la prime de marché, les exploitants d'installations de production à partir de biogaz qui commercialisent directement l'électricité produite, peuvent exiger une prime de flexibilité. Celle-ci est octroyée aux exploitants qui mettent à disposition une puissance installée supplémentaire qu'ils n'utilisent pas en permanence mais ne mettent en réseau que durant les périodes de consommation de pointe.

Par le passé, l'EEG s'est avant tout distinguée par sa très grande efficacité et a su générer une très forte croissance de la production d'électricité renouvelable sur une longue période. L'efficacité de l'EEG s'explique essentiellement par deux facteurs: la sécurité de l'investissement pour les exploitants d'installations, et les tarifs d'encouragement dégressifs spécifiques à chaque technologie. Le montant des tarifs étant fixe, les recettes d'un projet sont aisément calculables, si bien qu'une large palette d'acteurs a fait son apparition dans le secteur du développement des énergies renouvelables.

Mais le système allemand est souvent critiqué pour le niveau élevé des coûts. Aussi le prélèvement EEG a-t-il fortement augmenté ces dernières années (de 3,53 ct. d'euro/kWh en 2011<sup>13</sup>, il est passé à 3,592 ct. d'euro/kWh en 2012<sup>13</sup> et à 5,277 ct. d'euro/kWh en 2013<sup>14</sup>). Aujourd'hui, il représente un multiple de la taxe perçue pour la RPC suisse. La Figure montre l'évolution de la rémunération EEG, qui est passée à quelque 16,8 milliards d'euros en 2011 (ligne rouge).



Figure 4: Evolution de la rémunération EEG

Source: BMU (2012, p. 45)

### 3.3. Grande-Bretagne

De 1988 à 2002, la Grande-Bretagne a appliqué un modèle d'appel d'offres (*tender*), avant d'opter pour un dispositif de quotas en 2003. La part d'électricité renouvelable en Grande-Bretagne et en Irlande du Nord devait atteindre 5% jusqu'en 2003, et progresser à 10% d'ici

<sup>13</sup> Source: Bundesagentur (2011)

<sup>14</sup> Source: Bundesagentur (2012)



2010. Les objectifs fixés devaient principalement être atteints au moyen d'appels d'offres. Jusqu'ici cependant, ils ont été clairement manqués.

En comparaison européenne également, la Grande-Bretagne a connu un développement dans l'ensemble relativement lent. En revanche, le pays s'est positionné comme le leader mondial du développement de l'énergie éolienne *offshore* (Euroobserver, 2012). Reste à savoir si cette performance est due au modèle d'encouragement, à sa conception, ou à la volonté politique. La peine pécuniaire trop modeste sanctionnant la non réalisation des objectifs semble être la seule critique émise au sujet du dispositif de quotas introduit en 2003. En 2010, elle s'élevait à 43 EUR/MWh. Elle était donc inférieure aux prix des certificats, qui se négociaient à 61 EUR/MWh (Intelligent Energy Europe, 2011, p. 328).

#### Expériences faites avec le modèle d'appels d'offres jusqu'en 2002

En raison de difficultés rencontrées lors du financement, de la planification, de l'autorisation et de l'acceptation sur place, seule une fraction des projets convenus par contrat a été concrétisée. De 93% durant le premier cycle d'appels d'offres, le taux de réalisation a chuté à 12% lors du dernier cycle. Cette baisse a provoqué la hausse des coûts de transaction du système. Le nombre de projets soumis, examinés et convenus par contrat n'a cessé d'augmenter afin d'atteindre une capacité définie.

Il y a deux explications possibles pour ce faible taux de réalisation: la perspective de coûts d'installation plus modestes et des problèmes d'acceptation. Un modèle d'appels d'offres n'est efficace que si la non réalisation d'un projet est sanctionnée par une amende conséquente.

#### Dispositif de quotas

La Grande-Bretagne s'est dotée d'un objectif de quotas pour 2015, qui doit à coup sûr se maintenir au même niveau jusqu'en 2027 (sécurité de planification à long terme). Les fournisseurs d'électricité qui n'atteignent pas cet objectif doivent s'acquitter d'une *buy-out penalty* (pénalité). Les recettes provenant de cette pénalité sont redistribuées entre toutes les entreprises qui ont atteint leur quota, proportionnellement au nombre de certificats qu'elles possèdent. Bien que les prix de revient moyens de l'énergie éolienne s'élèvent à quelque 60 EUR/MWh, cette forme d'énergie a été encouragée à concurrence de 110 EUR/MWh en moyenne (OPTRES, 2007).

#### Rétribution de l'injection pour les petites installations éoliennes et photovoltaïques

En juillet 2009, la Grande-Bretagne a décidé d'encourager les petites installations de production d'électricité renouvelable (énergie éolienne et photovoltaïque) en rétribuant l'électricité injectée. L'introduction de la rétribution a été coordonnée avec le système de certificats en vigueur (*renewable obligation certificates*).

#### Perspectives

Le gouvernement britannique a publié en 2011 un Livre blanc (*White Paper*) pour un approvisionnement en électricité sûr, financièrement viable et à faible émission de CO<sub>2</sub> (DECC 2011). Ce document propose d'encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables au moyen d'un tarif de rétribution basé sur un *contract for differences* (cf.



2.2.1.3). Dans ce système, les producteurs touchent (versent) la différence entre le prix d'achat défini par l'Etat et le prix du marché, lorsque le premier est supérieur (inférieur) au second. Les producteurs doivent pouvoir commercialiser leur électricité par leurs propres moyens et être ainsi encouragés à réagir aux prix du marché. L'introduction de ce système est prévue pour 2014. Dans le même temps, le gouvernement prévoit d'introduire un plancher pour le prix du CO<sub>2</sub>, afin d'encourager le passage à une production d'électricité moins gourmande en CO<sub>2</sub><sup>15</sup>.

### 3.4. France

Dans le domaine du photovoltaïque surtout, la France appliquait une politique d'encouragement comparativement intéressante, avec des tarifs élevés. Ces dernières années, elle a renforcé les conditions posées à l'octroi de subventions et de soutien aux fins de contrôler la croissance (Intelligent Energy Europe, 2011).

La rétribution de l'injection et les appels d'offres sont les deux principaux instruments choisis par la France. La première est en règle générale ciblée sur les installations plus modestes, tandis que les installations à plus grandes capacités sont encouragées par le biais d'une procédure d'appels d'offres. La rétribution de l'injection est garantie pour une durée de quinze à vingt ans (selon la technologie concernée). Les taux de rétribution appliqués aux nouvelles installations sont adaptés tous les trimestres sur la base du taux des installations réalisées au cours des mois précédents. Depuis décembre 2010, la promotion du photovoltaïque est plus restrictive. Si les installations produisant moins de 100kWh continuent de toucher une rétribution, les installations de plus grande envergure participent à des appels d'offres, au terme desquels le « gagnant » décroche un contrat à long terme pour l'électricité injectée. Depuis 2009, un système semblable est en vigueur pour les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse. En outre, la France prévoit un programme d'allègements fiscaux sous forme de crédits d'impôt sur le revenu et d'une réduction de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

Sur le plan de l'énergie éolienne, la France bénéficie du deuxième potentiel en Europe (Eurobarometer, 2012). Cependant, tout comme l'Espagne et l'Italie, la France n'a pas appliqué de politique d'encouragement stable et conséquente en la matière. Octroyer de généreuses subventions durant la phase initiale en vue de dynamiser le processus risque par la suite de multiplier les effets de freinage et d'accélération (*stop-and-go*). En France par exemple, la suppression de la rétribution de l'injection pendant trois mois entre 2010 et 2011 et la liste d'attente ont aggravé l'incertitude régnant sur le marché et, partant, entamé l'efficacité de la politique d'encouragement.

### 3.5. Italie

L'Italie a une longue tradition à son actif dans la promotion de la production d'électricité renouvelable, et a obtenu de remarquables résultats dans le secteur du photovoltaïque. L'Italie est le plus important producteur d'électricité solaire en Europe après l'Allemagne. Long-

<sup>15</sup> Parmi les installations produisant de l'électricité avec une faible émission de CO<sub>2</sub> figurent également les centrales nucléaires (UK Department of Energy & Climate Change, 2013).





temps, le pays a encouragé la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables par la réglementation de quotas. Depuis début 2013, le régime d'encouragement italien s'est cependant démarqué par des changements fréquents et surprenants pour les investisseurs. Malgré ce contexte instable pour les investisseurs, les conditions étaient suffisamment intéressantes pour séduire les exploitants d'installations.

Depuis 2001, l'Italie encourage la production d'électricité à base d'énergies renouvelables par un modèle de quotas incluant le commerce de certificats. Ces quotas ont continuellement augmenté jusqu'à ce que le pays atteigne une part de 7,55% en 2012.

En 2005, l'Italie a introduit d'autres instruments visant la promotion de toutes les technologies. Le programme prévoit une rétribution de l'injection et s'adresse avant tout aux installations présentant un potentiel inférieur ou égal à 1 MW. Un modèle de bonus (*conto energia*) a été créé pour les installations photovoltaïques. Les rétributions sont octroyées pendant vingt ans et varient selon la grandeur et le type de l'installation (annexe ou intégrée). Ce mécanisme d'encouragement a connu un important succès, en partie grâce aux conditions généreuses. En quelques années, il a généré une énorme croissance. Dans le même temps cependant, les coûts ont pris l'ascenseur, raison pour laquelle le modèle de bonus a été remanié cinq fois depuis 2005.

Les adaptations fréquentes ont un inconvénient: elles provoquent l'incertitude et l'instabilité du marché. Voilà pourquoi le plafond des dépenses globales, la puissance installée annuelle maximale, la régulation de la consommation propre et le système de rétribution ont subi des corrections. Reste que le plafond des dépenses pour les installations photovoltaïques, fixé à six milliards d'euros, était épuisé en 2012 déjà (Intelligent Energy Europe, 2011).

En 2013, le modèle des quotas a cédé la place aux appels d'offres. Les nouvelles installations dépassant une certaine envergure sont encouragées au moyen d'un appel d'offres, tandis que les installations plus petites ont recours à la rétribution de l'injection. De plus, l'Italie dispose d'un système de *net metering* optionnel pour les installations dont la capacité ne dépasse pas 20kW. Les exploitants de ces installations peuvent compenser leur consommation propre avec leur propre production. Par ailleurs, les installations photovoltaïques et éoliennes sont autorisées à diminuer la TVA frappant les coûts d'investissement (de 20%, elle passe à 10%). Outre le programme national, il existe plusieurs mesures d'encouragement régionales (RES Legal, 2012).

La promotion de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en Italie est caractérisée par une politique incertaine. De plus, il n'est pas rare que la diffusion de nouvelles technologies se heurte à des obstacles administratifs ou financiers. Par le passé, la part d'électricité renouvelable a même diminué (de 16% en 1997, elle a passé à 15,4% en 2004). En 2010 en revanche, elle était remontée à 20,1%.

### 3.6. Pays-Bas

Depuis 2008, les Pays-Bas encouragent la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables au moyen de la réglementation dite *SDE*. Celle-ci vise à compenser l'écart entre les coûts de production et le prix du marché (modèle de bonus avec appels d'offres).





Le régime d'encouragement néerlandais s'applique à toutes les technologies d'énergies renouvelables. Après la réforme du système en 2012, *SDE+*, l'aide est passée d'un régime d'encouragement ponctuel spécifique à chaque technologie à un budget global indépendant des technologies. Si, en 2012, le budget global totalisait 1,7 milliard d'euros, il a été augmenté à 3 milliards en 2013.

Le budget de promotion est réparti en cinq étapes durant l'année. L'importance de l'aide accordée par kWh augmente à chaque étape et est octroyée selon le principe du premier arrivé, premier servi (*first come, first served*). Les installations touchant l'aide accordée à l'étape 1 bénéficient, en plus du prix du marché, d'une prime de base (*premium tariff*, pouvant atteindre 7 ct. d'euro/kWh); les installations bénéficiant d'une aide accordée à l'une des étapes ultérieures touchent une aide plus conséquente (au max. 15 ct. d'euro/kWh à l'étape 5). En comparaison des installations percevant une prime de base plus élevée, les installations touchant une aide à l'étape 1 ont plus de chances de disposer d'un budget de promotion suffisant et d'être ainsi intégrées au système d'encouragement. Le programme *SDE+* privilégie donc en principe les installations qui se contentent d'une aide plus modeste et qui la sollicitent à temps.

Les primes de base sont définies à chaque étape pour les catégories d'aide autorisées. Celles-ci regroupent l'énergie éolienne *onshore*, la biomasse, le biogaz, l'énergie hydraulique et une catégorie libre pour les autres technologies, comme le photovoltaïque, l'énergie éolienne *offshore*, la géothermie, etc.. Les primes de base peuvent différer d'une catégorie et d'une sous-catégorie à l'autre, et durant la même étape, et sont définies chaque année par le ministère de l'économie (*Ministry of Economic Affairs*). Ce faisant, elles sont définies de manière à ce que le prix du marché et la prime de base suffisent vraisemblablement à couvrir les prix de revient d'installations de référence.

L'aide est attribuée pour une durée maximale de quinze ans. Durant cette période, le montant de l'aide reste fixe pour les installations inscrites au système.

Ce dernier a l'avantage d'être plus rentable que la rétribution de l'injection classique. La définition dynamique des tarifs peut diminuer les effets d'aubaine, puisque les installations moins chères touchent une rétribution plus modeste que les installations plus onéreuses. D'autre part, les incitations à l'innovation et à la diminution des coûts sont plus fortes, en raison de la pression sur les coûts résultant de la concurrence entre les différents intéressés pour obtenir des moyens d'encouragement. Par contre, la définition d'un prix de marché minimal freine les investissements. Si le prix du marché tombe en dessous de ce plancher, la prime de base n'est pas augmentée, afin de garantir la sécurité du budget public. Le cas échéant, les prix de revient des producteurs ne seraient pas couverts et la sécurité des investissements pas garantie.

#### Instruments d'encouragement secondaires

Les producteurs d'électricité renouvelable qui consomment leur propre production peuvent bénéficier d'une défiscalisation (taxe générale énergétique, *energy tax*). Les petites installations peuvent également profiter d'un système de *net metering*.

Les entreprises peuvent solliciter des crédits d'impôt (EIA - *energy investment allowance*) pour les investissements réalisés dans des installations favorisant les énergies renouve-



lables. Tout investissement dans des projets misant sur les énergies renouvelables (à l'exception de la biomasse et du biogaz) donne droit à un prêt à des conditions préférentielles. Par ailleurs, les ménages privés investissant dans des installations photovoltaïques peuvent demander des contributions d'investissement.

### **3.7. Autriche**

En 2002, l'Autriche a instauré un modèle de quotas avec certificats en vue d'encourager la production d'électricité dans les petites centrales hydroélectriques. En raison de lacunes constatées dans la conception du système, mais aussi de développements imprévus, les responsables de la politique énergétique ont estimé que le modèle ne répondait pas aux besoins et l'ont remplacé au bout d'un an seulement par un système de rétribution de l'injection spécifique à chaque technologie.

Dès le lancement du système des certificats déjà, certains indices ont laissé supposer que le quota (même basé sur une production moyenne à partir de la force hydraulique) était probablement trop faible et n'encourageait pas assez la construction de nouvelles petites centrales hydroélectriques. De plus, le quota demeurant constant (autrement dit, la demande de certificats n'augmentait que proportionnellement à l'électricité écoulée), il ne fallait pas s'attendre à ce que les revenus issus du commerce de certificats permettent de maintenir le parc des centrales à long terme ou encouragent fortement son développement ou sa revitalisation.

Aujourd'hui, l'Autriche encourage la production d'électricité renouvelable essentiellement par le biais de la rétribution de l'injection. Ces rétributions sont versées sur une période de treize ans. Le plafond des coûts a été relevé de 2,1 millions d'euros à 8 millions en 2011. En outre, aux termes de la loi sur l'électricité renouvelable en relation avec la directive d'encouragement en vigueur, les petites et moyennes centrales hydroélectriques bénéficient de subventions à l'investissement. Cette aide encourage la construction de petites et moyennes centrales hydroélectriques qui seront mises en exploitation au plus tard le 31 décembre 2014. Elle vise à générer une puissance installée supplémentaire à partir d'énergie hydraulique de 150 MW d'ici 2014. Le montant de l'aide à l'investissement dépend de la taille de l'installation; il représente au maximum 30% des coûts d'investissement et ne dépasse pas 1 500 EUR/kW.

Comme en Suisse, le plafond des coûts et l'importante demande dans le secteur photovoltaïque ont abouti à la création d'une liste d'attente. L'Autriche a mis en œuvre deux mesures pour raccourcir cette liste: d'une part, elle a relevé le plafond des coûts; d'autre part, elle a donné l'occasion aux requérants inscrits sur la liste de toucher une rémunération immédiate, mais inférieure aux tarifs ordinaires. Selon Fraunhofer ISI et. al. (2012), la méthode autrichienne constitue une solution innovante pour les pays qui se trouvent dans une situation semblable.

### **3.8. Suède**

Aux termes de la législation suédoise relative aux certificats dans le secteur de l'électricité, à une date de référence fixe dans l'année, les fournisseurs, de même que certains consom-



mateurs et exploitations à forte consommation d'électricité, sont tenus de détenir des certificats d'électricité renouvelable équivalant à la quantité vendue ou à leur consommation. Sont en principe susceptibles d'être encouragées toutes les technologies permettant de produire de l'électricité à partir d'énergies renouvelables.

Longtemps, le dispositif de quotas suédois n'a pas enregistré de succès significatifs, notamment parce que le prix des certificats était trop bas. D'anciennes capacités étaient admises dans le système de quotas, si bien que pendant un certain temps, le nombre des certificats délivrés était supérieur à celui des certificats retirés (Haas R., Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2010).

Sans compter qu'avec l'introduction du régime des certificats, le gouvernement a fixé le montant de la sanction en cas de non réalisation du quota. Or, le prix des certificats négociés sur le marché était parfois supérieur à la sanction ordonnée par l'Etat. Les entreprises étaient ainsi très tentées de ne pas investir dans les énergies renouvelables, préférant s'acquitter des amendes modestes perçues en cas de non réalisation du quota. Depuis, le gouvernement suédois a réagi en fixant l'amende à 150% du prix moyen du certificat. Ces dernières années, elle était de l'ordre de 30 EUR/MWh.

Le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la Norvège a adopté le régime suédois des certificats, dans le but d'accroître le volume des transactions (à l'horizon 2020, l'objectif est fixé à 26,4 TWh), en vue de renforcer l'efficacité du système et de diminuer le prix moyen des certificats de quelque 10% (Nena, 2010).

Malgré une forte fluctuation des transactions sur le marché des certificats, les quotas sont atteints. L'agence suédoise de l'énergie estime les coûts des transactions à environ 6%. La biomasse étant plutôt bon marché en Suède, le modèle de quotas encourage un mix technologique composé environ aux trois quarts de biomasse, le reste étant réparti entre la force hydraulique et l'énergie éolienne (nombre de certificats ou quantité d'électricité).

#### Energie éolienne et photovoltaïque

L'électricité issue de l'énergie éolienne est privilégiée sur le plan fiscal: l'impôt foncier exigible aux termes de la législation en la matière et l'impôt énergétique prévu par la loi correspondante sont moindres pour les installations éoliennes. L'Etat suédois octroie des subventions pour le développement et la recherche dans le secteur éolien et soutient les communes dans la planification visant le développement de l'énergie éolienne. De plus, la Suède prévoit une subvention pour la mise en place d'installations photovoltaïques (RES Legal, 2012).

### **3.9. Suisse**

Avec la révision de la loi sur l'énergie (LEne) en 2007, le Parlement s'est fixé pour objectif d'augmenter la production annuelle d'électricité à partir d'énergies renouvelables d'au moins 5 400 GWh (par rapport au niveau atteint en 2000) d'ici 2030. Dans ce contexte, la rétribution à prix coûtant du courant injecté ou RPC a été introduite le 1<sup>er</sup> janvier 2009 en qualité d'instrument d'encouragement principal. Jusqu'à fin 2012, la part maximale du supplément sur les



coûts de transport légalement admise pour le financement de la RPC, entre autres, était de 0,6 ct./kWh. Elle a été relevée à 1,0 ct./kWh dès janvier 2013, puis à 1,5 ct./kWh dès janvier 2014.

La RPC helvétique présente plusieurs caractéristiques:

- rétribution spécifique à chaque technologie (force hydraulique < 10MW, photovoltaïque, énergie éolienne, géothermie, biomasse et déchets issus de la biomasse); les rétributions sont déterminées pour chaque technologie et catégorie d'installation sur la base des coûts de revient d'installations de référence;
- durée de la rétribution: vingt à vingt-cinq ans;
- les gestionnaires de réseau sont tenus d'accepter l'électricité générée et de la rétribuer;
- adaptation continue des taux de rétribution; les coûts de production sont vérifiés à intervalles réguliers;
- pas de commercialisation de la plus-value écologique;
- possibilité de passer de la RPC au marché libre, et vice versa;
- restitution intégrale ou partielle du supplément sur les coûts de transport (sous certaines conditions) au consommateur final dont les frais d'électricité atteignent un pourcentage défini de la valeur ajoutée brute.

En raison de l'importante demande et du grand nombre d'annonces, le plafond global était déjà épuisé le 1<sup>er</sup> février 2009. Il s'est formé une liste d'attente, à laquelle viennent s'ajouter environ 800 nouvelles annonces chaque mois. Le 1<sup>er</sup> septembre 2013, 27 367 requérants étaient inscrits au total (Swissgrid, 2013). Les installations photovoltaïques se taillent la part du lion parmi les projets inscrits sur la liste d'attente. Pour cette technologie surtout, les prix des modules ont sensiblement chuté ces dernières années. Les taux de rétribution ont donc été adaptés en fonction de la baisse des prix de revient, empêchant les rendements élevés pour les exploitants des installations. Ces mesures ont permis de financer un plus grand nombre d'installations photovoltaïques.

### Perspectives

Aussi bien la Stratégie énergétique 2050 que l'initiative parlementaire 12.400 prévoient d'adapter le régime d'encouragement actuel. Concrètement, ce dernier a été modifié comme suit au 1<sup>er</sup> janvier 2014:

- augmentation du plafond des coûts (de 1,0 ct./kWh à 1,5 ct./kWh);
- remboursement plus important des taxes sur l'électricité pour les grands consommateurs;
- introduction de la régulation de la consommation propre;
- mise à disposition d'aides à l'investissement pour les petites installations photovoltaïques, en remplacement de la RPC.

Par ailleurs, la Stratégie énergétique 2050 prévoit les mesures suivantes<sup>16</sup>:

---

<sup>16</sup> Mesures de l'OFEN (2012), Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (2013).



- augmentation du plafond des coûts (de 1,5 ct./kWh à 2,3 ct./kWh);
- suppression du plafonnement partiel pour certaines technologies (les contingents de développement restent valables dans le secteur photovoltaïque);
- transformation de la RPC existante en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe (modèle de bonus);
- alignement des taux de rétribution sur les coûts de revient d'installations de référence (ne doivent plus obligatoirement être au comptant);
- durée de rétribution plus courte;
- possibilité de fixer les taux de rétribution aussi par appel d'offres;
- réduction du nombre des acteurs impliqués dans la mise en œuvre;
- mise en œuvre de mesures d'aménagement du territoire.

### 3.10. Espagne

La politique espagnole d'encouragement de la production d'électricité renouvelable a connu de nombreux changements et bouleversements. Cette instabilité prouve que l'environnement n'est pas intéressant pour les investisseurs. Il n'empêche que l'Espagne a atteint des objectifs ambitieux dans la production d'électricité renouvelable, entre autres parce que l'électricité injectée était rétribuée à un taux relativement élevé.

La rétribution de l'injection a été introduite en 1998 en tant que système uniforme destiné à promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. A l'époque déjà, les producteurs avaient le choix entre un tarif fixe ou un modèle de bonus (le taux de rétribution est versé en sus du prix du marché). Ce modèle a été complété en 2004 par un système d'offre (*bidding*<sup>17</sup>), il était donc plus fortement axé sur le marché. En conséquence, les énergies renouvelables sont devenues si intéressantes que la production d'électricité renouvelable a fortement progressé, entraînant une hausse des prix de l'énergie. Début 2004, le prix de l'électricité sur le marché de gros (avec rétribution fixe) atteignait 3,3 ct. d'euro/kWh. La part des aides octroyées par le biais du modèle de bonus augmentant, le prix a plus que doublé à 7,6 ct. d'euro/kWh en 2006, hausse qui a été répercutée sur les consommateurs d'électricité. Comme ils touchaient un montant fixe en sus du prix du marché, les producteurs ont également vu leurs bénéfices augmenter grâce à la hausse des prix. Le gouvernement a réagi en 2006 par une ordonnance royale (*Royal Decree Act*), qui a supprimé la relation entre la rétribution du courant injecté et le prix sur le marché de l'électricité. Cette décision a déstabilisé les investisseurs, parce qu'aucun nouveau tarif de rétribution n'avait été publié jusqu'à fin 2006. Dans ce contexte d'incertitude, tant la production que les prix de l'électricité ont diminué.

En vigueur depuis 2007, l'ordonnance a finalement défini un plafond et un plancher pour les prix dans le but de diminuer le surplus des producteurs et les coûts d'encouragement. Malgré cela, le nombre de producteurs optant pour un modèle de bonus a légèrement augmenté. La Figure montre que le modèle de bonus (ligne bleue) est plus rentable pour les exploitants qu'une rétribution fixe (ligne verte).

---

<sup>17</sup> Les exploitants des installations pouvaient participer à un genre de bourse de courant écologique.

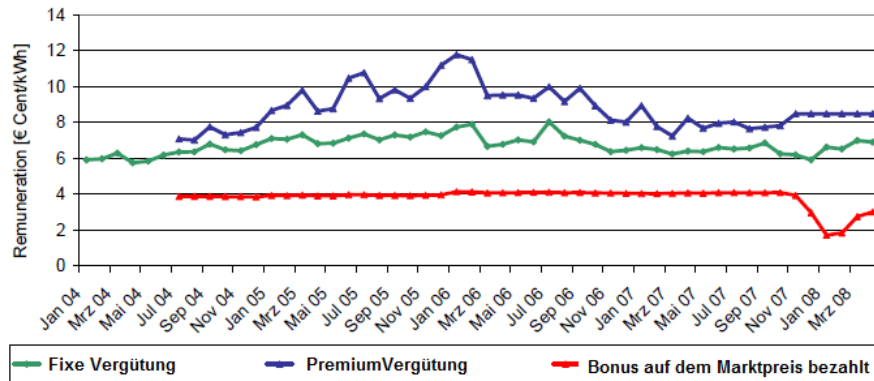


Figure 5: Rétribution versée en Espagne (2004-2008)

Source: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010, p. 47)

D'année en année, le régime d'encouragement espagnol a accumulé les déficits, dus à l'écart entre les recettes résultant des taxes de consommation et les coûts de l'encouragement. Le manque à gagner a été estimé à trois milliards d'euros en 2010, deux milliards en 2011 et un milliard en 2012. Cette situation a entraîné l'entrée en vigueur d'une nouvelle ordonnance en 2010 déjà. Les installations photovoltaïques et éoliennes surtout ont subi l'effet de ces mesures plus restrictives. Le nombre maximal d'heures d'exploitation rétribuées a été réduit ultérieurement. Par la suite, on a constaté que le recours à ce type d'installations diminuait (Fraunhofer, Energy Economics Group, 2010).

En raison de la crise économique et des difficultés financières rencontrées par l'industrie espagnole de l'électricité, le régime d'encouragement a été abandonné en janvier 2012. L'évolution du marché montrera si les technologies renouvelables ont déjà atteint la maturité commerciale requise et si la production continuera d'augmenter.

### 3.11. Tendances et développements

Les régimes d'encouragement en Europe connaissent un développement dynamique et continu. Ce développement reflète en partie le processus d'apprentissage. Plus les expériences recueillies avec un instrument ou un concept donné sont nombreuses, plus il peut être façonné et structuré de façon efficiente et efficace. Néanmoins, il est important que les pays poursuivent une politique stable et cohérente, afin de garantir aux investisseurs la sécurité dont ils ont besoin. En réalité, les coûts de la production d'électricité renouvelable ne dépendent pas uniquement des ressources (vent, eau, soleil ou biomasse), mais également des coûts administratifs et de capital (Commission européenne, 2012). Si des progrès ont été réalisés dans le domaine des obstacles administratifs, ils restent néanmoins limités et lents. Or, si les procédures administratives laissent à désirer, elles entraînent une hausse des coûts des mesures d'encouragement (Commission européenne, 2013).

Malgré la diversité des mesures d'encouragement, leur développement révèle certaines tendances.



- La rétribution de l'injection et le modèle des quotas avec commerce de certificats se sont imposés comme les instruments principaux. En raison d'erreurs de conception dans les modèles des quotas cependant, certains pays ont adopté le système de la rétribution de l'injection. Ils ne sont plus que quelques-uns à appliquer le modèle des quotas (Belgique, Suède, Norvège, Grande-Bretagne, Pologne et Roumanie).
- L'appel d'offres fait parfois office d'instrument auxiliaire pour encourager des projets d'envergure de façon ciblée.
- Les facilités de crédit, allègements fiscaux et contributions d'investissement font office d'instruments complémentaires.
- Autre tendance: la diffusion croissante de réglementations de la consommation propre, notamment pour les petites installations photovoltaïques.
- Plusieurs pays combinent différents instruments pour promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.
- Le développement des deux instruments principaux semble toujours montrer une certaine convergence. Les régimes d'encouragement sont toujours plus axés sur une technologie ou un type d'installation spécifique. Preuve en est l'encouragement différencié pour les grandes et petites installations (notamment en France) ou la mise en œuvre de réglementations spécifiques à chaque technologie dans le modèle des quotas (*banding*).
- Toujours plus d'exploitants peuvent choisir entre une rétribution de l'injection et un modèle de bonus (p. ex. en Espagne autrefois, en République tchèque et en Slovaquie).
- De plus, avec l'introduction p. ex. de modèles de bonus pour la rétribution de l'injection, les instruments sont mieux ciblés sur le marché. Une conséquence directe de l'essor de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les nouvelles technologies en deviennent toujours plus avantageuses. Plus la production d'électricité renouvelable devient compétitive, moins il est nécessaire de créer des incitations en sus du prix du marché (Infras, 2011). Ce concept est illustré à la Figure . Avec le temps, la maturité commerciale est renforcée, l'intensité de l'encouragement peut diminuer, la rentabilité de l'encouragement augmente.



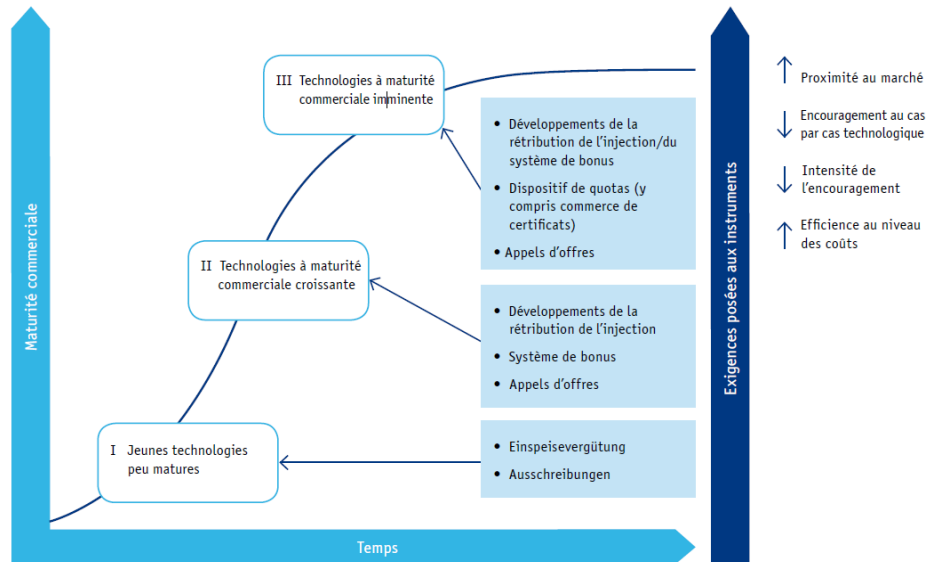


Figure 1: Qualification des différents instruments d'encouragement en fonction du degré de maturité commerciale des différentes technologies. (basé sur «Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentenanalyse», Infrac, rapport final, janvier 2011)

## Figure 6: Qualification des instruments d'encouragement en fonction du degré de maturité commerciale des différentes technologies

Source: SATW, Académie suisse des sciences techniques (2012, p. 17)

Par ailleurs, le renforcement de la coopération entre les pays est utile pour développer encore les mesures d'encouragement. A l'instar de l'*International Feed-in Cooperation* entre l'Espagne, l'Allemagne et la Slovaquie, qui vise à optimiser la conception de la rétribution de l'injection par l'échange d'informations et d'expériences. La coopération entre la Suède et la Norvège est un autre exemple.

La stratégie de l'UE après 2020 est elle aussi ciblée sur l'harmonisation et la coopération. Elle propose de supprimer les obstacles du marché en combinant différents instruments et en définissant des directives et des instruments d'encouragement communs (Commission européenne, 2013).

Fraunhofer ISI et EEG (2006) ont identifié certains critères nécessaires à une conception optimale des instruments d'encouragement. Si elles sont mises en œuvre, ces recommandations doivent éviter l'incertitude sur le marché et les changements radicaux inattendus dans la politique d'encouragement (comme par exemple en Espagne, en Italie et en France). De nombreuses technologies renouvelables doivent être encouragées. Pour que les investisseurs bénéficient d'une sécurité suffisante, les objectifs de développement définis à long terme pour la production d'électricité renouvelable doivent être suffisamment ambitieux. D'autre part, l'accès au marché de l'électricité doit être garanti, transparent et équitable. Le soutien financier est efficace dès lors qu'il est supérieur aux coûts de production marginaux. Dans le cas du système de quotas, le montant de la peine pécuniaire est déterminant. L'encouragement doit être limité à une période limitée, mais suffisante pour garantir un horizon de planification stable pour les investisseurs. Cela permet d'éviter les situations *stop-*





*and-go*. Par ailleurs, de nouvelles installations doivent être intégrées au programme d'encouragement. Enfin, le recours à un instrument doit minimiser les abus de pouvoir sur le marché.



## 4. Impact des régimes d'encouragement sur l'économie énergétique

Les chapitres 4.1 et 4.2 analysent d'une part l'ampleur du développement de l'électricité renouvelable, et d'autre part l'importance des moyens d'encouragement mis en œuvre. Le chapitre 4.3 évalue l'efficacité et la rentabilité des régimes d'encouragement dans une approche théorique.

### 4.1. Développement des énergies renouvelables

En Europe, chaque pays a développé une politique d'encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Cependant, l'impact des instruments utilisés diffère fortement d'un cas à l'autre. Cette divergence résulte non seulement de la conception des mesures, mais aussi de la situation de départ, des données naturelles et des conditions générales. Le développement des capacités n'étant corrélé au régime d'encouragement qu'à un certain degré, il est difficile d'affirmer quel régime et quels instruments sont les plus efficaces. Par le passé, certains pays ont par exemple déjà fortement favorisé le développement de l'énergie hydraulique par le biais de la concurrence et en exploitant des avantages comparatifs au niveau des coûts.

La Figure 7 donne un bref aperçu de la situation actuelle en Europe, en indiquant les parts d'électricité renouvelable<sup>18</sup> atteintes en 2010.

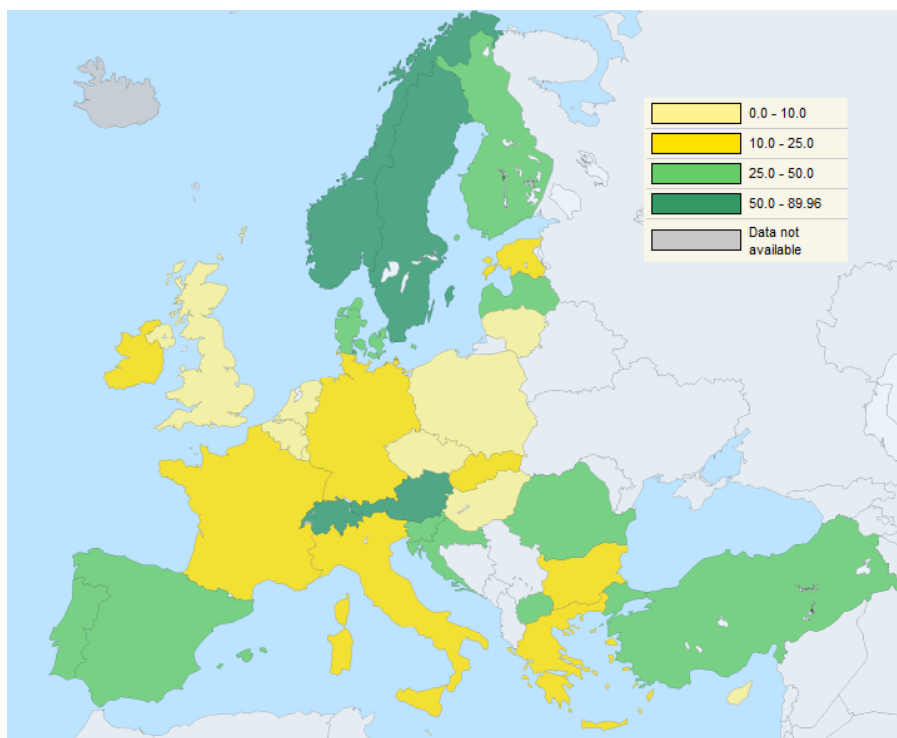


Figure 7: Part de l'électricité renouvelable générée dans la consommation d'électricité (2010)

Source: Eurostat (2013)

<sup>18</sup> UE-27, ainsi que Suisse, Norvège, Croatie et Turquie.



Tableau 3: Part de l'électricité renouvelable générée dans la consommation d'électricité

	2010	2011		2010	2011
<b>Grande-Bretagne</b>	< 10 %		<b>Espagne</b>	30%	33%
<b>Pays-Bas</b>			<b>Danemark</b>	33%	39%
<b>Italie</b>	22%	24%	<b>Suisse</b>	55%	56%
<b>Allemagne</b>	17%	20%	<b>Autriche</b>	61%	55%
<b>France</b>	14%	13%	<b>Norvège</b>	90%	97%

Source: présentation de l'auteur. Données tirées d'Eurostat (2013)

Ce premier bilan montre que dans les pays où la progression en valeurs absolues dans le secteur des énergies renouvelables est la plus conséquente (Allemagne ou Espagne) la part d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables n'est pas forcément la plus importante. Si les pays scandinaves et la Suisse produisent davantage d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelable, c'est grâce à leurs ressources naturelles. En effet, la Norvège, la Suède et la Suisse disposent de grandes centrales hydroélectriques, qui sont à l'origine d'une part essentielle de l'électricité produite.

En valeurs absolues, l'électricité générée à partir d'énergies renouvelables ne correspond pas aux parts. Sur le plan des TWh/année injectés dans le réseau, l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie et la France sont en tête de peloton. Cette forte progression est due aux perspectives de rendement élevées (Figure 8).

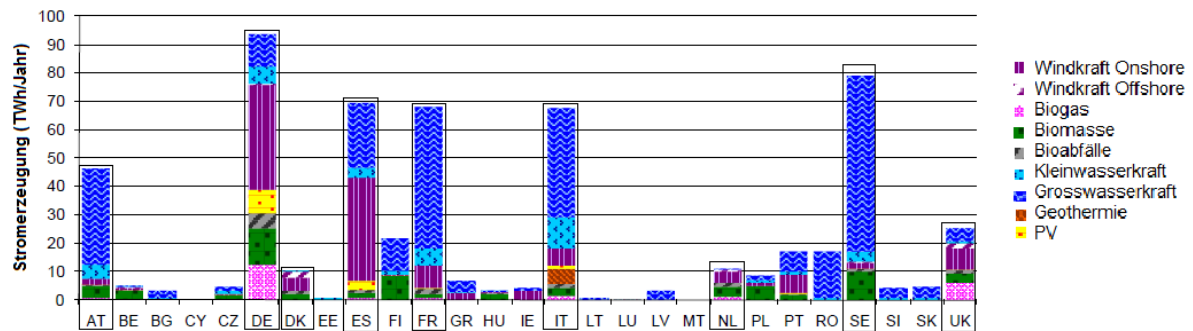


Figure 8: Production d'électricité renouvelable dans les Etats membres de l'UE 27 (2009)

Source: Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010, p. 4)

En 2009, la Suisse a généré 36 TWh<sup>19</sup> d'électricité à partir d'énergies renouvelables, ce qui la positionne entre l'Autriche et la Grande-Bretagne. La production d'origine hydraulique a atteint 35 TWh, et seuls 2% de la production d'énergie totale provenaient d'énergies renouvelables. En 2011, la production d'électricité renouvelable s'est élevée à 33 TWh. La part d'énergies renouvelables dans la production totale s'est accrue à 2,7% (OFEN, 2010) (OFEN, 2012).

La part d'énergie hydraulique mérite d'être relevée: dans la plupart des pays en effet, elle se taille la part du lion. D'autre part, la production d'énergie éolienne en Allemagne et en Espagne est supérieure à la moyenne. Dans le secteur photovoltaïque, l'Espagne, l'Allemagne et l'Italie sont les principaux producteurs. Quant à l'électricité générée à partir de biogaz, elle

<sup>19</sup> Sources: OFEN (2010), OFEN (2012)



est produite essentiellement en Allemagne et en Grande-Bretagne. L'électricité tirée de la biomasse provient surtout des pays nordiques, qui disposent d'importantes ressources boisées (Finlande et Suède), ainsi que d'Autriche, d'Allemagne, des Pays-Bas et de Pologne. Ainsi, des pays appliquant une politique d'encouragement efficace et dans certains cas généreuse regagnent du terrain sur les pays où la part d'électricité renouvelable est traditionnellement plus élevée, comme la Suisse. Dans la majorité des pays, les nouvelles technologies renouvelables ne connaissent pas encore un essor de premier plan. Seules l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie ont déjà obtenu des résultats notables.

Si l'on veut mesurer les progrès réalisés dans chaque pays, il est utile de les comparer aux objectifs fixés. L'UE a défini des objectifs énergétiques pour ses Etats membres en vue d'atteindre les objectifs climatiques 20/20/20<sup>20</sup>. La Directive relative à la *promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* (2009/28/CE) pose un cadre commun pour la réalisation des objectifs. Elle prévoit la définition de plans d'action nationaux et de modalités pour la promotion d'énergies renouvelables et l'exploitation de la biomasse<sup>21</sup>. Le degré de réalisation des objectifs des pays comparés est indiqué dans le Tableau 4. Il est important de relever qu'en l'occurrence, les valeurs se rapportent à l'ensemble des énergies renouvelables et non uniquement à la production d'électricité. Le Danemark, l'Allemagne, l'Italie, l'Autriche, la Suède et l'Espagne ont dépassé leurs objectifs intermédiaires de plus de 2%. La France a dépassé son objectif de justesse. La Grande-Bretagne par contre l'a manqué. Avec une part de 12,7% d'énergies renouvelables, l'ensemble de l'UE a respecté l'objectif intermédiaire de 2010, fixé à 10,7%.

Tableau 4: 2020: objectifs et degré de réalisation des objectifs dans les pays comparés

	<b>Part d'énergies renouvelables (ER) en 2010</b>	<b>Objectif intermédiaire (part d'ER)</b>	<b>Objectif 2020 (part d'ER)</b>
<b>Danemark</b>	22%	20%	30%
<b>Allemagne</b>	11%	8%	18%
<b>France</b>	14%	13%	23%
<b>Grande-Bretagne</b>	3%	4%	15%
<b>Italie</b>	10%	8%	17%
<b>Pays-Bas</b>	4%	5%	14%
<b>Autriche</b>	30%	25%	34%
<b>Suède</b>	49%	42%	49%
<b>Espagne</b>	14%	11%	20%
<b>UE</b>	13%	11%	20%

Source: Commission européenne (2013), (Ecofys, Fraunhofer, BBH, EEG, Winrock, 2012)

<sup>20</sup> 20% d'énergies renouvelables, 20% moins d'émissions, 20% plus d'efficacité.

<sup>21</sup> La directive 2009/28/CE devait être intégrée dans la législation nationale des Etats membres jusqu'en décembre 2010. Elle définit des objectifs contraignants pour tous les Etats membres visant à atteindre une part de 20% d'énergies renouvelables et 10% de sources renouvelables dans le domaine des transports d'ici 2020.



## 4.2. Rentabilité de la production d'énergie bénéficiant d'un encouragement

Pour évaluer les stratégies appliquées par les différents pays, il s'avère utile de comparer l'importance de l'encouragement effectif par unité d'électricité générée et sa durée. Les moyens consacrés à l'encouragement<sup>22</sup> pour l'année 2011 sont indiqués en EUR/MWh dans le Tableau 5. Comme la moyenne pondérée par technologie et par pays est plus facile à comparer que les taux de rétribution appliqués, cette grandeur a été retenue pour procéder à la comparaison. Les différences constatées entre les technologies et entre les différents pays sont considérables. L'énergie hydraulique bénéficie en moyenne des moyens d'encouragement les plus modestes, suivie par l'énergie éolienne, le biogaz et la biomasse. En 2011, le photovoltaïque a bénéficié des moyens d'encouragement les plus conséquents. A noter que dans cette branche, les prix de revient ont sensiblement diminué depuis 2011. En d'autres termes, le niveau d'encouragement par MWh d'électricité solaire généré a nettement diminué depuis.

L'Autriche est le pays où l'énergie hydraulique est la moins encouragée. L'Allemagne, la France et l'Espagne notamment se situent en dessous de la moyenne, contrairement à l'Italie, la Grande-Bretagne et la Suisse, qui sont au-dessus. La France, l'Espagne et l'Allemagne, qui disposent d'un important potentiel éolien, versent les moyens d'encouragement les plus modestes par MWh d'énergie éolienne. En Suisse, la diffusion d'installations éoliennes n'en est qu'à ses débuts; comparée à d'autres pays, la production d'électricité à partir d'énergie éolienne reste relativement onéreuse, raison pour laquelle elle est rétribuée à un taux plus élevé. La rétribution varie par ailleurs selon le type de biomasse ou de biogaz, ce qui explique en partie que le niveau d'encouragement varie d'un pays à l'autre. Si la France et la Grande-Bretagne proposent des moyens d'encouragement inférieurs à la moyenne, l'Allemagne, l'Italie et la Suisse encouragent nettement plus la production d'électricité à partir de biomasse. Le biogaz quant à lui ne bénéficie que d'un modeste encouragement en France, en Italie et en Allemagne. L'Autriche en revanche se situe nettement en-dessus de la moyenne. En 2011, le photovoltaïque a bénéficié de quatre fois plus de moyens par MWh que les autres technologies. L'Autriche et la Grande-Bretagne ont proposé un encouragement inférieur à la moyenne. L'Espagne et l'Allemagne se situaient dans la moyenne, tandis que la France et la Suisse proposaient un encouragement nettement supérieur à la moyenne.

Toutes technologies confondues, il s'avère que la Suède – qui applique le modèle des quotas – propose les moyens d'encouragement les plus modestes par MWh (21 EUR/MWh), suivie par l'Autriche, qui verse un encouragement deux fois plus important en EUR/MWh. La moyenne des pays comparés se situe à 87 EUR/MWh. La Grande-Bretagne, les Pays Bas et l'Espagne sont légèrement en-dessous, tandis que la Suisse propose des mesures de 20% supérieures, et l'Allemagne des mesures supérieures de 50%. L'Italie propose le niveau d'encouragement le plus important (80% de plus que la moyenne).

---

<sup>22</sup> Le niveau d'encouragement des systèmes de rétribution de l'injection a été défini comme suit: taux de rétribution moins prix moyen de l'électricité sur le marché.



Dans l'ensemble, il s'avère que les technologies qui sont disponibles sur le marché depuis plus longtemps et qui permettent une production à des prix presque compétitifs (comme l'énergie hydraulique et l'énergie éolienne, dans certaines circonstances), bénéficient d'un encouragement moins important. La Suisse propose un subventionnement élevé: la diffusion de nouvelles énergies renouvelables n'en est encore qu'à ses débuts, le niveau des prix est généralement élevé et les sites présentent certains désavantages.

Comme les pays n'adoptent pas tous une approche couvrant les coûts, mais que certains optent uniquement pour une approche orientée sur les coûts, la durée de la rétribution est un indicateur du degré de sécurité pour les investisseurs. L'Autriche propose la durée la plus brève: entre treize et quinze ans. Les Pays-Bas soutiennent les projets durant quinze ans; passé ce délai, les exploitants des installations peuvent vendre leur électricité sur le marché ou convenir d'accords spéciaux avec les entreprises d'approvisionnement en énergie. En France, le courant injecté est rétribué pendant quinze à vingt ans, selon la technologie appliquée; dans les autres pays (dont la Suisse et l'Espagne), la durée de rétribution atteint vingt à vingt-cinq ans.



Tableau 5: Encouragement moyen pondéré par technologie (EUR/MWh) – 2011

Encouragement moyen pondéré (EUR/MWh) – 2011							
Pays	Hydraulique	Eol.	Biomasse	Biogaz	Photovolt.	Géothermie	Total
Autriche	1	22	81	98	263	-	46
	13 - 15 ans						
Allemagne	49	45	144	26	354	158	131
	20 ans						
Grande-Bretagne	65	73	58	63	290	-	60
	20 ans						
Pays-Bas	131	68	75	41	386	-	71
	15 ans						
Italie	70	69	120		367	80	154
	20 ans						
Suède (quotas)	-	-	-	-	-	-	21
Danemark	Pas d'indications						
	20 ans						
Espagne	39	41	75	31	357	-	85
	20 - 25 ans						
France	13	33	55	41	477	-	116
	15 - 20 ans						
Suisse	66 <sup>23</sup>	86	108		463	-	102
	20 - 25 ans						

Source: CEER (2013), Fondation RPC(2013)

La Figure 9 compare l'évolution des rétributions et de la production d'électricité dans le temps, pour chaque technologie (énergie éolienne, biomasse et photovoltaïque). Il en ressort que l'énergie éolienne est principalement encouragée par un dispositif de quotas, mais de plus en plus également par la rétribution de l'injection. Un MWh encouragé en sus par des quotas coûtait en Europe en moyenne 140 euros en 2005, 160 en 2007 et 110 deux ans plus tard. Dans le cas présent, la rétribution de l'injection, qui s'élève à 70-80 EUR/MWh, semble être plus avantageuse. D'autre part, il faut savoir qu'elle a abouti à une production d'électricité supplémentaire comparativement plus élevée<sup>24</sup>.

La promotion de la biomasse par la rétribution de l'électricité injectée a coûté en moyenne 160 EUR/MWh en 2005, contre 130 EUR/MWh en 2009. L'encouragement de la biomasse au moyen de quotas quant à lui a fluctué entre 120 et 100 EUR/MWh. En l'occurrence, les modèles de quotas se sont révélés plus efficaces. L'année 2009 par contre a montré que la

<sup>23</sup> Uniquement petite hydraulique (<10MW).

<sup>24</sup> Le sensible recul de la production d'électricité entre 2007 et 2009 s'explique avant tout par les conditions éoliennes défavorables en Allemagne.





rétribution est un instrument efficace pour la biomasse, puisqu'elle permet de produire environ deux fois plus d'électricité que le dispositif de quotas.

Dans le photovoltaïque, les taux de rétribution sont nettement plus élevés que pour les deux autres technologies. Seuls les résultats de la rétribution du courant injecté sont représentés dans le tableau. La tendance indique une baisse des tarifs (460 EUR/MWh en 2005, contre 420 EUR/MWh en 2009) et une augmentation exponentielle de la production.

Globalement, les données représentées dans la Figure 9 montrent que la rétribution du courant injecté a davantage fait progresser la production que le dispositif de quotas, entre autres parce que ce régime d'aide est appliqué dans la plupart des pays. L'efficacité des systèmes de rétribution de l'injection était plus élevée pour l'éolien et plus basse pour la biomasse que celle des dispositifs de quotas.

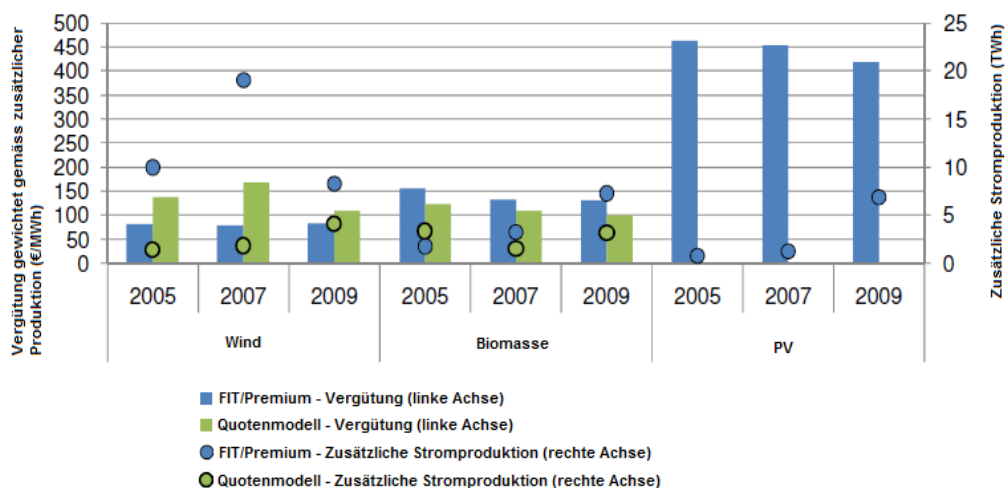


Figure 9: Production d'électricité renouvelable dans les 27 Etats membres de l'UE (2009)

Source: Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna EEG, Ernst&Young (2011, p. 49)

### 4.3. Efficacité et rentabilité des régimes d'encouragement

L'efficacité est définie comme «la production d'électricité à partir de sources renouvelables par rapport au potentiel [de développement] restant» (Fraunhofer ISI, Ecofys, 2010).

La Figure 1 indique l'efficacité moyenne des pays de l'UE-27, par technologie et par période. Entre 2002 et 2009, l'éolien *onshore* a montré la plus grande efficacité (5,6% en 2009), suivi par la biomasse, le biogaz et le photovoltaïque. L'éolien *offshore* par contre s'avère très peu efficace, étant donné que cette technologie n'est pas encore très répandue. A l'exception du biogaz, l'efficacité des mécanismes d'encouragement s'est améliorée avec le temps. Le plus grand progrès revient au photovoltaïque, qui a gagné 2,5%.

L'efficacité d'un modèle d'encouragement n'est pas la seule à jouer un rôle; l'importance de la rentabilité pour les investisseurs dans le secteur des énergies renouvelables est elle aussi



essentielle.

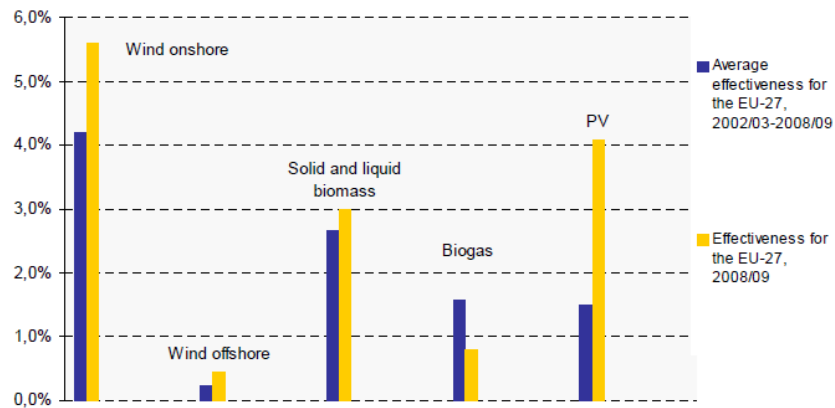


Figure 10: Efficacité moyenne des régimes d'encouragement dans l'UE-27

Source: Klessmann (2012, p. 28)

La rentabilité d'un investissement est primordiale pour l'efficacité. Or, il n'est pas possible de procéder à une comparaison directe de la rentabilité des pays par le biais des différentes technologies. Voilà pourquoi on a recours ci-après à une approche théorique pour comparer les différents effets d'incitation d'un système de quotas et ceux d'un système de rétribution de l'injection.

#### Effet d'incitation statique

Du fait d'une répartition différente des surplus des consommateurs et des producteurs, les deux régimes d'encouragement n'ont pas le même effet d'incitation. Si la courbe des coûts cumulés<sup>25</sup> est plate, un dispositif de quotas est mieux adapté, parce que le surplus des producteurs<sup>26</sup> est moins important. A l'opposé, si la pente de la courbe des coûts est plus forte (Figure 11) - comme c'est souvent le cas dans la pratique - le surplus des producteurs serait nettement plus important dans un modèle de quotas que dans le cas d'une rétribution de l'injection (surface verte). (Haas, Resch, Panzer, Busch, Ragwitz, & Held, 2011).

<sup>25</sup> Les coûts unitaires (argent/kWh) augmentent avec la quantité d'électricité produite (kWh/année).

<sup>26</sup> Surplus des producteurs: le terme désigne ici la différence entre les prix de revient et les recettes générées par le courant injecté.

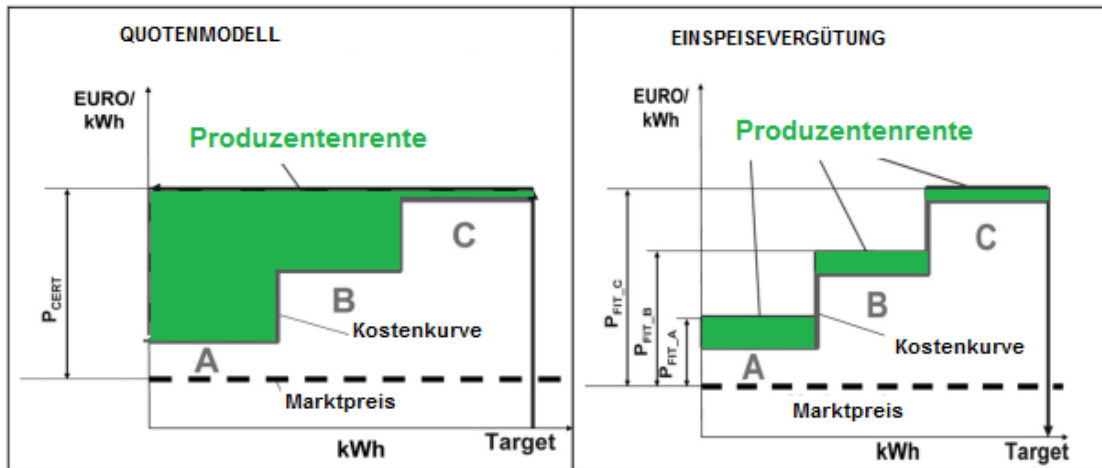


Figure 11: Modèle de quotas versus rétribution de l'injection – effet d'incitation statique

Source: adaptation de Haas et al. (2011)

La pente de la courbe des coûts cumulés dépend essentiellement des technologies qui seront développées en priorité. Un exemple: lorsqu'il s'agit de développer les énergies renouvelables dans leur ensemble, même les technologies les plus coûteuses et les sites générant le plus de coûts doivent être réalisés. La courbe des coûts cumulés est donc relativement inclinée à droite et le surplus des producteurs important. Autre exemple: seules des technologies s'avérant relativement efficaces sur le plan des coûts doivent être développées. Dans ce cas, la courbe des coûts cumulés est relativement plate. Pour ce qui concerne le surplus des producteurs, les systèmes de quotas sont particulièrement indiqués pour des énergies renouvelables compétitives.

Un modèle des quotas spécifique à une technologie diminuerait le surplus des producteurs. Reste à vérifier si les segments de marché qui en résultent peuvent garantir une concurrence suffisante, notamment lorsque le régime d'encouragement est limité à la production nationale. Il est à relever par ailleurs qu'il est nécessaire de disposer d'un mix énergétique équilibré pour pouvoir garantir une sécurité d'approvisionnement en électricité nationale suffisante.

Il n'est pas clairement établi dans quels régimes d'encouragement (système de quotas ou rétribution de l'injection) les surplus des producteurs priment systématiquement. Certaines analyses démontrent cependant que dans un modèle basé sur les prix (2.2.1), les surplus des producteurs sont en général moins élevés (Haas R., Resch, Panzer, Busch, Ragwitz & Held, 2011).



## Effet d'incitation dynamique

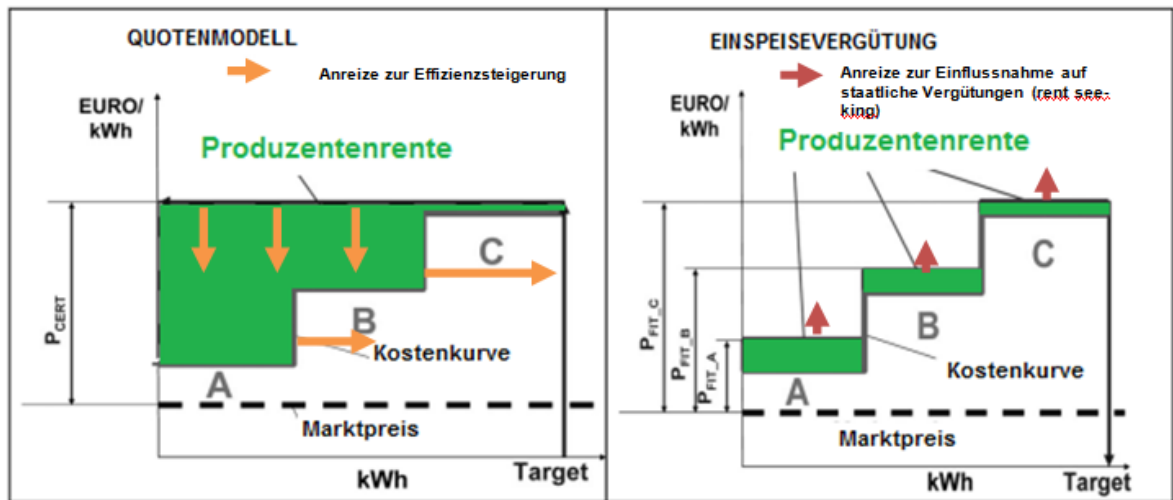


Figure 12: Modèle de quotas versus rétribution de l'injection – effet d'incitation dynamique  
Source: adaptation de Haas et al. (2011)

Au fil du temps, les effets d'incitation des deux régimes d'encouragement évoluent. Plus les surplus des producteurs sont élevés, plus les incitations économiques à l'innovation, au progrès technologiques et au développement de la production dans les technologies peu onéreuses sont fortes. L'augmentation du volume produit dans ces technologies déplace la courbe de l'offre vers la droite, et pousse donc le prix des certificats à la baisse. A l'inverse, le système de rétribution de l'injection ne propose pas d'incitation de ce genre, mais uniquement des incitations au *rent-seeking* (recherche de profits). Les surplus des producteurs tels que ceux du modèle des quotas n'ont rien d'extraordinaire, ils existent sur tous les marchés qui fonctionnent.



## 5. Les énergies renouvelables et leurs effets sur les réseaux électriques

Sont décrits ci-après les défis techniques résultant d'une production d'électricité de plus en plus décentralisée (5.2), la transformation et le développement du réseau, ainsi que les coûts d'investissement (5.3), et les obstacles généraux à l'intégration des énergies renouvelables au réseau (5.4).

### 5.1. Notions sur les réseaux et intégration des énergies renouvelables

Maillon entre la production et la consommation, le réseau électrique est un élément clé de l'approvisionnement en énergie électrique. Il sert non seulement de lien entre consommateurs et producteurs, mais fait également office de plate-forme physique pour la vente et la distribution de l'énergie électrique (Académies suisses des sciences, 2012). Les lois physiques de cette forme d'énergie transportée sur des lignes sont décisives pour le marché de l'électricité. L'énergie électrique ne peut pas être stockée, ou alors uniquement en faible quantité. La production, respectivement l'électricité injectée, doit en tout temps correspondre au soutirage, autrement dit à la consommation. Si ce n'est pas le cas, ce déséquilibre croissant peut provoquer une panne dans l'ensemble du système d'approvisionnement en électricité (*blackout*).

Le réseau électrique est composé du réseau de transport, qui transporte l'énergie électrique sur de grandes distances, et du réseau de distribution, par lequel l'électricité est amenée directement jusqu'au consommateur final. Le réseau de transport fonctionne avec une tension élevée, qui réduit les pertes lors du transport d'énergie sur de longues distances. Le réseau de distribution est structuré en trois niveaux de tension: élevé, moyen et faible. La figure ci-dessous représente les différents niveaux de réseau en Suisse (

Figure 13). Ils sont sept au total. Cette structure existe dans la plupart des pays membres du REGRT-E<sup>27</sup> (2011).

<sup>27</sup> Réseau européen des gestionnaires du réseau de transport d'électricité (ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity): il s'agit d'une organisation des gestionnaires du réseau de transport. Sa création par les exploitants est exigée à l'art. 5 du Règlement CE n°714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Les exploitants d'Etats tiers ont un accès limité à cette organisation. La Suisse est membre du REGRT-E.

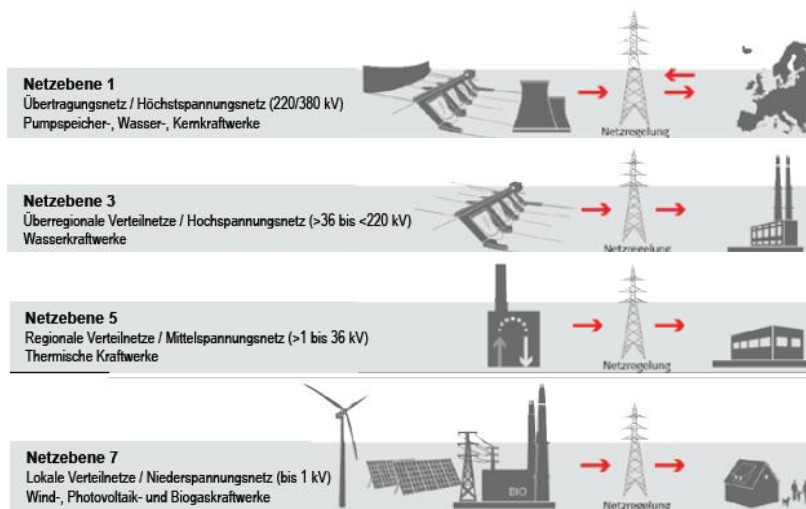


Figure 13: Le réseau d'électricité

Source: Académies suisses des sciences techniques (2012, p. 92)

Les niveaux de réseau 1, 3, 5 et 7 sont équipés de lignes électriques. Les niveaux 2, 4 et 6 assurent la transformation entre les différentes tensions. Le niveau de réseau 7 (basse tension ou réseau local) approvisionne notamment les ménages, les petites exploitations industrielles et l'agriculture. Le réseau de distribution régional (niveau de réseau 5, moyenne tension) est alimenté par de l'électricité provenant d'installations éoliennes et de centrales thermiques de petite à moyenne envergures. Les réseaux de distribution suprarégionaux (haute tension, niveau de tension 3) sont alimentés par les centrales de moyenne envergure. En Suisse, il s'agit surtout de centrales hydroélectriques. Le niveau de réseau 1 est le réseau de transport. Historiquement, il est né du besoin de transporter de l'électricité des centres de production plus éloignés, respectivement des centrales électriques situées dans les Alpes vers le Plateau. Aujourd'hui, le réseau de transport garantit une exploitation stable de l'ensemble du système suisse dans le réseau interconnecté européen; à ce titre, il assume des fonctions de stabilisation et de compensation par-delà les frontières. Il est déterminant pour la sécurité de l'approvisionnement, et décisif pour le commerce transfrontalier de l'énergie électrique. Il contribue sensiblement à la croissance économique de la Suisse (Académies suisses des sciences, 2012). Jusqu'ici, la structure du réseau électrique était conçue pour le transport d'électricité à tous les niveaux de tension, de la plus haute à la basse, en passant par la haute et la moyenne tensions. En d'autres termes, le réseau de distribution avait autrefois pour mission la distribution unidirectionnelle de l'énergie électrique des centrales vers les consommateurs finaux.

## 5.2. Défis techniques et solutions envisageables

L'intégration d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables place le système - qui s'est développé sur des décennies et qui a été conçu pour distribuer l'électricité produite par les grandes centrales - face à de nouveaux défis. Le paradigme du transport d'électricité unidirectionnel se modifie toujours plus: en plus de l'approvisionnement des con-



sommateurs finaux, toujours plus de petits producteurs sont raccordés au réseau de distribution. Les réseaux de distribution doivent donc reprendre l'électricité produite par ces petits producteurs et la transporter. Sous l'effet de l'injection d'électricité produite dans des installations d'énergie renouvelable décentralisées, la tension augmente dans certaines sections des réseaux de distribution, avec le risque d'atteindre des valeurs non autorisées. Ces problèmes dits de maintien de la tension surgissent avant tout au niveau de réseau 7, soit au niveau le plus bas. Si la puissance totale injectée par des installations produisant de l'énergie renouvelable dans un ou plusieurs tronçons d'alimentation du réseau de distribution excède la demande d'électricité, la direction du flux de courant change. Ce dernier peut donc devenir bidirectionnel. Le cas échéant, l'électricité qui n'est pas utilisée sur place est transportée dans des niveaux de réseau supérieurs; autrement dit, elle est «réinjectée». Les réseaux de moyenne et haute tensions et, le cas échéant, les réseaux de transport, doivent absorber l'électricité réinjectée en plus de l'électricité produite par les centrales raccordées et la transporter vers des centres de consommation plus éloignés. Outre à des problèmes de maintien de la tension, cette procédure peut provoquer une insuffisance de capacités aux niveaux supérieurs des réseaux de distribution. Il existe par ailleurs d'autres défis, tels que qualité de la tension, puissance de court-circuit, localisation des pannes, ainsi que dispositifs de protection des moyens d'exploitation et de l'homme. Souvent, ces dispositifs de protection doivent être adaptés en fonction du changement de direction du flux du courant ou des caractéristiques techniques des sources renouvelables.

La garantie d'un équilibre permanent entre production et consommation, autrement dit la garantie du bilan du système, représente un autre défi posé par les sources d'énergie renouvelables. Le maintien du bilan du système est primordial pour la stabilité de l'exploitation du réseau électrique. La dépendance de l'offre et le difficile réglage des sources d'énergie renouvelables compliquent le maintien du bilan du système à différentes échelles temporelles (p. ex. heures à secondes). Si, en raison de l'offre, la production d'électricité d'origine photovoltaïque ou éolienne augmente ou diminue de façon inattendue, il peut arriver qu'elle ne puisse pas être compensée par une diminution de la puissance de centrales thermiques ni être stockée (p. ex. centrales d'accumulation ou d'accumulation par pompage). Lorsqu'un tel déséquilibre intervient pendant des heures durant la journée, il peut p. ex. en résulter des prix négatifs. Dans un tel cas, une plus grande quantité d'électricité que nécessaire est produite et injectée dans le réseau. Les prix négatifs stimulent une consommation additionnelle ou une production moindre. Sur les échelles temporelles plus courtes, lorsque p. ex. la production des installations photovoltaïques diminue suite à la formation imprévue de nuages, les centrales ou centrales d'accumulation flexibles, dont la production est donc réglable à court terme (p. ex. centrales à accumulation ou centrales à accumulation par pompage, centrales à cycle combiné ou *demand side management*) doivent compenser ces fluctuations rapidement. Ce type d'installation joue également un rôle primordial dans le contexte international, parce qu'elles favorisent la stabilité de l'ensemble du système (Académies suisses des sciences, 2012). La diversification géographique des installations d'énergie renouvelable telles que les installations photovoltaïques ou éoliennes peut cependant contribuer à mieux équilibrer le bilan du système, puisque les effets de l'offre de ressources naturelles sont alors compensés.





La mise en œuvre de mesures techniques appropriées permet de relever ces défis (dena, 2012) (Consentec, 2012). Ce faisant, il faut distinguer les défis concernant le maintien du bilan du système des défis ayant trait à la garantie d'une exploitation sûre du réseau. La mise en œuvre de telles mesures doit être coordonnée de manière à ne pas aggraver la situation dans un autre domaine. Pour ce qui concerne le réseau, des mesures de renforcement classiques, soit le renforcement des capacités des lignes et des transformateurs, peuvent déjà s'avérer fructueuses. Par ailleurs, d'autres mesures «innovantes» permettent d'accroître la capacité d'absorption des réseaux électriques pour la production d'électricité décentralisée. Ces mesures peuvent intervenir au niveau des éléments régulateurs de tension (réglage aux postes de transformation de moyenne/basse tension ou de haute/moyenne tension) ou au niveau des éléments et mesures modifiant la charge (accumulateur, *power 2 gas*<sup>28</sup>, accumulateur de chaleur, contrôle de l'injection et régulation active de la consommation<sup>29</sup>) (Consentec, 2013). Ces concepts et leur interaction sont regroupés sous le terme *smart grids*.

Le *demand side management* (DSM) constitue un autre type de mesures permettant de modifier la charge. Il concerne en l'occurrence essentiellement le comportement des consommateurs d'électricité, qui peut être activement influencé par le biais de mécanismes de contrôle appropriés. Déjà courante, la commande centralisée qui par exemple vise à réduire les charges de pointe, est un ancêtre du DSM. Développée davantage, cette technologie recèle un potentiel encore plus grand: elle permettrait par exemple d'accroître la demande durant les périodes d'injection maximale (provenant p. ex. du secteur photovoltaïque), et atténuerait ainsi les effets sur le maintien de la tension et la réinjection. D'autre part, le DSM peut également être rendu opérationnel pour maintenir le bilan du système. Dans les exemples cités ci-dessus, le recoupement des domaines d'application potentiels de cette technologie est évident. Si le DSM devait être mis en œuvre pour équilibrer le bilan du système, il devrait être conforme au réseau.

Durant les périodes d'importante injection d'électricité provenant de sources décentralisées, la gestion de l'injection vise à diminuer l'injection de courant renouvelable, afin de ne pas charger les réseaux électriques au-delà de leurs limites techniques. Ce faisant cependant, une part des énergies renouvelables est irrémédiablement perdue. Au sens large, le DSM et la gestion de l'injection sont également considérés comme des mesures appartenant aux *smart grids*.

Outre la mise en œuvre de multiples technologies visant à maintenir le bilan du système, il est très important de disposer de prévisions précises sur la production à partir d'énergies renouvelables. Plus les prévisions sont précises, plus l'écart par rapport à l'équilibre entre production et consommation initialement planifié sera faible. De bonnes prévisions garantissent également la minimisation des capacités requises pour compenser les déséquilibres. Ces capacités peuvent être sollicitées sous forme de prestations de système et d'énergie de réglage. La mise à disposition d'énergie de réglage est une opération onéreuse et techni-

---

<sup>28</sup> Selon ce concept, l'excédent d'électricité renouvelable injecté est transféré dans le système gazier, pour reproduire de l'électricité par la suite, lorsqu'elle est nécessaire.

<sup>29</sup> *Active demand* (demande active): repose sur le principe qu'en cas d'importante production photovoltaïque, la demande d'électricité augmente pour atténuer la réinjection.



quement complexe. Si les capacités d'énergie de réserve sont moins sollicitées grâce à de meilleures prévisions, les coûts diminuent et une meilleure sécurité de l'approvisionnement est assurée, puisqu'il est toujours possible d'agir dans les limites de la réserve prévue à cet effet.

### 5.3. Transformation et extension du réseau et coûts d'investissement

La Suisse (Stratégie énergétique 2050) comme l'UE (objectifs climatiques 20/20/20<sup>20</sup>, Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050<sup>30</sup>; (Commission européenne, 2011)) ont défini des objectifs clairs pour un approvisionnement énergétique durable et pour accroître la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. La transformation et l'extension des réseaux de transport et de distribution sont essentielles pour atteindre les objectifs visés et garantir à l'avenir également la sécurité de l'approvisionnement jusqu'ici très élevée en Suisse.

Seuls quelques rares pays disposent d'études détaillées sur l'ampleur et le montant des investissements requis pour l'extension du réseau. En conséquence, seuls les cas de l'Allemagne, du Danemark et de la Suisse seront examinés ci-après.

#### 5.3.1. Scénarios de production et de consommation

Le degré d'adaptation du réseau dépend entre autres de l'évolution prévue de la demande et des hypothèses adoptées pour répondre à ladite demande. C'est la raison pour laquelle les différents scénarios de développement déterminants sont présentés ci-après.

##### 5.3.1.1. Allemagne

Le plan de développement du réseau (*Netzentwicklungsplan, NEP*) mis en œuvre en Allemagne repose sur trois scénarios: le scénario conservateur NEP A, le scénario principal NEP B et le scénario prévoyant le plus important développement des énergies renouvelables NEP C, également appelé scénario des länder (*Bundesländerszenario*). Ces scénarios sont basés sur le fameux principe NOVA, selon lequel une optimisation du réseau (NO: *Netzoptimierung*) précède un renforcement (V: *Verstärkung*) ou une extension (A: *Ausbau*) du réseau (BMU, 2012). Les études présentées aux chapitres Réseau de transport (5.3.2) et Réseau de distribution (5.3.3) sont basées sur le scénario principal NEP B 2012 et sur le scénario des länder 2012.

Le scénario NEP B 2012 présente les objectifs politiques énergétiques et climatiques du gouvernement allemand. Il mise sur un développement des énergies renouvelables total de 166 GW d'ici 2030<sup>31</sup>. Pour garantir en tout temps la flexibilité requise du système d'électricité, et donc l'équilibre entre la production et la demande pour une production aussi dépendante de l'offre, le plan prévoit de recourir aux centrales à gaz (*Netzentwicklungsplan Strom*, 2013). Le scénario des länder se fonde sur les objectifs fixés par les différents länder en matière de production d'électricité renouvelable. Il se distingue par une part totale d'électricité renouve-

<sup>30</sup> La Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 explique comment l'objectif de «réduire de plus de 80% les émissions polluantes d'ici à 2050» peut être réalisé sans nuire à l'approvisionnement ni à la compétitivité (Commission européenne, 2011).

<sup>31</sup> Source: dena (2013)



lable particulièrement élevée d'ici 2030 (222 GW<sup>32</sup>) et ne prévoit aucune nouvelle centrale électrique conventionnelle avant 2022 (*Netzentwicklungsplan Strom*, 2013).

#### **5.3.1.2. Danemark**

Le programme danois pour l'extension et la transformation du réseau repose sur deux scénarios. Le scénario 2020 de l'UE est inspiré des objectifs climatiques 20/20/20 de l'UE. Des mesures de renforcement de l'efficacité visent à diminuer la demande d'électricité dans tous les pays. Le développement des énergies renouvelables au Danemark se situe donc dans le droit fil des objectifs énergétiques définis par l'UE pour ses Etats membres (cf. Tableau 4).

Le scénario B correspond aux attentes des gestionnaires du réseau de transport et ne dépend pas de l'atteinte des objectifs de l'UE. Il part d'une augmentation de la demande d'électricité et d'un degré de réalisation des objectifs de développement des énergies renouvelables plus modeste que dans le scénario UE 2020.

#### **5.3.1.3. Suisse**

Les Perspectives énergétiques de la Suisse définissent trois scénarios pour l'évolution de la demande en se basant sur des modèles d'économie énergétique concernant la demande. Le scénario (de référence) «Poursuite de la politique actuelle» (PPA) part d'une hausse de la demande d'électricité en Suisse. Il est axé sur des mesures et présente l'effet des instruments déjà décidés et mis en œuvre. La consommation en Suisse, qui en 2010 atteignait 59,5 TWh, est estimée à 64 TWh en 2035 et à 69 TWh en 2050 (demande d'électricité, sans pertes de réseau et consommation des centrales d'accumulation) (OFEN, 2013).

Les objectifs de développement de la Stratégie énergétique 2050 pour l'année 2035 reposent sur le scénario «Nouvelle politique énergétique» (NPE) défini dans les Perspectives énergétiques. Cette variante de politique ciblée sur les objectifs examine comment réaliser la réduction visée des émissions suisses de CO<sub>2</sub> d'ici 2050 à environ 1,5 t par personne. Dans le scénario NPE, la demande d'électricité baisse à 55 TWh d'ici 2035 et à 53 TWh d'ici 2050 (OFEN, 2013).

Quant aux objectifs à court terme pour 2020, ils sont définis dans le scénario «Mesures politiques du Conseil fédéral» (PCF) de la Stratégie énergétique 2050. Le scénario PCF montre l'impact potentiel de certaines mesures du premier paquet visant à concrétiser la Stratégie énergétique 2050 sur la demande et l'offre d'électricité. Dans les scénarios PCF et NPE, les variantes d'offre électrique C&E et E prévoient des valeurs identiques pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en 2035 (OFEN, 2013). La Figure 14 montre l'évolution selon le scénario PCF sur la demande et l'offre d'électricité pour les quarante prochaines années. La progression des énergies renouvelables à long terme est nettement visible: 14,53 TWh en 2035 et 24,22 TWh en 2050 (en vert) (OFEN, 2013).

---

<sup>32</sup> Source: dena (2013)

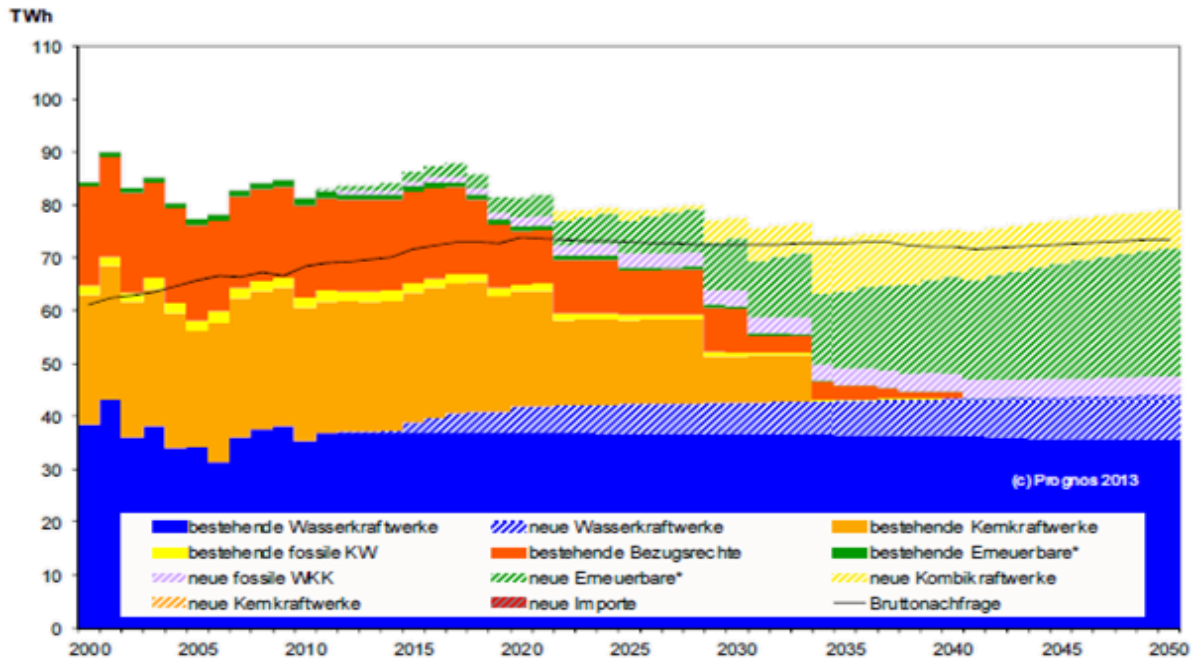


Figure 14: Evolution du mix et de la consommation d'électricité en Suisse (scénario PCF, variante d'offre électrique C+E)

Source: Prognos (2012)

Comme les possibilités de production actuelles ne suffiront pas pour couvrir la future demande nationale, différentes variantes sont examinées pour répondre au besoin d'électricité. Les variantes d'offre électrique C&E et E exploitent le potentiel de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable de manière prioritaire. Dès que la production provenant du parc national existant et du développement des énergies renouvelables n'est plus suffisante, des centrales à cycles combinés alimentées au gaz sont construites pour combler les lacunes de production (variante C+E) ou de l'électricité est importée (variante E). La production d'électricité à partir de sources renouvelables et d'installations à faible émissions de CO<sub>2</sub> est renforcée, l'efficacité des appareils des consommateurs finaux accrue.

### 5.3.2. Réseau de transport d'électricité

#### 5.3.2.1. Europe

L'extension des réseaux de transport s'étendant au-delà des frontières doit avant tout être coordonnée à l'échelle européenne, raison pour laquelle le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E<sup>33</sup>) a convenu d'un plan de développement de réseau sur dix ans (TYNDP<sup>34</sup>); ce dernier définit les conditions cadres d'une infrastructure efficace répondant à la demande.

Le REGRT-E estime dans un rapport (2012) que dans les dix prochaines années, les réseaux de transport européens nécessiteront une extension ou une transformation sur

<sup>33</sup> En anglais *ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity*

<sup>34</sup> *TYNDP: Ten-Year Network Development Plan*



52 300 km (à l'heure actuelle, la longueur totale des lignes est de 305 000 km). REGRT-E estime les coûts d'extension du réseau à quelque 104 milliards d'euros. L'infrastructure doit continuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement, le développement d'un marché européen intégré de l'électricité et l'intégration croissante de l'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Pour les consommateurs européens, ces investissements entraînent en moyenne des coûts supplémentaires répercutés sous forme de coûts pour l'utilisation du réseau. Si l'on considère la consommation d'électricité dans l'ensemble de l'Europe, ces coûts supplémentaires peuvent être évalués à environ 1,5 à 2 EUR/MWh, soit moins de 1% de la facture d'électricité actuelle (REGRT-E, 2012). Les coûts d'une extension du réseau de transport varient fortement d'un pays à l'autre, il en est de même pour les coûts dont doivent s'acquitter les consommateurs dans chaque pays.

De même, les investissements estimés dans chaque pays varient considérablement. Les montants dépendent de la surface du pays et de l'importance de la population. Avec plus de 30 milliards d'euros, l'Allemagne prévoit l'investissement le plus important. Elle est suivie par la Grande-Bretagne, qui nécessite un investissement de 19 milliards d'euros. La Suisse quant à elle estime le coût de l'extension de son réseau de transport à quelque 2 milliards d'euros. Le Danemark et l'Autriche s'attendent à des coûts moins élevés estimés à 1,4 respectivement 1,1 milliard d'euros (ENTSO-E, 2012) (OFEN, 2012). Le Tableau 6 résume ces chiffres.

Tableau 6: Coûts de l'investissement requis par les réseaux de transport d'électricité

<b>Pays</b>	<b>mio. EUR</b>
Allemagne	30 100
Grande-Bretagne	19 000
France	8 000
Italie	7 100
Espagne	4 800
Pays-Bas	3 300
Suède	2 000
Suisse <sup>35</sup>	2 000
Danemark	1 400
Autriche	1 100

Source: REGRT-E (2012), OFEN (2012) pour la Suisse

### 5.3.2.2. Allemagne

L'envergure et le coût de l'extension du réseau de transport allemand requise varient fortement selon le type de tracé, le type et la diffusion des technologies de stockage, ainsi que l'évolution du parc des centrales électriques (dena, 2010).

<sup>35</sup> Coûts d'investissement jusqu'en 2020. Source: OFEN (2012)



L'analyse dena (dena, 2010) a identifié trois possibilités pour intégrer la production d'électricité renouvelable dans le réseau de transport: (1) intégration par l'extension du réseau (2) stockage à hauteur de 50% ou (3) de 100% dans les régions confrontées à des difficultés d'approvisionnement. En conséquence, le recours à des possibilités de stockage permettant une certaine flexibilité est primordiale. D'autre part, l'étude a examiné l'impact d'un recours au monitoring des lignes aériennes et à des supraconducteurs à haute température. L'une et l'autre technologies ont pour but d'augmenter la capacité de la ligne. La première utilise les avantages météorologiques pour exploiter la pleine capacité du réseau. Reste qu'elle est temporairement limitée.

Selon la variante prise en considération, les investissements varient de 20 milliards d'euros (intégration par l'extension du réseau) à 55 milliards (enfouissement de lignes à isolation gazeuse).

### 5.3.2.3. Danemark

D'entente avec la Norvège, la Suède et la Finlande, le Danemark a élaboré un concept commun pour l'extension et la transformation du réseau. Le *Nordic Grid Development Plan 2012* concerne essentiellement les réseaux haute tension et inclut des plans de développement internationaux (*Stattnet, Enerinet.dk, Svenska kraftnät, Fingrid*, 2012). Le plan de développement nordique n'est pas mû par le seul développement des énergies renouvelables. Il accorde également la priorité à l'intégration du marché entre les pays et au renforcement de la sécurité de l'approvisionnement. Le Nord dispose déjà de nombreuses installations réglables pour les énergies renouvelables (p. ex. centrales hydroélectriques). Voilà pourquoi l'accent est mis surtout sur l'optimisation du réseau et sur son extension coordonnée (RE-GRT-E, 2010).

Par ailleurs, le Danemark entend minimiser l'impact des réseaux de transport d'électricité sur le paysage. En 2008, il a adopté un plan d'action à long terme (*Cable Action Plan*) régissant l'extension de réseaux de transport électriques. Ce dernier prescrit que le réseau haute tension (lignes de moins de 220kV) doit en grande partie<sup>36</sup> être souterrain. De surcroît, le Danemark veut supprimer l'impact défavorable des lignes aériennes restantes sur le paysage (Energinet.dk, 2009) (Energinet.dk, 2013).

Il est prévu de remplacer 3200 km de lignes aériennes par 2900 km de câbles enterrés (132 à 150 kV). Le rapport de substitution n'est pas égal, puisque le plan d'action prévoit également de restructurer et d'optimiser le réseau. Les coûts de ce changement stratégique s'élèvent à 14,5 milliards de couronnes danoises (env. 2,4 milliards de francs suisses) et seront répartis sur trente ans (Energinet.dk, 2009).

### 5.3.2.4. Suisse

La Stratégie énergétique 2050 dresse un portrait de la Suisse énergétique de demain (OFEN, 2013). Elle évalue les coûts engendrés par le réseau de transport selon les variantes d'offre électrique et le scénario d'évolution de la demande (PPA, NPE) retenus. L'extension

<sup>36</sup> Enfouissement des lignes câblées 132kV, 150 kV et d'une partie du réseau 400 kV (Energinet.dk, 2013).





du réseau nécessitée par une production toujours plus décentralisée coûtera entre 0,2 et 0,55 milliard de francs d'ici 2035. D'ici 2050, le développement du réseau nécessitera des investissements variant entre 0,4 et 0,7 milliard. L'investissement de 2 milliards de francs requis pour le réseau stratégique 2020 est à considérer à part. Ces mesures d'extension sont nécessaires aujourd'hui déjà. Elles génèrent des coûts maximaux de 2,7 milliards de francs pour le réseau de transport d'ici 2050. Les travaux de maintenance et de rénovation ne sont pas compris dans les travaux d'extension planifiés. Le besoin d'extension du réseau suisse de transport d'électricité n'est que très peu corrélé à la Stratégie énergétique 2050 ni au développement des énergies renouvelables en Suisse.

### 5.3.3. Réseau de distribution

Seules quelques rares études internationales ont analysé l'influence des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution, et sur la transformation et l'extension des réseaux qui en résulte. Il n'empêche qu'en raison de l'injection d'électricité toujours plus décentralisée, notamment lorsqu'elle progresse fortement en proportion, il est nécessaire d'investir dans les réseaux. Cependant, il n'est pas possible de déterminer à partir de quel taux de pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution des investissements sont nécessaires. En effet, les réseaux électriques sont fortement influencés par les conditions locales. D'autre part, l'importance des investissements consacrés au réseau est étroitement liée à l'évolution de la demande d'électricité. Cette évolution est spécifique à chaque pays et varie fortement d'une région à l'autre.

Au vu des informations parfois sommaires et des conditions cadres très hétérogènes dans les pays comparés, seul sera examiné le besoin d'investissement attendu en Suisse et en Allemagne. Le Danemark est cité en exemple pour la mise en œuvre - actuellement croissante - de solutions d'extension alternatives menant à des réseaux intelligents.

L'intégration des énergies renouvelables a tendance à nécessiter des investissements plus importants dans le réseau de distribution que dans le réseau de transport d'électricité. Néanmoins, la mise en œuvre de mesures dans le domaine des réseaux intelligents, appelés également *smart grids*, permet de diminuer les investissements exigés pour la transformation et l'extension des réseaux de distribution suite à la décentralisation croissante de la production d'électricité. Parmi ces mesures figurent notamment le contrôle de l'injection réduisant temporairement - au besoin - la production de la puissance installée des sources d'énergies renouvelables ou le réglage de la tension dans les stations de réseau locales. Ces mesures peuvent être considérées comme des technologies d'un *smart grid* déjà disponibles (Consentec, 2012) (Consentec, 2013).

#### 5.3.3.1. Allemagne

En Allemagne aussi, le besoin d'extension du réseau est mû par l'intégration des énergies renouvelables. La représente l'évolution des investissements réalisés dans les réseaux électriques en fonction des capacités de production décentralisées installées.

La Figure 15 fait état d'une tendance linéaire des investissements. Plus l'injection de puis-





sance à base d'énergies renouvelables dans le système est importante, plus le besoin d'investir dans les réseaux est grand. Le tableau montre bien que le scénario des länder, qui mise sur un développement des énergies renouvelables plus prononcé que le scénario NEP B 2012, nécessite également davantage d'investissements.

Exprimée en kilomètres de circuit électrique, l'extension prévue représente entre 135 000 et 193 000 km jusqu'en 2030, tous niveaux de tension confondus. La nécessité de développer le réseau s'accroît proportionnellement surtout aux niveaux de tension moyens. Au niveau de haute tension (niveau de réseau 3), 12 à 19% du réseau électrique allemand doivent être reconstruits, et 22 à 26% transformés ou rééquipés. Au niveau de moyenne tension (niveau de réseau 5), 15 à 24% des réseaux nécessitent une extension. Au niveau de tension bas (niveau de réseau 7) en revanche, le besoin d'extension concerne seulement 5%. Sur le principe, la tendance en Allemagne correspond aux résultats constatés en Suisse (Consentec, 2012).

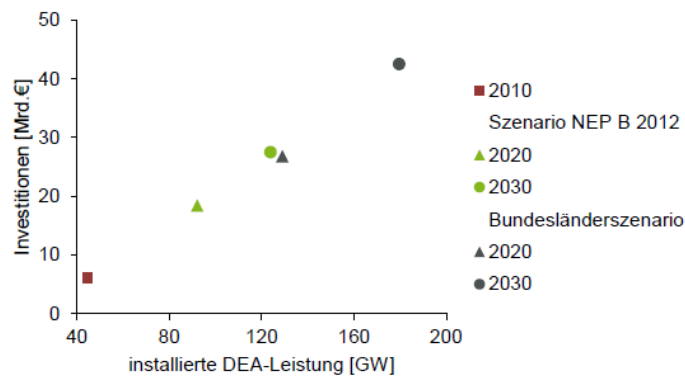


Figure 15: Besoin d'investissement en fonction des unités de production décentralisées installées

Source: dena (2012, p. 160)

Le Tableau 7 résume les résultats de l'étude dena consacrée au réseau de distribution en Allemagne.

Le besoin d'extension démontré nécessite des investissements entre 27,5 et 42,5 milliards d'euros (soit entre 33 et 52 milliards de francs suisses<sup>37</sup>) d'ici 2030 (dena, 2012). La grande différence des investissements résulte des mesures envisageables dans le domaine du *smart grid*, comme par exemple des accumulateurs d'énergie ou des stations de réseau locales à réglage de tension. Ces mesures permettent de restreindre considérablement les investissements nécessaires pour l'extension des réseaux. Sur le principe, ce constat ayant trait à l'Allemagne correspond aux résultats applicables à la Suisse.

<sup>37</sup> Cours de change moyen en 2012: 1,216 CHF/EUR ([www.oanda.com](http://www.oanda.com))



Tableau 7: Investissements dans le réseau de distribution en Allemagne

		Scénario NEP B 2012		Scénario des länder	
		d'ici 2015	d'ici 2030	d'ici 2015	d'ici 2030
Extension en km	NR7	38 700	51 600	41 200	57 300
	NR5	19 800	72 100	29 700	117 200
	NR3	2 700	11 100	3 000	18 500
Total (km)		61 200	134 800	73 900	193 000
Investissement (mia. EUR)	NR7	2,6	3,6	2,8	4,2
	NR5	3,2	7,8	4,1	12,0
	NR3	5,6	16,1	6,5	26,3
Investissement total (mia. EUR)		11,4	27,5	13,4	42,5

Source: dena (2012)

### 5.3.3.2. Danemark: ébauche d'un *smart grid*

Le Danemark s'efforce de favoriser les solutions *smart grids*, entre autres dans le but de minimiser l'ampleur de l'extension du réseau. A son avis, le *smart grid* progressera de manière évolutive. Parmi les caractéristiques et fonctionnalités des réseaux intelligents évoquées ci-après, toutes ne sont pas intégralement applicables au Danemark. Au Danemark, un *smart grid* est un réseau électrique pouvant coordonner intelligemment le comportement de tous les utilisateurs. Pour ce faire, il met en réseau les consommateurs et les producteurs par le biais de technologies de l'information. Un *smart grid* a une multitude de qualités fonctionnelles; comme par exemple la transparence de l'état d'exploitation du réseau et le réglage des moyens d'exploitation. Ainsi par exemple, la tension dans les réseaux de distribution peut être réglée activement. En résumé, l'échange d'informations entre consommateurs et installations de production permet de mieux faire concorder l'offre et la demande (Energinet.dk, 2010). Des signaux sur les prix peuvent encourager les consommateurs finaux à adapter leur consommation ou leur injection de courant en fonction des besoins du marché ou du réseau. Un tel réseau électrique offre une alternative face aux options conventionnelles d'une extension du réseau. L'utilisation de l'infrastructure existante peut être optimisée, et l'extension du réseau restreinte, même en partant de l'hypothèse que l'électrification ira croissant<sup>38</sup>. La Figure illustre l'effet d'un passage au *smart grid* et les conséquences anticipées au Danemark. En optant pour des solutions *smart grid* dans les réseaux, le Danemark anticipe une extension des infrastructures moins forte que celle voulue par les approches traditionnelles.

<sup>38</sup> La Figure part d'une électrification croissant avec le temps, qui s'explique entre autres par le renforcement de la mobilité électrique et l'utilisation accrue de pompes à chaleur (Energinet.dk, Danish Energy Association, 2013).

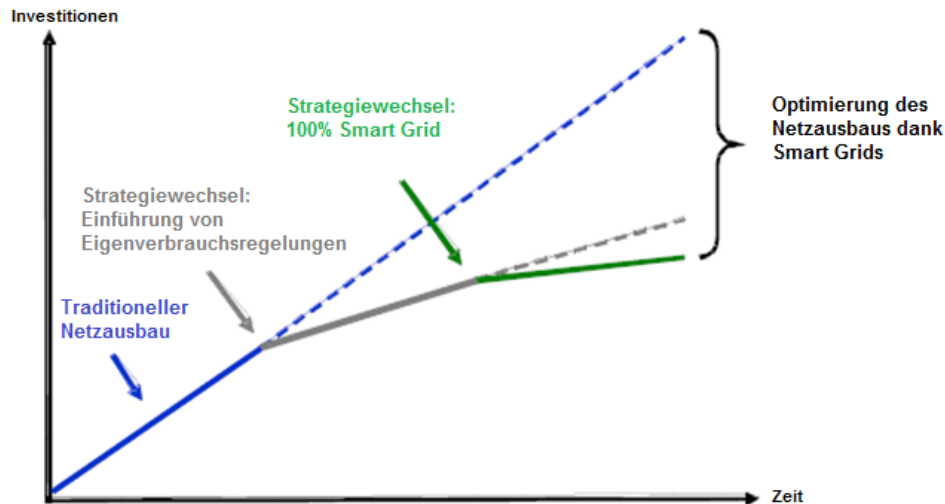


Figure 16: Passage à un réseau intelligent

Source: Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011, p. 8)

Selon l'étude Energinet.dk et Danish Energy Association (2013), un *smart grid* apporte au Danemark les avantages concrets suivants<sup>39</sup>:

- davantage de possibilités de maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande à moindre coût;
- une intégration accrue des énergies renouvelables grâce à la flexibilité sur le plan de la consommation: mobilité électrique, charges réglables, accumulateurs et pompes à chaleur;
- une meilleure stabilité du réseau grâce à une sécurité renforcée de la mise à disposition de l'énergie électrique ou un équilibre plus flexible de la production et de la consommation;
- des économies d'énergie et, le cas échéant, des prix plus bas pour les consommateurs participant activement au système.

Malgré ses nombreux avantages, le passage à un réseau intelligent entraîne des coûts non négligeables. Une étude réalisée au Danemark (Energinet.dk, Danisch Energy Association, 2010) a évalué le coût d'une stratégie *smart grid* à 9,8 milliards de couronnes danoises (env. 1,6 milliard de francs suisses). En comparaison, les adaptations de réseau traditionnelles sont estimées à 7,7 milliards de couronnes (env. 1,25 milliard de francs suisses), selon des recherches danoises. A première vue, la mise en place d'un *smart grid* coûte donc plus cher. D'un autre côté, l'étude danoise évalue l'utilité socio-économique d'un *smart grid* à quelque 8,2 milliards de couronnes danoises (soit 1,35 milliard de francs suisses); elle est donc nettement plus importante que celle d'une extension de réseau traditionnelle. L'utilité socio-économique résulte notamment de la baisse des coûts du système et de la production, ainsi que des économies d'énergie. Fort des avantages économiques qu'offre une solution *smart grid* et des enseignements actuels, le Danemark mise fortement sur la transformation des réseaux électriques en réseaux plus intelligents.

<sup>39</sup> Source: Energinet.dk, Danisch Energy Association (2010)



### 5.3.3.3. Suisse

#### Besoin d'investissement

Selon l'étude sur les réseaux de distribution réalisée sur mandat de l'OFEN (Consentec, 2012), l'extension concernera avant tout les niveaux de réseau 4 et 6. A l'instar du modèle appliqué dans l'étude pour quantifier les adaptations du réseau, les efforts d'extension ne concerneront pas ou que très peu le niveau de basse tension (niveau de réseau 7). Le Tableau 8 dresse la liste des investissements prévus dans le réseau de distribution suisse par les différents scénarios et variantes d'offre électrique. Selon le scénario retenu, la variante C+E nécessite un investissement de quelque 6 milliards de francs suisses d'ici 2035 et 8,8 à 11,2 milliards d'ici 2050. La Stratégie énergétique 2050 est basée sur la variante d'offre C+E. Le recours à des transformateurs à réglage de tension MT/BT (réglage stations de réseau locales) comme à d'autres technologies *smart grid* peut sensiblement diminuer l'investissement. D'autres études portant également sur les réseaux de distribution suisses aboutissent à des sommes d'investissement comparables pour les mêmes approches intelligentes (Consentec, 2012) (AES, 2012).

Tableau 8: Investissements dans le réseau de distribution en Suisse

		Scénario PPA		Scénario NPE	
		d'ici 2035	d'ici 2050	d'ici 2035	d'ici 2050
Extension	NR 4	140 %	175 %	150 %	210 %
	NR 5	120 %	125 %	125 %	135 %
	NR 6	140 %	175 %	135 %	160 %
<b>Total (km N5)</b>		<b>37 600</b>	<b>39 200</b>	<b>39 200</b>	<b>42 400</b>
Investissement (mia. CHF)	C+E	5,6	8,8	6,2	11,2
	D+E <sup>40</sup>	6,8	10,0	7,5	12,6
	D+E, ESM90 <sup>41</sup>	6,0	9,1	6,8	11,4
	D+E, réglage stations locales	2,3	3,9	2,5	4,5

Source: OFEN (2012)

En 2035, la somme des coûts pour le réseau de distribution entraînés par la mise en place du réseau stratégique 2020 et la Stratégie énergétique 2050 se situera entre 2,3 et 7,5 milliards de francs, et entre 3,9 et 12,6 milliards en 2050 (OFEN, 2013).

Les analyses ont permis d'identifier le besoin d'extension pour chaque niveau.

- D'ici 2035, le niveau de réseau 5 doit s'étendre de 120 à 125% (soit 51 000 à 54 000 km<sup>42</sup> d'ici 2035; aujourd'hui, le niveau de réseau comprend 43 000 km). En recourant au réglage des stations de réseau locales, l'extension du niveau de réseau 5 pourrait être

<sup>40</sup> Ce scénario n'est plus pris en compte dans les perspectives énergétiques. Dans cette variante, l'abandon du nucléaire est compensé par des installations CCF décentralisées, le développement des parcs d'électricité hydraulique, le développement de sources d'électricité à base d'énergies renouvelables et les importations.

<sup>41</sup> EMS90: *Einspeisemanagement der neuen EE* (réglage de l'injection des nouvelles énergies renouvelables). Soit une réduction temporaire de la puissance produite à 90% de la puissance installée.

<sup>42</sup> Base de calcul ECom (2012).



ramenée à seulement 105%. Aux niveaux de réseau 4 et 6, le nombre de transformateurs et des stations de réseau locales doit augmenter de 130 à 135%.

- D'ici 2050, le niveau de réseau 5 doit s'étendre de 125% à 135% (soit 54 000 ou 58 000 km<sup>42</sup> d'ici 2050; aujourd'hui, le niveau de réseau compte 43 000 km). Ici aussi, le recours au réglage des stations de réseau locales permet de ramener le besoin d'extension à seulement 110%. Les niveaux de réseau 4 et 6 nécessitent un développement de l'ordre de 160%.

Les investissements réalisés dans les réseaux électriques se répercutent sur les factures d'électricité des consommateurs finaux. Conformément au mécanisme de répercussion des coûts actuellement en vigueur, les coûts de réseau sont répercutés sur les consommateurs par l'intermédiaire de la rémunération pour l'utilisation du réseau. En 2010, les seuls frais de réseau (sans les coûts de l'énergie, sans taxes, etc.) s'élevaient à environ 430 francs pour un ménage consommant environ 4500 kWh.

Selon le scénario retenu pour la demande (PPA ou NPE), la consommation baisse d'ici 2050. Cette diminution a une incidence directe sur la rémunération pour l'utilisation du réseau, étant donné que les mêmes coûts de réseau ou, le cas échéant, les coûts plus élevés doivent être répartis sur une consommation plus faible. Dans le scénario NPE, la consommation moyenne chute à environ la moitié de la consommation actuelle. Il faut donc s'attendre à une augmentation de la rémunération de l'utilisation du réseau d'ici 2050.

#### **5.4. Obstacles généraux à l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau**

Les obstacles à l'intégration dans le réseau de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ont été identifiés dans trois domaines, à savoir le raccordement au réseau, l'exploitation du réseau et le développement du réseau (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).

##### Raccordement au réseau

Première étape de l'intégration des énergies renouvelables, le raccordement au réseau semble être critique pour plusieurs pays européens. Les procédures laborieuses et complexes durant la phase de raccordement des installations au réseau, le manque de capacités de réseau en vue de l'intégration complète des énergies renouvelables, la faible position des exploitants d'installations<sup>43</sup> au plan juridique et le manque d'acceptation de la part de la population en cas d'adaptations du réseau sont autant de problèmes identifiés. A quoi s'ajoutent d'autres défis: manque de réglementation de la répartition des coûts résultant de la transformation et de l'extension du réseau, manque de communication et conflits entre exploitants d'installations et gestionnaires du réseau. Tous les pays comparés ont constaté que les procédures administratives concernant l'extension et la transformation des lignes doivent être considérablement abrégées, simplifiées et rendues plus efficaces, afin de diminuer les

---

<sup>43</sup> La faible position des exploitants d'installations sur le plan juridique, lorsqu'il s'agit d'exiger une adaptation du réseau, si celle-ci s'avère nécessaire (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012).



longs préliminaires tout comme les retards. Pour l'Autriche, la France, la Grande-Bretagne, l'Espagne et la Suède, les questions non résolues sur la prise en charge et la répartition des coûts de la transformation et de l'extension constituent les principaux obstacles au raccordement au réseau. Ces coûts sont considérables. La question de la prise en charge des coûts et, partant, de la prise en charge ou du partage du risque, peut entraîner des conflits entre exploitants d'installations et gestionnaires de réseau. En Italie, les nombreuses demandes de raccordement au réseau posent problème, notamment dans les régions où le réseau est traditionnellement faible. D'autre part, une partie de la capacité de réseau théoriquement utilisable est réservée à d'autres exploitants d'installations qui ne sont pas encore reliés au réseau. L'introduction de taxes de réservation<sup>44</sup> peut éviter une telle charge virtuelle des réseaux. L'Allemagne indique la nécessité de définir davantage de prescriptions techniques et réglementaires, ainsi que le besoin d'améliorer la communication entre les différents acteurs. En l'occurrence, des conditions cadre détaillées garantissant la transparence pour tous les acteurs concernés.

#### Une exploitation stable du réseau

L'exploitation stable du réseau corrélée à l'intégration des énergies renouvelables est pour l'heure un sujet d'importance secondaire, puisque seuls quelques rares pays ont une production aussi largement dépendante de l'offre. Reste que cet aspect devrait fortement gagner en importance dans les années à venir.

#### Le développement du réseau

Dans l'ensemble, le contexte est plutôt défavorable pour ce qui concerne le développement du réseau. Les énergies renouvelables sont encore trop peu prises en compte dans les démarches de planification des réseaux au plan national (eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012). En outre, les gestionnaires de réseau doivent encore développer leurs méthodes de planification, qu'ils ont mises au point sur des décennies, et élargir leurs concepts de planification. Nombre d'entre eux commencent aujourd'hui seulement à mettre en place les compétences requises, mais l'expérience des nouveaux concepts de planification fait en grande partie défaut.

Outre les défis mentionnés, l'Allemagne est confrontée à l'opposition de l'opinion publique. Des procédures d'autorisation longues et compliquées rendent la situation difficile non seulement au Danemark, mais aussi en Italie, en Autriche, en Allemagne et en Suède. Il en est de même en Suisse. En Espagne, la répartition des coûts d'investissement entre tous les acteurs concernés est contestée.

Pour accélérer l'intégration des énergies renouvelables et la rendre plus efficace, divers obstacles financiers, juridiques ou administratifs doivent être levés au préalable. Tant que ce ne sera pas le cas, les réseaux ne pourront pas être adaptés comme il se doit à la décentralisation croissante de l'injection de courant. D'où le danger que la capacité d'absorption des réseaux électriques atteigne ses limites et que la sécurité de l'approvisionnement soit menacée

---

<sup>44</sup> Dès qu'un exploitant d'installation s'inscrit pour un raccordement au réseau, il doit s'acquitter d'une taxe de réservation. Celle-ci a valeur d'acompte pour le raccordement; le gestionnaire du réseau ne doit pas prendre le risque de construire ledit raccordement sans avoir la certitude que l'installation sera effectivement réalisée.



par une incapacité d'absorption croissante, en particulier des énergies renouvelables. La stratégie des réseaux électriques reconnaît le danger et propose des solutions pour assurer la stabilité du système à l'avenir également. Les installations d'accumulation par pompage de la Suisse devraient jouer un rôle clé dans l'équilibrage international de la production liée à l'offre. Dans ce contexte, la collaboration entre les pays est primordiale, notamment sur le plan du développement des capacités de limite dans les réseaux de transport.





## 6. Impact des énergies renouvelables sur l'environnement et le développement territorial

La production d'énergie ne reste pas sans conséquences négatives sur l'environnement. Leur gravité varie en fonction de la source d'énergie et de la technologie de production concernée. D'ordinaire, les énergies renouvelables sont moins nuisibles à l'environnement que les énergies d'origine fossile. La part de production nationale et celle des importations divergent énormément dans le cas des énergies renouvelables et des énergies fossiles; les énergies renouvelables sont essentiellement préjudiciables à l'environnement à l'intérieur du pays, tandis que l'impact des énergies fossiles se situe en majeure partie à l'étranger. L'atteinte à l'environnement que les sources d'énergies renouvelables permettent d'éviter peut donc être vue comme un avantage pour la société (Fraunhofer ISI, 2012). D'autre part, l'impact négatif des sources d'énergie traditionnelles sur l'environnement n'est pas inclus dans le prix de l'électricité. Or, cet aspect est important et ne doit pas être négligé dans la comparaison entre énergies renouvelables et énergies fossiles ou centrales nucléaires.

L'ampleur des dommages entraînés par la production d'énergie et des conséquences sur l'environnement peut essentiellement être exprimée en unités de CO<sub>2</sub> et en niveau de qualité des espaces vitaux. Si l'exploitation des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables n'émet pratiquement pas de CO<sub>2</sub>, il n'en va pas de même pour les installations elles-mêmes. A l'opposé des émissions de CO<sub>2</sub> provenant des sources d'énergies fossiles, le CO<sub>2</sub> produit par les installations d'énergie renouvelable est moins problématique pour l'environnement. Les énergies renouvelables ont un impact sur les espaces vitaux (besoin de terrain, interruption de la migration des poissons, questions liées à l'eau résiduelle, paysage, entre autres). L'utilisation des sols peut avoir des répercussions négatives sur la biodiversité et porter atteinte au paysage ou créer des conflits avec d'autres exploitations du sol (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011). Par conséquent, l'importance, le lieu et la qualité des surfaces utilisées sont décisifs pour évaluer l'impact écologique des technologies renouvelables. La décision de construire ou non une installation doit tenir compte de certains aspects: «En sélectionnant les sites, en respectant des exigences ayant trait au développement territorial et à la protection de la nature et en optimisant la combinaison de différentes technologies, l'atteinte à l'environnement peut être minimisée» (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

Il est difficile de comparer l'impact des énergies renouvelables sur l'environnement et sur le développement territorial dans les différents pays. Les conditions cadres locales et les données naturelles jouent un rôle essentiel. Chaque pays se spécialise dans l'exploitation de ressources différentes. Le Danemark, l'Allemagne et les Pays-Bas par exemple misent sur la production d'énergie éolienne *offshore*, dont les conséquences ne sont pas les mêmes que pour la production d'installations éoliennes *onshore*. D'autre part, la surface mise à disposition pour les installations diffère elle aussi fortement d'un pays à l'autre. Voilà pourquoi le présent rapport se limite à une analyse détaillée de l'impact qu'ont ces différentes technologies en Suisse (chapitre 6.2). Elle sera complétée par l'expérience faite dans les pays comparés (chapitre 6.3). Enfin, les technologies de production sont classées selon leur durabilité (chapitre 6.3).



## 6.1. L'impact écologique des technologies renouvelables en Suisse

### 6.1.1. Analyse environnementale

Une étude (Infras, Ecosens, 2013) mandatée par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV) a permis d'analyser l'impact écologique des technologies de production d'électricité suivantes: énergie hydraulique, photovoltaïque, biomasse, incinération des déchets et systèmes énergétiques fossiles. Par ailleurs, les réseaux d'électricité et de gaz ont été évalués. Cette étude compare l'état de sites naturels vierges aux sites abritant des installations de production d'énergie renouvelable.

Les différentes technologies ont été analysées sous différents aspects et évaluées selon le degré de leur impact écologique. Les espaces naturels et la diversité des espèces ont été examinés à l'aune de trois critères, à savoir la biodiversité, la diversité des paysages et l'exploitation des sols. L'impact climatique a été mesuré aux gaz à effet de serre. Ont par ailleurs été pris en compte les polluants, le bruit et le rayonnement non ionisant. Enfin, l'étude a procédé à une analyse des risques de dangers naturels et d'accidents.

#### Energie hydraulique

L'impact écologique de l'énergie hydraulique peut être différencié selon les centrales hydroélectriques au fil de l'eau, les petites centrales hydroélectriques, les centrales à accumulation ou les centrales à accumulation par pompage. Dans le cas des centrales au fil de l'eau, l'interruption du flux continu représente la principale menace pour la biodiversité et la diversité du paysage. Cependant, l'ampleur de l'impact est étroitement corrélée au type de technologie, à la dimension de l'installation et à son emplacement. Les petites centrales, de même que les centrales à accumulation ou à accumulation par pompage nuisent pour la plupart à la biodiversité et à la diversité des paysages, puisqu'elles modifient le débit d'eau (en particulier en présence de tronçons d'évacuation). La compatibilité des centrales avec l'environnement reste cependant étroitement corrélée au site et doit être examinée au cas par cas. Parmi les technologies analysées, seules les centrales hydroélectriques moyennes et grandes présentant un potentiel d'accumulation déterminant se distinguent par une réduction du risque d'inondation. En résumé, l'énergie hydraulique peut d'un côté nuire aux espaces naturels et à la diversité des espèces; d'un autre côté, elle n'entraîne ni pollution, ni nuisances acoustiques et diminue même les risques de dangers naturels (Infras, Ecosens, 2013).

Si, contrairement à l'énergie éolienne et solaire, le potentiel de développement de l'énergie hydraulique est modeste, le potentiel d'amélioration de l'efficacité des installations existantes est considérable. Les grandes centrales hydroélectriques recèlent toujours le plus grand potentiel de développement: en règle générale, il est possible d'accroître sensiblement la production en n'entraînant que de faibles conflits supplémentaires (Académies suisses des sciences, 2012). Selon une étude sur l'impact écologique de la production d'électricité en Suisse (*Studie über die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz*, ESU-services GmbH, Institut Paul Scherrer, 2012) l'énergie hydraulique est la technologie ayant le plus faible impact<sup>45</sup>.

Le Tableau 9 résume les conflits primaires entre l'environnement et la production d'énergie

<sup>45</sup> L'analyse a examiné les indicateurs environnementaux suivants: émissions de gaz à effet de serre, déchets hautement radioactifs, affections des voies respiratoires, dommages potentiels causés à l'écosystème, besoin d'énergie cumulé, épuisement des ressources abiotiques, rayonnement ionisant.



dans le domaine de l'énergie hydraulique et propose différentes solutions et mesures susceptibles de minimiser l'impact écologique.

Tableau 9: Conflits et solutions envisageables

<b>Conflits</b>	<b>Solutions envisageables/Mesures</b>
<b>Paysage</b>	Intégration de l'ouvrage dans le paysage (p. ex. aménagement des berges)
<b>Assèchement de cours d'eau</b>	Garantie de quantités d'eau résiduelle suffisantes
<b>Modification de paysages proches de la nature</b>	Petite hydraulique en première priorité sur des cours d'eau déjà exploités ou aménagés, ainsi que dans des installations d'infrastructure (eau potable et eaux usées); exigences renforcées dans des régions intactes ou protégées.
<b>Ecologie des eaux</b>	Débits résiduels suffisants, exploitation par éclusées prudente, garantie de la migration des poissons et charriage
<b>Biodiversité</b>	Echelles à poissons/continuité écologique
<b>Exploitation de zones de loisir de proximité</b>	Revalorisation des zones de loisirs à proximité, dont les eaux sont exploitées

Source: Académies suisses des sciences (2012)

### Energie éolienne

Les installations éoliennes n'ont qu'un impact faible, voire inexistant, sur les espaces naturels et sur le plan du bruit. Quoi qu'il en soit, les valeurs limites définies par l'ordonnance sur la protection contre le bruit (OPB) doivent être respectées en tout temps. Reste que l'impact des grandes installations et des parcs éoliens est proportionnellement plus faible que celui des petites installations. Les éoliennes sont indiquées sur des sites exposés aux vents comme les Alpes et l'Arc jurassien, ainsi que dans certaines régions des Préalpes. Les grandes installations éoliennes sont visibles, elles ne peuvent pas être dissimulées et modifient par conséquent le paysage. A noter cependant qu'au terme de leur durée de vie, elles peuvent être démantelées très rapidement et sans nuire au paysage. Des restrictions de l'exploitation permettent de neutraliser les problèmes de l'ombre projetée par les installations situées à proximité d'une zone d'habitation. L'ingérence dans l'habitat de certaines espèces animales et végétales (en particulier les oiseaux et les chauves-souris) par contre est controversée (Académies suisses des sciences, 2012) (Infras, Ecosens, 2013).

Les Académies suisses des sciences ont identifié les conflits potentiels liés à l'énergie éolienne et les mesures envisageables (Tableau 10).



Tableau 10: Energie éolienne - conflits et solutions envisageables

Conflits	Solutions envisageables/Mesures
<b>Modification/Atteinte au paysage</b>	Bonne intégration; connexion à d'autres installations (lacs d'accumulation, installations de transport) en vue d'une «lisibilité logique».
<b>Atteinte aux oiseaux et chauves-souris</b>	Planification tenant compte des migrations d'oiseaux et de la présence de chauves-souris; respect des lignes directrices de l'OFEV; restrictions de l'exploitation en fonction des prévisions concernant les oiseaux.
<b>Ombres portées et nuisances acoustiques</b>	Distance par rapport aux zones d'habitation et immeubles habités en fonction de la situation et respectant les restrictions d'exploitation.

Source: Académies suisses des sciences (2012)

De manière générale, il faut mentionner que la restriction de la sélection des sites motivée par la protection du paysage, p. ex. pour éviter les sites sur les crêtes, a un effet négatif sur la production des installations, ce qui augmente les prix de revient. Il en va de même pour les restrictions d'exploitation dues à la protection des oiseaux et des chauves-souris.

### Photovoltaïque

Les installations photovoltaïques peuvent être construites sur des surfaces de bâtiments ou sur des surfaces libres. Les installations liées à des bâtiments nuisent peu ou pas à l'environnement, à condition que les éventuelles exigences en matière d'esthétique de la protection du paysage et des monuments historiques soient respectées. Les installations en plein air, qui peuvent être dommageables à la diversité des paysages et à l'utilisation des sols, constituent un problème plus important. En outre, elles font concurrence à d'autres utilisations des sols, comme par exemple l'agriculture (Académies suisses des sciences, 2012). A noter cependant que les installations en plein air sont susceptibles de générer plus d'énergie que les plantes énergétiques. Les emplacements sur les ouvrages construits disponibles pour des installations photovoltaïques ne sont de loin pas encore épuisés, et sont donc à privilégier (DETEC, 2012).

Les émissions de CO<sub>2</sub> résultant de la fabrication, de la réalisation et du démantèlement d'installations solaires peuvent être bien plus que compensées durant la période de production (Infras, Ecosens, 2013). De surcroît, la façon dont l'installation a été fabriquée est primordiale, et moins la provenance des modules<sup>46</sup>.

Pour ce qui est du recours au photovoltaïque, les Académies suisses des sciences ont observé plusieurs problèmes et proposé des solutions.

<sup>46</sup> Même si les installations chinoises sont essentiellement fabriquées avec de l'électricité produite à partir de charbon surtout, certaines fabriques ont recours à l'électricité solaire. D'autre part, certaines installations européennes, en Allemagne également, sont elles aussi fabriquées avec de l'électricité «charbonnière». Les longs trajets de transport par ailleurs ne doivent pas entraîner une atteinte trop importante à l'environnement, les émissions de CO<sub>2</sub> par km en Chine ne se différenciant pas beaucoup de celles en Europe.



Tableau 11: Photovoltaïque - conflits et solutions envisageables

<b>Conflits concernant les installations individuelles</b>	<b>Solutions envisageables/Mesures</b>
<b>Conservation des sites construits et des monuments historiques</b>	Recours aux solutions techniques disponibles en vue d'une intégration esthétique aux bâtiments et installations; pas d'installation sur des objets protégés.
<b>Conflits concernant les installations en plein air</b>	<b>Solutions envisageables/Mesures</b>
<b>Paysage</b>	Recours prudent; pas de grandes installations dans les réserves naturelles et les sites protégés, les surfaces d'assolement et les surfaces de compensation écologiques; de préférence dans des paysages déjà marqués par l'exploitation de l'énergie; mise en lien avec d'autres installations.
<b>Effet d'éblouissement</b>	Solutions techniques.
<b>Concurrence avec la production de denrées alimentaires et l'agriculture</b>	Limitation à des surfaces sélectionnées avec soin; vérification d'une éventuelle utilisation double (p. ex. pâturage sous les panneaux).

Source: Académies suisses des sciences (2012)

### Biomasse

Lorsqu'elles produisent non seulement de l'électricité, mais aussi de la chaleur, les installations de biomasse contribuent à réduire les émissions et la consommation de combustibles fossiles. Par rapport à la situation actuelle, où le besoin de chaleur est principalement couvert par des sources fossiles, la chaleur produite par la biomasse réduit les émissions potentielles de gaz à effet de serre.

En comparaison avec les émissions résultant de l'engrais de ferme, les installations de biogaz agricoles peuvent diminuer les émissions de méthane. Les centrales à bois quant à elles sont un cas particulier, puisqu'elles ont une influence favorable sur la biodiversité. Cette caractéristique suppose une exploitation des forêts inscrite dans la durée. Les habitats sont entretenus et les forêts éclaircies. De manière générale, la culture de plantes énergétiques est nettement moins durable que l'exploitation de détritux, et nettement moins efficace que d'autres types d'énergie, si l'on considère le rapport entre l'énergie générée et la surface utilisée (Académies suisses des sciences, 2012). Le potentiel de la biomasse est limité. Tant que les quantités utilisées inscrites dans la durée ne sont pas dépassées, elles n'engendrent aucun conflit.

Néanmoins, dans le secteur de la biomasse, les Académies suisses des sciences constatent différents conflits potentiels et solutions envisageables (Tableau 12).



Tableau 12: Biomasse - conflits et solutions envisageables

<b>Conflits (déchets)</b>	<b>Solutions envisageables/Mesures</b>
<b>Emissions d'odeurs</b>	Optimisation dans le cadre du plan d'aménagement local et des autorisations de construire
<b>Longs trajets de transport pour les grandes installations</b>	Adaptation de la taille des installations à la biomasse disponible; coordination spatiale des installations
<b>Conflits (bois)</b>	<b>Solutions envisageables/Mesures</b>
<b>L'intensification de l'exploitation des forêts menace la biodiversité et l'approvisionnement des sols en éléments nutritifs</b>	Exploitation forestière proche de la nature, avec suffisamment de bois mort et d'arbres biotope
<b>Concurrence avec l'exploitation pour la construction et l'industrie; atteinte à la fonction de protection et de récupération de la forêt</b>	Plans d'affectation suprarégionaux

Source: Académies suisses des sciences (2012)

#### Incinération des déchets

Les usines d'incinération des déchets ne nuisent pratiquement pas à l'environnement. Elles ont pour objectif de supprimer l'impact écologique négatif des décharges de déchets. Les usines d'incinération constituent cependant un cas particulier, puisque leur fonction première consiste à éliminer des déchets. Reste que l'exploitation de l'énergie gagnée lors de l'incinération sous forme de chaleur et d'électricité ne cesse de gagner en importance. Grâce à la récupération de cette énergie, les émissions de gaz à effet de serre sont moindres que pour les installations fossiles (Infras, Ecosens, 2013).

#### Energies fossiles

Les installations de couplage chaleur-force (CCF) et les centrales à gaz à cycle combiné fonctionnant à base d'énergies fossiles consomment une grande quantité de combustibles fossiles, elles émettent donc beaucoup de gaz à effet de serre et de polluants. Non pas au moment de leur construction, mais surtout durant leur exploitation.

L'impact des installations CCF sur les espaces naturels et le bruit qu'elles génèrent sont jugés négligeables: en effet, ces installations sont considérées comme des installations industrielles, si bien qu'elles sont construites et exploitées dans les zones constructibles appropriées.

Les centrales à cycle combiné sont en règle générale des installations de grande envergure. L'impact de la structure de ces bâtiments massifs sur la diversité du paysage et sur l'utilisation des sols dépend du site et du design choisis pour l'installation (Infras, Ecosens, 2013).

#### Réseau électrique

Une analyse de l'environnement est déterminante au vu des adaptations de réseau prévues. Les lignes aériennes de haute et très haute tensions porteront probablement gravement atteinte à la diversité des paysages, surtout si elles traversent des régions écologiquement sensibles. Par ailleurs, les lignes aériennes produisent des rayonnements non ionisants, que l'étude estime très nuisibles. Par temps humide, les lignes aériennes d'une tension de plus



de 220 kV émettent du bruit dû à l'effet couronne.

Si les câbles posés sous terre nuisent peu à la diversité du paysage et n'émettent aucun bruit, contrairement aux lignes aériennes, ils sont nettement plus chers<sup>47</sup>. Le rayonnement non ionisant est considérablement atténué sous terre. On en sait encore trop peu sur l'influence qu'exerce la chaleur dégagée par les câbles enfouis sur la biodiversité dans le sol (Infras, Ecosens, 2013).

### Réseau gazier

Le risque d'accident, et ses possibles conséquences surtout, sont jugés très élevés pour le réseau gazier. L'effet négatif de l'utilisation des sols sur l'environnement et la diversité des paysages en revanche reste faible. L'impact d'une nouvelle pose sur les sols par contre n'est pas pris en compte dans la matrice (Infras, Ecosens, 2013).

L'analyse de l'impact écologique réalisée par Infras et Ecosens (2013) montre que chaque technologie nuit à l'environnement, chacune à un degré différent. Si l'atteinte dépend en partie de la technologie utilisée, elle reste étroitement corrélée à la qualité du site et à la conception de l'installation. Lorsqu'il s'agit de développer les installations d'énergies renouvelables, l'idéal serait de privilégier la technologie ayant le plus faible impact sur le site choisi au moment de la sélection du projet. Les analyses environnementales spécifiques au projet et au site visent, pour chaque installation, à trouver le meilleur compromis entre les acteurs impliqués et à minimiser les coûts pour l'ensemble de la société. L'acceptation de certaines conséquences pour l'environnement dépend des valeurs de la société. Celles-ci ne sont pas définitives en soi. Elles varient d'une région à l'autre, et il est à prévoir qu'elles évoluent au cours des prochaines années.

### **6.1.2. Impact écologique du développement des installations**

Dans le Tableau 13, Infras et Ecosens (2013) montrent comment le développement des technologies renouvelables doit être géré du point de vue écologique.

---

<sup>47</sup> La pose de lignes câblées est plus onéreuse que celle de lignes aériennes. Plus le niveau de tension est élevé, plus l'écart des coûts se creuse; pour des niveaux de tension plus élevés (220kV et plus), les coûts peuvent parfois être huit ou treize fois plus importants (Technische Universität Ilmenau, 2011).





Tableau 13: Evaluation du développement des technologies renouvelables

	Technologietyp	Technologievariante	Beurteilung	Zusatzbemerkungen und Empfehlungen
			Ausbau	
<b>Anlagen zur Energieerzeugung</b>				
Erneuerbare Energien	Wasserkraft	Kleinwasserkraft	■	Neubauten haben stark negative, Erweiterungsbauten relativ geringe zusätzliche negative Umweltwirkungen -> in erster Linie Ausbau
		Laufkraftwerke	■	
		Speicherkraftwerke	■	-> Verzicht auf Bau neuer KW, evtl. Erhöhg. Kapaz. bestehender KW
		Pumpspeicherkraftwerke	■	Ausbau aus Umweltsicht schlecht, aber funktional notwendig
	Windkraft	Kleinanlagen < 250 KW <sub>el</sub>	■	Vorderhand gute Stao, vertretbare Umweltwirkungen, nehmen langfristig zu. Insgesamt mittleres Restpotenzial
		Grossanlagen > 250 KW <sub>el</sub>	■	-> Sorgfältige Standortwahl und Auslegung
		Windparks (>3 Anlagen)	■	
	Solarenergie	Solarthermische Produktion	■	Grösstes Restpotenzial, bestes Verhältnis Nutzen zu Umweltwirkungen (bleiben noch lange tief) -> Ausbau forcieren
		Photovoltaik gebäudebezogen	■	
		Photovoltaik, Freiflächenanlagen	■	Schlechteste Variante -> nach Möglichkeit auf Ausbau verzichten
	Biomasse	Industrielle/gewerbliche Vergärungsanlagen	■	Mit Ausnahme Schadstoffemissionen relativ geringe Umweltwirkungen, insgesamt eher geringes Restpotenzial -> vorderhand ausbauen, langfristig eher kritisch (spez. Verfügbarkeit Brennstoff?)
		Landwirtschaftliche Biogasanlagen	■	
		Holz-Heizkraftwerk	■	
Kehrichtverbrennung	KVA (nur Stromproduktion)	■	Bestes Verhältnis Nutzen zu Umweltwirkungen, jedoch nur noch geringes Restpotenzial -> Ausbauen bis Potenzial ausgeschöpft	
Fossile Energien	Fossile Energiesysteme	Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)	■	Ausbau aus Umweltsicht schlecht -> Ausbau nur wenn unbedingt notwendig. Evtl. bessere Alternative: Stromimporte
		GuD-Kraftwerke (Stromgeführt)	■	
<b>Netze</b>				
	Elektrizitätsnetz	Freileitungen	■	Ausbau aus Umweltsicht schlecht, aber funktional notwendig
		Kabel	■	
	Gasnetz	Gasnetz	■	Stark negative Umweltwirkungen, Ausbau funktional nicht notwendig

Légende:

■	Faible impact négatif et sites favorables encore disponibles (première priorité)
■	Meilleurs sites épuisés. Impact écologique un peu plus important, mais acceptable
■	Impact écologique très défavorable (renoncer si possible)
■	Impact écologique très défavorable, mais technologie néc. pour la sécurité de l'approvisionnement
■	Potentiel probablement épuisé

Source: (Infras, Ecosens, 2013)

Dans le domaine des centrales hydroélectriques, il convient en premier lieu d'améliorer l'efficacité des installations existantes et d'intégrer des installations dans les ouvrages d'infrastructure (eau potable et eaux usées). Les nouvelles constructions risquent de nuire davantage à l'environnement et doivent dans l'idéal être érigées sur des sites déjà aménagés. La construction de nouvelles installations à proximité de cours d'eau «vierges» (non exploités) doit se limiter aux sites présentant un rapport optimal entre l'utilité énergétique et les coûts, tant pour l'écologie que pour le paysage.

Dans le cas des éoliennes, le choix du site et la conception de l'installation constituent les deux principaux aspects. Elles sont encore peu exploitées, si bien qu'en comparaison avec la production d'énergie complémentaire, l'impact écologique sera considéré comme acceptable durant les prochaines années. Lorsque des sites de qualité sont disponibles et qu'il existe des solutions techniques permettant de résoudre les conflits, l'exploitation de l'énergie éolienne doit être privilégiée.

Les installations solaires montées sur des bâtiments ont une faible influence sur l'environnement. De plus, elles recèlent un potentiel considérable non épuisé, exploitable de manière durable.



Les installations photovoltaïques quant à elles figurent parmi les technologies clés du tournant énergétique: elles présentent un excellent rapport entre utilité et impact écologique. En conséquence, leur extension, notamment sur des bâtiments présentant de grandes surfaces, doit être encouragée. Par contre, il convient de renoncer aux installations en plein air, à cause de leur impact négatif sur l'environnement. De surcroît, ce type d'installation fait concurrence à d'autres utilisations des sols.

Le degré d'exploitation des installations de biomasse est sensiblement plus élevé que celui du photovoltaïque et de l'énergie éolienne. La production d'énergie à partir de la biomasse a l'avantage d'être réglable. En conséquence, cette technologie peut être sollicitée lorsque la production à partir du solaire ou de l'éolien est insuffisante. Le site cependant doit être sélectionné avec soin. Afin d'éviter les longs trajets de transport générateurs de fortes émissions, le combustible doit être à disposition à proximité de l'installation. A long terme, il existe par ailleurs un risque de pénurie de déchets biogènes et de bois, ce qui intensifierait la concurrence pour l'utilisation des combustibles d'une part, et entre les centrales à gaz d'autre part. En Suisse, les usines d'élimination des déchets utilisent la chaleur récupérée lors de l'incinération pour produire de l'électricité ou de la chaleur à distance. Néanmoins, elles recèlent encore un grand potentiel, qu'il s'agit d'exploiter sur le plan écologique dans la mesure du raisonnable.

Les installations à combustibles fossiles causent des dommages écologiques importants; l'exploitation ou le développement de cette technologie n'est donc pas souhaitable pour l'environnement. Reste que les installations à production réglable, telles que les installations CCF et à cycle combiné, restent importantes dans la perspective de la décentralisation croissante de la production d'électricité. Sans elles, les importations d'électricité en provenance de l'étranger risquent de devenir nécessaires. Se pose alors la question de savoir si l'impact écologique des systèmes énergétiques fossiles est moindre que celui des importations.

Les réseaux électriques doivent être transformés et étendus aux fins de répondre aux exigences des énergies renouvelables. Or, ce développement ne se fera pas sans graves atteintes à l'environnement.

Dans un avenir proche, il n'est pas nécessaire de développer le réseau gazier: si des centrales à cycle combiné doivent être construites, elles le seront dans des sites déjà connectés aux infrastructures et disposant des capacités de livraison requises.

### **6.1.3. Aménagement du territoire et installations d'énergies renouvelables**

En Suisse, à l'exception des installations solaires, de celles permettant de gagner de la biomasse et des installations de compost qui leur sont liées, les installations pour les énergies renouvelables ne sont pas explicitement régies par la loi fédérale sur l'aménagement du territoire (LAT).

Cependant, les instances à tous les échelons sont liées par une large obligation d'aménager le territoire (art. 2 LAT). Pour celles de leurs tâches dont l'accomplissement a des effets sur l'organisation du territoire, les autorités sont tenues d'établir des plans d'aménagement en veillant à les faire concorder. Comme les installations hydroélectriques et éoliennes surtout ont un important impact sur l'organisation du territoire, leur planification (p. ex. dans le plan directeur cantonal) est du ressort des autorités.



La LAT régit le cas spécifique des installations solaires intégrées et précise qu'elles sont autorisées dès lors qu'elles ne portent atteinte à aucun bien culturel ni à aucun site naturel d'importance cantonale ou nationale (art. 18a LAT). Les installations nécessaires à la production d'énergie à partir de biomasse quant à elles doivent être autorisées si la biomasse utilisée est en rapport étroit avec l'agriculture et avec l'exploitation (art. 16a LAT). Les exigences minimales auxquelles doivent répondre les plans directeurs cantonaux dans le domaine des énergies renouvelables devront être précisées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et de la deuxième révision partielle de la LAT.

## 6.2. Expériences et analyses dans les pays comparés

L'objectif stratégique de la Convention européenne du paysage (2000), dont les exigences doivent être mises en œuvre dans les législations nationales, consiste à encourager la protection, la gestion et la planification du paysage dans les secteurs urbains et les territoires environnants. Pour la première fois, cet accord international met en lien la qualité du paysage avec la qualité de vie de la population.

Au cours des dernières années, la Convention a reconnu les effets des énergies renouvelables sur l'environnement et l'aménagement du territoire. La discussion porte sur le meilleur moyen de les mesurer. Comme au début de la révolution industrielle, la transition des combustibles fossiles aux énergies renouvelables modifie le paysage de manière non négligeable. Aux yeux de la population, ces changements sont mus par des intérêts économiques, plutôt que par des besoins écologiques et sociaux. Partout en Europe, les conflits entre habitants et décideurs semblent naître pour les mêmes raisons. Dans l'ensemble, les citoyens perçoivent à peine l'utilité de la consommation d'énergies renouvelables pour la région. De plus, ils redoutent l'impact négatif de nouvelles installations sur le tourisme et le paysage. Ils se sentent exclus du processus décisionnel et jugent les nouvelles centrales inefficaces (Garzena, 2012).

Dans le secteur éolien notamment, d'importants efforts sont déployés aux plans national et international en vue d'améliorer l'acceptation sociale pour les projets éoliens dans certaines régions. Ce faisant, l'information et la participation sont au centre de l'attention.

### Allemagne

A titre de principe légal applicable en matière de protection du climat et des énergies renouvelables, la loi allemande sur l'organisation du territoire (*Raumordnungsgesetz*, §2, al. 2, n° 6) prescrit la mise en place de conditions en matière d'organisation du territoire pour le développement des énergies renouvelables et la prise en compte des exigences spatiales en matière de protection climatique (Von Seht, 2010).

L'électricité produite dans les centrales hydroélectriques est en majeure partie issue des centrales au fil de l'eau et est complétée par la production des centrales à accumulation et à accumulation par pompage. Dans ce domaine, les objectifs des économies énergétique et de l'eau sont en conflit avec les objectifs de protection de la nature. Les centrales hydroélectriques peuvent nuire à la faune et à la flore. L'accumulation d'eau et la perte de la continuité écologique altèrent les conditions dans l'espace vital. L'EEG (loi relative aux énergies renou-



velables) propose cependant des aides financières plus conséquentes pour les mesures visant à moderniser les installations d'un point de vue écologique (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

En Allemagne, les éoliennes sont construites aussi bien sur terre qu'en mer. En comparaison avec la Suisse, l'énergie éolienne connaît un essor nettement plus important. En Suisse comme en Allemagne, l'impact écologique de l'éolien est identique: bruit, émission de lumière, altération du paysage et risques pour les oiseaux et les chauves-souris. D'autre part, la construction de voies d'accès aux installations peut elle aussi s'avérer nuisible. Les ouvrages et documents concernés<sup>48</sup> soulignent cependant que grâce à la planification et à la configuration des installations, l'impact sur l'homme et l'animal peut être réduit à un minimum. Les parcs éoliens *offshore* d'une part peuvent avoir un impact négatif sur l'écologie marine et sur les activités de pêche interdites. D'autre part, ils peuvent être une sorte de refuge pour les espèces de poissons menacées, et donc à long terme apporter une contribution favorable à l'environnement. Pour ce qui concerne les émissions de CO<sub>2</sub>, les installations modernes, selon leur taille et leur emplacement, sont en mesure d'amortir l'énergie nécessaire à leur construction en l'espace de deux à neuf mois. (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

Le photovoltaïque est une technologie très largement répandue en Allemagne. Contrairement à la Suisse, elle occupe très souvent des surfaces libres. Hormis certains effets esthétiques, une telle pratique peut avoir un impact défavorable sur la biodiversité et faire concurrence à d'autres utilisations des sols. Selon l'emplacement concerné, la durée d'amortissement de l'énergie consommée pour la production varie entre 1,7 et 4,6 ans. (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

En Allemagne, la biomasse requise pour faire tourner les installations productrices d'électricité provient de résidus biogènes, de bois ou de la culture de matières premières renouvelables. Du point de vue écologique, la culture de plantes énergétiques sur des surfaces agricoles est problématique. En effet, elle est en concurrence directe avec d'autres utilisations des sols; de plus, elle porte atteinte à la nature, au paysage, à la biodiversité, à l'équilibre des eaux et aux sols. La résilience<sup>49</sup> de l'écosystème s'en trouve affaiblie, l'adaptation aux changements climatiques en devient plus difficile (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

### Danemark

Au Danemark, la planification des installations éoliennes relève de la compétence des communes. Celles-ci désignent des zones définies pour les installations et définissent des directives spécifiques aux différents sites. Le Danemark exploite l'énergie éolienne depuis les années 1980, et a donc de nombreuses années d'expérience à son actif, tant pour les installations *offshore* que pour les installations *onshore*. Le pays recommande de procéder à une étude d'impact pour déterminer les conséquences d'une installation donnée sur l'environne-

<sup>48</sup> Source: (Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011).

<sup>49</sup> Résilience: capacité d'un écosystème confronté à des perturbations écologiques de maintenir son identité initiale. La résilience fait référence à l'ampleur des perturbations qu'un système peut assimiler sans passer à un autre état de système (Walker, B. et al., 2006).



ment. A part cela, l'impact est identique à celui constaté en Allemagne et en Suisse (impact visuel, bruit, ombre, émission de lumière et atteintes à la nature, entre autres). La sélection du site est évoquée comme l'un des facteurs clés permettant de minimiser les effets nuisibles.

Le Danemark compare le bruit d'une éolienne avec celui d'une maisonnée calme ou d'un entretien discret, ce qui équivaut à moins de 50 décibels. Le trafic routier ou ferroviaire par exemple atteint quelque 60 décibels (Danish Energy Agency, 2009).

### France

Le Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale<sup>50</sup> est entré en vigueur en France en 2008. Dès son application, ce plan de développement consistant à encourager tout type de technologies renouvelables a néanmoins permis de réaliser des changements écologiques et socio-économiques considérables. A titre d'exemple, citons la région *Centre*, où la production céréalière intensive est combinée avec la culture de plantes d'utilité bioénergétique depuis déjà quelques décennies. Dès 2005, le gouvernement local a mis l'accent sur l'énergie éolienne: les champs du *plateau de la Beauce* sont devenus les premiers producteurs d'énergie éolienne du pays. Une nouvelle stratégie prévoit l'installation de vastes centrales photovoltaïques en surface libre dans la même région. Cette évolution a provoqué un débat public sur la question de savoir s'il n'était pas possible, voire judicieux, d'appliquer les politiques énergétique et agricole ensemble. (Perrotti & Herion, 2011)

### Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, la compétence de l'aménagement du territoire incombe aux régions. Chaque région doit présenter un plan de développement régional (*Local Development Framework*<sup>51</sup>). Le district écossais *East Lothian* par exemple régit dans des directives l'impact visuel et l'empreinte sur le paysage entraînés par les installations éoliennes, les voies d'accès et les réseaux électriques qui y sont liés. Il s'agit donc de trouver un compromis entre les énergies renouvelables et les objectifs du paysage. Avant de pouvoir construire des éoliennes, un certain nombre de prescriptions doit être respecté en matière d'atteinte au paysage, de bruit, d'ombres et d'impact sur les cours d'eau. En Ecosse, le principal souci lié à l'énergie solaire tient à la protection des sites et des monuments historiques (Environment Department East Lothian Council, 2008).

### Italie

Le code italien pour le patrimoine culturel et du paysage (*Codice Urbani*, 2004) régit les procédures d'autorisation de construire des centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et assure une intégration appropriée de ces installations au paysage. Chaque administration régionale applique ses propres prescriptions et stratégies de gestion, définit des critères de sélection locaux pour déterminer les régions convenant à la construction de nouvelles installations.

Le passage de la production agricole traditionnelle à la culture de plantes énergétiques des-

---

<sup>50</sup> Plan de développement des énergies renouvelables à haute qualité environnementale. Période 2009-2020.

<sup>51</sup> Le plan de développement local a été introduit dans le cadre de la stratégie d'aménagement du territoire avec le «*Planning and Compulsory Purchase Act 2004*».



tinées aux installations de biogaz et de biomasse constitue une tendance croissante en Italie. Le nouveau modèle économique a été un succès pour plus d'une région, dont par exemple les Pouilles, notamment pour le développement économique. Au Nord, en Lombardie, les objectifs régionaux de politique énergétique ont fortement encouragé la production d'électricité à partir du photovoltaïque. En conséquence, les régions traditionnellement agricoles se muent toujours plus souvent en champs photovoltaïques ou en surfaces pour la production de biomasse (Perrotti & Herion, 2011).

### Espagne

Aujourd'hui, le paysage espagnol est fortement marqué par les installations éoliennes et solaires. Néanmoins, les préférences culturelles pour les paysages ruraux sont de plus en plus prononcées, les monocultures *wind-farm* ou *solar-farm* sont davantage critiquées. En Espagne, l'aménagement du territoire est l'affaire des régions autonomes. Malgré les recommandations de la Convention européenne du paysage, qui exige l'application de prescriptions locales en matière de développement territorial, les progrès de l'Espagne en la matière sont encore relativement modestes. De nombreuses régions rurales sont confrontées à la dépopulation et à des défis socio-économiques. L'énergie éolienne et solaire est donc considérée comme un moyen d'augmenter les recettes et de stimuler les activités économiques. Cependant, la planification peu cohérente engendre des conflits sur l'utilisation des sols et la gestion des ressources naturelles et culturelles. Des processus de sélection des sites expéditifs et mal organisés débouchent sur d'importantes modifications du paysage rural. Une planification appropriée du territoire et du paysage, conjuguée à une participation accrue de la société au processus de planification, permettrait d'éviter que le développement des énergies renouvelables ait un impact aussi nuisible (Perrotti, Frovola, Pérez, & Herrero, 2011).

Les expériences rapportées semblent toutes suivre la même ligne. Si les nouvelles installations technologiques offrent une opportunité de développement économique intéressante, elles sont néanmoins en concurrence avec d'autres utilisations des sols. Sans compter que ces installations peuvent avoir un impact défavorable sur l'environnement et le paysage. Pour ce qui concerne les atteintes à l'environnement, l'Université Leibniz de Hanovre déclare à l'occasion de la journée allemande de la protection de la nature (2012): «L'existence d'impacts réellement plus graves dépend en règle générale du site et de la sensibilité des biens naturels touchés, ainsi que de leur valeur et de leur rôle dans le contexte du paysage» (Leibniz Universität Hannover, 2012). Voilà pourquoi des directives appropriées pour l'aménagement du territoire et l'environnement sont essentielles pour un développement des énergies renouvelables inscrit dans la durée.

### **6.3. Un classement de la durabilité**

L'analyse NEEDS à critères multiples (NEEDS, 2009) propose une alternative pour déterminer le degré de la durabilité et, partant, l'ampleur de l'impact de la production d'électricité sur l'environnement.

L'étude définit l'électricité durable comme préservant le climat, exempte d'émissions, ménageant l'environnement et les ressources, sûre, fiable, avantageuse et largement acceptée par la société. Or, à l'heure actuelle, aucune source d'énergie renouvelable ne satisfait plei-





nement à tous les critères. Les priorités doivent donc être évaluées à l'horizon du long terme. Si l'objectif consiste à trouver une technologie à coût minimal, alors les énergies renouvelables ne constituent pas la meilleure solution. Si, par contre, on aspire à une acceptation sociale la plus grande possible, l'énergie nucléaire par exemple n'est pas une variante très appréciée (Institut Paul Scherrer, 2010). Une analyse à critères multiples permet de comparer systématiquement les différentes options.

Le modèle de NEEDS repose sur trois piliers ayant chacun une pondération différente: environnement (49%), économie (27%) et société (24%)<sup>52</sup>. L'étude a examiné le cas de la Suisse et de ses pays voisins. Les différentes technologies de production d'électricité ont été classées dans la liste: plus la valeur est basse, plus elle est inscrite dans la durée. Le Tableau 14 montre comment les installations technologiques misant sur les énergies renouvelables réalisent dans l'ensemble de meilleurs résultats. Le photovoltaïque s'avère en moyenne plus durable que la biomasse. Le gaz naturel et le nucléaire se situent dans la moyenne, tandis que la production d'électricité à partir de charbon fait état de la durabilité la plus faible.

Tableau 14: Classement de la durabilité

Rang moyen de la source d'électricité	
<b>Solaire</b>	4,2
<b>Biomasse</b>	8,2
<b>Nucléaire</b>	12
<b>Gaz naturel</b>	12
<b>Charbon</b>	17,6
<b>Eolien</b>	8,5

Source: données tirées de NEEDS (2009)

A noter que les résultats de l'analyse dépendent essentiellement de la pondération des aspects clés (environnement, économie et société). Les technologies fossiles par exemple obtiendraient un meilleur classement si l'impact sur l'environnement était moins lourdement pondéré.

<sup>52</sup> Environnement: essentiellement changement climatique, ressources, dommages aux écosystèmes et déchets. Economie: essentiellement prix de l'électricité. Société: qualité de la région habitée, risques sociaux et individuels, sécurité de l'approvisionnement en électricité, stabilité politique.





## 7. Conséquences économiques des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables nationales diminue les importations et renforce par là la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Il crée des places de travail, de nouveaux secteurs industriels et de nouvelles possibilités d'exporter. Simultanément, les coûts externes de la production énergétique sont internalisés, les émissions de gaz à effet de serre peuvent être réduites (Commission européenne, 2012). En revanche, l'évincement de technologies de production d'électricité conventionnelles et des prix plus élevés pour le consommateur final risquent de supprimer des emplois dans d'autres branches. Le secteur des énergies renouvelables concerne toutes les activités économiques ayant un lien avec l'utilisation d'énergie provenant de sources renouvelables, et son importance croît avec le temps. Une progression dont l'économie régionale<sup>53</sup> peut profiter davantage. Voilà pourquoi il est décisif d'effectuer une analyse de cette branche transversale en se basant sur ses conséquences économiques. Le présent chapitre se concentre sur l'importance du secteur pour l'économie. Il mesure essentiellement les effets de son développement sur l'emploi, la création de valeur brute et le bien-être de la population.

Souvent, il n'est pas question uniquement d'électricité renouvelable, mais d'énergies renouvelables en général, qui ont également trait à la chaleur. Cela n'a rien d'inhabituel, car certaines technologies, comme par exemple les installations de biomasse, produisent simultanément de l'électricité et de la chaleur, si bien qu'il est difficile d'attribuer les chiffres avec précision. C'est la raison pour laquelle certaines des évaluations ci-après ont été réalisées pour les énergies renouvelables dans leur ensemble, et non spécifiquement pour l'électricité. Il faut en tenir compte lors de l'interprétation des résultats.

Le cas de la Suisse est examiné de plus près dans un premier temps, après quoi les pays européens comparés sont analysés. Enfin, les prix de l'électricité sont analysés en lien avec l'encouragement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables.

### 7.1. Importance économique des énergies renouvelables en Suisse

Les effets économiques peuvent être appréhendés à une très large échelle. Le présent rapport est surtout ciblé sur les aspects analysés par Rütter et Partner et al. (2013) dans l'étude mandatée par l'OFEN «*Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz*».

#### 7.1.1. Emploi

L'emploi est mesuré en équivalents plein temps (tableau 15): en 2010, 22 810 personnes travaillaient dans le secteur des énergies renouvelables, soit 0,6% des employés de l'ensemble de l'économie, une part comparable à celle du secteur immobilier et de l'industrie électronique. Ces résultats montrent ce que l'on appelle les effets bruts et ne sont pas à interpréter comme l'effet net de mesures d'encouragement d'énergies renouvelables. Pour ce

<sup>53</sup> L'augmentation de la valeur ajoutée dans les régions, des possibilités de travail et de formation sûres pour les jeunes dans leur pays (AEE, Agence des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique, 2012).



faire, il conviendrait de tenir compte également des effets négatifs résultant de l'évincement d'énergies conventionnelles et des effets sur le cycle et l'innovation dans l'ensemble de l'économie.

Avec un quart des employés, l'exploitation de l'énergie hydraulique est le principal employeur du secteur. Suivent la combustion et le chauffage au bois, avec respectivement 18 et 16%. Le quatrième rang revient au photovoltaïque avec 11% (2500) des employés. Quant au secteur éolien, il occupait en 2010 env. 1% des employés. Les secteurs économiques les plus concernés sont la construction de machines, le secteur de la construction, la sylviculture et l'exploitation d'installations. L'emploi direct a presque doublé depuis 2000 et la part qu'il représente par rapport à l'emploi total a progressé de 0,2%.

Tableau 15: Emploi du secteur des énergies renouvelables: 2000 - 2010

Secteur des énergies renouvelables	2000		2010	
	Nombre d'employés	Part du secteur énergies renouvelables	Nombre d'employés	Part du secteur énergies renouvelables
Effets directs	12 380	0,35 %	22 810	0,6 %
Effets indirects	10 230	0,25 %	23 390	0,6 %
<b>Effets globaux</b>	<b>22 610</b>	<b>0,6 %</b>	<b>46 200</b>	<b>1,2 %</b>

Source: données tirées de Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013).

Lorsque, outre les effets directs, les effets indirects entraînés par les biens avant prestation et les biens d'investissement<sup>54</sup> sont pris en compte, le nombre des employés du secteur des énergies renouvelables atteint le double (46 200 équivalents plein temps et 1,2% de l'emploi total en 2010). Cette progression peut s'expliquer par le fait que la production de biens passant par une chaîne de fournisseurs plus longue déclenche un effet multiplicateur. L'emploi indirect que cet effet crée dans l'industrie concerne en grande partie le secteur des services; seule une petite part concerne le secteur primaire et celui de la construction.

En 2010, l'emploi direct et indirect totalisaient 22 610 unités (0,6% de l'ensemble de l'économie).

### 7.1.2. Valeur ajoutée brute<sup>55</sup>

En 2010, le secteur des énergies renouvelables a créé une valeur brute de 4,8 milliards de francs suisses (cf. tableau 16), ce qui représente 0,9% du produit intérieur brut (PIB). Son importance économique est donc comparable à celle de l'industrie de l'imprimerie et de l'édition, et représente environ 10% de moins que l'agriculture. Les exportations en provenance de l'étranger constituent environ la moitié de la production brute dans le secteur des énergies renouvelables, la construction d'installations dans le pays représente un tiers, et l'exploitation d'installations en Suisse la part restante. Le rapport entre la valeur ajoutée et l'emploi montre qu'en comparaison avec l'ensemble de l'économie, le secteur fait état d'une productivité de travail supérieure à la moyenne. La productivité de l'industrie des énergies renouvelables atteint 210 000 francs par équivalent plein temps, contre 134 000 francs dans l'en-

<sup>54</sup> Soit les biens, services et investissements qu'une entreprise acquiert auprès d'entreprises tierces pour sa propre production.

<sup>55</sup> La valeur ajoutée brute définit la prestation économique d'une entreprise ou d'un secteur. Elle mesure la contribution d'une entreprise ou d'un secteur au produit intérieur brut Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013).



semble de l'économie.

La moitié de la valeur ajoutée brute est générée par l'énergie hydroélectrique, suivie par le photovoltaïque et le chauffage au bois, avec chacun 11%. Dans le secteur photovoltaïque, il s'agit pour l'essentiel d'exportations de produits partiels produits en Suisse. Les entreprises qui ont livré à l'étranger ont pu profiter de l'essor international.

En l'espace de dix ans, le secteur a progressé de 1,6 milliard de francs. La croissance de l'ensemble de l'économie, comme celle de l'emploi, n'a pas dépassé 0,2%.

Tableau 16: Valeur ajoutée brute dans le secteur des énergies renouvelables: 2000 - 2010

Energies renouvelables	2000		2010	
	Valeur ajoutée brute (mio. CHF)	Part du secteur énergies re-nouvelables	Valeur ajoutée brute (mio. CHF)	Part du secteur énergies re-nouvelables
Effets directs	3 197	0,7 %	4 817	0,9 %
Effets indirects	1 351	0,3 %	3 189	0,6 %
<b>Effets globaux</b>	<b>4 548</b>	<b>1 %</b>	<b>8 005</b>	<b>1,5 %</b>

Source: données tirées de Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013).

La représentation des effets indirects vise essentiellement à montrer l'interaction de l'industrie avec le reste de l'économie. Les valeurs ajoutées directe et indirecte totalisent 8 milliards de francs (1,5% du PIB). Si, en 2000, la valeur ajoutée brute totale atteignait 4,5 milliards de francs, environ la moitié de la valeur ajoutée actuelle, sa contribution au PIB n'était inférieure que d'un tiers à celle de 2010 (1%).

De nombreuses branches profitent de la demande de produits dans le secteur des énergies renouvelables, à commencer par le secteur des services (1,7 milliard de francs), suivi par le secteur des prestations d'entreprises, les banques, les assurances et le commerce de gros. Dans le secteur industriel, les produits métalliques génèrent 280 millions de francs. Ce secteur agit surtout en tant que fournisseur pour d'autres secteurs de biens d'investissement, pour la construction de machines et l'électrotechnique.

### 7.1.3. Evolution future

La croissance du secteur devrait se poursuivre à l'avenir. Selon le scénario retenu, la progression de la valeur ajoutée brute et de l'emploi est plus ou moins forte. L'étude définit deux scénarios possibles: le scénario de base, qui équivaut à un scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA) (5.3.1.3), et le scénario d'extension, qui mise sur le développement des instruments de politique énergétique en vigueur comme sur la mise en œuvre d'instruments additionnels.

D'ici 2020, on prévoit une augmentation de la valeur ajoutée au PIB de 0,4% (scénario de base), respectivement 0,5% (scénario d'extension) par rapport à 2010. De même, l'emploi devrait lui aussi passer de 22 800 à 25 500, voire 29 000 unités. Néanmoins, la part (en %) des employés du secteur ne devrait pas beaucoup évoluer. Le développement du secteur devrait bien plutôt ralentir par rapport aux dix années précédentes. L'évolution des chiffres clés est représentée dans la Figure 17.

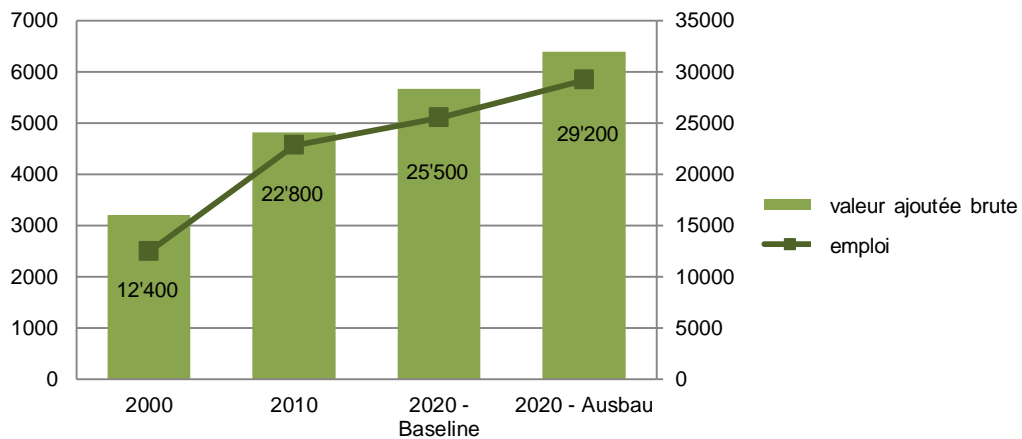


Figure 17: 2000 - 2020: évolution de la valeur ajoutée brute (en mio. CHF) et de l'emploi (équivalents plein temps)

Source: données tirées de Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013, p. 131).

Les dépenses consacrées à l'exploitation des énergies renouvelables augmenteront vraisemblablement de 2,4% d'ici 2020. Autrement dit, le scénario d'extension prévoit que les dépenses progresseront de moitié par rapport à la période 2000-2010. Avec une croissance annuelle de 2,9%, la valeur ajoutée brute devrait augmenter légèrement plus que les dépenses, étant donné que les exportations constituent pour la Suisse un moteur plus fort que la production. En conséquence, il est à prévoir que le bien-être de la population s'améliore de 0,4% chaque année. L'emploi progressera de 2,5% par année, il se situera donc légèrement en-deçà de la valeur ajoutée.

L'éolien, les installations de biogaz et le photovoltaïque bénéficieront le plus de la croissance.

#### 7.1.4. Coût des mesures d'encouragement

Le coût de l'encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables en 2020 est estimé à 240 à 300 millions de francs dans le scénario de base, et à 440 à 540 millions dans le scénario d'extension. A l'inverse de 2010 (69 millions de francs), ces coûts vont augmenter, quoique les futurs chiffres soient étroitement corrélés au prix du marché, et par conséquent incertains. L'étude est partie du principe que le développement de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables est entièrement porté par la RPC. Le scénario de base estime les moyens d'encouragement à 5% de la valeur ajoutée directe, le scénario d'extension à 9%.



## 7.2. Effets socio-économiques des énergies renouvelables dans les pays européens

Les objectifs clés de la stratégie de l'UE à l'horizon 2020 visent une croissance des énergies renouvelables intelligente, durable et intégrative. Cette stratégie a déjà montré de premiers résultats, avec une part d'énergies renouvelables de 12% en 2012 (Commission européenne, 2012).

### 7.2.1. Emploi et chiffre d'affaires au sein de l'UE

Une comparaison de l'importance économique montre que la Suisse est dans le peloton de tête. C'est ce qui ressort d'une comparaison du pourcentage des employés directs et indirects dans le secteur des énergies renouvelables par rapport à l'ensemble de l'économie (Tableau 17). En 2010, la Suisse était en deuxième position des pays comparés<sup>56</sup>, avec 1,2% des employés, ce qui représente le triple de la moyenne européenne. Avec 1,3% pour le Danemark et 1,1% pour la Suède, les pays scandinaves sont eux aussi en tête. L'Allemagne et l'Autriche totalisent un peu moins de 1%. En chiffres absolus cependant, l'Allemagne occupe le plus grand nombre de personnes dans le secteur des énergies renouvelables: en Europe, presque la moitié des employés du secteur travaillent en Allemagne (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).

Tableau 17: Emploi dans le secteur des énergies renouvelables (2010)

	Pourcentage par rapport à l'emploi total	Nombre d'employés
<b>Danemark</b>	1,3 %	35 100
<b>Suisse</b>	1,2 %	46 200
<b>Suède</b>	1,1 %	48 580
<b>Allemagne</b>	0,9 %	403 000
<b>Autriche</b>	0,8 %	33 700
<b>UE 27</b>	0,4 %	86 3910

Source: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013, p. 139).

Malgré l'évolution défavorable des années précédentes, le secteur de l'énergie est parvenu à maintenir les places de travail, et même à les augmenter de 3%. De manière générale, l'Allemagne, l'Italie, la Grande-Bretagne, l'Autriche et les Pays-Bas ont enregistré une hausse de l'emploi entre 2010 et 2011. Le Danemark pour sa part affiche une faible croissance, tandis que l'emploi a reculé dans les autres pays (Espagne et France). De fortes régressions ont été constatées sur le marché, notamment dans le secteur photovoltaïque (Euroobserver, 2012).

La progression du chiffre d'affaires reflète la hausse de l'emploi en 2011 (+3%) et a totalisé 137 milliards d'euros. Toutes énergies renouvelables confondues, l'Allemagne a généré le plus important chiffre d'affaires, soit presque un tiers du chiffre d'affaires européen (37 milliards d'euros). Suivent l'Italie, la France, la Grande-Bretagne, l'Espagne, le Danemark, la Suède, l'Autriche et les Pays-Bas.

<sup>56</sup> L'étude fournit uniquement des informations pour le Danemark, l'Allemagne, la Suède, l'Autriche et la Suisse.



Ventilés par technologie, la répartition des employés et le chiffre d'affaires sont définis comme suit (Tableau 18, Tableau 19):

Tableau 18: Emploi et chiffre d'affaires ventilés par technologie - volet 1 (2011)

	Photovoltaïque		Biomasse		Energie éolienne	
	Emploi	Chiffre d'affaires (mio. EUR)	Emploi	Chiffre d'affaires (mio. EUR)	Emploi	Chiffre d'affaires (mio. EUR)
<b>Danemark</b>	880	670	4 500	430	25 500	6 975
<b>Allemagne</b>	110 900	16 000	48 300	7 100	101 100	4 350
<b>France</b>	62 750	3 880	45 500	1 730	20 000	2 090
<b>Grande-Bretagne</b>	10 000	2 500	5 200	510	17 750	5 100
<b>Italie</b>	55 000	14 800	10 600	1 030	30 000	3 300
<b>Pays-Bas</b>	2 500	1 100	3 150	310	2 800	920
<b>Autriche</b>	4 200	272	18 850	2 430	3 500	670
<b>Suède</b>	450	175	25 000	4 500	8 000	1 250
<b>Suisse<sup>57</sup></b>	5 120	-	-	-	465	-
<b>Espagne</b>	15 000	1 500	14 400	1 400	30 000	3 500
<b>UE</b>	311 930	45 924	274 150	27 498	270 250	32 355

Source: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013).

### Photovoltaïque

Le secteur solaire doit faire face à de multiples défis: surcapacités sur le marché, concurrence croissante de la Chine, rapide baisse des prix. Si les fabricants pâtissent le plus de ces difficultés, les exploitants d'installations en revanche en tirent profit. Dans l'ensemble, malgré les difficultés rencontrées en 2011, l'emploi et le chiffre d'affaires ont progressé. Le plus important repli, tant pour ce concerne les places de travail que le chiffre d'affaires, a été enregistré en Espagne. Ce recul s'explique par le moratoire<sup>58</sup>, la complexité du procédé d'annonce et le niveau comparativement bas des taux de rétribution. L'Allemagne a elle aussi connu une tendance négative, en raison surtout du délitement des prix des modules photovoltaïques. Malgré cela, le pays est le plus important employeur et dégage le plus important chiffre d'affaires en Europe. La baisse de la compétitivité se montre notamment aussi en France. Malgré une nouvelle capacité installée record, l'industrie souffre d'un marché en régression. Cette situation s'explique par la hausse des importations.

En termes de volume du marché, l'Allemagne (16 milliards d'euros de chiffre d'affaires) et l'Italie (15 milliards d'euros de chiffre d'affaires) sont en tête. Ensemble, ces deux pays réalisent deux tiers du chiffre d'affaires européen total (Tableau 18, Tableau 19).

Il est frappant de voir à quel point le rapport entre le chiffre d'affaires et l'emploi à temps

<sup>57</sup> Valeurs de 2010. Propres calculs de l'emploi direct et indirect sur la base de données tirées de Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013). Chiffre d'affaires non disponible.

<sup>58</sup> Suppression du régime d'encouragement depuis janvier 2012 (3.10).



plein varie d'un pays à l'autre. La France a la productivité la plus faible (62 000 EUR/employé), tandis que le Danemark affiche la productivité la plus importante (760 000 EUR). Avec un chiffre d'affaires de 144 000 EUR par employé, l'Allemagne se situe en dessous de la moyenne européenne (147 000 EUR) (Euroobserver, 2012).

### Biomasse

La biomasse, regroupant en l'occurrence le bois et les déchets du bois, permet de produire aussi bien de l'électricité que de la chaleur. En Europe, 49% des énergies renouvelables proviennent de ce type de biomasse, d'où son importance sur plan économique. Les principaux marchés se situent en Suède, en Allemagne, en Finlande, en France, en Autriche et en Italie (Tableau 18, Tableau 19).

Dans l'ensemble, l'emploi dans le secteur a reculé de 2010 à 2011. Ce repli n'est cependant pas perceptible dans le chiffre d'affaires, qui a progressé dans presque tous les pays comparés. Ce paradoxe peut s'expliquer par une baisse de la production due à un hiver doux et par une augmentation simultanée dans les domaines d'application. En 2011 en Allemagne, le secteur qui à lui seul réalise un quart du chiffre d'affaires européen, a perdu 12 700 employés, mais a dégagé presque un milliard d'euros de chiffre d'affaires supplémentaire. La France a connu une dynamique semblable. Même si leur nombre diminue, les employés n'en demeurent pas moins plus de 45 000 – presque autant qu'en Allemagne; cependant, ils génèrent un chiffre d'affaires quatre fois plus modeste (Euroobserver, 2012).

### Energie éolienne

Les effets de la crise financière, la concurrence des grands producteurs américains et asiatiques, l'offre excédentaire d'éoliennes et la concurrence parallèle de sources d'électricité avantageuses (car subventionnées) telles que le gaz, le charbon ou le nucléaire, représentent autant de défis pour le secteur éolien. A quoi s'ajoute la sensible réduction de l'aide accordée dans de nombreux pays suite à des coupes budgétaires, et qui a aggravé l'incertitude grevant le marché. Pourtant, l'Europe a continué à investir dans les éoliennes, si bien que la contribution totale du secteur éolien au PIB de l'UE a presque doublé en 2011 par rapport à 2010.

L'Allemagne emploie plus d'un tiers de la totalité des employés européens et occupe la troisième place derrière le Danemark et la Grande-Bretagne en termes de chiffre d'affaires. En comparaison avec la moyenne européenne, l'Allemagne a réalisé un chiffre d'affaires une fois et demi plus important par employé. Une fois de plus, la Grande-Bretagne s'impose comme leader dans le secteur *offshore*. Le pays prévoit un développement massif de l'emploi d'ici 2021: de 17 750 actuellement, les employés devraient passer à 88 300<sup>59</sup>. Les indicateurs socio-économiques espagnols se sont détériorés; le niveau de l'emploi s'est dégradé en raison du moratoire temporaire. Grâce surtout aux exportations, le chiffre d'affaires n'a pas reculé par rapport à 2010. A l'instar du secteur photovoltaïque, la France prévoit ces prochaines années une croissance engendrée par des appels d'offres. Le marché italien quant à lui a récupéré: l'emploi a atteint 30 000 unités et le chiffre d'affaires s'élève à 3,3 milliards d'euros (Euroobserver, 2012).

---

<sup>59</sup> Estimation du *Global Wind Energy Council*.





Tableau 19: Emploi et chiffre d'affaires ventilés par technologie - volet 2 (2011).....

	Biogaz		Petites centrales hydroélectriques	
	Emploi	Chiffre d'affaires (mio. EUR)	Emploi	Chiffre d'affaires (mio. EUR)
Danemark	200	35	<50	<5
Allemagne	52 900	2 280	2 000 <sup>60</sup>	600
France	2 350	190	2 500	300
Grande-Bretagne	3 200	575	1 000	150
Italie	4 000	1 500	2 250	600
Pays-Bas	1 900	100	200	-
Autriche	1 500	60	1 050	500
Suède	<50	10	1 500	280
Suisse <sup>57</sup>	1 861	-	11 171 <sup>60</sup>	-
Espagne	2 000	90	1 500	200
UE	70 950	5 175	24 050	3 145

Source: Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI (2013).

### Biogaz

Le biogaz a connu une forte croissance en 2011, essentiellement portée par l'Allemagne. L'emploi a progressé de 35% (18 450 unités), ce qui en termes relatifs représente la plus importante croissance dans le secteur des énergies renouvelables (Tableau 19).

Trois quarts des employés dans le secteur du biogaz travaillent en Allemagne et génèrent presque la moitié du chiffre d'affaires européen. Reste que selon l'association allemande des professionnels du biogaz (*Deutscher Fachverband Biogas*<sup>61</sup>), l'entrée en vigueur d'une nouvelle réglementation encourageant les petites installations freinera vraisemblablement le secteur aux plans national et étranger. L'Italie, deuxième acteur par ordre d'importance, traverse une phase favorable: aussi bien l'emploi que le chiffre d'affaires ont progressé de 50% par rapport à 2010. D'autre part, du fait de la hausse des tarifs prévue pour 2013, il faut s'attendre à une nouvelle augmentation sensible.

Dans le secteur du biogaz aussi, la productivité du travail fait état d'importants écarts. En effet, l'Autriche, l'Allemagne, l'Espagne et les Pays-Bas ont besoin d'un plus grand nombre d'employés que la moyenne européenne pour générer le même chiffre d'affaires (Euroobserver, 2012).

### Petites centrales hydroélectriques

Le secteur des petites centrales hydroélectriques n'est pas très dynamique. Les nouvelles centrales sont rares, et la plupart des sites indiqués sont déjà exploités. En conséquence, le chiffre d'affaires provient en grande partie de l'exploitation et de l'entretien des installations.

<sup>60</sup> Petites et grandes centrales hydroélectriques

<sup>61</sup> Informations tirées de: (Euroobserver, 2012).



L'Allemagne et l'Italie sont les plus importants producteurs de petites centrales en Europe (Tableau 19). L'emploi s'est amélioré dans les deux pays. De surcroît, l'Allemagne a pu dans l'ensemble accroître sa productivité de travail et occupe le deuxième rang derrière l'Autriche (Euroserver, 2012).

### 7.3. Prix de l'électricité en relation avec l'encouragement de l'électricité renouvelable

L'incidence des énergies renouvelables sur le prix de l'électricité constitue un important facteur de leur influence sur l'économie. D'une part, l'intégration de nouvelles sources d'électricité générant pour certaines une production irrégulière, modifie les mécanismes de définition du prix du marché. D'autre part, les subventions croisées versées par l'Etat pour les énergies renouvelables grèvent différents groupes de la société à des degrés différents. Il est donc intéressant d'analyser en quoi les composantes du prix de l'électricité pour les ménages et l'industrie diffèrent dans les pays comparés.

Une facture d'électricité est composée de trois éléments: l'énergie, l'utilisation du réseau et les taxes, ainsi que les autres redevances. L'énergie ne constituant qu'une partie des coûts, l'incidence du prix du marché sur la facture est moins visible. Les autres redevances peuvent représenter jusqu'à environ 50% de la facture. La charge des coûts de l'électricité pour les différents groupes de clients varie donc (ménages, industrie, artisanat, etc.) (Commission européenne, 2012). La Figure et la Figure montrent la différence des prix de l'électricité facturés aux ménages privés et aux clients industriels. Au premier regard, il est évident que les clients industriels paient en moyenne moins par kWh et que la composition du prix total pour les ménages diverge fortement de celle pour l'industrie.

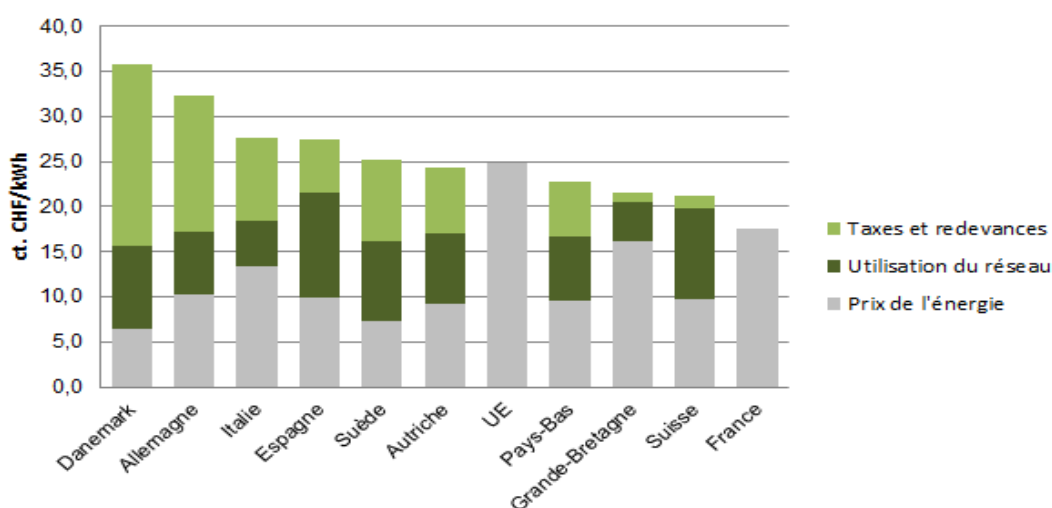


Figure 18: Composition des prix de l'électricité en 2012 (ménages privés)<sup>62</sup>

Source: données tirées d'EUROSTAT (2012) et EICOM

<sup>62</sup> Les prix incluent la TVA; taux de change: 1,205 CHF/EUR (AFC, 2013).

Suisse: les prix découlent de valeurs moyennes pondérées par nombre d'habitants (ménage type H4 et industrie type C5). France: aucune information disponible sur la répartition des prix de l'électricité.



Les Danois ont payé le prix de l'électricité le plus élevé d'Europe en 2012: 35,8 ct./kWh, dont plus de la moitié pour les diverses redevances et taxes. Parmi les prix que les consommateurs finaux des pays comparés paient pour l'électricité, la France exige le prix le plus bas (17,5 ct./kWh), suivie par la Suisse (21,2 ct./kWh). Le consommateur français paie la moitié moins que le consommateur danois. La moyenne européenne se situe à 24,8 ct. /kWh.

Les relations entre les différentes composantes du prix sont par ailleurs intéressantes. Le prix de l'énergie varie entre 6,4 et 16,2 ct./kWh. S'il est le plus élevé en Grande-Bretagne, les taxes de réseau, ainsi que les redevances et les taxes y sont les plus modestes. Le pays applique volontairement un taux de TVA spécial plus bas et ne perçoit pas d'autres impôts auprès des consommateurs finaux (Eurostat, 2012). Les Espagnols paient le prix le plus élevé pour l'utilisation du réseau (11,6 ct./kWh), suivis des Suisses, qui paient 10,1 ct./kWh: avec une part d'environ 50% du prix total, la Suisse s'acquitte de la taxe de réseau la plus élevée. Les taxes et les redevances varient fortement d'un pays à l'autre. Outre la TVA, ainsi que d'autres taxes et redevances, cette catégorie regroupe les redevances pour l'encouragement des énergies renouvelables. Avec une part représentant quelque 50%, elles sont très importantes au Danemark et en Allemagne. En Suisse et en Grande-Bretagne, elles sont proportionnellement modestes.

#### Prix de l'électricité pour les ménages suisses

En Suisse, la facture d'électricité comprend quatre éléments: coût de l'électricité, redevances de réseau, RPC, taxes et prestations pour les collectivités. Ces dernières incluent entre autres toutes les taxes et redevances de concession, et varient selon les communes et le canton (OFEN, 2011). Sur la facture d'électricité actuelle d'un ménage suisse type, le coût pour l'utilisation du réseau totalise 47%, le prix de l'énergie 46% et les taxes restantes 7%. La taxe RPC représente seulement 2% du prix total. Un ménage type paie chaque année quelque 950 francs pour la consommation d'électricité<sup>63</sup>. A titre de comparaison: un ménage européen paie en moyenne 1 070 francs par année.

#### Prix de l'électricité pour les ménages allemands

Le prix que les ménages allemands paient pour l'électricité figure parmi les plus élevés d'Europe: en unités de pouvoir d'achat<sup>64</sup>, l'Allemagne se situe au deuxième rang, à cause des taxes élevées. En 2012, la taxe EEG représentait un quart du prix de l'électricité. De plus, elle a augmenté une nouvelle fois de 47% en 2013, ce qui représente en moyenne quelque 60 euros par an et par famille. Tandis que le prix de l'énergie et la rémunération pour l'utilisation du réseau n'ont pratiquement pas évolué depuis 2007, les autres taxes, dont la taxe EEG, ont plus que triplé. L'augmentation des prix touche particulièrement les ménages au revenu modeste. Voilà pourquoi la discussion en Allemagne porte actuellement sur la question de savoir comment les coûts du tournant énergétique peuvent être répartis de manière équitable entre les consommateurs. Actuellement, les ménages s'acquittent de la plus grande partie, tandis que l'industrie et les grands consommateurs contribuent peu à la couverture des coûts (IEA, 2013).

La Figure montre comment les clients industriels en Italie s'acquittent du prix le plus élevé,

<sup>63</sup> Consommation annuelle pour un ménage type (H4): 4500 kWh. D'où 0,212 CHF/kWh \* 4500 kWh/an = 954 CHF/année.

<sup>64</sup> Si l'on procède à une comparaison par unités de pouvoir d'achat, les différences de niveau des prix peuvent être supprimées. Cette méthode convient particulièrement pour une comparaison internationale.



avec 24 ct./kWh; c'est plus que le double du prix exigé en Suède ou en France (9,4 ou 9,5 ct./kWh).

L'Allemagne facture le plus important pourcentage de taxes et de redevances par kWh consommé, soit 6,6 ct.. La Suède et l'Espagne en revanche favorisent l'industrie en ne lui facturant que des taxes très modestes. Pour des raisons liées à la compétitivité, les redevances et taxes des grands consommateurs (0,1 à 6,6 ct./kWh) sont souvent inférieures à celles payées par les ménages (1 à 20,2 ct./kWh).

Les coûts pour l'utilisation du réseau varient moins pour les clients industriels que pour les ménages. Les prix varient entre 5,7 ct. /kWh au Danemark et 2,7 ct. /kWh aux Pays-Bas.

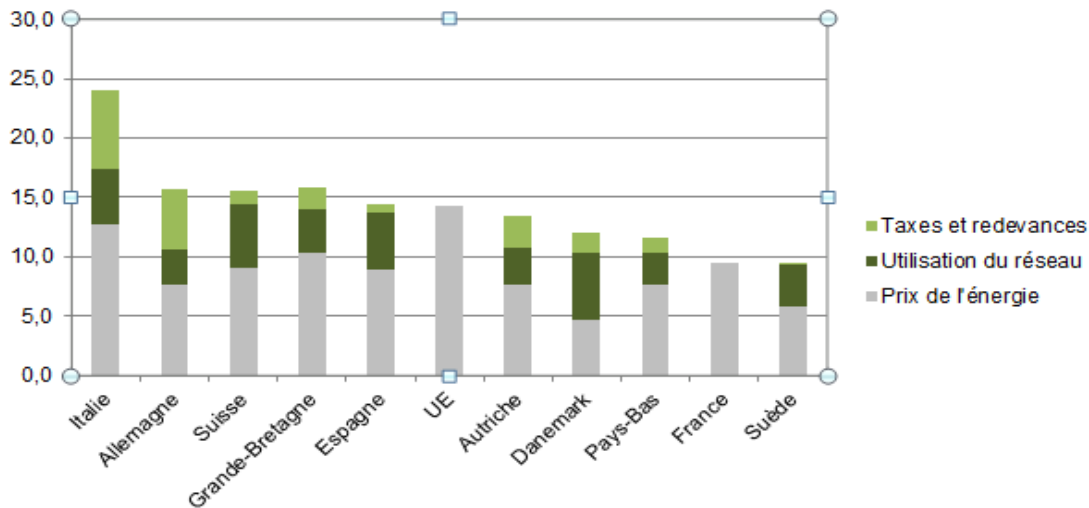


Figure 19: Composition des prix de l'électricité en 2012 (clients industriels)<sup>62</sup>

Source: données tirées d'EUROSTAT (2012) et EICom.

#### Prix de l'électricité pour les clients industriels suisses

Le prix de l'électricité dont doivent s'acquitter les clients industriels en Suisse est environ 10% supérieur à la moyenne européenne. Une exploitation industrielle suisse<sup>65</sup> paie au total 27% de moins pour un kWh qu'un ménage, afin de ne pas désavantager un secteur gourmand en électricité dans le contexte de concurrence européenne. Les entreprises gourmandes en électricité dont les frais d'électricité atteignent au moins 5% de leur valeur ajoutée brute peuvent désormais se faire restituer tout ou partie du supplément sur les coûts de transport versé. A condition que le montant restitué s'élève à 20 000 francs au moins et que l'entreprise s'engage, dans le cadre d'une convention d'objectifs conclue avec la Confédération, à améliorer l'efficacité énergétique (LEne en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, art. 15b<sup>bis</sup>).

#### Prix de l'électricité pour les clients industriels allemands

Le rapport *Tiefenprüfung der Energiepolitik in Deutschland* (étude approfondie de la politique énergétique allemande, IEA, 2013) identifie l'allocation des coûts de l'EEG comme le princi-

<sup>65</sup> Catégorie de consommateur C5.



pal souci. En Allemagne, environ 2000 grands consommateurs, qui représentent 18% de la demande, contribuent peu au tournant énergétique, étant donné qu'ils bénéficient d'une réduction des taxes<sup>66</sup>. De surcroît, les grands consommateurs sont exonérés de la taxe pour l'utilisation du réseau depuis 2011 (IEA, 2013).

Reste que l'impact de l'EEG doit être considéré dans le contexte de l'ensemble du secteur énergétique. D'une part, la hausse des coûts de système est trop lourde pour être supportée par les bas revenus, d'autre part les grands consommateurs sont à l'abri des taxes. Simultanément, ils profitent de la baisse des prix de l'électricité entraînée par la diffusion des énergies renouvelables. Les auteurs de l'étude IEA (2013) en concluent donc que les coûts et l'utilité du tournant énergétique doivent être répartis de manière équitable et transparente.

## 7.4. Perspectives

Le développement de la branche des renouvelables se traduit par des effets économiques directs positifs.

Les investissements réalisés dans de nouvelles installations, dans leur exploitation et leur entretien créent de nouveaux emplois dans ce secteur. Par contre, l'évincement de technologies de production d'électricité conventionnelles et l'augmentation des prix pour le consommateur final risquent de faire disparaître des emplois dans d'autres branches. Les producteurs ou exploitants ont recours à d'autres fournisseurs, qui profitent indirectement du secteur des énergies renouvelables. Simultanément, le développement des énergies renouvelables signifie que les investissements dans les ressources renouvelables remplacent les investissements dans les sources traditionnelles, d'où une transition de substitution du secteur gris au secteur vert.

A budgets égaux, l'augmentation des prix de l'énergie grève le pouvoir d'achat aussi bien des ménages que des entreprises. Certes, les nouvelles chances d'exportation et la substitution des importations par des biens produits à l'intérieur du pays ont une incidence favorable sur l'économie; mais en fin de compte, tout dépend de l'évolution des échanges internationaux (Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI, 2013).

L'apparition d'un nouveau secteur sur le marché entraîne un changement d'équilibre; les changements qui en résultent font des gagnants et des perdants. D'un point de vue strictement monétaire, le secteur énergétique conventionnel a probablement le plus à perdre; il est important cependant d'intégrer dans l'analyse les effets favorables du tournant énergétique sur le climat, la santé et la sécurité de l'approvisionnement. Aujourd'hui par exemple, les prix de l'électricité et de la chaleur ne comprennent pas l'intégralité des coûts externes des gaz à effet de serre, ce qui restreint la compétitivité des énergies renouvelables. L'intégration de ces coûts en plus de l'emploi et du PIB constitue donc un facteur important pour le bien-être de la population.

Les coûts de l'électricité devraient augmenter à long terme, bien que ce phénomène ne soit

---

<sup>66</sup> Si la consommation annuelle est supérieure à 10 GWh, l'entreprise paie une redevance réduite (0,05 EUR/kWh) sur 90 % de l'électricité consommée et la redevance normale sur les 10% restants. Si la consommation annuelle dépasse 100 GWh et que les coûts de l'électricité sont plus élevés que 20% des coûts totaux, la redevance s'élève à 0,05 EUR/kWh sur l'ensemble de la consommation d'électricité.



pas encore visible en Europe actuellement, en partie grâce aux énergies renouvelables (IEA, 2013). Les composantes des coûts sur la facture d'électricité varient d'un pays à l'autre. Il en va de même pour la charge des différents groupes de consommateurs. Décider qui contribue financièrement à l'encouragement des énergies renouvelables et dans quelle mesure, relève avant tout d'une décision politique, sociale et économique de chaque gouvernement.



## 8. Evolution future du régime d'encouragement en Suisse

Le présent rapport a fourni un aperçu de l'incidence des différents régimes d'encouragement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dans une sélection de pays européens. Il a démontré comment ces régimes influencent l'économie de l'énergie, les réseaux électriques et la durabilité, et examiné également les conséquences économiques. Les conclusions du présent rapport seront prises en considération pour l'élaboration de futures adaptations du système d'encouragement visant à produire de l'électricité renouvelable en Suisse.

Car indépendamment du régime d'encouragement choisi, le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables génère certains coûts. Tant que de telles installations ne sont pas prêtes à être commercialisées et que leur prix de revient est plus élevé que celui des technologies fossiles ou nucléaires conventionnelles, elles ne sont pas spontanément proposées sur le marché. Il est donc toujours nécessaire d'intervenir de l'extérieur. A noter dans ce contexte que si tous les coûts externes et toutes les formes de subventions passées et présentes étaient compris dans leur prix, les technologies conventionnelles seraient aussi chères que les sources d'énergies renouvelables. La pertinence de l'encouragement de la production d'électricité renouvelable devrait par conséquent toujours être examinée dans son ensemble.

Actuellement, l'offre sur le marché européen de l'électricité est excédentaire: en effet, en Europe comme en Suisse, l'électricité est négociée à des prix très bas. Cela s'explique par trois facteurs: le prix trop modeste exigé pour les certificats d'émissions de CO<sub>2</sub>, le recul de la demande résultant de la crise économique et le subventionnement des énergies renouvelables. En conséquence, les conditions du marché ne sont pas favorables aux nouveaux investissements; ce contexte freine à tel point le développement des énergies renouvelables que même des formes de production d'électricité jusqu'ici compétitives comme la grande hydraulique semblent ne plus être rentables.

Dans le domaine de l'encouragement des énergies renouvelables, la Commission européenne réagit en émettant de nouvelles recommandations pour le développement des modèles d'encouragement. Ainsi, les instruments d'encouragement appliqués aujourd'hui doivent soit être remplacés par des instruments orientés sur le marché, flexibles et concordants, soit être adaptés. Ce faisant, la Commission favorise les systèmes de bonus aussi proches du marché que possible et proposant une durée de rétribution maximale de quinze ans et/ou des modèles d'appel d'offres. Par ailleurs, elle accorde de l'importance au caractère légal contraignant à long terme des modèles d'encouragement, afin de garantir la planification et la sécurité des investissements.

En Suisse, la RPC constitue un instrument efficient qui garantit aux exploitants d'installations une sécurité d'investissement maximale. Celle-ci est susceptible d'encourager la construction de nouvelles installations plus rapidement que prévu initialement (Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève, 2012). Reste que la sécurité des conditions cadres proposées aux investisseurs est limitée par le plafonnement





global des coûts, la longue liste d'attente qui en résulte et les fréquentes adaptations du système.

La Stratégie énergétique 2050 propose donc dans un premier temps de maintenir et d'optimiser le système d'encouragement, et de le remplacer par un système d'incitation dans un deuxième temps. A l'avenir, la rétribution du courant injecté devra davantage tenir compte des besoins du marché et devenir plus efficiente. Sur le principe, la RPC doit se muer en rétribution de l'injection et ne plus couvrir les coûts, mais être axée sur les coûts, si bien que les exploitants des installations assumeront eux-mêmes une part du risque de la vente d'électricité. La commercialisation directe devra devenir obligatoire pour certaines installations et encourager les exploitants à injecter de l'énergie dans le réseau électrique en tenant davantage compte des besoins. D'autre part, les taux de rétribution versés pour certains types d'installations ou technologies seront définis par le biais de mises aux enchères. En outre, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2014, les petites installations photovoltaïques ne seront plus encouragées que par des aides à l'investissement uniques, qui couvrent au maximum 30% des coûts d'investissement. De surcroît, des contributions uniques sont désormais prévues pour les agrandissements et les rénovations de centrales hydroélectriques et d'installations de biomasse; ces contributions ne couvrent plus les coûts et ne représenteront pas une charge trop importante à long terme pour les générations à venir. Ainsi il sera possible, avec moins de moyens, de financer des installations qui sans aide resteraient légèrement en-dessous du seuil de rentabilité. Dans une phase ultérieure (dès 2021), le système d'encouragement de la production d'énergie renouvelable devrait être entièrement remplacé par des mécanismes incitatifs.

Le fait que, sur le plan des coûts, les énergies photovoltaïque et éolienne se sont rapprochées des technologies conventionnelles sur le marché grâce aux progrès techniques, est source d'optimisme (Fraunhofer ISE, 2013). Si cette tendance se poursuit sans marquer le pas, l'Etat n'aurait pas besoin d'intervenir par des mesures d'encouragement ou d'incitation. D'autres technologies renouvelables par contre ne pourront pas survivre seules sur le marché, même à long terme.

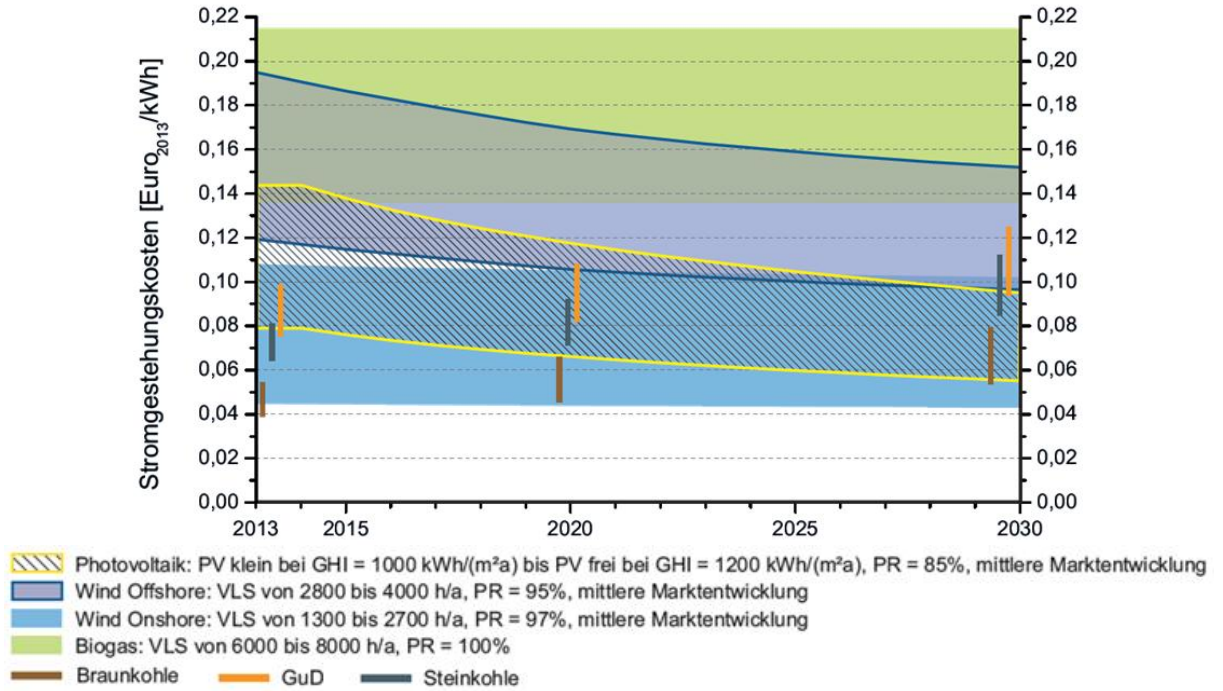


Figure 20: Courbe d'apprentissage des prix de revient en Allemagne

Source: Fraunhofer ISE (2013)



## 9. Liste des références

- Académies suisses des sciences (2012). *Quel avenir pour l'approvisionnement en électricité de la Suisse? Synthèse.*
- AEE (Agence des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique) (2012). *Le tournant énergétique se réalise. Et nous y participons tous.*
- AES (2012). *Scénarios pour l'approvisionnement électrique du futur.*
- AFC (2013). *Cours annuel moyen 2012.*
- AIE (2013). *In-depth review of energy policy - Germany 2013.*
- Austrian Energy Agency (Agence autrichienne de l'énergie) (2010). *Visionen 2050 - Endbericht.* Vienne.
- Austrian Power Grid (2011). *Netzentwicklungsplan 2011.*
- BMU (2013). *Aufbau des Stromnetzes.* Téléchargé le 18 juin 2013 du site Forum Netzingtegration Erneuerbare Energien: [http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH\\_Kurzinfo\\_Stromnetzaufbau.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/DUH_Kurzinfo_Stromnetzaufbau.pdf)
- BMU (10. 2010). *Energiekonzept 2050 - Meilensteine und Bewertungen.* Téléchargé le 5 juillet 2013 du site BMU: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/energiekonzept-2050-meilensteine-langfristiger-entwicklungspfad-fuer-ambitionierte-klimaschutzziele-energieeffizienz-und-erneuerbare/>
- BMU (2012). *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung.*
- BMU (2012). *Netzausbau 2012.*
- Bundesnetzagentur (14.10.2011). Téléchargé le 27 mai 2013: Die Bundesagentur - Höhe der EEG-Umlage verändert sich 2012 nur geringfügig - [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111014\\_EEG\\_Umlage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/111014_EEG_Umlage.html)
- Bundesnetzagentur (15.10.2012). Téléchargé le 27 mai 2013: EEG-Umlage beträgt im kommenden Jahr 5,277 ct/kWh - [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/121015\\_EEGUmlage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/121015_EEGUmlage.html)
- CEER (2011). *Report on Renewable Energy Support in Europe - Ref. C10-SDE-19-04a.* Bruxelles.
- CEER (2013). *Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe.* Ref: C12-SDE-33-03.
- Commission européenne (2013). *Rapport sur les progrès accomplis dans le secteur des énergies renouvelables - SWD(2013) 102 Final.* Bruxelles.
- Commission européenne (2012). *Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie.* Bruxelles.
- Commission européenne (2013). *Un cadre pour les politiques en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030.* Bruxelles.
- Commission européenne (2011). *Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050.* Bruxelles.
- Commission européenne (2011). *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050: un système énergétique sûr, concurrentiel et décarbo-*



*nisé en 2050 est possible. COM(2011) 885 final.*

Commission européenne (2012). *Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions: Energies renouvelables: un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie.* Bruxelles. COM(2012) 271.

Commission européenne (2011). *Communiqué de presse - Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050: vers un secteur énergétique sûr, compétitif et "décarboné".*

Commission européenne (2013). *Rapport 2013 sur les progrès des énergies renouvelables.* Bruxelles.

Consentec (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze.*

Consentec (2012). *Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz.*

Consentec (2013). *Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid.*

Council of European Energy Regulators (CEER) (2011). *CEER Report on Renewable Energy Support in Europe.* Ref: C10-SDE-19-04a.

Danish Energy Agency (2009). *Wind Turbines in Denmark.*

Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2011). *Main Report - The Smart Grid Network's recommendations.*

Danish Ministry of Climate, Energy and Building (15.11.2012). *Communiqué de presse: Broad majority support new solar power law.* Téléchargé le 5 septembre 2013 du site <http://www.kebmin.dk/node/834>.

dena (2013). *dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Forum Erneuerbare Energien,* (p. 12). Hannovre.

dena. (2012). *Eine erfolgreiche Energiewende bedarf des Ausbaus der Stromverteilnetze in Deutschland.* Berlin.

dena (pas de date). *Glossar - Regelenergie.* Téléchargé le 18 juin 2013 du site Effiziente Energiesysteme: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/r/regelenergie.html>

dena (2010). *Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.* Berlin.

DETEC (2012). *Position adoptée - Installations photovoltaïques isolées.*

eclareon GmbH, Öko-Institut e.V. (2012). *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market - Final Report.* Berlin.

Ecofys, CPI, EEG (2011). *RE-Shaping: Network extension requirements for an enhanced RES deployment (D13).*

Ecofys, Fraunhofer ISI, EEG, LEI. (2011). *Renewable Energy Policy Country Profiles.*

Ecofys, Fraunhofer ISI, TU Vienna, EEG, Ernst&Young. (2011). *Financing Renewable Energy in the European Energy Market.*

Ecofys, Fraunhofer, BBH, EEG, Winrock. (2012). *Renewable energy progress and biofuels sustainability - Report for the European Commission.*

EICom (2012). *Rapport d'activité de l'EICom 2012*

Energinet.dk (2009). *Cable action plan.*

Energinet.dk (2013). *Consolidated Annual Report 2012.*

Energinet.dk (2010). *Smart Grid in Denmark.*



- Energinet.dk, Danish Energy Association. (2010). *Smart Grid in Denmark*.
- Energinet.dk, Danish Energy Association. (2013). *Smart Grid in Denmark 2.0 - Implementation of three key recommendations from the smart grid network*.
- Environment Department East Lothian Council. (2008). *The East Lothian Local Plan 2008 - Written Statement and Plan*.
- EPIA (22.09.2012). *PV Self Consumption Schemes - Overview in Europe*. Téléchargé le 5 septembre 2013:  
[http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Electricity\\_and\\_natural\\_gas\\_price\\_statistics](http://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&frm=1&source=web&cd=2&cad=rja&ved=0CDwQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.iea-pvps.org%2Findex.php%3Fid%3D3%26eID%3Ddam_frontend_push%26docID%3D1254&ei=6kgoUpLsKfPX7AbYq4GIAQ&usg=AFQjCNG5XqCEPo2BJba_Vn3bmzRDrCqLxQ&bvm=ESU-services GmbH, Institut Paul Scherrer (2012). <i>Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der Schweiz</i>. Uster&Villigen.</p><p>EurObserv'ER (2012). <i>Etat des énergies renouvelables en Europe - Edition 2012</i>.</p><p>Eurostat (2012). <i>Electricity and natural gas price statistics</i>. Téléchargé le 6 août 2013:<br/><a href=)
- Eurostat (14.03.2013). *Renewable energy statistics*. Téléchargé le 14 mars 2013:  
<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/mapToolClosed.do?tab=map&init=1&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330&toolbox=classes#>
- Fondation RPC (03.01.2013). Téléchargé le 27 mai 2013 parmi les rapports trimestriels: rapport du 4<sup>e</sup> trimestre 2012: [http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev\\_download/de/130425\\_KEV\\_Reporting\\_12Q4\\_kurz.pdf](http://www.stiftung-kev.ch/fileadmin/media/kev/kev_download/de/130425_KEV_Reporting_12Q4_kurz.pdf)
- Fondation RPC (2013). *Rapport annuel 2012*.
- Fraunhofer ISE (2013). *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*.
- Fraunhofer ISI (2012). *Ermittlung vermiedener Umweltschäden - Hintergrundpapier zur Methodik*.
- Fraunhofer ISI, Ecofys (2010). *RE-Shaping: Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States - Report D5 & D6*. Karlsruhe.
- Fraunhofer ISI, EEG, Ecofys (2012). *Recent development of feed-in systems in the EU*.
- Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2006). *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*.
- Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options - best practice paper for the International Feed-in Cooperation*.
- Fraunhofer, Energy Economics Group (2010). *Evaluation of different feed-in tariff design options - best practice paper for the International Feed-in Cooperation*.
- Frolova, M., & Herrero Luque, D. (2011). *The impacts of green energy policies on the transformational processes in Spain's rural landscapes*. Aharus.
- Garzena, P. (01.11.2012). *Civilscape*. Téléchargé le 20 avril 2013:  
[http://www.civilscape.org/civilscape/content/en/articles/index-complete.php/http://www.civilscape.eu/civilscape/content/fr/index.html?jid=0o11\\$](http://www.civilscape.org/civilscape/content/en/articles/index-complete.php/http://www.civilscape.eu/civilscape/content/fr/index.html?jid=0o11$)
- Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH, ifeu (2012). *Volkswirtschaftliche Effekte der Energiewende: Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. Heidelberg.
- Haas, R., Resch, G., Panzer, C., Busch, S., Ragwitz, M., & Held, A. (2011). *Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources*





- *Lessons from EU countries. Energy* (36), pp. 2186-2193.
- IEA (International Energy Agency, Agence internationale de l'énergie) (2011). *Developing renewables - Best and Future Policy Practice*.
- IEE, Graz University of Technology (2012). *Studie über den Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz*.
- Infras (2011). *Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien: Instrumentalanalyse*. Zurich.
- Infras, Ecosens (2013). *Energiestrategie 2050: Umweltanalyse und Bewertung von Technologien zur Stromerzeugung*. <http://www.bafu.admin.ch/energie/index.html?lang=de>
- Institut Paul Scherrer (06. 2010). Facts für die Energiepolitik von Morgen. *Energie-Spiegel*.
- Intelligent Energy Europe (2011). *RE-Shaping: Renewable Energy Policy, Country Profiles (D9)*.
- Intelligent Energy Europe (2012). *RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market (D23)*. Karlsruhe.
- Interface Politikstudien Forschung Beratung, Ernst Basler+Partner AG, Université de Genève (2012). *Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)*.
- Klessmann, C.B. (2012). *Increasing the effectiveness and efficiency of renewable energy support policies in the European Union*. Utrecht University.
- Leibniz Universität Hannover (2012). *Erneuerbare Energien: Zielkonflikte zwischen Natur- und Umweltschutz*. Téléchargé le 16 avril 2013 du site Deutscher Naturschutztag 2012: [http://www.deutscher-naturschutztag.de/fileadmin/DNT/documents/DNT\\_2012/Vortraege2012/Plenumsvortrag\\_Haaren\\_Zielkonflikte\\_01.pdf](http://www.deutscher-naturschutztag.de/fileadmin/DNT/documents/DNT_2012/Vortraege2012/Plenumsvortrag_Haaren_Zielkonflikte_01.pdf)
- Mendonça, M., Jacobs, D., & Sovacool, B. (2010). *Powering the green economy*. London: Earthscan.
- Ministero de industria, turismo y comercio (2010). *Spain's National Renewable Energy Actionplan 2011 - 2020*.
- national grid (2012). *UK future Energy Scenarios*.
- NEEDS (2009). *Final report on sustainability assessment of advanced electricity supply options - Deliverable D10.2 - RS2b*.
- Nena (2010). *Green Certificates - A joint Swedisch - Norwegian Market*.
- Netzentwicklungsplan Strom (2013). *Der Szenariorahmen - Grundlagen für den Netzentwicklungsplan*. Téléchargé le 19 juin 2013: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/der-szenariorahmen-%E2%80%93-grundlage-f%C3%BCr-den-netzentwicklungsplan>
- OFEN (2013). *Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)»*.
- OFEN (2012). *Energiestrategie 2050 - Bericht des Teilprojekts Enerigenetze und Ausbauskosten*.
- OFEN (2012). *Rapport explicatif concernant la Stratégie énergétique 2050*.
- OFEN (2006). *Statistique suisse de l'électricité 2006*.
- OFEN (2010). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2009*.
- OFEN (2012). *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien - Ausgabe 2011*.
- OFEN (2011). *Evolution des prix de l'électricité en Suisse*.



- OFEN (2012). *Überblick über die Fördersysteme für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien*.
- OPTRES (2007). *Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market*. Intelligent Energy Europe.
- Perrotti, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. *Science for the environment conference*. Danemark (Aarhus).
- Perrotti, D., & Herion, S. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The French national and regional context. *Science for environment conference*. Danemark (Aarhus).
- Perrotti, D., & Locardi, C. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The Italian national and regional context. *Science for environment conference*. Danemark (Aarhus).
- Perrotti, D., Frovola, M., Pérez, B., & Herrero, D. (2011). Special Session: The impacts of the green energy policies on the transformational processes within the context of the contemporary rural landscape. The Spanish example. *Science for environment conference*. Danemark (Aarhus).
- Perrotti, D., Herion, S., Chiara, L., Florova, M., Pérez, B., & Herrero, D. (2011). The impact of green energy policies on the transformational process within the context of the contemporary rural landscape. A comparative analysis of three European national and regional scenarios (France, Italy and Spain). *Science for the environment*.
- Prognos (2012). *Energieszenarien für die Schweiz bis 2050*.
- R2B Energy Consulting, Consentec (2010). *Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien*. Cologne/Aachen.
- REGRT-E (2010) *Impact of increased amounts of renewable energy on nordic power system operation*.
- REGRT-E (2012). *10-Year Network Development Plan 2012*.
- REGRT-E (2011). *Factsheet 2011*.
- REGRT-E (pas de date). *The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans*. Téléchargé le 5 juillet 2013: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/>
- RES Legal (2012). *Legal Sources on Renewable Energy*. Téléchargé le 19 février 2013: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/>
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung. (2009). *Economic impacts from the promotion of renewable energies: The German experience*.
- Rieder, S., & Haefeli, U. (2008). *Analyse finanzieller Massnahmen im Energiebereich: theoretische Reflexion der Wirkungsweise empirischer Studien*. Lucerne: analyse mandatée par l'OFEN.
- Romstad, E. (2012). *Environmental Economics, Lecture 16: Non-economic instruments (spring semester)*. UMB, Norwegian University of Life Sciences.
- Rütter+Partner, Ernst Basler+Partner, Fraunhofer ISI. (2013). *Volkswirtschaftliche Bedeutung erneuerbarer Energien in der Schweiz*.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011). *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*.





gung - Sondergutachtung. ESV.

SATW (2012). *Comment encourager la production d'électricité renouvelable?*

Schwarz et al. (2008). *Quotenmodelle zur Förderung von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien: Theorie und Implikationen*. IWE Working Paper Nr. 04-2008.

Stattnet, Enerinet.dk, Svenska kraftnät, Fingrid (2012). *Nordic Grid Development Plan 2012*.

Swissgrid (06.09.2013). *Liste d'attente pour les annonces RPC*. Téléchargé le 6 septembre 2013: [https://www.guarantee-of-origin.ch/reports/Downloads/warteliste\\_FR.pdf](https://www.guarantee-of-origin.ch/reports/Downloads/warteliste_FR.pdf)

Technische Universität Ilmenau. (2011). *Metastudie über Merkmale von Freileitungen und Erdkabelleitungen*. Ilmenau.

Terna Rete Italia (2012). *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario - Anni 2012-2022*.

UK Department of Energy & Climate Change (21.10.2013). *Press Release*. Téléchargé le 9 décembre 2013: <https://www.gov.uk/government/news/initial-agreement-reached-on-new-nuclear-power-station-at-hinkley>

Von Seht, H. (2010). Eine neue Raumordnung: erforderlich für den Klimaschutz.

*RaumPlanung* 153, pp. 277-282.

Walker, B. et al. (2006). A Handful of Heuristics and Some Propositions for Understanding Resilience in Social-Ecological Systems. *Ecology and Society*, p. 11(1): 13.