
Diplôme d'Études Spécialisées en Gestion de l'Environnement

« La promotion des énergies renouvelables dans un contexte de libéralisation, et son dernier-né : le mécanisme de certificats verts. Mise en application en Wallonie »

Travail de Fin d'Études présenté par
Delphine Bauchau
en vue de l'obtention du grade académique de
Diplômée d'Études Spécialisées en Gestion de l'Environnement

Année Académique : 2001-2002

Directeur : Prof. Walter Hecq

Je tiens à remercier M. Hecq pour son encadrement.

Mais aussi Olivier Hainaut, un lecteur bien malgré lui.

|

|

RÉSUMÉ

Année après année, sommet après sommet, les différents gouvernements des pays de notre planète tentent, souvent avec difficultés, de se mettre d'accord sur différentes problématiques. Quelles sont les causes réelles des changements climatiques que l'on observe chaque jour, comment y remédier, par quels moyens techniques et financiers et enfin, ces derniers seront-ils suffisants pour atténuer les effets ?

Différentes grandes conférences se sont succédées au cours de la dernière décennie (Rio, Kyoto...) qui toutes reflètent une prise de conscience généralisée des perturbations qu'induisent les activités humaines sur des cycles biogéochimiques de notre planète. Le cycle du carbone est le principal sujet de discussion de ces sommets puisque, la concentration en dioxyde de carbone atmosphérique s'accroît inexorablement suite aux apports importants des activités anthropiques de combustion depuis le début de l'ère industrielle. L'effet de serre, processus au départ naturel, s'accroît avec comme corollaire une augmentation de la température atmosphérique influençant à son tour le cycle hydrique : accroissement de la sécheresse d'un côté et inondations de l'autre.

Les études scientifiques sur les variations cycliques du climat (variations intra- et interdécennales, El Niño...), les modélisations relatives au climat, les analyses du signal anthropique des rejets vont dans le même sens. Toutes ont permis au Groupe intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) de conclure en 1996 qu'un « faisceau d'éléments suggère qu'il existe effectivement une influence perceptible de l'Homme sur le climat global ». (GIEC, 1996) Faisant suite à ces « accusations », le Protocole de Kyoto (sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre) tente de concilier les parties et de cadenciser une déclaration d'intention.

Par rapport à la problématique énergétique et de production d'électricité en particulier, aux objectifs de réduction d'émission de gaz à effet de serre, de nouvelles technologies de production doivent être mises en place, des efforts d'utilisation rationnelle de l'énergie sont initiés et suite aux diminutions de stock de combustibles fossiles et aux risques liés à l'approvisionnement, des recherches sur les sources d'énergie renouvelables sont programmées. Afin de promouvoir ces nouvelles technologies pour qu'elles sortent enfin de leurs applications sporadiques, différents programmes de promotion et d'incitation financière ont vu le jour. L'un des derniers-nés, le mécanisme des « certificats verts » est analysé dans cette étude.

Confrontée à des problèmes complexes, notre société, dans son ensemble, doit profondément se remettre en question tant au niveau de son mode de vie que de sa consommation. Par rapport à une consommation d'énergie primaire quatre fois supérieure à la moyenne mondiale, consommation qui est alimentée à plus de 95 % par des combustibles importés, il est impensable de croire que l'on trouvera rapidement une solution simple, efficace et bon marché. Pourtant, un ensemble d'options politiques, économiques et technologiques existent qui toutes pourront apporter leur pierre à la construction d'une société plus durable, dans le respect des générations futures.

C'est dans ce cadre que la promotion des énergies renouvelables a toute son importance. Après une description du contexte de promotion des énergies renouvelables et des principales technologies, nous étudierons les stratégies de promotion de celles-ci au sein des États membres. Ce chapitre introduira la nouvelle stratégie de promotion qui tend à s'imposer actuellement ; le marché des certificats verts. Nous analyserons d'une part, les principaux aspects du fonctionnement de ce système, et d'autre part, nous aborderons le fonctionnement de ce marché. Nous tenterons également de mettre en évidence les avantages et les inconvénients d'une telle stratégie. Et pour terminer, nous présentons la mise en œuvre d'un régime de certificats verts tel qu'il a été adopté en Région wallonne.

ABRÉVIATIONS

AEE	Agence européenne pour l'environnement
AMPERE	Analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies
BAU	<i>Business As Usual</i>
BT	basse tension
CCCC	Convention cadre des Nations Unies sur les <i>changements climatiques</i>
CCEG	Comité de contrôle de l'électricité et du gaz
CE	Communauté européenne
CEESE	Centre d'études économiques et sociales de l'environnement (Université Libre de Bruxelles)
CF	consommation finale
CFC	chlorofluorocarbures
CFDD	Conseil fédéral du développement durable
CH ₄	méthane
CIB	consommation intérieure brute
CIE	Conférence interministérielle de l'environnement
CO ₂	dioxyde de carbone, gaz carbonique
COP	composés organiques persistants
COV	composés organiques volatils
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
CV	certificat(s) vert(s)
CWaPE	Commission wallonne de régulation pour l'énergie
décret <i>marché régional</i>	décret du Gouvernement wallon relatif à <i>l'organisation du marché régional de l'électricité</i> (2001)
directive <i>E-SER</i>	directive européenne relative à <i>la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i> (2001)
directive <i>marché libéralisé</i>	directive européenne concernant des <i>règles communes pour le marché intérieur de l'électricité</i> (1996)
EDF	Électricité de France
ER	énergie(s) renouvelable(s)
E-SER	électricité à partir de sources d'énergie renouvelables
Gb	Giga baril
GES	gaz à effet de serre
GIEC	groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat
GRD	gestionnaire de réseau de distribution
GRT	gestionnaire du réseau de transport
GRTL	gestionnaire du réseau de transport local
H ₂ O	vapeur d'eau
HFC	hydrofluorocarbones
HT	haute tension
IR	infra rouge
kte	kilotonne équivalent
kWh	kilowattheure
Livre blanc	<i>Énergie pour l'avenir : les sources d'énergies renouvelables</i> (1997)
Livre vert	<i>Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique</i> (2000)
Loi Poncelet	loi relative à <i>l'organisation du marché de l'électricité</i> (1999)
MDP	mécanisme pour un développement propre
Mte	méga tonne d'équivalent
MWc	mégawatt crête
N ₂ O	protoxyde d'azote
NO _x	oxydes d'azote
O.P.E.P.	Organisation des pays exportateurs de pétrole
O ₂	oxygène
O ₃	ozone
ONG	organisation non gouvernementale
PCCE	production combinée de chaleur et d'électricité, cogénération

PECC	Programme européen sur <i>le changement climatique</i>
PFC	hydrocarbures perfluorés
PNB	produit national brute
PV	photovoltaïque(s)
R&D	recherche et développement
RECS	<i>Renewable Electricity Certificate System</i>
SER	source(s) d'énergie renouvelable(s)
SF ₆	hexafluorure de soufre
SO ₂	dioxyde de soufre
SPE	Société coopérative de production d'électricité
t	tonne
TGV	turbine-gaz-vapeur
TWh	térawattheure
UE	Union européenne
UNFCCC	Convention-cadre des Nations-Unies sur <i>le changement climatique</i>
URE	utilisation rationnelle de l'énergie

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIERES	9
---------------------------	----------

INTRODUCTION	13
---------------------	-----------

CHAPITRE I : LA PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES	16
---	-----------

A. LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES	16
1. SUR LA SCENE INTERNATIONALE : LE PROTOCOLE DE KYOTO	19
a) Le commerce des permis de polluer	21
b) la mise en œuvre conjointe	21
c) Le mécanisme pour un développement propre	21
2. SUR LA SCENE EUROPEENNE	22
a) Le partage des charges	22
b) L'intégration de l'environnement dans la politique européenne	23
3. EN BELGIQUE	23
La troisième déclaration de la Belgique à la Convention Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques	24
B. LA SECURITE DE L'APPROVISIONNEMENT ENERGETIQUE	25
1. APERÇU GENERAL DU SECTEUR EUROPEEN DE L'ENERGIE	26
La Belgique avec comme exemple la Wallonie	29
2. APERÇU GENERAL DU SECTEUR EUROPEEN DE L'ELECTRICITE	31
La Belgique	33
3. LA RARETE DES RESSOURCES ENERGETIQUES	34
C. LES ASPECTS ECONOMIQUES	35

CHAPITRE II : LES ENERGIES RENOUVELABLES	37
---	-----------

A. DEFINIR LES SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES	37
1. LES ENERGIES RENOUVELABLES	41
a) La biomasse	41
b) L'énergie éolienne	42
c) L'énergie hydraulique	43
d) L'énergie solaire	44
2. LA COGENERATION	44
B. LES ENERGIES RENOUVELABLES EN QUELQUES CHIFFRES	46
1. EN EUROPE	46
2. EN BELGIQUE	50
C. LES BARRIERES AU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	52
1. LES OBSTACLES FINANCIERS	52
2. LES OBSTACLES TECHNIQUES	52
3. LES OBSTACLES INSTITUTIONNELS	53

CHAPITRE III : LES STRATEGIES DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES

54

LES STRATEGIES DE PROMOTION DES ENERGIES RENOUVELABLES	54
1. LES MECANISMES DE PROMOTION DIRECTE	55
a) Les subsides	55
b) La prime extra-tarifaire belge	55
c) Les tarifs d'achat	56
d) Le système d'adjudication	57
e) Les dégrèvements fiscaux et les primes	58
2. LES APPROCHES VOLONTAIRES : LA TARIFICATION VERTE OU LE MARKETING VERT	58
3. LES STRATEGIES DE PROMOTION INDIRECTE	59
4. LES CERTIFICATS VERTS	60

CHAPITRE IV : LES PRINCIPES D'UN MARCHE DES CERTIFICATS VERTS

62

A. LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES SYSTEMES DE CERTIFICATS VERTS	63
LES FONCTIONS ET LES REGLES DES SYSTEMES DE CERTIFICATS VERTS	63
a) La certification de l'installation verte	64
b) L'attribution des certificats verts	64
c) Les certificats verts	64
d) La supervision et l'enregistrement	65
e) Les quotas	65
f) Les sanctions	65
B. LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DES CERTIFICATS VERTS	66
LES ÉCHANGES DES CERTIFICATS VERTS	66
a) l'offre et la demande	66
b) le prix	67
c) le quota	70
d) la sanction	71
C. LES AVANTAGES ET LES INCONVENIENTS DES SYSTEMES DE CERTIFICATS VERTS	72
1. LES AVANTAGES	72
2. LES INCONVENIENTS	73
D. AUTRES CONSIDERATIONS	73
1. LES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES COMMERCIALEMENT IMMATURES	73
2. LA PONDERATION DES CERTIFICATS VERTS	73
3. L'OBLIGATION DE DIVERSIFICATION	74
4. LES COUTS ADMINISTRATIFS	74
5. UN MARCHE DES CERTIFICATS VERTS AU NIVEAU EUROPEEN	74
a) L'initiative RECS	74
b) Un marché des certificats verts européen	75
6. LES PERMIS D'EMISSIONS NEGOCIABLES	76

CHAPITRE V : LE CONTEXTE DE LA MISE EN PLACE D'UN MARCHE DES CERTIFICATS VERTS

78

A. LA STRUCTURE DU SECTEUR ELECTRIQUE EN EUROPE, AVANT LIBERALISATION	78
1. LE SYSTEME CENTRALISE	78
La Belgique	79
2. LE SYSTEME DECENTRALISE	79
B. LA LIBERALISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE EN EUROPE	80
1. LA DIRECTIVE POUR UN MARCHE INTERIEUR DE L'ELECTRICITE	80
Loi belge pour un marché de l'électricité	82
2. APERÇU DU PROCESSUS DE LIBERALISATION DU SECTEUR ELECTRIQUE	83
La Belgique	84

10

C. L'ENCADREMENT COMMUNAUTAIRE DES AIDES D'ÉTAT POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	85
D. LA DIRECTIVE ELECTRICITE PRODUITE A PARTIR DE SOURCES D'ENERGIE RENOUVELABLES	86

CHAPITRE VI : LE MECANISME DES CERTIFICATS VERTS EN REGION WALLONNE **88**

A. LE DECRET ORGANISATION DU MARCHE REGIONAL DE L'ELECTRICITE	88
1. L'ÉLIGIBILITÉ	90
2. LES CERTIFICATS VERTS	91
Méthode de calcul des CV issue de la CWaPE	91
3. LES AIDES A LA PRODUCTION	94
B. L'ARRETE RELATIF A LA PROMOTION DE L'ELECTRICITE VERTE	95
1. LE CERTIFICAT DE GARANTIE D'ORIGINE	95
2. LES CERTIFICATS VERTS	96
3. LE TITRE	98
4. LE QUOTA	98
5. L'AMENDE ADMINISTRATIVE	99

CONCLUSIONS **101**

INTRODUCTION

Le 21^{ème} siècle va marquer les agendas politiques énergétiques par deux grandes préoccupations auxquelles les marchés mondiaux de l'énergie vont se retrouver confrontés. Il s'agit d'une part des objectifs environnementaux ambitieux approuvés sur la scène politique internationale à Kyoto concernant les réductions de l'émission de dioxyde de carbone (CO₂) et d'autres gaz à effet de serre (GES) ; d'autre part, d'assurer l'approvisionnement énergétique en pétrole et gaz naturel de l'Europe auprès de pays politiquement instables alors que nos besoins sont considérables. Ces dernières années, ces deux grandes préoccupations ont dominé de manière croissante l'agenda international en matière d'énergie.

À l'aube du troisième millénaire, l'augmentation de la teneur en GES de notre atmosphère est l'un des problèmes majeurs auquel l'Humanité est confrontée, suite aux contraintes de croissance tant économique que démographique. Dans le but de prendre des mesures en faveur des changements climatiques, il est nécessaire d'avoir au préalable une appréhension planétaire des enjeux et des problèmes et de dépasser les limites de la souveraineté nationale.

Selon les études des grandes organisations internationales, les activités humaines sont à l'origine d'une augmentation des concentrations de GES. Cette augmentation est responsable d'une hausse des températures au niveau planétaire et entraîne une perturbation du climat. Même si d'aucuns pensent que le processus de changements climatiques est un leurre, nous ne pouvons pas courir le risque d'engendrer de catastrophes climatiques. Face aux inconnues et dans le respect d'un développement durable¹, les principes de précaution² et de prévention s'imposent.

En effet, les prévisions relatives aux répercussions des changements climatiques sur la société humaine et sur la nature sont inquiétants. Il faut, par conséquent, chercher un moyen de les prévenir et de les atténuer. Les changements climatiques sont par essence un défi sur le plan global. Des mesures existent pour réduire les émissions de GES et peuvent être mises en œuvre sans trop porter préjudice à notre efficacité économique et à notre prospérité.

Tous les agendas politiques sont concernés par l'environnement, que ce soit au niveau local, national, européen ou international. Et quand on parle d'énergie, on parle d'environnement. L'énergie nous apporte une qualité de vie supérieure par le confort et la mobilité, ainsi qu'en tant que matière première de tout un pan de l'économie (industries...). Il s'agit maintenant de l'utiliser de manière durable sans porter préjudice à l'environnement et aux générations futures. Les risques que les changements climatiques font courir à long terme à la population à cause de l'émission excessive de GES éveillent les consciences internationales et européennes vers des décisions qui tentent à respecter l'environnement. La Communauté européenne (CE) a mis en évidence la nécessité d'intégrer les considérations environnementales dans les politiques communautaires, et le concept de développement durable est aujourd'hui inscrit dans le Traité de Maastricht (Traité sur *l'Union européenne*), signé le 7 février 1992. Ce dernier stipule notamment que « les exigences en matière de protection de l'environnement doivent être intégrées dans la définition et la mise en œuvre des autres politiques de la Communauté ».

¹ Le concept de développement durable, mis à l'honneur par le Sommet de la Terre en 1992 (dans le rapport Brundtland) en appelle à une prise en compte des générations futures lors de nos décisions relatives à notre prospérité économique tout en tenant compte du volet social.

² Le principe de précaution est un concept qui adopte des mesures de protection de l'environnement, même si les données scientifiques sont incomplètes.

Par conséquent, il faut trouver de nouveaux instruments économiques et de nouvelles politiques qui respectent le commerce libéralisé et l'environnement et qui tiennent compte des aspects sociaux de la production et de la consommation d'énergie. L'Union européenne (UE) a donc décidé de promouvoir les énergies renouvelables (ER), c'est-à-dire les énergies non issues de combustibles fossiles dont la source ne s'épuise dès lors pas par son utilisation. Le problème est que celles-ci ne sont pas actuellement compétitives par rapport aux sources conventionnelles. En effet, produire du courant à partir du vent, du soleil, de la biomasse et dans certains cas à partir de l'eau reste plus cher que de le générer au départ des combustibles classiques. Or, la promotion des ER est une politique « durable », dont les bénéfices sont à la fois économiques, sociaux et environnementaux. Par leur manque de compétitivité, les ER ne se sont pratiquement pas développées au niveau européen ou seulement dans certains pays. C'est pour cette raison qu'il est nécessaire de concevoir et de mettre en place des mécanismes adéquats visant à inciter les investissements dans le « renouvelable ». Pas si simple ! Les États membres recourent à différentes stratégies de promotion d'efficacité variable.

Si l'attention se porte principalement sur la stimulation des ER à proprement parler, il faut aussi souligner l'importance d'une promotion de la cogénération, la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE), l'ensemble poursuivant le même objectif de réduction de la consommation de combustibles, et partant de diminution des émissions de CO₂.

Nous voici donc dans un contexte de promotion des ER, où des initiatives nationales existent déjà. Mais aujourd'hui les règles du jeu se sont encore compliquées : la CE requiert de ses États membres qu'ils libéralisent leur marché afin de pouvoir réaliser un commerce de l'électricité. Or, actuellement, les régimes de soutien aux ER qui prévalent dans le contexte de pré-libéralisation, ne sont pas totalement en accord avec cette nouvelle politique de libéralisation des marchés de l'énergie. La promotion des ER doit donc trouver d'autres instruments afin de combiner ce nouveau contexte concurrentiel des marchés de l'électricité et les objectifs environnementaux. L'un des objectifs de ce travail de fin d'études est d'étudier une nouvelle mesure sectorielle qui se développe aujourd'hui : les systèmes de certificats verts (CV). Dans le cadre de ces systèmes, les producteurs d'électricité verte se voient accordés un certain nombre de CV en fonction d'une unité prédéfinie d'électricité produite et de la qualité environnementale de celle-ci. Les CV peuvent être échangés sur un marché parallèle à l'électricité et s'ajoutent au revenu que le producteur obtient de l'électricité même. En effet, ces systèmes prévoient également la fixation de quotas d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER) qui doivent être honorés par les opérateurs électriques. En cas de non-respect de ce quota, ces opérateurs doivent payer une amende afin d'assurer que le système ne soit pas dévoyé. Dans ces systèmes, le gouvernement reporte sur les opérateurs électriques leurs objectifs en matière d'ER et de réduction d'émissions de CO₂, en les obligeant à acheter des CV. L'idée sous-jacente aux systèmes de CV est une privatisation de la gestion de l'environnement afin que celle-ci soit plus efficace par rapport à la gestion par les pouvoirs publics, qui a été un échec. L'environnement acquiert ainsi une valeur.

La résolution ou du moins la tentative de résolution du problème des changements climatiques se fera suivant un nouveau leitmotiv : « Think global, act local ». C'est une approche que nous allons suivre tout au long de ce travail en commençant par une analyse globale du problème pour descendre vers le niveau local et la mise sur pied d'un mécanisme de CV en Wallonie.

Avant la réalisation de ce travail nous nous sommes posés plusieurs questions : quels sont les motifs qui sous-tendent la promotion des ER ? une conscientisation environnementale exacerbée ? Nous n'y avons pas cru. Le lecteur peut se référer au chapitre I pour se forger sa propre idée. Ensuite, nous nous sommes demandés comment pouvait-on promouvoir un secteur que l'on dit si peu compétitif ? Et qui plus est dans un marché que l'on veut libéraliser. Ces aspects très contradictoires de la promotion des ER ont motivé la recherche consacrée aux chapitres III, IV et V. Après la réponse à cette question, il était intéressant d'approfondir un cas concret de mise en place d'un système de CV, et notre choix s'est porté sur la Wallonie. La Région wallonne vient d'adopter différents arrêtés d'application mettant en œuvre l'ouverture du marché de l'électricité requis par la CE et un cadre légal pour le régime des CV. Ce nouveau cadre législatif s'est basé sur un certain nombre d'expériences européennes. Il nous a semblé que la Wallonie était donc un choix judicieux puisqu'elle rassemblait les réflexions des différents systèmes.

L'approche de ce travail se veut multidisciplinaire, en abordant les aspects aussi bien économiques, technologiques que juridiques. Ce travail de fin d'études a pour seules prétentions d'éclairer le lecteur, d'une part, sur la complexité du problème des changements climatiques et de l'arsenal législatif et réglementaire y relatif, que ce soit au niveau international, européen, belge ou régional. D'autre part, ce travail n'a pas la vocation d'être un corpus théorique sur les systèmes de CV. Il s'intéresse aux mécanismes de base des CV et donne une idée sur la manière dont ce marché peut fonctionner au niveau national. Les questions principales abordées à ce sujet recouvrent les fonctions nécessaires à l'instauration d'un marché de CV et le fonctionnement de l'offre et de la demande en CV. Ce travail mettra en évidence qu'il existe plusieurs chemins à la mise en place d'un tel mécanisme. Nous ne prétendons pas que l'étude présentée ici soit complète ni recouvre toutes les questions relatives aux systèmes de marché des CV. Nous avons restreint notre travail à quelques-unes d'entre elles, en ce compris celles que nous pensons être les plus intéressantes.

La structure de ce travail de fin d'études est la suivante : en toile de fond, dans le chapitre I, nous décrirons brièvement le contexte dans lequel baigne la promotion des ER : les changements climatiques, la sécurité de l'approvisionnement et les aspects économiques. Nous expliquons ensuite dans le chapitre II, à quoi correspondent exactement les ER et la cogénération. Nous dresserons une situation chiffrée de ces technologies. Le chapitre III sera dédié aux principaux régimes de soutien aux ER existant actuellement dans les pays européens. Avec le chapitre IV, nous abordons le cadre théorique et le fonctionnement général des systèmes de CV et du marché qui en découle. C'est aussi dans cette partie que nous toucherons aux sujets d'un système européen des CV et des interactions avec les permis d'émissions négociables. Le chapitre V mettra en évidence le contexte de la mise en place d'un système de CV avec la libéralisation du secteur électrique. L'instauration d'un régime de CV au niveau de la Région wallonne fera l'objet du chapitre VI. Le travail se terminera par ses conclusions.

Ce travail est basé sur des lectures concernant les divers sujets précités. La lecture de ces documents a fait l'objet d'une compilation afin de donner au lecteur une vue d'ensemble sur le thème de l'enjeu que représente l'ER.

À noter que nous avons décidé de ne pas prendre en compte les perspectives d'élargissement de l'UE.

CHAPITRE I : LA PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

La promotion des ER soulève plusieurs interrogations : quelles sont les raisons qui se cachent derrière l'intérêt croissant pour le « renouvelable » ?

- Les changements climatiques et la kyrielle de catastrophes qu'ils impliquent pour les générations futures ?
- L'indépendance énergétique des grandes puissances préoccupées par leur sécurité d'approvisionnement ?
- Ou encore le développement économique ?

Dans ce chapitre, nous espérons pouvoir donner des éléments de réponse face à ces interrogations. Nous aborderons donc dans l'ordre, la problématique des changements climatiques et la réduction des émissions de GES inscrite dans le Protocole de Kyoto ; l'approche européenne de cette réduction d'émissions de GES ; la question de la sécurité de l'approvisionnement énergétique ; les aspects économiques liés aux ER.

Nous nous apercevons que les politiques énergétiques qui concernent la protection de l'environnement, la sécurité de l'approvisionnement et la compétitivité sont intimement liées, même si elles sont considérées séparément. Et les différents avantages que regroupent les ER se feront évidents tout au long de ce chapitre, avec la non-émission de GES, le respect du concept de développement durable, le fait qu'elles représentent une production indigène propice à diminuer les pressions par rapport à notre dépendance énergétique, ainsi que les débouchés prometteurs pour l'industrie européenne et les perspectives en termes d'emplois.

A. LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

La température de notre planète est influencée par la composition de l'atmosphère et par le flux d'énergie solaire. Le rayonnement solaire traverse l'atmosphère et est absorbé par la surface terrestre. La terre émet alors à son tour un rayonnement thermique, appelé rayonnement tellurique. Ce rayonnement, dans la gamme de longueur d'onde de l'infra rouge (IR) lointain, est en grande partie absorbé par les molécules tri-atomiques. Ce rayonnement IR est alors réfléchi vers la surface de la terre, ce qui constitue l'effet de serre. Les gaz responsables sont appelés « gaz à effet de serre ». Ce processus induit des températures sur la terre plus importantes que celles que l'on observerait en l'absence de GES. En effet, dans une situation d'équilibre, les GES permettent à la terre d'avoir une température qui avoisine les 15°C, au lieu des -18°C qui régneraient sans effet de serre. En fait, ces GES jouent le même rôle que le vitrage d'une serre horticole.

L'effet de serre est un processus naturel qui a toujours existé et qui a permis, entre autres facteurs (position de la terre dans l'univers, propriétés physico-chimiques de l'eau...), le développement de la vie sur terre. Les GES sont principalement : la vapeur d'eau (H₂O), le gaz carbonique (CO₂), le méthane (CH₄), le protoxyde d'azote (N₂O), l'ozone (O₃) et les chlorofluorocarbures (CFC). Le CO₂, et le N₂O sont des produits ou sous-produits de la combustion, le CH₄ est quant à lui principalement lié aux pratiques agricoles. Dans le futur, d'autres halocarbures, tels que les hydrofluorocarbures (HFC), et les hydrocarbures perfluorés (PFC), ainsi que l'hexafluorure de soufre (SF₆) seront peut-être problématiques. Mais le responsable majeur des changements climatiques est le CO₂ dont la composition dans l'atmosphère, stable depuis des millénaires, a crû et continue de croître à un rythme exponentiel depuis l'avènement de l'ère industrielle (1830). En effet, la

concentration en CO₂ dans l'atmosphère a augmenté de 27-35 %³ entre 1750 et 2000. Principalement produits lors de la combustion des combustibles fossiles (charbon, pétrole, gaz)⁴ qui ont succédé aux énergies renouvelables d'autant, les rejets de CO₂ atmosphériques ne risquent pas de décroître vu que nous sommes aujourd'hui encore de grands consommateurs d'énergie primaire. Il est donc essentiel d'agir sur le choix des ressources énergétiques du futur. Aujourd'hui les principaux secteurs responsables de l'émission de CO₂ sont la production d'électricité publique, la production de chaleur (chauffage...) et le transport. Les industries manufacturières et la construction talonnent de près les premiers secteurs cités. Selon le GIEC, 5,4 Gt C/an ont été émises pendant les années quatre-vingt, et jusqu'à 6,3 Gt C/an dans les années nonante⁵.

D'autres facteurs entrent également en jeu :

- la déforestation et les pratiques agricoles : les écosystèmes forestiers et agricoles absorbent et stockent le CO₂ durant leur croissance via la photosynthèse⁶ ; le déboisement augmente par conséquent la concentration en CO₂ en privant l'atmosphère de « puits de carbone » naturels ;
- la mise au rebut et les fuites des systèmes de climatisation... qui émettent des dérivés halogénés du carbone ;
- les décharges ménagères, qui sont responsables de l'émission de CH₄.

De ce qui précède, il apparaît qu'il faut modifier radicalement les systèmes de production et les infrastructures énergétiques. Les centrales électriques de la filière « combustibles fossiles » sont également responsables de l'émission d'autres polluants atmosphériques qui ont un impact important sur la qualité de l'air, tels que les oxydes d'azote⁷ (NO_x) et le dioxyde de soufre⁸ (SO₂), tous deux responsables des pluies acides. En outre, les NO_x sont des précurseurs de l'O₃ troposphérique, nocif à la santé, parce qu'ils participent à la formation d'O₃ dans la troposphère, une zone qui va de 0 à 5 km d'altitude. De plus, la combustion de combustibles fossiles est à l'origine de l'émission de particules de poussières sur lesquelles d'autres polluants peuvent s'adsorber. Ces poussières, constituées de cendres volantes issues du charbon, s'échappent donc dans l'atmosphère en compagnie de métaux lourds, d'hydrocarbures imbrûlés... Ici, le problème n'est par conséquent pas d'ordre chimique mais physique, le phénomène d'adsorption. Notons toutefois que grâce aux évolutions technologiques (performance des électrofiltres, lavage des fumées...) et au recours à d'autres combustibles (disparition des combustibles riches en soufre, utilisation du gaz naturel...) ou filière (nucléaire) moins polluante, ces émissions enregistrent une amélioration sensible au fil des ans. La liste n'est pas terminée, on pense aussi aux émissions de CO, dues à une combustion incomplète, et de métaux lourds (mercure, chrome, nickel, arsenic, sélénium...), dues essentiellement aux impuretés dans les combustibles fossiles. Ces émissions sont toutefois négligeables dans le contexte des centrales électriques. Quant aux composés organiques, ils se divisent en trois catégories : les composés organiques volatiles (COV), les composés organiques persistants (COP) et le CH₄. Le CH₄ est un composé organique qui n'influence pas la qualité de l'air, mais le climat comme nous l'avons vu. Les COV et les COP sont sur la sellette pour leur contribution à la formation d'O₃ troposphérique et la destruction de la couche d'O₃ stratosphérique.

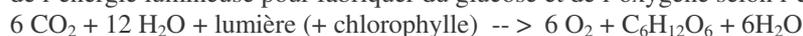
La filière nucléaire a également ses impacts. Citons les émissions de radionucléides. Un site de production électronucléaire engendre en effet la production de rejets gazeux et liquides contenant

³ IPCC 2001 : 10

⁴ Le CO₂ est également produit lors de la minéralisation de la matière organique.

⁵ IPCC 2001 : 10

⁶ La photosynthèse est l'un des processus vitaux des écosystèmes. Elle permet de combiner du CO₂, de l'eau et de l'énergie lumineuse pour fabriquer du glucose et de l'oxygène selon l'équation suivante :



La photosynthèse est donc un processus qui convertit l'énergie solaire en énergie chimique ; ce glucose étant indispensable à toute activité des êtres vivants.

⁷ La part des oxydes d'azote émis par les centrales électriques était de l'ordre de 10 % en 1994.

⁸ La part des oxydes de soufre émis par les centrales électriques était de l'ordre de 30 % en 1994.

des éléments radioactifs. Ceux-ci font l'objet de surveillance rapprochée. Sans oublier la problématique des déchets nucléaires⁹.

Par ailleurs, l'impact environnemental de la production d'électricité conventionnelle (fossile et nucléaire) est un enjeu planétaire puisqu'ils traversent les frontières et qu'ils sont rémanents. En outre, les filières classiques peuvent induire d'autres impacts non négligeables sur l'environnement, tels que les fuites de combustibles, les accidents en mer lors du transport¹⁰, la modification du biotope local suite à la construction d'immenses barrages, etc. Tous ces aspects sont appelés les « externalités négatives » de la production d'électricité.

Vu l'influence de la composition de l'atmosphère sur le climat, les activités humaines polluantes, et plus particulièrement celles produisant du CO₂, ont par conséquent un impact sur la température terrestre. L'évidence de l'origine humaine de cette augmentation des GES ne fait plus en Europe l'objet de discussions. C'est un fait, les activités anthropiques (combustion des énergies fossiles, déforestation et exploitation des sols) renforcent incontestablement l'effet de serre. Cette preuve est apportée par les corrélations entre l'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'air au cours des 200 dernières années et les émissions de CO₂, les caractéristiques des rapports isotopiques des carbones 14, 13 et 12 et la diminution de l'oxygène (O₂) dans l'air (l'O₂ étant nécessaire à la formation du CO₂). Le déséquilibre engendré par les rejets humains auxquelles s'ajoutent les émissions naturelles, entraîne une émission largement excédentaire, induisant une augmentation de la température de la planète. Selon les études climatologiques, l'année 1998 a été l'année la plus chaude de ces 100 dernières années, et même de ces 1 000 dernières années¹¹ d'après des reconstitutions fiables. Les inquiétudes des climatologues se portent sur la rapidité de l'évolution des températures. Les écarts de température que la terre a connus dans le passé se sont produits sur une échelle de temps géologique, alors que ceux que l'on constate aujourd'hui se produisent à une rapidité alarmante. La concentration en CO₂ dans l'air en 1990 a atteint des niveaux jamais connus jusqu'alors. Aujourd'hui, les émissions globales de CO₂ s'élèvent à quelque 30 milliards de t/an¹². La température globale moyenne a augmenté de 0,4 à 0,8°C¹³ au cours du XX^{ème} siècle. La décennie qui vient juste de s'achever compte une série d'années anormalement chaude depuis le début de la révolution industrielle. En effet, l'effet de serre a été fortement amplifié et accéléré par les activités des développements industriels et technologiques, ainsi que par l'utilisation des ressources fossiles depuis la fin du XVIII^{ème} siècle et de la déforestation.

Une telle hausse de température peut engendrer un impact dramatique sur l'écosystème terrestre. Des modèles climatiques utilisés par les scientifiques nous décrivent un tableau fort peu réjouissant. Selon ces modèles, le réchauffement risquerait d'entraîner de nombreuses perturbations climatiques à l'échelle planétaire et d'autres conséquences. Nous en citerons quelques-unes.

- La montée du niveau des océans par la dilatation de l'eau et par la fonte des glaces.
- L'augmentation des précipitations dans certaines régions du nord-est du continent européen.
- Des hivers plus doux et humides dans l'hémisphère Nord.
- L'augmentation de la sécheresse dans les pays du sud.
- La mise à mal de la santé avec notamment une hausse des maladies cardio-vasculaires liées à une fréquence accrue des vagues de chaleur et l'apparition dans nos contrées de maladies tropicales liées à certains insectes comme la malaria.
- Les modifications des productions agricoles avec la perturbation des rendements agricoles par les épisodes de sécheresse ou de précipitations excessives ; et consécutivement les risques de famine.
- Des catastrophes naturelles, telles que les feux de forêts, les tornades et les inondations.
- La modification de la biodiversité.
- Etc.

⁹ Les déchets nucléaires de haute activité sont estimés en Belgique à 15 g/hab/an, soit environ un volume correspondant à celui d'un dé à coudre. (AMPERE 2000 : 78)

¹⁰ Les exemples ne manquent pas, Amocco Cadix, Exxon Valdez, Erika...

¹¹ AMPERE 2000 : 114

¹² AMPERE 2000 : 114

¹³ IPCC 2001 : 11

Or, même si nous arrêtons du jour au lendemain tout rejet de GES, le processus de changements climatiques est enclenché. L'augmentation de la température s'accompagnera donc d'une perturbation des phénomènes météorologiques, et l'ampleur de leur déséquilibre sera fonction de la quantité de GES que les pays industrialisés continueront à émettre. Ajoutons ici l'injustice des conséquences des changements climatiques : un citoyen américain émet en moyenne 20 t de CO₂/an, un européen 5 t, un chinois 2,30 t et un africain 0,96 t de CO₂/an. On le constate, parmi les pays développés, les États-Unis sont largement plus dispendieux en énergie. La raison est simple : l'énergie est relativement peu taxée, ce qui permet des comportements de gaspillage énergétique domestique et des modes d'utilisation de l'espace énergétiquement coûteux (généralisation de la périurbanisation et des transports individuels). Or, ce sont les populations des pays pauvres qui souffriront le plus des perturbations météorologiques. D'après une étude du Centre d'études économiques et sociales de l'environnement (CEESE) de l'ULB, les pays les plus touchés par l'élévation du niveau des eaux et les extrêmes climatiques seront l'Asie du Sud et Sud-Est et les pays d'Afrique. Un véritable défi d'équité sous-tend donc le problème des changements climatiques. Des mesures drastiques sont aujourd'hui nécessaires pour pallier les risques météorologiques. Les changements climatiques, ce ne sont pas simplement quelques petits degrés agréables en plus !

Si la tendance actuelle est à une prise de conscience des impacts environnementaux de nos activités, il n'est pas évident que le développement économique puisse être régulé par rapport à la croissance démographique et aux besoins de confort. Le secteur résidentiel, qui touche chacun de nous, est responsable pour environ 20 % des émissions de CO₂¹⁴, transport non compris. Dans cette consommation énergétique, le chauffage des logements occupe la place la plus importante. Vient ensuite l'énergie utilisée pour l'eau chaude sanitaire, pour l'électroménager et pour la cuisson ; celle-ci représente environ un quart de la consommation énergétique primaire des ménages. Cette consommation concerne pour moitié les produits pétroliers. En outre, les ménages ont de plus en plus de confort électrique¹⁵.

Aujourd'hui, la communauté internationale et européenne a décidé de poursuivre le développement économique en tenant compte des impacts environnementaux et en cherchant des outils nettement moins polluants. Mais nous constaterons que, malgré la prise de conscience internationale, le facteur temps révèle de la grande faiblesse du droit international qui met quelques années à prendre forme. En effet, après les négociations, vient la signature puis la ratification par chaque État signataire, conformément à sa législation. La ratification par un nombre d'État minimum est souvent une condition indispensable avant l'entrée en vigueur d'un document législatif international. Et pendant ce temps, le texte ne produit aucun effet...

1. Sur la scène internationale : le Protocole de Kyoto

Nous l'avons dit, une prise de conscience internationale vis-à-vis des changements climatiques est née. Elle est à l'origine de la signature de la Convention-cadre des Nations-Unies sur *les changements climatiques* (en abrégé CCCC) en juin 1992 à Rio. La finalité de cette Convention-cadre est de limiter les concentrations de GES à un niveau qui prévient toute perturbation dangereuse du système climatique due à des activités humaines. En 1997, les pays industrialisés, qui rappelons-le produisent près des trois quarts des émissions actuelles de CO₂, signent à Kyoto, lors de la troisième

¹⁴ En Région wallonne, par exemple, ce secteur « ... est responsable de près de 17 % des émissions de CO₂ ». (Gouvernement wallon 2002 (Plan air) : 50)

¹⁵ En Région wallonne, « la seule demande en électricité a augmenté de 30 % en dix ans ». (Gouvernement wallon 2002 (Plan air) : 50)

conférence des Parties (COP 3), un protocole qui les engage davantage par l'obligation de respect d'objectifs chiffrés. En effet, le Protocole de Kyoto vise la réduction des émissions des trois GES les plus importants (CO₂, CH₄, N₂O) et des trois autres familles de GES potentiellement importants dans le futur (HFC, PFC et SF₆). L'objectif chiffré consiste à réduire le total des émissions planétaires de l'ensemble de ces six gaz d'au moins 5 % par rapport à 1990 d'ici la période 2008-2012. L'Europe a toutefois souhaité s'engager collectivement à une réduction de 8 %. Les États-Unis n'ont accepté que 7 %, le Japon, le Canada, la Pologne et la Hongrie 6 %. La Russie, l'Ukraine et la Nouvelle Zélande peuvent se contenter de stabiliser leurs émissions. L'Australie et la Norvège sont autorisés à augmenter de 1 %. À noter que selon les experts, ces cinq malheureux pour cent ne suffiront pas. La teneur actuelle en CO₂ atmosphérique est de 30 % supérieure à ce qu'elle était au début de l'ère industrielle. Les efforts en faveur de réduction d'émission de GES devront être vraisemblablement bien plus importants que ceux projetés.

Nous le savons, le CO₂ incriminé provient essentiellement des activités énergétiques et de transport au sein des pays industrialisés. Un enjeu colossal pour notre économie ! Une diminution de ce gaz implique par conséquent un changement radical des structures économiques et du même coup un bouleversement des modes de vie et des mentalités.

Les signataires de la CCCC se sont depuis réunis plusieurs fois : à Buenos Aires en 1998 (COP 4), à Bonn en 1999 (COP 5) et à La Haye en 2000 (COP 6). Le but de ces conférences était de trouver des accords et des solutions afin de mettre en œuvre le Protocole de Kyoto. Le résultat de ces conférences peut être qualifié d'échec. Pourtant, tout retard accumulé rend le respect des engagements encore plus difficile, puisque l'augmentation des émissions implique une diminution dans le même rapport.

La septième conférence des Parties à Marrakech en novembre 2001 (COP 7) a finalement mis un terme provisoire aux tergiversations. Plusieurs grandes puissances signeront le Protocole de Kyoto. Il entrera en vigueur après la ratification par au moins 55 pays, dont des pays industrialisés, pour lesquels les émissions totales de CO₂ représentaient, en 1990, au moins 55 % du volume total de CO₂ émis.

Dans le but de permettre aux signataires du Protocole d'honorer leurs engagements de manière plus flexible, le Protocole de Kyoto a dégagé de nouveaux instruments. Prenons tout d'abord les puits de carbone. Rappelons qu'il s'agit d'un phénomène naturel par lequel la biomasse végétale, notamment les forêts, absorbe le CO₂ durant sa croissance. Tant que la forêt existe, une partie du CO₂ est ainsi piégé durablement. Dans le cadre du Protocole de Kyoto, les prélèvements de CO₂ par les puits de carbone sont soustraits du total des émissions anthropiques de CO₂.

Mentionnons d'autres recherches concernant le rôle des océans en tant que puits possible de CO₂ suite au déséquilibre CO₂ atmosphérique/CO₂ dissout dans l'eau qu'engendrent les émissions anthropiques.

Ensuite le Protocole de Kyoto, a également dégagé des mécanismes « flexibles ». Ces instruments permettent aux pays industrialisés de réaliser leurs réductions d'émissions de GES partout dans le monde avec un rapport coût/efficacité favorable. Ces mesures s'ajoutent aux stratégies développées au niveau national. Il s'agit :

- des permis d'émission négociables,
- de la mise en œuvre conjointe entre pays industrialisés, et
- du mécanisme pour un développement propre (MDP), associant pays développés et pays en voie de développement.

À l'instar des systèmes de CV, les mécanismes flexibles sous-tendent une privatisation de l'environnement pour une meilleure gestion. Voyons plus en détail ces différents mécanismes.

a) LE COMMERCE DES PERMIS DE POLLUER

Ce mécanisme permet d'acheter des « quotas de CO₂ » à des pays moins émetteurs. Un marché de permis d'émission négociables est mis sur pied à cet effet. Ce marché permet à un pays de l'annexe B du Protocole de Kyoto d'acheter le droit d'émettre des GES à un autre pays de l'annexe B, qui est capable de diminuer ses émissions de GES au-dessous de son objectif chiffré. Les pays en voie de développement font également partie de l'annexe B du Protocole pour autant qu'ils adoptent volontairement un objectif chiffré d'émission de GES. En fait, ce mécanisme transfère des unités d'objectif chiffré d'un pays à l'autre. Pour assurer un calcul efficace, il faut que les unités transférées soient déduites de l'objectif chiffré de l'acheteur et du vendeur.

Ce mécanisme était soutenu par les Américains. L'argument majeur étant théoriquement de réduire en priorité les émissions à l'endroit où cette réduction présente un meilleur rendement économique. Selon les Américains le résultat au niveau planétaire est identique. Les Européens ne rejettent pas le procédé, mais veulent en limiter l'usage afin d'obliger les pays industrialisés à prendre des mesures en vue d'une réduction nationale des émissions de GES. Un système est en préparation à ce niveau à l'intention du secteur de l'énergie et des grandes installations industrielles européennes.

On peut pourtant se demander si le recours d'un pays au marché des droits de pollution ne reflète pas son inertie face à la réduction des émissions de GES sur son propre territoire et une certaine réticence à une utilisation rationnelle de cette énergie.

Nous reparlerons plus tard de ce mécanisme dont la mise en œuvre devrait avoir une influence sur le régime des CV.

b) LA MISE EN ŒUVRE CONJOINTE

Les projets liés à une réduction des émissions entre pays industrialisés donnent droit à des « crédits » en faveur du pays investisseur, qui y voit une minimisation de ses coûts d'investissements. Les pays concernés par ce mécanisme sont les pays de l'annexe I. Les unités de réduction d'émission créées à partir du mécanisme de mise en œuvre conjointe sont considérées de la même manière que les unités de réduction d'émission provenant du mécanisme des permis négociables.

c) LE MÉCANISME POUR UN DÉVELOPPEMENT PROPRE

Le MDP est un mécanisme qui permet à un pays industrialisé de financer un projet de réduction d'émission de CO₂ sur base de la mise en œuvre de technologies modernes dans les pays en voie de développement. C'est donc un mécanisme qui lie la réduction des émissions avec le développement économique et le transfert du savoir-faire et de technologies écologiquement rationnelles. Le pays industrialisé gagne ainsi des « crédits d'émissions certifiés » qui s'ajoutent au quota de ses émissions. Ces crédits font l'objet d'une certification car il y a création d'« unité d'émission ». L'« unité de réduction des émissions » est égale à une tonne métrique d'équivalent CO₂. Ces crédits peuvent être achetés ou vendus.

Les crédits ne seront pris en compte que pour un certain pourcentage de l'objectif chiffré du pays industrialisé. Les pays comme les sociétés pourront investir et mettre en œuvre des projets. Les crédits d'émissions certifiés courent sur toute la période de 2000-2012.

C'est également un mécanisme qui limite l'engagement d'un pays par rapport à ses propres émissions. Toutefois, il sous-tend une aide aux pays non industrialisés, qui pourrait de ce fait se développer en ne commettant pas les mêmes « erreurs » que celles des pays riches. De cette manière, une population n'est pas injustement maintenue dans un niveau de sous-développement, parce que sa croissance économique viendrait « polluer » notre planète.

2. Sur la scène européenne

a) LE PARTAGE DES CHARGES

Dans le cadre du Protocole de Kyoto, l'objectif collectif européen est de réduire les émissions de GES de 8 % d'ici 2008-2012. Chaque État membre a présenté son propre taux d'émission de CO₂ à la CCCC, ce qui a abouti à une signature conjointe de l'UE approuvant l'engagement des différents pays à la réduction des émissions de CO₂. L'UE a conclu un accord interne appelé « *Partage des charges* » en vue d'honorer son engagement. Celui-ci répartit la diminution des émissions entre les États membres. À noter que le concept de « bulle » a été développé afin de répartir les efforts de réduction de GES entre les États membres. Cet instrument de flexibilité¹⁶ issu du Protocole de Kyoto permet à l'UE de « ne faire qu'un », les efforts de réduction des émissions devant être prises en compte pour l'ensemble de l'UE.

L'engagement est donc différent selon les pays membres, comme on peut le constater sur le tableau ci-dessous. Ce pourcentage reflète plusieurs paramètres, notamment le taux d'émission en cours et le niveau d'industrialisation de chaque État. Notons que l'adoption des pourcentages a fait l'objet d'une bataille acharnée en vue de l'adoucissement de ceux-ci.

Tableau 1 : Pourcentage de réduction des émissions de CO₂ accepté par les États membres de l'UE

États membres	Pourcentage de réduction
Autriche	-13
Belgique	-7,5
Danemark	-21
Finlande	0
France	0
Allemagne	-21
Grèce	+25
Irlande	+13
Italie	-6,5
Luxembourg	-28
Pays-Bas	-6
Portugal	+27
Espagne	+15
Suède	+4
Grande-Bretagne	-12,5
UE	-8

Source : Schaeffer, et al, 2000 (ECN-C-00-085)

Où en sommes-nous actuellement ? La Communication de la CE sur *la mise en œuvre de la première étape du programme européen sur les changements climatiques* (2001) annonce une réduction des émissions de GES dans l'UE de 4 % depuis 1990¹⁷. Ce pourcentage encourageant est nuancé par des projections réalisées par certains États membres et par la CE. Celles-ci indiquent que les mesures déjà mises en œuvre ne seront pas suffisantes pour honorer les engagements. Seule une stabilisation au niveau de 1990 est à portée de l'UE. Il resterait donc un écart de 8 % (environ 340 millions de tonnes d'équivalent CO₂) qui ne pourra être comblé que si les États membres et la CE adoptent des mesures supplémentaires.

¹⁶ Notons qu'une fois admis, il n'offre plus de flexibilité

¹⁷ Commission européenne 2001 (580) : 4

Vu la prise de conscience environnementale croissante au niveau des « peuples européens » et les risques que font courir les activités anthropiques, la CE a décidé, dans son Traité de Maastricht (1992), d'intégrer davantage les considérations environnementales dans les politiques européennes. D'ailleurs, dans sa Communication intitulée *Renforcer l'intégration de la dimension environnementale dans la politique énergétique européenne* (1998), la CE a mis en évidence l'importance de la mise au point d'une politique énergétique durable. La CE identifie trois objectifs de la politique énergétique communautaire en faveur de l'intégration de la dimension environnementale :

- réduire l'impact environnemental de la production et de la consommation d'énergie,
- promouvoir l'économie d'énergie et l'efficacité énergétique et
- augmenter la part de la production et de la consommation d'énergies propres.

Tout au long de l'exposé, le lecteur pourra se rendre compte de la politique volontaire de promotion des ER au sein de la CE. C'est entre autres le cas dans le *sixième programme d'action communautaire pour l'environnement*, en cours d'adoption, qui plaide pour une utilisation prudente des ressources naturelles et pour la protection de l'écosystème planétaire. Ses quatre priorités en matière d'environnement sont :

- les changements climatiques,
- la nature et la biodiversité,
- l'environnement, la santé et la qualité de la vie, et
- l'utilisation et la gestion durables des ressources naturelles et des déchets.

Selon le sixième programme, l'objectif à long terme de la CE devrait être de limiter à 2°C l'augmentation de la température de la planète par rapport aux niveaux de l'époque préindustrielle. Le sixième programme plaide en faveur d'un objectif à plus long terme de 70 %¹⁸ de réduction globale des émissions de GES par rapport à 1990. Il s'agit de l'objectif chiffré dégagé des conclusions du groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC).

3. En Belgique

En Belgique, le Protocole de Kyoto relève de compétences mixtes, c'est-à-dire que suite aux grands changements institutionnels qui bouleversèrent la Belgique en 1988, les compétences environnementales ont été réparties entre l'État fédéral et les Régions. La « fédéralisation » a divisé les compétences de la manière suivante :

- l'**État** est compétent pour l'établissement de normes de produits, pour la protection contre les radiations ionisantes, en ce compris les déchets radioactifs ; et pour le transit des déchets ;
- les **Régions** sont compétentes pour la protection de l'environnement contre la pollution et les agressions, notamment du sol, du sous-sol, de l'eau et de l'air, ainsi que la lutte contre le bruit ; pour la politique des déchets, pour la politique des établissements dangereux, insalubres et incommodes ; et pour la protection de la distribution de l'eau.

Les trois Régions et le Gouvernement fédéral doivent donc entériner le Protocole de Kyoto. C'est cependant l'État fédéral qui est l'interlocuteur pour le respect des traités internationaux en matière de GES. La Belgique a ratifié le Protocole de Kyoto le 29 avril 1998. Dans le cadre du *Partage des charges*, nous avons vu que la Belgique avait accepté un objectif de réduction de ses émissions de 7,5 % par rapport à 1990.

¹⁸ Commission européenne 2002 (C 4) : 4

Le Gouvernement fédéral, la Région de Bruxelles-Capitale et le Gouvernement flamand ont terminé leur procédure de ratification du Protocole de Kyoto. En Wallonie, le Gouvernement wallon a approuvé le 21 février 2002 le projet de décret approuvant le Protocole de Kyoto. Il est maintenant en cours d'approbation au Parlement wallon.

Mentionnons que, dans le cadre du *Partage des charges*, au niveau de la Belgique, la Région wallonne a souscrit à la réduction de ses émissions de GES pour un pourcentage de 7,5 %¹⁹ à l'horizon 2008-2012 par rapport à ses émissions de 1990. Elle mettra prioritairement en œuvre des politiques de réduction des GES internes à la Wallonie, à coûts raisonnables. Ces actions de réduction seront complétées par l'utilisation des mécanismes flexibles de Kyoto.

LA TROISIÈME DÉCLARATION DE LA BELGIQUE À LA CONVENTION CADRE DES NATIONS UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Dans le cadre du *Plan national belge en faveur de la réduction des émissions de CO₂*, adopté en 1994, le Gouvernement fédéral avait pris la décision de réduire de 5 % ses émissions de CO₂ en 2000 par rapport à 1990. Le train de mesures avancé dans le plan n'a été que partiellement mis en œuvre. Résultat, les émissions de CO₂ en 2000 ont dépassé de 7,7 %²⁰ leur niveau de 1990. Si l'on prend l'ensemble des six GES incriminés dans le Protocole de Kyoto, l'accroissement est de 6,3 %²¹ par rapport à 1990. La Belgique est donc devant un défi considérable puisqu'elle doit à l'horizon 2008-2012 réduire ses émissions de 7,5 % + 6,3 %, ce qui équivaut à 13,8 % de réduction des GES par rapport aux émissions de 1990. Ce premier plan a donc été un échec. Le Conseil fédéral du développement durable (CFDD) estime que cette situation tient principalement au fait que la gestion durable de l'énergie et la prévention des changements climatiques n'ont jamais été jusqu'à présent des priorités politiques de la Belgique. La priorité politique de la réduction des émissions semble pourtant concrète, un Accord de coopération entre l'État fédéral et les Régions a été signé en juin 1999 afin d'établir une politique en la matière. À noter que cet accord était indispensable compte tenu des particularités institutionnelles de la Belgique : les politiques énergétique et climatique étant de la compétence principale des Régions et les objectifs de Kyoto de la responsabilité de l'État fédéral.

La Conférence interministérielle de l'environnement (CIE) élargie à l'économie, à l'énergie du 14 décembre 2000, a adopté le principe de réaliser un Plan national climat et un Accord de coopération entre le Fédéral et les trois Régions. Suite aux divergences de vues sur la répartition de l'effort de réduction pour atteindre l'objectif de 7,5 % de réduction en 2008-2012 par rapport à 1990, il y a eu de nombreux mois de blocage. Lors de la CIE élargie du 24 juillet 2001, il a été décidé de travailler momentanément sur un objectif intermédiaire de stabilisation des émissions des Régions en 2005 par rapport à leurs émissions de 1990. L'Accord de coopération jette les bases du travail en commun entre le Fédéral et les trois Régions, sans résoudre le problème politique fondamental qui est la répartition de l'objectif national de réduction de 7,5 % à l'horizon 2008-2012, et sans entrer dans la question des mécanismes flexibles qui sera une des voies de résolution de ce conflit. Dans cet Accord, l'État fédéral et les Régions s'engagent à établir un Plan national climat commun et à mettre en œuvre les politiques et mesures qui seront adoptées. L'Accord prévoit la création d'une Commission nationale climat qui se réunira au moins deux fois par an. L'État fédéral et les Régions s'engagent également à rédiger et exécuter une méthodologie commune d'évaluation concernant les prévisions nationales d'émissions de GES.

Selon le *Projet de plan wallon de l'air à l'horizon 2010* (2002), les émissions de GES en Wallonie sont stabilisées depuis 1990. La Région wallonne a été la première à adopter le 19 juillet 2001 un *Plan d'action de la Région wallonne en matière de changements climatiques*. Ce n'est pas le cas dans les autres Régions. L'adoption par le Gouvernement et le Parlement flamand du

¹⁹ Gouvernement wallon 2002 (Plan Air) : 21

²⁰ Federal Department Environment 2002 : 7

²¹ Federal Department Environment 2002 : 7

Klimaatbeleidsplan Vlaanderen est en cours. La Région de Bruxelles-Capitale prépare un programme d'action sur les changements climatiques.

B. LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE

La CE définit ce concept de la manière suivante : la sécurité de l'approvisionnement énergétique « *vise à assurer, pour le bien-être des citoyens et le bon fonctionnement de l'économie, la disponibilité physique et continue des produits énergétiques sur le marché, à un prix accessible à tous les consommateurs (privés et industriels) dans le respect des préoccupations environnementales et la perspective du développement durable que s'est assigné le traité de l'Union européenne (article 2 et 6) »*. (Commission européenne 2000 (769) : 2)

Le taux européen de dépendance par rapport aux approvisionnements énergétiques est croissant. La consommation d'énergie connaît une hausse sans fin, et suite à la fermeture des grands bassins houillers internes à l'UE, l'Europe importe toujours plus d'énergie. La production communautaire est largement insuffisante. De plus, la maîtrise de la consommation semble tout à fait inexistante. L'énergie est cependant un paramètre clef de notre économie, la plupart des secteurs économiques (transport, secteur domestique et électricité) étant largement tributaires des hydrocarbures. Or, les crises pétrolières des années septante ont fait prendre conscience aux pays européens de leur vulnérabilité stratégique en ce qui concerne leurs approvisionnements énergétiques. En effet, au début des années septante, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (O.P.E.P.) impose de fortes hausses des prix, jusqu'à un quadruplement de ceux-ci en 1973. Sans compter la volatilité récente des prix du pétrole ayant comme origine un ensemble de facteurs, tels que les rapports de force géopolitiques, la cartellisation, la politique de limitation d'extraction de pétrole... L'indépendance énergétique et l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement à un prix raisonnable sont donc des préoccupations qui datent des années septante et quatre-vingt, auxquelles sont venues s'ajouter, plus récemment, la protection de l'environnement et la diminution des émissions de CO₂.

La CE a par conséquent décidé de promouvoir une politique énergétique active afin d'espérer s'émanciper de sa dépendance en la matière. Dès 1996, la CE a la ferme intention de libéraliser les secteurs électriques européens qu'elle inscrit dans le cadre de sa directive concernant des *règles communes pour le marché intérieur de l'électricité* (en abrégé, directive *marché libéralisé*). Outre la diminution de la dépendance énergétique, le motif économique de la libéralisation est également un but en soi. Nous en reparlerons.

La CE a ensuite publié en 1997 un Livre blanc, *Énergie pour l'avenir : les sources d'énergies renouvelables* (en abrégé, Livre blanc). Ce Livre blanc établit une stratégie et un plan d'action communautaires afin de favoriser l'emploi des SER et propose ainsi de doubler la part des ER dans la production énergétique brute de l'UE, pour passer de 6 % actuellement à 12 % en 2010. Soulignons que cet objectif global est avant tout un instrument politique, il n'est en rien juridiquement contraignant.

Les ER sont donc intéressantes car elles correspondent à une production indigène et peuvent ainsi diminuer la dépendance énergétique de l'UE tout en diversifiant son approvisionnement. Selon le Livre blanc, les deux tiers de cet effort doivent être réalisés dans le secteur électrique. Le calcul de cet effort est le suivant : étant donné que la consommation d'électricité contribue à environ 40 % de la consommation énergétique brute²² de l'UE, le secteur électrique doit remplir un objectif de 20 % d'utilisation des ER. Dans cette perspective, la CE invite instamment les États membres à mettre en

²² La CIB d'énergie représente la « quantité d'énergie primaire nécessaire pour satisfaire la consommation intérieure calculée en additionnant les importations, la production primaire et les mouvements de stocks et en soustrayant les pertes et les exportations ». (Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie) : 121)

œuvre des stratégies pour la promotion des SER qui soient les mieux adaptées à leur situation nationale.

En 2000, la CE publie un Livre vert intitulé *Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique* (en abrégé, Livre vert). Ce Livre vert fournit un cadre à toutes les actions entreprises dans le domaine de l'énergie. Le soutien aux SER par le biais de l'aide publique est l'une des priorités du Livre vert. Cette aide publique fait l'objet d'un encadrement communautaire appelé *aides d'État pour la protection de l'environnement* (2001) que nous développerons plus tard. Le Livre vert met également en exergue la nécessité de prévoir un dispositif renforcé de stocks stratégiques ainsi que de prévoir de nouvelles routes d'importation.

Le Livre vert met aussi en évidence un constat préoccupant : l'UE couvrira 70 % de ses besoins énergétiques par des produits importés d'ici 2020, contre 50 % actuellement²³. Il y a donc matière à inquiéter sérieusement les États membres sur plusieurs points : la croissance impressionnante de la dépendance, l'approvisionnement auprès de pays politiquement instables et qui pratiquent des prix à la hausse et l'épuisement des ressources naturelles.

L'objectif de 12 % du Livre blanc a été traduit dans la directive européenne sur *la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité* (en abrégé directive *E-SER*), publiée en 2001. Nous en reparlerons.

De ce qui précède, on comprend que la CE encourage législativement et financièrement (recherche et développement (R&D)) les ER, entre autres, dans une finalité de diversification des sources d'approvisionnements énergétiques.

Voyons à présent ce que représente le secteur énergétique dans l'UE afin de bien comprendre les enjeux que recouvre la sécurité de l'approvisionnement. Dans une seconde partie, nous aborderons la problématique de l'épuisement des ressources énergétiques.

1. Aperçu général du secteur européen de l'énergie

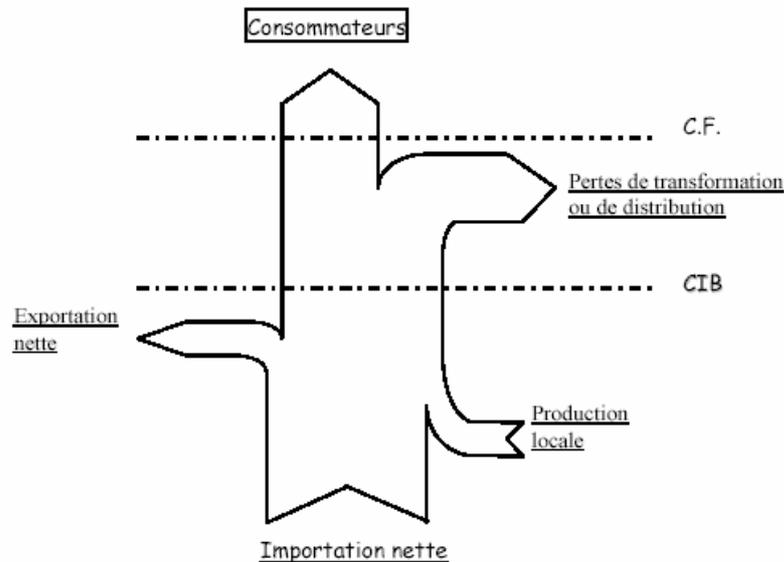
L'UE est une grande consommatrice d'énergie et cette tendance ne se stabilise pas. Nous l'avons souligné, la production communautaire est déficitaire pour subvenir à ses besoins. En matière de sources d'énergie, la caractéristique commune à tous les États membres est leur dépendance par rapport aux combustibles fossiles (pétrole, charbon et gaz naturel), quoique le pourcentage d'utilisation de ceux-ci diffère à l'intérieur de chaque pays.

Avant de poursuivre, expliquons la répartition du secteur énergétique. Le schéma ci-dessous nous donne une vue d'ensemble de la consommation d'énergie primaire. On y remarque qu'une faible proportion de l'énergie importée arrive aux consommateurs. Les pertes de transformations (dues aux rendements faibles) sont très importantes alors que les pertes de distribution sont généralement estimées à 5%²⁴.

Graphes 1 : Consommation finale, consommation intérieure brute

²³ Commission européenne 2000 (769) : 2

²⁴ FPE 2001 : 7



Source : Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie)

L'importation d'énergie nette devrait pouvoir se réduire sans pénaliser la compétitivité des entreprises ni le pouvoir d'achat des ménages grâce :

- au développement des ER,
- à l'emploi de meilleures technologies visant à l'amélioration des rendements,
- au développement d'unités de cogénération de qualité.

À l'aide des tableaux suivants, nous allons tenter de donner au lecteur une idée chiffrée de la consommation énergétique en Europe, tous secteurs confondus, et son évolution. Mentionnons que pour le premier tableau, nous avons repris des données du Livre vert et du rapport AMPERE (Analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies, 2000). La Commission AMPERE fut créée afin d'analyser la possibilité de faire correspondre la production belge d'électricité avec un développement économique durable en Belgique. La grande dépendance entre les objectifs environnementaux de Kyoto et la politique en faveur des ER, est clairement reconnue dans la mission qui a été donnée à la Commission AMPERE. Dans ce rapport, les données sont fournies en Mtep (mégatonne d'équivalent pétrole) et nous les avons transformées en pourcentage pour pouvoir les comparer aux pourcentages du Livre vert pour les estimations en 2030. Le chiffre de la consommation intérieure brute (CIB) à l'horizon 2030 a été obtenu en utilisant un facteur de 1,8 %²⁵ de croissance annuelle de la demande au niveau mondial.

D'après ces données, on constate qu'avec une politique énergétique Business As Usual²⁶ (BAU), les prévisions misent sur un bilan énergétique à l'horizon 2030 s'appuyant toujours majoritairement sur les combustibles fossiles. Dans la période 1995-2010, la demande en combustibles solides diminue au profit du gaz. Dans la période 2010-2020, l'utilisation du nucléaire commence sa descente pour réduire de moitié en 2030 par rapport à son niveau de 1995. Ceci s'explique par le désengagement des pays européens par rapport au nucléaire et la fermeture des centrales en fin de vie.

Tableau 2 : Demande totale d'énergie primaire par source d'énergie pour l'UE selon la CE

²⁵ AMPERE 2000 : 31

²⁶ C'est-à-dire à politique inchangée. C'est une expression qui marque l'absence d'évolution dans une politique. On ne prend aucune mesure visant à changer le cours d'une évolution.

en %	1995	2000	2010	2020	2030
Combustibles solides (charbon, lignite, tourbe)	17	14	11	13	19
Pétrole	42	41	42	41	38
Gaz	20	23	25	26	29
Nucléaire	14	15	14	12	6
Énergies renouvelables	5	5	5	6	8
Consommation intérieure brute	1368 Mtep	1454 Mtep	1556 Mtep	1612 Mtep	1925 Mtep

Source : mise en commun de données provenant du rapport AMPERE (2000), de la Commission européenne (2000 (769)) et calculs personnels

Croissance annuelle - %	1995-2010	2010-2020	1995-2020
Combustibles solides	-1,8	1,8	-0,3
Pétrole	0,8	0,1	0,5
Gaz	2,6	0,7	1,8
Nucléaire	0,7	-1,3	-0,1
Énergies renouvelables	1,4	1,2	1,3
Consommation intérieure brute	0,9	0,4	0,7

Source : rapport AMPERE (2000)

Ajoutons qu'en termes économiques, les conséquences de la dépendance énergétiques sont importantes : en 1999, elles représentent 240 milliards €, soit 6 % des importations totales et 1,2 % du produit national brut²⁷ (PNB) de l'UE.

En termes géopolitiques, 45 % des importations de pétrole proviennent du Moyen-Orient et 40 % des importations de gaz naturel de Russie²⁸. Quant au nucléaire, 95 % des besoins en uranium sont importés. On peut en déduire un constat général : la répartition géographique des ressources ne correspond pas à celle de la demande.

²⁷ Commission européenne 2000 (769) : 2

²⁸ Commission européenne 2000 (769) : 2

LA BELGIQUE AVEC COMME EXEMPLE LA WALLONIE

Le paysage énergétique belge, c'est-à-dire l'approvisionnement de la Belgique en énergie primaire importée peut être décrit brièvement de la manière suivante :

- 20 % de nucléaire,
- 40 % de pétrole,
- 15 % de charbon et
- 25 % de gaz²⁹.

Ces pourcentages se rapportent à une CIB de ~1200 Peta Joules ou 5,5 tep/hab en 1998. Les tendances ne sont cependant pas à la baisse comme nous le verrons plus loin. Les Belges sont ainsi parmi les plus gros consommateurs d'énergie au monde. La CIB par habitant est supérieure de près de 50 %³⁰ à la moyenne européenne, elle-même près de trois fois plus importante que la moyenne mondiale. Cette situation trouve en partie son origine dans l'histoire économique et industrielle du pays. Le secteur le plus énergivore est celui de l'industrie, avec près de la moitié de la consommation d'énergie finale³¹. Il est suivi par le résidentiel, les transports, et finalement, le tertiaire.

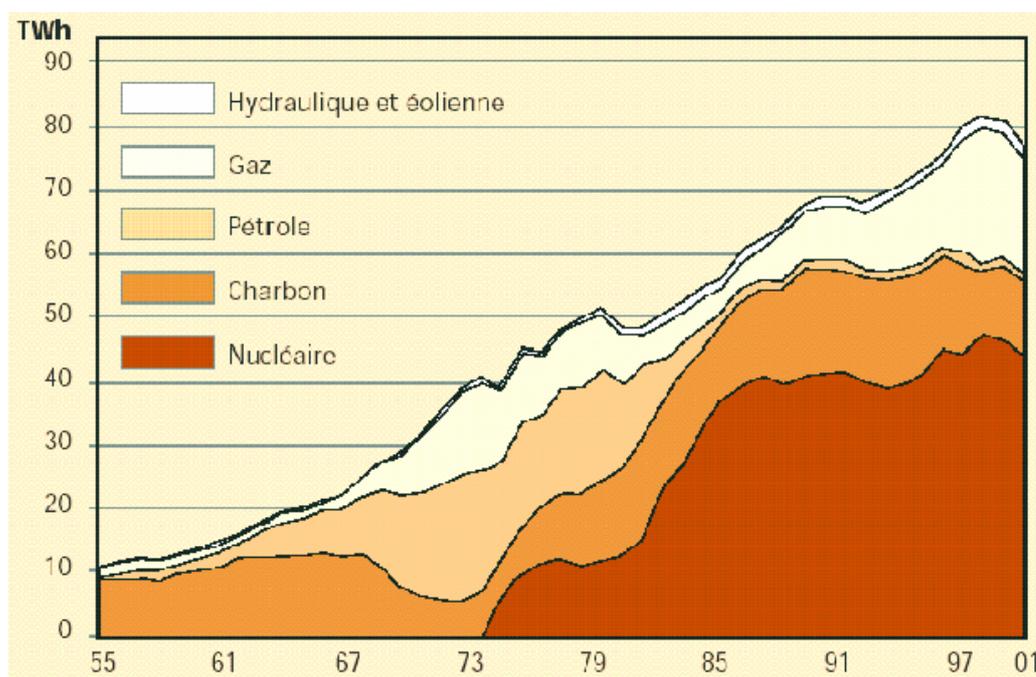
Au point de vue de la production électrique, les proportions sont largement modifiées puisqu'à ces valeurs se soustraient l'énergie primaire servant aux transports (pétrole) ainsi qu'une grande partie du gaz (résidentiel). Le graphe suivant montre les proportions de combustible dans la production électrique en Belgique depuis les années cinquante.

²⁹ Entretien avec W. Hecq

³⁰ Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie) : 9

³¹ La consommation d'énergie finale représente l'« énergie livrée aux différents consommateurs (industries, résidentiel, tertiaire, agriculture et transports). Seuls les usages non énergétiques sont considérés ici. » (Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie) : 121)

Graph 1 : Production d'énergie électrique par source d'énergie primaire en Belgique



année

Source : FPE 2001

La situation énergétique belge était d'abord dominée par le charbon vers 1950. Vingt ans plus tard, les combustibles liquides et gazeux, abondants et peu chers, représentaient respectivement plus de la moitié et plus du tiers de la production. À partir de 1973, la crise pétrolière, la perspective de difficultés d'approvisionnement et la hausse des prix des combustibles liquides et gazeux ont provoqué un renversement de la tendance : la reprise du charbon et le recul progressif et rapide pour les combustibles liquides et gazeux. L'évolution la plus importante était toutefois l'introduction du nucléaire : d'un sixième en 1975, première année de production significative, sa quote-part allait rapidement s'accroître. À partir de 1983, le nucléaire occupera une place prépondérante et atteindra en 1986 les deux tiers de la production.

Depuis, en absence de mise en service de nouvelles unités nucléaires et en raison de l'accroissement du parc de production, cette quote-part a diminué. Le nucléaire garde cependant sa prééminence avec en 2001 une proportion de 57,8 % de la production totale.

Au cours des dernières années, on note le recours accru à des techniques « nouvelles » de production (centrale turbine-gaz-vapeur (TGV), cogénération) permettant des gains d'efficacité énergétique importants et visant également à la limitation des émissions de GES. Ceci a donné lieu à un accroissement de la part des combustibles gazeux, en particulier le gaz naturel. Principalement importé des Pays-Bas, d'Algérie et de Norvège, il est un facteur clé de la stabilisation des émissions de CO₂ à l'horizon 2000 de la Belgique. Ceci a été possible grâce à une conversion rapide sur secteur de l'électricité.

Le tableau ci-dessous donne la répartition de la CIB d'énergie en Région wallonne comparée à la répartition au sein de l'UE.

Tableau 3 : Consommation intérieure brute d'énergie en Région wallonne et au sein de l'UE, par vecteur énergétique – Hors gaz sidérurgique

Vecteurs énergétiques	Union européenne (2000) en %	Région Wallonne (2001) en %
Combustibles solides	14	16
Produits pétroliers	42	30
Gaz naturel	23	20
Bois	-	1
Énergie nucléaire	15	32
Autres	5	1

Source : Gouvernement wallon 2002 (Plan Air), AMPERE 2000

Le tableau ci-dessous reflète la consommation par secteur d'activité en Région wallonne.

Tableau 4 : Consommation d'énergie finale en Région wallonne, par secteur – Total de la consommation d'énergie finale : 13 224 ktep

Secteurs	Région wallonne (2001) en %
Industrie	45
Secteur résidentiel	25
Secteur tertiaire	8
Transports	22

Source : Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie)

2. Aperçu général du secteur européen de l'électricité

La demande d'électricité n'a fait que croître ces dernières années et ce dans tous les secteurs d'activité. Cette demande supplémentaire d'électricité a été partiellement compensée par une augmentation de l'efficacité énergétique, mais cette dernière n'a évidemment pas été suffisante que pour répondre à l'ensemble de la demande.

Plusieurs technologies de production d'électricité se sont développées en liaison étroite avec le type de combustible utilisé : charbon, pétrole, gaz naturel. C'est en effet la nature du combustible (solide, liquide, gazeux) et ses propriétés physico-chimiques (pouvoir calorifique, viscosité...) qui déterminent le procédé mis en œuvre pour convertir le combustible en chaleur puis en énergie mécanique dans un premier temps, en énergie électrique dans un second temps.

Le tableau ci-dessous nous donne une idée des sources d'énergies utilisées en 1997 dans l'UE pour la production d'électricité. Nous constatons que le nucléaire représente une part importante de la production électrique de la Suède (47 %), de la France (78,5 %) et de la Belgique (60 %), bien au-dessus de la moyenne européenne (35,5 %). En Autriche, les installations hydroélectriques, en ce compris les grandes installations hydroélectriques, et les éoliennes sont les sources de production électrique les plus importantes (66 %). La moyenne européenne est de 13 %. Et pour terminer, la production thermique d'électricité, tous types d'énergies confondus (combustible solide, pétrole, gaz naturel et biomasse), concerne principalement les pays suivants : le Danemark, les Pays-Bas, l'Irlande,

la Grèce, l'Italie, la Grande Bretagne, l'Allemagne et le Portugal, qui sont bien au-dessus de la moyenne européenne de 51 %.

Tableau 5 : Pourcentage des sources d'énergie dans la production d'électricité en 1997 dans l'UE

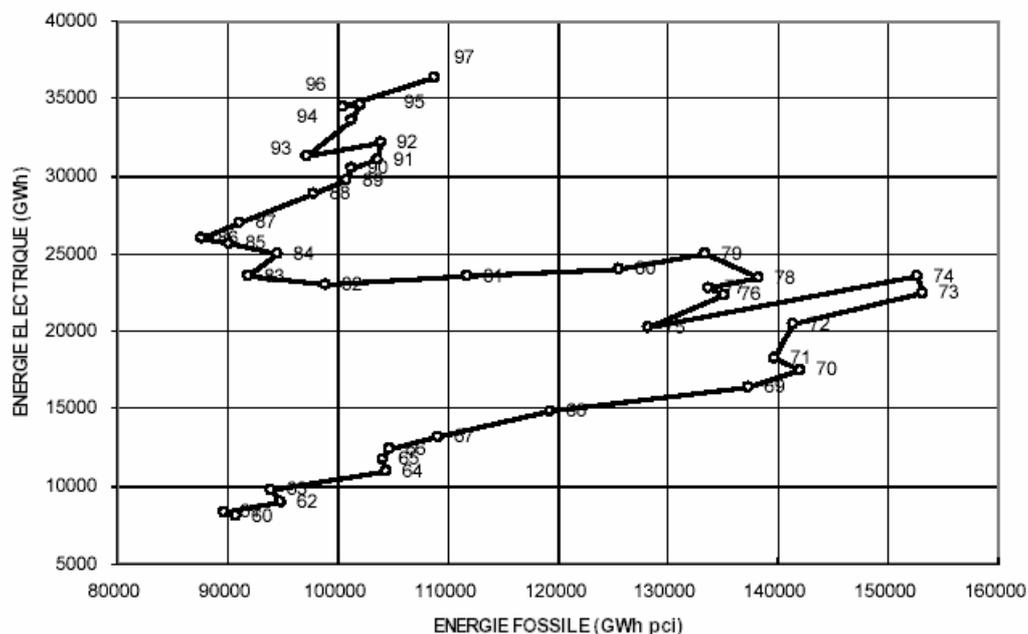
Pays	Nucléaire	Hydroélectricité et énergie éolienne, y compris le pompage	Énergie thermique
Autriche	0	65,6	34,4
Belgique	60,1	1,6	38,3
Danemark	0	2,3	97,6
Finlande	30,2	17,7	52,1
France	78,5	13,5	8
Allemagne	30,9	4,3	64,8
Grèce	0	9,5	90,5
Irlande	0	5	95
Italie	0	18,6	81,4
Luxembourg	0	74,6	25,4
Hollande	2,8	0,7	96,6
Portugal	0	38,6	61,4
Espagne	29,6	19,4	51
Suède	46,8	46,3	6,9
Royaume-Uni	28,4	1,8	69,8
Europe des 15	35,5	13,3	51,2

Source : Schaeffer, et al, 2000 (ECN-C-00-085)

LA BELGIQUE

Pour illustrer le cas de la Belgique, nous avons trouvé intéressant de reprendre ici l'évolution des consommations d'énergie fossile et électrique de 1960 à 1997 pour l'industrie belge. Celle-ci est reprise dans le tableau ci-dessous. On y constate une croissance de la consommation d'énergie fossile et électrique jusqu'en 1973-74 et une chute importante de ces deux consommations jusqu'en 1975 ; ce phénomène est à considérer dans le cadre des chocs pétroliers des années septante. Ensuite, on assiste à une reprise de la consommation électrique et une relative stagnation de la consommation d'énergie fossile jusqu'en 1979. De 1979 à 1983, on assiste à une retraite considérable de la consommation d'énergie fossile et une faible diminution de la consommation électrique. De 1983 à 1997, la consommation électrique ne cesse de croître, alors que la consommation d'énergie fossile redémarre tout doucement mais sans jamais atteindre ses niveaux de 1973-74.

Tableau 6 : L'industrie en Belgique : évolution des consommations d'énergie fossile et électrique de 1960 à 1997



Source : AMPERE 2000

Les projections pour la Belgique de la demande d'électricité à l'an 2020 montrent une poursuite de la croissance de la consommation électrique. Selon les projections de la CE et du Bureau fédéral du Plan, l'augmentation de la demande globale d'électricité devrait atteindre 1,8 à 2 %³² par an jusqu'en 2010. La demande d'électricité fléchirait ensuite pour ne plus progresser que de 1,2 %³³ en moyenne pour la période 2010-2020. C'est dans le secteur du tertiaire et des transports que la croissance serait la plus forte. Elle serait moins élevée mais resterait toujours largement positive dans l'industrie.

3. La rareté des ressources énergétiques

Les ressources énergétiques, utilisées de manière dispendieuse aujourd'hui, ne sont pas inépuisables. En effet, le rythme d'exploitation qu'elles connaissent aujourd'hui entraînerait l'épuisement des réserves prouvées³⁴ d'ici environ 200 ans pour le charbon, 40 ans pour le pétrole, et 60 ans pour le gaz³⁵. La raréfaction des ressources énergétiques est toutefois à nuancer par l'existence de réserves potentielles. Celles-ci représentent les quantités qu'il reste encore à découvrir. Sans oublier les évolutions technologiques qui permettront la rentabilité de l'exploitation de certains gisements, ainsi que la croissance des rendements qui permettent, pour une même puissance, d'utiliser moins de combustible.

³² AMPERE 2000 : 48

³³ AMPERE 2000 : 48

³⁴ « Les réserves prouvées sont des quantités estimées avec certitude en s'appuyant sur la connaissance des caractéristiques et des limites des gisements connus et pouvant être exploitées dans des conditions rentables en utilisant la technologie existante. Leur estimation pourra varier en fonction de l'évolution des techniques de récupération et des coûts d'exploitation ». (Degrez 2000 : IIA, 5)

³⁵ Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie) : 6

Afin de pouvoir dresser un bref tableau de la limitation des ressources énergétiques, nous nous sommes basés sur le rapport de la Commission AMPERE (2000).

L'approvisionnement en **charbon** ne pose aucun problème. Les producteurs et exportateurs de charbon sont nombreux : Australie, États-Unis, Afrique du Sud, Canada...

Pour le **gaz naturel**, l'approvisionnement ne représente aucune difficulté. Nous l'avons vu, la Russie est un grand exportateur de gaz naturel, et les autres fournisseurs ne manquent pas : Norvège, Afrique du Nord... De plus, il n'existe pas de difficulté de capacité pour autant que les réserves ultimes disponibles (soit 1 650 Gb, ce qui correspond à 112 années de production actuelle)³⁶ puissent être mises en exploitation dans les délais requis. L'exploitation de ces réserves sera coûteuse comme c'est le cas des réserves offshore situées en grande profondeur, les réserves éloignées des centres de consommation et/ou situées dans les zones de permafrost. Aujourd'hui, on peut affirmer que les réserves de gaz naturel sont supérieures à celles de pétrole conventionnel (les réserves ultimes en pétrole conventionnel³⁷ encore disponibles sont estimées à 1 395 Gb, ce qui correspond à 53 années de production actuelle)³⁸.

Les réserves de **pétrole** non conventionnel ne sont pas encore épuisées, mais elles ne peuvent être exploitées qu'à un coût très élevé. Ces réserves situées à grande profondeur, en mer, dans des schistes ou des sables bitumeux... ne sont exploitables que moyennant une extraction difficile et un processus de raffinage polluant.

Notons qu'au niveau de l'évolution du prix, le prix du pétrole se répercute avec un décalage temporel sur les prix du gaz.

Quant à l'**uranium naturel**, l'approvisionnement auprès de fournisseurs est aisé. L'uranium s'achète en Australie, au Canada, aux États-Unis, dans les Nouveaux États Indépendants... À ce sujet, notons que le marché mondial est aujourd'hui affecté par la remise sur le marché commercial des matières fissiles accumulées pendant la guerre froide par les États-Unis et l'ex-URSS, l'uranium étant un combustible recyclable. Ces quantités sont susceptibles d'affecter encore le marché pendant quelques années. D'autres part, on estime que la quantité totale de ressources conventionnelles peut être évaluée à environ 250 ans d'approvisionnement d'uranium sur base d'une consommation actuelle qui se situe à environ 60 000 t U/an³⁹. Le prix de l'uranium naturel ne représente qu'une faible fraction du coût du combustible. Il faut lui ajouter les coûts de l'enrichissement de l'uranium, le coût de fabrication et le coût de gestion du combustible irradié.

Par conséquent, la limitation de l'approvisionnement en combustible nucléaire n'est pas une préoccupation, par contre « sortir du nucléaire » en est une bien plus grande. C'est pourtant la décision du Gouvernement belge. L'importance de la diversification énergétique grâce aux ER marque toute son importance dans ce contexte.

C. LES ASPECTS ÉCONOMIQUES

Un troisième motif sous-tend également la promotion des ER : les aspects économiques. En effet, le potentiel économique que représentent les ER est de moins en moins négligeable. L'Europe dispose actuellement d'une position de leadership incontestable tant en termes de marché que de technologie. Cependant, la pression de la concurrence (principalement américaine et japonaise) s'intensifie de jour en jour. L'Europe a donc une place à défendre. Surtout si l'on considère la croissance escomptée de la consommation énergétique de nombreux pays tiers, tels que l'Asie,

³⁶ AMPERE 2000 : 35

³⁷ C'est-à-dire que l'on sait exploiter à l'heure actuelle sans coûts exorbitants.

³⁸ AMPERE 2000 : 35

³⁹ AMPERE 2000 : 38

l'Amérique latine et l'Afrique, qui pourrait être assurée dans une certaine mesure par un recours aux ER. Ceci se traduirait par des débouchés prometteurs pour l'industrie européenne qui occupe une position dominante dans diverses technologies.

Les ER se déclinent également en termes d'emplois. Le Livre blanc mentionne d'ailleurs que « l'exploitation des sources d'énergie renouvelables est généralement une activité à forte intensité de main d'œuvre ». (Commission européenne 1997 (599) : 26) En effet, le développement des activités liées à la conception, la fabrication, l'installation et le pilotage d'installations de cogénération et de production d'E-SER serait générateur d'un nombre important d'emplois à un niveau local. Selon l'étude européenne *The Impact of Renewables on employment and economic growth*⁴⁰, les ER seraient à l'origine de la création de 400 000 emplois directs entre 1995 et 2010 pour une production d'énergie de 875 000 GWh. Celle-ci a cependant éprouvé des difficultés pour chiffrer la création d'emplois grâce à la cogénération et à l'utilisation rationnelle de l'énergie⁴¹ (URE).

En bref, face à ces enjeux, l'Europe cherche des solutions :

- libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité,
- amélioration de l'efficacité énergétique et soutien à la R&D,
- URE,
- diversification des approvisionnements énergétiques,
- constitution de stocks stratégiques,
- recherche de nouvelles routes d'importation et bien entendu,
- développement des ER et de la cogénération.

⁴⁰ Étude réalisée dans le cadre du programme ALTENER et menée, entre autres, par ECOTEC Research and Consulting Ltd. (GB), Energy for Sustainable Development (GB), EUFORES (LU), Observ'ER (FR)...

⁴¹ « Le terme URE recouvre un ensemble d'actions visant à utiliser au mieux les ressources énergétiques dans les différents champs d'activités de notre société. Par exemple : améliorer la performance énergétique d'équipements existants (machines, bâtiments, etc.) par une gestion efficace ; maîtriser, voire diminuer, les consommations énergétiques par des mesures comportementales ; mettre en œuvre les technologies et techniques les plus efficaces énergétiquement dans les différentes fonctions d'un bâtiment, d'une entreprise, etc. » (Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie) : 123)

CHAPITRE II : LES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Avant d'étudier les mécanismes de la promotion des ER et de la cogénération, nous allons nous attarder sur la définition de ces technologies. Ce chapitre présente d'une part le concept de SER, souvent défini différemment par les gouvernements suivant les technologies vertes qu'ils veulent soutenir ; d'autre part, les principales technologies utilisant la biomasse, l'énergie éolienne, hydraulique et solaire, ainsi que la cogénération. Les coûts et les impacts environnementaux de ces dernières dans leur utilisation mais aussi leur conception, permettra d'approfondir le thème du renouvelable. Ensuite, nous dresserons un tableau du potentiel de l'ER dans l'UE et en Belgique. Et nous terminerons par la mise en évidence des problèmes qui entravent leur développement.

A. DÉFINIR LES SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

La définition du concept de SER se réfère à une source d'énergie qui, malgré sa consommation, n'est pas limitée dans le futur. C'est le cas du vent, des cours d'eau, du soleil et généralement de la biomasse humide et sèche. Ce n'est pas le cas des combustibles fossiles ou nucléaire. Les combustibles fossiles proviennent de la lente transformation de la matière organique sur des temps géologiques. Citons le charbon carbonifère qui a quelque 250 millions d'années et le pétrole qui a 150 millions d'années. Les combustibles nucléaires sont, eux, âgés de 600 millions d'années⁴². On comprend dès lors que leur temps de génération, d'ordre géologique, n'ont aucune commune mesure avec le rythme de leur exploitation et que l'on cherche dès lors à limiter l'utilisation de ces ressources énergétiques.

Par ailleurs, une énergie est dite « renouvelable » lorsqu'elle est le résultat de l'utilisation d'une technologie ou d'un système qui transforme une SER en énergie utile (électricité, chaleur, force motrice, ventilation, froid, carburant). Lorsqu'il s'agit d'électricité, plusieurs termes seront utilisés dans ce document : électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (E-SER), électricité renouvelable ou électricité verte.

Toutes les institutions ne sont pas d'accord sur une définition d'une SER. Généralement, l'électricité issue d'installations éoliennes, photovoltaïques et de petites installations hydroélectriques est généralement perçue comme « verte ». En revanche, les grandes installations hydroélectriques et l'incinération des déchets sont controversés. Cependant l'exploitation de déchets municipaux solides est une technique répandue en Europe, particulièrement en Allemagne, en France, au Danemark et aux Pays-Bas. La question de l'importation de l'électricité verte est aussi un sujet épineux, la production verte d'un pays n'étant pas reconnue dans un autre. C'est tout l'intérêt d'un système de certification des installations vertes et de la mise en application d'une clause de reconnaissance mutuelle. Ces éléments seront développés par la suite.

La plupart du temps, l'ER est strictement définie dans les pays où l'électricité verte est déjà bien installée. Par exemple, en Autriche, la production d'E-SER est dominée par les grandes installations hydroélectriques, et dans le cadre de la récente politique de stimulation des ER, les grandes (et les petites) installations hydroélectriques ne sont pas reprises dans la définition des SER.

⁴² Degrez 2000 : IIA, 5

Pour cette raison, il est donc important de faire une distinction entre les techniques de production existantes et émergentes.

Le tableau suivant compare les différentes définitions de SER et d'E-SER selon les différentes instances.

Tableau 7 : Comparaison entre les définitions de SER, d'E-SER selon les instances européenne, fédérale et régionale

<p>Directive européenne relative à <i>la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i> (2001) (Commission européenne 2001 (77/CE) : 3)</p>	<p>Loi fédérale belge relative à <i>l'organisation du marché de l'électricité</i> (1999) (Gouvernement fédéral 1999 : 1)</p>	<p>Décret du Gouvernement wallon relatif à <i>l'organisation du marché régional de l'électricité</i> (2001) (Gouvernement wallon 2001 : 1-2)</p>
<p>SER : les sources d'énergie non fossiles renouvelables (énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice, hydroélectrique, biomasse⁴³, gaz de décharge, gaz des stations d'épuration d'eaux usées et biogaz).</p>	<p>SER : toutes sources d'énergie autres que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, les produits et déchets organiques de l'agriculture et de l'arboriculture forestière, et les déchets ménagers.</p>	<p>SER : toute source d'énergie, autre que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, dont la consommation ne limite pas son utilisation future, notamment l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique, le biogaz, les produits et déchets organiques de l'agriculture et de l'arboriculture forestière et la fraction organique biodégradable des déchets.</p>
<p>E-SER : l'électricité produite par des installations utilisant exclusivement des sources d'énergie renouvelables, ainsi que la part d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans des installations hybrides utilisant les sources d'énergie classiques, y compris l'électricité renouvelable utilisée pour remplir les systèmes de stockage, et à l'exclusion de l'électricité produite à partir de ces systèmes.</p>		<p>Électricité verte : électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération de qualité⁴⁴ dont la filière de production génère un taux minimum de 10 % d'économie de dioxyde de carbone par rapport aux émissions de dioxyde de carbone, définies et publiées annuellement par la CWaPE, d'une production classique dans des installations modernes de référence visées à l'article 2, 3° ; l'électricité produite à partir d'installations hydroélectriques ou de cogénération de qualité est limitée</p>

⁴³ La présente directive définit la biomasse comme : « la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (comprenant les substances végétales et animales), de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux. » (Commission européenne 2001 (77/CE) : 3)

⁴⁴ La Région wallonne est la seule à mentionner la cogénération dans sa définition des SER.

		à une puissance inférieure à 20 mégawatts (MW).
--	--	---

1. Les énergies renouvelables

Les descriptions reprises ci-dessous sont majoritairement issues du rapport de la commission AMPERE.

a) LA BIOMASSE

La biomasse au sens large représente le combustible le plus utilisé dans le monde entier. Certaines sources et technologies modernes permettent son utilisation au niveau industriel avec des rendements économiquement acceptables. Les coûts de production sont cependant difficiles à déterminer, certaines étant encore en phase de démonstration.

Les différentes sources disponibles en Belgique sont les suivantes :

- les cultures énergétiques (taillis à courte rotation),
- les résidus de bois,
- les boues d'épuration des eaux⁴⁵,
- les résidus agricoles,
- l'herbe provenant de la tonte des talus et accotements,
- les déchets ménagers et des entreprises (fraction résiduelle renouvelable),
- les gaz de décharge,
- les déchets industriels (fraction résiduelle renouvelable) et
- les lisiers et fumiers.

On distingue deux types de biomasse qui peuvent être valorisées de différentes manières.

- **La biomasse humide** : biométhanisation⁴⁶ d'une substance organique biodégradable ; et biocarburants (bioéthanol, huiles et esters). Les boues d'épuration ainsi que les résidus agricoles et de l'élevage de bétail peuvent être fermentés dans un digesteur produisant du CH₄ qui est ensuite brûlé dans un moteur à gaz ou dans une chaudière. Ces deux sources d'énergie peuvent également, après séchage, être utilisées en co-combustion avec un combustible fossile. Les rendements de ces différentes technologies sont très variables de l'une à l'autre.
- **La biomasse sèche** : systèmes de combustion pour la production de chaleur (poêle, chaudière à bois...) ; systèmes de combustion pour la production électrique ou la cogénération (chaudière combinée à cycle vapeur, gazogène combiné à un groupe électrogène à gaz). À noter que le bois énergie est un concept regroupant différentes techniques de valorisation énergétique de la biomasse sèche (bois, déchets forestiers, déchets de l'industrie du bois, cultures énergétiques à courte rotation). Une possibilité de valorisation consiste en l'incinération afin de produire du gaz pour entraîner une turbine ou un moteur à gaz ou de la vapeur pour entraîner une turbine à vapeur. C'est le cas des résidus de bois et des déchets ménagers et industriels par exemple.

En termes d'impacts environnementaux, les performances de la biomasse sont mitigées. Certains processus de transformation de la matière organique dégagent du CH₄, élément qui peut être introduit dans des processus de combustion thermochimique. Des pertes de CH₄ dans l'atmosphère réduisent l'avantage du recours à la biomasse. Le CO₂ provenant de la valorisation énergétique de la biomasse est en grande partie du CO₂ neutre. Les plantes, via la photosynthèse,

⁴⁵ Il semblerait toutefois que les boues d'épuration ne soient pas reprises dans la définition de la directive *E-SER*

⁴⁶ La biométhanisation est la fermentation anaérobie des matières organiques.

fixe le CO₂ atmosphérique, ce CO₂ étant ensuite relargué dans l'atmosphère lors de la transformation. De plus, vu le caractère biodégradable de la matière organique utilisée, cette molécule se retrouvera de toute façon dans l'atmosphère, que ce soit après décomposition naturelle ou valorisation énergétique. Les émissions de CO₂ dites « non-neutres » sont relativement faibles 10 g CO₂/kWh⁴⁷ dans les meilleures conditions avec cogénération. Cette émission peut s'élever à 100 g CO₂/kWh⁴⁸ dans le cas de la culture de bois à courte rotation et sans cogénération. Si on procède à l'incinération d'ordures ménagères, 70 %⁴⁹ des émissions de CO₂ sont neutres en raison de la forte fraction bio-organique. Mentionnons dans l'ordre les différents types de biomasse qui sont très propices à une émission minimale de CO₂ : les déchets ménagers, le fumier de volaille, les résidus de bois, les cultures et les déchets industriels.

Les émissions de SO₂ sont quant à elles limitées puisqu'en général, la biomasse ne présente que des traces de soufre. Par contre, les émissions de NO_x sont comparables à celles produites à partir de combustibles fossiles, mais la co-utilisation de la biomasse avec d'autres combustibles peut les réduire sensiblement. De plus, l'incinération de la biomasse génère des poussières, des dioxines, du CO et des cendres qu'il faut capter et traiter.

ELECTRABEL⁵⁰ a estimé le coût d'une installation utilisant la biomasse selon les différents projets et technologies à 0,05–0,15 €/kWh. Ces chiffres correspondent en tous points à ceux fournis par les experts de la Commission AMPERE.

b) L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Depuis le XII^{ème} siècle, les moulins à vent agitent leurs pales sur le continent européen. Leur technologie a connu plusieurs améliorations dont l'aboutissement contemporain est l'éolienne. La Hollande et le Danemark ont, tous deux, fait perdurer la technologie du vent et sont aujourd'hui les leaders dans le domaine de l'industrie éolienne. Le vent est une énergie d'origine solaire, créée par les différences de température entre la mer, la terre et l'air ainsi que par les gradients de température entre l'équateur et les pôles de la planète, à l'origine de la circulation atmosphérique.

Le principe des éoliennes consiste à transformer le vent en énergie mécanique, qui peut elle-même, par l'intermédiaire d'un générateur (aérogénérateur), être transformée en électricité. Une éolienne se compose de diverses parties.

- **La tour** : elle permet de faire culminer l'éolienne suffisamment haut pour qu'elle capte au mieux les vents (en altitude, les vents ont plus de force et de constance). Une petite éolienne culminera plus ou moins à 18 mètres de haut, alors qu'une grande éolienne s'élèvera jusqu'à plus de 50 mètres.
- **La nacelle** : le mécanisme situé au niveau de la nacelle transforme l'énergie cinétique en énergie électrique. La nacelle abrite une ou deux génératrices, une boîte de vitesse, un système de freins à disque et des équipements automatisés d'asservissement. La nacelle contient tout l'équipement nécessaire à la transformation de l'énergie cinétique en énergie électrique. Elle peut peser jusqu'à 30 t. La nacelle est pourvue d'un dispositif d'orientation qui lui permet de se placer de manière optimale par rapport aux vents.
- **Les pales** : elles peuvent atteindre des dimensions considérables et le diamètre du rotor peut avoir près de 50 mètres. La plupart des pales sont désormais fabriquées en fibre de verre et en matériaux composites qui les rendent légères et résistantes. Le nombre de pales n'influe pas sur l'énergie « récoltée ». Seule la surface balayée par l'hélice compte.

⁴⁷ AMPERE 2000 : 98

⁴⁸ AMPERE 2000 : 98

⁴⁹ AMPERE 2000 : 98

⁵⁰ Entretien avec J.-P. Lemmens

Les turbines éoliennes ont connu des développements importants ces dernières années. Actuellement, les puissances unitaires vont jusqu'à 2 MW mais des progrès technologiques laissent entrevoir des éoliennes de taille et de puissance supérieures. La majorité des grandes éoliennes sont à axe horizontal. Elles utilisent la force de portance du vent.

Il existe deux modes de fonctionnement pour les éoliennes : le système autonome et le système raccordé au réseau.

- **Le système autonome** convient pour les endroits difficilement raccordables au réseau ou si ce dernier est de mauvaise qualité. Dans ce cas, ce système d'installation nécessite un système de stockage, car il n'y a pas d'adéquation réelle entre la production de l'énergie et son utilisation. Il existe encore de nombreux problèmes quant au type de batterie utilisé, dont celle au plomb, nocive pour l'utilisateur et l'environnement. Malgré de nouvelles techniques de stockage de l'électricité (Lithium-polymère, Lithium-ion et Nickel-Cadmium), plusieurs recherches sont en cours pour améliorer ce problème.
- **Le système raccordé au réseau** permet d'alterner les sources d'énergie et de les rendre complémentaires. La connexion au réseau n'est réalisée que lorsque la production atteint le minimum requis.

L'éolien semble être l'ER la plus proche de la maturité industrielle, tant du point de vue d'un développement à grande échelle que de la rentabilité. Les coûts de production électrique par cette technologie, fournis tant par AMPERE que par ELECTRABEL, sont de 0,045 à 0,062 €/kWh dans de bonnes conditions de vent et de 0,086 à 0,1 €/kWh sous de moins bonnes conditions. Ces valeurs correspondent à une turbine onshore. Pour une installation offshore, les coûts sont sensiblement plus élevés (fondations et raccordement au réseau plus chers) avec une moyenne entre 0,06 et 0,12 €/kWh

En termes d'impact sur l'environnement, le fonctionnement des éoliennes ne cause aucune pollution. Leurs seuls inconvénients sont le bruit, les effets stroboscopiques, l'impact visuel et le danger de collisions avec les oiseaux. L'émission indirecte de CO₂, générée par la construction et l'implantation d'une éolienne, est très limitée pour les sites favorables (environ 10 g CO₂/kWh⁵¹).

c) L'ÉNERGIE HYDRAULIQUE

L'énergie potentielle (dénivellation des rivières) d'un cours d'eau est utilisée pour faire tourner une turbine qui actionne un générateur d'électricité. Il est souvent nécessaire de construire un barrage afin d'obtenir une dénivellation suffisante et de pouvoir réguler le débit.

Le coût d'investissement des centrales hydrauliques est élevé par rapport à celui des centrales thermiques. Cependant leur durée de vie est plus longue (environ 40 ans pour les parties architectoniques et 20 ans pour les éléments électromécaniques⁵²).

Les petites installations hydrauliques n'ont qu'un impact minime sur l'environnement. Les émissions non neutres s'élèvent à ~10 mg/kWh de CO₂ et 30-40 mg/kWh pour le SO₂ et le NO_x⁵³.

ELECTRABEL⁵⁴ nous a fourni un tarif de l'électricité de l'ordre de 0,15 à 0,25 €/kWh pour les micro-installations hydrauliques.

⁵¹ AMPERE 2000 : 93

⁵² AMPERE 2000 : 104

⁵³ AMPERE 2000 : 106

⁵⁴ Entretien avec J.-P. Lemmens

d) L'ÉNERGIE SOLAIRE

Les cellules photovoltaïques (PV) utilisent l'énergie solaire (les photons) pour la transformer en électricité (les électrons), et cela via des contacts métalliques sur les cellules PV, qui sont fabriquées à partir de silicium cristallin.

Actuellement, l'énergie photovoltaïque est principalement utilisée pour alimenter en électricité des sites non reliés au réseau général de distribution. Un dispositif de batteries stocke l'électricité pour un usage nocturne.

Aujourd'hui, l'énergie produite à partir de cellules PV est l'ER dont le prix de revient est le plus élevé à cause de la consommation énergétique importante nécessaire lors de la production de la cellule PV. Le prix de l'électricité fournie par cette technologie est estimé entre 0,75 et 1 €/kWh (chiffres ELECTRABEL⁵⁵) Le potentiel à long terme est par contre le plus important. Les recherches engagées pour améliorer le rendement des PV et pour faire baisser les coûts de fabrication laissent espérer que la technologie pourra être utilisée dans quelques années pour alimenter, dans des conditions économiques raisonnables, une partie du réseau général de distribution d'électricité.

Une fois installée, ces PV n'ont pas d'impact négatif sur l'environnement. Les émissions ont lieu uniquement lors de la fabrication de ces cellules solaires. Le silicium à partir duquel elles sont fabriquées doit être à l'état pur et est extrait du sable à des températures très élevées, ce qui nécessite une dépense importante d'énergie.

Les utilisations accessibles aux capteurs plans⁵⁶ en Belgique sont :

- les parcmètres,
- les abribus,
- les caravanes,
- les bateaux de plaisance,
- etc.

2. La cogénération

La cogénération est une technologie bien connue depuis de nombreuses années. Elle consiste simplement à produire de la chaleur et de l'électricité. On l'appelle aussi la « production combinée de chaleur et d'électricité » (PCCE). La chaleur se présente sous forme de vapeur d'eau à pression élevée ou sous forme d'eau chaude. Un exemple très simple est le classique moteur à gaz ou moteur diesel (type moteur de camion ou de voiture) couplé à un alternateur. Au lieu de faire avancer le véhicule, ce moteur actionne l'alternateur qui produit de l'électricité. La spécificité de la cogénération tient au fait que la chaleur évacuée avec les gaz d'échappements (~500°C), l'eau de refroidissement du moteur et éventuellement l'huile de lubrification du moteur (~100°C) est récupérée et valorisée, par exemple pour la production d'eau chaude. Une unité de cogénération produit donc de l'électricité et de la chaleur. Elle se caractérise dès lors par deux rendements : le rendement électrique et le rendement thermique. Même en se comparant aux meilleurs moyens de production séparés d'électricité (centrales TGV) et de chaleur (chaudière à haut rendement), la cogénération peut réaliser une économie d'énergie primaire qui peut aller jusqu'à 20 %. Cette économie d'énergie primaire donne bien évidemment lieu à des réductions de polluants. En ce sens, on peut certainement classer la cogénération au rang des technologies qui pourront limiter les émissions de GES.

⁵⁵ Entretien avec J.-P. Lemmens

⁵⁶ L'énergie solaire peut être convertie en chaleur dans diverses gammes de température, et notamment à une température de 150 à 200°C via des capteurs plans.

Une centrale de cogénération électricité/chaleur fonctionne grâce à des turbines ou des moteurs principalement à gaz, auxquels sont associés des échangeurs thermiques.

La cogénération regroupe trois avantages.

- Elle permet de faire des économies d'énergie primaire par rapport à la production séparée des mêmes quantités d'électricité et de chaleur, parce qu'elle permet de mieux valoriser, de mieux utiliser une énergie primaire. En effet, les centrales de cogénération peuvent atteindre un rendement énergétique très élevé, généralement supérieur à 90 %⁵⁷, et donc seulement 30 à 40 % de l'énergie primaire sont transformés en énergie électrique, tandis que 60 à 50 % se retrouvent sous forme de chaleur. C'est donc pratiquement tout le contenu énergétique d'un combustible qui peut être récupéré. On voit directement tout l'intérêt que l'on peut retirer de ce type d'installation, surtout lorsque l'on sait que dans les centrales électriques classiques, de 40 à 60 %⁵⁸ de l'énergie contenue dans le combustible est rejetée sous forme de chaleur à basse température (dans les cours d'eau, l'air ambiant).
- La production énergétique est locale. De ce fait, la PCCE contribue à la diminution de la dépendance énergétique et/ou du transport.
- Elle permet de réduire les émissions de CO₂. En effet, l'accroissement des rendements de transformation permet une réduction de la consommation d'énergie primaire.

La cogénération est considérée comme l'une des principales techniques permettant d'économiser de l'énergie et de réduire les émissions de CO₂. Néanmoins, toutes les cogénérations n'économisent pas de l'énergie. C'est pourquoi la cogénération doit répondre à une formule de qualité. La Région wallonne considère qu'une cogénération est « de qualité », lorsqu'elle est conçue en fonction des besoins en chaleur du client et si son exploitation réalise une économie d'énergie primaire par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence. Un rendement de 90 % suppose une optimisation de l'installation engendrant un coût d'investissement élevé et un besoin de chaleur régulier.

La cogénération nécessite la présence d'un consommateur proche et stable pour la chaleur fournie. L'industrie présente le potentiel de cogénération le plus immédiatement disponible. Certains secteurs, tels que celui de la chimie, du papier, de l'agro-alimentaire, ont d'importants besoins de chaleur dont la satisfaction par cogénération est économiquement intéressante : la technologie est au point, leurs besoins en chaleur sont constants et la taille de ces installations permet une économie d'échelle.

⁵⁷ AMPERE 2000 : 65

⁵⁸ AMPERE 2000 : 65

B. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN QUELQUES CHIFFRES

1. En Europe

En Europe, le recours aux ER et alternatives est disparate. Les pays s'appuient généralement sur leur potentiel hydraulique et forestier. L'eau, tout comme le bois, a été exploitée à grande échelle avant les années nonante. Depuis lors, les ER ont commencé à se développer. Toutefois, la contribution totale de l'E-SER sur le marché européen de l'électricité reste très faible. Sur le tableau suivant, on peut constater que l'Autriche, le Portugal, la Suède, et dans une moindre mesure la Finlande et l'Espagne sont les plus avancés sur le marché de l'E-SER en Europe. Si l'on exclut les grandes installations hydroélectriques, le tiercé change quelque peu. On retrouve la Finlande et l'Autriche, mais aussi le Danemark. Au Danemark, la production d'E-SER provient d'éoliennes principalement, mais aussi de la combustion de la biomasse et de déchets. En Finlande, la filière renouvelable la plus répandue est le système de cogénération utilisant le bois énergie ou d'autres types de biomasse.

Tableau 8 : Électricité produite à partir de SER en % de la consommation d'électricité totale

États membres	Grande hydroélectricité incluse		Grande hydroélectricité exclue	
	1996	1997	1996	1997
Autriche	66		8,7	
Belgique	1,1	1	0,9	0,9
Danemark	6,3		6,3	
Finlande	24,1		9,2	
France	15,5		2,2	
Allemagne	4,4	4,5	2,3	2,4
Grèce	10	8,6	0,4	0,4
Irlande	4		1,1	
Italie	16,5	16	4,7	4,5
Luxembourg	1,6		1,6	
Pays-Bas	2,8	3,5	2,8	3,5
Portugal	44,6		4,7	
Espagne	23,8		4	
Suède	38,2		5,3	
Grande-Bretagne	1,6	1,7	0,7	0,9
Total	13,5		3	

Source : Schaeffer, et al, 1999 (ECN-I-99-072)

En Europe, le potentiel de développement maximal de l'énergie hydraulique est presque atteint ; les sites susceptibles d'accueillir de grands barrages sont aujourd'hui presque tous équipés.

L'énergie éolienne s'est bien développée depuis quelques années. Comme on peut le voir sur le tableau suivant, c'est en Allemagne, au Danemark, en Espagne et dans une moindre mesure aux Pays-Bas et au Royaume-Uni, que la capacité installée en énergie éolienne a connu la plus belle croissance.

Tableau 9 : Capacité installée de l'énergie éolienne dans les États membres (MW)

États membres	2001 (+ % total)	2000	Fin mars 1999	Fin 1998	Fin 1997
Autriche	97 (0,6)	78	32	30	20
Belgique	31 (0,1)	13	12	8	7
Danemark	2417 (13,7)	2297	1560	1448	1148
Finlande	39 (0,2)	38	18	17	12
France	94 (0,6)	79	19	19	10
Allemagne	8750 (49,9)	6091	3068	2875	2081
Grèce	273 (1,6)	189	63	39	29
Irlande	132 (0,7)	118	73	73	53
Italie	697 (3,9)	389	223	180	103
Luxembourg	10 (-)	10	9	9	2
Pays-Bas	483 (2,7)	448	369	361	319
Portugal	127 (0,7)	100	60	60	38
Espagne	3660 (20,9)	2443	834	707	512
Suède	264 (1,5)	231	187	174	122
Grande-Bretagne	474 (2,7)	409	341	333	319
Total	17548 (100)	12933	6868	6333	4775

Source : Schaeffer, et al, 1999 (ECN-C-99-072) & EurObserv'ER 2002

Ces chiffres nous révèlent l'influence des politiques de promotion tel qu'en Allemagne (plus du tiers de la capacité mondiale installée) avec la loi sur les ER qui a fixé un tarif d'achat éolien à 0,08 €/kWh ou en Espagne qui consolide sa deuxième place européenne.

L'éolien est assurément une source en pleine expansion et d'ores et déjà fin 2001, on dépassait de 7 500 MW les objectifs du Livre blanc pour 2003 !

La micro-hydroélectricité (< 10 MW de puissance unitaire) a encore quelques beaux jours devant elles. Certaines études estiment en effet qu'une progression de 50 % est encore possible par l'accroissement des capacités des centrales existantes (~20%) et la construction de nouvelles centrales (~30 %). La capacité installée dans l'UE était en 1999 de 10 116 MW. En projetant le taux de croissance moyenné sur les cinq dernières années (~1,5% par an) à l'horizon 2010, on obtient cependant des capacités installées en deçà des ambitions de la CE.

Le solaire photovoltaïque connaît également une forte progression au sein de l'UE puisque la puissance se chiffrait à 183,5 MWc (crête) en 2000 après une croissance de plus de 40 % par rapport à 1999. Encore une fois, l'Allemagne contribue pour presque 80 % à cette progression.

Tableau 10 : Puissance installée de photovoltaïque dans les États membres (MWc)

États membres	Puissances installées fin 2000		Puissances installées fin 1999	
	réseau	hors réseau	réseau	hors réseau
Autriche	3,1*	1,9*	2,3	1,4
Belgique	-	-	-	-
Danemark	1,3	0,2	0,9	0,2
Finlande	0,1	2,5	0	2,3
France	0,6	10,7	0,3	8,8
Allemagne	100	13,8	58	11,5
Grèce	0,2*	0,7*	0,2	0,6
Irlande	-	-	-	-
Italie	7,9	11,1	7,6	10,9
Luxembourg	-	-	-	-
Pays-Bas	8,7	4,1	5,3	3,9
Portugal	0,3	0,7	0,2	0,7
Espagne	4,0	7,0	2,1	7,0
Suède	0,1	2,7	0,1	2,5
Grande-Bretagne	1,5	0,4	0,7	0,4
Total	127,7	55,8	77,8	50,0
Total	183,5		127,8	

* Estimation

Source : EurObserv'ER 2002

Les puissances installées étant trop centrées sur un seul pays, les projections sont difficilement réalisables. On estime cependant une capacité installée en 2003 de 485 MWc ce qui correspond à une sous-installation de 25 % par rapport aux objectifs. De gros efforts restent encore à faire donc en ce domaine.

En ce qui concerne le solaire thermique, on note une tendance à la hausse avec actuellement presque 10 millions de m² installés (fin 2000) et une croissance proche des 10 % par rapport à 1999. Par rapport aux objectifs de la CE (100 millions de m² installés en 2010), de gros efforts doivent encore être faits et les estimations les plus optimistes n'arrivent qu'à 80 % de cette valeur. Les coûts de fabrication et d'installation sont encore un frein au développement massif de cette filière qui ne décolle réellement que moyennant une politique proactive (en Allemagne et en Espagne). Une véritable industrie du silicium solaire permettrait d'abaisser les coûts par économie d'échelle.

L'essor des SER devrait poursuivre sa progression avec la directive *E-SER*, qui engage les États membres à respecter des objectifs indicatifs nationaux de consommation future d'E-SER en pourcentage de la consommation d'électricité. En effet, au plus tard le 27 octobre 2002, et par la suite tous les cinq ans, les États membres adoptent et publient un rapport fixant ces objectifs indicatifs nationaux de consommation future d'E-SER. Ces objectifs définissent l'objectif national pour les niveaux futurs de consommation d'E-SER en termes de kWh consommés ou en pourcentage de la consommation d'électricité, sur une base annuelle pour les dix années suivantes. Ces objectifs indicatifs nationaux doivent être compatibles avec l'objectif de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie en 2010 fixé dans le Livre blanc et en particulier avec la part de 22,1 % d'E-SER dans la consommation totale d'électricité de l'UE en 2010. Dans le tableau suivant, les objectifs indicatifs par État membre sont exprimés en tant que pourcentage de la consommation brute d'électricité en 2010.

Tableau 11 : Valeurs de référence pour les objectifs indicatifs nationaux des États membres concernant la part de l'E-SER dans la consommation brute d'électricité en 2010 :

	Production intérieure d'E-SER en 1997 (TWh)	E-SER % 1997*	E-SER % 2010*
Autriche	39,05	70,0	78,1
Belgique	0,86	1,1	6,0
Danemark	3,21	8,7	29,0
Finlande	19,03	24,7	31,5
France	66,00	15,0	21,0
Allemagne	24,91	4,5	12,5
Grèce	3,94	8,6	20,1
Irlande	0,84	3,6	13,2
Italie	46,46	16,0	25,0
Luxembourg	0,14	2,1	5,7
Pays-Bas	3,45	3,5	9,0
Portugal	14,30	38,5	39,0
Espagne	37,15	19,9	29,4
Suède	72,03	49,1	60,0
Royaume-Uni	7,04	1,7	10,0
Union européenne	338,41	13,9 %	22 %

* La part en pourcentage d'E-SER pour les années 1997 et 2010 est calculée à partir de la production intérieure d'E-SER divisée par la CIB d'électricité. En cas d'échanges internes d'E-SER (avec certification reconnue ou origine enregistrée), le calcul de ces pourcentages a une influence sur les chiffres de 2010 par État membre, mais pas sur le total de la CE.

Source : Commission européenne 2001 (77/CE)

Sur base de ces projections, certains pays soulignent que les données doivent être pondérées en fonction des données climatiques (pluviométrie pour l'hydroélectricité, ensoleillement pour les cellules PV...). Tous soulignent cependant que de gros efforts de promotion des ER doivent être entrepris et que ces chiffres ne sont réalistes que dans une perspective de diminution de la consommation énergétique et électrique.

En 2030, il est possible que l'énergie éolienne constitue 40 %⁵⁹ de la production énergétique totale au Danemark. Mais un peu partout dans le monde, ce secteur est en pleine expansion. Actuellement, il y a près de 35 000 éoliennes réparties sur l'ensemble de la planète. C'est l'Europe qui connaît la plus forte croissance dans ce secteur. Mais ces prévisions sont à nuancer au vu des difficultés que rencontrent les développeurs de projets pour obtenir des permis d'exploitation. C'est pourquoi d'aucuns pensent que la grande majorité des investissements ira dans des installations de biomasse, plutôt que dans l'éolien en raison d'obstacles importants à leur implantation, tels que manque de volonté politique, lourdeurs administratives et oppositions locales. Étonnement, même dans le pays du moulin à vent, aux Pays-Bas, les oppositions locales à l'implantation d'éoliennes sont fortes. Les autorités locales semblent corroborer ces oppositions puisqu'elles ne délivrent actuellement plus de licence pour les installations onshore.

Quant à la PCCE, son avenir semble être prometteur. De nombreux nouveaux acteurs sur le marché européen de la cogénération développent aujourd'hui de nouvelles technologies permettant la décentralisation du marché « central » de l'électricité.

⁵⁹ Les incertitudes concernant les mécanismes financiers d'incitation ralentissent le développement de l'éolien au Danemark (120 MW supplémentaires en 2001 contre 555 MW en 2000 !). (EurObserv'ER 2002 : 40)

2. En Belgique

Actuellement, la production **éolienne** nette en Belgique représente 0.02 % de la production totale soit 14,8 GWh pour l'année 2000 pour une capacité installée d'environ 13 MW. En 2001, la capacité installée a été portée à 31 MW soit une progression de 138 %. Dans le futur (2020), on estime une capacité sur terre entre 500 et 1 000 MW avec une production de 1,2 à 2,4 TWh/an. En mer, le potentiel est estimé selon les experts de la Commission AMPERE à 1000MW avec une production de 3 TWh/an. Cela signifie qu'en 2020, environ 5 à 6,5 % de la production totale d'énergie de 1999 (80 TWh) pourraient provenir de l'énergie éolienne.

L'espace sur lequel ce potentiel peut être développé est cependant limité. En effet, tous les sites ne sont pas propices à l'installation d'éoliennes ; ceux-ci sont limités par la disponibilité en vent, la possibilité de raccordement au réseau et les contraintes d'implantation.

La Belgique compte près de 40 centrales **hydrauliques**, implantées quasi exclusivement en Wallonie. Elles disposent de puissance allant de 1 à 5 MW, pour une puissance totale installée d'environ 100 MW. La production moyenne est d'environ 0,45 TWh/an (hors station de pompage), ce qui correspond à près de 0,55 % de la production totale nette d'électricité en Belgique⁶⁰.

Pour l'hydraulique en Wallonie, le Ministre Daras déclarait en 2000 que l'objectif serait d'équiper les quelques sites encore exploitables en Wallonie.

En bref, au niveau de la Région wallonne, l'objectif est de produire grâce aux énergies vertes 8 % de la consommation finale de l'électricité en 2010, et 20 % de la consommation d'électricité à partir de la **cogénération**, comme nous pouvons le constater sur le tableau ci-dessous. En outre, la Région wallonne étudie aussi un objectif de production de chaleur à partir des ER à l'horizon 2010, notamment par la mise en place de son *Plan « Bois-énergie »*.

⁶⁰ FPE 2001 : 20

Tableau 12 : L'électricité verte à l'horizon 2010 en Région wallonne

Énergies renouvelables	GWh 2000	% (3)	GWh 2005	% (3)	GWh 2010	% (3)
Hydro (1)	380	1,6	395	1,6	440	1,8
Éolien onshore	1	0,0	100	0,4	370	1,5
Éolien offshore (2)	0	0,0	50	0,2	370	1,5
Déchets forestiers	149	0,6	200	0,8	370	1,5
Cultures énergétiques	0	0,0	55	0,2	225	0,9
Biométhan./Gaz de décharge	70	0,3	100	0,4	225	0,9
Total énergies renouvelables	600	2,6	900	3,7	2000	8,0

dont biomasse	219	0,9	355	1,5	820	3,3
dont éolien	1	0,0	150	0,6	740	3,0

Cogénération de qualité	GWh 2000	% (3)	GWh 2005	% (3)	GWh 2010	% (3)
Industrie	725	3,1	1210	5,0	2650	10,6
Tertiaire	5	0,0	245	1,0	675	2,7
Résidentiel	70	0,3	245	1,0	1675	6,7
Total cogénération	800	3,4	1700	7,0	5000	20,0

Total ER + PCCE	1400	6	2600	10,7	7000	28,0
------------------------	-------------	----------	-------------	-------------	-------------	-------------

(1) Moyenne des trois dernières années

(2) Sur base d'une puissance de 400 MW installée en mer du Nord, soit une production annuelle d'environ 1200 GWh, dont 30 % sont affectés à la Région wallonne.

(3) Pourcentage de la consommation totale : 23 300 GWh en 2000 (estimation), 24 200 GWh en 2005 (prévision) et 25 100 GWh en 2010 (prévision).

Source : Gouvernement wallon 2002 (Plan énergie)

Du côté d'ELECTRABEL, on annonce les données suivantes⁶¹ :

- inauguration en avril 2001 du premier parc d'éoliennes sur le site de l'ancienne centrale électrique au charbon de Schelle. Ce parc se compose de trois éoliennes d'une puissance unitaire de 1,5 MW. Ensemble, elles peuvent produire annuellement une quantité d'électricité équivalente à la consommation moyenne d'électricité de 2 000 ménages ;
- depuis l'automne 2001, cinq éoliennes se dressent à proximité de la centrale de Herdersbrug. Elles ont une puissance de 600 kW chacune, intégrant un parc de 8,4 MW ;
- construction en mer du Nord, au large de Knokke-Heist, d'un parc de 50 éoliennes d'une puissance unitaire de 2 MW ;
- introduction de demandes de permis de bâtir dans le domaine éolien pour un total de 130 MW à travers la Belgique ;
- récupération de la chaleur produite par les incinérateurs à Neder-Over-Embeek et chez Indaver pour en faire de l'électricité ;
- emploi des boues de stations d'épuration des eaux comme combustible d'appoint agréé pour la production d'électricité. Les centrales de Mol et de Rodenhuize ont effectué tous les essais nécessaires avec succès ;
- petits projets hydrauliques divers ; et
- projets dans le domaine de la biomasse : gazéification de taillis à très courte rotation et de résidus de la filière bois, récupération de gaz de décharges, combustion de noyaux d'olives broyés⁶².

⁶¹ <http://www.electrabel.be/fr/Corporate/AboutElectrabel/SellingProposition/Generation/Renewable.asp>

C. LES BARRIÈRES AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les barrières au développement des ER sont nombreuses. En effet, outre la difficulté de trouver un site disponible et approprié à la SER que l'on veut exploiter, d'autres facteurs non négligeables entrent en jeu dont : les coûts de production supérieurs, les obstacles techniques ; les obstacles institutionnels ou encore ceux liés à l'aménagement du territoire et aux oppositions locales.

1. Les obstacles financiers

L'obstacle économique est une pierre d'achoppement bien connue, les coûts de production du kWh lié à l'utilisation d'une SER sont supérieurs aux coûts de production d'une filière classique. L'investissement de départ nécessaire à l'installation de ces technologies est beaucoup plus important. Même si les prix d'investissements ont diminué grâce à une économie d'échelle, les ER ne sont toujours pas compétitives par rapport aux énergies non renouvelables. L'écart économique diminue, mais il est toujours important. Il est ainsi toujours indispensable de faire intervenir les externalités négatives des filières conventionnelles pour ramener le coût du kWh à sa juste valeur.

2. Les obstacles techniques

La production d'E-SER, par essence décentralisée, est initiée par un autre facteur que la production d'électricité. Il en résulte des incertitudes sur la localisation géographique, la dynamique de développement, les niveaux et moments d'activités de production avec d'évidentes conséquences sur la distribution au réseau. Le réseau électrique doit être d'une part capable d'accueillir la production décentralisée quand elle est active ; et d'autre part, être capable d'acheminer la puissance de substitution quand la production décentralisée est inactive. En effet, les SER ne fournissent pas constamment l'énergie nécessaire pour activer un alternateur à pleine capacité. En Belgique, par exemple, les éoliennes onshore ne tournent à pleine capacité qu'environ 20 % du temps, 1 600 heures par an. Le reste du temps, il faut donc pallier cette production déficitaire par une puissance de substitution, qui est alors prise en charge par les centrales électriques traditionnelles. Il faut en quelque sorte prévoir de doubler la production d'électricité attendue d'une SER. C'est un inconvénient majeur de l'ER qui entrave le développement de sa capacité, vu que plus on augmente la capacité d'une SER, plus il faut prévoir le doublement de la production afin de pouvoir subvenir à la demande.

Le caractère aléatoire de la production nécessite :

- une approche probabiliste pour la gestion du réseau,
- une flexibilité des flux de puissance entre les parcs de production,
- une multiplication des lignes vers les zones de production...

De par l'impossibilité de stocker l'énergie électrique (courant alternatif), la production sur l'ensemble du réseau interconnecté doit équilibrer, à tout instant, exactement la demande. La complexité du réseau, la multiplicité des zones de production et, d'une certaine manière la libéralisation du marché, provoquent des instabilités qui amènent le réseau à la limite de la stabilité et de la sécurité. Certaines études s'orientent vers un stockage sous forme cinétique (volant d'inertie) ou sous forme potentielle (par accumulation d'eau ou de compression de gaz) de manière à compenser les irrégularités. À noter que les adaptations techniques nécessaires au raccordement au réseau de l'E-SER à grande échelle engendrent des coûts.

⁶² ELECTRABEL a estimé rentable l'importation des noyaux d'olives en provenance de l'Espagne. (Entretien avec J.-P. Lemmens)

Le tout est destiné à assurer aux particuliers et aux entreprises une alimentation électrique fiable et de qualité (tension, fréquence...).

3. Les obstacles institutionnels

On l'oublie trop souvent, la construction d'installations ne se fait pas sans l'aval des pouvoirs publics et sans tenir compte de l'effet NIMBY (« not in my backyard »). Ces obstacles sont à l'origine de retards importants dans la mise en œuvre et même l'annulation de projets. Les installations de production utilisant une SER ne peuvent pourtant être localisées que dans un endroit propice par rapport à la disponibilité de la SER : un point haut et dégagé pour les éoliennes, une hauteur de chute suffisante pour les barrages... Ces critères peuvent entrer en conflit avec l'aménagement du territoire.

À ces obstacles, s'ajoutent les oppositions locales qui constituent une pression réelle sur les pouvoirs politiques. En effet, une population regroupée en comités de quartier bien organisés représente un frein important au développement des installations utilisant des SER, en particulier la mise en place d'éoliennes on- ou offshore.

Les exemples d'avortement de projets sont nombreux, en particulier à l'encontre d'installations éoliennes. Nous rappellerons le projet offshore prévu au large de Bredene qui avait obtenu 17 autorisations. Il fut débouté par la Ministre Aelvoet pour la 18^{ème}, entraînant son annulation début août 2002. Les motifs invoqués sont d'ordre esthétique et de protection de la nature. Le motif d'ordre esthétique a de quoi étonner les plus soucieux d'une réelle défiguration du paysage. En effet, qui ne préférerait pas dans son « backyard » une belle cheminée ou une enfilade de buildings. Les marins en mer doivent certainement bénéficier d'une vue extraordinaire sur la côte. Quant aux habitants, les simulations visuelles montraient de manière évidente que la présence de ces éoliennes à 15 km du rivage ne perturbaient pratiquement pas le paysage, sans compter que la surface de l'eau est très souvent sujette à la brume, ce qui réduit encore la visibilité des accusées. Devant ce déboutement, on peut aussi se demander quelle personnalité influente se trouvait parmi les habitants du site ! Assez influente que pour faire avorter un projet de cette ampleur à un tel stade d'avancement...

Quant au deuxième argument, l'impact sur l'avifaune, on peut se demander dans quelle mesure le couloir migratoire est la réelle raison d'un refus d'octroi de permis, quand on sait que la même « autorité » a accepté l'implantation d'un même type de parc éolien en face de Knokke-Heist (50 pièces de 2 MW), alors que cette localisation correspond, à quelques kilomètres près, à une réserve naturelle, le Zwin, qui constitue un lieu de repos reconnu de nombreuses espèces d'oiseaux migrateurs. Rappelons que d'après la Commission AMPERE, on ne peut déduire aucune influence sur le comportement des oiseaux de passage : « Hors des habitats ornithologiques, on constate que les impacts d'oiseaux sont de l'ordre de un pour mille pour les oiseaux migrant dans les alentours de la turbine (Gipe, 1995). Les ornithologues sont d'avis que cette proportion est à négliger par rapport à d'autres obstacles tels que les grands bâtiments (ndlr : côtiers ?), les lignes de haute tension, les aéroports, la circulation et la chasse. » (AMPERE 2000 : 93) On doute que le politique a appliqué ici le principe de précaution vu que l'incertitude scientifique n'y a pas sa place. L'interrogation se poursuit quand on découvre que le projet débouté de Bredene est proposé par une société appelée C-Power et que celui de Knokke-Heist, par ELECTRABEL...

CHAPITRE III : LES STRATÉGIES DE PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les ER sont donc devenues le cheval de bataille de l'UE. Outre les motifs majeurs déjà avancés jusqu'ici que sont la réduction des GES et la dépendance énergétique, les aspects économiques et la création locale d'emploi, promouvoir les SER signifie aussi stimuler une industrie dynamique et innovante à la technologie propre.

Le développement des ER dépend cependant d'efforts politiques et économiques considérables. C'est pourquoi la CE dans son Livre blanc propose de doubler la part des ER dans la production énergétique brute de l'UE, pour passer de 6 % actuellement à 12 % en 2010. Les efforts politiques et économiques sont donc indispensables à l'essor des ER et, dans ce chapitre, nous allons examiner les principales stratégies de promotion des ER qui ont déjà été mises en place depuis quelques années dans l'UE. Nous verrons dans le chapitre suivant que la CE a également décidé d'imposer à ses États membres la libéralisation de leur secteur électrique, impliquant par conséquent la caducité de certaines mesures présentées dans ce chapitre.

LES STRATÉGIES DE PROMOTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les ER constituent un élément de réponse à la problématique de l'énergie, mais le challenge est impressionnant. Il faudra non seulement rencontrer les engagements au niveau européen et international, mais aussi subvenir à une consommation énergétique toujours croissante. À cet effet, la CE a mis en évidence les ER depuis quelques années déjà. Comme nous l'avons vu, elles sont soit mentionnées dans différents documents, soit font l'objet de documents ou de programmes de la CE, comme par exemple le programme ALTENER⁶³ de la Direction générale *Transport et énergie* (DG TREN). Via les programmes-cadres de *Recherche, développement technologique et démonstration* (RDD), le programme ALTENER lance périodiquement des appels à projets sur le thème des SER. Elle finance ainsi un certain nombre de projets choisis par concours parmi les propositions. Ce programme cherche à soutenir les initiatives nationales, régionales et locales pour améliorer la promotion publique des SER.

Les stratégies de promotion des SER que l'on peut retrouver au sein de l'UE peuvent être classifiées comme suit : les mécanismes de promotion directe, les approches volontaires et les mécanismes de promotion indirecte. Cette classification se base principalement sur celle présentée dans le rapport du Netherlands Energy Research Foundation (ECN), rédigé en collaboration avec notamment le RISØ (National Laboratory in Denmark) et le ZEW allemand (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung) et intitulé *The Role of an integrated tradable green certificate system in a liberalising market* (2000). Dans ce contexte, nous verrons également la prime extra-tarifaire instaurée en Belgique.

Comme remarque préliminaire, nous mettrons en évidence qu'un pays n'applique généralement pas qu'une seule des stratégies présentées ci-dessous, on assiste généralement à un mélange de ces différentes stratégies.

⁶³ ALTENER est un programme pluriannuel pour la promotion des SER dans la CE.

1. Les Mécanismes de promotion directe

a) LES SUBSIDES

Les subsides basés sur la capacité installée des ER sont un instrument répandu en Europe. Ils consistent en un support financier octroyé par l'état pour promouvoir le développement des ER. Ils sont soit calculés par rapport à la production ou par rapport à la capacité installée. Il s'agit d'un instrument qui supporte les coûts liés à la production d'électricité de nouvelles installations. Les subsides peuvent être ajustés précisément au type de technologie, à la taille et à la localisation de l'installation selon les critères d'octroi de l'aide financière. Par conséquent, le gouvernement peut décider de manière ciblée de la technologie à promouvoir.

Ils stimulent l'offre mais pas la demande en électricité renouvelable. Ils peuvent être distribués de manière inéquitable si le montant total du subside est limité. Il est conseillé de ne plus utiliser ce régime si la technologie qui est soutenue devient trop répandue. Généralement, ces subsides sont relativement plus importants lorsqu'il s'agit de promouvoir le développement de technologies économiquement peu viables, telles que des systèmes PV sur les toits.

b) LA PRIME EXTRA-TARIFAIRE BELGE

C'est le Ministre des Affaires économiques qui fixe et contrôle les conditions tarifaires, recommandées par le Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz (CCEG). Le secteur électrique est, en fait, contrôlé par le CCEG. Celui-ci a été créé en 1955 pour « *veiller à ce que la situation technique, économique et tarifaire des secteurs de l'électricité et du gaz soient orientées dans le sens de l'intérêt général et s'intègrent dans la politique énergétique générale* ».

Le CCEG a instauré en 1995 une aide extra-tarifaire qui consiste à ajouter un bonus au tarif ayant cours sur le marché de l'électricité. La prime extra-tarifaire ER est uniquement accordée pour des fournitures exclusivement « énergies renouvelables » provenant d'installations dont la puissance est inférieure à 10 MW. Elle varie en fonction de la SER. En fait, les prix d'achat de l'E-SER sont toujours définis sur base des recommandations du CCEG 98/21 (Tarif de rachat aux autoproducteurs) et 95/14, 98/19 (Aide au développement des énergies renouvelables). Celles-ci définissent les formules de calcul pour l'établissement du prix d'achat du « kWh renouvelable » fourni au réseau basse tension⁶⁴ (BT). Elle est de 0,050 €/kWh pour l'énergie hydraulique et éolienne ; de 0,025 €/kWh pour la biomasse, et correspond à une compensation entre la vente et les achats pour le solaire PV (puissance crête < à 3 kWc)⁶⁵.

À la demande de l'autoprodacteur, cette aide pourra prendre la forme:

- d'une intervention dans le coût du branchement,
- d'une participation au cofinancement d'un projet avec le distributeur, et
- d'une intervention liée à la disponibilité de l'équipement.

Le paiement de la prime est prélevé sur le fonds « Utilisation rationnelle de l'énergie » (URE) de la production. Le fonds URE est une obligation de dépense pour les entreprises électriques

⁶⁴ C'est-à-dire une tension inférieure ou égale à 70 kV.

⁶⁵ APERE 2001

(ELECTRABEL et la Société coopérative de production de l'électricité⁶⁶ (SPE)). Bien qu'alimenté par les entreprises électriques, il ne modifie pas leurs bénéfices vu qu'il est répercuté sur le prix du kWh.

Le succès de cette prime extra-tarifaire est mitigé en Belgique, car l'augmentation du parc de production d'E-SER (essentiellement en éolien, hydroélectricité et biogaz) est très légère. Sa mise en application par le CCEG présente quelques désavantages. Nous reprenons ici quelques éléments défavorables des règles instaurées par la CCEG que l'APERe a mis en évidence dans son étude intitulée *Aides à l'investissement appliquées dans des pays de l'Union européenne* (2001).

- La prime ne bénéficie pas d'un cadre légal et est donc sujette au « bon vouloir » du CCEG.
- La prime n'est garantie que pour une période de dix ans, alors que la durée de vie des unités de production d'E-SER est calculée sur le double.
- La prime n'est pas accordée aux producteurs d'électricité de service public (ELECTRABEL et SPE), ni pour les autoproductions ni pour les fournisseurs du réseau haute tension (HT)⁶⁷.
- La non-indexation de la prime par rapport à l'inflation.
- Le raccordement au réseau de distribution, contrôlé par les intercommunales de manière peu claire, ne dispose pas d'une tarification définie.
- etc...

Les systèmes de prix ou primes fixes fonctionnent actuellement dans plusieurs pays de l'UE, et comme nous allons le voir dans le point suivant, ils se sont avérés très efficaces pour un développement rapide de l'E-SER.

C) LES TARIFS D'ACHAT

Le régime des tarifs d'achat est considéré comme un subside basé sur la production à partir d'ER. Le point de départ de cette approche est une loi fédérale américaine datant de 1978 : la *Public Utility Regulatory Policy Act* (PURPA). Cette loi obligeait en effet les centrales électriques américaines à racheter toute l'E-SER ou toute l'électricité produite à partir de cogénération, et cela dans leur zone de desserte. La production d'électricité d'origine renouvelable a trouvé par cette loi un cadre extrêmement propice à son développement.

Ce système a été repris en Europe dans le but d'arriver à une contribution significative et rapide des ER dans les bilans énergétiques. Ce régime s'est concrétisé par un prix spécifique établi pour l'E-SER, accompagné d'une obligation des sociétés d'électricité (les distributeurs) d'accepter et de payer toute l'E-SER de producteurs nationaux à un prix fixé. Le coût additionnel de l'électricité est habituellement rejeté sur les consommateurs finals via des tarifs régulés. Les prix garantis varient considérablement d'un pays à l'autre.

Ce type de support est essentiellement utilisé au Danemark depuis 1989, en Allemagne depuis 1990 et en Espagne depuis 1994. Dans le cas de l'Allemagne, ces obligations d'achat avec un prix garanti élevé sont appelées « tarifs d'achat » (loi intitulée *Electricity Feed-in*), alors que dans le cas du Danemark et de l'Espagne, on parle de « primes à l'achat ». Le coût de cette obligation d'achat est totalement à charge des compagnies locales d'électricité en Allemagne. Au Danemark et en Espagne, seulement une partie est prise en charge par les compagnies. Le tarif peut également être complété par un subside de l'État, comme au Danemark, où un subside par kWh livré au réseau est payé aux producteurs indépendants.

⁶⁶ La SPE est une société du secteur public.

⁶⁷ c'est-à-dire pour une tension supérieure à 70 kV

Comme nous l'avons déjà mentionné, dans les pays européens où les pouvoirs publics ont choisi d'instaurer une obligation d'achat avec un prix garanti élevé, le résultat ne s'est pas fait attendre. Les filières proches de la maturité économique, comme l'éolien et la biomasse en cogénération, ont connu un développement rapide et soutenu. Par exemple, en Allemagne, au Danemark et en Espagne, on a assisté à un véritable décollage de la filière éolienne, tant en termes de capacité installée (4 160 MW installés fin 1998, 3 996 MW en 2001 dans ces trois pays ce qui représente 40 % des capacités mondiales nouvellement installées en 2001) qu'en terme d'industrie et d'emploi : le Danemark, l'Allemagne et l'Espagne comptent neufs des dix premiers constructeurs d'aéro-générateurs dans le monde.

Cette réussite s'explique principalement par le cadre favorable pour les investisseurs potentiels qui est dressé par les pouvoirs publics dans leur optique de contribution significative et rapide des ER dans les bilans énergétiques. En outre, le succès de ce régime provient du niveau élevé de rentabilité des investissements ; il est de 15 à 25 %. Cette sécurité d'investissement est maximale à court terme. Cependant, même s'il s'agit d'un instrument propice au lancement des ER sur le marché, on estime toutefois que, dans un contexte de stimulation importante de l'E-SER, ce système deviendra ingérable à long terme et devra être abandonné pour des instruments basés sur les mécanismes de marché. En effet, si la part de l'E-SER croît de manière significative, les coûts d'un tel système vont devenir si importants que l'on peut imaginer que le soutien politique ne sera pas assuré. Par conséquent, la sécurité de l'investissement est peu élevée à long terme.

Ce système a bien évidemment ses détracteurs. Ceux-ci mettent en évidence le risque de déséquilibre du système électrique lorsque les tarifs d'achat sont trop élevés et le fait que les ER ne bénéficient pas des avantages d'une compétition de marché, tels que les innovations technologiques, et la baisse des prix.

d) LE SYSTÈME D'ADJUDICATION

Les États décident dans quelle mesure ils veulent voir l'E-SER pénétrer le marché, et introduisent une compétition aussi bien entre les producteurs d'une même filière d'E-SER qu'entre les filières (PV, éolien, biomasse...). À cet effet, l'État organise un système d'adjudication qui constitue une façon de donner à chaque joueur une chance égale. Les investisseurs sont en compétition pour les subsides de l'État sur la production, accordés à un nombre restreint d'entre eux. Ce système inclut un mécanisme efficace pour diminuer les coûts. À chaque tour d'adjudication, seule l'offre la plus rentable sera sélectionnée pour recevoir le subside. L'E-SER est vendue au prix du marché, alors que la différence entre le prix de vente et d'achat est financée via une taxation non discriminatoire sur toute la consommation d'électricité nationale. L'État membre décide ainsi du niveau désiré de SER, du mélange entre les différentes SER et de leur taux de croissance au cours du temps.

Les enchères concurrentielles ont été instaurées en Grande-Bretagne (en 1990) et en Irlande dans le cadre de la loi intitulée *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO). La France l'utilise aussi depuis 1996, mais à plus petite échelle, dans le cadre de son *Programme Eole 2005*.

Le succès de cette mesure est mitigé ; les filières n'ont pas du tout connu un développement aussi important que dans le cas du tarif d'achat. Si nous comparons le secteur de l'éolien, la différence est importante : seuls 26 MW ont été installés au total en France, en Angleterre et en Irlande en 1998 (94 MW en 2001), contre 1 506 MW (4304 MW en 2001) en Allemagne, au Danemark, en Espagne et en Italie. En Angleterre, la situation est tout aussi éloquente : après huit années de soutien via les NFFOs, seuls 330 MW ont été installés et aucun constructeur anglais ne s'est distingué sur la scène mondiale.

La relative « inefficacité » du système d'adjudication est en partie expliquée par un niveau de rentabilité des investissements inférieur au système des prix d'achat garantis, la rentabilité étant de 8 à 12 %. En outre, elle s'explique aussi par le fait que les développeurs de projets, dans le cas des appels d'offre, sous-estiment les coûts administratifs et les contraintes liées au développement de leur projet, comme des oppositions locales par exemple, afin de rendre leur projet plus concurrentiel.

Les adversaires de ce système critiquent le fait que la compétitivité entre les différentes filières renouvelables s'exerce à un stade beaucoup trop précoce. De plus, dans ce régime, les investisseurs potentiels sont devant de nombreuses incertitudes. Les décisions finales d'investissement seront en effet influencées par le gouvernement, et les experts faisant partie du jury. Ceux-ci seront sous la pression des orientations politiques et de la technologie en vogue au moment de la procédure d'adjudication. La sécurité d'investissement n'est assurée que si l'on gagne les enchères. Or, la chance

de remporter l'épreuve se réduit avec le nombre croissant de projets que l'on attend avec l'essor des ER.

La disparité au niveau de l'efficacité des approches des tarifs d'achat et des appels à propositions a été discutée et analysée, notamment dans le document de travail de la Commission européenne intitulé *L'électricité produite à partir des sources d'énergies renouvelables et le marché intérieur de l'électricité*.

e) LES DEGREVEMENTS FISCAUX ET LES PRIMES

Certains pays européens soutiennent l'E-SER via des dispositions fiscales. Ces régimes peuvent prendre plusieurs formes :

- le dégrèvement de taxes sur l'énergie,
- le dégrèvement de taxes spéciales à l'émission,
- les propositions pour des taux de TVA inférieurs,
- les exemptions de taxes pour les fonds verts ou encore
- les régimes d'amortissements fiscalement attractifs.

En Hollande par exemple, le Gouvernement accorde une prime CO₂ à certaines SER non émettrices de GES ou avec un solde nul en termes d'émission : l'éolien, les cellules PV, la micro-hydraulique (< 10 MW), le bois, le papier non recyclable, et le biogaz issus des déchets agricoles, des boues de stations d'épuration et des déchets ménagers. Cette prime provient de la taxe CO₂ levée sur les énergies fossiles.

2. Les approches volontaires : la tarification verte ou le marketing vert

Les approches volontaires sont basées à la fois sur la production d'E-SER et sur la bonne disposition des consommateurs à déboursier volontairement plus d'argent afin d'être en adéquation avec leur sensibilité environnementale. Il s'agit des systèmes de « tarification verte » ou de « marketing vert ».

Les États-Unis sont à l'origine de ce concept de tarification verte, qui est apparu au début des années nonante au moment où a débuté le mouvement de libéralisation de l'industrie électrique américaine. Ce concept qualifiait les propositions tarifaires de certaines centrales électriques, dans lesquelles un tarif plus élevé était facturé aux consommateurs pour de l'E-SER, mais avec l'assurance que cette électricité était, entièrement ou en partie, produite à partir des ER. Un organisme de contrôle indépendant, souvent une organisation non gouvernementale (ONG), telle que le World Wildlife Fund, vérifie la véracité de l'information.

La tarification verte qualifie donc des factures d'un type nouveau, basées sur une initiative volontaire du secteur électrique et qui reflètent les « préférences technologiques » des consommateurs. Le concept fut exporté en Europe, où l'on parle de tarification verte dans un contexte de monopole du secteur électrique, où ce secteur est intégré et réglementé ; et de marketing vert dans le contexte de marché électrique libéralisé. Le marketing vert est assimilable à un marché de l'électricité verte.

La différence de contexte amène les dissemblances suivantes : au niveau des déterminants de la demande, le marketing vert est tiré par des opportunités commerciales, tandis que la tarification verte est poussée par des entreprises en situation de monopole qui essaient de coller au plus près à une fonction d'utilité collective qui intègre les préférences individuelles en faveur des ER. En outre, la différence s'observe aussi au niveau du :

- choix des produits et des formules tarifaires proposés aux consommateurs,

- nombre des acteurs opérant sur une zone de desserte,
- stratégies,
- l'approche marketing,
- etc.

Le secteur électrique européen ayant une vocation pour la libéralisation du marché électrique, nous ne parlerons plus dorénavant que de marketing vert. Les pays européens tels que les Pays-Bas, la Finlande, la Suède, le Royaume-Uni et l'Allemagne ont repris le concept américain et offrent ce type de services à leurs consommateurs. Pour avoir une idée des prix pratiqués sur le marché vert de l'électricité en Europe, le lecteur peut se référer au site Internet de *Green Price* : <http://www.greenprice.com>.

3. Les Stratégies de promotion indirecte

Les stratégies de promotion indirecte regroupent :

- les taxes sur l'électricité produite à partir d'énergie non renouvelable, telles qu'une taxe sur le pétrole ou le charbon ;
- les taxes sur les émissions de CO₂, SO₂ ou NO_x ;
- les réductions des subsides pour le nucléaire et les combustibles fossiles, tels que le charbon.

En Hollande, par exemple, les consommateurs qui acceptent volontairement de payer plus pour être fournis au départ d'électricité verte, ne payent pas la taxe sur les énergies fossiles. Ainsi, les tarifs proposés pour 100 % d'E-SER (TVA incluse) n'excédant généralement pas 15 %⁶⁸ du prix de l'électricité provenant d'une filière non renouvelable, l'exemption fiscale permet presque totalement l'annulation du surcoût, à charge des consommateurs donc, lié à l'E-SER. Cet « acte civique » devient alors quasi gratuit !

Les décisions qui sont prises concernant les sources d'énergie non renouvelables affectent de manière indirecte le marché des SER. On procède alors à une « internalisation des coûts externes » des sources d'énergie non renouvelables. Cette internalisation consiste à prendre en compte les coûts sociaux et environnementaux de la production et de la consommation d'énergies non renouvelables (combustibles fossiles et nucléaire), tels que la pollution, les risques d'accident, l'épuisement des ressources, le risque de prolifération d'armes nucléaires par vol de combustible... On réalise alors ce que les économistes appellent une « internalisation des externalités négatives ». Cette internalisation peut, à l'évidence, avoir une incidence positive sur le développement de l'E-SER puisqu'elle réduit le désavantage compétitif dont souffre l'électricité verte si l'on admet qu'elle génère moins d'externalités négatives que celle produite à partir de sources fossiles et nucléaires. Elle est, en effet, plus « propre » et moins « risquée ». Les défenseurs des ER demandent depuis longtemps que les pouvoirs publics appliquent ce concept. L'encadrement communautaire des *aides d'État pour la protection de l'environnement* (2001) et le *sixième programme d'action communautaire pour l'environnement* (2002) plaident d'ailleurs en faveur de la nécessité d'internaliser ces coûts environnementaux.

L'un des obstacles à cette internalisation concerne l'estimation des coûts externes induits par tel ou tel mode de production électrique. Il n'existe en effet actuellement pas d'estimation fiable pour chaque type de production (charbon, pétrole, gaz ou nucléaire) tenant compte du coût de la pollution, du risque d'accident, de la fragilité de l'approvisionnement (d'un point de vue politique et tarifaire)... Pourtant, la CE a lancé un projet *ExternE* afin de parvenir à estimer ces fameux coûts externes. Mais pour l'instant, ces efforts n'ont pas porté leurs fruits.

⁶⁸ Martin 1999 : 365

Ces principales stratégies de promotion des ER développées par les États membres pourraient être modifiées suite à la libéralisation du marché européen de l'électricité. Il ne s'agira plus d'évaluer ces initiatives nationales du seul point de vue de leur efficacité. Le débat futur concernera la logique d'un marché libéralisé. Par exemple, on peut se demander si, avec la libéralisation, le système de subside ne perd pas sa raison d'être, parce qu'avant on subsidait l'ER produite et consommée dans le pays ; avec la libéralisation tant du point de vue de la production que de la distribution, l'électricité peut être consommée ailleurs. La subsidiation correspond alors à un subside à l'exportation. C'est l'encadrement communautaire des *Aides d'États pour la protection de l'environnement* qui juge de leur adéquation.

Dans un tel contexte, une nouvelle approche réglementaire pourrait toutefois concilier à l'avenir les impératifs d'un marché libéralisé qui correspondent aux règles suivantes :

- éviter d'introduire un désavantage concurrentiel entre les opérateurs du système électrique et
- respecter les règles de la concurrence en vigueur en Europe entre les pays membres.

Ce sont les systèmes de CV...

4. Les certificats verts

Le mécanisme des CV est à classer parmi les stratégies de promotion directe. Ce système peut être basé sur la quantité d'électricité, sur les émissions de CO₂ ou encore sur les deux. Ce régime permet aux États membres de stimuler l'E-SER et de décider de son degré de pénétration. Le marché des CV fait jouer la concurrence économique entre les filières renouvelables tout en permettant à l'État de contrôler l'objectif à atteindre. Il vient souvent en complément des subsides à l'investissement et des dégrèvements fiscaux. Il est par ailleurs mis en place simultanément avec la libéralisation du marché de l'électricité. Ce mécanisme contribuera à rencontrer les objectifs de réduction des GES, sans impact majeur sur le prix de vente du kWh.

Sept des quinze pays de l'UE veulent développer des systèmes basés sur le concept des CV. Un tel mécanisme de CV fonctionne déjà depuis 1998 aux Pays-Bas, mais sans quota obligatoire. Le marché de CV hollandais fonctionne selon des règles et des procédures précises, établies par EnergieNed (fédération qui regroupe les sociétés néerlandaises d'électricité) dans le cadre de son « *Protocol Monitoring Greenlabels* ». Le quota néerlandais a été volontairement négocié entre les pouvoirs publics et le secteur électrique.

D'autres pays ont opté pour le régime de CV : le Danemark, la Suède, la Belgique, le Royaume-Uni, l'Irlande et l'Italie. En Angleterre et en Irlande, les systèmes sont appliqués. En Italie, le système de CV est limité à certains types de production. En Suède, le système a été défini mais n'est pas encore entré en vigueur. Au Danemark, ce système était supposé démarrer en 2002 ; toutefois, fin 2001, le Gouvernement danois a retiré son assentiment quant à la mise en place d'un tel mécanisme. La situation est pour l'instant gelée par la nouvelle coalition du pays. Pourtant, les États membres ont l'aval de la CE puisque cette dernière lance les États membres sur cette voie en les obligeant, dans sa directive *E-SER*, à garantir l'origine de l'électricité verte au moyen de certificats.

Vu que chaque pays élabore son propre système de CV, même si les caractéristiques principales, dont nous reparlerons, sont les mêmes, nous avons pris le parti de nous référer à ce nouveau concept au pluriel.

La question des interactions entre toutes ces différentes stratégies de promotion des ER que nous avons vues a été discutée de manière approfondie dans le rapport de Schaeffer, *et al*, intitulé *The Implications of Tradable Green Certificates for the Deployment of Renewable Electricity* (1999). Nous

ne développerons pas ce sujet ici. Nous concluons simplement en mettant en évidence la complexité accrue qui intervient dans la combinaison de ces mesures.

CHAPITRE IV : LES PRINCIPES D'UN MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS

Pour remplir les engagements internationaux et nationaux de protection de l'environnement, ainsi que les enjeux énergétiques déjà mentionnés, il devient incontournable de recourir de plus en plus aux ER. Les pays européens cherchent actuellement à stimuler la rentabilité économique de ce secteur afin qu'il puisse se développer à grande échelle. Par conséquent, les pouvoirs publics tentent de trouver des mesures de soutien qui permettent l'installation rapide d'unités de production d'ER à moindre coût. En effet, comme nous l'avons vu, dans le domaine des ER, les coûts d'investissement de départ sont particulièrement élevés et représentent généralement une partie déterminante des coûts des entreprises, ne permettant pas à ces dernières d'avoir des prix compétitifs sur les marchés, d'autant qu'ils se libéralisent. C'est ici que les mécanismes des CV entrent en jeu. Sur le plan national d'abord, les régimes des CV connaissent depuis quelques années un engouement certain ; et sur le plan européen, ce système gagne ses lettres de noblesse.

Les CV viennent des États-Unis où, au début des années nonante, des réflexions se sont portées autour des *Portfolio Renewable Standards*. Ces systèmes se sont ensuite exportés en Europe avec en premier lieu les Pays-Bas en 1998. Perçus par bien des pays européens comme un instrument intéressant de soutien à l'E-SER, les objectifs principaux de ces systèmes sont au nombre de trois.

- Stimuler la production et de ce fait la pénétration de l'électricité renouvelable sur le marché de l'électricité aujourd'hui largement dominé par la filière conventionnelle. On espère ainsi diminuer le prix de l'électricité verte pour qu'il rejoigne celui de l'électricité de la filière non renouvelable.
- Mettre en compétition économique les différentes filières de production d'E-SER de façon à minimiser les coûts de production. En effet, la concurrence pousse les producteurs à rendre leurs technologies matures le plus vite possible. Elle donne également une impulsion aux projets qui sont déjà les plus rentables de par leur maturité ou leur localisation géographique favorable.
- Permettre au gouvernement de contrôler l'évolution de la production d'électricité et de contrôler ainsi ses objectifs en matière d'E-SER visant à réduire les émissions de GES.

Les systèmes de CV sont des mécanismes comptables, souples, transparents et efficaces qui permettent de négocier séparément l'avantage environnemental et la quantité physique (les kWh) de l'électricité verte. Dans ce marché, les deux quantités -électrons et CV- sont produites par un producteur d'électricité verte mais sont ensuite négociées séparément. Les systèmes de CV internalisent en quelque sorte les avantages environnementaux par rapport à une production classique. Il en découle de nombreux avantages pour les producteurs.

Ces systèmes ne suivent pas, à proprement parler, les lois du marché puisqu'ils sont sujets à un quota et à une pénalité, comme nous le verrons. Ils s'inscrivent plus exactement dans un contexte de « marché régulé ». Ils sont complémentaires à des quotas d'électricité verte que les pouvoirs publics imposent aux acteurs du système électrique : producteurs, fournisseurs ou consommateurs. Il s'agit d'une nouvelle approche pour développer les ER qui permet à l'ensemble des producteurs d'ER de bénéficier indirectement d'une demande garantie pour l'énergie qu'ils produisent. Sans oublier que les mécanismes de CV sont des instruments compatibles avec le contexte de libéralisation du secteur de l'électricité.

Dans le présent chapitre, nous tenterons de développer les caractéristiques des mécanismes de CV et de présenter leur fonctionnement de manière générale. Nous ferons également quelques remarques quant à sa mise en place, et nous terminerons par un bref commentaire sur l'instauration d'un système de CV au niveau européen et par les prémices d'une comparaison avec les permis d'émission négociables, l'un des mécanismes flexibles de Kyoto.

A. LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DES SYSTÈMES DE CERTIFICATS VERTS

Le système repose sur deux axes fondamentaux.

- Les producteurs se voient attribuer, pour une période donnée, un nombre de CV en fonction de la quantité d'électricité d'origine renouvelable produite pendant cette période.
- Les sociétés électriques (producteurs, fournisseurs d'électricité) ou les consommateurs doivent respecter un quota d'électricité de provenance verte, volontaire ou imposé par les pouvoirs publics.

En théorie, on peut donc envisager trois systèmes de CV selon que l'obligation porte sur l'un ou l'autre acteur. Chacun de ces systèmes présente des avantages et des inconvénients selon le contexte propre à chaque industrie électrique. Par exemple, un système portant sur les consommateurs n'introduit pas de désavantage compétitif au niveau des producteurs, mais le grand nombre de consommateurs induit un contrôle et un suivi du système extrêmement coûteux, voire même infaisable. Dans notre exposé, nous avons choisi d'envisager le système de CV qui implique un offreur de CV : le producteur, et un demandeur de CV : le fournisseur. En effet, c'est le type de système de CV qui a tendance à s'imposer et qui a été choisi en Belgique.

Dans un tel système, tout producteur d'électricité verte valorise sa production de deux manières distinctes :

- en vendant ses kWh au réseau électrique (au prix du marché de gros) et
- en vendant ses CV aux opérateurs qui ont une obligation de quote-part d'électricité renouvelable par rapport à leur bilan électrique. Les bénéfices de cette transaction constituent ainsi une rentrée financière supplémentaire venant s'ajouter à la vente de leur électricité au réseau électrique.

En outre, dans un tel système, les demandeurs de CV peuvent en principe se procurer des CV de quatre manières distinctes :

- en produisant eux-mêmes leur électricité verte,
- en achetant des CV auprès de producteur d'électricité verte,
- en achetant des CV auprès d'opérateurs qui en possèdent plus qu'ils ne doivent légalement en détenir et
- en achetant des CV auprès d'intermédiaires ou de courtiers spécialisés sur le marché.

Les fonctions et les règles des systèmes de certificats verts

Le système de CV négociables regroupe six fonctions de base qui permettent l'instauration de ce système :

- la certification de l'installation verte,
- l'attribution des CV,
- les CV,
- la supervision et l'enregistrement des CV,
- les quotas et
- la sanction.

a) LA CERTIFICATION DE L'INSTALLATION VERTE

La première étape est de déterminer ce que l'on va certifier. Le législateur doit définir quelles sont les SER à partir desquelles un producteur peut recevoir des CV pour sa production électrique. Le producteur d'électricité verte procède alors à la certification de son installation. Cette certification de l'origine des électrons est indispensable lorsqu'un quota est imposé. Elle garantit que le type d'installation, la technologie et la ressource utilisée répondent aux critères définis par le gouvernement. Il faut en effet s'assurer que seuls les producteurs qui correspondent à ces critères reçoivent des CV.

La certification permet ainsi de minimiser les risques de fraude. La fraude constitue une préoccupation centrale à divers égards dans l'instauration des systèmes des CV, et il faut s'en prémunir pour que le système fonctionne correctement. La certification doit être réalisée régulièrement par des institutions indépendantes du marché électrique. En effet, la vérification de la méthode utilisée pour la production d'électricité est également importante après certification, car comme nous l'explique l'APERe dans son étude *Mise en place d'un marché des certificats verts en Belgique* (2000), il est aisé de faire certifier son installation comme utilisant une technologie à partir de biomasse, puis après certification de l'installation, remplacer le combustible organique renouvelable par un combustible fossile.

L'indépendance de l'organe de certification et la certification sont des paramètres essentiels afin de mettre les acteurs du marché de l'électricité en confiance lors de l'échange des CV. En outre, chaque région certifie les producteurs situés sur son territoire. Dans le cas où les normes et procédures de certification ne seraient pas identiques, il faut prévoir des accords de reconnaissance mutuelle qui accorderaient leur confiance à la certification effectuée dans d'autres régions.

b) L'ATTRIBUTION DES CERTIFICATS VERTS

Une fois l'installation certifiée et sa production d'E-SER en route, le producteur d'électricité verte demande à l'instance d'attribution de lui octroyer un CV pour chaque unité prédéfinie d'E-SER qu'il vend au réseau ou qu'il autoconsomme. L'attribution se déroule de manière continue au fur et à mesure de l'enregistrement de la production électrique de l'installation « verte ».

L'instance d'attribution doit également mettre en place une procédure de contrôle de façon à garantir que le nombre de certificats attribués correspond à la production effective. La connexion au réseau permet de comptabiliser la production électrique fournie au réseau. Mais il n'est pas toujours aisé de comptabiliser les productions qui ne passent pas par le réseau (autoproducteurs ou systèmes autonomes), comme par exemple dans le cas de l'alimentation d'un hangar réfrigérant par électricité éolienne.

c) LES CERTIFICATS VERTS

Un CV est un document au porteur prouvant la production d'E-SER et correspondant généralement à une certaine quantité d'électricité selon la formule suivante :

$$1 \text{ certificat vert} = X \text{ MWh}$$

Mais ce système peut être aussi basé sur les émissions de CO₂ ou sur la quantité d'électricité **et** les émissions de CO₂, comme nous l'avons déjà mentionné.

Les CV reprennent des données, telles que l'année de production, le lieu de production/de l'installation, le type de technologie utilisée, le type de SER ainsi que ses caractéristiques principales, la puissance nominale de l'installation, la période de production, etc. Chaque certificat doit être unique et identifiable séparément.

Un certificat est retiré de la circulation à partir du moment où :

- un acteur livre son certificat à l'organe d'enregistrement pour remplir son obligation,
- la date d'expiration du certificat est passée ou
- il a été obtenu frauduleusement.

d) LA SUPERVISION ET L'ENREGISTREMENT

Les CV obtenus pour la production d'une installation certifiée « verte » doivent être repris dans un registre. C'est l'opérateur de réseau qui fournit en données l'organe de supervision et d'enregistrement puisque lui seul sait combien de kWh sont produits par les installations certifiées. À chaque quantité pré-définie de kWh produite, une installation se voit créditée d'un CV supplémentaire sur son compte. L'organe de supervision et d'enregistrement comptabilise les CV sur le compte de chaque producteur. Tous les échanges de certificats sont également répertoriés. En effet, le producteur peut vendre, via un contrat bilatéral ou une bourse de CV - nous y reviendrons - ses certificats à toute personne détenant un compte dans le registre. Le rôle de cet organe est de surveiller la nature et la légalité des transactions entre les offreurs et les demandeurs de CV et de sécuriser le transfert des certificats d'un compte à un autre. Comme nous l'avons vu, quand un CV a été utilisé pour remplir une obligation, volontaire ou imposée, il est effacé du registre. Ce certificat ne peut plus être échangé. Pour que les opérateurs aient confiance en ce système, il est important de s'assurer que les comptes sont bien tenus et que les risques de fraude sont minimisés.

e) LES QUOTAS

Selon une échéance fixée à l'avance, chaque société d'électricité doit faire la preuve qu'elle s'approvisionne bien, pour sa quote-part calculée au prorata de son bilan électrique annuel, sur le marché de l'E-SER. Les CV sont achetés pour remplir cette quote-part d'E-SER que le gouvernement impose aux distributeurs et fournisseurs ou que l'industrie s'impose de manière volontaire. En outre, les CV sont souvent assortis d'une obligation qui pèse sur le gestionnaire du réseau. Celle-ci requiert d'acheter en priorité l'électricité qui provient d'installations certifiées comme « vertes ».

f) LES SANCTIONS

Une sanction est appliquée, si les quotas ne sont pas atteints. La sanction communément admise est une amende proportionnelle au nombre de CV manquant. Cette amende peut prendre diverses formes. La destination du montant récolté varie également.

B. LES PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS

Les Échanges des certificats verts

Le soutien aux ER par le truchement d'un marché des CV négociables repose sur la mise en place d'un marché financier pour permettre à chaque opérateur de se procurer ses CV. L'échange des CV peut être effectué par le propriétaire de ceux-ci ou par le truchement d'une « banque ». Celle-ci peut représenter un producteur d'électricité ou une association de producteurs. Les titres peuvent s'échanger soit via un contrat bilatéral, soit via une bourse d'échange.

- **Les contrats bilatéraux** : ce moyen d'échange sera choisi si le nombre d'acteurs sur le marché est trop peu important. Il s'agit d'une transaction qui s'établit directement entre un offreur et un demandeur de CV. En pratique, un fournisseur achète des titres en contractant directement avec un ou plusieurs producteurs.
- **La bourse des CV** permet de pouvoir centraliser les prix d'échange. Une seule bourse par zone d'échange de CV permet de minimiser les coûts et d'avoir un volume de CV plus important à échanger. Selon l'étude de l'APERe (2000), même si le marché des CV est un marché indépendant du marché de l'électricité physique (flux d'électrons), l'organisation de l'échange des CV pourrait être couplée à l'échange de l'électricité physique, étant donné que les acteurs concernés sont les mêmes sur les deux marchés. Toutes ces activités requièrent bien entendu un enregistrement et une supervision rigoureux.

Selon l'expérience néerlandaise, l'achat de CV auprès d'intermédiaires ou courtiers spécialisés sur le marché n'est pas le type de transaction qui se dégage en premier. Dans les premiers temps de la mise en route de ce système, les transactions bilatérales représentent la pratique la plus courante. Toujours selon l'expérience néerlandaise, les contrats passés entre offreurs et acheteurs sont essentiellement des contrats à long terme, de sept ans en moyenne, apportant ainsi une certaine stabilité. En outre, la grande majorité des transactions bilatérales se sont déroulées entre un producteur de CV et la compagnie de distribution à laquelle celui-ci vendait également sa production d'électricité.

Selon les spécialistes, un marché au comptant et un marché à terme vont se développer.

- Sur le **marché au comptant**, les acteurs du marché vont négocier des CV qui ont été émis dans le passé. Il s'agit d'une « mise en réserve ». C'est sur ce marché que les acteurs sur qui pèsent l'obligation achèteront des CV.
- En revanche, sur le **marché à terme**, les acteurs du marché peuvent négocier des contrats à long terme, comme par exemple, conclure un contrat concernant des CV qui seront émis dans le futur. Il s'agit de l'« emprunt », nous y reviendrons. Le marché à terme sera utilisé pour compenser les risques liés au prix, et partant, sécuriser les investissements dans des projets concernant l'E-SER.

a) L'OFFRE ET LA DEMANDE

Comme tout marché, le marché des CV se compose d'une offre, les producteurs d'E-SER certifiés, et d'une demande, ceux sur qui pèsent l'obligation de quote-part. L'offre et la demande en CV ont les deux mêmes composantes : la quantité demandée et le nombre d'acteurs.

- **La demande** est créée soit volontairement, soit par l'obligation de quotas. Elle est fixée par l'objectif d'E-SER imposé par le gouvernement ou de manière volontaire par l'industrie. La demande peut être composée de différents acteurs : soit directement les clients, soit les intermédiaires, ou encore le gouvernement. Ajoutons que dans le cadre d'un marché de l'électricité verte, le marketing vert peut également constituer une source de demande en CV, c'est l'objet de notre titre suivant.

- **L'offre** en CV est déterminée par la capacité installée d'ER, qui est limitée. Étant donné qu'il est difficile d'augmenter la capacité installée à court terme, la capacité est fixée pour une période déterminée, même si l'évolution des conditions du marché est en faveur d'une capacité accrue. L'offre en CV est aussi déterminée par la taille du certificat, c'est-à-dire la quantité d'électricité qu'il représente. Elle est exprimée en kWh. Cette taille est différente selon les systèmes mis en place. À remarquer que si la taille est trop importante, il y aura moins de certificats sur le marché. Celui-ci est donc moins fluide. Les petits producteurs d'E-SER doivent attendre longtemps avant de recevoir leurs certificats et donc de pouvoir les vendre. Or, le marché fonctionnera d'autant mieux que le nombre de transactions qui s'y opère est important. Il est donc nécessaire de disposer d'une offre et d'une demande suffisante afin d'assurer la liquidité du marché et d'éviter qu'un seul acteur influence le prix.

Le marketing vert

Le marketing vert peut donc également constituer une source de demande en CV. En effet, comme vu précédemment, dans de nombreux pays industrialisés, un marché vert de l'électricité s'est développé. Via ce marché, des opérateurs électriques offrent aux consommateurs une production électrique partiellement ou totalement d'origine renouvelable contre un prix généralement supérieur. Afin de prouver au client que l'électricité qu'il achète est bien d'origine verte le fournisseur donne alors à son client le nombre de CV qui correspond à la quantité d'électricité achetée. Le client pourrait utiliser ces CV pour prouver sa consommation verte et ainsi bénéficier d'une réduction de taxe (comme c'est le cas en Hollande avec la taxe sur les énergies fossiles) ou se faire rembourser d'un certain montant par l'organisme qui collecte les sanctions auprès des fournisseurs qui n'ont pas rempli leur quota.

Si les fournisseurs ne donnent pas les CV aux clients qui ont acheté de l'électricité verte, ceux-ci peuvent :

- soit contribuer à remplir le quota : les compagnies de distribution font dès lors porter une partie du coût de leur obligation sur une minorité de consommateurs (ceux qui choisissent les tarifs verts). Dans ce cas il ne devrait y avoir aucun effet sur le marché des CV ; seul un transfert de la charge financière sera opéré.
- soit être conservés dans des comptes séparés : les coûts de l'obligation sont répartis entre tous les consommateurs, mais certains payent davantage. Le marketing vert a un effet d'expansion sur les ER vu que le quota est déplacé.

b) LE PRIX

Les acheteurs payeront un certain prix pour les CV afin de rencontrer leur obligation de quota. Ce prix n'est pas fixé à l'avance puisqu'il résulte de la loi de l'offre et de la demande. Ainsi, selon la capacité d'ER installée durant la période considérée, trois situations de détermination du prix d'équilibre sont possibles. Elles sont reprises du rapport de Schaeffer, *et al*, intitulé *Tradable Green Certificates* (1999).

- La capacité installée correspond à l'obligation de quota.
- La capacité installée est inférieure à l'obligation de quota : dans ce cas, l'offre en CV est inférieure à la demande. Cette situation engendre une compétition entre acheteurs de CV, ce qui entraîne une pression à la hausse des prix des CV. Cette hausse ne dépassera toute fois pas le montant de la pénalité. Cette situation est très attractive pour de nouveaux producteurs désireux de fournir de l'E-SER.
- La capacité installée est supérieure à l'obligation de quota : dans ce cas, l'offre en CV est supérieure à la demande. Cette situation engendre une compétition entre vendeurs de CV, ce qui entraîne une pression à la baisse importante sur les prix des CV. Les CV ont toutefois un prix plancher correspondant au prix minimum, qui est discuté plus loin.

En conclusion, le volume de l'offre et celui de la demande est déterminant. Le prix dépend en effet du rapport entre l'offre et la demande. Le fait que l'offre soit inflexible à court terme de part une capacité installée difficile à ajuster, engendre une variation importante du prix des CV. La fourchette de variation est grande. D'un côté, le prix peut correspondre au montant de la pénalité au cours d'une période, c'est la situation de « sous-capacité » ; de l'autre, il peut égaler un prix minimum au cours d'une autre période, c'est la situation de « sur-capacité ». Par conséquent, le marché des CV est marqué par une volatilité importante du prix. Nous développerons ci-après les facteurs pouvant engendrer la volatilité du prix.

La volatilité du prix

Plusieurs raisons peuvent expliquer la volatilité du prix des CV. Nous avons déjà mentionné la volatilité du prix résultant de l'ajustement inflexible de la capacité à court terme. D'autres raisons sont à invoquer, notamment les barrières au développement de l'ER, dont nous avons déjà parlé. Par ailleurs, nous pouvons épinglez cinq autres paramètres : le manque de transparence, les facteurs stochastiques du climat, la validité des CV, la fixation de l'objectif et la volatilité des prix des énergies fossiles. Le rapport de Schaeffer, *et al*, intitulé *Tradable Green Certificates* (1999) nous a permis d'élaborer cet aspect. Tous ces obstacles sont à l'origine d'une méfiance des investisseurs.

□ **Le manque de transparence**

Favoriser la transparence du marché des CV ainsi que l'égal accès aux informations y afférentes, contribuent à un fonctionnement compétitif du marché, et en particulier à éviter la volatilité du prix. Il est indispensable d'assurer la transparence du marché pour tous les participants. En effet, dans un environnement compétitif, le choix d'augmenter sa capacité installée dépendra des prévisions possibles qu'un producteur pourra faire par rapport au prix futur des CV. Or, si le marché n'est pas transparent, les investisseurs éprouvent des difficultés à décider s'il est approprié ou non d'augmenter leur capacité installée d'ER.

Le prix des CV sur le marché au comptant ne fera pas transparaître de manière évidente les informations nécessaires à une évaluation judicieuse du marché vu l'écart temporel qui existe entre l'investissement et par la suite l'offre. Par conséquent, si le prix pour les CV est élevé à un moment donné, il n'est pas certain que les investisseurs seront enclins à augmenter leur capacité installée, de peur d'arriver à une situation de sur-capacité, et donc de baisse du prix du certificat.

Plusieurs solutions existent afin de garantir cette transparence du marché, comme par exemple :

- de prévoir la publication de la capacité installée totale pour l'ER,
- de créer un marché à terme,
- de publier, via les moyens de communication modernes, les prix auxquels les échanges ont été conclus, la quantité qui a été échangée et le nom des parties qui ont signé le contrat.

Ces informations permettront aux acteurs de se faire une idée du prix du marché. Notons que, dans le cadre du système de CV mis en place aux Pays-Bas, EnergieNed avait annoncé au départ qu'il inclurait sur son site Internet dédié aux CV, une rubrique intitulée *Prix du marché*. Toutefois, un accord a été passé en 1999 entre EnergieNed et les professionnels des ER afin de protéger des informations considérées comme confidentielles. Le lecteur peut s'informer plus amplement sur le système des CV en Hollande en visitant le site Internet suivant : <http://www.groenlabel.com>.

□ **Les facteurs stochastiques du climat**

L'offre en CV est également influencée par les facteurs climatiques initiateurs d'E-SER (eau, vent, ensoleillement...). Leurs variations annuelles engendrent une incertitude sur la quantité de CV produite. Ceci peut entraîner la volatilité des prix, puisque le quota, lui, est fixe et ne prend en compte qu'une production moyenne. Pour pallier ce problème, il est possible de faire intervenir une

pondération climatique, c'est-à-dire un facteur correspondant à chaque SER influencée par le climat, qui corrigerait l'impact climatique. Le certificat émis est alors pondéré selon l'indice climatique du moment de la production électrique. Cet indice est spécifique à la technologie d'origine. Le désavantage de ce système est le temps qui sépare la délivrance d'un CV et la mesure du facteur. Par exemple, le facteur de vent est mesuré tous les mois, ce qui implique que l'on ne connaîtra la valeur des CV de cette période qu'à la fin de chaque mois. On peut aussi envisager d'ajuster par période l'obligation de quota selon les SER sous l'influence du climat.

D'autre part, les facteurs climatiques sont également un paramètre à considérer dans la fixation de la validité des CV. En effet, une durée de validité limitée porte fortement préjudice au fonctionnement du marché puisque la disponibilité de certaines ressources renouvelables (vent en particulier) peut varier d'une année sur l'autre (de l'ordre de 5 %⁶⁹). Si les CV sont valides sur une plus longue période, il est probable que la quantité de vent dans cette période équivaut en moyenne le facteur relatif au vent. En l'occurrence, on peut envisager d'accroître la période de validité des CV afin de diminuer les risques de volatilité des prix, ce qui nous amène au point suivant.

□ La validité des certificats verts

La durée de validité des CV : elle consiste à déterminer si les certificats obtenus pour la production d'E-SER d'une certaine période, peuvent être reportés d'une année à l'autre afin d'augmenter la stabilité du système. Décrivons ici deux situations opposées.

- Si les certificats ont une limite temporelle d'un an, l'offre et la demande doivent coïncider chaque année, car ce sont uniquement les CV générés durant cette période qui peuvent être comptabilisés. L'obligation ne peut pas être reportée à la période suivante. Dans un tel système, le prix des CV fluctue en fonction de l'abondance des SER (soleil, vent, eau, récolte), nous en avons déjà parlé. Les acteurs de ce marché ont par conséquent d'énormes difficultés à prévoir le prix des certificats. En outre, les producteurs et les acheteurs ne peuvent pas conserver des certificats produits une bonne année en prévision d'une année moins bonne. En fait, toute limite temporelle sur la validité des certificats empêche les acteurs de se prémunir contre les fluctuations du prix des CV.
- À l'inverse, si les certificats ont une durée de vie illimitée, le détenteur de CV peut choisir le moment opportun pour utiliser son titre. Le fait d'étendre indéfiniment la durée de vie des CV permet de répartir les pertes ou les gains en cas de ressources respectivement rares ou abondantes. De cette manière, le producteur peut, en cas de production abondante, conserver une partie de ses certificats de façon à maintenir le prix du marché plus haut et à pouvoir les vendre lorsque sa production sera inférieure à la moyenne.

En bref, une durée de validité appropriée permet d'accroître la flexibilité de l'offre et de la demande en CV et de diminuer les fluctuations tarifaires.

La validité des CV : on peut également stabiliser les prix en jouant sur la validité des CV qui pourraient être « empruntés » à une production future. Il s'agit ici d'autoriser l'emprunt de certificats d'une production qui n'a pas encore eu lieu. On emprunte ainsi des CV que l'on suppose être engendrés au cours de la période suivante afin de respecter l'obligation de quota de la période dans laquelle on se trouve. Cette mesure permet d'améliorer la flexibilité de l'offre sur le marché des CV en corrigeant automatiquement par exemple les facteurs stochastiques du climat. Si une année, le vent s'est montré paresseux, le manquement aux obligations peut être comblé par des certificats futurs. Le risque est de voir les acteurs reporter indéfiniment leurs investissements. Ce comportement peut être corrigé en limitant l'emprunt dans le temps. D'aucuns proposent que le gouvernement récolte temporairement la pénalité et la garde en dépôt. Le fait de perdre les intérêts de l'amende devrait inciter les acteurs à récupérer leur somme assez rapidement.

⁶⁹ Martin 1999 : 354

□ La fixation de l'objectif

La mise en place d'un système de CV permet au gouvernement de respecter ses objectifs à long terme en matière de renouvelable. Afin d'assurer la confiance des investisseurs, il faut que ces objectifs soient clairement traduits en échéancier à long terme fixant les quotas de CV et les périodes ainsi que les règles du jeu. Ces obligations de quotas ne pourront subir aucun changement au cours des années. Ni des élections ni de nouvelles priorités gouvernementales ne pourront altérer ces obligations. Cette condition est primordiale afin de donner confiance aux acteurs du marché quant au retour sur l'investissement par l'entremise du marché des CV. Si les acteurs du marché sentent que le gouvernement pourrait changer les règles du jeu, ils essayeront d'anticiper ces changements dans leurs décisions, menant à des distorsions de marché. Une politique gouvernementale claire et cohérente est par conséquent une condition *sine qua non* pour assurer la stabilité du système des CV.

Dans le cas où l'objectif serait défini comme un pourcentage de la consommation totale d'électricité, et étant donné que la plus grande partie de la demande se calquera à l'objectif fixé par le gouvernement, le niveau de l'obligation est incertain et par là-même le nombre de CV.

□ La volatilité des prix des énergies fossiles

La volatilité du prix des CV devrait être influencée par la volatilité des prix des énergies fossiles, du pétrole et du gaz. En effet, si le prix du gaz augmente, les investisseurs vont envisager de se tourner vers les SER puisqu'elles deviendront plus compétitives. L'offre supérieure en électricité renouvelable va faire baisser le prix du CV selon la loi de l'offre et de la demande déjà expliquée plus haut.

Le prix minimum

Nous l'avons vu, il est très difficile aux investisseurs de pouvoir compter sur un prix fixe des CV. Une mesure simple peut soutenir un relatif équilibre des prix ; il suffit d'instaurer une fourchette dans laquelle le prix pourra fluctuer mais ne dépassant jamais ni vers le bas ni vers le haut, un certain prix fixé. La limite inférieure peut temporairement être représentée par un prix minimum pour l'E-SER, et la limite supérieure peut correspondre au montant de la pénalité. Lorsque ces deux limites seront assez proches l'une de l'autre, la volatilité du prix liée à la valeur intrinsèque du CV peut être contrôlée en attendant un marché plus mature.

Un prix minimum du marché peut-être obtenu de plusieurs manières.

- « Le prix minimum est imposé.
- Il n'y a pas de prix minimum imposé mais lorsque le prix du marché descend sous le seuil défini, le gouvernement achète les certificats au prix défini comme le prix minimum. Ce système est appliqué au Danemark.
- Le prix minimum peut être obtenu par une compensation venant de l'état sous forme d'aide tarifaire lorsque le prix du marché descend sous le seuil. » (De Radiguès, Huart 2000 : 36)

C) LE QUOTA

Les CV permettent de prouver que le quota fixé est atteint. Le certificat a donc une valeur marchande puisque si le quota n'est pas atteint, le fournisseur paie une pénalité.

La question de la hauteur du quota, élément qui influence grandement la stabilité du système, a été discutée dans l'étude de l'APERe (2000), nous reprenons ici quelques éléments. La fixation du quota doit se faire après étude du potentiel technique et économique de chacune des technologies admises pour le remplir. Décider de la hauteur du quota est difficile et n'est pas sans conséquence. Si la hauteur du quota est trop basse, le quota stimule uniquement le développement des technologies les meilleurs marchés, ainsi que le développement des installations situées principalement dans les zones où les prix de revient sont les plus bas (éolien : zone à vent fort, hydroélectrique : forte dénivellation...). Si la hauteur du quota est trop haute, le système se révélera économiquement

inefficace. Si la hauteur du quota est bien ajustée, elle entraîne une baisse des prix de l'E-SER. Mais il est bien entendu très difficile de parvenir à cette justesse du quota !

On peut également jouer sur les quotas afin de ne pas mettre en concurrence économique toutes les filières. Dans cette optique, il suffit d'instaurer des quotas différents par groupe de technologies. De cette manière, le régulateur fixe non seulement le niveau global de développement des ER, mais détermine également précisément le développement de chaque technologie.

Le moment de clôture des quotas est un autre paramètre influençant fortement la stabilité du prix d'achat et donc des systèmes des CV. Le lecteur peut se référer à l'étude de l'APERe (2000) pour approfondir la question.

d) LA SANCTION

Le montant de l'amende sera déterminant pour le prix du CV. Si l'amende est fixée à un certain montant par kWh vert manquant, elle marquera le prix maximum du marché. En effet, aucun fournisseur ne sera prêt à payer plus que le montant de l'amende puisque pour ce prix il peut « s'offrir » l'exonération. Par contre, si l'amende est exprimée en fonction du prix du marché du CV, la pénalité doit être supérieure au prix du marché (par exemple 150 % du prix moyen des CV sur l'année écoulée). Aucun plafond n'est alors fixé. Une telle forme de sanction serait bien moins « sécurisante » pour les fournisseurs. Cette insécurité les pousserait à investir eux-mêmes dans des unités de production renouvelable pour être certains d'avoir des CV à prix abordables.

C. LES AVANTAGES ET LES INCONVÉNIENTS DES SYSTÈMES DE CERTIFICATS

VERTS

1. Les Avantages

- En théorie, ils doivent permettre à des opérateurs électriques de satisfaire au moindre coût à une quote-part d'E-SER. De plus, la répartition des efforts entre les opérateurs est plus juste, contrairement au cas du régime des tarifs d'achat (voir chapitre III). Ils n'introduisent en effet aucun désavantage entre les opérateurs localisés dans des zones richement dotées en ressources renouvelables et les opérateurs situés dans des zones moins bien dotées.
- Les producteurs verts reçoivent une rentrée financière supplémentaire par la vente de leurs CV, ce qui rentabilise leurs installations et permet leur extension. En effet, selon l'expérience néerlandaise, ce mécanisme stimule les investissements dans les ER. En pratique, la valorisation d'1 kWh vert se fait *in fine* à un prix garantissant une bonne rentabilité des investissements.
- Lorsqu'ils sont mis en place correctement, ces systèmes font preuve d'une stabilité et d'une transparence, nécessaires aux investisseurs potentiels. Du point de vue de la transparence, le volume d'électricité verte est en effet connu à long terme. Il n'est *a priori* pas soumis aux aléas politiques.
- Ils exercent une pression concurrentielle constante sur les producteurs, ce qui augure une efficacité dynamique améliorée.
- Ils permettent aux gouvernements de maîtriser l'évolution du secteur de l'électricité renouvelable dans la zone d'échange des CV par la détermination du quota à atteindre dans cette zone.
- Ils permettent aux États de se désengager par rapport aux subsides à l'énergie verte. On oblige le producteur et le consommateur à se débrouiller seuls. Avant, ces énergies vertes étaient soutenues par les subsides octroyés via les impôts. Avec les mécanismes de CV, elles sont rentables grâce au paiement des consommateurs. On assiste à une simplification des étapes. On passe directement du producteur, via le distributeur, pour terminer chez le consommateur.
- Ils présument une baisse du prix de l'E-SER, selon certains grâce à une hauteur de quota bien ajustée ; selon d'autres grâce à une compétition entre producteurs et un approvisionnement croissant en CV.
- Il s'agit d'une mesure de soutien aux ER, compatible avec le nouveau contexte concurrentiel d'ouverture du marché qui s'impose dans les industries électriques. En effet, les systèmes de CV n'introduisent pas de biais concurrentiel entre les opérateurs électriques puisqu'ils doivent tous satisfaire au même quota, à un prix idem pour tous : le prix d'un CV.
- Ils s'adaptent à une variété de marchés d'ER. Ils peuvent cohabiter avec différentes stratégies dont nous avons parlé dans le chapitre III. En effet, dans le cas du régime de tarifs d'achat, il suffit de garantir ces obligations d'achat avec un prix garanti élevé, non pour la quantité physique (kWh injectés sur le réseau) mais pour les CV associés. De la même manière, dans le cas du système d'adjudication, il suffit de modifier le système d'appels d'offre vers une soumission pour des prix de CV, au lieu d'une soumission pour des prix garantis du kWh ; les meilleurs projets contractant à long terme pour un prix fixe de CV.
- Dans le cadre d'un marché de l'électricité verte, et donc des programmes de marketing vert, ils peuvent servir d'outil de certification de l'électricité renouvelable produite, puisqu'ils permettent de garantir « l'appellation d'origine » des électrons verts circulant sur le réseau. Ils sont la preuve pour les consommateurs d'électricité verte qu'une certaine quantité d'électricité renouvelable a été produite. En d'autres termes, les systèmes de CV ne représentent pas seulement une nouvelle approche réglementaire, mais aussi un outil concourant au bon fonctionnement des marchés d'électricité verte.
- Les caractéristiques d'un tel système sont compatibles avec la mise sur pied d'un système unique européen basé sur le marché des CV. Nous en reparlerons.

2. Les Inconvénients

- Les investisseurs sont en situation d'insécurité, surtout au début de l'application des systèmes.
- Le nombre d'opérateurs doit être suffisant pour que le marché fonctionne correctement.
- Toutes les technologies sont traitées de la même manière alors que leur niveau de développement est très différent, ce qui entraîne une concurrence entre les filières. Cet handicap ne peut être contourné que par une complication du système.
- Les subsides avaient l'avantage de faire bénéficier toutes les SER indistinctement. Or, la version « simple » du système des CV ne différencie pas les technologies. Ceci crée une disproportion dans le développement des différentes SER, puisqu'on se focalise plus sur la rentabilité des projets. Les technologies les moins chères attirent particulièrement les producteurs et investisseurs, alors que celles qui se sont développées récemment sont encore fort coûteuses. Cette situation trouve son origine dans le fait que le principe de marché des CV place les filières en compétition économique. Cette compétition entrave donc le développement de technologies qui ne sont pas encore matures, mais aussi celui de technologies rentables dans des zones géographiques moins favorables. Or, le large déploiement d'une technologie immature pourrait rendre celle-ci compétitive (exemple : le solaire).
- Ce système se positionne par rapport au prix des énergies fossiles : plus les combustibles fossiles seront chers, plus les ER seront compétitives, plus l'offre de CV sera importante avec un tarif du CV bas et inversement.

D. AUTRES CONSIDÉRATIONS

1. Les technologies renouvelables commercialement immatures

La plupart des systèmes de marché de CV traite de manière uniforme toutes les technologies à base de SER. Dans ce cadre, les technologies qui ne sont pas matures n'ont aucune chance de se développer, puisqu'elles sont non seulement en compétition avec la filière traditionnelle mais aussi avec les technologies de la filière renouvelable plus rentables. Plusieurs solutions se présentent pour assurer le développement des filières non rentables. Nous mettrons en avant celles proposées par l'étude de l'APERe (2000) :

- obligation de diversification au sein du quota ;
- pondération des CV ;
- différents quotas par groupe de technologies ;
- cumul avec une aide tarifaire différenciée ou
- cumul avec des subsides à l'investissement.

2. La pondération des certificats verts

Afin de développer en priorité une filière renouvelable pour son avantage environnemental par exemple, ou une filière renouvelable immature plus coûteuse, on peut envisager de multiplier la valeur des CV (exprimée en MWh) par un coefficient propre à chaque filière de production. Une grille de pondération des CV peut ainsi être publiée par le gouvernement, chaque type de CV recevant un coefficient bien précis. « Par exemple, les installations éoliennes onshore situées dans un territoire dont la vitesse de vent annuelle moyenne est supérieure à 6 m/s reçoit un coefficient 1, les technologies utilisant des résidus forestiers un coefficient 2 et le photovoltaïque un coefficient 3. Un fournisseur d'électricité pourrait donc apporter 2 fois moins de certificats si ceux-ci proviennent d'une filière forestière et 3 fois moins si ceux-ci proviennent de panneaux photovoltaïques. » (De Radiguès, Huart 2000 : 37)

Afin de bénéficier de cette « discrimination positive », la filière considérée doit se voir attribuer par le gouvernement un coefficient plus élevé que les autres. Cette démarche est cependant en porte à faux avec le principe européen de libre concurrence.

3. L'obligation de diversification

Afin de diversifier les types de filières de production renouvelable, on peut imaginer d'imposer aux acteurs sur qui reposent l'obligation de CV, la nécessité de présenter un éventail de types de CV correspondant aux différentes technologies renouvelables. Cette mesure est facile à mettre en œuvre puisque la certification de l'installation, prérequis obligatoire rappelons-le, permet d'identifier la SER dont est issue l'électricité, et que les CV mentionnent le type de technologie utilisée. Le gouvernement pourrait par exemple imposer le recours à trois filières de production d'E-SER au minimum, comptant chacune pour un quart du pourcentage total d'E-SER.

4. Les coûts administratifs

Il est difficile d'estimer les coûts administratifs des systèmes de CV, mais il est toutefois possible d'identifier une série de facteurs susceptibles de les accroître ou de les diminuer. Les coûts administratifs peuvent être soit à charge du gouvernement pour l'installation de toute l'infrastructure institutionnelle et administrative d'octroi, d'enregistrement et de vérification du système ; soit à charge des offreurs ou demandeurs en CV. Voyons quelques coûts administratifs à charge de ces derniers.

- **Les coûts de transaction** : si le volume de transactions est faible, les coûts administratifs retombent sur un plus faible nombre d'utilisateurs et la liquidité est restreinte, ce qui augmente le risque d'envolée des prix. Si le volume de transactions est gros, les coûts administratifs sont bien répartis entre de nombreux utilisateurs et transactions.
- **Les coûts de recherche** d'un partenaire, d'un acheteur de CV.
- **Les coûts de la certification** : un producteur ayant un faible volume de production devra malgré tout supporter le coût de son accréditation, mais ce coût sera réparti sur un plus faible volume, rendant ses certificats plus onéreux. Si le producteur a un gros volume de production, les coûts administratifs sont faibles comparativement à la valeur des CV créés et à l'électricité vendue. De plus, les coûts de la certification augmentent en fonction de la complexité : combustibles mixtes, énergie conventionnelle avec multiples énergies renouvelables, mesures délicates, sites d'accès difficile, etc. Un site simple, comme par exemple une ferme éolienne, en site accessible et avec un seul compteur sera accrédité à un coût minimum, ce qui baisse d'autant les barrières à l'entrée du marché.
- **Les coûts de négociation** : en l'absence de courtiers ou de bourses de certificats, le coût de négociation des certificats est élevé car les acteurs doivent effectuer des transactions bilatérales sans prix de référence. Un nombre élevé d'intermédiaires ou de courtiers et la présence d'une bourse permettent à l'offre et à la demande de se rencontrer à un coût plus faible et autour de prix de référence. Les courtiers et les bourses se feront concurrence sur les frais de transaction.

En résumé, pour voir un marché fonctionner de manière compétitive, il ne doit pas y avoir de barrière à l'entrée et les coûts de transaction et de recherche doivent être négligeables.

5. Un marché des certificats verts au niveau européen

a) L'INITIATIVE RECS

Tout a commencé par une initiative européenne en faveur des ER par le truchement d'un marché des CV. L'idée de départ de la CE était de promouvoir la mise en place d'un système de CV européen obéissant purement à des lois de marché. Quelques compagnies à travers l'Europe trouvant l'idée fort intéressante ont décidé de prendre les devants et ont démarré le projet d'instaurer un marché des CV international. Ces compagnies, originaires des Pays-Bas, du Danemark, de l'Allemagne et du Royaume-Uni, se sont regroupées sous l'acronyme RECS, c'est-à-dire *Renewable Electricity Certificate System*. Un premier marché pilote a déjà été mis en place début 1999 entre le National Wind Power (Grande-Bretagne) et le Energie Noord West (Pays-Bas). L'objectif de RECS est

également d'élaborer un logiciel de gestion des CV. Le lecteur est invité à consulter le site de RECS pour de plus amples informations : <http://www.recs.org>.

b) UN MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS EUROPÉEN

Avec un volume des échanges important, le marché des CV tournerait à plein régime. Une zone d'échange à l'échelle de l'UE permettrait de stabiliser les prix et de profiter pleinement des avantages de développement à moindre coût des ER. C'est pourquoi la CE cherche à promouvoir un système de CV harmonisé au niveau européen. Elle a lancé différents projets d'étude dans ce sens, tels que RECerT (European Renewable Electricity Certificate Trading project). L'objectif de ce projet est de diminuer les obstacles à la réalisation d'un système européen de CV. Le lecteur peut trouver de plus amples informations à ce sujet sur le site Internet suivant : <http://recert.energyprojects.net>.

Dans le récent document de travail de la CE intitulé *Accès au réseau intérieur de la production d'électricité d'origine renouvelable*, la CE écrit : il existe des « (...) arguments significatifs en faveur de la création progressive d'un marché européen pour l'électricité à partir de sources renouvelables ». Ce document annonce le contenu d'une directive communautaire qui, imposerait des quotas pour chaque pays membre par le truchement d'un système de CV. De cette manière, les CV deviendraient un mécanisme important à l'échelle européenne. Dans ce cas, une certaine harmonisation est nécessaire entre tous les systèmes principalement concernant la taille des CV, les technologies certifiées, les informations contenues sur le certificat, la procédure et les critères de certification de garantie d'origine de l'électricité... Nous l'avons mentionné, RECS a énormément travaillé sur un logiciel de gestion des CV et sur le choix de codes reconnus dans tous les États membres.

Mais les différents pays européens avancent sur une autre voie : non seulement ils érigent des systèmes chacun « dans leur coin », mais ils ont également ajouté au système originel européen les contraintes de quotas et de pénalité. Or, en principe, ce système peut se développer en l'absence de quota imposé aux acteurs du système électrique (producteurs, fournisseurs ou consommateurs).

La récente directive *E-SER* laisse les États membres libres dans le développement individualisé du système, ce dernier étant, de plus, non obligatoire. Cette directive ne propose donc pas de régime d'aide harmonisé à l'échelle communautaire, mais reprend plusieurs mécanismes pour soutenir les SER au niveau national : les CV, l'aide à l'investissement, les exonérations ou réductions fiscales, les remboursements d'impôt ou les régimes de soutien direct des prix. En bref, outre des systèmes de CV différents dans chaque pays, l'UE, nous l'avons vu dans le chapitre III, est une mosaïque de stratégies d'aide.

Il est probable que les pays européens ne se mettront jamais d'accord à moyen terme pour un système commun. C'est pourtant un souhait de certaines compagnies d'électricité comme ELECTRABEL⁷⁰ qui n'envisage un système de CV que dans une perspective de marché, ce qui signifie pour elle, à l'échelle européenne et suivant de réelles lois du marché, non bridées par des quotas et pénalités.

Quant au long terme, les difficultés se feront croissantes puisque chacun aura évolué de manière individualisée. Les autres écueils liés à l'instauration d'un marché des CV au niveau européen sont : la diversité des mesures de soutien nationales et la forte différenciation des objectifs des différents pays. Ces situations auront des conséquences sur le marché international des CV. De plus, le commerce de ces derniers au niveau international sera, entre autres, limité par des conflits d'éligibilité entre les pays. Ces obstacles vont être à l'origine de biais importants. Ce marché de CV sera notamment plus petit et limité en volume tant que les politiques nationales ne seront pas harmonisées.

⁷⁰ Entretien avec J.-P. Lemmens

Mentionnons qu'un système de CV élaboré dans un pays européen et pas dans l'autre présente un inconvénient majeur : il introduit un désavantage compétitif entre les distributeurs et fournisseurs et leurs homologues européens qui n'auraient aucune obligation à satisfaire en termes de CV, mais avec lesquels ils seraient dorénavant en concurrence vu le contexte de libéralisation du marché.

6. les permis d'émissions négociables

Beaucoup se posent la question de l'interaction entre un marché des CV et un marché des permis d'émission négociables. Les deux systèmes présentent quelques similitudes. Nous en mettrons quelques-unes en évidence au niveau européen.

Rappelons que le marché des permis d'émissions négociables consiste à acheter des « quotas de CO₂ » à des pays moins émetteurs ayant souscrit à un objectif chiffré. Le quota correspond au droit d'émettre au cours d'une période spécifiée une quantité de CO₂ ou de tout autre GES d'effet équivalent. La CE s'intéresse de près à ce mécanisme flexible de Kyoto. Elle a déjà publié un Livre vert sur *l'établissement dans l'Union d'un système d'échange de droits d'émission des gaz à effet de serre* et lancé un débat sur l'opportunité et le fonctionnement éventuel d'un tel système. Actuellement, la CE travaille sur une proposition de directive établissant un *système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans la Communauté*.

Avant de commencer notre brève comparaison, mentionnons la grande différence entre les deux mécanismes : les permis de polluer sont octroyés à l'achat de quotas de CO₂, alors que les Cv sont octroyés en fonction d'une production d'E-SER.

Parmi les similitudes, citons :

-le gouvernement peut également agir sur des quotas qu'il accorde pour une période définie et qui s'inscrit dans un plan national. Il fait également mention de la manière dont il pense les attribuer à chaque installation. Grâce à ce système de quota, il est aisé de vérifier si les objectifs sont atteints. Les États membres assurent la libre circulation des quotas dans la CE. À la date prévue, les exploitants des installations déclarent à l'autorité compétente les émissions de GES produites par leur installation pendant l'année et fournissent le nombre de quotas qui correspond au total de leurs émissions. Les déclarations de l'exploitant seront vérifiées. À mentionner que ces installations ont fait l'objet au préalable d'une autorisation. En effet, toute installation basée sur une activité émettant des GES doit posséder une autorisation délivrée à cet effet par les autorités compétentes. Cette autorisation n'est délivrée que si l'exploitant est en mesure de surveiller et de déclarer les émissions de son installation.

- tout exploitant doit restituer un nombre de quotas équivalent à ses émissions pendant l'année afin d'échapper à une amende qu'il devra payer au prorata de ses émissions excédentaires.
- des registres sont établis sous forme de bases de données électroniques. Ceux-ci feront le suivi de la délivrance, de la détention, du transfert et de l'annulation des quotas.

En vue d'assurer la reconnaissance mutuelle des quotas, la CE peut conclure des accords avec des pays tiers qui utilisent d'autres systèmes d'échange de droits d'émission de GES.

Les réflexions quant aux interactions entre les systèmes de CV et de permis d'émission négociables concernent la valeur « carbone » qui est affectée à un CV. Notamment, on peut concevoir que le CV soit négocié sur un marché des permis de polluer. L'incidence du commerce des émissions de CO₂ sur le développement d'un marché de CV dépend de cette valeur d'un crédit carbone. La question que se posent les spécialistes est la suivante : la valeur d'un crédit carbone sera-t-elle suffisamment élevée pour rémunérer la plus-value des producteurs d'électricité verte ? L'opinion est divisée sur ce point, avec d'une part, les partisans d'une équivalence entre CV et permis d'émission négociables, et d'autre part, les partisans d'une scission totale entre les deux produits.

Les partisans des équivalents carbone aux CV argumentent que les permis d'émission CO₂ sont une mesure de soutien au développement des ER déjà bien instaurée puisque le prototype « fonds carbone » de la Banque mondiale gère aujourd'hui environ 150 transactions engageant de grosses entreprises, et est, *inter alia*, utilisé pour couvrir le surcoût des ER dans de nombreux pays à travers le monde. Le groupe des plus grandes compagnies d'électricité du monde, le « E7 » (Hydro Quebec, Tokyo Electric, Électricité de France (EDF), etc.) est engagé actuellement dans des projets d'ER dans 25 pays. Le E7 travaille avec les plus grandes bourses du monde, telles que la Sydney Bourse, Tokyo Bourse, the New York Stock Exchange... pour développer un CV qui contienne toutes les informations nécessaires à une négociation de la valeur « carbone » des ER sur les marchés *ad hoc*. Les compagnies et organisations concernées au premier chef par le développement du marché international des permis d'émission négociables sont la Banque mondiale, DuPont, Pfizer, General Electric, Hydro Quebec, Tokyo Electric, EDF, etc.

Si l'on se place du point de vue des négociateurs et des courtiers, et donc à long terme, quelle que soit la valeur d'une tonne de CO₂ évitée (par le marché ou par les ER), un CV devra comporter des informations suffisantes pour autoriser le calcul d'une équivalence entre kWh et CO₂ évité. Les marchés des CV et les marchés du carbone pourront ainsi converger au moment où les conditions seront opportunes. Il faut s'attendre à ce que cette convergence ait lieu à des moments distincts selon les technologies.

D'autres argumentent qu'il faut établir un « pont » entre les CV et les permis CO₂, sinon le risque existe de compter deux fois la valeur de l'avantage environnemental.

En outre, on peut se demander si les deux mécanismes ensemble ne vont pas avoir comme conséquence une stimulation accrue des ER.

CHAPITRE V : LE CONTEXTE DE LA MISE EN PLACE D'UN MARCHÉ DES CERTIFICATS VERTS

Nous l'avons vu, plusieurs pays européens se sont tournés vers les systèmes de CV afin de promouvoir le secteur des ER. Les régimes des CV s'inscrivent dans un contexte particulier, la libéralisation des marchés de l'électricité, décidée par la CE dans le cadre de sa directive *marché libéralisé*. Or, la conséquence immédiate et normale d'une libéralisation et d'une logique de marché serait l'abandon des ER. Pourtant en 2001, la CE légitime les systèmes de CV dans son encadrement communautaire des *aides d'État pour la protection de l'environnement*. Les choses s'accroissent encore avec ensuite la directive *E-SER*. Celle-ci encourage les États membres à développer des mesures de soutien en faveur des SER et présente le régime de CV comme l'une des stratégies possibles.

Ce chapitre va donc mettre en évidence ces différentes législations et souligner les apports que celles-ci dégagent en faveur des ER. Mais avant de commencer ce « tour de table législatif », nous dépeindrons le portrait de l'ancien secteur électrique européen et belge, puis nous passerons à la description de ce secteur, chamboulé par un processus de libéralisation décidé par la CE.

A. LA STRUCTURE DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN EUROPE, AVANT LIBÉRALISATION

Une description du marché électrique européen est une tâche difficile vu la diversité des situations de chaque pays. Nous distinguerons deux types de systèmes structurels : le système centralisé et le système décentralisé, dont la classification est reprise de Schaeffer, *et al* (2000).

1. Le système centralisé

Le système centralisé est caractérisé par une industrie électrique verticalement intégrée, détenue par le gouvernement ou un monopole privé, qui dirige la production et le transport national d'électricité, ainsi qu'une importante partie du secteur de la distribution. Habituellement, la compagnie qui est en situation de monopole produit l'ensemble des besoins en électricité du pays et achète les surplus de production électrique d'autres pays pour revendre cette électricité elle-même. Cette compagnie est également à la tête de l'activité d'importation et d'exportation. Dans ce cadre, les opérateurs de réseaux ne sont pas obligés de donner accès à une autre compagnie, et les consommateurs n'ont pas d'autre fournisseur en vue. Producteurs et fournisseurs peuvent ici conclure librement des contrats bilatéraux avec une compagnie tiers, que ce soit sur une bourse (Bourse d'Amsterdam, Bourse européenne de l'électricité...) ou sous seing privé.

C'est le cas de la France (EDF), de l'Irlande (Electricity Supply Board), de la Grèce (Public Power Corporation), de l'Italie (ENEL), de la Belgique (ELECTRABEL)... Nous avons choisi de développer la Belgique comme exemple, vu qu'il est intéressant de connaître le fonctionnement de ce système pour le reste de l'exposé.

Le secteur électrique belge fonctionne comme un quasi-monopole. D'une part, les industries de l'électricité et du gaz se sont progressivement concentrées et intégrées au cours du temps, pour regrouper ainsi les activités de production, de transport et de distribution. La société ELECTRABEL⁷¹ est née de ce processus. Elle marque le regroupement de trois centrales privées : EBES (Électricité du Bassin de l'Escaut), Intercom et Unerg. D'autre part, les communes ont le monopole de la fourniture de l'énergie électrique sur leur territoire. Ce monopole a été, pour la plupart d'entre elles, cédé à des intercommunales pures, sous la propriété des autorités publiques, et à des intercommunales mixtes, partiellement détenues par ELECTRABEL (à hauteur de 49 %⁷²). La gestion des réseaux de distribution est donc assurée actuellement par les intercommunales (pures ou mixtes) et quelques régies communales, qui cumulent la gestion des réseaux de distribution avec l'activité commerciale d'achat et de vente de l'électricité (appelée « fourniture »). Ces intercommunales ont réalisé des bénéfices souvent plantureux.

La situation du secteur belge de l'électricité est donc celle d'un quasi-monopole du privé, détenu par ELECTRABEL, et intégré verticalement dans les fonctions de production, de transport, de distribution et de fourniture. Cette situation empêche de cette manière la concurrence de s'exercer et de profiter aux consommateurs, et entraîne comme conséquence des prix de l'électricité anormalement élevés.

2. Le système décentralisé

Dans le système décentralisé, le secteur électrique est caractérisé par l'existence de nombreuses sociétés électriques. L'activité de fourniture d'électricité peut être exclusivement publique, privée ou mixte. La plupart des systèmes décentralisés ont développé des centrales d'achat afin de profiter des bénéfices économiques qui découlent de plus grands systèmes énergétiques interconnectés. Les producteurs d'électricité étaient alors obligés de vendre leur électricité à l'opérateur de réseau central, qui, lui, centralisait l'offre et faisait une moyenne des différents prix pour ainsi dégager un prix fixé. Les producteurs d'électricité ne pouvaient donc pas conclure de contrat de vente à leur guise, ils devaient obligatoirement passer par cette centrale d'achat. Dans un système décentralisé, l'accès au réseau est généralement régulé. L'avantage d'une centrale d'achat est qu'elle offre une grande liquidité et des prix transparents dès le début. Le désavantage d'un tel système est le manque de flexibilité. Les centrales d'achat sont très efficaces pour lancer un marché concurrentiel, mais sont inefficaces lorsque le marché est bien installé.

C'est le cas des Pays-Bas (Dutch Electricity Generation Board (Sep)), du Danemark, de la Grande-Bretagne, de l'Espagne (1998), de la Suède... La Grande-Bretagne a ainsi fondé avec le Pays de Galles une centrale d'achat appelée *Electricity pool of England and Wales* (1990). En raison des désavantages évoqués du système décentralisé, la Grande-Bretagne envisage aujourd'hui de passer au système centralisé.

⁷¹ ELECTRABEL est aujourd'hui sous le contrôle de TRACTEBEL, qui elle, est aux mains de Suez-Lyonnaise des eaux.

⁷² Entretien avec M. Huart. Comme les communes ne détenaient que 51 % chacune, ELECTRABEL officieusement minoritaire était en fait majoritaire puisqu'elle détenait 49 % d'un bloc, ce qui lui permettait d'imposer ses visions, ne fut-ce qu'au niveau technique.

Nous verrons que les pays qui sont le plus avancés du point de vue de la libéralisation de leur marché sont les pays issus d'un système décentralisé. Mais en quoi consiste la libéralisation d'un marché ? Nous allons le voir au point suivant.

B. LA LIBÉRALISATION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN EUROPE

1. La directive pour un marché intérieur de l'électricité

La directive européenne de 1996 concernant des *règles communes pour le marché intérieur de l'électricité* a indiqué la marche à suivre pour le développement futur du secteur électrique au sein de l'UE, en établissant des règles communes concernant la production, le transport et la distribution d'électricité qu'elle vise à rationaliser. Cette directive a adopté après huit ans d'intenses débats un texte qui marque le début de l'ouverture des secteurs électriques en Europe. Elle implique trois changements majeurs :

- la réduction du contrôle de l'État, appelée la « dérégulation »,
- la concurrence et
- la privatisation.

L'objectif essentiel est la création d'un véritable marché unique intégré, par opposition à une situation caractérisée par quinze marchés plus ou moins libéralisés et surtout nationaux. La directive vise donc à :

- créer un marché concurrentiel et compétitif de manière progressive, mais aussi
- à assurer la sécurité d'approvisionnement énergétique au sein de l'UE et
- à promouvoir la protection de l'environnement.

Cette directive vise à introduire des mécanismes de marché libre au sein des marchés traditionnels régulés et protégés des États membres afin d'augmenter l'efficacité énergétique et la compétitivité de l'économie européenne. L'aspect économique est par conséquent un objectif majeur de l'ouverture du marché de l'énergie.

Les États membres de l'UE étaient tenus de transposer les dispositions de la directive *marché libéralisé* pour février 1999. Toutefois, certains pays disposaient d'un délai supplémentaire en raison de la spécificité de leur réseau électrique. C'était le cas de la Belgique, de la Grèce, et de l'Irlande. Cependant, vu l'engouement des États membres pour une ouverture plus rapide et plus importante du marché de l'électricité, la Belgique a décidé de se conformer à la directive dans des temps respectables.

Dans le but de se conformer à la directive, les États membres étaient tenus de promulguer des lois nationales sur l'introduction du marché de l'électricité dérégulé. La directive fixe un cadre de principes généraux à partir de règles communes, notamment en matière de production d'électricité, d'accès au réseau et d'exploitation des réseaux de transport et de distribution, laissant ensuite une grande liberté aux États membres pour la mise en œuvre de la régulation du marché selon le principe de subsidiarité. La directive impose aux États de transposer dans leur législation les principes suivants :

- ouverture du marché à la concurrence (producteurs et consommateurs), définition des critères d'éligibilité (voir plus loin),
- désignation du ou des gestionnaires de réseaux,
- choix de prévoir des obligations de service public, et
- organisation générale du marché de l'électricité.

Comme nous l'avons vu précédemment, dans beaucoup de pays membres, le secteur électrique pouvait se décrire comme un regroupement des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture d'électricité, au sein même d'une ou de quelques sociétés présentes sur le marché national. La directive vise à séparer les fonctions compétitives de celles qui ne le sont pas. Elle regroupe donc, d'une part, les réseaux de transport et de distribution, qui sont des fonctions pour lesquelles il est justifiable de garder le monopole naturel qui est déjà de rigueur. En effet, si on procédait à l'ouverture de ces fonctions, il faudrait doubler les infrastructures déjà existantes. D'autre part, la directive met en place une concurrence entre producteurs et entre fournisseurs. Ceux-ci doivent accéder aux réseaux de transport et de distribution de manière « transparente, objective et non discriminatoire ». La première étape vers une libéralisation du marché est, partant, de séparer les trois principales fonctions du secteur électrique que sont la production, le réseau de transport et de distribution, qui devront devenir indépendantes administrativement les unes des autres. Au regard de cette séparation, on constate que la directive *marché libéralisé* constitue un apport majeur permettant la mise sur pied du mécanisme des CV, puisqu'elle exige la séparation des fonctions. Elle permet ainsi le soutien aux producteurs verts et les contraintes qui pèsent sur les distributeurs et fournisseurs.

Par ailleurs, la directive *marché libéralisé* consacre le terme d'« éligibilité », c'est-à-dire la possibilité pour les clients de choisir le fournisseur de leur choix. Selon un calendrier prévu par la directive, différentes catégories de clients se voient octroyés à différents moments le statut de « clients éligibles ». Par conséquent, la libéralisation va être à l'origine d'une plus grande concurrence entre producteurs et entre fournisseurs. Les producteurs et fournisseurs devront réduire leur prix et donc leurs coûts de fonctionnement afin de conserver leurs clients, ce qui entraînera une augmentation de la compétitivité dans les industries électriques de l'UE.

En bref, la libéralisation implique deux situations :

- d'une part, que de nouveaux acteurs, tels que des producteurs et des fournisseurs étrangers, apparaissent sur un marché électrique en concurrence ; et
- d'autre part, que les consommateurs puissent, par étape successive et selon certaines conditions, choisir leurs fournisseurs d'électricité. À terme, tous les consommateurs pourront non seulement choisir leurs fournisseurs, mais devenir eux-mêmes producteurs de tout ou partie de leurs besoins.

De ce contexte libéralisé découle un déplacement de point de vue important : les sociétés d'électricité n'ont plus des abonnés mais des clients, ce qui implique un service renforcé. La fourniture d'électricité est dorénavant une activité de nature contractuelle, non monopolistique et distincte de la distribution physique des électrons qui, elle, reste l'apanage d'une seule société de distribution dans une zone de desserte donnée. Les sociétés de distribution doivent veiller à l'accès équitable des différents fournisseurs aux réseaux de distribution. Cette mission d'impartialité est d'autant plus nécessaire que les compagnies de distribution avaient traditionnellement des filiales opérant dans le segment de la fourniture.

La transposition de la directive *marché libéralisé* nécessite en Belgique l'intervention de plusieurs législations vu le paysage législatif particulier qui la caractérise. En effet, les dispositions de la directive touchent aux matières de compétences régionales et fédérales. Rappelons que le paysage électrique belge a définitivement changé en 1988 lors de la fédéralisation. Celle-ci a entraîné une régionalisation partielle du secteur énergétique. Aujourd'hui, l'énergie est une matière divisée entre compétences fédérales et régionales. Nous reprenons ici les compétences relatives à l'électricité.

- **Les aspects régionaux** : la distribution et le transport local d'électricité au moyen de réseaux dont la tension nominale est inférieure ou égale à 70 kV (BT)⁷³ ; les réseaux de distribution de chaleur à distance ; les SER à l'exception de celles liées à l'énergie nucléaire ; la récupération d'énergie par les industries et autres utilisateurs ; et l'URE.
- **L'autorité fédérale** : le plan d'équipement national du secteur de l'électricité ; le cycle du combustible nucléaire ; les grandes infrastructures de stockage ; les tarifs et le transport et la production d'énergie. Ce transport se fait via le réseau de transport qui est caractérisé par une tension supérieure à 70 kV (HT)⁷⁴.

Au niveau fédéral, la directive a débouché sur l'adoption de la loi du 29 avril 1999 relative à *l'organisation du marché de l'électricité* (en abrégé, loi Poncelet), qui se limite aux aspects qui relèvent de la compétence exclusive de l'autorité fédérale. Les dispositions de la directive *marché libéralisé* modifie en profondeur le système belge actuel.

Dans le cadre de la directive européenne, trois procédures d'accès au réseau sont envisagés : l'accès négocié, l'accès réglementé et le système de l'acheteur unique. La Belgique a choisi le système d'accès réglementé, par lequel les producteurs, fournisseurs et clients éligibles ont un droit d'accès aux réseaux de transmission et de distribution aux tarifs publiés chaque année par le gestionnaire de réseau. Les prix ne peuvent donc pas être négociés. Le système d'accès réglementé permet un contrôle plus aisé.

La loi Poncelet crée un nouveau régulateur responsable du marché libéralisé : la Commission de régulation de l'électricité (CRE), qui portera comme nom définitif, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG), vu son implication dans la libéralisation du secteur du gaz. Son objectif est, d'une part, d'orchestrer la régulation par des mécanismes appropriés et efficaces. À cet effet, elle est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en matière d'organisation et de fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. D'autre part, le contrôle de l'application des lois et règlements relatifs au marché électrique et gazier entrera dans ses compétences, assorti d'une transparence, dans le but d'éviter tout abus de position dominante qui porterait préjudice aux consommateurs. À noter que la CREG ne remplace pas le CCEG, qui subsiste à ses côtés puisqu'il conserve ses compétences pour les consommateurs non éligibles du marché de l'électricité, et cela au moins jusqu'en 2007.

⁷³ Les acteurs de la BT sont les intercommunales pures et mixtes et les régies communales.

⁷⁴ Les acteurs de la HT sont ELECTRABEL et la SPE, regroupées au sein de la CPTE qui construit, gère et exploite les installations de production et de transport. Deux autres acteurs de la HT sont aussi à mentionner : les autoproductions industriels qui produisent de l'électricité pour répondre à leurs besoins et qui peuvent revendre leur électricité excédentaire au réseau et les producteurs autonomes qui produisent de l'électricité afin de la revendre à des distributeurs ou des intermédiaires.

On peut se demander si, dans le contexte belge de quasi-monopole du privé dans le secteur électrique, la libéralisation du marché correspond effectivement à une dérégulation du marché. Au vu de l'attirail législatif, on assiste plutôt à une montée en puissance des pouvoirs publics dans la gestion des réseaux de distribution et de transport et donc à une re-régulation forte. Mais voyons brièvement où en est l'Europe par rapport à l'ouverture de ses marchés.

2. Aperçu du processus de libéralisation du secteur électrique

Dans le cadre d'un marché unique européen, c'est-à-dire sans frontière intérieure, les marchés électriques européens connaissent une mutation importante depuis la mise en œuvre progressive de la directive *marché libéralisé*. Voyons quels sont les progrès des différents États membres. Les pays diffèrent considérablement quant à leur degré de libéralisation du secteur de l'électricité. On peut néanmoins regrouper les pays dans trois groupes distincts : le groupe des proactifs, des « traînants » et le groupe du milieu.

- Le **groupe des proactifs** dans lequel les pays ont avancé à pas de géant dans le processus de libéralisation. Les progrès réalisés par ces États membres sont très importants et dépassent même les obligations de la directive. Selon le *Premier rapport sur la mise en œuvre du marché intérieur du gaz et de l'électricité* (décembre 2001), cinq pays de l'UE avaient déjà une ouverture de leur marché électrique égale à 100 % à la fin de l'année 2001. Il s'agit de la Grande-Bretagne, de la Suède, de la Finlande, de l'Allemagne, et du Danemark. Ces pays sont talonnés de près par les Pays-Bas.
- Dans le **groupe des « traînants »**, on retrouve principalement la France, la Grèce, le Luxembourg et le Portugal.
- Le **groupe du milieu** semble, lui, avoir pris des mesures décisives afin de déréguler et de libéraliser le secteur, mais la libéralisation complète est encore loin. Selon ce premier rapport, ces pays respectent ou dépassent la norme fixée de 30 % de la consommation intérieure en 2000. Il s'agit de l'Autriche, de l'Irlande, de la Belgique, de l'Espagne, et de l'Italie.

Mentionnons qu'afin que la différence d'ouverture des marchés électriques des États membres ne pénalise pas les marchés les plus ouverts, la directive comporte une clause de « réciprocité ». Celle-ci donne la possibilité à un État membre dont le marché est plus ouvert de limiter, voire interdire, sous certaines conditions, les importations d'électricité en provenance d'un État membre dont le marché est ouvert à un degré inférieur. En effet, les différences observées dans le rythme d'ouverture des marchés affectent ou pourraient affecter le bon fonctionnement du marché intérieur. Toutefois, en moyenne, le seuil d'ouverture du marché européen de l'électricité selon ce premier rapport est de l'ordre de 66 % en 2001. Aujourd'hui, le commerce transfrontalier, en termes d'échanges physiques d'électricité entre les pays, se développe modestement pour s'élever à ~8 %⁷⁵ de la production de la CE. Selon la CE, il faut chercher la raison de ce faible pourcentage dans la difficulté organisationnelle et économique lorsqu'il s'agit de choisir un fournisseur situé dans un autre État membre.

À noter que l'ouverture des marchés a mené à une baisse des prix de l'électricité notamment dans les pays les plus avancés (Royaume-Uni, Suède...). Cependant, on peut se demander si la baisse des prix de l'électricité de la filière conventionnelle n'accentue pas le problème de la compétitivité de l'électricité de la filière renouvelable et de la cogénération. En effet, plus le prix de l'électricité de la filière combustible fossile baisse, plus l'écart se creuse avec les prix de l'E-SER, et cela malgré les mécanismes mis en place pour supporter les ER. De plus, ces diminutions de prix n'encouragent pas les économies d'énergie et donc la protection de l'environnement. On peut en effet craindre le pire si l'on considère l'historique de la consommation électrique. Prenons la Belgique, la Commission AMPERE a démontré le lien étroit qui existe entre consommation énergétique et montant de la facture ! Celle-ci a analysé deux périodes de températures et de consommation électrique en Belgique. La première de 1980 à 1987 a été caractérisée par un climat rigoureux en hiver et des prix élevés du

⁷⁵ Commission européenne 2001 (501PC0125) : 24

gasoil de chauffage et du gaz naturel. La deuxième période allait de 1987 à 1997 où les hivers étaient moins rigoureux et où les prix des combustibles avaient chuté (depuis 1986). Durant la première période, le secteur domestique et tertiaire a été particulièrement économe. La deuxième période a par contre été marquée par une croissance impressionnante de la consommation. Entre 1980 et 1997, la progression de la consommation d'électricité s'élève à 3,7 %⁷⁶ par an en moyenne. En bref, les efforts pour l'URE sont d'autant plus importants que la facture en combustible est élevée et ... vice versa.

LA BELGIQUE

La Belgique a également démarré son processus de libéralisation, mais le changement ne sera pas révolutionnaire vu le contexte qui a marqué la situation de pré-libéralisation en Belgique. ELECTRABEL a en effet conclu, juste avant la libéralisation, des contrats à long terme, appelés « contrats de troisième génération » avec la plupart des intercommunales. Ces contrats concernent la distribution d'électricité et empêche la concurrence de s'exercer, en évitant que d'autres producteurs vendent leur électricité. Ces contrats mettent également une barrière entre tout autre distributeur et les communes. La CE a d'ailleurs trouvé que la position dominante d'ELECTRABEL dans le secteur de la production et de la distribution violait les règles de compétition européennes. Elle a encouragé la Belgique à créer un marché du gaz et de l'électricité réellement compétitif, efficace et plus flexible. Un compromis entre la CE et ELECTRABEL fut alors dégagé en avril 1997 sur la fin du monopole d'ELECTRABEL par rapport à la distribution d'ici 2011, la durée des accords passés entre ELECTRABEL et les communes est maintenant réduite à 15 ans au lieu de 30. À partir de là, toutes les sociétés de distribution seront libres de choisir leur fournisseur. La fourniture exclusive d'électricité par ELECTRABEL aura cessé d'exister. En outre, à partir de 2006, les intercommunales mixtes auront le droit d'obtenir 25 % de leurs besoins totaux en électricité d'une tierce partie.

La situation est, cependant, vouée au changement grâce au processus de libéralisation. Le degré d'ouverture moyen de la Belgique était de 35 %⁷⁷ en 2001 et devrait atteindre les 100 % en 2007 comme nous pouvons le constater sur le tableau ci-dessous. Ce tableau reprend le calendrier d'ouverture au niveau fédéral et des trois Régions.

⁷⁶ AMPERE 2000 : 44

⁷⁷ Camps 2002 : 5

Tableau 13 : Calendrier d'ouverture du marché électrique – situation au 31 décembre 2001

	Niveau fédéral	Région flamande	Région wallonne	Région de Bruxelles-Capitale
> 100 GWh	éligible	éligible	éligible	
> 20 GWh (≥ en Région wallonne)	éligible	éligible	éligible	
> 10 GWh (≥ en Région wallonne)	01/2003	01/2002	01/2003	01/2003
> 1 GWh		01/2002		
Clients de la haute tension			01/2005	01/2005
Puissance de raccordement ≥ 56 kVa		01/2003		
Autres clients	01/2007	07/2003		01/2007

Source : Camps 2002

C. L'ENCADREMENT COMMUNAUTAIRE DES AIDES D'ÉTAT POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

La CE admet dans son encadrement communautaire des *aides d'État pour la protection de l'environnement* (2001), la nécessité de l'aide publique en faveur des SER en permettant le maintien de régimes nationaux de soutien aux SER. De cette manière, elle supporte le fait que les ER doivent être fortement soutenues afin de lutter efficacement contre les émissions de gaz à effet de serre (GES).

L'encadrement communautaire a pour finalité de soutenir la protection de l'environnement tout en évitant les abus dans l'octroi des aides d'État qui sont peu appréciées dans l'UE. Comme nous l'avons vu, les interventions des États membres sont aujourd'hui très nombreuses dans le secteur de l'énergie. Ces régimes de soutien sont des mécanismes par lesquels un producteur d'électricité bénéficie directement ou indirectement, sur la base d'une réglementation nationale, d'un soutien direct des prix (aide publique sous la forme d'un système d'adjudication, d'un système de tarifs d'achat...), d'un subside à l'investissement ou d'exonérations et réductions fiscales. Avec cet encadrement, les États membres et aux entreprises connaissent les critères que la CE applique pour décider si les aides envisagées sont compatibles ou non avec le Marché commun.

Cet encadrement communautaire prévoit quatre modalités différentes d'aides aux ER.

- Les mécanismes de marché, tels que les CV ou les systèmes d'adjudication. Selon l'encadrement communautaire, ces systèmes peuvent être autorisés en tant qu'aides d'État pour autant que les États membres puissent démontrer que ces instruments de marché sont indispensables à « la viabilité des ER en cause, qu'ils n'entraînent pas globalement une surcompensation au profit des ER et qu'ils ne dissuadent pas les producteurs de ces énergies d'accroître leur compétitivité ». Ces systèmes d'aide sont autorisés pour des périodes de dix ans dans le but de vérifier que ces critères sont réunis. À la fin de cette période, la CE dressera le bilan de ces mesures de soutien.
- Les aides qui compensent la différence entre les coûts de production des ER et le prix du marché de l'énergie en cause. Les aides au fonctionnement ne pourront être accordées que pour assurer l'amortissement des installations.

- Les aides au fonctionnement pour les nouvelles installations de production d'ER, calculées sur la base des coûts externes évités⁷⁸.
- Les aides au fonctionnement « classiques » d'une durée maximum de cinq ans, que l'aide soit dégressive ou non.

Il faut souligner que l'encadrement communautaire reconnaît aussi la nécessité d'internaliser les coûts externes de la production d'électricité conventionnelle. Le défaut de la prise en compte de ces coûts ne doit, selon celui-ci, plus être suppléé par l'octroi d'aides d'État aux énergies moins polluantes. L'internalisation de ces coûts rendrait l'E-SER beaucoup plus compétitive par rapport à l'électricité produite de manière traditionnelle qui verrait son coût augmenté de l'impact occasionné sur l'environnement.

D. LA DIRECTIVE ÉLECTRICITÉ PRODUITE À PARTIR DE SOURCES D'ÉNERGIE RENOUVELABLES

Depuis le 27 septembre 2001, la CE a ajouté une pierre de plus à son édifice législatif avec la directive relative à *la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité*. Cette nouvelle directive a plusieurs objectifs :

- la diminution de la dépendance de la CE quant à son approvisionnement énergétique,
- le doublement de la part d'ER dans la production énergétique brute en Europe afin d'accélérer ainsi la réalisation des objectifs fixés à Kyoto
- la protection de l'environnement et
- les 22,1 % de production d'E-SER.

Dans cette perspective, la CE poursuit sa politique de soutien aux SER. Cette nouvelle directive concerne uniquement les installations de production d'E-SER, en ce compris la part d'E-SER à titre d'appoint dans des installations hybrides⁷⁹ utilisant les sources d'énergie classiques. Elle comprend plusieurs éléments de promotion de l'E-SER.

- La fixation d'**objectifs indicatifs nationaux** (voir chapitre II).
- La reconnaissance de la nécessité de **régimes de soutien** sous la forme d'une aide publique, telle que les systèmes de CV. La directive *E-SER* ne propose pas de régime d'aide harmonisé à l'échelle communautaire.
- L'instauration d'un système de **garantie d'origine** de l'électricité verte. La garantie d'origine permet aux producteurs d'E-SER de prouver que l'électricité qu'ils vendent est produite à partir de SER. Les États membres doivent mettre en place un tel organisme de certification au plus tard le 27 octobre 2003. Selon la directive *E-SER*, celui-ci définira l'origine de l'E-SER selon des « critères objectifs, transparents et non discriminatoires ». (Commission européenne 2001 (77/CE) : 36) À noter que selon la directive *E-SER*, les garanties d'origine devraient être mutuellement reconnues entre les États membres pour autant qu'elles soient conformes aux précisions de ladite directive.
- L'amélioration des **procédures administratives** concernant la construction de nouvelles installations de production d'E-SER.
- Pour la distribution de l'E-SER, l'**accès prioritaire** aux installations produisant de l'E-SER. Les États membres ont en outre la possibilité de prévoir un accès prioritaire au réseau de l'E-SER. La

⁷⁸ L'encadrement définit les coûts externes évités comme suit : « ce sont les coûts environnementaux que la société devrait supporter si la même quantité d'énergie était produite par une installation de production fonctionnant avec des énergies conventionnelles ». (Commission européenne 2001 (C 37/03) : 12). C'est une autre façon d'évoquer l'internalisation des externalités négatives, dont nous avons déjà parlé au chapitre III.

⁷⁹ C'est une installation qui utilise simultanément des combustibles fossiles et renouvelables.

directive *E-SER* permet aussi aux États membres d'inscrire dans leur législation la prise en charge totale ou en partie par les opérateurs des systèmes de transport et de distribution des coûts liés à la connexion des installations produisant de l'E-SER au réseau (voir chapitre II). Une estimation complète et détaillée de ces coûts doit être fournie par les opérateurs, favorisant ainsi une évaluation judicieuse pour les investisseurs.

Le but de cette directive est dans un premier temps de créer un cadre pour favoriser une augmentation significative à moyen terme de la contribution des SER dans la production d'électricité verte en Europe et de faciliter l'accès de cette énergie verte sur le marché intérieur de l'électricité. Elle encourage ses États membres à mettre en place des mesures d'accompagnement visant à créer des conditions équitables et à faciliter la pénétration des SER sur le marché intérieur de l'électricité dans le respect des règles de la concurrence.

Par cette directive, la CE espère garantir le bon fonctionnement des différents mécanismes afin de conserver la confiance des investisseurs jusqu'à ce qu'un cadre communautaire soit mis en œuvre ; cette deuxième étape ne pouvant avoir lieu qu'après une connaissance suffisante des régimes de soutien, qui sont pour l'heure en gestation ou récemment d'application dans certains États membres. De plus, selon la directive, la part actuelle de l'E-SER dont le prix est soutenu dans l'UE est encore trop faible pour avoir une image claire de la situation. Néanmoins, quatre ans après l'entrée en vigueur de la directive, la CE s'est laissée la possibilité de faire une proposition pour un régime d'aide à l'E-SER plus harmonisé. Cette proposition prendrait en considération les expériences acquises par les États membres dans le fonctionnement des différents régimes nationaux que ce soit en faveur des SER ou des productions d'énergies traditionnelles. Ensuite, des périodes de transition de sept ans devraient être octroyées à l'issue de ce délai.

CHAPITRE VI : LE MÉCANISME DES CERTIFICATS VERTS EN RÉGION WALLONNE

Le Gouvernement belge a décidé de pallier le problème du manque de compétitivité des ER par l'instauration d'un mécanisme de CV, comme la plupart des pays européens. Cet instrument devrait infléchir les tendances négatives qui pèsent sur les ER avec la mise en place d'un marché compétitif. Les Régions disposent de compétences exclusives en matière de SER et donc en matière de production d'E-SER. La distribution d'électricité est régie par la loi sur *les distributions d'énergie électrique* (1925), et depuis 1999 par la loi Poncelet.

Deux dispositions de la loi Poncelet nous intéressent particulièrement :

- la possibilité de prendre des mesures impliquant des obligations d'achat, à un prix minimum, afin d'écouler des quantités définies d'E-SER.
- la possibilité de mettre sur pied un mécanisme approprié pour le financement du coût net qui résulterait de telles mesures.

La Belgique se lance donc dans le concept de CV et elle n'y va pas de main morte ! En effet, quatre systèmes belges vont être développés : un système fédéral, un système wallon, un système flamand et un système bruxellois...

Ce chapitre est consacré à l'application du système de CV qui va être mis en œuvre au niveau de la Wallonie. Par ailleurs, nous mettrons en évidence les changements occasionnés par une libéralisation du marché de l'électricité.

A. LE DÉCRET ORGANISATION DU MARCHÉ RÉGIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ

Le cadre législatif de l'organisation de la libéralisation du secteur électrique wallon, et simultanément de la mise en œuvre d'un régime de CV, est constitué par le décret du 12 avril 2001 relatif à *l'organisation du marché régional de l'électricité* (en abrégé, décret *marché régional*) et par les arrêtés d'exécution organisant un tel marché ouvert ainsi que la promotion de l'électricité verte. Rappelons que la loi Poncelet avait transposé la directive *marché libéralisé* dans les limites de ses compétences. Ce décret vise, lui, à transposer les aspects de la directive qui relèvent de la compétence des Régions. Ces aspects concernent notamment les questions d'environnement et d'aménagement du territoire liées à l'implantation d'unités de production non nucléaires et l'organisation de la distribution d'électricité. L'organisation de la distribution de l'électricité comprend :

- la détermination des obligations de service public à imposer aux distributeurs,
- la désignation des gestionnaires de réseaux de distribution et
- la définition des critères d'éligibilité.

Tout comme pour la libéralisation du marché du gaz, le Gouvernement wallon a voulu organiser la libéralisation du marché de l'électricité en gardant à l'esprit le concept de développement

durable. En effet, il a développé des règles d'organisation du marché de l'électricité en accord avec trois grandes préoccupations :

- **les enjeux économiques** : l'ouverture maîtrisée du marché, la compétitivité des entreprises et l'amélioration du pouvoir d'achat des ménages ;
- **la protection de l'environnement** : les incitations à une utilisation rationnelle de l'énergie (URE), le développement des énergies renouvelables (ER) et de la cogénération, et leur accès au réseau électrique ; et
- **les aspects sociaux** de la fourniture de l'électricité : la protection des consommateurs défavorisés et la préservation et la création d'un maximum d'emplois efficaces et utiles.

Le décret *marché régional* marque aussi la création d'une toute nouvelle instance autonome, la Commission wallonne de régulation pour l'énergie (CWaPE), qui a pour mission de conseiller le Gouvernement wallon par rapport à l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'électricité. La mission de ce régulateur indépendant, équivalent régional⁸⁰ de la CREG, est aussi étendue à la surveillance et le contrôle de l'application des décrets et arrêtés relatifs au marché régional wallon de l'électricité. Elle a également une vocation de transparence. Parmi ses tâches, elle doit contrôler le respect des conditions d'éligibilité et la non-discrimination de l'accès au réseau. En effet, les dispositions de l'arrêté appliquant le décret *marché régional* (21 mars 2002) ouvrent le réseau à ELECTRABEL, à la SPE, aux producteurs d'électricité verte, mais aussi aux producteurs étrangers et aux producteurs décentralisés. Le transport sera effectué par un gestionnaire du réseau de transport (GRT) pour la HT et pour le transport local par un gestionnaire de réseau de transport local (GRTL). La distribution sera gérée par un gestionnaire du réseau de distribution (GRD) et la fourniture par les intercommunales (pour les clients captifs⁸¹) et les nouvelles structures commerciales. De part les contraintes économiques implosant le maintien d'un réseau de distribution unitaire, le décret *marché libéralisé* prévoit que le GRD conserve son statut de monopole (« activité fil »). Le rôle de la CWaPE est, à cet égard, crucial vu le paysage électrique belge où l'on retrouve les producteurs d'électricité autant parmi les GRT et GRD, que parmi les principaux fournisseurs d'électricité.

Le gestionnaire de réseau est soumis à une série de contrôles. Il est responsable de l'exploitation, de l'entretien, et le cas échéant du renouvellement et de l'extension du réseau de transport, notamment dans le cadre du plan de développement couvrant une période de sept ans avec adaptation bisannuelle. Il assure la gestion technique des flux d'électricité sur le réseau pour maintenir un équilibre permanent entre l'offre et la demande, notamment en coordonnant les unités de production et les interconnexions avec les autres réseaux. Sécurité, fiabilité et efficacité du réseau de transport entrent encore dans ses attributions, au même titre que certains services indispensables (réglages, contrôle du plan de tension, restauration du système après effondrement...). Il doit effectuer le transport d'électricité sur le réseau pour le compte de tiers, entre producteurs ou intermédiaires et leurs clients, en toute impartialité et indépendance. Son code opérationnel est établi à travers un règlement technique qui devra intégrer toutes les nouvelles contraintes liées à l'évolution des réseaux électriques (interconnexion, nouveaux système de production décentralisé, facteurs climatiques aléatoires influant sur la production...).

Outre ses tâches relatives à la libéralisation du marché, la CWaPE assure :

- le contrôle du respect des mesures prises pour la promotion des ER,
- la vérification de la bonne exécution des obligations de service public en matière d'environnement
- l'octroi des CV.

⁸⁰ Pour la Région flamande, il s'agit de la Vlaamse Reguleringinstantie van Electriciteit en Gas (VREG), pour la Région de Bruxelles-Capitale, de l'Institut Bruxellois pour la Gestion de l'environnement (IBGE).

⁸¹ C'est-à-dire qui ne peut pas choisir son fournisseur

En effet, afin de favoriser l'accès aux ER, à la cogénération de qualité⁸², et à l'E-SER, le Gouvernement wallon impose des obligations de service public à charge des gestionnaires de réseau, notamment en matière de protection de l'environnement. Le règlement technique du gestionnaire du réseau stipule que celui-ci doit donner la priorité aux installations de production d'électricité verte ainsi qu'à l'électricité produite à partir des déchets et des récupérations sur processus industriels. Cette électricité doit être produite en Région wallonne. De plus, le décret oblige le gestionnaire de réseau à acheter une quantité minimale d'électricité verte. Il impose la même obligation à charge des fournisseurs et des intermédiaires⁸³.

Le partenaire privé des intercommunales mixtes, ELECTRABEL, conserve la possibilité de poursuivre son action industrielle pour la gestion et le développement du réseau, étant donné son savoir-faire. Cependant, afin de préserver le caractère non discriminatoire d'accès au réseau de distribution, le partenaire privé des intercommunales mixtes perd son droit de *veto* dans toute matière pouvant mettre en cause l'indépendance du GRD par rapport aux producteurs et fournisseurs, ainsi que l'accès non discriminatoire au réseau pour des producteurs décentralisés.

Les intercommunales, acteurs importants au niveau de la distribution d'électricité, sont confirmées dans leur rôle pour autant que la majorité des parts de capital revienne aux communes et provinces.

Dans le cadre de notre travail, le décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité peut se résumer en trois mots : éligibilité, CV⁸⁴ et aides à la production.

1. L'ÉLIGIBILITÉ

Concernant l'ouverture maîtrisée du marché de l'électricité, le décret *marché régional* régit l'accès aux réseaux de distribution et au réseau de transport local. Il rend dans un premier temps les entreprises éligibles, et par la suite les clients résidentiels. Ainsi, les clients finals consommant plus de 20 GWh sont éligibles directement ; les clients finals consommant plus de 10 GWh seront éligibles au plus tard le 1^{er} octobre 2003 ; et tous les clients finals de la HT pourront choisir le fournisseur de leur choix au plus tard le 1^{er} octobre 2005. Quant aux consommateurs BT (résidentiels et PME), l'éligibilité sera accordée lorsque toutes les obligations de service public seront pleinement opérationnelles. En attendant, le client résidentiel bénéficiera des baisses de coûts constatées dans les pays avoisinants.

Toutefois, le décret *marché régional* prévoit que tout client final qui choisit de s'alimenter auprès de fournisseurs qui achètent 50 % de leurs fournitures auprès de producteurs d'électricité verte (c'est-à-dire auprès d'un fournisseur vert), bénéficie d'une éligibilité immédiate, même s'il s'agit d'un client résidentiel. Cet aspect devrait inciter les investisseurs en ER par la demande supplémentaire, outre le régime de CV, que cette éligibilité envisage. Ce fournisseur doit alors demander une licence supplémentaire. Mentionnons qu'ELECTRABEL a l'intention d'obtenir une telle licence⁸⁵.

De même, les producteurs d'électricité verte sont éligibles pour la quantité d'électricité de complément et de secours.

⁸² Le décret *marché régional* définit la cogénération de qualité comme la « production combinée de chaleur et d'électricité, conçue en fonction des besoins de chaleur du client, qui réalise une économie d'énergie par rapport à la production séparée des mêmes quantités de chaleur et d'électricité dans des installations modernes de référence dont les rendements annuels d'exploitation sont définis et publiés annuellement par la CWaPE ». (Gouvernement wallon 2001 (décret) : 1)

⁸³ L'intermédiaire est la personne qui achète de l'électricité en vue de la revendre à un autre intermédiaire ou à un fournisseur.

⁸⁴ À noter qu'en Flandre, un CV est appelé « certificat d'électricité écologique ».

⁸⁵ Entretien avec J.-P. Lemmens

En fonction de l'évolution de l'ouverture des marchés de l'électricité dans les autres États membres de l'UE, le Gouvernement wallon a la possibilité de fixer de nouveaux seuils d'éligibilité. Une année après que tous les clients finals de la HT sont éligibles, il sera procédé à une évaluation de la situation. Cette évaluation permettra au Gouvernement wallon de décider de rendre éligible tout ou partie de la clientèle restée captive. Les dates d'éligibilité pourront être avancées mais, au regard de la directive européenne, aucunement postposées.

2. Les certificats verts

Le nombre de CV auxquels aura droit le producteur d'électricité verte est basé sur le gain en CO₂ que permet de réaliser la filière renouvelable ou la cogénération. Plus précisément, un CV est attribué pour tout MWh produit, divisé par le taux d'économie de CO₂. Les émissions de CO₂ envisagées sont celles produites par l'ensemble du cycle de production de l'électricité verte, englobant :

- la production du combustible,
- les émissions lors de la combustion éventuelle et, le cas échéant,
- le traitement des déchets.

Dans une installation hybride, il est tenu compte de l'ensemble des émissions de l'installation.

MÉTHODE DE CALCUL DES CV ISSUE DE LA CWaPE

CV :	certificat vert
E :	quantité de CO ₂ émise par une installation classique de référence pour la production d'électricité.
Q ⁸⁶ :	quantité de CO ₂ émise par une chaudière classique de référence qui produirait une chaleur équivalente à celle produite par l'installation de cogénération considérée.
F :	quantité de CO ₂ émise par l'installation de production d'électricité verte considérée.
G :	gain en CO ₂ obtenu en comparant les émissions respectives de l'installation considérée (F) et les installations classiques de référence.

Pour ***l'électricité verte produite en tout ou en partie à partir de SER***, le gain s'obtient par différence entre les émissions d'une centrale électrique de référence (E) et celle de l'installation considérée (F) :

$$G = E - F$$

Pour ***l'électricité verte produite à partir d'une installation de cogénération de qualité***, le gain réalisé par l'installation considérée est égale aux émissions d'une centrale électrique

⁸⁶ Le calcul de Q ne tient compte que de la chaleur utile, à savoir celle effectivement utilisée pour satisfaire des besoins en chaleur, hors processus de cogénération.

de référence (E) augmentées des émissions d'une chaudière de référence (Q) desquelles les émissions de l'installation envisagée (F) sont soustraites :

$$G = E + Q - F$$

Le taux d'économie de CO₂ :

t :	taux d'économie de CO ₂ obtenu en divisant le gain (G) en CO ₂ de la filière par le CO ₂ émis par la solution électrique de référence (E)
-----	--

$$t = G / E$$

Si la puissance de l'installation est inférieure ou égale à 5 MWe : t doit être compris entre 0,1⁸⁷ et 2, ces valeurs comprises. Si la puissance de l'installation est supérieure à 5 MWe⁸⁸ : t doit être compris entre 0,1 et 1, ces valeurs comprises.

On obtient un CV par MWh produit divisé par le taux d'économie de CO₂ :

1 CV est délivré pour 1 MWh / t

En pratique, un CV est attribué pour 450 kg de CO₂ évités. Ceci correspond à la quantité de CO₂ émise pour produire 1 MWh dans une centrale TGV au gaz naturel ayant un rendement de 55 %.

Le tableau suivant nous donne des exemples de taux d'économies de CO₂.

Tableau 14 : Exemples de taux d'économie de CO₂ et du nombre de certificats verts correspondant

Filière électricité verte	Exemples de taux d'économie de CO ₂ (= nombre de certificat vert par MWhélec produit)
Vent, eau, soleil	1
Biométhanisation	1
TTCR (gazéification)	0,5
TTCR (avec cogénération)	1,4
Cocombustion (50% gaz naturel et 50% bois)	0,16
Moteur 100kW (gaz naturel cogénération)	0,2
Turbine gaz avec cogénération	0,15

Source : Le RE actif (2002)

Ainsi, prenons par exemple une unité de cogénération équipée d'un moteur à gaz naturel. Le calcul montre que le taux d'économie de CO₂ est de 20 %. Ceci veut dire que chaque MWh électrique

⁸⁷ Rappelons que pour qu'une électricité verte soit considérée comme telle et engendre l'octroi de CV, il faut qu'elle permette de réaliser au moins 10 % d'économie de CO₂ ; le taux d'économie de CO₂ doit donc être supérieur ou égal à 0,1. (voir définition « électricité verte », chapitre II)

⁸⁸ Rappelons que l'attribution de CV ne concerne pas les installations hydroélectriques et la cogénération de qualité dépassant 20 MWe.

produit donnera droit à 0,2 CV ou encore que chaque fois que 5 MWhe seront produits, le cogénérateur sera crédité d'un CV.

La CWaPE est en charge de l'attribution de ces CV qu'elle délivre aux producteurs d'électricité verte. Les CV sont transmissibles. C'est ici que le législateur établit le lien avec l'obligation de service public en matière d'environnement qu'il a imposé aux gestionnaires de réseaux, aux fournisseurs et aux intermédiaires. Ceux-ci doivent remettre leurs CV à la CWaPE avant le 31 décembre de chaque année.

Concernant les CV émis hors Région wallonne, le législateur a introduit une clause de réciprocité par rapport aux CV octroyés à l'électricité verte produite dans les autres Régions de la Belgique ou en mer du Nord (concessions domaniales du territoire maritime sous la juridiction de la Belgique).

Il s'agit notamment de parcs éoliens offshore dans la zone territoriale, c'est-à-dire dans la zone de 12 miles marins à partir de la ligne de marée basse. Ces certificats ne pourront être comptabilisés dans le quota à charge des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs et des intermédiaires que si les CV similaires émis en Région wallonne peuvent être comptabilisés dans le quota des régions en question.

Les CV délivrés pour l'électricité produite en dehors de la Belgique peuvent, dans le respect des conditions arrêtées par le Gouvernement wallon, être comptabilisés dans le quota, moyennant des garanties équivalentes en matière d'octroi de ces certificats. Cette précision est appelée la clause de reconnaissance mutuelle. Ces dispositions envisagent donc le commerce européen de CV.

Sur le site de la CWaPE, on peut également lire que dans le cadre de la promotion de l'électricité verte, le gouvernement pourra autoriser que celle-ci soit importée pour autant que le fournisseur de cette électricité s'engage à investir dans des installations de production d'électricité verte en Région wallonne.

3. Les aides à la production

Parallèlement au système des CV, le législateur prévoit la mise en application d'un régime d'aide à la production d'électricité verte. Le montant de cette aide est calculé pour chaque kWh produit à partir des installations de production d'électricité verte. Ce montant varie selon plusieurs paramètres :

- la SER,
- la technologie utilisée, (les aides étant plus importantes pour les technologies moins rentables, comme la biomasse),
- la puissance de l'installation,
- le lieu d'implantation et
- la quantité de CO₂ évitée.

Ce subside sera alloué pendant la durée de l'amortissement de l'installation, et au maximum dix ans suivant la mise en service de l'installation. Le montant déterminé lors de l'octroi de cette aide est établi pour toute la durée du régime. L'aide à la production permettra aux producteurs d'électricité verte de prendre en charge les surcoûts liés à leur production. Le système d'aide à la production concerne les installations de production d'électricité verte mise en service après le 31 décembre 2003. En attendant le 31 décembre 2003, les producteurs verts pourront bénéficier d'une aide auprès du CCEG.

Dès la mise en œuvre de ces deux régimes, le producteur peut choisir, de façon réversible, entre le système d'aide à la production et le régime des CV. En outre, s'ils ont opté pour l'aide à la production, ils pourront en cours de production changer de régime et choisir le régime des CV. Pour les installations qui bénéficient d'une aide à la production, le producteur devra remettre directement

ses CV au Ministre wallon de l'Énergie à un prix plancher fixé par celui-ci et qui constitue en fait le subsidé. Ce prix plancher est pour l'instant évalué à 65 € par CV. De cette manière, l'aide à la production constitue la valeur minimale garantie des CV, tant que l'installation n'est pas amortie, alors que l'amende constitue la valeur maximale. La valeur du CV est ainsi fixée par le marché et sera comprise entre les deux valeurs limites que sont l'aide à la production et la pénalité pour non-respect du quota. Dans ce contexte, on comprend qu'un producteur qui investit dans une nouvelle installation de production d'électricité verte peut revendre ses CV entre un prix plancher de 65 € et un prix maximum de 100 € par CV, correspondant au montant de l'amende administrative.

En principe les deux mesures ne sont pas cumulables, cependant le système des CV peut être accompagné d'une aide à la production **complémentaire** pour les techniques prometteuses mais émergentes. Il pourrait s'agir de techniques qui ont un potentiel de répliquabilité et de développement économique en Région wallonne, mais qui n'ont pas encore atteint le seuil de rentabilité moyen des autres ER. Un montant sera accordé à chaque kWh produit à partir des installations en question. Celui-ci varie selon les mêmes paramètres que ceux évoqués pour le régime d'aide à la production.

Avec le système wallon de CV, le producteur d'électricité verte via une technique émergente et prometteuse valorise son kWh de trois manières :

- par la vente de son électricité à la compagnie de distribution,
- par la vente de ses CV correspondant à la quantité d'électricité produite et
- par l'aide à la production **complémentaire** accordée par le Gouvernement wallon.

Selon le Ministre de l'Énergie : « Cette politique n'a pas de coût prohibitif car elle est basée sur les mécanismes du marché. Quant à l'aide à la production, elle sera payée via le fonds Énergie. » (Plt 2001 : 9) Dans le cadre du décret, le Gouvernement wallon crée, en effet, un fonds budgétaire appelé «Énergie», mais aussi un fonds «Social». Le fonds «Énergie» sera partiellement alimenté par une redevance sur le raccordement au réseau de transport d'électricité et de gaz et financera la politique de promotion des SER et d'URE ainsi que les obligations de service public relatives à la protection de l'environnement. Ces fonds seront financés par les redevances décrites dans le décret, telle que la redevance dont le gestionnaire de réseau doit s'acquitter pour l'accès au réseau, ou les sanctions administratives pour non-respect des dispositions déterminées dans le décret ou les arrêtés d'exécution.

B. L'ARRÊTÉ RELATIF À LA PROMOTION DE L'ÉLECTRICITÉ VERTE

L'Arrêté du Gouvernement wallon relatif à *la promotion de l'électricité verte*⁸⁹ vient d'être adopté le 4 juillet 2002. Il organise la promotion de l'électricité verte et le marché des CV. Les paragraphes suivants décrivent les différentes dispositions de cet arrêté. Ces dispositions se déclinent autour de cinq grands axes : un certificat de garantie d'origine, des CV, des titres, des quotas et des amendes administratives.

1. Le certificat de garantie d'origine

Premièrement, pour être reconnue comme installation productrice d'électricité verte, une installation doit obtenir un certificat de garantie d'origine, octroyé par un organisme de contrôle⁹⁰

⁸⁹ Au niveau fédéral, il s'agit du projet d'Arrêté royal relatif au *marché de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables* ; en Flandres, il s'agit de l'Arrêté du Gouvernement flamand favorisant *la production d'électricité à partir des sources d'énergie renouvelable*, du 28 septembre 2001.

⁹⁰ C'est le rôle de chaque Région de certifier les producteurs sur leur territoire. L'État fédéral, lui, s'occupe de certifier les installations de production qui ont reçu une concession domaniale sur le territoire maritime belge.

agrée et indépendant des producteurs, fournisseurs et intermédiaires d'électricité. Cet organisme doit être accrédité par BELTEST, organisme d'accréditation belge, et doit répondre aux critères de la norme NBN EN-45004. Notons que l'accréditation peut être obtenue distinctement pour plusieurs domaines en fonction des technologies utilisées et de la puissance dans les installations de production d'E-SER. L'agrément de l'organisme de contrôle est délivré pour une période de trois ans renouvelable. Il est chargé d'exercer un contrôle périodique, au minimum annuel, sur la conformité des données de la garantie d'origine. L'AIB-Vinçotte semble être un candidat plausible pour cette fonction d'organisme de contrôle puisqu'elle est déjà un organisme de certification dans d'autres domaines.

Pour le producteur d'électricité verte, la certification de son installation est un prérequis à l'obtention de CV. Les coûts de cette certification sont à sa charge et varient d'une installation à l'autre en fonction du type de technologie utilisée et de sa complexité. En effet, la tâche de certifier une installation utilisant de la biomasse est plus ardue que lorsque la certification porte sur une éolienne.

Ce certificat de garantie d'origine atteste que :

- l'électricité effectivement produite est de l'électricité verte,
- la quantité produite est calculée selon les normes de mesures en vigueur, et
- la quantité produite est compatible avec l'unité de production en question.

Et il mentionne :

- les coordonnées du producteur vert,
- la/les sources d'énergie à partir de laquelle/lesquelles l'électricité a été produite,
- la technologie de production,
- la puissance nette développable de l'unité de production,
- la technologie pour comptabiliser la production d'électricité, et, le cas échéant, de chaleur, ainsi que la précision des points de comptage,
- les émissions de CO₂ de la filière de production en régime normal de production,
- la date de mise en service de l'unité de production,
- le site de production
- le cas échéant, les aides et subsides octroyés pour la construction ou le fonctionnement de l'unité de production.

À partir du moment où un producteur a obtenu une telle garantie et s'il ne parvient pas à vendre l'ensemble de sa production d'électricité verte, le décret *marché régional* prévoit que les fournisseurs ayant en charge la fourniture à des clients captifs ont une obligation d'achat envers cette E-SER, à concurrence des besoins de leurs clients. Au-delà de ces besoins, les fournisseurs aux clients éligibles sont également tenus par cette obligation. Le surplus de l'électricité verte est acheté au prix du marché.

Le producteur d'électricité verte doit respecter d'autres conditions, outre la détention d'un certificat de garantie d'origine, avant d'introduire une demande d'octroi de CV. Il doit bien entendu respecter les réglementations fédérales et régionales, comme le permis d'urbanisme et le permis d'exploitation.

2. Les certificats verts

Ensuite, le producteur d'électricité verte situé en Région wallonne, détenteur d'un certificat de garantie d'origine, s'adresse à la CWaPE pour l'octroi de ses CV⁹¹. Chaque trimestre, le producteur

⁹¹ En Région flamande, la procédure est différente, car aucune garantie d'origine n'est requise avant de procéder à la demande de CV auprès de la VREG. C'est elle qui vérifie que la technologie de production correspond aux

vert reçoit ses CV, sous forme immatérielle. Ces CV sont délivrés à la fois pour l'électricité verte consommée par le producteur, et pour l'électricité verte injectée sur le réseau ou transmise au moyen de lignes directes⁹², à l'exception de l'électricité verte exportée en dehors de la Belgique.

L'arrêté résume la méthode de calcul des CV en mettant en évidence deux paramètres.

- **L'électricité nette**, c'est-à-dire l'électricité produite moins l'électricité nécessaire aux équipements fonctionnels de l'unité de production ou à la préparation des SER afin de produire de l'électricité. Cette électricité nette produite doit être mesurée au moyen d'un compteur d'électricité séparé du reste de l'unité de production avant la transformation éventuelle vers le réseau.
- **Les émissions de CO₂**, définies dans le décret *marché régional*. Le taux de CO₂ est déterminé chaque trimestre.

Quant à la cogénération, les conditions d'octroi des CV sont différentes. Le critère de qualité se calcule sur base de la quantité de chaleur produite ainsi que le type et la quantité de combustible consommé au cours du trimestre envisagé.

À noter que les CV ont une durée de validité de cinq ans. L'octroi de CV pour un site de production est garanti pendant une période de dix ans, à compter de l'octroi du premier CV afférent à ce site de production. Les paramètres servant au calcul des CV sont maintenus aux valeurs en vigueur lors de l'octroi du premier certificat afférent à ce site de production.

La CWaPE voit sa mission d'organe d'enregistrement précisée par l'arrêté. Elle doit conserver et administrer les renseignements fournis par les CV émis, dans une banque de données qu'elle gère. Cet enregistrement est le garant de l'authenticité des CV. La banque de données enregistre :

- les données concernant les producteurs, les fournisseurs, les intermédiaires et les gestionnaires de réseaux intervenant sur le marché des CV ;
- les CV délivrés, échangés, ou restitués à la CWaPE afin de satisfaire à l'obligation de quotas à charge des demandeurs en CV ; et
- les CV dont la période de validité est dépassée.

Afin de garantir un système sans fraude, le vendeur de CV communique à la CWaPE le nombre de CV qu'il a échangé, la garantie d'origine correspondante et les coordonnées du nouveau titulaire. La CWaPE est ensuite chargée d'attribuer un numéro d'enregistrement à la transaction.

La banque de données enregistre les données des CV suivantes :

- la garantie d'origine,
- la date du début et de la fin de la période de production,
- les coordonnées du titulaire du certificat vert,
- les numéros d'enregistrement des transactions et
- le cas échéant, les prix de transactions.

Un autre registre sera tenu et consignera les CV supprimés du marché pour l'une des raisons suivantes : le CV a servi à remplir une obligation de quota ou le délai de validité du CV a expiré.

critères d'octroi de CV en demandant à un organisme de certification agréé de vérifier que l'installation est bien conforme aux informations reprises sur la demande de CV. Notons toutefois que pour les installations produisant plus de 100 000 kWh/an et pour celles produisant plus de 1 000 000 kWh/an, la procédure est différente.

⁹² Le décret wallon définit comme suit une ligne directe : « toute ligne d'électricité, d'une tension inférieure ou égale à 70 kilovolts, qui ne fait pas physiquement partie du réseau de distribution ni du réseau de transport local ». (Gouvernement wallon 2001 (décret) : 2)

Dans le marché de certificats mis sur pied en Région wallonne, rappelons que les compagnies de distribution se procurent des CV de deux manières distinctes :

- en investissant elles-mêmes dans des projets renouvelables « éligibles » à la certification ;
- en achetant des certificats auprès de producteurs d'E-SER ou de cogénération de qualité.

Rappelons aussi qu'une troisième source d'approvisionnement est en théorie possible : l'achat de CV auprès d'intermédiaires ou courtiers spécialisés sur le marché. Si à terme cette évolution est envisageable, il est fort probable que, comme pour les Pays-Bas, il n'y aura pas de transactions de ce type dans les premiers temps de la mise en route de ce système. Les premières transactions seront sans doute essentiellement « bilatérales », c'est-à-dire entre un producteur d'électricité verte et une compagnie de distribution.

Il nous paraît intéressant de faire une petite digression au sujet de la disparition de deux éléments par rapport à une version antérieure du projet d'arrêté sur *la promotion de l'électricité verte*.

- La différenciation entre CV « sources d'énergie renouvelable » et CV « cogénération ». Le gouvernement wallon avait l'intention de distinguer ces deux types de certificats ; distinction faite selon que l'électricité verte était produite à partir de SER, à partir d'installation de cogénération de qualité fonctionnant à base de combustibles fossiles ou fonctionnant en tout ou en partie à base de SER. Cette distinction n'est plus reprise dans l'arrêté adopté par le Gouvernement wallon, sans doute dans un souci de simplification et d'harmonisation par rapport aux politiques des autres États membres de l'UE. En effet, la Wallonie est la seule entité à intégrer la cogénération comme technologie donnant droit à l'obtention de CV⁹³.
- L'aide à la production n'est plus reprise comme l'un des chapitres de l'arrêté adopté.

3. Le titre

Chaque trimestre, le producteur d'une unité de production située en Région wallonne reçoit un titre reprenant le nombre de CV (celui-ci peut compter jusqu'à trois décimales), le taux d'économie de CO₂, la garantie d'origine et la période de production. Aucun titre ne sera transmis au producteur pour un nombre de CV inférieur à dix. Le nombre de CV en surplus pour l'obtention d'un titre est reporté à la période suivante.

4. Le quota

Trimestriellement, les fournisseurs et gestionnaires de réseau sont tenus de remettre à la CWaPE un nombre de CV correspondant au quota de CV qui leur a été imposé. Le quota est un pourcentage annuel qui représente le rapport entre le nombre de CV à produire et le nombre de MWh électriques consommé. À noter que dans le décret wallon relatif à l'organisation du marché régional, les fournisseurs, gestionnaires et intermédiaires devaient remettre leurs CV à la CWaPE avant le 31 décembre de chaque année.

Ce quota est différent selon qu'il s'adresse au fournisseur ou au gestionnaire de réseau. Le quota est calculé :

⁹³ Elle ne l'est plus, la Flandre travaille sur un nouvel arrêté : projet d'arrêté du gouvernement flamand favorisant *la production à partir d'installations de cogénération qualitative*. Elle compte ainsi mettre en place un système de CV pour la cogénération de qualité.

- pour le fournisseur, sur base de l'électricité fournie par ce dernier aux clients finals situés sur le territoire de la Région wallonne quel que soit le niveau de tension du réseau auquel ces clients sont connectés ;
- pour le gestionnaire de réseau, sur base de l'électricité consommée par ce dernier pour son usage propre, et, le cas échéant, sur base de l'électricité fournie aux clients finals alimentés par ce gestionnaire de réseau.

Une dérogation existe pour le gestionnaire de réseau concernant les aides extra-tarifaires. En effet, un gestionnaire de réseau peut voir son quota diminuer s'il a octroyé une aide extra-tarifaire aux producteurs d'électricité verte, connectés à son réseau. Dans ce cas, le quota imposé à ce gestionnaire de réseau est diminué du nombre de MWh pour lesquels une aide extra-tarifaire a effectivement été payée durant la période considérée.

Le quota est de :

- 3 % entre le premier trimestre suivant l'entrée en vigueur du présent arrêté et le 30 septembre 2003 ;
- 4 % entre le 1^{er} octobre 2003 et le 30 septembre 2004 ;
- 5 % entre le 1^{er} octobre 2004 et le 30 septembre 2005 ;
- 6 % entre le 1^{er} octobre 2005 et le 30 septembre 2006 ;
- 7 % entre le 1^{er} octobre 2006 et le 30 septembre 2007.

On peut considérer que ces premières années seront envisagées comme des années de calibrage et d'apprentissage. En effet, la CWaPE établira un rapport annuel spécifique relatif à l'évolution du marché des CV. Ce rapport reprendra notamment le nombre de CV délivrés par technologie et par source au cours de l'année envisagée, les CV transmis à la CWaPE, le prix moyen d'un CV, ainsi que les amendes imposées aux gestionnaires de réseaux et aux fournisseurs pour cause de non-respect des quotas. Ce rapport sera transmis au Gouvernement wallon. En fonction de l'évolution du marché de l'électricité verte, le Gouvernement wallon pourra revoir les quotas ci-dessus.

Par ailleurs, le Gouvernement wallon devra décider en 2005 des nouveaux quotas qui seront applicables à partir du 1^{er} octobre 2007. Ceux-ci seront fixés en fonction du développement du marché des CV en Région wallonne de manière à créer les conditions d'un marché solvable pour tous les CV octroyés en Région wallonne.

Il est intéressant de noter ici que dans une version antérieure du projet d'arrêté, le Gouvernement wallon avait mis en avant un échéancier tout à fait différent du point de vue du quota. Il prévoyait une augmentation du quota de l'E-SER lente mais constante pour arriver à 12 % en 2010. L'objectif de 12 % d'E-SER en 2010 n'est donc mentionné ni dans le décret *marché régional* ni dans l'arrêté relatif à *la promotion de l'électricité verte*.

5. L'amende administrative

La CWaPE contrôle chaque trimestre le respect des quotas par les fournisseurs et gestionnaires de réseau. S'ils n'atteignent pas leur quote-part, ils seront pénalisés par une amende administrative de 100 € par certificat manquant pour le trimestre envisagé.

Vu le paysage du secteur électrique belge, marqué par une situation de quasi-monopole, il n'est pas étonnant de conclure en mettant en évidence que, *grosso modo*, ELECTRABEL sera en quelque sorte, d'un côté, le seul producteur d'électricité à fournir des CV, et de l'autre, le seul fournisseur à demander des CV sur le marché. Or, on peut aisément dire qu'ELECTRABEL ne remplira pas son quota d'E-SER avec sa production d'électricité verte actuelle...

CONCLUSIONS

En raison des contributions précieuses qu'elles peuvent apporter au respect des engagements contractés dans le Protocole de Kyoto, à la sécurité de l'approvisionnement, à la préservation des ressources énergétiques limitées, et compte tenu des aspects économiques y relatifs, les ER sont devenues l'un des piliers que l'UE a l'intention d'utiliser dans ses politiques. Nous avons vu que pour réduire les émissions de GES, il fallait modifier radicalement les systèmes de production et les infrastructures énergétiques. Cette révolution implique nécessairement des coûts et des sacrifices.

Nous savons aussi que les États membres ont commencé depuis quelques années à prendre des initiatives en faveur des ER, mais aujourd'hui, il semble que l'on soit passé à la vitesse supérieure. La promotion des ER n'est plus un vague souhait de la CE, c'est une réalité. L'UE s'est dotée de moyens importants pour que sa volonté débouche sur des réalisations concrètes. De nouvelles directives voient le jour et de nombreux projets sont en préparation pour permettre une accélération de la pénétration des ER sur le marché.

Avec les systèmes de CV, le développement de l'électricité verte passe de plus en plus par le marché. L'intervention des pouvoirs publics est cependant essentielle puisque les marchés de l'électricité verte, s'ils sont prometteurs, n'en sont qu'à leurs débuts. Ils ne concernent encore que de faibles volumes. Et qui sait s'ils atteindront un jour des niveaux suffisants pour permettre un développement « autonome », hors de la sphère du régulateur. L'intervention des pouvoirs publics est donc nécessaire et le cachet du régulateur est incarné par l'obligation de quotas et la pénalité. Il ne faut pas oublier que les systèmes de CV se développent dans un contexte de libéralisation et donc de compétitivité qui aurait dû entraîner l'abandon du recours aux ER. Toutefois, les États membres ont « mordu à l'hameçon », ils se sont non seulement lancés dans la libéralisation du secteur de l'énergie mais aussi, pour nombre d'entre eux, dans l'instauration d'un système de CV. La CE et certaines sociétés électriques encouragent la mise en place d'un système européen des CV mais cette harmonisation est peu probable à moyen long terme puisque chaque État a mis au point un système individualisé, approche acceptée par cette même Commission.

Le remplacement de l'électricité conventionnelle par l'électricité renouvelable paraît également peu probable à moyen long terme et certainement pas dans un délai de dix ans correspondant à la date ultime de respect des engagements de réduction d'émission de GES. Le marché du renouvelable n'en est qu'à ses prémices et la mise en route de nouvelles installations à base de renouvelable est lente et entravée par de nombreux obstacles financiers, institutionnels et technologiques, mais aussi par l'effet NIMBY. En outre, l'augmentation de la demande d'électricité est constante. La demande de confort, si elle ne s'accompagne pas d'améliorations technologiques, s'accompagnera inévitablement d'un accroissement de la demande en énergie... Il faut aussi tenir compte des comportements, qui, dans un contexte de prix énergétiques bas, peuvent annuler les gains apportés par les améliorations techniques... D'autres mesures que la promotion des ER doivent être prises concernant entre autres : l'accroissement de l'efficacité énergétique, l'URE et la maîtrise de la demande électrique et son nouveau concept des « négawattheures » (c'est-à-dire réduction de la demande en énergie). L'intégration des préoccupations environnementales dans l'ensemble des politiques communautaires doit également être prônée. Et de manière général, une évolution des mentalités et un changement des comportements doit impérativement avoir lieu sous peine de voir les résultats réduits à néant.

Mais même avec ces mesures supplémentaires, le respect du Protocole de Kyoto ne paraît pas à portée de main, sans le support de l'énergie nucléaire. Plusieurs pays européens ont décidé de se désengager du nucléaire, et notamment la Belgique. Celle-ci a choisi le démantèlement futur des centrales nucléaires âgées de 40 ans et l'arrêt du recours à l'énergie nucléaire pour 2014. À noter que cette date fatidique vient après l'échéance fixée à Kyoto... Le désengagement par rapport au nucléaire

étonne face à la problématique d'émission de CO₂, les centrales nucléaires n'émettant pas ce gaz incriminé. On comprend mal cette décision. La Belgique dispose de centrales de haute technologie. Une analyse des indicateurs de performance montre que les centrales nucléaires belges se situent au premier rang dans le monde (facteur de capacité ou taux d'utilisation de 97,3 %⁹⁴ en 1999). Le spectre d'un accident nucléaire comme à Tchernobyl (1986) n'a aucune raison d'être. Toutefois, il y a les rejets gazeux et liquides de radionucléides, mais surtout le problème des déchets nucléaires. Pour les minimiser, le retraitement existe et est pratiqué, mais il y a les déchets radioactifs en fin de vie. Pour ceux-là le problème est important. Les avantages et les risques du nucléaire sont deux facettes de la filière nucléaire. Il faut bien entendu réfléchir, en connaissance de cause, au choix des mesures à promouvoir en matière de réduction des émissions de CO₂. Il ne faudrait pas que l'adoption d'une mesure bénéfique pour l'atmosphère ait un effet négatif dans un autre compartiment de l'environnement. L'exemple des centrales nucléaires en est un bon exemple. Les solutions pour stocker les déchets nucléaires ne sont pas optimales. Il existe cependant d'importants programmes de recherche pour l'enfouissement des déchets en profondeur pour lesquels la Belgique aura consacré 272 millions € en 2013. Mais que dire des tonnes de déchets chimiques engendrés par l'industrie et dont personne ne parle ?

Les changements climatiques actuellement observés ne sont probablement que le reflet des mauvaises habitudes du passé. Ces changements provoquent déjà de fortes perturbations hydriques et sont un danger pour les générations actuelles, cf. les inondations en Europe de l'Est durant l'été 2002. Néanmoins, si le mode de consommation future ne tient pas compte de ces impacts, les générations suivantes risquent d'être confrontées à des conséquences bien pires.

Par ailleurs, soulignons en Belgique les contradictions du pouvoir politique, avec d'un côté une stimulation de l'ER et de l'autre l'avortement d'un projet d'éoliennes offshore (août 2002) pour des raisons esthétiques et de protection de l'environnement (risque de collision de l'avifaune !). C'est pourtant de la volonté politique que doivent émaner les grands changements, en tous cas pour contrecarrer l'effet NIMBY. Sans cette volonté politique, les objectifs que la Belgique s'est fixée en matière de réduction des GES ne pourront être atteints qu'au moyen d'une relance du programme nucléaire. Il y a donc incohérence avec la déclaration du gouvernement belge qui prévoit la cessation progressive de la production nucléaire d'électricité... Pourtant selon Madame de Palacio, vice-Présidente de la CE et Commissaire chargée de l'Énergie et des Transports, le nucléaire est une option dont l'Europe ne peut se passer.

L'un des souhaits que l'on puisse faire pour le développement des ER est que les éco-consommateurs de chaque pays aient bientôt la possibilité de choisir leur approvisionnement en électricité verte. Ces éco-consommateurs préféreraient cette électricité renouvelable, comme ils ont été à la base de l'essor des produits bio ou qu'ils achètent des produits de manière responsable. Ces achats sont dirigés par la prise de conscience de ces consommateurs et un souci de qualité environnementale. Et ce n'est pas une douce illusion ! Prenons le cas de la Hollande : la souscription volontaire des consommateurs à des tarifs verts ne cesse de croître. Quatorze milles personnes y ont souscrit fin 1996, 47 000 fin 1997, 120 000 fin 1998 (260 GWh) et environ 170 000 fin juillet 1999 (365 GWh)⁹⁵.

⁹⁴ AMPERE 2000 : 70

⁹⁵ Martin 1999 : 366

BIBLIOGRAPHIE

Législation belge :

GOUVERNEMENT FÉDÉRAL	(1999),	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, MB du 11/05/1999
GOUVERNEMENT WALLON	(2002),	Arrêté relatif à la promotion de l'électricité verte, adopté le 04/07/2002
GOUVERNEMENT WALLON	(2001),	Décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, MB du 01/05/2001

Documents belges :

BROUIR C.	(2001),	« La libéralisation du marché de l'électricité », Communiqué de presse, site Ecolo : http://www.ecolo.be
BUREAU FÉDÉRAL DU PLAN	(2001),	<i>Perspectives énergétiques 2000-2020 : scénarios exploratoires</i>
CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS DE BELGIQUE	(1999),	Exposé des motifs concernant le projet de loi relatif à l'organisation du marché de l'électricité
COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE (CWaPE)	(2002),	<i>Cahier des charges : missions des organismes agréés en charge de délivrer les garanties d'origine des installations de production d'électricité verte</i> , version juin 2002
COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE (CWaPE)	(2002),	<i>Le régime des certificats verts dans le cadre de l'ouverture du marché de l'électricité en Wallonie</i> , version juin 2002
FEDERAL DEPARTMENT OF THE ENVIRONMENT	(2002),	<i>Belgium's Third National Communication under the United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
GOUVERNEMENT WALLON	(2002),	<i>Projet de plan wallon de l'air à l'horizon 2010</i> , version mai 2002
GOUVERNEMENT WALLON	(2002),	<i>Projet de Plan pour la maîtrise durable de l'énergie</i> , mars 2002
GOUVERNEMENT WALLON	(2001),	Exposé des motifs concernant l'avant-projet de décret relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité
GOUVERNEMENT WALLON	(2001),	Exposé des motifs concernant l'avant-projet de décret relatif à l'organisation du marché régional du gaz
GOUVERNEMENT WALLON	(2001),	<i>Projet d'arrêté relatif à la promotion de l'électricité verte</i>
PARLEMENT WALLON	(2001),	<i>Compte rendu analytique N° 17 de la séance du mercredi 28 mars 2001</i>

Législation européenne :

COMMISSION EUROPÉENNE	(2001),	Encadrement communautaire 2001/C 37/03 des <i>aides d'État pour la protection de l'environnement</i> , JOCE du 03/02/2001
COMMISSION EUROPÉENNE	(2001),	Directive européenne 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à <i>la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité</i> , JOCE n°L283/33 du 27/10/2001
COMMISSION EUROPÉENNE	(1996),	Directive européenne 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des <i>règles communes pour le marché intérieur de l'électricité</i> , JOCE n°L27 du 30/01/1997

Documents européens :

COMMISSION EUROPÉENNE	(2002),	Position Commune (CE) N°3/2002 arrêtée par le Conseil du 27 septembre 2001 en vue de l'adoption de la décision n°.../2002/CE du Parlement européen et du Conseil du ... établissant <i>le sixième programme d'action communautaire pour l'environnement</i> , JO C 4, 07/01/2002
COMMISSION EUROPÉENNE	(2001),	Communication de la Commission sur <i>la mise en œuvre de la première étape du programme européen sur le changement climatique</i> , Bruxelles, 23/10/2001, COM(2001) 580 final
COMMISSION EUROPÉENNE	(2001),	Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des <i>règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel</i> , 501PC0125(01)
COMMISSION EUROPÉENNE	(2000),	<i>Programme européen sur le changement climatique</i> , COM (2000) 88 final
COMMISSION EUROPÉENNE	(2000),	Livre vert : <i>Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique</i> , COM(2000)769 final
COMMISSION EUROPÉENNE	(2000),	<i>Plan d'action visant à renforcer l'efficacité énergétique dans la Communauté européenne</i> , COM(2000)247 final
COMMISSION EUROPÉENNE	(2000),	Livre vert : <i>Établissement dans l'Union européenne d'un système d'échange de droits d'émission des gaz à effet de serre</i> , COM(2000) 87 final
COMMISSION EUROPÉENNE	(1998),	Communication de la Commission intitulée <i>Renforcer l'intégration de la dimension environnementale dans la politique énergétique européenne</i> , 14/10/1998
COMMISSION EUROPÉENNE	(1997),	Livre blanc : <i>Énergie pour l'avenir : les sources d'énergies renouvelables</i> , COM(97)599 final
EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY	(2002),	<i>Energy and Environment in the European Union, Environmental Issue Report N°31</i> , Office for Official Publications of the European Communities, Luxembourg

Rapports, études

ÁLVAREZ-NÓVOA BARRIO R.	(2001),	<i>La dynamique des systèmes appliquée à un cas de promotion de l'énergie éolienne dans le marché libéralisé</i> , ULB, mémoire de Faculté des sciences appliquées, Bruxelles
AMPERE	(2000),	<i>Rapport de la Commission pour l'analyse des modes de production de l'électricité et le redéploiement des énergies (AMPERE) au Secrétaire d'État à l'Énergie et au développement durable</i> , Bruxelles
APERe asbl	(2001)	<i>Aides à l'investissement appliquées dans des pays de l'Union européenne</i> , Publication APERe, Belgique
CÍSCAR-MARTÍNEZ	(1998),	<i>Quantification of the Socio-Economic Effects of Renewable Energy Technologies in Southern Mediterranean Countries : an Input-Output Evaluation</i> , IPTS, EUR-18057-EN, Séville
DA SILVA N.	(2002),	<i>La libéralisation du marché de l'électricité en Europe et l'environnement</i> , ULB, mémoire IGEAT, Bruxelles
DE LOVINFOSSE I., VARONE F.	(2002),	<i>Renewable electricity policies in Europe : patterns of change in the liberalised market</i> , UCL, AURAP (Association universitaire de recherche sur l'action publique)
DE RADIGUÈS B., HUART M.	(2000),	<i>Mise en place d'un marché des certificats verts en Belgique</i> , Publications APERe, Belgique
DEGREZ M.	(2000),	<i>Industrie, énergie et environnement</i> , ULB, cours IGEAT, Bruxelles
DUPONT-ROC G.	(1999),	« Etude 4 : Certification et marché de l'électricité « verte » », in <i>Rapport du Club 1999</i> , op. cit., pp 271-309
EUROPEAN RENEWABLE ELECTRICITY CERTIFICATE TRADING PROJECT (RECErT)	(2001),	<i>Final Technical Report</i> , RECErT
FÉDÉRATION PROFESSIONNELLE DES PRODUCTEURS ET DISTRIBUTEURS D'ÉLECTRICITÉ DE Belgique (FPE)	(2001),	<i>Rapport annuel 2001</i> , FPE, Linkebeek
FERDINAND Chr., Ir.	(2001),	<i>Analyse des mécanismes de flexibilité et comparaison entre les mesures nationales de réduction de CO₂ et celles envisagées à partir des mécanismes de Kyoto</i> , ULB, Centre d'études économiques et sociales de l'environnement (CEESE), Bruxelles
HOOGLAND F.C.J., SCHAEFFER G.J.	(1999),	<i>Green Certificates ; Empowering the Market?!</i> , Netherlands Energy Research Foundation, Energie Noord West, ECN-ENW-99, Pays-Bas
INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE	(2001),	<i>Climate Change 2001</i> , Synthesis report
MARTIN P. E.	(1999),	« Etude 5 : Certification et marché de l'électricité « verte » », in <i>Observ'ER (1999)</i> , op. cit., pp 309-389
RENAUDIÈRE Ph.	(2000),	<i>Aspects juridiques de l'environnement</i> , ULB, cours IGEAT, Bruxelles
SCHAEFFER G.J., BOOTS M.G., ANDERSON T., MITCHELL C., TIMPE C., CAMES M.	(1999),	<i>The Implications of Tradable Green Certificates for the Deployment of Renewable Electricity</i> , Netherlands Energy Research Foundation, Öko-Institut, SPRU, ECN-C-99-072, Pays-Bas
SCHAEFFER G.J., BOOTS M.G., DE ZOETEN C., et al.	(2000),	<i>Intracert, Inception Report : The Role of an integrated tradable green certificate system in a liberalising market</i> , Netherlands Energy Research Foundation, RISØ, ZEW, CMUR, UAM, ECN-C-00-085, Pays-Bas
SCHAEFFER G.J., BOOTS M.G., MARTENS J.W., VOOGT M.H.	(1999),	<i>Tradable Green Certificates</i> , Netherlands Energy Research Foundation, ECN-I-99-004, Pays-Bas
VERHAEGHE M.	(2000),	<i>Écologie, y compris les éléments de biologie</i> , ULB, cours IGEAT, Bruxelles

Articles de revues :

BUYSSE J.-L.	(2002),	« Les certificats verts dans l'industrie », in <i>Le RE actif</i> , n°32, pp 3-4
CAMPS G.	(2002),	« La libéralisation du marché électrique : la situation européenne et ses implications au niveau de la Belgique », in <i>Le RE actif</i> , n°32, pp 5-6
DELAISSE Ph.	(2002),	« Mécanisme de développement propre », in <i>Éditions Kluwer</i> , n°14, pp 3-4
ECOMANAGER	(2000),	« À qui profite(ra) la dérégulation », in <i>L'Ecomanager</i> , n°66, pp 6-7
ECOMANAGER	(2000),	« De la libéralisation à la régulation... verte ! », in <i>L'Ecomanager</i> , n°66, p 9
ECOMANAGER	(2000),	« Comme toujours, tout est environnement ! », in <i>L'Ecomanager</i> , n°66, pp 10-11
ECOMANAGER	(1998),	« Énergies renouvelables : l'Europe passe à l'action », in <i>L'Ecomanager</i> , n°46, p 6
EurObserv'ER	(2002)	« Le bilan 2001 des énergies renouvelables », in <i>Systèmes solaires</i> n° 148 (Baromètre bilan), pp 38-59
MARENNE Y.	(2001),	« La cogénération, une technologie au service de l'environnement », in <i>Éditions Kluwer</i> , n°2, pp 1-5
MÉZILLE V.	(2001),	« La promotion de l'électricité verte », in <i>Éditions Kluwer</i> , n°16, pp 5-6
REFOCUS	(2001),	« Green Electricity in Belgium », in <i>REFOCUS</i> , pp 26-28
SOMERS W.	(2000),	« La cogénération dans un marché énergétique libéralisé », in <i>Technique et management</i> , pp 152-161

Documents Internet et sites conseillés

ALTENER	http://www.agores.org
COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE ET DU GAZ (CREG)	http://www.creg.be
COMMISSION WALLONNE DE RÉGULATION POUR L'ÉNERGIE (CWaPE)	« L'ouverture du marché de l'électricité : promotion de l'électricité verte » http://cwape.wallonie.be
ELECTRABEL	“La production” sur http://www.electrabel.be/fr/Corporate/AboutElectrabel/SellingProposition/Generation/Generation.asp
ELECTRABEL	“Les énergies renouvelables” sur http://www.electrabel.be/fr/Corporate/AboutElectrabel/SellingProposition/Generation/Renewable.asp
ENERGIENED, PROTOCOLE MONITORING GREEN LABELS	http://www.groenlabel.com
EUROPEAN RENEWABLE ELECTRICITY CERTIFICATE TRADING PROJECT (RECErT)	http://recert.energyprojects.net
GREEN PRICE	http://www.greenprice.com
GROUPE INTERGOUVERNEMENTAL SUR L'ÉVOLUTION DU CLIMAT (GIEC)	http://www.ipcc.ch ou http://www.greenfacts.org
RENEWABLE ELECTRICITY CERTIFICATE SYSTEM (RECS)	http://www.recs.org

Mais aussi

HUART M., APERe	(2002),	Entrevue du 9 juillet 2002
LEMMENS J.-P., ELECTRABEL	(2002),	Entretien téléphonique du 14 août 2002
MUND E.	(2002),	<i>La Commission AMPERE et l'actualité du « nucléaire » en Belgique</i> , conférence Réunion des seniors au sein de l'A.Ir.Br. du 28 mai 2002, Bruxelles