

JUNIUS Adrien

DESS Economie et Politique de l'Energie, 2004

Le marché de l'hydroélectricité dans le monde

Membres du Jury :
Mme Nathalie POPIOLEK,
M. Etienne BEEKER,
Mme Chantal MEURIS.

30 octobre 2004

Je tiens à remercier toutes les personnes de la Direction Etudes Economiques et Prospectives d'AREVA, en particulier mon tuteur M. Christophe BONNERY, pour m'avoir permis d'effectuer ce stage dans les meilleurs conditions possibles.

Je remercie également Mlle Carole LE HENAFF pour l'aide qu'elle a bien voulu m'accorder quant à la rédaction de la problématique et du plan de ce mémoire.

LE MARCHE DE L'HYDROELECTRICITE DANS LE MONDE	1
MEMOIRE DE DESS	5
1. Introduction	6
2. Le marché des centrales hydroélectrique	8
2.1. L'hydroélectricité : principe de fonctionnement	8
2.1.1. Une technologie mature	8
2.1.2. Une diversité d'aménagements	9
a) Les petites centrales hydroélectriques	9
b) Les types d'aménagements	10
2.2. Les acteurs du marché	11
2.2.1. Un marché dominé par de grands groupes	12
2.2.2. Un marché en pleine concentration	12
2.3. L'hydroélectricité dans le monde	14
2.3.1. La production d'hydroélectricité	14
2.3.2. La capacité installée	15
2.4. Le potentiel de développement	18
2.4.1. Le potentiel économique	19
2.4.2. L'amélioration des centrales existantes	21
3. La compétitivité de la filière	23
3.1. Une rentabilité sur le long terme	23
3.1.1. Un coût d'investissement élevé	23
3.1.2. Un faible coût de production	24
3.2. Une indépendance relative	25
3.2.1. La filière ne subit pas les variations des coûts de carburant	25
3.2.2. L'impact de la pluviométrie	25
3.3. Un moyen de régulation	26
3.3.1. Les fluctuation du réseau	26
3.3.2. La place de l'hydroélectricité dans la courbe de charge	27
3.3.3. Le complément d'autres filières électrogènes	28
3.4. Un impact mitigé sur l'environnement	29
3.4.1. Les externalités	29
3.4.2. Les conséquences du Protocole de Kyoto	30
3.5. Un productible valorisable	31
3.5.1. L'offre combinée d'eau et d'électricité	31
3.5.2. L'électricité verte	31
4. Conclusion	33
BIBLIOGRAPHIE	35
1.1. Articles	35
1.2. Banque de données	35
1.3. Communication	35
1.4. Ouvrages	35
1.5. Rapports	36
1.6. Site Internet – Article en ligne	37

ANNEXES	39
1.1. La production d'hydroélectricité mondiale en 2001	40
1.2. Croissance annuelle et répartition des capacités mondiales	44

TABLES DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 Centrales en projet et en construction en 2003 (MW)	18
Figure 2 Les variations de la courbe de charge	27
Figure 3 La flexibilité de l'hydroélectricité lui permet d'assurer la pointe	28
Graphique 1 Répartition des principaux pays producteurs	15
Graphique 2 Evolution des capacités hydroélectriques mondiales	16
Graphique 3 Répartition des principales puissances en 2003	17
Graphique 4 Coût d'investissement par technologie (\$/kW)	24
Graphique 5 Coût du kilowattheure électrique renouvelable (\$/kW)	24
Tableau 1 Classement des centrales hydroélectriques suivant l'UNIPEDE	9
Tableau 2 Synthèse des différents aménagements	10
Tableau 3 Chiffres d'affaires des quatre premiers équipementiers (2003)	12
Tableau 4 La concentration du marché hydroélectrique	13
Tableau 5 Estimations du potentiel hydroélectrique mondial selon diverses sources	20
Tableau 6 Résultat d'ExternE pour la production hydroélectrique	30

Mémoire de DESS

1. Introduction

Il nous paraît naturel d'avoir de l'énergie à profusion. Les coupures de courants qui ont affecté plusieurs pays l'été 2003 – notamment l'Italie et les Etats-Unis où, par exemple, l'approvisionnement en eau de la ville de Cleveland (80 000 habitants) a été interrompu toute une journée – nous ont cependant rappelé notre dépendance vis-à-vis de l'énergie au quotidien et qu'une bonne partie des ressources énergétiques était limitée.

L'énergie n'est pas une marchandise comme les autres. Elle est indispensable au fonctionnement de nos économies et à notre vie quotidienne, que ce soit pour nous transporter, pour chauffer nos maisons en hiver et les rafraîchir en été ou pour faire fonctionner nos usines et nous éclairer.

L'énergie est au cœur de notre civilisation. Le charbon d'abord, le pétrole ensuite, puis le gaz, l'hydraulique et l'électricité ont permis à nos sociétés de se développer et de continuer à exister. Il n'existe pas de modèle de développement sans recours à l'énergie.

Si la corrélation entre énergie et développement n'est pas aussi évidente que les statisticiens le pensaient avec leur fameux « doublement décennal », il n'en reste pas moins que de nombreux pays – dont notamment la Chine – se développent et sont appelés à être de futurs grands consommateurs d'énergie.

Au niveau de l'énergie électrique en particulier, ce sont aujourd'hui deux milliards d'individus qui n'ont pas accès à l'électricité. Un marché potentiel de deux milliards de clients pour les producteurs d'électricité...

Entre 2001 et 2030, l'investissement total de capacité électrique nécessaire pour produire l'offre d'électricité qui équilibrera la demande, est évalué par l'Agence Internationale de l'Energie à 10 milliards de milliards de dollars (10 trillions de dollars), soit 60% de l'investissement nécessaire toutes énergies confondues. C'est près de trois fois l'investissement qui a été réalisé dans le secteur électrique ces trente dernières années.

Si plus de 5 trillions de dollars serviront à installer des réseaux de transmission et de distribution, le reste permettra d'augmenter les capacités de production actuelles et de remplacer les centrales existantes devenues obsolètes sur la période.

Quelles offres seront capables de satisfaire cette demande ? Plus précisément, quels types d'énergie seront choisis au détriment des autres ? Dans quelles proportions ?

Les propriétés intrinsèques de chaque filière électrogène, la prise de conscience environnementale, les politiques mises en place pour promouvoir une filière plutôt qu'une autre (comme le photovoltaïque ou l'éolien), l'accès à la ressource (comme l'hydroélectricité en Norvège) ou encore les stratégies de « lobby » de chaque acteur sont autant de caractéristiques qui détermineront le mix-énergétique du futur.

Le présent document constitue une synthèse, dressant un portrait de l'essor passé d'une filière en particulier, l'hydroélectricité, de ses capacités actuellement installées dans le monde et de ses perspectives de développement à venir.

La première partie, les installations hydrauliques, offre un panorama du marché des centrales hydroélectriques, de la technologie utilisée jusqu'aux acteurs en passant par les différents types de centrales. Elle décrit l'évolution temporelle et géographique du parc ainsi que son potentiel de développement.

La deuxième partie traite de la compétitivité de la filière, au regard des enjeux qui pèsent sur les politiques énergétiques vis-à-vis de la rentabilité, de l'indépendance énergétique, de la régulation du réseau ou encore des impacts sur l'environnement.

Précision statistique :

L'essentiel des tableaux et graphiques se rapportant à l'énergie hydroélectrique (centrales, capacité, production, exploitants, ...) du mémoire est issu des 31 271 centrales hydrauliques « physiques » de la base de données Gaïa et recouvre différentes sources mondiales (platts, AIE, ...).

Les autres données sont clairement référencées dans la bibliographie.

Le classement retenu pour les pays dans l'ensemble du document est celui de l'OCDE. Il est détaillé dans l'annexe 1 page 40.

2. Le marché des centrales hydroélectrique

Les installations hydrauliques regroupent une large palette d'aménagements, suivant l'environnement dans lequel elles se situent, la diversité des fonctions qu'elles occupent, les matériaux qui les composent ou encore les types d'équipements qu'elles utilisent.

Après plus d'un siècle d'investissement et de développement industriel, l'énergie hydraulique est aujourd'hui une des cinq sources de production d'électricité les plus importantes et représente la principale filière de production mondiale d'énergie primaire [18].

Si de nombreux pays ont quasiment déjà équipés tout leur potentiel hydroélectrique, celui-ci est encore conséquent et représente des opportunités pour les constructeurs de centrales.

2.1. L'hydroélectricité : principe de fonctionnement

L'hydroélectricité est bien souvent, à défaut, associée aux barrages. Ceux-ci ne constituent cependant qu'une retenue d'eau dont la finalité peut être diverse. De l'irrigation à l'approvisionnement en eau, en passant par la régulation contre les crues, ils ne permettent la production d'électricité que par l'apport en combustible des centrales hydroélectriques [24]. De plus, il existe des centrales dite « au fil de l'eau » pour lesquelles une retenue n'est pas toujours obligatoire.

Les premiers barrages historiquement prouvés sont apparus en Syrie, Irak et Iran au 13^e siècle avant Jésus Christ. Il faudra cependant attendre le 2^e siècle de notre ère pour voir la naissance de l'énergie hydraulique avec la première roue à aube. Elle permet la conversion de l'énergie cinétique de l'eau (débit et chute) en énergie mécanique. Son utilisation n'a depuis cessée de s'améliorer jusqu'au 19^e siècle où deux inventions lui donnent un nouvel essor : la turbine qui démultiplie sa puissance et l'alternateur qui la transforme en électricité [44].

2.1.1. Une technologie mature

Les centrales hydroélectriques restent relativement simples dans leur principe de fonctionnement. Elles comportent trois principaux ouvrages : la prise d'eau, étudiée pour amener l'eau nécessaire au fonctionnement de l'installation vers l'ouvrage de transfert (ou conduite forcée) qui assure le transit du débit à l'alimentation de la centrale. L'eau y passe alors dans une turbine, qui par sa rotation, entraîne un alternateur la convertissant en énergie électrique.

Depuis ces débuts, la filière hydroélectrique n'a eu de cesse de s'améliorer jusqu'à atteindre les rendements actuelles de 90%. Les grandes ruptures technologiques comme le passage de turbines verticales en turbines horizontales s'étant déjà opérées par le

passé, la filière ne bénéficie plus que d'innovations incrémentales. La R&D restant le principal fait des constructeurs qui améliorent continuellement la technologie (simplicité, robustesse, rendement, etc.).

2.1.2. Une diversité d'aménagements

Les installations hydroélectriques sont spécifiques à chaque aménagement. Il est cependant possible de les classer suivant deux caractéristiques : le débit et la hauteur de chute. Ces deux paramètres déterminent la puissance d'une installation et la disponibilité du productible.

a) *Les petites centrales hydroélectriques*

La puissance permet de séparer ce qui appartient à la famille des petites centrales hydroélectriques (PCH) de ce qui appartient à la grande hydroélectricité. La frontière entre les deux est néanmoins plus administrative et juridique que réelle car il n'existe pas de consensus universel sur la définition de petite hydraulique. Si au Brésil ou en Chine, « petite » se rapporte à des puissances inférieures à 50 MW, l'UNPEDE (Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Electricité) retient le critère de 10 MW. Une différenciation « plus fine » est même faite par l'UNPEDE au sein même des PCH (cf. Tableau 1 ci-dessous).

Tableau 1 Classement des centrales hydroélectriques suivant l'UNPEDE

Grande Hydro	> 10 000 kW
Petite Hydro	Entre 2 000 et 10 000 kW
Mini Hydro	Entre 500 et 2 000 kW
Micro Hydro	Entre 20 et 500 kW
Pico Hydro	< 20 kW

Source UNPEDE

En France, les catégories d'installation qui peuvent bénéficier de l'obligation d'achat¹, en application des directives européennes², ne concernent que les centrales d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW.

Plus généralement, il est d'usage de parler de grande hydraulique quand une installation dispose d'une grande hauteur de chute (centaine de mètre) ou de gros débit (en milliers de mètre cube par seconde).

¹ L'arrêté tarifaire petite hydraulique du 25 juin 2001 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique. Les tarifs proposés varient selon la puissance de l'installation, la date de mise en service, le choix par l'exploitant entre un tarif unique pour l'année ou de deux tarifs hivernés été et la régularité interannuelle de la prise d'eau.

² Directive 96/92 transposée en droit français par la loi du 10 février 2000 libéralisant le marché de l'électricité. L'article 10 de cette loi stipule que seules les installations, d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW peuvent bénéficier de l'obligation d'achat.

L'opposition virulente des promoteurs de la petite hydroélectricité comme le lobby des constructeurs de grands barrages attestent les enjeux de l'appartenance de la grande hydroélectricité à la famille des renouvelables. Dans une perspective d'indépendance énergétique et de développement durable, être référencé comme « énergie renouvelable » permet à une filière, d'obtenir un grand nombre de privilège. Ces faveurs, octroyées par les politiques énergétiques, donnent un avantage comparatif au détriment des filières traditionnelles.

La Commission Européenne, dans sa directive du 27 septembre 2001 sur l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable, entend cependant l'énergie hydraulique sans distinction de puissance [34]. Aussi, la suite de l'étude traite des centrales hydroélectriques dans leur ensemble.

b) Les types d'aménagements

Les aménagements sont classés en trois grandes catégories suivant la durée de remplissage du réservoir qui alimente directement chaque centrales¹. Si cette durée, (égale au quotient du volume utile du réservoir sur le débit moyen de son installation) est inférieure à 2 heures, la chute est dite « au fil de l'eau », elle fonctionne « par éclusées » quand cette durée est comprise entre 2 et 400 heures, et elle est dite centrale « de lac » si cette durée dépasse 400 heures (cf. Tableau 2 ci-dessous).

Tableau 2 Synthèse des différents aménagements

aménagements	Taux de remplissage (T)	Hauteur de chute (H)
Au fil de l'eau	T<2 heures	H<10 mètres
Avec retenue		
- éclusé	2<T<400 heures	10<H<100 mètres
- lac	T>400 heures	10<H<100 mètres
Avec pompage	-	H>1 000 mètres

Source l'auteur

Les centrales d'accumulation par pompage, ou Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), pallient un des inconvénients majeurs de l'électricité qui est le stockage ; quand la demande d'électricité est faible et que la production est excédentaire, l'eau est pompée entre un bassin bas et un bassin haut. Inversement en période de forte demande, l'eau est turbinée pour fournir de l'électricité. Les STEP permettent ainsi de stocker le potentiel énergétique de l'eau.

¹ MINEFI, 2002. *Rapport sur la PPI* p.11 [30]

Les centrales avec pompage « pur » ont un productible nul malgré leur grande puissance, car les apports naturels en eau sont négligeable et le pompage se fait par d'autres moyens d'appoints.

En concordance avec les différents types de centrales qui existent, s'adaptent différents types de turbines. Le choix d'une turbine est déterminé par le débit d'eau ainsi que par la hauteur de chute de l'emplacement. Les caractéristiques d'efficacité varient considérablement d'une turbine à l'autre.

2.2. Les acteurs du marché

L'hydroélectricité présente des perspectives de croissance intéressantes à la fois pour les bureaux d'études et les entreprises de génie civil spécialisés mais surtout pour les équipementiers et les fournisseurs de services.

Au niveau du marché de l'industrie hydroélectrique à proprement parler, il est possible de distinguer trois segments de marché géographiquement distincts :

- la grande hydraulique pour l'installation « clé en main » de centrales, comprenant également la fourniture de turbines, d'alternateurs, etc. Les principaux débouchés sont en majeure partie hors de l'Union Européenne ;
- la petite hydraulique dont les caractéristiques sont semblables à ceux de la grande mais à une moindre échelle. Les débouchés sont nombreux car un grand nombre de site sont potentiellement exploitable à travers le monde, dans l'UE comme hors de l'UE ;
- les services hydrauliques avec des solutions intégrés pour l'augmentation de la productivité des centrales existantes : réadaptation, automatisation, modernisation, entretien, etc. Ce marché représente un énorme potentiel et un relais de croissance pour les industries du secteur.

Les fournisseurs mondiaux sont bien placés pour fournir leurs clients, qui ont également tendance à s'internationaliser. De plus cette mondialisation leur permet de faire face aux changements majeurs de demande mondiale et d'intervenir sur les trois secteurs distincts du marché.

S'il est impossible de pouvoir quantifier raisonnablement le marché de la construction, l'Agence Internationale de l'Energie [20] fournit quelques indices permettant d'estimer un ordre de grandeur :

- le coût d'investissement d'une centrale hydroélectrique est compris entre 1 900 et 2 600 \$ par kW ;
- dans son scénario de référence, l'hydroélectricité passe de 776 GW en 2000 à 911 GW en 2010.

En extrapolant les données précédentes⁴ et en ne tenant pas compte du renouvellement des centrales existantes, le marché de la construction est compris entre 250 et 350 milliards de dollars sur les dix prochaines années.

2.2.1. Un marché dominé par de grands groupes

Seules quelques entreprises arrivent à produire ces équipements à fortes valeurs ajoutées avec une productivité satisfaisante. Aussi, le marché de construction de centrales hydroélectriques et de service associés est dominé par de grands groupes internationaux.

Les quatre principaux, Alstom, General Electric (GE), Voith AG et VA Tech, prennent près de 70% du marché (cf. Tableau 3 ci-dessous).

Tableau 3 Chiffres d'affaires des quatre premiers équipementiers (2003)

<i>Millions d'euros</i>	pays	CA Energie	CA Hydro
GE Energy (dollars)	Canada	18 462	
Alstom Power	France	10 901	981 ⁵
VA Tech Hydro	Autriche	-	919 ⁶
Voith Siemens Hydro	Allemagne	-	485

Source Rapport annuel

Il existe également de nombreuses autres entreprises capables de fournir ce type de machines de grande teneur technologique : BHEL (Inde), Hitachi (Japon), Harbin (Chine), Toshiba (Japon), etc.

Les fournisseurs mondiaux sont bien placés pour fournir leurs clients, qui ont également tendance à s'internationaliser. De plus cette mondialisation leur permet de faire face aux changements majeurs de demande mondiale et d'intervenir sur les trois secteurs distincts du marché.

2.2.2. Un marché en pleine concentration

Au cours de ces dernières années, le marché des équipements de production d'énergie s'est caractérisé par une tendance au regroupement des fournisseurs. Si du fait leur multitude il est impossible de tous les dénombrer, le Tableau 4 ci-dessous permet de se faire une idée des stratégies de croissance externe des principaux fournisseurs.

⁴ $[(911-776)*1\ 000\ 000]*1\ 900 = 256\ 500\ 000\ 000\ \$$; $[(911-776)*1\ 000\ 000]*2\ 600 = 351\ 000\ 000\ 000\ \$$

⁵ Le business hydro contribue à hauteur de 9% du secteur Power. $10\ 901 * 9\% = 981$ [36].

⁶ Le chiffre n'est pas vraiment représentatif car il comprend les ventes de cycles combinées de 100 à 1 200 MW.

Tableau 4 La concentration du marché hydroélectrique

année	entreprises	opérations réalisées
1998	General Electric/Kvaerner	Kvaerner Energy, ancienne division du Groupe Kvaerner, est vendue fin 1998 à GE Hydro, une filiale de GE Power Systems.
1999	Alstom/ABB	Le 23 mars 1999, ABB et Alstom annonce la création d'un joint-venture à part égal entre les deux groupes. La nouvelle société créée, ABB Alstom Power, regroupe les activités du secteur énergétique d'Alstom et tous le secteur de production d'énergie hors nucléaire d'ABB.
	Alstom/ABB	En mai 2000, ABB cède ses parts à Alstom et ABB Alstom Power devient Alstom Power.
	Voith/Siemens	Le 21 juillet 1999, Siemens AG et Voith AG décide de fusionner leurs activités hydroélectriques dans un joint venture avec 65% des parts pour Voith et 35% pour Siemens.
	VA Tech/Sulzer	En octobre 1999, VA Tech Voest MCE et Sulzer AG (Suisse) ont signé un accord dans lequel VA Tech prend l'acquisition de toute l'activité de Sulzer Hydro. La nouvelle compagnie opère sous le nom de VA Tech Escher Wyss avant de prendre le nom de VA Tech Hydro.
2002	Voith/Esac	En avril 2002, Voith Siemens Hydro a procédé à un joint-venture à 51% des parts avec le groupe Esac pour créer Voith Esac Hydro. La spécificité de la nouvelle entreprise reprend celle de la filiale Esac Energie, à savoir la réalisation de mini-centrales hydroélectriques.
2003	General Electric /Hangfa	La 4 février 2003, General Electric acquiert 90% des parts dans le joint venture chinoise, Kvaerner Hangfa. La société, anciennement détenu à 61% par le Norvégien Kvaerner et à 39% par Hangzhou Industrial Asset Management Co. (Hangfa), est désormais la GE Hydro Asia.
2004	Voith/Esac	Le 12 juillet 2004, La société Esac Eurocooler cède la participation de 49% qu'elle détenait dans Voith Esac Hydro.

Source l'auteur / site Internet des entreprises

La concentration répond à plusieurs objectifs :

- élargir le domaine des compétences. L'atonie du marché européen a contraint les principaux acteurs à rechercher des relais de croissance, où du moins à acquérir des compétences supplémentaires. Ainsi, en reprenant Esac, le groupe Voith Siemens Hydro renforce sa présence sur le marché du mini hydro ;
- prendre des parts de marché. La plupart des marchés de l'industrie hydroélectrique sont situés hors de l'Union Européenne. Dans ces conditions, gagner des parts de

marchés nécessite souvent d'avoir une présence nationale dans les pays aux perspectives de marché conséquentes. C'est le cas de GE qui consolident ses positions en Chine avec Hangfa ;

- réduire le point mort. La mise en commun des activités permet d'envisager des économies (réduction des doublons) notamment dans la R&D et les coûts fixes (administrations et gestion).

Les récentes opérations se sont soldées par la constitution de quatre géants mondiaux (Alstom, General Electric, Voith Siemens et VA Tech) qui constituent désormais les principaux acteurs occidentaux. Le seuil de concentration semble être atteint. De nouvelles opérations de croissance externe pourraient avoir lieu mais elles ne concerneraient que des acteurs secondaires. Il est en effet peu probable que les quatre géants mondiaux puissent s'unir sans que les autorités de la concurrence interviennent.

2.3. L'hydroélectricité dans le monde

Du fait de l'impact des stations de pompage sur le productible, les comparaisons avec les autres filières ne seront réalisées qu'en terme d'énergie électrique produite. En revanche, pour éviter ce biais, le développement historique de la filière ne sera étudié qu'en terme de capacité installée.

Il ressort néanmoins que le marché de l'énergie hydraulique fait apparaître de fort contraste dans le temps et dans l'espace, en production comme en capacité installée.

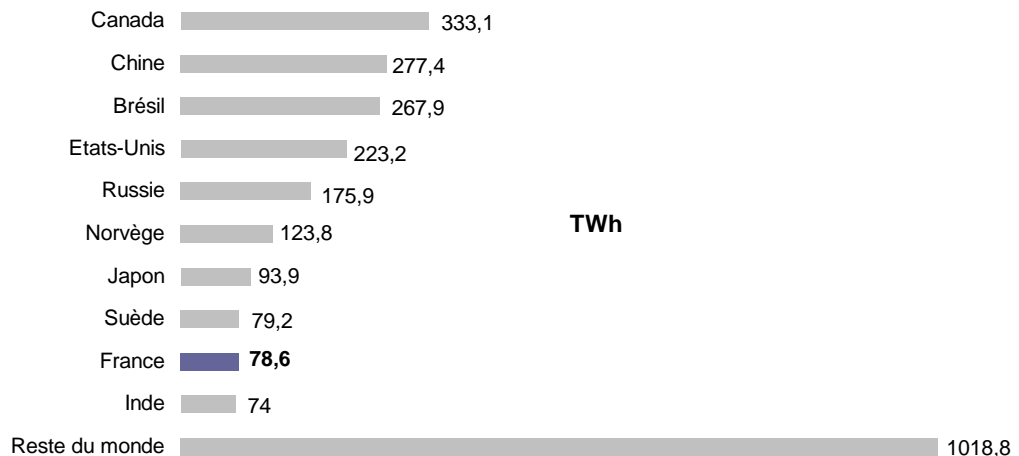
2.3.1. La production d'hydroélectricité

En 2001, la production hydroélectrique réalisée aussi bien par des grandes installations – y compris les STEP – que par les PCH dépasse les 2 645 TWh (sur 15 546 TWh soit 17%). Ce chiffre est comparable à la production électronucléaire mondiale, estimée par l'AIE à 2 653 TWh [32]. Cependant, alors que pour diverses raisons (notamment géopolitiques) le marché de l'énergie nucléaire ne se situe que sur une trentaine de pays, les centrales hydrauliques se trouvent à peu près partout dans le monde.

Leur répartition y est toutefois très inégale : 20 pays produisent 80% de l'hydroélectricité mondiale, la France produit presque autant que toute l'Afrique réunie (79,5 TWh).

De même, la production des pays membres de l'OCDE représentent près de la moitié de celle produite dans le monde même si cet état de fait est en grande partie la conséquence de deux pays : le Canada et les Etats-Unis. Le Canada est le plus grand producteur d'hydroélectricité (333,1 TWh, soit 12,6 % de l'hydroélectricité mondiale), ensuite vient la Chine (277,4 TWh), le Brésil (267,9 TWh) et les Etats-Unis (223,2 TWh). Ces quatre grands pays combinés totalisent à eux seuls plus de 41% de la production d'énergie hydraulique mondiale. La France se place en 9^e position avec 78,6 TWh.

Graphique 1 Répartition des principaux pays producteurs



Source Gaïa, 2004

Il existe plus de 15 pays dont le total d'électricité générée provient d'au moins 90% de la production hydraulique et près de 40 pays pour plus de 50%. Les grands pays les plus engagés en pourcentage de leur production totale sont la Norvège (99,3%), le Brésil (81,7%), le Venezuela (67,2%) ou le Canada (56,7%).

2.3.2. La capacité installée

Le développement conséquent de l'énergie hydroélectrique date des années 1950, plus particulièrement après la seconde guerre mondiale. La période 1950-1990 a été la plus favorable avec une multiplication par 12 des capacités installées, soit un rythme de croissance moyen de 6,5% par an.

A partir de 1990, la filière hydroélectrique a commencé à montrer des signes de ralentissement ; si les capacités mondiales sont de 774,6 GW en 2003, la croissance moyenne sur ces treize dernières années n'est plus que de 1,7% par an et vient principalement des pays hors de l'OCDE.

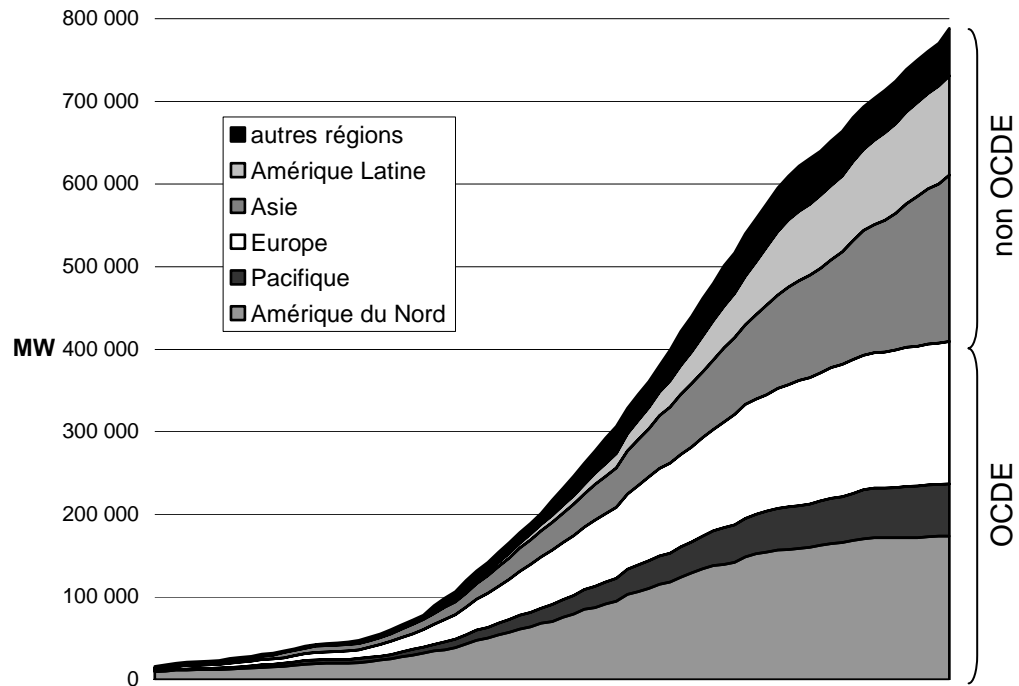
Les deux conditions préalables au développement d'une nation étant l'énergie et l'eau, il est naturel de trouver les pays hors de l'OCDE en tête dans le classement des nations les plus dynamiques en matière de construction de nouveaux barrages. En revanche, les pays de l'OCDE ont réalisé le gros de leur efforts il y a des décennies et se contentent désormais d'entretenir ou de rénover leur parc. Ce phénomène se remarque aisément depuis 1990 : alors que les capacités des pays hors OCDE augmentaient de 42%, l'OCDE n'augmentait son hydraulique installée que de 12%.

Les capacités de l'ensemble des pays de l'OCDE sont ainsi passées successivement de 82,9% de la capacité hydroélectriques mondiale en 1950 à 64,5% en 1980 et 52,8% en 2003.

Il faut en effet se tourner vers les pays hors de l'OCDE pour voir apparaître une réelle augmentation : si l'Afrique, le reste de l'Europe ou les pays de l'ex-URSS progressent au rythme maximum de 0,7% par an ces dix dernière années, l'Amérique latine

(notamment avec le Brésil), l'Asie et surtout la Chine font preuve d'un véritable engouement pour la filière.

Graphique 2 Evolution des capacités hydroélectriques mondiales

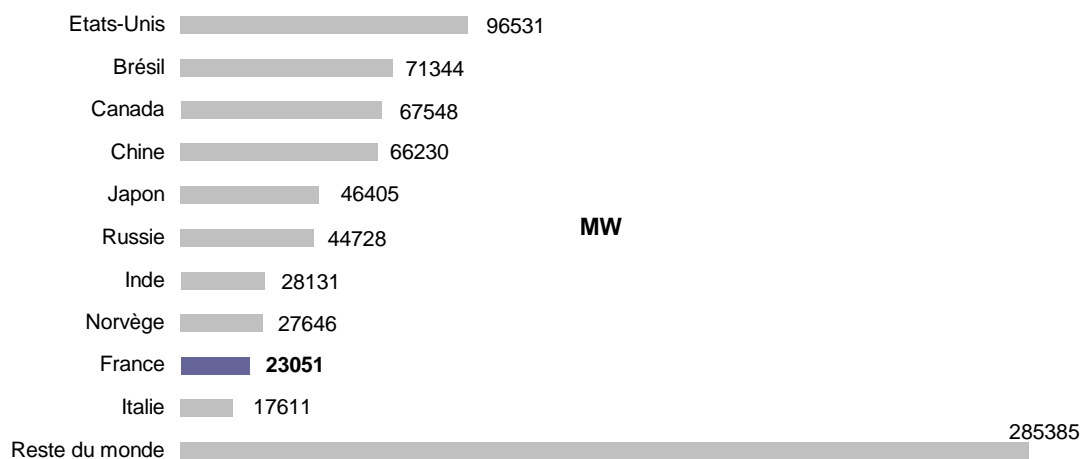


Source Gaïa, 2004

Dans les trois régions de l'OCDE

- L'Amérique du Nord avec les Etats-Unis (96 536 MW), le Canada (67 548 MW) et le Mexique (9 825 MW) est la région qui a la plus grande capacité installée (22,5% du monde) mais le parc de production n'évolue que très peu (+0,4% de croissance annuelle moyenne ces trois dernières années et +0,7% entre 1990 et 2000). Si les Etats-Unis n'ont actuellement aucun projet en construction (mais 772 MW à l'étude), le Canada et le Mexique sont en train d'installer respectivement 1 313 MW et 1 680 MW et projettent d'en construire 3 809 MW et 765 MW de plus.
- La Norvège (27 646 MW) possède la plus forte puissance installée d'Europe, suivi de la France (23 051 MW) et de l'Espagne (17 363 MW) mais la croissance moyenne de 0,5% depuis 2000 provient essentiellement de la Turquie qui est en train de construire 2 691 MW et projette d'en ajouter 1 885 MW. La France, neuvième pays par sa puissance installée, ne construit et ne projettent pas d'augmenter conséquemment ses capacités hydrauliques.
- L'OCDE Pacifique augmente son parc de 0,7% en moyenne annuelle depuis trois ans, notamment avec le Japon (46 405 MW) qui poursuit son programme d'équipement avec 6 360 MW en construction et 3 437 MW en projet.

Graphique 3 Répartition des principales puissances en 2003



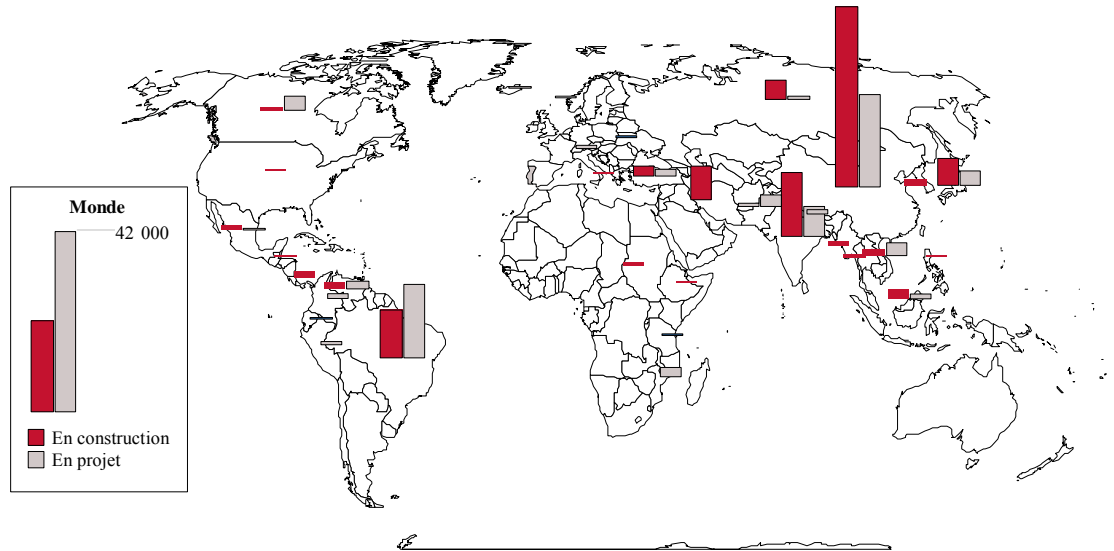
Source Gaïa, 2004

Dans les autres régions du monde

- L'Afrique dispose de faibles capacités hydroélectriques (2,7% du monde) qui ont très peu évolué depuis 1990 (+0,7% par an en moyenne). Peu d'installations sont en construction (2 622 MW) et la moitié d'entre elles se trouvent concentré sur un pays : le Soudan (1 277 MW). Les projets font également défaut, exception faite du Mozambique qui étudie l'aménagement de 2 400 MW.
- L'Amérique latine est la région dont l'hydraulique constitue la majeure partie de la production d'électricité (67,7%) avec 516 TWh sur 762 TWh pour une capacité total de 121 776 MW. Le Brésil (71 344 MW), le Venezuela (14 345 MW) et l'Argentine (12 075 MW) sont les trois pays qui influencent fortement ce résultat. Le Brésil est le pays qui a la politique la plus active en matière d'installation de nouveaux barrages avec 11 238 MW en construction et 17 146 MW en projet. Le Venezuela vient ensuite avec 2 134 MW en construction et 2 232 MW en projet. Entre 1990 et 2000, l'Amérique latine a eu une croissance moyenne de ces installations de 2,8% par an.
- L'Asie, et surtout la Chine sont les régions ayant le plus grand accroissement des installations (hors Moyen-Orient dont l'effet volume fait apparaître un fort taux de croissance) avec respectivement 3,7% et 5,4% d'augmentation annuelle moyenne sur les trois dernières années et 3,3% et 8,9% entre 1990 et 2000. Cet accroissement des installations devrait se poursuivre ; la capacité hydroélectrique de la Chine (66 230 MW) devrait être multiplier par deux avec la construction des 41 413 MW en réalisation et des 21 335 MW en projet. L'Inde (28 131 MW) réalise pour sa part 15 074 MW et projette d'en construire 7 429 MW de plus. La Malaisie, le Pakistan, la Thaïlande et le Viêt-Nam développent également leurs installations avec 1 130 MW minimum de plus par pays ainsi que de nombreux projets.

- En ex-URSS, il s'agit bien évidemment de la Russie qui tient le haut du pavé avec 67% de la capacité de la région, soit 44 728 MW de puissance installée, 4 798 MW en construction et 1 020 MW en projet.
- Le Moyen-Orient devrait doubler ses installations avec 7 990 MW de plus.

Figure 1 Centrales en projet et en construction en 2003 (MW)



Source Gaïa, 2004

Alors que les pays industrialisés se sont quasiment tous développés au maximum de leur possibilité, de nombreux pays disposent encore d'énormes potentiels qu'ils équipent au fur et à mesure. Ainsi, pour l'ensemble des pays de l'OCDE, les nouvelles installations (16 166 MW) ne représentent que 14% du total en construction (114 562 MW). Pour ce qui est de l'ensemble des projets annoncés, la Figure 1 ci-dessus montre qu'ils se situent essentiellement dans les pays en développement avec une prédominance pour la Chine, l'Inde et le Brésil.

2.4. Le potentiel de développement

Les perspectives de construction de nouvelles centrales, hormis toutes les conditions exogènes en jeu, sont bien évidemment restreintes par les ressources géographiques fluviales existantes, ce qui définit le potentiel hydroélectrique. Ce potentiel, loin d'être atteint dans de nombreuses parties du globe, n'est pas le seul débouché des constructeurs de centrales. Il existe en parallèle le segment de marché de l'amélioration des centrales existantes qui va de pair avec le nombre de centrale. Plus celles-ci sont nombreuses et plus les perspectives de rénovation et/ou d'amélioration sont croissantes.

2.4.1. Le potentiel économique

Le potentiel hydraulique dans le monde est estimé de diverses manières. A l'instar du pétrole, il est nécessaire de distinguer ce qui appartient aux ressources de ce qui appartient aux réserves. Dans le domaine de l'hydroélectricité, les ressources comprennent tous les endroits où peut être installé dans l'absolu un aménagement hydraulique, c'est le potentiel « sauvage » ou théorique. Ce potentiel théorique devient un potentiel technique quand les sites peuvent être équipés avec les connaissances techniques actuelles et un potentiel économique (c'est-à-dire la notion de réserve pour l'industrie pétrolière) quand il existe des clients à proximité et que l'électricité produite peut leur être amenée à un coût compétitif avec les autres sources d'énergie dans les conditions actuelles.

L'écart existant entre ce qui est techniquement faisable de ce qui l'est économiquement peut être dû à de multiples facteurs : les inconvénients de tel ou tel aménagement, le coût trop élevé d'un ouvrage, l'absence de clients mitoyens, les difficultés de financement, l'instabilité politique de la région, etc.

L'aspect politique des estimations fait également survenir des écarts dans le calcul de ces potentiels suivant la position défendue par les acteurs. Il n'en reste pas moins que le potentiel économiquement réalisable dans le monde est considérable (cf. Tableau 5 ci-dessous).

Si les données sont rapportées à une même production de 2 646 TWh (AIE, 2001), le pourcentage du potentiel économique actuellement utilisé est compris entre 13,7% et 36,3%. C'est-à-dire qu'un potentiel mondial compris entre 18 522 TWh et 7 560 TWh est en attente d'être équipé dans des conditions économiques satisfaisantes, soit de 3 à 7 fois la production de l'année 2001.

Cet immense potentiel économique est réparti bien évidemment différemment non seulement entre les régions mais également au sein même des pays. En prenant les chiffres donnés par le *World Energy Council* de 2001 [29], cinq pays ressortent :

- la Chine (1 260 TWh) ;
- la Russie (852 TWh) ;
- le Brésil (811 TWh) ;
- le Canada (523 TWh) ;
- la République Démocratique du Congo (419 TWh).

Tableau 5 Estimations du potentiel hydroélectrique mondial selon diverses sources

<i>TWh/an</i>	Potentiel technique	% non utilisé	Potentiel économique	% non utilisé	Production	% utilisé du potentiel économique
Observ'ER ⁷ (2000)			18 900	86%	2 700	14%
EDF ⁸ (2003)			16 519	83%	2 643	16%
CIGB ⁹ (1998)				80%		20%
DGEMP ¹⁰ (2000)	36 000	92%	14 000	80%	2 845	20%
Wasserkraft Volk AG [55]	15 552	82%	8 098	66%	2 737	33%
Amérique du Nord	1 668	70%	964	58%	711	42%
Amérique du Sud	2 792	85%	1 500	75%	496	25%
Asie	4 875	90%	2 497	81%	568	19%
Afrique	1 888	96%	1 112	94%	73	6%
Europe	2 706	79%	1 642	69%	736	31%
Océanie	232	85%	107	72%	42	28%
Moyen-Orient	218	96%	119	93%	8	7%
WEC (2001) [29]	14 379	85%	7 941	75%	2 634	25%
Amérique du Nord				39%		61%
Amérique du Sud				81%		19%
Asie				80%		20%
Afrique				93%		7%
Europe				35%		65%
Australie				60%		40%
AIE/OCDE (1995) [26]			7 283	65%	2 549	35%

A titre de comparaison, en développant la totalité du potentiel économique de la République Démocratique du Congo, il serait possible d'alimenter la quasi-totalité des besoins électriques de l'Afrique (465 TWh).

Des études plus abouties réalisées en France nuancent cependant ce postulat : le Sénateur Jean-Paul AMOUDRY¹¹ rapporte dans une mission d'information du Sénat que sur un potentiel français théorique de 270 TWh, le potentiel technique serait de l'ordre de 100 TWh et le potentiel économique entre 4 et 8 TWh. Si on ajoute le potentiel de 4 à 5 TWh de PCH référencé¹² et que l'on omet le problème du classement des cours d'eau qui pourrait restreindre ces chiffres, le potentiel économique français est compris entre 4 et 13 TWh. On est très loin des estimations du WEC de 70 TWh de potentiel économique français.

Les données du Tableau 5 permettent cependant de mettre en relief des perspectives de croissance de l'hydroélectricité pour de nombreuses années encore. Le potentiel de sites

⁷ Systèmes Solaires n°140, 2000. p.23 [10]

⁸ Electricité de France (EDF), 16 juillet 2003. p.6 [24]

⁹ J. LECORNU, Secrétaire Général de la Commission International des Grands Barrages (CIGB), Conférence du 19-21 mars 1998 [14]

¹⁰ R. DELOCHE, Conseiller scientifique du Directeur du Palais de la découverte, la lettre de la DGEMP n°17 [43]

¹¹ J-P. AMOUDRY, Un potentiel de développement limité. p.67 [23]

¹² J-M CHARPIN, 4.1.1.1.L'hydraulique. p.54 [30]

qui peuvent être équipés n'est cependant pas le seul débouché pour les constructeurs de centrale qui voient dans l'amélioration des centrales existantes un relais de croissance pour l'avenir.

2.4.2. L'amélioration des centrales existantes

La remise à niveau ou le réaménagement des centrales existantes est un des secteurs porteurs de l'industrie hydraulique.

Elle consiste en trois points :

- la réhabilitation pour rendre aux centrales leurs performances originelles
- la modernisation pour améliorer les performances des centrales grâce aux progrès technologiques
- l'automatisation pour remplacer d'obsolète ou d'inadéquates systèmes de surveillance

Le marché des services connaît une croissance rapide. Au cours des dernières années, la demande de maintenance et de réhabilitation a été renforcée par une tendance générale à augmenter le rendement, à réduire les coûts d'exploitation et à prolonger la durée de vie des centrales existantes.

Le producteur Voith Siemens Hydro Power a déclaré que les Etats-Unis pourraient bénéficier d'une capacité de 30 000 MW supplémentaires s'ils rénovaient et augmentaient la puissance des turbines de leurs barrages. Un chiffre confirmé par les statistiques du ministère de l'énergie (DOE) qui estime entre 20 000 MW et 30 000 MW les capacités « récupérables » [3].

L'expérience de l'US Bureau of Reclamation (USBR) a démontré que les capacités des générateurs ont augmenté de plus de 10%, les capacités des turbines entre 2 et 10% [48].

La modernisation permet d'augmenter les capacités installées pour un coût relativement minime. Par exemple, l'USBR a entrepris un programme permettant d'améliorer ses centrales pour un coût de 69 US\$ par kilowatts installé [48] et près de 5 millions est investis par an dans le pays dans des projets de modernisation [27].

En Russie, la Banque Economique sur la Reconstruction et le Développement (BERD) a estimé qu'il fallait 5 milliard de US\$ pour moderniser les grandes centrales hydrauliques [48]. En Espagne, Iberdrola va investir 196 millions d'euros pour accroître la capacité de la centrale de Cortès-La Muela (Valence) [4].

La filiale ingénierie d'Iberdrola, Iberinco, a remporté un contrat de modernisation de la centrale de Silvón (Asturies) pour 3,8 millions d'euros [5].

Le norvégien Satkraft envisage de remettre à neuf quatre de ses centrales pour augmenter sa production de 2%. Le contrat signé avec GE Hydro porte sur 18 turbines Pelton pour un montant de 20,4 millions d'euros [9].

Il peut arriver cependant que la remise en état ne soit pas aussi intéressante qu'elle en a l'air. En Oregon (Etats-Unis), l'entreprise d'électricité Portland General Electric (PGE) s'est engagée à retirer deux de ses barrages d'une puissance de 22 MW d'ici 2009 [41]. La PGE n'a pas demandé le renouvellement de son permis au régulateur fédéral, la FERC, puisqu'elle avait conclu que le coût probable des efforts de protection et de restauration des ressources affectées par les barrages, serait plus élevé que les bénéfices qu'elle pourrait en retirer en terme de production d'électricité.

3. La compétitivité de la filière

La majorité des grandes installations hydroélectriques des pays de l'OCDE a été installée par le passé alors que les préoccupations environnementales et sociales n'étaient pas aussi importantes.

Aujourd'hui, bien qu'un grand nombre d'externalités soit pris en compte, il apparaît néanmoins que la filière hydroélectrique dispose encore de nombreux atouts pour son développement futur.

3.1. Une rentabilité sur le long terme

La production d'énergie hydraulique, si elle nécessite un investissement élevé, apparaît rentable sur le long terme. L'absence de coût de combustible fait de la houille blanche une énergie à faible coût d'exploitation, essentiellement pour la maintenance.

La durée de vie des aménagements est très longue, de l'ordre de 40 à 50 ans et peut être généralement doublée grâce à une remise à niveau des installations. Du fait de cette longévité, les investissements sont souvent largement amortis dans les pays développés et les coûts de production n'intègrent plus que les coûts d'exploitation.

3.1.1. Un coût d'investissement élevé

Le coût d'une grande installation hydraulique est difficilement comparable. Il dépend fortement des conditions du site dans lequel il s'inscrit et son intérêt économique ne peut s'étudier qu'au cas par cas suivant les finalités de l'ouvrage.

L'efficacité des différents objectifs visés n'est pas l'objet de ce rapport et n'est donc pas étudié ici. Il est cependant intéressant de noter que l'étude de la Commission Mondiale des Barrages estime que dans l'ensemble, les barrages à vocation de production d'énergie hydroélectrique ont réalisé leurs objectifs financiers, ce qui n'est pas le cas des barrages à buts multiples.

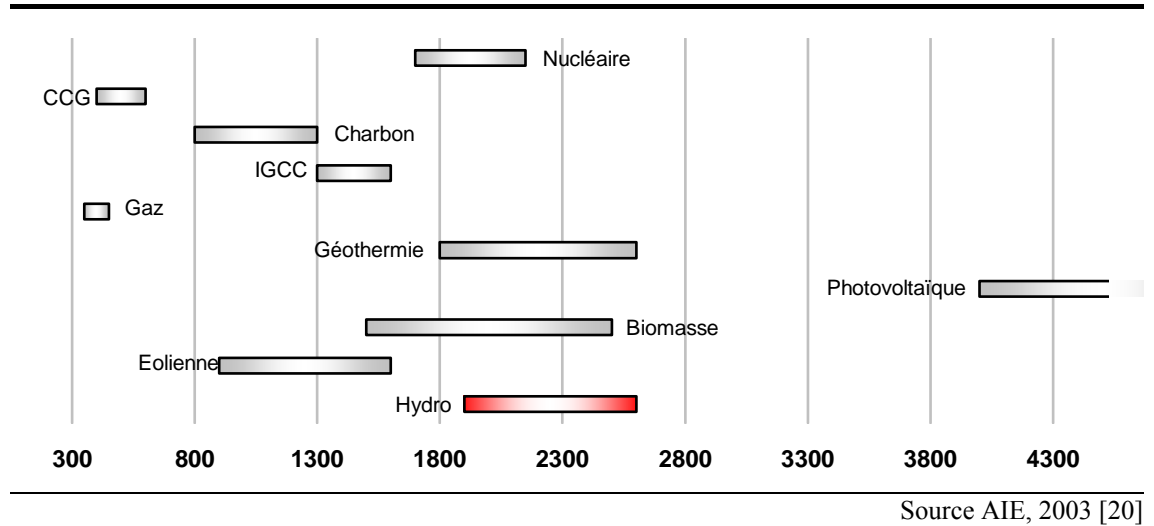
La particularité de chaque aménagement et la difficulté de connaître tous les coûts imputés empêchent de connaître avec précisions les investissements nécessaires. Pour avoir un ordre d'idée, les travaux de génie civil représentent la majeure partie des coûts d'investissement (60-70%), ensuite vient le coût de la centrale hydraulique (25-35%) puis les études nécessaires à la réalisation de l'ensemble (5-10%).

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) estime un coût d'investissement pour l'hydroélectricité compris entre 1 900 et 2 600 \$/kW, ce qui est comparativement élevé vis-à-vis des autres filières (cf. Graphique 4 ci-dessous).

Pour une centrale de basse chute d'une puissance de 20 kW, EDF estime un coût d'investissement compris entre 1 525 €/kW et 4 600 €/kW. Pour une centrale de haute chute de 2 kW, entre 2 600 €/kW et 7 850 €/kW [44]. Wasserkraft Volk AG donne une

fourchette pouvant aller jusqu'à 6 000 €/kW pour les petites centrales hydroélectriques [55].

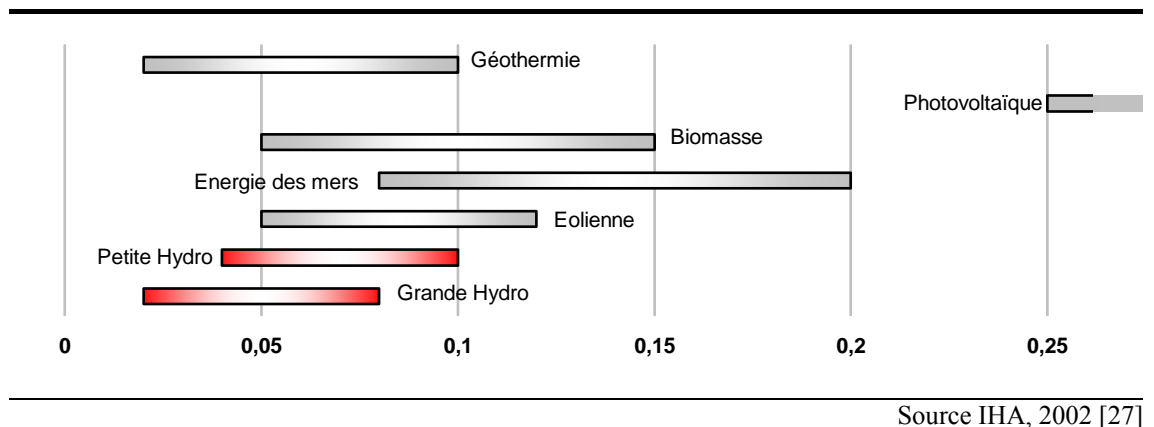
Graphique 4 Coût d'investissement par technologie (\$/kW)



3.1.2. Un faible coût de production

Les chiffres du Graphique 5 ci-dessous, bien qu'émanant d'une association de constructeurs de centrales, semblent s'avérer raisonnables ; EDF les corrobore avec l'annonce d'un coût de production moyen de 0,022 € par kWh qui peut monter à 0,1 €/kWh pour des centrales inférieures à 100 kW [44].

Graphique 5 Coût du kilowattheure électrique renouvelable (\$/kW)



L'hydroélectricité montre un avantage certain en matière de coût de production. Si la grande hydraulique apparaît plus intéressante que la petite, cette dernière permet de s'affranchir des coûts de réseau en étant installée à proximité des lieux de consommation.

3.2. Une indépendance relative

Le premier objectif de toutes politiques énergétiques est la sécurité d'approvisionnement. D'une part, la garantie de la continuité de la fourniture en électricité aux consommateurs finals, notamment industriels, est nécessaire à la bonne marche de l'économie. D'autre part, aucun particulier ne peut accepter d'être privé de ce produit de base, devenu irremplaçable dans les besoins quotidiens.

3.2.1. La filière ne subit pas les variations des coûts de carburant

La Californie a vu, durant l'été 2000, « une crise de l'électricité » qui a sensibilisé tous les responsables de politique énergétique aux conséquences d'un déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Cette crise s'est traduite par une volatilité des prix, des coupures tournantes perturbant gravement la vie des habitants et l'activité économique.

Cet exemple illustre l'ampleur que revêt désormais l'électricité dans nos sociétés et l'importance de la sécurité d'approvisionnement. La Commission Européenne a, à cette fin, écrit le « Livre vert » intitulé « Vert une stratégie européenne de sécurité énergétique » [15]. Cet ouvrage vise à définir la stratégie à long terme de sécurité des approvisionnements énergétiques de l'Union Européenne pour assurer 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 de développement durable.

L'hydroélectricité est une des solutions qui permet de répondre à ces objectifs de sécurité énergétique. En Europe la majorité des sites exploitables sont déjà équipés et, pour ceux qui restent, la construction de nouvelles centrales est freinée par de fortes résistances locales. Cependant, en regard des objectifs de doublement des énergies renouvelables affichés par la Commission, les centrales hydroélectriques (notamment les STEP et les PCH) devraient voir leur nombre augmenté. Elles permettent, en effet, de générer des kilowattheures à un tarif relativement faible et d'éviter d'importer des combustibles fossiles.

Il apparaît, en effet, une tendance à l'implantation de nouvelles stations de transferts par pompage en Europe. Deux raisons qui peuvent expliquer ce phénomène sont d'abord les pannes de courant à répétition dans plusieurs pays qui ont souligné le besoin de nouvelles installations mais également les besoins d'assurer le bon équilibre du réseau par la fourniture d'électricité en période de pics de consommation comme en couplage d'autres moyens de production plus intermittents.

3.2.2. L'impact de la pluviométrie

Le principal aléa qui affecte la production hydraulique concerne les apports naturels aux ouvrages. Que ce soit au niveau de la pluviométrie ou de la fonte des neiges, toutes réductions ou augmentations des cours d'eau impactent directement le débit donc la production des centrales. C'est notamment le cas du Brésil qui a dû mettre en place un plan de rationnement d'électricité afin de remettre à un niveau satisfaisant ses réservoirs

L'été 2003 en est un parfait exemple. Touchée comme la plupart des pays européens par la canicule, la Finlande a vu diminuer de 12,4% la production de ses barrages et a dû recourir massivement à l'utilisation des centrales au charbon et à l'importation de courant russe et européen (12 milliards de kWh et 7 milliards de kWh). Faute de pluies suffisantes, la production norvégienne, qui dépend à plus de 99% de ses barrages, a également diminué de 21%.

A l'inverse, les centrales à accumulation des Forces Motrices Bernoises (FMB) ont réalisé une production record de 3 100 GWh, soit 12% de plus qu'en 2002. Due aux températures élevées, une fonte des glaciers supérieurs à la moyenne a suppléé en partie au manque de précipitations et entraîné une hausse du débit des affluents dans les bassins de retenue.

3.3. Un moyen de régulation

L'énergie électrique produite dans des centrales hydrauliques, thermiques, nucléaire... doit parcourir des chemins plus ou moins long pour parvenir aux utilisateurs. Pour répondre à tout instant à la demande d'électricité en assurant une bonne qualité de service, il faut gérer efficacement les fluctuations de demande afin de mettre en contrepartie les moyens de production nécessaires.

Les différentes centrales ont des coûts de production différents. La tâche de l'exploitant du réseau est de faire appel en permanence à la centrale produisant le kilowattheure le plus compétitif.

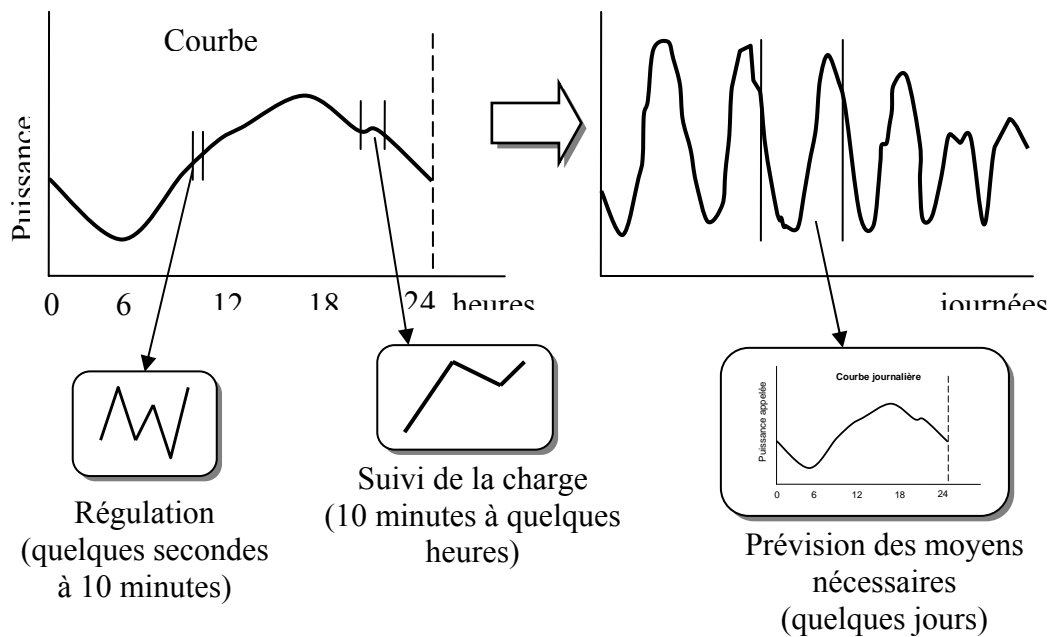
3.3.1. Les fluctuations du réseau

L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité se fait par le gestionnaire de réseau. Ce dernier doit disposer à chaque instant de réserve de production pour assurer en permanence la satisfaction de la demande.

La gestion d'un réseau électrique se fait sur différentes échelles de temps, allant de la dizaine de secondes à la journée.

Pour suivre les fluctuations sur la courbe de charge (c'est-à-dire la représentation graphique de la consommation d'électricité en fonction du temps), de nombreuses centrales doivent être disponibles et suffisamment flexibles pour répondre rapidement. Le problème vient du fait que les centrales nécessitent souvent plusieurs heures pour être opérationnelles et synchronisées au réseau.

Figure 2 Les variations de la courbe de charge



Source l'auteur [28]

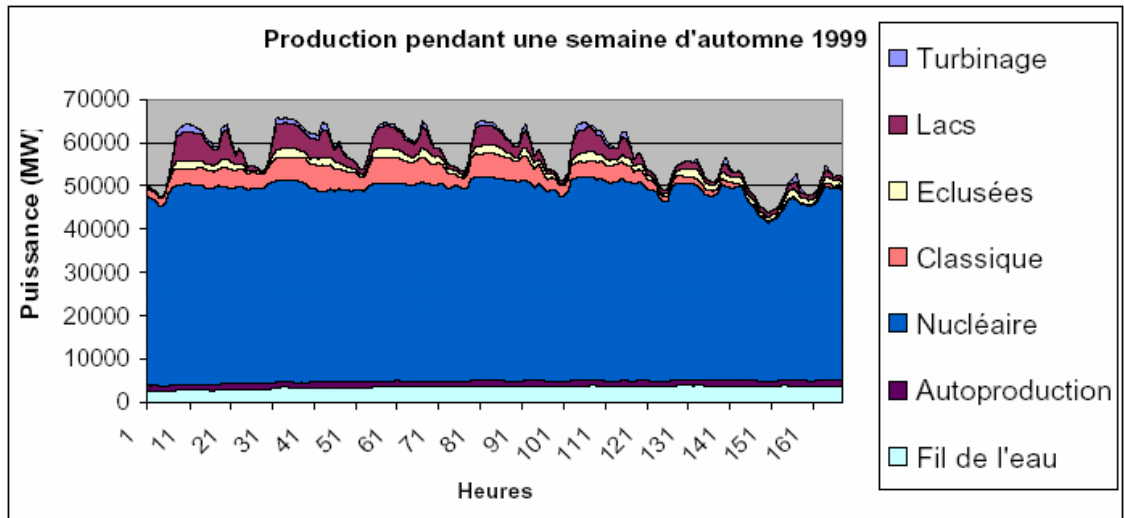
3.3.2. La place de l'hydroélectricité dans la courbe de charge

Les centrales hydrauliques sont essentielles à la sûreté du système électriques de par leurs performances spécifiques : la rapidité de couplage et la capacité à monter rapidement en charge.

Le type de centrale hydraulique conditionne la place qu'elle pourra occuper dans la courbe de charge :

- Les centrales au fil de l'eau sont entraînées par l'eau d'une rivière ou d'un fleuve. La différence de hauteur entre l'amont et l'aval (hauteur de chute) est relativement peu importante ; en revanche, le débit disponible est très grand. Les centrales au fil de l'eau fonctionnent en permanence. Elles fournissent la charge de base en électricité. Leur production dépend du débit de la rivière, généralement plus élevé en été qu'en hivers.
- Les centrales à accumulation se servent de l'eau accumulée dans la retenue pour entraîner leurs turbines. Elles se caractérisent par une chute haute, donc une forte pression mais un débit peu important. Les centrales peuvent, au besoin, fonctionner à plein régime pendant quelques minutes, puis être à nouveau arrêtées. C'est pourquoi elles sont utilisées pour couvrir la demande de pointe, de l'ordre de 2 000 heures par an en France (soit 12 heures deux jours ouvrable sur trois).

Figure 3 La flexibilité de l'hydroélectricité lui permet d'assurer la pointe



Source MINEFI, 2002 [30]

L'électricien écossais, Scottish and Southern (SSE), profite ainsi des particularités des centrales à accumulation pour spéculer sur l'offre d'électricité. Il développe un parc de centrales destiné à ne produire qu'en période de pointe [8].

Ces particularités de stockage de l'énergie hydraulique prennent toute leur importance dans un marché libéralisé. Elles permettent de s'adapter suivant le prix du marché en ne turbinant que si le prix du marché est à la hausse et en important les électrons quand le niveau des prix le permet. Ce qui permet d'économiser l'eau des lacs de retenue.

3.3.3. Le complément d'autres filières électrogènes

Pour répondre aux objectifs de 21% d'énergie renouvelable en 2010 de la Commission Européenne, les pays vont devoir développer toutes les énergies alternatives. Or, l'installation d'une puissance importante de parcs éoliens ou photovoltaïques raccordés au réseau ajoute des contraintes de gestion pour l'équilibrage du réseau.

Les variations de puissance en sortie de générateurs ou de modules photovoltaïques se combinent aux variations rapides de demande et accentuent les besoins en terme de régulation. Il est alors nécessaire d'accroître une puissance de réserve disponible immédiatement.

Les gestionnaires de réseau allemands et danois, qui doivent gérer un parc éolien développé, auraient nettement augmenté les réserves pour faire face aux variations de la puissance éolienne. Celle-ci aurait varié au Danemark de moins de 10% à plus de 90% de la puissance installée en une journée. En Allemagne, la puissance éolienne peut varier d'une heure à l'autre de plus d'un GWh, l'équivalent d'une tranche nucléaire.

Traditionnellement, si une partie importante des moyens de pointe ou d'ajustement est fournie par les centrales hydrauliques, dans une hypothèse de développement soutenu de la production éolienne des moyens supplémentaires comme de nouvelles stations de pompes devraient être envisagées.

3.4. Un impact mitigé sur l'environnement

L'intérêt des barrages n'est plus aujourd'hui communément admis. Un récent rapport de divers groupes d'intérêt a mis en relief les impacts des grands barrages en matière de développement et de ressources en eau et en énergie [22]. Il conclut que si les grands barrages ont largement contribué aux développements humains par maints bénéfices, les externalités négatives du point de vue social et environnemental ont bien souvent été inacceptables et inutiles.

Ce rapport démontre notamment que les grands barrages ont un fort impact sur les écosystèmes, que tous les réservoirs de son étude produisent (comme les lacs naturels) des gaz à effet de serre en raison du pourrissement de la végétation et des apports en carbone du bassin versant. Le volume de ces émissions reste cependant très variable suivant le milieu naturel original comme c'est le cas des zones boréales où les émissions sont quasi nulles.

La Banque Mondiale est pourtant en passe de financer en partie la construction du barrage de Nam Theun 2 au Laos dont le coût total du projet est évalué à 1,1 milliard de dollars. Le financement de grands barrages est un domaine qu'elle avait déserté depuis plus d'une quinzaine d'année suite à des expériences malheureuses. Cependant, sans doute suite au rapport de la Commission Mondiale des Barrages, jamais autant de garanties n'auront été prises que pour ce projet avec plus de 600 études réalisées et un montant de compensations sociales et environnementales d'un montant de 120 millions de dollars [1].

3.4.1. Les externalités

Les externalités sont les coûts ou les bénéfices pour la collectivité et l'environnement qui ne sont supportés ni par les producteurs, ni par les consommateurs d'énergie, et qui ne sont donc pas compris dans les prix payés par les consommateurs. Ils incluent par exemple les dommages à l'environnement naturel et aux constructions dues à la pollution de l'air, la contribution au réchauffement climatique, l'impact visuel des installations, les dommages aux populations piscicoles et les usages récréatifs des retenues hydrauliques. La période de référence est le cycle de vie lié à la filière de production d'électricité qui va de la construction au démantèlement des installations.

En Europe, l'étude ExternE menée par la Commission Européenne (en 1995 avec une réactualisation en 1997-1998) constitue la référence la plus sérieuse en matière d'évaluation des externalités associées aux filières de production d'électricité [33].

Les externalités de la production hydroélectrique ont été étudiées en France dès 1995 dans le cadre d'ExternE. Elles dépendent plus des conditions spécifiques à chaque site que de la localisation géographique des installations.

La plupart des rapports d'ExternE soulignent la difficulté de quantifier, et a fortiori d'évaluer en terme monétaire, les dommages subis du fait de l'existence des ouvrages. Cette difficulté vient de la nature même des dommages qui sont directs et locaux par opposition à ceux de la production thermique classique ou nucléaire, déterminés en quantifiant les émissions et en évaluant les impacts par l'intermédiaire de fonctions « doses-réponses ». Aussi de nombreux acteurs (tel que l'International Hydropower

Association [27]) indiquent par exemple que les impacts de la petite hydraulique seraient proportionnellement plus conséquents que ceux des grands ouvrages.

Tableau 6 Résultat d'ExternE pour la production hydroélectrique

Impacts, €/MWh	Autriche	Grèce	Italie	Norvège	Portugal	France
Puissance installée	293 MW	419,5 MW	~600 MW	517 MW	5,2 MW	20 MW
Type d'installation	fil de l'eau	lacs	lacs	lacs	fil de l'eau ?	éclusée
Heures pleine puissance	5 870	1 477	~3 000	3 000-4 000	4 040	2 560
Dommages	0,11	5,1	3,38	2,32	0,28-0,3	2,3-11,7
Bénéfices	0,78-8,3	0,4	nq	0,46-2,51	nq	nq
Remarques	évaluation partielle	-	évaluation partielle	suréquipement	évaluation partielle	dommage = kayak

Source ExternE, 1998 [47]

Les résultat d'ExternE placent l'énergie hydroélectrique juste après le nucléaire avec une valeur moyenne de coût externe comprise entre 0,4 et 0,5 c€/kWh. Elle est surtout assez loin des valeurs retenues pour les énergies fossiles (1,3 à 7,3 c€/kWh).

3.4.2. Les conséquences du Protocole de Kyoto

L'externalité « tonne de carbone émise » est désormais un facteur important dans le choix des moyens de production d'électricité, le Plan national français de lutte contre le changement climatique la valorisant à 6-8€/tCO₂ avec un objectif de 21 €/tCO₂ en 2010.

Au niveau européen, le Conseil a approuvé à l'unanimité le 9 décembre 2002 une directive créant un marché européen des permis d'émissions [42]. L'entrée en vigueur aurait lieu en janvier 2005 avec une allocation initiale des permis à titre gratuit. Les permis alloués devraient à terme correspondre aux engagements pris par l'UE dans le cadre du Protocole Kyoto, soit une réduction de 8% en 2012 par rapport au niveau des émissions de 1990.

Pendant la première période 2005-2007, les entreprises qui ne disposeraient pas de permis en quantité suffisante pour couvrir leurs émissions seraient soumises à une pénalité de 40 €/tCO₂. Dans la seconde période, cette pénalité serait portée à 100€/tCO₂.

Les prévisions pour le marché européen sont, cependant, plutôt d'un montant de 10 €/tCO₂, ce qui aurait peu d'impact quand à la valorisation de l'hydroélectricité.

3.5. Un productible valorisable

3.5.1. L'offre combinée d'eau et d'électricité

Les domaines de l'eau et de l'énergie sont intrinsèquement liés de par leur nature respective : l'eau – quand elle n'est pas utilisée dans la production d'énergie – constitue en soi une ressource énergétique. L'électricité, quant à elle, est souvent indispensable à l'approvisionnement en eau.

De plus en plus d'énergéticiens réalisent des acquisitions dans le domaine de l'eau et les plus gros fontainiers font partie de grands groupes, au sein desquels évoluent aussi un énergéticien.

A titre d'exemple, la Compagnie Générale des Eaux, qui s'occupe d'alimenter les villes et d'irriguer les campagnes depuis 1853, se diversifie en 1980 en prenant le contrôle de la Compagnie Générale de Chauffage. Le groupe procède alors à de nombreuses opérations de croissance externe jusqu'à devenir en 1998 Vivendi et de rassembler son pôle énergie-services sous le nom de Dalkia. Il en est de même pour le groupe Suez, ex-Lyonnaise des eaux et sa filiale Tractebel. Il est possible de citer également deux exemples d'énergéticiens qui développent une filiale eau : RWE avec Thames Water et Scottish Power avec Southern Water.

Les exploitants de barrages à buts multiples, notamment l'irrigation agricole, l'approvisionnement en eau et la production d'électricité, peuvent avoir intérêt de regrouper dans une offre globale les différentes finalités de leurs barrages. En ne proposant qu'une seule offre globale, les exploitants s'affranchissent des coûts de commercialisation, de gestion et d'administration.

L'eau concerne trois métiers, la potabilisation, l'assainissement et la distribution et quatre types d'usagers : les particuliers, les collectivités locales, les industriels et producteurs d'énergie et les agriculteurs. Trois d'entre eux sont également consommateurs d'énergie et pourrait être intéressés par une offre combinée d'eau et d'électricité qui leur permet d'avoir face à eux un interlocuteur unique.

La pertinence de ces offres couplées prend toute son importance dans les zones rurales et suburbaines des pays en développement. En effet, les synergies entre l'eau et l'énergie sont particulièrement intéressantes dans les zones où aucun des deux services n'est encore mis en place et permettraient de rentabiliser plus vite les investissements initiaux.

3.5.2. L'électricité verte

Le concept d'électricité « verte » a émergé en même temps que l'ouverture des marchés électriques et a été développé surtout dans les pays d'Europe du Nord ainsi qu'aux Etats-Unis (Californie et Pennsylvanie).

En 2001, Graning, quatrième distributeur sur le marché déréglementé de Suède, doit faire face à ses nombreux concurrents et développe alors le label « énergie verte ». Sa marque « 100% Vattenkraft » lui permet de se démarquer de ses concurrents et de différencier un produit dont les caractéristiques intrinsèques sont pourtant identiques [3].

Pour certifier l'origine « écologique » de l'électricité, il est nécessaire que les sites et la production soient audités, certifiés et contrôlés par un organisme indépendant : en Europe, il s'agit de la RECS (Renewable Energy Certificate System).

Depuis, ce marketing « vert » est largement exploité par les producteurs d'hydroélectricité :

- après avoir vendu de l'électricité verte aux Pays-Bas, au Royaume-Uni, à l'Allemagne et à la Suède, EDF a lancé en novembre 2002, l'Option « Equilibre », première électricité française garantie d'origine renouvelable ;
- après avoir commercialisé de façon régulière le label « énergie 100% hydraulique », Graininge vient de créer le label « énergie 100% éolienne » ;
- l'entreprise espagnole Endesa, dont l'offre se fonde à 100% sur l'hydraulique va même jusqu'à « planter un arbre » pour chaque client souscrivant son offre.

Ce marketing écologique ne s'arrête pas aux producteurs d'électricité, il est relayé par les industriels comme le chaîne de boulangerie Iberica qui mentionne sur ses emballages « fabriqué à l'énergie verte ».

4. Conclusion

La présente synthèse permet de définir les grandes installations hydrauliques. Elle fait le point sur l'hydroélectricité dans le monde, tant sur sa part de marché actuelle que de son développement possible.

Au cours de ses deux prochaines décennies, la croissance des besoins en électricité augmentera de façon considérable, surtout dans les pays en développement. Le choix des filières de production qui seront privilégiées pour combler cette demande mérite réflexion : il faudra apprendre à conjuguer croissance énergétique et objectifs environnementaux mondiaux.

A l'heure actuelle, l'hydroélectricité est une des options à la fois renouvelable et économique. Un certain nombre de facteurs laissent supposer que le développement de la filière hydroélectrique va aller croissant dans les années à venir :

- même les estimations les plus pessimistes laissent entrevoir un potentiel de développement important de la filière ;
- les pays émergents et en développement sont les principaux enjeux pour les constructeurs de nouvelles centrales ;
- l'investissement initial élevé est largement amorti sur la durée de vie des aménagements (environ 100 ans) ;
- l'absence de coût de carburant rend la filière adéquate en matière d'indépendance énergétique et compétitive vis-à-vis d'autres filières électrogènes ;
- la gamme de puissance disponible et la souplesse d'utilisation permettent d'adapter finement l'offre à la demande d'électricité ;
- l'hydroélectricité peut être valorisable comme une énergie « verte » et bénéficier à cet égard des avantages octroyés aux renouvelables.

Evidemment, comme pour tout développement de grandes infrastructures, la construction de centrales a des impacts sur l'environnement et pour les communautés locales. Par souci d'intégration harmonieuse des équipements, et pour tenir compte des exigences de rentabilité, tout nouveau projet doit se conformer aux trois conditions suivantes : être concurrentiel ; être acceptable sur le plan environnemental ; être accueilli favorablement par les communautés concernées.

La stratégie des acteurs a été esquissée. Il serait intéressant de suivre de près l'efficacité de leurs efforts pour développer leur filière et améliorer leurs parts de marché respectives. En particulier, l'analyse de la répartition de leurs résultats suivant la gamme

de produits offerts (grande hydroélectricité, petite hydroélectricité, modernisation des centrales, etc.) ainsi que la répartition géographiques de ceux-ci permettraient de mieux quantifier le marché de l'hydroélectricité.

Une distinction plus précise dans l'analyse entre petite et grande hydroélectricité aurait également été souhaitable quant à la qualité du mémoire ; elle aurait permis d'aborder plus en détail les différences existantes entre les deux, notamment les aspects politiques, juridiques et économiques.

Bibliographie

1.1. Articles

- [1] CARMEL Laurence. *Les grands barrages ne sont plus tabous à la Banque Mondiale*. Le Monde. 14 septembre 2004. p. V
- [2] Enerpresse. *EDF et les énergies renouvelables*. Enerpresse n°8317, 5 mai 2003. pp. III-VI
- [3] Enerpresse. *Energies renouvelables*. Enerpresse n°8294, 28 mars 2003. p. VII
- [4] Enerpresse. *Iberdrola double la capacité de Cortes-La Muela*. Enerpresse n°8577, 18 mai 2004. p.4
- [5] Enerpresse. *Iberinco modernise une centrale asturienne pour 3,8 M€*. Enerpresse n°8589, mardi 8 juin 2004. p.4
- [6] Enerpresse. *L'Espagne envahie par les électrons verts*. Enerpresse n°8413, 3 septembre 2003. p.1
- [7] Enerpresse. *Le courant remonte le prix de l'eau*. Enerpresse n°8633, 10 août 2004. p.2
- [8] Enerpresse. *SSE veut s'offrir des barrages galois*. Enerpresse n°8479, 29 décembre 2003. p.3
- [9] Enerpresse. *Statkraft dope sa production*. Enerpresse n°8300, 7 avril 2003. p.5
- [10] EurObserv'ER. *Le baromètre de l'hydroélectricité, 20% de la production d'électricité mondiale*. Système Solaire n°140, 2000. 8 p.
- [11] Les Echos. *Alstom : le cash-flow disponible restera négatif en 2004*. 06 août 2004. p.17
- [12] Les Echos. *Les entreprises critiquent le système européen de quotas d'émissions de gaz à effet de serre*. 09 septembre 2004. p.18

1.2. Banque de données

- [13] GAÏA [en réseau]. Vélizy : AREVA/DS/DEEP, 2004, [réf. de mars 2004]. Groupe AREVA

1.3. Communication

- [14] LECORNU Jacques. *Les barrages et la gestion des eaux*. In : Conférence internationale eau et développement durable, 19-21 mars 1998, Paris [en ligne]. Disponible sur <http://www.icold-cigb.org/article-barrages-fr.html> (consulté le 07/06/04)

1.4. Ouvrages

- [15] Commission Européenne (CE). *Livre Vert – Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique*. Luxembourg, Office de publications

- officielles des Communautés européennes, 2001. 111 pp. ISBN 92-894-0320-9
Disponible sur http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_fr.pdf (consulté le 13/09/04)
- [16] IUCN – The World Conservation Union & The World Bank Group. Juillet 1997. *Large Dams: Learning from the Past, Looking at the Future. Workshop Proceedings*. IUCN, Gland, Suisse et Cambridge, United Kingdom and the World Bank Group, Washington, DC. 145 pp. ISBN 0-8213-4028-X
- [17] OCDE/AIE, *Bilans énergétiques des pays de l'OCDE, 2000-2001*. IEA Publications. Ed. Louis Jean. Paris, édition 2003. p. II.181. ISBN 92-64-10213-2
- [18] OCDE/AIE, *Electricity information, 2003 Edition*. Ed. Louis Jean. France, 2003. ISBN 92-64-102-23-X
- [19] OCDE/AIE, *Statistiques de l'énergie des pays non membres, 2000-2001*. IEA Publications. Ed. Louis Jean. Paris, édition 2003. pp II.475 à II.478 et pp II.482 à II.484. ISBN 92-64-10215-9
- [20] OCDE/AIE, *World Energy Investment Outlook, 2003 insight*. IEA Publications. 511 pp. Ed. STEDI. France, novembre 2003. p. 349 et 435.
- [21] RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité). *Mémento de la sûreté du système électrique*. Paris, 2002. TIEMPO EDITION. 3.2.1 *Les ouvrages de production*, pp.84-85/274. ISBN-n°2-912440-06-8
- [22] World Commission on Dams (WCD). *Dams and development, a new framework for decisions-making*. The report of the World Commission on Dams [CD-ROM]. Earthscan Publications Ltd. Royaume-Uni et Etats-Unis, 2000. 441 pp. ISBN 1-85383-798-9

1.5. Rapports

- [23] AMOUDRY Jean-Paul. *L'avenir de la montagne : un développement équilibré dans un environnement préservé*. Tome 1. Rapport d'information du Sénat n°15 [en ligne]. Mission commune d'information, 2002-2003. 408 pp. Disponible sur <http://www.sénat.fr/rap/r02-015-1/r02-015-1.html> (consulté le 09/09/04)
- [24] EDF (Electricité de France), *Entre énergie et aménagement : l'eau une richesse partagée*, 16 juillet 2003. 30 pp. Disponible sur http://www.edf.fr/download.php4?coe_i_id=17023 (consulté le 28/08/04)
- [25] FABRE Pierre, AREVA. *La filière de production d'électricité d'origine hydraulique*. Note 100 : AREVA/DSFEE/D3E, 18 décembre 2002. 20 pp.
- [26] IEA Hydro, *Hydropower, a key to prosperity in the growing world*. [en ligne], 1995. 7 pp. Disponible sur <http://www.usbr.gov/power/data/hydbroch.pdf> (consulté le 29/09/04)
- [27] IHA (International Hydropower Association). *The role of hydropower in sustainable development* [en ligne]. Février 2003. 162 pp. Disponible sur http://www.hydropower.org/DownLoads/IHA%20White%20Paper_260203_LowRes.pdf (consulté le 23/09/04)
- [28] JUNIUS Adrien, RADIGUE Laurent, VAN HAESBROECK Mathieu, INSTN (Institut National des Sciences et Techniques Nucléaires) – Université Paris X Nanterre. *Conséquences du développement des éoliennes pour le gestionnaire de réseau*. Février 2004. 6 pp.
- [29] LAFITTE Raymond, Président de l' International Hydropower Association (IHA), World Energy Council, *Survey Of Energy Resources, Chapter 7 Hydropower*,

2001. 29 pp. Disponible sur <http://www.worldenergy.org/wec-geis/publications/reports/ser/hydro/hydro.asp> (consulté le 03/06/04)
- [30] LAUVERGEON Anne, Présidente du Directoire d'AREVA. *Missions et Organisation de la fonction Stratégie du Groupe AREVA*. Note d'Organisation AREVA AOR-E-001. Paris, 19 janvier 2004. 6 pp.
- [31] MINEFI (Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie), *Programmation pluriannuelle des investissements de production électrique*. Rapport au Parlement [en ligne] 29 janvier 2002. 80 pp. Disponible sur http://www.industrie.gouv.fr/energie/electric/pdf/ppi_2002.pdf (consulté le 09/09/04)
- [32] MINEFI / DGEMP (Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie / Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières). *Coût de référence de la production d'électricité* [en ligne]. Décembre 2003. 163 pp. Disponible sur <http://www.industrie.gouv.fr/energie/publi/dossier.htm> (consulté le 10/09/04)
- [33] NAVRUD Stale. ENCO Environmental Consultants a.s. *ExternE - Externalities of fuel cycles. Hydro Fuel Cycle, Estimation of Physical Impacts and Monetary Valuation for Priority Impact Pathways*. Report to the European Commission – DG XII on the project ExternE n°8. Sandvika (Norway), 30-31 janvier 1995. 118 pp.
- [34] Parlement Européen et Conseil de l'Union Européenne. *Directive 2001/77/CE du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité* [en ligne]. Journal officiel n°L283 du 27/10/2001 pp.0033-0040. Disponible sur <http://www.europa.eu.int/scadplus/leg/lvb/127035.htm> (consulté le 14.09.04)
- [35] RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité). *Bilan Prévisionnel 2006-2015* [en ligne]. Paris, janvier 2002. Disponible sur <http://www.rte-france.com/> (consulté le 08/09/04)

1.6. Site Internet – Article en ligne

- [36] Alstom, *Rapport annuel 2004, 2003, 2002, Alstom en 2003-2004*. [en ligne]. Disponible sur http://www.alstom.com/static/html/acom-AGF_NavPage_StandardLeft_1061795891890.html (consulté le 31/08/04)
- [37] Alstom. *ABB and Alstom create world leader in Power Generation* [en ligne]. 23 mars 1999. Disponible sur http://www.alstom.com/static/html/acom-AGF_NavPage-NavPage_PressReleasev2_1036748223298.html (consulté le 01/09/04)
- [38] AREVA. *Rapport annuel 2003*. 276 pp. Disponible sur <http://www.aveva.com>
- [39] BKW FMB Energie SA. *Source d'énergie : force hydraulique* [en ligne]. Disponible sur http://www.bkw-fmb.ch/pubweb/page/bkw-fmb/company/energiequellen/wasserkraft/nutzungsarten_F.html (consulté le 08/09/04)
- [40] CFGB (Comité Français des Grands Barrages). Savoie Technolac. Le-Bourget-du-Lac Cedex . Pourquoi des barrages. Disponible sur http://barrage-cfgb.org/info/pr_barC4.html (consulté le 03/06/04)
- [41] COLLINS Scott. Portland General Electric (PGE). *Governor, PGE and 21 other Organizations Sign Dam Removal Deal Plans for 5 000 Acre Protected Area in Sandy River Basin* [en ligne]. 24 octobre 2002. Disponible sur

- http://www.portlandgeneral.com/about_pge/news/sandy_land/press_release.asp?b_hcp=1 (consulté le 01/09/04)
- [42] Commission Européenne (CE). *The European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme (EU ETS)* [en ligne]. Disponible sur <http://www.europa.eu.int/comm/environment/climat/emission.htm> (consulté le 14/09/04)
- [43] DELOCHE Robert. *Quelles énergies pour le futur ?*, extrait de la lettre de la DGEMP « Energies et matières premières » n°17, 3^e trimestre 2001. Disponible sur http://www.industrie.gouv.fr/energie/textes/se_futur.htm (consulté le 10/09/04)
- [44] EDF (Electricité de France). *EDF et l'hydroélectricité* [en ligne]. Février 2000. 2 pp. Disponible sur <http://www.edf.fr/> (consulté le 06/09/04)
- [45] Esac Eurocooler. *Partenaire industriel de Voith Siemens Hydro, Esac Eurocooler cède sa participation dans Voith Esac Hydro* [en ligne]. Juillet 2004. Disponible sur <http://www.esac-sa.com/actu.htm> (consulté le 01/09/04)
- [46] ESHA (European Small Hydropower Association). *Blue Energy for a Green Europe, Strategic study for the development of Small Hydro Power in the European Union* [en ligne]. 94 pp. Disponible sur http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/doc/small_hydro/blueage.pdf (consulté le 29/09/04)
- [47] ExterneE (Externalities of Energy) – National implementation. *Hydro Fuel Cycle* [en ligne]. CIEMAT (ed.) 1998. Disponible sur <http://www.exetren.jrc.es/All-EU+Hydro.htm>
- [48] General Electric (GE). *GE Acquires one of China's leading Suppliers of Hydropower Generation Equipment* [en ligne]. 4 février 2003. Disponible sur <http://www.ge.com/pr/search.php> (consulté le 02/09/04)
- [49] HEA (Hydro Equipment Association). *Modernization of hydropower plant* [en ligne]. Avril 2002. 22 pp. Disponible sur http://www.thehea.org/www.tehhea.org/sites/e_index.htm (consulté le 30/08/04)
- [50] VA Tech Hydro. *Rapport annuel 2003, 2002, 2001, 2000*. [en ligne]. Disponible sur http://www.vatech-hydro.at/view.php3?r_id=134&LNG=EN (consulté le 30/08/04)
- [51] VA Tech Hydro. *VA Tech Hydro history, the pioneers created the foundations* [en ligne]. Disponible sur http://www.vatech-hydro.at/view.php3?r_id=118&LNG=EN (consulté le 02/09/04)
- [52] Veolia Environnement. *Historique du groupe Veolia Environnement* [en ligne]. Disponible sur <http://www.veoliaenvironnement.com/fr/groupe/historique/> (consulté le 09/09/04)
- [53] Veolia Environnement. *Historique du groupe Veolia Environnement* [en ligne]. Disponible sur <http://www.veoliaenvironnement.com/fr/groupe/historique/> (consulté le 09/09/04)
- [54] Voith Siemens Hydro Power Generation. *Turbines* [en ligne]. Disponible sur http://www.vs-hydro.com/vs_e_prfmc_pwrful_prdcts_turbines.htm (consulté le 23/08/04)
- [55] Wasserkraft Volk AG, *FAQ, Quelle est l'avenir de l'énergie hydraulique ?* Disponible sur http://www.wkv-ag.com/franzoesisch/wasser/wk_4_1.html (consulté le 07/06/04)

Annexes

1.1. La production d'hydroélectricité mondiale en 2001

<i>En GWh, 2001</i>	Production d'hydroélectricité	Production d'électricité	% national	%mondial
Algérie	69	26 625	0,3%	0,2%
Angola	1 006	1 593	63,2%	0,0%
Bénin	2	88	2,3%	0,0%
Cameroun	3 474	3 541	98,1%	0,0%
Congo (Brazzaville)	339	340	99,7%	0,0%
Congo (Rép. Démocratique)	5 729	5 747	99,7%	0,0%
Côte d'Ivoire	1 800	4 898	36,7%	0,0%
Egypte	14 139	82 677	17,1%	0,5%
Eritréa		232		
Ethiopie	1 790	1 814	98,7%	0,0%
Gabon	878	1 392	63,1%	0,0%
Ghana	6 608	7 859	84,1%	0,1%
Kenya	2 402	4 391	54,7%	0,0%
Libye		21470		
Maroc	871	16 115	5,4%	0,1%
Mozambique	8 805	8 849	99,5%	0,1%
Namibie	1 370	1 417	96,7%	0,0%
Nigéria	6 920	18 107	38,2%	0,1%
Afrique du Sud	3 648	213 137	1,7%	1,4%
Soudan	1 236	2 560	48,3%	0,0%
Tanzanie (Rép. unie)	2 573	2 806	91,7%	0,0%
Togo	3	48	6,3%	0,0%
Tunisie	57	11 206	0,5%	0,1%
Zambie	8 129	8 179	99,4%	0,1%
Zimbabwe	2 998	7 926	37,8%	0,1%
autres pays d'Afrique ¹	4 673	34 278	13,6%	0,2%
Total Afrique	79 519	465 593	17,1%	3,0%
Argentine	37 046	90 181	41,1%	0,6%
Bolivie	2 171	3 973	54,6%	0,0%
Brésil	267 893	327 874	81,7%	2,1%
Chili	21 680	43 918	49,4%	0,3%
Colombie	31 798	43 463	73,2%	0,3%
Costa Rica	5 654	6 941	81,5%	0,0%
Cuba	75	15 301	0,5%	0,1%
Dominicaine, république	557	10 307	5,4%	0,1%
Equateur	7 071	11 050	64,0%	0,1%
El Salvador	1 164	3 909	29,8%	0,0%
Guatemala	1 927	5 856	32,9%	0,0%
Haïti	283	547	51,7%	0,0%
Honduras	2 376	3 992	59,5%	0,0%
Jamaïque	116	6 656	1,7%	0,0%
Nicaragua	197	2 473	8,0%	0,0%

Le marché de l'hydroélectricité

<i>En GWh, 2001</i>	Production d'hydroélectricité	Production d'électricité	% national	%mondial
Panama	2 499	5 124	48,8%	0,0%
Paraguay	45 310	45 358	99,9%	0,3%
Pérou	17 606	20 778	84,7%	0,1%
Uruguay	9 196	9 252	99,4%	0,1%
Venezuela	60 449	89 973	67,2%	0,6%
autres pays d'Amérique latine ²	1 364	16 005	8,5%	0,1%
Total Amérique latine	516 432	762 931	67,7%	4,9%
Bangladesh	975	16 254	6,0%	0,1%
Inde	74 020	576 535	12,8%	3,7%
Indonésie	10 651	101 654	10,5%	0,7%
Corée (Rép. pop. démocratique)	10 600	20 200	52,5%	0,1%
Malaisie	7 055	71 384	9,9%	0,5%
Myanmar	1 822	5 674	32,1%	0,0%
Népal	1 849	1 867	99,0%	0,0%
Pakistan	18 941	72 430	26,2%	0,5%
Philippines	7 104	46 236	15,4%	0,3%
Sri lanka	3 110	6 622	47,0%	0,0%
Taiwan, province de Chine	9 169	196 614	4,7%	1,3%
Thaïlande	6 303	102 420	6,2%	0,7%
Viêt Nam	18 210	30 608	59,5%	0,2%
autres pays d'Asie ³	3 586	6 579	54,5%	0,0%
Total Asie	173 395	1 290 745	13,4%	8,3%
Chine	277 432	1 471 657	18,9%	9,5%
HongKong	0	32 432	0,0%	0,2%
Total Chine	277 432	1 504 089	18,4%	9,7%
Albanie	3 555	3 692	96,3%	0,0%
Bulgarie	2 171	43 968	4,9%	0,3%
Roumanie	14 923	53 866	27,7%	0,3%
Bosnie Herzégovine	5 094	10 429	48,8%	0,1%
Croatie	6 585	12 175	54,1%	0,1%
Macédoine (ex- Rép. Yougoslave)	626	6 361	9,8%	0,0%
Serbie et Monténégro	11 602	31 811	36,5%	0,2%
Slovénie	3 796	14 466	26,2%	0,1%
autres pays Europe hors OCDE ⁴	0	5 603	0,0%	0,0%
Total Europe hors OCDE	48 352	182 371	26,5%	1,2%
Arménie	968	5 745	16,8%	0,0%
Azerbaïdjan	1 301	18 969	6,9%	0,1%
Belarus	30	25 042	0,1%	0,2%
Estonie	7	8 484	0,1%	0,1%
Géorgie	5 542	6 937	79,9%	0,0%
Kazakhstan	8 081	55 350	14,6%	0,4%
Kirghizistan	12 430	13 667	90,9%	0,1%
Lettonie	2 833	4 280	66,2%	0,0%
Lituanie	701	14 737	4,8%	0,1%

Le marché de l'hydroélectricité

<i>En GWh, 2001</i>	Production d'hydroélectricité	Production d'électricité	% national	%mondial
Moldavie (Rép. De)	73	3 580	2,0%	0,0%
Russie (Fédération de)	175 850	891 284	19,7%	5,7%
Tadjikistan	14 059	14 397	97,7%	0,1%
Turkménistan	3	10 825	0,0%	0,1%
Ukraine	12 201	172 972	7,1%	1,1%
Ouzbékistan	6 012	47 927	12,5%	0,3%
Total ex-URSS	240 091	1 294 196	18,6%	8,3%
Iran (Rép. Islamique)	5 077	130 100	3,9%	0,8%
Iraq	618	34 932	1,8%	0,2%
Israël	10	43 837	0,0%	0,3%
Jordanie	43	7 544	0,6%	0,0%
Liban	333	8 174	4,1%	0,1%
Syrie	9 957	25 544	39,0%	0,2%
autres pays Moyen-Orient ⁵	0	240 509	0,0%	1,5%
Total Moyen-Orient	16 038	490 640	3,3%	3,2%
Australie	16 786	217 238	7,7%	1,4%
Autriche	43 483	64 074	67,9%	0,4%
Belgique	1 644	79 821	2,1%	0,5%
Canada	333 145	587 975	56,7%	3,8%
Tchèque (Rép.)	2 467	74 647	3,3%	0,5%
Danemark	29	37 708	0,1%	0,2%
Finlande	13 205	74 451	17,7%	0,5%
France	78 579	550 132	14,3%	3,5%
Allemagne	23 175	582 540	4,0%	3,7%
Grèce	2 725	53 704	5,1%	0,3%
Hongrie	186	36 418	0,5%	0,2%
Islande	6 578	8 033	81,9%	0,1%
Irlande	920	24 956	3,7%	0,2%
Italie	53 926	279 009	19,3%	1,8%
Japon	93 872	1 042 889	9,0%	6,7%
Corée (Rép. de)	5 972	283 329	2,1%	1,8%
Luxembourg	877	1 242	70,6%	0,0%
Mexique	28 495	209 618	13,6%	1,3%
Pays-Bas	117	93 747	0,1%	0,6%
Nouvelle-Zélande	21 455	39 910	53,8%	0,3%
Norvège	123 767	124 629	99,3%	0,8%
Pologne	4 219	145 616	2,9%	0,9%
Portugal	14 375	46 509	30,9%	0,3%
Slovaque (Rép.)	5 117	32 046	16,0%	0,2%
Espagne	43 858	237 577	18,5%	1,5%
Suède	79 192	161 704	49,0%	1,0%
Suisse	42 673	71 912	59,3%	0,5%
Turquie	24 010	122 725	19,6%	0,8%
Royaume-Uni	6 412	385 827	1,7%	2,5%
Etats-Unis	223 235	3 885 860	5,7%	25,0%
Total OCDE	1 294 494	9 555 846	13,5%	61,5%
TOTAL MONDE	2 645 753	15 546 411	17,0%	100,0%

Le marché de l'hydroélectricité

<i>En GWh, 2001</i>	Production d'hydroélectricité	Production d'électricité	% national	%mondial
OCDE Amérique du Nord	584 875	4 683 453	12,5%	30,1%
OCDE Pacifique	138 085	1 583 366	8,7%	10,2%
OCDE Europe	571 534	3 289 027	17,4%	21,2%
non OCDE	1 351 259	5 990 565	22,6%	38,5%

Source l'auteur / Gaïa, 2004

¹ Les autres pays d'Afrique comprennent le Botswana, le Burkina Faso, le Burundi, le Cap-Vert, la République centrafricaine, Djibouti, la Gambie, la Guinée, la Guinée-Bissau, la Guinée équatoriale, le Lesotho, le Libéria, Madagascar, le Malawi, le Mali, la Mauritanie, Maurice, le Niger, l'Ouganda, le Rwanda, Sao Tomé et Príncipe, les Seychelles, la Sierra Leone, la Somalie, le Swaziland et le Tchad.

² Les autres pays d'Amérique Latine comprennent Antigua-et-Barbuda, les Bahamas, la Barbade, le Belize, les Bermudes, la Dominique, la Grenade, la Guadeloupe, le Guyana, la Guyane française, la Martinique, Saint-Kitts et Nevis, Anguilla, Sainte-Lucie, Saint-Vincent et les Grenadines et le Suriname.

³ Les autres pays d'Asie comprennent l'Afghanistan, le Bhoutan, les Fidji, Kiribati, les Maldives, la Nouvelle-Calédonie, la Papouasie-Nouvelle-Guinée, la Polynésie française, le Samoa, les Iles Salomon et Vanuatu.

⁴ Les autres pays d'Europe hors OCDE comprennent Chypre, Gibraltar et Malte.

⁵ Les autres pays Moyen-Orient comprennent l'Arabie Saoudite, le Bahreïn, les Emirats Arabes Unis, le Koweït, Oman, le Qatar et le Yémen.

1.2. Croissance annuelle et répartition des capacités mondiales

	1 950	1 960	1 970	1 980	1 990	2 000	2 003 ⁶
Afrique							
Taux de croissance annuel moyen	10,7%	23,6%	9,7%	9,6%	3,3%	0,7%	0,7%
Part de la capacité mondiale	0,5%	1,6%	2,1%	3,1%	3,1%	2,8%	2,7%
Brésil							
Taux de croissance annuel moyen	6,2%	7,8%	12,2%	13,2%	6,4%	2,4%	2,5%
Part de la capacité mondiale	2,4%	1,9%	3,0%	6,2%	8,4%	8,9%	9,2%
Amérique latine							
Taux de croissance annuel moyen	7,5%	9,9%	10,4%	12,4%	7,0%	2,8%	2,0%
Part de la capacité mondiale	3,9%	3,8%	5,1%	9,7%	14,0%	15,5%	15,7%
Inde							
Taux de croissance annuel moyen	2,8%	15,7%	13,8%	5,8%	4,5%	3,3%	3,0%
Part de la capacité mondiale	0,8%	1,4%	2,5%	2,6%	3,0%	3,5%	3,6%
Asie							
Taux de croissance annuel moyen	7,4%	7,4%	9,1%	6,2%	6,1%	3,3%	3,7%
Part de la capacité mondiale	4,9%	3,8%	4,6%	5,0%	6,6%	7,6%	8,1%
Chine							
Taux de croissance annuel moyen	21,7%	12,5%	8,6%	6,7%	5,5%	8,9%	5,4%
Part de la capacité mondiale	1,9%	2,4%	2,7%	3,1%	3,9%	7,6%	8,6%
Europe hors OCDE							
Taux de croissance annuel moyen	4,5%	21,8%	10,8%	6,8%	3,9%	1,3%	0,0%
Part de la capacité mondiale	0,6%	1,6%	2,2%	2,5%	2,7%	2,6%	2,5%
Russie							
Taux de croissance annuel moyen	10,2%	22,9%	9,4%	4,3%	2,1%	0,1%	0,6%
Part de la capacité mondiale	2,4%	7,0%	8,6%	7,8%	7,0%	5,9%	5,8%
ex-URSS							
Taux de croissance annuel moyen	9,9%	17,8%	8,4%	5,2%	2,1%	0,2%	0,6%
Part de la capacité mondiale	5,3%	10,2%	11,5%	11,4%	10,2%	8,8%	8,6%
Moyen-Orient							
Taux de croissance annuel moyen		35,2%	32,1%	13,1%	4,4%	0,1%	11,9%
Part de la capacité mondiale	0,0%	0,0%	0,4%	0,7%	0,8%	0,7%	0,9%
NON OCDE							
Taux de croissance annuel moyen	9,1%	13,8%	9,2%	7,7%	4,8%	2,8%	2,6%
Part de la capacité mondiale	17,1%	23,4%	28,6%	35,5%	41,3%	45,6%	47,2%
Canada							
Taux de croissance annuel moyen	4,8%	9,4%	4,7%	5,8%	2,5%	1,1%	0,8%
Part de la capacité mondiale	13,2%	12,2%	9,7%	10,2%	9,5%	8,9%	8,7%
Etats-Unis							
Taux de croissance annuel moyen	4,8%	9,4%	4,7%	5,8%	2,5%	1,1%	0,8%
Part de la capacité mondiale	13,2%	12,2%	9,7%	10,2%	9,5%	8,9%	25%
Amérique du Nord							
Taux de croissance annuel moyen	4,4%	7,8%	5,7%	4,4%	1,7%	0,7%	0,4%

Le marché de l'hydroélectricité

	1 950	1 960	1 970	1 980	1 990	2 000	2 003 ⁶
Part de la capacité mondiale	46,2%	36,8%	32,4%	29,6%	25,7%	23,2%	22,5%
Japon							
Taux de croissance annuel moyen	3,1%	9,7%	5,9%	4,1%	3,2%	2,0%	0,3%
Part de la capacité mondiale	8,0%	7,6%	6,8%	6,0%	6,1%	6,2%	6,0%
Pacifique							
Taux de croissance annuel moyen	3,8%	10,4%	6,7%	4,4%	3,0%	1,7%	0,7%
Part de la capacité mondiale	9,6%	9,7%	9,4%	8,6%	8,4%	8,4%	8,2%
Italie							
Taux de croissance annuel moyen	5,5%	11,9%	5,1%	3,7%	2,7%	1,2%	0,4%
Part de la capacité mondiale	3,2%	3,7%	3,1%	2,6%	2,5%	2,3%	2,3%
France							
Taux de croissance annuel moyen	12,2%	9,0%	4,6%	3,8%	2,1%	0,1%	0,0%
Part de la capacité mondiale	6,7%	5,9%	4,7%	4,1%	3,7%	3,1%	3,0%
Norvège							
Taux de croissance annuel moyen	11,1%	15,4%	9,0%	5,8%	3,0%	0,5%	0,1%
Part de la capacité mondiale	2,2%	3,4%	4,1%	4,3%	4,2%	3,7%	3,6%
Suède							
Taux de croissance annuel moyen	11,1%	14,4%	6,6%	4,2%	1,1%	0,3%	0,0%
Part de la capacité mondiale	2,4%	3,5%	3,3%	3,0%	2,4%	2,1%	2,0%
Europe							
Taux de croissance annuel moyen	8,1%	11,4%	6,9%	4,1%	2,5%	1,0%	0,5%
Part de la capacité mondiale	27,1%	30,2%	29,6%	26,3%	24,6%	22,8%	22,2%
OCDE							
Taux de croissance annuel moyen	5,4%	9,4%	6,3%	4,3%	2,2%	1,0%	0,5%
Part de la capacité mondiale	82,9%	76,6%	71,4%	64,5%	58,7%	54,4%	52,8%
MONDE							
Taux de croissance annuel moyen	5,9%	10,2%	7,1%	5,3%	3,2%	1,8%	1,4%
Part de la capacité mondiale	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source l'auteur / Gaïa, 2004

⁶ Par période de dix ans, sauf de 2000 à 2003 (trois ans).