

RAPPORT

**SUR LES PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT
DE LA PRODUCTION HYDROELECTRIQUE EN FRANCE**

Rapport présenté à

Monsieur le Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie

par le haut fonctionnaire de développement durable

Mars 2006

PERSPECTIVES DE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION HYDROELECTRIQUE EN FRANCE

Avant-Propos.....	6
I. Les enjeux de l'hydroélectricité.....	7
1. L'hydroélectricité : une source d'énergie renouvelable et propre.....	7
2. L'hydroélectricité : un élément clé pour l'équilibre du système électrique français ..	8
3. L'hydroélectricité : une contribution majeure à l'équilibre de notre commerce extérieur.....	10
4. L'hydroélectricité : un mode de production d'électricité ne dégageant pas de gaz à effet de serre	11
5. Comparaison de l'hydroélectricité avec d'autres filières de production d'électricité d'origine renouvelable.....	15
6. L'hydroélectricité : des conflits d'usage potentiels avec les autres usages de l'eau.	16
II. Objectifs et plan du rapport	18
III. Le potentiel hydroélectrique.....	20
1. Un potentiel hydroélectrique techniquement exploitable d'environ 100 TWh/an pour 70 TWh/an produits en moyenne aujourd'hui	21
2. Un potentiel technique restant pouvant aller jusqu'à environ 28 TWh par an.....	21
a. <i>La grande hydraulique et les STEP (Stations de transfert d'énergie par pompage).....</i>	22
b. <i>La petite hydraulique</i>	22
c. <i>La très petite hydraulique (« pico-hydraulique »)</i>	22
3. Un potentiel national qui se réduirait toutefois à 13,4 TWh/an si l'on intègre la plupart des contraintes environnementales.....	24
a. <i>Analyse, sur quelques bassins types, des contraintes environnementales et de leur impact en termes de réduction du potentiel hydraulique.....</i>	24
b. <i>Le potentiel hydroélectrique développable en France se réduirait considérablement si on lui impose des exigences environnementales excessives</i>	25
4. Un potentiel de près de 7 TWh/an identifié à l'horizon 2015	27
a. <i>Projets neufs de puissance comprise entre 20 et 50 MW.....</i>	27
b. <i>La petite hydroélectricité (inférieure à 4,5 MW)</i>	27
c. <i>La pico-hydraulique</i>	27
d. <i>Ouvrages de pointe.....</i>	27
e. <i>Optimisation de l'existant et turbinage des débits minimaux</i>	28

5.	La problématique des STEP	28
	<i>a. Présentation des STEP : vision « développement durable » et vision « marché »</i>	28
	<i>b. Le contexte économique</i>	29
	<i>c. Développement futur des STEP</i>	29
	<i>d. Le développement des STEP appelle la levée de certains obstacles</i>	30
IV.	Le contexte réglementaire de développement de l'hydroélectricité	32
1.	Le corpus existant.....	32
	<i>a. La loi du 16 octobre 1919</i>	32
	<i>b. La loi sur les économies d'énergie de 1980</i>	33
	<i>c. La loi pêche de 1984</i>	33
	<i>d. La directive cadre sur l'eau (DCE)</i>	34
2.	Les évolutions récentes	34
	<i>a. La loi du 13 juillet 2005</i>	35
	<i>b. L'évolution des règles environnementales (PLEMA)</i>	35
3.	La gestion des concessions hydroélectriques par bassin versant	36
4.	Durée des concessions.....	37
V.	Les conditions du développement de l'hydroélectricité.....	38
1.	Etude économique comparée des différents moyens de production d'électricité	38
2.	La difficile évaluation des externalités.....	39
	<i>a. La valeur de la modulation</i>	39
	<i>b. Les aléas météorologiques</i>	40
	<i>c. Le marché des quotas CO₂</i>	40
	<i>d. Les économies de réseau liées à la petite hydraulique</i>	40
	<i>e. La contribution à la reconstitution du réseau</i>	40
3.	Le soutien financier au développement de l'hydroélectricité.	41
	<i>a. Le dispositif du décret n° 55-549 du 20 mai 1955 relatif à l'obligation d'achat d'électricité</i>	41
	<i>b. Le régime de l'obligation d'achat d'électricité créé par la loi électrique n° 2000-108 du 10 février 2000 (le contrat H01)</i>	42
	<i>c. Les évolutions prévues par la loi du 13 juillet 2005</i>	43
VI.	Propositions de la mission.....	45
1.	Faire établir par les DRIRE un inventaire géographique détaillé du potentiel hydroélectrique au regard du contexte local.....	45
2.	Mener en lien avec RTE une étude sur la contribution des STEP au système électrique	45
3.	Faire réaliser une évaluation de la pertinence d'une gestion coordonnée des concessions	46

4. (Ré)Affirmer la volonté politique de relancer l'hydroélectricité et faciliter l'instruction des dossiers	46
5. Favoriser les évolutions technologiques	47
6. Poursuivre après 2012, les mécanismes d'aide aux centrales de moins de 12 MW en service.....	48
Conclusions.....	50
Annexe 1.....	51
Annexe 2 : Experts associés au Groupe de Travail	52
Annexe 3 : Glossaire et équivalences énergétiques.....	53
Annexe 4 : Répartition par bassin hydrographique du potentiel hydroélectrique de la grande hydraulique et des STEP	54

*
* *

AVANT-PROPOS

Le ministre de l'économie, des finances et de l'industrie m'a confié, en tant que haut fonctionnaire de développement durable du ministère, une mission de coordination des actions du MINEFI dans le domaine de l'eau. Dans ce cadre, le Ministre m'a plus spécifiquement demandé de lancer avec la direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP), une étude sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France.

Pour ce faire, un groupe de travail rassemblant les principales parties prenantes de la production hydroélectrique en France, a été constitué autour du haut fonctionnaire de développement durable et des services concernés de la DGEMP. Les travaux du Groupe se sont déroulés tout au long du second semestre de l'année 2005.

L'objet du présent rapport est de présenter la synthèse de ces travaux et de proposer au Ministre des mesures concrètes pour relancer la production hydroélectrique en France.

A l'issue de ces travaux, je souhaite adresser mes plus sincères remerciements aux représentants des industriels et des syndicats professionnels du secteur de la production hydroélectrique : malgré des emplois du temps très chargés, ils n'ont pas hésité à consacrer du temps à ces travaux, à retraiter leurs données et à faire partager leurs connaissances et leur expertise avec l'administration. Ils ont ainsi apporté à l'administration un concours décisif sans lequel ce rapport n'aurait pas pu voir le jour.

Mes remerciements vont également à tous les membres de la DGEMP qui m'ont accompagné et appuyé de leur aide et de leurs conseils tout au long de cette mission. Je souhaite tout particulièrement remercier M. Jean-Luc PERRIN, chef du bureau de la production électrique à la DGEMP, qui a tenu le rôle central de rapporteur de la mission.



Fabrice DAMBRINE
Ingénieur général des Mines
haut fonctionnaire de développement durable

I. LES ENJEUX DE L'HYDROELECTRICITE

L'emploi de la force motrice de l'eau pour produire de l'énergie est connue de très longue date. A partir du XX^{ème} siècle, cet usage s'est orienté vers la production d'électricité. Un essor considérable s'est ainsi fait jour depuis la loi du 16 octobre 1919 régissant le développement de l'hydroélectricité, avec notamment les grands aménagements postérieurs à la seconde guerre mondiale.

Les enjeux liés à l'hydroélectricité doivent s'apprécier au regard des principaux objectifs de la politique énergétique française. Ceux-ci sont désormais énoncés par la loi de programme du 13 juillet 2005 :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;
- assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

Dans ce contexte, l'**hydroélectricité** présente plusieurs caractéristiques importantes :

- il s'agit d'une source d'énergie **renouvelable** ;
- il s'agit d'une source d'énergie **nationale** ;
- elle **permet un stockage de l'électricité** et apporte ainsi une contribution appréciable à la stabilité du système électrique ;
- elle n'est **pas productrice de gaz à effet de serre**, ni d'autres gaz polluants ;
- son développement repose largement sur la valorisation et l'optimisation d'infrastructures souvent déjà installées.

L'hydroélectricité qui pouvait sembler jusqu'à peu relativement négligée par rapport aux autres moyens de production d'électricité, devient aujourd'hui une **composante incontournable** (i) d'une politique de **développement des énergies renouvelables**, (ii) de renforcement de la **sécurité d'approvisionnement** en développant les énergies nationales et (iii) de **lutte contre l'effet de serre**. A ce titre, elle constitue par excellence l'énergie du développement durable.

1. L'hydroélectricité : une source d'énergie renouvelable et propre

Utilisant la force motrice de l'eau, l'hydroélectricité constitue par définition une source d'énergie renouvelable. De ce point de vue, elle apporte une contribution appréciable au regard des questions de sécurité d'approvisionnement et de maîtrise des ressources fossiles.

Par ailleurs, en application de la directive « Sources d'énergies renouvelables (SER) » n° 2001/77/CE du 27 septembre 2001, **la France s'est engagée à atteindre un objectif de 21 % pour la part d'électricité d'origine renouvelable dans la consommation française**

en 2010, contre 14 % en 2004. Loin d’être acquis, cet objectif supposera non seulement une forte mobilisation de nouvelles sources d’électricité d’origine renouvelable, mais également de maintenir ou d’augmenter la production d’hydroélectricité.

En France, les principales sources d’électricité d’origine renouvelable sont actuellement les suivantes.

TWh/an	2004	Gisement évalué PPI ¹	Objectif PPI 2015
Hydraulique	67,0	~ 30	+ 7
Eolien	0,9	~ 46	+ 35
Biomasse	1,7	Selon utilisation de la ressource	+ 6

En 2004, près de 95% de la production électrique française d’origine renouvelable provenait de l’hydroélectricité.

2. L’hydroélectricité : un élément clé pour l’équilibre du système électrique français

L’électricité de réseau ne se stockant pas, l’équilibre d’un système électrique ne peut être réalisé qu’en ajustant en permanence la production à la consommation, en étant capable de moduler quasiment instantanément la puissance produite et injectée sur le réseau. La possibilité de pouvoir moduler rapidement la production d’électricité revêt donc une importance particulière².

L’hydroélectricité, lorsqu’elle est associée à un réservoir (lac, barrage, etc.), est la **seule énergie renouvelable modulable**, avec de surcroît la possibilité de faire monter très rapidement la puissance électrique produite ; il s’agit donc non seulement d’une source d’énergie, mais également d’une **source de puissance électrique modulable** qui joue un rôle crucial dans la sécurité et l’équilibre de notre système électrique. Sur une puissance hydroélectrique totale de 25 000 MW³ actuellement installée en France, 12 000 MW sont modulables et ont une contribution à la pointe avec une capacité de démarrage de 3 à 15 minutes.

Une classification possible des installations hydroélectriques consiste à retenir comme critère la durée de remplissage du réservoir. Un ouvrage ayant une durée de remplissage longue est

¹ La PPI est la programmation pluriannuelle des investissements de production électrique prévue à l’article 6 de la loi du 10 février 2000 relative au développement et à la modernisation du service public de l’électricité.

² La puissance consommée varie en fonction de l’heure, de la date et de la saison. Les installations électriques dont la puissance peut se moduler rapidement sont donc indispensables à l’équilibre du réseau électrique : pour l’heure, il s’agit essentiellement des usines hydroélectriques à réservoir et des centrales électriques de type turbines à combustion, et, dans une moindre mesure, des centrales thermiques classiques.

³ Par comparaison, le parc de production électrique français a une capacité totale de l’ordre de 120 000 MW.

souvent associé à une retenue importante et est capable de fournir plus d'énergie de modulation. Cette classification en fonction de la durée de remplissage permet donc d'approcher la notion de capacité de modulation des installations concernées.

On distinguera quatre catégories :

- les **installations au fil de l'eau** (durée de remplissage du réservoir inférieure à 2 heures) qui se trouvent notamment sur les grands fleuves ;
- les **installations fonctionnant en éclusées** ont une durée de remplissage du réservoir comprise entre 2 et 400 heures ;
- les **usines de lac** ont une durée de remplissage du réservoir supérieure à 400 heures ;
- la quatrième catégorie est constituée par les **stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)**. Il s'agit de remonter l'eau dans un réservoir lors des heures creuses de consommation pour la turbiner lors des pointes. L'électricité produite par les STEP n'est cependant pas considérée comme renouvelable⁴ dans la mesure où la remontée de l'eau préalable au fonctionnement des STEP consomme de l'électricité. **En France, les STEP sont en revanche un moyen de pointe non émetteur de CO₂** car l'eau est remontée la nuit où la capacité nucléaire est suffisante pour fournir toute l'énergie appelée sur le réseau électrique.

Une partie des installations hydroélectriques constitue donc un instrument idéal pour l'équilibre offre-demande puisqu'elles représentent une énergie garantie et sont rapides à mettre en œuvre : la chaîne de la Durance permet par exemple de mobiliser 2 000 MW en 15 minutes environ, soit l'équivalent de 1,5 à 2 tranches nucléaires.

En effet, alors que les installations de fil de l'eau fonctionnent en base et produisent de l'ordre de 37 TWh, les éclusées, les usines de lac et les STEP produisent environ 33 TWh modulables⁵. Ces installations permettent donc de passer la pointe de la consommation et de répondre aux besoins d'ajustement. Hormis ces installations, seules les turbines à combustion ont des temps de démarrage comparables, mais elles sont émettrices de gaz à effet de serre et sont alimentées par des combustibles fossiles importés.

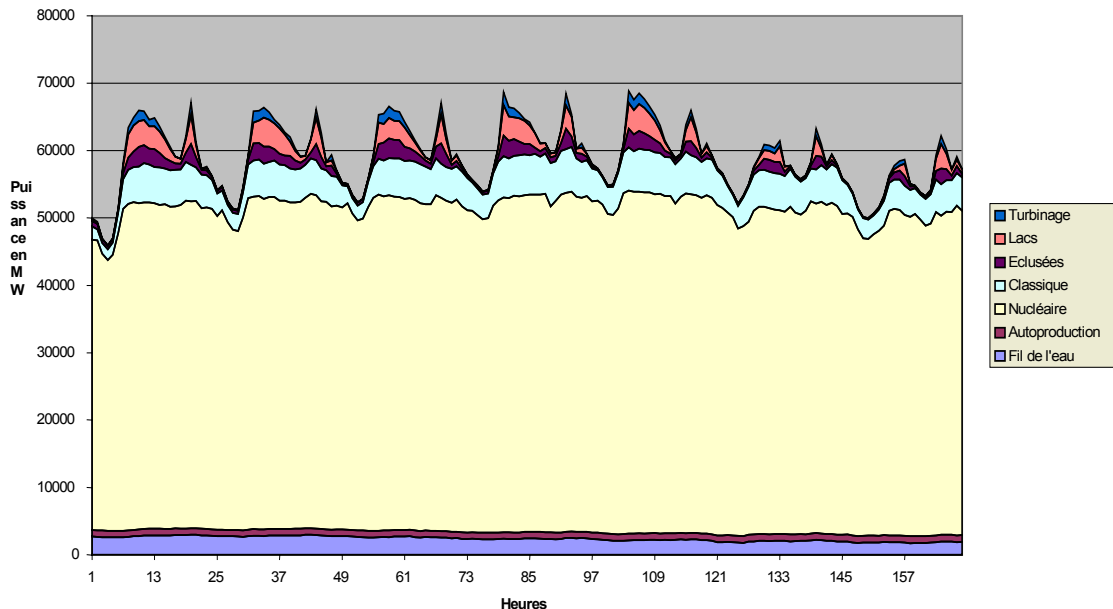
Près de la moitié de la production hydroélectrique contribue à l'équilibre offre-demande national en tant que moyen de pointe.

Le graphique ci-après représente l'empilement des moyens pour assurer l'équilibre offre / demande français : les installations de fil de l'eau et le nucléaire assurent la base, le thermique

⁴ Certaines installations qualifiées de STEP comme Grand-Maison par exemple, bénéficient d'apports naturels en eau. La part de production correspondante est comptabilisée dans ce cas comme énergie renouvelable. Les 3 TWh attribués au STEP dans la note n°5 ci-dessous correspondent uniquement à la partie de production due au pompage.

⁵ La contribution des STEP due au pompage de l'eau est d'environ 3 TWh qui ne sont pas comptés comme des énergies renouvelables. La production totale hydroélectrique (70 TWh) ne comporte donc formellement que 67 TWh d'origine renouvelable.

classique est ensuite utilisé en semi-base ou en pointe. Puis sont utilisées les éclusées et les usines de lac et enfin les STEP. Les STEP interviennent en dernier recours, notamment en raison du coût de l'eau à remonter (cette question sera développée au point III.-5).



Production pendant une semaine d'automne 2003 – Source RTE

Il est à signaler qu'un des rôles de l'hydroélectricité dans l'ajustement est aussi de donner le temps aux moyens thermiques de monter en puissance. Par exemple, en région PACA, la chaîne de la Durance peut être sollicitée pendant quelques heures pour permettre la montée en puissance, soit des installations thermiques de Martigues, soit des installations nationales.

Par leur capacité à stocker l'énergie électrique, les installations hydroélectriques jouent donc un rôle fondamental dans l'équilibre du système électrique français.

3. L'hydroélectricité : une contribution majeure à l'équilibre de notre commerce extérieur

On a vu plus haut que la production hydroélectrique moyenne se situait en France autour de 70 TWh/an, dont 37 TWh au fil de l'eau (base), 30 TWh modulables (pointe) et 3 TWh provenant des STEP.

Toutes choses égales par ailleurs, si l'on ne disposait pas de ce potentiel hydraulique, l'électricité correspondante devrait provenir d'autres moyens de production : la production en base (fil de l'eau) pourrait provenir de centrales nucléaires, de centrales thermiques classiques ou de centrales à gaz à cycle combiné ; la production de pointe devrait pour l'essentiel provenir de turbines à combustion.

Si l'on se réfère aux rendements donnés en *annexe 3* et au prix actuel du gaz que l'on peut prendre compris entre 6 et 8 €/MBtu, on voit que :

- la production de 37 TWh à partir de centrales à gaz à cycle combiné représenterait une consommation de gaz d'environ 64 TWh, soit 5,5 millions de tep, ou 220 millions de MBtu valant entre 1,3 et 1,7 milliard d'Euros.
- la production de 30 TWh à partir de turbine à combustion à gaz représenterait une consommation de gaz d'environ 85 TWh, soit 7,2 millions de tep, ou 290 millions de MBtu valant entre 1,7 et 2,3 milliards d'Euros.

L'exploitation du potentiel hydraulique français permet donc, dans les conditions économiques actuelles et toutes choses égales par ailleurs, d'économiser des achats de gaz compris entre 1,3 et 1,7 milliards d'Euros par an si l'on ne considère que la production de pointe, entre 3 et 4 milliards d'Euros par an si on suppose en outre que la production de base serait le fait de centrales à gaz à cycle combiné.

4. L'hydroélectricité : un mode de production d'électricité ne dégageant pas de gaz à effet de serre

La nécessité, aujourd'hui avérée et inscrite dans la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique, de lutter contre le changement climatique par une réduction des émissions de gaz à effet de serre, donne une dimension nouvelle à la politique énergétique. En effet, l'utilisation des combustibles carbonés (charbon, pétrole et gaz) conduit à l'émissions dans l'atmosphère de gaz carbonique⁶, principal responsable de l'accroissement de l'effet de serre.

Dès lors, **l'utilisation des différentes sources d'énergie doit tenir compte de leur impact en termes d'effet de serre**, c'est-à-dire de la quantité de gaz carbonique émise par kWh utile. On doit d'autant plus en tenir compte que la loi de programme du 13 juillet 2005 fixe désormais comme objectif **une réduction de 3 % par an en moyenne des émissions nationales de gaz à effet de serre afin d'atteindre une division par 4 en 2050**.

L'hydraulique est à cet égard une filière de production d'électricité qui n'émet pas de gaz à effet de serre. Pour fixer les idées, si les 70 TWh de production française annuelle moyenne d'électricité d'origine hydraulique étaient produits à partir de centrales à charbon, cela conduirait à un surcroît d'émissions de gaz à effet de serre de compris entre 55 et 70 millions de tonnes équivalent CO₂ par an⁷. Ce chiffre est à rapprocher des émissions totales de gaz à effet de serre en France qui sont de l'ordre de 560 millions de tonnes équivalent CO₂⁸. Autrement dit, le potentiel hydroélectrique français permet, dans les conditions actuelles et

⁶ Les filières énergétiques conduisent également à l'émission d'autres gaz à effet de serre, mais qui restent du second ordre par rapport au CO₂ auquel nous limitons donc la présente analyse.

⁷ Le chiffre de 70 millions de tonnes équivalent CO₂ correspond à une production électrique à partir de centrales à charbon « moyennes ». Celui de 55 millions de tonnes correspond à l'utilisation des centrales à charbon les plus modernes et les plus performantes.

⁸ Les 560 millions de tonnes équivalent CO₂ de gaz à effet de serre émis actuellement annuellement en France se répartissent pour environ 70 % en gaz carbonique *stricto sensu* et pour environ 30 % entre les cinq autres gaz à effet de serre pris en compte par le protocole de Kyoto (CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆)

toutes choses égales par ailleurs, de réduire de 10 à 12 % les émissions nationales de gaz à effet de serre.

L'objectif inscrit dans la loi de division par 4, d'ici 2050, des émissions de gaz à effet de serre, confère donc une importance toute particulière à l'hydroélectricité.

Le tableau ci-après donne quelques ordres de grandeur sur les émissions de gaz carbonique pour différentes filières de production d'électricité.

Emissions de CO₂ pour différentes filières de production d'électricité

(il s'agit des émissions marginales pour tout kWh électrique produit sans prise en compte du contenu carbone de l'installation elle-même)

	Rendement électrique max sur combustible fossile (%)⁹	Emissions de CO₂ pour 1 kWh élec (en g de CO₂/kWh élec)
Thermique charbon à lit fluidisé circulant	46,1	750
Nucléaire	Infini	0
Hydraulique	Infini	0
TAC ¹⁰ à gaz	36,6	570
TAC à fioul	34,7	830
Cycle combiné gaz	59,1	355
Eolien	Infini	0

⁹ Les valeurs sont issues des coûts de référence de la production électrique 2003 de la DGEMP.

¹⁰ TAC : turbine à combustion

A cet égard, la prise en compte progressive des surcoûts de production liés aux émissions de gaz carbonique dans les filières énergétiques donnera un nouvel avantage compétitif à l'hydraulique.

Il est certes encore difficile de prévoir ce que représentera la prise en compte des émissions de gaz carbonique¹¹. On peut néanmoins se référer au chiffre de 100 €/tonne de carbone équivalent (environ 27 €/t CO₂ équivalent). Cette valeur, parfois présentée par les experts comme le coût prévisible à terme de l'élimination du gaz carbonique, peut d'ores et déjà être utilisée pour une première approche du surcoût « effet de serre » des différentes filières de production d'électricité. Ce chiffre permet de calculer, par filière, l'ordre de grandeur du surcoût de production d'un MWh électrique en intégrant le coût de l'externalité carbone.

	Emissions de CO₂ pour 1 MWh élec (en g de CO ₂ /kWh élec)	Surcoût CO₂ (€/MWh) ¹²
Thermique charbon à lit fluidisé circulant	750	21
Nucléaire	0	0
Hydraulique	0	0
TAC à gaz	570	16
TAC à fioul	830	23
Cycle combiné gaz	355	10
Eolien	0	0

¹¹ L'actuel dispositif de marchés des quotas de CO₂ représente une contrainte sur les émissions industrielles de gaz carbonique mais ne saurait encore refléter un véritable marché des droits à émettre du gaz carbonique : d'une part il ne concerne que certaines installations et ne peut pas prendre en compte les techniques de séquestration encore non développées ; d'autre part, il a été construit à partir d'objectifs de diminution par rapport à une situation de référence fixé par chaque Etat-membre aux industriels concernés et qui ne traduit donc pas une contrainte uniforme. Le coût futur de l'externalité carbone devrait s'établir, dans un marché parfait, autour du coût marginal d'élimination de la dernière tonne de CO₂ produite.

¹² Le surcoût de l'externalité carbone est proportionnel au prix de la tonne d'équivalent carbone ; les surcoûts carbone étant calculés dans le tableau pour une valeur du CO₂ de 100 €/t d'équivalent carbone, il est très facile de calculer, par proportionnalité, ces surcoûts pour une autre valeur de la tonne de carbone.

On constate que ces chiffres sont loin d'être neutres au regard des coûts de production actuels de l'électricité à partir de ces différentes filières.

	Coût de production d'1 MWh élec (€/MWh élec)¹³	Surcoût CO₂ (€/MWh et %)
Thermique charbon à lit fluidisé circulant (toute l'année)	32	21 (+ 65 %)
Nucléaire (toute l'année)	28	0 (+ 0 %)
Hydraulique (de 3 624 à 6 000 heures)	<i>de 30 à 60</i>	0 (+ 0 %)
TAC à gaz (500 heures)	146	16 (+ 11 %)
TAC à fioul (500 heures)	158	23 (+ 15 %)
Cycle combiné gaz (toute l'année)	35	10 (+ 28 %)
Eolien (2 500 heures)	43	0 (+ 0 %)

Tenir compte de l'externalité carbone modifie donc les hiérarchies actuelles sur les coûts de production de l'électricité et donne un nouvel avantage compétitif aux filières non émettrices de carbone, et notamment à l'hydraulique. C'est un élément dont il faudra de plus en plus tenir compte, par exemple pour comparer les différentes solutions techniquement envisageables pour satisfaire les pointes de demande électrique comme les turbines à combustion (TAC), l'hydraulique de lac ou les STEP.

Pour satisfaire aux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet (désormais fixés par la loi de programme du 13 juillet 2005), la puissance publique peut souhaiter aider des énergies ou des filières peu ou non émettrices de carbone. Ce sont en général des énergies renouvelables ou des filières de production d'électricité fondées sur les énergies renouvelables. Il s'agit en fait d'anticiper un mouvement qui ne se ferait pas naturellement au regard des conditions de marché du moment ou d'aider au développement d'une filière pour lui permettre d'abaisser ses coûts de production par effet de taille et d'apprentissage. En particulier, tant que le marché de l'électricité ne reflétera pas vraiment le surcoût de l'externalité carbone, les filières non émettrices ou faiblement émettrices ne pourront pas en

¹³ Les chiffres présentés sont des ordres de grandeur arrondis. Ils sont issus de l'étude « coûts de référence de la production électrique 2003 » de la DGEMP et sont exprimés en euros 2001. Il convient de ne pas les confondre avec des prix de vente actuels de l'électricité, ces derniers prenant en compte les spécificités de la consommation des clients, ainsi que, notamment, tous les frais de commercialisation.

tirer un avantage concurrentiel qui favoriserait leur développement naturel. A l'inverse, dans un marché du carbone élargi, une telle aide ne devrait normalement plus être nécessaire.

A cet égard, les aides doivent évidemment rester proportionnées au coût de la tonne de carbone évitée, sous peine de soutenir artificiellement une filière plutôt qu'une autre, et de désoptimiser la recherche collective de la réduction des émissions de gaz à effet de serre au moindre coût pour la collectivité.

Dans une problématique de réduction des émissions de gaz carbonique, les aides publiques de soutien aux développements de telle ou telle filière doivent être proportionnées au coût de la tonne de carbone évitée si le motif du soutien de ladite filière est bien uniquement la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

5. Comparaison de l'hydroélectricité avec d'autres filières de production d'électricité d'origine renouvelable

Il est fréquent aujourd'hui d'entendre dire que l'avenir de l'électricité d'origine renouvelable repose surtout sur le développement de nouvelles filières, telles que la filière éolienne ou la filière photovoltaïque. Dire cela, c'est oublier qu'indépendamment du coût de production (encore prohibitif pour la filière photovoltaïque), le principal handicap de ces filières reste leur **caractère intermittent** : pas d'électricité éolienne quand il n'y a pas de vent ; pas d'électricité photovoltaïque quand il n'y a pas de soleil (*a fortiori* la nuit).

Or, l'électricité ne se stockant pas, **la demande électrique ne s'exprime pas en termes de TWh (énergie), mais plutôt de MW (puissance) à un instant donné.**

Ce qui signifie que puisque le consommateur n'est pas prêt à attendre du vent ou de la lumière pour obtenir de l'électricité, ces filières ne peuvent pas s'envisager de manière autonome, mais seulement couplées avec des moyens de production de secours mobilisables rapidement (en cas d'absence de vent si l'on prend l'exemple de l'éolien).

C'est ainsi que dans les pays qui ont fait le choix d'une production éolienne importante, il y a en même temps des moyens de secours facilement mobilisables, lesquels sont en général des centrales thermiques classiques ou des turbines à combustion (TAC). Dès lors, le moyen de production est en fait le couple « éolien - centrales classiques » qui émet nécessairement des gaz à effet de serre quand la production éolienne ne fonctionne pas¹⁴, c'est-à-dire statistiquement deux tiers du temps.

Si ce couple éolien - centrales thermiques se substitue à des moyens de production utilisant des combustibles fossiles, il y a bien sûr un gain en termes d'émissions de gaz à effet de serre, à hauteur de la production d'électricité d'origine éolienne. En revanche si ce couple se substitue à des moyens de production non émetteurs de gaz à effet de serre, par exemple des moyens nucléaires comme en France¹⁵, le bilan global deviendra négatif en termes d'émissions de gaz à effet de serre : plus précisément, tant que la production éolienne ne

¹⁴ Ce fut par exemple le cas au Danemark (pays qui a en proportion un très grand parc éolien) lors de la canicule de l'été 2003. La canicule a coïncidé avec une situation anticyclonique caractérisée par une absence de vent sur toute l'Europe continentale avec comme conséquence un recours massif au Danemark aux centrales thermiques à charbon pour produire l'électricité dont ce pays avait besoin.

¹⁵ En France, la production d'électricité repose actuellement à près de 80 % sur le nucléaire

dépassera pas un certain seuil qui ne nécessitera pas le recours à des moyens de secours basés sur une production d'électricité à partir de combustibles fossiles, cela restera positif en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre ; au-delà, compte tenu de la structure de notre parc électrique, des filières telles que l'éolien ou le photovoltaïque conduiront à dégrader nos émissions de gaz à effet de serre. De ce point de vue, on peut s'interroger sur l'engagement pris par la France de porter en 2010 à 21 % (contre 14 % en 2004)¹⁶ la part de son électricité d'origine renouvelable. Comme le montrent les travaux de la PPI¹⁷, l'augmentation de la part d'électricité d'origine renouvelable proviendra à cette échéance essentiellement de la filière éolienne, et l'on se rapprochera sans doute des limites de ce qu'il faudra faire si l'on ne veut pas dégrader nos émissions de gaz à effet de serre.

L'hydroélectricité ne présente pas ces inconvénients : ou bien c'est une production au fil de l'eau, relativement régulière et stable dans le temps, qui contribue à la production de base (cf. point 2 ci-dessus) ; ou bien c'est, avec les éclusées, les usines de lac, ou les STEP, un moyen de production de pointe avec stockage de l'électricité sous forme d'énergie potentielle de l'eau. Autrement dit, l'hydroélectricité n'a pas le problème de l'intermittence¹⁸ ; comme indiqué plus haut dans le cadre de sa contribution à l'équilibre du système électrique français, **l'hydroélectricité peut même servir de moyen de secours à d'autres formes de production d'électricité d'origine renouvelable intermittentes**, comme l'éolien ou le photovoltaïque.

De ces différents points de vue, l'hydroélectricité est actuellement la seule filière de production qui, compte tenu de la structure du parc électrique français, permette, sur une grande échelle, à la fois d'augmenter la part d'électricité produite à partir de sources renouvelables et de diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

6. L'hydroélectricité : des conflits d'usage potentiels avec les autres usages de l'eau

Le potentiel hydroélectrique dépend de la géographie et de la pluviométrie, mais également de l'évolution des techniques de production et surtout de la place que la société entend donner à l'utilisation de l'eau à des fins énergétiques parmi tous les autres usages : eau laissée « sauvage » pour la préservation de l'environnement et des sites, eau pour la pêche, eau pour l'agriculture, eau pour le tourisme, etc.

La construction d'un ouvrage hydroélectrique entraîne en effet des modifications de la rivière dont il détourne une partie de l'eau **sans toutefois la consommer**. Pour que cette perte de débit dans la section de cours d'eau interceptée par l'aménagement hydroélectrique n'entraîne pas la destruction de la faune aquatique, un débit minimal doit être laissé dans la rivière tout au long de l'année. Des modifications de la morphologie du fleuve peuvent également apparaître, l'eau stockée dans la retenue ne circulant plus en continu tout au long de l'année dans le fleuve.

¹⁶ Soit, en valeur absolue, une augmentation d'environ 33 TWh/an

¹⁷ Voir note de bas de page n° 1

¹⁸ Sans méconnaître bien entendu le fait que la production hydroélectrique dépend du remplissage des réservoirs et donc de la pluviométrie et de la météo. Mais il s'agit de variations d'une année sur l'autre qui peuvent être anticipées et prises en compte, à la différence de l'éolien pour lequel il n'est pas encore possible de prévoir ce que sera la production à horizon de 24 heures qui correspond à la programmation de l'équilibre offre-demande par RTE.

Les activités de loisir traditionnelles (pêche par exemple) se trouvent donc modifiées sur la section du cours d'eau interceptée, mais d'autres activités peuvent se développer sur la retenue. Ainsi, par exemple, des activités de nautisme peuvent naître sur la retenue elle-même, et devenir parfois une ressource importante pour l'économie locale (exemple de Serre-Ponçon, de Vouglans, etc.). Des contraintes de cote touristique minimale sont alors imposées au concessionnaire, en général l'été, afin de permettre la pratique de ces activités¹⁹.

Concernant l'eau potable et l'agriculture, des conventions de mise à disposition de volumes d'eau sont passées avec les exploitants pour permettre l'alimentation en eau potable et l'irrigation l'été.

La vocation première des aménagements hydroélectriques est la production d'énergie. Toutefois, cette dernière entre de plus en plus en compétition avec d'autres usages de l'eau. Il importe de définir un cadre équilibré prenant en compte les différentes contraintes.

Pour autant, peut-être en raison de son ancienneté (elle existe depuis la fin du XIX^{ème} siècle), mais surtout de ses impacts sur les paysages et de la concurrence avec les autres usages de l'eau, l'hydroélectricité a, au fil du temps, perdu de son prestige dans notre pays. Au niveau local, les autorités publiques, et notamment les préfets et les élus locaux, ne pensent plus spontanément à développer l'hydroélectricité. Certains peuvent même la considérer comme « démodée » par rapport à l'éolien ou au photovoltaïque ou bien qu'elle ne vaut plus la peine d'ouvrir des conflits avec les défenseurs des autres usages de l'eau. On vient d'essayer dans ce chapitre de démontrer qu'il n'en n'est rien et qu'elle bénéficie au contraire d'atouts irremplaçables, y compris en comparaison avec d'autres modes de production d'électricité d'origine renouvelable : pas d'intermittence et capacité à contribuer par sa mobilisation rapide à l'équilibre global du système électrique.

Le moment paraît donc venu de réhabiliter l'hydroélectricité aux yeux de l'opinion publique.

Cela passe par de la pédagogie de la part à la fois des industriels et des puissances publiques ; cela passe également par des actions de promotions qui démontreront qu'il n'y a pas d'antagonismes irréductibles entre le développement de l'hydroélectricité (on sait faire maintenant des centrales de mieux en mieux intégrées dans leur environnement) et la nécessaire préservation de l'environnement et des autres activités reposant sur l'utilisation de l'eau. **La puissance publique doit se saisir de ce dossier et ne pas hésiter à le porter avec la volonté de désamorcer les passions et les conflits sur les usages de l'eau.**

Ce sont ces divers éléments et les modifications correspondantes du contexte énergétique et environnemental qui justifient la présente étude du potentiel et des mécanismes de développement de l'hydroélectricité.

*
* *

¹⁹ Garantie d'un certain niveau d'eau dans le réservoir en été, ce qui limite les prélèvements d'eau à des fins de production d'électricité dans l'année.

II. OBJECTIFS ET PLAN DU RAPPORT

Aux termes de la demande du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie (*voir annexe 1*), le présent rapport a pour objet d'examiner les perspectives de développement de l'hydroélectricité en France. Pour ce faire, il abordera l'évaluation du potentiel de développement physique par grandes zones géographiques, le bilan économique de la production hydroélectrique et les bénéfices pour le système électrique de l'exploitation de moyens hydrauliques de pointe.

Pour l'élaboration de ce rapport, le haut fonctionnaire de développement durable du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie s'est appuyé sur la direction générale de l'énergie et des matières premières et les membres d'autres services administratifs concernés, ainsi que sur un réseau d'experts hors de l'administration appartenant essentiellement aux entreprises et organismes du secteur (*voir en annexe 2 la liste des personnalités extérieures à l'administration qui ont participé au Groupe de travail*).

Les différents membres industriels du Groupe de travail ont cependant rapidement souligné les limites de l'exercice. S'il était possible d'actualiser les études existantes, il n'était en revanche pas envisageable dans les délais et avec les moyens impartis, de déterminer le potentiel hydroélectrique avec un fin niveau de détail géographique.

Des prolongements pour aboutir à une cartographie très précise et directement utilisable nécessiteraient **l'intervention de bureaux d'études** et ne pourraient être réalisés que localement, par exemple **sous le pilotage des DRIRE**. Les DRIRE pourraient également conduire la concertation locale avec les Commissions locales de l'eau (CLE) pour le développement de l'hydroélectricité.

En outre, des études plus fines, c'est-à-dire directement utilisables par les industriels ne peuvent être rendues publiques que si elles sont conduites et financées par l'administration.

En effet, dans un nouveau contexte de concurrence entre opérateurs soumis au contrôle d'actionnaires privés (y compris pour l'opérateur historique avec l'ouverture récente de son capital), de telles études conduites par un opérateur relèvent désormais de son patrimoine d'entreprise.

Il a ainsi été envisagé de traiter les différentes questions relatives à la problématique soulevée par le Ministre, selon le plan suivant :

- seront ainsi d'abord examinés les aspects purement techniques liés à la détermination du potentiel.

Dans ce cadre, le rapport rédigé en 1975 par le sénateur Pintat a servi de base aux travaux. Une étude réalisée par EDF en 1993 sur le potentiel en France et la consultation des producteurs autonomes ont permis de réaliser une mise à jour des résultats de ce rapport.

Compte tenu des délais et de la complexité inhérente à ce type d'exercice, il a été décidé de recourir à des bassins hydrographiques tests, choisis pour leur représentativité en termes de potentiel hydroélectrique et de contraintes environnementales susceptibles d'être rencontrées ;

- une analyse du contexte réglementaire de développement de l'hydroélectricité a été réalisée, permettant de mieux saisir l'environnement juridique associé ;
- les aspects économiques ont été étudiés. Ils ont permis de comparer les coûts de production de l'hydroélectricité avec d'autres moyens de production d'électricité pour situer la compétitivité de cette source d'électricité ;
- les outils de soutien à l'hydroélectricité ont enfin été abordés.

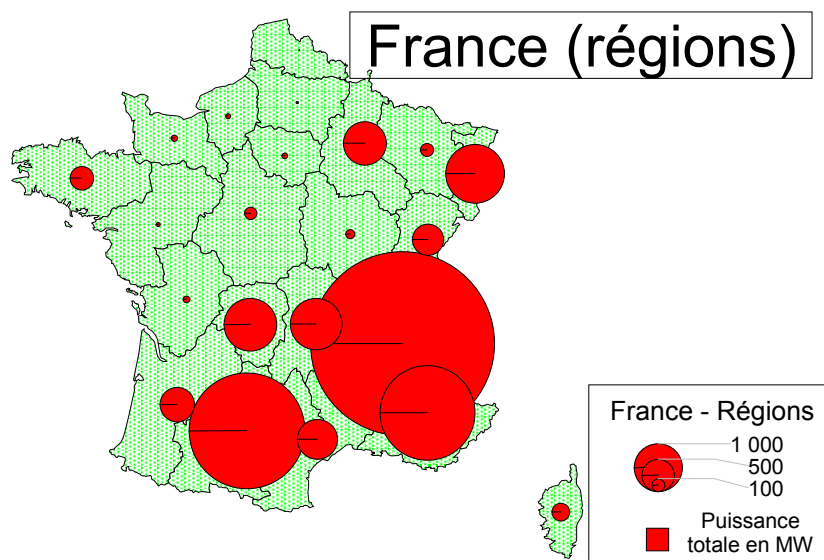
L'étude débouche *in fine* sur des pistes de réflexion et des propositions d'action pour décliner en pratique les principaux points mis en évidence.

*
* *

III. LE POTENTIEL HYDROELECTRIQUE

Déterminée principalement par l'hydrographie et le relief, l'hydroélectricité est très localisée sur le territoire. La production hydroélectrique française peut être répartie conventionnellement sur trois zones géographiques : les Alpes²⁰, les Pyrénées et le reste de la France (avec notamment le Centre). Si l'on suit une répartition par région administrative, la région Rhône-Alpes représente environ 10 000 MW, la région Midi-Pyrénées environ 5 000 MW, la région Provence-Alpes-Côte d'azur environ 3 200 MW, la région Alsace environ 1 500 MW et les régions Auvergne-Limousin environ 2 000 MW. **Au total, avec les autres régions, on a environ 25 000 MW de puissance installée pour une production annuelle moyenne de 70 TWh** (dont environ 3 TWh provenant des STEP). Ce parc hydroélectrique permet notamment à la France d'être le premier producteur européen d'énergie renouvelable en volume.

Les installations de production hydroélectrique sont caractérisées par une grande diversité de puissance, allant de quelques kW à plusieurs centaines de MW pour les plus importantes. A titre d'illustration, la moitié des 2 000 centrales installées en France a une puissance de moins de 5 MW. Plus précisément la carte ci-dessous indique la répartition actuelle des centrales hydroélectriques, en fonction des puissances installées exprimées en MW.



L'aire des disques rouges est proportionnelle à la puissance installée par région

²⁰ Le Rhin, l'Est et le Rhône sont inclus.

1. Un potentiel hydroélectrique techniquement exploitable d'environ 100 TWh/an pour 70 TWh/an produits en moyenne aujourd'hui

En 1975, suite au premier choc pétrolier, la commission présidée par le sénateur Pintat à la demande du ministère de l'industrie et de la recherche, mettait en évidence comme potentiel hydraulique de la France :

- un **potentiel théorique de 266 TWh/an** dont la moitié est peu utilisable car il conduirait à submerger d'importantes parties du territoire, pour certaines déjà aménagées²¹ ;
- un **potentiel techniquement rentable de 100 TWh/an** (inventorié par EDF dès 1953 et confirmé depuis lors par les différentes études) ;
- un **potentiel économiquement équipable** variable selon la comparaison économique avec les moyens de production alternatifs (pétrole, charbon et nucléaire, gaz) ;
- un **gisement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)** de 20 000 MW (dont 7 300 MW ont déjà été réalisés).

De façon générale, il s'avère après réexamen exhaustif de la question par le Groupe de travail, qu'il n'y a pas lieu de remettre en cause fondamentalement les estimations réalisées par le rapport Pintat, en dehors des ajustements ponctuels et des créations d'installations intervenues depuis sa rédaction.

Au total, les capacités actuelles combinées avec le rapport Pintat conduisent à un potentiel de nouveaux développements de près de 30 TWh/an. L'analyse plus détaillée, conduit dans le cadre de cette étude, débouche sur la valeur maximale plus précise de 28,4 TWh/an.

2. Un potentiel technique restant pouvant aller jusqu'à environ 28 TWh par an

Le potentiel supplémentaire identifié implique la réalisation de suréquipements sur les installations existantes dont la puissance est inférieure à 10 MW et la construction de nouvelles installations de puissances comprises entre 10 et 50 MW. Il peut être décliné en trois grandes catégories, les stations de pompage constituant un cas spécifique.

Il importe de souligner que les estimations réalisées présentent un caractère conventionnel. Elles dérivent des caractéristiques générales connues des bassins et des sites envisagés. Cela signifie qu'en réalité l'on pourrait avoir des valeurs légèrement inférieures. **Le chiffre de 28,4 TWh par an auquel on aboutit correspond donc au maximum théorique.**

²¹ Potentiel fondé sur la seule géographie et les débits des cours d'eau.

a. La grande hydraulique et les STEP (Stations de transfert d'énergie par pompage)

Le dernier recensement du potentiel de développement hydroélectrique en France a été réalisé par EDF fin 1992²². Ce document recense les possibilités d'équipement gravitaire dans une gamme de 10 MW à 50 MW ayant fait l'objet d'études de niveau de précision variable (depuis les simples inventaires jusqu'aux avant-projets détaillés) : suréquipements, aménagements nouveaux dont quelques STEP (ou centrales de pompage/turbinage). Cet inventaire a été établi selon un découpage hydrographique qui partage la France en bassins et sous-bassins rattachés aux trois grands massifs montagneux (1 - Alpes ; 2 - Pyrénées ; 3 - Massif Central). L'*annexe 4* présente une cartographie de ces bassins et la décomposition selon ces bassins.

Le potentiel global de développement issu de cet inventaire correspond à un productible pouvant aller jusqu'à **23,4 TWh par an** et à un total de nouvelles puissances installées d'environ **22 500 MW (y compris STEP)**.

Sur cette évaluation, les nouveaux aménagements représentent 60 % de la puissance considérée, les nouvelles STEP 25 % et les suréquipements sur les installations existantes 15 %.

b. La petite hydraulique

Il s'agit de centrales dont la puissance est comprise entre 0,1 et 10 MW. L'évaluation récente de l'ADEME, confirmée par la profession, retenait un potentiel total d'environ 1 000 MW correspondant à une production de 4 TWh par an.

Un recensement du potentiel hydroélectrique, pour les petites installations, a été réalisé par le GPAE (Groupement des producteurs autonomes d'électricité) sur la base de divers documents de prospective. L'inventaire a été complété par quelques études menées par les régions et l'ADEME, en Franche-Comté et Limousin. Cela conduit à une possibilité de développement de 3 à 4 TWh (750 MW) à moyen terme, cohérent avec l'ordre de grandeur donné par l'étude ADEME.

c. La très petite hydraulique (« pico-hydraulique »)

Sur les 100 000 moulins qui existaient au XIX^{ème} siècle, des études montrent que 30 000 peuvent être équipés, sans changer la configuration de la rivière, à condition de mettre au point les matériels pour exploiter cette énergie à des coûts raisonnables. Des avancées techniques sur le matériel de production sont en cours à partir de turbines adaptées aux « très basses chutes » particulièrement conçues pour être installées sur les ouvrages existants sans gros travaux de génie civil. Le potentiel des centrales entre 10 kW et 100 kW, serait de 1 TWh. L'aménagement de ces petites chutes, par les profits qu'elles généreraient, aurait également l'avantage de dégager des financements nouveaux permettant l'entretien des cours d'eau correspondants, lequel est actuellement souvent négligé. Il s'agit en l'occurrence de l'illustration que l'on peut concilier l'intérêt énergétique et l'intérêt écologique.

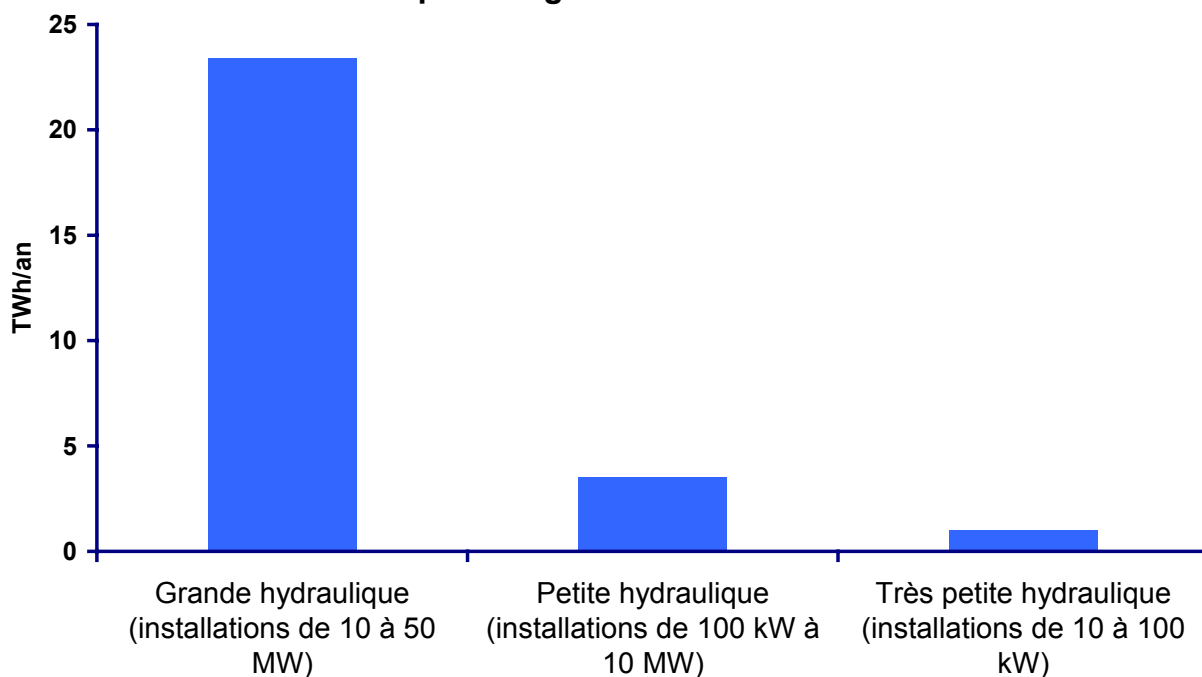
²² Cet inventaire comprend également celui du Rhône sous concession CNR.

En résumé, et compte tenu des réserves indiquées plus haut sur le degré de finesse et de précision de ces études, le potentiel technique de développement de l'hydroélectricité en France peut aujourd'hui s'évaluer conformément au tableau et au graphique suivants.

Evaluation du potentiel technique de développement des installations hydroélectriques
(indépendamment des contraintes économiques et environnementales ainsi que de celles liées aux autres usages de l'eau)

	Grande hydraulique 10 MW à 50 MW	Petite hydraulique 100 kW à 10 MW	Très petite hydraulique 10 kW à 100 kW	STEP²³	TOTAL
Puissance (MW)	environ 18 200 MW (+ 95%)	environ 750 MW (+ 10 %)	environ 600 MW (+ 200 %)	environ 4 300 MW (+ 50 %)	environ 23 850 MW (+ 93 %)
Productible (TWh par an)	jusqu'à 23,4 TWh (+ 50 %)	entre 3 et 4 TWh (+20 %) (4 000 heures de fonctionnement contre 3 200 actuellement)	environ 1 TWh (+ 150 %)	sans objet	jusqu'à 28,4 TWh (+ 42 %)

Evaluation du potentiel de développement par catégories d'installations



²³ Pour mémoire, le cas des STEP est discuté infra.

3. Un potentiel national qui se réduirait toutefois à 13,4 TWh/an si l'on intègre la plupart des contraintes environnementales

a. Analyse, sur quelques bassins types, des contraintes environnementales et de leur impact en termes de réduction du potentiel hydraulique

L'analyse exhaustive des contraintes liées aux **impacts environnementaux** associés aux divers projets issus des inventaires du potentiel gravitaire (étude EDF de 1992), ne pouvait être réalisée dans le cadre de cette étude. Cela aurait en effet supposé une investigation détaillée prenant en compte les contraintes locales et appelant des études d'ingénierie ou environnementales qui ne relevaient pas de la présente analyse. Il a donc été décidé de retenir une méthodologie permettant de disposer d'une première vision :

- quelques bassins hydrographiques représentatifs du potentiel de développement et des contraintes environnementales ont été choisis et étudiés ;
- sur chacun de ces bassins et pour chaque projet d'aménagement, il a été établi la liste des contraintes environnementales associées ;
- une synthèse par bassin et par cours d'eau mentionne le productible cumulé correspondant aux projets de développements selon chaque type de contrainte environnementale.

Les contraintes liées aux impacts environnementaux prises en compte sont les suivantes, certains sites pouvant être simultanément soumis à plusieurs contraintes :

- parc naturel (régional ou national),
- cours d'eau « réservé » (sur lesquels aucune concession ou autorisation nouvelle ne peut être donnée)²⁴,
- SIC (Site d'Importance Communautaire pour la protection de l'environnement),
- ZPS (Zone de Protection Spéciale de l'environnement),
- cours d'eau classé (sur lesquels les ouvrages hydrauliques sont soumis à l'obligation de libre circulation des poissons migrateurs).

Les Zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF) qui sont des zones d'inventaire patrimonial, n'ont pas vocation à protéger directement les écosystèmes, la faune et la flore. Les ZNIEFF ont donc été considérées comme n'ayant pas à ce stade d'impact sur le potentiel hydraulique.

Les trois bassins jugés représentatifs retenus pour l'étude sont répartis dans chacune des principales régions de production hydraulique. Il s'agit :

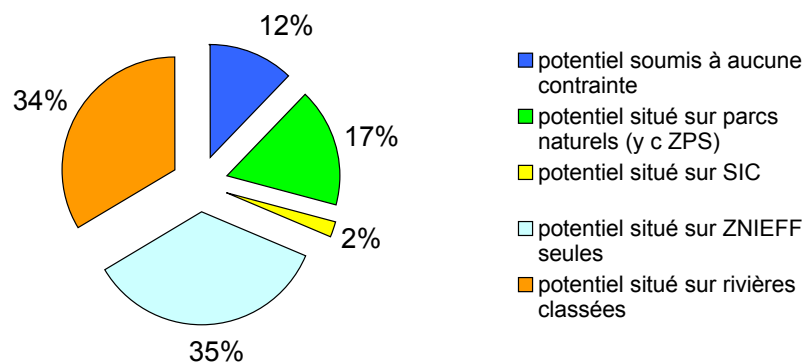
²⁴ Au titre de la loi de 1980 sur les économies d'énergie modifiant la loi du 16 octobre 1919 et dans l'attente des définitions de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques.

- du bassin de la Dordogne : 31 projets répertoriés présentant comme particularité de se situer sur de nombreuses rivières classées ou réservées ;
- du bassin de l'Isère : 61 projets répertoriés correspondant au plus fort potentiel de développement avec comme particularité la présence de parcs naturels ;
- du bassin des fleuves côtiers de l'Espagne à la Gironde (Pyrénées Ouest) : 13 projets répertoriés avec comme particularité la présence d'aménagements importants.

Ces trois bassins présentent une grande diversité dans le type d'aménagements projetés et une grande variété dans les impacts environnementaux. De plus, l'agrégation des données sur les impacts environnementaux a été facilitée par l'existence de cartographies de synthèse disponibles, une base de données cartographiées pour l'ensemble des bassins étant en cours d'établissement par EDF.

La synthèse sur ces trois bassins est représentée dans la figure suivante.

Répartition des différentes contraintes sur le potentiel des bassins types



b. Le potentiel hydroélectrique développable en France se réduirait considérablement si on lui impose des exigences environnementales excessives

Le potentiel hydroélectrique mobilisable sur la France peut se déduire de l'évaluation faite sur les trois bassins test :

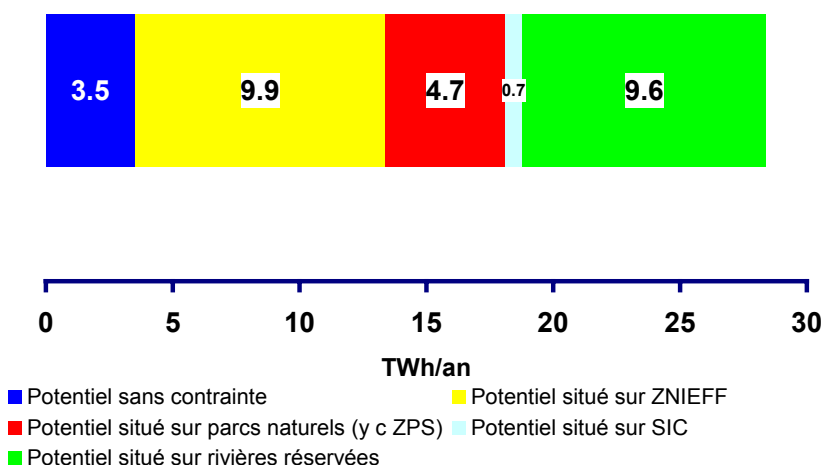
- par extrapolation à l'ensemble du potentiel des moyennes chutes (10 à 30 MW) inventoriées en 1993 par EDF ;
- en y ajoutant le potentiel des petites chutes (1 à 2 MW voire 4,5 MW) inventoriées par les petits producteurs sur des projets précis sachant que le potentiel total est de 4 TWh ;
- et en y ajoutant enfin le potentiel de la très petite hydroélectricité.

Le tableau et le graphique ci-dessous présentent la synthèse des facteurs **conduisant à une réduction du potentiel développable de 28,4 TWh à 13,4 TWh par an** si l'on applique toutes les contraintes environnementales hors ZNIEFF.

Impact potentiel des contraintes environnementales

Contraintes	Répartition du potentiel suivant les contraintes environnementales (en TWh/an ²⁵)
Sous total du potentiel sans contrainte sur ZNIEFF et autres	13,4
<i>potentiel sans contrainte</i>	3,5
<i>potentiel situé sur ZNIEFF</i>	9,9
Potentiel situé sur parcs naturels (y c ZPS)	4,7
Potentiel situés sur SIC	0,7
Potentiel situés sur rivières réservées	9,6
Potentiel total	28,4

Répartition du potentiel suivant les contraintes environnementales potentielles sur un total de 28,4 TWh



²⁵ Le coefficient de 37 % pour les rivières réservées a été extrapolé du tableau détaillé sur l'étude des bassins tests, en excluant du potentiel total les réserves intégrales des parcs nationaux et après révision du classement des rivières en rivières réservées hors critère « réservoir biologique ».

4. Un potentiel de près de 7 TWh/an identifié à l'horizon 2015

Dans le cadre des réflexions sur la programmation pluriannuelle des investissements, une analyse a été conduite de la part d'aménagements hydroélectriques réalisable à l'horizon 2015. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

PPI 2015	PROJETS NEUFS			Optimisation de l'existant	Turbinage débits réservés	TOTAL	STEP
	20 à 50 MW	Petite hydro < 4,5 MW	Pico-hydraulique				
Productible	1,9 TWh/an	1,7 TWh/an	1 TWh/an	2 TWh/an	0,4 TWh/an	7 TWh/an	
Puissance	475 MW	500 MW	600 MW	300 MW	45 MW	1 920 MW	2 000 MW

Ce potentiel est évalué dans les conditions actuelles de la réglementation.

a. Projets neufs de puissance comprise entre 20 et 50 MW

Le potentiel identifié est de 1,9 TWh à l'horizon 2015. Cela représente 16 installations de suréquipement d'environ 30 MW pour un fonctionnement moyen de 4 000 h par an.

b. La petite hydroélectricité (inférieure à 4,5 MW)

Le potentiel identifié est de 1,7 TWh de projets neufs avec des centrales de 1 MW en moyenne, soit 8 centrales par département hydraulique (soit un département sur deux).

c. La pico-hydraulique

Le potentiel identifié est de 1 TWh. Ce potentiel doit être modulé en fonction des contraintes environnementales.

d. Ouvrages de pointe

Le potentiel identifié d'ouvrage de pointe est de 300 MW pour des puissances unitaires de 50 à 100 MW.

Concernant les STEP, le potentiel est de 2 000 MW mais les conditions financières de raccordement au réseau de transport renchérit le coût de l'eau pompée, si bien que 1 000 MW existants ne sont pas souscrits actuellement (cf. ci-après).

e. Optimisation de l'existant et turbinage des débits minimaux

La PPI évaluait par ailleurs à environ 2 TWh l'optimisation des ouvrages existants, sans construction nouvelle. Par ailleurs une récupération d'énergie de 0,4 TWh liée au turbinage des débits minimaux laissés à l'aval des barrages en application du L 432-5 du code de l'environnement était également inclus. Toutefois, ces valeurs ne constituent pas à proprement parler un développement nouveau du potentiel hydroélectrique.

Le potentiel de développement identifié à l'horizon 2015 se monte à 7 TWh et 2 300 MW d'équipements de pointe, hypothèse ambitieuse, mais à législation inchangée. Il se compare donc aux 13,4 TWh indiqués précédemment²⁶.

5. La problématique des STEP

a. Présentation des STEP : vision « développement durable » et vision « marché »

Les **stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)** sont des ouvrages hydrauliques particuliers : des systèmes de pompe permettent de remonter l'eau d'un bassin inférieur à un bassin supérieur à certains moments de la journée ou de la semaine, pour les turbiner à un autre moment. Le rendement énergétique associé est d'environ 75 %²⁷. Economiquement, l'eau est pompée lorsque l'électricité utilisée a la moins grande valeur économique (quand la demande électrique est faible) et le turbinage est réalisé lors des pointes de consommation.

Au début des années 1970, la baisse de la part relative de la production hydroélectrique dans la production française et l'utilisation de plus en plus importante de moyens thermiques à flamme pour couvrir les besoins de pointe ont induit progressivement un différentiel de coûts de production entre les heures creuses et les heures de pointe. Les premières STEP ont été réalisées dans ce contexte qui sera amplifié avec le premier choc pétrolier et le développement du parc nucléaire. De plus, le caractère monopolistique de la production électrique associé à la réglementation du marché de l'électricité par les pouvoirs publics, conféraient à ces investissements une visibilité quant à leur rentabilité sur le long terme. Aujourd'hui, avec la disparition du monopole et l'ouverture des marchés européens de l'électricité à la concurrence, cette visibilité est devenue très incertaine, ce qui compromet, en l'absence de mesures correctrices, de futurs investissements.

Une trentaine de sites seront équipés d'usines de pompage totalisant une puissance de 4 900 MW²⁸. Le développement des STEP sera arrêté à la fin des années 1980 compte tenu de la baisse du prix du pétrole et d'une croissance de la demande sensiblement inférieure aux prévisions.

²⁶ Les 2 TWh d'optimisation de l'existant ne sont pas repris dans l'analyse conduisant à l'identification d'un potentiel de 28,4 TWh.

²⁷ Autrement dit, pour récupérer 1 kWh en heure de pointe, il aura fallu consommer environ 1,33 kWh en heure creuse.

²⁸ Il s'agit cependant d'une puissance de pointe utilisable tant que le réservoir n'est pas vidé, c'est-à-dire de quelques heures à une cinquantaine d'heures pour les plus grosses STEP

b. Le contexte économique

La mise en place en 2002 du tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURP) a conduit à une forte augmentation des charges annuelles supportées par les STEP ; en effet, ces dernières sont considérées par le réseau de transport comme un consommateur final, alors qu'elles consomment de l'énergie en heures creuses (lorsque le réseau est peu sollicité) pour satisfaire les besoins du système lors des périodes tendues de l'équilibre offre-demande. Il s'agit d'une pénalisation importante sur laquelle nous reviendrons plus loin.

Le bilan financier du cycle d'exploitation des STEP existantes est donc devenu globalement défavorable (le poids de la fiscalité et de la souscription RTE représente plus des deux tiers des charges fixes annuelles par kW installé) et une optimisation a été effectuée afin de minimiser cette perte annuelle. **A cet égard, aujourd'hui en France, seuls deux tiers de la puissance de pompage sont souscrits.**

c. Développement futur des STEP

Les STEP ne sont pas des moyens de production directement comparables aux turbines à combustion (TAC²⁹) qui, elles, ne fonctionnent normalement que sur la pointe.

Néanmoins, il est intéressant de les comparer à ces dernières du fait de services similaires rendus au système électrique lors des heures les plus tendues de l'équilibre offre-demande. Cette comparaison doit toutefois se faire sur toute leur durée de fonctionnement annuelle moyenne (environ 2 000 heures de turbinage pour les STEP contre quelques centaines d'heures pour les TAC) puis être ramenée à des indicateurs de coûts par kW garantis à la pointe.

Le coût de fonctionnement attendu d'une STEP correspond à la charge annuelle équivalente à l'ensemble des charges d'investissement et d'exploitation prévues sur la durée de fonctionnement de l'ouvrage. Il est égal à la somme de l'annuité induite par l'investissement et des charges annuelles fixes d'exploitation (exploitation et maintenance, impôts et taxes, souscription RTE). Cela conduit à une annuité pour les meilleurs projets de STEP de l'ordre de 80 €/kW³⁰ et à 160 €/kW pour les projets les moins rentables. A cette annuité, il faut soustraire les gains engendrés par les cycles de pompage/turbinage qui sont fonction du différentiel de coûts de l'électricité entre heures creuses et heures de pointe (essentiellement cycle journalier ou hebdomadaire). Ces gains correspondent à des économies de combustibles, voire d'achats sur les marchés, et sont estimés en moyenne à 30 €/kW³¹.

Pour disposer de puissance de secours pour faire face à des pointes de consommation, la charge annuelle par kW installé disponible est donc, dans les conditions actuelles, d'environ 50 €/kW/an pour le système STEP contre environ 45 €/kW/an pour le système TAC. Cette comparaison ne peut se faire que si les STEP sont effectivement substituables aux TAC pour fournir de l'électricité aux heures de pointe ; cela n'est vrai que pour des constantes de temps³² de STEP relativement importantes (seules les STEP de constante de temps supérieure à une cinquantaine d'heures permettent d'affronter la plupart des situations extrêmes).

²⁹ Fondé sur le principe des réacteurs d'avion, les turbines à combustion produisent de l'électricité à partir de gaz ou de fioul ; leur rendement électrique est d'environ 35 %.

³⁰ Charge annuelle fixe pour disposer d'un kW de STEP disponible qu'on l'utilise ou qu'on ne l'utilise pas.

³¹ Cette valeur dépend de la structure de la demande, du parc de production et des prix des combustibles

³² Nombres d'heures possibles de turbinage à puissance maximale sans recourir à la fonction pompage

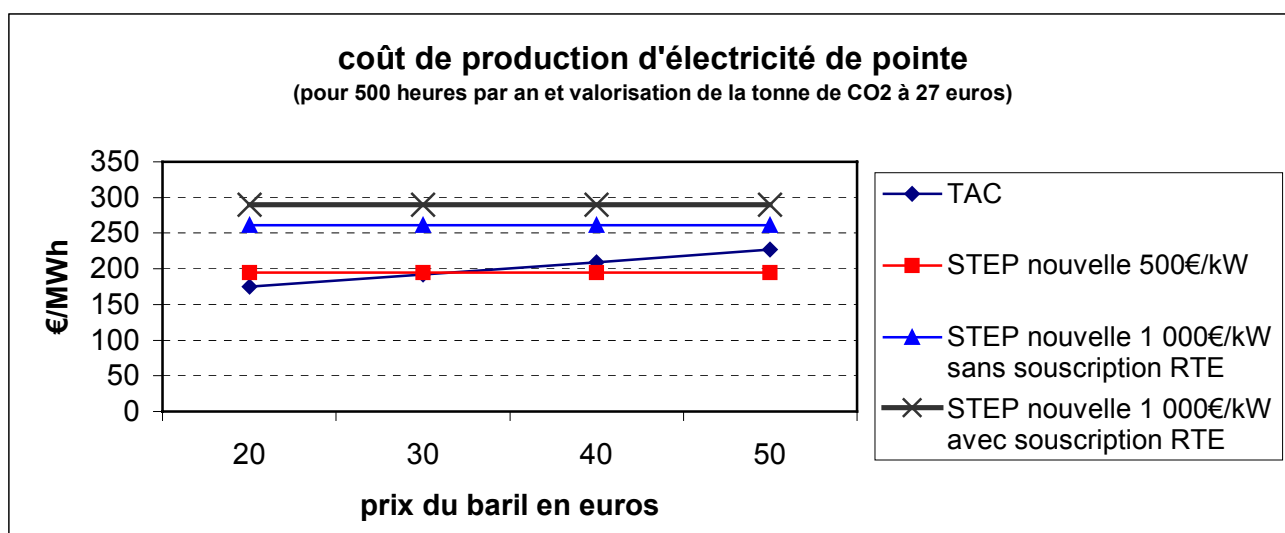
Aujourd'hui, on peut au total estimer que les meilleurs projets de STEP ne seraient donc rentables par rapport aux alternatives thermiques permettant de fournir de l'énergie aux heures de pointe³³ que si les prix du pétrole restent durablement supérieurs à 40 €/bl. Les projets de STEP les moins rentables ne trouveront cependant pas leur rentabilité, même avec une suppression des coûts d'accès au réseau RTE pour le pompage.

De plus, compte tenu de l'importance de l'investissement à consentir, du délai de réalisation et donc des incertitudes sur les conditions de marché au moment de la mise en exploitation, l'investisseur demandera nécessairement une prime de risque importante.

Une forte baisse de la souscription RTE pour les STEP (qui ne sont des « consommateurs » d'électricité que lorsque le réseau de transport est peu sollicité, c'est à dire en heures creuses), permettrait d'améliorer significativement la rentabilité de ce type de projets. A court terme, elle permettrait *a minima* de souscrire l'intégralité de la puissance de pompage existante.

d. Le développement des STEP appelle la levée de certains obstacles

Il convient de considérer une autre démarche, prenant en compte les coûts d'investissement, les coûts de combustibles et l'impact des coûts futurs de la tonne de CO₂ pour les turbines à combustion. Le coût de l'électricité pour le pompage est celui de l'électricité nucléaire dans les coûts de référence, à savoir 28,4 €₂₀₀₁/MWh. **La conclusion est que la valorisation de la tonne de CO₂ à 27 € et des prix du pétrole durablement supérieurs à 40 €/bl sont de nature à garantir la rentabilité des STEP.** Une baisse de la souscription de 15 €/kW/an pour le réseau de transport pour pomper l'électricité nécessaire à remonter l'eau permettrait également de rétablir la compétitivité des STEP. Le graphique ci-dessous illustre la comparaison des coûts.



³³ Rappelons toutefois que ceci ne tient pas compte de l'externalité CO₂ qui pèse sur les TAC.

En résumé, si les STEP présentent un intérêt évident pour l'équilibre du système électrique, leur bilan économique reste encore toutefois incertain aujourd'hui.

A ce stade, il est difficile de se prononcer sur leur viabilité compte tenu des incertitudes sur le prix du baril et surtout sur la prise en compte des externalités carbone à l'avenir ; il serait cependant utile de procéder à un examen plus approfondi avec le gestionnaire du réseau sur la base des perspectives du marché.

*
* *

IV. LE CONTEXTE REGLEMENTAIRE DE DEVELOPPEMENT DE L'HYDROELECTRICITE

L'hydroélectricité est régie par la loi du 16 octobre 1919 qui dispose que **la force motrice de l'eau est propriété de l'Etat**. Dans ce cadre, les projets de centrales hydroélectriques sont soumis aux prescriptions de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique. L'article 1^{er} de la loi dispose que « *nul ne peut disposer de l'énergie des marées, des lacs et cours d'eau sans une **concession** ou une **autorisation*** ». D'autres textes sont venus compléter et mettre à jour la loi de 1919, notamment la loi sur les économies d'énergie de 1980, la loi sur l'eau de 1992, et la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique.

1. Le corpus existant

a. La loi du 16 octobre 1919

Il existe **trois régimes de titres juridiques** d'autorisation/concession avec cahier des charges suivant la puissance de l'installation et sa date de création :

- i. la concession** pour les chutes de puissance maximale brute (PMB) **supérieure ou égale à 4,5 MW**. Elle est octroyée par décret en Conseil d'Etat, sur rapport du ministre chargé de l'industrie, pour les installations dont la PMB est supérieure à 100 MW ou, par arrêté préfectoral si la PMB est comprise entre 4,5 et 100 MW.

Un cahier des charges, annexé à la concession, précise les principales caractéristiques (cote de retenue, hauteur de chute, débit dérivé, débit réservé, puissance, etc.) et dispositions d'exploitation de la chute.

Les biens de la concession, c'est-à-dire l'installation de production d'hydroélectricité avec ses machines, font retour à l'Etat en fin de concession.

La concession est un contrat entre l'Etat concédant et le concessionnaire. Les procédures d'instruction sont définies par le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié relatif à la concession et à la déclaration d'utilité publique des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique. La loi sur l'eau de 1992 a introduit la notion de « règlement d'eau » : celui-ci est pris par le Préfet et est annexé à la concession. Il permet de préciser les modalités d'exploitation des ouvrages ;

- ii. l'autorisation pour les chutes de PMB inférieure à 4,5 MW** est octroyée par le **préfet**. L'instruction est conduite par le service chargé de la police de l'eau : DDAF³⁴, DDE³⁵ ou service de la navigation. Un règlement d'eau définit les modalités d'exploitation de la chute.

³⁴ DDAF : direction départementale de l'agriculture et de la forêt

³⁵ DDE : direction départementale de l'équipement

Les ouvrages sont la propriété privée du permissionnaire qui doit s'assurer de la maîtrise foncière des terrains. Les procédures sont définies par le décret n° 93-742 du 29 mars 1993 relatif aux procédures d'autorisation et de déclaration prévues au titre de l'article 10 de la loi sur l'eau n° 92-3 du 3 janvier 1992, modifié par le décret n° 95-1204 du 6 novembre 1995 relatif à l'autorisation des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique ;

iii. les installations fondées en titre (souvent associées à d'anciens moulins)³⁶ et les **chutes de moins de 150 kW**. Les installations hydroélectriques disposant d'un droit fondé en titre et celles autorisées avant la publication de la loi du 16 octobre 1919 dont la puissance maximale brute est inférieure à 150 kW, peuvent être exploitées conformément à leur titre d'origine, sans modification ou limitation de durée autres que celles apportées à la demande de leur exploitant ou de l'État pour répondre aux obligations définies par le code de l'environnement.

b. La loi sur les économies d'énergie de 1980

La loi sur les économies d'énergie de 1980 (article 25) et la loi pêche de 1984 ont modifié l'article 2 de la loi de 1919. Sur certains cours d'eau et tronçons de cours d'eau, dont la liste est fixée par décret en Conseil d'Etat, aucune autorisation ou concession nouvelle ne peut être donnée pour l'installation d'ouvrages hydroélectriques. Ce sont les « **rivières réservées** ». Cela entraîne, comme indiqué au chapitre précédent, une perte importante de potentiel de production.

c. La loi pêche de 1984

Elle prévoit des dispositions complémentaires encadrant les aménagements hydroélectriques, en particulier la fixation du débit réservé³⁷. Il s'agit du débit maintenu dans la portion de rivière « court-circuitée » par l'aménagement hydroélectrique qui dérive par ailleurs les eaux pour les turbiner à la centrale sous une hauteur de chute suffisante. Cette disposition prévue dès la loi de 1919, a vu sa valeur fixée à un seuil normatif minimal, à savoir le dixième du module (débit moyen interannuel de la rivière). L'impact de l'existence de ce débit en énergie perdue est estimé à 1,4 TWh, soit environ 2 % de la production hydroélectrique totale. Enfin, la loi a également renforcé les mesures pour assurer la circulation des poissons migrateurs sur les rivières classées par décret après avis des conseils généraux.

³⁶ Une installation fondée en titre est également qualifiée d'installation à existence légale. Il s'agit d'installation disposant de droits d'utilisation de l'eau hérités de l'ancien régime ou de la vente des biens nationaux. Le titulaire doit faire la preuve de ces droits. L'utilisation de ces seuls droits pour la chute l'exonère d'autorisation ou de concession. S'il souhaite augmenter la puissance de son installation, il doit alors faire une demande d'autorisation ou de concession pour la partie supplémentaire.

³⁷ L'augmentation du débit réservé diminue la quantité d'eau utilisée par l'installation principale, donc l'électricité produite. On peut cependant installer une turbine permettant d'utiliser la force motrice de ce débit réservé. La hauteur de chute ainsi créée est cependant inférieure à celle de l'usine principale et la récupération de l'énergie n'est donc que partielle.

d. La directive cadre sur l'eau (DCE)

La Directive 2000/60/CE du Parlement européen et du Conseil, du 23 octobre 2000, établissant un cadre pour une politique communautaire dans le domaine de l'eau, fixe des objectifs ambitieux de bon état ou de bon potentiel des eaux en 2015. La première étape de la démarche consiste en un classement des différentes « masses d'eau existantes »³⁸, en masses d'eau naturelles, masses d'eau fortement modifiées et masses d'eau artificielles.

Pour les masses d'eau naturelles, un objectif de bon état est fixé. Pour les masses d'eau fortement modifiées un objectif de bon potentiel est assigné. La directive a été transposée en droit français par la loi du 21 avril 2004. La première étape a été réalisée par le classement des différentes masses d'eau en France. La seconde étape est la préparation du plan de mesure qui doit commencer en 2009. Les objectifs de la directive cadre sur l'eau trouveront leur traduction dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE) au niveau des bassins et les schémas de gestion des eaux (SAGE) au niveau des masses d'eau. Le projet de loi sur l'eau voté en première lecture au Sénat en 2005 prévoit de rendre ces documents opposables aux tiers et non plus seulement aux décisions de l'administration.

La directive cadre sur l'eau conduit à une approche fondamentalement différente dans la recherche d'une bonne qualité des eaux. Ne fixant pas de mesure *a priori* (par exemple la valeur du débit réservé), elle **fixe des objectifs de résultat** (par exemple le nombre des espèces présentes dans la rivière). De ce fait, les mesures à prendre sont à apprécier par leurs effets sur l'écologie des cours d'eau.

Toutefois, selon ses considérants, la directive cadre sur l'eau est fondée sur le principe du développement durable : par conséquent, les mesures qui seront prises en son nom devront trouver un juste équilibre avec les autres dimensions du développement durable (développement économique, progrès social) et avec les autres politiques communautaires dont, notamment, celles de l'énergie et de la promotion des énergies renouvelables.

Une gouvernance de la mise en œuvre de la directive cadre sur l'eau est prévue par la directive elle-même. Des programmes de mesures doivent être mis en œuvre dans chaque district (comité) de bassin dans une logique qualité de démarche de progrès.

2. Les évolutions récentes

Les installations hydroélectriques existantes sont sous le coup d'obligations annexes à la production d'électricité et **soumises à des demandes complémentaires lors de chaque renouvellement**, notamment en terme de mesures compensatoires (augmentation du débit laissé en continu dans la rivière, installation de dispositifs de franchissement pour les poissons, réduction de l'impact des ouvrages sur le milieu, notamment quand il s'agit d'usines fonctionnant par à-coups).

En fait, un débat s'est progressivement instauré sur les usages de l'eau qu'il convient de privilégier. Dans ce cadre, l'intérêt des aménagements hydroélectriques est de plus en plus mis en balance avec d'autres préoccupations (retour des cours d'eau à un état plus naturel, usages de l'eau aux fins propres de la politique de l'eau) qui ont tendu à devenir prioritaires

³⁸ Une masse d'eau est une unité cohérente d'eau du point de vue hydro-morpho-biologique.

devant la production d'hydroélectricité. Cela conduit à la réduction du productible des aménagements, voire à des demandes d'effacement (suppression) des barrages. Les dernières évolutions législatives tendent à définir une politique plus équilibrée de gestion de la ressource aquatique.

a. La loi du 13 juillet 2005

La loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations la politique énergétique prévoit à cet égard les dispositions suivantes pour l'hydroélectricité :

- i. l'inscription dans le Code de l'environnement de la valorisation de l'eau pour le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable** et la contribution de sa puissance modulable à la sécurité du système électrique (ajout à l'article L211-1 du code de l'environnement) ;
- ii. la réalisation d'un bilan énergétique préalablement à la prise des actes administratifs relatifs à la gestion de la ressource en eau.** Cela doit permettre de prendre en compte de façon plus équilibrée l'apport de l'eau énergie au développement des énergies renouvelables et à la préservation des milieux aquatiques ;
- iii. une évaluation du potentiel hydraulique par zone géographique rendue publique par le ministre chargé de l'industrie.** Chaque acteur de la politique de l'eau et de la politique de l'énergie disposera ainsi des données de référence sur cette énergie renouvelable ;
- iv. la prise en compte de l'évaluation du potentiel hydroélectrique par les SDAGE³⁹ et les SAGE⁴⁰.** Ces documents de gestion des eaux pourront ainsi mieux prendre en compte l'apport de l'eau énergie au développement des énergies renouvelables et à la lutte contre l'effet de serre ;
- v. la possibilité d'accroître de 20 %, par rapport au titre existant, la puissance installée des centrales existantes sur simple déclaration ;**
- vi. la mise en œuvre d'une procédure simplifiée pour la délivrance de l'autorisation de turbinage des débits réservés.** Cette simplification s'applique également pour l'exploitation de l'énergie hydraulique des ouvrages construits initialement aux seules fins de régulation hydraulique.

b. L'évolution des règles environnementales (PLEMA)

Adopté en première lecture par le Sénat le 14 avril 2005, le **Projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques (PLEMA)** poursuit un objectif d'amélioration de l'écologie des milieux aquatiques. Il cherche à le concilier avec la préservation de la production hydroélectrique. Une des principales mesures actuellement prévues dans ce sens dans le projet de loi est de

³⁹ SDAGE : Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux

⁴⁰ SAGE : Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux

ramener la valeur du débit minimal laissé à l'aval des barrages fixé par la loi pêche de 1984, **du 1/10ème du débit interannuel moyen du cours d'eau au 1/20ème** pour :

- les centrales dont la modulation est déterminante pour l'équilibre du système électrique ;
- les rivières de module supérieur à 80 m³/s.

De plus, pour les cours d'eau ou sections de cours d'eau présentant un fonctionnement atypique (par exemple sol karstique entraînant la disparition de l'eau, ruisseau dans pierrier de montagne, centrales enchaînées sans passage par un segment naturel de la rivière, etc.), le débit minimal peut-être fixé à une valeur inférieure.

Si elles sont confirmées après le vote définitif de la loi, ces dispositions pourraient réduire la perte d'électricité renouvelable en fonction de l'augmentation du débit réservé. Par ailleurs, le concept de « régime réservé » pour moduler, selon les saisons, le débit réservé, permettra de concentrer l'énergie sur les périodes de forte demande et, à l'inverse, d'accroître les débits sur les périodes de reproduction du poisson : il s'agit de donner plus de souplesse d'exploitation.

Le classement des rivières « réservées » devrait être revu sur des critères précis (aucun critère n'était prescrit par le cadre législatif actuel) :

- « très bon état » au sens de la directive cadre sur l'eau (DCE)
- protection absolue des poissons migrateurs ;
- « réservoir biologique ». Ce troisième critère a été introduit par amendement. Il s'agit d'un nouveau concept qui devra être défini plus précisément.

La possibilité serait désormais offerte aux commissions locales de l'eau d'affecter des volumes d'eau dans le schéma d'aménagement et de gestion des eaux aux différents usages de l'eau. Les commissions locales de l'eau pourraient donc à l'avenir décider du volume affecté à l'hydroélectricité, au soutien d'étiage, aux activités touristiques, etc.

Le contexte réglementaire actuel est complexe. Il se veut le garant du respect de l'intérêt général et s'inscrit dans le cadre de l'accès du public à l'information dans le domaine de l'environnement. Il recherche un équilibre entre des préoccupations parfois antagonistes. Un suivi vigilant s'impose pour s'assurer que les possibilités de développement harmonieux de l'hydroélectricité sont bien prises en compte.

3. La gestion des concessions hydroélectriques par bassin versant

L'existence d'enchaînement d'ouvrages hydroélectriques sur de nombreuses rivières telles que la Durance, le Rhône, le Rhin ou la Dordogne soulève la question d'une éventuelle gestion coordonnée.

La gestion coordonnée des ouvrages hydrauliques permettrait en effet notamment de mobiliser très rapidement une puissance hydraulique conséquente. La chaîne de la Durance permet d'obtenir près de 2 000 MW en moins de 15 minutes. Cette contribution à l'équilibre du système électrique est très importante, notamment quand il s'agit d'attendre la montée en puissance de moyens thermiques de secours lors d'incidents sur d'autres moyens de production de forte puissance.

D'un point de vue environnemental, l'existence de bassins de retenues à l'amont de ces chaînes permet de disposer de réserves mobilisables, par le biais de conventions, pour les soutiens d'étiage ou l'irrigation, comme c'est le cas sur la chaîne de la Durance. Il convient d'étudier soigneusement, lors des renouvellements, la situation particulière à chaque bassin pour déterminer des stratégies de renouvellement des concessions cohérentes.

Il n'apparaît toutefois pas souhaitable de procéder à un regroupement *a priori* des concessions. En revanche, il importe de préciser les cas où une telle option s'impose pour permettre une gestion coordonnée de qualité. Il apparaît souhaitable qu'un recensement précis soit mené pour apprécier la pertinence de tels regroupements du point de vue énergétique.

4. Durée des concessions

La phase de construction du parc de production hydroélectrique tout au long du XX^{ème} siècle a nécessité d'importants investissements. Cette situation, associée au risque industriel qu'ont pris les électriciens à cette époque, a justifié des durées de concession longues allant jusqu'à 75 ans.

Le renouvellement de ces concessions s'est fait jusqu'à maintenant sur des durées plus courtes, de l'ordre de 40 ans. Par les incertitudes qu'il recèle encore, le contexte d'ouverture des marchés de l'énergie fait peser des risques nouveaux sur les opérateurs. Les renouvellements sont par ailleurs l'occasion de revoir les exigences de sécurité et les exigences environnementales. Ces nouvelles demandes occasionnent souvent des pertes de production électrique et nécessitent des investissements parfois lourds (ouvrages de franchissement pour les poissons migrateurs notamment). **Dans ce contexte la durée de renouvellement des concessions doit être adaptée pour tenir compte de ces nouveaux investissements et constituer un signal incitatif pour l'investisseur.**

De la même façon, la durée des nouvelles concessions dans le cadre du développement et de la création d'équipements neufs de production d'hydroélectricité devra être suffisamment longue.

* * *

En conclusion, le développement de l'hydroélectricité s'inscrit dans un cadre législatif et réglementaire qui tente d'instaurer un nouvel équilibre entre intérêts énergétiques et environnementaux. Il convient toutefois de demeurer vigilant pour s'assurer que le caractère majeur de l'hydroélectricité au regard des objectifs de la politique énergétique est bien pris en compte dans les réflexions.

Cela suppose probablement que des orientations claires soient données aux services déconcentrés chargés des procédures d'autorisation. Parallèlement, la définition d'un cadre environnemental stable et justifié au regard des avantages attendus est nécessaire pour donner une visibilité aux investisseurs. La double question de la durée des concessions et de leur gestion coordonnée mérite aussi une réflexion approfondie.

*

* *

V. LES CONDITIONS DU DEVELOPPEMENT DE L'HYDROELECTRICITE

1. Etude économique comparée des différents moyens de production d'électricité

La DGEMP a publié en 2004 une étude sur la production électrique décentralisée. Il en ressortait que les coûts de production de l'hydroélectricité sont notablement plus variables que pour les autres filières de production. En effet, le coût d'investissement dépend fortement du site et peut représenter, hors intérêts intercalaires, des valeurs allant jusqu'à **2 500 €/kW**, alors que l'éolien ne représente qu'environ 800 €/kW. Le paragraphe suivant détaille plus avant les enseignements sur l'hydroélectricité.

L'hydraulique est un mode de production d'énergie très capitalistique. Cela la rend particulièrement sensible à la longueur et à l'incertitude qui peuvent caractériser les procédures d'autorisation ou de concession. In fine, ces délais engendrent des coûts importants et constituent un facteur de risque susceptible de dissuader les investisseurs.

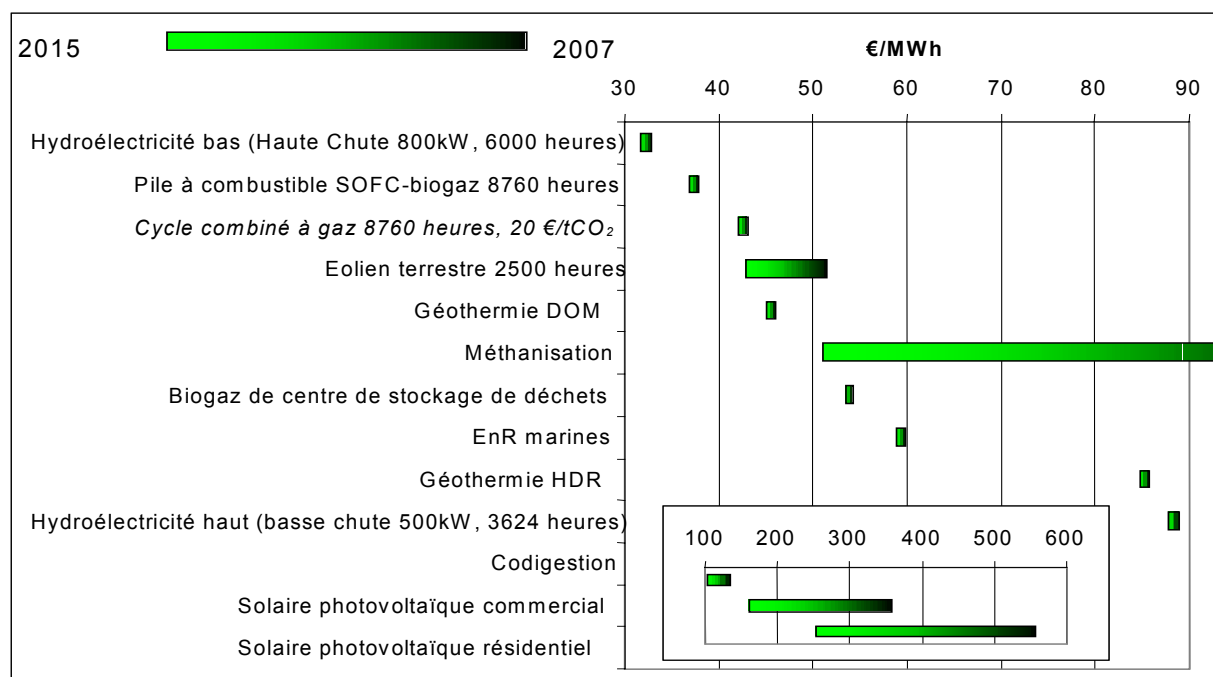
En contrepartie d'investissements élevés, les ouvrages ont une longue durée de vie (au-delà du siècle) si des opérations de maintenance lourde, voire de rénovation, sont effectuées en continu. Ces coûts de rénovations continues ne sont cependant pas négligeables en comparaison des coûts d'exploitation courante qui sont, quant à eux, modérés.

Le coût d'investissement d'un nouvel aménagement est par ailleurs très dépendant de l'adaptation au site naturel. Les études qui précèdent un chantier d'aménagement sont souvent longues et relèvent d'une approche spécifique au site. Cela explique pourquoi les données qui suivent sont des coûts de référence moyens qu'il convient de considérer avec précaution. A titre d'illustration, pour la petite hydraulique de 500 kW à 5 000 kW, l'investissement varie de 1 500 € à 2 300 €/kW.

Le tableau ci-dessous rappelle les principales caractéristiques des différents moyens de production. Pour l'hydroélectricité une valeur moyenne de 2 000 €/kW a été retenue.

	Investissement	Durée annuelle moyenne de charge	Durée de vie	Caractéristiques d'exploitation	Coût de production moyen
Hydraulique	de 1 500 à 2 700 €/kW	4 000 heures	Supérieure au siècle / Autorisation 20 à 40 ans	taxes importantes et rénovation continue des installations	de 33 à 53 €/MWh
Nucléaire (EPR)	1 660 €/kW	8 000 heures	60 ans	taxes importantes et stabilité des coûts de production	28,4 €/MWh
Eolien	785 €/kW	2 300 heures	20 ans	faibles coûts de maintenance	43 €/MWh
CCG	453 €/kW	3 000 heures	25 ans	coûts de combustibles importants en proportion	32 €/MWh

Le graphique ci-dessous rappelle les résultats de l'étude coûts de référence DGEMP 2004.



2. La difficile évaluation des externalités

L'hydroélectricité contribue à l'équilibre du système électrique, est une énergie renouvelable et est non émettrice de CO₂, autant d'externalités qu'il conviendrait de bien pouvoir prendre en compte. Leur évaluation complète soulève cependant de nombreuses questions, comme souvent dans ce domaine. Les paragraphes suivants tentent néanmoins d'explorer quelques aspects de cette question.

a. La valeur de la modulation

L'hydraulique associée à une retenue (lac ou simple réservoir), grâce à ses capacités de modulation rapide ou ses capacités d'intervention en puissance de pointe, voit sa valorisation accrue par rapport à la simple valorisation de l'énergie produite en base.

Le facteur moyen constaté sur les premières années du marché, de valorisation de l'énergie produite en pointe, par rapport à l'énergie produite en base, est de **1,4**. Ce facteur moyen reflète une grande dispersion de la valorisation des placements de l'hydroélectricité à la pointe. Il convient néanmoins de préciser que la prise en compte du coût de l'électricité de pointe par le marché est encore très imparfaite en raison de la jeunesse des marchés de l'électricité. Cela constitue donc aujourd'hui encore un **facteur d'incertitude fort pour des investisseurs potentiels**.

La problématique de la modulation dépasse toutefois celle de la seule production hydroélectrique et renvoie à la disponibilité de moyens de production en pointe. Cette question, identifiée dans la réflexion sur la programmation pluriannuelle des

investissements⁴¹, appelle une réflexion complémentaire pour définir des mécanismes susceptibles de favoriser la réalisation de tels investissements.

b. Les aléas météorologiques

L'hydroélectricité produite par des installations au fil de l'eau est soumise aux aléas des apports naturels en eau des rivières. Cela conduit à des « écarts » de production par rapport aux prévisions au pas demi-horaire exigées par le gestionnaire du réseau de transport. Par exemple, pour les installations sur le Rhône, les écarts constatés peuvent atteindre 10 % de la puissance prévue. Grâce à un système de prévision hydro-météo perfectionné, ils sont en moyenne de 3 %. Selon l'efficacité du système utilisé, les pénalités pour ces écarts peuvent être comprises entre 1 €/MWh et 3 €/MWh.

c. Le marché des quotas CO₂

Les marchés de quotas CO₂ sont encore jeunes et lors de la première période d'application du plan national d'allocation de quotas, la quasi totalité des quotas a été allouée gratuitement. Le marché ne peut donc actuellement pas rendre compte de cette économie de CO₂. En revanche le dispositif d'obligation d'achat mis en place pour l'hydroélectricité de moins de 12 MW en tient compte. Sur la base d'une tonne de CO₂ à 27 €, et par référence aux centrales à combustible fossile, l'externalité carbone peut représenter un bonus pour l'hydraulique de 10 à 23 €/MWh (voir I.-4.).

d. Les économies de réseau liées à la petite hydraulique

Ces économies sont difficiles à évaluer. Certains professionnels avancent des valeurs de l'ordre de 3 à 10 €/MWh. Ce point est pourtant important dans l'élaboration des tarifs d'obligation d'achat pour les énergies décentralisées renouvelables.

e. La contribution à la reconstitution du réseau

Les installations hydroélectriques peuvent redémarrer seules sans nécessiter d'apport externe d'électricité. Dans ce contexte elles peuvent constituer les premiers moyens remis en fonctionnement après une coupure généralisée du réseau. En effet, dans ce cas, l'on « reconstruit » progressivement ce dernier en ajoutant successivement des moyens de production permettant de satisfaire l'alimentation d'une zone géographique précise et, de proche en proche, on parvient ainsi à réalimenter toute la France.

Le tableau ci-après résume les externalités positives et négatives qui s'appliquent à l'hydroélectricité. A noter que tant qu'il n'y aura pas de contrainte réelle sur les émissions de CO₂, l'externalité carbone ne bénéficiera pas à l'hydroélectricité.

⁴¹ Voir note de bas de page n° 1

« Externalité »	Production de pointe	Aléas météorologiques	Non-émission de CO ₂	Economies de réseau (petite hydro)
€/MWh	x 1,4	- 1 à - 3	+ 10 à + 23	+ 3 à + 10

3. Le soutien financier au développement de l'hydroélectricité.

Différents type de contrats d'achat d'électricité relevant du régime d'obligation d'achat coexistent aujourd'hui : les contrats H84, les contrats 97-07 et enfin les contrats conclus en application de la loi du 10 février 2000 et de ses textes d'application (H01).

Les chiffres annoncés et les dispositifs présentés ci-dessous ne concernent que l'hydroélectricité et des installations d'une puissance maximale installée de 12 MW.

Nom du contrat	H84	97-07	Certificats d'obligation d'achats (loi de 2000)
Nombre de contrats	12	1 285	600
Puissance concernée	2 MW	879,5 MW	1 512 MW
Tarifs d'achat	industrie (tarif vert 20 kV à 5 postes) + prime de 7,6 €/MWh (externalités)	Tarif vert TLU : 46 €/MWh + prime de régularité de production en hiver de 0 à 42 €/MWh	54,9 ou 61,0 €/MWh (puissance < 500kW), auxquels s'ajoutent une prime de régularité de production en hiver comprise entre 0 et 15,2 €/MWh.

a. Le dispositif du décret n° 55-549 du 20 mai 1955 relatif à l'obligation d'achat d'électricité

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 a nationalisé l'activité de production d'électricité à l'exception des installations de production d'une puissance inférieure ou égale à 8 000 kVA. Dans ce cadre, les « producteurs autonomes » étaient des autoproducteurs. Toutefois, dans l'hypothèse où ils ne consommaient pas l'électricité qu'ils produisaient et compte tenu de l'existence du monopole de distribution de l'électricité conféré par la loi du 8 avril 1946 à EDF et, dans leurs zones de desserte, aux distributeurs non nationalisés (DNN), ces « producteurs autonomes » devaient vendre leur production à EDF ou aux DNN à des tarifs fixés par les pouvoirs publics. Cette obligation d'achat et de vente était organisée par le décret n° 55-662 du 20 mai 1955.

Le décret n° 94-1110 du 20 décembre 1994 a modifié le décret n° 55-662 du 20 mai 1955 pour, d'une part, prévoir la possibilité de suspendre l'obligation d'achat par arrêté du ministre chargé de l'énergie et, d'autre part, **donner un caractère permanent à l'obligation d'achat en faveur de l'électricité produite par des installations utilisant des énergies renouvelables, notamment l'hydroélectricité**. Dans ce cadre législatif et réglementaire, deux types de contrats ont donc successivement été conclus. Bien que la loi du 10 février 2000 ait abrogé ce décret, les contrats conclus dans ce cadre se poursuivent jusqu'à leur terme, sauf s'ils sont dénoncés par les bénéficiaires.

Le contrat H84

En 1984, un accord entre le ministère de l'industrie, EDF et les producteurs a défini les conditions administratives et techniques des contrats d'achat. Le tarif d'achat est calqué sur le tarif de vente de l'électricité par EDF à la moyenne industrie (tarif vert 20 kV à 5 postes). Une prime de 7,6 €/MWh est ajoutée au tarif, au titre de l'internalisation des coûts externes. On dénombre, à mi-2005, 12 contrats H84 totalisant 2 MW.

Le contrat 97-07

Par la suite, un modèle de contrat, dit « 97-07 » a été approuvé le 7 octobre 1997 par le ministre de l'industrie. Ce contrat est conclu pour 15 ans et présente des tarifs modulés en fonction de l'heure et de la saison.

Les tarifs sont basés sur les coûts de long terme évités : coûts de production (économies de capacité et économies de combustibles), et coûts de réseaux en amont du point de livraison (économies de capacité et pertes évitées dans les réseaux publics de distribution et de transport), pour EDF. Le tarif d'achat est fixé par référence directe au tarif vert TLU, qui est le reflet des coûts économiques d'EDF (coût marginal), pour un prix moyen de 46 €/MWh, auquel s'ajoutent une prime de régularité de la production en hiver (entre 0 et 44,2 €/MWh) et une rémunération complémentaire pour la réalisation de nouveaux investissements sur l'installation. A mi-2005, on dénombre 1 285 contrats « 97-07 » totalisant une puissance de 879,5 MW.

b. Le régime de l'obligation d'achat d'électricité créé par la loi électrique n° 2000-108 du 10 février 2000 (le contrat H01)

Le régime de l'obligation d'achat instauré par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, est l'un des moyens de mise en œuvre de la politique énergétique, en particulier de son volet concernant le développement de la **production d'électricité à partir d'énergies renouvelables**.

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 a abrogé le décret n° 55-549 du 20 mai 1955 (qui avait en grande partie valeur législative) et instauré **un dispositif d'obligation d'achat** de l'électricité produite à partir d'**énergie renouvelable** (notamment l'hydroélectricité), de **déchets** ou par des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telle que la **cogénération**. Ce régime permet aux producteurs qui le souhaitent de bénéficier d'un contrat d'achat de l'électricité qu'ils produisent à un tarif d'achat fixé par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Cette obligation de conclure un contrat d'achat est imposée à EDF et, dans leurs zones de desserte, aux DNN. Seules les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (ou par cogénération) d'une puissance installée inférieure ou égale à 12 MW peuvent bénéficier de ce régime.

L'arrêté du 21 juin 2001 fixe les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations hydroélectriques mises en services après le 21 novembre 2001 (date de publication dudit arrêté) et par celles qui font l'objet d'une augmentation de leur puissance et de leur productibilité de plus de 10 % (pour la part supplémentaire de l'électricité produite). Cet arrêté fixe la durée du contrat d'achat à 20 ans. Un modèle de contrat d'achat a été approuvé par le ministre chargé de l'industrie le 12 mars 2003. Les tarifs moyens horo-saisonniers sont compris entre 54,9 et 61,0 €/MWh, auxquels s'ajoute une prime de régularité (0 à 15,2 €/MWh).

Enfin, un dispositif réglementaire, adopté en 2005, traite le cas des installations qui font l'objet d'une rénovation complète : les installations rénovées constituent des installations nouvelles qui peuvent bénéficier du régime de l'obligation d'achat de l'électricité. Ce dispositif est le résultat de travaux menés avec les représentants des filières de production concernées et les acheteurs (EDF et les DNN) pour définir les organes de l'installation devant faire l'objet de la rénovation et le montant des investissements à réaliser. Le décret n° 2005-1149 du 7 septembre 2005 relatif à la rénovation des installations de production électrique sous obligation d'achat et un arrêté du 7 septembre 2005 concernant la filière hydroélectrique, ont d'ores et déjà été publiés. La publication des arrêtés pour les autres filières de production interviendra par la suite.

En application de l'arrêté du 7 septembre 2005, le producteur doit, selon la puissance installée, investir au minimum 800 €/kW (puissance installée inférieure à 100 kW) à 1 000 €/kW (puissance installée supérieure à 300 kW) pour bénéficier des tarifs de l'annexe 1 de l'arrêté du 25 juin 2001. Au 31 décembre 2004, on compte près de 600 certificats d'obligation d'achat délivrés (dont ceux des centrales EDF de puissance inférieure à 12 MW) pour une puissance de 1 512 MW.

c. Les évolutions prévues par la loi du 13 juillet 2005

L'article 36 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique, modifie l'article 10 de la loi du 10 février 2000, qui dispose désormais que « *Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs, auxquels peut s'ajouter une prime prenant en compte la contribution de la production livrée ou des filières à la réalisation des objectifs définis au deuxième alinéa de l'article 1^{er} de la présente loi. Le niveau de cette prime ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations bénéficiant de ces conditions d'achat excède une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé.* »

Dans cette perspective, le ministère de l'industrie a lancé, en novembre 2005, un ensemble de travaux portant sur le réexamen des tarifs d'achat de l'électricité produite par les différentes filières bénéficiant du régime de l'obligation d'achat. Ce réexamen est en cours et pourrait déboucher sur l'élaboration de nouveaux arrêtés. Dans l'attente d'éventuels nouveaux arrêtés, les anciens arrêtés pris en application de la loi de 2000 continuent à s'appliquer.

En conclusion, les aménagements hydroélectriques apparaissent, en moyenne, comme des sources d'énergie compétitives. Pour une juste évaluation de leur potentiel, il serait utile de disposer d'une appréciation plus précise de leur apport en tant que moyen de pointe ainsi que comme outils de production n'émettant pas de gaz à effet de serre. Les tarifs aujourd'hui utilisés pour l'achat de l'électricité produite sont en cours d'examen afin de permettre de les caler au niveau le plus adapté.

A terme, l'ouverture des marchés soulèvera plus généralement la question de l'obligation d'achat et de la possibilité, le cas échéant, pour un producteur de vendre librement son électricité. On signalera enfin que les contrats d'achat sont désormais limités dans le temps, mais que la prise en compte de la rénovation des installations apporte une flexibilité pour prolonger la période correspondante.

*
* *

VI. PROPOSITIONS DE LA MISSION

1. Faire établir par les DRIRE un inventaire géographique détaillé du potentiel hydroélectrique au regard du contexte local

En prolongement du présent rapport, une vision plus précise à l'échelle de chaque bassin semble nécessaire pour éclairer les administrations et instances régionales et de bassin.

Ainsi, il serait judicieux d'entreprendre :

- i. **un inventaire exhaustif des ouvrages hydrauliques existants en France** par la création d'un fichier national des installations hydroélectriques existantes en fonctionnement ou abandonnées et des ouvrages hydrauliques autorisés au titre de la loi sur l'eau. La constitution de ce fichier ne nécessitera aucune modification législative ou réglementaire car il est réalisable à partir des fichiers départementaux et régionaux, dans le cadre des dispositions actuellement prévues par la loi ;
- ii. **une déclinaison du présent potentiel par bassin**, sur le modèle de l'étude EDF ou de l'étude DRIRE Limousin en cours⁴², afin de préciser à l'échelle de chaque région ou de chaque bassin le potentiel hydroélectrique.

Il ne faut cependant pas sous-estimer l'ampleur de ces études. Elles nécessiteront, pour l'administration⁴³, la mobilisation de personnel de pilotage et de crédits pour s'assurer du concours de bureaux d'études spécialisés. Elles devront donc faire très rapidement l'objet d'une programmation précise, de manière à ce que les crédits d'études et de personnel puissent être explicitement prévus dès la LFI 2007 au titre du programme LOLF correspondant.

2. Mener en lien avec RTE une étude sur la contribution des STEP au système électrique

Une étude devrait être menée avec le gestionnaire du réseau de transport électrique pour évaluer précisément du point de vue du gestionnaire de l'équilibre national offre/demande la contribution des STEP au système électrique. Cette étude préliminaire permettrait de mieux préparer les éventuelles décisions relatives au développement de ce type d'outil, notamment dans la perspective d'une prise en compte des externalités carbone des moyens de production de pointe concurrents (TAC). La question d'un aménagement du tarif d'utilisation du réseau public de transport (TURP) applicable aux STEP doit constituer un point central de cette étude. Dans le même esprit, il conviendra d'examiner s'il y aurait lieu de **rémunérer à travers les STEP une réserve de puissance** à la disposition de RTE.

⁴² La DRIRE Limousin a réalisé une étude sur le recensement des contraintes pesant sur le développement de l'hydroélectricité. Si cette étape préliminaire à tout projet peut sembler simple elle a néanmoins nécessité le recours à un ingénieur géographe pendant 1 an, et l'étude du potentiel se poursuit encore aujourd'hui.

⁴³ Comme il a été indiqué plus haut, il n'est plus possible dans un marché de l'électricité désormais ouvert à la concurrence, de mettre les opérateurs électriques à contribution, ce type d'études relevant désormais de leur patrimoine d'entreprise.

3. Faire réaliser une évaluation de la pertinence d'une gestion coordonnée des concessions

Les DRIRE pourraient, pour les bassins relevant de leur responsabilité, mener une étude sur l'intérêt de la gestion des concessions hydroélectriques par chaîne, en y associant les autres services déconcentrés de l'Etat. Ce recensement permettrait de fonder les décisions de renouvellement des titres et d'élaborer une stratégie circonstanciée de renouvellement des titres hydroélectriques.

Compte tenu des renouvellements de concessions et d'autorisations en cours ainsi que des délais d'instruction des dossiers, cette étude revêt un caractère prioritaire.

4. (Ré)Affirmer la volonté politique de relancer l'hydroélectricité et faciliter l'instruction des dossiers

Une circulaire interministérielle pourrait être rédigée afin de faciliter le travail des services instructeurs locaux, relevant tant du ministère chargé de l'industrie que du ministère chargé de l'environnement pour les concessions et les autorisations : la mise en œuvre de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique française et de la directive cadre sur l'eau (DCE), nécessiteront une mise en cohérence afin que les dossiers puissent avancer rapidement. Il serait également nécessaire que les mécanismes d'attribution des concessions soient clarifiées dans une perspective de mise en concurrence (cf. proposition n° 3).

Cette circulaire, adressée aux Préfets, serait la réaffirmation de la volonté politique de relancer l'hydroélectricité, dans un contexte caractérisé par une désaffection progressive de l'échelon local pour la production hydraulique, face notamment aux exigences des autres parties prenantes.

Cette circulaire pourrait notamment comporter les idées suivantes :

- i. rappeler l'intérêt de la production hydroélectrique et de son développement dans un contexte marqué par :
 - la nécessité de renforcer notre indépendance énergétique au moment où les incertitudes se font croissantes sur les combustibles fossiles dont les prix se renchérissent durablement compte tenu notamment de la forte demande mondiale ;
 - la nécessité de développer des énergies renouvelables dans le cadre de l'engagement pris par la France d'aboutir à 21 % d'électricité d'origine renouvelable à l'horizon 2010, en précisant que l'on ne pourra pas se reposer totalement sur les filières alternatives pour y parvenir (éolien, déchets, par exemple) ;
 - l'engagement de la France, inscrit désormais dans la loi du 13 juillet 2005, de diviser par 4 ses émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050 ; pour y parvenir et en termes de production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre, l'hydraulique est une solution optimale (meilleure que des solutions type éoliennes qui sont pénalisées par leur caractère intermittent et non prévisible) ;

- la nécessité de faciliter l'équilibre du système électrique par la possibilité de mettre rapidement en œuvre des moyens de pointe (à cet égard, au-delà des petites installations au fil de l'eau qui permettent de faciliter l'entretien des rivières, l'hydraulique de retenues et les STEP pourront être encouragées).
- ii. rappeler les enjeux du développement de l'hydraulique en termes d'indépendance énergétique et d'économies d'importations : le potentiel identifié d'environ 30 TWh représente, s'il était produit à partir de centrales à gaz les plus performantes (centrales à gaz à cycle combiné - voir annexe 3), une économie d'au moins 52 TWh de gaz, ce qui dans les conditions actuelles représente une économie comprise entre 1 et 1,4 milliard d'euros sur nos importations avec un gaz compris entre 6 et 8 €/Mbtu. Si ces 30 TWh étaient produits par des TAC à gaz, il faudrait importer 85 TWh de gaz, ce qui représenterait, toujours avec l'hypothèse d'un prix du gaz compris entre 6 et 8 €/Mbtu, une facture sur le commerce extérieur comprise entre 1,7 et 2,3 milliards d'Euros.
 - iii. rappeler qu'il est désormais possible de concilier la production hydroélectrique et les autres usages de l'eau en donnant des indications précises sur les nouvelles techniques pour diminuer les impacts des ouvrages hydroélectriques (y compris dans leur fonctionnement) ; la circulaire pourrait à cet égard comporter un **guide de bonnes pratiques** à l'usage des services instructeurs pour leur faciliter l'instruction des dossiers.
 - iv. le renouvellement des concessions ne doit pas désoptimiser la production hydroélectrique d'un cours d'eau, même si l'exercice sera plus difficile compte tenu de la multiplication du nombre des acteurs avec l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence et la privatisation des opérateurs. Autrement dit, le renouvellement des concessions/autorisation sur un même cours d'eau devra faire l'objet d'une **approche globale et coordonnée** afin de rechercher l'optimisation de l'ensemble. Au besoin des contraintes et des sujétions particulières pourraient être imposées à tel ou tel concessionnaire/permissionnaire.
 - v. à cet égard, le préfet veillera à coordonner étroitement les différents services de l'Etat qui interviennent pour l'attribution et le renouvellement des titres. La coordination pourrait être confiée à la DRIRE ou au service instructeur localement le plus concerné.
 - vi. veiller à accélérer les procédures d'instruction pour lever les incertitudes des investisseurs potentiels ; un délai maximum d'instruction pourrait être fixé.
 - vii. compte-tenu du poids des investissements, rechercher des durées de concessions plutôt longues (40 ans) quitte à prévoir des rendez-vous périodiques (tous les 7 à 10 ans) pour faire le point et envisager, le cas échéant, de nouvelles conditions d'exploitation afin de tenir compte de l'évolution du contexte.
 - viii. enfin, conformément aux dispositions de la loi de programme du 13 juillet 2005, faire réaliser systématiquement **des études d'impact énergétique** quand plusieurs projets d'usage de l'eau sont en concurrence.

5. Favoriser les évolutions technologiques

Les centrales hydroélectriques doivent désormais contribuer à renforcer l'intégration des politiques énergétiques et environnementales et à diminuer les coûts d'investissement.

Il faut pour cela encourager le développement et la mise en œuvre des évolutions techniques :

En petite hydraulique :

- programmes de standardisation des matériels pour permettre l'accès aux rendements optimisés sans études spécifiques lourdes ;
- systèmes de contrôle-commande performants optimisant l'exploitation ;
- développement de variateurs de fréquence pour se substituer aux variateurs de vitesse ;
- utilisation de matériaux composites pour la fabrication des petites turbines ;
- conception de matériels adaptés à l'équipement des très basses chutes ;
- simplification des processus de fabrication des petites turbines et l'allégement de leur poids en vue d'améliorer le rendement énergétique ;
- élaboration de turbines hydrauliques encore plus respectueuses de l'environnement (pour les poissons par exemple).

Pour tous les aménagements :

- La certification ISO 14001 ;
- Le génie hydro-biologique (par exemple, conception de dispositifs de franchissement performants des ouvrages par les poissons).

La mise au point conjointement par la profession, le ministère de l'écologie et du développement durable et le ministère de l'économie, des finances et de l'industrie, d'une **charte nationale de la « centrale durable »** aiderait à renforcer l'acceptabilité des aménagements.

Le programme commun de recherche et de développement européen pourrait également être utilisé pour promouvoir les avancées technologiques pour l'hydroélectricité. Enfin le programme « énergie intelligente » peut également représenter un support intéressant.

6. Poursuivre après 2012, les mécanismes d'aide aux centrales de moins de 12 MW en service

Contrairement à la demande de certains opérateurs, la mission ne se montre pas favorable, au moins à ce stade, à favoriser une relance de l'hydroélectricité en recourant aux procédures d'appels d'offre prévues par la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

La mission considère en effet, comme elle a tenté de la démontrer dans ce rapport, que, d'une part l'hydroélectricité est une technique mature, et que, d'autre part, elle possède suffisamment d'atouts pour trouver par elle-même sa propre rentabilité. Elle la trouvera d'autant plus que les externalités carbone lui donneront dans l'avenir un nouvel avantage compétitif et que les pouvoirs publics continueront avec détermination, comme ils ont déjà

commencé à le faire au travers de la loi du 13 juillet 2005, à promouvoir un rééquilibrage de la place de l'hydroélectricité parmi les différents usages de l'eau.

A l'inverse, la mission propose que soient pérennisés des dispositifs, y compris après 2012, permettant la poursuite de l'exploitation des installations dont la puissance unitaire est inférieure à 12 MW. Ainsi les tarifs de rachat, qui constituent pour les petites installations, le dispositif central de promotion de la production de l'électricité d'origine renouvelable, devront continuer à refléter les avantages apportés par l'hydroélectricité par rapport aux autres moyens de production et devront être, le cas échéant, adaptés en fonction de l'évolution du contexte.

*
* *

CONCLUSIONS

Le présent rapport a permis de réaliser une première évaluation du potentiel hydroélectrique global en se fondant sur le rapport remis par le sénateur Pintat et la contribution des industriels et syndicats du secteur.

Ce rapport a également permis d'identifier des pistes d'action pour favoriser le développement de l'hydroélectricité, tant sur les aspects technologiques que sur les aspects administratifs. Il convient cependant d'ajouter qu'une analyse fine, permettant notamment de réaliser l'évaluation géographique du potentiel hydroélectrique demandée par la loi du 13 juillet 2005, nécessitera un travail approfondi pour tenir compte des spécificités locales. Ces études, commencées dans certaines régions, seront longues et auront un coût non négligeable qui, dans une logique LOLF, nécessitera l'allocation des budgets correspondants.

En matière de contexte législatif et réglementaire, les outils sont désormais plus ou moins disponibles. Il convient néanmoins que ces derniers soient mis en œuvre de manière déterminée par les services déconcentrés qui pourraient recevoir pour ce faire des consignes précises de la part des ministères concernés.

L'hydroélectricité constitue un enjeu majeur, d'abord pour répondre aux engagements européens de la France au regard de la production d'électricité par les énergies renouvelables, mais plus largement pour contribuer à la politique énergétique définie par la loi du 13 juillet 2005. La France possède un potentiel qui la place au premier rang européen dans ce domaine. Il est essentiel de le préserver et de le développer en forgeant un nécessaire compromis entre les divers usages de l'eau. A cet égard, les perspectives de développement doivent être vigoureusement encouragées par les pouvoirs publics et accompagnées de la mise en place d'un environnement stable d'un point de vue aussi bien réglementaire que financier. C'est dans cette optique que la présente étude a proposé diverses pistes de réflexion et d'action pour permettre une valorisation optimale de notre potentiel hydroélectrique.

*

* *

ANNEXE 1

**Extrait de la lettre du Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie
du 5 mai 2005 adressée à M. Fabrice Dambrine,
haut fonctionnaire de développement durable**

(...)

Un second sujet prioritaire est celui de la production hydroélectrique pour lequel je souhaite disposer d'une analyse du potentiel de développement, y compris dans une problématique d'optimisation globale du système électrique, tout en ayant le souci de préserver la qualité des milieux aquatiques. A cet égard, les services compétents du ministère et en particulier la DGEMP lanceront, sous votre égide, une évaluation du potentiel hydroélectrique de notre pays par zones géographiques. Cette évaluation qui devra être achevée fin 2005, devra préciser le coût de l'exploitation énergétique des gisements hydroélectriques, leur bilan environnemental, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre et d'impact sur l'état écologique des eaux, et le bénéfice pour le système électrique de l'exploitation de moyens hydroélectriques de pointe. En matière d'impact sur l'état écologique des eaux, l'analyse se fera au regard de l'obligation pour la France d'atteindre en 2015 le bon état ou le bon potentiel écologique des eaux, objectif fixé par la directive 2000/60/CE définissant le cadre d'une politique communautaire de l'eau. Une attention particulière sera accordée à la possibilité de créer de nouvelles stations de pompage en veillant à la préservation des débits liés aux autres usages et à la préservation des milieux aquatiques. Ces installations sont cruciales car elles permettent de répondre à la demande d'extrême pointe.

(...)

ANNEXE 2 : EXPERTS ASSOCIES AU GROUPE DE TRAVAIL

ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie):

- M. Jean-Louis BAL

EDF (Electricité de France) :

- M. Jean-François ASTOLFI
- M. Pierre BELANGER
- M. Jean-Luc COLIN
- M. Bruno de CHERGE
- M. Jean-Yves DELACOUX
- M. Vincent DELALEU
- M. Didier MEYERFELD

CNR (Compagnie Nationale du Rhône) :

- Mme Céline ARNAUD-ROUX
- M. Bernard KIEFFER
- M. Luc LEVASSEUR
- M. Bruno MATHEX
- M. Didier ROULT

ELECTRABEL :

- M. Jean-Baptiste SEJOURNE
- M. Ghislain WEISROCK

GPAE (Groupement des Producteurs Autonomes d'Electricité) :

- M. Henri NAACKÉ
- M. Jean-Louis RICHARD
- M. Olivier ROUSSEL

EAF (Electricité Autonome Française) :

- M. Pierre FLIPO
- Mme Anne-Mary ROUSSEL
- M. Daniel SOREAU

SHEM (Société Hydroélectrique du Midi) :

- M. Paul BOUVAREL

ECOWATT :

- M. Maurice MORELLO

ANNEXE 3 : GLOSSAIRE ET EQUIVALENCES ENERGETIQUES

Unités de puissance et d'énergie utilisées dans ce rapport

- **kW** (kiloWatt) : unité de puissance valant 1 000 W
- **MW** (MégaWatt) : unité de puissance valant 1 000 kW
- **kWh** (kiloWatt.heure) : unité d'énergie ; c'est l'énergie fournie/consommée par une machine ou un appareil électrique d'une puissance de 1 kW pendant 1 heure. 1 kWh vaut 3 600 000 Joules.
- **MWh** (MégaWatt.heure) : unité d'énergie valant 1 000 kWh
- **Tep** (tonne équivalent pétrole) : énergie thermique fournie par la combustion d'une tonne de pétrole moyen et valant approximativement 11 600 kWh ou 42 GJ (Giga Joules ou 10^9 Joules)
- **TWh** (TéraWatt.heure) : unité d'énergie valant **1 million de MWh** ou **1 milliard de kWh** (10^{12} Wh) - En équivalence énergétique (sans effet de rendement) 1 TWh représente environ 86 200 tep
- **MBtu** (million de British thermal unit) : unité d'énergie américaine utilisée pour le gaz et valant 293 kWh, soit environ 0,025 tep - 1 TWh de gaz représente 3,413 millions de MBtu

Equivalences énergétiques :

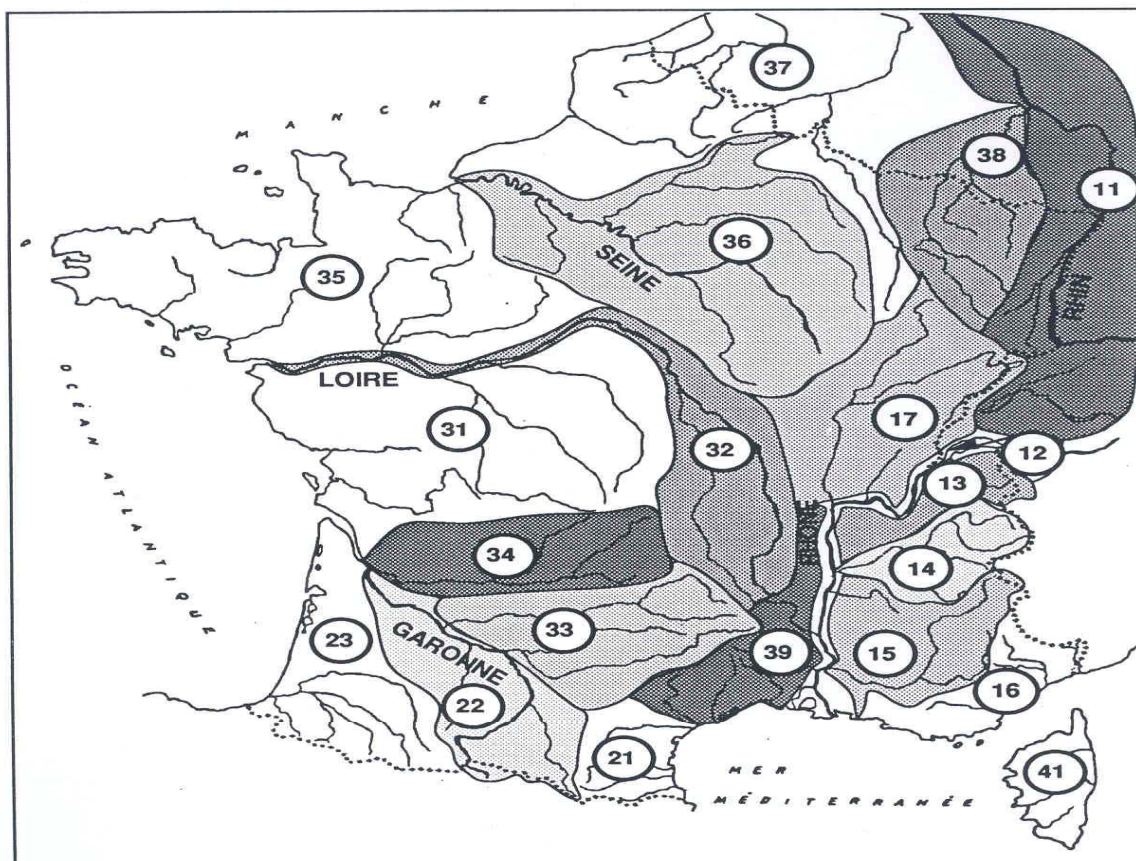
Compte tenu des effets de rendements thermodynamiques dans les centrales électriques alimentées par des combustibles fossiles,

➤ Pour produire 1 TWh électrique, il faut :

Filière	Rendement électrique (%)	Tep primaires nécessaires	Equivalent barils primaires nécessaires
Centrale à charbon classique	40 à 44	196 000 à 215 000	1 437 000 à 1 580 000
Centrale à charbon à lit fluidisé	42 à 43	200 000 à 205 000	1 466 000 à 1 503 000
Cycle combiné gaz	57 à 59	146 000 à 152 000	1 070 000 à 1 114 000
Turbine à combustion (TAC) Gaz	34,5 à 36,5	236 000 à 250 000	1 730 000 à 1 833 000
Turbine à combustion (TAC) Fioul	32,5 à 34,5	250 000 à 265 000	1 833 000 à 1 940 000

Source : DGEMP - Etude sur les coûts de référence de la production électrique - 2003

ANNEXE 4 : REPARTITION PAR BASSIN HYDROGRAPHIQUE DU POTENTIEL HYDROELECTRIQUE DE LA GRANDE HYDRAULIQUE ET DES STEP



- | | |
|----|---|
| 11 | - Bassin du Rhin (sauf Moselle). |
| 12 | - Cours du Rhône (sauf les affluents). |
| 13 | - Affluents RG du Rhône amont, jusqu'à l'Isère (non comprise). |
| 14 | - Bassin de l'Isère. |
| 15 | - Bassin de la Durance et affluents RG du Rhône à l'aval de l'Isère. |
| 16 | - Fleuves côtiers du Rhône à l'Italie. |
| 17 | - Affluents rive droite du Rhône, du Léman à la Saône (comprise). |
| 21 | - Fleuves côtiers de l'Espagne à l'Orb (non compris). |
| 22 | - Bassin de la Garonne, sauf les affluents RD du Tarn à la mer. |
| 23 | - Fleuves côtiers de l'Espagne à la Gironde. |
| 31 | - Affluents RG de la Loire aval Allier et fl. côtiers jusqu'à la Dordogne. |
| 32 | - Bassin de la Loire à l'amont de l'Allier (compris). |
| 33 | - Affluents RD de la Garonne à l'aval du Tarn (compris). |
| 34 | - Bassin de la Dordogne. |
| 35 | - Bassins des fleuves normands et bretons, de la Seine à la Loire. |
| 36 | - Bassin de la Seine. |
| 37 | - Bassin de la Meuse et fleuves côtiers jusqu'à la Seine (non comprise). |
| 38 | - Bassin de la Moselle. |
| 39 | - Affluents RD du Rhône aval Saône, fl. côtiers du Rhône à l'Orb (compris). |
| 41 | - Bassins corses. |

GRANDE HYDRAULIQUE ET STEP

Bassin	Nombre de Projets	Puissance Totale (MW)	Productible total (GWh)	Dont projets de STEP (MW)
11-Rhin	5	61	223	
12-Rhône seul	3	174	899	
13-Affluents RG Rhône → Isère	40	921	1 149	600
14-Isère	61	7 146	4 419	
15-Durance & RG Rhône aval Isère	40	2 883	2 231	600 & 100
16-Fleuves Rhône → Italie	17	803	983	
17-Affluents RD Rhône (Léman → Saône)	21	603	1 973	
21-Fleuves Espagne → Orb	15	69	278	
22-Garonne	54	2 606	2 770	1 800
23-Fleuves Espagne → Gironde	13	302	573	
31-Affluents RG Loire & fleuves → Dordogne	64	286	1 185	
32-Loire (amont Allier)	40	439	1 305	
33-Affluents RD Garonne aval Tarn	49	1 448	2 111	
34- Dordogne	31	2 141	1 012	1 200
35-Fleuves normands & bretons Seine → Loire	11	28	98	
36-Seine	8	66	148	
37-Meuse & fleuves → Seine	9	79	278	
38-Moselle	6	21	109	
39-Affluents RD Rhône & fleuves Rhône → Orb	30	2 236	1 149	
41- Bassins Corse	8	188	507	
Total	525	22 500	23 400	4 300

