

► **DIRECTION DES ETUDES ECONOMIQUES ET DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE**

► **DOCUMENT DE TRAVAIL**

# **EVALUATION DU COUT SUBI PAR EDF SUITE A UNE MESURE EN FAVEUR DE LA VIE PISCICOLE SUR LA DORDOGNE**

**Franck FREDEFON**

**Série Etudes  
N° 04-E04**



Site internet : <http://ww.environnement.gouv.fr>  
20 avenue de Ségur - 75302 Paris 07 SP

**EVALUATION DU COUT SUBI PAR EDF  
SUITE A UNE MESURE EN FAVEUR  
DE LA VIE PISCICOLE SUR LA DORDOGNE**

Franck FREDEFON

Ce document de travail s'inscrit dans le cadre des évaluations coûts – avantages à mener lorsqu'une mesure environnementale sur un cours d'eau est envisagée. A partir d'un exemple pris sur la Dordogne, il propose une méthode d'évaluation du coût subi par EDF lorsqu'une mesure type « débit minimum en aval d'aménagements hydroélectriques, au cours d'une certaine période de l'année » est appliquée. Cette mesure sur la Dordogne a pour objectif d'atteindre une surface de frayère suffisante à l'aval des dernières centrales de la chaîne amont de cette rivière, pendant la période de fraie (du 15 décembre au 1er mai).

La période 1992-1998 a été prise comme représentative de la situation hydrologique moyenne. Elle conduit à estimer les pertes d'EDF à :

- 0,6 à 1 million d'Euros pour des rejets à Argentat supérieurs à 50 m<sup>3</sup>/s entre le 15/12 et le 01/05 ;
- 0,2 à 0,4 million d'Euros pour des rejets à Argentat supérieurs à 35 m<sup>3</sup>/s entre le 15/12 et le 01/05 .

L'objectif visé ici d'évaluer les coûts d'une mesure environnementale étant atteint, il est intéressant de tirer quelques enseignements de la comparaison de la méthode utilisée ici avec celle utilisée par EDF (méthode dite « tarifaire »). Le premier constat est que l'ordre de grandeur des coûts est comparable. Toutefois, les coûts avancés par EDF demeurent systématiquement supérieurs aux estimations de cette note. Aucun élément détaillé n'a été produit par EDF permettant d'expliquer clairement les différences. A défaut, un élément d'explication peut être avancé, portant sur le nombre limité de données disponibles pour le MEDD :

- les données hydrologiques utilisées se limitent à la période 1992-1998, tandis qu'EDF procède à une simulation des coûts en référence avec les 50 dernières années hydrologiques ;
- en se basant sur cette période 1992-1998, les rejets supplémentaires en rivière entre décembre et mai sont considérés comme perdus en terme de production d'électricité. Une connaissance plus fine de la production d'électricité permet à EDF de modéliser cette contrainte en termes de modification de gestion hydroélectrique, à production annuelle constante ;
- le modèle utilisé ici ne prend pas en compte une « prime fixe » relative à la facturation de puissance nécessaire (ce besoin en puissance supplémentaire est lié à la présence d'aléas dans la gestion du parc de production électrique, dus essentiellement à des entretiens et révisions nécessaires de certaines installations). Le manque de données fournies par EDF n'a pas permis d'estimer l'ordre de grandeur de cette prime fixe.

Sauf à utiliser de nouvelles données, rien ne permet à ce jour de corriger les estimations proposées.

*Ce document n'engage que son auteur et non les institutions auxquelles il appartient. L'objet de cette diffusion est de stimuler le débat et d'appeler des commentaires et des critiques.*

## SOMMAIRE

1. Le contexte sur la Dordogne	p. 4
2. Quelles sont les données disponibles ?	p. 4
3. Comment modéliser la contrainte liée à la mesure proposée ?	p. 5
4. Comment calculer le manque à gagner pour EDF, dû à une perte de production annuelle ?	p. 7
5. Calcul du coût pour EDF de différentes mesures sur la Dordogne	p. 11
6. Approximation du coût de mesures sur la Maronne	p. 12
7. Coût complet des mesures sur la Dordogne et la Maronne	p. 12
8. Méthode tarifaire appliquée par EDF	p. 13
9. Conclusion	p. 14
ANNEXES	p. 15

## 1. Le contexte sur la Dordogne

Les deux rivières, Dordogne et Maronne, sont fortement impactées par une série d'importants aménagements hydroélectriques, concentrés sur les parties amont de la confluence des deux rivières (voir le schéma de la chaîne de la Dordogne en annexe 11). Ces impacts sur le milieu sont divers (qualité de l'eau, hydrogéologie, sédimentologie, crues, herbiers, invertébrés benthiques, faune piscicole) et les acteurs locaux mettent l'accent sur l'impact piscicole. Parmi les réponses possibles afin de le limiter, la mesure prioritaire porte sur l'atteinte d'une surface de frayère suffisante à l'aval des dernières centrales de la chaîne amont, pendant la période de fraie (du 15 décembre au 1er mai). Concrètement, cette surface de frayère peut être obtenue par un débit suffisant rejeté par les centrales d'Argentat (Dordogne) et d'Hauteffage (Maronne), aux lieux desquelles les modules respectifs sont de 100 et 19.4 m<sup>3</sup>/s. Des recommandations plus précises concernant le débit de base de la Dordogne à Argentat ont été émises par la Compagnie des Experts et Sapiteurs<sup>1</sup> : « A des débits de 80 m<sup>3</sup>/s et plus on peut considérer que pratiquement tous les bancs de granulats entre Argentat et Beaulieu sont immergés et susceptibles de présenter des conditions de granulométrie + vitesse du courant + hauteur d'eau favorables à la reproduction des saumons(...). On considère qu'un débit minimum de 50 m<sup>3</sup>/s, qui provoque la mise hors d'eau de près de 17% des surfaces est un risque acceptable et qu'il devrait ainsi être appliqué à partir du 15 décembre et jusqu'au 1er mai ».

L'importance écologique des deux parties de rivières entre la confluence des centrales d'Argentat et d'Hauteffage nécessite de raisonner en termes de débit minimum pendant cette période de l'année pour chacun des rejets d'eau d'Argentat et Hauteffage.

Cette note vise à proposer une évaluation du coût pour EDF d'une telle mesure, qui implique nécessairement des contraintes de gestion de la « chaîne amont ». Comme il est évoqué ci-dessus, les contraintes concerneront à la fois la Dordogne amont et la Maronne, de manière dissociable (le coût pour EDF correspondra au coût de la contrainte sur la Dordogne amont + le coût de la contrainte sur la Maronne). Dans un premier temps, il est donc proposé d'évaluer le coût de la contrainte sur la Dordogne à l'amont d'Argentat.

## 2. Quelles sont les données disponibles ?

La Dordogne à l'amont d'Argentat est très dense en aménagements hydroélectriques. La puissance installée y est de 1395 MW (à titre de comparaison, elle est de 2000 MW sur la Durance) pour une productibilité d'environ 2000 GWh (à titre de comparaison, elle est de 6500 GWh sur la Durance). Elle compte :

- 7 centrales de lac (alimentées par des réservoirs de grande capacité, capables de suivre la courbe de charge et réalisant ainsi un placement énergétique à l'échelle annuelle) d'un volume utile total de 777 Mm<sup>3</sup>, de productible en année moyenne égal à 1 735,5 GWh et de puissance totale maximale disponible égale à 1087 MW.
- 4 centrales d'éclusées (alimentées par des réservoirs de capacité limitée correspondant à une courte période d'accumulation qui leur permet d'arrêter le turbinage pendant les heures les moins chargées de la journée ou de la semaine -heures creuses- et de turbiner l'eau stockée pendant les heures de forte consommation – heures pleines) d'un volume utile total de 15 Mm<sup>3</sup>, de productible en année moyenne égal à 220,2 GWh et de puissance totale maximale disponible égale à 91 MW.

---

<sup>1</sup> Compagnie des Experts et Sapiteurs, « Etude des éclusées des axes Dordogne, Cère, Maronne, Vézère », Synthèse de l'état des lieux, EPIDOR, juin 2000

Pour l'ensemble de ces 11 centrales, sont connus le module naturel ainsi que le productible moyen constaté. Ainsi, à partir du module naturel, il est possible de calculer le volume annuel moyen turbiné par chaque centrale. Comparé au productible moyen, on en déduit pour chaque centrale le coefficient énergétique (c'est-à-dire combien de GWh sont produits grâce au turbinage d'1 Mm<sup>3</sup>). Ces données sont retranscrites en annexe 2.

- 2 centrales fil de l'eau (c'est à dire sans réserve, dont l'énergie non stockable est considérée comme fatale) d'une puissance maximale disponible égale à 0,9 MW et de productible en année moyenne égal à 3,3 GWh.

*NB : Devant la part négligeable des centrales fil de l'eau par rapport aux autres centrales hydroélectriques, il est proposé de ne pas en tenir compte dans la suite de la réflexion.*

### 3. Comment modéliser la contrainte liée à la mesure proposée ?

#### 3.1. La mesure correspond à une augmentation du volume à rejeter

La mesure proposée par la Compagnie des Experts et Sapiteurs consiste à imposer un **débit rejeté à Argentat supérieur à 50 m<sup>3</sup>/s du 15 décembre au 1<sup>er</sup> mai**. Dans la mesure où les rejets qui se font actuellement dans cette plage saisonnière sont souvent en dessous de cette valeur « plancher », une telle mesure va nécessairement impliquer une gestion différente de la chaîne amont pour EDF :

A partir des données sur la fréquence de différentes catégories de débits, (voir en annexe 7 ces données fournies par la DIREN Limousin et leur synthèse en annexe 1), pour les années 1992 à 1998 et entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai, ce débit de 50 m<sup>3</sup>/s n'est pas atteint en moyenne pendant 38 jours. L'année hydrologique la plus sévère, qui a contraint EDF à rejeter des débits inférieurs à 50 m<sup>3</sup>/s durant la plus longue période (sur les 6 années d'observation), fut 1992/93. Entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai de cette année, le débit de 50 m<sup>3</sup>/s ne fut pas atteint pendant 96 jours.

La mesure proposée induit donc un surplus de rejet d'eau, noté S, par rapport au rejet moyen entre 1992 et 1998.

#### 3.2. Calcul du surplus moyen de volume S qu'il est nécessaire de rejeter, en se basant sur la situation hydrologique moyenne entre 1992 et 1998

Ce volume est donné par l'aire de la surface hachurée ci-dessous, entre le seuil « 50 m<sup>3</sup>/s » et la courbe C représentant le nombre de jours moyen entre 1992 et 1998 (en abscisse) pendant lesquels le débit (en ordonnée) n'est pas atteint entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai (le volume actuellement rejeté correspond à l'aire de la surface sous la courbe C) :

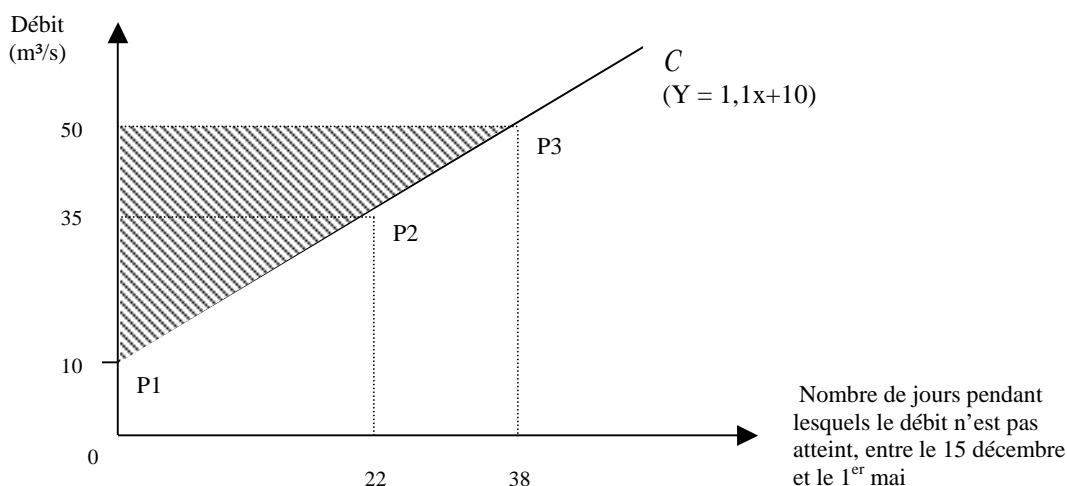


Figure 1 : correspondance entre les débits rejetés à Argentat (sur 6 années d'observation) et le nombre de jours pendant lesquels ce débit n'est pas atteint, entre le 15 décembre et le 1er mai

La courbe C passe par les trois points suivants :

- point P1 : le débit minimum rejeté est de 10 m<sup>3</sup>/s (débit réservé) ;
- point P2 : le débit de 35 m<sup>3</sup>/s n'est pas atteint en moyenne pendant 22 jours ;
- point P3 : le débit de 50 m<sup>3</sup>/s n'est pas atteint en moyenne pendant 38 jours.

Or ces trois points sont reliés par la droite d'équation  $Y=1,1x+10$ . Nous faisons donc l'hypothèse que la courbe C est une droite, ce qui revient à considérer que dans les conditions actuelles de gestion hydroélectrique, la probabilité d'avoir une variation de débit rejeté  $\Delta Q$  est constante entre 10 m<sup>3</sup>/s et 50 m<sup>3</sup>/s.

Ainsi, le volume S vaut environ 66 Mm<sup>3</sup>. Ce volume correspond à l'excédent de rejet d'eau à l'aval d'Argentat dû à la mesure proposée par la Compagnie des Experts Sapiteurs, par rapport aux rejets constatés entre 1992 et 1998.

### 3.3. Quelles sont les contraintes sur l'ensemble de la chaîne Dordogne amont induites par cette mesure ?

La question est de savoir quelles contraintes ce surplus de rejet d'eau à l'aval d'Argentat impose à EDF, pour la gestion de l'ensemble des 11 centrales de la chaîne amont de la Dordogne.

Le raisonnement simplifié que l'on propose consiste à supposer que la gestion actuelle de la chaîne hydroélectrique de la Dordogne aboutit à une optimisation du coût total de production d'électricité par un ajustement fin de la production (tous moyens de production confondus) à la consommation, durant toute l'année et à l'échelle nationale. Ainsi, imposer à EDF de rejeter davantage d'eau en une période donnée modifie la gestion des turbinages et induit un surcoût.

Une manière d'approcher ce surcoût est de considérer que le surplus de volume à rejeter ne peut pas être consommé après turbinage. Cela revient pour EDF à ne pas modifier leur gestion des centrales hydrauliques entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai, excepté lorsque les débits rejetés à Argentat sont insuffisants, auquel cas d'avantage d'eau est turbiné (il y a alors un excédent d'eau turbinée par rapport à la consommation). Ce soutien de débits est possible grâce à la présence de volumes de stockage suffisamment importants (centrales de lacs). En outre, ce surplus d'eau turbinée entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai implique moins d'eau à turbiner le reste de l'année. Le gestionnaire aura donc finalement, pour chaque centrale de la chaîne amont de la Dordogne, un volume annuel d'eau disponible amputé de la part permettant de rejeter un volume d'eau S à Argentat.

3.4. A quoi correspond le coût moyen (sur 6 années d'observation) subi par EDF, suite à la mesure proposée ?

Cette diminution de volume annuel turbinable pour chaque centrale en amont d'Agentat peut être estimée en considérant que la répartition des volumes à « dégager » obéit à la loi de répartition des modules naturels qui sont connus pour chaque centrale (cette considération permet notamment de tenir compte des apports intermédiaires entre les centrales).

A partir du coefficient énergétique, il est ensuite possible d'évaluer la perte de production annuelle sur chaque centrale, et ainsi la perte de production de l'ensemble de la chaîne de la Dordogne amont. En annexe 3 figure le détail des calculs de cette perte de production, estimée à 39 GWh dans le cas où le surplus de rejet est calculé sur la base des 6 années d'observation 1992 à 1998.

Finalement, le coût subi par EDF suite à la mesure proposée par les Experts Sapiteurs correspond au manque à gagner pour EDF dû à cette perte de production annuelle.

*NB : Cette prise en compte possible de la contrainte n'est peut-être pas optimale pour EDF et le calcul qui suit approche donc vraisemblablement le coût subi par EDF en le majorant.*

**4. Comment calculer le manque à gagner pour EDF, dû à une perte de production annuelle ?**

4.1. Modélisation de la production annuelle d'hydroélectricité via les centrales de la Dordogne amont

Notons :

- $D(t) = P(t) + h(t)$ , la monotone de charge nationale (puissance électrique totale consommée en France, en fonction de la durée d'appel) - heures reclassées telle que  $D(t)$  soit monotone (pointe, heures pleines hiver, heures pleines demi-saison, heures creuses hiver, heures creuses demi-saison, heures pleines été, heures creuses été, juillet, août) ;
- $P(t)$  la puissance consommée adressée à tous les équipements hors centrales de la Dordogne amont, suivant cette classification des heures.  $P(t)$  est alors également monotone décroissante ;
- $h(t)$  la puissance appelée en hydroélectricité issue des centrales de la Dordogne amont, suivant cette classification des heures.

Enfin, notons  $V$  la production annuelle d'hydroélectricité constatée actuellement via les centrales de la Dordogne amont (en kWh) et  $H$  la puissance maximale utilisée sur l'ensemble de la chaîne (en kW).  $V$  correspond à la surface située sous  $h(t)$  c'est à dire :

$$V = \int_0^{8760} h(t) dt = \int_0^{8760} [D(t) - P(t)] dt .$$

Alors la répartition de production d'électricité en France (hydroélectricité issue de la Dordogne amont – autres) peut être représentée ainsi :

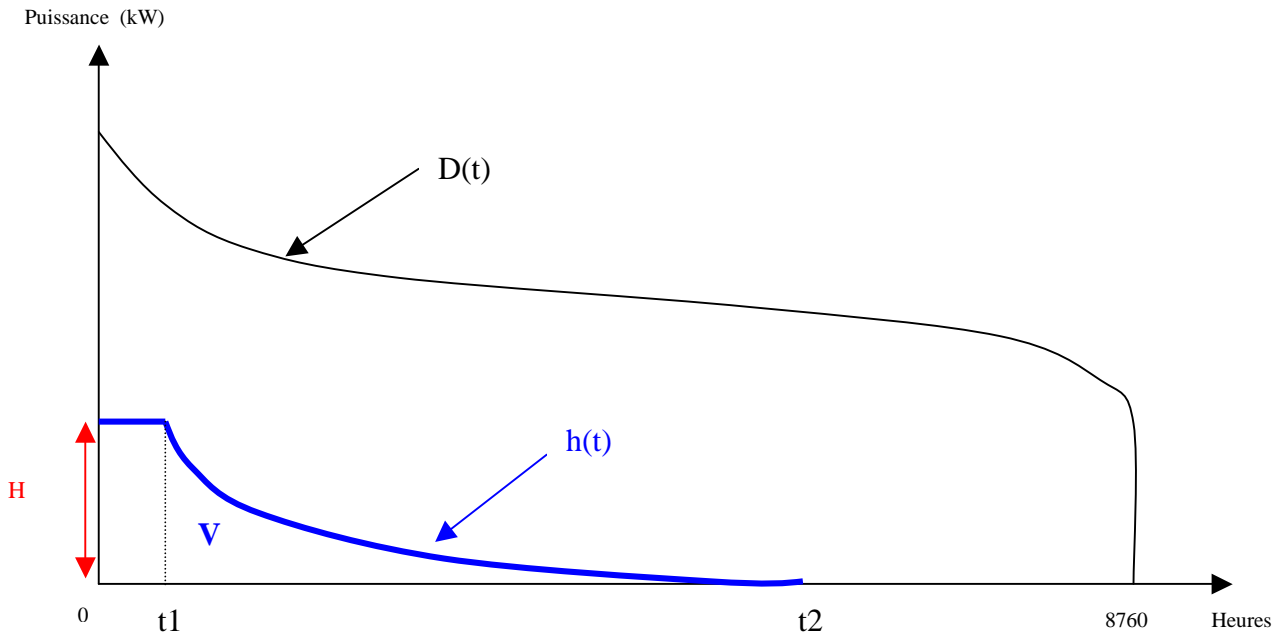


Figure 2 : répartition demande nationale en électricité - production hydroélectrique sur la Dordogne amont (heures reclassées)

La production d'hydroélectricité issue de la Dordogne amont est limitée par la puissance  $H$  disponible. Afin de minimiser les coûts de production de l'électricité au moment où ils sont les plus élevés, la puissance hydroélectrique est ainsi maximale, égale à  $H$ , à partir de  $t=0$  (période de pointe). En outre,  $P(t)$  est monotone donc la pente de  $h(t)$  doit rester supérieure ou égale à celle de  $D(t)$ . Donc la courbe  $h(t)$  est constante, égale à  $H$ , jusqu'au temps d'utilisation  $t_1$  au-delà duquel le volume restant disponible ne peut plus permettre à  $h(t)$  d'avoir une pente supérieure à celle de  $D(t)$  sur l'ensemble de la durée d'utilisation  $t_2$  de la chaîne amont de la Dordogne ( $t_1$  et  $t_2$  sont définis ainsi). Au-delà de  $t_1$ , la courbe  $h(t)$  a une pente minimale, égale à celle de  $D(t)$ .

Cette répartition est à rapprocher de celle entre la production d'hydroélectricité totale en France et la production hors hydroélectricité en France, qui peut être représentée ainsi :

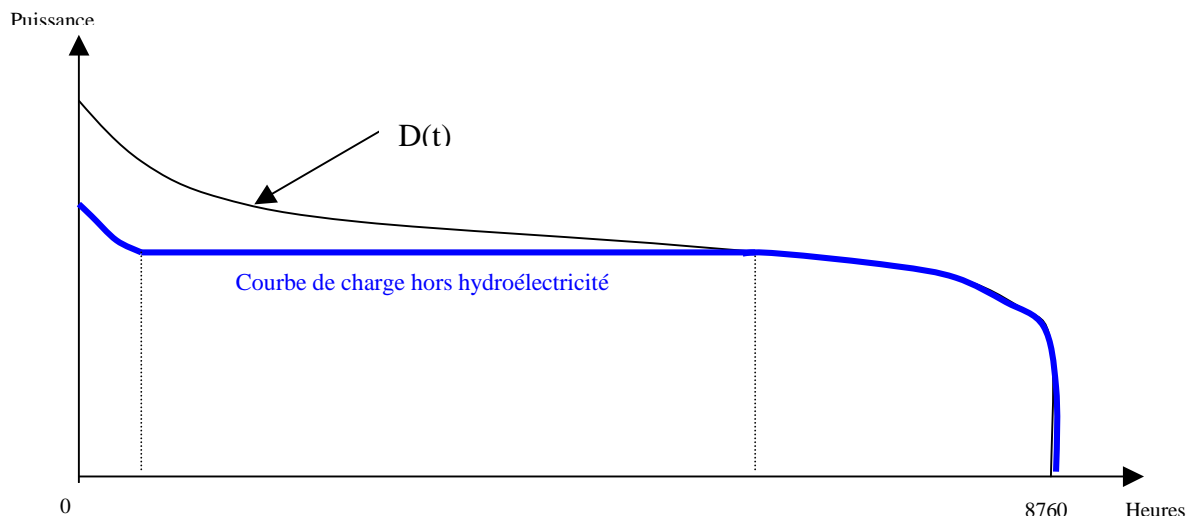


Figure 3 : répartition demande nationale en électricité - production hors hydroélectricité (heures reclassées)



4.2. Modélisation du coût subi par EDF suite à une contrainte sur la production annuelle d'hydroélectricité

Une perte  $\Delta V$  de production annuelle pour EDF à partir des centrales de la Dordogne implique une gestion de la production hydroélectrique différente, qui vise à minimiser le coût induit par cette contrainte. Le coût marginal de production hors hydroélectricité de la Dordogne étant le plus élevé aux heures de pointe, EDF continuera à utiliser à puissance maximale des centrales de la Dordogne amont durant ces heures de pointe. La courbe de charge  $h(t)$  sera finalement modifiée ainsi (courbe en pointillés) :

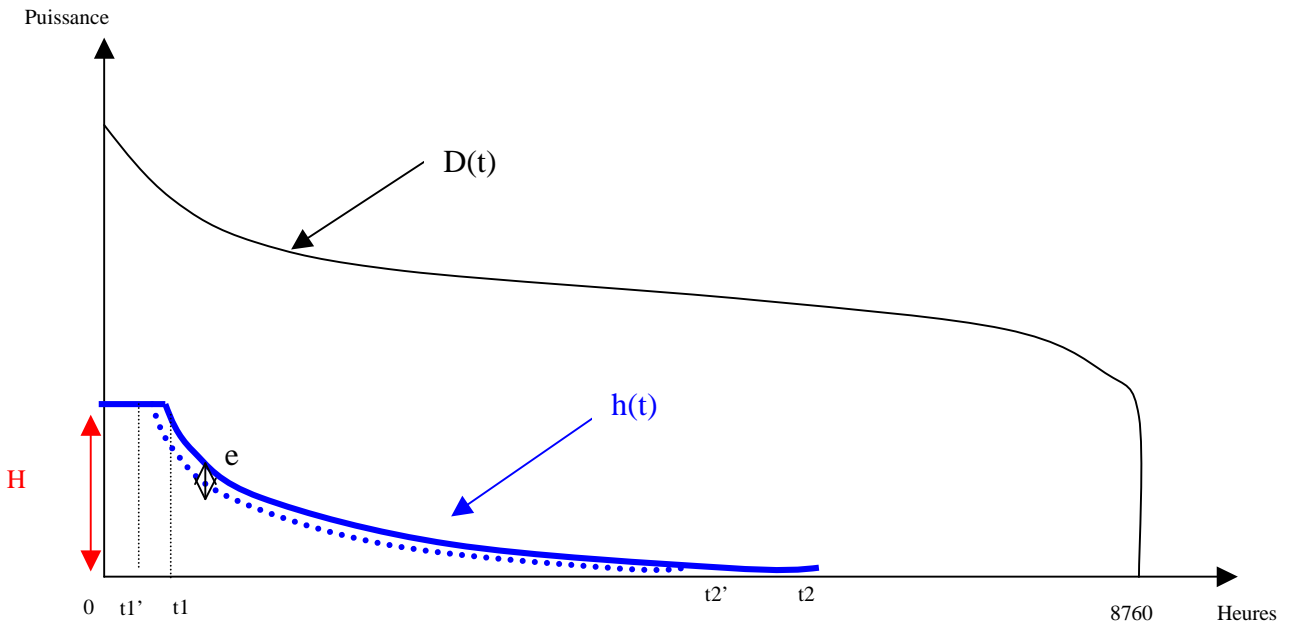


Figure 4 : modification de la courbe de charge hydroélectrique sur la Dordogne suite à une contrainte sur la production annuelle d'hydroélectricité sur la Dordogne

Le coût d'une baisse de production annuelle  $\Delta V$  d'hydroélectricité est égal à  $\int_{t1'}^{t2} e(t) * \gamma(t) * dt$

avec  $\gamma(t)$  (exprimé en ct€/kWh) représentant la différence entre les coûts marginaux de production d'électricité relative à  $P(t)$  et le coût marginal de production d'hydroélectricité via les centrales de la Dordogne amont.

Nous faisons ici l'approximation que  $t1'=t1$  et  $t2'=t2$ .

Ainsi, e vérifie :  $e*(t2-t1) = \Delta V$ , donc  $e = \frac{\Delta V}{t2 - t1}$ .

Donc le coût est égal à  $\frac{\Delta V}{t2 - t1} * \int_{t1}^{t2} \gamma(t) dt$ .

4.3. Appréciation du coût marginal  $\gamma$  (différence entre le coût marginal de production hors hydroélectricité et le coût marginal de production d'hydroélectricité)

Pour le calcul de  $\gamma(t)$  (exprimé en ct€/kWh), on considère les coûts marginaux de court terme (c'est à dire les coûts de combustible) et les charges variables de fonctionnement : on ne tient pas compte ici des coûts d'investissement (l'appel d'une quantité supplémentaire d'énergie, à

partir du moyen de production utilisé à la marge, ne nécessite pas d'investissement supplémentaire).

Nous faisons l'hypothèse que le coût marginal (hors coût d'investissement) de l'hydroélectricité est négligeable comparé au coût des autres moyens de production d'électricité « classiques » (nucléaire, charbon, fioul, turbine à combustion). Ainsi :

$$\gamma(t) = \gamma_a(t)$$

avec :  $\gamma_a(t)$  le coût de production d'un kWh d'électricité d'origine autre qu'hydraulique.

Le tableau ci-dessous, réalisé à partir de données fournies par le rapport Syrota (2000), donne ce coût de production en fonction de la durée d'appel (pendant laquelle la production marginale se fait à partir du moyen de production rentable pour cette durée d'appel) :

	Turbine à combustion	Centrale au fioul	Centrale au charbon	Centrale nucléaire
Durée d'appel approximative <sup>2</sup> (h)	400 (heures de pointe)	1200	7500	8760
Coût de production $\gamma$ (ct€/kWh)	7 à 7,8	3,3 à 3,8	1,2 à 1,9	0,76 à 0,83
Coût marginal moyen $\gamma$ (ct€/kWh)	7,4	3,6	1,6	0,8

D'où l'approximation suivante du coût marginal  $\gamma$ , en fonction de la durée d'appel :

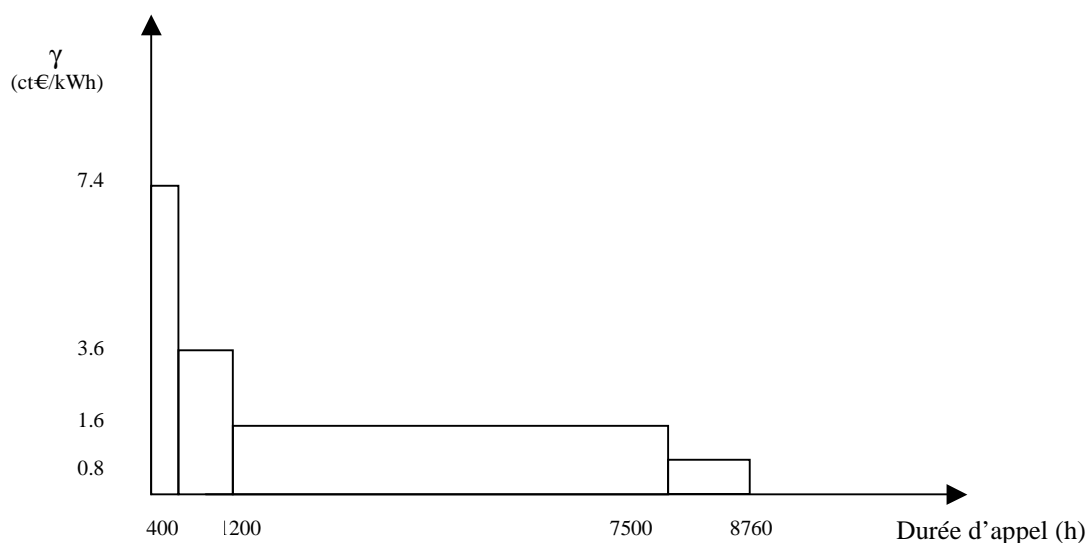


Figure 5 : coût marginal (de court terme) de production hors hydroélectricité en fonction de la durée d'appel

Il est à noter que ces coûts sont proches des valeurs prises par le tarif vert de vente d'électricité par EDF, qui s'applique aux gros consommateurs d'électricité, au-delà de 250 kVA (gros industriels, hypermarchés et aéroports).

<sup>2</sup> Ces durées d'appel sont tirées du rapport Syrota (CRE) « Evaluation des missions de service public de l'électricité » (février 2000). Elles ont été calculées à partir de la répartition des heures marginales sur l'année 1998 pour les trois moyens de production principaux : nucléaire, charbon et fioul.

## 5. Calcul du coût pour EDF de différentes mesures sur la Dordogne

A partir de l'estimation du coût marginal  $\gamma$ , il est possible de calculer  $\int_0^d \gamma(t) dt$  pour différentes durées d'appel  $d$  (voir en annexe 4 le détail des différentes valeurs). Par ailleurs, l'incertitude existant sur les durées d'appel  $t1$  et  $t2$  oblige à effectuer le calcul de coût pour différentes valeurs prises par  $t1$  et  $t2$ . Les seules certitudes concernant ces durées d'appel sont les suivantes :

- La puissance maximale disponible de la chaîne Dordogne amont étant de 1395 MW pour une production annuelle de 2000 GWh, le temps d'utilisation de la chaîne à puissance maximale est inférieur à  $2000/1.395$ . Donc  $t1$  est inférieur à 1400 heures.
- La centrale hydroélectrique d'Auzerette développe une puissance maximale de 29,8 MW pour une production annuelle moyenne de 100 GWh (voir en annexe 8 les caractéristiques techniques de l'ensemble des centrales de Haute Dordogne et de ses affluents). La durée annuelle moyenne d'utilisation de cette centrale est donc supérieure à  $100/0,0298$ , soit environ 3400 heures. Donc la durée d'utilisation  $t2$  de la chaîne de la Dordogne est supérieure à 3400 heures.

L'annexe 5 donne les valeurs du coût subi par EDF pour différentes valeurs de  $t1$  et  $t2$  ainsi que pour deux valeurs de  $\Delta V$  (les zones grisées donnent les coûts correspondant aux valeurs que  $t1$  et  $t2$  sont susceptibles de prendre) :

- $\Delta V=39$  GWh, correspondant à une perte énergétique par rapport aux conditions de rejets d'eau à Argentat en moyenne sur les 6 années d'observation 1992-1998 ;
- $\Delta V=98$  GWh, correspondant à une perte énergétique par rapport aux conditions de rejets d'eau à Argentat lors de l'année « extrême » 1992-1993.

En outre, la mesure étudiée jusqu'ici consiste en un rejet minimum de 50 m<sup>3</sup>/s à l'aval d'Argentat. Il est intéressant de comparer le coût pour EDF induit par cette mesure au coût induit par une mesure moins contraignante. L'annexe 6 donne ainsi les coûts induits par un rejet minimum de 35 m<sup>3</sup>/s.

Le tableau ci-dessous récapitule les ordres de grandeur des coûts pour EDF induits par ces mesures :

Tableau 1 : Coût annuel d'une mesure type « débit plancher » à l'aval d'Argentat sur la Dordogne

Mesure imposée à EDF Année de référence	Rejets à Argentat supérieurs à 50 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05	Rejets à Argentat supérieurs à 35 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05
Moyenne sur les 6 années d'observation 1992-1998	<b>0,6 à 1 million d'euros</b>	<b>0,2 à 0,35 million d'euros</b>
Année 1992-1993 (année au cours de laquelle la fréquence des faibles débits a été la plus élevée, entre 1992 et 1998)	<b>1,5 à 2,4 millions d'euros</b>	<b>0,7 à 1,2 millions d'euros</b>

## 6. Approximation du coût de mesures sur la Maronne

Un raisonnement analogue peut être conduit sur la Maronne, à l'aval d'Hautefage. La Compagnie des Experts et Sapiteurs estime qu'un « débit de base de 8 m<sup>3</sup>/s paraît être un bon compromis entre faisabilité hydrologique et maintien d'une qualité suffisante de l'habitat pour le saumon pendant la période allant du frai à la post émergence (décembre-mai) » ; cette mesure est fortement similaire à celle qui est proposée sur la Dordogne à l'aval d'Argentat.

A supposer que les débits actuellement observés sur la Maronne soient inférieurs à ce débit plancher de 8 m<sup>3</sup>/s, avec la même probabilité que le débit plancher de 35 m<sup>3</sup>/s sur la Dordogne – dans les deux cas, le débit plancher correspond à environ 2/5<sup>ème</sup> du module – le surplus d'eau à rejeter à l'aval d'Hautefage correspond à 1/5<sup>ème</sup> du surplus d'eau à rejeter à l'aval d'Argentat pour atteindre 35 m<sup>3</sup>/s (1/5<sup>ème</sup> représente le rapport des modules des deux rivières avant la confluence).

On peut ainsi évaluer le surplus d'eau à rejeter à Hautefage afin de mettre en application la mesure, puis reconduire la même logique de calcul que sur la Dordogne amont. Les détails de calculs figurent en annexe 9 et 10, ils aboutissent à des coûts sur la Maronne allant de 0,03 M€ à 0,17 M€.

## 7. Coût complet des mesures sur la Dordogne et la Maronne

A partir du tableau 1 et des résultats de coûts figurant en annexe 10, on en déduit le coût complet que subirait EDF si on appliquait des mesures visant à augmenter les débits à l'aval d'Argentat et d'Hautefage, entre le 15 décembre et le 1<sup>er</sup> mai :

Tableau 2 : Coût annuel d'une mesure type « débit plancher » à l'aval d'Argentat et d'Hautefage

Mesure imposée à EDF Année de référence	- Rejets à Argentat (Dordogne) supérieurs à 50 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05 - Rejets à Hautefage (Maronne) supérieurs à 8 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05	- Rejets à Argentat (Dordogne) supérieurs à 35 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05 - Rejets à Hautefage (Maronne) supérieurs à 8 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05
Moyenne sur les 6 années d'observation 1992-1998	<b>0,63 à 1,05 millions d'euros</b>	<b>0,23 à 0,4 million d'euros</b>
Année 1992-1993 (année au cours de laquelle la fréquence des faibles débits a été la plus élevée, entre 1992 et 1998)	<b>1,6 à 2,6 millions d'euros</b>	<b>0,8 à 1,4 millions d'euros</b>

*NB : Cette incertitude relativement importante sur les coûts des mesures proposées vient du manque d'informations sur les durées d'utilisation de la chaîne hydroélectrique de la Dordogne. Cette évaluation pourra donc être affinée si des informations plus précises sur ces durées sont obtenues.*

## 8. Méthode tarifaire appliquée par EDF

EDF évalue généralement le montant des préjudices subis par la méthode dite « tarifaire » qui peut être résumée ainsi :

$$\text{Préjudice} = (\text{Prix du m}^3 \text{ d'eau} \times \text{Volume destocké}) + \text{Prime fixe}$$

Avec :

- le Prix du m<sup>3</sup> d'eau (en c€/m<sup>3</sup>) : prend en compte le surcoût des autres moyens de production à partir du tarif vert (équivalent de  $\gamma$ ) ;
- la Prime fixe (en €) : prend en compte le coût des moyens de production à maintenir pour compenser la perte de capacité de production de l'ouvrage (facturation de la puissance).

Cette méthode est donc similaire à celle du modèle proposé ici, à la différence près que la « prime fixe » évoquée ci-dessus n'est pas comptée dans notre modèle : bien que le préjudice corresponde uniquement à une baisse de la production annuelle (théoriquement, il n'y a pas de besoin en puissance supplémentaire puisqu'à n'importe quel moment, hors période de pointe, une puissance supplémentaire est disponible), des aléas dans la gestion du parc de production électrique (dus essentiellement à des entretiens et révisions nécessaires de certaines installations) peuvent rendre indisponibles des moyens de production supplémentaires. Ainsi, une perte de production hydroélectrique à un instant donné dans la chronologie des heures reclassées peut nécessiter un investissement en puissance supplémentaire, avec une probabilité croissante lorsqu'on se rapproche de la période de pointe (la prime fixe a donc une valeur croissante lorsque les volumes d'eau destockés correspondent à des heures se rapprochant des heures de pointe). Ce coût supplémentaire s'ajoute aux surcoûts des autres moyens de production, calculés dans ce modèle.

EDF a ainsi estimé les coûts de mesures environnementales sur la Dordogne et la Maronne en utilisant la méthode tarifaire décrite ci-dessus et en se basant sur les données hydrologiques des 50 dernières années (utilisation d'un outil informatique permettant de simuler la gestion de l'ouvrage avec et sans mesure environnementale, à partir des prévisions de coûts de production). EDF obtient les estimations suivantes :

Tableau 3 : Coût annuel d'une mesure type « débit plancher » à l'aval d'Argentat et d'Hautefage – estimations d'EDF

Mesure imposée à EDF	- Rejets à Argentat supérieurs à 50 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05 - Rejets à Hautefage supérieurs à 8 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05	- Rejets à Argentat supérieurs à 30 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05 - Rejets à Hautefage supérieurs à 8 m <sup>3</sup> /s entre le 15/12 et le 01/05
Données hydrologiques		
Observations sur les 50 dernières années	<b>2,5 à 2,6 millions d'euros</b>	<b>1,3 millions d'euros</b>

## 9. Conclusion

L'approche de calcul de préjudice subi par EDF, proposée ici, est similaire à l'approche d'EDF par la méthode dite « tarifaire », à la différence près que notre modèle ne prend pas en compte la prime fixe relative à une facturation de puissance supplémentaire nécessaire. Il n'a pas été possible d'estimer l'ordre de grandeur de cette prime fixe dans le calcul du coût engendré par une baisse de la production annuelle, les informations sur les aléas dans la gestion du parc de production électrique étant difficilement exploitables. En ce sens, le modèle proposé ici pourrait donc minimiser ces coûts. Néanmoins, l'hypothèse faite dans le modèle, selon laquelle le surplus de volume d'eau annuel à rejeter dû à la mesure environnementale, est « perdu » en terme de production d'électricité, majore probablement les coûts réels. Il est donc difficile, in fine, de statuer sur une majoration ou une minoration des coûts par l'utilisation de ce modèle.

Enfin, les coûts évalués par EDF relativement, utilisant les 50 dernières années comme années de référence, sont proches de ceux estimés ici lorsque l'on prend comme année de référence l'année 1992-1993, tandis qu'ils sont sensiblement supérieurs lorsque l'année de référence prise est « la moyenne sur les 6 années d'observation 1992-1998 ». Il est clair que le nombre limité d'années d'observations à disposition, dans le modèle décrit ci-dessus, ne met pas à l'abri de « tomber » sur une période sensiblement plus sèche ou humide que la moyenne des 50 dernières années.

Renseignements pris auprès de la DIREN Limousin (voir en annexes 12 et 13 les données extraites de la banque Hydro entre 1950 et 2004), les 6 années d'observation 1992-1998 ont été relativement sèches : entre décembre et mai, le nombre de jours par an où les débits ont été inférieurs à 50 m<sup>3</sup>/s sont plus importants pour la période 1992/1998 que pour la période 1950/2004 (voir en annexe 13 le tableau explicatif). Le coût relatif à cette période 1992/1998 majore donc le coût de la mesure environnementale relativement aux 50 dernières années. De même, l'année 1992/1993, pour laquelle la moyenne des débits entre décembre et mai est de 53 m<sup>3</sup>/s contre 149 m<sup>3</sup>/s pour les 50 dernières années, apparaît comme extrêmement sèche.

A ce titre, l'estimation du coût proposée ici semble majorer le coût de la mesure environnementale envisagée sur la Dordogne et la Maronne. Ainsi, les coûts estimés par EDF tels qu'ils nous ont été communiqués en janvier dernier, et qui ont été retranscrits dans cette note, seraient fortement surévalués.

# **ANNEXES**