

► DIRECTION DES ETUDES ECONOMIQUES ET DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE

► DOCUMENT DE TRAVAIL

VALORISATION ECONOMIQUE D'UNE AMELIORATION DE LA QUALITE DE L'EAU DE L'ETANG DE BERRE

Franck FREDEFON

**Série Etudes
N° 04-E03**



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

► RESUME

**VALORISATION ECONOMIQUE D'UNE AMELIORATION DE LA
QUALITE DE L'EAU DE L'ETANG DE BERRE**
Franck FREDEFON

L'étang de Berre est caractérisé par un dysfonctionnement consécutif aux activités industrielles et domestiques, dont le développement a été entamé depuis le début du 19^{ème} siècle, ainsi qu'à la mise en service en 1966 d'une chaîne hydroélectrique sur la Durance concédée à EDF, dont les rejets d'eau douce et de limons s'opèrent dans l'étang et y créent des perturbations de l'écosystème.

Sous l'impulsion de l'Etat, plusieurs dispositions ont été prises pour la reconquête de cet étang : plan Lalonde de 1993, plan Garnier de 1995, décisions du Comité interministériel à l'aménagement du territoire (CIADT) de 1999. Ce dernier a décidé la constitution du Groupement d'Intérêt Public pour la Réhabilitation de l'Etang de Berre (GIPREB), chargé du suivi de la réhabilitation de l'étang et de l'étude de solutions techniques pour y parvenir.

Fin 2000, celui-ci a proposé cinq solutions de dérivation des eaux rejetées par EDF dans l'étang. Elles doivent encore être approfondies en terme de faisabilité technique, d'impact environnemental et de coût, pour différents dimensionnements afin de permettre éventuellement un panachage entre elles. Toutes s'inscrivent dans une stratégie qui vise à satisfaire l'objectif ambitieux que s'était fixé le GIPREB : « zéro rejet dans l'étang, zéro contrainte pour la production électrique ».

La mission d'inspection¹ sur la Durance a souligné les très lourdes conséquences financières de cet objectif : le coût de réalisation des ouvrages se situe approximativement entre 0,6 et 1,1 milliards d'euros. Par exemple, le rejet au Rhône par une galerie, puis un canal de plus de 100 m2 de section dans la Crau aurait un coût de 0,63 milliard d'euros. Le rejet en mer dans le golfe de Fos par une galerie de 10 m de diamètre et 18 km de long aurait un coût de 0,70 milliard d'euros².

Elle suggérait donc plutôt d'abandonner cette logique de « zéro rejet » et de reconsidérer les objectifs globaux de réhabilitation écologique du système « Etang de Berre-Basse Durance »³.

La définition de ces objectifs à partir de considérations historiques s'avère peu aisée, dans la mesure où l'état écologique de l'étang n'a eu de cesse d'évoluer, notamment depuis le 19ème siècle. De plus, même si celle-ci avait été possible, les sommes en jeu militent pour la réalisation d'une analyse comparative des scénarii évaluant les coûts à engager au regard des bénéfices environnementaux. Or, le « rapport IGE » a mis en évidence le manque d'analyse

¹ « Rapport IGE » : Mission conduite par l'Inspection Générale de l'Environnement, le Conseil Général du Génie Rural, des Eaux et des Forêts, le Conseil Général des Mines et le Conseil Général des Ponts d'août 2001 à août 2002. Le rapport a été remis à la Ministre de l'Ecologie et du Développement Durable le 23 août 2002.

² « Rapport Barthélémy – Prats » : Rapport sur la reconquête de l'étang de Berre, Conseil Général des Ponts et Chaussées, F. Barthélémy et M. Prats, janvier 1999. p. 11-12

³ p.141-145 du « Rapport IGE »

en la matière et donc le risque de décision économiquement lourde et paradoxalement peu étayée du point de vue économique.

Dans cette perspective, ce document propose à la discussion des parties prenantes une première démarche d'évaluation économique des scénarii de gestion de l'étang de Berre, centrée sur l'arbitrage entre la qualité de l'étang et la gestion de la chaîne hydroélectrique de la Durance. Après le rappel des éléments de contexte, une partie (chapitres II et III) porte sur la mise au point d'une méthodologie d'appréciation des coûts avancés par EDF, comme des manques à gagner lors du rehaussement des exigences environnementales. Enfin, la partie qui suit (chapitres IV et V) esquisse une première évaluation économique de scénarii de réhabilitation proposés dans le « rapport IGE ».

La partie portant sur l'appréciation des coûts avancés par EDF consiste en une première approche modélisée, essentiellement centrée sur le coût de différentes exigences environnementales influençant la production hydroélectrique. Les principales conclusions à tirer de cette première approche sont les suivantes :

- Les ordres de grandeur des coûts d'une baisse de production annuelle (suite au plan Barnier) évalués par ce modèle (6 M€) sont de moitié inférieurs à ceux fournis par EDF (11.8 M€) et retranscrits dans le « Rapport sur la Durance ». Cette différence peut s'expliquer par une prise en compte incomplète de l'aléa dans le modèle présenté ici (des entretiens et révisions nécessaires de certaines installations peuvent rendre indisponibles des moyens de production alternatifs aux moyens hydroélectriques), qui a des répercussions sur le calcul du coût. Néanmoins, une explication d'EDF sur le mode de calcul du coût induit par cet aléa et sur l'importance de ce dernier dans le coût final permettrait d'avantage de clarté sur la valeur du coût annuel du plan Barnier ;
- La méthodologie d'expertise des coûts avancés pourrait permettre d'approcher le coût de la combinaison de différentes mesures bénéfiques aux milieux. Par exemple, afin d'améliorer la qualité de l'écosystème de l'étang de Berre, sans augmenter le coût d'ores et déjà subi par EDF dans le cadre du Plan Barnier, il pourra être intéressant, par la suite, d'évaluer les effets d'une mesure plafonnant la puissance de pointe, conjuguée à une baisse de la contrainte sur les volumes annuels d'eau douce déversés dans l'étang.
- Un tel scénario donne des valeurs de l'ordre de 0.6 M€ par dizaine de MW en moins sur Salon et Saint-Chamas et de 0.1 M€ pour une diminution annuelle de cent heures d'utilisation à pleine puissance de ces centrales ;

En deuxième approche, cette étude porte sur l'établissement et la spécification de la fonction d'utilité collective associée à la variation de la qualité de l'étang de Berre induite par la gestion des centrales hydroélectriques de la chaîne de la Durance. De fait, une telle fonction comprend deux termes qui jouent en sens inverse :

- o l'utilité retirée de la qualité de l'eau de l'étang de Berre (aménité), dépendante de la salinité de l'eau dans l'étang et de sa variabilité infra-annuelle ;
- o les coûts pour EDF associés à l'obtention de cette qualité, dans la mesure où une amélioration de la qualité actuelle se traduit, pour cet établissement, par des pertes d'exploitation.

Sa spécification est obtenue en considérant que, lors de la mise en place du plan Barnier, un choix collectif ait pu être fait en fixant un niveau de contrainte à la chaîne hydroélectrique au profit d'une amélioration de la qualité du milieu. Cela constitue un événement révélateur des préférences collectives et des arbitrages - « qualité de l'eau » / « pertes hydroélectriques ». Les calculs sont donc menés en faisant l'hypothèse que ce choix constitue un optimum de la fonction d'utilité collective, toute autre spécification de modulation des rejets d'eau douce que celle du plan Barnier (moins de contraintes sur la production électrique et moindre qualité du milieu ou davantage de contraintes et qualité accrue du milieu) ayant procuré une utilité collective finalement inférieure. La valeur maximale possible de l'aménité ainsi calculée s'établit à environ 31 M€/ an. Elle est obtenue lorsque l'étang a un statut « halin marin ». Une comparaison avec la valeur ajoutée directe issue des activités marchandes sur l'étang de Thau, d'un statut halin proche, permet de conforter cette estimation.

Enfin, cette spécification de la fonction d'utilité fournit une base d'appréciation de la pertinence économique des projets de dérivation des eaux rejetées par EDF dans l'étang. Si la somme des bénéfices engendrés par ces projets, tant pour la valeur écologique de l'étang que pour la chaîne hydroélectrique, diminuée du coût du projet, conduit à une utilité collective en-dessous de celle atteinte par le plan Barnier, alors on pourra estimer que le scénario étudié est régressif par rapport au maintien de la situation actuelle (soit le plan Barnier).

Finalement, si l'on veut augmenter l'utilité collective actuelle, on obtient une valeur d'investissement à ne pas dépasser de l'ordre de 150 M€. Tout investissement supérieur pour atteindre l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte » ne serait ainsi pas compensé par les bénéfices qu'il génère :

- aménité issue d'une meilleure qualité de l'étang ;
- absence de coût pour EDF.

Au regard des investissements en jeu dans les différents scénarii de dérivation (de 600 à 1 100 M€), cette première approche d'évaluation économique montre que l'intérêt collectif des dépenses envisagées ne semble pas prouvé. Une étude de sensibilité a été faite pour apprécier le poids de l'hypothèse consistant à spécifier que la situation du plan Barnier constitue un optimum économique pour la collectivité, dans le champ des mesures portant sur une modulation des rejets d'eau douce. Pour la large palette de cas testés, le coût d'investissement à ne pas dépasser en travaux d'amélioration reste inférieur au coût minimum des différents scénarii de dérivation des eaux actuellement envisagés.

Si ces résultats ne restent néanmoins qu'une base de discussion, ils n'en constituent pas moins une première approche d'évaluation économique intégratrice des coûts et avantages pour la collectivité dans son ensemble. Le progrès de ce type de démarche ne peut que favoriser l'éclairage des décideurs publics en faveur de solutions exemplaires d'une démarche de développement durable.

Ce document n'engage que ses auteurs et non les institutions auxquelles ils appartiennent. L'objet de cette diffusion est de stimuler le débat et d'appeler des commentaires et des critiques.

SOMMAIRE

<u>INTRODUCTION</u>	6
<u>I. ELEMENTS DE CONTEXTE</u>	7
1. UN ETAT ECOLOGIQUE VARIANT AU COURS DU TEMPS	7
2. DES ENJEUX ECONOMIQUES ET ECOLOGIQUES IMPORTANTS ET CONFLICTUELS	7
<u>II. PRINCIPE GENERAL DE MODELISATION DES COUTS D'UNE EXIGENCE ENVIRONNEMENTALE SUR LA PRODUCTION ELECTRIQUE</u>	9
1. TYPES DE CONTRAINTES SUR LA PRODUCTION HYDROELECTRIQUE	9
2. MODELE UTILISE	11
3. APPRECIATION DU COUT MARGINAL γ	12
<u>III. ESTIMATION DES COUTS ASSOCIES A DIFFERENTES CONTRAINTES D'EXPLOITATION HYDROELECTRIQUE</u>	13
1. COUT ANNUEL ENGENDRE PAR UNE BAISSSE DE LA PUISSANCE HYDROELECTRIQUE SUR SALON ET SAINT-CHAMAS (A TEMPS D'UTILISATION DE LA PUISSANCE DISPONIBLE EN POINTE ET PRODUCTION ANNUELLE CONSTANTS)	13
2. COUT ANNUEL ENGENDRE PAR UNE BAISSSE DU TEMPS D'UTILISATION DE SALON ET SAINT-CHAMAS A PLEINE PUISSANCE (A PUISSANCE DISPONIBLE EN POINTE ET PRODUCTION ANNUELLE CONSTANTES)	16
3. COUT ANNUEL ENGENDRE PAR UNE BAISSSE DE LA PRODUCTION ANNUELLE D'HYDROELECTRICITE VIA SALON ET SAINT-CHAMAS (A PUISSANCE ET TEMPS D'UTILISATION DE LA PUISSANCE DE POINTE CONSTANTS)	17
4. METHODE TARIFAIRE APPLIQUEE PAR EDF	18
5. RECAPITULATIF SUR LE COUT DE CONTRAINTES POUR EDF SUR L'ETANG DE BERRE	20
<u>IV. QUEL OBJECTIF POUR L'ETANG DE BERRE ? ELEMENTS D'APPRECIATION ET ESQUISSE D'ANALYSE COUTS - AVANTAGES</u>	21
<u>V. APPRECIATION SUR LE MONTANT DES INVESTISSEMENTS A CONSACRER POUR AMELIORER LA QUALITE DE L'EAU DANS L'ETANG DE BERRE</u>	23
1. DETERMINATION DE LA FONCTION D'UTILITE	24
2. UTILISATION DE LA FONCTION D'UTILITE POUR LE CHOIX DE PROJETS SUR L'ETANG DE BERRE	27
3. TEST DE SENSIBILITE	29
4. CONCLUSION	29
ANNEXES	30

Introduction

Plusieurs dispositions ont été prises pour la reconquête de l'étang de Berre : plan Lalonde de 1993, plan Barnier de 1995, décisions CIADT de 1999. Ce dernier a décidé la constitution du GIPREB chargé du suivi de la réhabilitation de l'étang et de l'étude de solutions techniques pour y parvenir.

Ces différentes interventions n'ont pas résolu la question du « choc halin », préjudiciable aux biocénoses aquatiques, ni celle de l'envasement de l'étang. En contrepartie, la situation de la Basse-Durance au regard de l'enlèvement s'aggrave, par exhaussement du lit (risques d'inondation) et risques d'étouffement des biotopes (roselières notamment) et biocénoses associées. La perte d'actif à long terme pour EDF, causée par le plan de reconquête, est de l'ordre de 11.8 M€/an selon EDF. Cette évaluation du coût par EDF suit la « méthode tarifaire », qui consiste à additionner un surcoût dû à un appel supplémentaire de moyens de production plus chers (coût de combustibles, approché par le « tarif vert » de vente d'électricité) et un coût relatif à une perte de puissance disponible.

Pour ce qui concerne les rejets d'eau, l'exigence environnementale actuelle liée au plan Barnier consiste en la mise en place d'un volume annuel déversé à ne pas dépasser, égal à 2 100 Mm³. Elle se traduit par une perte de volume à turbiner pour EDF sur les centrales de Salon et Saint-Chamas, donc par une perte potentielle de production annuelle d'hydroélectricité. Mais il n'y a pas de contrainte sur le débit et l'occurrence des rejets dans l'étang, qui sont plus directement responsables des sauts halins limitant la stabilisation des biocénoses aquatiques. Une gestion différente des rejets d'eau douce dans l'étang de Berre, qui limiterait d'avantage ces sauts halins, pourrait permettre de mieux respecter les exigences biocénologiques de l'étang. En particulier, l'approche en terme de limitation de puissance semble mieux de nature à intégrer l'objectif environnemental.

Mais, étant donné qu'elle pourrait conduire à imposer à l'opérateur une baisse de production hydroélectrique aux heures de pointe, son coût risque d'être plus élevé : des contraintes de type débits limités, « aplanissement » des variations saisonnières ou journalières des rejets, auraient comme conséquence pour EDF de ne pas pouvoir utiliser les centrales de Salon et Saint-Chamas d'une manière aussi souple qu'auparavant, en particulier au moment des heures de pointe où les rejets dans l'étang sont les plus importants.

Cette note rappelle le contexte et pose les principes de la démarche de bilan à appliquer pour définir ce que pourrait être un état conciliant les enjeux écologiques et énergétiques.

Elle vise ensuite à fournir des éléments d'appréciation du coût annuel subi par EDF en cas de modification d'utilisation des centrales de Salon et Saint-Chamas, pour permettre une meilleure qualité de l'écosystème de l'étang de Berre. A ce stade, l'étude repose sur des scénarii alternatifs assez simplifiés, de nature à éclaircir les arbitrages plus qu'à répondre exactement aux besoins des écosystèmes.

Puis elle esquisse une formalisation des bénéfices environnementaux engendrés sur l'étang de Berre par des modifications d'utilisation des centrales de Salon et Saint-Chamas. Si elle ne permet pas d'évaluer précisément ces bénéfices, la démarche permet de montrer comment ils seraient intégrés dans un calcul coûts avantages.

Enfin, elle propose un éclairage sur le montant des investissements à consacrer pour améliorer la qualité de l'eau dans l'étang, sur la base de la formalisation évoquée ci-dessus et sous certaines hypothèses.

I. Eléments de contexte

1. Un état écologique variant au cours du temps

L'étang de Berre est caractérisé par un dysfonctionnement consécutif aux activités industrielles et domestiques, dont le développement a été entamé depuis le début du 19^{ème} siècle. Alors qu'au 19^{ème} siècle, l'étang était faiblement salé - les échanges avec la mer étant limités - son état s'est modifié en 1863 avec le creusement du chenal de Caronte. Ce creusement en trois temps (1863, 1874 et 1925 pour atteindre respectivement -3m, -6m, et -9m), crée une communication permanente avec les eaux marines. L'étang de Berre devient un étang saumâtre avec une flore et une faune caractéristiques de ce milieu, c'est-à-dire euryhalines, faible en diversité mais importante en biomasse. L'ouverture du tunnel du Rove (de Martigues à Marseille) a entraîné également une augmentation de la salinité (voir cartes en annexes IV et V). L'étang a connu entre deux guerres le développement d'une activité pétrolière et pétrochimique. Avec la loi d'aménagement de la Durance (1955), la dérivation de la Durance dans l'étang de Berre a été déclarée d'utilité publique. La dégradation progressive du milieu s'est traduite par l'interdiction de la pêche dans l'étang en 1955.

Depuis 1966, date de mise en service des centrales de Salon et de Saint-Chamas, conformément au cahier des charges de concession, les rejets d'eau douce et de limons sont à leur tour fortement perturbateurs de l'écosystème de l'étang (3,5 milliards de m³ d'eau et 500 000 tonnes de limons par an environ - le GIPREB cite des valeurs respectives de 3,6 milliards de m³ et 800 000 tonnes, avec des variations fortes et rapides de la salinité, stratification haline, accumulation de limons, eutrophisation, contamination chimique...). Enfin, le territoire de l'étang a connu une explosion démographique passant de 113 100 habitants en 1968 à 230 000 aujourd'hui (114% d'augmentation), 80% de la population étant concentrée sur la diagonale Istres-Vitrolles.

A partir des années 1970, sous l'impulsion des pouvoirs publics, des efforts importants ont été engagés pour réduire les pollutions industrielles. Le plan de reconquête de 1992 notamment, comportait plusieurs étapes déterminantes :

- De 1993 à 1998, une première phase d'études et de mesures spécifiques a porté essentiellement sur la poursuite de l'effort de réduction des pollutions urbaines et industrielles, la réduction des apports d'eau douce et de limons par EDF et l'établissement d'un suivi écologique de l'étang. Pour ce qui concerne les apports par la centrale EDF de Saint-Chamas, des mesures de limitation sont prises : baisse de 15% des apports d'eau douce et limitation des rejets de limons à 200 000 tonnes / an avec un seuil de MES de 2 g/l. En 1995, ces mesures sont rendues plus restrictives pour les apports d'eau douce, limités alors à 2,1 milliards de m³/an dont 0,4 du 1^{er} mai au 30 septembre. Dans le même temps, par disposition législative, le droit de pêche était rétabli en février 1994 (loi n° 94-114).
- Lors des comités interministériels sur l'aménagement du territoire (CIADT) des 15 décembre 1998 et 23 juillet 1999, la poursuite du plan de reconquête (deuxième phase) a été confirmée.

2. Des enjeux économiques et écologiques importants et conflictuels

L'étang de Berre est caractérisé par la coexistence de nombreuses activités - industrie, pêche loisirs, énergie - qui ont un impact sur l'état écologique du milieu, sans oublier la valeur patrimoniale du site, qui constitue également un usage.

Activités pratiquées sur l'étang de Berre

- Activité industrielle :

Raffinage et pétrochimie : transport des produits chimiques par pipe-lines (forte emprise sur l'étang) ;
2 ports pétroliers ;

Forte implantation de l'aéronautique, zones d'activités commerciales, PME.

- Activité pêche :

35 entreprises de pêche (35 patrons et 6 matelots travaillant souvent de manière saisonnière) inscrites auprès des Affaires Maritimes (contre 100 inscrits en 1985). Le GIPREB estime un nombre de pêcheurs égal au double de ce chiffre ;

Espèces-cibles entre 1971 et 1993 : Poissons : anguille (42%), mulot (40%), loup (9%), athérine (6%) et daurade (2%), en grande quantité ; Invertébrés : moules, huîtres, clovisses. Depuis 1993, évolution : mulot (90%) loup, daurade et anguille. Les invertébrés cités ci-dessus ne sont plus présents que de façon sporadique ;

Quantités de poisson déclarées en 1998 : 250 t contre 1500 t en 1989 (pour information, 750 t sont déclarées dans l'étang de Thau).

- Activité loisirs :

Nautisme (¼ de l'offre en matière de nautisme dans le département, 11 clubs installés sur le pourtour, 1 528 inscrits en 2000)

8 ports de plaisance et/ou de pêche, total de 2 352 places (2 157 pour la plaisance, le reste pour les bateaux de pêche)

8 plages fréquentées et contrôlées par la DDASS.

L'eau douce turbinée par la centrale de Saint-Chamas constitue un élément déterminant de l'équilibre de l'étang.

La centrale de Saint-Chamas a déversé en moyenne annuelle 3,09 milliards de m³, entre 1966 et 2000. Le volume moyen annuel déversé entre le 1^{er} novembre 1995 et le 31 octobre 2001 est de 2 085 Mm³ (respect du seuil excepté en 95/96 et 99/2000). Les dispositions les plus récentes se sont ainsi traduites par une réduction d'un tiers des apports en eau ; avec une variation saisonnière (moyenne de 1994 à 2001) de 400 millions de m³ en janvier (écart-type : 200-550 millions de m³) et 30 millions de m³ en août (écart-type : 0-50 millions de m³) .

En ce qui concerne les débits turbinés, l'occurrence du débit maximum de 250 m³/s représente 15 jours dans l'année depuis 1996 ; de plus, 60% des débits moyens journaliers sont inférieurs à 5 m³/s, 14% sont supérieurs à 150 m³/s (32% avant 1996), 72 jours d'arrêt en moyenne par an (53 avant 1996).

La part des eaux douces issues du canal EDF (en comptant également les apports des rivières, des précipitations, de la nappe alluviale de l'Arc) est de 88% entre 1994 et 2000, 93% avant les restrictions imposées à EDF.

Les autres apports sur l'étang sont les limons, le phosphore et l'azote : selon plusieurs études référencées par le GIPREB, les apports en phosphore par le canal EDF sont à peu près équivalents ou inférieurs aux apports par les rivières. Le canal EDF apparaît comme le principal vecteur d'apports en azote. Les apports en limons constituent un enjeu à part entière⁴.

Au bout du compte, la salinité sur l'étang a largement évolué dans le temps : avant le début des rejets, elle était estimée aux alentours de 32‰, relativement homogène avec une légère variabilité spatiale et temporelle en fonction du régime hydrologique des rivières et des entrées d'eau de mer par le chenal de Caronte. La mise en service de la centrale, en 1966, a provoqué une chute brutale de la salinité, variant entre 10 et 25‰ pour les eaux de surface (0-4 m). La salinité moyenne des eaux de surface suit la variation saisonnière imposée par les

⁴ voir note D4E B3-02-158/PD

rejets d'eau douce (valeur élevée en été et en automne, minimale entre janvier et mars)⁵. Il persiste par ailleurs, en permanence, un gradient vertical de salinité, les eaux de fond étant plus salées que les eaux de surface. L'effet du plan de reconquête sur l'amplitude saline inter-annuelle est visible, les limites haute et basse de salinité semblent se déplacer vers le haut. Pour autant, cela n'a pas permis le retour durable des organismes « marins » qui colonisaient autrefois l'étang (y compris les espèces euryhalines).

II. Principe général de modélisation des coûts d'une exigence environnementale sur la production électrique

Les réponses à l'évolution du milieu liées à la part d'eau douce ont largement porté sur des contraintes sur l'activité hydroélectrique. Ce type de contrainte comporte un coût et doit pouvoir être optimisé, en tenant compte du coût lié au « manque à turbiner » et du bénéfice pour le milieu. La modélisation proposée ici vise à disposer d'éléments d'appréciation sur la contrainte actuelle et son coût et sur des variantes envisageables, qui pourraient être plus bénéfiques à l'écosystème.

1. Types de contraintes sur la production hydroélectrique

La modification de l'utilisation des centrales de Salon et Saint-Chamas peut être de trois ordres :

- des contraintes sur les débits rejetés dans l'étang de Berre (afin de limiter l'effet « coup de piston » sur l'écosystème) en intensité et en durée, qui peuvent engendrer :
 - o 1) une impossibilité d'utilisation des centrales de Salon et Saint-Chamas à pleine puissance, donc une diminution de la puissance potentielle installée ;
 - o 2) une réduction de la plage d'utilisation à pleine puissance des centrales de Salon et Saint-Chamas, donc une diminution du temps d'utilisation de la puissance potentielle installée ;
- 3) une diminution du volume de rejet d'eau douce dans l'étang de Berre qui, à puissance totale égale, engendrerait une baisse de la production totale d'hydroélectricité. Cette exigence environnementale est actuellement l'unique contrainte subie par EDF, dans le cadre des restrictions du plan Barnier,

Des exigences environnementales dans la gestion de la chaîne hydroélectrique peuvent donc avoir un impact sur la puissance disponible « en pointe » en hydroélectricité, sur le temps d'utilisation de cette puissance disponible en pointe, ainsi que sur la production annuelle d'hydroélectricité (conditionnée essentiellement par le volume d'eau turbiné). L'approche théorique développée ici propose ainsi un calcul en trois parties, présentant successivement :

- **les coûts engendrés par une baisse de la puissance disponible en hydroélectricité, à temps d'utilisation à pleine puissance et production annuelle constants ;**
- **les coûts engendrés par une baisse du temps d'utilisation à pleine puissance, à puissance disponible et production annuelle constantes ;**
- **les coûts engendrés par une baisse de la production annuelle d'hydroélectricité, à puissance et temps d'utilisation à pleine puissance constants.**

⁵ Etang de Berre, Etat de santé du milieu – Bilan des connaissances, GIPREB, avril 2002, p.66

Le coût total d'une exigence environnementale faisant intervenir les trois paramètres évoqués ici sera égal à la somme de ces trois coûts pris séparément.

Dans l'application proposée ici, la branche « Salon – St Chamas » est isolée du reste de la chaîne de la Durance (voir encadré ci-après et en annexe IV le schéma d'aménagement de la Durance).

Les aménagements de la chaîne Durance

Les caractéristiques de la Durance sont :

- volume moyen drainé par le BV de la Durance par an : 6 milliards de m³
- débit moyen interannuel naturel à Mirabeau : 180 m³/s
- débit mensuel interannuel maximum : 240, 323, 331 m³/s en avril, mai et juin
- débit mensuel interannuel minimum (étiage) : 113 et 106 m³/s en août et septembre
- étiage le plus sévère : 30 m³/s
- débit des crues annuelles : environ 1 500 m³/s.

Les aménagements sont nombreux :

- 14 barrages ; 22 centrales hydroélectriques d'une puissance totale de 2000 MW (équivalent de 2 tranches nucléaires)
- Capacité du canal usinier : 250 m³/s
- Production moyenne de l'ensemble de l'aménagement : environ 6,5 milliards de kWh/an (soit 10% de la production hydraulique française et 1,2% de la production nationale d'électricité)
- Possibilité de mettre sur le réseau 1800 MW en moins de 10 minutes, EDF ne laisse pas ces installations fonctionner longtemps au niveau maximal (un million de m³ en une heure), aussi dès que possible d'autres moyens de pointe (thermique) sont mis en service, « de manière à ce que les installations de la Durance soient à nouveau disponibles pour être capables de faire face à un éventuel autre incident »⁶
- La puissance maximale de pointe, atteinte en 10 minutes, représente 15% des moyens de pointe d'EDF au niveau national
- Régime normal : 500 MW des 3000 MW disponibles pour le gestionnaire du réseau
- Productible à Salon (en année moyenne) : 325 millions de kWh/an
- Productible à Saint-Chamas (en année moyenne) : 560 millions de kWh/an
- 555 millions de kWh produits à travers les deux centrales du 1^{er} novembre 2000 au 31 octobre 2001
- Le tronçon Salon/Saint-Chamas correspond à 12% de la production totale d'énergie sur la chaîne de la Durance
- Coefficient énergétique Salon/Saint-Chamas : 0,266. Ainsi la production d'hydroélectricité via ces deux centrales (en GWh) vaut 0,266*Vturbiné (en Mm³).

En pratique il n'y a pas de réservoir suffisant en amont de Salon et Saint-Chamas qui permette de stocker l'eau en vue d'une utilisation ultérieure. Une baisse de la puissance maximale de Salon et Saint-Chamas et du temps d'utilisation de cette puissance entraîne donc une perte d'eau turbinable pour EDF et donc une baisse de la production annuelle. Les calculs du III.1. et III.2. détaillés ici, pris séparément, correspondent donc à des situations impossibles. En revanche, leur addition avec le coût correspondant à la diminution de production annuelle induite permettra de refléter la réalité.

De plus, le modèle présenté ici ne prend pas en compte les contraintes induites sur les centrales de la chaîne de la Durance en amont de Salon et Saint-Chamas. Par exemple, les exigences de rejets du plan Barnier ont un effet sur la souplesse de la chaîne hydroélectrique en amont : pour turbiner sans rejeter dans l'étang, l'eau turbinée sur la partie amont doit être déversée dans la Durance au niveau de Mallemort. Ainsi, pour des raisons de sécurité sur le lit de la rivière, EDF doit passer progressivement, sur une durée de sept heures, d'une puissance nulle à la puissance maximale. Cette perte de souplesse représente un coût pour EDF qui n'est pas quantifié à l'heure actuelle et s'ajoute aux coûts évalués ici.

⁶ p. 10 du « rapport Barthélémy-Prats »

2. Modèle utilisé

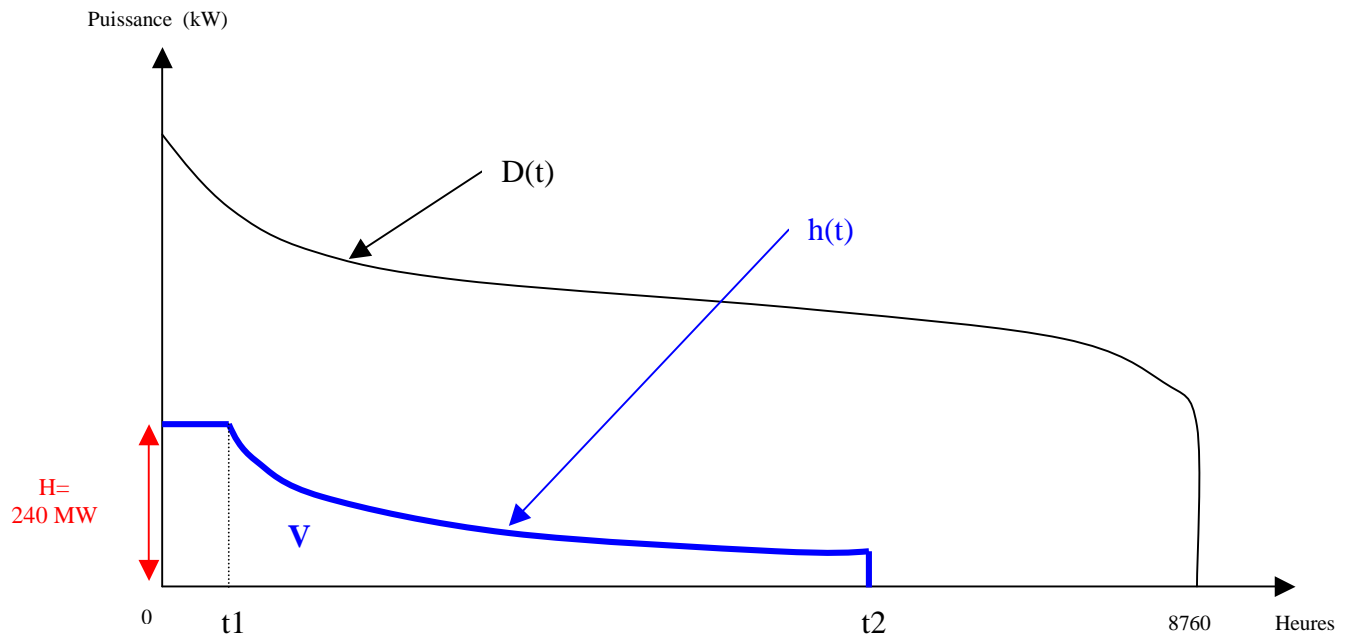
Notons :

- $D(t) = P(t) + h(t)$, la monotone de charge brute (puissance totale consommée en électricité en fonction de la durée d'appel) - heures reclassées telle que $D(t)$ soit monotone ;
- $P(t)$ la puissance consommée adressée à tous les équipements hors centrales de Salon et Saint-Chamas, suivant cette classification des heures ;
- $h(t)$ la puissance appelée en hydroélectricité issue des centrales de Salon et Saint-Chamas, suivant cette classification des heures. L'annexe I propose une allure probable de $h(t)$, qui consiste en une estimation de $h(t)$ à partir de données EDF (voir annexe III) de production hydroélectrique sur Salon et Saint-Chamas sur différentes plages horaires de l'année (pointe, heures pleines hiver, heures pleines demi-saison, heures creuses hiver, heures creuses demi-saison, heures pleines été, heures creuses été, juillet, août).

Enfin, notons V la production annuelle d'hydroélectricité via les centrales de Salon et Saint-Chamas (en kWh) et H la puissance totale installée correspondante (en kW). V correspond à la surface située sous $h(t)$ c'est à dire :

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

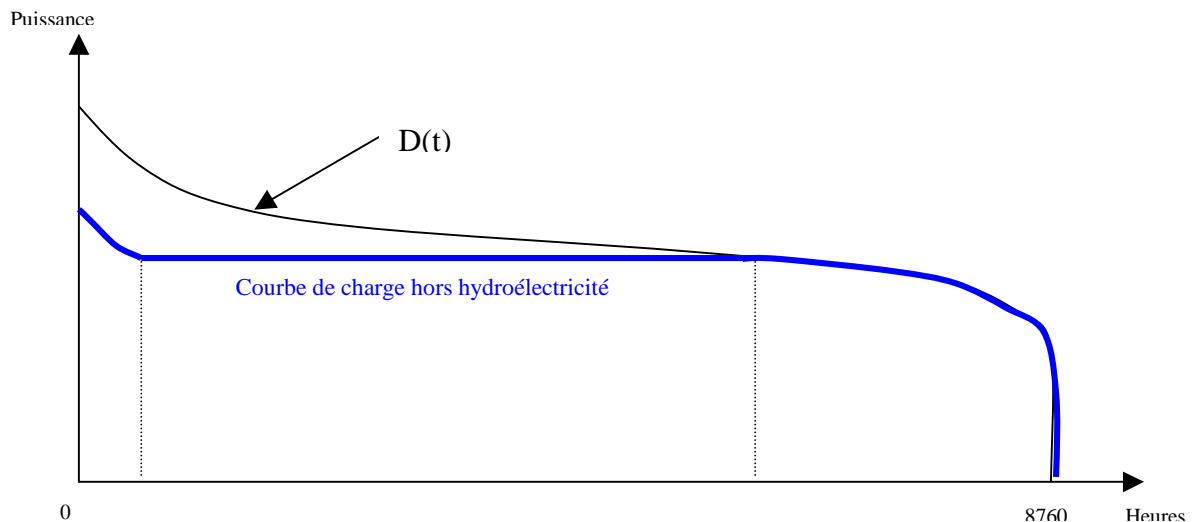
Alors la répartition de production d'électricité en France (hydroélectricité issue de Salon et Saint-Chamas – autres) peut être représentée ainsi :



La production d'hydroélectricité issue de Salon et Saint-Chamas 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), jusqu'à $t=t_1$ (t_1 est ainsi défini).

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 :



3. Appréciation du coût marginal γ

Notons $\gamma(t)$ (exprimé en ct€/kWh) la différence entre les coûts marginaux de production d'électricité relative à $P(t)$ et le coût marginal de production d'hydroélectricité via Salon et Saint-Chamas : sont considérés ici 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. La connaissance de ce paramètre est essentielle pour le calcul du coût d'une modification de la chaîne hydroélectrique de la Durance.

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 :

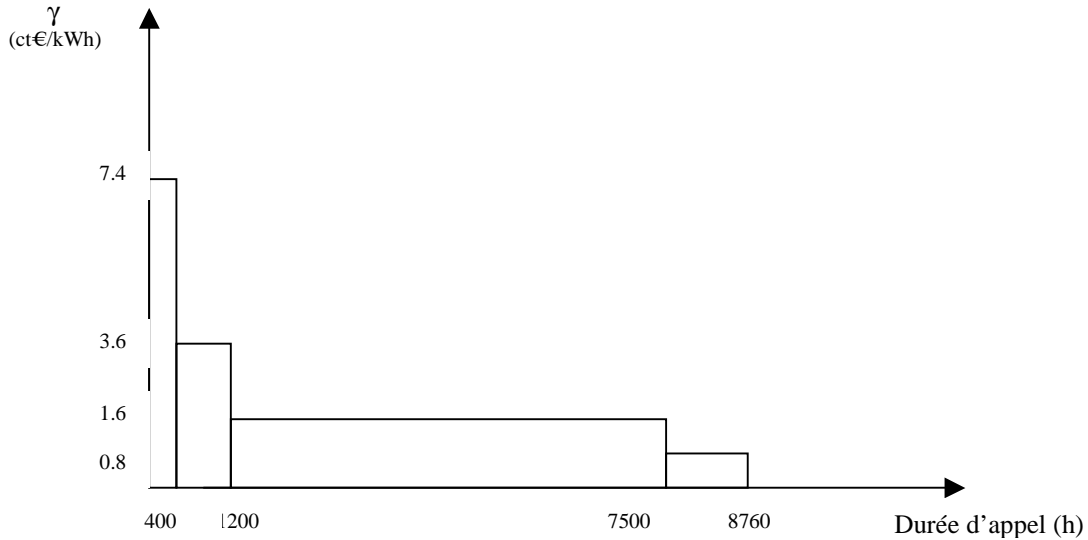
$$\gamma(t) = \gamma_a(t)$$

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 ⁷ (h)	400 (heures de pointe)	1200	7500	8760
Coût de production γ (ct€/kWh)	7 à 7.8	3.3 à 3.8	1.2 à 1.9	0.76 à 0.83
Coût marginal moyen γ (ct€/kWh)	7.4	3.6	1.6	0.8

D'où l'approximation suivante du coût marginal γ , 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).

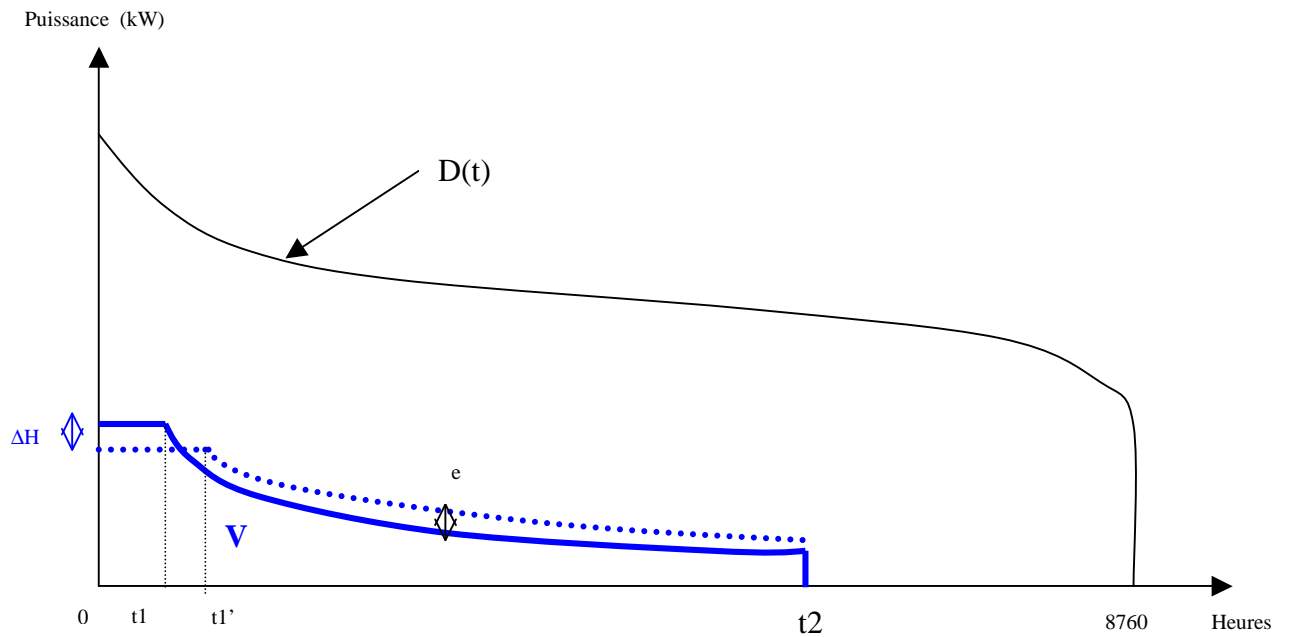
III. Estimation des coûts associés à différentes contraintes d'exploitation hydroélectrique

1. Coût annuel engendré par une baisse de la puissance hydroélectrique sur Salon et Saint-Chamas (à temps d'utilisation de la puissance disponible en pointe et production annuelle constants)

Une contrainte sur la puissance électrique pourrait, par exemple, survenir dans le cas de limitations de turbinage en période de pointe. L'eau, stockée, est alors turbinée ultérieurement afin de diminuer les débits rejetés dans l'étang de Berre, à volume rejeté égal (diminution de l'effet « coup de piston »).

La courbe de charge $h(t)$ est modifiée ainsi (courbe en pointillés) :

⁷ 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.



Nous considérons ici que $t1 = t1'$.

Le coût d'une telle contrainte comporte deux composantes :

- a) une composante correspondant à une production plus importante d'électricité à partir du moyen de production utilisé à la marge : coûts de combustible et de fonctionnement de ce moyen de production ;

Cette composante $C_a(\Delta H)$ du coût $C(\Delta H)$ engendré par une baisse de la puissance totale hydroélectrique ΔH , à production V constante, vérifie :

$$C_a(\Delta H) = \int_0^{t2} e(t) * \gamma(t) dt = \int_0^{t1} \Delta H * \gamma(t) dt - \int_{t1}^{t2} e * \gamma(t) dt$$

Or, comme on est à production annuelle constante, les aires définies par les deux « parallélogrammes », entre $t=0$ et $t1$ et entre $t1$ et $t2$, sont égales.

Ainsi, $\Delta H * t1 = e * (t2 - t1)$.

$$\text{Donc } e = \frac{\Delta H * t1}{t2 - t1}$$

$$\text{Donc } C_a(\Delta H) = \Delta H * \int_0^{t1} \gamma(t) dt - \Delta H * \frac{t1}{t2 - t1} * \int_{t1}^{t2} \gamma(t) dt .$$

- b) une composante correspondant à l'investissement dans une puissance de pointe ΔH supplémentaire : les « coûts de référence » de la production électrique⁸ donnent un coût de construction d'une turbine à combustion de 300 €/kW pour un fonctionnement au fioul domestique ou au gaz naturel. En tenant compte d'un taux d'actualisation de 8 % et d'un taux d'anticipation de 3 % (permettant de tenir compte du renouvellement et de l'entretien de l'ouvrage), cet investissement de 300 €/kW correspond à une annuité A_{TAC} :

$$A_{TAC} = \frac{300}{\sum_{i=0}^{\infty} \frac{1}{(1 + 0.08 + 0.03)^i}} = 30 \text{ €/kW/an}$$

Donc le coût $C_H(\Delta H)$ engendré par une baisse de la puissance totale hydroélectrique ΔH , à production V constante, vérifie :

$$C_H(\Delta H) = \Delta H * \int_0^{t1} \gamma(t) dt - \Delta H * \frac{t1}{t2 - t1} * \int_{t1}^{t2} \gamma(t) dt + 0.03 * \Delta H$$

Avec :

- $C_H(\Delta H)$ = coût annuel d'une baisse de puissance à production annuelle et temps d'utilisation de la puissance maximale constants, en millions d'euros ;
- ΔH la baisse de puissance sur Salon et Saint-Chamas, en MW.

Application numérique

Afin de pouvoir calculer le coût d'une baisse de la puissance hydroélectrique, il convient de fixer des valeurs pour $t1$ et $t2$. A partir de la courbe de puissance moyenne interannuelle de Salon et Saint-Chamas (annexe I), on peut proposer des valeurs pour $t1$ et $t2$. Ainsi, $t1 = 1000$ h et $t2 = 7000$ h sont les valeurs retenues pour les applications numériques.

Les coûts annuels d'une baisse de puissance (à production annuelle et temps d'utilisation à puissance maximale constants) sont calculés pour différentes valeurs possibles de $t1$ et $t2$ (annexe II).

On obtient alors, pour $t1=1000$ h et $t2=7000$ h :

$$C_H(\Delta H) = \Delta H * 0.0645$$

Avec :

- $C_H(\Delta H)$ = coût annuel d'une baisse de puissance à production annuelle et temps d'utilisation de la puissance maximale constants, en millions d'euros ;
- ΔH la baisse de puissance sur Salon et Saint-Chamas, en MW.

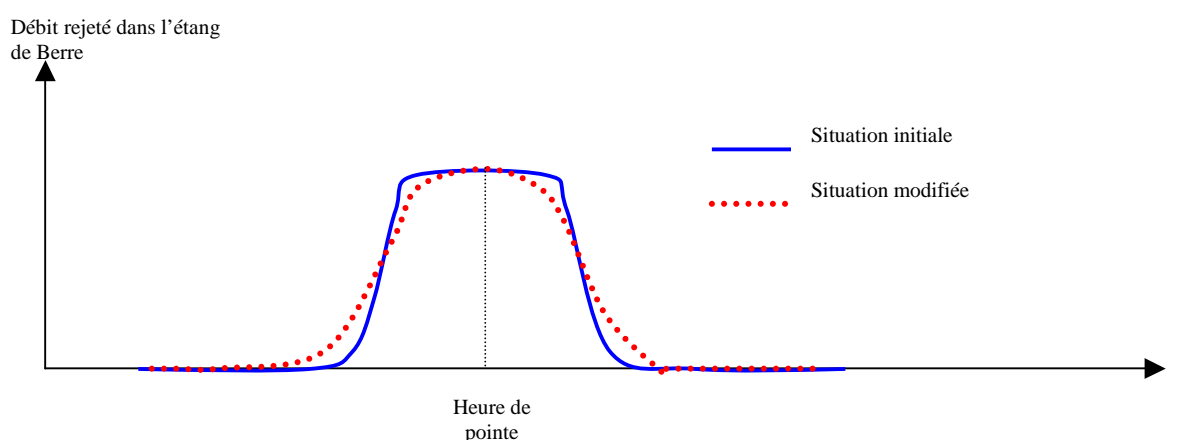
Par exemple, une baisse de puissance de 10 MW (sur une puissance totale installée de 240 MW) induit un coût annuel de 0.64 M€.

⁸ « Les coûts de référence de la production électrique », Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie, Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières, mai 1997

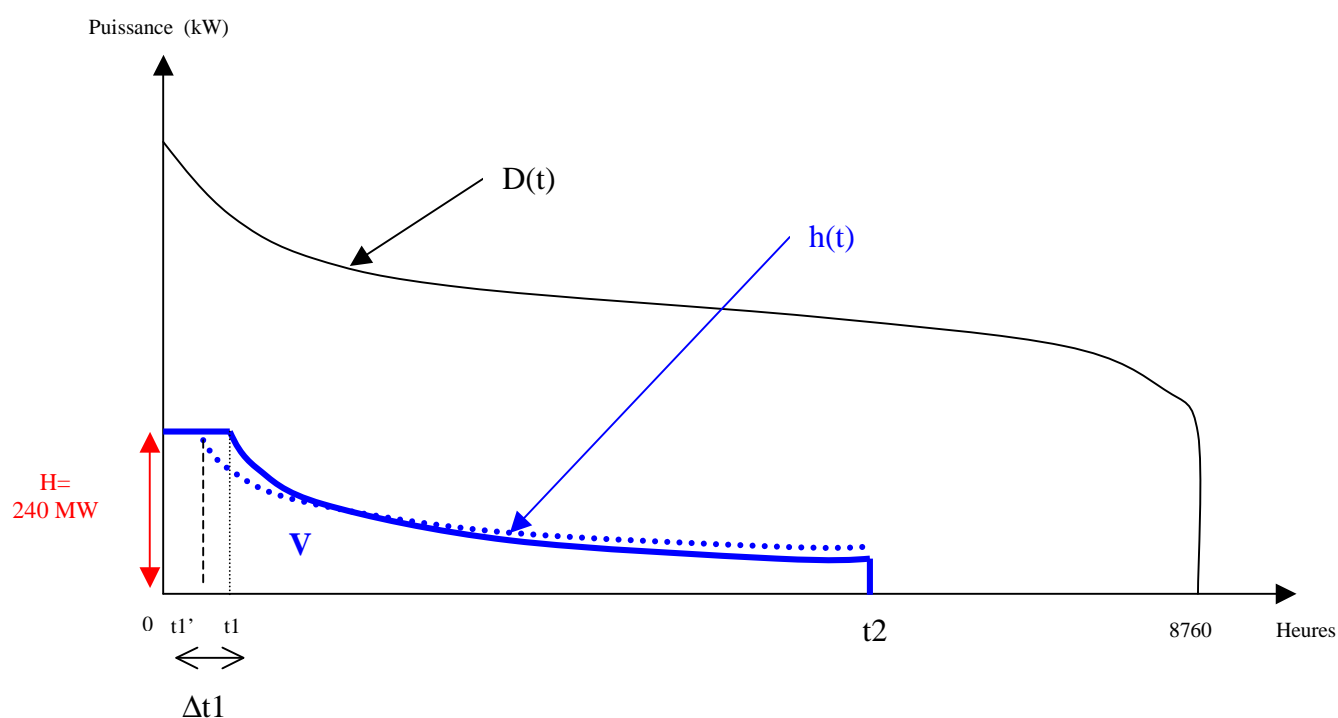
2. Coût annuel engendré par une baisse du temps d'utilisation de Salon et Saint-Chamas à pleine puissance (à puissance disponible en pointe et production annuelle constantes)

Une contrainte portant sur une baisse Δt_1 du temps d'utilisation de Salon et Saint-Chamas à pleine puissance pourrait par exemple survenir dans le cas où une baisse du temps t_1 s'avèrerait bénéfique pour la stabilité de l'écosystème de l'étang de Berre. Il semble en effet qu'une baisse de puissance seule soit trop coûteuse si l'on recherche une amélioration notable de l'écosystème de l'étang de Berre. Une combinaison de ΔH avec Δt_1 doit ainsi permettre d'obtenir une amélioration de cet écosystème à un coût moindre.

Cette situation peut consister en un report de turbinage d'une période de pointe sur une période plus « creuse », schématisé par les courbes suivantes représentant le débit rejeté dans l'étang de Berre autour d'une heure de pointe :



La courbe de charge $h(t)$ est modifiée ainsi (courbe en pointillés) :



Le coût $C(\Delta t_1)$ engendré par une baisse de la durée d'utilisation de la puissance totale hydroélectrique, à puissance maximale H et production V constantes, vérifie :

$$C_{t1}(\Delta t_1) = \int_{t_1}^{t_2} e(t)\gamma(t)dt$$

Avec $e(t)$ correspondant à la distance entre la nouvelle courbe de charge en hydroélectricité et l'ancienne, à l'instant t . Contrairement au cas précédent, dans ce cas $e(t)$ varie. Il est donc nécessaire de fixer l'équation de variation de $e(t)$ pour le calcul du coût.

Application numérique

Dans un but de simplification des calculs, nous nous attachons ici au calcul du coût annuel d'une baisse de 100 heures de la durée d'utilisation à pleine puissance de Salon et Saint-Chamas ($\Delta t_1=100$ h), à production annuelle constante, avec $t_1=1000$ h et $t_2=7000$ h.

Fixons $e(t) = \frac{h(t_1) - h(t_1 + \Delta t_1)}{t_2 - t_1} * [t_1 + t_2 - 2t]$. Cela correspond à une variation linéaire de $e(t)$, qui vérifie $e(t_1) = h(t_1) - h(t_1 + \Delta t_1)$, $e(t_2) = -e(t_1)$ et $e(\frac{t_1 + t_2}{2}) = 0$.

Alors :

$$C_{t1}(\Delta t_1) = \frac{h(t_1) - h(t_1 + \Delta t_1)}{t_2 - t_1} * \left[(t_1 + t_2) * \int_{t_1}^{t_2} \gamma(t)dt - 2 \int_{t_1}^{t_2} t\gamma(t)dt \right].$$

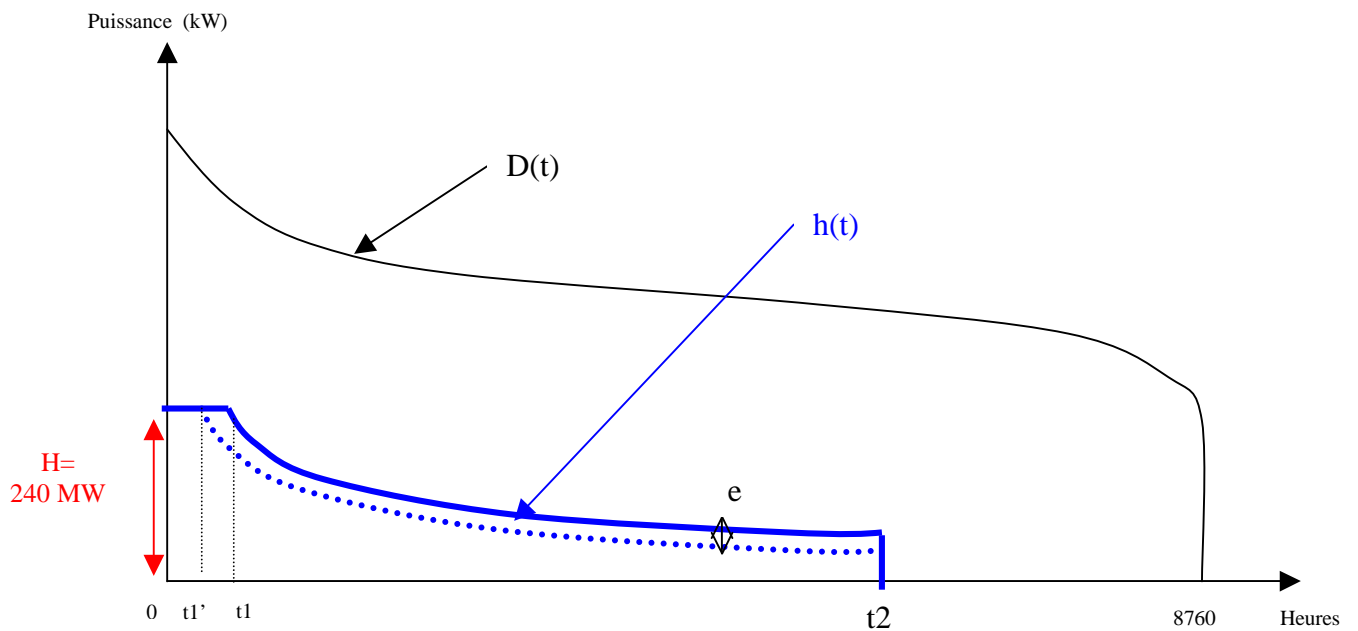
A partir des valeurs de γ calculées en II.3 et avec l'approximation que $h(t_1) - h(t_1 + \Delta t_1)$, soit $h(1000) - h(1100)$, vaut 25 MW (valeur lue sur la courbe de charge de Salon et Saint-Chamas de l'annexe I), nous en déduisons la valeur suivante :

$$C_{t1}(\Delta t_1=100 \text{ h}) \approx 0.1 \text{ M€}$$

3. Coût annuel engendré par une baisse de la production annuelle d'hydroélectricité via Salon et Saint-Chamas (à puissance et temps d'utilisation de la puissance de pointe constants)

Une contrainte sur la production annuelle d'hydroélectricité via Salon et Saint-Chamas pourrait par exemple survenir dans le cas de restrictions d'utilisation de centrales hydrauliques par un transfert des eaux dans le lit naturel de la rivière, uniquement en période « de base » (c'est à dire pour $t > t_1$).

La courbe de charge $h(t)$ est modifiée ainsi (courbe en pointillés) :



Le coût d'une baisse de production annuelle ΔV d'hydroélectricité est égal à :

$$\int_{t1'}^{t2} e(t) * \gamma(t) * dt$$

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

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

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

Application numérique

Avec l'hypothèse $t1 = 1000$ h et $t2 = 7000$ h, on obtient :

$C_v(\Delta V) = \Delta V * 0,0167$ (voir en annexe II les coûts liés aux autres valeurs de $t1$ et $t2$).

Avec :

- $C_v(\Delta V)$ = coût annuel d'une baisse de production annuelle à puissance maximale et temps d'utilisation de la puissance maximale constants, en millions d'euros ;
- ΔV la baisse de production annuelle sur Salon et Saint-Chamas, en GWh.

Donc pour une perte de turbinable annuelle de 360 GWh, $C_v(\Delta V) = 6$ M€.

4. Méthode tarifaire appliquée par EDF

On remarque que l'estimation sur les valeurs de $t1$ et $t2$ conduit à un résultat sensiblement inférieur à l'estimation du coût réalisée par EDF : la société estime sa perte de productible sur Salon et Saint-Chamas, consécutive au plan Barnier, à environ 360 GWh, et évalue la perte induite d'actif à long terme à 11,8 M€ par an.

EDF, pour l'évaluation du montant de préjudices subis, utilise 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 m³ d'eau (en c€/m³) : prend en compte le surcoût des autres moyens de production à partir du tarif vert (équivalent de γ) ;
- 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. Néanmoins, la « prime fixe » évoquée ci-dessus, n'est pas comptée dans l'ensemble de ce modèle :

- pour le coût engendré par une baisse de puissance disponible, cette prime est comptée en tant qu'investissement dans une puissance de pointe supplémentaire ;
- pour les coûts engendrés par une baisse de l'utilisation de la chaîne à puissance maximale et pour les coûts induits par une baisse de la production annuelle, toutes choses égales par ailleurs, cette « prime » n'est pas comptée. Or même si théoriquement, dans ces deux cas, un besoin en puissance supplémentaire n'est pas nécessaire (une puissance supplémentaire étant théoriquement disponible à n'importe quel moment hors période de pointe), 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. Ce coût supplémentaire s'ajoute aux surcoûts des autres moyens de production, calculés dans ce modèle.

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 l'utilisation de la chaîne à puissance maximale et du coût induit par une baisse de la production annuelle, les informations sur ces aléas étant difficilement exploitables. Le modèle proposé ici minimise donc vraisemblablement ces coûts.

Les hypothèses faites dans notre modèle de calcul de coût ne permettent pas de valider ni d'infirmer les chiffres proposés par EDF. Mais malgré la différence de résultat entre les deux approches, le modèle développé ici sera utilisé dans la suite de cet exercice de valorisation de l'amélioration de la qualité de l'eau sur l'étang de Berre.

5. Récapitulatif sur le coût de contraintes pour EDF sur l'étang de Berre

	Calcul théorique	Application numérique
Coût annuel engendré par une baisse ΔH de la puissance hydroélectrique sur Salon et Saint-Chamas (à temps d'utilisation de la puissance disponible en pointe et production annuelle constants)	$C_H(\Delta H)$ $=$ $\Delta H * \left[\int_0^{t1} \gamma(t) dt - \frac{t1}{t2 - t1} * \int_{t1}^{t2} \gamma(t) dt \right]$	$C_H(\Delta H) = \Delta H * 0.064$ <p>Avec :</p> <p>$C(\Delta H)$ en millions d'euros ; ΔH en MW.</p> <p>Par exemple,</p> $C_H(10 \text{ MW}) = 0.64 \text{ M€}$ <p>(NB : la puissance installée H sur Salon et Saint-Chamas est égale à 240 MW)</p>
Coût annuel engendré par une baisse $\Delta t1$ du temps d'utilisation de Salon et Saint-Chamas à pleine puissance (à puissance disponible en pointe et production annuelle constantes)	$C_u(\Delta t1)$ $=$ $\int_{t1 - \Delta t1}^{t2} e(t) \gamma(t) dt$	$C_u(\Delta t1 = 100 \text{ h}) = 0.1 \text{ M€}$ <p>(NB : le temps $t1$ annuel d'utilisation de Salon et Saint-Chamas à pleine puissance, hors contrainte, est estimé à 1000 h)</p>
Coût annuel engendré par une baisse ΔV de la production annuelle d'hydroélectricité par Salon et Saint-Chamas (à puissance et temps d'utilisation de la puissance de pointe constants)	$C_v(\Delta V)$ $=$ $\frac{\Delta V}{t2 - t1} * \int_{t1}^{t2} \gamma(t) dt$	$C_v(\Delta V) = \Delta V * 0.0167$ <p>Avec :</p> <p>$C(\Delta V)$ en millions d'euros ; ΔV en GWh.</p> <p>Par exemple, coût du plan Barnier :</p> $C_v(360 \text{ GWh}) = 6 \text{ M€}$ <p>(NB : l'énergie V produite à Salon et Saint-Chamas, en moyenne inter-annuelle hors contrainte, est estimée à 817 GWh)</p>

Coût total d'une contrainte « réelle » : $C(\Delta H, \Delta t1, \Delta V) = C_H(\Delta H) + C_u(\Delta t1) + C_v(\Delta V)$

IV. Quel objectif pour l'étang de Berre ? Eléments d'appréciation et esquisse d'analyse coûts - avantages

Les coûts étudiés précédemment ne sont, bien sûr, qu'un des éléments à prendre en compte dans la définition d'une stratégie pour l'étang de Berre, à mettre en regard des bénéfices environnementaux. On se penche donc ici sur une première approche coûts-avantages : sur la base de la modélisation des coûts d'une exigence environnementale sur la production hydroélectrique, on peut esquisser une méthode susceptible de déterminer le niveau « optimal » de modification des rejets d'eau douce dans l'étang de Berre, tenant compte des coûts et des avantages induits par cette modification.

Selon la mission de l'IGE, la fin de la décennie 1920-1930 peut être retenue comme date de référence : le statut écologique est qualifié de « pseudo-marin » ou encore de « lagunaire saumâtre ». C'est un statut de ce type qui peut être fixé comme objectif de « bon état écologique », « garantissant également une certaine relance de l'activité économique ». Mais « en pratique, il s'agit de concilier réhabilitation écologique et mise en valeur économique par les activités de pêche et de loisirs vis-à-vis desquelles ce milieu présente un intérêt tout particulier, tout en s'efforçant de préserver l'outil de production énergétique »⁹. Cet extrait du rapport sur la Durance justifie l'utilisation d'une analyse coûts-avantages intégrant le coût subi par EDF examiné précédemment, mais aussi les bénéfices pour l'écosystème (amélioration des fonctions environnementales), pour la pêche et les loisirs, afin de fonder économiquement quelque décision que ce soit sur l'étang de Berre. L'approche économique des bénéfices reste largement à développer. En première approche, on peut supposer que l'utilité collective, qui recouvre en l'espèce le bénéfice environnemental, est liée au niveau moyen de salinité de l'étang et à l'ampleur des chocs halins (nous ne tenons pas compte ici d'autres problèmes pouvant survenir sur l'étang de Berre, tels que les rejets d'eaux usées). Elle pourrait consister en la maximisation d'une fonction d'utilité collective du type :

$$U(S, \sigma) = \alpha * \frac{S}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S}{S_{\text{marin}}} \right) - \beta * \sigma^2 - \text{coût}(S; \sigma)$$

Avec :

- S = coefficient relatif à la salinité moyenne annuelle de l'étang¹⁰ ;
- S_{marin} = coefficient relatif à la salinité de la mer (environ 37 ‰) ;
- σ = coefficient relatif à la variation temporelle de la salinité, donc au « choc » halin ;
- α = valeur économique maximale, c'est à dire lorsque l'étang a un statut « halin marin », représentative de la valeur écologique, des usages récréatifs et de pêche ;
- β = coût unitaire d'une variation temporelle de la salinité (pour l'écosystème, les loisirs et la pêche) ;
- coût(S,σ) = coût subi par EDF en fonction des coefficients S et σ. Ce coût correspond au manque à gagner pour EDF, lié aux contraintes de turbinage permettant d'atteindre

⁹ « Rapport IGE » (août 2002)

¹⁰ Actuellement, l'étang souffre d'une alternance saisonnière marquée de la salinité, de 4 à 10 ‰ en hiver et 10 à 23 ‰ et plus en été, faisant de l'étang un estuaire à coin salé avec la présence d'une forte halocline en hiver et une lagunaire saumâtre en été. En 1916, la salinité moyenne au centre de l'étang était de 24 ‰. En 1961, après l'ouverture du canal de Marseille au Rhône, cette salinité était de 31-33 ‰.

la salinité moyenne S et la variabilité σ . Les coefficients S et σ sont fortement liés respectivement aux rejets annuels d'eau douce (donc à la contrainte sur la production annuelle ΔV d'hydroélectricité à travers Salon et Saint-Chamas) et à la variation temporelle de ces rejets (donc aux contraintes sur la puissance hydroélectrique ΔH et sur le temps d'utilisation à pleine puissance de Salon et Saint-Chamas, Δt_1). Il est donc vraisemblable que les coûts calculés dans ce document de travail puissent être approchés en fonction de S et σ , de même que la fonction d'utilité U puisse être approchée par une fonction de ΔV , ΔH et Δt_1 .

Une des difficultés principales réside dans la détermination des coefficients α et β .

S'agissant du premier, qui détermine la valeur qu'on est prêt à payer pour se rapprocher de la salinité marine, l'hypothèse faite consiste à considérer une valeur maximale de l'étang lorsque celui-ci a un statut « halin marin » strict de la mer ouverte - référence admise par les acteurs locaux (collectivités riveraines et pêcheurs). Ceux-ci se fondent notamment sur les activités de pêcheries autrefois très florissantes qui s'y étaient développées immédiatement après la seconde guerre mondiale, jusqu'à interruption de ce renouveau halieutique en 1957 pour des raisons de pollution excessive par les hydrocarbures.

Il apparaît également envisageable de « caler » une valeur de salinité optimale comparable à celle de l'étang de Thau (salinité de surface comprise entre 27 et 36 ‰) : cette lagune méditerranéenne présente les aspects d'une lagune « référence », étant remarquable d'un point de vue écologique, faunistique, floristique, conchylicole et piscicole. α pourrait alors représenter la valeur économique totale de l'étang de Thau (éventuellement modifiée, par exemple relativement à la différence de surface entre les deux étangs), qui est la deuxième puissance économique du département de l'Hérault après la viticulture.

Le paramètre β est encore plus délicat à « caler » car il doit refléter les effets des dommages liés aux chocs halins, ce qui recouvre deux enjeux de connaissance :

- le comportement des écosystèmes face à la variabilité de leur environnement ;
- l'estimation de la valeur des dommages correspondants.

Par ailleurs, les pressions sur l'étang ne résultent pas seulement de l'hydroélectricité, si bien que ces deux coefficients de valorisation des bénéfices ne sont pas indépendants d'autres paramètres, contrôlés par d'autres acteurs. Il est possible que malgré une amélioration des conditions de baignade et de pêche sur l'étang, ce dernier continue de souffrir d'une image d'étang « sale ». En effet malgré les améliorations notables au niveau de la pollution de l'eau par les hydrocarbures et les toxiques depuis 1971, cette image ne s'est que peu restaurée. Ces éléments devraient compléter le bilan proposé. L'explicitation d'un bilan de ce type, même centré sur hydroélectricité/biodiversité, est nécessaire pour être en mesure de comparer les différents projets en cours d'examen (voir en annexe VI un bilan de ces projets), dont les effets sur les différents termes de ce bilan semblent extrêmement différenciés.

V. Appréciation sur le montant des investissements à consacrer pour améliorer la qualité de l'eau dans l'étang de Berre

Dans la partie III, nous avons calculé le coût pour EDF d'une modification du volume d'eau douce rejeté dans l'étang.

Par ailleurs, nous avons établi dans la partie IV la forme de la fonction d'utilité collective associée à la variation de la qualité de l'étang de Berre induite par la gestion des centrales hydroélectriques de la chaîne de la Durance. De fait, une telle fonction comprend deux termes qui jouent en sens inverse :

- l'utilité retirée de la qualité de l'eau de l'étang de Berre, dépendante de la salinité de l'eau dans l'étang et de sa variabilité infra-annuelle ;
- les coûts pour EDF associés à l'obtention de cette qualité dans la mesure où une amélioration de la qualité actuelle se traduit, pour cet établissement, par des pertes d'exploitation.

Cette cinquième partie porte sur la spécification de la fonction d'utilité précédemment proposée. Celle-ci est obtenue en partant de deux hypothèses :

- Le fait que, lors de la mise en place du plan Barnier, un choix collectif ait pu être fait en fixant un niveau de contrainte à la chaîne hydroélectrique au profit d'une amélioration de la qualité du milieu constitue un événement révélateur des préférences collectives et des arbitrages - « qualité de l'eau » / « pertes hydroélectriques ». On peut donc faire l'hypothèse que ce choix constitue un optimum de la fonction d'utilité collective¹¹, toute autre spécification que celle du plan Barnier (moins de contraintes sur la production électrique et moindre qualité du milieu ou davantage de contraintes et qualité accrue du milieu) ayant procuré une utilité collective finalement inférieure. Un test de sensibilité permet d'apprécier l'influence de cette hypothèse sur les résultats finaux.
- La fonction d'utilité collective schématisant le mieux les arbitrages du plan Barnier peut être simplifiée par rapport à celle précédemment proposée. En effet, aucune exigence n'ayant été mise à cette époque sur la variabilité infra-annuelle de la salinité, il n'y a pas de révélation de préférence vis à vis de ce critère. La fonction d'utilité collective n'a donc pas ici de terme relatif à la variabilité infra-annuelle de la salinité.

Après cette étape, la fonction d'utilité ainsi spécifiée peut fournir un éclairage économique sur la pertinence des projets actuels visant à améliorer la qualité de l'étang de Berre (respectant l'objectif « zéro rejet, zéro contrainte pour EDF »).

Le raisonnement part du principe que l'utilité collective optimale obtenue à l'établissement du plan Barnier doit être maintenue dans les scénarios actuellement étudiés : les gains des projets, tant pour la valeur écologique de l'étang de Berre que pour la chaîne hydroélectrique, ne doivent pas être pénalisés par un coût de projet qui diminue l'utilité collective en-dessous de celle atteinte par le plan Barnier.

¹¹ Cette hypothèse signifie que l'utilité collective relative au plan Barnier est supérieure à toute autre utilité collective consécutive à des mesures portant sur la modulation des rejets d'eau douce dans l'étang de Berre par contrainte sur la production hydroélectrique. Ainsi, la mesure envisagée visant à canaliser l'eau douce pour la rejeter à la mer (« 0 rejet, 0 contrainte ») peut représenter une utilité collective supérieure à celle du plan Barnier. Ainsi, la partie V.2 propose de tester sous quelle condition la valeur de la fonction d'utilité pour le plan Barnier est inférieure à celle de la mesure « 0 rejet, 0 contrainte ».

1. Détermination de la fonction d'utilité

1.1. Spécification de la fonction d'utilité collective : estimation du paramètre α

Au moment de la mise en place du plan Barnier, aucune exigence n'a été imposée sur la variabilité infra-annuelle de la salinité. Il n'y a donc pas de révélation de préférence vis à vis de ce critère. On considère donc, dans la suite, une fonction d'utilité collective W n'ayant pas de terme relatif à la variabilité infra-annuelle de la salinité :

$$W(S) = \alpha * \frac{S}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S}{S_{\text{marin}}} \right) - \text{coût}(S)$$

On peut faire l'hypothèse que le plan Barnier a représenté une approche à dire d'expert pour fixer un niveau optimal de salinité moyenne annuelle dans l'étang (en limitant le volume annuel d'eau douce déversé par le canal usinier). Ceci revient à dire que la salinité moyenne annuelle qui maximise la fonction d'utilité W (c'est à dire pour laquelle $\frac{\partial W}{\partial S} = 0$) est celle issue du plan Barnier.

Ainsi, en notant la salinité issue du plan Barnier (S_{Barnier}), on a :

$$\frac{\partial W}{\partial S}(S_{\text{Barnier}}) = 0 = \frac{2\alpha}{S_{\text{marin}}} \left(1 - \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \right) - \frac{\partial \text{coût}}{\partial S}(S_{\text{Barnier}})$$

D'où

$$\alpha = \frac{S_{\text{marin}}}{2 \left(1 - \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \right)} * \frac{\partial \text{coût}}{\partial S}(S_{\text{Barnier}}) \quad (1)$$

Or $\text{coût}(S) = C_v(\Delta V)$ (ΔV étant la contrainte imposée à EDF permettant la salinité S , relativement au tableau III.4.).

Donc

$$\frac{\partial \text{coût}}{\partial S}(S_{\text{Barnier}}) = \frac{\partial C_v}{\partial S}(S_{\text{Barnier}}) \quad (2)$$

Avec, en utilisant les résultats du III, $C_v(\Delta V) = \Delta V * 0.167E-4$ (ΔV s'exprimant en MWh et $C_v(\Delta V)$ en M€).

ΔV représente la diminution annuelle de production hydroélectrique sur les sites de Salon et Saint-Chamas. Cette variation induit une variation ΔVol (s'exprimant en m^3) du volume annuel d'eau douce rejeté dans l'étang de Berre¹² via le canal usinier :

$$\Delta V = \Delta Vol * 0.266 * 10^{-3}$$

$$\text{Ainsi } C_v(\Delta V) = \Delta Vol * 0.266 * 0.167 * 10^{-7} = 4.4 * 10^{-9} * \Delta Vol .$$

¹² p.145 du « Rapport IGE »

Or, par rapport à la salinité moyenne d'environ 32 ‰ qui existerait dans l'étang sans les rejets EDF, la situation actuelle sous l'exigence environnementale liée au plan Barnier, c'est à dire avec rejet annuel de 2.1 milliards de m³ d'eau douce, conduit à une salinité moyenne d'environ 20 ‰. L'hypothèse faite que la variation de salinité soit linéaire en fonction des rejets d'eau douce conduit ainsi à poser :

$$\Delta S = \frac{32 - 20}{2.1 * 10^9} * \Delta Vol \quad \text{avec :}$$

- ΔS = augmentation de la salinité moyenne dans l'étang de Berre (en ‰)
- ΔVol = restriction imposée à EDF sur l'entrée d'eau douce via le canal usinier (en m³).

$$\text{Ainsi } C_V(\Delta V) = 4.4 * 10^{-9} * 2.1 * 10^9 * \frac{\Delta S}{12} = 0.77 * \Delta S$$

$$\text{Et } \frac{\partial C_V}{\partial S}(S_{\text{Barnier}}) = 0.77$$

Donc les équations (1) et (2) nous donnent :

$$\alpha = \frac{S_{\text{marin}}}{2 \left(1 - \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \right)} * 0.77$$

Application numérique n°1 :

$S_{\text{étang}} = 15$ ‰

$S_{\text{Barnier}} = 20$ ‰

$S_{\text{marin}} = 37$ ‰ (on considère ici que la valeur environnementale est maximale lorsque l'étang a un statut « halin marin »)

Alors $\alpha = 31$ M€ / an.

Application numérique n°2 :

$S_{\text{étang}} = 15$ ‰

$S_{\text{Barnier}} = 20$ ‰

$S_{\text{marin}} = 32$ ‰ (on considère ici que la valeur environnementale est maximale lorsque l'étang a un statut halin comparable à celui de l'étang de Thau)

Alors $\alpha = 33$ M€ / an.

Rappelons à ce stade que α représente la valorisation économique de l'utilité que la société accorde à voir atteindre à l'étang un statut « halin marin ». Cette valorisation économique positive (bénéfice) d'un état de l'environnement est généralement désignée sous le vocable d'aménité.

1.2. Recoupement de la valeur de α par d'autres sources d'estimation

La méthode utilisée précédemment a estimé l'aménité issue du statut « halin marin » par le biais de la spécification de la fonction d'utilité. Une autre méthode aurait consisté à recenser tous les bénéfices marchands ou non, issus d'un autre étang ayant un statut « halin marin » et à transférer cette valeur à l'étang de Berre. De fait, l'étang de Thau peut fournir un exemple satisfaisant pour un statut halin proche (32 %) : en considérant uniquement les activités marchandes, le chiffre d'affaire généré par les activités marchandes (pêche, tourisme, conchyliculture) sur cet étang est d'environ 45 M€ par an¹³, ce qui représente environ 23 M€ / an de valeur ajoutée directe.

En appliquant un transfert de cette valeur à l'étang de Berre, au prorata de la surface des deux étangs (l'étang de Berre a une surface double de celle de Thau), on obtient une aménité de 46 M€ par an uniquement pour les bénéfices marchands et dans le cas d'un statut halin de 32% . Néanmoins, il n'est pas évident qu'un tel transfert, au prorata de la surface, soit le plus pertinent : pour le tourisme et la conchyliculture, une surface deux fois plus grande d'un plan d'eau ne représente pas un potentiel deux fois plus grand. Pour ces activités, le potentiel apparaît d'avantage proportionnel à la circonférence des plans d'eau (les activités touristiques et conchylicoles étant regroupées sur la périphérie du plan d'eau). Un transfert de la valeur ajoutée de l'étang de Thau à l'étang de Berre au prorata du périmètre des deux étangs donne une aménité de 32 M€ par an.

A ce stade des calculs, on peut dire que les valeurs des aménités calculées sur l'étang de Berre sont du même ordre de grandeur (33 M€ en passant par la fonction d'utilité sur Berre, contre une valeur comprise entre 32 et 46 M€ en faisant un transfert de valeur marchande de l'étang de Thau à l'étang de Berre).

Néanmoins, l'estimation proposée par transfert de valeur à partir de l'étang de Thau correspond uniquement aux aménités marchandes, auxquelles il faudrait rajouter les bénéfices non marchands (usages récréatifs, valeur d'option et valeur patrimoniale) pour avoir une estimation des aménités potentielles totales α sur l'étang de Berre. Dans l'état actuel des choses, ces bénéfices non marchands ne peuvent pas être évalués mais il est vraisemblable que l'estimation par transfert de valeur aboutisse à une valeur totale relativement supérieure à celle obtenue par le biais de la fonction d'utilité sur Berre.

¹³ Evaluation monétaire du patrimoine naturel : pratiques et enjeux pour les espaces littoraux – application à l'étang de Thau, Université de Montpellier, 1992.

2. Utilisation de la fonction d'utilité pour le choix de projets sur l'étang de Berre

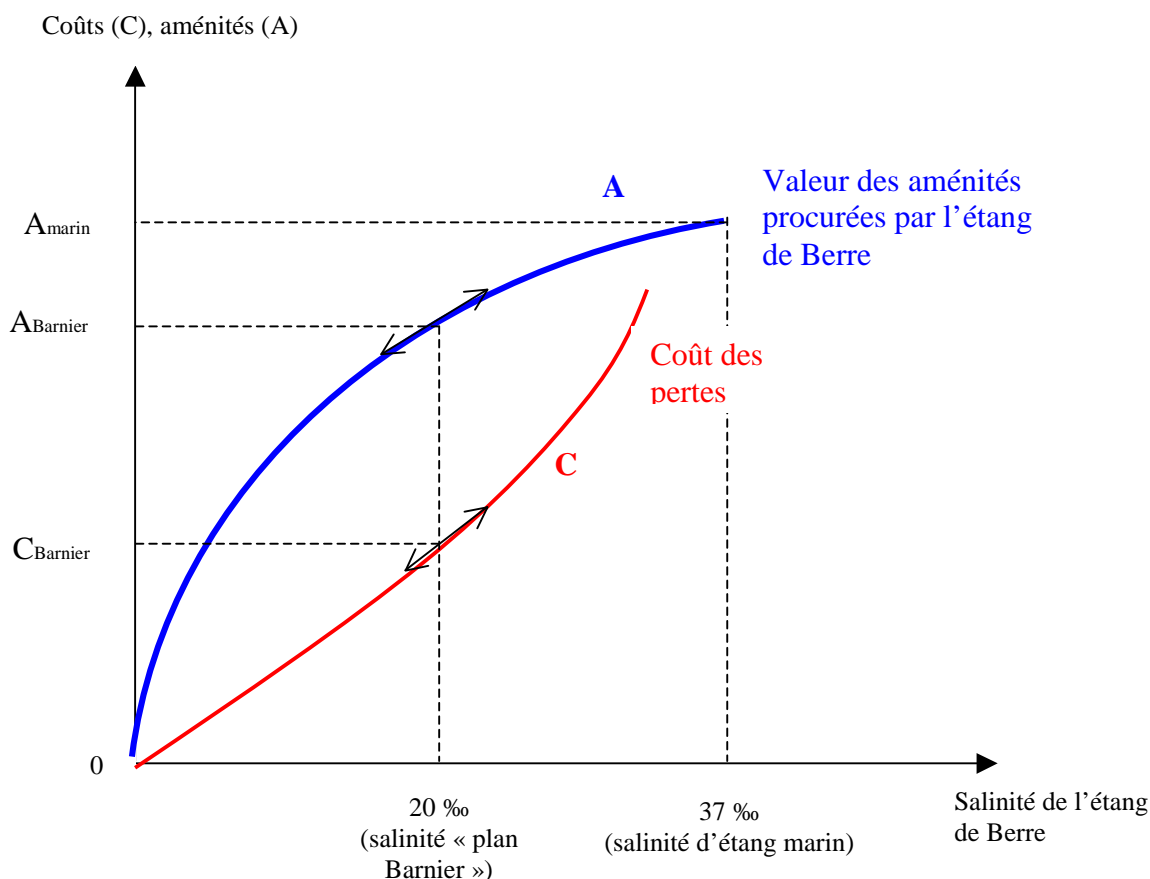


Figure 1 : courbes de valeurs d'aménités procurées par l'étang de Berre (usages récréatifs, pêche...) et de pertes hydroélectriques

Il s'agit maintenant de savoir combien il est envisageable de dépenser pour un projet qui permet de restaurer le fonctionnement de l'étang de Berre. Pour cela, on raisonne dans un contexte où :

- l'objectif de bon fonctionnement physique de l'étang peut se résumer par l'obtention d'une salinité moyenne annuelle adéquate (non prise en compte du terme $\beta \cdot \sigma^2$ dans la fonction d'utilité) ;
- il existe un seul instrument de pilotage des rejets d'eau douce, agissant sur le volume annuel rejeté (donc sur la salinité moyenne).

Dans ce contexte, le plan Barnier est optimal (c'est à dire, sur la figure 1, que $(A-C)$ est maximal au point de salinité $S_{\text{Barnier}} = 20 \text{ ‰}$, ou encore que $A'_{\text{Barnier}} = C'_{\text{Barnier}}$) et permet de révéler implicitement des préférences (révélées par un choix de volume rejeté autorisé de 2,1 milliards de m^3).

En réutilisant ces préférences, les coûts des projets qui permettent de respecter l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte pour EDF » sont –ils excessifs ou proportionnés aux avantages procurés ?

Considérons donc la valeur de l'utilité collective actuelle, sous respect du plan Barnier, avec $S_{\text{marin}} = 37 \text{ ‰}$:

$$- U_{\text{Barnier}} = \alpha * \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \right) - \text{coût}(S_{\text{Barnier}}) = 31 * \frac{20}{37} \left(2 - \frac{20}{37} \right) - 6 = 18 \text{ M€}/\text{an}$$

pour $\alpha = 31 \text{ M€}$ (valeur calculée à partir de la spécification de la fonction d'utilité : représente la borne inférieure, parmi les différentes valeurs possibles de α selon les méthodes d'évaluation)

$$- U_{\text{Barnier}} = \alpha * \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S_{\text{Barnier}}}{S_{\text{marin}}} \right) - \text{coût}(S_{\text{Barnier}}) = 46 * \frac{20}{37} \left(2 - \frac{20}{37} \right) - 6 = 30 \text{ M€}/\text{an}$$

pour $\alpha = 46 \text{ M€}$ (borne supérieure, calculée par transfert de valeur à partir de l'étang de Thau)

En outre la réalisation de l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte » (ayant pour conséquence une salinité moyenne $S_{0/0}$ voisine de 32 ‰), dont l'annuité issue de l'investissement et des coûts d'entretien est notée $\text{coût}_{0/0}$, induirait une utilité collective égale à :

$$- U_{0/0} = \alpha * \frac{S_{0-0}}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S_{0/0}}{S_{\text{marin}}} \right) - \text{coût}_{0/0} = 31 * \frac{32}{37} \left(2 - \frac{32}{37} \right) - \text{coût}_{0/0} = 30.4 - \text{coût}_{0/0}$$

pour $\alpha = 31 \text{ M€}$

$$- U_{0/0} = \alpha * \frac{S_{0-0}}{S_{\text{marin}}} \left(2 - \frac{S_{0/0}}{S_{\text{marin}}} \right) - \text{coût}_{0/0} = 46 * \frac{32}{37} \left(2 - \frac{32}{37} \right) - \text{coût}_{0/0} = 45 - \text{coût}_{0/0}$$

pour $\alpha = 46 \text{ M€}$.

Pour que l'utilité collective soit au moins aussi élevée après réalisation de l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte » qu'actuellement (sous respect du plan Barnier), il faut :

$U_{0/0} \geq U_{\text{Barnier}}$ c'est à dire :

- $\text{coût}_{0/0} \leq 30.4 - U_{\text{Barnier}}$ pour $\alpha=31 \text{ M€}$, soit $\text{coût}_{0/0} \leq 12.4 \text{ M€}$
- $\text{coût}_{0/0} \leq 45 - U_{\text{Barnier}}$ pour $\alpha=46 \text{ M€}$, soit $\text{coût}_{0/0} \leq 15 \text{ M€}$

(en d'autres termes, sur la figure 1, il faut : $\text{coût}_{0/0} \leq A_{\text{marin}} - A_{\text{Barnier}} + C_{\text{Barnier}}$).

Il est donc nécessaire que l'annuité issue de la réalisation de cet objectif soit inférieure à 15 M€ / an

En tenant compte d'un taux d'actualisation de 8 % et d'un taux d'anticipation de 3 % (permettant de tenir compte du renouvellement et de l'entretien de l'ouvrage), l'investissement I permettant la réalisation de l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte » doit donc être inférieur à :

$$I = 15 * \sum_{i=0}^{\infty} \frac{1}{(1 + 0.08 + 0.03)^i} = 15 * \frac{1}{1 - \frac{1}{1.11}} = 151 \text{ M€}$$

3. Test de sensibilité

Les calculs précédents sont liés à l'hypothèse suivante, énoncée dans la partie V : l'exigence environnementale liée au plan Barnier, permettant un taux moyen annuel de salinité de 20 ‰, constitue un optimum de la fonction d'utilité collective consécutive à des mesures portant sur la modulation des rejets d'eau douce. Il apparaît intéressant de tester la sensibilité des résultats précédents, lorsque l'on s'écarte de cette hypothèse. Cela revient à réitérer les calculs du V en modifiant le taux de salinité moyenne « optimal ». De manière arbitraire, des taux moyens annuels de 10 ‰ (ce qui revient à dire que le plan Barnier impose une exigence environnementale excessive en regard de l'utilité collective obtenue) et 30 ‰ (ce qui revient à dire que le plan Barnier impose une exigence environnementale insuffisante en regard de l'utilité collective obtenue) sont ainsi testés¹⁴. Le tableau suivant récapitule les résultats trouvés pour le calcul de l'investissement maximal permettant la réalisation de l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte », selon le taux de salinité moyen annuel optimal pour l'étang de Berre (au-delà de cet investissement, l'utilité collective de la mesure « 0 rejet, 0 contrainte » est moins élevée que celle de la mesure permettant le taux de salinité optimal) :

	Hypothèse : taux de salinité optimal = 30 ‰	Hypothèse : taux de salinité optimal = 20 ‰ (plan Barnier « optimal »)	Hypothèse : taux de salinité optimal = 10 ‰
Investissement maximum à consentir pour l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte »	27 M€	151 M€	409 M€

4. Conclusion

Avec l'hypothèse que le plan Barnier constitue un optimum économique collectif dans le champ des mesures portant sur une modulation des rejets d'eau douce, tout investissement supérieur à 151 M€ pour atteindre l'objectif « 0 rejet, 0 contrainte » ne serait ainsi pas compensé par les bénéfices qu'il génère :

- aménité issue d'une meilleure qualité de l'étang ;
- absence de coût pour EDF.

Du point de vue économique, il constituerait donc une régression par rapport à l'équilibre obtenu par le plan Barnier.

Le test de sensibilité de l'hypothèse d'optimum économique du plan Barnier fait ressortir que le facteur « taux de salinité optimal » influence grandement le résultat final. Mais malgré cette sensibilité à un facteur mal maîtrisé, l'investissement maximum reste compris dans une plage de valeurs inférieures aux coûts prévisionnels des projets de dérivation des rejets d'eau douce dans l'étang de Berre. Une certaine fragilité du résultat perdure cependant, du fait de la non-prise en compte de la variabilité infra-annuelle de la salinité dans la fonction d'utilité collective.

Si ces résultats ne restent néanmoins qu'une base de discussion, ils n'en constituent pas moins une première approche d'évaluation économique intégratrice des coûts et avantages pour la collectivité dans son ensemble. Le progrès de ce type de démarche ne peut que favoriser l'éclairage des décideurs publics en faveur de solutions exemplaires d'une démarche de développement durable.

¹⁴ Le détail des calculs, similaires à ceux de la partie V, sont détaillés en annexe VII

▶ ANNEXES