

Le rôle du géologue dans l'étude des projets de barrages

Pierre Antoine¹.

De tous les ouvrages de génie civil, les barrages sont ceux qui sollicitent de la façon la plus complexe et la plus complète le milieu naturel (sols, roches, eau) sur lequel ils sont établis. La géologie est donc un facteur capital dans l'appréciation des conditions de réalisation de ces ouvrages et le géologue doit être un partenaire à part entière des études. Pour mieux apprécier l'ampleur de la tâche il convient de rappeler les nombreux rapports entre l'ouvrage et le contexte géologique de son site.

Sollicitations exercées par un barrage sur son environnement naturel

Le barrage est généralement la pièce essentielle d'un ensemble d'ouvrages qui concourent non seulement à la création d'une retenue, mais aussi au fonctionnement de l'aménagement et à sa sécurité. Outre le barrage il s'agit, selon les cas, de la dérivation provisoire de la rivière lors de la construction, de la vidange de fond destinée à vider la retenue, de l'évacuateur de crues, de la prise d'eau destinée à prélever les débits selon les objectifs de l'aménagement, de l'usine hydroélectrique pour les barrages destinés à la production d'électricité. Ils peuvent être regroupés en une seule structure ou bien exister en ouvrages distincts. Dans ce dernier cas, ces ouvrages peuvent nécessiter la réalisation de tunnels ou d'excavations souterraines.

Pour ce qui est de la sollicitation du milieu naturel on distingue généralement :

- les **appuis du barrage** ou zone de fondation : le massif rocheux qui reçoit l'ouvrage est sollicité par le poids de ce dernier et par les efforts qu'il va exercer sous l'effet de la poussée de l'eau qu'il retient, particulièrement dans le cas des voûtes ;
- la **modification des conditions aux limites hydrauliques** du site : la présence de la retenue va modifier considérablement les gradients hydrauliques des écoulements préexistants. Ils s'expriment classiquement par le rapport de la hauteur d'eau retenue à la longueur du parcours des lignes de courant. Ils seront donc maximum au niveau du barrage, pouvant atteindre des valeurs considérables, de l'ordre de 10 (voire supérieures), dans le cas des barrages voûtes dont la largeur à la base est minimale par rapport aux autres types de barrages ! Il en résultera des problèmes hydrogéologiques (possibilités de fuites) ou hydrogéomécaniques concernant directement la stabilité de l'ouvrage (Malpasset par exemple) ;
- la fourniture des **matériaux de construction** : pour certains types d'ouvrages (digues en remblais) le volume de matériaux nécessaires peut être tout à fait considérable et se chiffrer en centaines de milliers ou en millions de mètres cubes ;
- les problèmes de « **risques naturels** » : la cote de la retenue variera en cours d'exploitation (marnage) avec des amplitudes et des fréquences variables selon les conditions climatiques et la finalité de l'aménagement. Ces fluctuations peuvent influencer négativement la stabilité des versants de la retenue. Une rupture de versant peut engendrer une véritable catastrophe comme à Longarone en Italie en 1961 (2000 morts). La création d'une retenue peut également avoir un impact sur le plan de la sismologie de zones sensibles. On connaît maints exemples d'essaim de séismes suivant la mise en eau de barrages. Un cas très bien documenté est celui du Hoover Dam aux USA (hauteur : 220 m) où, dans les quinze années précédant la construction, aucun séisme n'avait été enregistré. Un premier séisme se manifesta quatre ans après la construction, suivi de 6000 autres dans les dix années suivantes. Il ne faut enfin pas perdre de vue que la ruine d'un barrage (pour une raison quelconque) engendre une onde de submersion qui balaye la vallée en aval. C'est ce qui s'est produit à Malpasset en 1959 entraînant la mort de 421 personnes dans la région de Fréjus ;
- la **sédimentation dans la retenue** : le barrage, en interrompant l'écoulement de la rivière, provoque le dépôt de sa charge solide. Dans certains contextes, cela peut limiter la durée de vie économique de l'aménagement ou bien gêner, voire empêcher à terme le fonctionnement de certains ouvrages comme la vidange de fond ou la prise d'eau ;
- les **problèmes environnementaux** : la création d'une retenue entraîne de nombreuses perturbations tant en ce qui concerne l'impact visuel des travaux, l'impact sur les eaux superficielles, notamment leur qualité, que les impacts micro-climatiques, les effets sur la nature et le mode de dépôt des transports solides...

1. Membre du Comité technique permanent des barrages.
Courriel : antoine.pi@free.fr

Rôle du géologue

Si le rôle du géologue est essentiel au début des études de tout projet de barrage, il n'en n'intervient pas moins à toutes les phases de l'avancement du projet et aussi en cours de réalisation.

Les **études préliminaires** visent à rechercher les sites convenables pour un aménagement donné. De leur qualité dépend souvent celle des phases suivantes. Le géologue doit déceler les avantages et les défauts « géologiques » de chacun des sites examinés. Ceci se traduira soit par une élimination pure et simple, soit par l'orientation des études ultérieures vers le choix d'un type d'ouvrage ou de variantes adaptées aux conditions géologiques.

L'**avant-projet sommaire** (APS) a pour objet le choix du meilleur parti et une première estimation des coûts. Des variantes peuvent être étudiées, l'implantation des ouvrages est définie et les dessins de ceux-ci sont réalisés. Les levés géologiques concernent le site et, si possible (ou nécessaire), la cuvette de retenue. Ils doivent mettre en évidence les points délicats (inconnues géologiques) et s'appuyer sur des reconnaissances variées destinées à les éclaircir pour donner au projeteur un modèle géologique et géotechnique du site aussi proche du réel que possible. Les échelles vont donc de celles de la géologie générale à celle des dessins d'ouvrage, disons, en gros, du 1/10 000 au 1/1000.

L'**avant-projet détaillé** (APD) finalise toute la conception des ouvrages et débouche sur le dossier d'appel

d'offres (DAO) remis aux entreprises soumissionnaires. Le géologue intervient alors sur des points de détail nécessaires à une finalisation correcte du projet.

Le **suivi des travaux** par le géologue est indispensable. C'est à ce stade seulement que l'on a une vision complète du terrain grâce aux excavations, aux galeries d'injection et de drainage, ainsi qu'aux très nombreux sondages nécessités par la réalisation du voile d'étanchéité et du réseau de drainage. Des difficultés imprévues se révèlent souvent à ce stade, auxquelles il convient de parer rapidement pour respecter le programme des travaux.

Le tableau 1 récapitule les points principaux de l'étude géologique d'un site de barrage.

Réflexions générales

Ainsi exposé, le **rôle du géologue** apparaît tout à fait déterminant pour la réussite du projet d'ouvrage auquel il collabore. Il convient de noter que sa participation s'échelonne le plus souvent sur une assez longue période de temps, ce qui a parfois pour conséquence de rompre l'unité de la progression de la connaissance géologique : changement de partenaires, absence de synthèse et de bilan général dégageant nettement les acquis et les incertitudes qui restent à préciser. Seul un géologue suffisamment expérimenté peut jouer efficacement ce rôle de coordinateur afin de produire une synthèse géologique et géotechnique efficace, à l'intention du projeteur. Qu'il agisse pour le maître d'œuvre ou pour le

Thématique	Objectifs
Morphologie	- Élément majeur du choix du type d'ouvrage et du plan-masse de distribution des ouvrages annexes. - Moyen indirect de connaissance du sous-sol.
Lithologie	- Préalable à la compréhension des caractéristiques géotechniques des terrains. - Comportement relève de la mécanique des sols pour les terrains de couverture (altérites, etc.), de la mécanique des roches pour le substrat.
Structure	- Établissement du modèle géologique de la zone de fondation : architecture des terrains présents sur le site.
Hydraulique souterraine	- Détermination des aquifères et des circulations. - Estimation de l'étanchéité du site pour déterminer le traitement de la fondation pour y remédier et le dimensionnement des ouvrages correspondants, dont le système de drainage. - Évaluation de l'étanchéité de la cuvette et remèdes éventuels.
Matériaux de construction	- Sources de matériaux sur le site et au voisinage, en quantité et en qualité.
Stabilité des versants	- Identification des zones instables et des risques de partition de la retenue ou de submersion de l'ouvrage.
Étude sismique	- Estimation de l'accélération maximale à prendre en compte dans les calculs de stabilité du barrage, éventuellement pour la stabilité de certaines parties des versants de la retenue.
Estimation des transports solides	- Évaluation des volumes transportés : condition de la durée de vie économique de la retenue, et paramètre pour déterminer la position d'organes de sécurité comme la vidange de fond.

Tableau 1. Objectifs poursuivis par domaine d'étude géologique.

maître d'ouvrage, le géologue ne doit pas se défaire sur l'entreprise du soin de tirer les conclusions nécessaires pour les travaux.

La nécessité d'un **levé de détail précis**, à une échelle et sur un fond topographique appropriés, est la condition première de l'établissement d'un modèle géologique réaliste de la fondation. Pour accéder à la vision dans l'espace il est nécessaire de tirer du levé un certain nombre de coupes géologiques dont la présentation spatiale est bien facilitée par les moyens informatiques actuels, sans perdre de vue que, sans contrôle approprié, ceux-ci peuvent conduire à des incohérences.

Lors des opérations de levé, tous les détails peuvent avoir leur importance, même s'ils paraissent relever davantage de la géologie générale que des applications. Les qualités d'observation du géologue, valorisées par une solide culture de géologie générale, sont mises à contribution, mais il ne faut jamais perdre de vue qu'il s'agit de construire un barrage et non pas de faire un travail de science pure.

La **définition des travaux de reconnaissance** les mieux adaptés est la conséquence de ce qui précède. Ils sont destinés à lever les inconnues (lithologie, structure) mises en évidence par l'étude de surface et intéressant directement le projet. La connaissance tout à fait complète d'un site est généralement hors d'atteinte (temps et coût nécessaires) mais l'expérience professionnelle du géologue en matière d'investigations et de suivi des travaux, en dialogue permanent avec le projeteur, doit lui permettre de faire les bons choix.

Dans toute la mesure du possible, le choix des moyens d'investigation devrait revenir, *in fine*, au géologue et ne pas dépendre des moyens ou des préférences des entreprises sous-traitantes ; à tout le moins, il est souhaitable que le géologue soit consulté pour l'établissement des cahiers des charges correspondants. De même il ne doit laisser à personne d'autre le soin d'interpréter définitivement les résultats, car lui seul sait ce qu'il recherche pour établir le meilleur modèle géologique du site (niveaux repères par exemple). Ceci doit l'amener, notamment pour ce qui est des sondages et des galeries de reconnaissance, à relever lui-même les coupes, parallèlement à celles fournies contractuellement par les entreprises. Il en va de même pour les relevés des galeries diverses figurant au projet, qui doivent être effectués en cours de travaux.

Un volet important des reconnaissances est la **caractérisation géotechnique des terrains** sollicités par les ouvrages, par le biais d'essais *in situ* ou au laboratoire. Ces essais ne doivent mesurer que les grandeurs néces-

saires aux calculs du projeteur et non pas être fixés *a priori* ou parce que c'est l'usage. En ce qui concerne les essais *in situ*, leur emplacement doit être déterminé en concertation avec le géologue en fonction des contraintes d'établissement du modèle géologique et géotechnique de la fondation. Le calcul de stabilité du barrage peut imposer un type d'essai et une localisation précise s'il faut, par exemple, déterminer la résistance au cisaillement d'une couche géologique particulière, bien délimitée, ou d'un plan de fracture plus ou moins enduit de mylonite comme au site de Malpasset (cf. article "*Géologues*", n°125-126, pp. 88-91).

Si les études géologiques et géotechniques des fondations de barrage ont joué un rôle capital dans le développement de la mécanique des roches dans notre pays, il n'en reste pas moins que la caractérisation de la **résistance au cisaillement** d'un massif rocheux est quelque chose de délicat qui ne peut résulter d'essais spécifiques. En effet, les dimensions d'un barrage font que les volumes de massif rocheux intéressés par les sollicitations exercées par l'ouvrage sont importants. Il est juste, dans ces conditions, de parler de massif rocheux, le terme désignant, pour le volume considéré, la matrice rocheuse, le système de fractures qui l'affectent et les produits d'altération qui les accompagnent, sans oublier l'eau interstitielle.

Il n'existe aucun type d'essai qui permette de caractériser la résistance globale d'un tel ensemble. Tout au plus a-t-on pu déterminer les caractéristiques de résistance d'un plan donné en réalisant, à grands frais, en galerie, à l'aide de vérins, des essais de cisaillement direct sur des parallélépipèdes de roche, individualisés *in situ* et contenant le plan de faiblesse comme ce fut le cas, parmi d'autres, au barrage de Vouglans. On tend de plus en plus, à l'heure actuelle, à tourner la difficulté en utilisant des méthodes plus empiriques comme celle préconisée par Hoek et Bray. Celle-ci permet, en se basant sur des critères géologiques et sur des mesures simples telles que la résistance à la compression simple et le RQD (*Rock Quality Designation*), aisément mesurable sur des carottes de sondage, de construire des courbes intrinsèques du massif et, par conséquent, de connaître la cohésion et l'angle de frottement pour des valeurs particulières de la contrainte normale. Bien que cette méthode soit l'objet de réserves de la part des spécialistes de mécanique des roches (c'est en fait le problème général de la cotation des massifs rocheux - méthodes de Bieniawski et autres - qui est discuté) c'est, pratiquement, le seul moyen de résoudre le problème.

On peut regretter, à juste titre, que la cotation d'un massif rocheux ne reflète qu'une moyenne et ignore

fatalement les cas extrêmes susceptibles d'interpeller le projeteur. Là encore, le géologue peut être très utile pour un choix réaliste des paramètres à prendre en considération, notamment pour ceux concernant la description pétrographique de la matrice, sa fracturation et la présence d'eau, et juger de la valeur réelle d'une appréciation « moyenne » des caractéristiques du massif.

Les sondages de reconnaissance sont généralement le siège d'*essais d'eau* destinés à apprécier la perméabilité du massif rocheux. Il en va de même pour les forages d'exécution du voile d'étanchéité (au moins pour les sondages primaires). Il y aurait beaucoup à dire sur la pratique actuelle des essais d'eau et il s'agit là d'un domaine que le géologue doit contrôler de près. Un rappel de quelques réalités qui paraissent assez souvent perdues de vue de nos jours est nécessaire. Le type d'essai le plus courant pratiqué sur les massifs rocheux a été imaginé, au début des années 1930, par Maurice Lugeon, créateur à Lausanne de la « géologie des barrages » et dont l'exemple a été suivi à Grenoble par Maurice Gignoux et Reynold Barbier.

Confronté au difficile problème de la conception des écrans d'étanchéité des barrages, M. Lugeon mit au point l'essai que tout le monde connaît, à seule fin de comparer les capacités d'absorption de l'eau par les diverses parties du massif d'appui d'un barrage, ceci pour dimensionner correctement le voile d'étanchéité. Cet essai étant à finalité comparative, doit être réalisé dans des conditions standard, toujours respectées. Il estima, à l'époque, que l'on pouvait considérer le terrain comme étanche s'il absorbait moins de 1 litre par minute et par mètre de forage sous une pression de 10 bars (1Mpa). On considéra par la suite que cette valeur pouvait être considérée comme l'unité d'absorption et on lui donna le nom de son inventeur. C'est la fameuse unité Lugeon (UL).

On notera que, le diamètre du forage n'étant pas pris en compte (et par conséquent la surface absorbante pour une passe de longueur donnée), l'unité Lugeon ne peut être considérée comme une unité de perméabilité au sens Darcy du terme. Il en résulte que la valeur de 10^{-7} m/s, donnée généralement comme équivalence en perméabilité de l'unité Lugeon, n'est qu'une image et ne saurait être utilisée dans aucun calcul classique d'hydraulique souterraine.

L'existence de couloirs de fracturation majeurs concentrant les circulations peut rendre tout à fait fallacieux un modèle d'écoulement souterrain exprimé en courbes isopièzes. Or l'essai Lugeon, outre son intérêt hydraulique premier, est actuellement considéré, à juste titre, comme susceptible de donner d'utiles indications

sur le comportement du massif rocheux lors de la mise en pression hydraulique des fractures qui l'affectent, notamment lors du remplissage de la retenue. Cela nécessite une interprétation soignée s'appuyant sur les travaux de Sabarly et ceux de C. Louis précisés par Lombardi. Le géologue est encore le spécialiste le mieux placé pour cette approche.

L'enregistrement des paramètres de l'essai et le traitement informatique constituent assurément un progrès certain. Il y aurait encore beaucoup à dire sur cette question, mais cela sortirait du cadre du présent exposé ; ce qui précède montre en effet suffisamment que l'intervention du géologue est incontournable dans le contrôle de la réalisation de ces essais et de leur interprétation. Les résultats dépendent en effet trop de la nature de la fracturation et des conditions de l'essai pour que l'interprétation soit laissée à des personnes qui connaissent mal le terrain et ses subtilités. Ceci semble être un peu trop souvent perdu de vue à l'heure actuelle, y compris par certains géologues.

L'importance de l'*étude sismologique* n'est apparue officiellement que récemment avec la procédure PPI (plans particuliers d'intervention) concernant les établissements industriels ou les ouvrages susceptibles d'induire un risque pour les populations avoisinantes. En ce qui concerne les barrages, les maîtres d'ouvrage doivent produire une étude relative à l'onde de submersion en aval (en cas « d'effacement » de l'ouvrage) - ce qui est hors de notre propos - et aux risques induits par la stabilité des rives et la sismicité au site. Les secousses sismiques, en tant que facteur de risque, intéressent directement les barrages quant à leur stabilité (prise en compte des accélérations sismiques dans les calculs de stabilité), aux dégâts qui peuvent être causés à la structure, au déclenchement d'instabilités présentes (ou potentielles) dans les versants de la retenue.

Les barrages en béton sont très peu sensibles aux séismes. On ne connaît dans le monde aucun ouvrage de cette nature qui ait été détruit ou même sérieusement endommagé par les séismes les plus violents. Il n'en va pas de même pour les barrages en remblai dont certains ont subi de très sérieux dégâts. Ce n'est pas le cas en France, caractérisée, sauf en quelques secteurs bien connus, par une sismicité faible. Toutefois, dans notre pays, si des études récentes montrent que les accélérations que l'on peut attendre sur un site donné sont plus fortes que celles prises en compte lors de l'étude initiale du projet, le calcul de stabilité devra être repris.

La méthode actuelle d'évaluation de l'aléa sismique vise à définir un séisme de référence ou MCE (*Maximum*

Credible Earthquake) et procède par étapes :

1. analyse de sismicité historique et instrumentale ;
2. élaboration d'un modèle tectonique ;
3. synthèse sismo-tectonique ;
4. évaluation du niveau de l'aléa sismique.

Le géologue est directement concerné par les points 2 et 3, soit qu'il participe lui-même à l'évaluation de l'aléa sismique, soit qu'il en contrôle les résultats. L'approche géologique est en effet reconnue indispensable et procède par examen de documents existants, notamment, en France, les cartes géologiques aux échelles classiques du 1/50 000 au 1/1 000 000. Cette analyse a pour but d'établir, pour un site donné, quelles peuvent être les zones sources à prendre en considération. Le diagnostic doit être conforté, dans toute la mesure du possible, par l'identification de l'activité récente de certaines des failles cartographiées dans la région.

Il faut reconnaître que les géologues ne sont que rarement entraînés à ce type de recherche, laquelle met en œuvre des techniques très diverses, comme des coupes minutieuses dans des formations quaternaires ou la recherche d'anomalies morphologiques de détail. Il est fait largement appel aux techniques de photo-interprétation couplées à des contrôles de terrain très soigneux.

La suite de la démarche visant à estimer les accélérations engendrées par le séisme de référence, ne concerne que partiellement le géologue. Cela fait appel, en effet, à un ensemble de corrélations empiriques permettant de passer des intensités (quant on ne dispose pas d'autre information) aux magnitudes et des magnitudes aux distances focales et au spectre de réponse du mouvement sismique. L'incertitude sur les résultats obtenus est au moins aussi grande que celle que les tenants des « sciences dures » reprochent généralement à la géologie.

Conclusion

Le rôle de la géologie pour l'étude et la réalisation d'un barrage apparaît donc très important, même s'il ne peut être placé sur le même plan que celui du projeteur qui conçoit, calcule et prépare les plans. À Malpasset, les enquêtes postérieures à la catastrophe ont bien montré que le dessin du barrage en lui-même ne pouvait être incriminé pas plus que le travail de l'entreprise. À Longarone, autre catastrophe, la voûte a supporté sans dommage le déferlement d'une lame d'eau d'une épaisseur comprise entre 50 et 100 m ! Dans les deux cas, on peut ainsi dire que les projeteurs avaient fait du bon travail.

Malheureusement ils n'avaient pas suffisamment

accordé d'importance à la géologie, au site même, à Malpasset, dans son environnement immédiat, à Longarone. La leçon, cher payée, a du reste été bien comprise et les études géologiques et géotechniques dans les projets ont, depuis, pris la place qu'elles méritent. Il reste que les approches scientifiques du géologue et du projeteur sont bien différentes. Le géologue est un naturaliste qui procède par observation, comparaison et déduction, car il étudie un milieu hétérogène et anisotrope dont il sait qu'il a peu de chances de prévoir tous les détails et leurs conséquences. Il est donc, forcément, plutôt probabiliste. Le projeteur, lui, calcule en appliquant des formules et des méthodes rigoureuses. Il est donc plutôt déterministe. Accorder les deux types de raisonnement n'est donc pas toujours évident. La meilleure solution est donc d'établir très tôt un dialogue entre les deux spécialistes, ce qui exige que l'un et l'autre connaissent leurs impératifs et les difficultés qu'ils doivent surmonter.

Pour ce qui est du géologue, cela impose une formation particulière. Il doit avant tout être un excellent praticien généraliste de la géologie de terrain. Tous les sites étant différents, il doit être à même de déchiffrer tous les contextes lithologiques et structuraux, ce qui exige une très solide formation géologique de base et un sens aigu de l'observation, doublé d'un solide esprit critique et de la faculté de se poser les bonnes questions. Un jugement dogmatique est à éviter tout particulièrement. Parallèlement, il doit connaître suffisamment les ouvrages (solicitations exercées sur le terrain, problèmes de stabilité, conditions de réalisation...) ainsi que les travaux. Il lui faut avoir de bonnes connaissances en mécanique des sols et des roches, ainsi qu'en hydraulique souterraine.

En France, un tel cursus n'est donné, en formation initiale, que dans un nombre restreint d'écoles d'ingénieurs et pratiquement jamais à l'université. Les géologues universitaires sont assez souvent mieux préparés pour le travail sur le terrain, mais peu, voire pas du tout, pour les disciplines annexes que nous avons mentionnées. Mais, en fait, le principal handicap des formations universitaires est qu'elles visent l'excellence dans le domaine théorique et considèrent souvent les applications comme hors de leurs objectifs. Ce travers semble s'accroître à mesure que le temps passe. On en arrive ainsi malheureusement au fait, qu'en matière de « géologie des barrages » demandant surtout le sens du concret, les employeurs éventuels vont chercher à l'étranger les profils qui leur conviennent, ce qui est tout de même un comble quant on connaît le nombre de nos étudiants en géologie qui sont à la recherche d'un travail.

Les microcentrales hydroélectriques en France : le point de vue d'Électricité autonome de France (EAF)

La Rédaction¹.

Rappel historique

Avant la création d'Électricité de France (EDF), il existait des producteurs-distributeurs d'électricité d'origine hydraulique. Ceux-ci étaient investis d'une mission de service public et, à ce titre, soumis à une réglementation stricte. La loi du 16 juillet 1935, qui se traduisait par une diminution du prix de vente de l'électricité, a provoqué une levée de boucliers et conduit producteurs et distributeurs à se regrouper au sein du Syndicat professionnel des petits et moyens producteurs et distributeurs d'énergie électrique, de gaz et d'eau (PRODISERGE).

Avec la loi du 8 avril 1946 nationalisant l'électricité, les producteurs sont dépouillés de leur activité de distribution. En outre, il n'y a pas obligation d'achat de l'électricité produite et l'on ne peut construire de centrale de puissance supérieure à 8 MW. Il reste alors 305 centrales privées ainsi qu'un certain nombre de distributeurs (Régies et Sociétés d'intérêt collectif agricole d'électricité, SICAE).

La création de PRODISERGE n'a pas toutefois apaisé les débats entre producteurs, ce qui a conduit certains d'entre eux à faire dissidence et à créer un autre syndicat, la SNAPRADEL, en 1952. Trois ans plus tard, par décret du 20 mai 1955, l'obligation d'achat de l'électricité, par EDF ou des distributeurs non nationalisés, est instaurée, avant d'être supprimée par arrêté du 7 mai 1968. En 1970, ce sont les tarifs d'achat qui sont remis en question, entraînant des négociations que chacun des deux syndicats mène à sa guise. En 1984/85, en plus des négociations tarifaires, le vote de la loi sur la pêche conduit au mouvement inverse de celui de 1952, c'est-à-dire au bien fondé de se regrouper. Électricité autonome de France (EAF) est ainsi constituée en février 1985.

Le regroupement durera 10 ans avant de se scinder à nouveau en 1995 conduisant à la création du Groupement des producteurs autonomes d'électricité (GPAE) dans lequel se retrouvent certains gros exploitants du groupe Suez notamment (Électrabel, CNR...). Actuellement, il existe donc trois syndicats : EAF ; GPAE et Ecowatt².

Cette évolution traduit principalement la difficulté à faire coexister des gros exploitants et des petits et

surtout à se faire reconnaître comme partenaire à part entière dans le bouquet énergétique national, surtout si l'on considère que la production de la totalité des microcentrales de France représente l'équivalent d'une tranche de centrale nucléaire de dernière génération (1 450 MW).

Producteurs et centrales

On compte de l'ordre de 2000 microcentrales opérationnelles sur le territoire, dont environ 1500-1600 pour la petite hydraulique privée. Pour EAF, cela représente environ 700 membres adhérents, dont la plupart possèdent une microcentrale et, exceptionnellement, jusqu'à 5 ou 6. Les secteurs de production sont les grands massifs montagneux (Vosges, Alpes, Massif central, Pyrénées) et quelques grandes rivières (Lot, Tarn, Aveyron...); il y a très peu d'installations dans le bassin de Paris. Comme suite à la loi de 1946, les producteurs avaient obligation de limiter la puissance de leur installation à 8 MW ; on considère aujourd'hui que, sans cette restriction, 300-400 MW de plus auraient pu être installés sur les mêmes sites. Classiquement, l'investissement d'une microcentrale représente 1200 à 1500 euros par kW installé et, avec une centrale de 2 MW, on peut s'assurer un revenu suffisant pour vivre, à condition que le prix d'achat du courant soit correct.

On distingue deux types de centrales : haute chute et basse chute, ce dernier terme étant préférable à celui de « au fil de l'eau » ; les réservoirs ou éclusées sont interdits aux producteurs privés. Dans tous les cas, il faut amener l'eau à la centrale : cela se fait par une canalisation, avec un différentiel d'altitude atteignant 100 m et plus, pour une centrale de haute chute, ou par un canal d'aménée (50 m à 2-3 km) pour une centrale de basse chute. Il existe aussi des usines installées directement en pied de barrage. Le type de turbine varie selon le type de centrale : turbine Pelton à augets pour la haute chute, turbines Kaplan (forme d'hélice de bateau) ou Francis (roue à volets) pour la basse chute.

Les producteurs couvrent un éventail très large, depuis le petit propriétaire jusqu'au grand groupe industriel, en passant par l'héritage patrimonial, l'investisseur de profession libérale ou le producteur passionné. Toutefois, celui qui veut gagner sa vie avec une microcentrale, doit maintenant adopter une attitude industrielle, en rai-

1. Remerciements à Anne-Mary Roussel, Délégué général, et Daniel Soreau, Président (EAF) pour leur aide dans l'élaboration de ce texte.

2. Voir contacts en fin d'article.

son des contraintes multiples qui pèsent sur ce type d'opération : techniques, réglementaires, commerciales (tarifs), etc. Depuis une vingtaine d'années, la situation est largement bloquée et il ne se construit ou ne se réhabilite que quelques centrales chaque année. Rien d'étonnant dans un tel contexte à ce qu'il faille couramment 7 à 10 ans pour renouveler une autorisation de production et 3 à 5 ans pour bénéficier d'un raccordement au réseau. Entre temps, toutes les microcentrales se sont modernisées et se sont équipées de passes à poisson, certaines, de passes à canoës lorsque le contexte le justifiait. Manifestement cela n'a pas suffi.

Évolution de la réglementation et des tarifs

Réglementation

Nous ne reviendrons pas sur les législations de 1935, 1946, 1955 et 1968 pour lesquelles nous renvoyons au paragraphe historique. La loi du 15 juillet 1980 et son décret d'application du 15 avril 1981 relèvent le seuil concessible. Ainsi, jusqu'à 4 500 kW, seule une autorisation préfectorale est nécessaire pour installer une centrale ; au-delà de 4500 kW, une concession est requise. Dans tous les cas, toute demande d'autorisation est soumise à enquête publique et doit comporter une lourde étude d'impact.

Les démarches à suivre ont été précisées (ou compliquées) par la loi du 3 janvier 1992 sur l'eau et les décrets d'application des 29 mars 1993 et 6 novembre 1995. La complexité vient du fait que les procédures diffèrent sensiblement selon que l'on applique le décret de 1993 ou celui de 1995. Les services instructeurs sont la direction départementale de l'Agriculture et de la Forêt pour les cours d'eau non domaniaux, la direction départementale de l'Équipement pour les cours d'eaux domaniaux et le service de la Navigation pour les cours d'eau navigables.

La loi de 1980 a une autre conséquence lourde, l'interdiction de nouvelles installations sur de nombreux cours d'eau. Cette interdiction est confirmée par une dizaine de décrets d'application qui touchent tous les départements potentiels. Une démarche, engagée par EAF auprès du Conseil d'État, n'a pas permis de revenir sur ces décrets.

Raccordement au réseau

Le raccordement au réseau (20 000 volts) se heurte systématiquement au manque d'empressement des autorités et d'EDF, qui soulève des questions de renforcement du réseau ou de périmètre de tarification. La stra-

tégie syndicale actuelle s'efforce de faire se superposer les délais d'autorisation pour la centrale et ceux du raccordement, le total pouvant atteindre jusqu'à 7 ans. En tout état de cause, la construction ne démarre qu'une fois l'autorisation de raccordement obtenue.

Tarifs

Pour toutes les centrales construites avant 2000, c'est le tarif de 1997 qui s'applique. Le plus souvent, c'est le tarif « 2 prix » qui est choisi par l'exploitant de la centrale, soit, pour 2004 : 7,570 centimes du kWh en hiver et 3,044 centimes du kWh en été. L'exploitant peut aussi choisir un tarif « 4 prix » (hivers pleines et creuses, été pleines et creuses), voire « 5 prix » avec un tarif hiver pointe en plus.

Pour les centrales construites depuis la loi de 2000, la tarification comporte les mêmes rubriques avec un tarif « 1 prix » en plus. Pour un tarif « 2 prix », les chiffres sont : 7,956 centimes le kWh en hiver et 4,209 centimes en été.

Ouverture du marché

La loi de 2000, qui transpose la directive européenne de 1996 sur l'ouverture du marché de l'électricité, a été complétée et modifiée en 2003. Dans ce cadre législatif, il y a obligation d'achat de l'électricité des centrales ne dépassant pas 12 MW, à « des conditions arrêtées par le ministre chargé de l'énergie ». Les surcoûts éventuels des prix d'achat de l'électricité sont compensés à l'acheteur par la contribution aux charges du service public de l'électricité (CSPE). Pour l'hydraulique, comme pour les autres formes d'électricité renouvelables, les tarifs ont été fixés en fonction des coûts de référence de la filière concernée.

Parallèlement, en septembre 2001, une directive européenne a été adoptée par le Conseil et le Parlement européen, directive relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Elle fixe un objectif d'électricité d'origine renouvelable d'ici à 2010 de 21% de la consommation intérieure.

On pourrait croire que ces dispositions législatives clarifient et renforcent le système, d'autant qu'elles prévoient *in fine* qu'à l'horizon 2010 tous les pays européens devront produire 21% de leur électricité à partir de sources renouvelables. Même si l'on additionne l'hydroélectricité, l'éolien et le solaire, on voit malheureusement mal la France respecter cette échéance, ce qui signifie que les contraintes actuelles pesant sur l'hydroélectricité ont peu de chances d'être allégées et donc que le rythme annuel

de construction de microcentrales nouvelles a peu de chances de croître.

Restent les négociations sur la tarification qui sont une nouvelle fois mises à l'épreuve par la loi du 9 août 2004 dont l'article 33 stipule que le renouvellement de l'obligation d'achat n'est pas obligatoire. Sauf remise en cause de cette disposition, les microcentrales risquent de ne pas poursuivre leur activité au-delà de 2012. Face à cette épée de Damoclès, les exploitants, même rassemblés syndicalement, sont dispersés sur tout le territoire, ce qui rend difficile des négociations groupées avec un acheteur de courant. En outre, la contractualisation avec EDF est traditionnelle et il est difficile de modifier brutalement cette pratique.

Pour l'immédiat, le combat syndical porte sur le plan juridique. Afin de porter le débat au niveau de tous les acteurs, l'EAF organise des assises du 17 au 19 octobre 2005, à Aix-en-Provence.

Contacts

Électricité autonome française (EAF) :

Centre d'affaires La Boursidière, BP 48
92357 Le Plessis-Robinson
Tél. : 01 46 30 28 28. Fax : 01 46 30 52 63
Président : Daniel Soreau
Délégué général : Anne-Mary Roussel
Courriel : amroussel@federation-eaf.org
Site internet : www.federation-eaf.org

Groupement des producteurs autonomes d'électricité (GPAE) :

66 rue La Boétie, 75008 Paris
Tél. : 01 56 59 91 24. Fax : 01 56 59 91 23
Courriel : gpae@infonie.fr
Président : Henri Naacke
Délégué général : Olivier Roussel.
Courriel : gpae@gpae.fr
Site internet : www.gpae.com.fr

Ecowatt :

14, rue Casalis 64000 Pau
Tél. : 05 59 32 50 64. Fax : 05 59 32 89 34
Président : Maurice Morello
Courriel : syndicat@syndicatecowatt.fr

La petite hydroélectricité et l'avenir

Henri Naacke¹.

Présentation

Le principe général de fonctionnement d'une petite centrale hydroélectrique (PCH) consiste à transformer l'énergie potentielle d'une chute d'eau en énergie mécanique grâce à une turbine, puis en énergie électrique au moyen d'un générateur. La petite hydraulique (PHE) se caractérise par des installations de production capables de développer une puissance électrique de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts, à partir de chutes d'eau de quelques mètres (turbine Kaplan) à plusieurs centaines de mètres de hauteur (turbine Francis ou Pelton), pour un débit de quelques centaines de litres à quelques dizaines de mètres cube par seconde (Photos 1 à 7).

En France, sont considérées comme PCH les usines de puissance inférieure ou égale à 12 MW. En Europe, on considère comme PCH les ouvrages de puissance inférieure ou égale à 10 MW. Hors des frontières de l'Union européenne, la limite est plutôt de 15 MW, voire plus.

La PHE repose sur un potentiel significatif. Elle possède de nombreux atouts, tant économiques, environnementaux que sociaux, qui lui permettent de répondre au développement durable des nations. Son potentiel n'est pas limité, contrairement à ce qui est annoncé souvent par certains de ses détracteurs dans les pays industrialisés.



Photo 1. Vue d'ensemble d'un site de microcentrale : centrale de basse chute des Couscouillets à Villelongues, 65 (droits réservés).

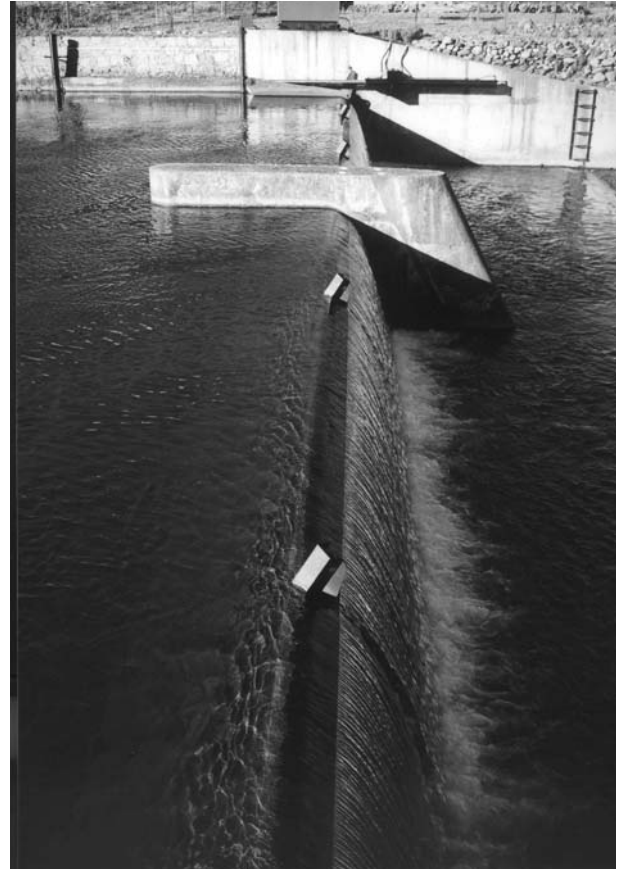


Photo 2. Barrage déversant de la centrale des Couscouillets à Villelongues, 65 (droits réservés).

Un potentiel industriel significatif

Un parc non négligeable

En 2000, avec une production mondiale estimée à plus de 148 TWh, pour une puissance installée de 30 GW, la PHE représente 1% de la production mondiale d'électricité et 5,4% de celle générée par la grande hydraulique. Modestes, ces contributions s'inscrivent à la hausse puisqu'elles ne dépassaient pas respectivement 0,8% et 4,8% en 1990. Au cours de la dernière décennie écoulée, la PHE a crû plus vite (3,1% par an en moyenne) que la production mondiale d'électricité (1,4%) et que la grande hydraulique (2%). La production est répartie très inégalement sur le globe : la Chine vient largement en tête, suivie par les pays industrialisés d'Europe de l'Ouest, d'Australasie et d'Amérique du Nord.

1. Président du Groupement des Producteurs Autonomes d'Énergie hydroélectrique (GPAE).
66 rue La Boétie 75008 Paris – Tél. : 01 56 59 91 24. Fax : 01 56 59 91 23. Courriel : gpa@gpae.fr. Internet : www.gpae.fr



Photo 3. Canal d'aménée de la centrale des Couscouillets à Villelongues, 65 (droits réservés).

L'Union européenne compte plus de 17 400 PCH représentant une puissance de 12,5 GW. Leur production annuelle est de plus de 50 TWh, ce qui représente 1,7% de la production totale d'électricité de ces pays et 9,7% de la production totale hydraulique. En Europe de l'Ouest, les principaux producteurs sont l'Autriche, la France, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne, la Suède, la Suisse et la Norvège.

En France, on compte environ 1730 PCH de moins de 8 MW, dont 1430 appartiennent à des producteurs indépendants et 300 à EDF et à de grandes compagnies privées d'électricité. Elles représentent une capacité installée de 2020 MW, soit l'équivalent de 2 tranches de centrale nucléaire. Leur production annuelle est de 7 à 7,5 TWh, soit 1,5 % environ de la production électrique nationale et 10 % de la production électrique d'origine hydraulique.

Une énergie maîtrisée

Les technologies sont bien maîtrisées, fruit d'un savoir-faire industriel acquis depuis plus d'un siècle. L'expérience des producteurs et des constructeurs français

est un atout majeur pour contribuer au développement de la PHE aussi bien en France qu'à l'international. La filière française fait appel à une main d'œuvre qualifiée. Elle représente environ 5000 emplois qui se répartissent entre les bureaux d'études spécialisés, les entreprises de génie civil, les constructeurs de turbines, les équipementiers et les exploitants. Son chiffre d'affaires global est de l'ordre de 380 M€/an. En matière de turbines, l'offre se résume maintenant à cinq constructeurs : Alstom Mini Hydro, VA-Tech, Voigt, Mecamidi et Thee. De très petites entreprises se partagent également le marché de la construction de turbines. Mais elles doivent faire face au ralentissement du développement de la PHE en France, du fait des contraintes administratives.

La production d'hydroélectricité est caractérisée par une très forte intensité capitalistique, notamment sur le plan du capital immobilisé, ce qui s'explique par des investissements lourds dont la durée de vie est longue. Le coût de production du kilowattheure est proche des filières classiques (nucléaire et thermique utilisant le cycle



Photo 4. Prise d'eau de la centrale de haute chute du Litor à Arbéost, 65 (droits réservés).



Photo 5. Groupe de la centrale de haute chute du Martinet à Méolans, 04 (droits réservés).

combiné gaz) et du prix de marché qui est de l'ordre de 50 €/MWh (prix intégrant la passe à poissons et les autres aménagements pour le respect de l'environnement).

Une réponse pour le développement durable

Une source d'énergie propre

Rappelons qu'une PCH qui produit un million de kilowattheures par an permet d'alimenter 256 foyers pendant un an, une économie de 220 tonnes de pétrole si elle se substitue à une centrale au fuel, une économie de 335 tonnes de charbon si elle se substitue à une centrale au charbon, une économie de 500 tonnes de CO₂, contribuant ainsi à ne pas augmenter l'effet de serre.

L'analyse du cycle de vie de la PHE démontre que cette filière a les plus faibles impacts, comparée à d'autres systèmes de production électrique, notamment ceux utilisant des énergies fossiles ou fissiles. L'impact des ouvrages sur l'environnement local est minime, jamais irréversible et limité à la période d'exploitation, du fait de l'absence de difficultés particulières de démantèlement. La construction et le fonctionnement des PCH sont bien encadrés par la réglementation.

Il faut savoir que les PCH fonctionnent au fil de l'eau et qu'elles ne modifient donc pas le régime hydraulique des cours d'eau. Elles utilisent la force motrice des chutes naturelles qui résultent des accidents du relief. Elles ne consomment pas d'eau mais la restituent aussitôt au milieu naturel. Les PCH ne polluent donc pas l'eau. Au contraire, les exploitants de PCH assurent une mission de service public en récupérant les corps et les déchets flottants qui dérivent sur les cours d'eau.

Dès l'année 2000, le syndicat GPAE a pressenti l'importance de la mise en valeur de la gestion environnementale des PCH. Huit entreprises se sont engagées dans la démarche de certification environnementale ISO 14001. Aujourd'hui ce sont cinq PCH qui sont certifiées et déjà d'autres entreprises se lancent dans la démarche.

Un outil d'aménagement du territoire

L'accès à l'énergie est un facteur essentiel du développement économique et social. Les PCH contribuent, par leur répartition géographique, à maintenir une activité dans des régions qui ont tendance à se désertifier, par les emplois directs qu'elles génèrent mais également de manière indirecte par le versement de taxes et de redevances.



Photo 6. Exemple de passe à poisson : centrale de haute chute du martinet à Méolans-Revel, 04 (droits réservés).



Photo 7. Canoës en aval de la centrale des Couscouillets à Villelongues, 65 (droits réservés).

Une énergie d'avenir

En Europe

Aujourd'hui, le développement des énergies renouvelables est devenu une nécessité. La lutte contre l'effet de serre avec la signature du protocole de Kyoto, la forte

hausse de la demande énergétique mondiale annoncée par les experts constituent des arguments majeurs dans ce sens. La directive du 27 septembre 2001 fixe l'objectif d'une augmentation de 14 % (en 1997) à 22,1 % (en 2010) de la part de l'électricité d'origine renouvelable dans la consommation brute d'électricité de l'Union européenne.

Le potentiel de PHE encore disponible dans l'Union est estimé à 5 939 MW répartis entre 1111 MW d'augmentation de capacité et 4 828 MW de nouvelles installations. Nonobstant l'Europe de l'Ouest, les pays d'Europe centrale disposent d'un potentiel encore considérable car il a été souvent peu exploité.

En France

Cela revient à quadrupler la part des sources d'énergie renouvelables, hors grande hydraulique, dans sa consommation d'électricité (de 2,2 % à 8,9 %) pour passer de 11 TWh en 1997 à 48 TWh en 2010. Les mesures préconisées dans le Plan national de lutte contre le changement climatique et les scénarii énergétiques publiés par le Commissariat général au Plan donnent des indications qui permettent d'évaluer la capacité de la France de répondre à l'objectif communautaire à l'horizon 2010 : il s'agit de passer, pour la PHE, de 7 TWh (en 1997) à 12 TWh (en 2010). Le potentiel technique exploitable est estimé à 1000 MW dont 700 MW de projets neufs et 300 MW de réhabilitation et de rénovation de sites existants.

Ces objectifs sont réalistes, à condition de lever les obstacles législatifs et administratifs. La première programmation pluriannuelle des investissements de production électrique, arrêtée le 7 mars 2003 par le Ministre de l'Industrie, prévoyait 200 à 1000 MW de

nouvelles installations d'ici 2007. Or malgré un tarif de soutien satisfaisant, le développement de la PHE reste fortement freiné par la difficulté du raccordement des PCH au réseau électrique, le classement en rivières réservées, la lourdeur des procédures administratives et l'absence d'instruction aux préfets. Le nombre d'autorisations ainsi délivrées est passé d'une cinquantaine en 1987 à quelques unes aujourd'hui, alors que dans le même laps de temps certaines d'entre elles n'ont pas été renouvelées.

La France est en retard dans la transposition de la directive sur le développement des énergies renouvelables. Mais un premier signal positif est envoyé : la loi relative au développement des territoires ruraux limite maintenant la durée de l'instruction du dossier d'autorisation à deux ans au maximum, alors qu'il fallait auparavant de cinq à sept ans pour obtenir une autorisation d'utiliser la force motrice de l'eau !

Mais les professionnels restent prudents car ils n'ont qu'une crainte, celle de voir disparaître la première des énergies renouvelables françaises. En effet alors que la France est à la fois engagée par la directive cadre sur l'eau et la directive sur les énergies renouvelables, les mesures en faveur de l'hydroélectricité, inscrites dans le projet de loi d'orientation énergétique, sont positives mais de portée réduite. D'autant plus que les conséquences du projet de loi sur l'eau et les milieux aquatiques sur les capacités actuelles hydroélectriques sont une menace de régression de la production nationale d'énergie renouvelable de 4 TWh et un blocage du potentiel de développement raisonnable de l'hydroélectricité à l'horizon 2010 de 6 TWh.

L'énergie des marées ou « Houille bleue » : l'usine marémotrice de la Rance

Michel Bornuat¹.

L'effet gravitationnel de la lune et du soleil agit sur la masse liquide des océans. La déformation de la surface océanique et donc les marées sont amplifiées dans certains sites côtiers. C'est cette énergie renouvelable non soumise aux aléas climatiques et qualifiée de « houille bleue » en 1918, due à la dénivellation créée par les marées, que l'homme essaye de maîtriser, encore timidement, dans les usines marémotrices, véritables centrales hydrauliques en eau de mer.

Historique

L'utilisation prouvée de l'énergie des marées remonte au IX^e siècle mais il est probable qu'elle est beaucoup plus ancienne. Les moulins à marée en sont un exemple très répandu, au Royaume-Uni, en Belgique, en France où ceux de la Rance fonctionnèrent durant huit siècles et jusque vers 1950. En Angleterre, à Hayle, on a aussi utilisé cette énergie pour curer un canal de navigation en libérant brutalement des volumes d'eau « emmagasinés » à marée haute.

L'énergie mécanique produite par ces moulins et barrages était faible car sur les 12 heures 25 que dure en moyenne le cycle des marées, seules 2 à 3 heures étaient « efficaces ». Il faudra attendre le XX^e siècle pour que l'énergie marémotrice soit vraiment étudiée durant la première moitié du siècle puis utilisée pour la production d'électricité. C'est en 1967 que sera opérationnelle la centrale marémotrice de la Rance, seule usine actuelle de ce type produisant de l'électricité en quantité importante et de manière continue au flot (marée montante) comme au jusant (marée descendante).

Centrales existantes

L'usine de la Rance a, en effet, une puissance de 240 MWe et produit, en moyenne, 550 GWh par an, de quoi alimenter 250 000 foyers domestiques. La deuxième production dans le monde, beaucoup plus faible (17 MWe) est celle du barrage d'Annapolis Royale, en Nouvelle Écosse (Canada), installé en 1982. Par ailleurs, il existe une dizaine de petites unités de 100 à 500 kWe, au pays de Galles (Swansea Bay), en Chine, etc., destinées à fournir une énergie non commerciale à des ouvrages spécifiques.

Ce faible développement des centrales marémotrices a plusieurs causes :

- les sites adéquats (marées de forte amplitude, barrages possibles) sont assez peu nombreux ;
- les investissements nécessaires sont très importants ;
- les prix actuels des combustibles fossiles et l'avènement de l'énergie nucléaire ne créent pas des conditions favorables ;
- les problèmes d'environnement et le syndrome « nimby » (not in my backyard) sont encore plus aigus que pour les barrages en montagne.

Potentiel et projets

Néanmoins, durant les 30 dernières années, des études importantes ont été entreprises, notamment en Europe, pour évaluer le marché et le potentiel technique et préciser la faisabilité de projets précis. Une étude de l'Union européenne a identifié, en Europe, 106 sites pour une production potentielle de 48 TWh par an, équivalent à une capacité installée de 12 500 MWe, surtout au Royaume-Uni (47%), en France (41%), mais aussi en Irlande (estuaire du Shannon), en Allemagne, aux Pays-Bas et en Espagne.

Au Royaume-Uni, d'importantes études (près de 100 M€) ont été conduites de 1974 à 1987 sur le grand projet du « *Severn Tidal Barrage* » (STB) barrant l'estuaire de la Severn entre l'Angleterre et le pays de Galles et prévu pour produire 12% de la consommation électrique du Royaume-Uni grâce à une puissance installée de 8 640 MWe. Le marnage, la hauteur des marées, peut y atteindre 12 m et les volumes d'eau impliqués sont considérables.

Le projet a été abandonné pour des raisons économiques, mais il est probable que l'opposition des écologistes et des riverains aurait été très forte. Les effets d'un tel barrage seraient en effet considérables sur la navigation, la migration des poissons, la position et la taille de la zone intertidale et le régime des marées dans toute la région. Sur ces différents points, le projet STB bénéficiait des études entreprises sur la baie de Fundy au Canada, qui présente le plus grand marnage au monde et a donc fait l'objet de nombreux projets de centrales marémotrices.

1. Remerciements à la Direction Communication de la Branche Énergie d'EDF pour la fourniture d'un dossier.

En France, le projet le plus prometteur est celui de Chausey dont la production dépasserait 20 TWh par an. Mais, au total, aucun développement n'est attendu d'ici 2010.

L'usine marémotrice de la Rance

Située entre Saint-Malo et Dinard, dans les Côtes d'Armor (22), elle bénéficie des caractéristiques très favorables du site : grande amplitude des marées (moyenne de 8,07 m et jusqu'à 13,5 m aux équinoxes) et grand volume d'eau du réservoir de la Rance maritime (22 km² et 184 Mm³), qui permettent des pics d'écoulement de 18 000 m³ d'eau à la seconde, soit dix fois le débit moyen du Rhône. L'amplitude des marées, amplifiée par la presqu'île du Cotentin, est telle sur ces côtes qu'un projet de barrage de la baie du Mont Saint-Michel avait été étudié, puis abandonné, bien sûr pour des raisons écologiques et touristiques !

Sur la Rance, les études durent résoudre de nombreux problèmes théoriques et techniques et durèrent 25 ans. La construction débuta en 1960 ; le barrage fût inauguré le 26 novembre 1966 par le Général de Gaulle et la production d'électricité débuta à la fin de 1967 (Photos 1 et 2). Le **barrage** fermant l'estuaire de la Rance, de 750 m de longueur et 13 m de hauteur, a donc été construit en six ans (1960-66). Il comprend en fait plusieurs parties :

- la digue-usine de 390 m de long et 33 m de large, incluant les turbines ;
- une écluse (65 m) pour le passage des petits bateaux (15 à 20 000 t/an) avec deux ponts levants ;
- un déversoir ou « barrage mobile » (115 m) avec six vannes de 10 x 10 m (débit de 10 000 m³/s) ;
- une digue en enrochement de 163 m ou « digue morte », prenant appui sur le rocher de Chalibert.

La construction du barrage doit beaucoup à Albert Caquot (voir encart), sur le plan scientifique avec le développement de la mécanique des sols dont les acquis furent essentiels pour durcir le sol vaseux, pour la construction du barrage, et, sur le plan technique, le travail à sec entre deux batardeaux dont celui du nord, côté mer, nécessita une ingéniosité certaine pour fermer l'estuaire. Le courant de la Rance fut ainsi interrompu durant trois ans et l'ouvrage édifié sur substrat granitique, atteint à la cote -13 m.

L'**usine**, située dans la digue creuse présente plusieurs caractéristiques innovantes, à commencer par les « groupes bulbes », ensembles monoblocs turbine-alternateur en aciers spéciaux d'un poids et d'une puissance



Photos 1 et 2. Vues aériennes de l'usine marémotrice de la Rance (clichés EDF Médiathèque G. Halary).

unitaires de 470 t et 10 MWe (Photo 3). Les 24 « bulbes » fonctionnent dans les deux sens du flux et sans arrêt depuis l'origine. Ils sont aussi capables de fonctionner comme pompes pour accélérer le remplissage du réservoir lorsque la mer est haute et permettent ainsi de s'adapter aux demandes d'électricité. Depuis le début, ces turbines ont permis de produire 16 TWh à un prix très compétitif de moins de 3 centimes d'euro par kWh. Il est prévu de remplacer les groupes sur 10 ans, à raison de 2 ou 3 par an.

Les retombées locales et générales de cet ouvrage sont nombreuses. En plus des retombées économiques liées à la construction : emploi, commerces... et à l'exploitation : taxes locales de 2,3 M€ par an, le barrage a réduit la distance Saint-Malo – Dinard de 45 à 15 km grâce à la route à quatre voies qui le surmonte (et aux ponts mobiles sur l'écluse). Le tourisme a aussi bénéficié de la création du réservoir protégé : sports nautiques et visiteurs de l'usine : 300 000 par an jusqu'en 1996, avant application du plan Vigipirate.



Photo 3. La salle des machines (cliché EDF Médiathèque C. Cieutat).

Les groupes bulbes, très innovants à l'époque, et l'utilisation d'un procédé de protection cathodique pour des alliages spécialement mis au point pour résister à la corrosion par l'eau de mer, ont donné naissance à une nouvelle génération de turbines utilisée dans le monde entier pour les chutes inférieures à 15 m.

L'environnement a bien sûr été affecté par l'ouvrage mais EDF adapte la gestion du réservoir et des

marées de façon à préserver au mieux l'écosystème. Des études sur la faune de l'estuaire (MNHN et IFREMER)¹ et le bilan sédimentaire de la Rance montrent qu'un nouvel équilibre écologique s'est établi après 10 années de fonctionnement (120 espèces d'oiseaux par exemple). Un comité d'élus et d'usagers (« Cœur ») auquel participe EDF définit le contenu et le financement des projets et études prévus au contrat de la baie de Rance, tels que : qualité de l'eau, rives, navigabilité, fermes marines, etc.

Quelques références

- ADEME, 1997 : Atlas, contribution.
- Altener Report, 1995: Total renewable energy resource in Ireland.
- Clare R., 1992: Tidal power trends and developments. Ed. Th. Tilford (Londres).
- Coll., 1997 : Dossier de la "Houille blanche" pour le 30^{ème} anniversaire de la Rance, n°3.
- EDF, 1996 : L'usine marémotrice de la Rance.
- ETSU, 1989: Severn Barrage Project Detailed Report (UK).
- ETSU, 1990: The environmental effects of tidal energy (UK).
- ETSU, 1996: Tidal energy. Department of Trade and Industry Rand D. Programme 1979-1994.
- EU/DG XVII, 1996: Improving market penetration for new energy technologies; prospects for pre-competitive support (including wave and tidal energy).
- EU/EUREC Agency, 1996: The future for renewable energy-prospects and directions.
- HMSO, 1994: New and renewable energy: future prospects in the UK. Energy paper n°62.

Albert Caquot (1881-1976) a joué un rôle majeur dans l'édification de la centrale marémotrice de la Rance. Mais ce polytechnicien et ingénieur des ponts, ingénieur et scientifique mondialement connu au XX^e siècle, a marqué de nombreux domaines :

- l'aérostation, en concevant des ballons allongés à empennage arrière (« saucisses » de la Grande Guerre) et l'aviation dont il fut directeur général technique ;
- les matériaux de construction : béton fritté, vibreur des bétons, déformations ;
- la construction d'ouvrages, audacieux et parfois records du monde, en France et ailleurs : nombreux ponts, à haubans et tablier rigide en particulier, barrages (Vézins, Sautet, Girotte, Rance, Arzal) et ouvrages maritimes ;
- le domaine scientifique, ce qui lui valut d'être élu président de l'Académie des sciences en 1952.

Son rôle ne doit cependant pas faire oublier, pour l'usine de la Rance, celui des pionniers que furent G. Boisnier (1921), R. Gibrat (1940-50) et la société Neyrpic (1941-60). La Poste lui a rendu hommage en lui consacrant un timbre à 4,50 F (0,69 euro) le 2 juillet 2001.

1. MNHN : Muséum national d'histoire naturelle.
IFREMER : Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer.