SOCIÉTÉ HYDROTECHNIQUE DE FRANCE

Comité technique — Session n° 128 — Paris — 12 et 13 juin 1985

CERTAINS ASPECTS DE L'HYDROÉLECTRICITÉ DE FAIBLE PUISSANCE QUELQUES ÉTUDES DE CAS DE TRANSITOIRES HYDRAULIQUES

Aspects spécifiques de minicentrales à l'étranger

Small power stations abroad

A. Tranain

I.T.H. — Ingénieur Conseil
26, rue Charles Gide, 34170 Castelnau-le-Lez

Les ressources de la petite hydroélectricité sont actuellement en voie d'exploitation à l'étranger :

- soit pour économiser de l'énergie, en vendant l'électricité produite sur le réseau de distribution publique, comme on le fait en France : il s'agit de pays développés qui s'ouvrent tardivement à cette technique, par exemple le Portugal, ou l'Andorre.
- soit pour électrifier des centres ruraux éloignés, en réseau séparé : c'est le cas des pays en voie de développement, par exemple le Gabon, la Guinée, le Népal et bien d'autres.

Dans le premier cas on vise à tirer le parti énergétique optimum de la ressource offerte par un site : on présente ci-après l'équipement type d'un des nombreux barrages existant au Portugal. Dans le second, l'équipement d'un site est guidé par les besoins à satisfaire localement, comme on essaye de le montrer ensuite à partir d'exemples.

Small hydroelectric plants are now being operated abroad :

- as an energy-saving measure, selling the power generated to the public distribution network as is done in France : this is the case of developed countries not having implemented this technique until now, such as Portugal and Andorra.
- to provide electric power to distant rural centers by a separate network, which is the case for developing countries such as Gabon, Guinea, Nepal and many others.

In the first case, the aim is to make the most energetically of the resource available on a site : the typical equipment of one of the many dams in Portugal is described below. In the second case, the equipment of a site is guided by the needs to be satisfied locally, as will be shown from examples.

1. Equipement type d'un barrage existant au Portugal

Le Portugal s'éveille à la mise en valeur de ses ressources en petite hydroélectricité avec vente de l'électricité sur le réseau de distribution. La Camara Municipal de Braganca a engagé une opération pilote avec le soutien de l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie : il s'agit d'équiper un des nombreux petits barrages établis jadis pour l'exploitation de moulins.

1.1 Le site :

Le barrage, de 3 à 5 m de hauteur, est situé à Gimonde sur le rio Sabor et contrôle un bassin versant de 404 km² d'altitude moyenne 800 m.

Le débit moyen annuel ressort à 9 m³/s ; le régime hydrologique du type pluvial d'hiver, est très irrégulier d'une année à l'autre, et suivant les saisons, avec une longue période de basses eaux de mai à octobre.

Les débits journaliers classés figurent sur le graphique ci-annexé :

— la courbe en tirets forts représente les débits journaliers classés des 6 mois d'hiver, en moyenne, au centre du

Figure 1. — Le Rio Sabor à Gimonde
Débits classés sur 16 ans par saison.
--- hiver ... été
En abscisse, le nombre de jours par saison.
En ordonnée, le débit en m³/s.

fuseau limité par les années décennales sèche et humide.
— la courbe en points forts représente les débits journaliers des 6 mois d'été, en moyenne, au centre du fuseau limité par les années décennales sèche et humide.

1.2 Choix du débit d'équipement et principes de la minicentrale :

Le débit d'équipement de la minicentrale est choisi à partir des courbes des débits journaliers classés annuellement, et des conditions d'achat de l'électricité par Electricité du Portugal (EDP).

Mais à ce stade intervient le paramètre déterminant des types de turbine, dont il existe plusieurs gammes normalisées présentées par différents constructeurs spécialisés, chacune avec ses avantages et ses inconvénients. On a été ainsi conduit à écarter les groupes bulbes, séduisants mais trop chers, puis les groupes de série Hydrolec de Leroy Somer, pourtant bon marché, parce qu'il aurait fallu en installer au moins deux. On leur a préféré en définitive un groupe unique constitué d'une turbine Kaplan à double réglage pour fonctionner sur la plage de débit la plus étendue possible, et offrir ainsi une productibilité optimale malgré la très grande irrégularité saisonnière du débit, tout en respectant une enveloppe d'investissements très étroite.

Cette turbine (roue hélice à pales mobiles avec distributeur d'admission à aubes également mobiles) est dimensionnée pour 6,5 m³/s, et fonctionnera à pleine charge pendant 70 jours par an en moyenne ; elle peut produire avec un rendement acceptable (78 %) jusqu'à une limite inférieure du débit de la rivière de 2 m³/s.

Pour assurer une marche souple avec la meilleure sécurité, la bache de la turbine est conçue en siphon avec pompe à vide et ventouse ; ce dispositif permet en outre de fonctionner en éclusées sur le volume de la retenue et de turbiner ainsi les débits inférieurs à 2 m³/s pendant la longue période des basses eaux.

On notera que cette disposition conduit à caler la roue de la turbine au-dessus de la crête du barrage et à installer le groupe dans sa bache sur le barrage lui-même, sans bâtiment : les travaux de génie civil sont ainsi très réduits, et contiennent dans l'enveloppe financière.

1.3 Consistance sommaire des travaux et des équipements :

Dans le barrage existant, du côté de l'accès en rive gauche, est découpée une échancrure de 5,40 m de largeur et de 3 mètres de hauteur, dans laquelle est insérée la bache d'alimentation de la turbine, en élévation, et supportée par un pilier aval.

Dans cette bache est installée la turbine Kaplan de 6,5 m³/s sous 3,80 m de hauteur de chute moyenne, à axe vertical, fournie par la firme spécialisée Mecamidi à Toulouse.

La turbine tourne à 251 tours/minute et entraîne un multiplicateur de vitesse à engrenages rectifiés et cimentés, fourni par Simetra-Flender. Sur l'arbre grande vitesse de cette machine qui tourne à 1 000 tours/minute est accouplée une génératrice électrique asynchrone de 200 kW sous 380 volts, construite par Jeumont Schneider.

L'eau est restituée à la rivière par un hydrocone métallique, installé avec la grille d'entrée, par l'entreprise

portugaise qui réalise les travaux du génie civil. La centrale est submersible en crue, sauf la génératrice.

Sur la berge au-dessus du niveau des crues est construit un local technique de 5×4 m qui abrite les installations électriques :

- les armoires de commande, de protection et d'automatisme du groupe, construites par la firme Spie-Batignolles à Toulouse.
- le poste élévateur de tension, le tableau de comptage et le raccordement M.T. au réseau EDP, installés par une firme Portugaise.

Le fonctionnement du groupe est entièrement automatisé en fonction du débit, et la centrale ne requiert qu'un simple gardiennage avec maintenance du graissage des machines et du nettoyage de la grille.

Une vue perspective d'ensemble de la minicentrale est présentée ci-contre.

1.4 Productibilité :

Le groupe turbine, en fonction des apports de la rivière, de 0,8 à 6,5 m³/s produisant respectivement une puissance nette de 25 à 185 kW, comme l'indique le graphique ci-annexé sur lequel apparaissent les courbes de débits classés.

En année d'hydraulicité moyenne, la productibilité est estimée, déduction faite de 5 % pour défauts d'exploitation, à :

390 000 kWh pendant 6 mois d'hiver
125 000 kWh pendant 6 mois d'été

Au total, 515 000 kWh/an, ce qui correspond à une durée annuelle de 2 800 heures de la puissance maximale produite.

1.5 Aspects économiques

En valeur sur les bases économiques d'octobre 1984, les investissements sont estimés à :

- 900 000 francs français pour les équipements spéciaux importés de France (groupe complet avec tableau électrique de commande, d'automatisme et de protection, le tout installé);
- un montant sensiblement équivalent pour les prestations portugaises qui comportent notamment les travaux de terrassement et de béton armé, les transports des équipements depuis Toulouse, la fourniture des grilles et de l'hydrocone de restitution, le local technique, le poste de transformation et le raccordement MT sur la ligne EDP, ainsi que les frais de séjour au Portugal des spécialistes français pour les montages.

L'enveloppe globale des investissements s'élève ainsi à 1 800 000 F.F.; elle fait apparaître un ratio à la puissance nette disponible de 1 800 000 F.F. : elle fait apparaître un ratio à la puissance nette disponible de 1 800 000 F.F. : 185 = 10 000 F/kW ce qui lui confère un rang compétitif compte tenu de la faible puissance et de l'éloignement de cette opération pilote.

La recette annuelle moyenne provenant de la vente de l'électricité à EDP s'élève à 170 000 F.F. pour 515 000 kWh/an, mais elle est rapidement croissante en raison du taux élevé de l'inflation.

1.6 Planning de réalisation

Les études ont été effectuées en novembre-décembre 1984; les marchés d'équipements ont été passés en janvier-février 1985.

Les travaux de génie civil seront effectués pendant les basses eaux, en juillet et août 1985; les équipements seront approvisionnés pendant le mois de septembre et les montages effectués en septembre-octobre.

Cette minicentrale de 200 kW devrait être opérationnelle au 1^{er} novembre 1985.

2. L'électrification de centres ruraux en réseau séparé :

Le problème posé consiste à vérifier la concordance entre les besoins à satisfaire et les aptitudes des ressources hydrauliques disponibles.

2.1 Estimation des besoins :

Pour un Centre que l'on envisage d'électrifier, l'estimation des besoins n'est pas une opération simple; d'un pays à l'autre, en fonction du climat, du degré d'avancement économique d'ensemble et du développement des communications, la dynamique de l'évolution de la consommation d'électricité sera fort différente. Au Gabon, on a retenu 2 stades : (TO + 3 ans), (To + 10 ans), pour chacun desquels on a estimé pour un centre donné, la consommation annuelle qui pourrait être induite par 6 classes de consommateurs :

- les abonnés domestiques ordinaires que sont les ménages (éclairage — réfrigérateur — fer à repasser — audiovisuel);
- les abonnés « standing » : personnalités, fonctionnaires, commerçants, centre médical, collège d'enseignement, (climatisation, eau chaude, congélateur, cuisinière);
- les abonnés en moyenne tension (chambres froides — industries);
- l'éclairage public;
- l'adduction d'eau (pompage — traitement);
- l'autoconsommation de la centrale et des agents d'exploitation.

L'ensemble C_A de ces consommations annuelles permet de dégager une puissance moyenne, puis une puissance de pointe P , pratiquement double, à laquelle doit faire face l'équipement de production.

Pour le Centre de M'Bigou, on a estimé :

à To + 3 ans : 190 000 kW/an P_1 : 65 kW.
à To + 10 ans : 400 000 kW/an P_2 : 120 kW.

La consommation annuelle correspond à une durée de la puissance de pointe, respectivement de 3 000 et de 3 600 heures. A titre de comparaison, au Népal, dans un contexte sociologique différent, cette durée varie de 1 200 heures pour Dhankurta à 4 000 heures pour Ridi Bazar aux deux extrêmes des consommations imputées à l'industrie.

2.2 Contraintes relatives à l'équipement de production :

Une fois fixés les repères dans le temps de la progression de la puissance de pointe, on peut arrêter la structure de l'équipement de production hydroélectrique pour la couverture des besoins. Cette structure est soumise en outre à la contrainte de devoir produire une puissance *garantie* suffisante; cela impose d'installer en parallèle dès l'origine, deux groupes identiques susceptibles de fonctionner, l'un ou l'autre, pendant l'étiage décennal du cours d'eau.

La condition de puissance garantie implique que l'on dispose, à une distance d'une quinzaine de kilomètre au maximum (en raison du coût de la ligne M.T.) d'un cours d'eau offrant une dénivellée concentrée de 3,50 mètres au moins, et un débit d'étiage décennal substantiel : ce faisceau de contraintes restreint considérablement les cas de concordance entre la satisfaction des besoins en réseau séparé et les aptitudes énergétiques des sites hydroélectriques.

Au Népal par exemple, on dispose assez facilement de dénivellées équipables importantes, malgré l'instabilité et l'érosion des versants de vallée, mais l'étiage sévère de février à avril, de l'ordre de 1,5 litres/s/km² représente un handicap sérieux que l'on retrouve au Gabon avec 2,5 à 3 l/s/km². Il faut équiper dès lors pour de faibles puissances, des cours d'eau relativement importants sur lesquels les ouvrages de prise sont coûteux.

2.3 Exemple de la structure de l'équipement de production hydroélectrique de M'Bigou au Gabon :

Les besoins de puissance sont de :

- 65 kW au stade To + 3 ans
- 120 kW au stade To + 10 ans

Le site équipable qui offre un bassin versant de 550 km², est situé à 1 km du Centre à électrifier; il présente une hauteur de chute nette moyenne de 6,50 m; le débit probable d'étiage décennal est de l'ordre de 1,5 m³/s.

On a choisi un type de groupes simples et rustiques (turbine hélice fonctionnant à tout ou rien) de caractéristiques : 1,5 m³/s sous 6,50 m soit 80 kW de puissance nette.

En première étape, on construit l'ensemble des ouvrages de prise et de dérivation, le bâtiment de la Centrale et les infrastructures pour trois groupes; on installe 2 groupes pour disposer le 160 kW avec 80 kW de puissance garantie. En seconde étape, 12 à 15 ans plus tard, n'installera le troisième groupe.

Cette structure incitera l'exploitant à pratiquer un tarif très bas, en heures creuses notamment, pour stimuler un

développement rapide du nombre d'abonnés et de la demande.

2.4 Vérification de l'intérêt économique de la centrale hydroélectrique.

Le poids des investissements initiaux de la première étape impose au promoteur de vérifier la compétitivité économique de la minicentrale hydroélectrique, avec l'utilisation d'une autre ressource : un équipement de groupes au gazole pour le Gabon, une batterie de cellules photovoltaïque pour le Népal. On est alors conduit à établir le coût total actualisé de chaque solution, en pondérant au moyen d'une fourchette de taux d'actualisation (par exemple 6-12 %) :

- les investissements échelonnés dans le temps pour suivre l'évolution de la demande;
- le renouvellement des équipements;
- les charges annuelles d'exploitation (main-d'œuvre — pièces de rechange — carburants).

2.5 Nécessité d'une conception économique des ouvrages hydrauliques :

La sanction du coût global actualisé ne sera favorable pour l'hydraulique qu'à la condition de concevoir les ouvrages de génie civil avec le souci de la simplicité et de la minimisation des quantités à mettre en œuvre : les transports pour les centres éloignés sont difficiles et coûteux, la main d'œuvre spécialisée se fait rare et très chère, la période des basses eaux est courte. Par exemple : les ancrages des ouvrages au rocher de fondation, qui apparaît très largement dans les cascades et rapides, seront réalisés le plus souvent, par des procédés de boulonnage pour éviter des déroctages longs et coûteux et économiser le béton.

3. Conclusion :

L'hydraulique reste pour l'ingénieur la ressource énergétique de choix en raison des disciplines variées auxquelles sa mise en valeur fait appel; chaque aménagement tire son originalité de l'hydrologie, de la géologie, de la géotechnique, des recherches pour l'allègement du génie civil, d'une solide expérience d'électromécanicien dans le choix des groupes. Mais, dans chaque discipline, la recherche du coût minimal doit être toujours plus poussée pour compenser la concurrence croissante attachée aux progrès rapides des autres formes de production d'électricité.

Camara municipal de BRAGANÇA
BARRAGE DE GIMONDE