

c/o

1354 Montcherand

Tél : 024 442 8787

Fax : 024 441 3654

e-mail : info@mhylab.com

Comment évaluer la faisabilité financière d'une petite centrale hydraulique ?

Quel passionné de l'énergie hydraulique n'a pas rêvé, au moins une fois, de construire sa petite centrale hydraulique (PCH) ? En récupérant l'énergie gaspillée par le « brise-pression » d'une conduite d'eau potable ou par le « casse-chute » d'un ruisseau canalisé. En faisant revivre un ouvrage abandonné. En prélevant une partie du débit d'un ruisseau ou d'une petite rivière. En turbinant le trop-plein d'un captage de source, Etc.

Une fois la première ébauche d'un projet esquissée, se pose tout de suite la question de la faisabilité financière. Le rêve est-il réalisable ?

Les lignes qui suivent décrivent une méthode à appliquer pour évaluer soi-même, et au moindre coût, la production d'énergie d'un site, le dimensionnement des éléments principaux de ses équipements et, finalement, de jeter les premières bases d'un projet de construction.

La durée de cette première phase d'étude va dépendre, en bonne partie, de la connaissance préalable des données hydrologiques du site. Si les débits sont complètement inconnus, il faudra les mesurer sur une période d'au moins une année.

Dans tous les cas, les démarches en vue d'obtenir les autorisations communales ou cantonales, dont les prévisions de durée échappent généralement à toute analyse rationnelle, sont à mener de front.

Nous allons examiner l'exemple d'un aménagement fictif sur une petite rivière, soumise par conséquent à la loi sur la protection des eaux.

Pour ce faire, nous suivrons les travaux d'un personnage imaginaire, Jérôme BOLOMEY ; un passionné de la petite force hydraulique, particulièrement attentif à une bonne utilisation de cette précieuse source d'énergie, écologique et décentralisée.

Donc, Jérôme BOLOMEY, que l'on appellera souvent JB par commodité d'écriture, projette de construire une PCH sur un petit cours d'eau. Il a, bien entendu, préalablement repéré les emplacements les plus adéquats de la retenue et de la restitution. Dès lors, le dimensionnement du projet et l'évaluation de sa faisabilité financière reposent sur trois données fondamentales :

- Dénivellation ΔZ = différence d'altitude entre les niveaux de mise en charge (niveau amont) et de restitution (niveau aval) [m]
- Longueur L de la conduite forcée [m]
- Volume V d'eau turbiné annuellement (courbe des débits classés) [m³/an]

À partir de ces données, imposées par l'hydrographie et la topographie du lieu, la production annuelle est évaluée ainsi que l'investissement maximal et le dimensionnement des principaux équipements de la petite centrale.

1. Dénivellation

La connaissance de la dénivellation ne pose pas de problème particulier. À ce stade d'évaluation, un plan cadastral à l'échelle 1/5000^{ème} suffit. JB, après avoir noté sur son plan les points haut et bas de son futur aménagement, a relevé une différence de niveau de :

$$\Delta Z = 96 \quad [m]$$

2. Longueur de la conduite forcée

La longueur L de la conduite forcée est calculée selon l'expression :

$$L = 1,25 \cdot [(X_1 - X_2)^2 + (Y_1 - Y_2)^2 + (Z_1 - Z_2)^2]^{0,5} \quad [m]$$

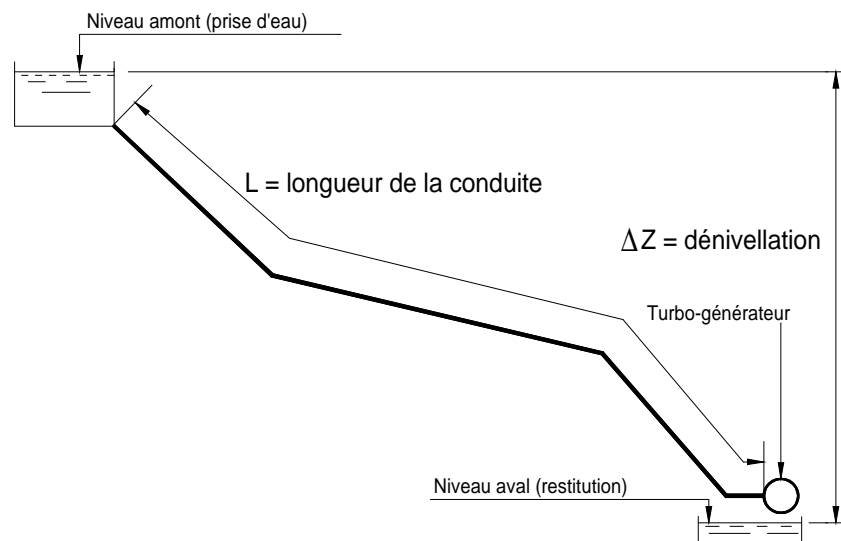
où X_1, X_2 = coordonnées horizontales, relevées sur la carte, des points haut et bas de l'aménagement [m]

Y_1, Y_2 = coordonnées mesurées verticalement sur la carte [m]

Z_1, Z_2 = cotes d'altitude, déjà relevées ($Z_1 - Z_2 = \Delta Z = 96$ m) [m]

Le coefficient 1,25 permet de tenir compte de manière simplifiée des aléas du cheminement réel de la conduite forcée.

Profil en long schématisé d'un aménagement hydro-électrique



JB a mesuré sur sa carte :

$X_1 - X_2 = 36,2$ mm, ce qui correspond sur le terrain à 181 [m]

$Y_1 - Y_2 = 46,4$ mm, ce qui correspond à 232 [m]

D'où la longueur estimée de la conduite forcée :

$$L = 1,25 \cdot (181^2 + 232^2 + 96^2)^{0,5} \approx 387 \quad [m]$$

Remarque : L'expression ci-dessus permet de déterminer la longueur de la conduite même si ses deux extrémités (prise d'eau et restitution) ne sont pas situées sur la même carte. Dans le cas contraire, l'expression se simplifie :

$$L = 1,25 \cdot (\Delta l^2 + \Delta Z^2)^{0,5} \quad [m]$$

avec Δl = distance rectiligne mesurée directement entre les deux points reliés par la conduite [m]

On aurait alors mesuré sur la carte :

$\Delta l = 58,9$ mm, ce qui correspond à 294,5 m sur le terrain

Pour arriver au même résultat :

$$L = 1,25 \cdot (294,5^2 + 96^2)^{0,5} \approx 387 \quad [m]$$

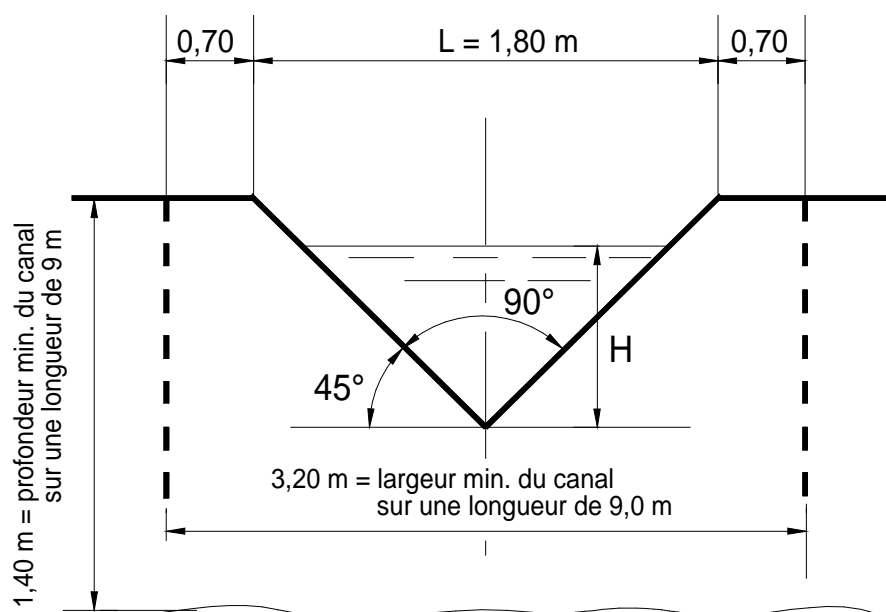
3. Volume V d'eau turbiné annuellement

À quelques rares exceptions près, les débits des cours d'eau sont fortement variables tout au long de l'année. Pour connaître l'énergie qui sera produite annuellement, il importe de les mesurer périodiquement sur une année entière.

Les débits du petit cours d'eau que JB projette d'exploiter ne sont pas connus ou très mal (ce qui revient pratiquement au même). Il a, par conséquent, dû les mesurer.

La méthode la plus simple, mais suffisamment précise, consiste à installer un déversoir, par exemple triangulaire, au travers du lit de la petite rivière, si possible à l'emplacement prévu de la future prise d'eau.

Déversoir triangulaire installé par JB



Ce type de déversoir convient très bien pour la mesure des petits débits. Il est toutefois nécessaire de prendre quelques précautions :

- Le déversoir est découpé dans une lame verticale (métallique ou en bois) de 5 à 20 mm d'épaisseur.
- Le lit de la rivière, à l'amont et dans l'axe du déversoir, a une largeur minimale égale à $1,75 \times L$ sur une longueur et une profondeur de, respectivement, $10 \times$ et $1,5 \times$ la hauteur H max.
- La mesure du niveau doit être effectuée à une distance à l'amont du déversoir au moins égale à $3 \times$ la hauteur H .

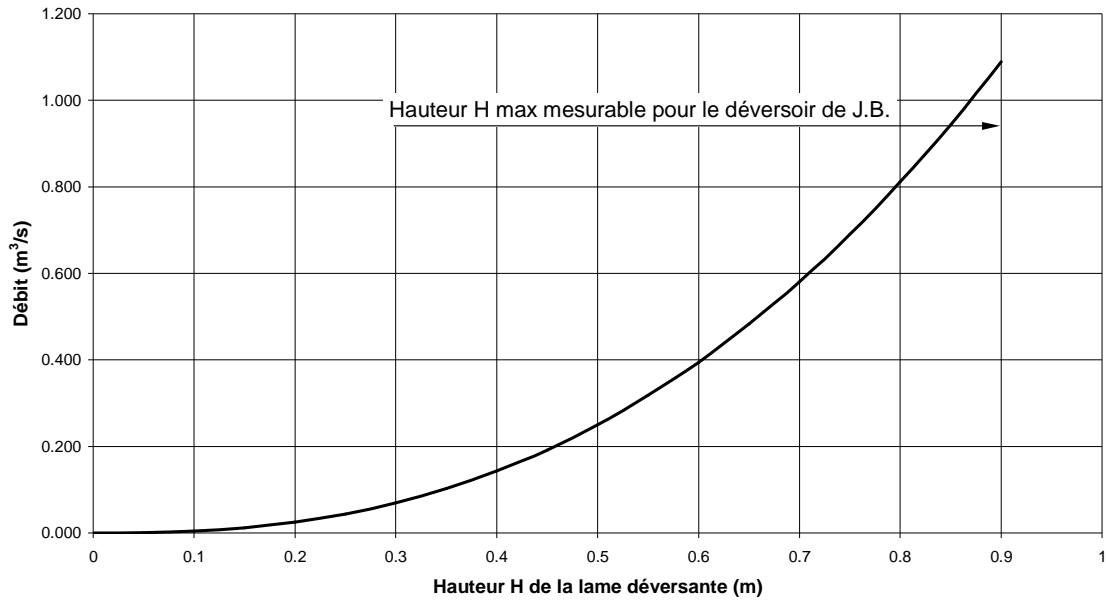
L'une des formules les plus usuelles est celle de THOMPSON :

$$Q = 1,417 \cdot H^{5/2} \quad [\text{m}^3/\text{s}]$$

avec : H = hauteur de la lame déversante. [m]

Le débit Q (m^3/s) en fonction de la hauteur H (m) de la lame déversante est donné par la formule ci-dessus ou par la lecture du graphique $Q = f(H)$.

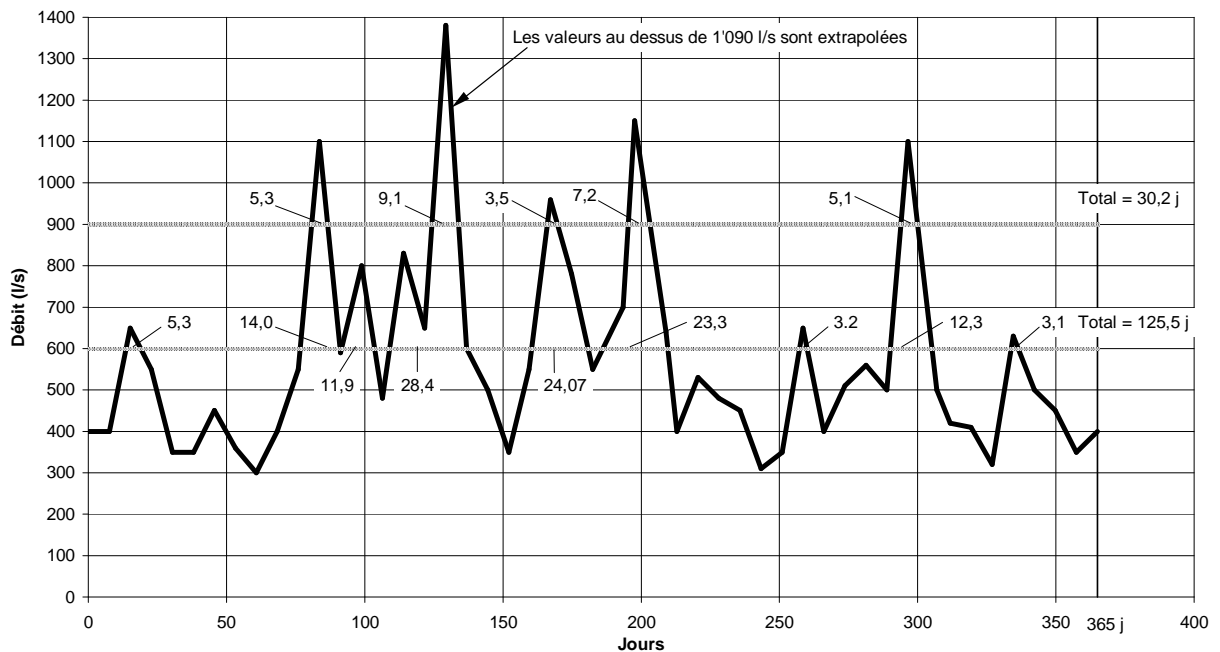
Déversoir triangulaire - $Q = 1,417 \times H^{5/2}$



Le résultat le plus précis sera, bien entendu, obtenu par une télémessure enregistrée continue, surtout si la variabilité du débit est très importante. S'il n'est pas possible d'installer un tel appareillage, on procédera par un relevé manuel périodique sur place.

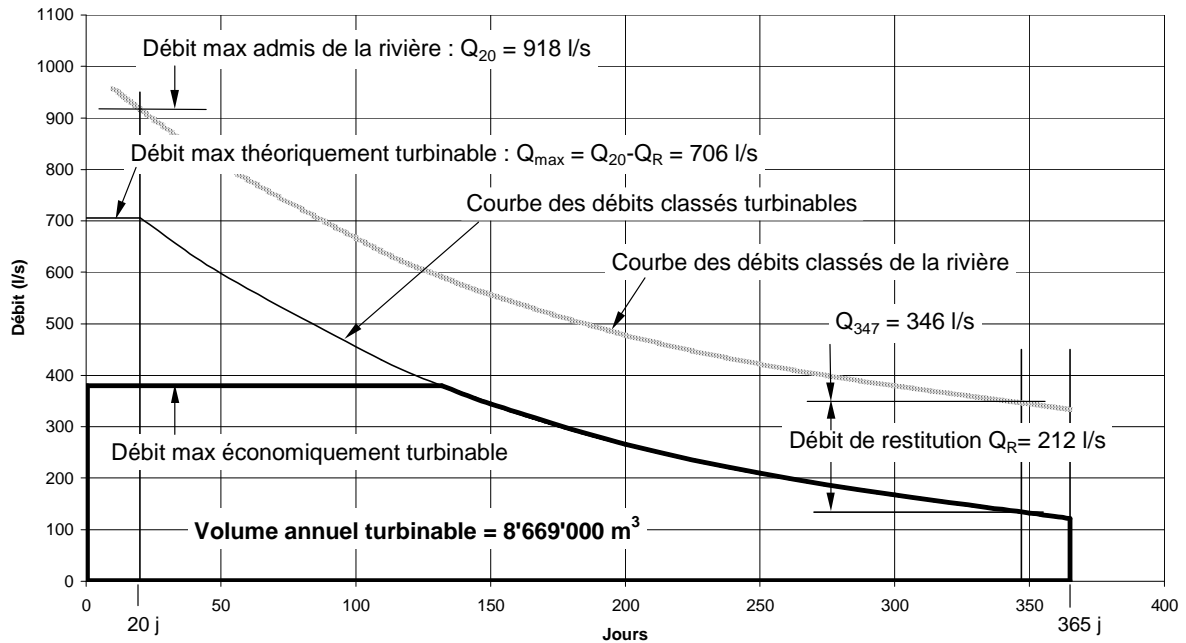
JB a relevé la hauteur H systématiquement une fois par semaine. Voici le résultat obtenu durant l'année 1997 :

Courbe des débits chronologique d'une rivière



Le tracé de la courbe des débits classés n'est, dès lors, plus qu'un jeu d'enfant. Pour des débits variables décroissants (900, 800, 700, 600 l/s, etc.), on trace des lignes horizontales à travers la courbe des débits chronologiques, puis on additionne les nombres de jours correspondants à chaque débit. On obtient le graphique ci-dessous :

Courbes des débits classés et du volume annuel turbinable



Les débits de crue n'ayant aucun intérêt, on considérera le débit Q_{20} comme maximum pratique, soit 918 l/s.

La lecture du graphique indique une valeur de 346 l/s pour le débit Q_{347} , valeur déterminante pour calculer le débit résiduel imposé par la Loi fédérale sur la protection des eaux (art. 31). Que dit la loi ?

Pour un débit Q_{347} de 160 l/s, le débit résiduel doit atteindre au moins : 130,0 l/s
Plus par tranche de 10 l/s : 4,4 l/s

Le débit résiduel Q_R que JB a l'obligation de laisser passer dans le lit de la rivière, immédiatement à l'aval de sa retenue, sera donc :

$$Q_R = 130 + 4,4 \cdot \left(\frac{346 - 160}{10} \right) = 212 \quad [l/s]$$

La courbe des débits classés légalement turbinables est simplement déduite de la courbe des débits mesurés de la rivière :

$$Q_{\text{turbinable}} = Q_{\text{rivière}} - 212 \quad [l/s]$$

Quant au volume d'eau turbinable annuellement, résultat recherché, on le détermine en mesurant sur le graphique la surface délimitée par ses axes et par la courbe. En effet, si l'on traduit les jours de l'année en secondes (il y a 86'400 secondes/ jour) et que l'on multiplie les débits en m^3/s par des secondes, on obtient bien des m^3/an .

$$\text{Volume/an} = \frac{m^3}{s} \cdot \frac{j}{an} \cdot \frac{s}{j} = \frac{m^3}{an}$$

Il y a trois manières de mesurer cette surface sur le graphique :

1. Au moyen d'un planimètre (on trouve un tel appareil chez les géomètres).
2. Par une méthode mathématique. Dans ce cas, il faut convertir la courbe en une équation mathématique (souvent une régression du troisième degré), intégrer cette fonction dans les limites requises, 20 et 365 jours en l'occurrence, et ajouter la tranche à débit constant (20 j à 0,918 m³/s).
3. En appliquant une méthode graphique très simple qui consiste à décomposer l'aire du graphique en petits trapèzes de largeur suffisamment faible (par exemple 10 jours) pour que le segment de courbe correspondant à chacun de ces trapèzes puisse être assimilé à un segment de droite.

Le coût de l'installation est fortement lié au débit maximum choisi, lequel détermine la taille des équipements. Il y a, par conséquent, un optimum économique entre, d'une part, le débit maximum (investissement) et, d'autre part, le volume turbiné (produit).

Cet optimum dépend de la forme de la courbe des débits classés. Toutefois, sur la base de plusieurs analyses de sites différents, on observe qu'une bonne évaluation peut être faite en appliquant la règle suivante :

Volume max. économique \approx 80 % du volume max. théoriquement turbinable

JB a calculé, en appliquant la méthode graphique, le volume théoriquement turbinable. Il a trouvé :

$$V_{\max} = 125,42 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot \frac{\text{j}}{\text{an}} \right) \cdot 86'400 \cdot \left(\frac{\text{s}}{\text{j}} \right) = 10'836'288 \quad [\text{m}^3/\text{an}]$$

Et le volume économiquement turbinable :

$$V_t = 10'836'288 \cdot 0,80 \approx 8'669'000 \quad [\text{m}^3/\text{an}]$$

En utilisant la même méthode graphique, après quelques tâtonnements, JB a trouvé le débit maximum de son installation, soit 380 l/s ou 0,380 m³/s.

Les précipitations, on le sait, varient sensiblement d'une année à l'autre. Par contre, la moyenne sur dix années est relativement constante. Connaissant la capacité annuelle de turbinage déterminée sur une année (1997 en l'occurrence), il est possible d'évaluer une capacité moyenne par corrélation avec le régime hydrologique, connu sur dix ans, d'un cours d'eau voisin ou, à défaut, d'hydrographie similaire.

Grâce à l'annuaire hydrologique de la Suisse (Service hydrologique et géologique national à Berne), JB a pu déterminer un coefficient de corrélation : 0,978.

Finalement, pour le calcul de la faisabilité financière de cette installation, le volume moyen d'eau turbiné annuellement est limité à :

$$V_t = 8'669'000 \cdot 0,978 \approx 8'478'300 \quad [\text{m}^3/\text{an}]$$

Remarque importante : Le débit maximal économiquement turbinable et, par conséquent, le volume annuel optimal, pourra être exactement déterminé seulement dans la phase du projet définitif, en fonction du coût réel des équipements de son aménagement.

4. Puissance des machines et perte de charge de la conduite forcée

La puissance électrique maximale résulte de l'expression :

$$P_e = 10^{-3} \cdot \rho Q \cdot g \Delta Z \cdot k_{10} \quad [\text{kW}]$$

avec	ρQ = débit-masse maximal	[kg/s]
où	ρ = masse volumique de l'eau, admise à 1'000	[kg/m ³]
et	Q = débit-volume = 0,380	[m ³ /s]
	$g \Delta Z$ = énergie massique de dénivellation	[J/kg]
où	g = accélération de la pesanteur, admis à 9,81	[m/s ²]
et	ΔZ = dénivellation = 96	[m]
	k_{10} = rendement hydro-électrique global de l'installation à pleine charge	
	= $\eta_{C10} \cdot \eta_{T10} \cdot \eta_{G10} \cdot \eta_{M10} \cdot \eta_{Tr10}$	[-]
où	η_{C10} = rendement de la conduite forcée au débit maximal, admis à 0,95	[-]
	η_{T10} = rendement de la turbine à pleine charge, admis à 0,90	[-]
	η_{G10} = rendement du générateur électrique à pleine charge, admis à 0,93	[-]
	η_{M10} = rendement mécanique lorsqu'un multiplicateur de vitesse est requis, ce qui n'est pas le cas dans le présent exemple, donc $\eta_{M10} = 1$	[-]
	η_{Tr10} = rendement à pleine charge du transformateur lorsque la tension électrique du réseau au point de raccordement est supérieure à celle du générateur. Dans le présent exemple, on admet que le générateur débite sur le réseau basse tension. Donc $\eta_{Tr10} = 1$	[-]

Finalement :

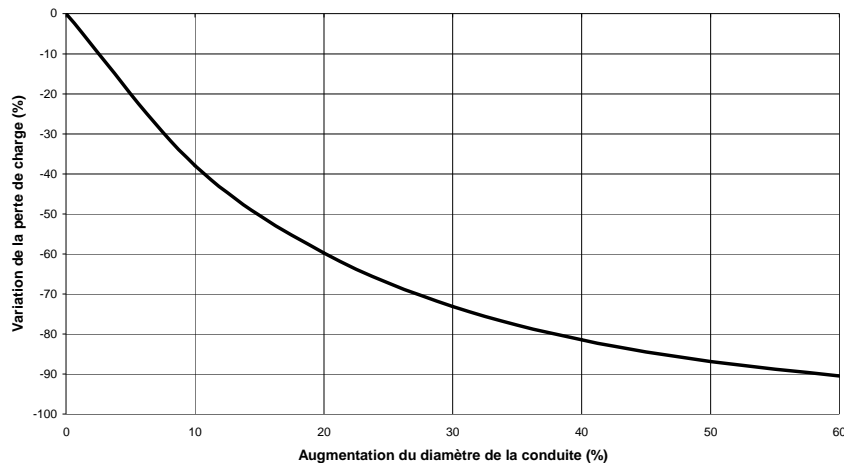
$$P_e = 10^{-3} \cdot 1'000 \cdot 0,380 \cdot 9,81 \cdot 96 \cdot 0,95 \cdot 0,90 \cdot 0,93 = 284,6 \quad [\text{kW}]$$

Deux remarques importantes :

- Les rendements admis ci-dessus, pour la turbine comme pour l'alternateur, sont ceux de machines performantes. Ils sont garantis sur la base de mesures sur plates-formes d'essais certifiées.
- La perte d'énergie dans une conduite forcée est un des facteurs importants intervenant dans la rentabilité d'une centrale hydraulique, au même titre que les rendements de la turbine et de l'alternateur. On observe, toutefois, particulièrement dans des aménagements de petites centrales, même dans des projets récents, que l'importance de ce facteur est souvent sous-estimée.

Il y a, en effet, lieu de rappeler que la perte d'énergie dans une conduite est inversement proportionnelle à la puissance cinquième de son diamètre. Si on augmente, par exemple, de 20 % le diamètre de la conduite, on diminue de 60 % sa perte d'énergie !

Variation de la perte de charge dans une conduite en fonction de son diamètre



Le choix du diamètre de la conduite forcée revêt donc une grande importance dans la production future de l'installation. Cependant, comme ce choix n'est pas sans conséquence sur le coût de l'installation, donc sur les charges financières d'exploitation, il est une des composantes, parfois prépondérante lorsque la conduite est longue, de l'analyse de la rentabilité économique de l'installation.

Dans le cadre d'une étude préalable de faisabilité, par analogie avec des projets finalisés, le rendement $\eta_{C10} = 0,95$ peut être considéré comme une valeur moyenne, proche d'un optimal représentatif de la plupart des cas.

Notons encore que :

- Le terme $g\Delta Z \cdot \eta_C$ est l'énergie hydraulique massique nette gH (J/kg) mise à la disposition de la turbine. La hauteur de chute nette H à pleine charge (notion chère et utile aux "turbiniers") s'écrit simplement :

$$H = \frac{gH}{g} = \Delta Z \cdot \eta_{C10}, \text{ soit, en l'occurrence : } 96 \cdot 0,95 = 91,2 \quad [\text{m}]$$

- Si la turbine choisie est du type Pelton, il faut soustraire à cette valeur le tirant d'air minimum (distance entre le plan de la roue motrice et le niveau aval pour un groupe à axe vertical). Cette distance est variable avec la taille de la turbine ; elle serait de 700 mm dans le cas présent.

Quant à la puissance maximale de la turbine (à l'accouplement avec l'alternateur), elle s'écrit simplement :

$$P_T = \frac{P_E}{\eta_E} = \frac{284,6}{0,93} = 306,0 \quad [\text{kW}]$$

Le coefficient de perte d'énergie de la conduite forcée s'exprime sous la forme :

$$k_{gHr} = \frac{(1 - \eta_C) \cdot g\Delta Z}{Q^2} = \frac{(1 - 0,95) \cdot 9,81 \cdot 96}{0,380^2} = 326,1 \quad [\text{m}^{-4}]$$

Ce coefficient permet de calculer la variation de l'énergie massique nette en fonction du débit. Il est nécessaire à la détermination du rendement et de la puissance de la turbine dans son domaine de fonctionnement :

$$gH = g\Delta Z - k_{gHr} \cdot Q^2 \quad [\text{J/kg}]$$

5. Production électrique annuelle et produit financier de la PCH

En commettant quelques simplifications, on peut exprimer la production annuelle d'énergie électrique d'une centrale hydraulique comme suit :

$$E \approx 2,725 \cdot 10^{-3} \cdot V \cdot \Delta Z \cdot k_m \quad [\text{kWh}]$$

k_m est le rendement hydro-électrique global moyen de l'installation. Comme pour le rendement global à pleine charge, c'est le produit des rendements moyens de la conduite forcée η_{Cm} , de la turbine η_{Tm} et du générateur électrique η_{Gm} .

$$k_m = \eta_{Cm} \cdot \eta_{Tm} \cdot \eta_{Gm} \quad [-]$$

L'installation va travailler, tout au long de l'année, à des débits variables de 0,122 à 0,380 m³/s. Le rendement de la conduite forcée augmente avec la réduction du débit. Par contre, ceux de la turbine et du générateur électrique diminuent sensiblement en dessous de la charge optimale. Le rendement global moyen k_m ne peut être qu'une notion approximative permettant une première évaluation de la faisabilité financière du projet. Pour le cas présent, sur la base d'analyses de cas semblables, on peut admettre la valeur suivante :

$$k_m = 0,750 \quad [-]$$

$$\text{Donc : } E = 2,725 \cdot 10^{-3} \cdot 8'478'300 \cdot 96 \cdot 0,750 = 1'663'442 \quad [\text{kWh/an}]$$

En admettant que toute l'énergie produite est vendue à 15 c/ kWh, le montant encaissé chaque année (produit brut), atteindra en moyenne :

$$\text{Prod.}_{\text{brut}} = 1'663'442 \cdot 0,16 = 249'516,-- \quad [\text{Fr/an}]$$

À ce montant, il faut déduire le coût d'entretien annuel et les charges d'exploitation. Ce terme est calculé selon la formule empirique :

$$e = 10'150 \cdot P_e^{0,29} - 15'000 = 10'150 \cdot 284,6^{0,29} - 15'000 = 37'263,-- \quad [\text{Fr/an}]$$

Le produit financier annuel prévisible est donc :

$$\text{Prod.} = 249'516 - 37'263 \approx 212'253,-- \quad [\text{Fr/an}]$$

6. Taux d'annuités fixes et investissement maximal possible

Le coefficient d'annuités "a" est déterminé comme suit :

$$a = \frac{R \cdot (1+R)^N}{(1+R)^N - 1} \quad [-]$$

avec $R =$ intérêt bancaire pour 1 Fr [-]
 $N =$ durée de l'amortissement [an]

On admet $R = 0,060$ (6,0 %) ; N est variable suivant la catégorie d'investissement :

	(1)	(2)	(3)	(4)
Génie civil (y c. conduite forcée)	48	30	0,0726	3,487
Électromécanique	42	25	0,0782	3,284
Appareillage	10	12	0,1193	1,193
TOTAL	100			7,966

- | | | |
|-----|---|------|
| (1) | proportion de l'investissement global, y compris la part correspondante des études générales, de la planification, etc. ... | [%] |
| (2) | durée N de l'amortissement | [an] |
| (3) | coefficient d'annuité | [-] |
| (4) | produit de (1) par (3) | [-] |

Moyenne pondérée de "a" = $7,966 / 100 \approx 0,0797$ [-]

Investissement maximal, en considérant que la totalité du produit brut est affectée à la dette (intérêt + amortissement) :

$$I_{\max} = \frac{\text{Prod}_{\text{brut}}}{a} = \frac{212'253}{0,0797} \approx 2'663'153,-- \quad [\text{Fr}]$$

Investir la totalité de ce montant n'est pas réaliste. En effet, il faut lui retrancher une réserve minimale et prendre en compte une marge bénéficiaire.

À Jérôme BOLOMEY de fixer le montant qu'il entend prélever sur le produit annuel de sa PCH et à déterminer, avec sa banque, la somme qu'il peut raisonnablement engager dans la construction sur la base des prévisions de sa production.

Toutefois, après avoir consulté des personnes expérimentées dans ce domaine, JB est déjà convaincu que son projet est financièrement réalisable.

7. Dimensionnement de l'installation

- Diamètre de la conduite forcée

Le rendement énergétique d'une conduite forcée peut s'exprimer sous la forme :

$$\eta_c = 1 - \mu \cdot \frac{L}{g\Delta Z} \quad (1) \quad [-]$$

avec μ = perte d'énergie de la conduite pour un débit donné et pour une longueur de 1 m [J/kg/m]

$$\mu = 0,8106 \cdot \lambda \cdot D^{-5} \cdot Q^2 \quad (2) \quad [\text{J/kg/m}]$$

où λ = coefficient de frottement de la conduite, admis dans une première approximation à 0,0125 [-]

Le rendement de la conduite forcée à pleine charge a précédemment été admis :

$$\eta_{c10} = 0,95 \quad [-]$$

On peut déduire de la relation (1) la valeur de μ :

$$\mu = (1 - \eta_{c10}) \cdot \frac{g\Delta Z}{L} = (1 - 0,95) \cdot \frac{9,81 \cdot 96}{387} = 0,1217 \quad [\text{J/kg/m}]$$

puis de la relation (2), la valeur de D^{-5} :

$$D^{-5} = \frac{\mu}{0,8106 \cdot \lambda \cdot Q^2} = \frac{0,1217}{0,8106 \cdot 0,0125 \cdot 0,380^2} = 83,18 \quad [\text{m}^{-5}]$$

et finalement :

$$D = 83,18^{-1/5} = \frac{1}{83,18^{0,2}} = 0,413 \quad [\text{m}]$$

Le diamètre réel va dépendre du choix final qui sera porté sur le type de conduite (fonte, acier, plastique) et des calibres disponibles au-dessus du diamètre 0,413 m.

Dans la phase du projet définitif, le dimensionnement de la conduite forcée (diamètre et longueur réelle établie sur le terrain) sera donc optimisé avec un grand soin.

- Groupe turbo-générateur

Plusieurs variantes sont possibles en fonction, notamment, du choix porté sur le type de turbine : Francis ou Pelton. On peut, par exemple, proposer la solution suivante :

- Turbine Pelton à quatre injecteurs, à axe vertical, roue motrice en porte-à-faux en bout d'arbre de l'alternateur. Vitesse de rotation : 600 t/min. Puissance à l'accouplement : 306 kW (dimensionnement MHyLab).
- Générateur synchrone 400 kVA, accouplé directement à la roue motrice de la turbine, tension triphasée : 400 V, puissance électrique maximale : 300 kW.

8. Bilan de la première phase d'évaluation

Une étape importante du projet est franchie. Jérôme BOLOMEY a maintenant une idée claire de son projet, tant de sa construction que de sa faisabilité financière. Tous les éléments qui permettent d'esquisser l'installation et de lancer un appel d'offres aux constructeurs sont connus pour l'ensemble des équipements, de la prise d'eau au canal de fuite.

Lorsqu'il sera en possession des coûts réels et des garanties prouvées des performances des machines, notamment de leurs rendements énergétiques, il déterminera de manière précise la rentabilité optimale de l'investissement en faisant jouer des variables comme, par exemple, le diamètre de la conduite forcée et le débit maximal.

C'est alors qu'il pourra présenter un dossier complet et précis à sa banque pour obtenir le crédit de construction.

Le rêve commence à devenir réalité !

Pour parvenir à cette étape, Jérôme BOLOMEY n'a pas économisé sa peine. Il a aussi bénéficié des conseils de professionnels du domaine des petites centrales, notamment des petits usiniers groupés dans l'ISKB/ ADUR. Il n'a pas manqué, non plus, de faire appel au Service INFO-ÉNERGIE de la Confédération (pour la Suisse romande) :

INFO-ÉNERGIE PCH Mhylab 1354 Montcherand Tél. : 024 442 87 87 Fax : 024-441 36 54

Raymond CHENAL/Mhylab