

# Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une mini-turbine



# **Petites centrales hydrauliques**

## **Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine**

### **De l'électricité grâce aux petites centrales hydrauliques – une énergie propre qui préserve l'environnement !**

Il existe en Suisse un potentiel important dans le domaine des petites centrales hydrauliques qui pourrait s'avérer financièrement intéressant pour de nombreuses communes, collectivités et industries.

Ce mode de production a malheureusement été négligé ces dernières décennies, la priorité ayant été donnée aux grandes centrales au fil de l'eau ou à accumulation dans les Alpes.

Par le Programme d'action énergies renouvelables (PACER) de l'Office fédéral des questions conjoncturelles, la Confédération a décidé d'intervenir pour inciter les propriétaires de droits d'eau, communes, administrations cantonales, ingénieurs, industriels et entrepreneurs à s'intéresser à cette forme de production d'énergie et à réaliser des installations. L'objectif est la promotion des technologies éprouvées des petites centrales hydrauliques (PCH) par une information objective et complète sur le sujet ainsi que la formation d'ingénieurs et de techniciens.

La brochure « Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine » fait partie d'un ensemble de quatre publications techniques concernant la conception et la réalisation de petites centrales hydrauliques :

- « Turbines hydrauliques »
- « Générateurs et installations électriques »
- « Régulation et sécurité d'exploitation »
- « Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine »

Conçue comme document et en même temps comme outil pratique, elle est destinée à aider les ingénieurs et techniciens non spécialisés qui sont concernés, dans le cadre de leur activité professionnelle, par la conception et la réalisation d'une petite centrale hydraulique.

Elle reprend les informations techniques de base présentées dans le « Guide pratique pour la réalisation de petites centrales hydrauliques » consacrées au dimensionnement et à la rentabilité en les approfondissant :

- paramètres de base d'une petite centrale hydraulique ;
- courbes des débits et choix du débit nominal ;
- rendements et puissances ;
- types de turbines et leur sélection ;
- estimation de la production annuelle d'énergie et de la rentabilité.

Ces considérations théoriques sont illustrées par l'exemple pratique d'une miniturbine d'appoint installée dans une centrale existante.

Enfin, un chapitre est consacré aux essais de réception et présente les différentes vérifications et essais à effectuer dans le cadre de la mise en service.

ISBN 3-905232-57-X

1995, 80 pages

N° de commande 724.247.4 f

## **Petites centrales hydrauliques**

# **Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine**

## Conception, rédaction et réalisation de l'édition française

- F. Heer, ingénieur EPFL, 1450 Ste-Croix
- J.-M. Chapallaz, ingénieur EPFL/SIA, 1450 Ste-Croix

### Avec des contributions, pour la partie documentation, de:

- Electricité Neuchâteloise SA, 2035 Corcelles

### Relecture technique du manuscrit

- R. Chenal, ingénieur-conseil, 1815 Clarens
- D. Richardet, ingénieur civil EPFL-SIA, 1400 Yverdon

### Correcteur

- J.-C. Scheder, 1038 Bercher

### Graphisme de la couverture

- Isabelle Schaaf Graphic Design, 1020 Renens

### Mise en pages, photocomposition et flashage

- DAC, 1006 Lausanne et CITY COMP SA, 1110 Morges

### Direction du projet et coordination

- J. Graf, ingénieur ETS, Fontanezier

## Associations de soutien

Les organisations suivantes recommandent et soutiennent la participation aux journées PACER «Petites centrales hydrauliques».

<b>ACS</b>	Association des communes suisses
<b>ADER</b>	Association pour le développement des énergies renouvelables
<b>ADUR</b>	Association des usiniers romands
<b>ARPEA</b>	Association romande pour la protection des eaux et de l'air
<b>ASE/ETG</b>	Société pour les techniques de l'énergie de l'ASE
<b>ASPEE</b>	Association suisse des professionnels de l'épuration des eaux
<b>INFOENERGIE</b>	Centre de conseils
<b>OFEL</b>	Office d'électricité de la Suisse romande
<b>PROMES</b>	Association des professionnels romands de l'énergie solaire
<b>SIA</b>	Société suisse des ingénieurs et des architectes
<b>SMSR</b>	Société des meuniers de la Suisse romande
<b>SSIGE</b>	Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux
<b>UCS</b>	Union des centrales suisses d'électricité
<b>UTS</b>	Union technique suisse
<b>UVS</b>	Union des villes suisses

ISBN 3-905232-57-X

Copyright © 1995 Office fédéral des questions conjoncturelles, 3003 Berne, août 1995.

Reproduction d'extraits autorisée avec indication de la source.

Diffusion: Coordination romande du programme d'action «Construction et énergie» EPFL-LESO, Case postale 123, 1015 Lausanne (N° de commande 724.247.4f).

# Avant-propos

D'une durée totale de 6 ans (1990-1995), le Programme d'action « Construction et Energie » se compose des trois programmes d'impulsions suivants :

PI BAT – Entretien et rénovation des constructions

RAVEL – Utilisation rationnelle de l'électricité

PACER – Energies renouvelables

Ces trois programmes d'impulsions sont réalisés en étroite collaboration avec l'économie privée, les écoles et la Confédération. Ils doivent favoriser une croissance économique qualitative et, par là, conduire à une plus faible utilisation des matières premières et de l'énergie, avec pour corollaire un plus large recours au savoir-faire et à la matière grise.

Jusqu'ici, si l'on fait abstraction du potentiel hydroélectrique, la contribution des énergies renouvelables à notre bilan énergétique est négligeable. Aussi le programme PACER a-t-il été mis sur pied afin de remédier à cette situation. Dans ce but le programme cherche :

- à favoriser les applications dont le rapport prix/performance est le plus intéressant ;
- à apporter les connaissances nécessaires aux ingénieurs, aux architectes et aux installateurs ;
- à proposer une approche économique nouvelle qui prenne en compte les coûts externes ;
- à informer les autorités, ainsi que les maîtres de l'ouvrage.

## **Cours, manifestations, publications, vidéos, etc.**

Le programme PACER se consacre, en priorité, à la formation continue et à l'information. Le transfert de connaissances est basé sur les besoins de la pratique. Il s'appuie essentiellement sur des publications, des cours et d'autres manifestations. Les ingénieurs, architectes, installateurs, ainsi que les représentants de certaines branches spécialisées, en constituent le public cible. La diffusion plus large d'informations plus générales est également un élément important du programme. Elle vise les maîtres de l'ouvrage, les architectes, les ingénieurs et les autorités.

Le bulletin « Construction et Energie », qui paraît trois fois par an, fournit tous les détails sur ces activités. Ce bulletin peut être obtenu gratuitement sur simple demande. Chaque participant à un cours ou autre manifestation du programme reçoit une publication spécialement élaborée à cet effet. Toutes ces publications peuvent également être obtenues en s'adressant directement à la Coordination romande du programme d'action « Construction et Energie » EPFL-LESO, Case postale 12, 1015 Lausanne.

## **Compétences**

Afin de maîtriser cet ambitieux programme de formation, il a été fait appel à des spécialistes des divers domaines concernés ; ceux-ci appartiennent au secteur privé, aux écoles ou aux associations professionnelles. Ces spécialistes sont épaulés par une commission qui comprend des représentants des associations, des écoles et des branches professionnelles concernées.

---

Ce sont également les associations professionnelles qui prennent en charge l'organisation des cours et des autres activités. Pour la préparation de ces activités une direction de programme a été mise en place ; elle se compose du Dr Jean-Bernard Gay, du Dr Charles Filleux, de M. Jean Graf, du Dr Arthur Wellinger ainsi que de Mme Irene WUILLEMIN et de M. Eric Mosimann de l'OFQC. La préparation des différentes activités se fait au travers de groupes de travail, ceux-ci sont responsables du contenu de même que du maintien des délais et des budgets.

### **Documentation**

La brochure «Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine» fait partie d'un ensemble de quatre publications techniques concernant les petites centrales hydrauliques :

- « Turbines hydrauliques »
- « Générateurs et installations électriques »
- « Régulation et sécurité d'exploitation »
- « Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d'une miniturbine »

Conçue comme document et en même temps comme outil pratique, elle est destinée à aider les ingénieurs et techniciens non spécialisés qui sont concernés, dans le cadre de leur activité professionnelle, par la conception et la réalisation d'une petite centrale hydraulique.

Elle reprend les informations techniques de base présentée dans le « Guide pratique pour la réalisation de petites centrales hydrauliques » consacrées au dimensionnement et à la rentabilité en les approfondissant :

- paramètres de base d'une petite centrale hydraulique ;
- courbes des débits et choix du débit nominal ;
- rendements et puissances ;
- types de turbines et leur sélection ;
- estimation de la production annuelle d'énergie et de la rentabilité.

Ces considérations théoriques sont illustrées par l'exemple pratique d'une miniturbine d'appoint installée dans une centrale existante.

Enfin, un chapitre est consacré aux essais de réception et présente les différentes vérifications et essais à effectuer dans le cadre de la mise en service

Le présent document a fait l'objet d'une procédure de consultation, il a également été soumis à l'appréciation des participants au premier cours pilote. Ceci a permis aux auteurs d'effectuer les modifications nécessaires, ceux-ci étant toutefois libres de décider des corrections qu'ils souhaitaient apporter à leur texte. Dans ce sens ils assurent l'entière responsabilité de leurs textes. Des améliorations sont encore possibles et des suggestions éventuelles peuvent être adressées soit au directeur du cours, soit directement auprès de l'Office fédéral des questions conjoncturelles.

Pour terminer nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont contribué à la réalisation de la présente publication.

Office fédéral des questions conjoncturelles  
Service de la technologie  
Dr B. Hotz-Hart  
Vice-directeur

# Table des matières

---

<b>1.</b>	<b>Préambule</b>	<b>7</b>
-----------	------------------	----------

---

<b>2.</b>	<b>Etude de faisabilité – Description générale</b>	<b>9</b>
2.1	Objectif	10
2.2	Démarche	10
2.3	Données nécessaires	10

---

<b>3.</b>	<b>Estimation de la production d'énergie</b>	<b>13</b>
3.1	Données hydrologiques, débits instantanés et débits classés	14
3.2	Débits caractéristiques	16
3.3	Chute	20
3.4	La puissance hydraulique	28
3.5	Les turbines	28
3.6	La puissance mécanique	36
3.7	Les générateurs	36
3.8	La puissance électrique	38
3.9	L'énergie électrique	42

---

<b>4.</b>	<b>Estimation des dépenses annuelles</b>	<b>45</b>
4.1	Investissement I	46
4.2	Frais financiers F	47
4.3	Charges d'exploitation et d'entretien	48
4.4	Dépenses annuelles totales	48

---

<b>5.</b>	<b>Estimation de la rentabilité de l'ouvrage</b>	<b>49</b>
5.1	Prix de revient de l'énergie	50
5.2	Prix de vente de l'énergie	50
5.3	Estimation de la rentabilité	50

---

<b>6.</b>	<b>Exemple d'application pratique</b>	<b>51</b>
6.1	Exposé du problème	52
6.2	Données	52
6.3	Résolution du problème	54

---

<b>7.</b>	<b>Essais de réception d'une petite centrale hydroélectrique</b>	<b>61</b>
7.1	Considérations générales	62
7.2	Essais et vérifications à la mise en service	64
7.3	Essais de réception et vérification des performances	66
7.4	Mesure des performances du groupe turbogénérateur	67
7.5	Normes et codes	74

---

	<b>Bibliographie</b>	<b>75</b>
--	----------------------	-----------

---

	<b>Liste des publications et vidéos du programme d'action PACER</b>	<b>77</b>
--	---	-----------

---

# 1. Préambule

## But de la brochure

La première partie de la brochure reprend les informations techniques de base présentées dans le « Guide pratique pour le dimensionnement des petites centrales hydrauliques » en les approfondissant.

Elle doit permettre à l'ingénieur non spécialisé de faire une première estimation de la faisabilité d'un projet de nouvel aménagement ou d'une rénovation de centrale existante.

Il y trouvera une information concernant toutes les données qu'il aura à réunir ainsi qu'une marche à suivre permettant de déterminer la faisabilité d'une petite centrale hydraulique.

Il sera ainsi en mesure de prendre la décision quant à l'opportunité de mandater un bureau expert dans ce domaine pour la réalisation d'une étude préliminaire.

Seuls les aspects permettant une évaluation de la faisabilité du point de vue technique et économique seront traités ici.

Pour les aspects légaux concernant notamment les demandes de concession et problèmes liés à la protection de l'environnement, le lecteur trouvera toutes les informations nécessaires dans le « Guide pratique pour le dimensionnement des petites centrales hydrauliques » et dans les « Fiches d'informations cantonales pour les petites centrales hydrauliques ».

Pour illustrer les notions théoriques, l'exemple pratique de la centrale de St-Sulpice, utilisé lors des journées de formation, sera repris ici.

En deuxième partie le lecteur trouvera des indications sur les essais de réception à prévoir lors de l'achat d'équipement électromécanique d'une petite centrale. Pour être représentatifs et fiables ces essais requièrent une bonne préparation et une grande minutie. Les différentes mesures à prévoir ainsi que quelques techniques permettant de les effectuer sont présentées dans cette brochure.



## 2. Etude de faisabilité – Description générale

---

<b>2.1</b>	<b>Objectif</b>	10
<b>2.2</b>	<b>Démarche</b>	10
<b>2.3</b>	<b>Données nécessaires</b>	10
2.3.1	Faisabilité technique	10
2.3.2	Estimation de la rentabilité	11

---

## 2.1 Objectif

La démarche proposée ci-dessous permet le calcul du **prix de revient** de l'énergie produite.

Celui-ci sera comparé au **prix de vente** (ou au prix de revient de l'énergie prise à une autre source).

La différence met en évidence la rentabilité de l'ouvrage.

## 2.2 Démarche

- L'investissement nécessaire à la réalisation de l'ouvrage permet de calculer les frais financiers annuels. Ajoutés aux charges d'entretien et d'exploitation, ils forment les **dépenses annuelles**.
- Ces dépenses annuelles, divisées par la **production annuelle d'énergie**, donnent le prix de revient de celle-ci.

## 2.3 Données nécessaires

### 2.3.1 Faisabilité technique

Un premier tri parmi les variantes doit être fait sur la base d'aspects tels que conditions géologiques, place, accès, etc.

Les données nécessaires à une évaluation de la **faisabilité technique** sont de nature:

- topographique
  - profil en long du cours d'eau ;
  - plan avec représentation des courbes de niveau, voies de communication et bâtiments existants, etc. ;
  - possibilité d'accès et éventuellement de raccordement au réseau électrique ;
  - idée préalable des conditions géotechniques.
- hydrologique
  - la quantité d'eau disponible et les conditions hydrologiques particulières seront déterminantes pour le dimensionnement de l'installation et donc pour l'estimation du type, de la taille et de l'emprise des ouvrages.

### 2.3.2 Estimation de la rentabilité

Les données nécessaires au calcul des **dépenses annuelles** sont :

- les prix unitaires ou une expérience suffisante pour le calcul de l'investissement à consentir ;
- les taux d'intérêt applicables pour le calcul des frais financiers ;
- une estimation des charges d'exploitation et d'entretien.

(Des valeurs indicatives pour ces 3 rubriques sont données dans le « Guide pratique pour la réalisation de petites centrales hydrauliques », Annexe C, p. 90 et reprises au chap. 4).

Pour le calcul de la **production d'énergie**, l'ingénieur a besoin :

- de données hydrologiques (quantité d'eau disponible) ;
- de la chute à disposition ;
- des caractéristiques géométriques et des matériaux utilisés pour les divers ouvrages (calcul des pertes) ;
- des caractéristiques des machines (rendement, plage d'utilisation, etc.).

Enfin, le prix de vente de l'énergie permettra la comparaison avec le prix de revient.

## 3. Estimation de la production d'énergie

---

<b>3.1</b>	<b>Données hydrologiques, débits instantanés et débits classés</b>	14
<hr/>		
<b>3.2</b>	<b>Débits caractéristiques</b>	16
<hr/>		
<b>3.3</b>	<b>Chute</b>	20
3.3.1	La chute brute $H_b$	20
3.3.2	Les pertes de charge	20
3.3.3	La chute nette $H_n$	24
<hr/>		
<b>3.4</b>	<b>La puissance hydraulique</b>	28
<hr/>		
<b>3.5</b>	<b>Les turbines</b>	28
3.5.1	Généralités	28
3.5.2	Choix du type de turbine	28
3.5.3	Le rendement des turbines	32
3.5.4	Récapitulation des caractéristiques des turbines	35
<hr/>		
<b>3.6</b>	<b>La puissance mécanique</b>	36
<hr/>		
<b>3.7</b>	<b>Les générateurs</b>	36
3.7.1	Choix du type de générateur	36
3.7.2	Le rendement des générateurs	36
<hr/>		
<b>3.8</b>	<b>La puissance électrique</b>	38
3.8.1	Définition	38
3.8.2	La puissance à charge partielle	38
3.8.3	Récapitulation des pertes	40
<hr/>		
<b>3.9</b>	<b>L'énergie électrique</b>	42

---

### 3.1 Données hydrologiques, débits instantanés et débits classés

**Symbole:  $Q$**

**Unités:  $[m^3/s]$  ou  $[l/s]$**

La connaissance de la quantité d'eau disponible pour l'exploitation d'une centrale hydroélectrique est primordiale. Elle s'obtient par la mesure des **débits instantanés** (courbe 1, figure 3.1). En général, une mesure par jour pendant au moins une année.

Le réarrangement de ces mesures par ordre décroissant, donne **la courbe des débits classés** (courbe 2, figure 3.1). L'aire sous les courbes 1 et 2 est identique et représente la quantité totale d'eau s'écoulant dans le cours d'eau.

La courbe des débits classés montre le nombre de jours pendant lesquels un débit donné est atteint ou dépassé sur une année.

**$Q_x$**  est le débit qui est atteint ou dépassé pendant  **$x$**  jours par année.

Il est souhaitable d'avoir à disposition des mesures portant sur plusieurs années. Dans ce cas, la courbe des débits classés de chaque année sera construite. Puis ces courbes seront moyennées pour obtenir la courbe moyenne des débits classés.

**Attention:** la démarche consistant à moyenner les débits journaliers de chaque année puis à les classer n'est pas appropriée au calcul de la rentabilité d'un ouvrage.

Il est par contre intéressant d'analyser les courbes des années extrêmes. Elles permettent en effet d'évaluer l'influence d'une année exceptionnellement sèche ou humide sur la rentabilité de l'aménagement.

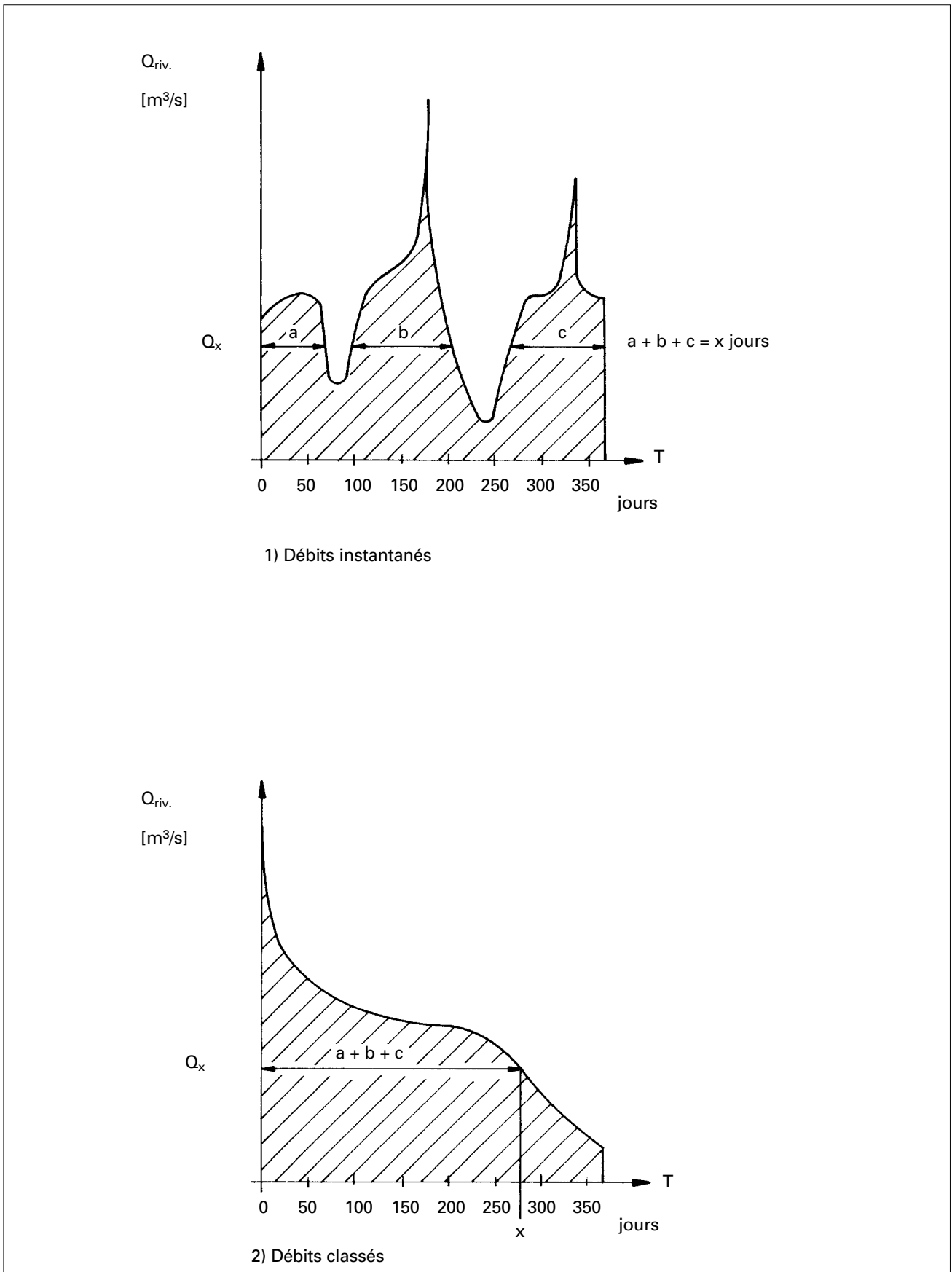


Figure 3.1: Courbes des débits instantanés et classés

## 3.2 Débits caractéristiques

**Symbole : Q**

**Unités : [m<sup>3</sup>/s] ou [l/s]**

**Le débit de restitution  $Q_{rest}$**  ou débit résiduel minimal est le débit qui doit être maintenu dans le tronçon du cours d'eau entre la prise d'eau et l'usine. La valeur du débit de restitution est fixée par l'art. 31 de la Loi fédérale sur la protection des eaux (voir tableau 3.2):

$Q_{347}$  représente le débit atteint ou dépassé pendant 347 jours par année, soit 95 % du temps.

De plus, il faut tenir compte, le cas échéant, d'autres exigences telles que celles de la pêche, etc.

**Le débit turbinable  $Q_t$**  est le débit s'écoulant dans la rivière  $Q_{riv}$  moins le débit de restitution  $Q_{rest}$ .

$$Q_t = Q_{riv} - Q_{rest}$$

**Le débit nominal  $Q_n$**  est le débit maximum sous lequel peut fonctionner une turbine. Cette valeur est déterminante pour le coût de l'équipement, du génie civil et pour le calcul de la quantité d'énergie produite. Son choix est donc capital.

### Choix du débit nominal

Le choix du débit nominal dépend de beaucoup de facteurs tels que

- si déjà existant, acte de concession ;
- en cas de rénovation : capacité des ouvrages existants ;
- régime hydrologique (forme de la courbe des débits classés) ;
- type de fonctionnement (îlot ou en parallèle).

Il s'agira donc de cas en cas de chercher la solution optimale en comparant coûts et revenus.

Art. 31: Débit résiduel minimal	
<sup>1</sup> Lorsque des prélèvements sont opérés dans des cours d'eau au débit permanent, le débit résiduel doit atteindre au moins :	
Pour un débit $Q_{347}$ inférieur ou égal à 60 l/s.....	50 l/s
plus, par tranche de 10 l/s .....	8 l/s
Pour un débit $Q_{347}$ de 160 l/s.....	130 l/s
plus, par tranche de 10 l/s .....	4.4 l/s
Pour un débit $Q_{347}$ de 500 l/s.....	280 l/s
plus, par tranche de 100 l/s.....	31 l/s
Pour un débit $Q_{347}$ de 2500 l/s.....	900 l/s
plus, par tranche de 100 l/s.....	21.3 l/s
Pour un débit $Q_{347}$ de 10 000 l/s.....	2500 l/s
plus, par tranche de 1000 l/s.....	150 l/s
Pour un débit $Q_{347}$ égal ou supérieur à 60 000 l/s.....	10 000 l/s

Tableau 3.2



Comme point de départ, les **valeurs indicatives** suivantes peuvent être utilisées.

Une centrale qui fonctionne en îlot doit fournir du courant le plus de temps possible, car elle est la seule source d'approvisionnement du consommateur.

On choisira donc comme débit nominal celui atteint ou dépassé pendant au moins 250 jours.

$Q_n \leq Q_{250}$                       Fonctionnement en îlot

Une centrale qui fonctionne parallèlement au réseau doit produire le plus d'énergie possible.

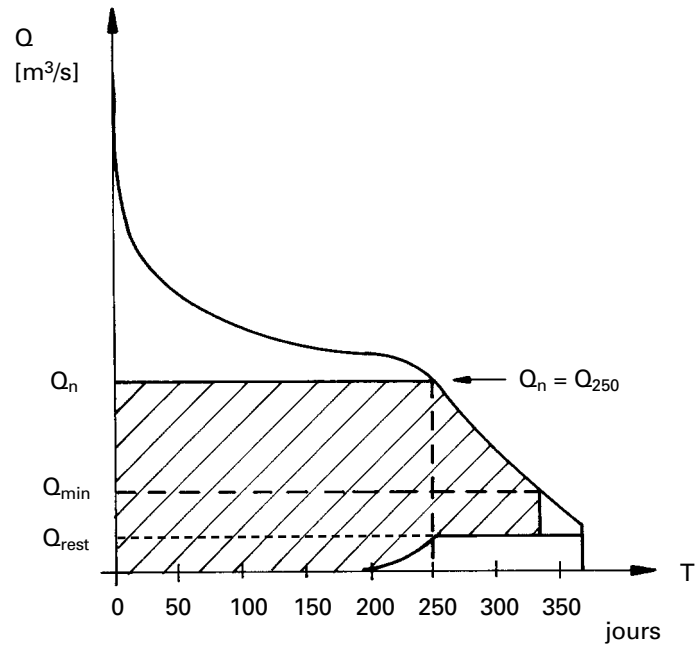
Le débit nominal dépend donc de la forme de la courbe des débits classés.

L'optimum se situe en général autour de 50 à 90 jours de fonctionnement à débit nominal.

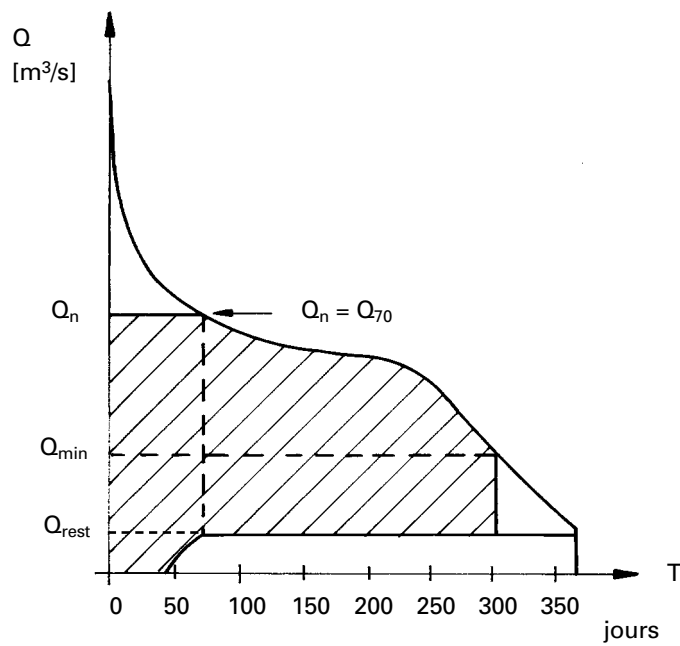
$Q_n = Q_{90}$  à  $Q_{50}$                       Fonctionnement en parallèle

**Le débit Q minimum  $Q_{min}$**  est le débit au-dessous duquel une turbine ne peut plus fonctionner normalement.

La quantité d'eau s'écoulant avec un débit inférieur à  $Q_{min}$  est perdue (voir figure 3.2).



1) Fonctionnement en îlot



2) Fonctionnement en parallèle

Figure 3.2: Débits caractéristiques

### 3.3 Chute

**Symbole : H**                      **Unités : [m]**

#### 3.3.1 La chute brute $H_b$

La chute brute représente l'énergie totale à disposition entre l'entrée et la sortie de l'aménagement.

Elle est donnée par la différence d'altitude entre les niveaux d'eau à la prise d'eau et à l'aval de la centrale. C'est une donnée topographique mesurée sur le terrain ou sur la carte.

Le niveau aval exact à prendre en compte dépend du type de turbine (voir § 3.5.4).

Tout au long du trajet de l'eau en amont de la turbine, l'énergie totale, mesurée par rapport au plan d'eau aval, se décompose comme suit:

$$H_b = z + \frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} + \Sigma H_L \quad [3.1]$$

$H_b$  : chute brute ou énergie totale, **en [m]**

$z$  : hauteur (énergie potentielle), **en [m]**

$p/\rho g$  : hauteur de pression, **en [m]**

( $p$  est la pression relative, sur- ou souspression, mesurée par rapport à la pression atmosphérique)

$v^2/2g$  : hauteur de vitesse (énergie cinétique), **en [m]**

$g$  : accélération due à la pesanteur = **9.81 [m/s<sup>2</sup>]**

$\rho$  : masse volumique de l'eau = **1000 [kg/m<sup>3</sup>]**

$\Sigma H_L$  : pertes par de charge, **en [m]**

La figure 3.3.1 montre le schéma d'un aménagement hydroélectrique avec la représentation des différents termes de l'équation [3.1] et leur variation le long du trajet de l'eau.

#### 3.3.2 Les pertes de charge

Les pertes de charge sont calculées en fonction de la géométrie des ouvrages et des matériaux utilisés. Elles varient avec le débit turbiné.

Elles sont de deux types:

- les pertes locales ou singulières;
- les pertes réparties ou linéaires.

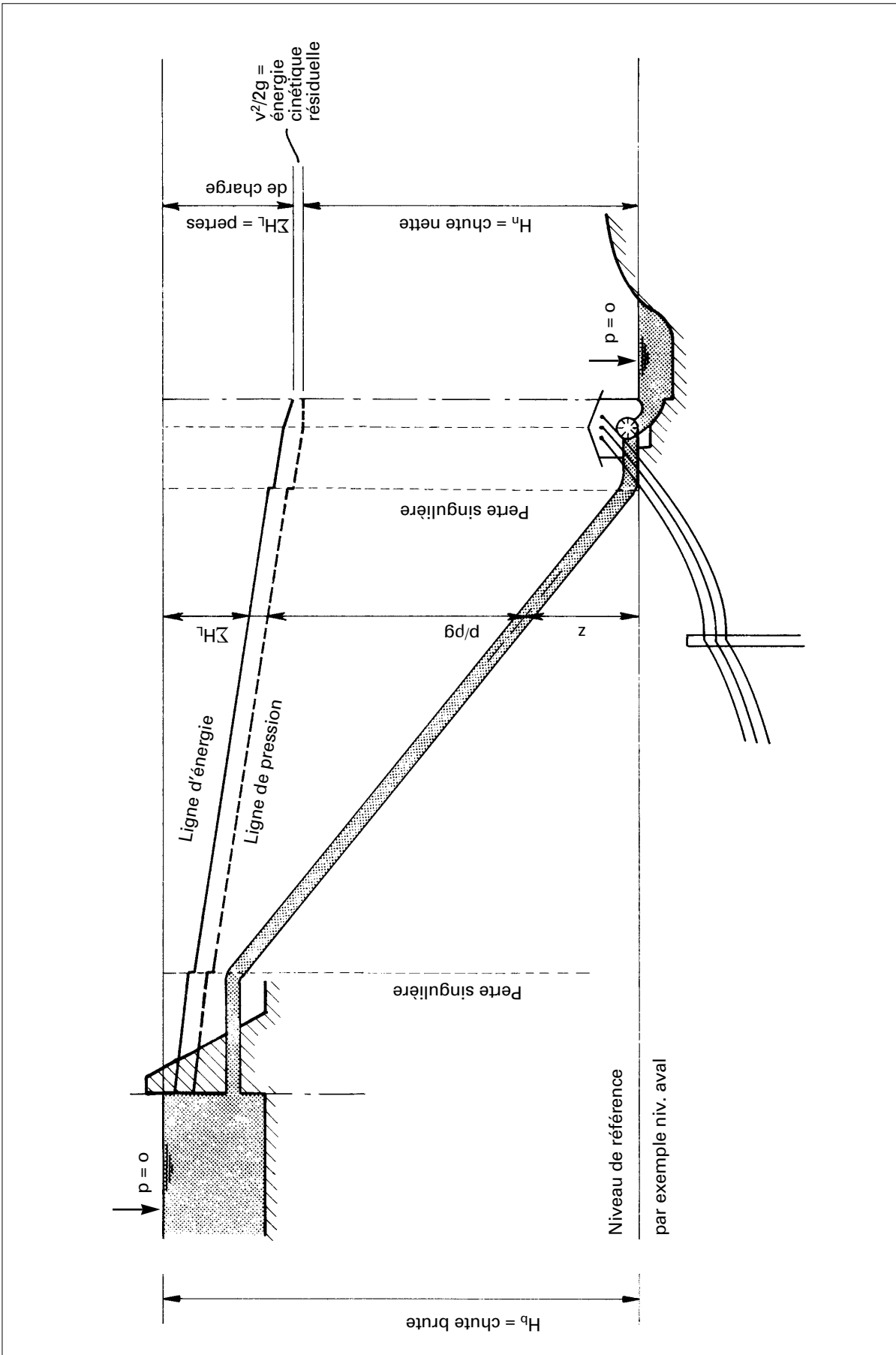


Figure 3.3.1 : Schéma d'un petit aménagement hydroélectrique

**Les pertes locales ou singulières  $H_{Ls}$**  sont les pertes liées aux singularités géométriques des aménagements, telles que entrées, sorties, grilles, rétrécissements, élargissements, coudes, bifurcations, etc.

Elles varient avec le carré de la vitesse et dépendent de la géométrie de la singularité.

$$H_{Ls} = \xi \cdot \frac{v^2}{2g} \quad [3.2]$$

$H_{Ls}$  : pertes singulières, **en [m]**

$\xi$  : coefficient de pertes de charge, **sans unité**, dépend du type de singularité et de sa géométrie. Il est donné dans des ouvrages tels que {1} (cf. bibliographie p. 75)

$v$  : vitesse de l'écoulement, **en [m/s]**, à l'amont de la singularité

$g$  : accélération due à la pesanteur, **en [m/s<sup>2</sup>]**.

**Les pertes réparties ou linéaires  $H_{Lf}$**  sont les pertes par frottements entre l'eau et les parois. Elles ont lieu dans les canaux, conduites d'amenée d'eau et conduites forcées.

Elles varient avec le carré de la vitesse et dépendent de la géométrie de la section, de la longueur de la conduite ainsi que du matériau formant les parois.

La théorie complexe de l'hydraulique peut être, pour les cas usuels, simplifiée pour aboutir à la formule suivante:

**Formule de Strickler :**

$$H_{Lf} = \frac{v^2 \cdot L}{K^2 \cdot R_h^{4/3}} \quad [3.3]$$

$H_{Lf}$  : pertes linéaires, **en [m]**

$v$  : vitesse de l'écoulement, **en [m/s]**

$L$  : longueur de conduite considérée, **en [m]**

$K$  : coefficient de rugosité selon Strickler, **en [m<sup>1/3</sup>/s]**, dépend du type de matériaux et de l'état de la surface de contact entre l'eau et la paroi.

L'estimation de **K** est souvent difficile pour des ouvrages existants, par exemple conduites forcées entartrées, etc. Il convient donc d'être prudent et d'étudier l'influence de la variation de **K** sur la production annuelle d'énergie.

A titre indicatif, nous donnons les valeurs suivantes:

<b>Matériaux</b>	<b>Etat</b>	<b>K [m<sup>1/3</sup>/s]</b>
acier	conduite en bon état	75
acier	conduite ancienne, rouillée, incrustée	60
béton	lisse	85
béton	rugueux	60
PE, PVC		100

Tableau 3.3.2: Coefficients de rugosité selon Strickler

Les valeurs de **K** sont indiquées dans les ouvrages spécialisés, tels que {2} (cf. bibliographie p. 75):

$R_h$ : rayon hydraulique de la section, **en [m]**, est défini comme le rapport entre la surface mouillée **S** et le périmètre mouillé **P**.

La figure 3.3.2 montre un exemple de calcul du rayon hydraulique pour une section rectangulaire et circulaire.

En cas de variation des caractéristiques entrant dans le calcul des  $H_{Lr}$  le long du trajet de l'eau, il faut le découper en tronçons où les valeurs **v**,  **$R_h$** , **K** restent constantes, puis cumuler les pertes de chaque tronçon.

### 3.3.3 La chute nette $H_n$

La chute nette représente l'énergie effective à la disposition de la turbine, mesurée entre l'entrée et la sortie de la machine.

Elle se calcule pratiquement en déduisant de la chute brute:

- les pertes de charge à l'amont et à l'aval de la turbine  $\Sigma H_L$ ;
- l'énergie cinétique résiduelle qui est perdue à la sortie de la turbine  $v^2/2g$ .

La chute nette disponible est donc:

$$H_n = H_b - \Sigma H_L - \frac{v^2}{2g} \quad [3.4]$$

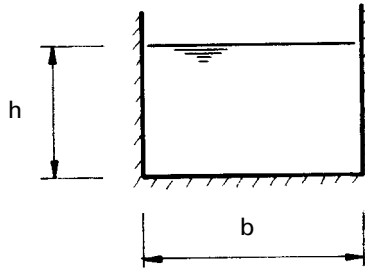
Dans le cadre d'une étude préliminaire de petite centrale hydraulique, la perte de l'énergie cinétique résiduelle est le plus souvent négligée.

Elle peut cependant prendre une importance non négligeable dans les aménagements à basse chute.

Pour plus de détails sur le calcul de l'énergie, le lecteur est prié de se référer au manuel PACER « Turbines hydrauliques » {4}.

Les formules [3.2] et [3.3] montrent que les pertes de charges tant singulières que linéaires sont fonction du **carré** de la vitesse, donc du carré du débit.

Canal rectangulaire

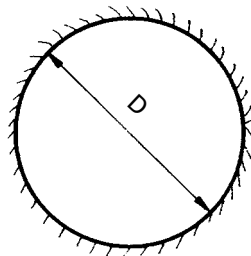


$$S = b h$$

$$P = b + 2 h$$

$$R_h = \frac{b h}{b + 2 h}$$

Conduite circulaire pleine



$$S = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$P = \pi D$$

$$R_h = \frac{S}{P} = \frac{D}{4}$$

Figure 3.3.2: Calcul du rayon hydraulique pour une section rectangulaire et circulaire



Dès lors, la somme des pertes de charges s'exprime par:

$$\Sigma H_L = A \cdot Q_t^2 \quad [3.5]$$

En calculant la somme des pertes de charges selon la marche à suivre exposée ci-dessus pour un débit  $Q_i$  quelconque, on peut déterminer le coefficient  $A$ .

$$A = \frac{\Sigma H_L (Q_i)}{Q_i^2} \quad [3.6]$$

Puis, en introduisant la valeur de  $A$  dans [3.4], il est possible de calculer  $\Sigma H_L$  pour toutes les valeurs de  $Q_t$  et de tracer le diagramme de la chute nette  $H_n$  en fonction du débit turbiné  $Q_t$ .

$$H_n = f (Q_t) \quad [3.7]$$

**Exemple:**

$$H_b = 22 \text{ [m]}$$

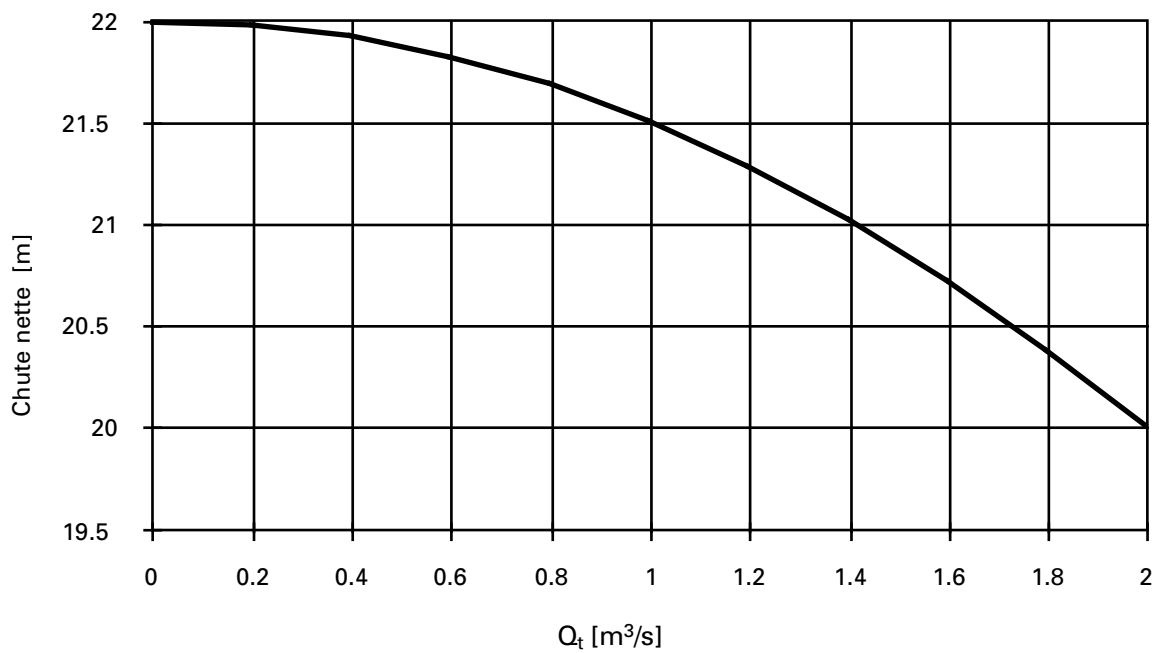
On donne:

pour  $Q = 2 \text{ [m}^3\text{/s]}$   $\Sigma H_L = 2 \text{ [m]}$

$$[3.6] \Rightarrow A = 2/2^2 = 0.5 \text{ [s}^2\text{/m}^5\text{]}$$

$$[3.5] \Rightarrow \Sigma H_L = 0.5 \cdot Q_t^2 \text{ [m]}$$

$$[3.4] \Rightarrow H_n = 22 - 0.5 \cdot Q_t^2 \text{ [m]}$$



L'ordre de grandeur des pertes à débit nominal est en général:

$$\Sigma H_L = 10 \text{ à } 15\% \text{ de } H_b$$

$$H_n = 0.85 \text{ à } 0.9 \cdot H_b \quad [3.8]$$

Figure 3.3.3: Chute nette en fonction du débit turbiné – Exemple

### 3.4 La puissance hydraulique

**Symbole : P**      **Unité : Watt [W]** ou plus généralement: **[kW]**

Le débit et la chute nette permettent de calculer la puissance hydraulique à disposition :

$$P_{\text{hyd}} = Q_t H_n \rho g \quad [3.9]$$

P : puissance, **en [W]**

$Q_t$  : débit turbiné, **en [m<sup>3</sup>/s]**

$H_n$  : chute nette, **en [m]**

$\rho$  : masse volumique de l'eau = **1000 [kg/m<sup>3</sup>]**

$g$  : accélération due à la pesanteur = **9.81 [m/s<sup>2</sup>]**

### 3.5. Les turbines

#### 3.5.1 Généralités

La puissance hydraulique doit être transformée en puissance mécanique qui sera utilisée directement (moulins, pompes, etc.) ou sera à son tour transformée en puissance électrique.

Le passage puissance hydraulique – puissance mécanique se fait grâce à une **turbine** qui est mise en rotation par le flux de l'eau.

Il existe quatre types principaux de turbines :

- Pelton
- Francis
- Kaplan
- Crossflow

Ils sont présentés dans les figures 3.5.1.a et 3.5.1.b.

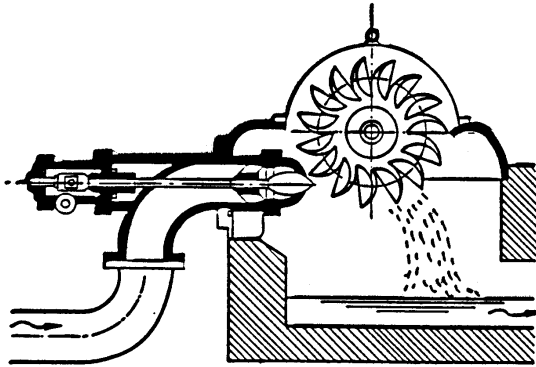
De plus, pour les petites centrales possédant un débit suffisamment constant tout au long de l'année, il est également possible d'utiliser des pompes travaillant en régime inversé.

#### 3.5.2. Choix du type de turbine

Le choix du type de turbine se fait en fonction du débit nominal  $Q_n$  et de la chute nette  $H_n$  grâce au diagramme de la figure 3.5.2.

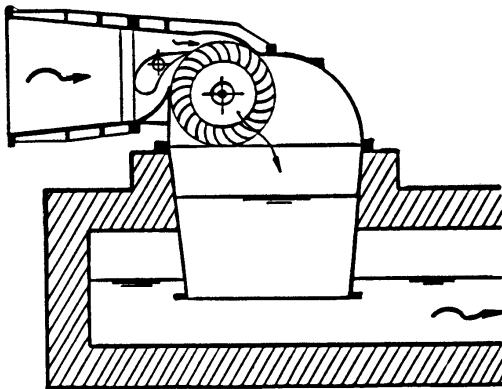
Dans le cas où le choix n'est pas clair (point proche d'une frontière), une comparaison plus détaillée sera nécessaire. En plus de la rentabilité des facteurs tels que sensibilité aux corps étrangers, bruit, simplicité d'exploitation et de maintenance, etc., pourront également être considérés.

Des détails supplémentaires permettant une sélection des turbines sont donnés dans la brochure PACER « Turbines hydrauliques ».



**Turbine PELTON**

Q petit  
H grand



**Turbine CROSSFLOW**

Q petit à moyen  
H moyen à petit

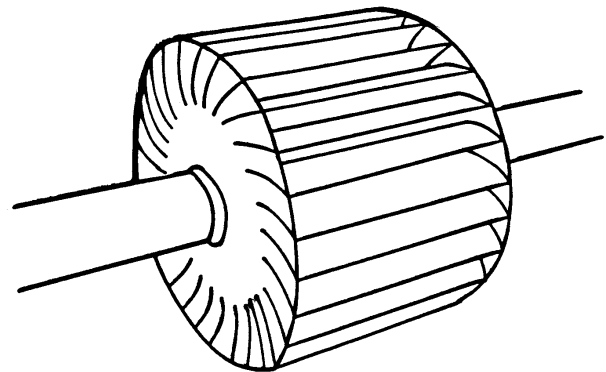


Figure 3.5.1.a: Turbines hydrauliques

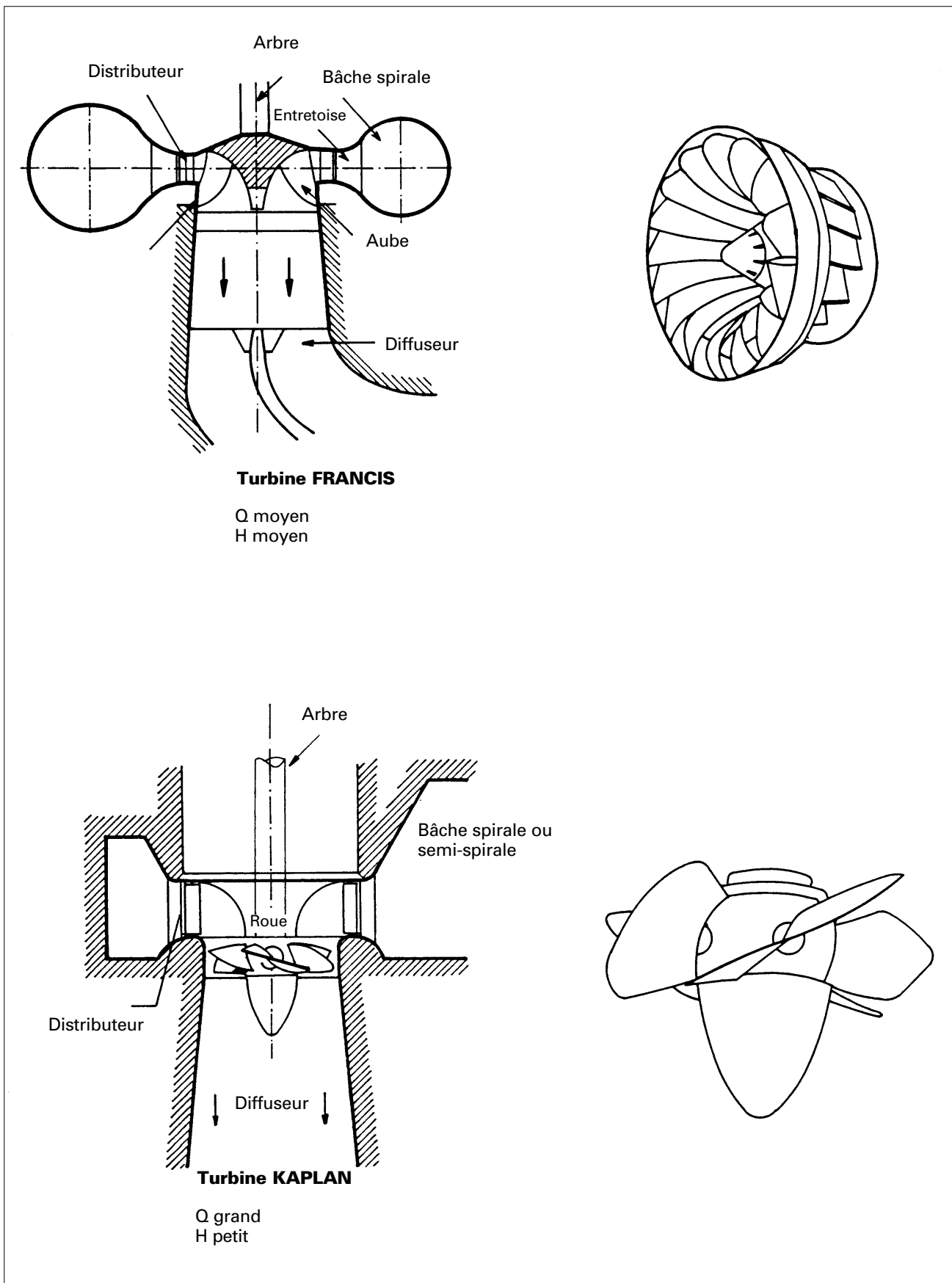


Figure 3.5.1.b: Turbines hydrauliques

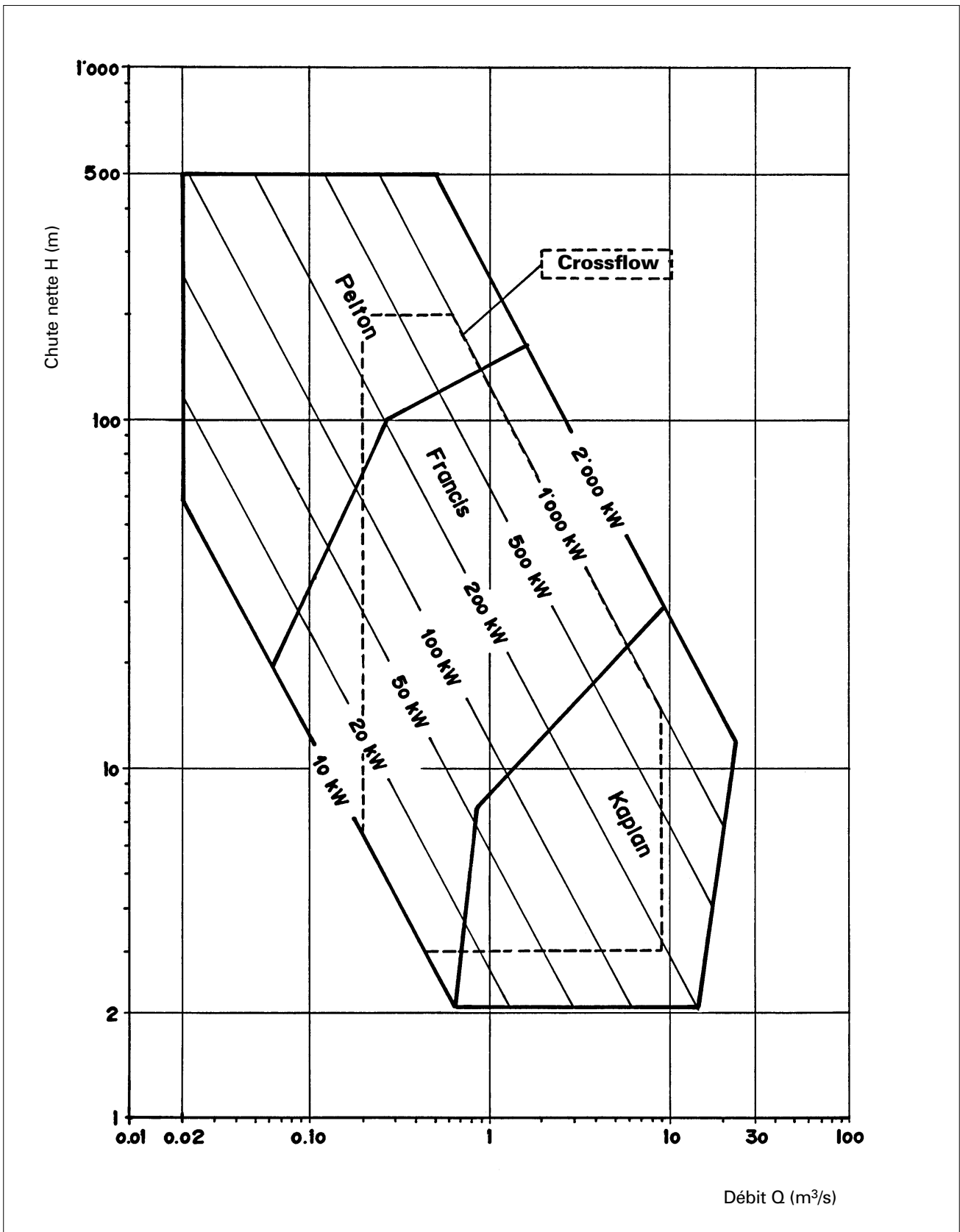


Figure 3.5.2: Domaine d'utilisation des différents types de turbines (chutes nettes, débits, puissances)

### 3.5.3 Le rendement des turbines

**Symbole :**  $\eta_t$

**Unité :** --

La transformation de la puissance hydraulique en puissance mécanique par la turbine entraîne des pertes. En effet, une partie de la puissance est perdue sous forme de bruit et de chaleur.

Le rendement, quantification de ces pertes, est défini par :

$$\eta_t = P_{\text{mec}}/P_{\text{hyd}}$$

Le rendement varie fortement avec le débit. Il est donné par les constructeurs sous forme de courbes comme celles de la figure 3.5.3.a ou de tableaux.

Le rendement maximum est atteint pour un débit entre 60 et 90 % du débit maximum.

La valeur de  $\eta_t$  pour  $Q_{\text{max}}$  est généralement inférieure à  $\eta_{\text{max}}$

#### **Remarques concernant le rendement des turbines des petites centrales**

Pour les grandes centrales, généralement équipées de plusieurs groupes, c'est le rendement à débit nominal qui est déterminant.

En effet, la plage de variation des débits est couverte essentiellement en faisant varier le nombre de groupes en service. (voir l'exemple de la figure 3.5.3.b).

Dans les petites centrales équipées d'un seul groupe, le rendement doit être bon sur toute la plage des débits turbinables même si le rendement maximum est un peu plus faible. Le rendement à charge partielle est donc très important.

En général une turbine sera arrêtée dès que le rendement devient inférieur à 30% environ.

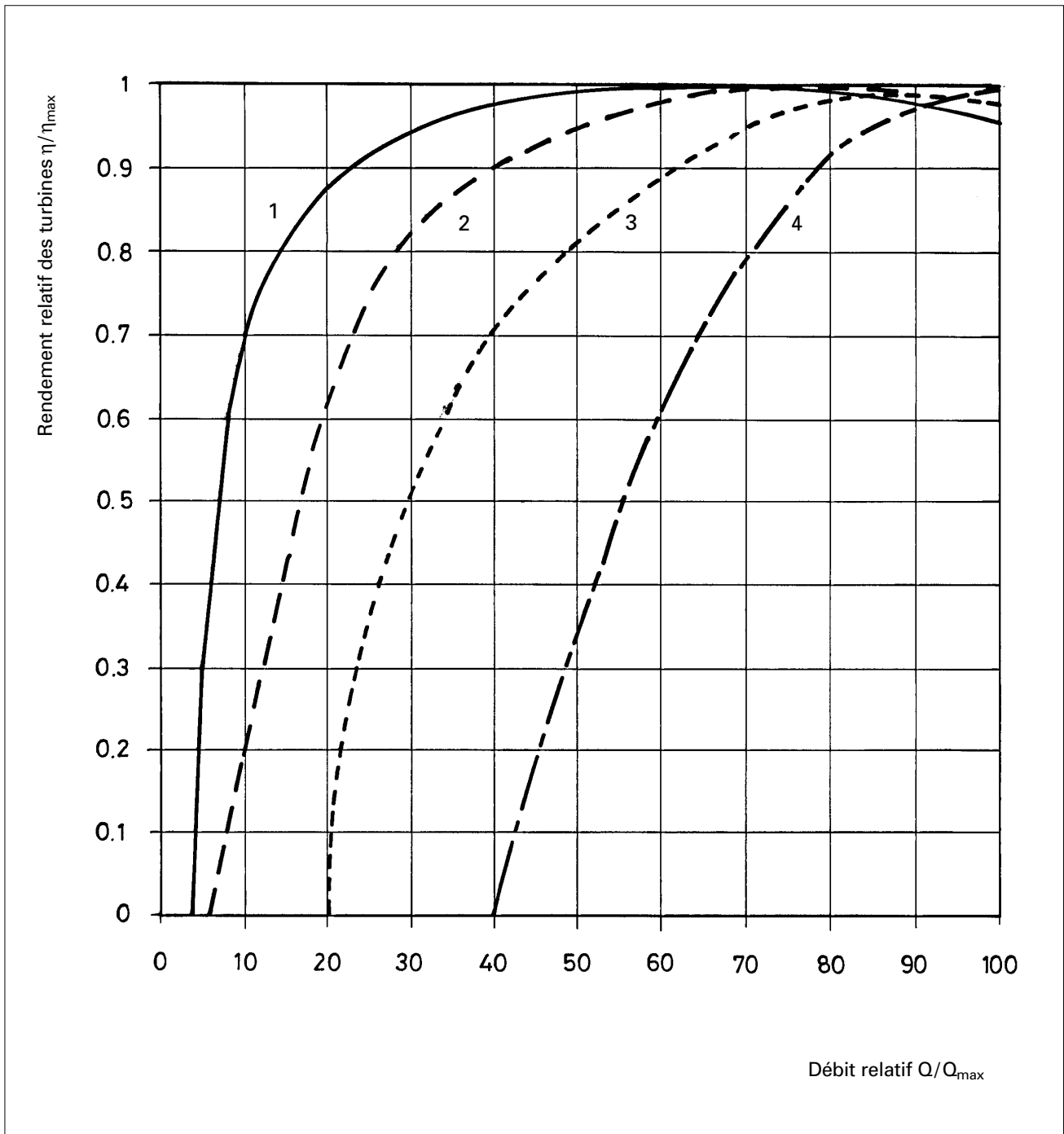


Figure 3.5.3.a: Forme des courbes de rendement de différentes turbines pour des débits variables

Ordre de grandeur des rendements maximum  $\eta_{\max}$ :

Courbe 1:	Turbine Pelton	$\eta_{\max} = 84 - 90\%$
	Turbine Crossflow à 2 cellules	$\eta_{\max} = 78 - 84\%$
Courbe 2:	Turbine Kaplan	$\eta_{\max} = 84 - 90\%$
Courbe 3:	Turbine Francis	$\eta_{\max} = 84 - 90\%$
	Turbine Crossflow à 1 cellule	$\eta_{\max} = 78 - 84\%$
Courbe 4:	Pompe inversée	$\eta_{\max} = 75 - 90\%$



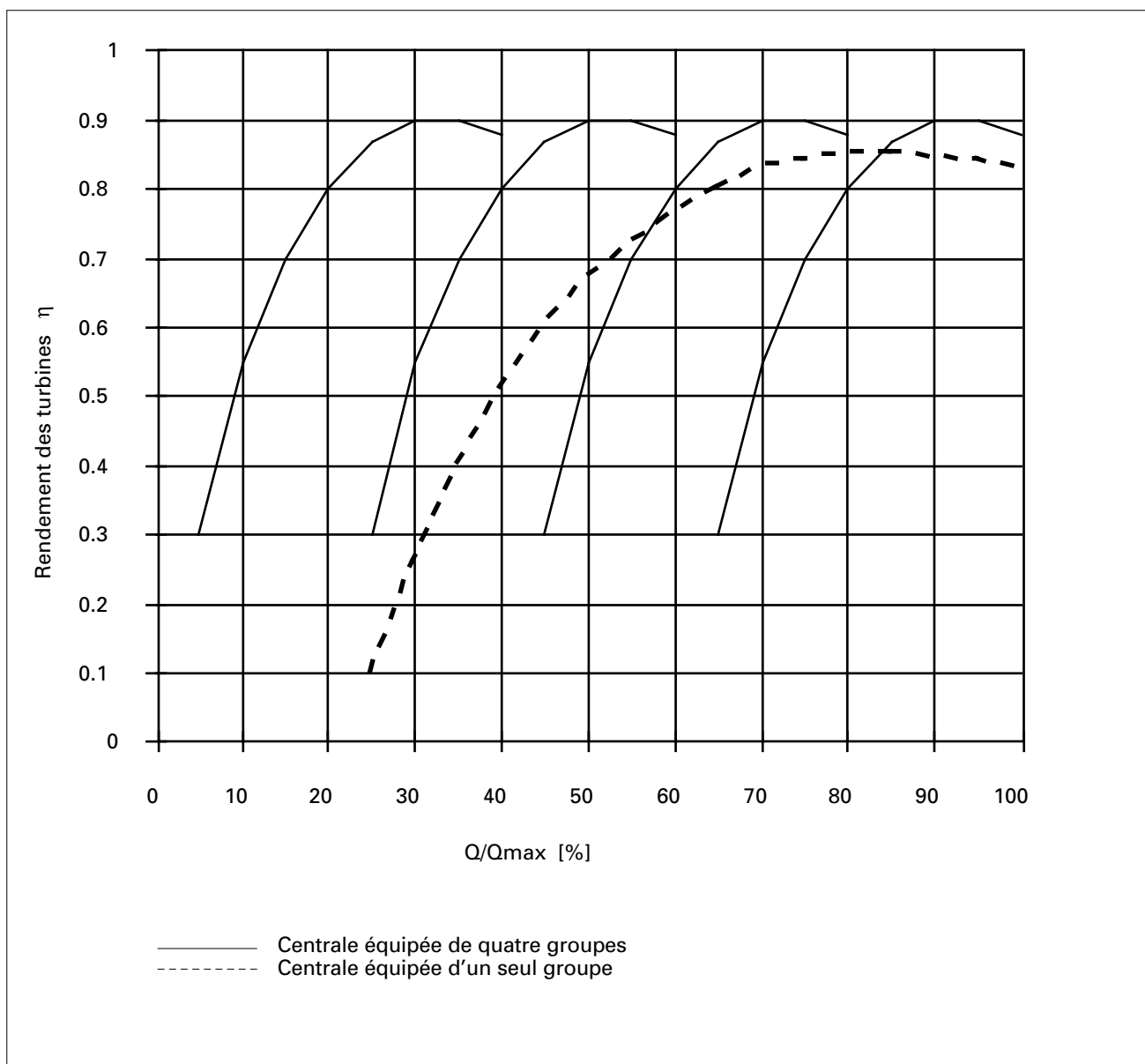


Figure 3.5.3.b: Importance du rendement à charge partielle

### 3.5.4 Récapitulation des caractéristiques des turbines

Nom	Type	Rendement maximum	Débit min. turbinable	Chute brute jusqu'à	Voir fig.
Pelton	action	84 à 90%	10% de $Q_{\max}$	l'axe du jet	3.5.1.a
Francis	réaction	84 à 90%	30% de $Q_{\max}$	niveau aval	3.5.1.b
Kaplan	réaction	84 à 90%	20% de $Q_{\max}$	niveau aval	3.5.1.b
Crossflow	action	78 à 84%	20% de $Q_{\max}$	niveau aval <sup>1)</sup>	3.5.1.a
Pompe inversée	réaction	75 à 90%	débit fixe	niveau aval	–

<sup>1)</sup> avec aspirateur, sinon axe de la roue

*Tableau 3.5: Caractéristiques des différents types de turbines, les valeurs supérieures des rendements concernant les turbines de grandes dimensions*

## 3.6 La puissance mécanique

**Symbole :** P      **Unité :** Watt [W] ou plus généralement: [kW]

La connaissance du rendement de la turbine permet de calculer la puissance mécanique :

$$P_{\text{mec}} = \eta_t P_{\text{hyd}} \quad [3.10]$$

$$P_{\text{mec}} = \eta_t Q_t H_n \rho g \quad [3.11]$$

## 3.7 Les générateurs

La puissance mécanique est transformée en puissance électrique par un générateur de courant. Il est mis en rotation par la turbine ; en général par un accouplement direct ou par un système de transmission.

### 3.7.1 Choix du type de générateur

Il existe deux types de générateurs

- asynchrone: généralement utilisé en parallèle avec le réseau;
- synchrone: généralement utilisé en îlot.

(Il est également possible d'utiliser des moteurs comme génératrice asynchrone. Bien que leurs caractéristiques soient moins bonnes, le prix avantageux rend parfois leur utilisation tout à fait intéressante.)

Plus de détails concernant les générateurs ont donnés dans la brochure PACER sur les machines électriques {5}.

### 3.7.2 Le rendement des générateurs

**Symbole :**  $\eta_g$       **Unité :** --

La transformation de la puissance mécanique en puissance électrique entraîne des pertes.

Comme pour les turbines, une partie de la puissance est dissipée sous forme de bruit et de chaleur.

Le rendement d'un générateur est défini comme :

$$\eta_g = P_{\text{él}} / P_{\text{mec}}$$

Le rendement des générateurs varie avec la puissance et donc avec le débit. Cependant, cette variation est moindre que pour les turbines.

Valeurs indicatives pour les rendements des générateurs :

A charge maximum :

$P_{\text{él}}$ [kW]	$\eta_{g\text{max}}$
1 à 5	80% – 85%
5 à 20	85% – 90%
20 à 100	90% – 95%
> 100	95%

Tableau 3.7.2.a: Rendement des générateurs à charge totale

A charge partielle:

$P_{\text{él}} / P_{\text{él max}}$	$\eta_g / \eta_{g\text{max}}$
> 50%	100%
25%	95%
10%	85%

Tableau 3.7.2.b: Rendement des générateurs à charge partielle

## 3.8 La puissance électrique

**Symbole : P**      **Unité : Watt [W]** ou plus généralement: **[kW]**

### 3.8.1 Définition

C'est la puissance directement disponible aux bornes du générateur.

Elle se calcule en introduisant le rendement du générateur.

$$P_{\text{él}} = \eta_g P_{\text{mec}} \quad [3.12]$$

puis avec [3.11]

$$P_{\text{él}} = \eta_t \eta_g Q_t H_n \rho g \quad [3.13]$$

La puissance électrique instantanée dépend du débit de la turbine.

En pratique:

$$P_{\text{él}} = 9.81 \eta_t \eta_g Q_t H_n \quad \text{en [kW]} \quad [3.14]$$

Le produit  $\eta_t \cdot \eta_g$  exprime le rendement global  $\eta_{gl}$  du groupe turbine-générateur.

### 3.8.2 La puissance à charge partielle

Les constructeurs donnent le rendement en fonction de la puissance électrique (puissance sortante) et non pas en fonction de la puissance mécanique (puissance entrante). Il est donc nécessaire, avant d'utiliser la formule [3.13], de déterminer le rendement du générateur en fonction du débit turbiné.

La figure 3.8.2 propose une méthode graphique pour effectuer cette conversion.

#### Phase 1 : Construction des courbes

Sur la base des rendements de la turbine et de l'alternateur, fournies par les constructeurs, construire:

- la courbe  $P_{\text{mec}}(Q_t) = \eta_t Q_t H_n \rho g$
- la courbe  $P_{\text{mec}}(P_{\text{él}}) = P_{\text{él}}/\eta_g$

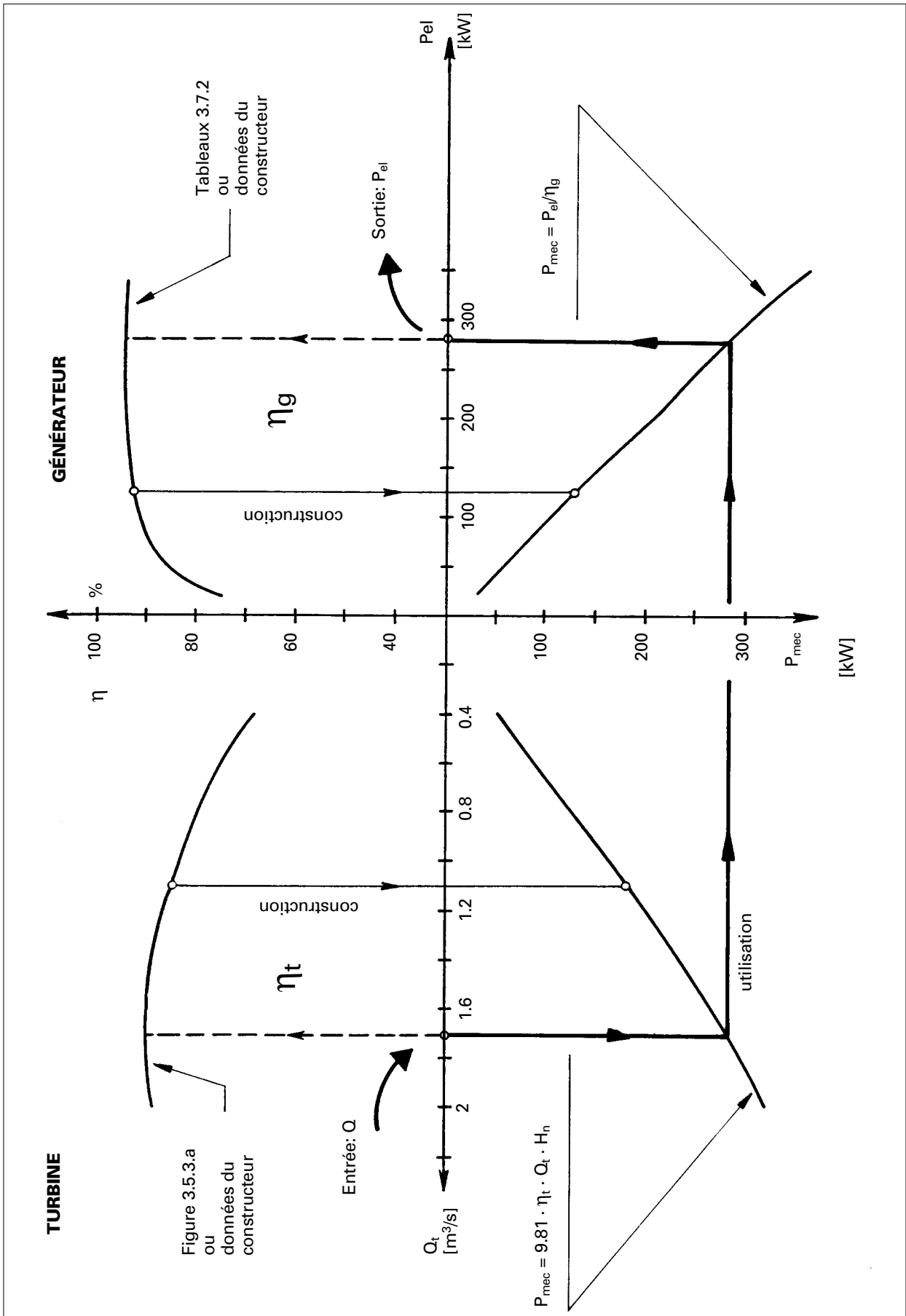


Figure 3.8.2: Calcul de la puissance électrique  $P_{el}$  en fonction du débit  $Q_t$

**Phase 2:** Utilisation du graphique

- entrée:  $Q_t$
- sortie:  $P_{\text{él}}$

le graphique donne également les valeurs de  $\eta_t$ ,  $\eta_g$  et  $P_{\text{mec}}$ .

**3.8.3 Récapitulation des pertes**

La figure 3.8.3 illustre les pertes qui surviennent au cours de la production d'électricité par une centrale hydraulique.

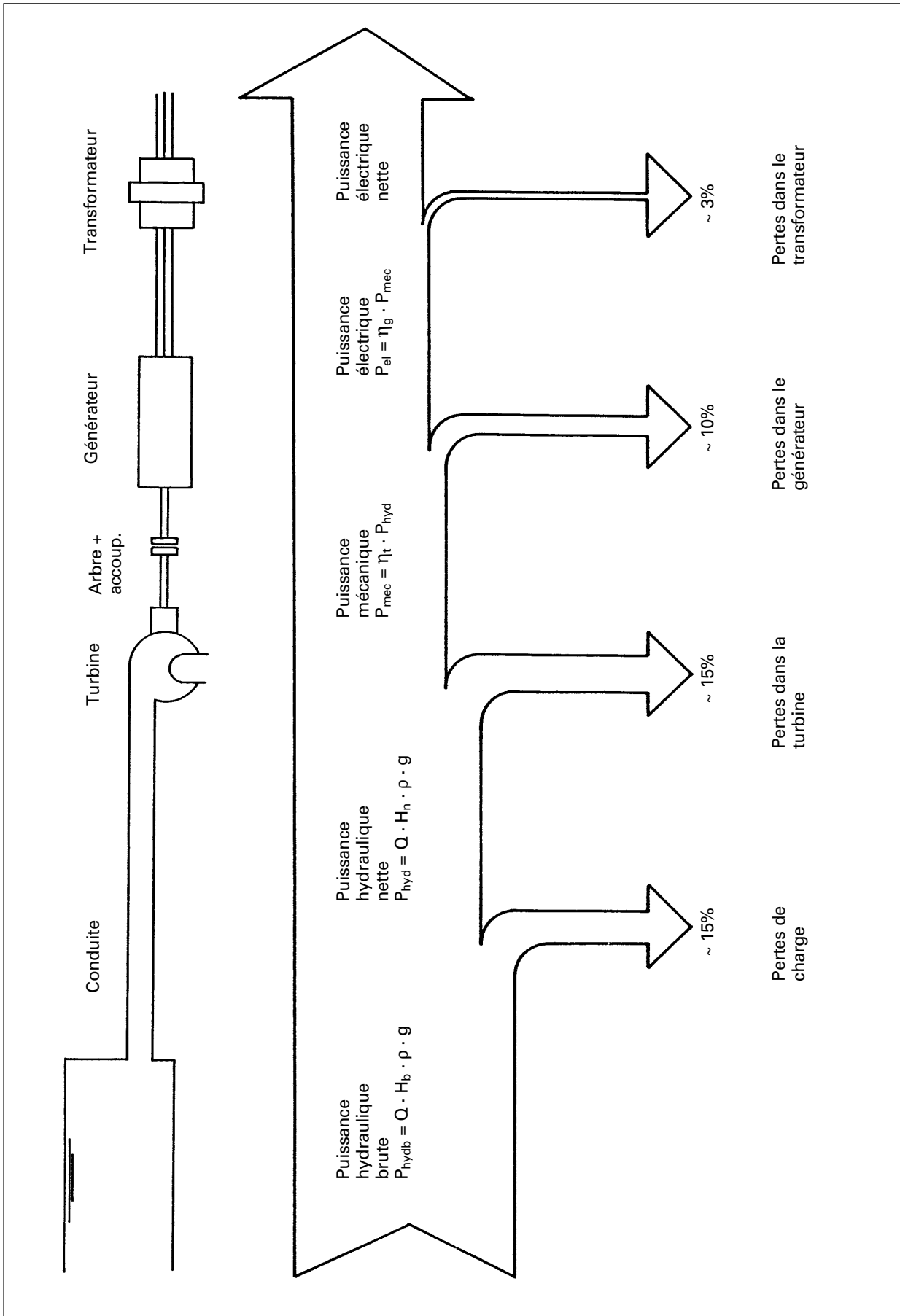


Figure: 3.8.3: Pertes dans une petite centrale hydraulique



### 3.9 L'énergie électrique

**Symbole : E**                      **Unité : Joule [J]** ou plus généralement **kiloWattheure [kWh]**

L'énergie électrique produite en une année est la grandeur qui permet le calcul de la rentabilité d'un ouvrage.

Elle se calcule en intégrant la puissance sur le temps pendant lequel elle a été fournie :

$$E = \int P_{\text{él}}(Q_t) \cdot dt \quad [3.15]$$

$$[3.13] \Rightarrow E = \int \eta_t \eta_g Q_t H_n \rho g \cdot dt$$

ou 
$$E = \rho g \int \eta_t \eta_g Q_t H_n \cdot dt \quad [3.16]$$

Toutes les grandeurs sauf  $\rho$  et  $g$  dépendent de  $Q_t$ .

Il s'agit donc de découper la courbe des débits classés en intervalles de temps de largeur  $\Delta T$  tel que sur chaque intervalle la variation de  $Q_t$  soit proche d'une variation linéaire (voir figure 3.9.1).

Pour chaque intervalle  $P_{\text{él}}$  se calcule avec les valeurs de  $\eta$  et  $H_n$  associées au  $Q_t$  moyen sur l'intervalle.

Puis tous les  $P_{\text{él}} \cdot \Delta T$  sont ajoutés pour obtenir ainsi la production annuelle d'énergie électrique.

$$E = \sum P_{\text{él}}(Q_t) \cdot \Delta T \quad [3.17]$$

ou

$$E = \rho g \sum \eta_t \eta_g Q_t H_n \cdot \Delta T \quad [3.18]$$

L'unité SI de l'énergie est le **Joule [J]**.

$$1 \text{ [J]} = 1 \text{ [W]} \cdot 1 \text{ [s]}$$

Dans le domaine de l'énergie hydroélectrique le **kiloWattheure [kWh]** est plus volontiers utilisé.

$$1 \text{ [kWh]} = 1 \text{ [kW]} \cdot 1 \text{ [h]}$$

$$1 \text{ [kWh]} = 3'600'000 \text{ [J]}$$

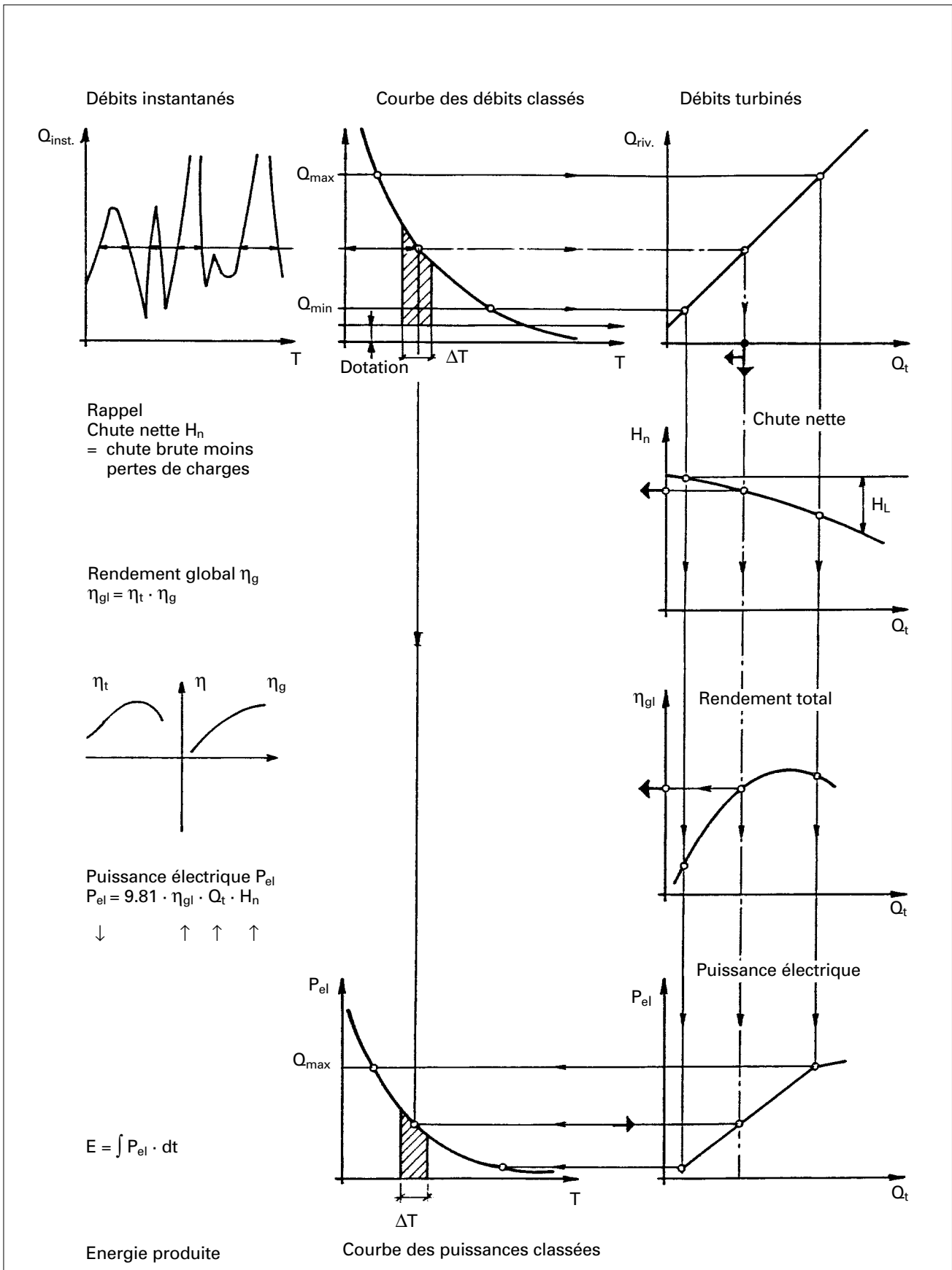


Figure 3.9.1: Résumé synoptique du calcul de la production d'énergie

## 4. Estimation des dépenses annuelles

---

<b>4.1</b>	<b>Investissement I</b>	<b>46</b>
<b>4.2</b>	<b>Frais financiers F</b>	<b>47</b>
<b>4.3</b>	<b>Charges d'exploitation et d'entretien</b>	<b>48</b>
<b>4.4</b>	<b>Dépenses annuelles totales</b>	<b>48</b>

---

Les indications données dans ce chapitre sont reprises de la brochure «Guide pratique pour la réalisation de petites centrales hydrauliques».

## 4.1 Investissement I

Une estimation précise des investissements **I, en [Fr.]**, à consentir pour la réalisation d'une petite centrale demande des connaissances approfondies dans le domaine des centrales hydroélectriques.

Seul un ingénieur expérimenté sera à même de faire un devis à plus ou moins 10%.

Le tableau suivant donne cependant des indications pour une première estimation :

Type d'installation	Puissance: 100 à 200 kW	20 à 50 kW
<b>Rénovation</b> Partie électrique exclusivement (générateur, régulation) Electromécanique (turbine, générateur, commandes)	Fr. 500.- / kW  Fr. 2000.- / kW	Fr. 1000.- / kW  Fr. 4000.- / kW
<b>Modernisation</b> Turbine, partie électrique et ouvrages hydrauliques	Fr. 4000.- / kW	Fr. 8000.- / kW
<b>Nouvelle construction</b>	plus de Fr. 8000.- / kW	plus de Fr. 12 000.- / kW

Tableau 4.1: Investissements spécifiques pour les petites centrales hydrauliques (valeurs indicatives 1992)

## 4.2 Frais financiers F

Les frais financiers sont fonction :

- des durées d'amortissement considérées;
- des taux d'intérêt en vigueur;
- du taux d'inflation du jour.

Pour chaque durée d'amortissement et taux d'intérêt corrigé, le tableau ci-dessous donne le **facteur d'annuité A, en [% par an]**, permettant le calcul des **frais financiers annuels F**

$$F = A \cdot I \quad [\text{Fr./an}]$$

Durée d'amortissement en années	Taux d'intérêt corrigé (taux du jour moins inflation) 2%	3%	4%	5%	6%	7%
10	0.111	0.117	0.123	0.130	0.136	0.142
15	0.078	0.084	0.090	0.096	0.103	0.110
20	0.061	0.067	0.074	0.080	0.087	0.094
25	0.051	0.057	0.064	0.071	0.078	0.086
30	0.045	0.051	0.058	0.065	0.073	0.081

Tableau 4.2: Facteurs d'annuités

Les durées d'amortissement usuellement admises sont :

- pour le génie civil .....25 à 30 ans
- pour l'électromécanique .....15 à 20 ans
- pour les études et frais administratifs .....15 à 20 ans

### 4.3 Charges d'exploitation et d'entretien

Les valeurs estimatives pour les frais d'exploitation et d'entretien sont exprimées en % des frais d'investissement.

Types de coûts	Taux des frais annuels	Référence pour le calcul des frais
1. Turbine et partie électrique	3 à 6%	Investissement pour les composants concernés
2. Barrage, prise d'eau et conduite forcée	1,2 à 1,6%	Investissement pour les ouvrages concernés
3. Bâtiment de la centrale et installations annexes	0,4 à 0,6%	Investissement pour les ouvrages concernés
4. Taxes, impôts, assurances administration	0,8 à 1,5%	Investissement total

Tableau 4.3: Valeurs estimatives des frais annuels pour l'exploitation et l'entretien des petites centrales

### 4.4 Dépenses annuelles totales

Les dépenses annuelles totales **D** sont formées des frais financiers **F** et des charges **C**

$$\mathbf{D = F + C} \quad \mathbf{[Fr./an]}$$

## 5. Estimation de la rentabilité de l'ouvrage

---

<b>5.1</b>	<b>Prix de revient de l'énergie</b>	50
<b>5.2</b>	<b>Prix de vente de l'énergie</b>	50
<b>5.3</b>	<b>Estimation de la rentabilité</b>	50

---

## 5.1 Prix de revient de l'énergie

Le prix de revient **R** de l'énergie est le quotient des dépenses par la production ou énergie produite **E**.

$$R = D/E \quad [\text{Fr./kWh}]$$

## 5.2 Prix de vente de l'énergie

En application de l'art. 17 de l'Ordonnance fédérale sur l'énergie (OEn) et en accord avec les milieux intéressés, le Département fédéral des transports, des communications et de l'énergie (DFTCE) a formulé en décembre 1992 des recommandations sur la rétribution du courant fourni au réseau par les autoproducteurs.

Pour les centrales électriques de puissance inférieure à 1 MW le DFTCE recommande de verser, en moyenne annuelle, une rétribution minimale de 16 ct/kWh fourni.

Le seuil de rentabilité d'une petite centrale électrique est donc en général admis égal à

**Seuil de rentabilité: 16 [ct/kWh]**

## 5.3 Estimation de la rentabilité

Si  $R < 16$  [ct/kWh] l'aménagement sera rentable

Si  $R > 16$  [ct/kWh] l'aménagement ne sera pas rentable



## **6. Exemple d'application pratique**

### **Groupe 5 Usine de St-Sulpice NE, propriétaire ENSA**

---

<b>6.1</b>	<b>Exposé du problème</b>	52
<b>6.2</b>	<b>Données</b>	52
<b>6.3</b>	<b>Résolution du problème</b>	54

---

## 6.1 Exposé du problème

L'usine de St-Sulpice est équipée de quatre groupes identiques dont le débit minimum est tel qu'il est impossible de les exploiter pendant une partie de l'année (étiage, environ 130 jours par an).

L'adjonction d'un groupe plus petit (groupe 5) permettra de turbiner une partie des eaux perdues jusqu'alors.

Quel sera le prix de revient de l'énergie fournie par le groupe 5 ?

## 6.2 Données

- Courbe des débits classés:
  - complète (figure 6.2.1)
  - détail de la partie (figure 6.2.2) intéressant le groupe 5
- Débit de restitution  $Q_{rest}$ : 0.26 [m<sup>3</sup>/s]
- Débit min. économiquement exploitable par les groupes 1 à 4  $Q_{min}$ : 1.30 [m<sup>3</sup>/s]
- Niveau amont, chambre de mise en charge: 790.40 [m]
- Niveau d'eau à l'aval de l'usine: 750.50 [m]
- Pertes de charges pour  $Q_t = 1.5$  [m<sup>3</sup>/s]:  $\Sigma H_L$ : 1.10 [m]  
(mesuré sur l'aménagement actuel)
- Taux d'intérêt net: 8%
- Taux d'inflation: 4%

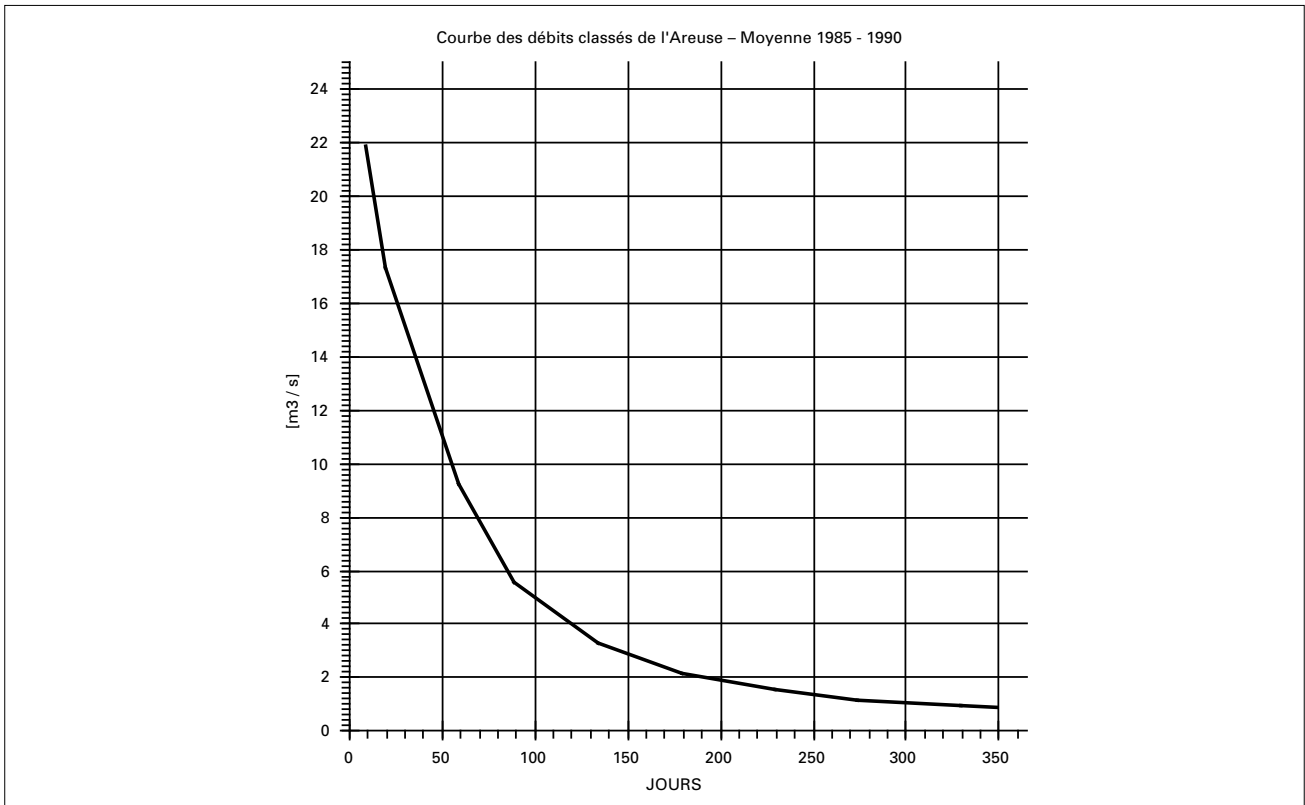


Figure 6.2.1: Courbe des débits classés complète

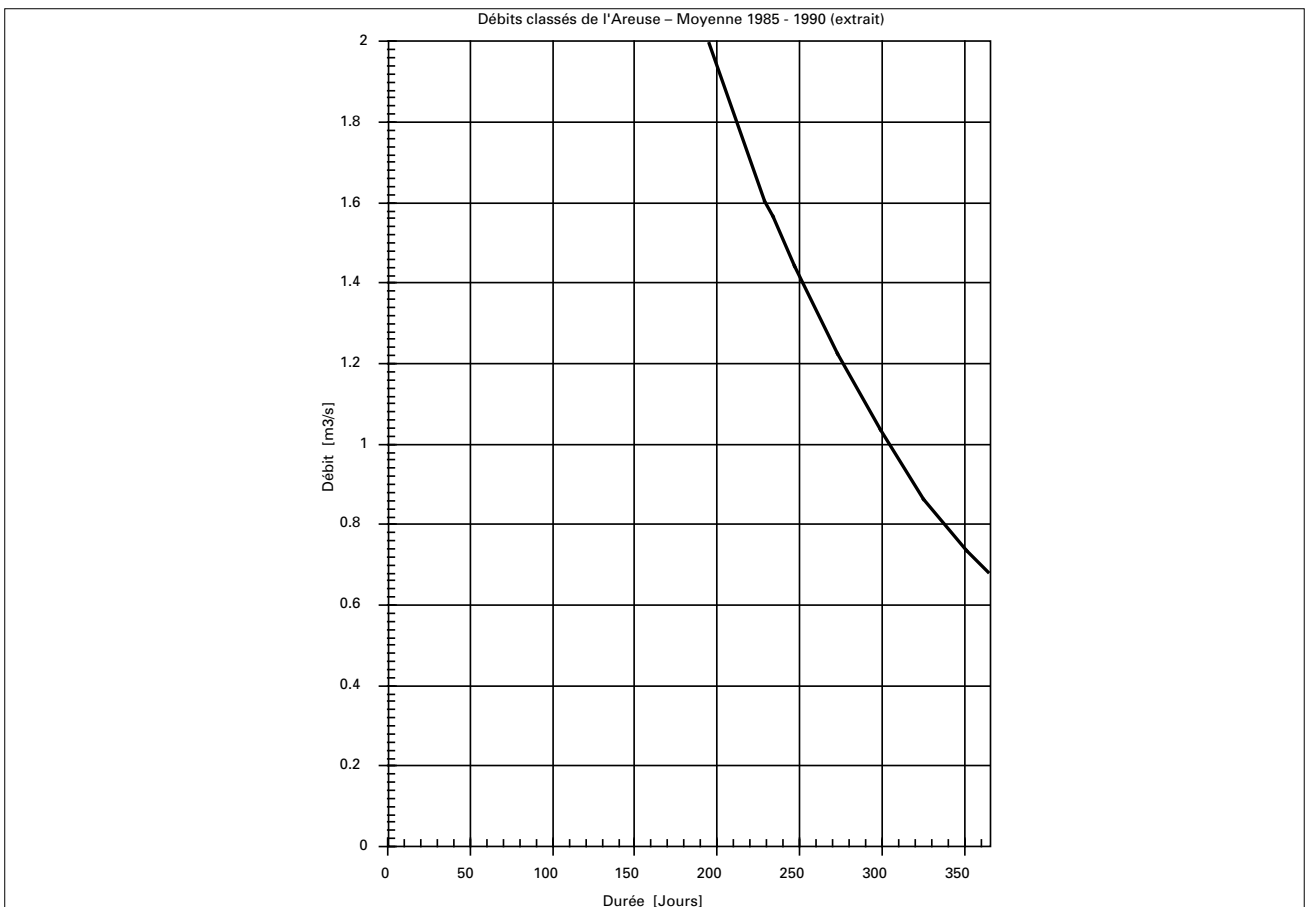


Figure 6.2.2: Extrait de la courbe des débits classés

### 6.3 Résolution du problème

#### Choix du débit nominal:

Le groupe 5 entrera en fonction dès la mise hors service des groupes 1 à 4:

$$Q_{\text{nom}} = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

#### Chute brute:

$$H_b = 790.40 - 750.50 = 39.90 \text{ [m]}$$

#### Pertes de charges:

- pour  $Q = 1.5 \text{ [m}^3\text{/s]}$ ;  $\Sigma H_L = 1.10 \text{ [m]}$   
 $[3.4] \quad \Rightarrow \quad \Sigma H_L = A \cdot Q^2 \quad A = 1.1/1.5^2 = 0.489 \text{ [s}^2\text{/m}^5]$
- pour  $Q = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$ :  $\Sigma H_L = 0.489 \cdot 1.3^2 = 0.83 \text{ [m]}$

#### Chute nette:

$$H_n = H_b - \Sigma H_L = 39.90 - 0.83 = 39.07 \text{ [m]}$$

#### Choix du type de turbine:

$$H_n = 39.07 \text{ [m]}, \quad Q_{\text{nom}} = 1.3 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

Figure 3.5.2  $\Rightarrow$  **turbine type Francis**

#### Puissance maximum:

$$[3.14] \quad \Rightarrow \quad P_{\text{él}} = 9.81 \eta_t \eta_g Q_t H_n$$

Tableau 3.5  $\eta_{t\text{max}} = 90\%$

Figure 3.5.3.a  $\Rightarrow \quad \eta_t \text{ pour } Q_{\text{max}} = 0.95 \cdot 0.9 = 0.855$

Tableau 3.7.2.a  $\Rightarrow \quad \eta_g \text{ pour } Q_{\text{max}} = 0.95$

$$P_{\text{él}} = 9.81 \cdot 0.855 \cdot 0.95 \cdot 1.3 \cdot 39.07 = 404.71 \text{ [kW]}$$

$$\approx 405 \text{ [kW]} \quad > 200 \text{ [kW]} \text{ choix du } \eta_g \text{ correct}$$

#### Calcul de la production annuelle d'énergie:

Sur la base de:

- la courbe des débits classés;
- la chute nette en fonction du débit;
- les rendements de la turbine et du générateur;

et selon la marche à suivre du chapitre 3 on calcule la production annuelle:

$$\mathbf{E = 722'000 \text{ kWh/an}}$$

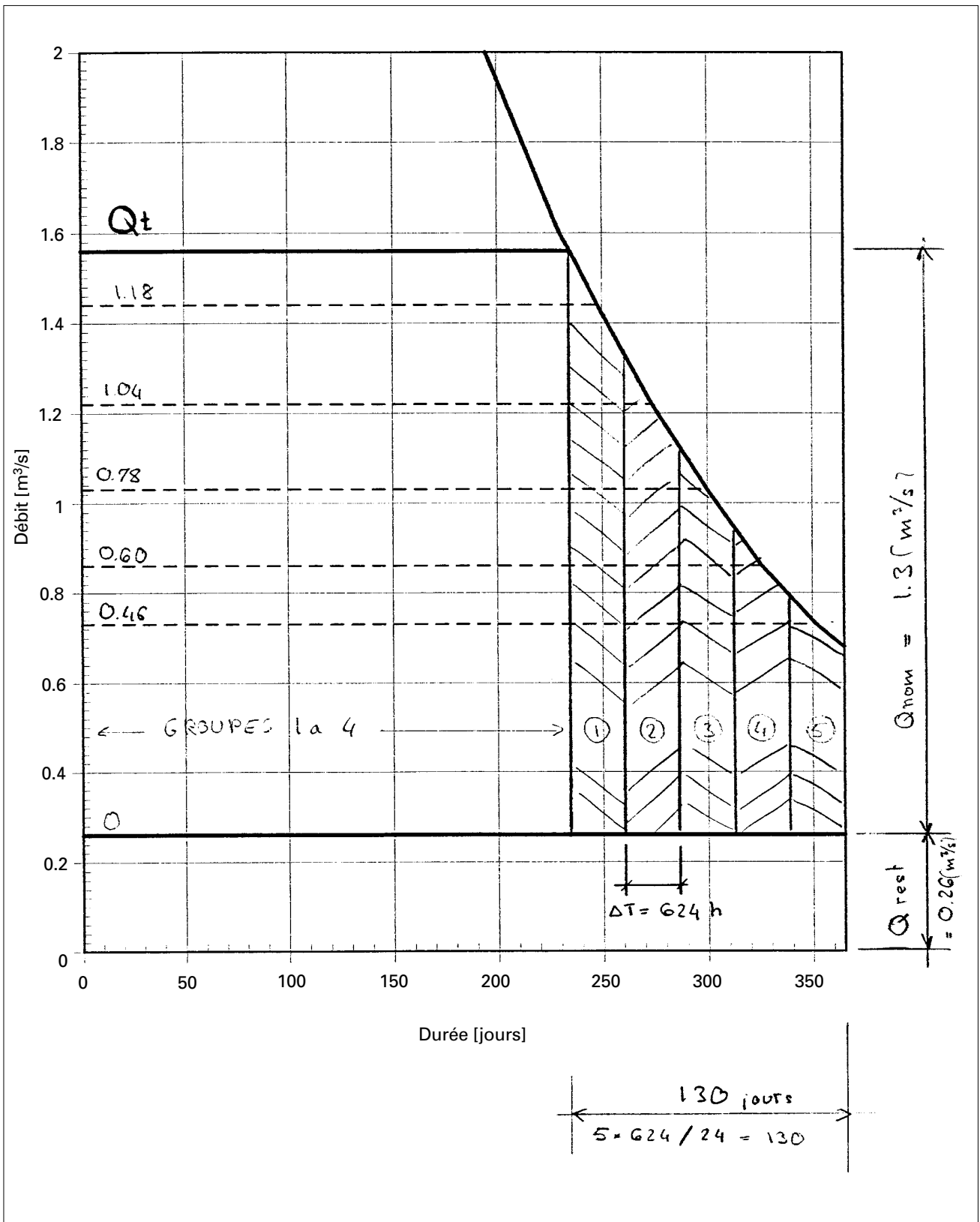


Figure 6.3.1: Plage turbinée par le groupe 5

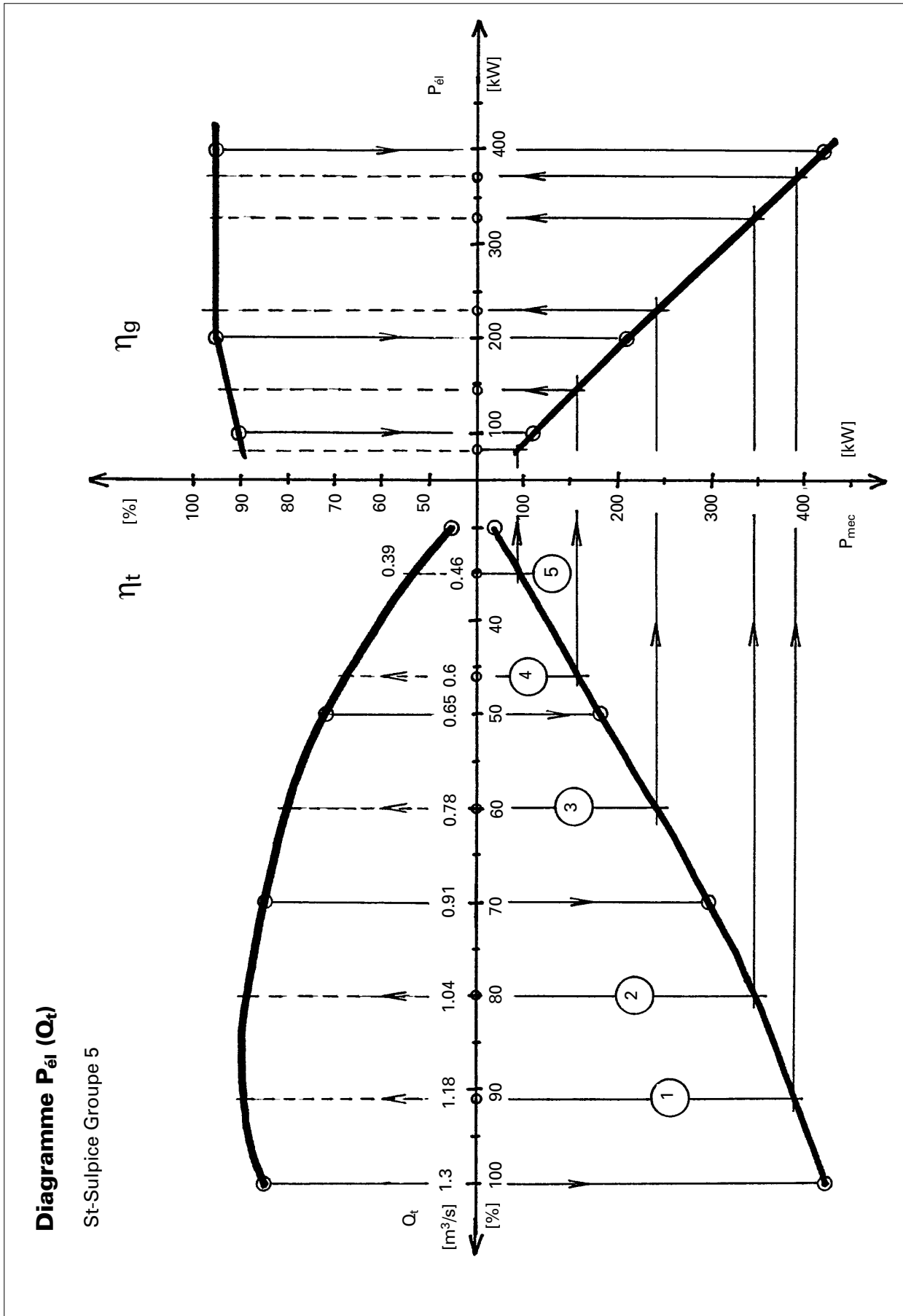


Figure 6.3.2: Diagramme électrique – Débit turbine

**CALCUL DE LA PRODUCTION D'ENERGIE D'UNE PETITE CENTRALE**

 Aménagement : S<sup>t</sup> Sulpice Groupe 5 Page : \_\_\_\_\_

 Q rest. : 0.26 [m<sup>3</sup>/s]      Q max. : 1.3 [m<sup>3</sup>/s]      Q min. : 0.4 [m<sup>3</sup>/s]  
 Hb : 39.90 [m]      A : 0.49 [s/m<sup>2</sup>]

A Tranche no	B $\Delta T$ [h]	C Qt [m <sup>3</sup> /s]	(D) Hn [m]	(E) $\eta t$ [%]	(F) Pmec [kW]	(G) $\eta g$ [%]	(H) $\eta gl$ [%]	I Pel [kW]	J $\Delta E$ [kWh]	
<i>Construction du diagramme Pel (Qt)</i>										
Turbine		1.3	39.07	0.85	423					
		0.91	39.49	0.85	300					
		0.65	39.69	0.72	182					
		0.39	39.80	0.45	69					
Générateur					421	0.95		400		
					211	0.95		200		
					111	0.90		100		
<i>Calcul de la production annuelle</i>										
1	624	1.18						372	232'128	
2	624	1.04						328	204'672	
3	624	0.78						230	143'520	
4	624	0.60						145	90'480	
5	624	0.46						82	51'680	
Energie produite Tranches no ..... à .....								$\Sigma \Delta E$	[kWh]	<b>721'968</b>

Colonne	Source
C	Qt
D	Hn
I	Pel
J	$\Delta E$
	A
	Courbe des débits classés ( moyenne sur la tranche )
	$Hn = Hb - A \times Qt^2$
	Diagramme Pel ( Qt )
	$Pel \times \Delta T$
	Coefficient global de pertes de charges

**Construction du diagramme Pel ( Qt ) :**

E, G	$\eta t, g$	Donnés par les constructeurs
F	Pmec	$Pmec = 9.81 \times Hn \times Qt \times \eta t$
I	Pmec	$Pmec = Pel / \eta g$

Figure 6.3.3: Calcul de la production annuelle du groupe 5

**Investissements I:**

Il s'agit d'un projet intéressant exclusivement l'électromécanique (turbine, générateur, commande).

$$\text{Tableau 4.1} \Rightarrow I = 405 \text{ [kW]} \cdot 2000 \text{ [Fr./kW]} = 810'000 \text{ [Fr.]}$$

**Frais financiers F:**

Facteur d'annuité:

– taux d'intérêt net:  $8\% - 4\% = 4\%$

– durée d'amortissement: 25 ans

$$\text{Tableau 4.2} \Rightarrow A = 0.064$$

Frais financiers:

$$F = A \cdot I$$

$$F = 0.064 \cdot 810'000 = 51'840 \quad \text{[Fr/an]}$$

**Charges d'exploitation C:**

Tableau 4.3      turbine et partie électrique: 3%

taxes, impôts, etc.: 1%

total: 4%

$$C = 4\% \cdot I$$

$$C = 4\% \cdot 810'000 = 32'400 \quad \text{[Fr/an]}$$

**Total dépenses annuelles:**

$$D = F + C$$

$$= 51'840 + 32'400 = 84'240 \quad \text{[Fr/an]}$$

**Prix de revient du kWh:**

$$R = D/E$$

$$= 84'240 / 722'000 = 0.1167 \quad \text{[Fr/kWh]}$$

$\Rightarrow R = 11.7 \text{ [ct/kWh]}$

A ce stade le prix de revient est inférieur au seuil des 16 [ct/kWh], l'aménagement paraît rentable et il convient donc de passer à une étude plus détaillée du projet.





## 7. Essais de réception d'une petite centrale hydroélectrique

---

<b>7.1</b>	<b>Considérations générales</b>	62
7.1.1	Pourquoi des essais de réception	62
7.1.2	Contenu des essais	62
<hr/>		
<b>7.2</b>	<b>Essais et vérifications à la mise en service</b>	64
7.2.1	Vérifications préalables à la mise en eau des installations	64
7.2.2	Mise en eau	64
7.2.3	Essais mécaniques avant mise au réseau	64
7.2.4	Contrôles préalables et essais électriques en charge	65
7.2.5	Période probatoire	65
<hr/>		
<b>7.3</b>	<b>Essais de réception et vérification des performances</b>	66
7.3.1	Contrôle des régimes transitoires	66
7.3.2	Vérification des performances	66
<hr/>		
<b>7.4</b>	<b>Mesure des performances du groupe turbogénérateur</b>	67
7.4.1	Contrôle des performances avec mesure sur site	67
7.4.2	Contrôle des performances de la turbine lorsque des mesures sur site ne sont pas possibles	68
7.4.3	Détermination de la chute nette	68
7.4.4	Mesure de la pression	70
7.4.5	Mesure du débit	70
7.4.6	Mesure de la puissance électrique aux bornes du générateur	72
<hr/>		
<b>7.5</b>	<b>Normes et codes</b>	74

---

## 7.1 Considérations générales

### 7.1.1 Pourquoi des essais de réception

Au moment de la mise en service d'une petite centrale hydraulique, il s'agit de s'assurer :

- a) du bon fonctionnement et de la fiabilité de tous les composants, en particulier de tout ce qui concerne la sécurité d'exploitation.

En effet, les petites centrales hydrauliques, contrairement aux très grandes unités de production, fonctionnent sans surveillance permanente par du personnel spécialisé.

L'intervention humaine coûte cher en regard de la valeur de l'énergie produite, et elle se limite strictement à des contrôles périodiques et à d'éventuelles réparations ou mises au point.

Les frais d'exploitation sont en conséquence étroitement dépendants de la fiabilité des installations.

- b) que les performances garanties par les différents fournisseurs correspondent à la réalité.

Pour évaluer la rentabilité de l'investissement effectué par le maître de l'ouvrage, l'ingénieur en charge du projet a basé ses calculs sur les caractéristiques, en particulier les rendements des machines, accompagnant les offres.

Ces données ont joué un rôle prépondérant, à côté du prix, pour la sélection des fournisseurs et elles font partie intégrante du contrat d'acquisition.

Les essais de réception ont pour but de vérifier que les garanties reçues sont effectivement réalisées.

### 7.1.2 Contenu des essais

Les essais à effectuer avant la remise définitive d'une petite centrale hydraulique au maître de l'ouvrage sont les suivants :

#### – Essais et vérifications à la mise en service

Ces essais et vérifications ont lieu parallèlement à la mise en service progressive des installations, de la mise en eau jusqu'aux essais à la puissance nominale du groupe turbogénérateur raccordé au réseau électrique. Ils servent à vérifier que l'installation est bien au point et que tous ses composants fonctionnent à satisfaction sous les diverses conditions d'exploitation.

Ils seront suivis d'une période probatoire durant laquelle les fournisseurs peuvent éliminer les éventuelles « maladies d'enfance ».

**– Essais de réception et vérification des performances**

Une fois que la petite centrale est en ordre de marche, elle peut être remise à l'exploitant. Auparavant, le maître de l'ouvrage voudra savoir si les performances prévues dans les contrats d'achat de l'équipement sont atteintes et si le dimensionnement effectué par l'ingénieur en charge du projet donne les résultats attendus. Les essais de réception proprement dits sont organisés dans ce but; ils permettent aussi de libérer les fournisseurs de leurs obligations contractuelles.

Les essais de réception comprennent:

- le contrôle des régimes transitoires (démarrage, mise au réseau, arrêt normal et arrêt d'urgence);
- la vérification des performances, en particulier du rendement des machines.

## **7.2 Essais et vérifications à la mise en service**

### **7.2.1 Vérifications préalables à la mise en eau des installations**

- S'assurer que les volumes mouillés (conduite, vannes, turbine) sont propres et exempts de corps étrangers.
- Vérifier « à blanc » que les systèmes de contrôle et de sécurité fonctionnent (en particulier actionneurs des vannes et de l'organe de réglage du débit de la turbine). Cette vérification peut comprendre divers réglages et ajustements, comme par exemple ceux des fins de course signalant l'ouverture ou la fermeture de vannes.
- Contrôler le montage et la fixation correcte de tous les composants, en particulier le serrage de tous les boulons et vis.

### **7.2.2 Mise en eau**

La mise en eau s'effectue sans que la turbine ne soit mise en rotation (distributeur, pointeau et/ou vanne de sécurité fermés).

Le remplissage sera lent pour éviter toute création de chocs ou surpressions anormales. Une fois l'installation remplie, s'assurer de l'étanchéité des parties sous pression et apporter les éventuelles corrections qui seraient nécessaires.

### **7.2.3 Essais mécaniques avant mise au réseau**

#### **Essai à vitesse réduite**

Cet essai sera réalisé en ouvrant très légèrement l'admission d'eau à la turbine, de façon à mettre les parties tournantes en rotation tout en conservant une vitesse réduite (10-30% de la vitesse nominale).

Il permettra de vérifier que la machine tourne « rond », sans frottement, vibration ou bruit anormal. Si le groupe est doté d'une transmission par courroie, contrôler que celle-ci reste bien centrée, et éventuellement effectuer les ajustements utiles.

Observer les fuites aux joints d'arbre, en particulier si l'étanchéité est assurée par presse-étoupe et régler le serrage selon les instructions du fabricant.

### **Essai à vide jusqu'à la vitesse d'emballement**

Il s'agit de la partie de mise en service qui est la plus spectaculaire, car la turbine est poussée jusqu'à ses limites mécaniques dans une zone de fonctionnement où le groupe turbogénérateur est particulièrement bruyant.

Cet essai est nécessaire, car il s'agit d'un cas limite qui peut se produire dans la pratique en cas de défaillance des systèmes de protection.

N'oublions pas que la petite centrale fonctionne sans surveillance permanente, et qu'en cas d'emballement anormal du groupe, il faut considérer le temps nécessaire à l'exploitant pour venir sur les lieux et couper l'amenée d'eau.

Au cours de cet essai, la vitesse de rotation sera augmentée progressivement par paliers, avec contrôles visuels et auditifs, éventuellement mesure des vibrations, ceci jusqu'à la vitesse d'emballement.

Celle-ci sera maintenue au moins pendant la durée prescrite dans le contrat d'achat.

#### **7.2.4 Contrôles préalables et essais électriques en charge**

Après la conclusion heureuse des essais à vide, le groupe pourra être raccordé au réseau électrique après contrôle des fonctions du tableau de commande et de régulation.

L'augmentation de puissance se fera progressivement, de la même manière que les essais à vide, avec contrôles visuels et auditifs et enregistrement ou relevé des données affichées sur le tableau électrique.

Lorsqu'une petite turbine fonctionne en îlot, le consommateur pourra être simulé par un banc de résistances (ou corps de chauffe) branché aux bornes du générateur. Ces résistances existent d'ailleurs déjà sur les petites centrales dotées d'un régulateur charge/fréquence.

#### **7.2.5 Période probatoire**

Une période d'exploitation probatoire peut être convenue entre exploitant et fournisseur afin que ce dernier puisse mettre au point dans les derniers détails son installation en vue de la réception définitive par le maître de l'ouvrage.

## 7.3 Essais de réception et vérification des performances

### 7.3.1 Contrôle des régimes transitoires

- Mise en parallèle sur le réseau
- Arrêt normal
- Arrêts d'urgence par simulation de diverses pannes sur le tableau électrique

La surpression en amont de la turbine sera contrôlée par lecture de l'indication d'un manomètre de type Bourdon ou à l'aide d'un enregistreur portable.

La survitesse pourra être lue sur l'indicateur de vitesse du tableau de commande et de régulation ou mesurée à l'aide d'un tachymètre portable (il existe sur le marché des instruments avec enregistrement du maximum).

### 7.3.2 Vérification des performances

Pour des groupes turbogénérateurs d'une certaine puissance, il sera fait appel à un institut ou un organisme spécialisé garant d'une neutralité autant vis-à-vis du maître de l'ouvrage que du constructeur (par exemple l'IMHEF/EPFL – Lausanne).

L'institut mandaté pour les essais fournira lui-même des instruments de mesure étalonnés par ses soins.

Pour des groupes de petite puissance, les essais peuvent être réalisés avec les instruments à disposition sur place et décrits plus loin, généralement avec une précision moindre.

Rappelons à ce sujet qu'il est utile de prévoir la mesure des différents paramètres demandés par les essais de réception au moment de l'élaboration du projet; sans augmenter sensiblement l'investissement total, cette approche permet des économies notables au moment de la mise en service tout en permettant une précision de mesure satisfaisante.

## 7.4 Mesure des performances du groupe turbogénérateur

### 7.4.1 Contrôle des performances avec mesure sur site

Le paramètre principal recherché est le **rendement (total)**  $\eta_{gl}$ , soit le rapport entre la puissance fournie (électrique) et la puissance entrante (hydraulique)

$$\eta_{gl} = P_{el}/P_{hyd}$$

Il est représenté en fonction de la puissance sortante ou en fonction du débit, cas le plus fréquent.

Le rendement total est lui-même égal au produit du rendement de la turbine  $\eta_t$  par le rendement du générateur  $\eta_g$

$$\eta_{gl} = \eta_g \cdot \eta_t$$

Les rendements garantis  $\eta_t$  de la turbine et  $\eta_g$  du générateur sont fournis sous forme de courbes ou de tables par les constructeurs respectifs. Voir à ce sujet les § 3.5.3, 3.7.2 et 3.8.2.

A la réception du groupe turbogénérateur, le rendement total sera déterminé sur la base des résultats de mesures sur site :

- la puissance électrique  $P_{el}$  par mesure directe aux bornes du générateur ;
- la puissance hydraulique  $P_{hyd}$  par voie indirecte en mesurant le débit  $Q$  et la chute nette  $H$ , en tenant compte que :

$$P_{hyd} = Q \cdot \rho \cdot gH$$

(voir § 3.4).

La turbine et le générateur proviennent généralement de deux fournisseurs différents. Si le rendement total est en deçà des garanties, il peut y avoir conflit entre fabricants, chacun pouvant rejeter la responsabilité du mauvais résultat sur l'autre sans preuve du contraire.

En pratique, il est conseillé de procéder comme suit :

- le rendement total est déterminé à partir des mesures sur site ;
- le rendement du générateur est mesuré en usine, si possible en présence d'un représentant du maître de l'ouvrage :
  - soit par mesure directe sur un banc d'essai étalonné
  - soit par mesure indirecte en calculant les pertes de la machine à partir d'un essai à vide et en court-circuit ;



- le rendement de la turbine sera calculé à partir du rendement total et celui du générateur

$$\eta_t = \eta_{gl} / \eta_g$$

#### **7.4.2 Contrôle des performances de la turbine lorsque des mesures sur site ne sont pas possibles**

Dans certains cas, en particulier pour les petites centrales à basse chute, la mesure du débit  $Q$  peut s'avérer difficile, voir impossible.

Le rendement total ne peut donc être déterminé expérimentalement avec précision.

Il sera alors nécessaire de calculer  $\eta_{gl}$  à partir des courbes de rendements du générateur et de la turbine.

$$\eta_{gl} = \eta_t \cdot \eta_g$$

Le rendement de la turbine ne pourra être obtenu que sur un banc d'essai, chez le constructeur ou dans un laboratoire spécialisé

- a) en mesurant la turbine sous chute et vitesse réduites et en corrigeant les caractéristiques en fonction du site réel ;
- b) en se basant sur des essais sur modèle réduit et en appliquant les lois de similitude pour obtenir les caractéristiques de la machine en vraie grandeur (voir à ce sujet la brochure « Turbines hydrauliques » § 1.5).

#### **7.4.3 Détermination de la chute nette**

La chute nette  $H$  est, selon les normes en usage pour les essais de réception de turbines hydrauliques, définie comme la différence entre les énergies massiques à l'entrée et à la sortie de la machine

$$E = gH = E_1 - E_2$$

avec

$E_1$ : énergie à l'entrée de la turbine

$E_2$ : énergie à la sortie de la turbine

La figure 7.4.3 présente schématiquement une turbine avec les points de référence pour la mesure de l'énergie en amont et en aval.

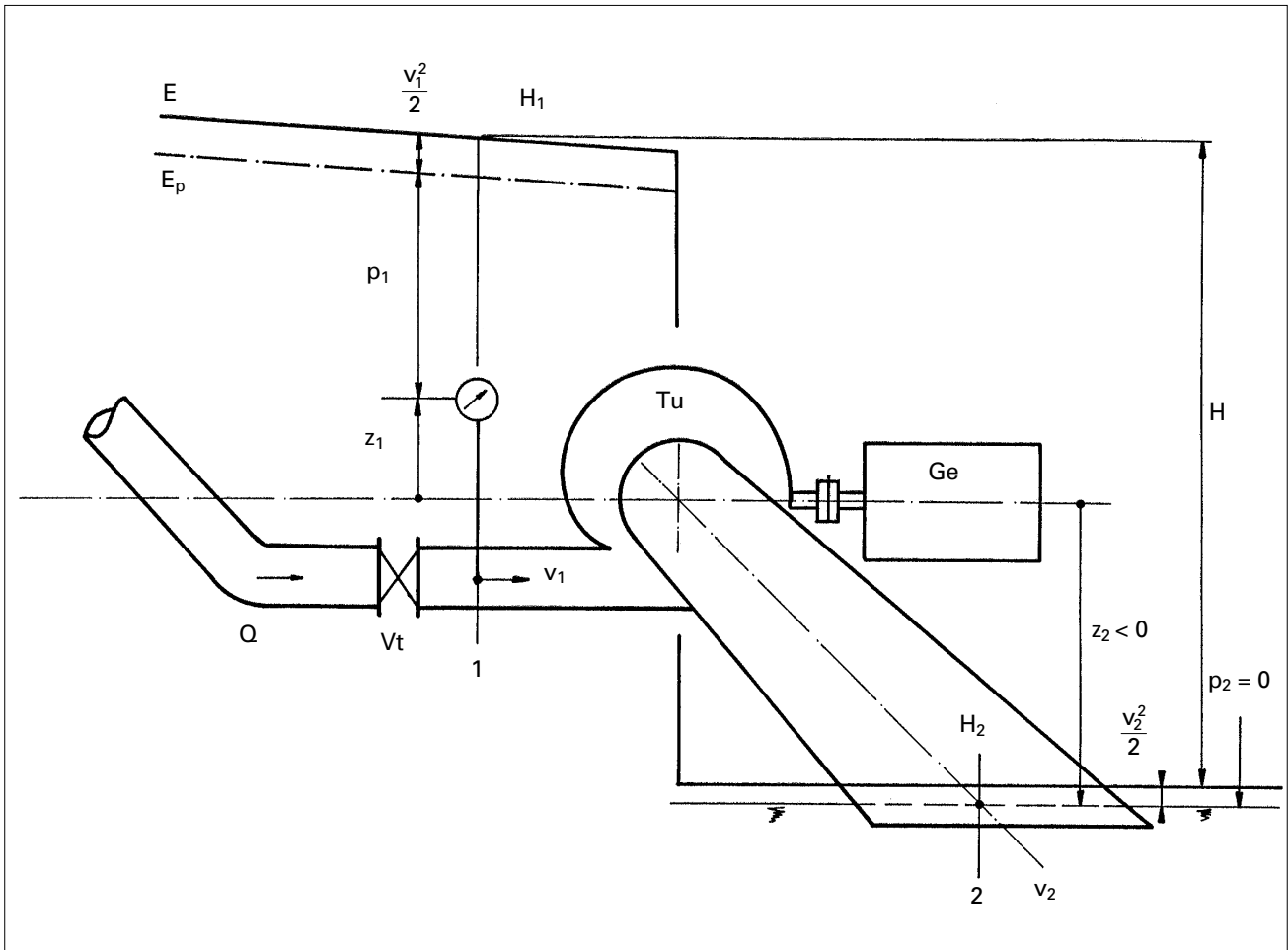


Figure 7.4.3: Points de référence en amont et en aval d'une turbine pour la mesure de la chute nette (voir {4})

Vt: vanne turbine  
 Tu: turbine  
 Ge: générateur

1: point de référence amont turbine  
 2: point de référence aval turbine  
 E: ligne d'énergie (de charge)  
 Ep: ligne de pression

Energie entrée turbine:

$$E_1 = gH_1 = \frac{p_1}{\rho} + gz_1 + \frac{v_1^2}{2} \text{ (J / kg)}$$

Energie sortie turbine:

$$E_2 = gH_2 = \frac{p_2}{\rho} + gz_2 + \frac{v_2^2}{2} \text{ (J / kg)}$$

Energie (chute) nette:

$$E = E_1 - E_2 = gH_1 - gH_2 = gH \text{ (J / kg)}$$

Puissance hydraulique:

$$P_{\text{hyd}} = Q \cdot \rho \cdot gH \text{ (W)}$$

Trois paramètres doivent être mesurés pour la détermination de l'énergie massique ou chute nette :

- la pression  $p$  ;
- la hauteur géodésique  $z$  entre un axe de référence et un plan d'eau ou un manomètre ;
- la vitesse d'écoulement  $v$ , qui sert à obtenir l'énergie cinétique  $v^2/2$ , calculée en divisant le débit  $Q$  par la section de passage de l'eau au point considéré.

La définition de la chute nette pour différents types de turbines est indiquée dans la brochure « Turbines hydrauliques », § 4.1.4 ainsi que dans les normes concernant les essais de réception (voir § 7.5).

#### **7.4.4 Mesure de la pression**

La pression peut être mesurée par des capteurs électriques étalonnés avec une précision meilleure que 1%.

Pour des centrales hydrauliques de faible puissance, lorsque le coût des essais de réception doit être minimisé, tout en acceptant une précision de mesure moins bonne, il est possible d'utiliser des manomètres de type Bourdon avec indicateur à aiguille.

Pour un prix tout à fait abordable, il est possible d'acquérir des instruments de classe 1.0 (précision 1% de l'échelle de mesure) d'un diamètre minimum de 100 mm et permettant une lecture suffisamment précise.

Idéalement, la pression lue devrait se situer entre le 50 et le 75% de l'échelle.

Par exemple, pour mesurer 6 bar, choisir un manomètre avec échelle 1-10 bar. Dans ce cas, la précision de mesure est de 2% environ ( $1\% \times 10/6 = 1.7\%$ ).

#### **7.4.5 Mesure du débit**

Le débit est le paramètre le plus difficile à mesurer avec une bonne précision.

Il est recommandé de réfléchir à ce problème au moment de l'établissement du projet, car il est souvent possible, par des adaptations minimales des structures hydrauliques ou par un tracé favorable de la conduite forcée, de faciliter la mesure précise du débit.

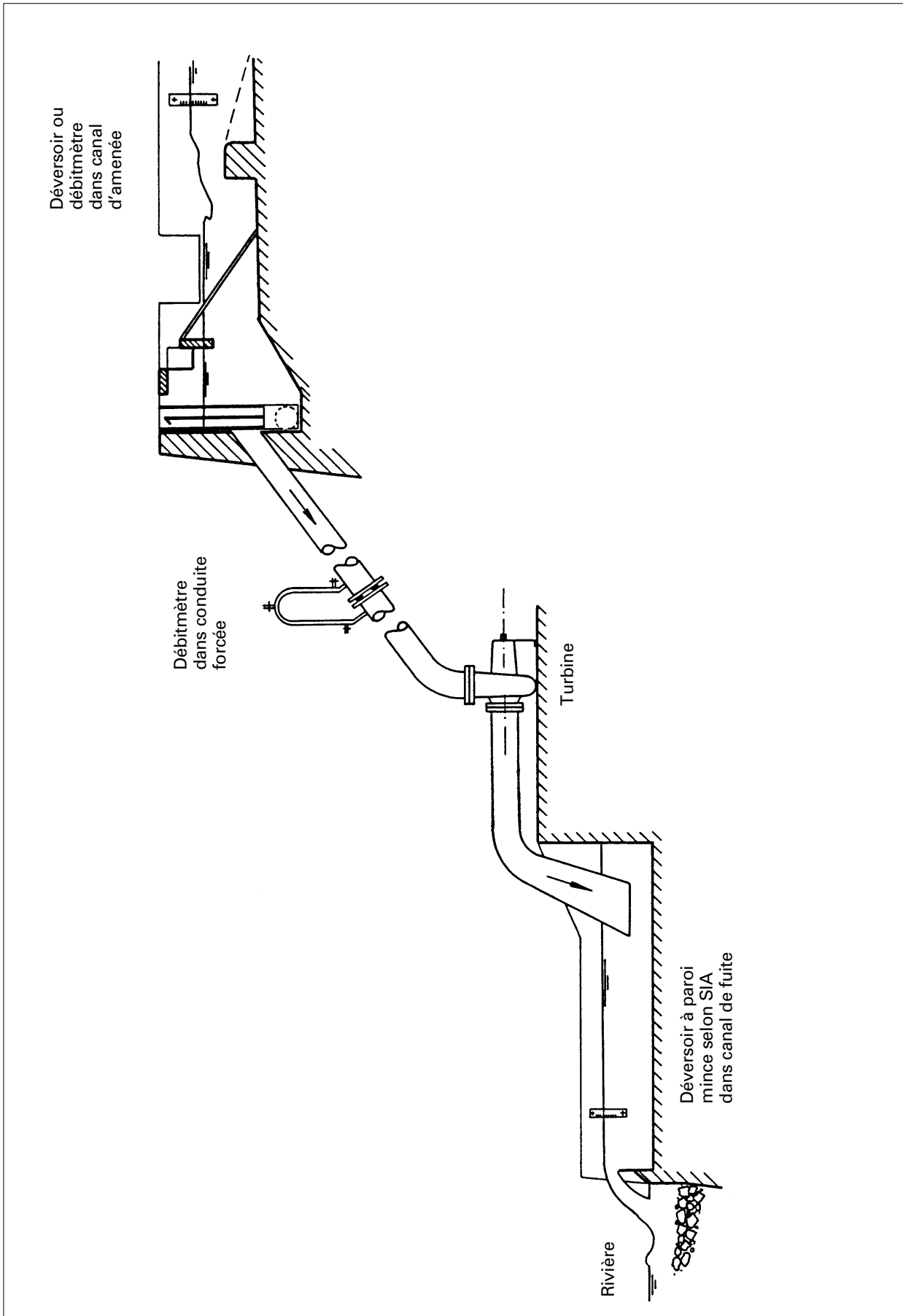


Figure 7.4.5: Emplacements possibles pour la mesure du débit dans une petite centrale hydraulique

Nous citerons entre autres :

- canal de fuite rectiligne de section rectangulaire suffisamment long avec installation d'un déversoir de mesure selon norme SIA (précision de mesure du débit environ 2%);
- tronçon de conduite forcée rectiligne de longueur suffisante permettant le montage d'un débitmètre différentiel (diaphragme, venturimètre) ou électronique (débitmètre inductif ou à ultrasons, précision de mesure environ 1%);
- déversoir ou canal de mesure à écoulement libre en amont de la chambre de mise en charge.

D'autres moyens de mesure sont à disposition, en particulier dans les adductions d'eau :

- réservoir dont les dimensions sont connues. Le débit peut être calculé à partir de la mesure de la variation de niveau pendant une durée déterminée (mesure volumétrique);
- compteur volumétrique.

La figure 7.4.5 présente divers emplacements possibles pour la mesure du débit d'une petite centrale hydraulique.

#### **7.4.6 Mesure de la puissance électrique aux bornes du générateur**

La puissance électrique peut être mesurée de deux manières avec une bonne précision (environ 1%) :

- a) à l'aide de 2 ou 3 wattmètres étalonnés et branchés selon les schémas de la figure 7.4.6;
- b) en utilisant le compteur de kWh mesurant la puissance produite par la génératrice.

Ces compteurs disposent généralement comme organe de mesure d'un disque tournant à une vitesse proportionnelle à la puissance comptée.

La puissance peut être déterminée comme suit :

- noter la constante du compteur X (nombre de tours du disque par kWh);
- mesurer avec un chronomètre le temps T en secondes pour un nombre N de tours du disque, T étant de l'ordre de 1 à 2 minutes;
- calculer la puissance active

$$P_{el} = 3600 \cdot N / (X \cdot T)$$

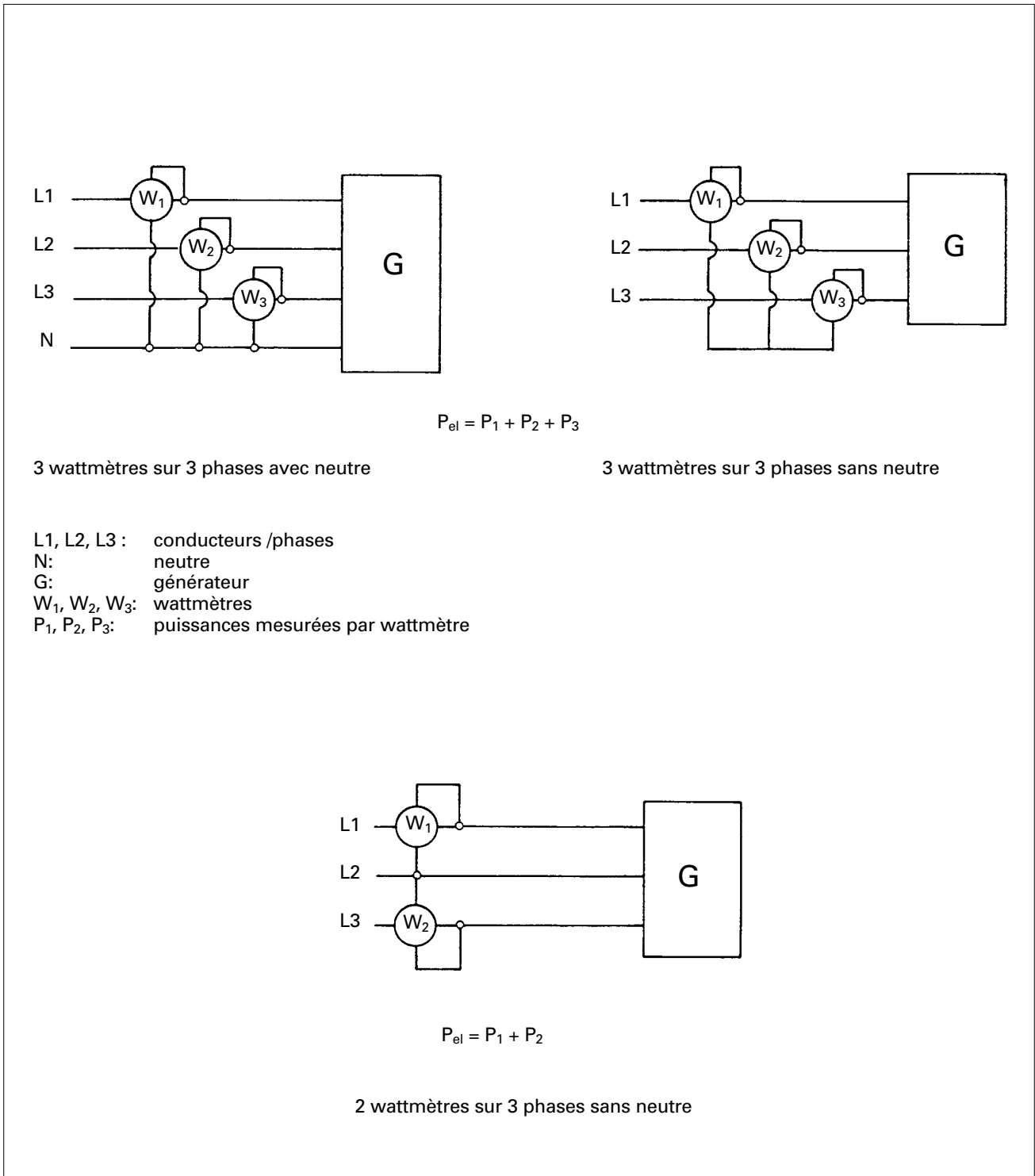


Figure 7.4.6: Mesure de la puissance électrique d'un générateur à l'aide de wattmètres

## 7.5 Normes et codes

CEI – Commission électrique internationale  
3, rue de Varembe, case postale, 1211 Genève 20  
Tél.: 022/919 02 11

Essais de réception sur place des turbines hydrauliques, pompes d'accumulation et de pompes-turbines en vue de déterminer leurs performances. N° de référence: CEI/IEC 41: 1991

Guide pour l'équipement électromécanique des petits aménagements hydroélectriques. N° de référence; CEI/IEC 1116: 1992

Code international concernant les essais de réception sur modèles de turbines hydrauliques. N° de référence: CEI/IEC 193/1972

Code international d'essai des régulateurs de vitesse pour turbines hydrauliques. N° de référence: CEI/IEC 308/1970

ASE – Association suisse des électriciens  
Seefeldstrasse 301, case postale, 8034 Zürich  
Tél.: 01/956 11 11

Règles suisses pour les machines hydrauliques (turbines hydrauliques, pompes d'accumulation, pompes turbines). Publication ASE 3055: 1974. N° de référence: 413 055

Guide pour la réception, l'exploitation et l'entretien des turbines hydrauliques. Publication ASE 3331: 1979. N° de référence: 413 331

Evaluation de l'érosion de cavitation dans les turbines, les pompes d'accumulation et les pompes turbines hydrauliques. Publication ASE 3429: 1980. N° de référence: 413 429

### **Normes françaises:**

Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais de réception sur place. N° de référence: NF E 44-502/1991

Turbines hydrauliques de petite puissance - Essais sur plate-forme. N° de référence: NF E 44-501/1991

# Bibliographie

- {1} I.E. Idel'cik : «Memento des pertes de charges», Editions Eyrolles, Paris, 1986, ISSN 0399-4198
- {2} R.O. Sinniger, W.H. Hager: «Constructions Hydrauliques», Presses Polytechniques Romandes, Lausanne, 1989, ISBN 2-88074-163-7
- {3} J.-M. Chapallaz: «Petites centrales hydrauliques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1992, ISBN 3-905232-20-0
- {4} J.-M. Chapallaz: «Turbines hydrauliques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1992, ISBN 3-905232-54-5
- {5} J. Dos Ghali et al.: «Générateurs et installations électriques», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1995, ISBN 3-905232-55-3
- {6} J.-M. Chapallaz, F. Heer: «Régulation et sécurité d'exploitation», Office fédéral des questions conjoncturelles, 1995, ISBN 3-905232-56-1



## Associations de soutien

<b>ACS</b>	Association des communes suisses
<b>ADER</b>	Association pour le développement des énergies renouvelables
<b>ADUR</b>	Association des usiniers romands
<b>ARPEA</b>	Association romande pour la protection des eaux et de l'air
<b>ASE/ETG</b>	Société pour les techniques de l'énergie de l'ASE
<b>ASPEE</b>	Association suisse des professionnels de l'épuration des eaux
<b>INFOENERGIE</b>	Centre de conseils
<b>OFEL</b>	Office d'électricité de la Suisse romande
<b>PROMES</b>	Association des professionnels romands de l'énergie solaire
<b>SIA</b>	Société suisse des ingénieurs et des architectes
<b>SMSR</b>	Société des meuniers de la Suisse romande
<b>SSIGE</b>	Société suisse de l'industrie du gaz et des eaux
<b>UCS</b>	Union des centrales suisses d'électricité
<b>UTS</b>	Union technique suisse
<b>UVS</b>	Union des villes suisses