

# Manuel de restauration des sites potentiels de petite hydroélectricité

*Modèle tout inclus reproductible*

Permalink: <http://www.restor-hydro.eu/>

Février 2015

Projet RESTOR Hydro



Cofinancé par le programme Énergie intelligente  
pour l'Europe de l'Union européenne

Année de mise en œuvre : 2012- 2015

Site Internet : <http://www.restor-hydro.eu/fr/>

---

Un projet financé par la Commission européenne :



Cofinancé par le programme Énergie  
Intelligente pour l'Europe de l'Union  
Européenne



---

Consortium du projet



---

Ce projet est soutenu par :



Rédacteurs : European Small Hydropower Association (ESHA), National Technical University of Athens (ntua), WIP- Renewable Energies

# Table des matières

---

<b>Introduction.....</b>	<b>4</b>
<b>1. Permis et autorisations... ..</b>	<b>5</b>
1.1. Introduction .....	
1.2. L'obtention de permis pour les PCH en Belgique.....	7
1.3. L'obtention de permis pour les PCH en France.....	13
<b>2. Restauration des moulins hydrauliques ... ..</b>	<b>15</b>
2.1. Introduction .....	17
2.2. Types de roues hydrauliques.....	18
2.3. Principes de la mécanique des fluides .....	20
2.4. Description et caractéristiques techniques des roues hydrauliques.....	24
2.5. Caractéristiques techniques générales des roues hydrauliques.....	29
2.6. Dispositions générales d'installation des moulins à eau .....	31
2.7. Interventions techniques pour la remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité.....	35
2.8. Plan technique pour la remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité.....	42
2.9. Liste de références .....	44
2.10. Annexes au plan technique pour la restauration des moulins.....	45
<b>3. Financements .....</b>	<b>71</b>
3.1. Coopérative citoyenne participative... ..	
3.2. Fonds structurels et d'investissement européens (ESI).....	77
3.3. Subventions et prêts régionaux.....	83
3.4. Options de financement en Belgique.....	
3.5. Options de financement en France.....	87
3.6. Conclusions et recommandations pratiques pour les développeurs de projets	94
<b>4. Remarques finales.....</b>	<b>95</b>

---

## Introduction

---

RESTOR Hydro est un projet soutenu par le programme « Energie Intelligente – Europe » (EIE) de la Commission Européenne. Il a pour objectif de faire progresser la production d'énergies renouvelables à partir de petites et micros centrales hydroélectriques, en identifiant et en réhabilitant les sites historiques les plus propices, moulins à eau et anciennes centrales hydroélectriques à l'arrêt. Environ 350 000 sites abandonnés pourraient être connectés au réseau.

L'objectif de ce manuel est de fournir tous les outils et renseignements nécessaires à la restauration de sites potentiels de micro hydroélectricité (roues à eau, moulins à eau, seuils en rivière, barrages existants, etc.) en proposant un « modèle tout inclus reproductible ». Ce guide contient un ensemble complet de conseils et d'outils indispensables à la réhabilitation de sites potentiels en Belgique et en France, lesquels peuvent être reproduits dans les 28 pays membres de l'Union Européenne. *Ce guide est disponible en neuf langues et adapté aux spécificités locales en Grèce, Italie, Pologne, Lituanie, Slovaquie et en Suède sur le site officiel : <http://www.restor-hydro.eu/en/media-corner/promotional-material/>*

Cette publication couvre les informations clés à propos de trois sujets :

1. Des informations détaillées concernant le **processus d'obtention du permis et de l'autorisation** afin de réduire les incertitudes susceptibles de condamner, retarder ou dévier un projet.
2. Les meilleures **options techniques** pour restaurer une roue hydraulique ou un seuil existant, ainsi que des données sur le génie civil, environnemental, électrotechnique et mécanique mais également sur l'exploitation et l'entretien des microcentrales remises en état d'usage. Les meilleures solutions environnementales sont également proposées.
3. Des informations détaillées sur le **financement de la petite et micro hydroélectricité**. Différentes options de financement sont explorées et les bénéfices et les risques sont analysés.

# Chapitre 1

---

# 1. Permis et autorisations

---

1.1.	Introduction .....	7
1.2.	L'obtention de permis pour petites centrales hydroélectriques en Belgique	
1.2.1.	Flandre .....	8
1.2.2.	Wallonie .....	11
1.3.	L'obtention de permis pour petites centrales hydroélectriques en France.....	13

# 1. Permis et autorisations

## 1.1. Introduction

Ce chapitre décrit la procédure à suivre pour obtenir toutes les autorisations nécessaires au développement de petites centrales hydroélectrique (PCH) en Belgique (aussi bien dans la région flamande que wallonne) et en France. Il décrit, de façon générale, les procédures à suivre dans chaque pays, en renseignant les réglementations à respecter en matière d'environnement et les documents à fournir pour obtenir les autorisations. Il détaille également les procédures relatives aux demandes d'autorisation : auprès de qui et comment en faire la demande ainsi que sur les délais et les frais en découlant. La collecte des informations concernant les procédures administratives permettra de réduire le risque financier perçu dérivant d'exigences inconnues susceptibles d'interrompre, retarder ou faire dévier un projet. Les renseignements concernant la procédure d'obtention des autorisations (permis d'exploitation, études d'impact environnemental nécessaires et autres analyses et preuves historiques), les éventuels imprévus et le délai de délivrance d'un permis devront tous être examinés dans le détail. Des exemples existants des meilleures pratiques seront également analysés et évalués pour simplifier les procédures d'obtention d'autorisations.

## 1.2. L'obtention des autorisations pour les petites centrales hydroélectriques (PCH) en Belgique

Plusieurs étapes-clés s'appliquent dans la procédure à suivre pour organiser et faire la demande des diverses autorisations nécessaires au développement des PCH en Belgique. Les lignes directrices ci-dessous reprennent toutes ces étapes, depuis l'achat du terrain jusqu'au raccordement la centrale au réseau national.

La première étape requiert la délivrance de l'un ou des deux permis en fonction de l'emplacement du site potentiel. Lorsque le site est du domaine public (terrain appartenant aux autorités publiques du Département des cours d'eau navigables), une concession ou une autorisation délivrée par cette administration est nécessaire. Si le site est situé sur un terrain privé (principalement des propriétaires privés, habituellement d'anciens moulins), un droit d'eau devra être obtenu afin de pouvoir poursuivre le projet.

Le permis ou les permis requis par la suite concernent soit l'autorisation de prélever l'eau (pour les cours d'eau navigables) et/ou l'autorisation pour la modification d'un cours d'eau (pour les cours d'eau non-navigables) qui sont toutes deux délivrées par le Ministère de l'environnement du Département des cours d'eau non-navigables. Si la délivrance de ces deux permis est gratuite, le temps nécessaire à leur obtention est habituellement inconnu, la législation n'ayant fixé aucun délai limite particulier.

L'obtention d'un permis d'environnement est obligatoire pour chaque centrale dont la puissance est supérieure à 100 kW. Ce permis est revu et délivré au cas par cas, pour

chaque projet spécifique. Le temps nécessaire à son obtention varie normalement de 160 à 190 jours et sa délivrance est gratuite. A noter qu'une nouvelle législation en préparation requiert que toutes les centrales, y compris celles dont la puissance est comprise entre 0 et 100 kW, obtiennent un permis d'environnement. Mais, jusqu'à maintenant, rien n'a encore été décidé en ce sens.

Finalement, il est nécessaire d'établir un contrat de raccordement avec l'opérateur du réseau de distribution ou de transport afin de pouvoir injecter l'électricité au réseau. Cette procédure est caractérisée par des coûts et des délais variables dans la mesure où cela dépend de la capacité installée.

### 1.2.1 Flandres

Le mode d'obtention d'une autorisation pour l'installation d'une PCH en Flandre était autrefois similaire à celui en vigueur en Wallonie. Cependant, en raison du fait que les compétences en la matière sont toutes devenues du ressort du pouvoir régional il y a déjà plusieurs décennies, inévitablement, les deux systèmes présentent des différences.

Tout comme en Wallonie, la procédure diffère en fonction du classement des cours d'eau :

a. Les cours d'eau navigables (ruisseaux, rivières, fleuves et canaux) sont gérés par l'un des deux organismes semi-publics : soit la plupart des grandes rivières, fleuves et canaux (*Waterwegen en Zeekanaal nv*) ou le canal Albert et ses canaux voisins (*De Scheepvaart nv*). Ces organismes sont chargés de délivrer les concessions qui permettent à leurs demandeurs d'utiliser une partie de l'eau et du cours d'eau. Afin de pouvoir obtenir ce type de concession, ces organismes ont besoin de recevoir l'avis positif du Responsable administratif pour la Migration des poissons (*Departement Leefmilieu, Natuur en Energie, LNE*). Il est également nécessaire de demander un permis de construire au Responsable pour l'urbanisme du Département de la Région flamande (*Ruimte Vlaanderen*). Une autorisation environnementale, délivrée par la province où le projet est mis en place, peut également être requise si la puissance de la PCH est comprise entre 100 kW et 5 MW. Si les projets prévoient une puissance inférieure, il suffira d'informer la municipalité qu'une PCH dont la puissance est inférieure à 100 kW est sur le point d'être exploitée. En termes de potentiel, la Flandre offre de multiples possibilités sur les fleuves et canaux navigables à proximité des écluses. Le plus grand potentiel est bien sûr celui du canal Albert qui présente plusieurs écluses avec une hauteur d'environ 10 mètres. Pour ce canal, l'organisme semi-public est responsable du développement des centrales hydroélectriques. En Flandre, les droits d'eau (*waterrecht*) sur les cours d'eau navigables datant de l'*Ancien régime* ne sont pas assujettis à des droits privés pour leur exploitation.

b. Les cours d'eau non-navigables appartenant à la catégorie 1 (rivières moyennes) sont gérés par le service d'exploitation de l'eau de l'Agence Environnementale (*Vlaamse Milieu Maatschappij, afdeling Operationeel waterbeheer, VMM*). En fait, il est très difficile d'obtenir une concession pour une PCH auprès de cette administration à moins que le

projet ne soit lié à une écluse existante ou un site de moulin à eau dont l'existence dans l'Ancien régime peut être démontrée. Dans ce cas, et uniquement si aucune modification n'a été apportée à la configuration du site, aucune autorisation n'est nécessaire et l'administration ne peut pas réclamer une partie du débit pour l'aménagement de passes à poissons. En cas de modifications, la procédure à suivre sera similaire à a. L'autorisation, le permis de construire et l'autorisation environnementale sont tous les trois nécessaires pour des sites dont la puissance est supérieure à 100 kW. Dans ces cas, le VMM demandera, lors de la délivrance d'autorisation, jusqu'à 50 % de l'eau en vue de résoudre les éventuels problèmes liés à la migration des poissons.

c. Les cours d'eau non-navigables appartenant à la catégorie 2 (petites rivières) sont gérés par l'autorité provinciale où le projet est mis en place. La procédure peut être similaire à b.

d. Les cours d'eau non-navigables appartenant à la catégorie 3 (très petite rivières) sont gérés par l'autorité municipale où le projet est mis en place. La procédure peut être similaire à b.

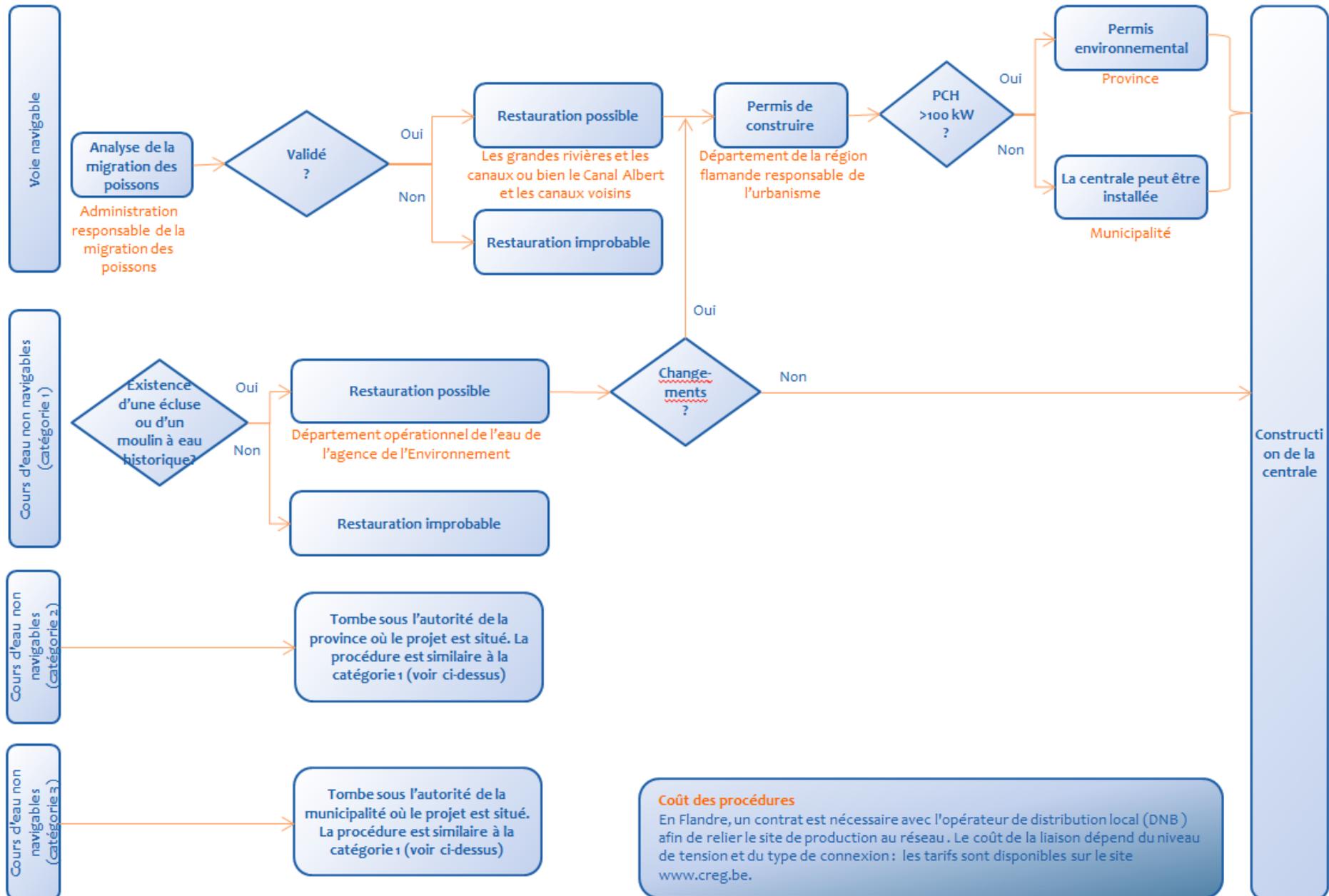
#### Raccordement au réseau

En Flandre, il est nécessaire d'établir un contrat avec l'opérateur de distribution local (DNB) afin de pouvoir raccorder un site de production au réseau. Le raccordement diffère d'un point de vue technique et des coûts en fonction de la capacité installée, de la tension (basse ou haute) et de la production. Pour en savoir plus, consultez :

[http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/trde\\_versie\\_15\\_mei\\_2012.pdf](http://www.vreg.be/sites/default/files/uploads/trde_versie_15_mei_2012.pdf).

Concrètement, les frais de raccordement dépendent du niveau de tension, du poste de raccordement et du type de raccordement. Pour en savoir plus sur les tarifs, consultez <http://www.creg.be/>

# Processus d'obtention des permis pour une PCH en Belgique (Flandre)



### 1.2.3 Wallonie

Plusieurs étapes-clés sont importantes pour mettre en place et déposer la demande pour tous les permis nécessaires au développement de PCH en Wallonie. Les lignes directrices ci-dessous couvrent tous les permis, de la première étape d'achat du terrain à la dernière lorsqu'il est nécessaire de raccorder la centrale terminée au réseau de distribution.

La première étape est liée à la **possibilité légale d'utiliser un cours d'eau comme source d'énergie**. Cette possibilité dépend cependant de l'emplacement du site potentiel. En cas d'implantation sur le domaine public (normalement défini comme étant un cours d'eau géré par les autorités publiques de la *Direction Générale Opérationnelle de la Mobilité et des Voies Hydrauliques*, DGO2), la centrale nécessitera une autorisation délivrée par cette même administration. Si le site est situé sur un terrain privé (principalement des propriétaires privés, habituellement d'anciens moulins), un droit d'eau est nécessaire afin de poursuivre le projet.

Le ou les permis nécessaires par la suite sont **l'autorisation de prise d'eau**<sup>1</sup> et/ou, en fonction de l'importance des modifications apportés au cours d'eau non-navigables durant les travaux de génie civil, **l'autorisation de modification de cours d'eau**, toutes deux délivrées par le Ministère de l'environnement du Département des cours d'eau non-navigables. Leur délivrance est gratuite et le temps nécessaire à leur obtention est inconnu dans la mesure où la législation ne fixe aucun délai limite particulier. Les permis délivrés devront mentionner le *débit réservé* exigé.

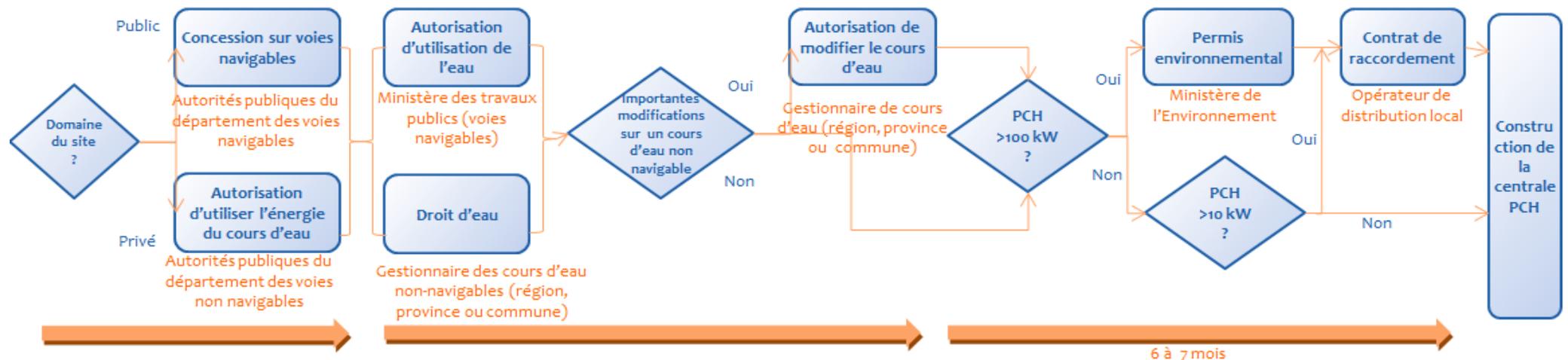
L'obtention d'un **permis d'environnement** est obligatoire pour chaque centrale dont le potentiel de production est supérieur à 100 kW. Ce permis est revu et délivré au cas par cas pour chaque projet spécifique. Le délai nécessaire à l'obtention de ce permis est normalement situé entre 160 et 190 jours et la délivrance est gratuite. Cependant, une nouvelle législation est en cours de préparation et de révision. Il est probable que toutes les centrales, y compris celles dont la puissance est comprise entre 0 et 100 kW, auront besoin d'un permis d'environnement à l'avenir.

Finalement, en cas de projets d'une puissance supérieure à 10 kW, un **contrat de raccordement** est nécessaire pour injecter l'électricité produite sur le réseau. Le contrat est signé avec le gestionnaire de réseau de distribution local ou d'autres acteurs, selon le lieu du projet (<http://www.cwape.be/>). Le temps nécessaire à l'exécution des procédures dépend de la capacité installée et de la tension (basse ou haute) de la centrale, tel que prévu par les *règlements techniques de distribution et transport local*. Les frais de raccordement dépendent du niveau de tension, du poste de raccordement et du type de raccordement. Les tarifs sont consultables sur <http://www.cwape.be/>.

---

<sup>1</sup> Autorisation délivrée par, si le cours d'eau est navigable, la *Direction Territoriale des Voies Hydrauliques* au nom du ministre en fonction. Si le cours n'est pas navigable, par le responsable du cours d'eau (dépend de l'importance du cours d'eau : l'autorité locale - soit la commune -, la province ou la Région Wallonne).

## Processus d'obtention des permis pour une PCH en Belgique (Wallonie)



### Coûts des procédures

- Les coûts sont difficiles à évaluer compte tenu de la grande diversité des projets.
- Le processus d'autorisation et d'obtention de droits d'eau sont gratuits.
- Les deux dernières étapes varient au cas par cas et en particulier les contrats de raccordement dont les coûts dépendent de la capacité installée.
- Changements potentiels à la législation : le permis environnemental est uniquement nécessaire pour les centrales au dessus de 100 kW. Cependant, des amendements à cette loi sont actuellement en cours de discussion. La nouvelle législation pourrait exiger un permis pour les installations d'une capacité inférieure à 100 kW.

### 1.3. L'obtention de permis pour les petites centrales hydroélectriques en France

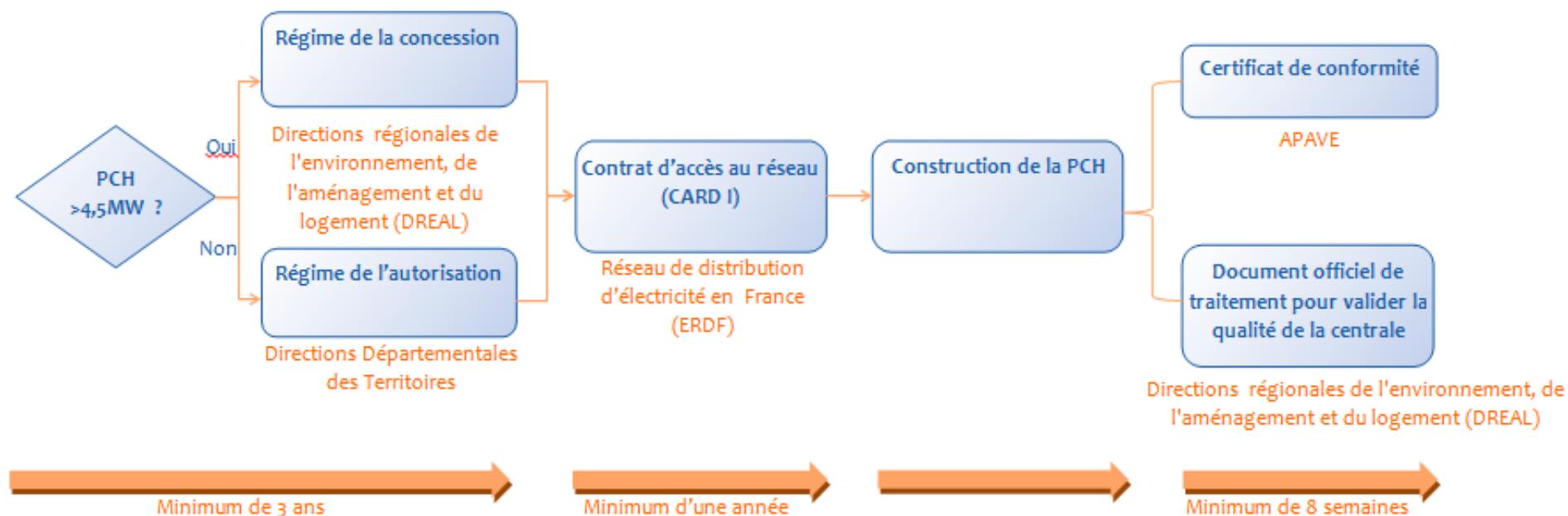
Un certain nombre de démarches sont à entreprendre pour pouvoir faire fonctionner une petite centrale hydroélectrique (PCH) en France. Les lignes directrices ci-dessous détaillent toutes les étapes de la procédure jusqu'à la validation des autorités locales avant l'exploitation de la centrale. Les coûts globaux varient au cas par cas (environ 3500€/kW à 6000€/kW) mais tendent à augmenter en raison des contraintes environnementales.

La première étape consiste à obtenir un **permis de construire** et toutes les **autorisations pour construire et/ou restaurer une centrale existante**. La procédure d'application, dans le cas des centrales hydroélectriques inférieures à 4,5 MW, est gérée par la *Direction Départementales des Territoires (DDT)* et prend un minimum de trois ans (entre trois et dix ans). Les coûts varient en fonction de la taille des exploitations et dépendent de la quantité de génie civil à entreprendre. De plus, ces coûts augmentent avec les contraintes environnementales. Si la puissance de production est supérieure à 4,5 MW, une autorisation du Ministère de l'Environnement est requise. L'obtention de ce permis prend environ trois ans également.

L'étape suivante concerne le raccordement de la centrale au réseau électrique. Un **Contrat d'Accès au Réseau de Distribution**, (CARD I) est requis et disponible auprès du distributeur national, *Électricité Réseau Distribution France (ERDF)*. La délivrance du contrat prend environ un an et coûte entre 200€/kW et 500€/kW, voire plus en fonction de la distance à parcourir et de la capacité de puissance du transformateur.

Pour finir, deux autres autorisations sont nécessaires. La première pour attester de la conformité de l'installation (consuel) : cette demande doit être faite auprès de l'APAVE. La seconde valide la qualité de l'exploitation : le *procès-verbal de récolement* doit être demandé à la *direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL)*. Ceci peut prendre quelques semaines.

## Processus d'obtention des permis pour une PCH en France



### Cout des procédures

- Les coûts financiers de l'ensemble des étapes du processus ne peuvent pas être schématisés. Chaque étape du projet doit faire l'objet d'un devis spécifique.
- Les coûts pour les autorisations et les permis de construire varient grandement en fonction de la taille des sites qui impactent directement les travaux de génie civil nécessaires.
- Les coûts des autorisations environnementales doivent être calculés au cas par cas, en fonction de la puissance de la centrale.
- Les contrats de raccordement au réseau coûtent à minima entre 200 et 500 euros.
- Les coûts totaux sont estimés entre 3500€ / kW à 6000€/kW.

# Chapitre 2

---

## 2. Restauration des moulins hydrauliques

---

2.1.	Introduction .....	17
2.2.	Types de roues hydrauliques.....	18
2.3.	Principes de la mécanique des fluides .....	20
2.3.1.	Introduction au concept de l'acheminement de l'eau.....	20
2.3.2.	Principes de l'exploitation de l'énergie hydraulique.....	22
2.4.	Description et caractéristiques techniques des roues hydrauliques.....	24
2.4.1.	Les roues à axe horizontal.....	24
2.4.2.	Les roues à axe vertical.....	28
2.5.	Caractéristiques techniques générales des roues hydrauliques.....	29
2.6.	Disposition générale de l'installation des moulins à eau .....	31
2.7.	Interventions techniques pour la remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité.....	
2.7.1.	Introduction .....	35
2.7.2.	Réparation du système d'acheminement de l'eau.....	35
2.7.3.	Réparation ou remplacement de la roue hydraulique.....	36
2.7.4.	Introduction de l'équipement électromécanique .....	37
2.8.	Remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité...	41
2.9.	Liste des références.....	44
2.10.	Annexe du plan technique pour la restauration des moulins à eau.....	45
2.10.1.	Générateurs et appareillage électriques .....	45
2.10.2.	Transmission de la puissance mécanique.....	
2.10.3.	Générateur à Vis d'Archimède.....	64
2.10.4.	Turbine à flux traversant.....	67

## 2. Restauration des moulins hydrauliques

### 2.1. Introduction

L'avantage majeur de restaurer des anciens moulins est que la plupart des sites potentiels ont déjà été identifiés et, dans certains cas, les travaux de génie civil sont déjà en partie réalisés. Cependant, d'un site à l'autre, l'état de l'installation encore en place peut fortement varier et, dans certains cas, la question du patrimoine historique doit être prise en compte. S'il n'est pas toujours nécessaire de partir de zéro, le coût des travaux de génie civil est difficilement prévisible. Des facteurs tels que les matériaux utilisés, l'accessibilité, l'aspect esthétique, etc., différents d'un projet à l'autre, peuvent lourdement peser sur les coûts de reconstruction.

La roue hydraulique est l'appareil qui permet de convertir l'énergie hydraulique de l'eau en énergie mécanique. Initialement, les besoins en énergie mécanique consistaient uniquement à moudre les céréales ou les olives (Rome antique) puis, plus tard, à couper ou à travailler le bois dans les moulins à papier ou les moulins scieries. La puissance requise pour faire tourner une meule à grains étant de l'ordre de 3 kW (McGuigan, 1978), les performances de ces moulins traditionnels primitifs étaient donc modestes. Leur réalisation dépendait des moyens techniques et du niveau de savoir-faire disponibles à l'époque de la construction des moulins, du besoin en puissance et des exigences mécaniques pour leur fabrication, leur fonctionnement et leur entretien. Selon Elio Lo Cascio et Paolo Malamina (2006), d'après des documents remontant de la fin du Moyen-Age jusqu'à une période plus récente, nous savons qu'un moulin à eau traditionnel dépassait rarement la puissance de 3 ch (2,24 kW). Souvent, la puissance était plus faible (autour de 2 ch, voire moins). Il faut noter que, avec les meules classiques, il fallait 1 ch pour moudre 0,15 quintal de céréales (1 quintal correspondait à 100 lb soit de 48 à 58,7 kg, selon l'unité de mesure locale utilisée à l'époque). Par conséquent, les moulins dotés de roues hydrauliques de 2 à 3 ch pouvaient moudre de 3,5 à 5 quintaux (de 160 à 250 kg) de céréales en farine en 12 heures.

Au début de la révolution industrielle, des moulins plus puissants ont été construits pour actionner des arbres de transmission pour des usines, des pompes d'alimentation en eau et des générateurs pour la production d'électricité. En raison de l'augmentation notable des possibilités de fabrication, les moulins à eau de cette période étaient plus performants, avec une puissance allant de 3 à 75 kW (Université de Southampton, Roues hydrauliques). Les roues de types « par-dessus », fabriquées en 1880 mesuraient entre 1 et 1,5 m de large et généraient entre 6 et 28 cv (de 4,5 à 20 kW) sur l'arbre. Un moulin à papier classique, construit en 1892 était entraîné par une roue d'une puissance allant de 26 à 33 kW.

Par la suite, le développement des machines à vapeur a permis de couvrir les besoins en énergie de l'industrie tandis que les roues des moulins continuaient de tourner pour ne satisfaire que les besoins locaux en énergie.

## 2.2. Types de roues hydrauliques

La plupart des roues peuvent être classées en deux catégories, en fonction du sens d'orientation de leur axe de rotation :

- Les roues à axe horizontal
- Les roues à axe vertical

Les **roues à axe horizontal** tournent dans un plan vertical (Fig. 1). L'eau est dirigée vers la roue par un canal d'amenée et agit sur les aubes (ou pales) montées sur la périphérie de la roue. En fonction de l'emplacement de l'arrivée d'eau par rapport à l'axe de la roue, les roues à axe horizontal peuvent être classées en trois principaux types : roues par-dessus, roues par dessous et roues de poitrine (Fig. 1a, 1b, 1c).

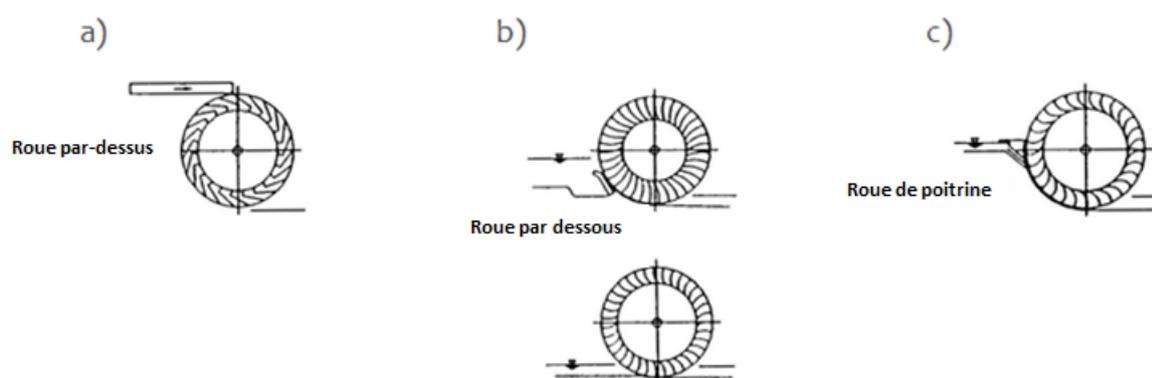


Figure 1a, 1b, 1c: Schéma de configuration des roues à axe horizontal a) par-dessus b) par-dessous c) de poitrine

Les **roues à axe vertical** tournent dans le plan horizontal. L'eau est dirigée, sous la forme d'un jet, contre les aubes de la roue et génère ainsi une force périphérique d'où résulte le couple sur l'axe (Fig. 1d). Le fonctionnement de ce type de roue est similaire à celui des turbines hydraulique à action et notamment, aux turbines dites «Turgo».

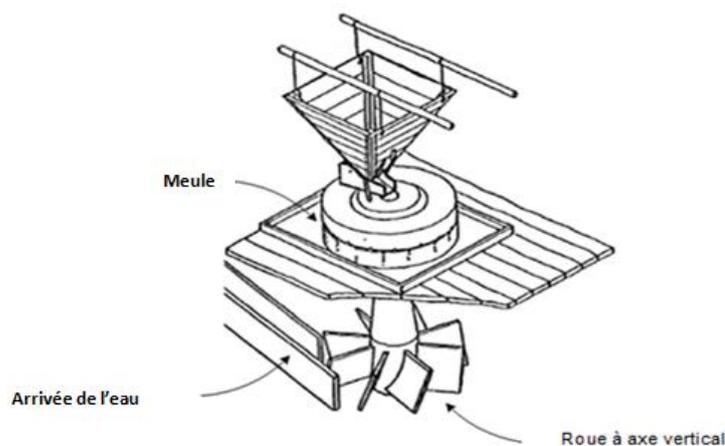


Figure 1d : Schéma d'une meule équipée d'une roue à axe vertical

Après 1850, lorsque les besoins en énergie et en puissance ont subi une forte hausse, le développement de l'énergie hydraulique s'est accompli avec les roues hydrauliques plus modernes qu'on appellera plus tard "turbines hydrauliques". Les types de turbines hydrauliques utilisées actuellement sont la **turbine Francis** (mise au point en 1850),

la **turbine Pelton** (mise au point en 1880) et la **turbine Kaplan** et de manière plus générale, la **turbine à écoulement axial** (développée en 1930). Ces types de turbines peuvent générer de grandes quantités d'énergie (jusqu'à 600 MW chacune) et ont progressivement entraîné l'abandon des roues hydrauliques des moulins. Parallèlement aux grandes centrales hydrauliques, des petites centrales hydroélectriques (les PCH) ont également été développées. Une PCH est caractérisée par une puissance installée de moins de 10 à 15 MW (suivant le pays et la législation en vigueur) Les petites centrales se distinguent des grandes essentiellement par l'utilisation d'équipements électromécaniques standardisés (turbines, générateurs, etc.) et par le mode de fonctionnement, (sans création d'une retenue d'eau en amont). Pour les PCH (d'une puissance inférieure à 10 / 15 MW) des turbines hydrauliques standardisées ont été développées comme les Pelton, Turgo, Deriaz, Francis, Kaplan, Straflo, bulbe et plus récemment la "VLH" (ou Fonkenell) pour les très basses chutes, ou d'autres encore. Plus récemment (depuis environ 2005), on utilise la vis d'Archimède (pour des puissances inférieures à 500 kW), fonctionnant non plus en pompe mais en moteur hydraulique afin de produire de l'électricité à partir de cours d'eau naturels ou pour récupérer l'énergie issue d'installations industrielles.

Les roues hydrauliques ne sont plus fabriquées et sont remplacées par des turbines hydrauliques dûment adaptées et dimensionnées, en termes de type et de taille, pour répondre aux besoins des installations hydroélectriques de 1kW à 600 MW. Les principaux avantages des turbines hydrauliques par rapport aux roues hydrauliques résident dans leur grande vitesse de rotation, leur compacité, leur rendement élevé sur une large plage de fonctionnement et leur coût. Toutefois, certains fournisseurs proposent encore des roues à eau "performantes".

Pour la rénovation des moulins à eau, deux cas de figure doivent être considérés :

- **L'aspect du moulin traditionnel doit être préservé** mais la puissance produite, qui n'est plus absorbée par les meules, doit être transformée en énergie électrique. La roue d'origine du moulin, qui n'est probablement plus en mesure de fonctionner, doit être remplacée par une similaire, conçue spécialement et fabriquée avec des matériaux plus modernes.
- **Il n'y a pas d'intérêt ou nécessité de conserver l'aspect traditionnel du moulin.** Dans ce cas, seule l'infrastructure est préservée et rénovée (arrivée d'eau, canaux, édifices, etc.), tandis que l'aménagement de la puissance est obtenu par de petites, voire très petites, turbines hydroélectriques modernes, adaptées à la chute et au débit d'eau, comme la vis d'Archimède en générateur, les turbines Turgo et à flux croisé.

L'éventualité de remplacer le moulin à eau par une petite centrale hydroélectrique, sans conserver aucun des principaux éléments de l'installation d'origine, n'est pas envisagée dans ce qui suit car cela n'entre pas dans le cadre d'une restauration du moulin. L'exploitation de tels sites doit être réalisée conformément à la procédure de dimensionnement et de conception de petites, voire très petites, centrales hydroélectriques.

## 2.3. Principes de la mécanique des fluides

### 2.3.1 Introduction au concept de l'acheminement de l'eau

Le débit d'eau est guidé vers la roue, ou la turbine hydraulique, par un canal ouvert à l'aire libre et/ou une canalisation fermée, appelée conduite forcée dans le cas de centrales hydroélectriques. Dans les deux cas, le transport de l'eau s'accompagne de pertes hydrauliques.

#### a. Ecoulement dans les canaux ouverts

Il s'agit du cas où l'eau s'écoule par gravité dans un canal d'amenée en pente et ouvert à l'air libre. En cas de débit uniforme et permanent dans un canal de section uniforme, la force due à la pesanteur qui s'exerce sur l'eau est compensée par les forces de frottement de l'eau sur les surfaces mouillées. Ainsi, la vitesse moyenne d'écoulement dans un canal ouvert de pente  $I$ , est exprimée par la formule de Manning,  $c = \frac{1}{n} R_H^{2/3} I^{1/2}$  où  $n$  correspond au coefficient de Manning, dépendant de la rugosité des surfaces mouillées et  $R_H$  est le rayon hydraulique du canal, défini par  $R_H = A/P$  où  $A$  est la section transversale de l'écoulement et  $P$  le périmètre mouillé. Dans le cas le plus simple et le plus courant d'une section transversale rectangulaire (Fig. 2), le rayon hydraulique est égal à  $R_H = \frac{Bh}{2(B+h)}$ .

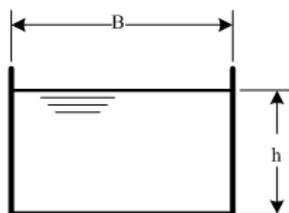


Figure 2 : Canal avec section rectangulaire

Un canal ouvert doit être conçu pour fonctionner dans des conditions optimales, c'est à dire lorsque le débit est maximum pour une inclinaison donnée. Pour un canal rectangulaire, cet écoulement optimal est obtenu lorsque la hauteur de l'écoulement  $h$  est égale à  $B/2$ .

La valeur du coefficient de Manning  $n$  figure dans le tableau qui suit pour certains matériaux typiques de canaux découverts artificiels

Type de canal	Coefficient de Manning $n$
Creusé dans la terre : gravier	0,022
Creusé dans la terre : mauvaise herbes	0,030
Ciment lissé	0,012
Ciment non lissé	0,014
Bois (raboté)	0,012
Métal ondulé	0,022

Le débit est donc égal à  $Q = c \cdot A = \frac{1}{n} A \cdot R_H^{2/3} \cdot I^{1/2} = \frac{1}{n} A \cdot \left(\frac{A}{P}\right)^{2/3} \cdot I^{1/2}$ . Dans la plupart des cas, l'inclinaison  $I$  est de l'ordre de :  $I=0.001-0.002$ . (Armando Lencastre – *Hydraulique Générale*, Ed. Eyrolles).

La vitesse moyenne d'écoulement doit être supérieure à 0,3 - 0,5 m/s afin d'éviter la sédimentation des matières en suspension dont l'accumulation entraînerait l'obstruction du canal.

Exemple : Pour un canal d'amenée découvert fait de bois (coefficient de Manning  $n=0,012$ ), de section rectangulaire, d'une largeur  $B=0,067$  m, pour une hauteur de l'écoulement  $h=0,74$  m et une pente  $I=0,001$  la formule de Manning, donne :  $R_H=(0,67 \cdot 0,74)/(0,67+2 \cdot 0,74)=0,233$  m

et  $c = \frac{1}{n} R_H^{2/3} I^{1/2} = \frac{1}{0.012} 0.233^{2/3} 0.001^{1/2} = 1.0$  m/s. Le débit correspondant est égal à  $Q=c \cdot A=1,0 \cdot (0,67 \cdot 0,74)=0,5$  m<sup>3</sup>/s=500 l/s.

## b. Ecoulement dans les conduites forcées

Dans ce cas, l'eau coule dans une conduite en raison de la différence de pression existant entre les extrémités de la conduite. Les pertes par frottement, correspondant à une perte d'énergie, sont de deux sortes : les pertes linéairement réparties et les pertes singulières. Les pertes linéairement réparties (ou plus simplement linéaires) sont dues au frottement entre l'eau qui coule régulièrement et les surfaces de la conduite. Tandis que les pertes singulières ont principalement la forme de pertes d'énergie cinétique et sont dues aux accélérations-décélérations locales et brutales de l'eau lors des modifications des caractéristiques de la conduite (changement de section ou de direction par exemple).

**Les pertes linéaires** sont habituellement exprimées par la formule de Darcy-Weissbach, soit  $\delta h_L = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{c^2}{2g}$ , où  $\delta h_L$ , exprimé en mWG, correspond aux pertes développées sur la

longueur  $L$  (m) de la conduite de diamètre interne  $d$  (m),  $c$  (m/s) est la vitesse moyenne de l'écoulement dans la conduite et  $\lambda$  le coefficient de frottement qui dépend du nombre de Reynolds  $R_e$  et de la rugosité relative de la surface définie par  $\varepsilon_s = \varepsilon/d$ , où  $\varepsilon$  (mm) correspond à la rugosité de la surface de la conduite.  $g$  désigne l'accélération de la pesanteur qui vaut  $g \approx 9,81$  m/s<sup>2</sup>. Dans la pratique, le diamètre interne est choisi afin d'obtenir une vitesse moyenne de l'écoulement de l'ordre de 1 à 4 m/s (pour les forts débits).

La valeur du coefficient de frottement  $\lambda$  peut être calculée par l'application de la formule de Colebrook-White, soit  $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \log \left[ \frac{2.51}{R_e \cdot \sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon_s}{3.71} \right]$ . La rugosité de la surface d'une

conduite peut être estimée en fonction du matériau utilisé et de son état. Pour les conduites à l'état neuf en acier, on peut prendre :  $\varepsilon=0,1$  à  $0,2$  mm, pour les conduites en bois raboté :  $\varepsilon=0,1$  à  $0,2$  mm, et, enfin, pour les conduites en béton :  $\varepsilon=0,2$  à  $0,8$  mm.

En cas de régime d'écoulement totalement turbulent, par exemple, lorsque le nombre de Reynolds est supérieur à  $5 \cdot 10^5$  (ce qui correspond quasiment à tous les cas pratiques), le coefficient de frottement dépend de la rugosité relative à la surface  $\epsilon_s = \epsilon/d$ . Le tableau ci-dessous donne des valeurs indicatives de ce coefficient de frottement :

$\epsilon_s = \epsilon/d$	0.0001	0.0004	0.0020	0.010	0.0200	0.040
$\lambda$	0.0120	0.0160	0.0232	0.038	0.0482	0.065

**Les pertes singulières** en mWG s'expriment par  $\delta h_s = \zeta \cdot c^2 / 2g$  où  $\zeta$  est le coefficient des pertes singulières dépendant de la configuration. En cas de virage à  $90^\circ$ ,  $\zeta$  est de l'ordre de  $\zeta = 0,20$  à  $0,50$  tandis que, pour une vanne (ou porte d'écluse),  $\zeta$  varie de  $0,05$  pour la vanne entièrement ouverte jusqu'à l'infini pour la vanne entièrement fermée.

*Exemple :* Pour une conduite faite en acier ayant un diamètre interne  $d = 0,50$ , transmettant un débit égal à  $Q = 1,400 \text{ m}^3/\text{h} = 0,389 \text{ m}^3/\text{s}$ , la vitesse moyenne du débit sera égale à :  $c = Q / (\pi D^2 / 4) = 1,985 \text{ m/s}$ . En considérant une rugosité interne de  $\epsilon = 0,2 \text{ mm}$ , la rugosité relative est égale à  $\epsilon_s = \epsilon/d = 0,2/500 = 0,0004$ . En cas d'écoulement turbulent, le coefficient de frottement sera égal à  $\lambda = 0,016$  (voir le tableau ci-dessus). D'après ce qui est énoncé ci-dessus, pour une conduite d'une longueur  $L = 20 \text{ m}$ , les pertes de charge correspondantes sont égales à  $\delta h_L = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{c^2}{2g} = 0,016 \cdot \frac{20}{0,5} \cdot \frac{1,985^2}{2 \cdot 9,81} = 0,128 \text{ mWG}$ . Les pertes

hydrauliques linéaires peuvent être exprimées sous forme dimensionnelle par unité de longueur de la canalisation. Dans l'exemple cité ci-dessus, celles-ci sont égales à  $\delta h_L / L = 0,128 / 20 = 0,0064 \text{ mWG/m}$ .

Si, à l'extrémité de la conduite, une vanne est installée, la perte de charge additionnelle due à cette singularité est égale à  $\delta h_s = \zeta \cdot c^2 / 2g = 0,05 \cdot 1,985^2 / (2 \cdot 9,81) = 0,010 \text{ mWG}$ . Par conséquent, les pertes hydrauliques développées dans la conduite seront égales à  $\delta h = \delta h_L + \delta h_s = 0,128 + 0,01 = 0,138 \text{ mWG}$

### 2.3.2 Principes d'exploitation de l'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique de l'eau a pour origine la pesanteur et dépend du produit ( $gH$ ), où  $g$  est l'accélération de la pesanteur ( $g \approx 9,81 \text{ m/s}^2$ ) et  $H$  la hauteur disponible, c'est à dire la différence entre le niveau amont de l'eau et le niveau aval après soustraction des pertes de charge.

Le principe de l'installation d'énergie hydraulique est illustré dans la figure 3. Le débit d'eau  $Q$  est acheminé vers la turbine hydraulique par le canal d'amenée et la conduite forcée. Comme la différence de niveau  $h$  est fixe pour un site donné, il est opportun de dimensionner le diamètre de la conduite forcée le plus largement possible afin de réduire au minimum les pertes de charges  $\delta h$ .

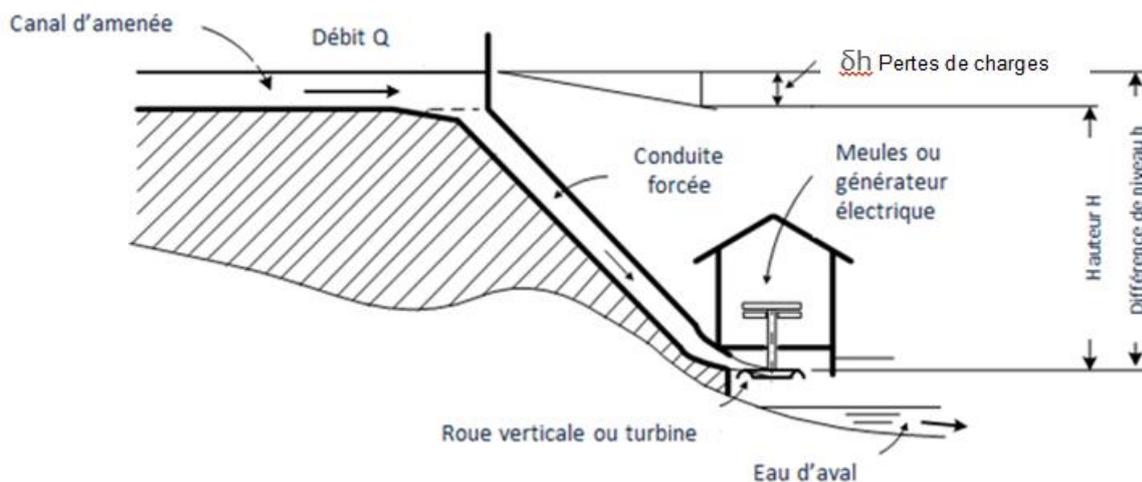


Figure 3 : Principe de transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique

*Exemple :* Pour la conduite du paragraphe précédent et pour un site présentant une différence de niveau  $h$  entre l'eau en amont et l'eau en aval égale à 8m, la hauteur disponible  $H$  est égale à  $H=h-\delta h=8-0,138=7,862$  m. Les pertes hydrauliques correspondent à 1,7 % de la hauteur de chute.

La quantité  $(gH)$  exprime l'énergie par masse de l'eau courante (en J/Kg dans le système SI). Le débit volumique étant exprimé par  $Q$  ( $m^3/s$ ) et la densité de l'eau par  $\rho$  ( $kg/m^3$ ), le débit massique est égal à  $(\rho Q)$  et, d'après ce qui vient d'être énoncé, la puissance hydraulique  $N_h$  du débit  $Q$  sous une hauteur  $H$  est égale à  $N_h=(\rho Q)(gH)=\rho gHQ_{(1)}$ . Pour  $g=9,81$   $m/s^2$  et la densité de l'eau  $\rho=1000$   $kg/m^3$ , la relation devient  $N_h=9,81 \cdot H \cdot Q$  en kW (pour  $Q$  en  $m^3/s$  et  $H$  en m).

La conversion de l'énergie hydraulique en énergie mécanique subit diverses pertes comme, principalement, des pertes hydrauliques (dues au frottement de l'eau contre les surfaces solides), des pertes volumétriques (correspondant aux fuites hors de la roue) et des pertes mécaniques (pertes des éléments structurels comme le frottement au niveau des paliers de l'arbre de rotation). En tenant compte de ces pertes d'énergie, le rendement général  $\eta$  est défini comme le rapport entre la puissance mécanique recueillie  $N$  et la puissance hydraulique  $N_h$ :  $\eta=N/N_h \rightarrow N=N_h\eta_{(2)}$ .

La puissance mécanique  $N$  correspond au développement du couple  $M$  sur l'arbre de rotation avec une vitesse angulaire  $\omega$  (rad/sec)  $N=M \omega_{(3)}$ ; cette vitesse angulaire  $\omega$  (rad/sec) est liée à la vitesse de rotation  $n$  (tr/min) par la relation  $\omega=2\pi n/60_{(4)}$ .

Le couple sur l'arbre met en mouvement la charge, les meules, dans le cas du moulin à eau. Si la vitesse angulaire  $\omega_M$  des meules (ou de la charge en général) diffère de celle de la roue hydraulique, il est nécessaire d'introduire un élément pour adapter la transmission, comme des poulies munies de courroies, des pignons avec chaînes, ou plus fréquemment un multiplicateur à engrenages. Le rendement du système de transmission étant exprimé par  $\eta_M$  (de l'ordre de  $\eta_M=0,90$  ou plus), le couple  $M_M$  pour la rotation des meules est donné par l'équation :  $M_M \omega_M= M\omega\eta_M_{(5)}$ . La vitesse périphérique  $u_M$  de la meule, selon la pratique pour moudre les céréales, doit être de

l'ordre de  $u_M = 7$  à  $8,5$  m/s<sup>(6)</sup>, pour un broyage optimal. Sachant que le diamètre des meules était, pour des raisons techniques et pratiques, de l'ordre de 1 à 3 m (pour les meules grecques, le diamètre était compris entre 0,65 et 2 m), la vitesse correspondante de rotation des meules était donc de  $\omega_M = 7,75$  à  $23,85$  rad/sec (de  $n_M = 74$  à  $227$  tr/min)<sup>(7)</sup>. Comme la vitesse de rotation des meules  $n_M$  dépend du diamètre de ces dernières et que la vitesse de rotation  $n$  de la roue dépend du type de roue et de la hauteur disponible  $H$ , le système de transmission (multiplicateur à engrenages) doit atteindre un rapport de vitesse  $\dot{e} = n_M/n$ <sup>(8)</sup> et être suffisamment résistant pour supporter le couple  $M$  développé sur l'arbre de la roue.

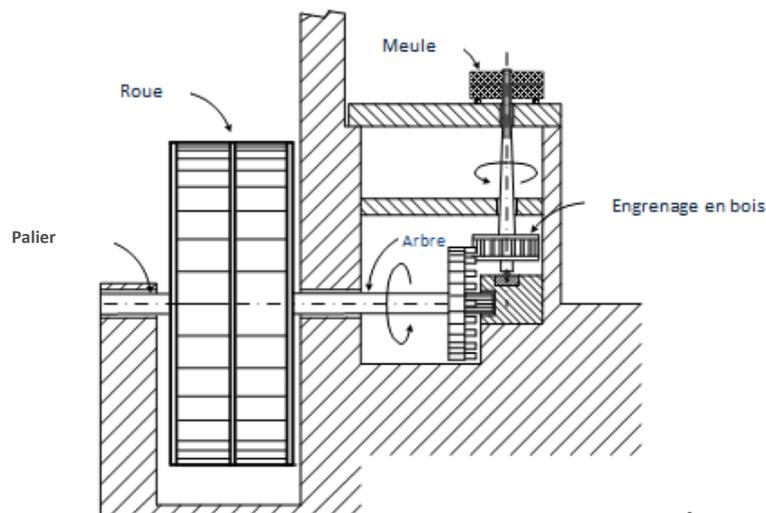


Figure 4 : Schéma d'une roue à axe horizontal et système de transmission

La figure 4 illustre, de façon schématique, le système de transmission d'une roue à axe horizontal. Comme la meule supérieure tourne autour d'un axe vertical, le système de transmission est un engrenage à dents en bois qui renvoie le mouvement à  $90^\circ$  tout en multipliant la vitesse de rotation pour que la meule tourne à la vitesse souhaitée.

## 2.4. Description et caractéristiques techniques des roues hydrauliques

### 2.4.1 Les roues à axe horizontal

#### a. La roue par-dessus

La roue par-dessus est la roue à eau la plus traditionnelle et la plus efficace. Elle est adaptée à l'exploitation de petits cours d'eau avec un débit faible et une différence de niveau supérieure à 2 mètres. L'eau est acheminée par un chenal vers les augets (ou godets) de la roue hydraulique, qui se remplissent progressivement. Le poids de l'eau dans les augets fait tourner la roue et les augets se vident progressivement vers l'aval dans le canal de fuite au fur et à mesure de la rotation. Le poids de l'eau multiplié par la distance de l'auget à l'axe de rotation correspond au couple qui fait tourner la roue et qui est à l'origine de la puissance mécanique. L'alimentation en eau de la roue est réglée par une vanne actionnée manuellement. La roue elle-même ne doit pas être en contact avec

l'eau du canal de fuite. Le rendement global de la roue par-dessus se situe dans une fourchette allant de 60 à 80 %.

La vitesse périphérique de la roue est égale à  $u = \omega D / 2$  où  $\omega = 2\pi n / 60$  est la vitesse angulaire de rotation. La vitesse de l'eau pénétrant dans les augets est égale à la vitesse  $c_1$  résultant de l'ouverture de la vanne et de l'action de la pesanteur. Afin d'obtenir un remplissage en eau optimal des augets, et donc un fonctionnement optimal de la roue, la vitesse périphérique  $u$  de la roue doit être du même ordre de grandeur que la vitesse  $c_1$ . C'est cette règle qui sert à calculer la vitesse de rotation de la roue par-dessus laquelle peut être estimée à partir de la relation empirique  $n = \frac{21}{\sqrt{D}}$  (tr/min) où  $D$  correspond au diamètre de la roue exprimé en mètres (Fig. 5).

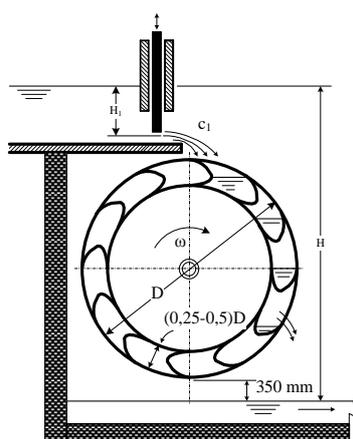


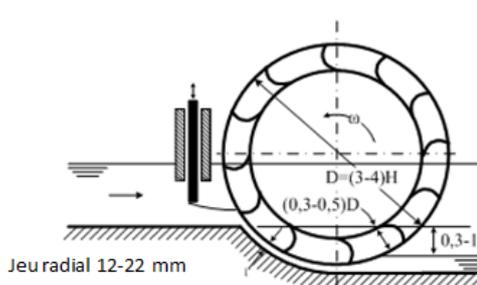
Figure 5 : Configuration schématique et dimensions d'une roue par-dessus

- Hauteur :  $H =$  de 3 à 10 mètres.
- Vitesse de l'eau dans le canal d'amenée :  $c \approx 1,0$  m/sec.
- Vitesse de l'eau à la sortie de la vanne:  $c_1 \approx 2-3$  m/sec correspondant à  $H_1 = 0,3-0,6$  m.
- Débit  $Q = 75-150$  l/s par mètre de largeur du canal d'amenée.
- Largeur de la roue  $0,35$  m plus large que celle du canal d'amenée.

D'après la mécanique des fluides, la valeur moyenne de la vitesse  $c_1$  à la sortie de la vanne est de l'ordre de  $c_1 \approx \sqrt{2gH_1}$ , où  $H_1$  est la hauteur en amont de la vanne (Fig. 5). Le débit de l'eau vers la roue est donc égal à la vitesse du fluide  $c_1$  multiplié par la surface rectangulaire ouverte sous la vanne.

### b. La roue par-dessous

La roue par-dessous tourne sous l'action de l'eau frappant les aubes (ou pales) de la partie inférieure de la roue (Fig. 6). Comparée à la roue par-dessus, la roue par-dessous nécessite moins de gros œuvres pour l'installation (du fait que l'eau est entraînée vers la partie inférieure de la roue). Elle est donc moins chère mais, par contre, son rendement global est moindre, variant de 60 % à 70 %. Le débit, et donc la puissance fournie, est réglée au moyen de la vanne située dans le canal d'amenée, juste en amont de la roue. Avec l'ouverture de la vanne, l'eau qui va frapper les aubes acquiert de la vitesse, transformant ainsi une partie de son énergie potentielle en énergie cinétique. La vitesse de rotation  $n$  de la roue par-dessous peut être estimée à partir de la relation  $n = \frac{9c}{D}$  (t/mn) où  $c$  (m/s) est la vitesse de l'eau dans le canal d'amenée et  $D$  (m) le diamètre de la roue.



- Hauteur de chute :  $H$  = de 0,5 à 3 mètres
- Vitesse de l'eau dans le canal d'amenée :  $c \approx 1,0$  m/s
- Débit  $Q = 300-900$  l/s par mètre de largeur du canal d'amenée
- Vitesse de rotation de 2 à 12 t/mn

Figure 6 : Configuration schématique et dimensions d'une roue par dessous

Une variante de la roue par-dessous est celle dite « roue au fil de l'eau » lorsque le fond du canal est (pratiquement) horizontal (Fig. 7). Les pales de la roue sont poussées par le courant d'eau qui est en décélération. L'extension radiale des pales est supérieure à la profondeur de l'eau dans le canal. L'énergie mécanique sur la roue au fil de l'eau est fournie par l'énergie cinétique de l'eau. Ce type de roue a un rendement moins bon que celui de la roue classique par-dessous.

La puissance extraite du courant est égale à la différence de l'énergie cinétique  $N_h = \rho Q(c_1^2 - c_2^2)/2$ , où  $\rho$  est la densité de l'eau,  $Q$  est le débit passant à travers la roue,  $c_1$  et  $c_2$  désignent respectivement les vitesses de l'eau en amont et en aval. La puissance mécanique développée sur l'arbre est égale à  $N = N_h \eta$ , où  $\eta$  est le rendement global avec une valeur maximum de l'ordre de  $\eta_{\max} = 30\%$ .

Le fonctionnement optimal de la roue au fil de l'eau se produit lorsque la vitesse en aval  $c_2$  diminue jusqu'à  $0,5c_1$ . La vitesse de rotation optimale de la roue correspond à une vitesse périphérique  $u = \omega D/2$  égale à  $0,67$  de la vitesse de l'eau en amont  $c_1$ .

Pour un canal d'amenée ayant une profondeur de l'eau en amont égale à 1 m et une vitesse  $c_1 = 1,5$  m/s, l'énergie mécanique correspondante est égale à 0,40 kW par mètre de largeur de la roue.

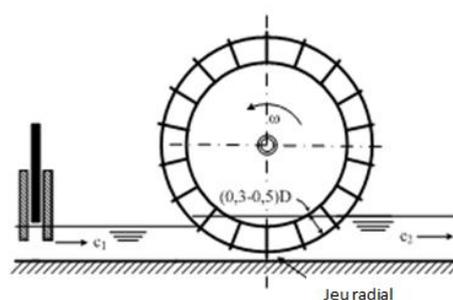


Figure 7 : Configuration schématique et dimensions d'une roue au fil de l'eau

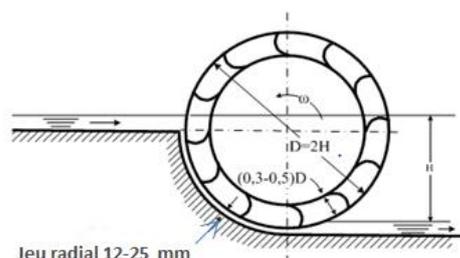
### c. La roue de poitrine

Une version plus efficace de la roue par-dessous est la roue de poitrine (ou de côté) où l'eau est dirigée sur la roue à un peu moins de la mi-hauteur (Fig. 8). Le coursier conduisant l'eau est courbé afin de suivre les courbes de la roue, en laissant un jeu radial avec la roue de l'ordre de 12 à 25 mm, pour réduire les fuites. Ce canal façonné est fait en béton, en briques recouvertes de mortier, en planches d'acier, voire même en bois. Il faut

prendre des dispositions afin de filtrer les débris contenus dans l'eau, qui pourraient détériorer les pales de la roue.

Les roues de poitrine ont un moins bon rendement que les roues par-dessus mais leur rendement est meilleur que celui que les roues par-dessous. Les pales de la roue de poitrine ont le même profil que les augets, comme ceux de la plupart des roues par-dessus, et pas le profil de simples aubes comme celles de la plupart des roues par-dessous.

La vitesse de rotation de la roue de côté peut être estimée en appliquant la même relation que celle utilisée pour les roues par-dessus.



- Hauteur de chute : H=de 0,5 à 3 mètres
- Vitesse de l'eau dans le canal d'amenée : 1,0 m/s.
- Débit  $Q=300-900$  l/s par mètre de largeur du canal d'amenée
- Vitesse de rotation 2-12 t/mn

#### d. Exemple des dimensionnements d'une roue par-dessus

Dans le cas du canal ouvert cité dans l'exemple du paragraphe 2.3.1.a, la largeur était de  $B=0,67$  m, la hauteur de l'eau  $h=0,74$  m, la vitesse moyenne  $c=1$  m/s et le débit  $Q=0,5$  m<sup>3</sup>/s=500 l/s. En considérant que la chute moyenne en amont de la vanne est égale à  $H_1=h/2=0,335$  m (Fig. 2), la vitesse de l'eau en aval de la vanne (paragraphe 2.4.1.a) est de l'ordre de  $c_1 \approx \sqrt{2gH_1} = \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 0,335} = 2,5$  m/s.

Si la hauteur de chute disponible H est égale à  $H=3$  m, dans le cas d'une roue par-dessus, le diamètre de la roue doit être de l'ordre de  $D=H=3,0$  m. L'extension radiale des godets est de l'ordre de  $0,30 D=0,9$  m. En tenant compte d'une marge de  $0,35$  m, la largeur totale de la roue est égale à  $B'=B+0,35=1,0$  m. La vitesse de rotation de la roue est égale à  $n = \frac{21}{\sqrt{D}} = \frac{21}{\sqrt{3}} = 12,1$  tr/min.

En considérant un rendement global égal à  $\eta=0,7$  et en appliquant les relations (1), (2) et (3), la puissance mécanique et le couple correspondant peuvent être calculés :

- puissance mécanique utile  $N=10,3$  kW
- couple correspondant sur l'arbre de la roue  $M=8128,7$  Nm=828,6 kpm.

Pour une question de résistance structurelle, il est recommandé de conserver le rapport entre la largeur B et le diamètre D de la roue inférieur à  $0,625$  ( $B \leq 0,625D$ ). La limite supérieure reportée est  $B=2D$ . Au-delà de cette valeur, la solidité des pièces en bois de taille standard et d'autres éléments structurels doivent être surdimensionnés afin de résister au poids et aux forces développées. En cas de larges débits, résultant de la grande largeur B de la roue, la rigidité de l'installation peut être optimisée par l'ajout de jantes de renfort sur la largeur.

## 2.4.2 Les roues à axe vertical

### a. Description des roues à axe vertical

Les roues à axe vertical fonctionnent comme des turbines à action et leur forme et mode de fonctionnement sont similaires à ceux des turbines hydrauliques modernes connues sous le nom de turbine Turgo. De façon plus spécifique, l'eau est entraînée vers la roue par une conduite conique (ou buse). À l'extrémité de la buse, un ajutage est monté et par conséquent, l'eau ressort sous forme d'un jet à grande vitesse (Fig. 9). Ainsi, l'énergie potentielle de l'eau tombant de la hauteur  $H$  se transforme en énergie cinétique. Le jet est dirigé vers le périmètre de la roue hydraulique, avec une inclinaison  $\alpha$  de l'ordre de  $\alpha=20^\circ$ . Lorsque le jet frappe les aubes (en forme de cuillères) portées par la roue, il change de direction, entraînant le développement d'une force périphérique sur les aubes. Cette force périphérique induit le couple développé sur l'arbre et par conséquent, l'énergie hydraulique est convertie en énergie mécanique.

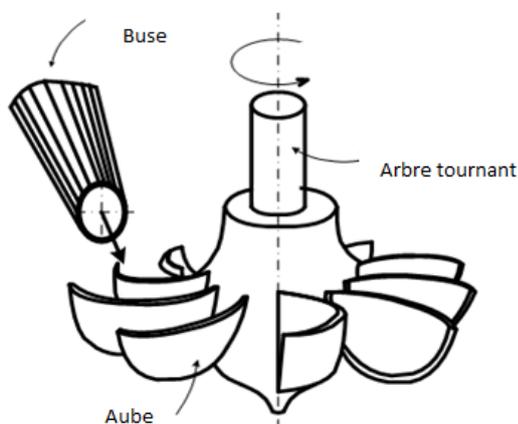


Figure 9 : Configuration schématique d'une roue hydraulique à axe vertical

La hauteur de chute, qui équivaut à l'énergie de l'eau par unité de masse ou du volume, est, pour les roues à axe vertical, habituellement comprise entre 6 et 8 m, bien que l'on trouve des valeurs allant de 4 à 12 m. Le diamètre des roues est de l'ordre de 1 à 1,5 m tandis que le diamètre  $d$  de l'ajutage varie de 5 à 10 cm.

Le rendement de la roue à axe vertical peut être élevé, jusqu'à 0,80 dans le cas d'aubes bien conçues, tandis que la courbe de rendement par rapport au débit est très plate.

Les caractéristiques de fonctionnement de la majorité des roues à axe vertical sont : un débit allant de 100 à 200 m<sup>3</sup>/h, une hauteur de chute allant de 6 à 8 m et une puissance mécanique de 1,5 à 3,0 kW. La vitesse de rotation de la roue horizontale est de l'ordre de 50 à 150 tr/min.

### b. Caractéristiques de fonctionnement des roues à axe vertical

En désignant par  $d$  le diamètre du jet (du même ordre de grandeur que le diamètre de l'ajutage) et par  $c$  la vitesse moyenne de l'eau dans le jet, le débit est égal à  $Q=cA_{(13)}$  où  $A=\pi \cdot d^2/4$  est la section transversale du jet. La vitesse moyenne du jet provient de la

conversion de l'énergie potentielle de l'eau tombant de la hauteur  $H$  en énergie cinétique. Par conséquent,  $c = \varphi \sqrt{2gH_{(14)}}$  où  $\varphi \approx 0,97$  et correspond à un facteur de perte.

En théorie, la vitesse périphérique optimale  $u$  de la roue est égale à la moitié de la vitesse du jet  $u = \omega D/2 = 0,50c_{(15)}$ .

### c. Exemple des caractéristiques de fonctionnement des roues à axe vertical

- La hauteur de chute  $H$  est égale à  $H=6$  m, le diamètre de l'ajutage  $d=6$  cm et l'angle d'inclinaison du jet  $\alpha=20^\circ$ .
- A partir des valeurs ci-dessus, on en déduit les caractéristiques de fonctionnement suivantes :
  - Vitesse moyenne du jet d'eau :  $c=10,524$  m/s.
  - Débit d'eau :  $Q=0,0297$  m<sup>3</sup>/s=29,7 l/s=107,12 m<sup>3</sup>/h.
  - Vitesse périphérique de la roue :  $u=4,94$  m/s.
- Pour une roue au diamètre  $D=1,20$  m, la vitesse de rotation correspondante est :  $n=78,62$  t/mn
- En prenant un rendement global égal à  $\eta=0,80$  et après avoir appliqué les relations (1), (2) et (3), la puissance mécanique et le couple correspondant sont :
  - puissance mécanique utile :  $N=1,4$  kW.
  - couple développé sur l'arbre :  $M=170,04$  Nm=17,33 kpm.

## 2.5. Caractéristiques techniques générales des roues hydrauliques

Dans le diagramme de la Figure 10, la plage de fonctionnement des différents types de roues est donnée suivant les deux axes hauteur et débit. Ce diagramme est utile pour choisir le type de roue le mieux adapté à une hauteur de chute et à un débit nominal donnés. Le même schéma indique la plage de sélection d'une turbine à flux traversant, d'une turbine à très faible chute (VLH) ainsi que d'un générateur à vis d'Archimède. La turbine hydraulique à flux traversant est un type de turbine à action utilisé pour les PCH. Elle est conçue pour fonctionner dans une plage de puissance allant de quelques kW à 1 MW.

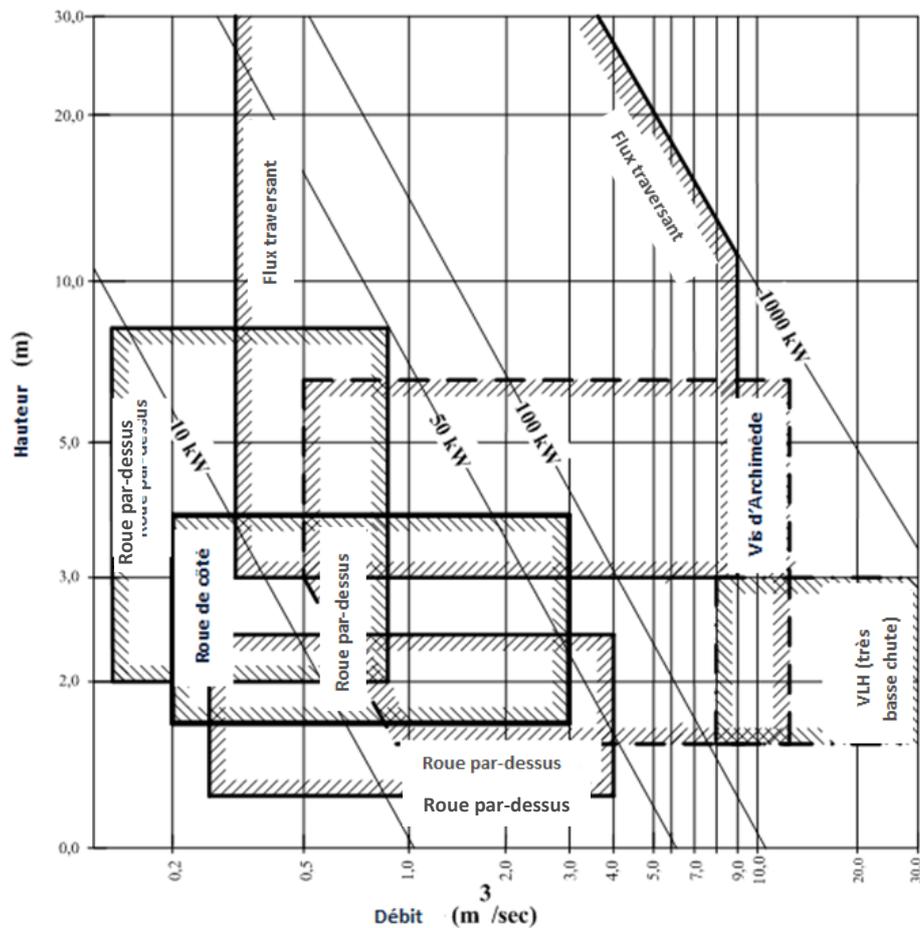


Figure 10 : Diagramme de sélection d'une roue traditionnelle, turbine à flux traversant à très faible chute et du générateur à vis d'Archimède

Le générateur à vis d'Archimède est pratiquement une ancienne pompe à vis d'Archimède, fonctionnant en mode réversible en turbine à eau (l'annexe 2.10 fournit une présentation plus détaillée du générateur à vis d'Archimède ainsi que de la turbine à flux traversant). Les types de turbine, à flux traversant et VLH (hélice à flux axial) et à vis d'Archimède, sont présentés dans un seul et unique schéma avec des roues hydrauliques traditionnelles dans la mesure où, d'après nous, il s'agit des turbines hydrauliques les mieux appropriées pour remplacer la roue hydraulique traditionnelle, à condition que cela soit permis et désirable durant la rénovation du moulin à eau.

La Figure 11 montre les courbes de rendement des roues à eau en fonction de la charge, ainsi que les courbes correspondantes pour les turbines hydrauliques modernes (turbines Francis, à flux traversant et à flux axial) dans un seul but comparatif (Schnitzer V. et Gross W. 1993). On remarque que la courbe de rendement est pratiquement plate sur une plage étendue de variation de la charge. Néanmoins, le rendement des turbines hydrauliques modernes est généralement plus élevé. La roue par-dessus est la plus efficace, par rapport aux autres type de roues à axe horizontal (roues de poitrine et par-dessous).

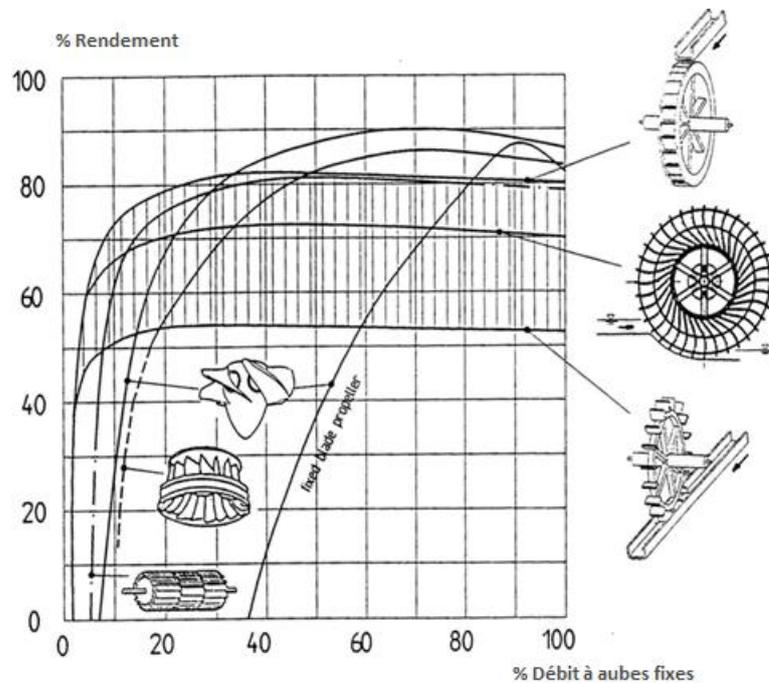


Figure 11 : Rendement des roues hydrauliques en fonction de la charge.

Comparaison avec des turbines hydrauliques modernes (à flux traversant, Francis et à flux axial)

Le principal inconvénient des roues à eau traditionnelles comparé aux turbines est leur faible vitesse de rotation, ayant pour conséquence des constructions lourdes et encombrantes, suffisamment robustes pour supporter le poids de la roue elle-même, de l'eau qu'elle contient, et le couple développé. En revanche, la maintenance et la réparation sont très simples et faciles à réaliser. De plus, les roues traditionnelles sont insensibles à la cavitation ou aux débris présents dans l'eau.

La vitesse de rotation des roues à axe horizontal varie de 6 tr/min pour les roues de grande taille à 20 tr/min pour les plus petites. La vitesse des roues à axe vertical (du type à action) est supérieure, normalement, de l'ordre de 60-100 tr/min. Cette plage de vitesses de rotation est parfaite pour entraîner une meule moyenne dans la mesure où aucune multiplication de la vitesse n'est requise pour les turbines à axe vertical. De plus, pour les roues à eau à axe horizontal, le rapport de multiplication nécessaire (de l'ordre de 4 à 6) est obtenu avec un engrenage à alluchons (dents) en bois. Néanmoins, la vitesse de rotation des roues n'est pas adaptée lorsqu'elles sont accouplées à un générateur pour la production d'électricité dont la vitesse est habituellement de l'ordre de 1500 tr/min (les générateurs asynchrones à très faible vitesse étant très coûteux). Par conséquent, un système de multiplication de la vitesse de rotation doit être monté, comme, par exemple, un multiplicateur à engrenages, des poulies avec courroie trapézoïdale ou encore une transmission à chaîne.

## 2.6. Disposition générale de l'installation des moulins à eau

Le fonctionnement des moulins à eau, tel que décrit plus haut, repose sur la conversion de l'énergie de l'eau d'un cours d'eau libre en travail mécanique. Le courant d'eau doit

donc être guidé, partiellement ou intégralement, vers la roue hydraulique, par un système d'acheminement de l'eau.

Plusieurs configurations de systèmes d'acheminement de l'eau peuvent être identifiées.

Un premier système, illustré dans la figure 12, est adapté à la roue au fil de l'eau (par-dessous). L'eau du cours d'eau naturel est guidée par un mur de séparation et éventuellement, une chaussée vers la roue hydraulique. En amont de la roue, une vanne d'entrée permet d'interrompre le débit arrivant à la roue lorsque le moulin est à l'arrêt. À côté de la roue hydraulique, se situe le bâtiment qui constitue le moulin et qui accueille les meules, etc.

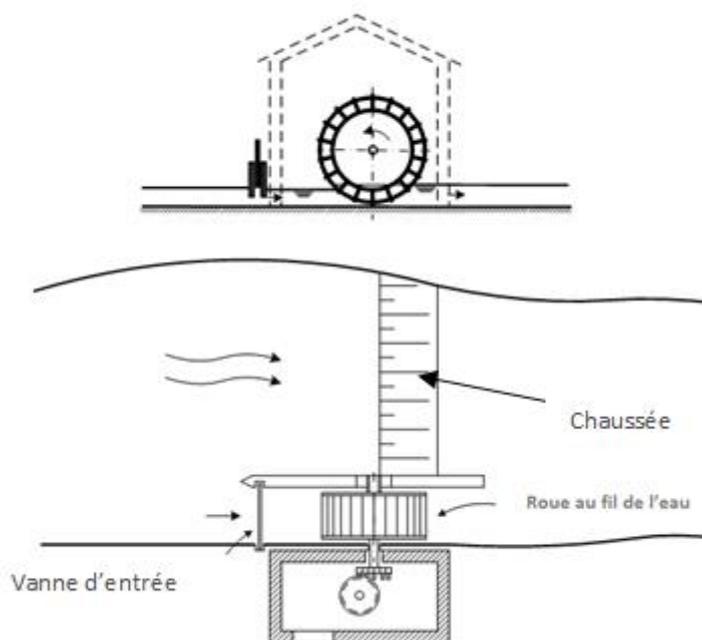


Figure 12 : Systèmes d'acheminement de l'eau pour une roue au fil de l'eau

Le 2<sup>ème</sup> système d'acheminement de l'eau consiste en la déviation du cours d'eau de son lit naturel et le prélèvement, partiel ou intégral, de l'eau vers un canal ouvert où la vitesse du courant est élevée. Ce système est illustré de façon schématique sur la Figure 13.

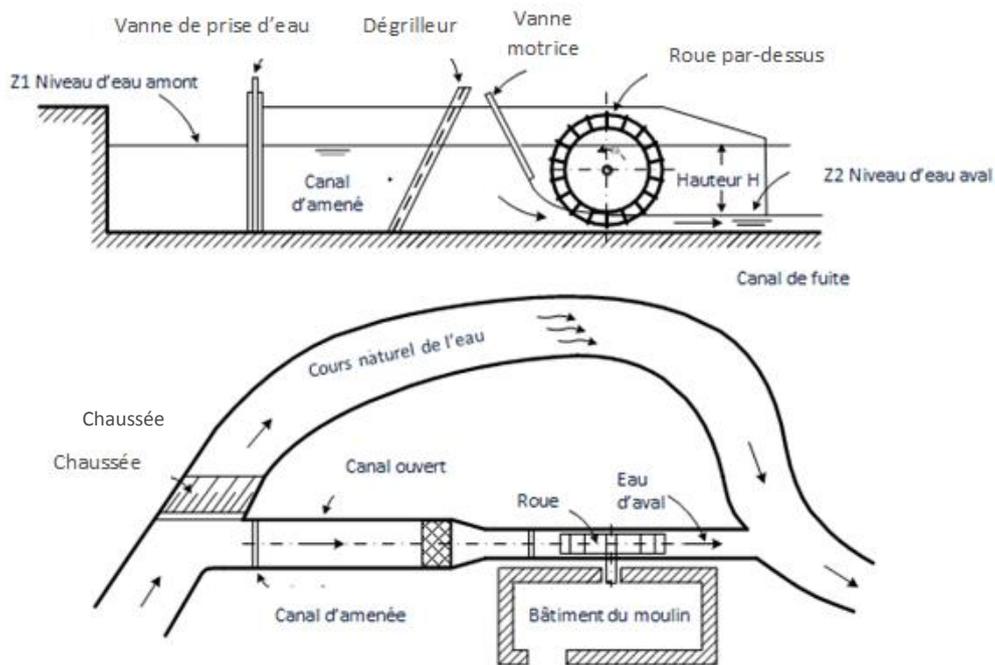


Figure 13 : Systèmes d'acheminement de l'eau pour les roues à axe horizontal

Cette disposition idéale pour tous les autres types de roues à axe horizontal. La hauteur de chute  $H$  de l'eau, qui est la différence de niveau d'eau entre l'amont  $z_1$  et l'aval  $z_2$  de la roue à eau, est générée par une chaussée construite dans le cours d'eau naturel. Un canal ouvert démarre juste en amont de la chaussée dans lequel l'eau du cours d'eau naturel est acheminée vers le niveau le plus bas en aval, après avoir traversé la roue hydraulique. La longueur du canal dépend de la topographie de la zone. Elle peut être très courte, (la hauteur de chute  $H$  correspond alors pratiquement à la hauteur de la chaussée), ou de l'ordre d'une centaine de mètres. Dans ce dernier cas, la hauteur de chute  $H$  est générée par la chaussée ainsi que par la pente du lit naturel du cours d'eau. Au départ du canal d'aménée, une vanne de prise d'eau est montée. Elle permet de contrôler le débit arrivant à la roue hydraulique. Lorsque cette vanne est fermée, aucun débit n'est dirigé vers la roue à eau et le cours d'eau naturel déborde par-dessus la chaussée et coule à nouveau dans son lit d'origine. Lorsque cette vanne est ouverte, le débit naturel de l'eau s'écoule, en partie ou en totalité, dans le canal de déviation vers le niveau en aval. Au bout du canal d'aménée, un dégrilleur (grille de protection) est installé. Ce dispositif est indispensable pour la plupart des roues hydrauliques et sert à retenir les objets qui risquent de détériorer la roue. Juste en amont de la roue hydraulique, la vanne motrice permet de régler le débit vers la roue à eau et par conséquent, la puissance mécanique produite. Après que l'eau soit passée dans la roue, elle rejoint le lit naturel du cours d'eau via le canal de fuite.

La Figure 14 illustre une autre disposition typique du système d'acheminement de l'eau pour les moulins à eau à axe vertical, idéal pour des hauteurs de chute relativement élevées. L'eau est acheminée par un canal à l'air libre et ensuite par la conduite forcée qui se termine par l'ajutage. L'entrée de la conduite forcée est pourvue d'une grille de protection adaptée (dégrilleur). La roue à axe vertical est située sous le plancher du

bâtiment, tandis que l'arbre vertical actionne directement les meules, sans avoir besoin d'augmenter la vitesse de rotation en installant des engrenages. Avec les roues à axe vertical traditionnelles, le débit agissant sur la roue est parfois contrôlé manuellement au niveau de l'ajutage par un dispositif réduisant ou déviant le jet.

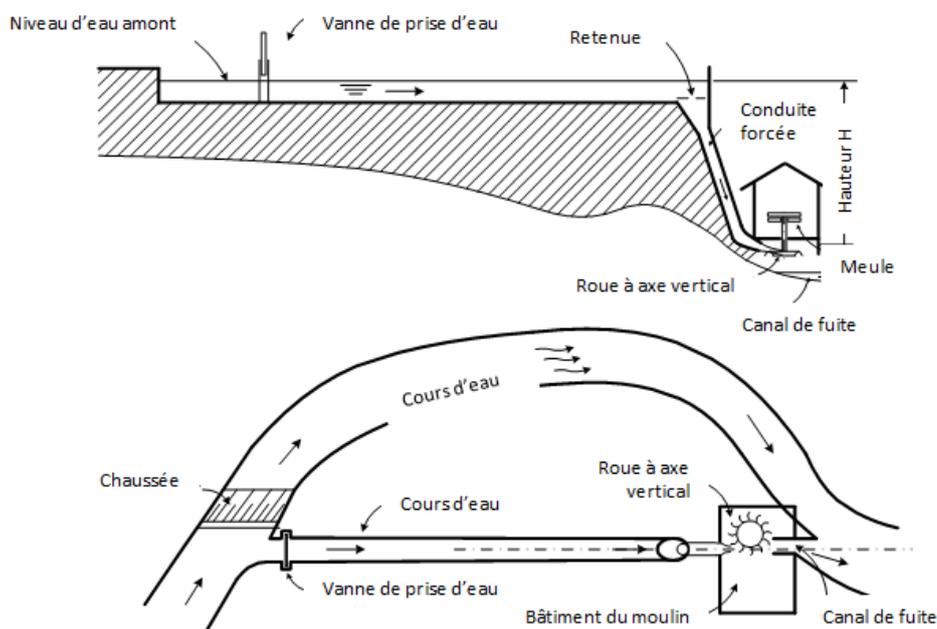


Figure 14 : Système d'acheminement de l'eau pour une roue à axe vertical

Dans les zones où les débits des cours d'eau ne sont pas suffisants, un réservoir d'eau est construit en amont de la conduite forcée avec une capacité appropriée permettant d'assurer un fonctionnement continu du moulin quotidiennement pendant un certain nombre d'heures. Si la topographie de la zone est favorable, un étang est aménagé à la place d'un simple réservoir d'eau, en bâtissant un barrage avec un déversoir, tel qu'illustré dans la Figure 15 pour une roue par-dessus.

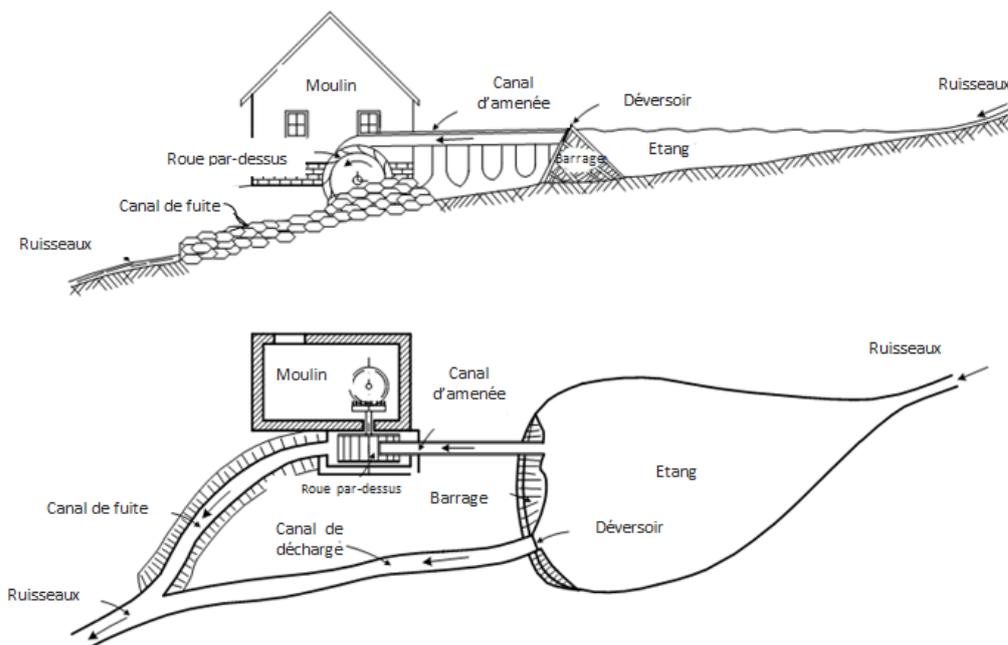


Figure 15 : Systèmes d'acheminement de l'eau pour une roue à axe horizontal configuré avec un étang et un barrage

## 2.7. Interventions techniques pour la remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité

### 2.7.1 Introduction

Les vieux moulins à roues traditionnels étaient conçus pour couvrir des besoins en énergie précis, en fonction des moyens techniques et du savoir-faire de leur époque de construction. Selon l'analyse faite plus haut, le rendement mécanique des roues d'antan se limitait à une fourchette de 2 à 5 kW pour les moulins à eau servant à moudre les céréales et de 30 à 40 kW pour les moulins à papier. La remise en service d'un site traditionnel doit être conçue et exécutée sans augmentation majeure de la puissance de sortie. En effet, cette démarche pourrait être mal perçue par la communauté et ce, même si l'aspect extérieur traditionnel des bâtiments et du site est conservé en l'état.

En raison de la puissance de sortie limitée, la remise en service et la rénovation d'une roue à eau traditionnelle dans l'objectif de produire de l'électricité doivent être pensées pour générer, par la revente de l'énergie produite, un revenu permettant de compenser les frais d'exploitation et de maintenance de l'installation. En prenant en compte le fait que les systèmes électromécaniques installés (la roue hydraulique, le générateur, le panneau de commutation, etc.) sont hautement fiables et d'une durée de vie très longue, l'action combinée consistant à restaurer un moulin et à générer une puissance permettant d'assurer son entretien, peut rendre le projet économiquement viable et présenter un grand intérêt au niveau écologique et social.

Les interventions techniques à prévoir afin de remettre en service une roue à eau traditionnelle doivent porter sur :

- Les **éléments d'acheminement de l'eau** et les **dispositifs de contrôle du débit**.
- **L'analyse de l'état du bâtiment**, notamment en ce qui concerne les éléments relatifs à l'installation des systèmes électromécaniques (espace nécessaire, poids, etc.).
- Le **choix des équipements électromécaniques** (rénovation ou remplacement de la roue hydraulique, du multiplicateur de vitesse, du générateur électrique, du panneau de commande et de commutation, etc.) et l'élaboration des spécifications techniques.

### 2.7.2 Réparation du système d'acheminement de l'eau

D'après la description des systèmes d'acheminement de l'eau des installations de roues hydrauliques, les sections nécessitant réparation, maintenance voire remplacement sont les suivantes :

- Le **canal d'amenée** ainsi que le canal de fuite. Les débris accumulés doivent être éliminés et les surfaces du canal (initialement construits en pierre ou en ciment) doivent être inspectées et remises en état.

- **La vanne de prise d'eau** doit être contrôlée et probablement remplacée par une vanne moderne à commande manuelle ou électrique. La Figure 16 illustre une vanne sur un canal d'amenée. Celle-ci est équipée d'un volant de manœuvre pour une utilisation manuelle (Fig. 16a) et d'un moteur électrique avec pignons et chaîne pour le fonctionnement automatique à distance.
- La **grille** ou le dégrilleur doivent être inspectés, entretenus ou bien remplacés.

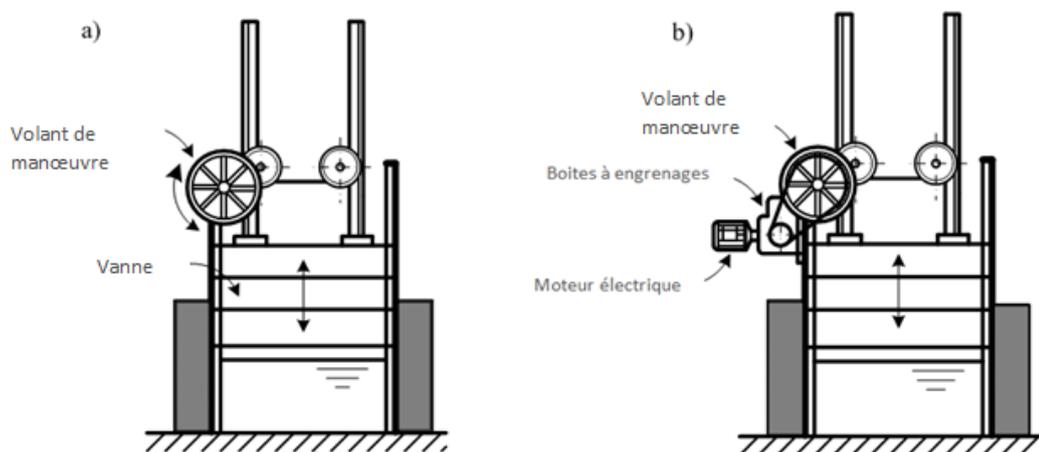


Figure 16a, 16b : Vanne de prise d'eau a) avec volant de manœuvre (manuel) b) avec volant de manœuvre et moteur électrique pour fonctionnement automatique et à distance

### 2.7.3 Réparation ou remplacement d'une roue hydraulique

Les roues hydrauliques et les composants des moulins étaient initialement construits en bois, conformément au savoir-faire, aux matériaux et aux procédures de construction disponible et en vigueur à l'époque et dans la région. L'arbre et les paliers étaient, eux aussi, en bois. Plus tard, vers la fin du XVIII<sup>ème</sup> siècle, la roue et les autres composants du moulin étaient fabriqués en fer, sous forme de tôle ou profilés, tandis que les constructions en bois continuaient à être utilisées. Tous ces équipements essentiels, qu'ils soient faits en bois, en tôle de fer ou avec des tiges en métal, peuvent ne plus fonctionner et auront besoin d'être remplacés, suite à une longue période d'inactivité et à leur exposition à l'humidité et à des conditions climatiques corrosives.

Concernant les moulins équipés de roue à axe horizontal, la roue est positionnée à l'extérieur du bâtiment et se fait remarquer dans la vue générale du site en raison de sa grande taille. Si la roue est impossible à réparer, elle doit être remplacée par une roue similaire, du même type et de même dimensions externes, mais faite de matériaux et éléments modernes, notamment en ce qui concerne l'arbre et les paliers. À l'intérieur du bâtiment, les anciens systèmes traditionnels (arbre, engrenages, poulies, meules), s'ils existent, n'ont pas d'utilité pour la production d'électricité mais peuvent être restaurés et exposés au public.

Dans les moulins à roue à axe verticale, la roue d'origine était initialement construite en bois puis, plus tard, en métal. La Figure 17 montre une série de roues à axe vertical de différentes formes faites en bois et en métal. Toutes les roues présentent le même

aspect global et leur évolution s'est faite vers la forme de la roue de la turbine Turgo, illustrée dans le cadre de la Figure 17.

Pour la remise en service du moulin à eau en vue de produire de l'énergie électrique, la roue à axe vertical d'origine doit donc être remplacée par une roue équivalente à celle de la turbine dite Turgo. Il faut noter que la roue à axe vertical est située sous le plancher du bâtiment : elle n'est pas visible et ses dimensions sont modestes. Par conséquent, le remplacement de la roue d'origine par une turbine de type Turgo moderne n'altérera ni le caractère ni l'aspect extérieur du moulin.

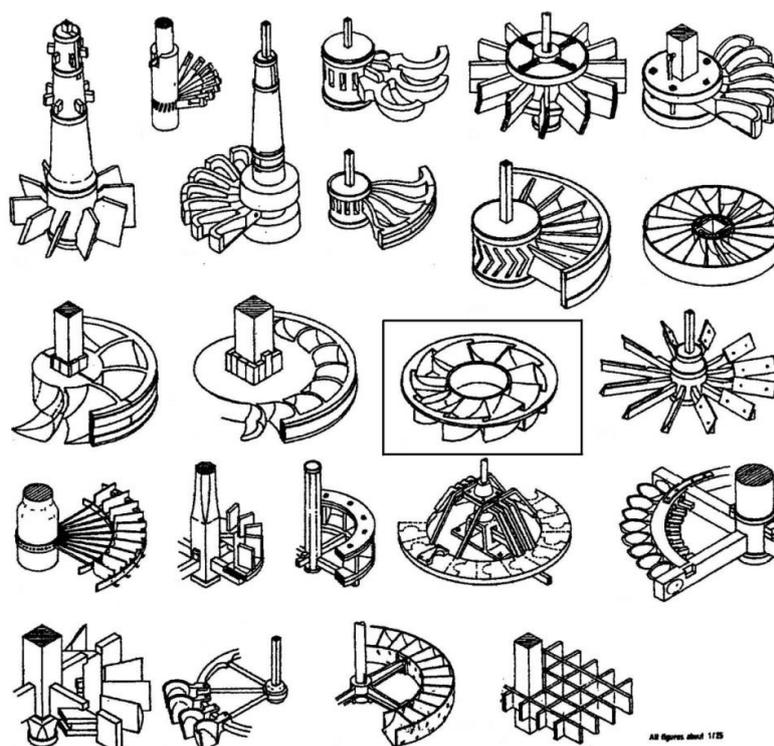


Figure 17 : Différents types de roues à axe vertical. La roue encadrée est semblable à la roue de la turbine moderne dite Turgo (d'après B. Moog, 1994)

## 2.7.4 Introduction de l'équipement électromécanique

### a. Transmission de la puissance mécanique

Pour pouvoir produire de l'électricité, l'arbre de la roue doit être accouplé à un multiplicateur de vitesse dont l'arbre de sortie est accouplé au générateur électrique. Comme la puissance nominale de la roue est réduite (de l'ordre de 2 à 5 kW pour les roues devant moudre des céréales et de 30 à 40 kW pour les roues pour les moulins à papier), l'équipement électromécanique moderne est facile à dissimuler dans une boîte en bois vieillie. Ainsi, les composants électromécaniques modernes ne seront pas visibles et l'aspect général des installations sera préservé.

Ce système de multiplication de la vitesse de rotation est lourd, coûteux et nécessite de la maintenance en raison du rapport de transformation élevé et du couple considérable développé sur l'arbre de la roue (arbre primaire). D'après les exemples donnés dans les paragraphes 2.4.1 et 2.4.2, la vitesse de rotation de la roue à axe horizontal est de l'ordre de 12 tr/min tandis que la vitesse de rotation d'une roue à axe vertical est de 80 tr/min.

Par conséquent, pour la même puissance de sortie, le couple exercé sur l'axe de la roue (arbre primaire) est, pour les roues à axe horizontal, d'environ 6,7 (80/12) fois supérieur à celui des roues à axe vertical. Sachant que la puissance mécanique sera transformée en électricité par un générateur, fonctionnant habituellement autour de 1500 tr/min (la variante la plus répandue sur le marché), le rapport de multiplication devra être de l'ordre de 125:1 pour les roues à axe horizontal et de 19:1 pour les roues à axe vertical.

La transmission de la puissance mécanique avec l'augmentation simultanée de la vitesse de rotation, peut être aussi obtenue avec des multiplicateurs réalisés au moyen de pignons + chaînes ou poulies + courroies.

La figure 18a illustre l'utilisation d'une transmission qui utilise un montage mixte avec réducteur à engrenage et poulies + courroies. En effet, le rapport de transmission de multiplication obtenu par les poulies est de l'ordre de 8:1, donc insuffisant pour accoupler directement le générateur électrique à la poulie secondaire. Il est donc nécessaire d'ajouter un multiplicateur à engrenages ayant un rapport de transmission de l'ordre de 15 (sachant que le rapport de transmission total recherché est de 125:1).

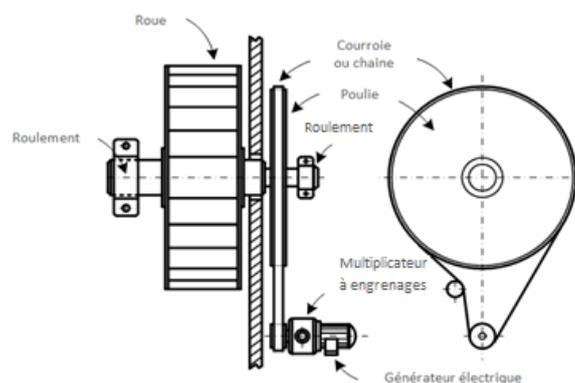


Figure 18a : Transmissions mixte avec engrenages et poulies + courroie

La Figure 18b montre l'installation d'un générateur électrique avec transmission du couple par le biais de deux poulies et d'une courroie plate, pour un moulin à roue à axe horizontal. La première poulie est composée de deux parties afin de pouvoir être introduite sur l'arbre de la roue, sans devoir intervenir sur le système d'origine. Le générateur électrique est accouplé à la seconde poulie et éventuellement un multiplicateur à engrenages afin d'obtenir la vitesse de rotation voulue. Avec cette configuration, l'énergie mécanique de la roue peut servir soit pour un usage traditionnel (dans ce cas, la courroie est enlevée ou, simplement, le générateur n'est pas connecté au réseau) soit pour la production d'électricité (dans ce cas, la meule tournante est soulevée et écartée de la meule dormante afin de pouvoir tourner librement).

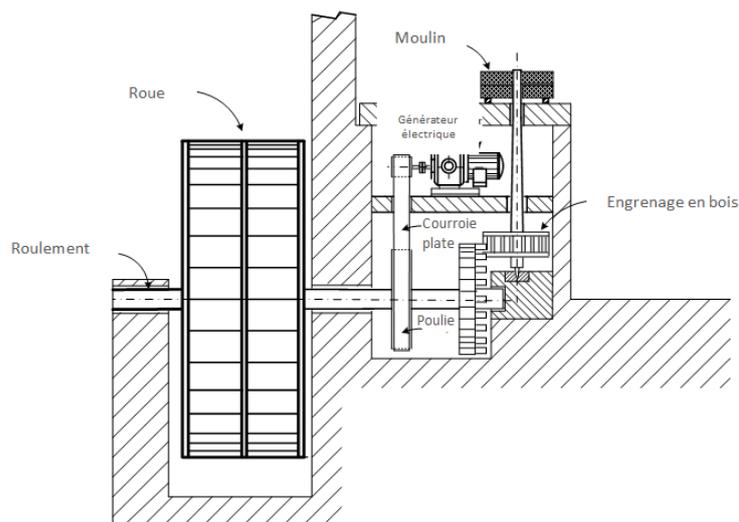


Figure 18b : Transmission par poulies et courroies dans un moulin en conservant l'entraînement traditionnel de la meule

Il faut souligner que le générateur électrique est de petite taille comparé à la roue ou à la poulie. Sur la Figure 19 l'arbre tournant de la roue hydraulique est accouplé à un multiplicateur à pignons classique, alors que l'arbre secondaire de ce multiplicateur est raccordé directement au générateur. La Figure 20 montre l'arbre primaire accouplé à un multiplicateur à train épicycloïdal, lequel est plus adapté aux rapports de transmission élevés. A cause du rapport de transmission élevé et du couple élevé de l'arbre primaire, le multiplicateur convenant à l'application envisagée ici n'est pas un dispositif très standard. La différence principale entre le multiplicateur classique à pignons et le multiplicateur à train épicycloïdal est que ce dernier est de plus petite taille (et donc moins onéreux). Par contre, il a un moins bon rendement qu'un multiplicateur à pignons équivalent.

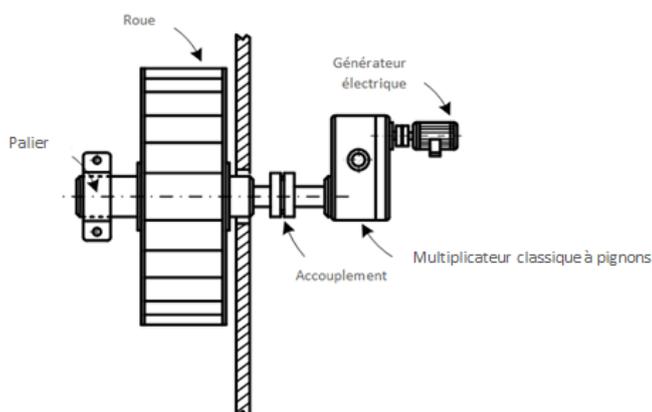


Figure 19 : Transmissions mécaniques avec multiplicateur à pignons

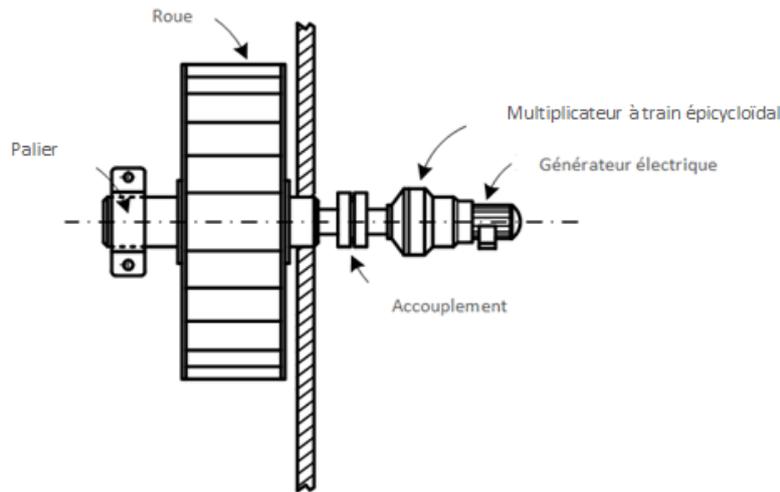


Figure 20 : Transmissions mécaniques avec multiplicateur à train épicycloïdal

La Figure 21 montre un moulin, au Royaume Uni, vieux de 130 ans qui a été rénové et adapté pour produire de l'électricité (<http://www.powerpal.co.uk/pposhotpwr.html>). Un multiplicateur à pignons et un générateur asynchrone (à induction) ont été installés. La roue de ce moulin est de type par-dessus, d'un diamètre de 6 mètres. La photo souligne la taille imposante du multiplicateur à pignons (pesant 350 kg) comparée à celle du générateur électrique (pensant 100 kg).



Figure 21 : Photo d'une roue par-dessus de 6m, rénovée pour la production d'électricité

La Figure 22 montre l'installation d'un générateur électrique et la transmission du couple par le biais de deux poulies et d'une courroie plate pour un moulin à roue à axe vertical (du type Turgo). La première poulie est composée de deux parties afin de pouvoir être introduite sur l'arbre de la roue, sans devoir intervenir sur le système d'origine qui a été conservé. Le générateur électrique est accouplé à la seconde poulie et éventuellement à un multiplicateur afin d'obtenir la vitesse de rotation voulue. Le générateur électrique est placé sur le plancher du moulin et la seule modification requise est de percer un trou dans le plancher du moulin pour y faire passer la courroie plate. Il est possible d'utiliser la roue d'origine du moulin ou bien de la remplacer par une roue moderne, plus performante. Les composants illustrés dans la Figure 22 sont dessinés à l'échelle, en tenant compte la taille typique des roues à axe vertical.

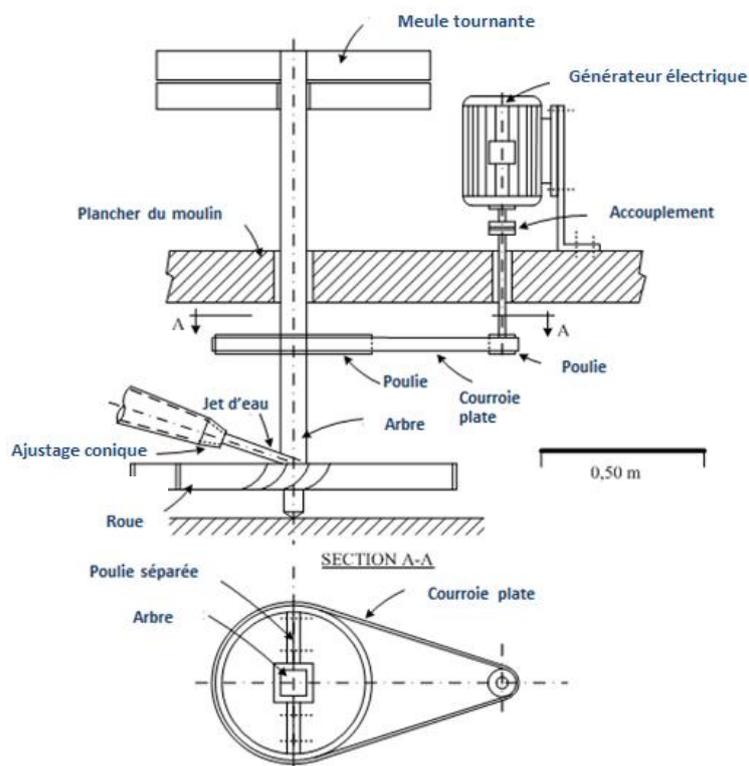


Figure 22 : Montage du générateur électrique avec poulies et courroies sur une roue à axe horizontal dans un moulin qui reste opérationnel

## b) Équipement pour la production d'électricité

L'énergie mécanique issue de l'arbre secondaire est convertie en électricité et injectée au réseau électrique. La conversion de la puissance mécanique en électricité est réalisée par un générateur électrique, tandis qu'un panneau électrique permet d'envoyer l'électricité produite vers le réseau. Pour la puissance nominale réduite (de 2 à 30 ou 40 kW) concernée, la taille du générateur tournant à 1500 tr/min (génératrice tétra polaire) est très petite et c'est du matériel standard et peu coûteux. Si la puissance électrique générée est injectée au réseau électrique existant, le type de générateur le mieux adapté est la génératrice asynchrone (génératrice à induction), autrement, il faudra utiliser un générateur synchrone (alternateur). Par rapport au générateur synchrone, la génératrice asynchrone coûte moins cher et nécessite peu d'entretien, mais elle a un moins bon rendement.

Le panneau électrique contient des fusibles, des interrupteurs, des dispositifs de mesure et de sécurité, etc., qui sont des composants standards et peu chers. La taille globale du panneau électrique est très réduite (de l'ordre de 0,8 x 0,60 x 0,30 m) et il peut être facilement installé sur un mur de côté.

## 2.8. Plan technique pour la remise en service des roues hydrauliques pour la production d'électricité

La rénovation d'un moulin à eau, pour adapter l'équipement mécanique en vue de produire de l'électricité doit prendre en compte l'aspect général du moulin, y compris le bâtiment et le système d'acheminement de l'eau. Elle ne doit pas causer d'effets

indésirables supplémentaires sur l'environnement. Dans un tel contexte, les exigences minimales et les étapes d'un plan technique sont les suivantes :

**a) Étude du site.**

- Sélection du site basé sur l'estimation faite de son potentiel hydraulique global, des demandes en énergie et tout autre projet d'exploitation complémentaire (touristique, culturel).
- Identification du site et des propriétaires des terrains. Il peut s'avérer nécessaire d'établir un bail ou un système de rémunération fondée sur des parts détenues par la communauté.
- Examen d'éventuelles astreintes écologiques ou conflits avec les potentiels usagers du cours d'eau (droits d'eau).
- Exécution de l'étude topographique préliminaire en vue de définir les conditions d'accès et d'identifier les routes existantes.

**b) Étude hydrologique.**

Réalisation d'une étude hydrologique afin d'estimer avec précision le débit disponible nécessaire pour assurer la remise en service. Ces données permettront d'estimer le nombre d'heures de production par an, ainsi que la puissance électrique qui sera produite. L'étude hydrologique pourra être réalisée après avoir recueilli les données disponibles ou en se basant sur une méthode de prévision du débit ou simplement en mesurant le débit de l'eau.

**c) Étude de faisabilité économique.**

- Analyse de la production d'électricité : son utilisation et les coûts/tarifs de l'électricité durant toute la durée de vie du projet.
- Analyse du coût des installations et les délais nécessaires à la mise en service ainsi que les frais liés à l'exploitation et la maintenance.
- Esquisse d'une ou de plusieurs options de conception technique (ex. : type de roue, taille ou nombre) et évaluation du coût et du potentiel de production correspondants.
- Analyse des autres retombées et éventuels revenus dérivant du projet (ex. : exploitation touristique).

**d) Permis et planification.**

- Obtention des permis requis en fonction de la législation de chaque pays afin d'autoriser le fonctionnement de l'installation et le raccordement au réseau.
- Etablissement du calendrier prévisionnel des opérations, depuis la conception jusqu'à la mise en service de l'installation.

**e) Conception technique et construction.**

- Achèvement des travaux de génie civil (si nécessaire : chaussée, prise d'eau, bassin de sédimentation, déversoirs, canaux, boîtier d'alimentation, accès au site, etc.).
- Réparation et rénovation du système d'acheminement de l'eau, composé du canal et du puit vertical (pour les moulins à axe vertical), en installant de nouveaux dégrilleurs efficaces et des vannes commandées électriquement pour contrôler l'eau.
- Remplacement de l'ajutage par un ajutage moderne équipé d'un dispositif pour régler le débit.
- Remplacement ou réparation de la roue par une nouvelle turbine de conception moderne et avec un meilleur rendement. En cas de turbines à axe vertical, les nouvelles turbines peuvent être standards dans la mesure où les caractéristiques de fonctionnement sont similaires dans tous les cas.
- Installation d'un multiplicateur à engrenages qui convertira la basse vitesse de rotation de la roue (dans un rapport 10 environ) afin d'actionner le générateur électrique. Le multiplicateur peut être d'un type standard.
- Choix et installation du générateur électrique. Si la production électrique est acheminée vers un réseau interconnecté, le générateur peut être de type asynchrone. Cette solution nécessite des besoins de commande plus simples, elle est moins chère mais elle doit être accompagnée d'une correction du facteur de puissance (au moyen d'une batterie de condensateurs).
- Choix et installation d'un tableau électrique et d'un panneau de commande.
- Raccordement au réseau.
- Programme de formation du personnel sur le fonctionnement et la maintenance de l'installation.

#### **f) Mise en service et essais de l'installation.**

Essai de fonctionnement de l'unité pendant une certaine période afin d'appliquer le suivi des procédures de formation à son exploitation et maintenance.

## 2.9. Liste de références

- Akhyar G.I., Che Haron C., Huzna Azhari C., 'Traditional Water Wheels as a Renewable Rural Energy', The Online Journal on Power and Energy Engineering, Vol. (1)-No. (2), pp. 62-66.
- Axiotis M., "Water Wheels, the case of Water Wheels of the island of Lesbos, Aiolida Ed., 2009 (in greek).
- Behrens R., 'Design Calculations for No-head, Low-head Waterheels', Backwood Home Magazine, Issue 17, Oct. 1992.
- Behrens R., 'Design Calculations for Overshot Waterwheels', Backwood Home Magazine, Issue 18, Nov. 1992.
- Braley C., Mills in the Upcountry: a Historic Context, South Carolina, report prepared for The Spartanburg Water Authority, 2005.
- Cascio Lo Elio, Malamina P., 'Mechanical Energy and Power in Europe a Long Stability?', In E. Hermon (ed.), Roma, pp. 201-208.
- Centre for Rural Technology Nepal (CRT/N), Manual on Microhydro Development', pp. 11, Kathmadu, 2005.
- Denny M., 'The Efficiency of Overshot and Undershot Waterwheels', European Journal of Physics, 25, pp. 193-202, 2004.
- Lo Cascio E., Malamatina P., 'Mechanical Energy and Water Power in Europe a Long Stability?', in Hermon E. (ed.), Vers une gestion intégrée de l'eau dans l'Empire Romain, Roma, pp., 201-2015, 2008.
- McGuigan D., 'Harnessing Water Power for Home Energy', Garden Way Publishing, Sharlotte VT 05445, Dermont, 1978.
- Moog B., 'The horizontal water mill. History and Techniques of the first prime moover', The Netherlands: Series Bibliotheca Molinologica, The Int. Molinological Society.
- Muller G., Denschfield S., Marth R., Shelmerdine B., 'Stream Wheels for Applications in Shallow and Deep Water'.
- Muller G., Koll K., 'River re-naturalisation: historic and anthropogenic constraints, ecosystems and their interaction'.
- Munro J.H., 'Industrial Energy form Water-Mills in European Economy, 5<sup>th</sup> to 18<sup>th</sup> Centuries: the Limitations of Power', *Economia ed Energia*, secoli XIII-XVIII, 2002.
- Schnitzer V., Gross W., 'Do Water Wheels have a Furure?', *Proceedings Hydroenergia*, Munchen, pp. 1-57-68, 1993.
- Pujol T., Sola J., Montoro L., Pelegri M., 'Hydraulic Performance of an Ancient Spanish Watermill', *Renwable Energy* 35, 2010, pp. 387-396.
- Shannon Ron, 'Water Wheel Engineering', IPC-VI Designing for a Sustainable Future, Conference Proceedings.
- Sustainable Energy Research Group, 'Water Wheels as Hydraulic Energy Converters for Low Heads Hydro Power, University of Southampton, 2008, (<http://www.enegy.soton.ac.uk/hydro/waterwheels.html>).

- University of Southampton, Faculty of Engineering and the Environment, Sustainable Energy Research Group, 'Water Wheels as Hydraulic Energy Converters for Low Head Hydro.
- VITA (Volunteers in Technical Assistance), Overshot Waterwheel, 'A Design and Construction Manual', pp. 71, ISBN 0-86619-067-8, USA, 1980.
- Zaman A., Khan T., 'Design of a Water Wheel for a Low Head Micro Hydropower System', J. Basic Science and Technology, 1 (3), 1-6, 2012.
- Water Wheel Company Hydraulic Engineers, 'The Water Wheel Album: page six', The Fitz, Hanover, Pennsylvania, 2006, USA (<http://www.angelfire.com/journal/millbuilder/album6.html>).

## 2.10. Annexes au plan technique pour la rénovation des moulins

Dans les installations modernes, l'énergie hydraulique est transformée en énergie mécanique, puis en énergie électrique, qui est une forme d'énergie particulièrement adaptée à la transmission et à la consommation. L'analyse et les descriptions qui suivent tiennent compte du cas où l'énergie électrique produite par des petites centrales hydroélectriques est acheminée vers un réseau électrique existant et robuste, comme c'est souvent le cas aujourd'hui.

Les annexes qui suivent font une brève description des composants électromécaniques indispensables à la transformation de l'énergie hydraulique en énergie électrique (paragraphes 2.10.1 et 2.10.2). Le type et la taille des composants présentés sont adaptés à la réhabilitation d'un moulin traditionnel pour produire de l'électricité.

De plus, dans les paragraphes 2.10.3 et 2.10.4 deux types de générateurs hydrauliques sont décrits : la vis d'Archimède et la turbine à flux traversant.

### 2.10.1 Générateurs et appareillage électrique

#### a) Introduction

En général, l'énergie électrique se présente sous la forme d'un courant alternatif triphasé qui est caractérisé par une tension  $V$  (Volts), un courant  $I$  (Ampères) et une fréquence  $f$  (Hertz). Lorsque la turbine est accouplée au générateur électrique, le système tourne à la vitesse de rotation pour laquelle le couple moteur développé sur l'arbre de la turbine est égal au couple de freinage développé sur l'arbre du générateur, proportionnel à la puissance électrique envoyée au réseau. En cas d'incident, lorsque le couple développé sur le générateur est nul en raison d'une défaillance électrique (comme un court-circuit), la vitesse de rotation augmente rapidement jusqu'à l'emballement. La vitesse d'emballement est, pour toutes les turbines, et même pour les roues à eau, de l'ordre de 1,8 à 2 fois supérieure à la vitesse de rotation nominale. Le fonctionnement du système en régime d'emballement constitue un incident vraiment alarmant car il sollicite les masses tournantes à cause de l'augmentation des forces centrifuges (proportionnellement au carré de la vitesse de rotation). Le risque dû à la survitesse est que les bobinages électriques du générateur peuvent être projetés hors du rotor sous

l'effet des forces centrifuges. Dans les centrales hydro-électriques, il est courant d'avoir des générateurs spécialement renforcés où les bobinages sont solidement fixés au rotor. Il est aussi d'usage d'installer un capteur de survitesse qui stoppe l'arrivée d'eau dès que possible afin de prévenir le développement complet du régime de survitesse ou de limiter la durée de cette situation d'alarme. D'après ce qui vient d'être dit, les générateurs standards normalement vendus dans le commerce ne sont généralement pas capables de résister à des survitesses en cas d'emballement du système. Si nécessaire, un système de freinage (à commande par air ou huile) peut être installé pour freiner le système de rotation.

La vitesse de rotation synchrone  $n_s$  (tr/min) du rotor des générateurs est liée à la fréquence  $f$  (Hz) du courant alternatif par la relation  $n_s=60f/p$  où  $p(-)$  est le nombre de paires de pôles. En Europe, la fréquence  $f$  est de 50 Hz. Comme le nombre de paires de pôles  $p$  est un nombre entier, les valeurs possibles de la vitesse synchrone de rotation sont données dans le tableau suivant pour  $f=50$  Hz.

$p(-)$ Nombre de paires de pôles	$n_s$ (tr/min) Vitesse de rotation synchrone
1	3 000
2	1 500
3	1 000
4	750

Comme la puissance mécanique  $N_M$  à l'entrée du générateur est égale au couple  $M$  multiplié par la vitesse angulaire  $\omega$  (rad/s) $= (2\pi n/60)$ ,  $N=M\omega$ , pour la même puissance mécanique  $N$ , le couple  $M$  et donc la taille et le coût du générateur augmentent lorsque la vitesse de rotation est plus faible. D'un autre côté, le choix d'une vitesse de rotation plus élevée correspond à un générateur moins rigide qui nécessite plus de maintenance et de supervision.

Les générateurs transforment l'énergie mécanique en énergie électrique sous forme d'un courant alternatif triphasé. En fonction de la caractéristique du réseau à alimenter, le producteur a le choix entre les générateurs synchrones ou les générateurs asynchrones. Les générateurs synchrones sont utilisés en cas de réseaux isolés ou lorsque l'unité de production a une influence significative sur le réseau. Dans certains cas particuliers, il est possible d'utiliser aussi des générateurs asynchrones. Dans le cas de grands réseaux les deux types de générateurs peuvent être utilisés.

Les générateurs à courant continu (CC), ne peuvent servir uniquement qu'en cas de très basse puissance nominale (de l'ordre de 1 kW) et dans des applications comme la charge de batteries.

## b) Générateurs synchrones.

Ces générateurs sont caractérisés par un courant alternatif triphasé dans les enroulements de l'induit (normalement placé au stator) et un courant continu dans l'enroulement inducteur (normalement placé au rotor). Le courant continu  $I_f$  circulant dans l'enroulement du rotor, qui tourne à la vitesse synchrone, crée un champ tournant dans le stator. Ce champ tournant induit dans les enroulements du stator des courants alternatifs à la fréquence nominale  $f$ . Le courant continu  $I_f$  qui traverse le bobinage inducteur est réglé par un régulateur qui contrôle la tension  $V$  aux bornes de la machine. Au démarrage, le générateur synchrone est entraîné, non excité ( $I_f=0$ ), par la turbine hydraulique depuis l'arrêt jusqu'à atteindre la vitesse nominale. L'excitation est appliquée à environ 95 % de la vitesse nominale tandis que la tension  $V$  est réglée à sa valeur nominale (valeur à vide) en réglant le courant de contrôle  $I_f$  dans l'enroulement inducteur. La machine est synchronisée pour que la tension du générateur et du réseau électrique alimenté soient en phase et de la même amplitude, en contrôlant la vitesse et l'angle de phase au moyen de la commande d'alimentation en eau du moteur hydraulique (la vanne d'ouverture de l'ajutage dans le cas d'une roue à axe vertical ou l'ouverture de la vanne d'entrée dans le cas d'une roue à axe horizontal) et avec l'aide du régulateur de tension automatique pour un réglage plus précis de la tension. Une fois le générateur connecté au réseau, la tension du système impose une référence pour son fonctionnement.

Le facteur de puissance  $\cos\varphi$  ( $\varphi$  désigne l'angle entre le vecteur de tension et le vecteur de courant) peut être contrôlé en ajustant le courant de contrôle  $I_f$ . Le fonctionnement d'un générateur synchrone sur un réseau isolé et l'obtention du réglage de la tension et de la vitesse (i.e. la fréquence) dans des limites très étroites est obtenu soit par un contrôle précis de la commande d'alimentation en eau du moteur hydraulique, soit en introduisant des charges placées en ballast. Dans ces conditions de fonctionnement, l'unité de production (turbine hydraulique ou générateur électrique) est équipée de volants disposant de masses tournantes ayant une inertie suffisante pour absorber les variations de puissance de la charge, ce qui permet de compenser le temps de réponse de la commande d'alimentation en eau du moteur hydraulique.

Le courant d'excitation pour le générateur synchrone est fourni par une excitatrice. Deux types d'excitatrices sont utilisés : l'excitatrice tournante et l'excitatrice statique. L'excitatrice tournante est une petite génératrice à courant continu entraînée par l'arbre principal. La puissance absorbée par cette génératrice s'élève à 0,5-1,0 % de la puissance totale du générateur de puissance. L'excitatrice statique est un redresseur, branché sur le réseau, qui fournit le courant continu à l'enroulement d'excitation du générateur. Les excitatrices statiques sont robustes, faciles à entretenir, réagissent bien aux oscillations de tension des générateurs et ont un très bon rendement.

Le tableau ci-dessous donne le rendement global des générateurs synchrones en fonction de la puissance nominale de sortie.

Puissance nominale (kW)	rendement maximal $\eta_G$
10	0.910
50	0.940
100	0.950
250	0.955

### c) Générateur asynchrone.

Un générateur asynchrone est une simple machine à induction à cage d'écurueil, fonctionnant à une vitesse de rotation adaptée à la fréquence du réseau. Pour obtenir ce fonctionnement en générateur la vitesse de rotation du rotor doit être supérieure à la vitesse de synchronisme définie par la fréquence du réseau. La différence de vitesse augmente au fur et à mesure que la charge du générateur augmente (à la vitesse synchrone de rotation, aucun couple et donc aucune puissance électrique n'est générée). La différence entre la vitesse de rotation  $n$  réelle (tr/min) avec la vitesse synchrone  $n_s$  s'exprime par un coefficient sans dimensions appelé glissement qui vaut  $s=(n_s-n)/n_s$ .

La variation du couple développé en fonction du glissement est donnée sur la Figure A1. Lorsque le couple (et la charge) augmente, le glissement augmente (en valeur absolue) jusqu'à une valeur maximum au-dessus de laquelle le générateur est sous-dimensionné pour le couple mécanique appliqué.

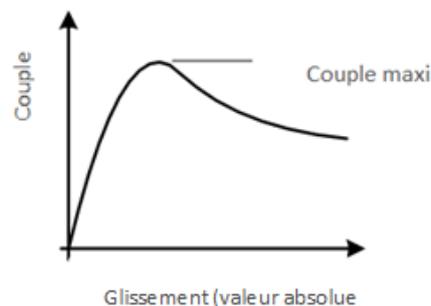


Figure A1 : Couple en fonction du glissement pour les générateurs asynchrones

Le générateur asynchrone prélève son courant d'excitation à partir du réseau, en absorbant l'énergie réactive par son propre magnétisme. Ce type de générateur ne peut pas fonctionner lorsqu'il n'est pas branché au réseau car il ne peut pas fournir son propre courant d'excitation. Le facteur de puissance  $\cos\varphi$  du courant électrique généré n'est pas contrôlé et, par conséquent, une batterie de condensateurs doit être installée afin de compenser l'énergie réactive absorbée et corriger la valeur du facteur de puissance. Même si les générateurs asynchrones présentent les inconvénients qui viennent d'être énoncés, ils sont utilisés pour les petites puissances car leur construction est simple, peu chère et ils nécessitent moins de maintenance que les générateurs synchrones. Le rendement peut être de l'ordre de 95 % pour une machine de 100 kW et atteindre la valeur de 97 % pour une puissance de sortie de 1 MW. En général, le rendement des générateurs asynchrones est légèrement plus faible que celui des générateurs synchrones.

Au démarrage, la turbine est accélérée pour atteindre une vitesse légèrement supérieure à la vitesse de synchronisme du générateur et alors un relais ferme l'interrupteur principal de connexion avec le réseau.

Les générateurs asynchrones sont choisis pour une puissance nominale inférieure à 1 mW et uniquement lorsqu'ils alimentent un réseau stable où leur production représente une très petite portion de la puissance du réseau.

La tension de fonctionnement du générateur augmente avec la puissance. Les tensions de génération standards de 400 V ou de 600 V permettent d'utiliser des transformateurs de distribution standards comme transformateurs de sortie et aussi d'utiliser le courant généré pour alimenter le système de puissance de l'installation.

#### **d) Comparaison entre les générateurs synchrones et les générateurs asynchrones.**

En conclusion, avant de prendre la décision concernant le type de générateur à utiliser, il est essentiel de tenir compte des aspects suivants :

- Un générateur synchrone peut régler la tension du réseau et fournir de la puissance réactive. Il peut donc être branché à tout type de réseau.
- Le fonctionnement du générateur asynchrone est très simple, il ne demande qu'un tachymètre pour réaliser la connexion au réseau. Lorsque la machine est raccordée au réseau, il y a une chute de tension transitoire et, une fois couplé au réseau, le générateur absorbe la puissance réactive provenant du réseau. S'il est nécessaire de corriger le facteur de puissance, il faut prévoir l'installation d'une batterie de condensateurs. Le rendement du générateur asynchrone est généralement inférieur à celui du générateur synchrone.

Il est conseillé, pour la réhabilitation d'installations équipées de roues hydrauliques, d'utiliser des générateurs produits en masse standards ou remis à niveau (pour qu'ils résistent mieux aux survitesses). Normalement, les générateurs produits en masse sont conçus pour des valeurs de survitesse très basses (normalement, de 1,25 à 1,50 fois la vitesse nominale) tandis qu'en cas d'emballement des turbines hydrauliques et des roues, les valeurs de survitesse peuvent être plus élevées.

Les conditions climatiques (température ambiante, altitude, humidité, etc.) peuvent influencer le choix de la classe d'isolation, l'élévation de température et donc le coût.

#### **e) Remarques générales.**

Les générateurs peuvent être fabriqués avec axe horizontal ou vertical, indépendamment de leur configuration. Une roue d'inertie est fréquemment utilisée pour lisser les variations de vitesse et aider le contrôle de la turbine. Dans le cas d'une roue hydraulique à axe horizontal, l'inertie de la roue peut être estimée suffisante en raison de sa taille et il n'est donc pas nécessaire de rajouter une roue d'inertie supplémentaire.

Un autre aspect dont il faut tenir compte dans les spécifications du générateur concerne les paliers et leur agencement. Par exemple, il est d'usage d'installer un générateur avec

des paliers ultra renforcés pour soutenir la turbine en porte-à-faux (les forces développées sur la turbine dues à l'eau courante ou au poids même de la turbine sont alors absorbées par les paliers du générateur). La configuration en porte-à-faux de l'arbre du générateur ne peut pas être appliquée dans le cas de roues à axe horizontal à cause de la présence du système de multiplication de vitesse (boîte à engrenages ou courroie avec poulies). La configuration en porte-à-faux peut être envisagée seulement dans le cas de roues à axe vertical, tandis que pour les roues à axe horizontal, leur taille et poids sont trop importants pour les paliers du générateur.

Le système de refroidissement de très petits générateurs, comme dans le cas envisagé ici, est un circuit de refroidissement ouvert alimenté avec l'air ambiant. Ce système, comparé au circuit fermé avec échangeur de chaleur air-eau, est beaucoup plus simple, moins cher mais, par contre, nécessite un nettoyage et une maintenance plus fréquente du générateur.

#### e.1) Appareillage électronique

La législation en matière de fourniture d'électricité exige que la sécurité et la qualité de l'électricité fournie par les centrales électriques soient comprises dans des limites bien spécifiées. Un producteur indépendant doit donc faire fonctionner sa centrale en respectant ces obligations. Par conséquent, il est nécessaire d'installer divers systèmes électriques à l'intérieur de la centrale afin de garantir la sécurité et la protection de l'équipement et du réseau alimenté.

Un appareillage électrique doit être installé pour contrôler les générateurs et les interfacier avec le réseau ou avec une charge isolée. Le disjoncteur du générateur, qu'il fonctionne à l'air ou sous vide, est utilisé pour connecter ou déconnecter le générateur au réseau électrique. L'appareillage électrique comprend également les indispensables instruments de mesure avec leurs transformateurs. La plupart des valeurs mesurées sont introduites comme valeurs de consigne dans l'unité de commande qui contrôle et ajuste en permanence la tension du générateur, le facteur de puissance et d'autres paramètres, en fonction des variations de la charge ou de l'énergie hydraulique.

La protection du générateur asynchrone doit inclure, entre autres, un relais permettant d'éviter le passage en fonctionnement moteur (fonctionnement du générateur comme un moteur asynchrone absorbant l'énergie électrique du réseau), des relais différentiels pour prévenir les défaillances internes au niveau du bobinage du stator du générateur, un relais de défaut de mise à la terre pour la sauvegarde du système et la protection du générateur. La protection du transformateur de puissance (s'il existe) comprend un relais instantané à maximum de courant afin de protéger le transformateur principal si une défaillance est détectée au niveau du système de liaison ou si une défaillance interne se produit dans le transformateur de puissance principal.

Le producteur indépendant est responsable de la mise en terre de l'installation. Ceci doit être réalisé en accord avec les services publics.

#### e.2) Contrôle automatique.

Normalement, les petites centrales ne sont pas surveillées mais fonctionnent de façon automatisée. En général, le contrôle automatique est d'autant plus étendu et élaboré que la puissance nominale de la centrale augmente. Pour les très petites centrales, le contrôle doit simplement faire en sorte que l'installation et les équipements ne soient pas endommagés lorsqu'un dysfonctionnement est détecté. En général, les exigences qui suivent doivent être prises en compte en ce qui concerne le système de contrôle automatique :

- Le système doit contenir tous les relais et dispositifs nécessaires à la détection de dysfonctionnements de nature grave et alors faire en sorte que l'unité ou l'ensemble de l'installation soit mis en sécurité et hors tension.
- Toutes les données d'exploitation de l'installation doivent être collectées, enregistrées et disponibles pour prendre les décisions adaptées au fonctionnement puis être enregistrées dans une base de données pour évaluer les performances de la centrale.
- Un système de commande intelligent doit être inclus afin de permettre le fonctionnement de l'ensemble de l'installation sans surveillance.
- Il doit être possible d'accéder au système de contrôle à distance et de pouvoir passer outre à certaines décisions automatiques.

Le système de commande automatique doit être configuré sous forme de modules : un module de conversion de analogique-numérique pour la mesure du niveau d'eau en amont, du niveau de la commande d'alimentation en eau du moteur hydraulique, de la puissance instantanée de sortie, des températures, etc., ainsi qu'un module de télémétrie servant d'interface pour les communications hors du site via des lignes de téléphone sélectives ou d'autres technologies de communication. Cette approche du système du type modulaire convient bien à toute une multitude d'exigences diverses, à la standardisation d'équipements et au développement continu d'avancées technologiques. De plus, le système modulaire permet une réduction des coûts et simplifie la maintenance. Profitant du grand essor des ordinateurs de bureau, de nombreux fabricants se sont mis à proposer des systèmes d'acquisition des données standardisés. De nouveaux périphériques à des prix abordables et faciles à connecter à un ordinateur portable ou à un smartphone peuvent être utilisés par l'opérateur et remplacer l'équipement de commande en cas de panne. En raison du rapide développement des technologies numériques, les différences entre les plates-formes informatiques comme les PLC, les micro-contrôleurs et PC ou ordinateurs portables, disparaissent pour les opérateurs tandis que les coûts diminuent de manière continue.

Un déclenchement immédiat est requis en cas de surintensité, défaillance de mise à la terre, minimum ou maximum de tension, inversion de puissance et trop haute ou trop basse fréquence. En cas d'une élévation de température du stator, d'un niveau d'huile trop bas dans le carter des paliers, d'une trop haute température du roulement ou d'une trop haute température de l'air de refroidissement, une alarme doit signaler le problème mais, dans tous les cas, à défaut d'une action corrective, le déclenchement devra finalement avoir lieu.

Les instruments et dispositifs généralement recommandés pour le suivi et la protection sont les suivants : voltmètre, ampèremètre, wattmètre, compteur d'énergie, appareil de mesure du facteur de puissance, tachymètre, compteur des heures de fonctionnement, synchroniseur (dans le cas d'un générateur synchrone), indicateur du niveau d'eau ou de pression (dans le cas d'une roue à axe vertical), dispositif d'arrêt d'urgence, protection contre les courants de court-circuit, protection contre les surintensités, relais pour indiquer l'inversion de puissance, dispositifs de surveillance de la fréquence, de la tension et des paliers.

En fonction du site, il peut exister deux types de contrôles :

- contrôle local (près de l'élément à surveiller ou protéger)
- contrôle à distance (éloigné de l'élément à surveiller, situé à l'intérieur ou à l'extérieur de la centrale).

Dans les deux cas, il faudra opter pour la meilleure solution en termes de simplicité et d'efficacité. Plus précisément, l'automatisation doit être la plus simple possible afin d'éviter les pannes. Elle doit être conçue de sorte à simplifier le remplacement des pièces d'usure. Les Figures A<sub>2</sub> et A<sub>3</sub> montrent des schémas unifilaires typiques pour les générateurs asynchrones et synchrones.

Figure A2 : Schéma unifilaire d'un générateur asynchrone

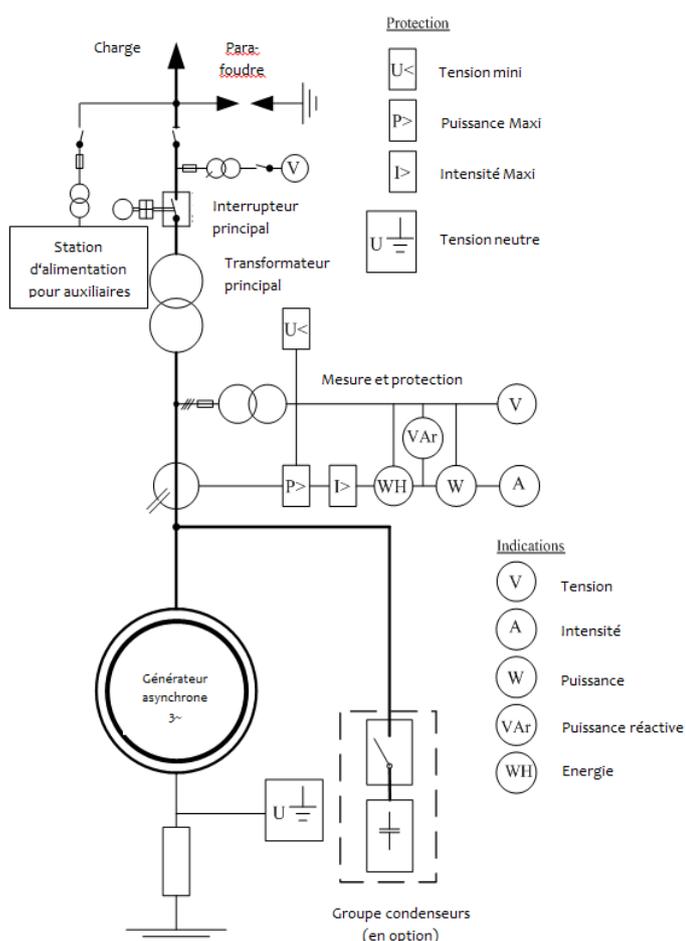
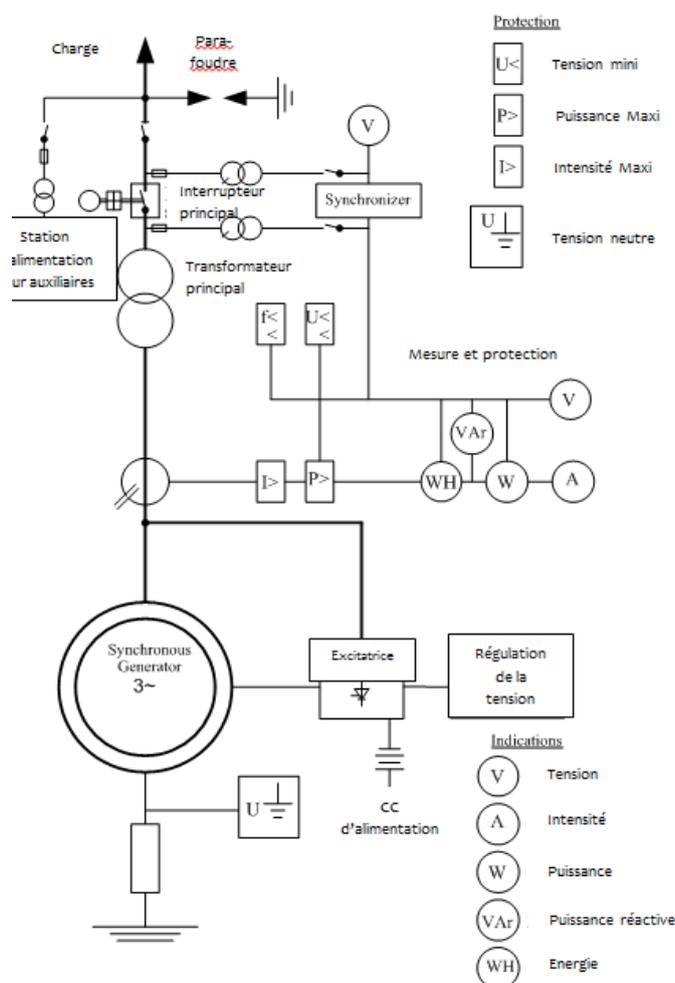


Figure A3 : Schéma unifilaire d'un générateur synchrone



### e.3) Mesure du niveau d'eau en amont de la chute.

Une attention particulière doit être portée à la mesure et l'enregistrement du niveau d'eau en amont de la chute et accessoirement du niveau d'eau dans le canal de fuite. Dans les centrales équipées d'un système de commande automatique, la meilleure solution est d'utiliser des transducteurs branchés au système d'acquisition des données et à un ordinateur. Le capteur de mesure du niveau d'eau est situé à l'endroit où doit être faite la mesure dans le courant d'eau alors que l'unité de traitement est habituellement installée dans l'endroit bien protégé et facilement accessible réservé à la manœuvre et à l'entretien de la centrale.

Il existe une vaste gamme de capteurs de mesure du niveau de l'eau reposant sur une variété de principes de mesure. Il ne faut pas oublier que le point de mesure doit être choisi avec soin si l'on souhaite obtenir une mesure représentative (distribution de la vitesse uniforme, loin des recirculations et singularités de l'écoulement). Le capteur de niveau peut être basé sur un principe hydrostatique, voir même sur la technologie des ultrasons. Afin d'empêcher que le capteur de pression submersible soit endommagé par un corps flottant, il est placé dans un puits.

Dans le cas d'un canal latéral ouvert conduisant l'eau vers une roue hydraulique, la mesure du niveau d'eau en amont peut être omise et un simple interrupteur, situé en amont de la vanne d'entrée, suffit pour le fonctionnement en mode automatique de la centrale hydro-électrique : si le niveau dans le canal est inférieur à la limite fixée (ce qui signifie qu'il n'y a pas assez d'eau pour faire fonctionner la centrale), la vanne restera fermée et la centrale sera mise hors service. La vanne d'entrée reste fermée en cas d'urgence ou de dysfonctionnement du système. Si le niveau d'eau en amont est très haut, afin d'éviter toute détérioration de la roue hydraulique, deux possibilités peuvent être envisagées : soit la vanne se ferme et la roue s'arrête, soit la vanne est ouverte jusqu'à une limite fixée correspondant au débit maximum assurant le fonctionnement sécurisé de la roue hydraulique.

### f) Données techniques de l'équipement électromécanique standardisé.

Dans ce qui suit, les données techniques et les dimensions principales de l'équipement standardisé, extraites du catalogue des fabricants, sont citées. Ces données peuvent être utiles lors des phases initiales du choix de l'équipement et du dimensionnement de la centrale.

#### f.1) Générateurs synchrones.

Dans le tableau ci-après sont données les principales caractéristiques de fonctionnement des générateurs synchrones standardisés conçus pour un usage industriel et pour une puissance nominale de 12 à 75 kVA (il est difficile de trouver des générateurs synchrones standardisés de très petite taille spécialement conçus pour les petites centrales hydro-électriques), avec 4 pôles (vitesse de rotation  $n=1500$  tr/min) et basse tension (400V). Ce même tableau indique le rendement au point de service nominal. Les puissances

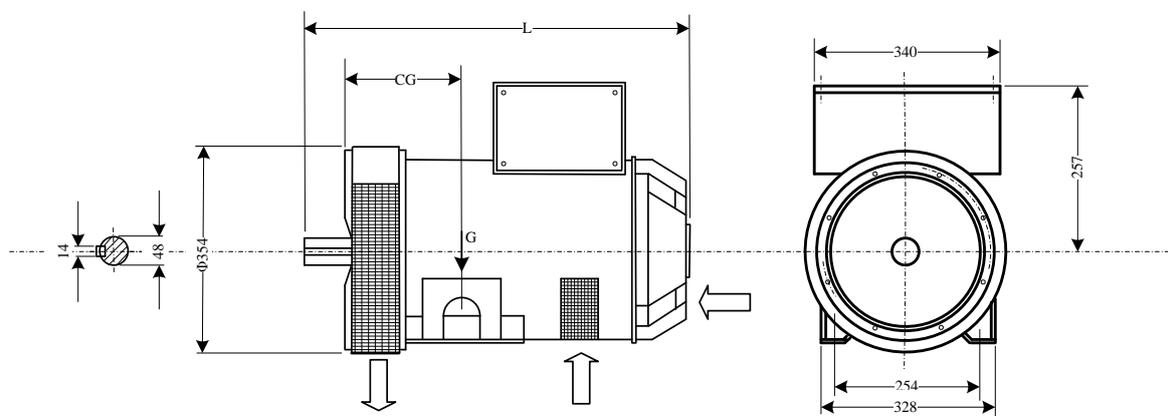
nominales correspondent à une installation jusqu'à 1000 m d'altitude et à une température ambiante maximale de 40°C. Pour de plus hautes altitudes et des températures maximales plus élevées, il faut tenir compte des facteurs de correction. Le degré standard de protection IP 23 est fourni pour un système de refroidissement air-air.

Application industrielle / basse tension

4 Pôles, 400 V, 50 Hz – 1500 tr/min IP23

Type	Fils	Données de puissance (KVA)				Rendement 4/4 pf=0.80 125/40 %	Inertie J (Kg m <sup>2</sup> ) (approx.)	Poids G (Kp) (approx.)
		Montée en temp./Temp. ambiante (°C)						
		Travail continu		Veille				
125/40	105/40	163/27	150/50					
160 XA4	12	13.5	12.5	15.0	14.0	84.0	0.106	106
160 SA4	12	16.0	15.0	17.5	16.5	84.1	0.128	117
160 SC4	12	23.0	20.4	25.0	24.0	84.9	0.165	136
160 MA4	12	28.0	25.5	30.5	29.5	87.5	0.205	152
160 MB4	12	32.0	29.1	34.8	33.7	87.0	0.230	168
200 SA4	12	42.0	37.1	46.0	44.5	87.2	0.369	247
200 SB4	12	50.0	45.0	55.0	53.0	88.2	0.424	254
200 MA4	12	60.0	53.0	66.0	61.0	88.7	0.488	278
200 MB4	12	75.0	68.7	82.0	79.0	90.0	0.615	325

Les tableaux qui suivent fournissent les principales dimensions pour l'orientation horizontale et la disposition avec double roulement.



Taille châssis 160 double paliers

Dimensions (mm)					
160	XA	SA	SC	MA	MB
L	533	533	571	651	651
CG	185	195	210	230	255

Taille châssis 200 double paliers

Dimensions (mm)				
160	SA	SB	MA	MB
L	695	695	785	785
CG	185	195	210	230

## f.2) Générateurs asynchrones.

Dans les données ci-après sont citées les principales caractéristiques de fonctionnement pour les générateurs asynchrones standardisés, spécialement conçus pour les petites centrales hydroélectriques d'une puissance nominale de 55 à 2000 kW, avec 4 pôles (vitesse de rotation  $n=15000$  tr/min) et 6 pôles ( $n=1000$  tr/min). Ce même tableau donne le rendement en fonction de la charge partielle. La tension disponible varie de 380 à 690 V. La puissance nominale correspond à une installation jusqu'à 1000 m d'altitude et à une température ambiante maximale de 40°C. Le degré standard de protection IP 23 est fourni pour un système de refroidissement air-air.

Les générateurs standards sont fournis avec des roulements lubrifiés à la graisse qui sont habituellement surdimensionnés afin d'assurer une durée de vie minimale de service de 100 000 heures. Les générateurs peuvent être équipés d'un arbre rallongé spécial pour un accouplement direct à la roue de la turbine hydraulique. Dans cette configuration, tous les roulements et l'arbre sont conçus pour résister aux charges axiales et radiales développées sur la roue. Les rotors sont équilibrés dynamiquement. Les générateurs peuvent être livrés sur demande avec un niveau de vibration réduit (R) ou spécial (S).

Générateurs asynchrones/Classe d'isolation F-IP23-IC 01  
4 pôles 1500 tr/min 50 Hz

Puissance Pn KW	Type	Vitesse tr/min	Tension Vn V	Courant In A	Couple Tn Nm	Rendement (%)			Facteur de puissance			Inertie J Kg m <sup>2</sup>	Poids Kg	Survitesse maxi tr/min
						4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4			
55	250S4	1535	400	92	372	0.20	0.20	0.5	0.86	0.84	0.79	0.50	275	3000
75	250M4	1520	400	126	509	0.25	0.23	0.10	0.86	0.83	0.75	0.80	350	3000
90	280S4	1520	400	148	608	0.30	0.30	0.20	0.88	0.86	0.79	0.90	405	3000
110	280M4	1520	400	181	743	0.30	0.30	0.20	0.88	0.86	0.79	1.10	445	3000
132	315S4	1520	400	214	883	0.39	0.43	0.41	0.89	0.88	0.84	1.70	570	2750
160	315MA4	1520	400	263	1067	0.42	0.45	0.41	0.88	0.87	0.81	2.10	705	2750
200	315MB4	1517	400	328	1332	0.45	0.49	0.46	0.88	0.87	0.83	2.50	750	2750
250	315MD4	1517	400	401	1656	0.50	0.53	0.50	0.90	0.88	0.83	3.10	850	2750
315	315ME4	1517	400	506	2085	0.51	0.52	0.50	0.90	0.88	0.83	3.30	930	2750
315	355LA4	1510	400	511	2089	0.54	0.53	0.45	0.89	0.87	0.82	6.60	1150	2750
400	355LB4	1510	400	642	2637	0.59	0.58	0.48	0.90	0.89	0.85	8.00	1260	2750
450	355LC4	1508	400	731	2965	0.61	0.60	0.53	0.89	0.87	0.86	10.3	1450	2750
550	355LD4	1508	400	893	3620	0.62	0.60	0.54	0.89	0.87	0.81	12.0	1670	2750
700	400LA4	1507	400	1137	4573	0.69	0.69	0.64	0.89	0.85	0.70	12.2	2333	2750
800	400LB4	1507	400	1299	5221	0.70	0.70	0.65	0.89	0.84	0.86	13.7	2491	2750
900	400LC4	1506	400	1445	5871	0.71	0.70	0.65	0.90	0.88	0.83	15.7	2691	2750
1100	450LA4	1507	690	1035	7179	0.70	0.68	0.62	0.89	0.88	0.83	28.9	3666	2500
1250	450LB4	1507	690	1164	8149	0.71	0.70	0.64	0.90	0.89	0.85	33.3	3889	2500
1400	450LC4	1506	690	1318	9133	0.71	0.70	0.61	0.89	0.87	0.81	37.6	4271	2500
1600	500LA4	1505	690	1541	10445	0.71	0.68	0.60	0.87	0.85	0.80	53.0	5353	2500
1800	500LB4	1505	690	1694	11715	0.74	0.73	0.67	0.89	0.89	0.86	59.9	5728	2500
2000	500LC4	1505	690	1926	13030	0.73	0.70	0.63	0.87	0.86	0.81	68.8	6003	2500

Puissance Pn KW	Type	Vitesse tr/min	Tension Vn V	Courant In A	Couple Tn Nm	Rendement (%)			Facteur de puissance			Inertie J Kg m <sup>2</sup>	Poids Kg	Survitesse maxi tr/min
						4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4			
110	315MA6	1 010	400	187	1 115	93.3	93.5	93.0	0.85	0.85	0.81	2.90	750	2 550
132	315MB6	1 013	400	224	1 331	93.5	93.8	93.2	0.85	0.85	0.81	4.10	850	2 550
160	315MC6	1 013	400	272	1 609	93.7	94.0	93.4	0.85	0.84	0.80	5.10	920	2 550
225	355LA6	1 007	400	383	2 641	95.2	95.1	94.3	0.85	0.82	0.74	8.20	1 160	2 550
270	355LB6	1 007	400	459	2 681	95.5	95.4	94.6	0.85	0.82	0.74	10.6	1 340	2 550
315	355LC6	1 007	400	529	3 121	95.7	95.6	94.9	0.85	0.83	0.73	12.3	1 460	2 550
375	355LD6	1 006	400	638	3 719	95.7	95.5	94.8	0.86	0.82	0.82	13.7	1 800	2 550
540	400LA6	1 010	400	907	5 313	96.0	96.2	96.0	0.86	0.86	0.82	19.0	2 278	2 550
610	400LB6	1 010	400	1 025	5 989	96.2	96.4	96.1	0.87	0.86	0.81	21.6	2 421	2 550
670	400LC6	1 010	400	1 113	6 572	96.3	96.4	96.1	0.87	0.86	0.82	23.6	2 564	2 550
720	400LD6	1 009	400	1 196	7 062	96.4	96.5	96.2	0.86	0.86	0.80	25.6	2 732	2 550
800	450LA6	1 006	400	1 344	7 854	96.6	96.5	96.0	0.86	0.85	0.80	38.1	3 569	2 000
900	450LB6	1 006	400	1 512	8 826	96.7	96.6	96.1	0.86	0.85	0.80	43.5	3 843	2 000
1 000	450LC6	1 006	400	1 680	9 797	96.8	96.7	96.2	0.86	0.85	0.80	48.8	4 128	2 000
1 200	500LA6	1 005	690	1 169	11 743	97.0	96.8	96.3	0.87	0.85	0.80	66.2	5 039	1 800
1 400	500LB6	1 005	690	1 344	13 686	97.1	97.0	96.4	0.87	0.86	0.80	77.1	5 525	1 800
1 600	500LC6	1 005	690	1 541	15 642	97.1	97.0	96.5	0.89	0.86	0.80	88.9	6 015	1 800
2 000	550LA6	1 005	690	1 883	19 532	97.2	97.1	96.6	0.89	0.88	0.86	154.3	7 476	1 800
2 300	550LB6	1 004	690	2 165	22 461	97.3	97.2	96.6	0.89	0.88	0.86	178.7	8 271	1 800
2 700	550LC6	1 004	690	2 513	26 340	97.4	97.3	96.8	0.90	0.89	0.87	206.9	8 981	1 800

Le système d'isolation standard de classe F permet une élévation en température maximale des bobinages de 105°C, avec une température ambiante de 40°C. Les générateurs sont équipés de trois thermistors PTC (un par phase) servant à surveiller la température du bobinage du stator. De plus, les générateurs peuvent être fournis avec une sonde de température PT100 pour chaque roulement.

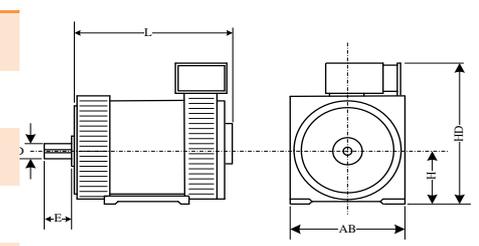
Dans le cas où le moment d'inertie demandé est supérieur à la valeur standard, il est possible d'allonger l'arbre afin de pouvoir monter un volant d'inertie.

Dans les tableaux qui suivent sont données les principales dimensions pour l'orientation horizontale et l'orientation verticale.

## Générateurs asynchrones-dimensions générales (mm)

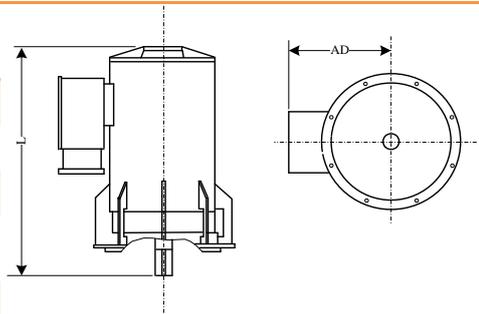
Refroidi à l'air (ICO1) – Montage horizontal

Dimension (mm)	250	280	315	355	400	450	500	600
H	250	280	315	355	400	450	500	630
HD	573	701	888	1 000	1 206	1 320	1 402	1 656
AB	460	520	600	800	890	900	1 040	1 300
L	808	901	1 125	1 525	1 790	2 160	2 145	2 200
D	75	80	90	100	110	120	130	160
E	140	170	170	210	210	210	250	300



Refroidi à l'air (ICO1) – Montage vertical

Dimension (mm)	250	280	315	355	400	450	500	600
P	660	660	800	800	1000	1 150	1 150	1 600
AD	858	969	550	685	750	835	830	1 080
L	323	421	1 115	1 590	1 840	2 300	2 095	2 500
D	75	80	90	100	110	120	130	160
E	140	170	170	210	210	210	250	300



## 2.10.2 Transmission de la puissance mécanique

### a) Introduction.

La puissance mécanique  $N$  développée sur l'arbre de la turbine (couple  $M_T$  multiplié par la vitesse angulaire de rotation  $\omega_T$ ) doit être transmise à l'arbre du générateur électrique qui convertira la puissance mécanique en puissance électrique. Comme expliqué dans le paragraphe 5, la vitesse de rotation de la roue hydraulique (de l'ordre de  $n_T=9$  à 20 tr/min pour les roues à axe horizontal et de l'ordre de  $n_T=60-100$  tr/min pour les roues à axe vertical) n'est pas adaptée à l'accouplement direct de l'arbre de la roue au générateur électrique sachant que, pour la plage de puissance considérée, la vitesse de rotation la plus appropriée pour le générateur électrique est de 1500 tr/min. Il est donc nécessaire d'utiliser un système de transmission avec multiplication de vitesse par un système de poulies avec courroie, une transmission par pignons et chaîne ou encore une boîte à engrenages.

En fonction des caractéristiques des roues hydrauliques, le rapport de multiplication est de l'ordre de :

- $v=n_G/n_T=1500/15=100$  pour les roues hydrauliques à axe horizontal
- $v=n_G/n_T=1500/80=18,75$  pour les roues hydrauliques à axe vertical.

## b) Poulies et courroies.

Deux types de courroies de poulie sont habituellement utilisés dans les petites centrales hydroélectriques : la courroie trapézoïdale et la courroie plate. Les courroies trapézoïdales sont les mieux adaptées aux très petites centrales hydroélectriques dans la mesure où elles sont plus petites, plus légères, plus faciles à installer et à entretenir et coûtent moins cher que les courroies plates. Il existe des courroies trapézoïdales plus récentes à section plus étroite, comme illustré dans la Figure A<sub>4</sub> qui transmettent plus de puissance mais qui sont plus chères. Les courroies trapézoïdales classiques et les plus étroites ayant la même taille (Z et SPZ par exemple) peuvent toutes deux être utilisées sur la même poulie.

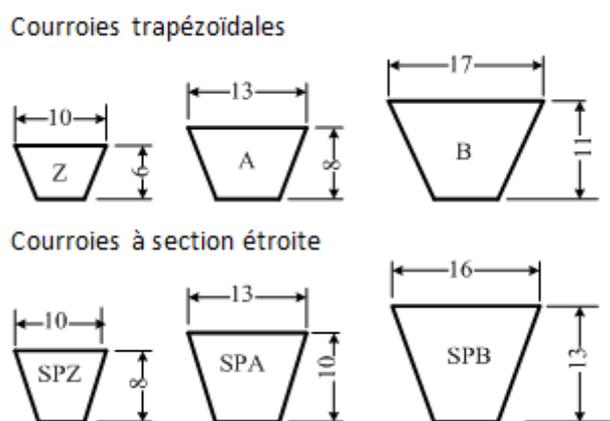


Figure A<sub>4</sub> : Vue en coupe de courroies trapézoïdales classiques et à section plus étroite de différentes tailles

Si  $D_T$  est le diamètre de la poulie montée sur l'arbre de la turbine et  $D_G$  le diamètre de la poulie montée sur l'arbre du générateur, le rapport de vitesse  $v$  sera égal au rapport inverse des diamètres (Fig. A<sub>5</sub>)  $v = \frac{n_G}{n_T} = \frac{D_T}{D_G}$

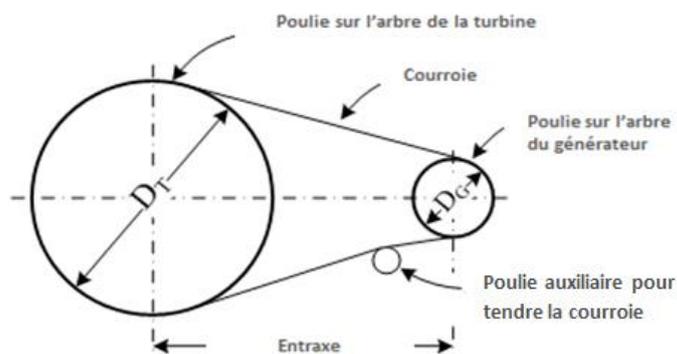


Figure A<sub>5</sub> : Disposition des poulies

Pour un rapport de vitesse donné, le rapport des diamètres est fixe. Il peut donc être intéressant de conserver les coûts les plus faibles possibles en choisissant le petit diamètre  $D_G$  de la poulie montée sur l'arbre du générateur. Le diamètre minimum est lié à la tension développée sur la courroie et donc à la charge sur les roulements du générateur. Dans le tableau qui suit est donné le diamètre minimum de la poulie en fonction de la puissance nominale et la vitesse de rotation (du générateur).

Après avoir choisi le diamètre  $D_G$  de la poulie montée sur l'arbre du générateur, le diamètre  $D_T$  de la poulie montée sur l'arbre de la roue hydraulique résulte du rapport de vitesse connu  $v$ .

Diamètre minimum de la poulie en fonction de la puissance transmise et de la vitesse de rotation

Puissance nominale (KW)	$n_G=1500$ tr/min	$n_G=1000$ tr/min
	$D_G$ mini (mm)	$D_G$ mini (mm)
0.5-0.75	71	71
0.75-1.5	71	71
1.5-3.0	71	71
3.0-5.5	90	85
4.0-7.5	112	95

La puissance qui peut être transmise dépend de la taille de la courroie (par exemple, taille Z, A ou B pour les courroies trapézoïdales) ainsi que de la taille de la plus petite poulie. En effet, plus la poulie est large, plus elle transmet de puissance du fait que la surface de contact avec la courroie est plus grande, ce qui diminue le risque de glissement. Dans les tableaux qui suivent, la puissance transmissible par une courroie est donnée en fonction des différentes tailles de poulies.

Puissance par courroie, avec entraînement par courroie trapézoïdale et courroie trapézoïdale plus étroite

Taille courroie Z	Puiss. nominale (KW) pour courroie en fonction du diamètre primitif de la poulie (mm)						
tr/min	D=71 mm	D=80 mm	D=85 mm	D=90 mm	D=95 mm	D=100 mm	D=106 mm
1 000	0.70	0.80	0.90	1.00	1.10	1.20	1.30
1 500	0.90	1.10	1.30	1.40	1.50	1.70	1.80
3 000	1.50	1.90	2.10	2.30	2.50	2.80	3.00

Taille courroie A	Puiss. nominale (KW) pour courroie en fonction du diamètre primitif de la poulie (mm)						
tr/min	D=90 mm	D=100 mm	D=112 mm	D=125 mm	D=132 mm	D=140 mm	D=160 mm
1 000	1.10	1.40	1.80	2.10	2.30	2.60	2.90
1 500	1.50	1.90	2.40	2.90	3.20	3.50	3.90
3 000	2.30	3.00	3.80	4.60	5.00	5.50	5.30

Taille courroie SPZ	Puiss. nominale (KW) pour courroie en fonction du diamètre primitif de la poulie (mm)						
tr/min	D=71 mm	D=75 mm	D=85 mm	D=95 mm	D=112 mm	D=125 mm	D=140 mm
1 000	0.80	0.90	1.20	1.40	1.90	2.20	1.70
1 500	1.10	1.30	1.60	2.00	2.70	3.20	3.70
3 000	1.80	2.10	2.80	3.50	4.70	5.50	6.40

Taille courroie SPA	Puiss. nominale (KW) pour courroie en fonction du diamètre primitif de la poulie (mm)						
tr/min	D=90 mm	D=100 mm	D=112 mm	D=125 mm	D=132 mm	D=140 mm	D=160 mm
1 000	1.40	1.80	2.30	2.90	3.20	3.50	4.10
1 500	1.90	2.50	3.20	4.00	4.50	5.00	5.50
3 000	2.90	4.00	4.70	6.70	7.40	8.20	8.50

La bonne tension de la courroie de transmission est essentielle pour la fiabilité et le rendement. Une tension insuffisante crée des glissements qui génèrent une chaleur excessive et abrège la durée de vie de la courroie. En revanche, une tension excessive abrège la durée de vie de la courroie et augmente la charge sur tous les roulements qui dureront moins longtemps à cause de cette charge trop importante. Il est donc nécessaire de prévoir des moyens de réglage de la distance entre les deux arbres (dans le cas qui nous intéresse, le générateur électrique doit prévoir cette possibilité de réglage) pour l'installation de la courroie et le réglage de sa tension. La mesure de la tension de la courroie peut être faite en utilisant un simple dynamomètre.

### c) Courroies plates

Les avantages des courroies plates résident dans leur construction simple, leur faible coût, leur grande souplesse et leur haute tolérance à la surcharge. Par contre, elles sont bruyantes et ont un mauvais rendement. De plus, elles peuvent glisser durant le fonctionnement et pour cette raison, elles doivent être tendues. Pour exploiter au mieux ce type de transmission, la courroie doit courir à plat sur les poulies. Ceci peut être obtenu en utilisant une poulie avec une jante bombée pour autocentrer la courroie. Le principal avantage de la courroie plate comparée aux courroies trapézoïdales est qu'elle peut être ouverte pour la mettre en place, au moyen d'un système d'agrafes, puis refermée.

La courroie plate peut aussi être utilisée pour une transmission avec rotation d'un des axes de 180° et ainsi de 90°.

La largeur de la courroie est standardisée pour les largeurs allant de 25 à 500 mm. La vitesse linéaire maximum recommandée d'une courroie est de 20 à 40 m/s. La puissance qui peut être transmise avec des courroies plates dépend de la vitesse de rotation et du diamètre de la plus petite poulie. Pour une vitesse de rotation de 1540

tr/min, la puissance P en kW qui peut être transmise sur 10 mm de largeur de courroie est indiquée dans le tableau qui suit en fonction du diamètre D de la plus petite poulie.

Puissance nominale en kW pour 10mm de largeur de courroie et pour n=1450 tr/min

D (mm)	80	125	200	315	400	630
P (kW)	0.56	1.34	2.45	3.68	4.16	4.49

#### d) Transmission par engrenages.

##### d.1) Introduction.

La transmission par engrenages est un système mécanique qui sert à augmenter ou à réduire la vitesse de rotation sur un axe tournant ou à augmenter ou réduire le couple. Dans le cas d'une petite centrale hydroélectrique (ou d'une éolienne), la transmission par engrenages sert de système de multiplication de la vitesse afin d'adapter la vitesse de rotation de l'arbre de la turbine (roue hydraulique ou rotor) à celle du générateur électrique. Les principaux composants des transmissions par engrenages sont les pignons (des roues en acier portant des dents sur leur périphérie). Parmi la grande variété de systèmes de transmissions, seuls les multiplicateurs à engrenages servant à augmenter la vitesse pour la production d'électricité seront évoqués ici. Il s'agit de multiplicateurs à train épicycloïdal ou à axes parallèles, équipés de pignons à denture hélicoïdale (Fig. A<sub>6a</sub>) ou de pignons à denture droite (Fig. A<sub>6b</sub>). Comme durant la rotation des pignons, les dents s'engrènent les unes dans les autres, le rapport de vitesse de rotation est égal au rapport inverse de celui du nombre de dents.

Dans le cas des multiplicateurs à engrenages à axes parallèles, des étages (paires de pignons) sont placés en série afin d'obtenir des valeurs élevées du rapport de transmission. Cette disposition permet d'augmenter le rapport de multiplication mais, dans le même temps, elle augmente les dimensions globales.

Contrairement aux multiplicateurs à engrenages à axes parallèles, les multiplicateurs à train épicycloïdal ont des axes d'entrée et de sortie coaxiaux (dits aussi planétaire). Compte tenu de la constitution de ces engrenages à train épicycloïdal, les charges sur les pignons sont réduites et par conséquent, ils sont plus petits et plus légers, comparés aux multiplicateurs à engrenages à axes parallèles équivalents.



Les engrenages à axes parallèles à denture droite sont principalement utilisés dans des applications à basse puissance et sont caractérisés par leurs dimensions et un poids imposants ainsi qu'un rapport de transmission assez faible. Par rapport aux multiplicateurs à engrenages à axes parallèles, les multiplicateurs à train épicycloïdal sont plus compacts et permettent des rapports de transmission plus élevés avec un rendement acceptable.

#### d.2) Dimensions des multiplicateurs planétaires (arbres coaxiaux) standards.

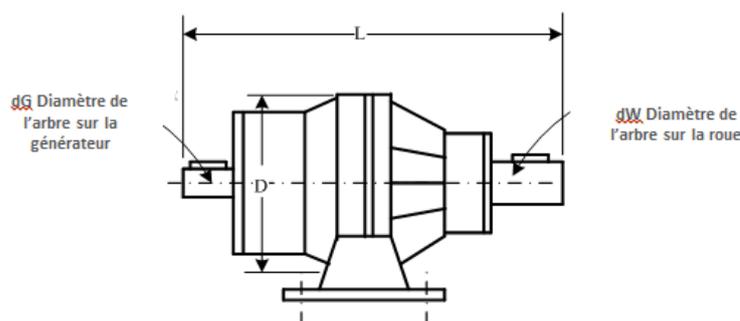
Quelques caractéristiques et dimensions sont données ci-dessous, extraites des catalogues de multiplicateurs à train épicycloïdal (planétaires) standardisés pour la plage de puissance et les rapports de transmission appropriés à un accouplement avec les roues hydrauliques. Dans tous les cas, la vitesse de rotation du générateur est prise égale à 1 500 tr/min.

Rapport de transmission  $\nu=100$  (adapté aux roues hydrauliques à axe horizontal)

Taille	Couple sur la roue (Nt m)	Puiss. nominale kW	$d_G$ (mm) Diamètre arbre sur le générateur	$d_w$ (mm) Diamètre arbre sur la roue	Longueur L (mm)	Diamètre boîte D (mm)
1	27 500	41.00	60	120	1 123	420
2	18 200	27.00	48	110	9 69	360
3	10 500	15.65	38	90	788	315
4	6 420	9.57	38	80	678	265
5	3 450	5.14	35	50	501	215

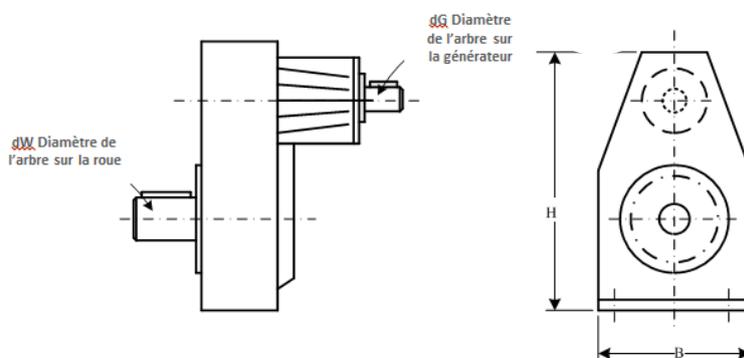
Rapport de transmission  $\nu=16$  (adapté aux roues à axe vertical)

Taille	Couple sur la roue (Nt m)	Puiss. nominale kW	$d_G$ (mm) Diamètre arbre sur le générateur	$d_w$ (mm) Diamètre arbre sur la roue	Longueur L (mm)	Diamètre boîte D (mm)
1	22 000	20.80	60	120	940	420
2	14 000	1.23	48	110	813	360
3	8 530	8.06	38	90	700	315
4	4 940	4.67	38	80	587	265
5	2 710	2.56	35	50	455	215



#### d.3) Dimensions des multiplicateurs à axes parallèles standards.

Quelques caractéristiques et dimensions indicatives extraites des catalogues de multiplicateurs à axes parallèles standards sont données ci-dessous pour la plage de puissance et les rapports de transmission appropriés à un accouplement avec des roues à eau. Dans tous les cas, la vitesse de rotation du générateur est prise égale à 1 500 tr/min.



Puissance nominale N=4 KW, Rapport de transmission  $v=16$  : B=200 mm, H=350 mm

Puissance nominale N=3 KW, Rapport de transmission  $v=100$  : B=300 mm, H=460 mm

#### d.4) Comparaison des systèmes de transmission du couple.

Sur le tableau suivant sont données les principales caractéristiques de différents systèmes de transmission afin de faciliter la comparaison et la sélection du système le mieux adapté.

Caractéristiques	Engrenage (pignons à denture droite)	Courroies plates	Courroies trapézoïdales	Chaines
Puissance maxi (kW)	80 000	200	350	400
Couple maxi (kNm)	7 000	3	5	40
Vitesse linéaire maxi (m/s)	20	100	30	10
Rendement (-)	0,97	0,97	0,97	0,95
Rapport maxi (un étage)	6-10	6-8	6-10	6-10
Tension requise	non	oui	oui	non
Charge sur les paliers	bas	élevé	élevé	bas
Précision de construction	élevé	bas	bas	moyen
Patinement (glissement)	non	oui	oui	non
Bruit	moyen	bas	bas	élevé
Limiteur de surcharge	non	oui	oui	non
Coût	élevé	bas	moyen	moyen

### 2.10.3 Générateur à vis d'Archimède

#### a) Introduction.

Le principal intérêt de la vis d'Archimède est qu'elle est la solution idéale pour remplacer les autres types de roues hydrauliques fonctionnant sur les basses chutes et de puissance faible. Il faut aussi noter que les roues à eau à axe horizontal traditionnelles n'étant pratiquement plus fabriquées, la seule alternative pour remplacer une vieille roue hydraulique est d'utiliser soit une turbine à flux traversant, soit pour un générateur à vis d'Archimède.

La vis d'Archimède est un type de vis déjà connu depuis l'antiquité où elle servait de pompe. Elle est toujours utilisée aujourd'hui dans le pompage à faible hauteur et fort débit d'eaux chargées comme des eaux usées dans les stations de traitement de l'eau. Depuis 2005, les vis d'Archimède sont également utilisées comme moteur d'entraînement, grâce à leur propriété de réversibilité, pour produire de l'électricité à partir de courants d'eau naturels (rivières) ou provenant d'usines : eau de refroidissement des centrales thermiques, eau issue des usines à papier en aciéries, eau des déversoirs de traitement de l'eau à hauteur de chute relativement faible.

#### b) Description et caractéristiques.

Le générateur à vis d'Archimède consiste en une ou plusieurs lames de forme hélicoïdale fixées sur un tambour tournant à l'intérieur d'un conduit cylindrique, comme on peut le voir sur la Figure A7.

L'inclinaison optimale de l'axe de la vis est d'environ  $22^\circ$ . Il a été démontré expérimentalement, qu'une inclinaison de  $25^\circ$  correspond au rendement global maximum qui est de l'ordre de 75 %. Les autres caractéristiques influençant le fonctionnement sont :

- **Le diamètre D de la vis.** Si tous les autres facteurs restent identiques, le débit et la puissance générée augmentent lorsque le diamètre de la vis augmente. Un paramètre essentiel dont l'influence demanderait à être étudiée davantage est le rapport entre le diamètre interne et le diamètre externe de la lame hélicoïdale.
- **La vitesse de rotation.** Si tous les autres facteurs restent identiques, le débit et la puissance générée augmentent lorsque la vitesse de rotation de la vis augmente.
- **Le nombre de lames hélicoïdales.** Si tous les autres facteurs restent identiques, plus la vis a de lames, plus elle peut gérer un plus grand volume d'eau et donc générer plus de puissance.

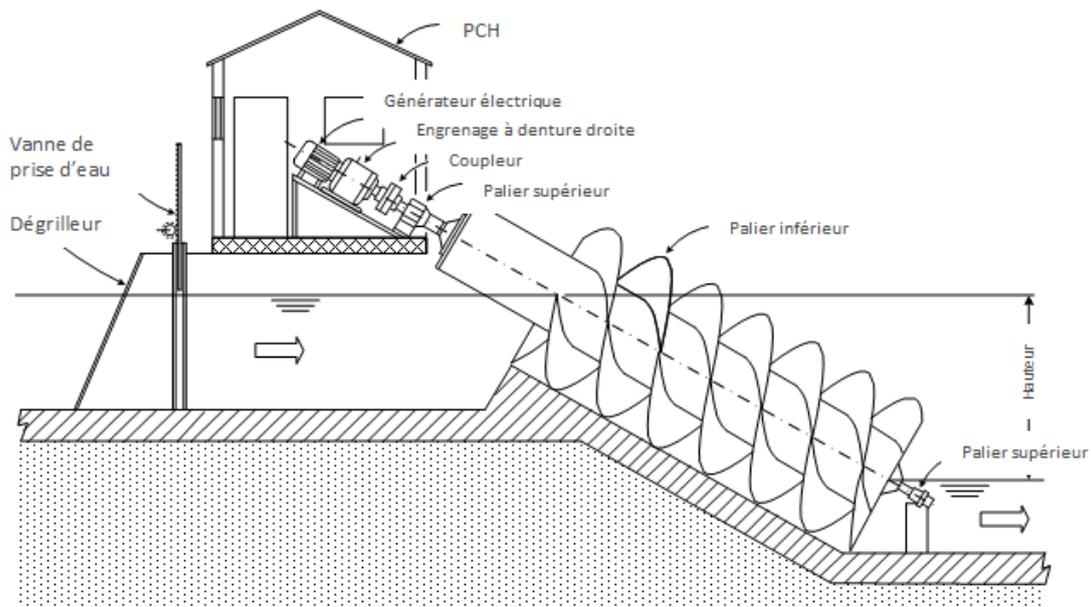


Figure A7 : Agencement général d'une centrale équipée d'une vis d'Archimède

Les vis d'Archimède utilisées en tant que moteur hydraulique sont standardisées et fabriquées pour les plages suivantes :

Débit :  $Q=0.1-10.0 \text{ m}^3/\text{sec}$

Hauteur de chute:  $H=1-7 \text{ m}$  (si la hauteur de chute est supérieure, des vis à deux niveaux en cascade sont également à signaler)

Puissance de sortie :  $P=3(5)-500 \text{ kW}$

Le rendement global est de l'ordre de 75%

La plage de fonctionnement des vis d'Archimède par rapport à d'autres configurations classiques de turbine sont reportés sur la figure A8.

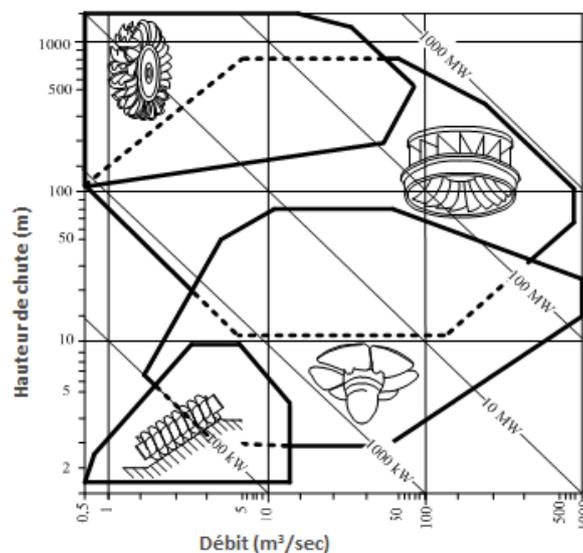


Figure A8: Diagramme de la plage de fonctionnement optimale des générateurs à vis d'Archimède comparée à celles des turbines Kaplan (axiale), Francis et Pelton

Les principaux avantages de la vis d'Archimède comme générateur sont :

- Un rendement élevé dans une large gamme de débits. En effet, la courbe de rendement en fonction du débit est plate comme illustré sur le schéma de la figure A9, où elle peut être comparée à celles des turbines Francis et à flux axial.
- Elle est simple et fiable grâce à une vitesse de rotation très faible d'où il résulte peu d'usure, puis, elle comporte peu de pièces susceptibles d'usure.
- Peu de maintenance grâce à sa conception simple et robuste.
- Elle ne nuit pas aux poissons car ceux-ci peuvent passer sans dommages à travers la vis grâce aux courants peu rapides, à la faible vitesse de rotation et aux grands espacements entre les lames.
- Il n'est pas nécessaire d'installer une grille fine en amont mais uniquement une grille de 100-120 mm qui sert à empêcher que les gros objets ne pénètrent dans la vis.
- Elle est adaptée à une vaste gamme de débits de 0,1 à 15 m<sup>3</sup>/s.
- Pour l'installation de la vis, les travaux de génie civil sont relativement simples et peu onéreux.
- Il n'y a pas besoin d'un contrôle continu à l'entrée de l'eau et seule une commande ON-OFF doit être installée sur une vanne située en amont. En cas de très bas niveau (très bas débit), la vanne sera fermée.

Cette dernière caractéristique est le principal avantage du générateur à vis d'Archimède sur les types de turbines classiques (à flux traversant, Turgo, Pelton, etc.) car dans les limites de fonctionnement du générateur, le débit et le niveau à l'entrée peuvent varier sans qu'il n'y ait besoin d'aucun réglages (comme c'est le cas avec la position de l'aiguille de réglage pour les turbines Turgo ou Pelton ou encore l'ouverture de l'aube directrice pour les turbines Francis ou à flux axial).

La vis d'Archimède servant de générateur est utilisable dans les cas de faible ou très faible hauteur de chute pour lesquelles le choix traditionnel conduirait plutôt à une turbine à flux traversant ou Kaplan. Comparée à une turbine à flux axial équivalente, la vis d'Archimède est 20 % moins chère et, en plus, ne nuit pas aux poissons.

Le principal inconvénient du générateur à vis d'Archimède réside dans ses dimensions imposantes. Pour un site disposant d'une hauteur de chute de  $H=6,7$  m et d'un débit  $Q=0,272$  m<sup>3</sup>/s, la vis d'Archimède appropriée produit environ 13,5 kW et tourne à 53 tr/min. Pour une inclinaison de l'axe égale à 30°, le diamètre de la vis est  $D=1,0$  m tandis que sa longueur totale est de l'ordre de 15 m.

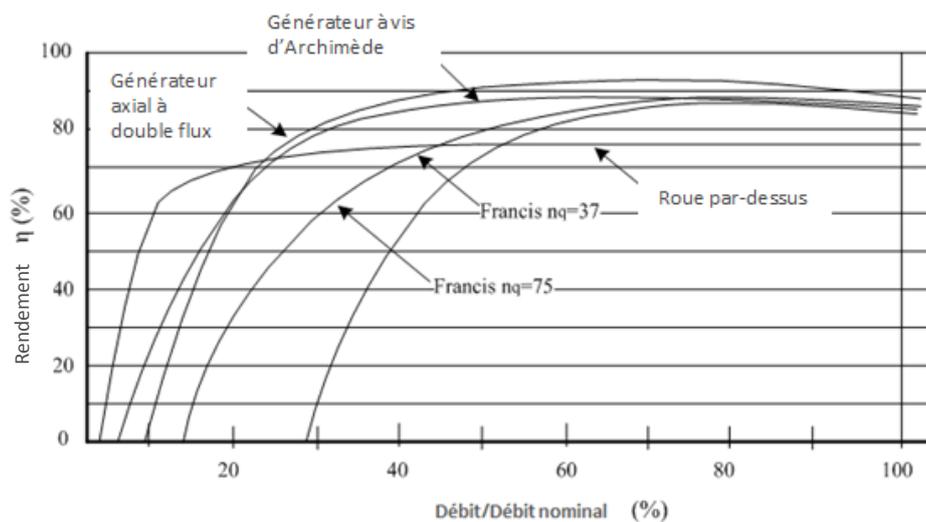


Figure A9 : Rendement des turbines hydrauliques en fonction de la charge (rapport du débit au débit nominal)

La vis tourne à l'intérieur d'une gouttière cylindrique d'un diamètre pratiquement identique à celui de la vis. L'écartement radial entre la vis et la gouttière est de l'ordre de 3 à 5 mm. Cette gouttière est faite en ciment ou peut être préfabriquée en tôles d'acier. Dans ce dernier cas, les travaux de génie civil sont minimisés. La vis complète peut aussi être conçue comme un ensemble préfabriqué compact dans lequel il est possible d'inclure la vanne et la grille. Dans le cas où il n'y a pas de travaux de génie civil, ce dernier type de configuration permet d'économiser les frais d'installation.

L'entraînement standard consiste en un générateur raccordé par un accouplement flexible à une boîte à engrenages. L'entraînement est conçu pour générer le moins de pertes possible dans les engrenages et accouplements. Un frein de sécurité est installé pour empêcher une survitesse lorsque le réseau est déconnecté. Les paliers supérieurs et inférieurs sont conçus pour résister aux charges radiales et axiales. Normalement, ils sont surdimensionnés pour assurer une longue durée de vie. Le roulement supérieur est lubrifié par un graisseur automatique tandis que l'inférieur est habituellement du type scellé et graissé à vie. L'étanchéité de ce type de roulement prévient du risque de fuite du lubrifiant dans la rivière.

La vanne et son système de contrôle constituent une partie essentielle du générateur à vis d'Archimède. La vanne donne la possibilité de contrôler le débit au-dessus de la chaussée et à travers la vis. Cette vanne s'ouvrira et se fermera à l'aide d'une commande hydraulique et elle se fermera rapidement en cas d'arrêt d'urgence ou de panne (fonctionnement sécurisé). Dans ce cas, la vanne se ferme rapidement de manière contrôlée et arrête le générateur.

#### 2.10.4 Turbine à flux traversant

##### a) Description.

La turbine à flux traversant, connue aussi sous le nom de turbine Ossberger, du nom de l'entreprise qui l'a fabriqué depuis 60 ans, est composée de deux parties principales : la

roue et l'injecteur. La roue en forme de tambour, est munie d'aubes profilées en tôle métallique, fixées sur l'arbre et prises entre deux disques perpendiculaires à l'axe. L'injecteur, dont le débit est réglable à l'aide d'une aube profilée rotative, dirige l'eau vers la périphérie de la roue selon un certain angle d'attaque, ce qui produit de l'énergie mécanique, dans cette première portion de la roue. Ensuite, l'eau traverse la roue, percutant les pales du côté opposé, produisant ainsi de l'énergie dans cette deuxième portion de la roue. Par la rotation de l'aube profilée rotative, le passage du flux et donc du débit est ajusté à la valeur voulue. La configuration générale de la turbine à flux traversant est représentée sur la Figure A10a tandis que la Figure A10b montre une vue isométrique d'une turbine à flux traversant traditionnelle.

Les principaux avantages de la turbine à flux traversant sont sa structure simple et sa facilité de fabrication ainsi que sa facilité de maintenance sur le site de la centrale. Les inconvénients de la turbine à flux traversant sont ses grandes dimensions, notamment par rapport à la turbine à réaction (Francis ou à flux axial) ainsi que son rendement global maximum, qui ne dépasse pas 84 %.

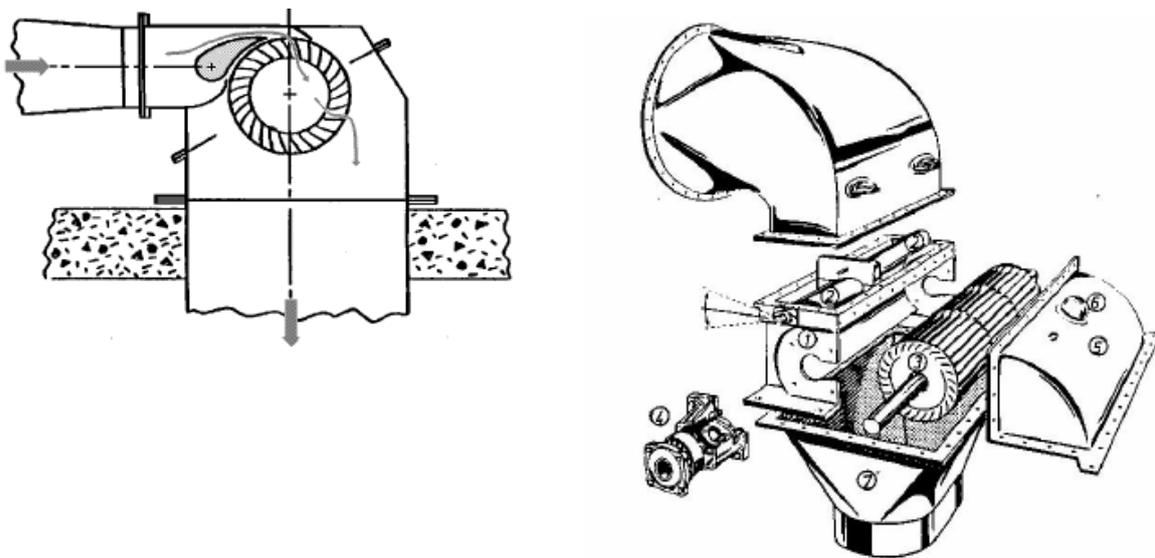


Figure A10a, A10b : a) Configuration typique d'une turbine à flux traversant et b) Vue isométrique d'une turbine à flux traversant

### b) Caractéristiques de fonctionnement.

La turbine à flux traversant est l'idéale pour les faibles hauteurs de chute comme le montre le schéma de la Figure A11, par rapport à la gamme de fonctionnement de la turbine Turgo et du générateur à vis d'Archimède. La courbe de rendement en fonction du débit est plate, similaire à celle des turbines Pelton mais son rendement maximum ne dépasse pas 84 %. La gamme de débits peut être étendue si la buse et la roue sont divisées en secteurs, tel qu'illustré dans la Figure A12.

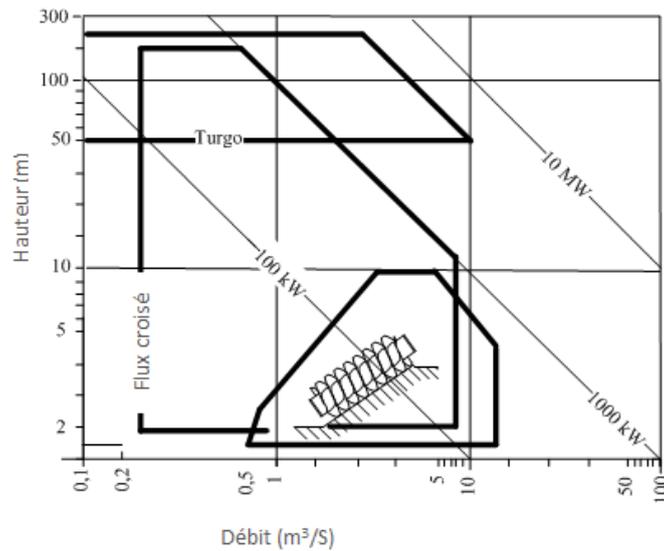


Figure A11 : Gamme de fonctionnement des turbines à flux traversant comparée à celle des turbines Turgo et des générateurs à vis d'Archimède

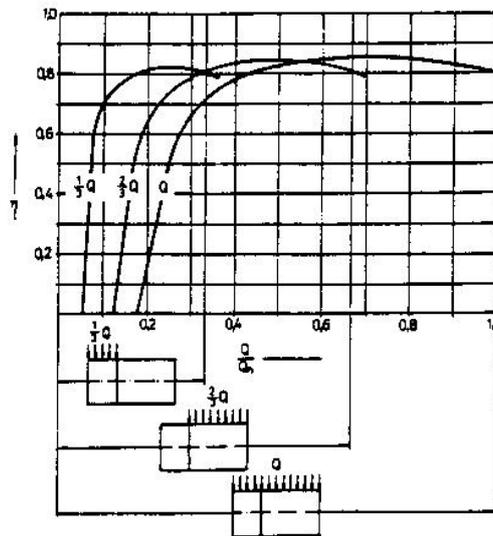
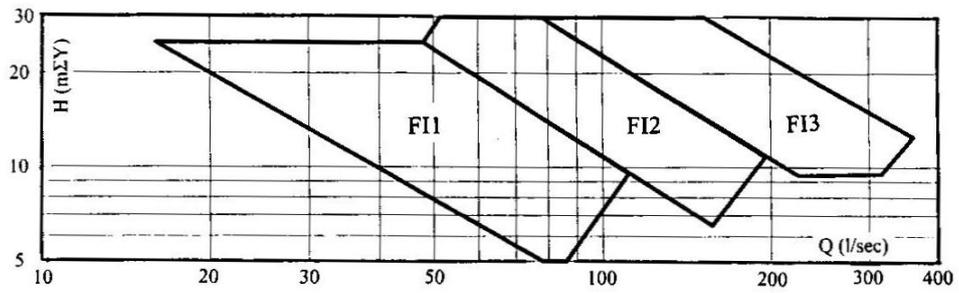


Figure A12 : Rendement de la turbine à flux traversant en fonction du débit

### c) Standardisation et dimensions des turbines à flux traversant.

Les turbines à flux traversant sont produites de façon standardisée par de nombreux fabricants. Les plus traditionnelles sont celles produites par Ossberger qui fabrique des turbines pouvant atteindre une puissance nominale de 1 000 kW. La compagnie IREM produit des turbines à flux traversant très compactes, d'une puissance nominale de 7,15 et de 30 kW. Sur la Figure A13 sont données la plage de fonctionnement ainsi que les dimensions des turbines à flux traversant standardisées.



Type	$N_{max}$ (KW)	A	B	C
FI 1	7	1 050	600	450
FI 2	15	1 400	800	600
FI 3	30	1 750	1 000	750

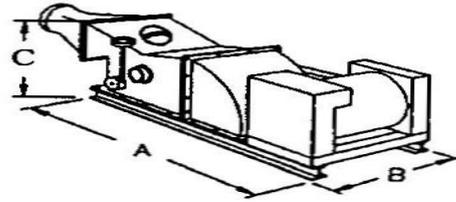


Figure A13 : Gamme de fonctionnement et principales dimensions de petites turbines à flux traversant standards

# Chapitre 3

---

## 3. Financement

---

3.1.	Coopérative citoyenne participative.....	73
3.1.1.	Modèle financier pour les coopératives créées et administrées localement.....	73
3.1.2.	Exemple de bonnes pratiques pour la réussite d'une coopérative de petites centrales hydroélectrique.....	73
3.1.3.	Etude des obstacles aux coopératives reposant sur des parts appartenant à la communauté .....	75
3.1.4.	Recommandations pour l'établissement réussi de coopératives.....	76
3.2.	Fonds structurels et d'investissements Européens (ESI).....	77
3.2.1.	Comment fonctionnent les ESI dans la nouvelle période de programmation.....	79
3.2.2.	Combiner les ESI avec le programme de financement Horizon 2020...	80
3.2.3.	ESI et les projets de petites centrales hydroélectriques.....	81
3.2.4.	Précédents projets de petites centrales hydroélectriques soutenus par des fonds structurels... ..	82
3.2.5.	Recommandations pour l'obtention de fonds ESI.....	
3.3.	Subventions et prêts régionaux.....	83
3.4.	Options de financement en Belgique.....	
3.4.1.	Exemples de projets de coopérative EnR/petite hydroélectricité en Belgique .....	84
3.4.2.	Fonds ESI pour les petites centrales hydroélectriques en Belgique....	85
3.4.3.	Subventions et prêts régionaux en Belgique.....	86
3.4.4.	Prêts commerciaux et financement en Belgique.....	87
3.5.	Options de financement en France .....	87
3.5.1.	Exemples de projets de coopérative EnR/petite hydroélectricité en France .....	89
3.5.2.	Fonds ESI pour les petites centrales hydroélectriques en France... ..	90
3.5.3.	Subventions et prêts régionaux en France .....	91
3.5.4.	Prêts commerciaux et financement en France.....	91
3.6.	Conclusions et recommandations pratiques pour les développeurs de projets	94

## 3. Financement

Ce chapitre détaille les modalités d'accès aux financements pour la rénovation de petites et microcentrales hydroélectriques en Belgique et en France.

Les différentes options de financement disponibles ont été analysées et sont reprises ici : les fonds structurels de l'EU, les agences de développement, les banques, les investisseurs privés, l'offre publique ouverte sous forme de coopérative. La nouvelle situation liée à la Politique de Cohésion EU 2014-2020 a été prise en compte.

### 3.1. Coopérative citoyenne participative

Dans le système d'une coopérative, les parts appartiennent à la communauté et non à des actionnaires en attente d'un retour sur investissement maximum en contrepartie du capital-risque investi. Les membres de la coopérative sont eux-mêmes des propriétaires, investisseurs et clients qui jouent un rôle actif dans le projet. Le retour sur investissement ne sera pas leur principal objectif. Contrairement à des produits d'investissement non transparents, les membres de la coopérative ont la possibilité d'être impliqués dans le projet, qu'ils soient des bénévoles, experts, conseillers ou encore client fidélisés.

Un exemple pour la mise en place d'un modèle d'affaires pour une coopérative citoyenne participative est fourni ici :

[www.restor-hydro.eu/documents/2013/04/cooperative-business-model.pdf](http://www.restor-hydro.eu/documents/2013/04/cooperative-business-model.pdf).

#### 3.1.1 Modèle financier pour les coopératives régies et possédées localement

Sachant que les huit pays ciblés par ce projet sont régis par des réglementations différentes, il est impossible de choisir un modèle adapté à tous. Malgré tout, le projet RESTOR Hydro, a développé un outil financier détaillé accessible à tous les porteurs de projets souhaitant restaurer ou établir une nouvelle petite ou microcentrale hydroélectrique. En remplaçant les variables générales dans le modèle par des variables locales, il est possible d'obtenir une idée précise des indicateurs financiers-clés du projet. Pour en savoir plus vous pouvez accéder au modèle financier ici : [www.restor-hydro.eu/documents/2012/10/d3-1-2.xlsx](http://www.restor-hydro.eu/documents/2012/10/d3-1-2.xlsx).

#### 3.1.2 Exemple de bonnes pratiques pour la réussite d'une coopérative de petites centrales hydroélectriques

Le moulin à eau sis à Wassermühle Karoxbostel, à Seevetal-Karoxbostel, au sud de Hambourg, est un exemple de la réussite d'une coopérative de petite centrale hydroélectrique en Allemagne. Ce moulin est évoqué dans les textes pour la première fois en 1438 et celui-ci est reconnu officiellement comme monument historique. Après le décès du dernier meunier en 2011, le bâtiment a été vidé et laissé à l'abandon. Le moulin a commencé à se détériorer et le voisinage a dénoncé plusieurs vols d'objets antiques et historiques. Afin d'éviter l'état de ruine et sauvegarder le moulin historique, au début de 2012, les habitants de Seevetal et des environs se sont constitués en association. Cette

forme d'organisation permet aux membres d'obtenir des subventions spécifiques (telles que le fonds spécialement attribué aux moulins en Allemagne). Le projet a reçu des donations, entre autres, de la Protection des Monuments allemande (*Trust Deutsche Stiftung Denkmalschutz*) et du Fonds environnement BINGO de la Basse-Saxe (*Niedersächsische Bingo-Umweltstiftung*). Cette association n'ayant pas pour objectif de générer ni de distribuer des profits à ses membres, elle ne justifie pas le statut de coopérative mais elle sert néanmoins de bon exemple d'un projet citoyens pour défendre un intérêt commun.

Vieux plan du moulin Wassermühle Karoxbestel (Verein Wassermühle Karoxbestel e.V.)



Au vu de son principal objectif de restauration du vieux moulin, l'association a très vite attiré l'attention de ses concitoyens. En effet, deux semaines seulement après sa création, plus de 100 personnes ont adhéré à l'initiative (sachant que l'adhésion actuelle coûte 500 euros et le prix du renouvellement annuel de l'adhésion est de 10 euros). Un site Internet a été mis en ligne afin d'informer les citoyens intéressés de l'avancement du projet (<http://wassermühle-karoxbestel.de>). Des artisans locaux ont contribué au projet en travaillant directement et en fournissant les matériaux. En contrepartie, ils sont cités sur le site Internet du moulin ainsi que dans le journal du moulin, soit un blog relatant l'actualité du moulin. Le moulin est également le lieu privilégié pour l'organisation d'événements culturels, comme des concerts et lectures de poésie, le but étant de générer des profits à réinjecter dans le projet. Anciennement, le moulin de Karoxbestel

fonctionnait avec une roue en-dessus qui fournissait suffisamment d'énergie pour alimenter une meunerie et une scierie. De plus, la roue à eau alimentait un générateur pour la production d'électricité, associé à des accumulateurs. Le moulin comprenait divers bassins de retenues sur une surface totale de quatre hectares. L'objectif de l'association est de restaurer d'ici 2017 les parties du moulin mentionnées précédemment.



Moulin Wassermühle Karoxbeustel (Verein Wassermühle Karoxbostel e.V.)

### 3.1.3 Étude des obstacles aux coopératives reposant sur des parts appartenant à la communauté

L'existence d'un droit d'eau est cruciale pour une coopérative qui prévoit de faire fonctionner ou de rénover une petite centrale hydroélectrique. Cependant, l'obtention de ces autorisations peut se révéler longue et laborieuse. Si les autorisations ne sont pas accordées à la coopérative, c'est l'ensemble du projet qui est remis en question. Les informations concernant la situation des droits d'eau doivent donc être collectées lors de la phase initiale du projet.

L'hydroélectricité est connue pour être une source d'énergie propre qui n'émet pas d'émissions de CO<sub>2</sub>. Cependant, il arrive que des écologistes soient opposés aux projets de centrales hydroélectriques, craignant des effets néfastes sur la biodiversité. En cas de conflit évident conduisant le projet à l'impasse, il est recommandé de travailler avec une entreprise spécialisée dans la médiation de projets d'énergies renouvelables.

Les habitants et le voisinage peuvent également s'opposer aux projets pour divers motifs : l'envie (« Je ne fais partie de l'affaire ») ou la classique attitude de l'opposant (« pas chez moi »). Le système de coopérative devrait faciliter l'approbation de ce public. Il est donc recommandé de sensibiliser et de faire participer les habitants au projet afin de recueillir leur adhésion.

Mobiliser les habitants à devenir membres de la coopérative peut s'avérer difficile et, par conséquent, la levée de capitaux pour financer le projet ardue elle aussi. Cette difficulté peut s'expliquer par un défaut de connaissances du modèle de la coopérative ou encore par un manque de confiance dans les initiatives mises en place par des concitoyens. Dans ce cas, le projet pourrait être compromis, c'est pourquoi il est nécessaire de consacrer

suffisamment de ressources pour sensibiliser les habitants au projet ainsi qu'à sa médiatisation.

Les banques constituent probablement l'obstacle le plus important aux projets de centrales hydroélectriques. Il est en effet de plus en plus difficile d'obtenir des prêts auprès de ces institutions. Et leur réponse positive ou négative peut décider du sort d'un projet. C'est pour cette raison que la coopérative doit posséder un plan financier solide et une étude de faisabilité à présenter lors du premier rendez-vous avec un banquier en vue d'obtenir un prêt.

Un autre obstacle aux projets de restauration d'un ancien moulin est l'application de la Directive-Cadre européenne sur l'Eau (DCE)<sup>2</sup>. La DCE a pour but d'atteindre un bon niveau qualitatif et quantitatif chimique, biologique et écologie de toutes les masses d'eau avant 2015 (dans certains cas, avant 2021). Une conséquence de cette directive est l'aménagement obligatoire d'une passe à poissons permettant la circulation des espèces mais pouvant entraîner une augmentation significative des coûts de remise en état du moulin (création d'une passe à poissons par exemple). C'est pourquoi il est essentiel de se familiariser avec la DCE transposée dans les diverses législations nationales dès la phase initiale du projet.

### **3.1.4 Recommandations pour la création de coopératives**

Ce chapitre reprend trois recommandations-clés pour la création de coopératives relatives à la participation, la sécurité juridique et le financement.

#### **a) Participation.**

Plusieurs mesures doivent être prises de sorte à impliquer le plus grand nombre d'habitants dès l'origine afin d'obtenir au plus tôt l'adhésion des communautés locales aux projets de PCH. L'organisation d'une séance d'information peut aussi servir à convaincre les habitants sceptiques. Montrer l'importance historique et culturelle d'un site d'antan peut également aider à sensibiliser la communauté et à s'assurer le soutien des autorités compétentes.

#### **b) Sécurité juridique.**

Tel qu'énoncé dans le chapitre 1, l'obtention d'un droit d'eau est l'un des aspects juridiques les plus importants pour une coopérative visant à réaliser un projet de mise en service d'une PCH. D'autres autorisations, comme le permis de construire, peuvent s'avérer nécessaires lors des étapes suivantes du projet. Pour éviter tout problème juridique durant la constitution d'une coopérative, il est recommandé de discuter et de passer des accords au cas par cas entre la coopérative et le propriétaire du site. Une lettre d'intention officielle doit être convenue et signée avant d'envisager l'étude préliminaire détaillée du projet. Cette lettre a pour objectif de s'assurer l'implication du

---

<sup>2</sup> Lien vers la Directive 2000/60/EC du Parlement européen et du Conseil du 23 octobre 2000 ; versions multilingues et spécifiques aux pays disponibles : <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32000L0060>

propriétaire du site. Si l'étude préliminaire aboutit positivement, cet accord pourra, avec l'appui d'un juriste, se transformer en contrat.

### **c) Financement**

Il est impératif que les parts d'investissements soient couvertes par des prêts bancaires comme garantie pour les membres de la coopérative. Lors d'une demande de prêt auprès d'une banque<sup>3</sup>, dans le cadre d'un projet de petite ou microcentrale hydroélectrique, il faut savoir que celle-ci aura besoin des informations suivantes :

- une analyse des ressources ;
- une étude de faisabilité (une analyse technique et économique du projet) effectuée par un consultant crédible ;
- une expertise démontrée dans le financement de ce type de projet ou un accord avec un responsable de projet tiers qualifié ;
- l'approbation de zonage et l'autorisation du site, y compris les études d'impacts sur l'environnement ;
- les données de performance de l'équipement ;
- des garanties sur l'équipement et un accord d'exploitation et de maintenance ;
- une étude d'interconnexion complète ;
- un accord d'achat d'électricité à long-terme avec un opérateur reconnu qui rachètera l'électricité à des prix définis ;
- un plan commercial, financier et de gestion des risques pour le projet, y compris les états financiers pro forma complets ;
- des engagements pour tous les capitaux propres requis.

## **3.2. Fonds structurels et d'investissement européens (ESI)**

Les Fonds structurels et d'investissement européens (ESI), anciennement appelés Fonds structurels et Fonds de cohésion (SCF), soutiennent les objectifs de la Politique de cohésion (PC), portant sur la période 2014-2020. Ils sont au nombre de 5 :

- Fonds européen de développement régional (FEDER);
- Fonds social européen (FSE);
- Fonds de cohésion (FC);
- Fonds européen agricole pour le développement rural (FEADER);
- Fonds européen pour les affaires maritimes et la pêche (FEAMP).

---

<sup>3</sup> Rapport sur les obstacles financiers et solutions existantes, p. 18, pdf disponible : [http://rescoop.eu/sites/default/files/project-resources/report\\_on\\_financial\\_barriers\\_and\\_existing\\_solutions\\_final.pdf](http://rescoop.eu/sites/default/files/project-resources/report_on_financial_barriers_and_existing_solutions_final.pdf)

Durant la nouvelle période de financement 2014-2020, la politique de cohésion réformée déblocquera jusqu'à 351,8 milliards d'euros à réinvestir dans les pays membres, leurs villes et l'économie réelle. Dans le cadre de la stratégie « Europe 2020 », l'Union Européenne s'est fixé 5 objectifs ambitieux à atteindre d'ici 2020 en matière d'emploi, d'innovation, d'éducation, d'inclusion sociale et d'énergie (ainsi que de lutte contre le changement climatique).

Cette démarche bénéficiera de l'appui du Fonds Européen de Développement Régional (FEDER) dédié à des priorités-clés, comme soutenir les petites et moyennes entreprises pour lesquelles il est prévu de doubler l'investissement de 70 à 140 milliards d'euros en sept ans. Ces fonds seront davantage orientés en fonction des résultats et des nouvelles performances pour encourager les projets pertinents. Enfin, l'efficacité de la politique de cohésion, du développement rural et les Fonds européens pour la pêche (FEP) sera également liée à la gouvernance économique pour encourager la conformité des états membres avec les recommandations de l'UE dans le cadre du « semestre européen<sup>4</sup> ».

Un cadre commun pour les outils de la Politique de cohésion de l'EU, anciennement connue comme Fonds de cohésion et structurels européens (SCF), a été développé dans une nouvelle période allant de 2014 à 2020. Ce cadre comprend ces principaux outils :

- Fonds européen de développement régional (FEDER).
- Fonds de cohésion (FC).
- Fonds social européen (FSE).

Le Fonds européen de développement régional (FEDER)<sup>5</sup> vise à renforcer la cohésion économique et sociale dans l'Union Européenne en corrigeant les inégalités au sein des pays membres. Les investissements du FEDER se concentrent sur plusieurs domaines-clés prioritaires, notamment :

- la recherche et l'innovation;
- les technologies de l'information et de la communication (TIC)
- la compétitivité des petites et moyennes entreprises (PME) ;
- la transition vers une économie à faible émission de carbone.

Les projets de petites et de microcentrales hydroélectriques relèvent, dans la plupart des cas, du domaine de la transition vers une économie à faible émission de carbone.

Le Fonds social européen (FSE)<sup>6</sup> est le principal outil permettant de soutenir l'emploi en Europe, en aidant les personnes à trouver un meilleur travail et en assurant des opportunités de travail plus équitables à l'ensemble des citoyens de l'UE. Ce fond investit dans le capital humain de l'UE, ses travailleurs, ses jeunes et tous ceux qui sont à la recherche d'un emploi. Avec un financement de 10 milliards d'euros par an, le FSE

---

<sup>4</sup> [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/what/future/index\\_en.cfm](http://ec.europa.eu/regional_policy/what/future/index_en.cfm)

<sup>5</sup> [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/thefunds/regional/index\\_en.cfm](http://ec.europa.eu/regional_policy/thefunds/regional/index_en.cfm)

<sup>6</sup> <http://ec.europa.eu/esf/main.jsp?catId=35&langId=en>

améliore les perspectives d'emploi pour des millions d'européens et notamment ceux qui ont des difficultés à trouver un travail.

En date de la finalisation de cette publication, aucune information officielle et approuvée concernant les Fonds de cohésion pour une nouvelle période n'est disponible.

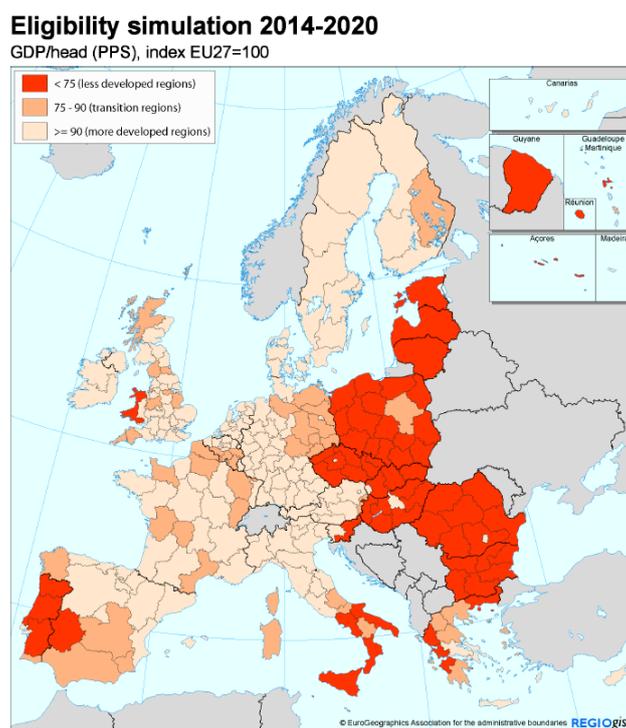
### 3.2.1 Comment fonctionnent les ESI dans la nouvelle période de programmation

Au niveau européen, les ESI sont gérés de façon centralisée par la Commission Européenne (DG Regio). La CE négocie et approuve le Cadre de référence stratégique national (CRSN) proposé par les pays membres ainsi que les ressources à attribuer.

Chaque pays membre prépare des Programmes opérationnels (PO) qui spécifient, dans le détail, les priorités et le budget pour lequel le SCF peut être utilisé. Chaque programme opérationnel est géré par une Autorité de gestion qui est toujours un organisme public.

Les Autorités de gestion, ainsi que les coordonnées de chaque pays éligible, sont consultables ici : [http://ec.europa.eu/regional\\_policy/manage/authority/authority\\_en.cfm](http://ec.europa.eu/regional_policy/manage/authority/authority_en.cfm)

Chaque pays européen peut bénéficier du FEDER et du FSE. Néanmoins, une distinction a été faite entre les régions moins développées, celles en voie de développement et les plus développées (voir Figure ci-après) afin d'assurer une concentration des fonds en fonction du niveau du produit interne brut (PIB) de chaque pays.



Simulation d'éligibilité 2014–2020 selon le PIB par habitant<sup>7</sup>

<sup>7</sup>[http://ec.europa.eu/regional\\_policy/sources/docoffic/official/regulation/pdf/2014/proposals/regulation2014\\_leaflet\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docoffic/official/regulation/pdf/2014/proposals/regulation2014_leaflet_en.pdf) (page 16)

### 3.2.2 Combinaison des ESI avec le programme de financement Horizon 2020

Pour la nouvelle période de programmation de l'EU allant de 2014 à 2020, il est possible d'associer le programme de financement Horizon 2020 et les fonds alloués à la politique de cohésion. Ces deux outils de financement partagent les mêmes objectifs pour favoriser la réussite de la stratégie « Europe 2020 ».

Les propositions réglementaires de la CE visent à encourager les liaisons et les efforts concertés entre les fonds alloués à la politique de cohésion et Horizon 2020 :

- Les deux actions partagent la même période de programmation sur sept ans afin de simplifier la synchronisation des financements et prévoient des améliorations en matière de planification pour favoriser les effets de synergie.
- Bien que ces deux actions aient des objectifs différents, elles visent toutes deux à servir la stratégie européenne 2020 pour une croissance intelligente, durable et inclusive.
- L'harmonisation des règles d'éligibilité des coûts entre les fonds Horizon 2020 et celles de la politique de cohésion (taux et montants forfaitaires, coûts unitaires possibles pour le financement des coûts directs et indirects sans fournir de justificatifs des dépenses, harmonisation des règles en matière de TVA) est une simplification majeure pour les bénéficiaires par rapport aux multiples règles en vigueur.
- La possibilité d'associer le fonds de la politique de cohésion et Horizon 2020 (et d'autres outils européens) dans un même projet pour diverses dépenses ouvre la voie à un financement combiné des projets individuels Horizon 2020 (Art. 55 (8) du Régl. génér.<sup>8</sup>).
- La possibilité d'investir dans d'autres régions de l'UE à partir d'un Programme opérationnel (PO) général, soit jusqu'à 10 % du budget d'un PO (pour le FEDER 3 %) si les dispositions bénéficient au territoire du PO ce qui peut être important pour des infrastructures de recherche transfrontalières (y compris la feuille de route ESFRI<sup>9</sup>) ou pour valoriser l'investissement dans les réseaux de chaîne de valeur et de regroupement (Art.60-2).
- Le développement des stratégies de recherche et innovations (RIS3) pour une spécialisation intelligente est une condition imposée pour l'approbation des éléments de recherche et d'innovation des contrats de partenariats et des programmes opérationnels. Tels sont les outils-clés pour maximiser également les synergies d'Horizon 2020.
- Afin d'optimiser la coopération territoriale, la part du budget allouée à la PC (3,1 % du FEDR total dont près de 6% pour la coopération interrégionale) qui permet d'établir des liens transnationaux entre les acteurs régionaux de l'innovation, reposant sur les mesures du 7<sup>ème</sup> PC (programme FP7) qui établit de nouvelles « régions de la connaissance » et le « potentiel de recherche des Régions de la

---

<sup>8</sup> COM(2011) 615 final

<sup>9</sup> Le Forum stratégique européen pour les infrastructures de recherche – feuille de route

Convergence » ou bien la coopération transnationale (Programmes d’initiative communautaire – PIC) ou le réseautage d’acheteurs ou d’agences d’innovations, mais permettant d’inclure les régions les moins développées de façon ciblée.

La coordination stratégique et opérationnelle du déploiement des synergies entre les fonds Horizon 2020 et la PC repose sur des réunions conjointes entre les autorités et les agences impliquées dans le déploiement des fonds de la PC et Horizon 2020 (y compris les Points de contact nationaux).

### **3.2.3 ESI et les projets de petite hydroélectricité**

Malgré les avantages évidents que présentent les énergies renouvelables pour les régions et les villes, seuls quelques rares projets de petite hydroélectricité et aux énergies renouvelables ont été financés par les Fonds structurels et de cohésion. En moyenne, durant la période de financement 2007-2013, les nouveaux pays membres ont consacré 2,4 % de leur budget SCF aux énergies renouvelables. Cette part représentant un montant absolu de 4,3 milliards d’euros.

Dans la période 2014-2020, la Politique de cohésion ira plus loin et une part minimum du budget FEDER de chaque pays devra être réinvestie de sorte à soutenir le passage à une économie à faible émission de carbone, y compris dans les domaines comme les énergies renouvelables, l’efficacité énergétique et les transports publics non polluants.

Une part minimum du budget FEDER de chaque pays devra être réinvestie de sorte à encourager le passage à une économie à faible émission de carbone.

- 20 % dans les régions les plus développées ;
- 15 % dans les régions en voie de développement ;
- 12 % dans les régions les moins développées ;

Ceci garantira un investissement minimum d’au moins 23 milliards d’euros pour la période 2014-2020 du FEDER tandis que d’autres investissements, à travers le Fonds de cohésion, permettront eux aussi d’encourager cette transition vers une économie sobre en carbone.

Concernant l’augmentation du recours aux énergies renouvelables, les investissements du FEDR et du Fonds de cohésion porteront sur :

- L’investissement dans la production et la distribution d’énergie issue des ressources renouvelables.
- Le soutien de projets servant à sensibiliser les publics aux énergies renouvelables et à augmenter la part des énergies renouvelables aussi bien dans le secteur public que privé.

Il est impossible de savoir quels budgets seront alloués aux projets de petite hydroélectricité, les états membres étant habilités à définir leurs propres priorités en matière de financement. Dans la plupart des cas, les états membres sont en train de

définir leurs priorités de financement. Dans tous les cas, les budgets alloués aux projets portant sur les énergies renouvelables devraient être bien plus élevée pour la période de financement 2014-2020.

### **3.2.4 Précédents projets de petite hydroélectricité soutenus par des fonds structurels**

Ci-après, quelques exemples réussis de projets de petite hydroélectricité cofinancés par le SCF<sup>10</sup>.

#### **a) Hongrie.**

Entre 2004-2006, le Ministère hongrois a approuvé un projet de microcentrale hydroélectrique cofinancé par le SCF :

- Projet : Microcentrale hydroélectrique sur le fleuve Raba.
- Bénéficiaire : Hydro Power Consulting Hungary Ltd.
- Lieu : Kenyeri (Vas, Hongrie de l'ouest).
- Participation de l'UE : env. 1,2 million d'euros.

#### **b) Slovaquie.**

Les microcentrales hydroélectriques sont une tradition ancienne en Slovaquie. En raison de la prédisposition géographique favorable, il existe des centaines de microcentrales de ce type en service. La plupart d'entre elles fonctionnent depuis plus de 60 ans maintenant. En 2005, le Ministère de l'économie slovaque a approuvé cinq projets de microcentrales hydroélectriques pour être financés par le SFC :

- Titre du projet : Small Hydro Power Plant Svrckova.
- Bénéficiaire : Anna Chorvátová ALFA, district de Zilina.
- Subvention accordée : 4,19 millions de SKK (1 EUR = 37,5 SKK)

### **3.2.5 Recommandations pour l'obtention de fonds ESI**

#### **a) Sources d'information.**

Obtenir et comprendre les modalités de demande de financement d'ESI ne devraient pas constituer un obstacle. Les ministères, autorités de gestion ou les réseaux existants peuvent renseigner sur les appels à projets en cours, les critères de financement, les formulaires et procédures ainsi que les dates butoir. Dans tous les pays de l'Union Européenne, il existe des sites qui détaillent les procédures de demande de financement au SCF. De nombreux événements d'information sont organisés. Il existe également des services d'information ou des bulletins d'associations spécialisées, ainsi que des sociétés de conseils, susceptibles de vous renseigner sur les Fonds structurels et Fonds de cohésion selon leurs compétences respectives.

---

<sup>10</sup> [http://www.inforse.org/europe/Structuralfunds/SF\\_Hydro.htm#sf\\_hungary\\_hydro](http://www.inforse.org/europe/Structuralfunds/SF_Hydro.htm#sf_hungary_hydro)

## **b) Documents nécessaires.**

En plus des formulaires à remplir et de la garantie de cofinancement, la plupart des projets liés à la construction requiert un audit durant le processus d'étude de la candidature. Parfois, il est nécessaire de déposer des plans d'investissement ou de développement et, en cas de projets municipaux, la décision officielle du conseil municipal. La plupart des projets requiert entre deux et quatre mois mais certaines phases de préparation du projet peuvent être beaucoup plus longues (par exemple lorsque les études de faisabilité sont demandées). En faisant appel à des sociétés de conseils, il est souvent possible d'accélérer cette phase moyennant un surcôt d'environ 10 000 euros. Surcôt qui n'est pas toujours éligible en tant que coût afférent au projet dans le budget prévisionnel.

## **c) Co-financement.**

Même dans les régions bénéficiant d'un taux de financement élevé, la nécessité du cofinancement peut constituer un obstacle majeur à certains porteurs de projets, comme des organisations à but non lucratif. Le co-financement étant un impératif du dossier de candidature, il est essentiel de réfléchir au financement du projet dès son origine. Comme solution possible, les organismes publics de certains pays membres apportent un soutien financier supplémentaire, au niveau municipal ou national, pour concrétiser les projets des institutions limitées en capital social ou ligne de crédit auprès des banques.

## **d) Qui peut vous aider ?**

Les Autorités de Gestion (AG) gèrent le SCF et peuvent vous renseigner plus amplement sur l'éligibilité de votre projet. Si vous avez besoin d'aide pour constituer votre dossier de candidature, il existe un grand nombre de conseillers privés et/ou publics qui proposent ces services.

Un aperçu des AG dans les 27 pays membres est consultable sur le site Internet de la Commission européenne :

[http://ec.europa.eu/regional\\_policy/manage/authority/authority\\_en.cfm](http://ec.europa.eu/regional_policy/manage/authority/authority_en.cfm)

## **3.3. Subventions et prêts régionaux**

Alors que la Directive cadre sur l'eau (DCE) européenne est obligatoire dans tous les pays membres de l'UE, les subventions et les prêts diffèrent d'un pays à l'autre. Pour les PME, les prêts régionaux peuvent, dans certains cas, appuyer la réalisation d'un projet puisqu'ils peuvent être accordés sans intérêt (selon les conditions). Les exemples qui suivent concernant les pays francophones dans les huit pays ciblés par le projet Restor Hydro présentent des pistes pour obtenir des aides financières sous forme de subventions et prêts régionaux (si disponibles) dans le cadre de projets de petite hydroélectricité.

### 3.4.Options de financement en Belgique

Cette section décrit brièvement les options de financement existant en Belgique. Étant donné la taille des centrales électriques à rénover/construire en Belgique, la plupart des projets d'énergie hydroélectriques sont réalisés par des particuliers ou des PME (coopératives comprises). Certaines municipalités (selon l'approche de la Convention des maires) commencent à montrer de l'intérêt vis-à-vis de la rénovation de sites existants sur leur territoire, en apportant leurs fonds propres ou en ayant recours aux programmes de développement rural soutenus par les régions.

Le financement provient essentiellement du secteur privé (fonds propres ou prêts commerciaux), de particuliers, ou d'argent public en cas de municipalité investissant dans la rénovation.

Les actions publiques de soutien à l'installation ou à la rénovation de centrales hydroélectriques comprennent l'aide à l'investissement des régions et la déduction d'impôts de l'État fédéral pour les investissements dans les installations à économie d'énergie (toutes deux pour les entreprises uniquement). Une aide, si le site revêt un caractère historique particulier, est également disponible : pour les bâtiments classés et en Wallonie pour la rénovation d'une roue à eau disposant d'un accès au public.

Une fois l'installation en fonction et produisant de l'électricité, une aide à la production d'énergie est disponible à travers le système des Certificats verts. En Flandre, l'hydroélectricité est éligible pour les certificats verts mais la procédure n'a pas été définie depuis les derniers changements que les autorités ont apportés au système. Pour l'instant, chaque projet doit faire l'objet d'une demande séparée pour accéder à ce système de soutien. Si l'installation n'est pas éligible pour les Certificats verts, le propriétaire peut déposer une demande auprès de la région Wallonie pour bénéficier d'une aide à l'investissement dédiée à l'amélioration environnementale<sup>11</sup>.

#### 3.4.1 Exemples de projets de coopératives EnR/micro centrales hydro-électriques en Belgique

La turbine Mill Van Doren à Rotselaar, bâtiment historique classé depuis 1983, produit de l'électricité depuis 1995 (75 kW de capacité installée pour une production annuelle de 500 MWh). Ce projet est la genèse d'Ecopower, actuellement une des plus importantes coopératives qui produit et distribue de l'électricité verte en Flandre à plus de 40 000 coopérateurs.

Ecopower possède également une centrale hydro-électrique plus petite, Bovenslagrad IJse à Overijse (12 kW de capacité installée pour une production annuelle de 10 MWh) et le moulin à eau de Schoonhoven à Aarschot (10 kW de capacité installée pour une production annuelle de 20 MWh).

---

<sup>11</sup> Plus d'infos : <http://www.agentschapondernemen.be/artikel/welke-investeringen-komen-aanmerking-incl-limitatieve-technologie%C3%ABnlijst>

La coopérative wallonne Energie 2030 a pris part, en 1999, aux côtés de la municipalité de Rochefort et de partenaires privés, à la fondation de la société Hydroval pour construire et exploiter une centrale hydro-électrique à Poix-Saint-Hubert (178 kW pour une production annuelle de 900 MWh).

Malgré le grand nombre de centrales hydro-électriques en activité en Belgique (116 au début de 2014), les coopératives de microcentrales hydro-électriques ne sont pas très répandues, peut-être car les sites restants à rénover (surtout des anciens moulins ou des sites industriels) appartiennent la plupart du temps à des particuliers.



PCH de Bovenslagrad IJse à Overijse, de 12 kW (Photo: Patrick Wheeler)



Moulin Van Doren, Rotselaar, de 75 kW (Photo: Dirk Vansintjan, Ecopower)

### 3.4.2 Fonds ESI pour les microcentrales hydro-électriques en Belgique

A notre connaissance, aucun projet de mini-centrale hydro-électrique n'a été financé par les Fonds structurels et de cohésion à ce jour en Belgique.

### 3.4.3 Subventions et prêts régionaux en Belgique

Les fonds d'investissement wallons (publics) comme la *Société Régionale d'Investissement de Wallonie* (ou SRIW) ou la SOCOFE, ou encore des groupes de municipalités dits intercommunales, participent aux projets comme ceux relatifs à l'énergie éolienne. Cependant, ce n'est pas le cas pour des projets de micros centrales hydro-électriques : les EnR montants en jeu ne sont pas élevés. Des financements regroupés (pooling) de plusieurs projets (jusqu'à 1 million d'euros) avec la participation de ces partenaires sur environ 10% du capital pourraient cependant être envisagés techniquement.

Lorsque les municipalités rurales sont impliquées dans les projets, celles-ci peuvent avoir accès aux programmes de développement des communes rurales financés par la Région Wallonne. Actuellement, quelques municipalités ont présenté leurs projets d'installation de micros centrales hydro-électriques comme Houyet, Marchin et Vielsalm. Le fonds peut financer entre 65% et 80% des coûts, le reste du capital pouvant être financé par des banques. Des tiers investisseurs (voir ci-dessous) ou même des coopératives peuvent se joindre aux municipalités et entrer dans le capital.

Dans le projet de Val-Notre-Dame en Wanze (55 kW de capacité installée pour une production annuelle de 150 MWh), un partenaire a bénéficié du soutien du Fonds Agricole Européen pour le Développement rural (à travers le programme LEADER) pour sécuriser l'installation et produire du matériel didactique.

Une déduction d'impôts en cas d'investissements dans des installations à économie d'énergie est accordée aux entreprises au niveau fédéral.

En Wallonie, une aide à l'investissement en faveur de l'environnement et du développement durable de l'énergie est accordée aux entreprises uniquement. Le niveau des aides aux investissements varie en fonction de la taille de l'entreprise, de son emplacement et de son objectif d'investissement. Il est de 20% pour les PME ; jusqu'à 100 kW, le plafond du montant de l'investissement considéré est de 9 000 euros/kW.

Une aide régionale wallonne pour la rénovation de roues disposant d'un accès au public est disponible (jusqu'à 7 500 euros du *Petit Patrimoine Populaire Wallon*) si le site présente une certaine valeur historique<sup>12</sup>.

En rénovant les bâtiments classés disposant d'un accès au public, il est possible de bénéficier d'une déduction d'impôts pouvant aller jusqu'à 36 600 euros (TTC, montant non couvert par les subventions)<sup>13</sup>.

En Flandre, plus de 200 des 320 moulins à eau restant sont classés au patrimoine. Résultat, jusqu'à 80 % du coût des travaux de rénovation sont financés par la Région flamande. Le reste de l'investissement doit être financé par le revenu issu de la vente de l'électricité produite, les certificats verts et les certificats de garantie d'origine.

---

<sup>12</sup> Plus d'infos : <http://dgo4.spw.wallonie.be/dgatlp/dgatlp/Pages/Patrimoine/Pages/Actualites/PPPW.asp>

<sup>13</sup> Plus d'infos :

<http://dgo4.spw.wallonie.be/dgatlp/dgatlp/Pages/Patrimoine/Pages/Directions/ProtectionDeductibilite.asp>

### 3.4.4 Prêts commerciaux et financement en Belgique

Le secteur privé offre des prêts étudiés sur mesure pour les systèmes d'énergie renouvelables, ayant des caractéristiques similaires avec un large éventail d'applications, tailles et technologies (économies d'énergie, isolation, énergie éolienne, chauffe-eau solaire, installations photovoltaïques, etc) à destination des ménages, industries ou PME. Les limites financières et les conditions varient en fonction du projet et du plan d'affaires spécifique (financement du projet).

Une banque privée en Belgique, nommée Triodos, est spécialisée dans les projets EnR. Au fil des années, Triodos a financé au moins cinq projets différents de micro-centrales hydro-électriques.

Récemment, un projet implanté à Virelles (7 kW, une installation pilote d'une nouvelle technologie en Wallonie) a été financé par une donation venant d'Electrabel, opérateur/fournisseur historique d'électricité.

Dans une certaine limite et particulièrement pour les coopératives, les fonds peuvent être obtenus à travers des agences Conseil en Économie sociale comme Crédal ou Syneco en Wallonie.

Le financement communautaire (crowdfunding) de projets créatifs et innovants (à travers des plates-formes comme KissKiss BankBank) est de plus en plus en vogue et ce mécanisme de financement sera testé dans le cadre du projet RESTOR Hydro.

### 3.5. Options de financement en France

La petite hydroélectricité (<12 MW) bénéficie de l'obligation d'achat qui peut être considérée comme une aide. La garantie d'origine et le certificat vert appartiennent à l'acheteur obligé (EDF OA dans la plupart des cas).

En 2014/2015, une réforme est en cours de préparation pour faire évoluer les mécanismes de soutien vers un système plus orienté vers le marché de l'électricité. Cette situation inquiète les professionnels car cela impacterait gravement le développement de nouvelles centrales qui ont besoin de visibilité et de garanties pour obtenir des financements.

En dehors de l'obligation d'achat, certains petits producteurs (autour de 450 MW) vendent leur production sur le marché de l'électricité. Dans ce cas, ils peuvent valoriser leur garantie d'origine.

Concernant les aides et subventions, il convient de distinguer la construction de nouvelles centrales et la rénovation de sites existants.

#### a) Construction de nouvelles petites centrales

Des aides publiques sont très rarement accordées dans ce cas de figure.

Le financement se fait en général par le recours à l'emprunt auprès des banques. Il existe plusieurs types de prêts mais la difficulté principale est de pouvoir fournir les garanties demandées par les banques.

Pour financer un projet neuf, il faut en général réunir les éléments suivants:

- 20 à 30 % de fond propres minimum,
- le nantissement du contrat d'obligation d'achat
- une trésorerie de 2 trimestres minimum
- un DSCR (Ratio de Couverture du Service de la Dette) de 1.10 / 1.25 environ
- un prêt bancaire sur 15 à 20 ans en moyenne, souvent divisé en plusieurs prêts dans plusieurs banques.

#### **b) Equipement de seuils existants et rénovation du parc existant**

La situation n'est pas homogène et le producteur doit s'adresser à différents guichets de financement :

- Les agences de l'eau proposent des subventions pour la mise en conformité environnementale des ouvrages, dans le cadre de la restauration de la continuité écologique (entre 30 et 60% des travaux).
- Certains Conseils Régionaux prévoient des enveloppes pour les énergies renouvelables.
- Les délégations régionales de l'ADEME peuvent également intervenir dans le financement. Par exemple en Bourgogne, la politique de l'ADEME est la suivante :
  - Etude de faisabilité : entre 50 et 70% du montant HT de l'étude (50% pour un groupe industriel et 70% pour une petite entreprise ou un particulier).
  - Investissement : entre 45% et 65% de l'assiette « hydroélectricité » éligible (coût centrale hydroélectrique - solution référence qui est de 1 000 € / kW) et de 20% pour la passe à poissons.

*L'ADEME pose les conditions suivantes :*

*Pour les études de faisabilité :*

*Une étude de faisabilité technique et économique selon le cahier des charges type (sur le site internet de la Direction régionale Bourgogne de l'Ademe : [www.bourgogne.ademe.fr](http://www.bourgogne.ademe.fr)) devra systématiquement être réalisée. Cette étude devra obligatoirement prendre en compte le financement et la réalisation des aménagements nécessaires pour que la gestion de l'ouvrage permette de garantir la continuité piscicole et sédimentaire du cours d'eau.*

*Pour les investissements :*

*Les installations devront être exemplaires du point de vue environnemental :*

- pas de création de tronçon court-circuité,
- équipement par turbine ichtyo-compatible ou autres dispositifs permettant de réduire les mortalités en dévalaison (grille, ...),
- équipement en dispositif de montaison (passes à poissons, rivière de contournement...) validé par l'ONEMA, sur demande de la DDT,
- existence de vannes manœuvrables ou tout autre système permettant d'assurer la transparence sédimentaire.

En cas d'aide sur une passe à poissons comprise dans le projet global, le versement du solde de la subvention sera suspendu à la réalisation effective de cette passe.

- La Banque publique d'investissement (BPI, qui a intégré OSEO) peut également intervenir dans le tour de table.

Ces financements varient néanmoins selon les régions.

### **c) Exemple réel d'un montage de dossier**

Les travaux d'installation du GAEC du Pré Couvent (21110 TART-L'ABBAYE) ont coûté 232 888€ :

- Le Conseil Général a apporté 20%, soit 46578 €
- Le Conseil Régional a apporté 40%, soit 93150 €
- Le producteur a autofinancé 931360 €

### **3.5.1. Exemples de projets coopérative EnR/micro hydro en France**

En France, il existe très peu de coopératives dédiées aux énergies renouvelables et les projets de coopératives de production d'hydroélectricité restent à développer. Il existe par contre, une coopérative qui achète et vend de l'énergie renouvelable. **Enercoop** est une société coopérative d'intérêt collectif (SCIC) qui fonctionne sur le modèle suivant :

- Un sociétariat diversifié réunissant des acteurs pouvant avoir des préoccupations différentes (producteurs, consommateurs, associations, collectivités locales et salariés de la SCIC), selon un fonctionnement démocratique et transparent, répondant à la règle "1 personne = 1 voix";
- Un réinvestissement minimum de plus de la moitié (57,5 %) des bénéfices dans l'objet de la société et sa consolidation, grâce à des sociétaires plaçant l'intérêt général au-dessus de l'intérêt particulier ;
- Le plafonnement des intérêts possibles décidés par l'assemblée générale, qui lui confère un caractère absolument non spéculatif, voire non lucratif.

Les intérêts d'une coopérative locale sont les suivants :

- Le statut de SCIC permet d'impliquer fortement les collectivités locales (et donc d'obtenir un meilleur levier politique vis-à-vis des élus locaux) à travers une participation au capital sur simple décision du conseil ;

- Une structure régionale permet aussi une plus grande proximité avec les consommateurs, les sociétaires, les partenaires... et s'inscrit vers une relocalisation de la gestion de l'énergie ;
- Enfin, les coopératives locales sont plus adaptées pour développer des projets de production et des services énergétiques qu'une structure nationale. Plus d'information sur : <http://www.enercoop.fr/>

Un autre vecteur d'information et de soutien aux porteurs de projets est le mouvement **Energie Partagée** qui soutient financièrement et fédère les projets citoyens visant à produire de l'énergie renouvelable: <http://www.energie-partagee.org/> .

### 3.5.2. Fonds ESI pour la petite hydro en France

Il arrive que la Banque Européenne d'Investissement (BEI) participe au financement par le biais d'accord avec le conseil régional mais ces accords sont rares.

#### a) Exemple d'accord entre une Région et la BEI

Certaines régions ont signé des accords avec la BEI.

Par exemple, en région Midi-Pyrénées, un dispositif unique en Europe de prêts bonifiés pour la production d'énergies renouvelables et la rénovation énergétique a été lancé. Ce sont 700 millions d'euros de prêts bonifiés consacrés aux énergies renouvelables qui ont été mis à disposition des entreprises, associations, collectivités ou encore exploitations agricole de Midi-Pyrénées.

Une enveloppe de 350 M€ est mobilisée par la BEI, abondée de 350 M€ par les banques régionales partenaires, le Crédit agricole, et la Banque populaire et Caisse d'épargne (Groupe BCPE).

#### b) Fond FEDER

En Corse du Sud, une petite entreprise a construit une mini-centrale hydroélectrique sur le fleuve du Taravo avec le soutien du FEDER. La centrale produit une énergie renouvelable propre et sûre. Elle constitue une réelle sécurité du réseau de transport électrique. Le projet comporte l'installation d'une passe à poissons et d'un passage pour les canoë-kayaks. La migration du poisson est donc grandement améliorée et les canoës peuvent traverser l'ouvrage sans danger. Coût du projet : 989 614 € dont 141 932 € de FEDER.

On peut noter que certains volets régionaux du fond FEDER 2014-2020 excluent le financement des projets d'énergie renouvelable qui bénéficient de l'obligation d'achat (exemple de l'Auvergne).

### 3.5.3. Subventions régionales en France

Il n'existe pas en France de politique régionale homogène et cohérente volontariste pour développer la petite hydroélectricité. Le producteur doit s'adresser à différents guichets de financement comme le conseil régional ou le FEDER (Interreg III).

#### a) Le moulin Mignot à SIROD

Situé sur l'Ain, cet ancien moulin à farine, arrêté en 1985, a subi de nombreux travaux de rénovation afin de le convertir en une centrale hydroélectrique.

L'investissement global de la rénovation est d'environ 200 000 €. Ce projet a été subventionné par l'ADEME et le Conseil général du Jura à hauteur de 35 000 €.

#### b) Centrale " Le Viaduc " à FONCINE le BAS

Il s'agit d'une ancienne usine électrique arrêtée depuis 1994 qui se situe sur la Saine. Cette installation a fait l'objet de travaux de rénovation. Le règlement d'eau correspondant a été renouvelé cette année-là pour une durée de 30 ans. Le barrage, d'une hauteur égale à la hauteur de chute, a été dégravé et les matériaux réutilisés pour la construction. La réhabilitation du site a également concerné la reconstruction du bâtiment et du canal de fuite. L'investissement global est de 300 000 €. Ce projet a été subventionné à hauteur de 56 000 €, dont 50 % par l'ADEME et 50 % par le Conseil général du Jura.

#### c) Installation d'une centrale hydroélectrique de 75 kW à GOMMEVILLE (21)

La commune de GOMMEVILLE a acheté le moulin VERNIQUET, situé sur la Seine, en vue de le réhabiliter et de produire de l'électricité. Une étude de faisabilité a été réalisée et financée par le PECB et a comparé différentes solutions techniques.

Le coût total du projet était de 502 896 €; l'assiette subventionnable était de 281 074€ et la subvention proposée par l'ADEME a été de 65 %. D'autres financements du Conseil général de Côte d'Or sont venus s'ajouter pour un montant de 59 030.81 €. L'autofinancement par le recours à l'emprunt a été de 331 435,73 €.

La production annuelle avoisinerait 340 000 kWh, correspondant à une substitution de 29,23 TEP et l'évitement d'émission de carbone à 40 800 kg de CO<sub>2</sub>. Le kWh produit sera acheté par EDF (très probablement) à hauteur de 10 c€.

La recette annuelle attendue est de 34 000 €.

### 3.5.4. Prêts commerciaux et financement en France

Les producteurs constatent une certaine frilosité des banques qui exigent des garanties démesurées pour financer des projets qui bénéficient de contrat garantis d'obligation d'achat sur 20 ans. Les garanties généralement demandées sont les suivantes:

- nantissement sur les titres ou parts de la société, sur le matériel, sur le contrat d'achat, délégation des indemnités d'assurance et éventuelles indemnités liées au

contrat de construction et / ou de maintenance, sur l'autorisation préfectorale, sur les factures à EDF OA,

- garanties de la maison mère, caution personnelle du porteur de projet,
- bail emphytéotique et son affectation hypothécaire,
- une caution d'un ou plusieurs bureaux d'études sur le chiffre d'affaire envisagé, sur l'achèvement des travaux dans les délais.

Conditions de financement pour un petit projet inférieur à 500k€ :

- des fonds propres minimum de 20 % (voir ci-dessus \*),
- un financement séparé pour le bâtiment et les travaux immobiliers surtout si l'exploitant n'est pas le propriétaire,
- la cession de la créance EDF en Dailly,
- la caution personnelle du Gérant,
- une garantie hypothécaire sur les terrains,

Conditions de financement pour un projet > 500k€ :

- des fonds propres au minimum de 15% du montant emprunté,
- le nantissement du contrat d'obligation d'achat ou la cession de la créance en Dailly,
- nantissement des parts sociales de la holding ou caution personnelle du gérant,
- une garantie hypothécaire partielle sur les terrains,
- séquestre d'un compte de réserve,
- commission de montage du dossier (~7k€ pour 1000k€ de prêt) payable cash,
- un TEG de 6 % alors que les taux immobilier classique sont à 3,5 %,
- audit d'un Conseil juridique,
- assurance Tout Risque chantier du maître d'ouvrage + maître d'œuvre,
- RC + assurance décennale,
- Contrat de maîtrise d'œuvre avec engagement sur budget + délai + production,
- Bail emphytéotique,
- Maintien d'un ratio DSCR supérieur à 105% pendant la durée du prêt.

Les conditions de financement se sont durcies depuis 2011. Le bouclage des financements est devenu difficile.

Le rôle de la BPI est perçu différemment selon qu'il s'agisse d'un petit investisseur isolé ou d'un industriel aguerri. Pour les industriels PME de taille critique, la BPI peut jouer un rôle moteur pour monter et animer les pools bancaires.



De plus en plus souvent, les banquiers exigent un cofinancement de la BPI pour accorder leur prêt. Les montages financiers deviennent alors plus complexes et génèrent un coût supplémentaire de syndication (pour organiser les crédits pris dans plusieurs banques) assez lourds pour des petits projets.

L'hydroélectricité n'est pas toujours perçue comme un axe prioritaire de

financement pour la BPI, dont certaines antennes considèrent comme une filière mature, peu innovante, peu génératrice d'emploi et suffisamment rémunératrice.

### **a) Remarque plus générale sur les difficultés de financement**

Le secteur requiert, du fait de son intensité capitalistique, des montants d'endettement lourds sur des durées longues, ce qui est mobilisateur de fonds propres pour les banques dans un contexte réglementaire défavorable (Bâle III). Cette situation est pénalisante pour les EnR en général et la petite hydroélectricité en particulier. Par ailleurs la technicité du secteur requiert des moyens importants et des compétences, mobilisés sur l'étude et le montage des dossiers. Par ailleurs les ENR génèrent des flux bancaires faibles par rapport aux montants prêtés.

Les services commerciaux habituels des banques privées sont organisés pour prêter des montants plus faibles, sur des durées plus courtes, dans le cadre de dossiers moins techniques et décidés rapidement, et pour récupérer in fine des flux bancaires plus élevés ! De fait les dossiers hydro ne leur apparaissent pas très attractifs même si les crédits sont bien rémunérés.

Il existe bien, au sein des grandes banques privées, des services organisés pour répondre à de telles demandes (technicité des dossiers, durées longues, peu de flux à récupérer derrière en rapport avec le montant des crédits) mais ces services spécialisés de financements structurés (ou « investment banking ») n'interviennent pas en-dessous de 15 ou 20 M€... et coûtent cher en termes de frais de dossier. Il y a donc un décalage entre la sophistication des dossiers bancaires à mettre en place et la taille des dossiers en petite hydro. La crise financière n'a fait que mettre en lumière cette situation.

La BPI peut remplir ce rôle, mais elle le fait plus volontiers pour des projets de taille moyenne. Elle semble moins performante et volontaire sur les plus petits projets.

L'hydroélectricité est une activité très capitalistique qui n'entre pas dans les canons de la finance actuelle qui exige un retour sur investissement dans les 3 à 5 ans.

### 3.6. Conclusions et recommandations pratiques pour les développeurs de projets

Pour réussir la mise en œuvre d'une coopérative de PCH, les informations suivantes peuvent être utiles :

- La reconnaissance légale est impérative pour le bon déroulement d'un projet de PCH. Ainsi, il est crucial d'obtenir, dès le début du projet, des informations détaillées sur le site et de la part des autorités concernées afin de prendre des décisions réalistes par la suite.
- Pour un investisseur potentiel, l'opportunité de prendre des parts dans un projet peut modifier sa perception de ce projet de manière positive. De la même manière, la participation de personnes disposant d'un savoir-faire intéressant dans le cadre du projet pourrait être obtenue plus facilement s'ils ont la possibilité de prendre des parts dans ce projet.
- Si l'investissement des associés est combiné avec d'autres sources de financements, il est très important de sécuriser ce cofinancement avant de vendre des parts du projet aux personnes intéressées. Voir chapitre 3.1.4 détaillant les informations habituellement requises par les banques. Pour tout financement supplémentaire, les porteurs de projet doivent rassembler les informations liées aux prêts spécifiques à leur pays. Voir chapitre 3.4 - 3.5
- D'autres sources de financement sont également possibles telles que des collectes de fonds. Celles-ci peuvent se décliner de manières diverses et variées, depuis le financement participatif (« crowdfunding ») jusqu'à l'intégration d'une activité commerciale sur le site, source de revenu.
- Au cours de la nouvelle période de financement de 2014 à 2020, la Banque Européenne d'Investissement (BEI) prévoit de distribuer un pourcentage minimum des fonds alloués à chaque Région (FEDER) avec des mesures pour soutenir le basculement vers une économie durable sobre en carbone : 20% dans les régions les plus développées, 15% dans les régions transitoires et 12% dans les régions les moins développées. Bien qu'il ne soit pas encore possible de connaître le pourcentage des budgets alloués aux projets de PCH, la part du budget alloué plus généralement aux énergies renouvelables devrait être considérablement plus élevée qu'au cours de la période de financement précédente.

# Chapitre 4

---

## 4. Remarques finales

---

Ce document vous a présenté des informations clés sur les procédures d'autorisation, les meilleures solutions techniques et l'accès au financement pour la rénovation de moulins à eau.

Afin de déterminer où sont situés les sites potentiels de petites centrales hydroélectriques à rénover, une carte de recherche en ligne, la *carte RESTOR Hydro*, référence 50 000 sites avec des informations sur leurs emplacements, les possibilités de restauration et leurs capacités de production. Huit pays, à savoir la France, la Belgique, l'Italie, la Lituanie, la Suède, la Pologne, la Grèce et la Slovénie, proposent des descriptions plus détaillées sur chaque site.

Ces informations détaillées sur les sites identifiés seront mis à la disposition des autorités régionales, les autorités de réaménagement, les coopératives, les municipalités, les promoteurs hydroélectriques locaux et les différents publics intéressés afin d'encourager le développement de projets de rénovations de petites centrales hydroélectriques.

Cette carte interactive est disponible sur le site: <http://www.restor-hydro.eu/en/tools/mills-map/>

Néanmoins, l'un des principaux obstacles au sein du projet RESTOR Hydro reste celui du financement. Compte tenu de leur petite taille, les sites de production d'hydroélectricité au fil de l'eau sont trop souvent considérés comme insuffisamment rentables pour être «bancable». La solution proposée par le projet est de rassembler plusieurs sites de petite hydroélectricité au sein d'une région et de financer les coûts par le biais d'une coopérative locale. Les citoyens locaux se verront offrir une part du projet en devenant copropriétaires de la coopérative.

En créant un modèle coopératif hydroélectrique, il est à espérer que les développeurs pourront :

- Améliorer l'acceptation sociale envers l'hydroélectricité grâce à la participation de la communauté locale.
- Accroître l'investissement local dans la production d'énergie renouvelable et offrir des possibilités de financement alternatives.
- Réduire les difficultés administratives liées aux autorisations, à la fiscalité et à l'exploitation en mutualisant les tâches liées aux généraux.
- Réduire les coûts d'investissement et de fonctionnement en maximisant l'effet de levier de négociation des petits opérateurs auprès des fournisseurs et les consommateurs.

Pour soutenir ces projets, d'autres publications et outils ont été développés, disponibles sur le site Web du projet :

<http://www.restor-hydro.eu/en/tools/community-finance-and-local-cooperatives/>

Sont disponibles :

- Un modèle économique complet et des outils de base,
- Un modèle de contrat-cadre, incluant un examen par un avocat de la France, la Belgique, l'Italie, la Lituanie, la Suède, la Pologne, la Grèce, la Slovénie et adapté pour les spécificités régionales et traduits dans les langues respectives,
- Un guide pour la création d'une coopérative pour PCH adapté aux spécificités régionales et traduit en huit langues (français, italien, lituanien, suédois, polonais grecs, flamands et slovène),
- Des ateliers organisés dans différents pays.

Pour plus d'informations sur les coopératives de petits hydroélectriques, consultez <http://www.restor-hydro.eu>