

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE EST POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI OUZOU
Faculté Génie de la Construction
Département Génie Civil**



**PROJET de fin d'étude
En vue d'obtention de diplôme de
MASTER en Hydraulique
Option: Ouvrage hydrauliques**

Thème

**Etude d'une mini station
hydroélectrique (énergie
renouvelable)**

**Etudié par: BELMAHDI Hayet
HOUARI Thanina**

Promoteur: Mr. KHATAOUI Mohammed

Promotion: 2019-2020

En premier lieu, nous remercions dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience afin de mener ce travail à terme.

Nous avons l'honneur et le plaisir de présenter notre profonde gratitude et nos sincères remerciements à Monsieur Khattouï Mohammed pour ses encouragements, remarques, conseils et suggestions nous ont énormément aidés durant la réalisation de ce projet, à notre promoteur Monsieur Bouziane Med Toufik pour son orientation et le temps qu'il nous accordé pour notre encadrement.

Nous remercions les membres de jury d'avoir accepté de juger notre travail.

À l'ensemble de l'ADE TiZi Ouzou et Sonelgaz.

À nos très chères amis Fayssal et Mélissa pour leurs aides et soutiens.

Enfin nous tenons à adressé nos vifs remerciements à toutes personnes ayant apporté un plus de près ou de loin à l'élaboration du présent travail.

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents
pour leurs soutiens, sacrifices et tous les efforts
consentis pour mon éducation et ma formation, je tiens
à leurs témoigner ma reconnaissance, mon amour et mon
affection.*

*Mes chères frères Nadjib, Asî et youva.
Ma chère sœur Ryma et son mari Arezki et les deux
petits Samy et Sara.
À mes amis sans exceptions.*

Tharina

*Je dédie ce modeste travail à Mes chers parents, qui
m'ont toujours soutenu dans les moments difficiles et
qui n'ont jamais cessé de faire des efforts pour me
mettre à l'aise et assuré ma réussite.*

Mes sœurs.

Mes frères.

À tous mes amis sans exceptions.

Hayet

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|-----------|
| Introduction généra..... | 1 |
| Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique | |
| I. 1. Introduction..... | 2 |
| I. 2. Filières des énergies renouvelables..... | 2 |
| I.2.1. Solaire thermique | 2 |
| I.2.1.1. Éléments techniques (Solaire thermique) | 3 |
| a) Logements collectifs..... | 3 |
| b) Piscines solaires | 3 |
| I.2.2. Solaire photovoltaïque | 4 |
| I. 2.2.1 Éléments techniques (Solaire photovoltaïque) | 5 |
| a) Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique (batteries d'accumulateurs électrochimiques) : | 5 |
| b) Les systèmes photovoltaïques à couplage direct sans batterie (fonctionnement « au fil du soleil ») : | 5 |
| c) Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau local par l'intermédiaire d'un onduleur, le réseau servant de « stockage » : | 6 |
| I. 2.2.2. Les différentes filières des panneaux photovoltaïques | 6 |
| a) Silicium monocristallin | 6 |
| b) Silicium poly cristallin | 7 |
| c) Silicium amorphe (a-si) | 7 |
| I. 2.2.3. Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque | 8 |
| I. 2.2.4. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque | 9 |
| I.2.3. Géothermie..... | 10 |
| I.2.4. Eolien | 11 |
| I.2.4.1. Les différents types d'éoliennes | 12 |
| a) Les éoliennes à axe horizontal | 12 |
| b) Les éoliennes à axe vertical..... | 13 |
| I.2.4.2. Éléments constitutifs d'une éolienne | 14 |
| I.2.4.3. Principe de fonctionnement d'une éolienne..... | 15 |
| I.2.5. Potentiel Hydraulique | 16 |
| a) Potentiel de la forêt..... | 16 |

| | |
|---|----|
| b) Potentiel national des déchets ménagers et assimilés..... | 16 |
| I. 3. Cadre juridique et mesures incitatives | 17 |
| I. 4. La Tarification de l'électricité | 18 |
| I. 4.1. Définition de la sonelgaz..... | 18 |
| I. 4.2. Les principes de la tarification de l'électricité | 18 |
| I.4.3. Présentation du système tarifaire de l'électricité | 19 |
| I. 4.3.1. Structure générale des tarifs | 19 |
| I.4.4. Les périodes tarifaires..... | 20 |
| I. 4.4.1. Postes horaires..... | 21 |
| I. 4.4.2. Courbe de charge quotidienne | 21 |
| I. 4.4.3. Périodes tarifaires | 21 |
| I. 4.4.4. Présentation des tarifs | 22 |
| I.4.5 Calcule des pertes à vide et en charge | 25 |
| I.4.6. Le polynôme tarifaire..... | 26 |
| I. 5. Conclusion | 27 |
| | |
| CHAPITRE II : Généralités sur les turbines | |
| I. 1. Introduction..... | 28 |
| II. 2. Turbines hydrauliques..... | 28 |
| I. 3.Historique de la turbine hydraulique | 29 |
| II.4.Choix du type de la turbine..... | 30 |
| II.4.1.Turbine à action | 30 |
| II.4.1.2.Turbine Pelton | 31 |
| II.4.1.3.Turbine Crossflow (Banki Mitchell)..... | 32 |
| II.4.2.Turbines à réaction | 33 |
| II.4.2.1. Turbine Francis | 34 |
| II.4.2.2. Turbines hélice et Kaplan..... | 35 |
| II.4.2.3.Pompe inversée | 36 |
| II.4.2.4.La turbine Banki | 37 |
| II.4.2.4.1. Historique..... | 37 |
| II.4.2.4.2.Définition..... | 37 |
| II.4.2.4.3. Description de la turbine | 38 |

| | |
|---|----|
| II.4.2.4.4.Principales difficultés envisagées | 39 |
| II. 5. paramètres communs des turbines | 39 |
| II.5.1. Puissance hydraulique d'une turbine | 40 |
| II.5.2. Puissance mécanique, vitesse de rotation spécifique d'une turbine | 40 |
| II.5.2.1 Puissance mécanique | 40 |
| II.5.2.2 Vitesse de rotation spécifique | 40 |
| II.5.2.3.Rendement | 40 |
| II.5.2.4. Courbes caractéristiques d'une turbine à vitesse constante..... | 40 |
| II.5.2.5 Courbes caractéristiques à vitesse variable..... | 41 |
| II.6.Classification des turbines – Vitesse spécifique | 42 |
| II.7. Résumé des principaux types de turbines et de leur domaine d'application..... | 43 |
| II.8. Conclusion..... | 44 |

CHAPITRE III : choix du système hydroélectrique et transition énergétique

| | |
|--|----|
| III.1 Centrales hydroélectriques | 53 |
| III.2 Les types de centrales hydroélectriques | 53 |
| III.2.1. Les centrales gravitaires | 53 |
| III.2.1.1. Les aménagements gravitaires..... | 53 |
| III.2.2. Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) | 54 |
| III.2.3. Les usines marémotrices | 55 |
| III.3 Classification des centrales hydroélectriques par hauteur de chute | 55 |
| III.4. Principe de fonctionnement | 56 |
| III.5.Les différentes composantes d'une minicentrale hydroélectrique..... | 57 |
| III.5.1.Les ouvrages de prise d'eau (digues, barrage) | 57 |
| III.5.2.Les ouvrage d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée).... | 57 |
| III.5.3.Les équipements de production (turbines, générateurs, système de régulation, transformateur)..... | 58 |
| III.5.4.Les ouvrages de restitution..... | 59 |
| III.6.Les implantations possibles sur les réseaux d'eau potable pour une micro-centrale.. | 59 |
| III.7.Les avantages et les inconvénients des centrales hydroélectriques | 60 |
| III.8.Identificationdesite | 60 |

| | |
|---|-----------|
| III.9. Etude du potentiel de la chaine AEP iferhounene | 61 |
| III.9.1.Description du site | 62 |
| III.9.1.1.Lapriused'eau | 62 |
| III.9.1.2.Laconduite | 62 |
| III.9.1.3. Réservoird'arrivée | 63 |
| III.9.1.4.La station de refoulement..... | 64 |
| III.10.Calcul de la conduite alimentant la turbine | 65 |
| III.11.Mesuredela hauteur de chute | 67 |
| III.11.1.La hauteur brute H_B..... | 67 |
| III.11.2.La hauteur nette H_N..... | 67 |
| III.12.Le choix de la turbine | 69 |
| III.13.Les dimensionnements du central hydroélectrique | 70 |
| III.13.1.La vitesse de rotation N..... | 70 |
| III.13.2.La puissance utile..... | 71 |
| III.13.3.La vitesse spécifique | 72 |
| III.13.4.Le diamètre de la roue..... | 73 |
| III.13.5.Le diamètre d'injecteur..... | 73 |
| III.13.6.Nombre et dimensions des augets..... | 73 |
| III.14.Calculer de la puissance absorbée par la turbine au point (la puissance hydraulique)..... | 73 |
| III.15.La puissance développée par la turbine (la puissance mécanique)..... | 74 |
| III.16.Calcul de la puissance électrique : | 74 |
| III.17.Calcul de la production annuelle de l'énergie électrique :..... | 76 |
| III.18.Calcul des puissances | 77 |
| III.18.1.La puissance active | 78 |
| III.18.3.La puissance apparente | 79 |
| III.18.4.Facteur de puissance..... | 79 |
| III.18.5.Inconvénients d'un mauvais $\cos\varphi$ | 80 |
| III.19.Etude économique du projet..... | 80 |
| III.20.Conclusion | 81 |
| Conclusion général | 82 |

Liste des abréviations

ENR : énergie renouvelable

CECSC : Le chauffe-eau solaire collectif

CESCI : Le chauffe-eau solaire collectif individualisé

UV : ultra violé

TTC : tous taxes comprises

PAC : pompe à chaleur

a-si : Silicium amorphe

CdTe : Tellure de Cadmium

CIS : Cuivre-Indium-Sélénium

Ga-As : Arséniure de Gallium

TEP : Tonnes Equivalent Pétrole

FNERC: Fond national pour la maîtrise de l'énergie et pour les énergies renouvelables et de la cogénération

PMD : La puissance Mise à Disposition

PMA : La Puissance Maximum Appelée

HTB : Haute Tension

HTA : Moyenne Tension

BTB : Basse tension

Hg : la hauteur d'élévation géométrique du liquide

mce : mètre colon d'eau

E : énergie électrique

tr/min : Tours /minute

CV : chevaux vapeur

Ns : Vitesse spécifique

nq : Vitesse spécifique

η :Rendement

Liste des abréviations

η_t : rendement de la turbine

η_g : rendement du générateur.

STEP : station de transfert d'énergie par pompage

AEP : alimentation en eau potable

DN : diamètre normalisée

ml: mètre linéaire

H_B : la hauteur brute

H_N : la hauteur nette H_N

ADE : Algériens des eaux.

P : puissance active

U : la tension de transformateur

IA : le courant électrique

$\cos \varphi$: facteur de puissance

Q : Puissance réactive

FP : Facteur de puissance

S : la puissance apparente

η : Le rendement global

V_t : vanne turbine

E : ligne d'énergie (de charge)

E_p : ligne de pression,

Tu : turbine,

Ge : générateur.

Q: Débit

Q_V : Débit à vide

Q_{max} : Débit maximum

Q^{\wedge} : Débit à rendement maximum

HU : Chute à rendement maximum

P_{mec} : Puissance à l'arbre de la turbine

A: Position fixe de l'organe de réglage du débit

Liste des tableaux

| | |
|--|----|
| Tab I.1 : Les différentes filières des panneaux photovoltaïque..... | 8 |
| Tab I.2 : La correspondance de source utilisée avec types de géothermie En fonction de la température | 10 |
| Tab I.3 : Valeurs normalisées de la PMD (en KW) | 20 |
| Tab I.4 : périodes tarifaires..... | 22 |
| Tab I.5 : Domaine de tension et Tarifs..... | 22 |
| Tab I.6 : Descriptions des tarifs..... | 23 |
| Tab I.7 : Présentation des tarifs et leur prix | 24 |
| Tab I.8 : les puissances en fonction de type de pertes | 25 |
| Tab III.1 : les dimensions de la conduite alimentant la turbine | 56 |
| Tab III.2 : le dimensionnement de la tuyère | 58 |
| Tab III.3 : les domaines d'utilisation des différents types de turbines | 61 |
| Tab III.3 : les domaines d'utilisation des différents types de turbine..... | 69 |

LISTE DES FIGURES

| | |
|--|----|
| Figure I.1: Les types d'installations de chauffe-eau solaire..... | 3 |
| Figure I.2: Schéma piscine moquette solaire | 4 |
| Figure I.3: Conversion de l'énergie solaire en énergie électrique..... | 5 |
| Figure I.4: Principe de la convention photovoltaïque | 9 |
| Figure I.5: Atlas des ressources géothermiques de l'Algérie(CDER) | 11 |
| Figure I.6: Atlas des vents de l'Algérie | 12 |
| Figure I.7: Les éoliennes à axe horizontal..... | 13 |
| Figure I.8: Les éoliennes à axe vertical..... | 13 |
| Figure I.9 : Différents éléments constituant une éolienne..... | 15 |
| Figure I.10: Conversion de l'énergie cinétique du vent | 16 |
| Figure II.I: Technique de production d'électricité en Algérie | 28 |
| Figure II.2 : Centrale hydroélectrique avec une turbine à réaction..... | 29 |
| Figure II.3: Rendement relatifs des turbines hydrauliques pour débits variables | 29 |
| Figure II.4: Roue d'une turbine Pelton | 30 |
| Figure II.5 : Turbine Pelton | 31 |
| Figure II.6: Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux ... | 32 |
| Figure II.7: Turbine Crossflow | 33 |
| Figure II.8 : Turbine Francis | 34 |
| Figure II.9: Composants principaux d'une turbine Francis | 35 |
| Figure II.10 : Turbine Kaplan | 36 |
| Figure II.11: Vue éclatée d'une turbine Banki (Ossberger)..... | 38 |
| Figure II.12: Paramètres pour le calcul de la puissance hydraulique d'une turbine | 39 |
| Figure II.13: Courbes caractéristiques d'une turbine à vitesse de rotation et ouverture constantes | 41 |
| Figure II.17: Courbes caractéristiques d'une turbine sous chute constante, ouverture géométrique constante et vitesse de rotation variable | 42 |

| | |
|--|-----------|
| Figure II.18: Turbines à action | 43 |
| Figure II.19: Turbines à réaction | 44 |
| Figure III.1: centrale hydroélectrique gravitaire..... | 45 |
| Figure III.2: centrale hydroélectrique STEP | 46 |
| Figure III.3: Schéma du système proposé..... | 48 |
| Figure III.4: un transformateur triphasé..... | 50 |
| Figure III.5 :schéma AEP de la zone Iferhounene | 52 |
| Figure III.6 :La source El Ainseur Amokrane | 53 |
| Figure III.7 : Les conduites utilisées..... | 54 |
| Figure III.8: Réservoir d'arrivée et station de refoulement..... | 54 |
| Figure III.9 : L'arrivée de l'eau au réservoir de soumeur | 55 |
| Figure III.10 : Aqueduc circulaire..... | 55 |
| Figure III.11 : diagramme de choix des turbines | 59 |
| Figure III.12: Rendement des différents types de turbine..... | 61 |
| Figure III.13 : Courbe du rendement du groupe turbine-générateur..... | 64 |
| Figure III.14 :Triangle des puissances | 66 |

Résumé

Avec le développement de la technologie et la population, la demande en électricité devient forte jour par jour et pour satisfaire leurs besoin, l'homme c'est dirigé vers les énergies renouvelables, tels que le solaire thermique, photovoltaïque, éolienne, biomasse et hydroélectricité.

Dans ce cadre, que notre présent mémoire étudie une station hydroélectrique implanté sur un réseau d'eau potable en Algérie, plus particulièrement dans la grande Kabylie, du fait qu'elle est une région pleine de montagnes et de dénivelés.

Notre étude a pour but de créé une énergie électrique pour faire fonctionner la station de pompage et ainsi bénéficier à l'ADE et réduire sa facture.

Summary

With the development of technology and population, the demand for electricity becomes strong day by day and to satisfy their needs, humans it is directed towards renewable energies, such as solar thermal, photovoltaic, wind, biomass and hydropower.

In this context, that our present brief studies a hydroelectric station located on a drinking water network in Algeria, especially in Greater Kabylia, because it is a region full of mountains and gradients.

Our study aims to create an electrical energy to operate the pumping station and thus benefit the ADE and reduce its bill.

Introduction général

Aujourd'hui plus de 85% de l'énergie produite est obtenue à partir des matières fossiles telles que le pétrole, le charbon, le gaz naturel ou l'énergie nucléaire.

Cependant ces formes de production engendrent une forte pollution environnementale par rejet des gaz à effet de serre qui provoque un changement climatique irréversible ou dans le cas du nucléaire une pollution par radiations de longue durée qui pose le problème du stockage des déchets radioactifs non résolus jusqu'à nos jours.

Face à ces problèmes, et pour minimiser l'émission du CO₂ par les centrales thermiques, plusieurs pays se sont tournés vers de nouvelles formes d'énergie classique, tel que l'hydroélectricité.

L'hydroélectricité est la première énergie renouvelable et la troisième source de production d'électricité mondiale.

Elle a fourni plus de 16% de l'électricité mondiale en 2017.

Elle représente aussi, grâce à ses capacités de stockage de l'eau dans les réservoirs, une très importante contribution à la sécurité d'approvisionnement, et à la sûreté du système électrique vis-à-vis des aléas d'indisponibilités d'ouvrages, de pics de consommation imprévus, ou de défaillance des énergies renouvelables pérennes.

C'est dans ce cadre que notre présent mémoire décrit une étude sur la possibilité d'implantation d'une mini centrales hydroélectriques sur un réseaux d'eau potable en Algérie plus particulièrement dans la grande Kabylie du fait qu'elle est une région pleine de montagnes et de dénivelés.

Notre projet se compose principalement de trois chapitres :

Le premier chapitre sera consacré à la définition des énergies renouvelables l'énergie solaire thermique et photovoltaïque, la géothermie et l'énergie éolienne, potentiel hydraulique et la biomasse et de la tarification d'électricité en Algérie.

Le second chapitre présente les généralités et présentation des différentes turbines existantes sur le marché et leurs caractéristiques.

Dans le dernier chapitre l'étude sera basée sur le réseau d'eau potable de la wilaya de Tizi Ouzou où on a choisi le site gravitaire pour faire l'étude du potentiel énergétique qui va nous permettre d'implanter une mini centralhydroélectrique. On va étudier celui d'Ifferhounene à cause de sa configuration géographique qui permet d'avoir un potentiel important dont la hauteur de chute qui est importante et un débit considérable. Ce chapitre se termine par une petite étude économique sur ce type de projet.

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

I.1. Introduction

En Algérie la consommation de l'énergie électrique connaît une augmentation significative avec l'évolution de la population et de niveau de vie.

En Algérie la production de l'électricité vient principalement du gaz naturel , quoi que notre pays dispose d'une source d'énergie inépuisable à savoir l'énergie solaire qui reste non exploité ou sous exploité , et notre source d'énergie qui peut être à côté de l'énergie solaire une alternative c'est l'énergie hydraulique, surtout lorsqu'on sait l'Algérie dispose d'un nombre non négligeable de transfert d'eau d'une région a une autre ou en consomme énormément d'énergie pour le pompage, ajouté à ceci en dispose de pas mal de barrage capable de produire de l'électricité, et là on peut citer deux le barrage d'IghilEmda à Kherrata (Béjaïa) et le Barrage Erraguen à Jijel.

L'Algérie s'est engagée sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile à travers le lancement d'un programme ambitieux pour le développement des énergies renouvelables qui a été adopté par le Gouvernement en février 2011 et révisée en mai 2015 et placé au rang de priorité nationale en février 2016 lors du Conseil du Restreint Gouvernement.

L'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable. Le programme des énergies renouvelables dans sa version actualisée, consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de l'ordre de 22 000 MW à l'horizon 2030 pour le marché national, avec le maintien de l'option de l'exportation comme objectif stratégique, si les conditions du marché le permettent.

I.2. Filières des énergies renouvelables

Avec un faible impact environnemental, une vitesse de renouvellement de la ressource qui ne compromet pas leur disparition, les énergies renouvelables (ENR) sont aujourd'hui en mesure de répondre aux besoins de diversification énergétique, de réduction de la dépendance aux énergies fossiles, et à la nécessité de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Si on ne peut pas les utiliser partout et dans n'importe quelles conditions, leur potentiel de développement est néanmoins significatif. Entre l'état actuel de la production énergétique assurée par les ENR, et les objectifs fixés, il y a un fossé qui ne pourra être comblé qu'à condition de bien identifier les modalités optimales de leur développement. Ce dossier vise à donner quelques clés aux maîtres d'ouvrage, pour identifier l'intérêt de projets intégrant des ENR.

I.2.1.Solaire thermique

Produire de l'eau chaude grâce au soleil est un principe simple dont la technique est aujourd'hui fiable et éprouvée.

Ce type de système est particulièrement adapté aux bâtiments de logements collectifs, piscines municipales, établissements de santé, hôtels et certaines entreprises selon leur secteur d'activité (restauration collective, blanchisserie, processus industriel...). Il est en revanche moins pertinent,

voire pas du tout, pour des immeubles de bureaux, des locaux occupés irrégulièrement (résidence de vacances) ou vides pendant l'été (écoles, collèges, lycées, gymnases).

I.2.1.1. Éléments techniques (Solaire thermique)

a) Logements collectifs

Une installation solaire thermique en logement collectif nécessite de prévoir 1 à 1,5 m² de capteur par logement et un volume de stockage de 50 à 60 litres par m² de capteur.

Il existe principalement deux types d'installations : le chauffe-eau solaire collectif (CESC) et le chauffe-eau solaire collectif individualisé (CESCI). Couramment utilisé, le CESC, avec un stockage solaire et un système d'appoint collectifs, est une solution adaptée aussi bien pour le neuf qu'en rénovation, si une installation d'eau chaude collective existe déjà. Dans le cas du CESCI, chaque logement possède un chauffe-eau solaire raccordé à un capteur solaire collectif mutualisé. Les avantages de ce système sont notamment : individualisation des charges (ce qui peut inciter à un comportement plus économe) et limitation des pertes de distribution. En revanche son coût est plus élevé et sa mise en œuvre plus complexe que celle du CESC.

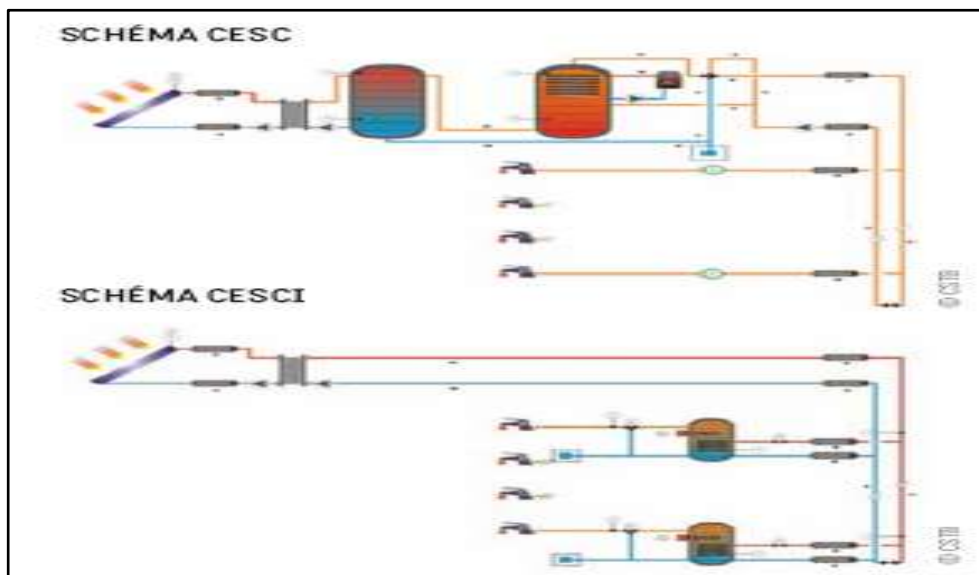


Figure I.1: Les types d'installations de chauffe-eau solaire [1]

b) Piscines solaires

Avoir recourt à l'énergie solaire pour chauffer l'eau des piscines est aujourd'hui une technique répandue. Deux types de capteurs sont principalement utilisés : la moquette solaire et les capteurs plans vitrés.

Utilisés pour les piscines de plein air chauffées uniquement l'été, les capteurs souples, appelés aussi capteurs « moquette », sont constitués d'une nappe de tuyaux noirs en matière synthétique

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

(souple ou rigide, résistante aux UV) dans laquelle circule l'eau de la piscine. Implantés en toiture ou au sol, les capteurs doivent être vidangés en hiver pour éviter un givrage de l'installation.

Il est nécessaire de compter environ 2/3 de la surface du bassin en surface de moquette solaire. Le coût de cette installation varie de 100 à 200 € TTC (tous taxes comprises) par m² de moquette solaire.

Les capteurs moquettes peuvent également servir de source froide à une PAC (pompe à chaleur) eau/eau dans le cas d'un couplage des deux systèmes (utilisation annuelle dans ce cas).

Plus adaptés aux piscines couvertes, les capteurs plans vitrés possèdent des rendements plus élevés que précédemment, mais nécessitent une mise en œuvre plus complexe. L'effet de serre produit grâce au simple ou double vitrage, permet de chauffer l'eau, même en cas de température extérieure faible. Il permet aussi d'associer une production d'eau chaude sanitaire. Une énergie d'appoint et un stockage par ballon hydraulique sont nécessaires pour pallier l'insuffisance ponctuelle de l'énergie solaire. Ce système comporte deux circuits hydrauliques séparés par un ou plusieurs échangeurs thermiques : le circuit des capteurs (primaire) et le circuit de la piscine et de l'Eau Chaude Sanitaire (secondaire). Le coût d'une telle installation varie entre 900 à 1200 € TTC par m² de capteur vitré.

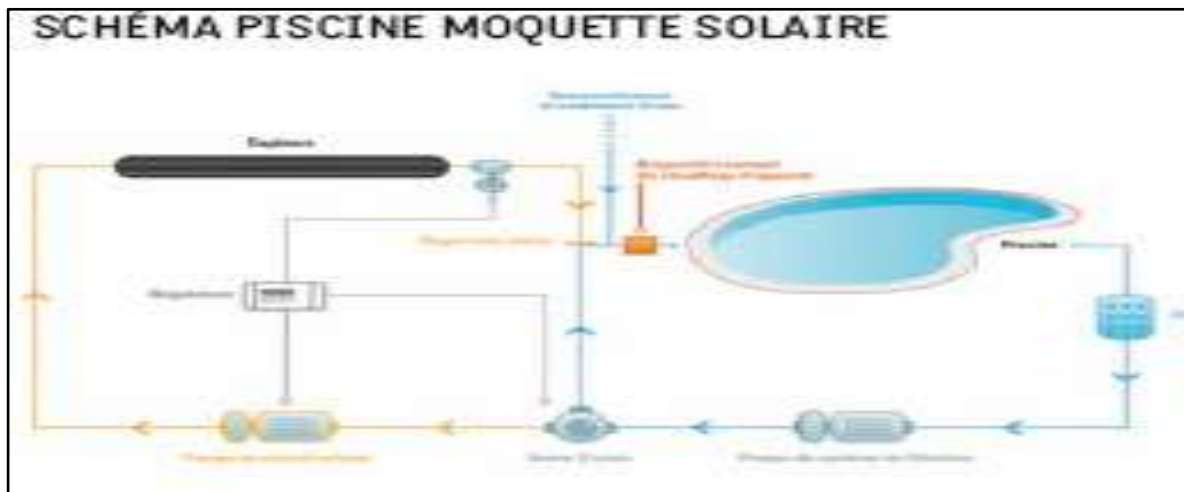
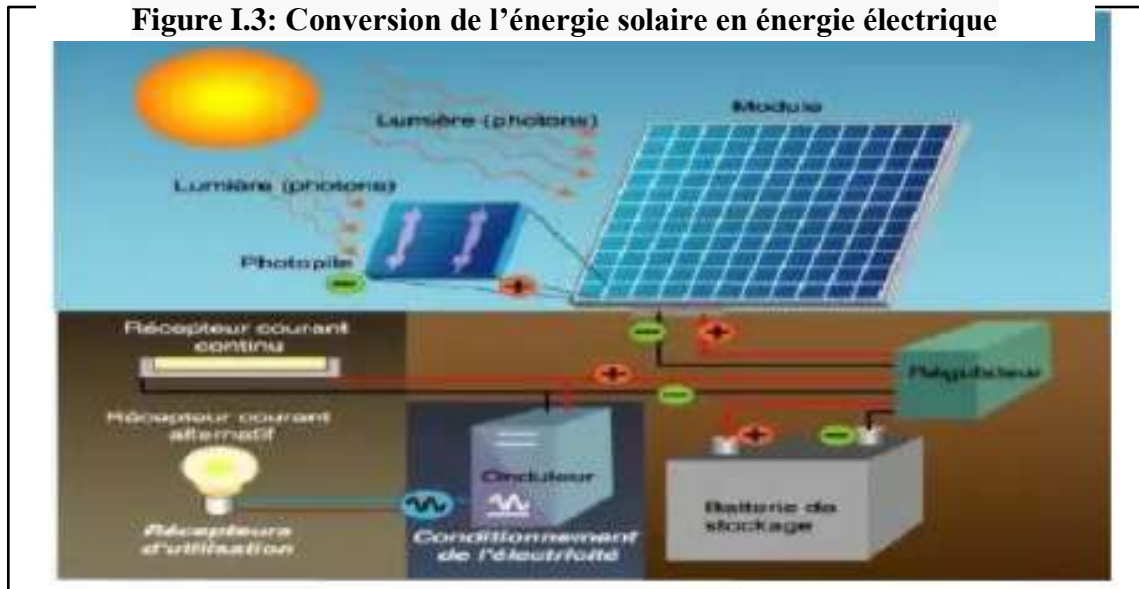


Figure I.2: Schéma piscine moquette solaire [2]

I.2.2.Solaire photovoltaïque

Le rayonnement solaire qui parvient sur Terre chaque année, représente plus de 10 000 fois la consommation mondiale d'énergie. La question se pose alors de savoir comment récupérer et valoriser cette énergie.

Figure I.3: Conversion de l'énergie solaire en énergie électrique



Ce phénomène traduit la capacité de certains matériaux à convertir directement le rayonnement solaire en électricité. C'est notamment le cas du silicium, majoritairement utilisé aujourd'hui dans la fabrication des panneaux solaires photovoltaïques.

Depuis longtemps utilisés pour des applications spécifiques où seul le rayonnement solaire pouvait procurer de l'énergie (satellites, sites isolés,), les panneaux solaires photovoltaïques couvrent aujourd'hui de plus en plus de surface sur notre territoire et participent ainsi à augmenter la part d'électricité renouvelable dans le mix énergétique national. [3]

I.2.2.1.Éléments techniques (Solaire photovoltaïque)

Différentes installations sont envisageables pour la production d'électricité photovoltaïque. Ainsi, il existe :

a) Les systèmes photovoltaïques avec stockage électrique (batteries d'accumulateurs électrochimiques) :

L'énergie stockée permet ensuite d'alimenter des équipements soit directement en courant continu, soit en courant alternatif par l'intermédiaire d'un onduleur.

- Mise en œuvre : tout bâtiment non connectable au réseau (refuges, ...),
- Avantage majeur : autonomie énergétique,
- Inconvénients majeurs : coût d'installation élevé et gestion des batteries.

b) Les systèmes photovoltaïques à couplage direct sans batterie (fonctionnement « au fil du soleil ») :

Dans ce cas, les équipements consommateurs d'électricité sont branchés directement sur le générateur solaire, ou éventuellement, par l'intermédiaire d'un convertisseur continu-continu.

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

- Exemple : pompage d'eau avec stockage dans un réservoir, réfrigération en stockant de la glace ou encore en stockant de l'hydrogène avec l'électrolyse de l'eau,
- Avantage majeur : optimisation idéale entre l'utilisation et la ressource solaire,
- Inconvénient majeur : difficile adéquation entre production et consommation ; rentabilité incertaine.

c) Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau local par l'intermédiaire d'un onduleur, le réseau servant de « stockage » :

Ces systèmes photovoltaïques permettent au propriétaire d'un bâtiment (ou à un opérateur spécialisé) déjà raccordé au réseau électrique de devenir producteur d'électricité sur le réseau. Les modules photovoltaïques produisent du courant continu, qui est transformé en courant alternatif par des onduleurs puis injecté dans le réseau de distribution public (éventuellement utilisé sur place).

Dans ce cas, un compteur électrique mesure alors l'énergie fournie au réseau. Par contrat (d'une durée de 20 ans), l'utilisateur vend le courant produit à un prix convenu, tout en continuant à être facturé normalement pour sa consommation. Le prix d'achat de l'électricité photovoltaïque est variable en fonction du type d'intégration des capteurs photovoltaïques et du bâtiment concerné.

- Avantage majeur : contribution à la production décentralisée d'électricité (suppression des pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité) ; en cas de revente, rentabilité intéressante,
- Inconvénient majeur : proximité d'un raccordement au réseau nécessaire. [4]

I.2.2.2. Les différentes filières des panneaux photovoltaïques

a) Silicium monocristallin

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grande dimension. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules. Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Ce type de panneaux solaires photovoltaïques possède un très bon rendement. Son coût est relativement élevé.

- **Avantage**

Rendement de production élevé.

- **Inconvénient**

Fabrication plus délicate et donc plus coûteuse.

b) Silicium poly cristallin

Pendant le refroidissement du silicium, il se forme plusieurs cristaux. Ce genre de cellule est également bleu, mais pas uniforme, on distingue des motifs créés par les différents cristaux. Ce type de panneaux solaires photovoltaïques bénéficie d'un bon rendement. Le prix de ce type de panneaux solaires est moins élevé que le monocristallin, il représente donc à ce jours le meilleur rapport qualité/ prix.

- **Avantage**

Meilleur compromis production/investissement

c) Silicium amorphe (a-si)

Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi conduction. Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours.

Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière.

- **Avantage**

- a) Intégration sur modules souples
- b) Valorise mieux les éclairagements faibles ou diffus
- c) Pas de perte de rendement sous haute température

- **Inconvénients**

- a) Rendement faible
- b) Matières premières limitées et en concurrence avec d'autres usages
- c) Toxicité des matériaux
- d) Recyclage plus complexe

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

| Technologie | Couches minces | | Silicium multicristallin | Silicium monocristallin |
|----------------|--|--------------------|--|---|
| | Silicium amorphe | CdTe / CIS / Ga-As | | |
| Part de marché | 5% | 5% | 45% | 40% |
| Rendement | 6% | 6-10% | 12-15% | 15-18% |
| Usages | <ul style="list-style-type: none"> ● Petites puissances pour objets portables (montre,) ● En complément des bâches de couvertures d'étanchéité ● Surfaces disponibles importantes | | <ul style="list-style-type: none"> ● Centrales photovoltaïques de faible puissance (maison individuelle, ...) | <ul style="list-style-type: none"> ● Optimisation de la production sur surface réduite |

Tableau I.1: Les différentes filières des panneaux photovoltaïques [4]

CdTe : Tellure de Cadmium / CIS : Cuivre-Indium-Sélénium / Ga-As : Arséniure de Gallium

I.2.2.3.Principe de fonctionnement d'une cellule solaire photovoltaïque

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement.

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule [5](Voir figure I.4)

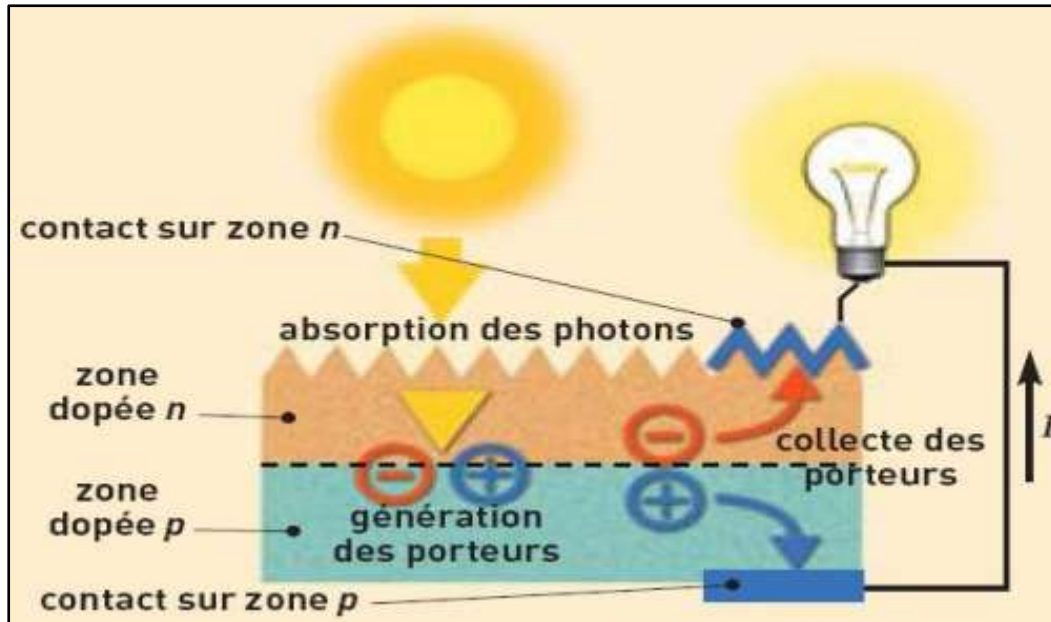


Figure I.4: Principe de la convention photovoltaïque [5]

I.2.2.4. Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

Les avantages de l'énergie photovoltaïque les plus importants sont :

Avantages

- Energie indépendante, le combustible (le rayonnement solaire) est renouvelable et gratuit.
- L'énergie photovoltaïque est une énergie propre et non-polluante qui ne dégage pas de gaz à effet de serre et ne génère pas de déchets.
- Génère l'énergie requise.
- Réduit la vulnérabilité aux pannes d'électricité.
- L'extension des systèmes est facile, la taille d'une installation peut aussi être augmentée par la suite pour suivre les besoins de la charge.
- La revente du surplus de production permet d'amortir les investissements voir de générer des revenus.
- Entretien minimal.
- Aucun bruit.

Inconvénients

- La fabrication des panneaux photovoltaïques relève de la haute technologie demandant énormément de recherche et développement et donc des investissements coûteux.
- Nécessite un système d'appoint (batteries) pour les installations domestiques.
- Le coût d'investissement sur une installation photovoltaïque est cher. [5]

I .2.3.Géothermie

Le terme géothermie regroupe l'ensemble des techniques ayant recours à la chaleur de la terre pour produire de l'énergie (chaleur ou électricité).

Cette chaleur peut être issue de la radioactivité naturelle des roches profondes, remontant à la surface pour réchauffer des nappes phréatiques souterraines. La chaleur de l'eau est ensuite prélevée par pompage dans ces nappes, ou tout simplement sur des sources chaudes en surface.

Cette chaleur peut aussi provenir du soleil, par le biais des calories emmagasinées en surface, dans les premiers mètres du sol, ou indirectement par le biais de nappes phréatiques alimentées par les eaux de pluie.

En fonction de la température de la source utilisée, on distingue plusieurs types de géothermie, présentés dans le tableau suivant :

| Type de géothermie | Caractéristiques du « réservoir » | Utilisations |
|--|--|--|
| Très basse énergie (Géothermie superficielle) | Nappe à moins de 100 m Température < à 30°C | Chauffage et rafraîchissement de locaux, avec pompe à chaleur |
| Basse énergie | 30°C < Température < 150°C | Chauffage urbain, utilisations industrielles, thermalisme, balnéothérapie |
| Moyenne et Haute énergie | 180°C < Température < 350°C | Production d'électricité |
| Géothermie profonde | Roches chaudes sèches à plus de 3 000 m de profondeur | Au stade de la recherche, pour l'électricité ou le chauffage |

TableauI.2: La correspondance de source utilisée avec types de géothermie en fonction de la température [6]

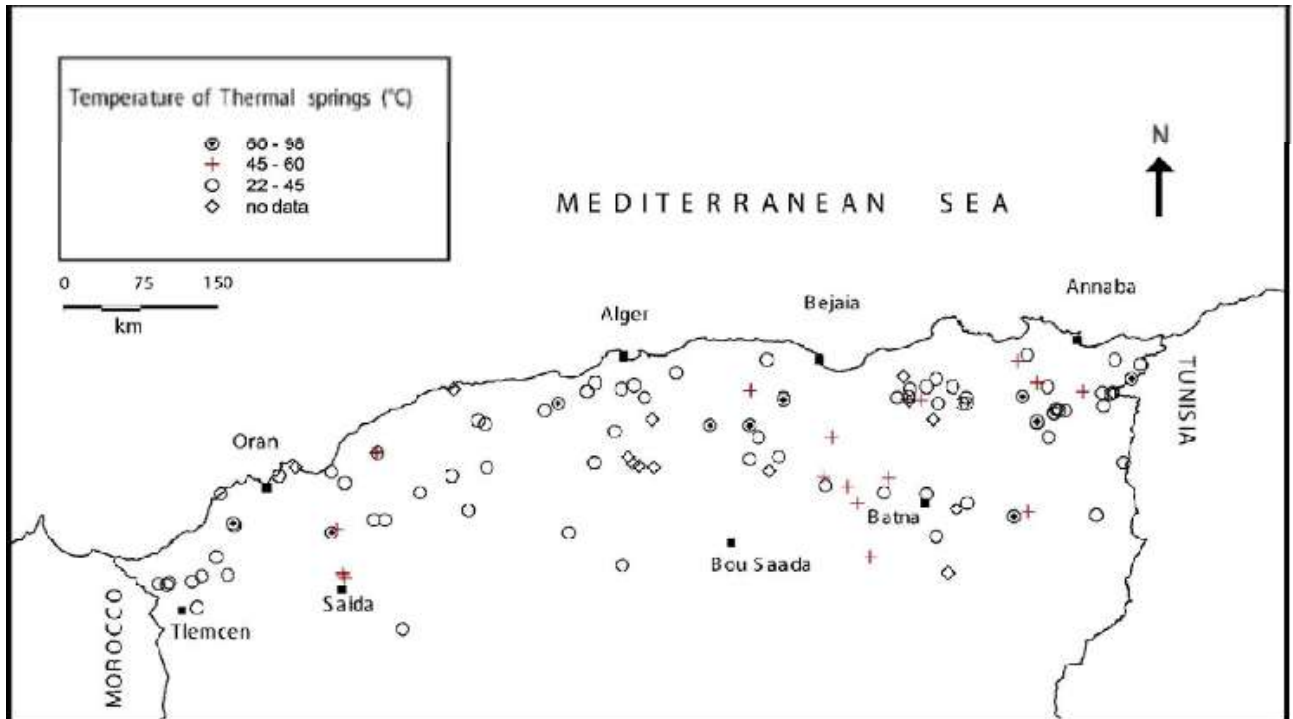


Figure I.5: Atlas des ressources géothermiques de l'Algérie(CDER)

I.2.4. Eolien

La ressource éolienne en Algérie varie beaucoup d'un endroit à un autre. Ceci est principalement dû à une topographie et un climat très diversifié. En effet, notre vaste pays, se subdivise en deux grandes zones géographiques distinctes. Le Nord méditerranéen est caractérisé par un littoral de 1200 Km et un relief montagneux, représenté par les deux chaînes de l'Atlas tellien et l'Atlas saharien. Entre elles, s'intercalent des plaines et les hauts plateaux de climat continental. Le Sud, quant à lui, se caractérise par un climat saharien.

La carte représentée ci-dessous montre que le Sud est caractérisé par des vitesses plus élevées que le Nord, plus particulièrement dans le Sud-Est, avec des vitesses supérieures à 7m/s et qui dépassent la valeur de 8 m/s dans la région de Tamanrasset (In Amguel).

Concernant le Nord, on remarque globalement que la vitesse moyenne est peu élevée. On note cependant, l'existence de microclimats sur les sites côtiers d'Oran, Bejaïa et Annaba, sur les hauts plateaux de Tébessa, Biskra, M'sila et El-Bayad (6 à 7 m/s), et le Grand Sud (>8m/s). (CDER)

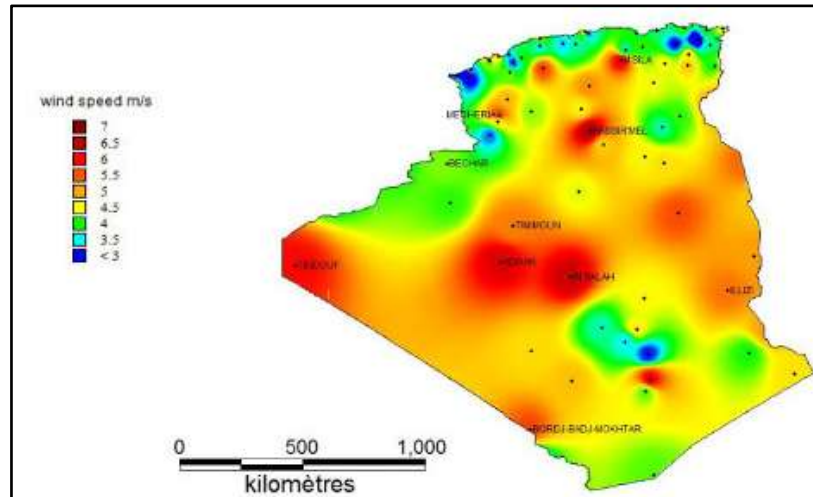


Figure I.6: Atlas des vents de l'Algérie

I.2.4.1. Les différents types d'éoliennes

Les éoliennes se divisent en deux grandes familles : celles à axe vertical et celles à axe horizontal

a) Les éoliennes à axe horizontal

Ce sont les machines les plus répandues actuellement du fait de :

- Leur rendement qui est supérieur à celui de toutes les autres machines. Elles sont appelées éoliennes à axe horizontal car l'axe de rotation du rotor est horizontal, parallèle à la direction de vent.

Elles comportent généralement des hélices à deux ou trois pâles, ou des hélices multiples pour le pompage de l'eau.

- Elles ont un rendement élevé.
- Les éoliennes à axe horizontal (ou à hélice) sont de conception simple.

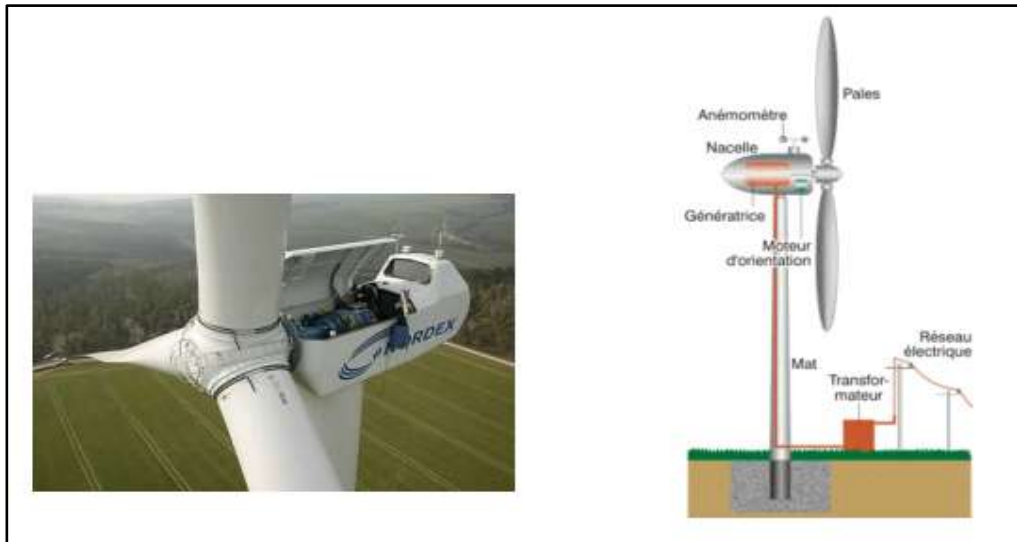


Figure I.7: Les éoliennes à axe horizontal [7]

b) Les éoliennes à axe vertical

Pour ces capteurs, l'axe de rotation est vertical et perpendiculaire à la direction du vent, et sont les premières structures développées pour produire de l'électricité.



Figure I.8: Les éoliennes à axe vertical [7]

Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol, donc elles sont facilement accessibles.

Elles sont adaptées à tous les vents et ne nécessitent pas de dispositif d'orientation.

Deux d'entre elles sont particulièrement remarquables : Savonius et Darrieus.

- L'éolienne Savonius comporte principalement deux demi-cylindres dont les axes sont décalés l'un par rapport à l'autre. Comme les machines à aubes, elle utilise essentiellement la traînée pour tourner. Cette machine présente deux avantages :
 - Elle est simple à fabriquer
 - Elle démarre avec des vitesses de vent de l'ordre de 2 m/s
- L'éolienne inventée par le Français Darrieus est un rotor dont la forme la plus courante rappelle vaguement un fouet à battre les œufs. Cette machine est bien adaptée à la fourniture d'électricité.
- Malheureusement, elle ne peut pas démarrer seule. Ce type de machine, qui peut offrir les puissances les plus fortes n'a pas connu le développement technologique qu'il méritait à cause de la fragilité du mécanisme encore mal maîtrisée. [8]

I.2.4.2.Éléments constitutifs d'une éolienne

- **Pâles** : en composite fibre de verre. Pas fixe, profil de type stalle (décrochage aérodynamique). Freins aérodynamiques d'extrémité pivotants.
- **Moyeu** : du rotor en fonte.
- **Structure de la turbine** : en fonte ductile ou en acier soudé galvanisé à chaud.
- **Paliers** : du rotor à double rangée de billes.
- **Arbre lent** : du rotor en acier haute résistance.
- **Multiplicateur** : de vitesse à 3 étages (1 train épicycloïdal et 2 trains parallèles).
- **Frein à disque** : sur l'arbre rapide. Avec témoin d'usure.
- **Accouplement** : avec la génératrice de type flexible.
- **Génératrice** : (800/200 kW) asynchrone refroidie à l'eau.
- **Radiateur de refroidissement** : intégré au système multiplicateur-génératrice.
- **Système de mesure du vent** : (anémomètre et girouette) transmet les signaux au système de contrôle de la turbine.
- **Système de contrôle** : surveille et pilote la turbine.
- **Système hydraulique** : pour les freins d'extrémité de pale et le système d'orientation.
- **Entraînement d'orientation** : de la tourelle à deux trains d'engrenages planétaires entraînés par des moteurs alimentés à fréquence variable.

- **Paliers du système d'orientation** : équipés d'un frein à disque.
- **Capot de la nacelle** : en structure acier recouverte de composite fibre de verre.
- **Tour** : en acier tubulaire (plusieurs hauteurs possibles) [9]

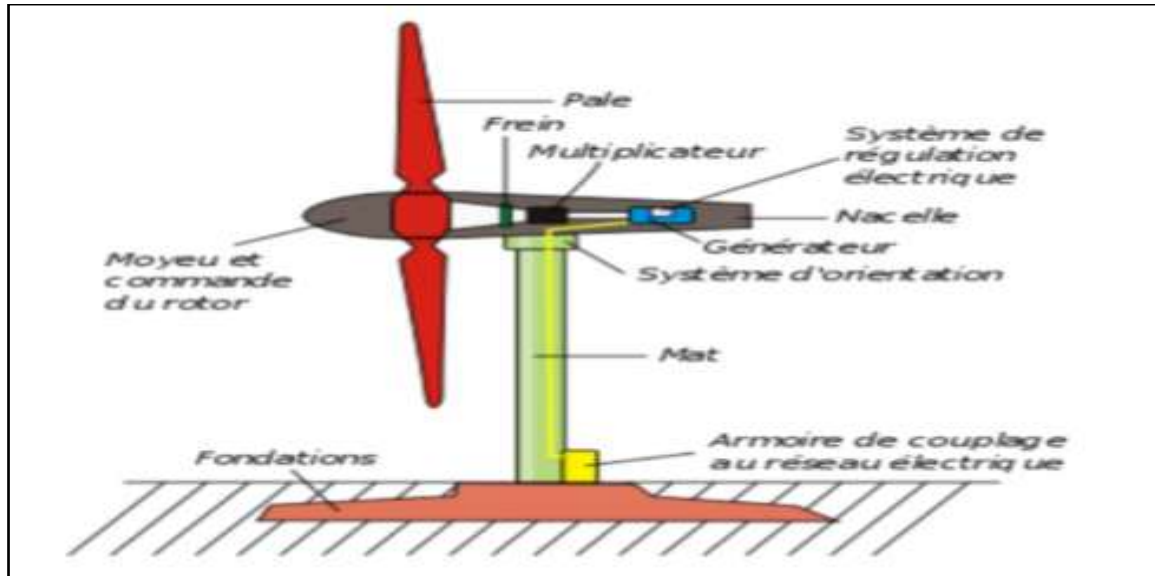


Figure I.9: Différents éléments constituant une éolienne. [7]

I.2.4.3.Principe de fonctionnement d'une éolienne

L'énergie d'origine éolienne fait partie des énergies renouvelables. L'aérogénérateur utilise l'énergie cinétique du vent pour entraîner l'arbre de son rotor : celle-ci est alors convertie en énergie mécanique elle-même transformée en énergie électrique par une génératrice électromagnétique accouplée à la turbine éolienne. Ce couplage mécanique peut être soit direct si la turbine et la génératrice ont des vitesses du même ordre de grandeur, soit réalisé par l'intermédiaire d'un multiplicateur dans le cas contraire. Enfin, il existe plusieurs types d'utilisation de l'énergie électrique produite : soit elle est stockée dans des accumulateurs, soit elle est distribuée par le biais d'un réseau électrique ou soit elle alimente des charges isolées. [7]

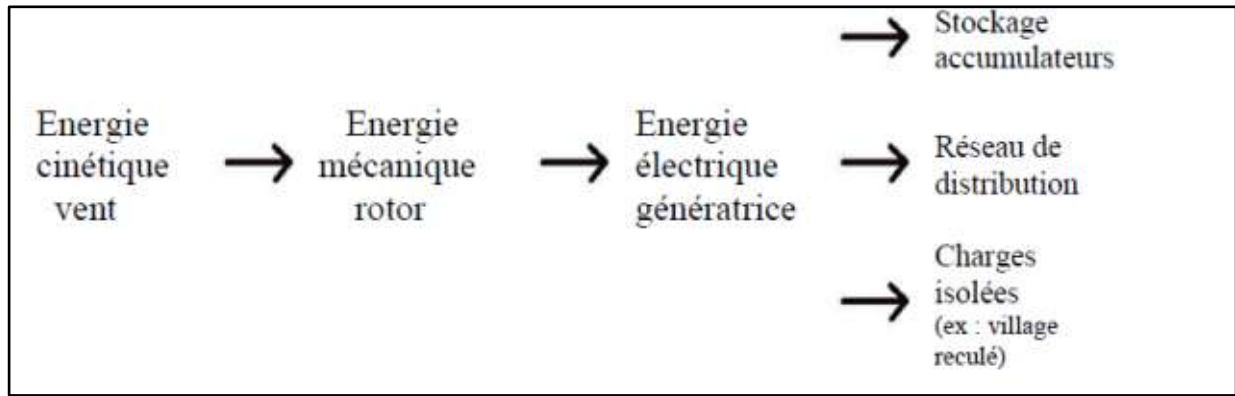


Figure I.10: Conversion de l'énergie cinétique du vent [7]

I.2.5. Potentiel Hydraulique

Les quantités globales tombant sur le territoire algérien sont importantes et estimées à 65 milliards de m³, mais finalement profitent peu au pays : nombre réduit de jours de précipitation, concentration sur des espaces limités, forte évaporation, évacuation rapide vers la mer.

Schématiquement, les ressources de surface décroissent du nord au sud. On évalue actuellement les ressources utiles et renouvelables de l'ordre de 25 milliards de m³, dont environ 2/3 pour les ressources en surface. 139 sites de barrages ont été recensés. Plus de 85 barrages sont actuellement en exploitation.

Depuis très longtemps, l'énergie hydraulique était utilisée directement pour réaliser des tâches. On pense notamment aux moulins à eau, qui convertissaient l'énergie cinétique d'une rivière en énergie mécanique pour moudre des céréales. A partir du 20^e siècle, on a commencé à utiliser l'énergie hydraulique pour produire de l'électricité, dans des centrales hydroélectriques.

a) Potentiel de la forêt

Le potentiel actuel est évalué à environ 37 Millions de TEP (Tonnes Equivalent Pétrole).

Le potentiel récupérable est de l'ordre de 3,7 Millions de TEP. Le taux de récupération actuel est de l'ordre de 10%. [10]

b) Potentiel national des déchets ménagers et assimilés

05 millions de tonnes de déchets urbains et agricoles ne sont pas recyclés. Ce potentiel représente un gisement de l'ordre de 1.33 millions de TEP/an. [11]

I.3. Cadre juridique et mesures incitatives

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures y afférentes est défini principalement à travers les mesures ci-après:

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorable à leur promotion et à la réalisation d'infrastructures y afférentes.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs

- **La loi n°99-09 du 28 juillet 1999**, relative à la maîtrise de l'énergie;
- **La loi n°02-01 du 5 février 2002**, relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations;
- **La loi n° 04-09 du 14 août 2004**, relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- **Loi n° 11-11 du 18 juillet 2011** : portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National pour les énergies renouvelables et la cogénération (FNER) de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération ;
- **Décret exécutif n°11-423 du 08 décembre 2011** : fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spécial n° 302 -131 intitulé "Fonds national pour les énergies renouvelables et la cogénération".
- **Décret exécutif n°13-218 du juin 2013** : fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- **Décret exécutif n°13-424 du 18 décembre 2013** : modifiant et complétant le décret exécutif n° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière photovoltaïque et les conditions de leur application.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière éolienne et les conditions de leur application.

[12]

I.4. La Tarification de l'électricité

I.4.1. Définition de la SONELGAZ

SONELGAZ est une entreprise qui s'est vu confier l'exercice le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, du transport et de la distribution du gaz. A ce titre, SONELGAZ doit concilier deux objectifs :

1. La recherche de l'efficacité économique : il s'agit de satisfaire la demande de sa clientèle au moindre coût, sous contrainte de qualité de service

2. Le respect de ses contraintes budgétaires par un équilibre de son compte d'exploitation.[13]

I.4.2. Les principes de la tarification de l'électricité

La tarification doit tenir compte de deux réalités :

L'électricité est un bien non stockable, dont la demande varie selon le moment de la journée (et/ou l'année). Ceci oblige l'Entreprise à assurer à tout instant l'équilibre offre - demande. Elle investit alors dans les capacités supplémentaires pour faire face à des pics de demandes concentrés sur de brèves périodes.[13]

Ainsi, dans un souci d'efficacité, l'entreprise doit agir sur la demande et amener le client à étaler au maximum sa consommation d'énergie de façon à éviter des pointes trop marquées, trop coûteuses.

En renonçant à une unité supplémentaire d'énergie pendant les périodes les plus chargées, le client contribue à une minimisation des coûts pour l'entreprise et à satisfaire les besoins énergétiques des clients dont la consommation, pour des considérations d'usage, ne peut être déplacée. [14]

L'un des moyens pour atteindre cet objectif est le prix.

Dans cette optique, la tarification est bâtie sur la structure des coûts. Ces derniers sont en fonction du niveau de tension auquel est raccordé le client (la fourniture distribuée en basse tension exige un volume d'équipement plus important que celle livrée en haute tension, du fait des transformations supplémentaires qu'elle doit subir avant sa forme finale d'utilisation) et de la période de consommation

Pour chacun des niveaux de tension, on' a donc élaborée une série de tarifs présentés sous forme d'options, reflétant les coûts des kilowattheures desservis pendant telle ou telle période de la journée et orientant par la même le choix des consommateurs.

Le tarif le plus avantageux pour le client correspond au coût minimal pour la collectivité.

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

L'intérêt du consommateur étant d'optimiser sa facture son choix devra porter sur celui qui, à la fois l'avantage le mieux et minimise les coûts pour la collectivité. De par les gains que cela lui procure, et dans la limite de ses usages, il cherchera à effectuer des reports de consommations sur les heures les moins chargées.

Ainsi parce que le tarif incite le consommateur à utiliser ses équipements électriques du mieux de l'intérêt général. Il assure la cohérence entre la recherche de l'efficacité au niveau individuel et au niveau national.[14]

C'est sur la base de ces principes (reflets des coûts /simplicité des tarifs incitative) le système tarifaire actuel de SONALGAZ a été élaboré et contient un nombre limité de tarifs.

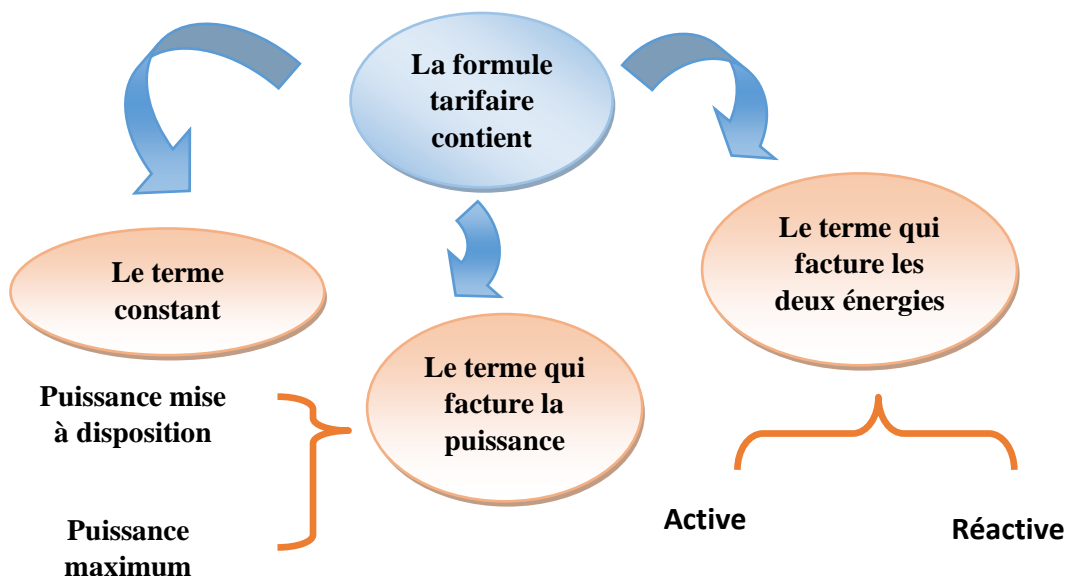
Deux pour la haute tension quatre pour la moyenne tension et quatre pour la basse tension[13]

I.4.3.Présentation du système tarifaire de l'électricité

I.4.3.1.Structure générale des tarifs

La structure de la tarification est un polynôme comportant un terme constant, un terme relatif à l'énergie et un autre à la puissance. Cette structure sert à calculer le montant de la facture électricité en hors taxes.

- **La structure de tarification est caractérisée par**
 - La minimisation des coûts de l'énergie électrique
 - La modulation des prix de l'énergie selon les heures de son utilisation pour assurer une égalité de traitement de tous les clients d'un même niveau de tension
 - L'incitation à l'effacement aux heures chargées de la journée en offrant plusieurs tarifs (rationaliser l'utilisation de l'énergie).[15]
- **L'expression de la formule tarifaire est schématisée par**



Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

- **Le terme constant**

Il concerne les frais mensuels liés à la gestion des clients (techniques et commerciales).

- **La puissance Mise à Disposition (PMD)**

Réservée par la Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre au client en vertu d'un accord qu'il peut appeler selon ses besoins, à son gré et à tout moment (son unité de mesure est le kW). Elle est choisie par le client, en général avec le conseil de la Direction Commerciale et Marketing parmi les puissances normalisées, contractée pour une durée de 10 ans.[15]

| Valeurs de PMD | | |
|----------------|--------|---------|
| 50 | 3000 | 35 000 |
| 80 | 3500 | 40 000 |
| 120 | 4500 | 45 000 |
| 320 | 5000 | 50 000 |
| 500 | 7500 | 60 000 |
| 750 | 10 000 | 70 000 |
| 1000 | 15 000 | 80 000 |
| 1500 | 20 000 | 90 000 |
| 2000 | 25 000 | 100 000 |
| 2500 | 30 000 | |

Tableau I.3: Valeurs normalisées de la PMD (en KW) [15]

- **La Puissance Maximum Appelée (PMA) :**

Elle est dite puissance absorbée ou atteinte. C'est le maximum de puissance demandée par le client durant le mois de facturation. La PMA ne doit pas dépasser la PMD.

- **L'énergie active :** c'est l'énergie consommée par postes horaires durant un mois de facturation.
- **Facturation de L'énergie réactive :** L'excédent d'énergie réactive causant des perturbations dans le réseau, la consommation d'énergie réactive donne lieu à une bonification si le rapport énergie réactive sur énergie active est inférieur à 50% et à un malus dans le cas contraire.

I.4.4. Les périodes tarifaires

I.4.4.1. Postes horaires

Les prix de l'énergie sont différenciés selon les heures d'utilisation. Les heures de la journée ont été regroupées en 3 postes horaires, de manière à ce que les conditions de couverture de la charge soient identiques à l'intérieur d'un même poste.

On distingue trois postes horaires définis sur la pose de l'heure l'égale comme suit.

Pointe : Tous les jours de l'année de 17h à 21h (correspond aux heures les plus chargées).

Heures pleines : Tous les jours de l'année de 6h à 17h et de 21h à 22h30 (heures moyennement chargées)

Heures creuses : Tous les jours de l'année de 22h30 à 6h (heures faiblement chargées). [15]

I.4.4.2. Courbe de charge quotidienne

En réalité la consommation de l'énergie électrique n'est pas statique, elle varie selon le besoin instantané d'où par la représentation, on aura recours à des courbes de charge montrant l'évolution de la demande au cours de la journée.

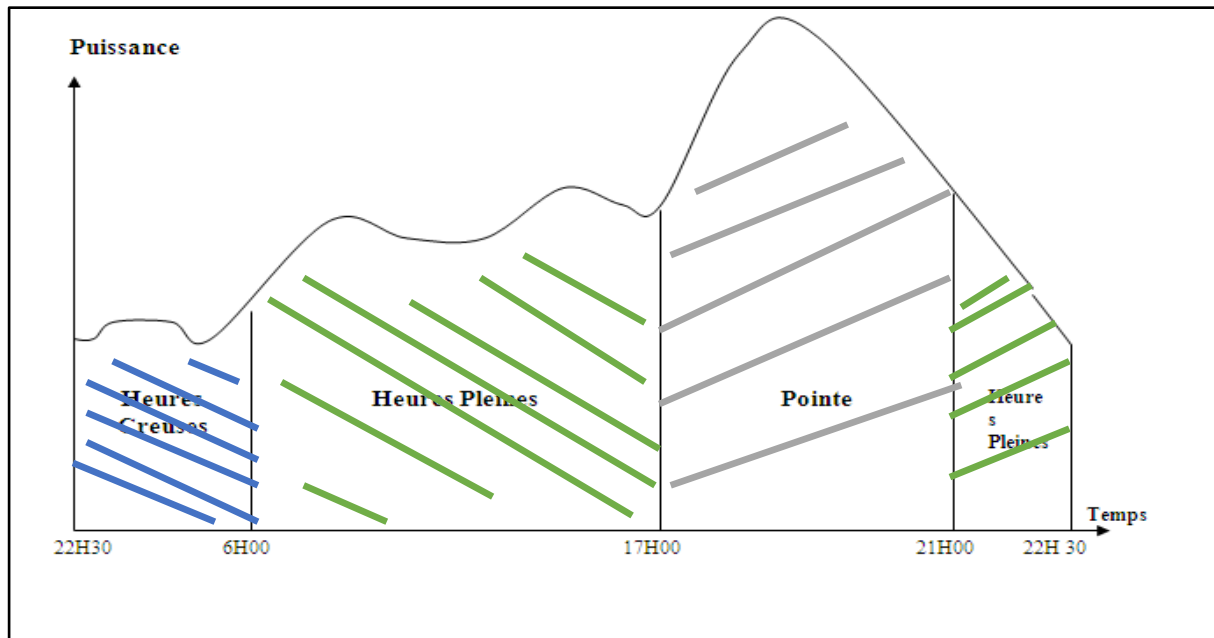


Figure I.12 : Courbe de charge quotidienne

I.4.4.3. Périodes tarifaires

Aux différents postes horaires définis ci-dessus, correspondent, selon le tarif, six périodes tarifaires (pointe, heures pleines, heures creuses, hors pointe, jour, poste unique).

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

La différenciation des prix de l'énergie selon les six périodes tarifaires donne lieu à quatre types de tarifs. [15]

| | | | |
|--------------------------------|---|---|--|
| Triple tarif | Heures creuses (22h 30 □ 6h) (7h 30/jour) | Heures pleines (6h □ 17h) (21h □ 22h30) | Heures pointes (17h □ 21h) (4h/jour) |
| Double tarif | Heures hors pointe (21h □ 17h) (20h/jour) | | Heures pointe (17h □ 21h) (4h/jour) |
| Double tarif | Nuit (22h 30 □ 6h) (7h 30/jour) | Jour (6h □ 22h 30) (16h 30 /jour) | |
| Simple tarif Unique | Poste unique (24h/jour) | | |

Tableau I.4 : périodes tarifaires [15]

I.4.4.4. Présentation des tarifs

Les tarifs d'électricité actuellement en vigueur sont classés en trois séries ou chaque série regroupe les tarifs propres à un niveau de tension auquel le client est raccordé.

- * **Tarifs série 30** : abonnés Haute Tension.
- * **Tarifs série 40** : abonnés Moyenne Tension.
- * **Tarifs série 50** : abonnés Basse Tension. [15]

| Domaines de tension | Courant alternatif (volt efficace) | Tarifs | Série de tarif |
|----------------------------------|--|----------------------|----------------|
| HTB (Haute Tension) | 60KV, 90KV, 220 KV | 31,32 | 30 |
| HTA (Moyenne Tension) | 5,5Kv, 10KV, 22KV, 30KV | 41, 42, 43,44 | 40 |
| BTB | 500V < U ≤ 1Kv | 51, 52, 53,54 | 50 |
| BTA | 50 V < U ≤ 500v ou(220V et 400V) | | |

Tableau I.5: Domaine de tension et Tarifs [15]

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

| TARIFS | DESCRIPTIONS |
|------------------------|---|
| Haute tension. | |
| 31 | 3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses) |
| 32 | 1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés à très longues utilisations de la Puissance mise à disposition. |
| Moyenne tension | |
| 41 | 3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses). |
| 42 | 2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe). |
| 43 | 2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit). |
| 44 | 1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique). |
| Basse tension. | |
| 51 | 3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses). |
| 52 | 2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe). |
| 53 | 2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit). |
| 54 – 1 | <ul style="list-style-type: none"> ● 1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages consommant moins de 500 kWh/an. |
| 54 – 2 | <ul style="list-style-type: none"> ● 1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages et non ménages consommant plus de 500 kWh/an. |

Tableau I.6: Descriptions des tarifs [15]

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

| ELECTRICITE | | | | | | | |
|---------------|-----------------------------|------------|--------|----------------|--------|---------------------------------|-------|
| Code Tarif | Redevance Fixe (DA/Mois) | PMD | MPA | Energie Active | | Energie réactive (CDA/Kvarh) | |
| | | DA/KW/Mois | | (CDA / kWh) | | Malus | Bonus |
| 31 | 505413.28 | 37.93 | 189.46 | Pointe | 660.85 | 31.01 | 6.20 |
| | | | | Pleine | 136.62 | | |
| | | | | Nuit | 59.03 | | |
| 32 | 505413.28 | 100.94 | 505.38 | Unique | 136.94 | 31.01 | 6.20 |
| 41 | 38673.35 | 25,85 | 116,15 | Pointe | 872,02 | 45,53 | 9,11 |
| | | | | Pleine | 193,76 | | |
| | | | | Nuit | 102,40 | | |
| 42 | 515,65 | 38,70 | 180,58 | Pointe | 872,02 | 45,53 | 9,11 |
| | | | | Hors Pointe | 180,64 | | |
| 43 | 515,65 | 38,70 | 154.56 | Nuit | 102,40 | 45,53 | 9,11 |
| | | | | Jour | 428,30 | | |
| 44 | 515 ,65 | 38,70 | 180,58 | Unique | 375,62 | 45,53 | 9,11 |
| 51 | 286,44 | 29,85 | ... | Pointe | 811.47 | ... | ... |
| | | | | Pleine | 216.45 | | |
| | | | | Nuit | 120.50 | | |
| 52 | 66,4 | 29,85 | ... | Pointe | 811.47 | ... | ... |
| | | | | Hors pointe | 178.07 | | |
| 53 | 66,4 | 14,81 | ... | Nuit | 120.50 | ... | ... |
| | | | | Jour | 486.98 | | |
| 54 | ... | 4,37 | ... | Unique | 417,89 | ... | ... |

Tableau I.7: Présentation des tarifs et leur prix [15]

Chapitre I : Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

I.4.5. Calcule des pertes à vide et en charge

Les pertes à vide et en charge sont calculées en appliquant les coefficients respectifs pour chaque transformateur. Ces coefficients sont préalablement définis dans la police d'abonnement

| Puissance | PERTES ACTIVES | | PERTE REACTIVES | |
|-----------|----------------|-------------|-------------------|-------------|
| | Avide enKWh/h | EN CHARGE % | Avide en KVAR h/h | EN CHARGE % |
| 25 | 0,160 | 3,20 | 1,10 | 4,00 |
| 40 | 0,220 | 2,90 | 1,60 | 4,00 |
| 50 | 0,425 | 2,30 | 3,00 | 4,00 |
| 63 | 0,300 | 2,60 | 2,10 | 4,00 |
| 100 | 0,425 | 2,30 | 3,00 | 4,00 |
| 160 | 0,600 | 2,10 | 4,20 | 4,00 |
| 200 | 0,720 | 1,90 | 4,60 | 4,00 |
| 250 | 0,900 | 1,70 | 6,40 | 4,00 |
| 315 | 1,05 | 1,60 | 6,80 | 4,00 |
| 400 | 1,300 | 1,50 | 8,30 | 4,00 |
| 500 | 1,530 | 1,50 | 9,60 | 4,00 |
| 630 | 1,800 | 1,50 | 11,50 | 4,00 |

Tableau I.8: les puissances en fonction de type de pertes [15]

I.4.6. Le polynôme tarifaire

$$R = a + c * P_c + d * P_c + \sum eh * Eh + g * (W - r * E) \quad (I.1)$$

Où :

R : Montant mensuel de la facture (DA/mois)

a : Redevance fixe (DA/ mois)

P_c : Puissance mise à disposition du client et qu'il peut appeler suivant ses besoins elle est exprimée en KW

P_a : Puissance maximale absorbée en cours de la période de facturation mesurée par un appareil indicateur de maximum avec remise à zéro à chaque relève. Elle est exprimée en KW.

C,d : Prix de facturation de la puissance mise à disposition et de la puissance maximale absorbée (DA/kW/mois).

E : énergie consommée au cours du mois (kWh/mois)

E_h : énergie consommée au cours du mois dans le poste horaire h ($E = \sum E_h$)

eh : Prix de l'énergie par poste horaire h (cDA/kWh)

W : Energie réactive consommée au cours du mois (kVarh/mois)

g : Prix de l'énergie réactive (cDa/kVarh)

r : concerne la facturation de l'énergie réactive : valeur du rapport $\tan \varphi = W/E$ au delà duquel il y a majoration et en deçà bonification. On prend $r = 0,5$ ce qui correspond à un $\cos \varphi$ de 0,894.

I.5. Conclusion

Dans le présent chapitre l'objectif assigné au système tarifaire est double :

1. Assurer les volumes de recettes imposés par les exigences du développement équilibré et de gestion saine de l'Entreprise.
2. Orienter le choix des consommateurs, en concordance avec les options nationales en matière de développement et de politique énergétique et inciter à la minimisation des coûts et à l'efficacité.

Les tarifs proposés reflètent la structure et le niveau des coûts, en faisant supporter à chaque catégorie de consommateurs les dépenses qu'elle occasionne à la collectivité. Les prix des fournitures ont été déterminés par niveau de pression, de manière à ne répercuter les coûts de réseau qu'aux seuls clients concernés.

Les tarifs ne comportent aucune différenciation régionale, ceci conformément aux options du pays en matière de développement équilibré des régions.

Chapitre II : généralités sur les turbines

II.1. Introduction

Les impératifs de préservation de l'environnement imposent l'utilisation du gaz naturel comme énergie primaire pour la production d'électricité, par rapport aux autres énergies fossiles jugées polluantes, sachant que la ressource du gaz est largement disponible en Algérie [16]

Mais la préoccupation environnementale exige aussi de développer d'autres énergies dites propres et renouvelables comme l'énergie hydraulique qui est considérée comme l'énergie renouvelable la plus faible en Algérie (voir la figure II .1) [17]

Les roues hydrauliques ont animé pendant longtemps les moulins à céréales, mais aussi des installations artisanales ou industrielles. L'invention de la turbine hydraulique puis de l'alternateur ont ouvert une voie vers l'hydroélectricité qui constitue la source d'énergie propre la plus utilisée dans le monde.

Le principe consiste à créer un réservoir d'eau en barrant le cours d'une rivière, et à utiliser l'énergie potentielle de l'eau accumulée. Suivant la hauteur de chute, on distingue des centrales de haute chute, de moyenne chute, et les usines au fil de l'eau.

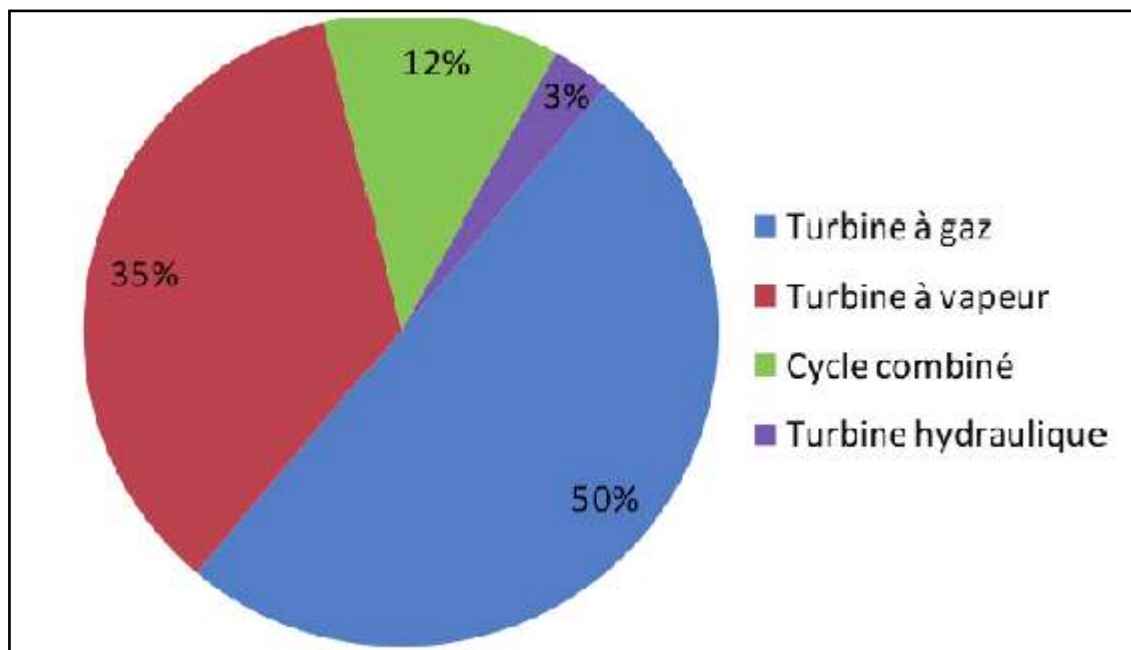


Figure 0.1: Technique de production d'électricité en Algérie [17]

II.2. Turbines hydrauliques

Une turbine hydraulique est une machine tournante, constituée principalement d'une roue à aubes, qui reçoit de l'énergie d'un fluide, sous forme d'énergie de pression ou d'énergie cinétique et qui la transforme en énergie mécanique directement utilisable sur un arbre en rotation. Les turbines hydrauliques modernes sont le résultat de plusieurs années de développement progressif, qui ont abouti à l'élaboration de très grandes unités (plus de 800

Chapitre II : généralités sur les turbines

MW de capacité) avec des rendements qui sont parfois de plus de 95%.

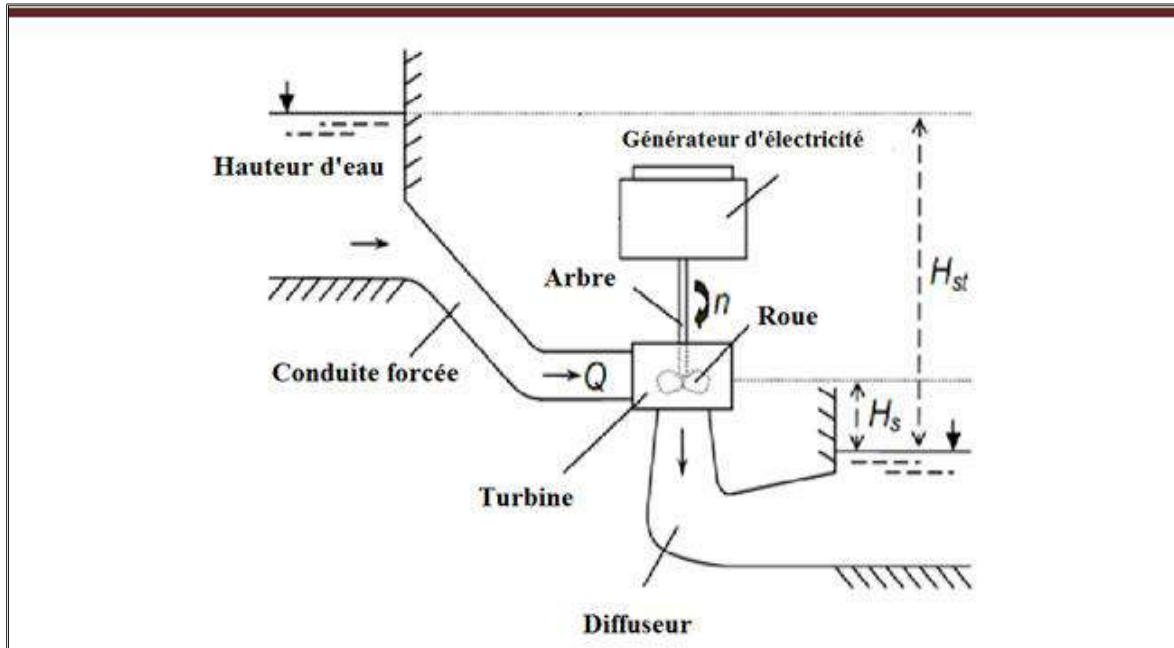


Figure II.2 : Centrale hydroélectrique avec une turbine à réaction

Il existe plusieurs types de turbines dont le choix sera en fonction de la hauteur de chute et du débit du site sélectionné pour l'installation d'une centrale.

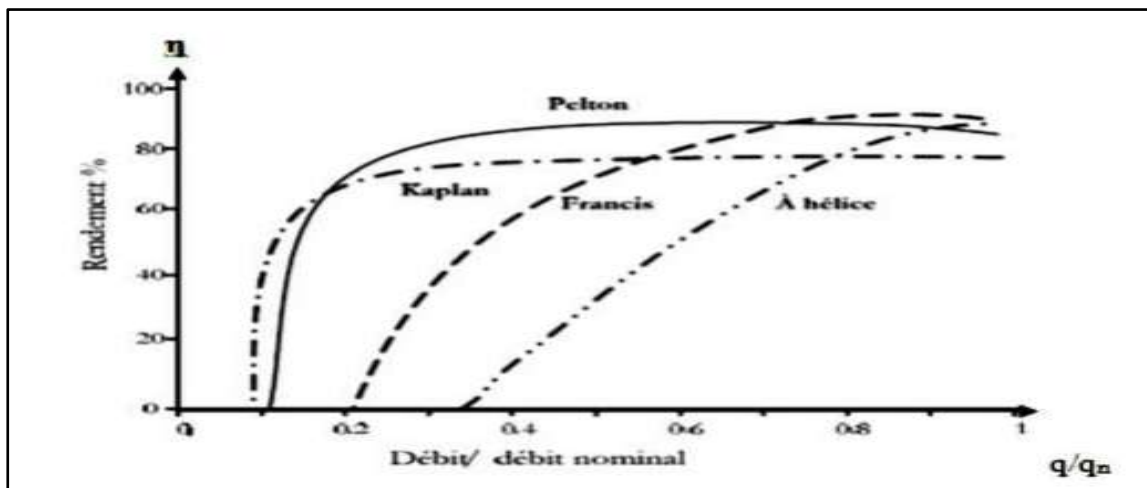


Figure II.3: Rendement relatifs des turbines hydrauliques pour débits variables

II.3. Historique de la turbine hydraulique

Les roues hydrauliques étaient connues par des Romains, qui les utilisaient dans les moulins à grain. Elles ont animé pendant longtemps les moulins à céréales mais aussi des installations artisanales ou industrielles. Héritières des antiques moulins à aubes, les turbines hydrauliques apparurent au cours du dix-neuvième siècle. La première réalisation de turbine

Chapitre II : généralités sur les turbines

hydraulique est due à Benoît Fourneyron, un français, en 1827, elle est le perfectionnement des roues hydrauliques qui existaient depuis plusieurs siècles ; c'est une turbine à réaction. L'invention de la turbine hydraulique puis de la dynamo et enfin de l'alternateur ont ouvert une voie importante vers l'hydroélectricité qui constitue la source d'énergie renouvelable la plus utilisée dans le monde. Les noms de certains scientifiques que nous aurons à développer tout le long de notre enchaînement sont rattachés aux principales découvertes techniques. Elles permettent aujourd'hui d'obtenir des puissances unitaires très élevées, de l'ordre de 200 MW pour certaines machines hydrauliques et qui pourrait atteindre 500 000 MW avec d'autres dépendamment des conditions d'exploitations ; ainsi que des rendements énergétiques dépassant 90%. Les premières turbines de haute chute, fonctionnant sous 200 m de hauteur d'eau, furent installées, en 1869, près de Lancey, dans le Dauphiné, par l'ingénieur Aristide Bergès. Actuellement les turbines hydrauliques utilisent des chutes allant de quelques mètres comme les centrales marémotrices jusqu'à 2000m. [18]

II.4. Choix du type de la turbine

Les turbines utilisées dans les installations dont la chute est élevée sont généralement appelées turbines à impulsion. La famille des turbines à impulsion comprend : les turbines Pelton, Banki-michell (crossflow). Les pales de ces turbines à impulsion recueillent l'énergie d'un jet d'eau à haute vitesse puis finissent leur course dans l'air.

Les petites turbines hydrauliques peuvent atteindre des rendements avoisinant 90 %. On veillera à choisir la meilleure turbine pour chaque application, étant donné que certaines donnent un bon rendement que dans une plage limitée de débits (ex. : les turbines à hélice à pales fixes).

Pour la plupart des petites centrales au fil de l'eau où le débit varie considérablement, il est préférable de faire appel à des turbines à réaction qui donnent un bon rendement dans une vaste gamme de débits (ex. : Kaplan, et turbine Francis). On peut également utiliser plusieurs turbines qui fonctionnent dans une plage limitée de débits et à vitesse variable pour s'adapter aux variations du débit. [19]

II.4.1. Turbine à action

La turbine à action est caractérisée par le fait que l'énergie à disposition de l'aubage est entièrement sous forme d'énergie cinétique. L'échange d'énergie entre l'eau et l'aubage a lieu à pression constante, généralement à pression atmosphérique.



Figure II.4: Roue d'une turbine Pelton

Chapitre II : généralités sur les turbines

II.4.1.2. Turbine Pelton

La turbine Pelton est constituée par une roue à augets qui est mise en mouvement par un jet d'eau provenant d'un injecteur.

Les augets sont profilés pour obtenir un rendement maximum tout en permettant à l'eau de s'échapper sur les côtés de la roue. La vitesse nominale de la turbine varie de 500 tr/min à 1500tr/min.

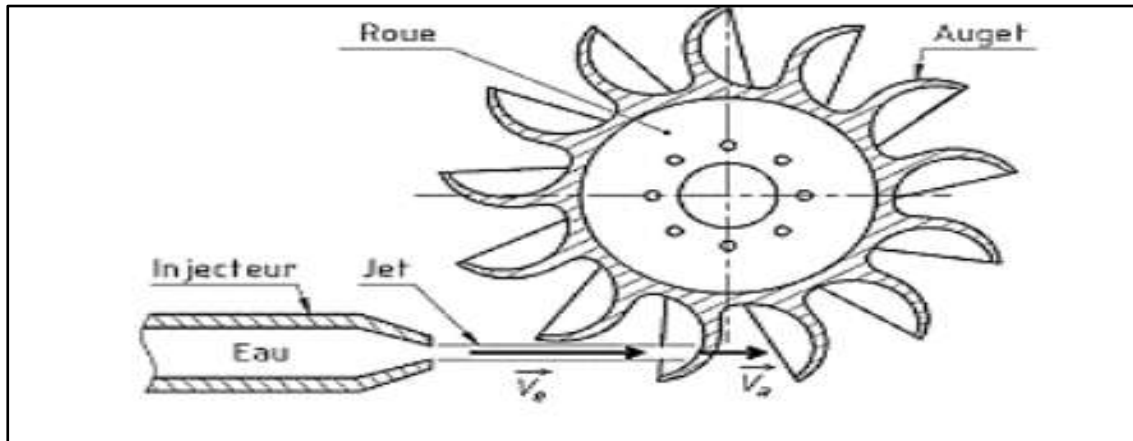


Figure II.5 : Turbine Pelton

Ils comportent une échancrure qui assure une pénétration progressive optimale du jet dans l'auget. L'injecteur est conçu pour produire un jet cylindrique aussi homogène que possible avec un minimum de dispersion. Une turbine Pelton peut être équipée de plusieurs injecteurs, jusqu'à 6.

Le débit est réglable à l'aide d'un pointeau mobile à l'intérieur de l'injecteur, qui est déplacé par un servomoteur hydraulique ou électrique. Ce pointeau est asservi à la régulation de la turbine.

Etant donné que la roue de la turbine tourne dans l'air, les joints d'arbre n'ont pas à être étanches à la pression, mais doivent simplement éviter que l'eau ne sorte de la bache. Ils sont constitués par des disques qui centrifugent les gouttelettes d'eau infiltrées dans un boîtier relié à la sortie de la turbine.

Ses principales caractéristiques sont les suivantes:

- Adaptée aux plus hautes chutes (1000 -100 m).
- Puissance jusqu'à 15 MW.
- Possède la meilleure adaptation aux variations de débit car la vitesse du jet ne dépend que de la chute (jusqu'à 10% de la puissance d'un jet)
- Mauvaise adaptation aux variations de chute qui modifient la vitesse du jet, ce qui dégrade le rendement de cette turbine à action
- La roue peut être montée directement en porte-à-faux sur l'alternateur sans arbre et palier intermédiaire.
- Il est possible d'installer jusqu'à trois jets sur les machines horizontales. [18]

Chapitre II : généralités sur les turbines

La figure II.7. donne une vue schématique d'une roue Pelton avec deux injecteurs. Les paramètres principaux, permettant de déterminer le diamètre de la roue et le nombre de jets, y sont indiqués.

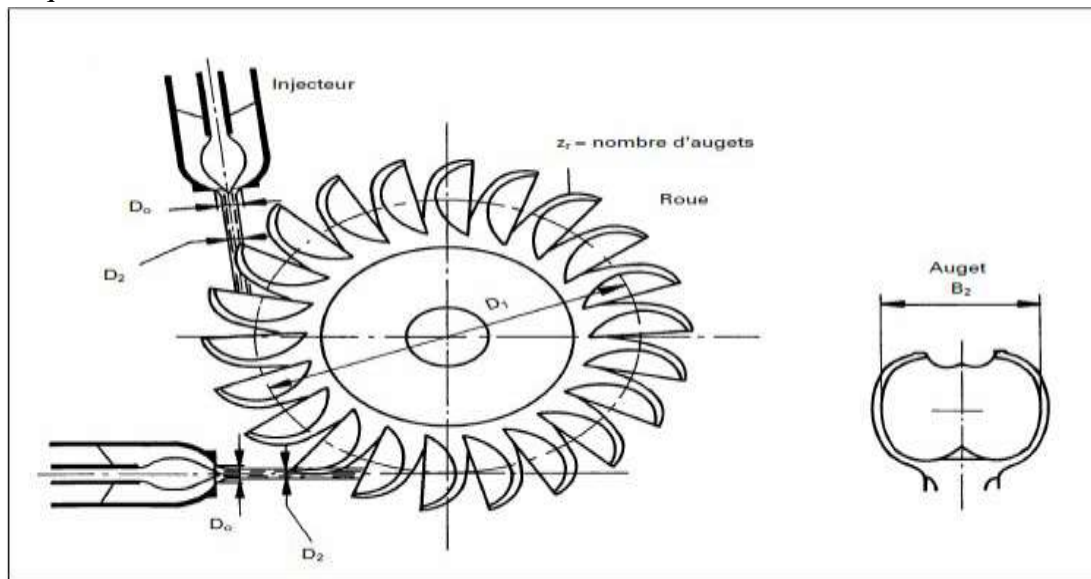


Figure II.6: Vue schématique d'une roue Pelton à deux jets et paramètres principaux

II.4.1.3. Turbine Crossflow (Banki Mitchell)

La turbine Crossflow, appelé aussi turbine à flux traversant, est une machine à action qui a ceci de particulier que l'eau traverse deux fois la roue. De construction simple, elle est constituée de trois parties principales

- Un injecteur de section rectangulaire et dont le débit est réglé à l'aide d'une aube profilée rotative, similaire à une vanne papillon.
- Une roue en forme de tambour, dotée d'aubes cylindriques profilée.
- Un bâti enveloppant la roue et sur lequel sont fixés les paliers de la turbine.

Cette turbine est un compromis entre la turbine Pelton (turbine à action) et la turbine Francis pour sa possibilité de fonctionner en charge à Laval, elle est majoritairement utilisée pour les raisons suivantes:

- Adaptée aux chutes moyennes (150 -1 m).
- Puissance jusqu'à 2000kW seulement compte-tenu de la portée importantes des aubages entre flasques support.
- Très bonne adaptation aux variations de débit par le réglage de la vanne directrice et par la possibilité de diviser le conduit hydraulique en plusieurs compartiments.
- Bonne adaptation aux variations de chute de par la simplicité du profil hydraulique.
- Conception mécanique très simple (d'où une maintenance simplifiée).

Chapitre II : généralités sur les turbines

- Très économique à l'achat.
- Rendement mécanique maximum limité (82%), mais bon rendement moyen sur sa plage de fonctionnement.
- Souvent associé à un multiplicateur de vitesse.
- Il existe une sollicitation en fatigue des aubages.
- Le double passage de l'eau à travers la roue permet de limiter la sensibilité aux corps étrangers. [18]

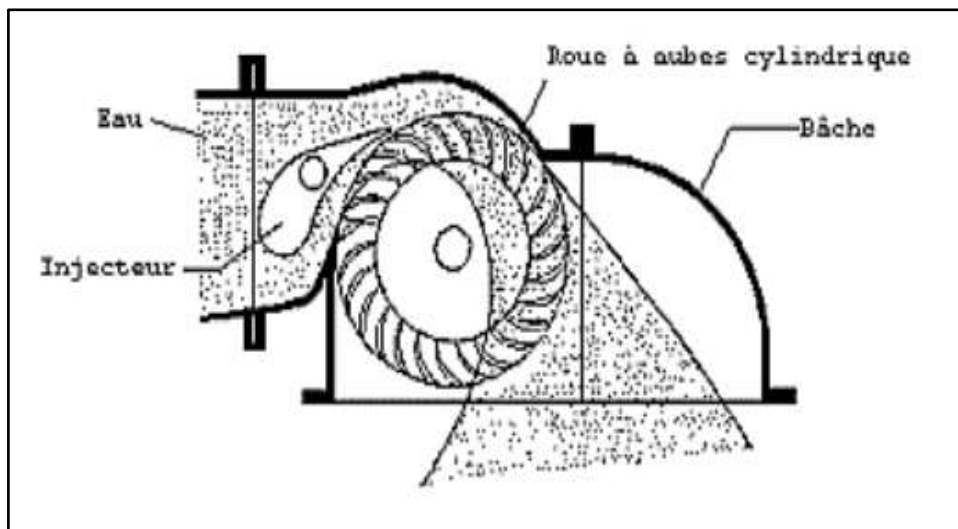


Figure II.7: Turbine Crossflow

II.4.2. Turbines à réaction

Est une machine fermée (moyée) qui utilise à la fois la vitesse de l'eau (énergie cinétique) et une différence de pression. Deux principes sont à la base de son fonctionnement : création d'un tourbillon au moyen d'une bêche spirale, d'aubages directeur, ou les deux à la fois. Récupération du mouvement circulaire du tourbillon par les aubages d'une roue en rotation Qui dévient les filets d'eau pour leur donner une direction parallèle à l'axe de rotation.

Les turbines à réaction fonctionnent complètement immergées. Le transfert d'énergie à la turbine dépend des conditions de l'écoulement avant et après la roue, d'autre part les turbines à réaction les plus fréquemment rencontrées sont les turbines Francis et les turbines axiales, c'est le cas des turbines Kaplan.

Chapitre II : généralités sur les turbines

II.4.2.1. Turbine Francis

La turbine Francis est utilisée pour des faibles variations de débit (débits moyens entre 100 l/s et 6000 l/s). Elle s'adapte bien aux chutes moyennes de 10m à 100m. Elle a un bon rendement et une vitesse de rotation élevée (1000 tr/min). [18]

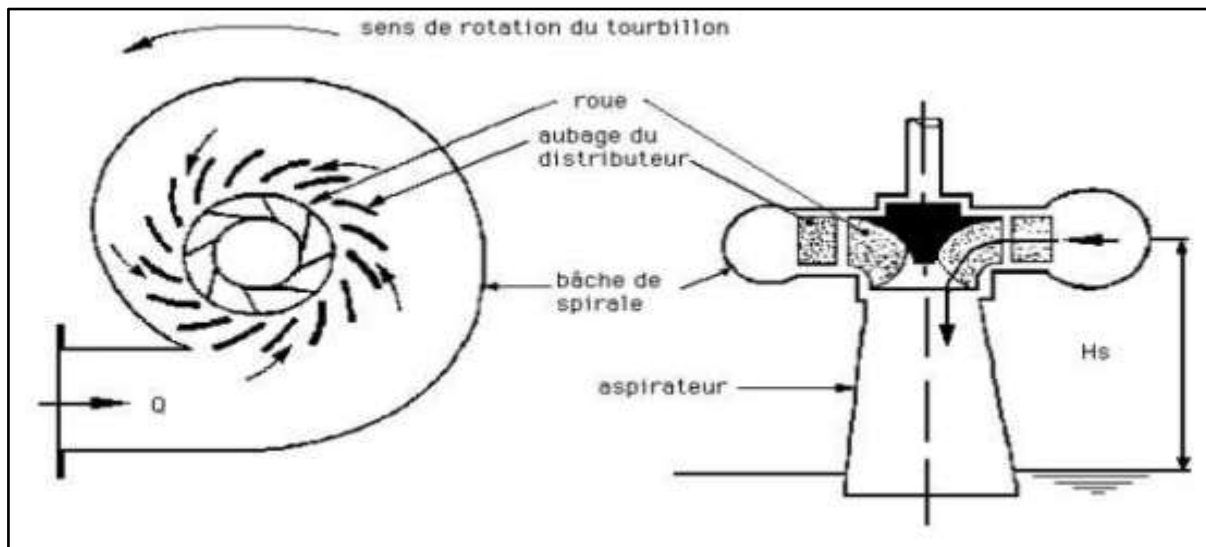


Figure II.8 : Turbine Francis

Les principaux d'une turbine Francis sont montrés sur la figure (II.8) a pour une machine sans bâche spirale, installée dans une chambre d'eau ouverte. Ce cas se présente fréquemment dans des microcentrales anciennes.

La partie fixe de la turbine comprend l'anneau d'entretoises, destiné à recevoir le distributeur et le support du palier de la turbine, et qui est lui-même directement posé sur l'aspirateur scellé dans la dalle en béton.

Le distributeur, qui sert à régler le débit, est constitué par une série d'aubes rotatives, entraînées par des biellettes liées à l'anneau de vannage. Celui-ci est mis en rotation par la tige de commande du distributeur qui l'entraîne par deux tirants.

La tige de commande peut être manœuvrée à la main (anciennes installations) ou par un moteur hydraulique ou électrique (installations automatiques).

La roue de la turbine est placée à l'intérieur du distributeur. L'arbre qui la relie à la génératrice ou à un multiplicateur de vitesse est guidé par le palier principal de la turbine.

Ses principales caractéristiques sont les suivantes:

- Adaptée aux chutes élevées et moyennes (300 -15 m) et à vitesse de rotation souvent élevée.
- Adaptation respectivement bonne et moyenne aux variations de débit.
- Adaptation respectivement médiocre et moyenne aux variations de chute.
- Puissance jusqu'à 15 MW.
- Pour les machines horizontales, la roue peut être montée directement en porte-à-faux sur l'alternateur sans arbre et palier intermédiaire.

Chapitre II : généralités sur les turbines

- Dans le cas de machine à débit fixe, il est possible d'installer des Francis sans distributeur mobile, le couplage se faisant avec la vanne de pied [18]

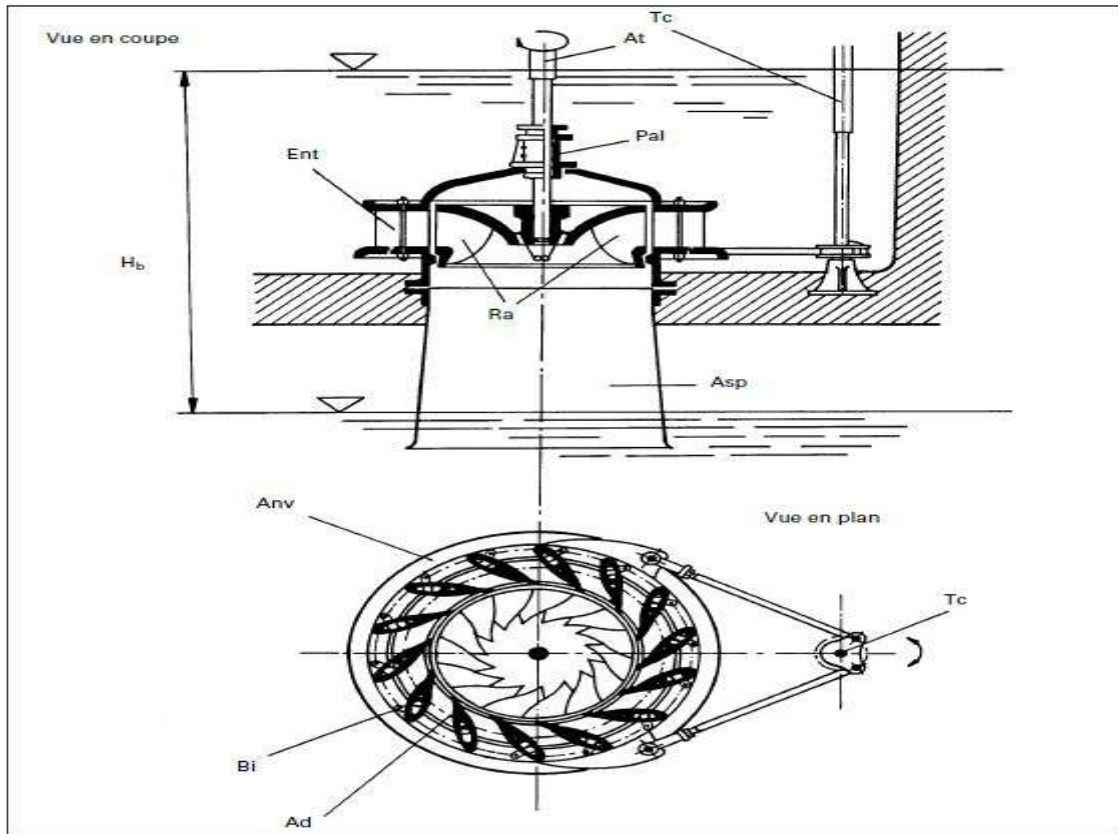


Figure II.9: Composants principaux d'une turbine Francis

II.4.2.2. Turbines hélice et Kaplan

Les turbines hélice et Kaplan sont les plus appropriées pour le turbinage des faibles chutes (environ 2m) et des débits importants de l'ordre de 300 l/s à 15000 l/s. Elles conviennent bien pour des débits variables et leur rendement est bon (84-90% maximum) en dépit d'une vitesse de rotation faible.

Ses principales caractéristiques sont les suivantes:

- Adaptée aux basses chutes (30 -2 m)
- Puissance jusqu'à 15MW
- Bonne adaptation aux variations de débit par le réglage des pales
- Bonne adaptation aux variations de chute par le réglage des directrices [18]

Chapitre II : généralités sur les turbines

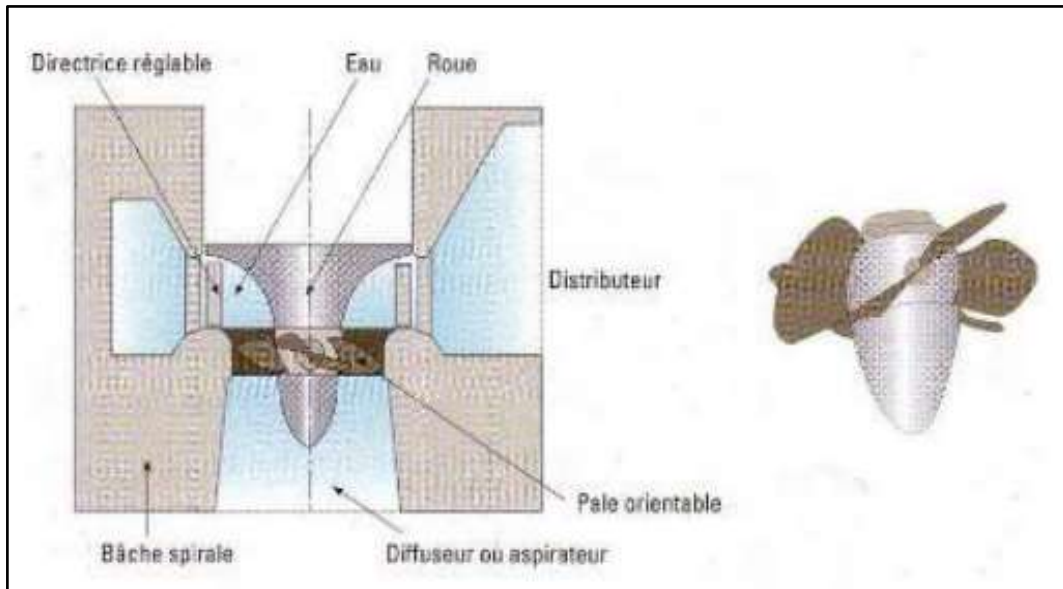


Figure II.10 : Turbine Kaplan

Elles se particularisent par leur roue qui est similaire à une hélice de bateau, et dont les pales sont fixes (turbine hélice) ou réglables en marche (turbine Kaplan).

On distingue :

- Turbine hélice à pales et distributeur fixes : pour des débits constants, puissance fixe;
- Turbine hélice à pales fixes et distributeur mobile : pour des débits élevés et peu variables;
- Turbine Kaplan à pales variables et distributeur fixe : permet de turbiner à bon rendement des débits variant entre 30 et 100%;
- Turbine Kaplan à pales et distributeur réglables : adaptée pour des débits très variables, entre 15 et 100 %. Il s'agit de la machine la plus compliquée avec ses deux possibilités de régulation qui doivent être accordées ensemble pour donner les résultats voulus :

En pratique, le signal de la régulation commande l'un des deux organes (par exemple la roue) et le second est asservi au premier selon une loi de corrélation qui donne automatiquement la position optimale, par une came ou une programmation électronique.

II.4.2.3. Pompe inversée

La pompe inversée est une pompe standard qui est utilisée comme turbine en inversant.

Le sens de l'écoulement de l'eau ainsi que celui de la rotation de l'arbre. Son fonctionnement peut se comparer à celui d'une turbine Francis dont le distributeur resterait en position fixe.

IL s'agit d'une machine simple et bon marché (prix inférieur à la moitié de celui d'une turbine construite sur mesure). Son application va des hautes aux basses pressions, mais reste cependant limitée pour les raisons suivantes :

- La pompe inversée ne peut travailler qu'à un débit constant
- En cas de décharge brusque (panne du réseau électrique), elle peut provoquer d'importants coups de bélier dans les conduites, car son débit à l'emballement est inférieur à son débit nominal.

Chapitre II : généralités sur les turbines

- Sa construction mécanique doit être contrôlée en vue du fonctionnement en turbine (paliers, joints, vitesse d'emballement)
- Son rendement est inférieur à celui d'une turbine.

Il est important de noter que le point de fonctionnement optimal d'une pompe utilisée comme turbine est notablement différent de celui de la même machine utilisée comme pompe. La chute nette optimale en régime turbine est environ 1.3 à 1.6 fois celle de la pompe.

II.4.2.4. La turbine Banki

II.4.2.4.1. Historique

La turbine Banki est apparue au début du siècle, en Europe. En même temps que les turbines modernes. Comme la turbine Kaplan. Le premier brevet relatif à la turbine Banki date de 1905. Il est dû à A. G. M. Michel, un Australien.

Sous l'effet des travaux de Donat Banki, en l'honneur duquel on nomme souvent la machine. Une première théorie scientifique pour la conception de la turbine. Dans une série d'articles publiés entre 1912 et 1918, qui sert encore aujourd'hui dans la recherche et la pratique.

II.4.2.4.2. Définition

La turbine Banki est une turbine hydraulique à écoulement radial. Dont le rotor de forme cylindrique permet une double traversée de l'eau dans l'aubage.

Depuis son invention au début du siècle, elle est utilisée exclusivement dans les installations de petite puissance, c'est-à-dire de moins d'un mégawatt. Vraisemblablement en raison de cet usage exclusif, en même temps qu'en raison du rendement plus faible qu'elle atteint. Elle a reçu relativement peu d'attention des chercheurs depuis son apparition.

II.4.2.4.3. Description de la turbine

Un schéma montrant les principales pièces d'une turbine Banki est montré à la figure II.11 Il s'agit d'un modèle Ossberger.

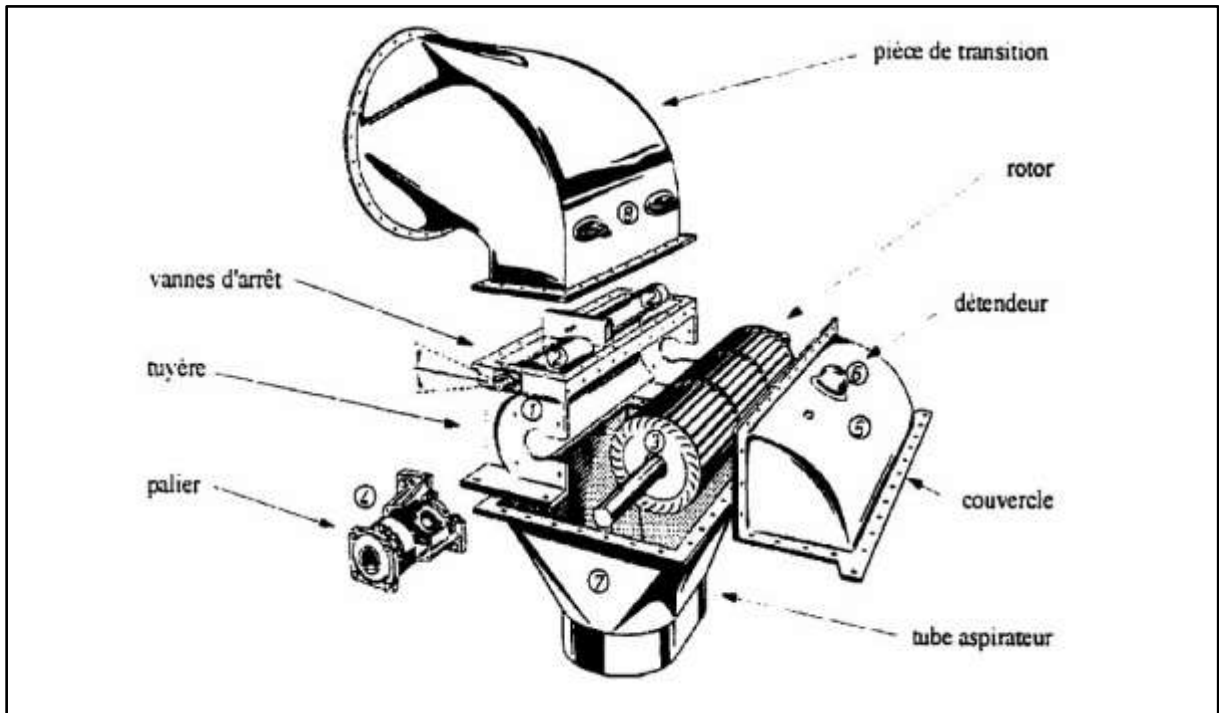


Figure II.11: Vue éclatée d'une turbine Banki (Ossberger)

Le rotor est de forme cylindrique. Une série d'aubes maintenues par des plaques circulaires aux extrémités forme une cage cylindrique. Ces plaques sont fixées soit à des paliers. Soit à un arbre qui traverse alors au centre du rotor. La tuyère amène un jet d'eau rectangulaire au rotor. Elle ne couvre qu'une partie seulement de la circonférence du rotor, en général de 60 à 120 selon les conditions d'opération. Une pièce de transition est nécessaire pour raccorder la tuyère, de section rectangulaire, à la conduite d'amenée circulaire.

L'utilisation d'un aspirateur est apparue à la fin des années 50. Utilisé avec un couvercle .Il permet d'augmenter la charge disponible. En abaissant la pression à la sortie de la tuyère. Sa présence nécessite en général l'ajout d'un détendeur d'air. Qui sert à contrôler la hauteur d'eau dans l'aspirateur.

II.4.2.4.4. Principales difficultés envisagées

L'écoulement dans la turbine Banki présente de nombreuses difficultés dans le développement d'un modèle mathématique qui puisse le décrire adéquatement.

Il y a d'abord des zones, près des aubes situées dans le jet près desquelles se forme une couche limite et où la viscosité est un facteur important. Des zones d'écoulement secondaire peuvent même apparaître. Il y a ensuite un important entrainement d'air dans la machine, d'une part, parce que l'air entre à travers la surface libre du jet turbulent qui traverse la roue.

Pour réduire cette complexité. Seule une symétrie plane peut être invoquée. Elle ne permet toutefois pas de réduire l'aubage à une portion réduite qui puisse être étudiée avec une certaine utilité, comme on peut étudier une portions radiale de la roue d'autres types de turbine, comme la Francis ou la Kaplan. l'aubage doit être étudié dans son ensemble si on ne veut pas être obligé de poser des hypothèses trop grossières sur les conditions aux frontières du domaine de calcul.

Chapitre II : généralités sur les turbines

Enfin, l'écoulement dans la turbine Banki est essentiellement un jet complexe.

II.5. paramètres communs des turbines

II.5.1. Puissance hydraulique d'une turbine

La puissance hydraulique est la puissance fournie à la turbine par l'eau qui l'alimente. Elle est donnée par le produit de l'énergie hydraulique gH avec le débit massique (débit volumique par masse spécifique ρ et Q) [25].

$$P_a = \rho * Q * gH \quad (\text{II.1})$$

P_a : la puissance hydraulique en watt

Les essais de réception des turbines hydrauliques définissent les points de référence à l'amont (1) et à l'aval (2) de la turbine entre lesquels est mesurée la chute ou l'énergie nette.

C'est en ces points que sont placés les instruments servant à mesurer la pression ou le niveau (manomètres ou limnimétries). La figure I.6 montre le principe de mesure et de calcul de la chute nette et autres paramètres nécessaires à la détermination de la puissance hydraulique de la turbine [26].

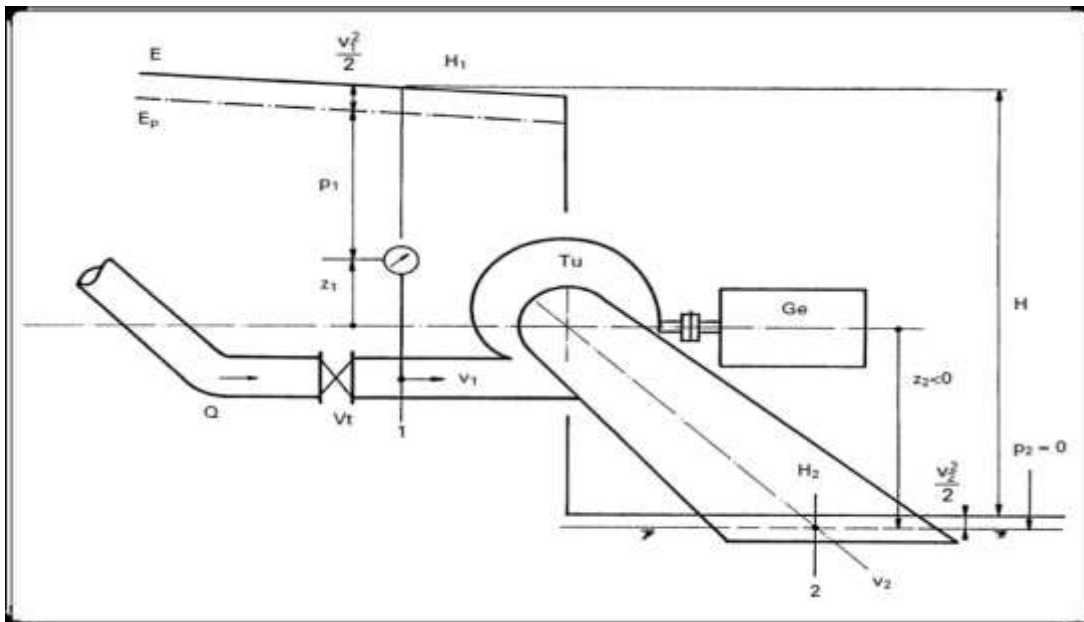


Figure II.12 : Paramètres pour le calcul de la puissance hydraulique d'une turbine [26]

V_t : vanne turbine

E : ligne d'énergie (de charge)

E_p : ligne de pression,

Tu : turbine,

1 : point de référence amont turbine

2 : point de référence aval turbine

Ge : générateur.

Chapitre II : généralités sur les turbines

II.5.2. Puissance mécanique, vitesse de rotation spécifique d'une turbine

II.5.2.1. Puissance mécanique

En tenant compte du rendement global de la machine hydraulique (turbine) η_T on obtient la puissance mécanique fournie à l'arbre de la turbine comme suit [25].

$$P_{mec} = \rho * Q * gH * \eta_T \quad (II.2)$$

$$P_{mec} = P_a * \eta_T \quad (II.3)$$

II.5.2.2. Vitesse de rotation spécifique

La vitesse de rotation spécifique N_s est le principal nombre caractéristique des turbines hydrauliques. Elle mesure le rapport entre la vitesse de l'eau et la vitesse de rotation, on distingue les turbines lentes, pour lesquelles la vitesse de l'eau est nettement supérieure à la vitesse périphérique, et les turbines rapides, pour lesquelles c'est le contraire [9].

$$N_s = \frac{N P_{mec}^{1/2}}{H^{5/4}} \quad (II.4)$$

II.5.2.3. Rendement

Toute transformation d'énergie dans une machine donne lieu à des pertes. Il s'ensuit que la puissance obtenue à l'arbre de la turbine, et qui sert à entraîner la génératrice, est inférieure à la puissance hydraulique. Le rapport entre ces deux puissances est le rendement qui est un paramètre définissant la qualité de la turbine.

$$\text{Ou : } P_{mec} = \eta_t * P_a \quad (II.5)$$

$$\text{D'où : } \eta_t = \frac{P_{mec}}{P_a} \quad (II.6)$$

η_t : rendement de la turbine en pourcentage (%)

P_{mec} : puissance mécanique en watt

P_a : puissance hydraulique en watt

II.5.2.4. Courbes caractéristiques d'une turbine à vitesse constante

Le fonctionnement normal d'une turbine est à vitesse constante. Il est donc naturel de présenter les courbes caractéristiques pour ce cas de fonctionnement. Pour la mesure, la turbine travaille à une ouverture A fixé du distributeur ou du pointeau de réglage du débit, et l'opérateur varie le débit de la turbine par réglage de la pompe d'alimentation ou de la vanne du banc d'essai. Ce qui donne les courbes (chute-débit, rendement-débit, puissance-Débit) représentées à la figure (II.13) ci-dessous .

Q : débit ;

Q_V : débit à vide

Q_{max} : débit maximum

Q^{\wedge} : débit à rendement maximum

H : chute nette

Chapitre II : généralités sur les turbines

HU : chute à rendement maximum

η : rendement

P_{mec} : puissance à l'arbre de la turbine

A: position fixe de l'organe de réglage du débit [24].

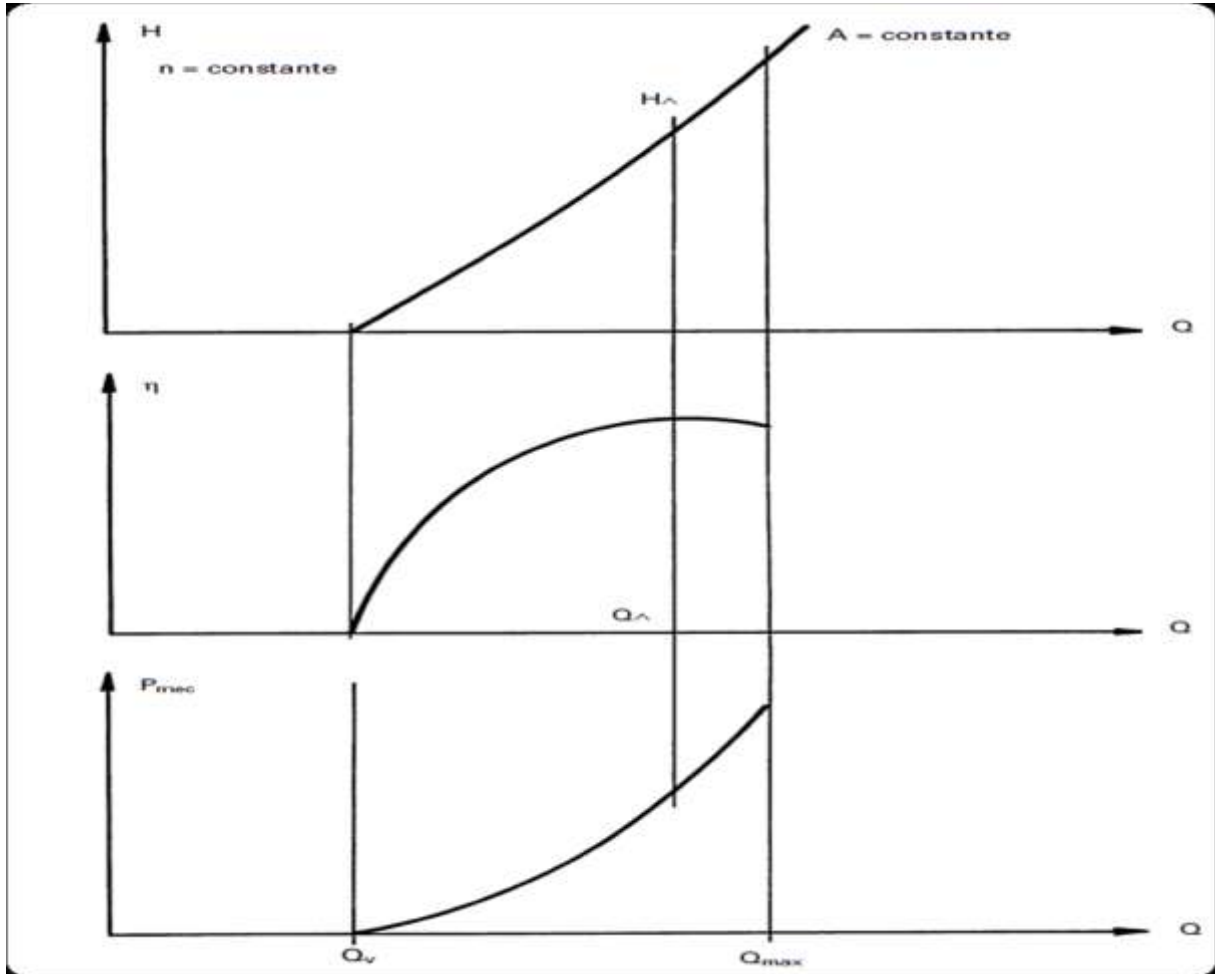


Figure II.13 : Courbes caractéristiques d'une turbine à vitesse de rotation et ouverture constantes [24]

II.5.2.5. Courbes caractéristiques à vitesse variable

Pour connaître le comportement de la turbine pendant les régimes transitoires (démarrage, mise en décharge brusque et emballement), il est utile d'en connaître les courbes caractéristiques à vitesse variable. Dans ce cas, l'essai est réalisé sous une chute constante, une ouverture de turbine constante et un débit et une vitesse de rotation variables.

Les paramètres obtenus sont les suivants, en fonction de la vitesse de rotation n ce qui est représenté sur la figure II.14) :

Débit Q (utile pour calcul du coup de bélier à l'emballement)

Rendement η

Couple sur arbre turbine (utile pour calculer l'accélération du groupe et dimensionner le volant d'inertie).

Chapitre II : généralités sur les turbines

De manière similaire aux courbes Q - H, ces courbes sont réunies sous forme d'abaque avec une colline des rendements. Pour rendre ces courbes utilisables pour toute grandeur de turbine et toute hauteur de chute, les échelles sont converties sous une forme unitaire :

- le débit Q devient débit unitaire Q_{11}
- la vitesse n devient vitesse de rotation unitaire n_{11}
- le couple T devient couple unitaire T_{11}

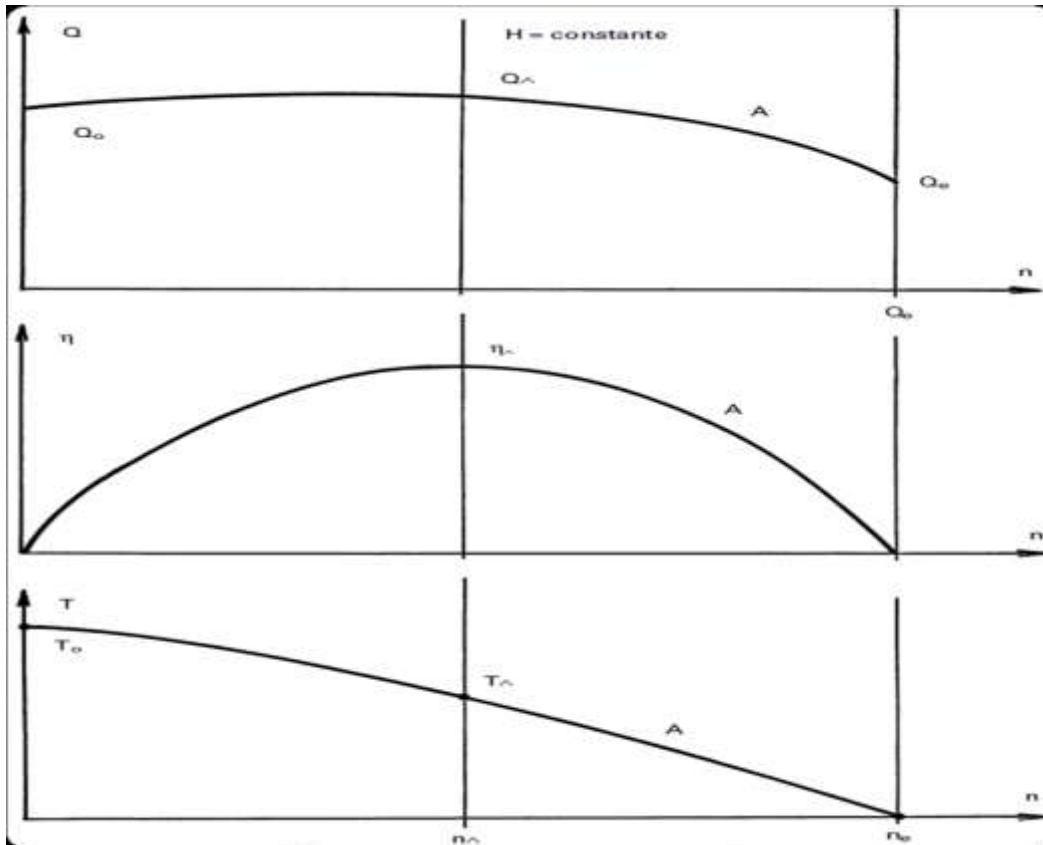


Figure II.14 : Courbes caractéristiques d'une turbine sous chute constante, ouverture géométrique constante et vitesse de rotation variable [24]

II.6. Classification des turbines – Vitesse spécifique

Les turbines se trouvent en différents types qui sont classés en fonction d'un seul paramètre qui est dérivé des lois de similitude c'est la vitesse spécifique. Il en existe plusieurs définitions, qui peuvent encore toutes se retrouver dans la littérature ou dans la documentation des fabricants [10].

❖ Vitesse spécifique N_s :

Vitesse de rotation, en t/min, d'une turbine travaillant sous une chute de 1 m et délivrant une puissance de 1 kW [6].

$$N_s = n * \frac{P^{1/2}}{H^{5/4}} \quad (\text{II.7})$$

Chapitre II : généralités sur les turbines

Cette formule a pour inconvénient que le rendement de la turbine est inclus dans la puissance P. Anciennement, et peut être encore aujourd'hui chez certains fabricants, P est indiqué en chevaux vapeur (CV) (1 CV = 0,736 kW) [6].

$$N_S = n * \frac{P^{1/2}}{H^{5/4}} = 1,166 N_S \quad (\text{II.8})$$

❖ Vitesse spécifique n_q :

Vitesse de rotation, en tr/min, d'une turbine travaillant sous une chute de 1 m avec un débit de $1\text{m}^3/\text{s}$ [10].

$$n_q = n * \frac{Q^{1/2}}{H^{3/4}} \quad (\text{II.9})$$

II.7. Résumé des principaux types de turbines et de leur domaine d'application

La figure ci-dessous I.15 présente les turbines à action qui sont turbine Pelton et turbine cross flow et leur domaine d'application

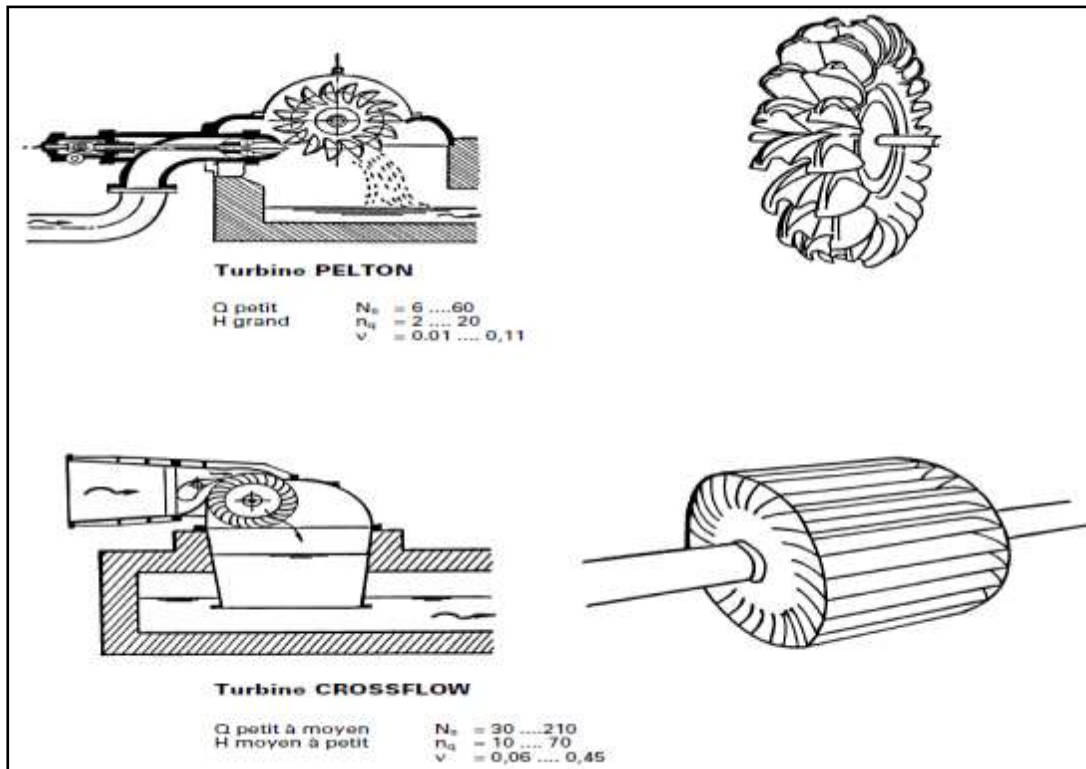


Figure II.15: Turbines à action [26]

La figure ci-dessous II.16 présente les turbines à réaction qui sont turbine Francis et turbine Kaplan et leur domaine d'application.

Chapitre II : généralités sur les turbines

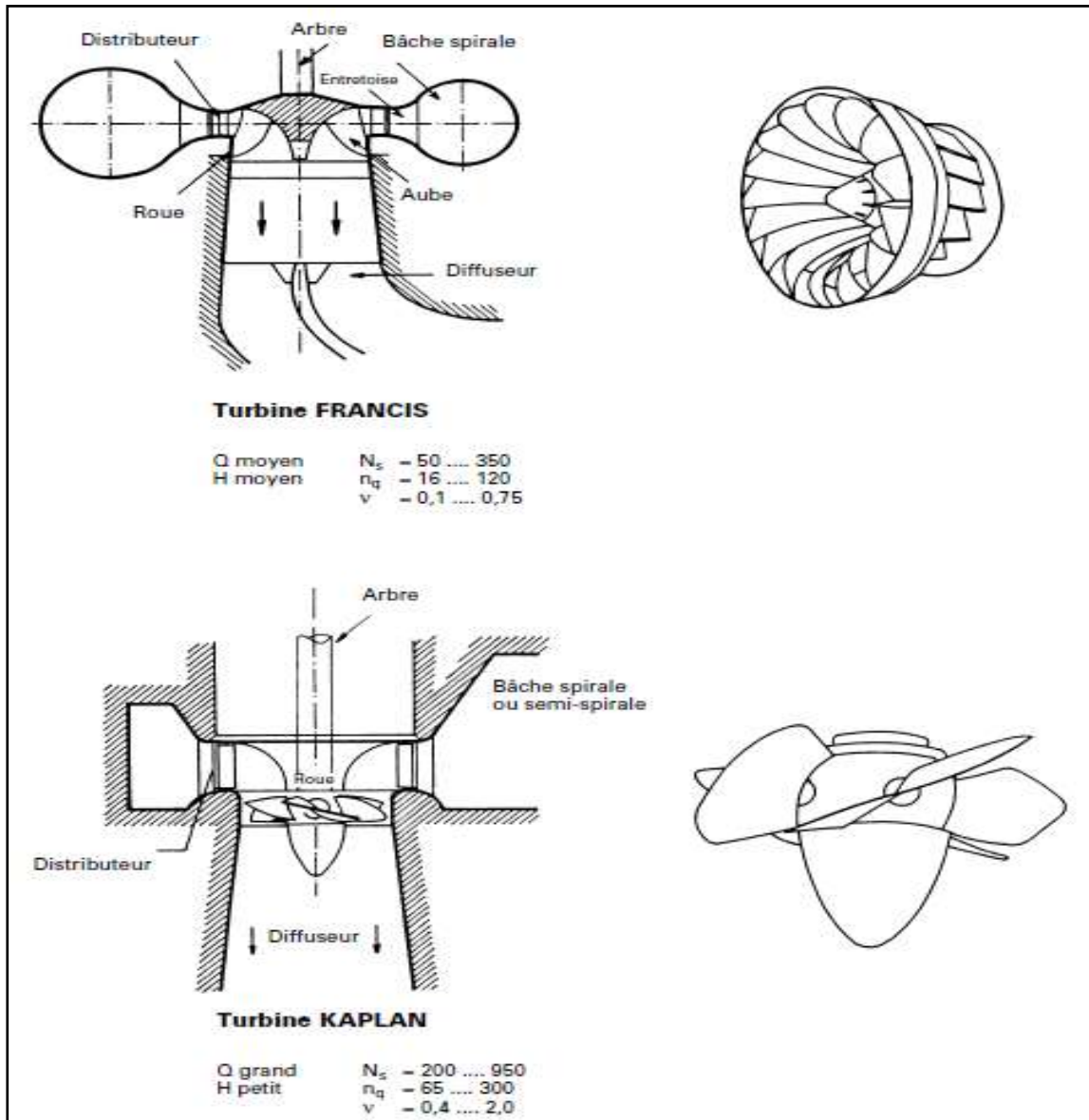


Figure II.16: Turbines à réaction [26]

II.8. Conclusion

Dans notre chapitre, on a conclu que pour la sélection d'un type de turbine va être fonction non seulement de la chute nette et du débit, mais aussi des données spécifiques au site sur lequel la machine sera installée. Il est donc utile d'établir le plus exactement possible les conditions d'exploitation, en gardant en mémoire qu'une turbine à réaction, de type Francis ou Kaplan, s'adapte mieux à des fortes variations de chute relative qu'une turbine à action Pelton ou Crossflow.

III.1. Centrales hydroélectriques

Une centrale hydro-électrique est une usine où l'on produit de l'électricité en utilisant l'eau comme force motrice pour faire tourner des turbines qui entraînent à leur tour des alternateurs. [23]

III.2. Les types de centrales hydroélectriques

III.2.1. Les centrales gravitaires

Ainsi nommées car les apports d'eau dans leur réservoir ou leur prise d'eau sont essentiellement issus de cours d'eau par gravitation, telles que les centrales au fil de l'eau ou les centrales hydroélectriques de lac. [24]

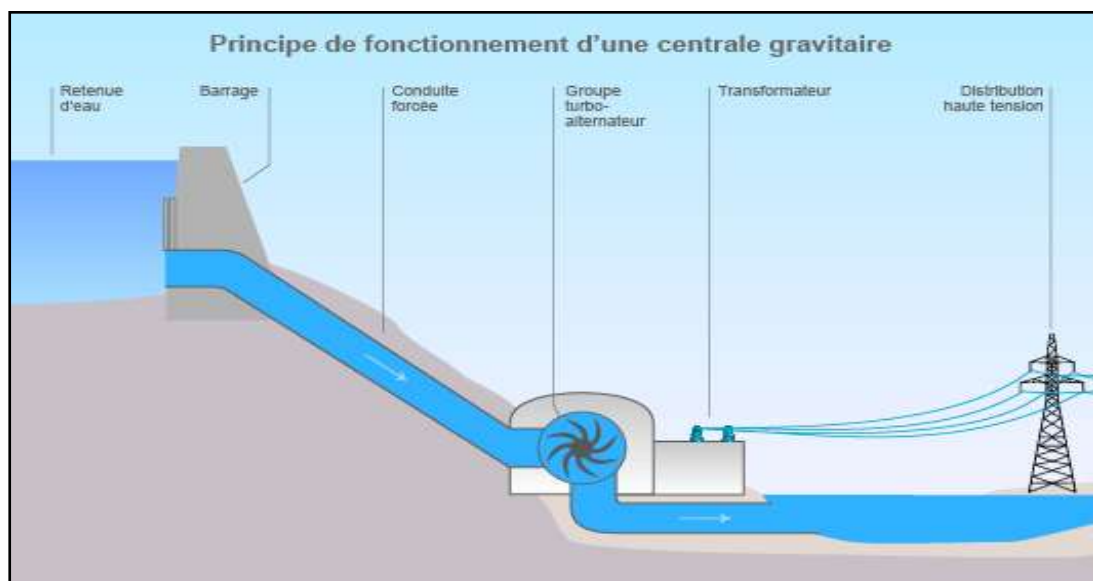


Figure III.1: centrale hydroélectrique gravitaire

III.2.1.1. Les aménagements gravitaires

- **Les centrales au fil de l'eau :** utilisent le débit d'un fleuve et fournissent une énergie de base produite « au fil de l'eau » et injectée immédiatement sur le réseau. Elles sont généralement constituées d'une prise d'eau, d'un tunnel ou d'un canal, puis d'une conduite forcée et d'une usine hydroélectrique située sur la rive de la rivière.
- **Les centrales d'écluse :** dans les grands fleuves à relativement forte pente, des barrages sur le fleuve ou sur un canal parallèle au fleuve provoquent des suites de chutes d'eau. Les usines hydroélectriques placées aux pieds des barrages turbinent l'eau du fleuve. Une gestion fine de l'eau stockée entre deux barrages permet de fournir de l'énergie de pointe en plus de l'énergie de base.

- **Les centrales-lacs** : sont également associées à une retenue d'eau créée par un barrage. Leur réservoir important permet un stockage saisonnier de l'eau et une modulation de la production d'électricité.

III.2.2. Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

Les STEP possèdent deux bassins, un bassin supérieur (par exemple, un lac d'altitude) et un bassin inférieur (par exemple une retenue artificielle), entre lesquels est placé un dispositif réversible pouvant aussi bien fonctionner comme pompe ou turbine pour la partie hydraulique et comme moteur ou alternateur pour la partie électrique.

L'eau du bassin supérieur est turbinée en période de forte demande pour produire de l'électricité. Puis, cette eau est pompée depuis le bassin inférieur vers le bassin supérieur dans les périodes où l'énergie est bon marché, et ainsi de suite. Les STEP ne sont pas considérées comme productrices d'énergie de source renouvelable puisqu'elles consomment de l'électricité pour remonter l'eau turbinée. Ce sont des installations de stockage d'énergie. Elles interviennent fréquemment pour des interventions de courte durée à la demande du réseau et en dernier recours (après les autres centrales hydrauliques) pour les interventions plus longues, notamment en raison du coût de l'eau à remonter. Le rendement entre l'énergie produite et l'énergie consommée est de l'ordre de 70% à 80%. L'opération se révèle rentable lorsque la différence de prix de l'électricité entre les périodes creuses (achat d'électricité à bas prix) et les périodes de pointe (vente d'électricité à prix élevé) est importante. [25]

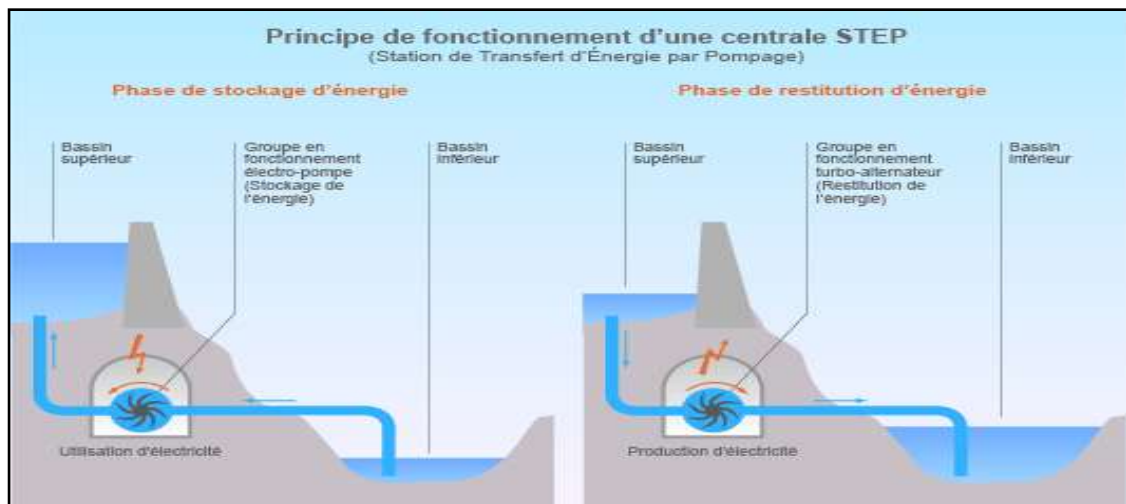


Figure III.2: centrale hydroélectrique STEP

III.2.3. Les usines marémotrice

L'énergie marémotrice est issue du mouvement des marées (qui sont-elles mêmes causées par les forces de gravitation de la Lune et du Soleil).

Cette énergie peut être captée de deux manières :

- soit en exploitant les variations du niveau de la mer comme dans l'usine marémotrice de la Rance (énergie potentielle)
- soit en exploitant les courants de marée captés par des turbines appelées "hydroliennes" (énergie cinétique).

Une usine marémotrice exploitant les variations du niveau de la mer fonctionne sur le même principe qu'une centrale hydroélectrique. C'est une chute d'eau qui entraîne des turbines et permet de produire de l'électricité. Pour exploiter l'énergie marémotrice, on construit un barrage qui laisse passer la mer à marée montante. L'eau remplit un bassin de retenue qui sert ensuite à faire tourner les turbines à marée basse. L'exploitation de l'énergie potentielle des marées nécessite donc des aménagements importants, qui modifient l'équilibre écologique du site d'implantation. C'est pourquoi on explore aujourd'hui d'autres solutions comme le captage de l'énergie cinétique des courants de marée. [25]

III.3. Classification des centrales hydroélectriques par hauteur de chute

Une petite centrale hydraulique se définit comme une installation de production énergétique, d'une puissance de moins de 10 MW.

Les petites centrales hydrauliques se divisent en différentes catégories :

- Les pico-centrales de 10 à 100 kW.
- Les micro-centrales de 100 kW à 1 MW.
- Les mini-centrales de 1 MW à 10 ou 15 MW. [26]

Celles-ci peuvent être classées aussi en trois catégories distinctes selon la hauteur de la chute d'eau :

- Centrales à haute chute : 120 m et plus.
- Centrales à moyenne chute : 30 à 120 m.
- Centrales à basse chutes : 2 à 30 m. [27]

III.4. Principe de fonctionnement

Dans toute transition énergétique basée sur l'essor des sources d'énergie renouvelables et intermittentes, l'hydroélectricité a un rôle déterminant. Sa production et ses capacités de stockage permettent en effet d'équilibrer la demande électrique. D'où l'importance des aménagements hydroélectriques au fil de l'eau.

La centrale hydroélectrique se situe en contrebas de la source. La force de chute de l'eau va ainsi permettre d'actionner la turbine, qui va ensuite faire fonctionner l'alternateur. Ce dernier va alors produire un courant alternatif qui va être envoyé au transformateur

électrique de la centrale hydroélectrique. La puissance de la centrale hydroélectrique dépend essentiellement de la force de l'eau.

Le transformateur est le dernier élément clé qui permet de générer de l'hydroélectricité. Celui-ci va élever la tension du courant que l'alternateur produit. Cette électricité va ensuite être transportée vers la station de pompage.

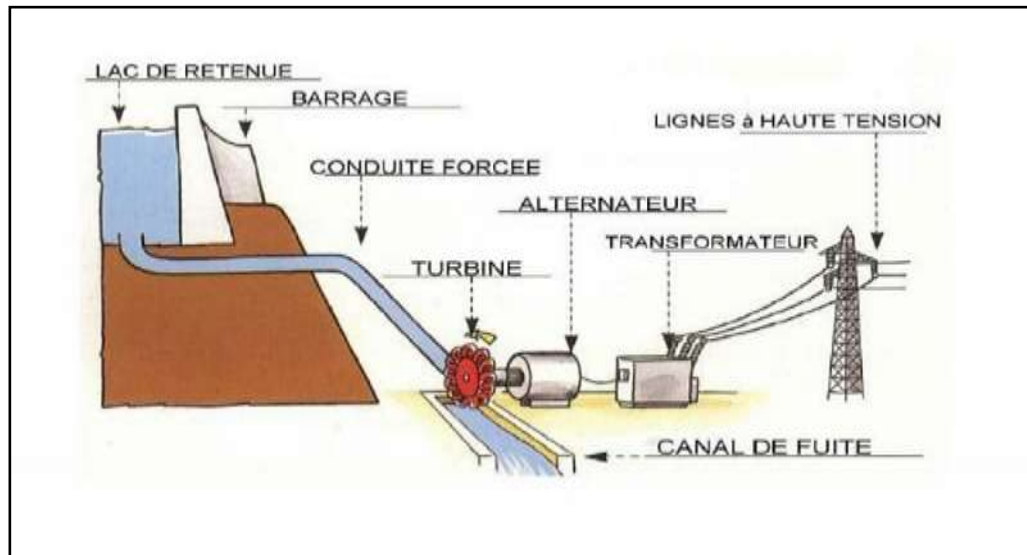


Figure III.3: Schéma d'une centrale hydroélectrique

III.5. Les différentes composantes d'une mini-centrale hydroélectrique

Une mini-centrale hydroélectrique est composée de quatre éléments principaux :

III.5.1. Les ouvrages de prise d'eau (digues, barrage)

La forme et les dimensions de cet ouvrage sont adaptées à la nature du terrain ou à la conformation du lit du cours d'eau. Il est construit en enrochements, en gabions en terre, en maçonnerie ou en béton. Il peut parfois tirer parti des faciès naturels et ne nécessite aucun aménagement. La prise d'eau peut également être installée sur un canal d'irrigation ou sur une adduction d'eau potable.

III.5.2. Les ouvrage d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée)

Un canal d'amenée, en terre ou en béton, et la conduite forcée le plus souvent en acier ou en polyéthylène dirigent l'eau vers la centrale. Le canal est muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours d'eau. Éventuellement, un dessableur favorise le dépôt des particules avant l'entrée dans l'installation (protection contre les crues, isolement du canal, isolation de la turbine, etc.). Une chambre de mise en charge si le canal d'amenée est à écoulement libre, ou une cheminée d'équilibre s'il s'agit d'une conduite forcée, assure la jonction avec la conduite forcée qui alimente en eau la turbine.

III.5.3. Les équipements de production (turbines, générateurs, système de régulation, transformateur)

➤ Turbine

Nous avons déjà défini les turbines avec leurs différents types dans le deuxième chapitre.

➤ Générateur

Le générateur se divise en deux parties, le stator (la partie fixe) et le rotor (la partie mobile). La paroi externe du rotor est composée d'électro-aimants, tandis que la paroi interne du stator est formée d'un bobinage de barres de cuivre. Lorsque le rotor tourne dans le stator les électrons vibrés dans les barres de cuivre formeront un champ magnétique dans le générateur. Ce champ magnétique provoquera un déplacement d'électron qui va créer le courant électrique [28].

➤ Multiplicateurs de vitesse et systèmes de régulation

Pour faire fonctionner une turbine correctement, un système de régulation doit être mis en place. Ce dernier doit permettre d'adapter le régime de vitesse de la turbine en fonction de la consommation électrique et du débit à l'entrée de la prise d'eau. Cette régulation doit permettre de maintenir la vitesse de rotation la plus constante possible afin que le réseau reste calé sur sa fréquence propre.

➤ Transformateur

Un transformateur électrique est un convertisseur servant à modifier des valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source d'énergie électrique alternative, et un dispositif de tension et de courant de valeurs différentes mais de même fréquence et de même forme. [29]



Figure III.4: un transformateur triphasé

III.5.4. Les ouvrages de restitution

A la sortie de la centrale, les eaux turbinées sont envoyées dans la rivière par un canal de fuite. Ce canal est établi soit à l'air libre, soit en galerie dans le cas où la centrale est souterraine. La longueur du canal de fuite est très variable selon le type d'aménagement.

III.6. Les implantations possibles sur les réseaux d'eau potable pour une mini-centrale

L'eau potable est souvent fournie à une agglomération en transportant l'eau par une conduite en charge depuis un réservoir d'eau amont. Lorsque la différence d'altitude entre la source et un réservoir, ou une usine de traitement est importante, la pression excédentaire est habituellement dissipée dans des vannes de réduction de pression ou des chambres dites brisent énergie. [30]

L'installation d'une turbine à l'extrémité de la conduite permet de valoriser cette énergie potentielle en la transformant en électricité. La turbine remplace alors la fonction de brise énergie.

Les différents emplacements possibles pour le turbinage des eaux potables sont :

- turbinage sur la conduite entre deux réservoirs.
- turbinage sur la conduite d'amenée de l'eau de source vers un réservoir.
- turbinage entre deux zones de pression différentes.
- turbinage du trop-plein d'un réservoir.

III.7. Les avantages et les inconvénients des centrales hydroélectriques

❖ Les avantages

➤ Verte

La production de l'électricité avec l'énergie hydraulique n'est pas en elle-même polluante. La seule pollution se produit au cours de la construction de ces énormes centrales.

➤ Fiable

L'hydroélectricité est effectivement une énergie très fiable. Il y a très peu de perturbations en termes de puissance électrique qui soient dues à ce type de centrales. Les pays qui disposent de grandes ressources hydrauliques utilisent cette énergie comme source fournissant la charge de base.

➤ Sûre

Par comparaison à d'autres formes d'énergie, telles que les combustibles fossiles ou l'énergie nucléaire, l'hydroélectricité est beaucoup plus sûre. Il n'y a pas de carburant qui entre en jeu.

❖ Les inconvénients

- La construction de ces centrales hydrauliques est souvent très coûteuse
- En cas de sécheresse, toute la centrale hydraulique sera dysfonctionnelle et donc aucune électricité ne sera produite

III.8. Identification des sites

Les sites appropriés pour les centrales hydroélectriques sont situés principalement en région de montagne, où la dénivellation entre le captage d'eau de source et le réservoir est importante. Pour l'Algérie on les trouve en Kabylie (la wilaya de Tizi-Ouzou), où les sites sont les plus favorables.

L'identification des sites du potentiel s'est effectuée d'après le plan de profil, en long du réseau et en collaboration avec les services de l'APC de village Iferhounene.

Pour faire l'identification des sites différents critères sont déterminants, comme l'écoulement gravitaire, le débit, la hauteur de chute, l'emplacement géographique, la disponibilité d'un réseau électrique assez proche... etc.

Après l'analyse du fonctionnement du réseau d'eau concernant la wilaya de Tizi-Ouzou, nous avons constaté que la grande partie des réservoirs de distribution d'eau potable sont alimentés par refoulement de l'eau, à partir des sources de captage situées à un niveau bas par rapport à l'emplacement des réservoirs, ce type de réseau ne peut être exploité car il ne possède aucun potentiel énergétique, en plus c'est un réseau consommateur d'énergie dans les stations de pompage, notre étude est orientée vers les réseaux et les

chaînes qui possèdent un écoulement gravitaire pour ce qui nous a permis d'étudier la chaîne AEP Iferhounene.

III.9. Etude du potentiel de la chaîne AEP Iferhounene

Les schémas ci-dessous montrent le site choisi et qui se situe entre la source (Ighzar Amokrane) et le réservoir (Iferhounene) Figure (III.1).

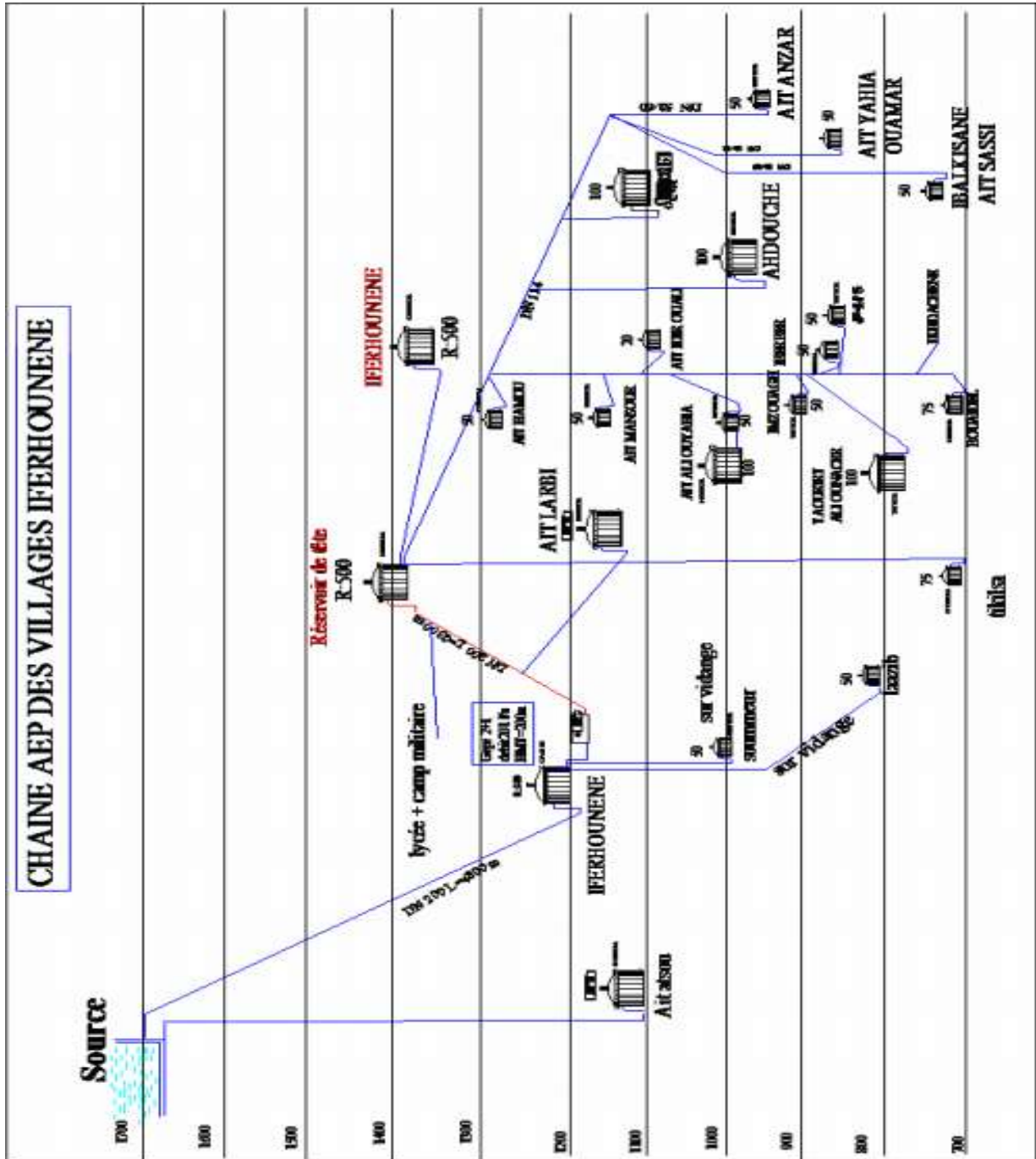


Figure III.5 : schéma AEP de la zone Iferhounene

III.9.1. Description du site

III.9.1.1. La prise d'eau

Les ressources en eau de la région se composent des eaux de source. Actuellement l'alimentation en eau potable, se fait exclusivement par le captage de la source « Ighzer Amokrane ou Thala Meloulen » qui a été réalisé à l'époque coloniale ; cette source de coordonnées ($X=355.35 - Y=649.40$), située au contact par faille des schistes du houiller et des calcaires du trias dans un ravin, affluent de l'oued Tirourda, à 1 Km du sud-ouest du village Takhlijt Ait Aitsou. Son débit est de l'ordre de 110 l/s en hiver et 20 l/s à l'étiage selon le rapport datant du 30 avril 1948. Ce captage qui est située à l'altitude 1700m issue du massif du Djurdjura à l'aval d'Azerou N'Thor alimentant gravitairement deux réservoirs, le réservoir d'Ait Atsou et le réservoir Soumeur. La figure (III.6) montre les images de la source « Ighzer Amokrane »



(A)

(B)

Figure III.6: La source El Ainseur Amokrane

(A) : à l'extérieur du réservoir de la source

(B) : à l'intérieur du réservoir de la source

III.9.1.2. La conduite

La conduite d'adduction est gravitaire de diamètre DN 200mm en acier enrobé et de longueur 4800m (mètre linéaire) alimentant le réservoir de Soumeur et contenant des chambres de mise en charge. Cette conduite longeant la route vers Illiltène. La conduite actuelle est en mauvais état. D'un point de vue technique, les conduites existantes comportent de trop grandes pertes de charge. Il sera nécessaire de les remplacer pour obtenir un meilleur rendement et ainsi profiter pleinement du potentiel existant.

La figure (III.7) montre :

- Une image de la conduite à la sortie de la chambre de mise en charge.

- Une image de la conduite.



Figure III.7 : Les conduites utilisées

III.9.1.3. Réservoir d'arrivée

Le réservoir d'arrivée couvre une capacité de 300m^3 situé à l'altitude de 1200m. Alimente par gravité la station de reprise n°1 et le réservoir de Soumeur de 50m^3 de capacité.

La station de refoulement alimentée par un réseau de basse tension (400V), cette station se compose de trois groupes de pompes de 75KW chacun.

L'image du réservoir et la station de refoulement sont données par la figure (III.8)



Figure III.8: Réservoir d'arrivée et station de refoulement

(Station reprises^o1)



Figure III.9 : L'arrivée de l'eau au réservoir de Soumeur

III.10. Calcul de la conduite alimentant la turbine :

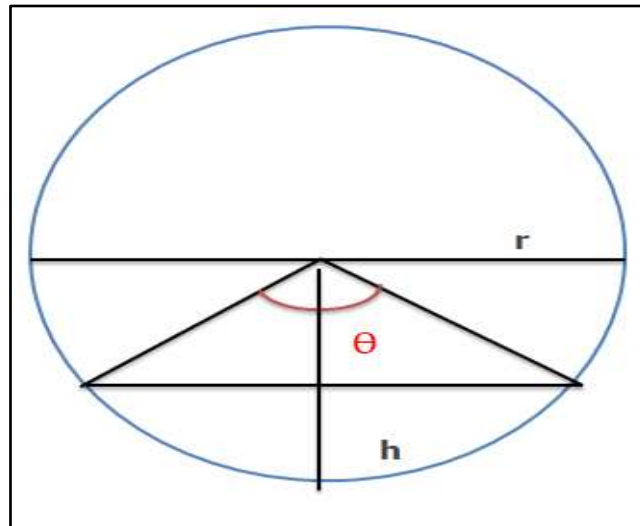


Figure III.10 : Aqueduc circulaire

On a :

$$A = \theta * \frac{r^2}{2} \quad (III.1)$$

$$P = \theta * r \quad (III.2)$$

D'après le schéma dans la figure (III.12) la formule (III.1) devient :

$$A = \theta * \frac{r^2}{2} - r^2 \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2} \quad (III.3)$$

$$\text{On a aussi : } \sin \theta = \sin \left(\frac{\theta}{2} + \frac{\theta}{2} \right) = 2 \sin \frac{\theta}{2} \cos \frac{\theta}{2}$$

$$\text{D'où : } A = \theta * \frac{r^2}{2} - r^2 \frac{1}{2} \sin \theta$$

$$A = \frac{r^2}{2} (\theta - \sin \theta) \text{ (III.4)}$$

D'après le schéma : $h = r - r \cos \frac{\theta}{2}$

$$Q = S * U$$

$$Q = S(C\sqrt{R_h * I}) \text{ (III.5)}$$

Avec : $C = \frac{1}{n} R_h^{1/6}$ on remplace dans III.5

On obtient :

$$Q = S * \frac{1}{n} * R_h^{2/3} * I^{1/2}$$

$$Q = \frac{1}{n} S * \left(\frac{S}{P}\right)^{1/2} * I^{1/2}$$

$$Q = \frac{1}{n} * \frac{S^{5/3}}{P^{2/3}} * I^{1/2}$$

Ce qui donne : $Q = \frac{1}{n} * \frac{\left(\frac{r^2}{2}(\theta - \sin \theta)\right)^{5/3}}{(r\theta)^{2/3}} * \left(\frac{\Delta h}{L}\right)^{1/2} \text{ (III.6)}$

D'après le schéma : $\cos \frac{\theta}{2} = \frac{r-h}{r}$

D'où : $\frac{\theta}{2} = 2 \arccos\left(\frac{r-h}{r}\right)$

(III.7)

Avec : $V = \frac{Q}{A} \text{ (III.8)}$

d : diamètre de conduite d= 200 mm

I : la pente I=500/4800=0,104166666

n : coefficient variable suivant la nature des parois du canal 0,0225

| hauteur h | théta (radian) | A (m2) | P(m) | Q (m3/s) | Q en l/s | v(m/s) |
|-----------|----------------|----------|----------|----------|-------------|----------|
| 0,01 | 0,902053624 | 0,000587 | 0,090205 | 0,000294 | 0,293703991 | 0,500127 |
| 0,02 | 1,287002218 | 0,001635 | 0,1287 | 0,001277 | 1,27691946 | 0,780985 |
| 0,03 | 1,59079766 | 0,002955 | 0,15908 | 0,002973 | 2,973022555 | 1,006103 |
| 0,04 | 1,854590436 | 0,004473 | 0,185459 | 0,005356 | 5,355996446 | 1,197419 |
| 0,05 | 2,094395102 | 0,006142 | 0,20944 | 0,008378 | 8,37801798 | 1,364087 |
| 0,06 | 2,318558961 | 0,007927 | 0,231856 | 0,011977 | 11,97733692 | 1,511005 |
| 0,07 | 2,532207346 | 0,009799 | 0,253221 | 0,016082 | 16,08180547 | 1,641131 |
| 0,08 | 2,738876812 | 0,011735 | 0,273888 | 0,020611 | 20,61069053 | 1,756375 |
| 0,09 | 2,941257811 | 0,013711 | 0,294126 | 0,025476 | 25,47559155 | 1,857999 |
| 0,1 | 3,141592654 | 0,015708 | 0,314159 | 0,030581 | 30,58076969 | 1,946832 |
| 0,11 | 3,341927496 | 0,017705 | 0,334193 | 0,035823 | 35,8229819 | 2,023369 |
| 0,12 | 3,544308495 | 0,019681 | 0,354431 | 0,041091 | 41,09078095 | 2,087826 |
| 0,13 | 3,750977962 | 0,021617 | 0,375098 | 0,046263 | 46,26310358 | 2,140155 |
| 0,14 | 3,964626346 | 0,023489 | 0,396463 | 0,051207 | 51,20674402 | 2,180013 |
| 0,15 | 4,188790205 | 0,025274 | 0,418879 | 0,055772 | 55,771843 | 2,206682 |
| 0,16 | 4,428594871 | 0,026943 | 0,442859 | 0,059783 | 59,78337924 | 2,218886 |
| 0,17 | 4,692387647 | 0,028461 | 0,469239 | 0,063023 | 63,02332261 | 2,21438 |
| 0,18 | 4,99618309 | 0,029781 | 0,499618 | 0,065186 | 65,18580622 | 2,188845 |

| | | | | | | |
|------|-------------|----------|----------|----------|-------------|----------|
| 0,19 | 5,381131684 | 0,030829 | 0,538113 | 0,065719 | 65,71896384 | 2,131748 |
| 0,2 | 6,283185307 | 0,031416 | 0,628319 | 0,061162 | 61,16153937 | 1,946832 |

Tableau III.1 : les dimensions de la conduite alimentant la turbine

Après avoir effectué les calculs on a bien démontré que notre conduite est un écoulement à surface libre avec une vitesse de 1,756 m/s avec une section de $0,011m^2$ et un périmètre de la section mouillée 0,253m et $\theta=156,92^\circ$.

III.11. Mesure de la hauteur de chute

III.11.1. La hauteur brute H_B

La hauteur de chute H_B est égale à la différence d'altitude exprimée en mètre entre les niveaux à la prise d'eau (cote de surface libre en eaux moyennes) et la sortie de la turbine. C'est une donnée topographique mesurable sur le terrain, ou grâce à une carte pour les hautes chutes.

$$H_B = H_1 - H_2 \quad (III.9)$$

H_1 : cote par rapport à la mer.

H_2 : cote par rapport à la mer.

D'après le schéma d'AEP Iferhounene sur la figure(III.5)

$$H_1 = 1700 \text{ m}$$

$$H_2 = 1200 \text{ m}$$

En remplaçant H_1 et H_2 dans l'équation (III.9) on obtient donc :

$$H_B = 500 \text{ m}$$

III.11.2. La hauteur nette H_N

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

Elle se calcule en déduisant de la chute brute, les pertes de charge à l'amont et à l'aval de la turbine

$$H_N = H_B - \sum H_T - \frac{V^2}{2g} \quad (III.10)$$

$V^2/2g$: est l'énergie cinétique résiduelle qui est perdue à la sortie de la turbine.

Chapitre III : choix du système hydroélectrique et transition énergétique

Laperte del'énergiecinétique résiduelle est négligée, ce qui donne la formule suivante :

$$H_N = H_B - \sum H_T \quad (III.11)$$

En estimant les pertes de charge à 10% de la hauteur brute on trouve que:

$$H_N = 450 \text{ m}$$

Afin de récupérer la charge de notre conduite et augmenter la vitesse de notre fluide

Nous avons opté pour placer une tuyère à la fin de notre conduite.

Calcul de la vitesse de sortie :

$$v_{\text{sortie}} = \frac{Q}{\pi * \frac{d_{\text{tuyère}}^2}{4}}$$

Q : le débit $0.02 \text{ m}^3/\text{s}$

d : diamètre de la tuyère

$$\text{Calcul de la hauteur de chute : } H = \frac{V_{\text{sortie}}^2}{2 * 9.81}$$

Après avoir effectué les calculs sur Excel

| Q | d _{tuyère} | V _{sortie} | H |
|------|---------------------|---------------------|----------|
| 0,02 | 0,1 | 2,546479 | 0,330507 |
| 0,02 | 0,09 | 3,143801 | 0,503746 |
| 0,02 | 0,08 | 3,978874 | 0,806903 |
| 0,02 | 0,07 | 5,196896 | 1,376541 |
| 0,02 | 0,06 | 7,073553 | 2,550212 |
| 0,02 | 0,05 | 10,18592 | 5,288119 |
| 0,02 | 0,04 | 15,91549 | 12,91045 |
| 0,02 | 0,03 | 28,29421 | 40,80339 |
| 0,02 | 0,02 | 63,66198 | 206,5671 |
| 0,02 | 0,019 | 70,53959 | 253,6103 |
| 0,02 | 0,018 | 78,59503 | 314,8409 |
| 0,02 | 0,017 | 88,11346 | 395,7178 |
| 0,02 | 0,0169 | 89,15931 | 405,1673 |
| 0,02 | 0,0168 | 90,22389 | 414,9006 |
| 0,02 | 0,0167 | 91,30765 | 424,928 |
| 0,02 | 0,0166 | 92,41106 | 435,2601 |
| 0,02 | 0,0165 | 93,53459 | 445,9082 |
| 0,02 | 0,01649 | 93,64806 | 446,9908 |
| 0,02 | 0,01648 | 93,76175 | 448,0767 |
| 0,02 | 0,01647 | 93,87564 | 449,166 |

| | | | |
|------|---------|----------|----------|
| 0,02 | 0,01646 | 93,98974 | 450,2585 |
| 0,02 | 0,016 | 99,47184 | 504,3143 |

Tableau III.2 : le dimensionnement de la tuyère

On prendra 16,5 mm comme diamètre de sortie de la tuyère

La hauteur de chute est de 445 m pour un $Q=20\text{l/s}$

Une vitesse de sortie de 93.53 m/s

III.12. Le choix de la turbine

Il y'a plusieurs type de turbine qui se trouvent dans le marché mais les domaines d'application de ces turbines sont différents, il y'a des turbines qui fonctionnent à forte charge c'est à dire de très grand hauteur de chute et d'autres à moyenne charge et à faible charge.

Dans notre cas nous avons des contraintes qui orientent le choix de la turbine.

Le dimensionnement et le choix de la turbine sont réalisés par une approche statistique selon le diagramme présenté dans la figure (III.13).

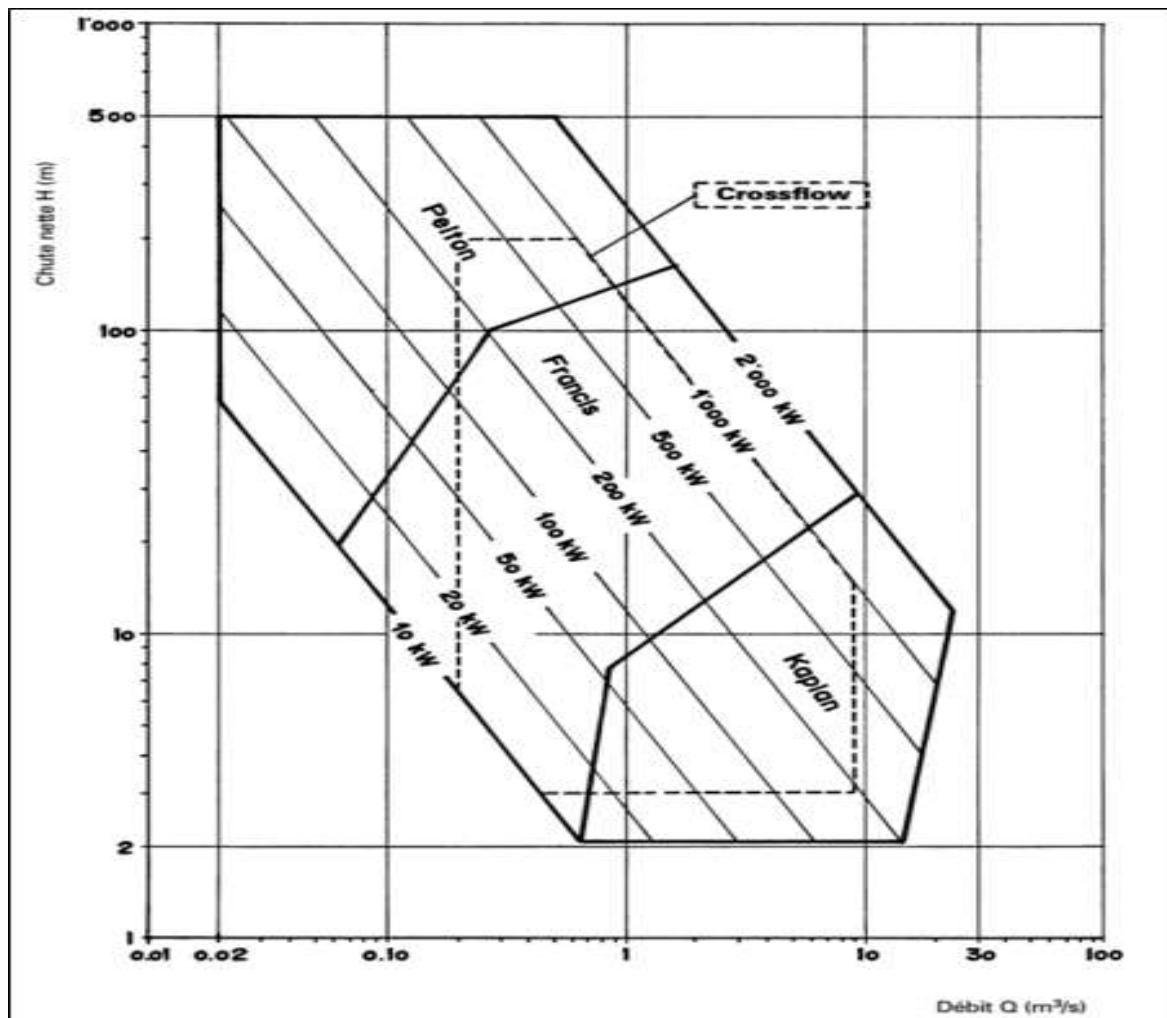


Figure III.11 : diagramme de choix des turbines.

Le choix d'un type de turbine va être fonction de la chute nette et du débit. La figure III.13 permet de sélectionner un type de turbine en fonction de la chute et du débit.

- Le débit de la pompe est de $Q = 0.02 \text{ m}^3/\text{s}$
- La hauteur de chute nette est de 445 m.

⇒ Par projection on a choisi la turbine Pelton

III.13. Les dimensionnements du central hydroélectrique

Le choix d'alternateur dépend de des caractéristiques de la turbine PELTON qu'on a choisi si pour cela il faut calculer les paramètres de cette turbine.

III.13.1. La vitesse de rotation N

Correspond au nombre de tours qu'effectue la roue par unité de temps, donnée toujours en tours /minute (tr/min).

Pour une turbine Pelton La vitesse de rotation est de 1500tr/min.[31]

III.13.2. La puissance utile (puissance mécanique)

La puissance mécanique est la puissance à la sortie de la turbine.

Elle s'exprime par la relation :

$$P = \rho * g * Q * H * \eta_T \quad (\text{III.12})$$

P : la puissance utile en WATT.

ρ : la densité en kg/m^3 .

g : l'accélération de la pesanteur en m/s^2 .

Q : le débit volume en m^3 / s .

H : la hauteur manométrique (utile) en m.

η_T : Le rendement de la turbine.

La variabilité du débit est un paramètre important et a une grosse influence sur la détermination du rendement de la turbine. Cet impact est illustré sur la figure (III .14).

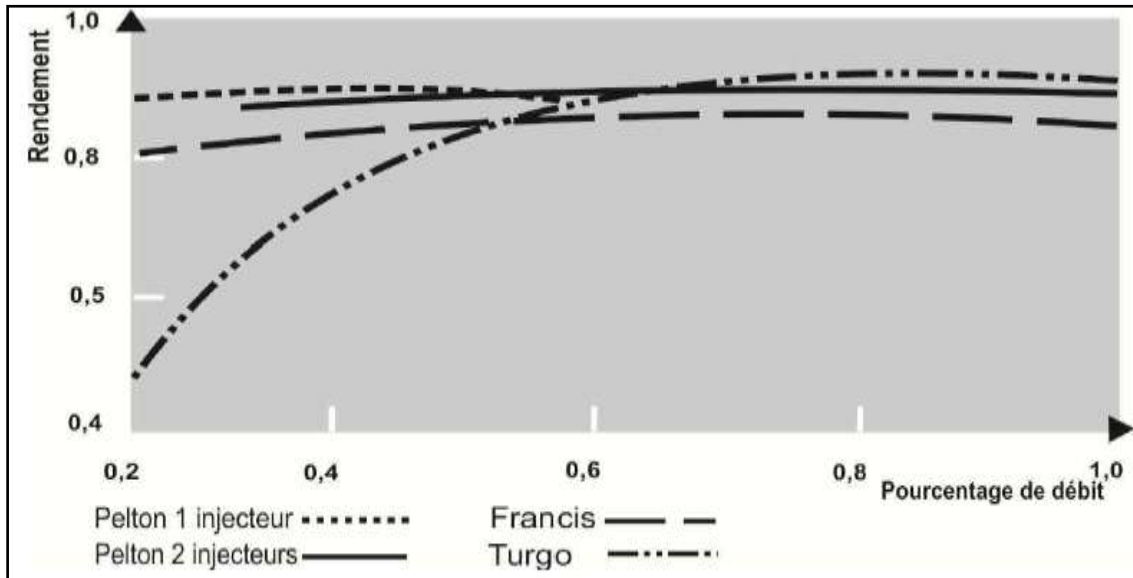


Figure III.12: Rendement des différents types de turbines

Pour un débit $Q = 0.02 \text{ m}^3/\text{s}$ et d'après la courbe de la figure III. 14 On prend une turbine Pelton avec un injecteur.

Le rendement équivalent à ce débit est : $\eta_T = 0.88$.

Après calcul : $P = 76831,04 \text{ watt}$

$P = 104,46 \text{ cheval vapeur}$

III.13.3. La vitesse spécifique

Elle est calculée par la formule II.4

D'où : $N_s = 7,50$

| Vitesse spécifique N_s | Type de turbine |
|--------------------------|--|
| 2 à 31 | Pelton à 1 roue et un jet |
| 31 à $31\bar{2}$ | Pelton à "1 roue et 2 jets" ou "2 roues et 1 jet" |
| $31\bar{2}$ à 62 | Pelton à "2 roues et 2 jets" ou "1 roue et 4 jets" |
| 75 à 400 | Francis |

Tableau III.3 : les domaines d'utilisation des différents types de turbines

On a obtenu une vitesse spécifique de 7,50 elle est incluse dans le domaine de

$2 < N_s < 31$ donc la turbine est une turbine Pelton à une roue et un jet.

III.13.4. Le diamètre de la roue

Une turbine Pelton comporte une roue mobile, munie d'aubes appelées « augets » sur sa périphérie, et un ou plusieurs injecteurs fixes qui envoient, à très grande vitesse, l'eau sur les augets. Le diamètre de la roue est calculé par la relation :

$$D_r = 37 * H^{1/2} / N \quad \text{(III.13) [12]}$$

$$D_r = 520 \text{ mm}$$

III.13.5. Le diamètre d'injecteur

L'injecteur comporte une buse et un pointeau, il a pour rôle d'ajuster le débit du jet d'eau en fonction de la puissance que doit fournir la turbine. L'eau s'écoule par l'espace annulaire entre buse et pointeau sous forme d'un jet parfaitement cylindrique, quel que soit son diamètre.

Le diamètre d'injecteur est calculé par la relation :

$$D_j = 0.545 * Q^{1/2} / H^{1/4} \quad \text{(III.14) [12]}$$

$$D_j = 16 \text{ mm}$$

III.13.6. Nombre et dimensions des augets

Le nombre d'augets est le nombre entier le plus proche du nombre de n donnée par la relation

$$n = 15 + \frac{D}{2 * d} \quad \text{(III.15) [33]}$$

D : le diamètre de la roue de la turbine

d : le diamètre du jet.

Après calcul : $n = 31.25$

Nous équiperons la roue de 31 augets.

III.14. Calculer de la puissance absorbée par la turbine au point (la puissance hydraulique)

$$P_a = \rho * g * H_N * Q \quad \text{(III.16) [34]}$$

$$P_a = 87,309 \text{ KW}$$

P_a : la puissance absorbée par la turbine (watt).

g : accélération gravitaire (m/S^2).

ρ : la masse volumique de l'eau (kg/m^3).

H_N : la hauteur de chute nette (m).

Q : le débit total (m^3/S).

III.15. La puissance développée par la turbine (la puissance mécanique)

Calculé par la formule

$$P_{mec} = P_a * \eta_T \quad (III.17)$$

P_{mec} : Puissance mécanique en (w).

P_a : La puissance absorbée par la turbine (w).

η_T : Rendement de la turbine.

La puissance mécanique fournie par la turbine est :

$$P_{mec} = 76,832 \text{ KW}$$

III.16. Calcul de la puissance électrique

La puissance électrique s'exprime en KW est donnée par la formule suivante :

$$P_{el} = P_{mec} * \eta_g \quad (III.18)$$

P_{el} : Puissance électrique (w)

P_{mec} : La puissance mécanique (w)

η_g : Rendement du générateur.

On a : $\eta = \eta_T * \eta_g$

η : rendement hydroélectrique de l'installation à pleine charge

$$\left\{ \begin{array}{ll} \eta = 0 & \text{si } \frac{Q}{Q_{eq}} \leq 0.05 \\ \eta = 72,5 + 72,5 + 9,5 * \ln\left(\frac{4Q}{Q_{eq}}\right) & \text{si } 0,05 \leq \frac{Q}{Q_{eq}} \leq 1 \end{array} \right. \quad (III.19)$$

$$\eta = (72,5 + 9,5 * \ln 4) * \left(1 - \frac{0,05}{0,4} \frac{Q}{Q_{eq}} + \frac{0,05}{0,4}\right) \text{ si } \frac{Q}{Q_{eq}} \geq 1,4$$

Avant de calculer le potentiel exploitable, on abordera d'abord le calcul de rendement global en utilisant l'équation (III.19). Cela après avoir considéré que le débit turbiné est constant et le débit équipé égal au débit effectif c'est-à-dire

$$Q = Q_{eq} = 0,02 \text{ m}^3/\text{S}$$

Q : Débit effectif

Q_{eq} : Débit équipé, qui est défini comme le débit pour lequel le rendement de la turbine est maximum (appelé aussi débit de dimensionnement).

Dans notre cas : $0,05 \leq \frac{Q}{Q_{eq}} \leq 1$ Donc le rendement se calculera par la formule suivante :

$$\eta = 72,5 + 9,5 * \ln\left(\frac{4Q}{Q_{eq}}\right)$$

$$\eta = 72,5 + 9,5 \ln(4)$$

$$\eta = 0,86$$

La figure (III.15) montre la courbe du rendement considéré pour le calcul :

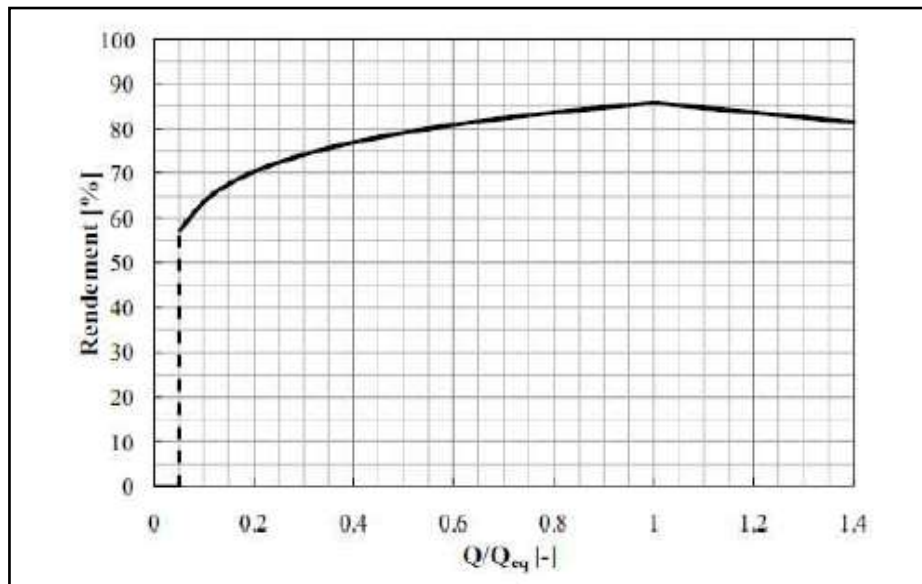


Figure III.13 : Courbe du rendement du groupe turbine-générateur

La puissance électrique sera :

$$P_{el} = 76,832 * 0,98$$

$$P_{el} = 75,295KWh$$

III.17. Calcul de la production annuelle de l'énergie électrique :

Une fois la puissance électrique est calculée, il est intéressant de déterminer la production annuelle d'énergie électrique. Ils'agit en fait de la période de temps pendant laquelle l'électricité est produite.

En effet, la production d'électricité annuelle s'exprime en kWh et peut être recalculée grâce à l'expression suivante :

$$E_{annuelle} = \Delta t * P_{el} \quad (III.20)$$

Δt : Durée de fonctionnement de l'installation .c'est le temps pendant lequel la turbine va turbiner de l'eau

On prenant en compte la période de maintenance des réservoirs et des équipements de la mini centrale estimé à 15 jours par an :

$$E_{annuelle} = 350 * 24 * 75,08$$

$$E_{annuelle} = 630672KWh$$

Cette énergie produite représente 41% de l'énergie consommée.

Le prix de l'énergie produite se calcule par la formule (I.1) mais vu que notre mini centrale hydroélectrique n'est pas en cours de fonctionnement pour avoir la valeur exacte.

On opte pour le tarif 41 car il est le mieux adapté pour notre mini centrale qui fonctionne 24h/24

Mais il faut respecter la condition de démarrage d'un moteur électrique dans ce cas-là il suffit de calculer la puissance dans la station.

III.18. Calcul des puissances

Une machine électrique utilisant le courant alternatif (moteur, lampe, transformateur.....) consomme 3 puissances :

- Une puissance réactive notée **Q**
- Une puissance active notée **P**
- Une puissance apparente notée **S**

La puissance apparente est la somme (trigonométrique) de la puissance active et réactive. C'est par ailleurs la puissance souscrit (KVA) pour son contrat d'électricité.

Elles sont liées par le triangle des puissances comme suit :

$$S = \sqrt{Q^2 + P^2}$$

Q : puissance réactive.

P : puissance active (utile). [39]

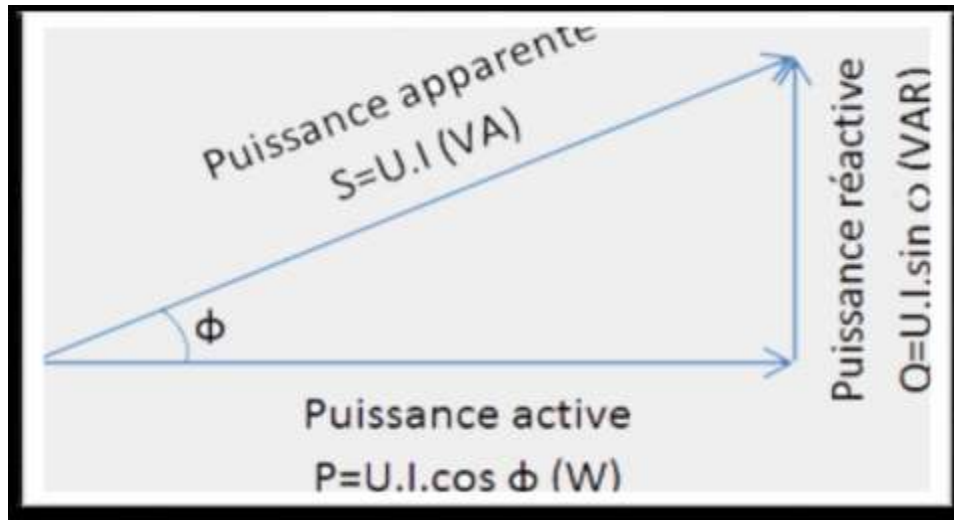


Figure III.14 : Triangle des puissances [16]

III.18.1. La puissance active

Correspond à une fourniture réelle d'énergie transmise au récepteur et convertible en chaleur ou en travail est mesurée avec un wattmètre. Elle se calcule par la relation suivante :

$$P = U * I * \sqrt{3} * \cos \varphi \quad (\text{III .21})$$

$$P = 150 \text{kw} \quad (\text{Une donnée d'ADE})$$

P : puissance active (watt)

U : est la tension de transformateur (volte)

IA : le courant électrique (Ampère)

$\cos \varphi$: Facteur de puissance égale à 0,8

III.18.2.La puissance réactive

Correspond à la puissance fictive qui caractérise l'échange d'énergie non utilisée pour fournir un travail. Elle se calcule par la relation suivante

$$Q = U * IA * \sqrt{3} * \sin \varphi \text{(III.22)}$$

Q : Puissance réactive en volt ampère réactive (VAR)

U : La tension de transformateur (380v)

IA : Le courant électrique (A)

On doit calculer le courant par la formule III.21

$$I = \frac{150 * 10^3}{380 * 0,8 * \sqrt{3}}$$

$$I = 284,876 \text{ A}$$

D'où la puissance réactive est :

$$Q = 380 * 284,876 * \sqrt{3} * 0,6$$
$$Q = 69,281 \text{ VAR}$$

III.18.3.La puissance apparente

Correspond au produit de la valeur efficace du courant et de la tension mesurée avec un voltmètre et un ampèremètre. La puissance apparente se calcule comme suite :

$$S = U * IA * \sqrt{3} \text{(III.23)}$$

S : La puissance apparente en kilos volt ampère

$$S = 380. 10^{-3} * 284,876 * \sqrt{3}$$

$$S = 187,499 \text{ KVA}$$

III.18.4.Facteur de puissance

Par définition le facteur de puissance d'une installation électrique (FP) est égal au rapport de la puissance active P (kW) sur la puissance apparente S (KVA) :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active (kw)}}{\text{puissance apparente (kvA)}} \text{(III.24)}$$

$$FP = 0,800004$$

En général $FP = \cos \varphi = 0,8$

Un bon facteur de puissance c'est :

- \cos élevé (proche de 1)
- ou \tan faible (proche de 0)

Un facteur de puissance égal ou proche de 1 (comme dans notre cas $FP=0,8$) :

- ✓ Ne conduira à aucune consommation d'énergie réactive et inversement.
- ✓ Puissance qui permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation.
Présente de multiples avantages d'ordre économique et technique et permet de réduire la facture d'électricité.

III.18.5. Inconvénients d'un mauvais $\cos \varphi$

- ✓ Une augmentation du montant de la facture SNG. (une consommation excessive d'énergie réactive peut également entraîner une majoration sous forme de pénalité du montant de votre facture SNG : difficulté qu'a SNG à prévoir la quantité d'énergie à produire).
- ✓ Une surcharge ou un surdimensionnement de l'installation. En effet, si le \cos diminue, et (courant réellement transporté) augmente, or, les facteurs qui limitent la puissance maximale que peut transmettre une ligne sont, d'une part la chute de tension (fonction de I), d'autre part la température maximale admissible par l'isolant : à peu près 70° pour du PVC (fonction de I^2)

III.19. Etude économique du projet

L'avantage majeur d'installation d'une mini centrale sur réseau d'adduction de l'eau potable, en comparaison avec une centrale hydroélectrique classique, est de l'ordre économique. En effet, en utilisant un réseau d'adduction d'eau existant, il n'est pas nécessaire de construire une infrastructure hydraulique spécifique, ce qui permet d'augmenter considérablement la rentabilité économique du projet

Le prix d'une mini centrale est fonction du site à équiper. Compte tenu du coût de génie civil pour la chambre de centrale hydroélectrique, il est conseillé pour limiter les investissements, si c'est possible, de ne pas entreprendre de nouvelles constructions de centrales.

Avant de réaliser ce projet il faut savoir ce que vous avez des profits pour ADE c'est pour cela nous contactons un fournisseur qui nous donne des caractéristiques de cette turbine est le prix pour faire une comparaison par des factures qui doit payer à SONELGAZ.

Le fournisseur a donné des caractéristiques suivantes : Turbine Pelton est largement utilisée dans l'hydroélectricité, comme la tête de l'eau et vitesse relativement stable, la turbine Pelton a l'avantage de travailler avec une grande efficacité d'environ 90,5% dans une large gamme et rendement du générateur environ 95% à 98%. [35]

Chapitre III : choix du système hydroélectrique et transition énergétique

Le prix de cette turbine est d'US 60,000 à 80,000\$ et c'est l'équivalent de 7098000 à 9464000 DA [36]. Le coup d'un kilomètre de câble est de 360 million de centime et pour l'installation sa coute 1 milliard 800 million de centime pour les câbles. (SONELGAZ).

Bâtiment génie civil pour la chambre de centrale hydroélectrique.

Transformateur élévateur et le générateur électrique (par commande).

III.20.Conclusion

L'étude du présent chapitre donne les résultats suivants :

- ✓ L'introduction d'une turbine de type Pelton à un jet et une roue, à permet de produire une énergie de 75,08 kWh ce qui représente 41%
- ✓ le code de tarification le plus avantageux et qui minimise les couts pour la collectivité est le tarif 41. Ce code va nous permet d'aidé la société ADE pour éviter ou bien de déduire la facture de l'électricité qui doit payer chaque trimestre au SONELGAZ.
- ✓ Le facteur de puissance $\cos\varphi$ de toute l'installation est bon et est autour de 0,800004, donc il n'est pas utile de recourir à la compensation.

Le tableau suivant est un tableau récapitulatif du l'application :

| | | |
|---|------------|----------|
| La chute brute | 500 | M |
| La chute nette (pression nominal) | 445 | M |
| Le débit | 0,002 | m^3/S |
| la masse volumique de l'eau | 1000 | Kg/m^3 |
| rendement de la turbine | 88 | % |
| Le rendement de générateur | 98 | % |
| La puissance mécanique | 76,832 | Kw |
| La puissance électrique | 75,295 | Kw |
| L'énergie électrique produite | 75,295 | Kwh |
| Production annuelle de l'énergie électrique | 632481,024 | Kwh |
| La vitesse de rotation | 1500 | tr/min |
| La vitesse spécifique | 7,99 | - |
| Diamètre de la roue | 520 | Mm |
| Diamètre de l'injecteur | 16 | Mm |
| Nombre des augets | 31 | - |
| Le facteur de puissance $\cos\varphi$ | 0,8 | - |
| La puissance active | 150 | Kwh |
| La puissance réactive | 69,218 | VAR |

| | | |
|------------------------|---------|-----|
| La puissance apparente | 187,499 | KVA |
|------------------------|---------|-----|

Tableau III.4 : Tableau récapitulatif des résultats

Conclusion général

L'énergie hydroélectrique constitue un pilier important de la stratégie énergétique 2050, parce que la production d'électricité se fait sans émissions et de manière flexible.

A travers notre étude on a pu étudier la possibilité d'implanter une mini central hydroélectrique sur un réseau d'eau potable, et nous avons opté pour un site qui présente des caractéristiques permettant d'obtenir un potentiel énergétique important.

Ce réseau est implanté dans la région d'Iferhounene wilaya Tizi Ouzou .

Par l'interprétation des résultats, on a pu trouver que notre station peut produire une énergie importante équivalente à 75,295KW, dont son objectif est d'aider la société ADE pour éviter ou bien de déduire la facture de l'électricité qui doit payer chaque trimestre au SONELGAZ mais reste toujours avec une convention avec elle en cas d'un problème ou bien d'une fuite au niveau de la station.

Cette technique ingénieuse et encore mal connue, qui ne demande qu'à se développer en donnant importance à l'amélioration du matériel hydraulique et hydroélectrique comme le renouvellement de la conduite qui se détériore avec le temps, ce qui provoque l'augmentation des pertes de charges qui influe sur le rendement de la mini centrale.

Bibliographie

- [7] ABDENOUR, G. R. (13/6/2017). synthese sur le calcul des efforts appliques sur une pale d'eolienne. universite aboubakr belkaid tlemcen
- [35] ADE production, étude de raccordement aval de la station de dessalement d'eau de mer de Honaine-Tafsout juillet 2008.
- [26] ANNEXE : Pompes centrifuges Notes de cours Mécanique des fluides
- [10] Bilan 2010, Direction Générale des Forêts
- [11] Caractérisation des déchets ménagers et assimilés dans les zones nord, semi-aride et aride d'Algérie 2014, Agence Nationale des Déchets.
- [2] Chauffer votre piscine à l'énergie solaire. ADEME - Région Midi-Pyrénées - ARPE/ Nuances du Sud. Avril 2006. Disponible sur : www.arpe-mip.com
- [13] Cosob.org. n.d. récupéré de<<https://www.cosob.org/wp-content/uploads/2014/12/les-emetteurs-notice-sonelgaz.pdf>> [Access 17 Septembre 2020].
- [32] Cours de stations de pompage L3 Hydr 2019
- [25] diapo_hydroelectrique.pdf
- [12] DIF Nouara MOUTARFI Samira, Constructions Hydrauliques et Aménagements, thème Optimisation de l'énergie électrique dans les stations de dessalement des eaux de mer par osmose inverse cas de la station Palm Beach, promotion 2017-2018
- [33] D.LE GOURIERES., la petite centrale hydroélectrique conception et calcul
- [5] Dr, B. L. (2014/2015). Cours énergie solaire photovoltaïque. BEJAIA
- [27] Etude de l'implantation d'une mini centrale hydroélectrique sur le réseau d'eau potable à Tizi-Ouzou, mémoire d'ingénieur dirigé par :Mr-A.MIOUT et réalisé par :BOUNOIRE TAOUS,BEN HAMOUM FATIHA ,AIT HAMOU YAMINA
- [9] France Energie Eolienne : fee.asso.fr
- [18] Génie électromécanique - Promotion 2008-2013 Faculté des Sciences-Université d'Etat d'Haïti
- [17] GHENISSA H., 2014 étude comparative de l'alimentation en électricité d'un site isolé par voie classique et système photovoltaïque cas de willaya de BISKRA LABRECH-TOLGA
- [1] Guide de conception installations solaires collectives. ADEME. 2007
- [24] https://Fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_hydro%53%A9lectrique

Bibliographie

[24] http://www.gunt.de/index.php?option=com_gunt&task=gunt.list.category&product_id=860&lang=fr

[29] <http://www.composelec.com/transformateur-electrique.php>

[31] Hydrelect - Les Turbines - La turbine Pelton

[22] J.Jaques (2001) La pompes centrifuge dans tous les états

[20] JOEL.M.ZINSALO ,note de cours « pompes et stations de pompage » université d'abomey-calavi

[27] Lencastre, Armando, 1995. Hydraulique Générale. Paris : Eyrolles.

[19] Mr HADDAR RYAD Mr HAIL AKLI, Mémoire de fin d'études
Option : Commande électrique, Thème Commande indirecte en couple d'une MADA dédiée à une centrale hydro-électrique, Promotion 2018

[21] M. Rapinat (2005) Les stations de pompages d'eau Lavoisier, 6^{ème} édition

[23] M. BENAZZOUZ (2007) station de pompage

[28] MRABENT N.BENYELLES M., 2018, étude de l'opportunité de récupération d'énergie sur le transfert Beni Bahdel-Oran.

[25] O.Kesba Khodjet (2013) Polycopies 1er année ENSH

[14] Rabah Touileb.1998 ; Le système électrique et gazier Algérien Organisation, Evolution et Perspectives par directeur général de la stratégie et de la prospective.

[30] Sandrine RAMEAU, La micro-hydraulique sur réseau d'adduction et d'assainissement septembre 2003

[26] Sylvain PERRIN, Petites centrales hydrauliques

[15] Système tarifaire à la Sonelgaz guide Sonelgaz spa 2016

[16] www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/types_turbine.html Vu le 30/11/2018

[23] www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/types.turbinehtml

Bibliographie

[3] www.ines-solaire.com

[6] www.geothermie-perspectives.fr

[4] www.photovoltaique.info

[8] www.elena-energie.com

[34] [www.renewables first.CO.UK/hydropower/hydropower-learning-centre/crossflow-turbine/](http://www.renewablesfirst.CO.UK/hydropower/hydropower-learning-centre/crossflow-turbine/) Vu le 10/012019

[36] [http://www.envinergy transactions.com/documents/images/general_photos/hydrostaging-44.jpg](http://www.envinergytransactions.com/documents/images/general_photos/hydrostaging-44.jpg)