

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES CARTES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS

INTRODUCTION

PREMIERE PARTIE: LE SOCLE PRECAMBRIEN DE MADAGASCAR

I- Le socle précambrien de Madagascar

I-1- Les cycles orogéniques

I-2- Les grands ensembles litho tectoniques

I-3- Zones de cisaillement lithosphériques

I-4- Le volcanisme du Néogène

I-5- Le tracé du réseau hydrographique du socle malagasy

DEUXIEME PARTIE: ETUDES HYDROLOGIQUES

II- Etudes hydrologiques

II-1- Les données climatologiques

II-2-Méthode de Thornthwaite

II-3-Etude de l'étiage

TROISIEME PARTIE: SITUATIONS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE A MADAGASCAR

III- L'énergie électrique à Madagascar

III-1-Les hydrocarbures

III-2- Les Energies Renouvelables

III-3-Situation globale de l'offre et de la demande en énergie électricité à Madagascar

III-4-L'évolution tendancielle de la demande et de l'offre

QUATRIEME PARTIE: COMPOSANTES ET IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX D'UNE CENTRALE THERMIQUE A VAPEUR D'EAU

IV- Composantes et impacts environnementaux d'une centrale thermique à vapeur

IV-1- Les principaux composants

IV-2- Etude d'impact environnementale du projet

CINQUIEME PARTIE : FONCTIONNEMENTS D'UNE CENTRALE THERMIQUE AVEC UNE TURBINE A VAPEUR

V- Fonctionnement d'une centrale thermique avec une turbine à vapeur d'eau

V-1-Cycles moteurs à vapeur

V-2-Degré d'efficacité et rendement des engins thermiques

CONCLUSION

BIBLIOGRAPHIES

ANNEXES

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Hydrogramme type d'une courbe de tarissement (André Musy et Christophe Higy)	19
Figure 2 : Composante de l'écoulement- Hydrogramme de décrue- Séparation des composante de l'écoulement (André Musy et Christophe Higy)	20
Figure 3: Représentation de la formule de Boussinesq sous sa forme logarithmique (André Musy et Christophe Higy)	22
Figure 4 : Capacité d'emmagasinement d'un bassin versant (André Musy et Christophe Higy)	24
Figure 5 : Consommation en énergie électrique des différentes catégories de consommateurs (Jirama, 2012).	32
Figure 6 : Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques (JIRAMA, 2012)	34
Figure 7 : Evolution de la production en Electricité des centrales hydrauliques (JIRAMA, 2012).	34
Figure 8: Evolution de la consommation d'Energie électrique à Madagascar dans le réseau de la JIRAMA (JIRAMA, 2012).	35
Figure 9 : Evolution de la consommation en Electricité selon les catégories des consommateurs (JIRAMA, 2012)	36
Figure 10 : Courbe d'évolution du nombre de la population (EPM, 2004 ; AIDES 2012)	38
Figure 11 : Courbe d'évolution du nombre de ménage de 2010 à 2050(EPM 2004 et 2010 ; AIDES 2012).	38
Figure 12: Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique d'ici 2050 en gardant le rythme actuel (WWF 2012).	39
Figure 13 : Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique en cas de développement d'une offre à moindre coût et un développement économique du pays (WWF 2012).	39
Figure 14 : Demande totale en énergie électrique en cas de développement d'une offre à moindre coût et un développement industriel du pays avec un taux d'accès à 80% (WWF 2012).	40
Figure 15 : Schéma de principe d'une pompe à eau (Olivier Cleynen)	42
Figure 16 : Photo d'une pompe du fabricant KSB menant 2 500 t h ⁻¹ d'eau à 350 bar dans une centrale à vapeur (Olivier Cleynen)	42

Figure 17 : Représentation schématique d'une chaudière (Olivier Cleynen)	44
Figure 18 : Transport d'une chaudière capable de soutenir une pression de 100 bar (Olivier Cleynen)	44
Figure 19 : Représentation schématique d'une turbine à vapeur (Olivier Cleynen)	45
Figure 20 : Turbine d'une centrale à vapeur de taille moyenne (Olivier Cleynen)	45
Figure 21 : Représentation schématique d'un condenseur (Olivier Cleynen)	46
Figure 22 : Un condenseur dans lequel la chaleur est évacuée directement dans l'atmosphère, par conduction forcée à l'aide de ventilateurs (Olivier Cleynen)	46
Figure 23 : Cheminées de refroidissement de la centrale à charbon de Eggborough (1967, 1 960MW) au Royaume-Uni (Olivier Cleynen)	47
Figure 24 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot (Olivier Cleynen)	56
Figure 25 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot (Olivier Cleynen)	56
Figure 26 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine (Olivier Cleynen)	58
Figure 27 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine (Olivier Cleynen)	58
Figure 28 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé (Olivier Cleynen).....	60
Figure 29 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé (Olivier Cleynen)	60
Figure 30 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé (Olivier Cleynen).....	61
Figure 31 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé (Olivier Cleynen)	62
Figure 32 : Circuit d'une centrale à vapeur avec régénération (Olivier Cleynen)	63
Figure 33 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur avec régénération (Olivier Cleynen).....	63
Figure 34 : Circuit d'une centrale à vapeur avec prélèvement de vapeur (Olivier Cleynen)...	64
Figure 35 : Diagramme température-entropie d'une centrale avec prélèvement de vapeur (Olivier Cleynen).....	64
Figure 36 : Installation à vapeur mêlant surchauffe, resurchauffe, régénération, et conduits de décharge (Olivier Cleynen)	65

LISTE DES CARTES

Carte de synthèse de Madagascar (Hottin, 1972).....	5
Carte tectono - métamorphiques de Madagascar (Collins et al., 2001 et PGRM, 2008)	7
Carte des principaux unités tectono-métamorphiques de Madagascar (Goncalves et al., 2003)	13
Carte tectonique du Sud de Madagascar (Martelat, 1998)	13
Carte de localisation des stations hydrologiques.....	25
Carte isovaleur des coefficients de tarissements	26
Carte isovaleur du volume unitaire d'eau	27
Carte du débit d'étiage	28
Carte de puissance minimale exploitable en Mégawatt	70

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'Energie électrique (JIRAMA, ADER, 2012)	33
Tableau 2 : Evolution de la production globale d'Energie électrique par la JIRAMA entre 2001 - 2011 en KWh (JIRAMA, 2012).....	35
Tableau 3 : Evolution du nombre des abonnés selon les catégories de consommateurs (JIRAMA, 2012)	37
Tableau 4: Impacts environnementaux types et mesures d'atténuation courantes.....	49
Tableau 5 : Valeurs des rendements des engins thermiques	67

LISTE DES ABREVIATIONS

ADER : Agence de Développement de l'Electrification Rurale

BT : Basse tension

EPM : Enquête Périodique auprès des Ménages

HT : Haute tension

INSTAT : Institut National de la Statistique

JIRAMA : Jiro sy Rano Malagasy

MT : Moyenne tension

OMD : Objectifs Millénaires de Développement

ONUDI : Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel

PME: Petite et Moyenne Entreprise

PMI: Petite et Moyenne Industrie

PGRM : Projet de Gouvernance des Ressources Minérales de Madagascar

WWF:World Wildlife Fund

INTRODUCTION

L'eau est élément vital pour l'homme, elle est la source de vie. Combinée à la technologie et les moyens techniques que l'homme dispose actuellement, l'eau peut être transformée après différentes étapes en énergie électrique. Il existe en effet différents moyens de production d'énergie électrique. Les plus connus et produisant la quasi-totalité de l'énergie électrique dans le monde sont les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques, les centrales nucléaires.

Cependant, avec le rythme dont on vit, une augmentation brutale des besoins en énergie est apparue, causée par l'augmentation de la population et du développement industriel. Nous sommes alors contraints de faire la recherche d'autres ressources d'énergie. Ces problèmes concernent aussi Madagascar même si elle est encore faiblement peuplée par rapport à sa surface territoriale ; et non industrialisée. Comme l'énergie joue un rôle primordial dans le développement économique d'une nation, cela nous a conduits à élaborer un projet intitulé : « Valorisation de la potentialité en eaux souterraines du socle cristallin Malagasy pour la mise en place des centrales thermiques à vapeur d'eau à Madagascar ».

Comme Madagascar est encore un pays en voie de développement, les équipements et les infrastructures sont rares et même inexistants pour faire des études à jour pour la réalisation de ce projet. Notons que ces études concernent essentiellement l'étude hydrologique et hydrogéologique pour les besoins en eau de ce projet. En plus de ces défaillances, le plus grand problème reste le manque de temps et surtout le moyen financier. Ainsi pour l'élaboration de ce projet, la méthode utilisée est l'analyse des étiages avec la méthode de Thornthwaite et l'équation de Maillet.

Ce présent rapport présente cinq parties dont la première est le contexte général du socle précambrien Malagasy traitant la géologie et l'hydrologie de la zone ; la seconde introduit la notion d'hydrologie et d'hydrogéologie développant la méthode de Thornthwaite et l'équation de Maillet, avec le résultat de l'étude ; la troisième présente la situation du secteur énergie électrique à Madagascar montrant les sources d'énergie électrique disponible dans le pays, la situation de l'offre et la demande, et la perspective future ; la quatrième partie montre les composantes d'une centrale thermique à vapeur d'eau et enfin la dernière le fonctionnement et les impacts environnementaux d'une centrale thermique à vapeur aboutissant à la mise en valeur de la potentialité en énergie électrique à Madagascar.

PREMIERE PARTIE :
**LE SOCLE PRACAMBRIEN DE
MADAGASCAR**

I- Le socle précambrien de Madagascar

Le socle précambrien malagasy possède une grande potentialité en eau souterraine, ce qui va faciliter l'approvisionnement en eau d'une centrale thermique à vapeur, d'où on va étudier la formation globale du socle malagasy.

I-1- Les cycles orogéniques.

L'orogénèse est tout processus conduisant à la formation d'un gradient de relief, soit un système montagneux édifié sur une portion de croûte (Foucault, 2001). En socle protérozoïque, de par l'absence de marqueur du relief et souvent la présence fréquente des latérites et des sédiments (récents), seuls le magmatisme et le métamorphisme sont les indicateurs du cycle orogénique.

La géochronologie absolue nous permet d'ordonner ces événements magmatiques et métamorphiques les uns par rapport aux autres, et parfois de mesurer leur durée.

A Madagascar, la datation est complexe à synthétiser : les différentes méthodes utilisées n'ont pas été équivalentes, les techniques de datation ont évolué rapidement dans le temps ; ainsi, il n'est pas toujours aisé de comprendre la signification des âges obtenus.

Si l'on prend les âges dans leur ensemble, il est intéressant d'observer leur distribution statistique. On définit ainsi d'une manière générale 5 familles d'âges (Moine, 2005):

- une histoire archéenne (peu enregistrée),
- l'orogénèse finie archéenne,
- éventuellement l'orogénèse du Grenville,
- le magmatisme d'arc
- l'orogénèse Panafricaine.

Dans l'intervalle de temps 800 Ma à 400 Ma on observe trois événements magmatiques successifs :

- des roches ignées issues de magma d'arc de type andin, datées dans l'ensemble à 800 Ma,
- des lames de granites à foliation plate, dont la mise en place est datée du Néoprotérozoïque (630 Ma),
- des granites syn et tardi - tectoniques vers les 550 Ma à 530 Ma.

Si l'on ne considère que les données du métamorphisme de haute température « amphibolite facies de haut degré et granulite facies » (entre 800 Ma et 300 Ma, plusieurs épisodes métamorphiques de haut grade ont été identifiés :

- le métamorphisme granulitique à ≈ 630 Ma, qui serait associé aux pressions les plus élevées (12 kbar, dans la région Sud – Ouest de Madagascar ; Jöns, 2006) ;
- le métamorphisme de ultra haute température qui serait daté autour de ≈ 570 Ma ;
- le métamorphisme granulitique de basse pression (5 kbar) qui est généralisé dans le Sud de Madagascar . Ce dernier est enregistré depuis ≈ 550 Ma, avec des circulations fluides, jusqu'à au moins ≈ 480 Ma (Martelat, 1998 ; Berger et al., 2006).

On constate aussi que les âges depuis 630 Ma se recouvrent géographiquement. C'est-à-dire que sur une même zone (comme dans le Sud de l'île, région des villes d'Ihosy et d'Ifanadiana), on peut avoir à la fois des âges métamorphiques de 500 Ma à 630 Ma avec une dominance des âges métamorphiques entre 570 Ma et 500 Ma, qui constituent 65% des données. De plus, il est difficile de séparer les âges en de possibles groupes d'âges (ou événements). Ainsi, on se pose la question de l'évolution continue (subduction par exemple) ou discontinue des phénomènes géologiques qui ont eu lieu à Madagascar durant le Néoprotérozoïque.

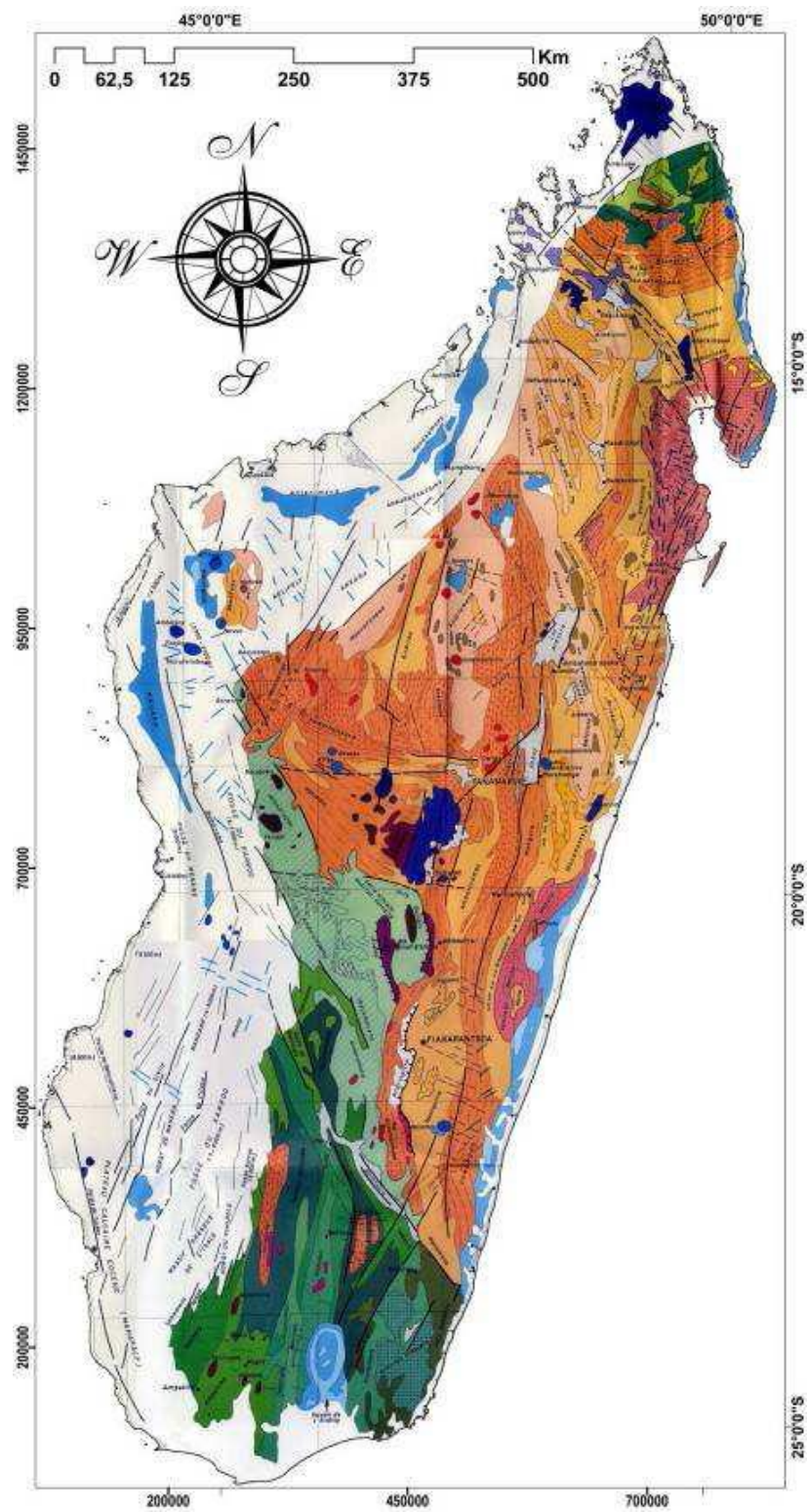
I-2- Les grands ensembles litho tectoniques.

Des unités litho - stratigraphiques et tectono - métamorphiques ont été proposées par différents auteurs dont Bésairie (1967), Hottin (1976), Windley et al. (1994), Ashwal et al. (1999) et Maarten J. (2003). La carte de synthèse de Hottin en 1972 présente un découpage chronologique et lithologique assez détaillé. Cette carte a souvent été reprise dans les bases des travaux récents, pour réaliser les nouveaux découpages tectonométamorphiques (Windley et al., 1994 ; Ashwal et al., 1999 ; Collins et al., 2001 ; Maarten, 2003). Par exemple, actuellement, le découpage tectono - métamorphique le plus utilisé est celui de Collins et al. en 2001 qui propose 7 unités tectoniques majeures. Cependant, on constate par comparaison avec la carte de Hottin en 1972, que les deux sont similaires. Un nouveau découpage plus précis et plus complexe avec 13 domaines tectonométamorphiques est proposé par PGRM en 2008.

Ainsi, pour avoir plus de précision les nomenclatures de Hottin (1972), Collins et al. (2001), et la classification de PGRM (2008) sont ci-après.

La légende associée présente un découpage en âge et des regroupements lithologiques (formations et séries) associés en groupes et systèmes. Notons que la notice d'interprétation est publiée dans Hottin (1976).

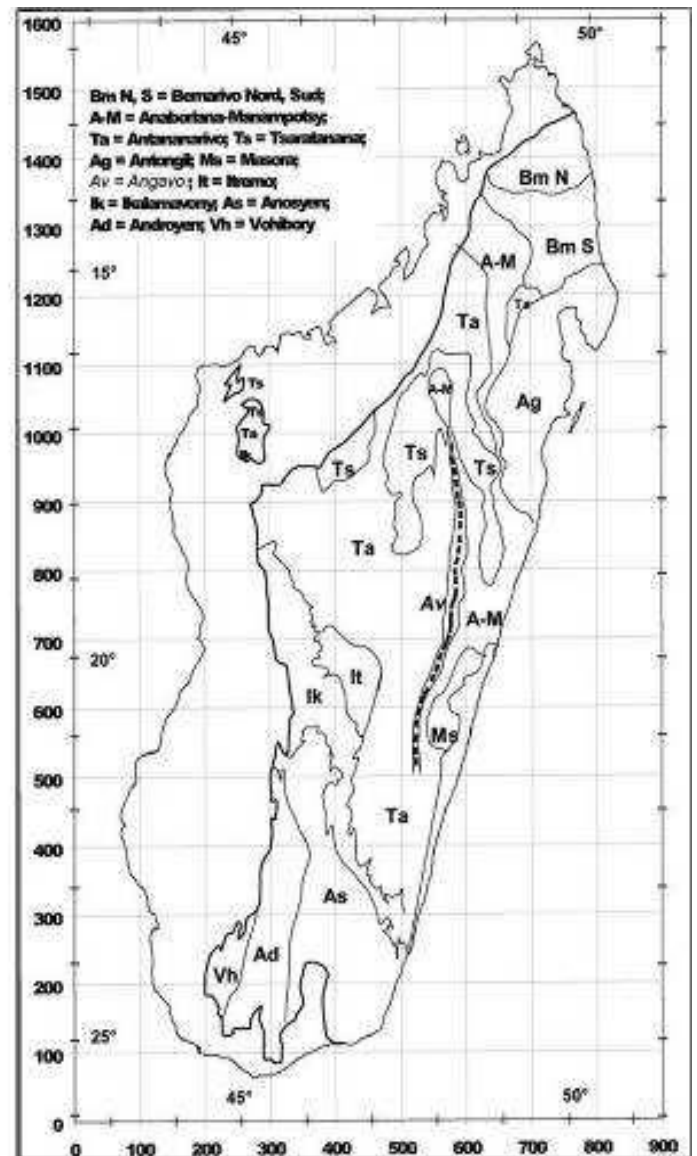
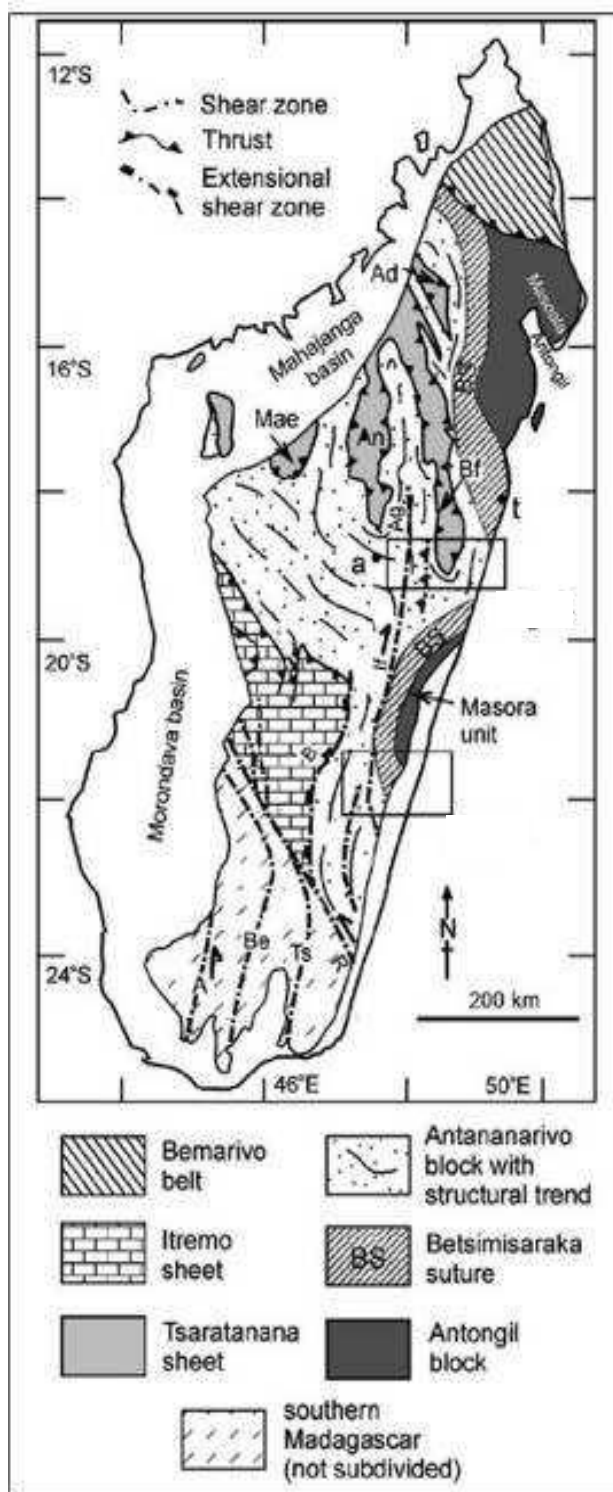
Carte de synthèse de Madagascar (Hottin, 1972)



Système de projection : Laborde 1925.

Carte tectono - métamorphiques de Madagascar

(a) à gauche : d'après Collins et al (2001) ; (b) à droite, d'après PGRM (2008).



I-2-1- Les domaines Archéens

Ils regroupent les blocs Antongil (Masora) et Antananarivo, ainsi que les roches mafiques-ultramafiques de l'unité de Tsaratanana (Goncalves et al., 2003). Une zone de suture océanique, dite « Betsimisaraka » limiterait à l'Est ces blocs archéens (Collins et al., 2003; Raharimahefa et al., 2006).

a- L'ensemble Antongil

L'ensemble Antongil-Masora est interprété comme un fragment du craton du Dharwar en Inde. Il est divisé en deux blocs : Antongil-Masora du Nord - Est et Antongil-Masora du Sud - Est.

Le bloc Antogil-Masora du Nord- Est est constitué principalement de roches granodioritiques d'âges compris entre 2521 Ma - 3187 Ma (Tucker, 1997). L'Antongil-Masora du Sud- Est a enregistré 3 périodes magmatiques : 2513 Ma – 2523 Ma et 2532 Ma (Paquette et al., 2003).

b- L'ensemble Antananarivo

Les différentes études sur le bloc Antananarivo soulignent plusieurs phases de métamorphisme successifs. Il est composé d'un assemblage successif de gneiss et de migmatites. Trois événements magmatiques majeurs y sont enregistrés allant de :

- 820 Ma à 720 Ma,
- 630 Ma à 561 Ma,
- 537 Ma à 527 Ma.

La région Nord Ouest du domaine d'Antananarivo peut être représentative du bloc dans son ensemble. Dans cette région, les gneiss migmatitiques sont dominants et ils présentent une foliation dominante de direction N 30°, avec des pendages variables et des linéations minérales de direction N 35°, faiblement pentées vers le Sud. Dans des zones préservées de la déformation, une intercalation de granite et de gneiss amphibolitique est souvent observée. Les granites sont plissés, et ses plans axiaux épousent relativement la foliation du gneiss (direction N 25°, plongeant de 70° vers le Nord - Ouest, avec un axe des plis de direction N 115°, plongeant de 20° vers l'Ouest).

Une des caractéristiques du bloc Antananarivo est l'existence d'interférences de plis en forme de champignons, visibles à l'échelle de l'affleurement et à l'échelle kilométrique.

c- Les ensembles mafiques et ultramafiques, l'unité de Tsaratanana

Les roches mafiques-ultramafiques de l'unité de Tsaratanana sont localisées dans la région Nord centrale (Andriamena) et Nord Ouest (Maevatanana) de Madagascar .

L'ensemble de Maevatanana est caractérisé par une lithologie contrastée : des gneiss amphibolitiques, de faciès haut degré, daté à 2502 ± 2 Ma, et des orthogneiss, intrudés d'un complexe gabbroïque et dioritique . Une datation réalisée sur une granodiorite déformée a donné un âge de 779 ± 2 Ma (Tucker et al., 1999).

Toutefois, il est important de noter que « Maevatanana » aurait été déformé par au moins 2 épisodes majeurs, auxquels la mise en place du complexe dioritique serait sub-contemporaine.

L'ensemble de l'unité Andriamena est constitué par une intercalation de gneiss mafiques tonalitiques, de migmatites et de métapélites. Cet ensemble est associé avec de larges intrusions mafiques et ultra-mafiques. Ces roches mafiques-ultramafiques se composent d'une association de dunites, péridotites et pyroxénites ; avec des gabbros dont les textures sont préservées (Giraud, 1958; Rakotomanana, 1996; Randrianasolo, 2000).

Un second métamorphisme granulitique, contemporain de la fermeture de l'océan mozambicain a déformé l'ensemble de l'unité d' Andriamena vers 730 Ma – 770 Ma (Nicollet, 1990; Goncalves et al., 2000). La mise en place des intrusions mafiques et ultra mafiques de Andriamena est datée à 780 ± 16 Ma (Guérrot, 1993; Goncalves et al., 2000).

I-2-2- La ligne de Suture de Betsimisaraka

A l'Est de l'île, en contact entre le bloc Antananarivo et les unités Antongil-Masora (Figure 3), des métapélites sont datées à 3200 Ma - 3000 Ma – 2650 Ma (âge des protolithes) ; avec un métamorphisme d'âge 800 Ma – 700 Ma. Ces métapélites caractériseraient la limite de fermeture de deux continents (Raharimahefa et al., 2006). Les protolithes seraient alors un mélange du craton archéen Dharwar (Sud de l'Inde), du bloc d'Antananarivo, et des sédiments du bassin de l'océan Mozambique (Collins et al., 2003). Il est cependant notable que cette ligne de suture océanique n'est pas reconnue par l'ensemble des auteurs (entre autres, Tucker et al., 2007).

I-2-3- Les domaines protérozoïques

a- Domaine de Bemarivo

Située à son extrémité Nord, l'unité de « Bemarivo » constitue le plus jeune bloc du socle précambrien de Madagascar. Il est considéré par de nombreux auteurs comme allochtone (anciennement rattaché aux îles Seychelles), qui aurait été charrié sur les unités d'Antananarivo et d'Antongil de 540 Ma à 535 Ma (Jöns, 2006; Jöns et al., 2006). Cette unité est composée de métasédiments qui sont équilibrés :

➤ dans le faciès schistes vert – amphibolite, pour les roches de la région septentrionale. Le métamorphisme est daté à 715 Ma.

➤ dans le faciès amphibolite de haut grade – granulite, pour les roches dans le bloc méridional.

Au sein des formations de Bemarivo, des intrusions magmatiques de nature granitique et charnockitique d'âge 510 Ma – 520 Ma, ont été individualisées par Tucker et al.(2001) , Buchwaldt et al. (2003), Collins (2006) et Jons et al. (2006).

b- Domaine d'Itremo - Ikalamavony

Elle est subdivisée en deux séquences :

➤ au Nord, la série Schisto-Quartzo-Calcaire (SQC) constituant l'unité d'Itremo au sens strict ;

➤ au Sud – Ouest, l'unité d'Ikalamavony (ou groupe Amborompotsy et Malakialina).

Ces deux unités ont été définies comme deux domaines tectono – métamorphiques qui seraient séparés par un chevauchement : Itremo est chevauché par le bloc Ikalamavony. Dans leur partie Est, les métasédiments épi-mésozонаux de l'Itremo chevauchent l'unité d'Antananarivo, qui est de plus haut degré métamorphique (Fernandez, 2003). Ce chevauchement est lui-même plissé et difficile à voir sur le terrain.

La zone méridionale (l'Itremo) a fait l'objet de nombreuses études détaillées. Elle est composée de migmatites, de gneiss et de micaschistes, d'âge Archéen Supérieur au Paléoprotérozoïque. Les métasédiments sont datés du Mésoprotérozoïque. L'âge de dépôt des sédiments originels est calé au minimum de 1855 Ma - 804 Ma. L'Itremo est intrudé de deux séries magmatiques : un assemblage de granites et gabbros datés à 800 Ma , et des granites datés à 550 Ma.

La partie septentrionale (Ikalamavony) présente les mêmes aspects pétrostructuraux que le bloc Itremo (Moine, 1974), avec une séquence de deux déformations D1 et D2.

Elles sont décrites comme deux phases homoaxiales à orientation dominante Nord - Sud. D2 génère des plis sub-verticaux, et des interférences de plis de type III avec orientations Nord – Ouest, Sud - Est (Berger et al., 2006). Des granodiorites datées à 1008 Ma et des gabbros datés à 982 Ma ont également été identifiés au sein de cet ensemble (Rakotoarimanana, 2001).

c- Domaine du Vohibory

L'ensemble du Vohibory est formé principalement de metabasites et des gneiss à biotite – hornblende. Les metabasites et les gneiss sont affectés de plusieurs bandes de marbres, d'orthoamphibolites, de serpentines, de gneiss, de granites, de leptynites (fréquemment pyriteuses), et de rares métapélites. Le Vohibory disparaît à l'Ouest sous les sédiments phanérozoïques ; et il est limité à l'Est par des massifs d'anorthosites. Ces anorthosites sont elles même prises dans une large zone de cisaillement (ZC), celle d'Ampanihy (Windley et al., 1994 ; Martelat et al., 1997; Martelat et al., 1999; De Wit, 2003). Le Vohibory serait un arc formé à 850 - 700 Ma, à la marge Ouest du continent « Azania » (Collins et al, 2007, Emmel, 2008). Il aurait été affecté, par la suite, de séries de déformations entre 650 Ma à 420 Ma. Les métamorphismes marqueraient : la fermeture du bassin « arrière-arc », l'accrétion de l'arc insulaire, et le développement, au sein de l'Azania, de grandes zones de cisaillements lors d'un raccourcissement Est - Ouest.

d- Domaine granulitique Sud, l'Androyen et l'Anosien

Cette zone, qui regroupe les deux domaines tectonométamorphiques cartographiés: Anosyen et Androyen est un domaine à lithologies variées : principalement quartzo-feldspathiques, d'origine sédimentaires, magmatiques et métasomatiques. Principalement, le feldspath potassique domine les gneiss d'Ouest en Est. Cette évolution est accompagnée à l'Ouest par la diminution du nombre de lithologies basiques (serpentinites, metabasites, anorthosites).

Vers l'Est, on observe cependant une dominance des niveaux de lithologies acides (granites, pélites, leptynites), et elle se fait de part et d'autre des zones de cisaillements majeures (Martelat, 1998; Razakamanana, 1999).

Ce bloc est également caractérisé par un métamorphisme granulitique généralisé (750 - 850°C) daté à 620 Ma (Jöns, 2006).

Les dernières études ont mis en évidence un métamorphisme de UHT (>950°C), daté à 570 Ma (Jöns, 2006). Il est enregistré notamment par les assemblages : Orthopyroxène – Sillimanite - Quartz et Saphirine – Quartz, Ossumilite – Grenat. Ainsi pour Jöns (2006) le métamorphisme granulitique de haute température aurait existé à deux périodes différentes

(620 Ma et 570 Ma). En effet, au Nord-Ouest d'Ihosy des métasédiments particuliers (sakenites) ont enregistré deux épisodes métasomatiques distincts (Raith et al. 2008).

I-3- Zones de cisaillement lithosphériques

A Madagascar, quels que soient les modèles d'accrétion du Gondwana, la « fin » de l'histoire est associée à un raccourcissement Est – Ouest majeur. Ce raccourcissement est visible dans l'ensemble des unités décrites précédemment. Ce dernier épisode (de raccourcissement) reprend des structures tectoniques horizontales (événement Dn). On observe alors le développement de plis ouverts, avec des figures d'interférences de plis. Ces plis évoluent en plis fermés et transposés, jusqu'au développement de grandes zones de cisaillement (ZC, de dimension kilométrique). Ces ZC auraient été actives jusqu'à la fin du Néoprotérozoïque, début du Cambrien (événement Dn+1, Martelat, 1998; Goncalves et al., 2004; Zhao et al., 2006).

La terminologie de ces différents champs de déformations finies est la suivante:

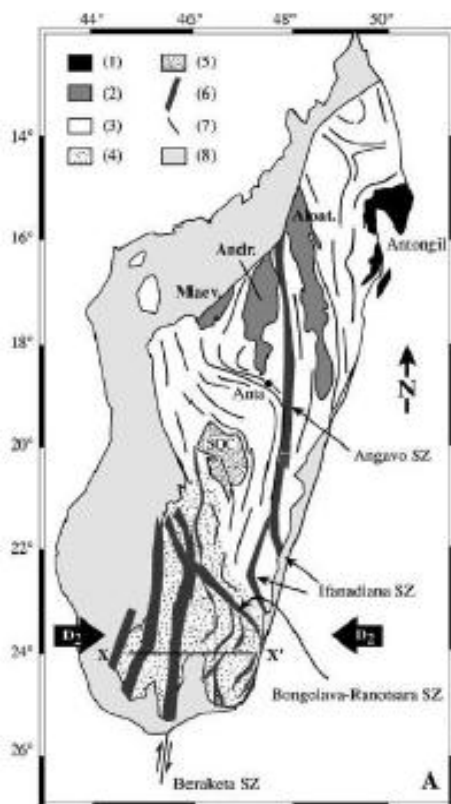
- D1 définit les structures à plat, linéation d'étirement Est-Ouest et aplatissement vertical dominant.
- D2 définit les plis ouverts ou isoclinaux à axes peu pentés Nord – Sud. D2 définit également la verticalisation des plans D1, soit le développement d'une nouvelle foliation verticale et des ZC kilométriques transpressives (à linéation peu pentées dans un contexte de raccourcissement Est – Ouest).

Les travaux de photo-interprétation, couplés d'analyses des cartes géologiques et de terrain, ont permis de distinguer principalement 7 grandes zones de cisaillement:

- la ZC de l'Angavo (Windley et al., 1994; Nédélec et al., 2000, Grégoire et al., 2009),
- la ZC de l'Angavo se prolonge au Sud par la ZC d'Ifanadiana (Martelat et al., 2000);
- la ZC d'Ejeda (Martelat et al., 2000),
- la ZC d'Ampanihy (Martelat et al., 2000),
- la ZC de Beraketa (ou Vorokafotra ; Martelat et al., 2000),
- la ZC de Tranomaro (Martelat et al., 2000),
- la ZC de Zazafotsy (Rolin, 1991; Martelat et al., 2000).

Au Nord de la ZC de Bongolava – Ranotsara, l'identification des intrusions magmatiques datées à 700 - 800 Ma et 1008 Ma (Rakotoarimanana, 2001), qui ne se retrouvent pas dans la zone Sud. C'est sur cet argument que la structure de Bongolava – Ranotsara est proposée comme une limite tectonique majeure mettant au contact des unités Nord et Sud différentes.

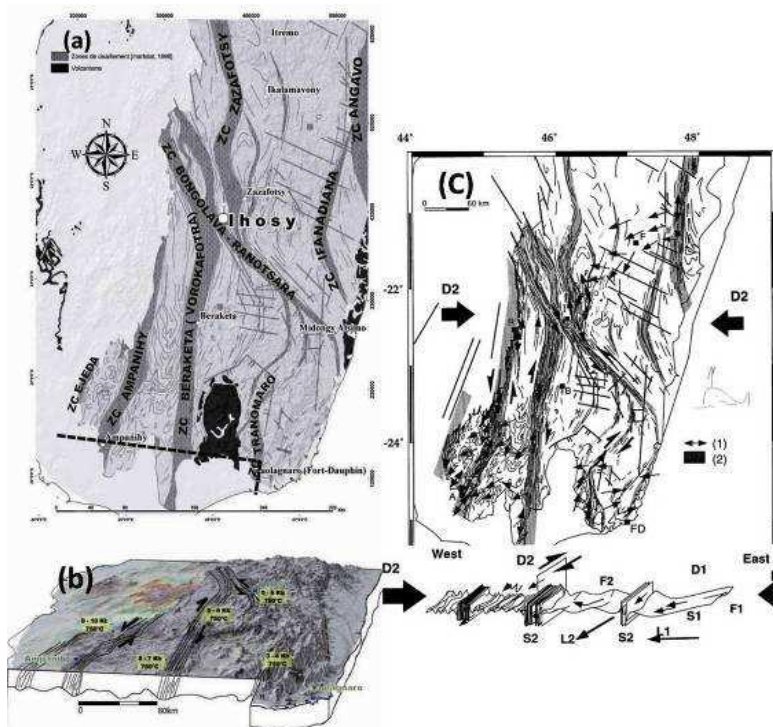
Carte des principaux unités tectono-métamorphiques de Madagascar (Goncalves et al., 2003)



Localisation des grandes zones de cisaillement :

- (1) Gneiss et granitoïdes archéens
- (2) Roches mafiques et ultramafiques archéen et protérozoïque
- (3) Gneiss migmatitique précambrien – la base du socle
- (4) Metabasites et metapélites granulitiques du Sud
- (5) Système SQC de Itremo
- (6) Zones de cisaillement néo-cambrien
- (7) Directions structurales majeures
- (8) Sédiments phanérozoïques

Carte tectonique du Sud de Madagascar (figures modifiées d'après Martelat, 1998)



Les trajectoires de foliations montrent un réseau de zones de cisaillement (en gris foncé, ZC) de différentes tailles qui s'anastomosent. A gauche : (a) en haut, vue en plan; (b) en bas, vue en 3D avec les données thermo barométriques. (c) à droite, les différents champs de déformation finie D1 et D2.

I-4- Le volcanisme du Néogène

Au centre de l'île, la zone de l'Ankaratra est caractérisée par un paysage volcanique composé principalement de basaltes et de basanites à néphéline cénozoïques (riches en pyroxène) d'âges 27,9 Ma à 3,1 Ma. Il a été enregistré dans la région 4 phases d'éruptions volcaniques successives (Moine, 2007) ; des éruptions de basaltes et de basanitoïdes à bétafite, d'Ankaratrites proprement dite, de basalte à andésite, et de trachyte à rhyolite d'âge pliocène.

Une zone volcanique d'âge Miocène (9.2 Ma - 8.9 Ma) est également identifiée dans la région d'Ankilioaka. Les roches sont chimiquement analogues à l'Ankaratrite.

Les volcanismes au Nord de Madagascar et aux îles Comores sont de type basalte d'île océanique (OIB). Le Cap d'Ambre et l'île de Nosy-Be (au large des côtes Nord – Ouest) renferment de nombreux dykes, cônes et tufs volcaniques d'âge Plio - Quaternaires (5 Ma-0.55 Ma). Ce sont des basanites, téphrite et phonolite. Elles sont issues de sources mantelliques appauvries mais enrichies en composants alcalins. Ce sont des mélanges du manteau péridotitique avec la croûte continentale. Cette contamination se serait effectuée durant la période d'extension de toute la partie Nord centrale de Madagascar jusqu'en Afrique de l'Est, et ce durant le cénozoïque (Chorowicz, 2005).

I-5- Le tracé du réseau hydrographique du socle malagasy

Le dessin du réseau en plan est extrêmement complexe : nombreux méandres dans les hautes plaines alluviales ainsi que dans les vallées larges à fond plat, tracés en “baïonnette” dans les régions plissées, tracés tectoniques rectangulaires ou orthogonaux particulièrement sur la bordure orientale, réseau secondaire ramifié ou dentritique sur les surfaces d'aplanissement plus ou moins anciennes couvertes d'un épais manteau d'altération.

Les profils en long présentent alternativement des biefs pratiquement horizontaux dans les hautes plaines marécageuses, des sections à pente modérée dans le sens de pendage du socle et des sections à pente plus forte en cas de tracé discordant, avec rapides et seuils créant souvent de fort belles chutes. A la limite du socle, avant de pénétrer dans les couches sédimentaires, les rivières présentent toujours une rupture de pente nette avec chutes et rapides plus ou moins importants.

Les sections transversales présentent soit des formes en V très encaissées lorsque les vallées sont parallèles aux plis ou suivent les lignes de failles, soit des formes très évasées avec versants convexes et fonds plats plus ou moins bien drainés particulièrement sur les Tampoketsa.

DEUXIEME PARTIE :
ETUDES HYDROLOGIQUES

La connaissance du socle malagasy est une première étape pour la réalisation de ce projet. Cependant, pour savoir réellement la potentialité en eau souterraine du socle, il faut entamer une étude hydrologique.

II- Etudes hydrologiques

La recharge via les précipitations se base sur un bilan hydrologique qui vise à établir la relation entre les entrées et les sorties en eau d'une unité hydrologique définie pendant une période de temps donnée. Ce bilan est basé sur la résolution de l'équation :

$$\boxed{P = ETR + (I + R \pm \Delta S)} \quad (1)$$

Avec P : précipitations, I : infiltration, R : ruissellement, ETR : évapotranspiration réelle, ΔS : variation de la Réserve

Ce bilan se base sur le cycle naturel de l'eau et ne prend donc pas en compte les apports indirects éventuels.

II-1- Les données climatologiques

Les précipitations (P) sont mesurées à l'aide d'une jauge de station météorologique. Les pas de temps peuvent être horaires, journaliers, hebdomadaires, mensuels et annuels.

Dans le cas où la masse d'eau est étendue, l'utilisation de plusieurs pluviomètres accroît la précision de la donnée.

Le phénomène d'évapotranspiration correspond à la partie des eaux météoriques qui s'évapore soit directement sous l'effet des variations de température et de l'ensoleillement, soit indirectement sous l'action des plantes (transpiration propre et spécifique à la photosynthèse). On distingue :

- l'évapotranspiration potentielle (ETP) qui serait la quantité d'eau évaporée si la quantité d'eau précipitée disponible pour l'évapotranspiration en surface était toujours supérieure à la quantité évaporée ;
- l'évapotranspiration réelle (ETR) qui désigne la quantité réellement évaporée (tenant compte des déficits ponctuels du sol en eau).

Ils sont exprimés en hauteur d'eau précipitée (mm). ETP et ETR sont des facteurs qui n'ont pas la même variabilité inter-annuelle que la pluviométrie.

Pour estimer ces paramètres, il existe de nombreuses méthodes dont les plus connues et utilisées sont dites de « Thornthwaite ».

II-2-Méthode de Thornthwaite

La méthode de Thornthwaite permet de calculer ponctuellement (en une station) le bilan d'eau mensuel et annuel à partir des valeurs mensuelles des précipitations et des valeurs moyennes mensuelles des températures.

Le modèle de Thornthwaite (1948) est devenu l'un des plus populaires en raison de sa simplicité. Il ne nécessite que les températures moyennes mensuelles et la localisation de la station en latitude. La température est un paramètre déterminant dans toutes les méthodes empiriques du calcul de l'évapotranspiration. L'autre facteur déterminant est l'énergie (rayonnement) solaire, qui varie en fonction du temps et du lieu (Joncas et al., 1993). L'évapotranspiration, composante essentielle du bilan hydrologique, permet de comprendre les mécanismes régissant les relations eaux de surface /eaux souterraines

II-2-1- Formule de Thornthwaite (1944) :

La formule de Thornthwaite est utilisée lorsqu'on ne dispose que de la température comme seule donnée climatique. L'estimation de l'évapotranspiration potentielle de Thornthwaite, est donnée par la formule suivante en m.j-1 : où

$$\text{ETP} = 16 \times [(10 \times t) / I]^a \times f(\rho) \quad (2)$$

t: Température moyenne de l'air sous abri pour la période considérée,

I : indice thermique annuel, avec $I = \sum_{m=1}^{12} i_m$ avec $i_m = (T_m / 5)^{3/2}$

a : Fonction complexe de l'indice I, avec $a = [(1.6 \times I) / 100] + 0.5$

$f(\rho)$: Terme correctif fonction de la durée théorique de l'insolation, la latitude et du mois.

Si $P - \text{ETP} > 0$, la zone est dite excédentaire pendant le mois considéré

Si $P - \text{ETP} < 0$, la zone est dite déficitaire pendant le mois considéré

Le premier déficit cumulé DC, est la première $P - \text{ETP} < 0$

Quand la précipitation tombe, la différence $P - \text{ETP}$ si elle existe va d'abord remplir le stock

Pour effectuer un bilan hydraulique, il faut considérer l'année précédente, parce que l'eau du sol dépend.

Il faut donc avoir le stock en mois d'octobre de l'année précédente pour le cas de Madagascar.

Et s'il y a un déficit cumulé, le stock est lu sur une table

Le stock est plein à 100mm, avec $S = S_0 + (P - \text{ETP}) \leq 100\text{mm}$

L'excédent (Exd) va s'écouler sous 2 forme , avec $\text{Exd} = R + I$

La variation du stock ΔS est égale à $\Delta S = \text{stock du mois} - \text{Stock précédent}$

$0 < \Delta S < 1$

Si $P - \text{ETP} \geq 0$ alors $\text{ETR} = \text{ETP}$

Si $P - ETP < 0$ alors :

$$\text{Si } P + \Delta S \leq ETP, ETR = P + \Delta S ;$$

$$\text{Si } P + \Delta S > ETP, ETR = ETP ;$$

La connaissance de ces différents paramètres hydrologiques vont nous permettre de représenter l'hydrogramme en année sèche chaque station hydrologique et d'entirer par la suite de le débit d'étiage.

II-2-2-Estimation de débit à partir du bilan hydrique

a- Débit moyen annuel

A partir de ce tableau, on peut obtenir le débit moyen de l'année à partir de la somme de l'excédent, par la formule suivante :

$$Q_m = (1000 \times \sum Exd \times A) / t \quad (3)$$

avec

Q_m = débit moyen journalier

$\sum Exd$ = R+I

A = surface du bassin versant

t = temps en seconde (365jours)

b- Débit d'étiage

Le résultat du bilan hydrique permet aussi d'estimer le débit d'étiage Q_e dans le bassin versant avec les données de précipitation et de température de 5 ans au minimum et lorsqu'on ne dispose pas de données de débits d'étiage. D'après la méthode du bilan hydrique étudiée en cours de gestion de l'eau, on a :

$$W_{1-2} = P_{1-2} - E_{1-2} + Q_{e1}/\alpha - Q_{e2}/\alpha \quad (4)$$

avec

W_{1-2} : $\sum Exd$ exprimé en volume entre la période ou entre la date 1 et la date 2

P_{1-2} : volume de la précipitation pendant la même période

E_{1-2} : volume de l'évapotranspiration réelle pendant la même période ($\sum ETR$)

Q_{e1}/α et Q_{e2}/α : débit à l'exutoire à la date 1 et à la date 2

α : coefficient de tarissement

Cette équation constitue une chaine qui permet d'évaluer les débits d'étiages des années antérieures, c'est-à-dire quand on a seulement le débit d'étiage de l'année en cours par mesure directe.

II-3-Etude de l'étiage

La période d'étiage ou les basses eaux doivent être bien étudiée afin d'optimiser et de maximiser l'exploitation de ressources en eau pour satisfaire les différents besoins. Il est donc nécessaire de connaître exactement les ressources en eau disponible surtout l'apport minimum pour planifier les besoins et préparer l'utilisation au maximum des ressources.

La connaissance des étiages est indispensable pour assurer une exploitation équilibrée et modérée des ressources en eau disponible.

II-3-1-Le tarissement

Pendant la période sèche donc l'inexistence de pluies, l'évapotranspiration végétale épuise progressivement les réserves en eau souterraine du bassin versant ce qui entraîne une décroissance régulière des débits en un temps donné, c'est le tarissement.

Pour la représentation des courbes de tarissement, on part du débit journalier le plus élevé de l'année (Q_0) et on reporte en abscisse les débits mesurés à une durée déterminée (exemple tous les 10 jours), jusqu'à ce qu'ils remontent de façon significative. Les courbes de tarissement vont correspondre aux périodes pendant lesquelles le débit décroît de façon plus ou moins régulière (régime non influencé), c'est-à-dire en absence de toute précipitation

La courbe qui représente cette décroissance en fonction du temps est donc appelée courbe de tarissement.

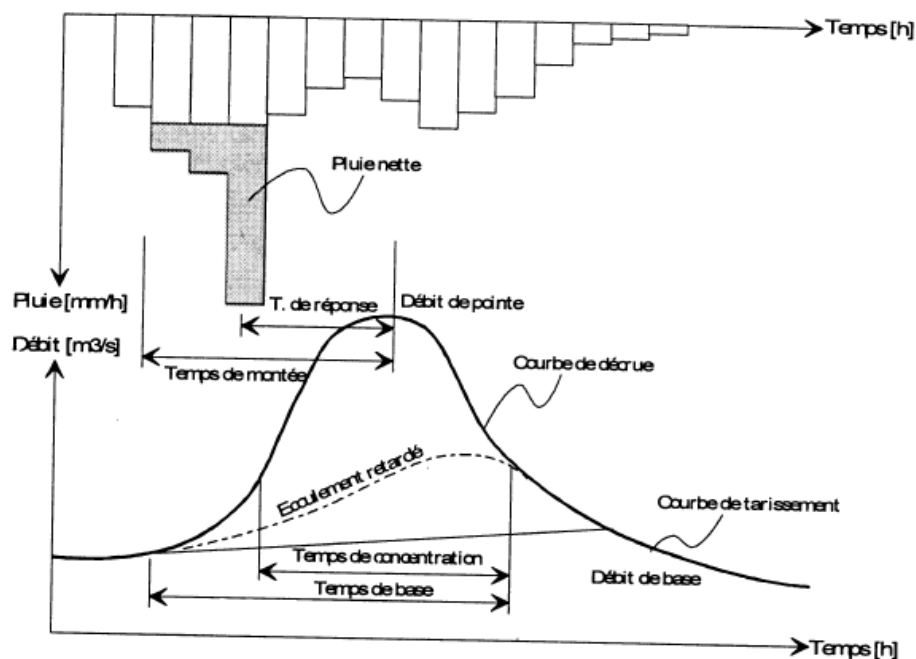


Figure 1: Hydrogramme type d'une courbe de tarissement (André Musy et Christophe Higy)

La séparation des écoulements doit être faite pour identifier le tarissement sur un hydrogramme, basée sur la représentation logarithmique de la décroissance du débit en fonction du temps afin de mettre en évidence les cassures de la courbe de décrue et les différents types d'écoulement.

La courbe de tarissement correspond à la partie de l'hydrogramme générée uniquement par les écoulements souterrains, alors que tout écoulement de surface a déjà cessé.

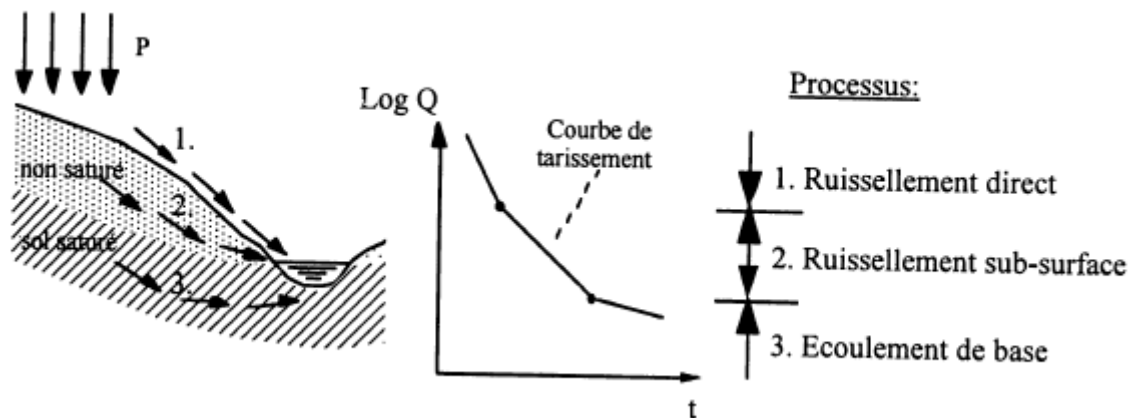


Figure 2 : Composante de l'écoulement- Hydrogramme de décrue- Séparation des composante de l'écoulement (André Musy et Christophe Higy)

En absence de pluie et d'évapotranspiration, le tarissement est dite non influencé, et dans le cas contraire c'est-à-dire que de nouvelles pluies viendraient alimenter les réserves, le tarissement est influencé. Mais on considère comme tarissement absolu, la courbe enveloppe inférieur des différentes courbes de tarissement observées.

II-3-2-Méthode d'estimation des étiages

Les étiages peuvent être analysés sous deux angles différents, soit en prévision, soit en prédétermination.

La prévision consiste à évaluer dans le futur les faibles débits d'un cours d'eau à un instant donné (jour, heures), moyennant l'exploitation déterministe d'une série d'information plus ou moins récentes.

La détermination vise plutôt l'évaluation des étiages au cours d'une période donnée (année) en exploitant statistiquement un ensemble d'informations recouvrant une période antérieur assez longue.

En clair, la prévision consiste à déterminer ou évaluer l'évolution de l'étiage à partir d'une date donnée (temps initial). Elle est donc liée à la notion de temps réel en ce sens que les

conditions actuelles ou du proche passé servent à prévoir un comportement dans un avenir plus ou moins rapproché.

La détermination est attachée à un concept probabiliste puisqu'il s'agit d'associer des périodes de récurrence, ou des temps de retour, aux débits estimés. La date d'occurrence de l'événement considéré n'intervient pas dans ce type d'approche. En résumé, il s'agit de déterminer à l'avance la valeur d'un étiage qui peut arriver au minimum une fois durant cette période de récurrence choisie.

II-3-3-Méthode de prévision

a- Méthode des courbes de tarissement

Cette méthode est basée sur la loi qui régit le tarissement d'un cours d'eau. La connaissance de cette loi permettra de prévoir le débit d'étiage à un instant donnée, à partir de la simple connaissance du débit initial Q_0 ($t=0$). Concrètement, on recherche une loi mathématique qui ajuste au mieux la courbe de tarissement observée et qui permet par la suite la prévision des débits d'étiage.

b- Le tarissement (équation de Boussinesq et de Maillet)

Les débits des cours d'eau en période d'étiage sont uniquement assurés par la vidange des réserves aquifères, cet apport peut être analysé à partir du tarissement. Celui-ci permet d'approcher le rythme de vidange des réserves aquifères à partir de différentes lois qui proposent de calculer un coefficient de tarissement (Dewandel *et al.*, 2003).

A partir de l'équation de Boussinesq, l'équation du débit à un instant donné est obtenue, en fixant les conditions aux limites de la nappe et en appliquant la loi de Darcy. Ainsi, pour chaque situation différente, il est possible d'établir une formule de décharge qui lui est propre. Toutefois, l'ensemble de ces solutions pour des nappes libres et profondes sont toutes comparables à l'équation de Boussinesq et de Maillet, exprimée par une loi exponentielle simple, du type :

$$Q = Q_0 \times e^{-\alpha \times t} \quad (5)$$

où

Q est le débit d'étiage au temps t

α le coefficient de tarissement

Q_0 le débit initial au temps t_0

Selon Olivry *et al.* (1998) cités par Amoussou (2010), le coefficient de tarissement permet d'apprécier l'état des « entrées » d'eau qui contribueraient à la modification apparente des relations pluie/débit observées sur les bassins fluviaux. Il permet ainsi de comparer l'évolution de l'eau de surface et le stockage de l'aquifère afin de mieux cerner le comportement du réservoir de vidange.

Bien que la loi exponentielle ne corresponde pas toujours à la solution exacte, elle peut être admise comme solution valide dans la plupart des cas. Par conséquent, elle est considérée comme l'équation fondamentale pour l'étude de vidange des nappes libres profondes.

c- Détermination du débit initial Q_0 et du coefficient de tarissement α

La loi exponentielle simple est définie par deux paramètres ; le débit initial Q_0 et le coefficient de tarissement α . Ces deux grandeurs sont définies en fonction de propriétés du sol et des aquifères (profondeur, largeur, charge initiale de la nappe, conductivité hydraulique, porosité,...).

Le débit Q_0 et le coefficient de tarissement α peuvent aussi être obtenus par des procédés graphiques. Examinons le cas de la formule Boussinesq

$$Q = Q_0 \times e^{-\alpha \times t}$$

En passant par le logarithme, l'équation devient

$$\ln Q - \ln Q_0 = -\alpha \times t$$

La représentation de cette équation sur un diagramme permet de déterminer graphiquement les constantes Q_0 et α .

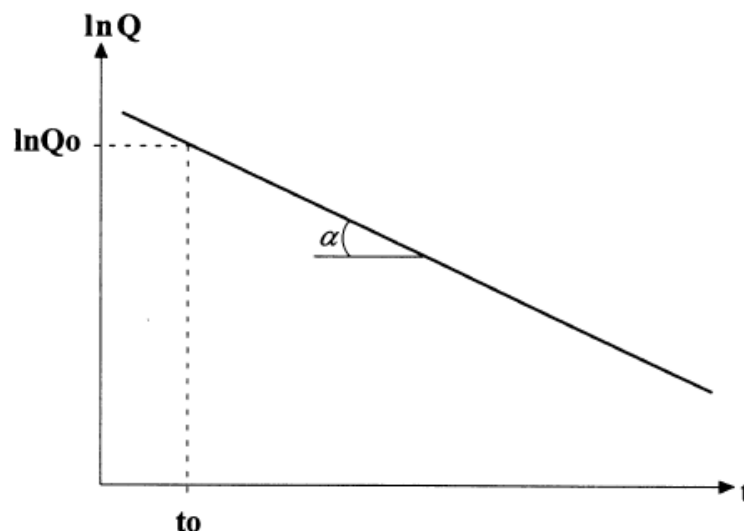


Figure 3: Représentation de la formule de Boussinesq sous sa forme logarithmique (André Musy et Christophe Higy)

La formule de Castany reliant Q_t (le débit à l'instant t) à Q_0 (le débit initial) en fonction du temps est définie par :

$$\log Q_t = \log Q_0 - \alpha \times t \times (\log(e))$$

où α (le coefficient de tarissement) est une fréquence en jour⁻¹.

Cette formule vient directement de la formule de Maillet définie par : $Q = Q_0 \times e^{-\alpha t}$

En remplaçant $\log(e)$ par sa valeur numérique 0,4343, on obtient :

$$\log Q_t = \log Q_0 - 0,4343\alpha \times t \quad (6)$$

d- Capacité d'emménagement du bassin versant

Lorsque l'on porte en ordonnée les valeurs des débits observés (en échelle logarithmique) et en abscisse le temps en jour, on obtient graphiquement les éléments du calcul. La loi de Maillet rend bien compte de la décroissance des débits d'un cours d'eau lorsque les étiages sont alimentés par une nappe simple et homogène. L'intégrale de la courbe de Maillet permet ainsi d'estimer le volume des réserves emmagasinées dans le bassin versant à un instant t_0 (appelées réserves hydrologiques, Cosandey & Robinson, 2000).

Une application immédiate des lois de tarissement simple est la détermination du volume utile d'eau emmagasiné dans la nappe à un instant donné.

Si la loi de tarissement pur $f(t)$ du bassin versant est connue, il est alors possible d'évaluer sa capacité d'emménagement par son intégration sur l'intervalle de temps (t , infini)

En effet, le volume d'eau disponible à un instant t est donné par :

$$V = \int_t^\infty f(t) = \int_t^\infty Q_t \times dt$$

avec

V le volume d'eau disponible contenu dans les réserves d'un bassin versant

$f(t)$ la loi de tarissement du bassin

Dans le cas particulier d'une loi décroissante exponentielle, en prenant $t=0$, on obtient :

$$V = \int_t^\infty Q_t \times dt = \int_t^\infty Q_0 \times e^{-\alpha t} \times dt = Q_0 \times \left[(-1/\alpha) \times e^{-\alpha t} \right]_t^\infty = Q_0 / \alpha \quad (7)$$

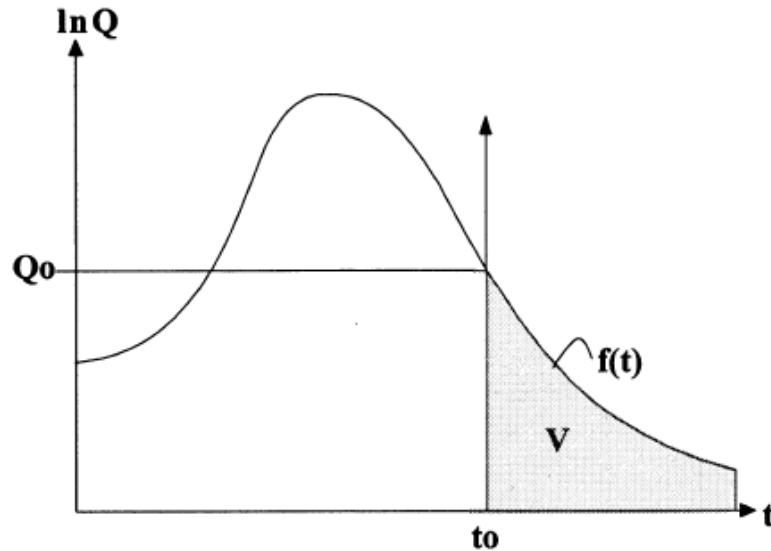


Figure 4 : Capacité d'emmagasinement d'un bassin versant (André Musy et Christophe Higy)

Le calcul du volume d'eau disponible permet d'évaluer la possibilité du soutien à l'étiage en période sèche d'une région donnée.

e- Calcul du volume d'eau mobilisé par les aquifères

Le volume d'eau mobilisé par l'ensemble des aquifères du bassin versant est donné par l'équation (Savané *et al.*, 2001; Savané *et al.*, 2003):

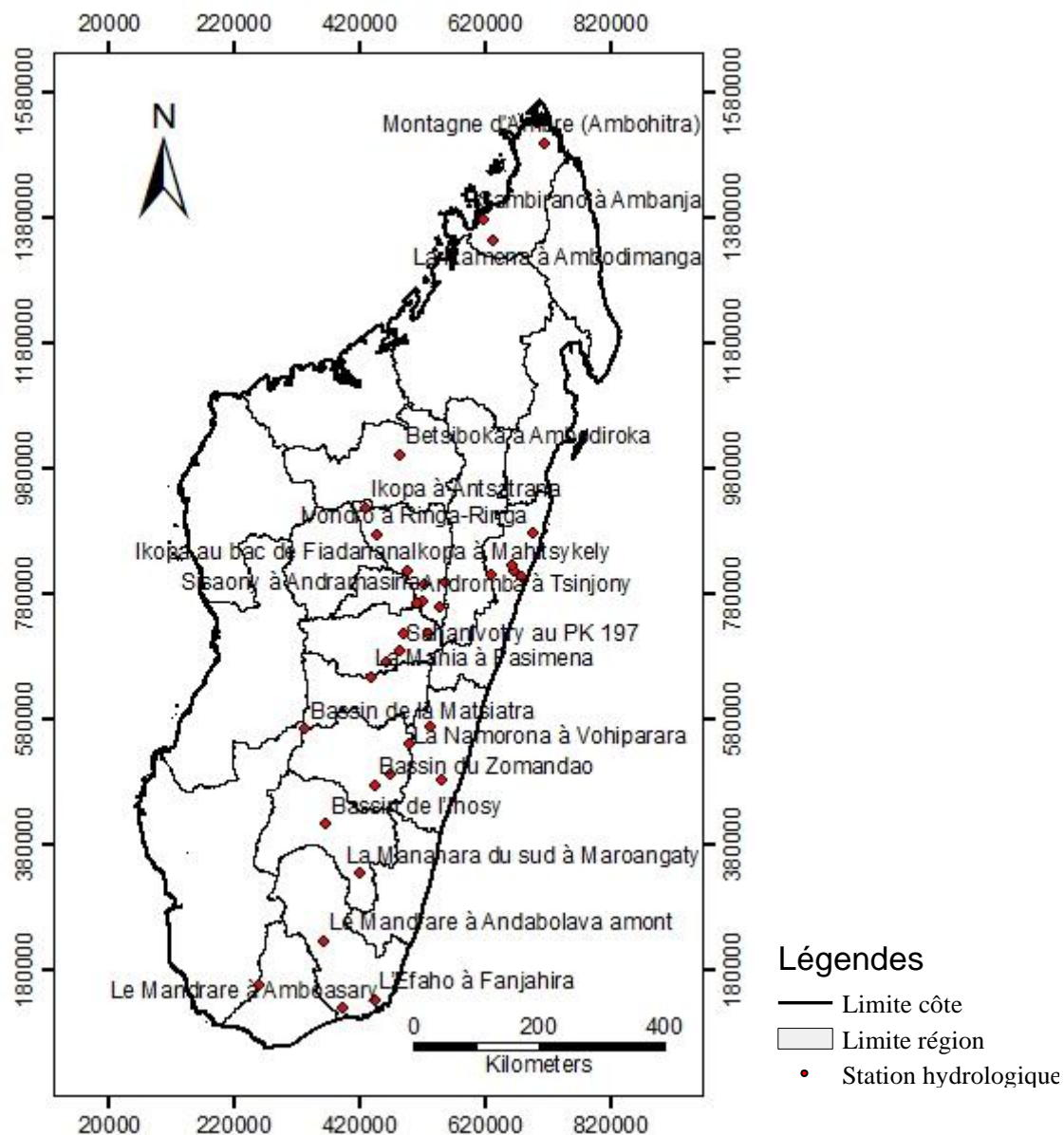
$$V_{\text{mobilisé}} = \int_0^{+\infty} Q_0 \times e^{-\alpha \times t} \times dt = (86400 \times Q_0) / \alpha \quad (8)$$

avec Q_0 exprimé en m³/s

α en jours⁻¹.

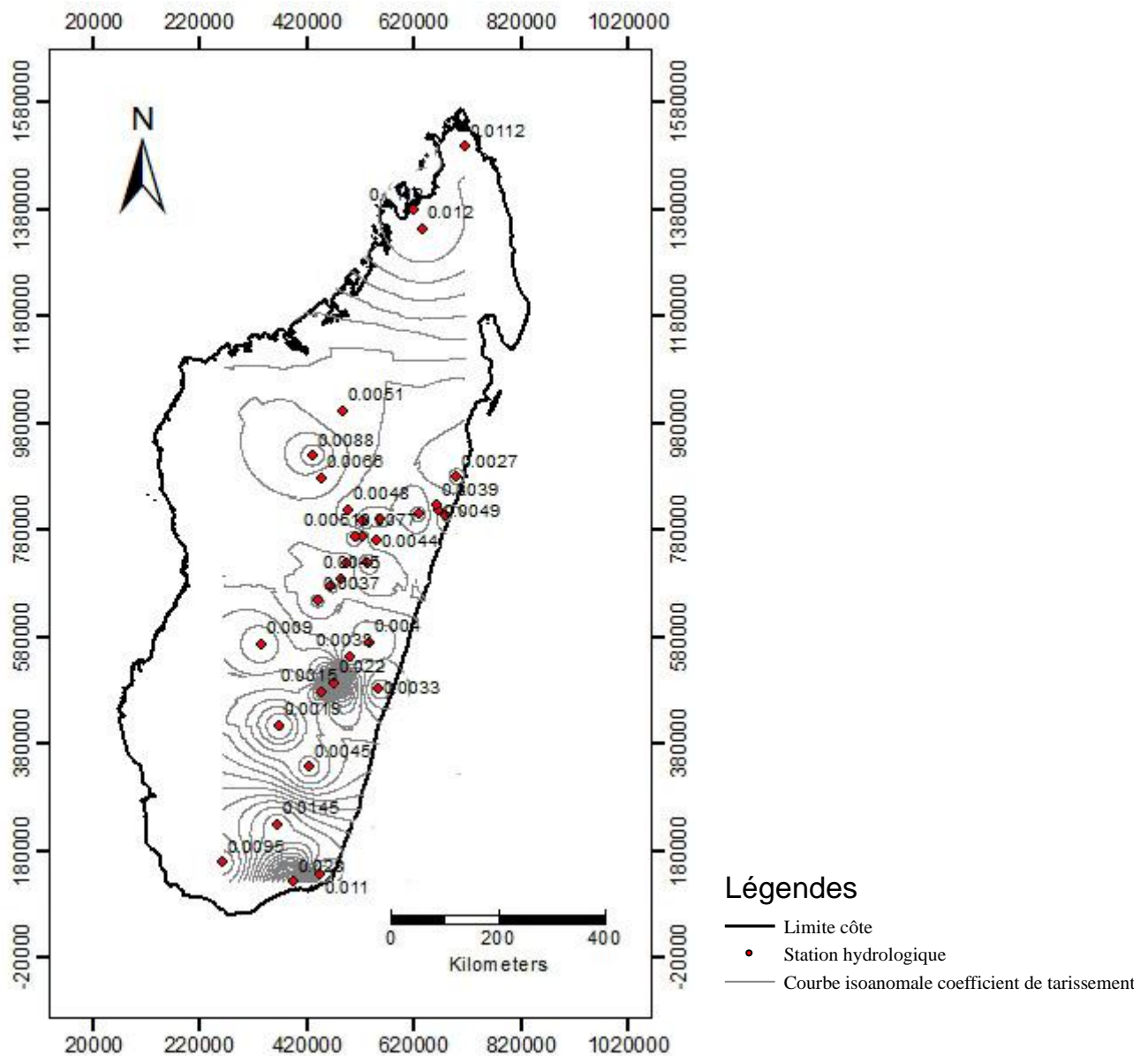
Les cartes ci-après représentent les stations étudiées et les paramètres hydrologiques (coefficient de tarissement, volume unitaire disponible, débit d'étiage) du socle malagasy :

Carte de localisation des stations hydrologiques



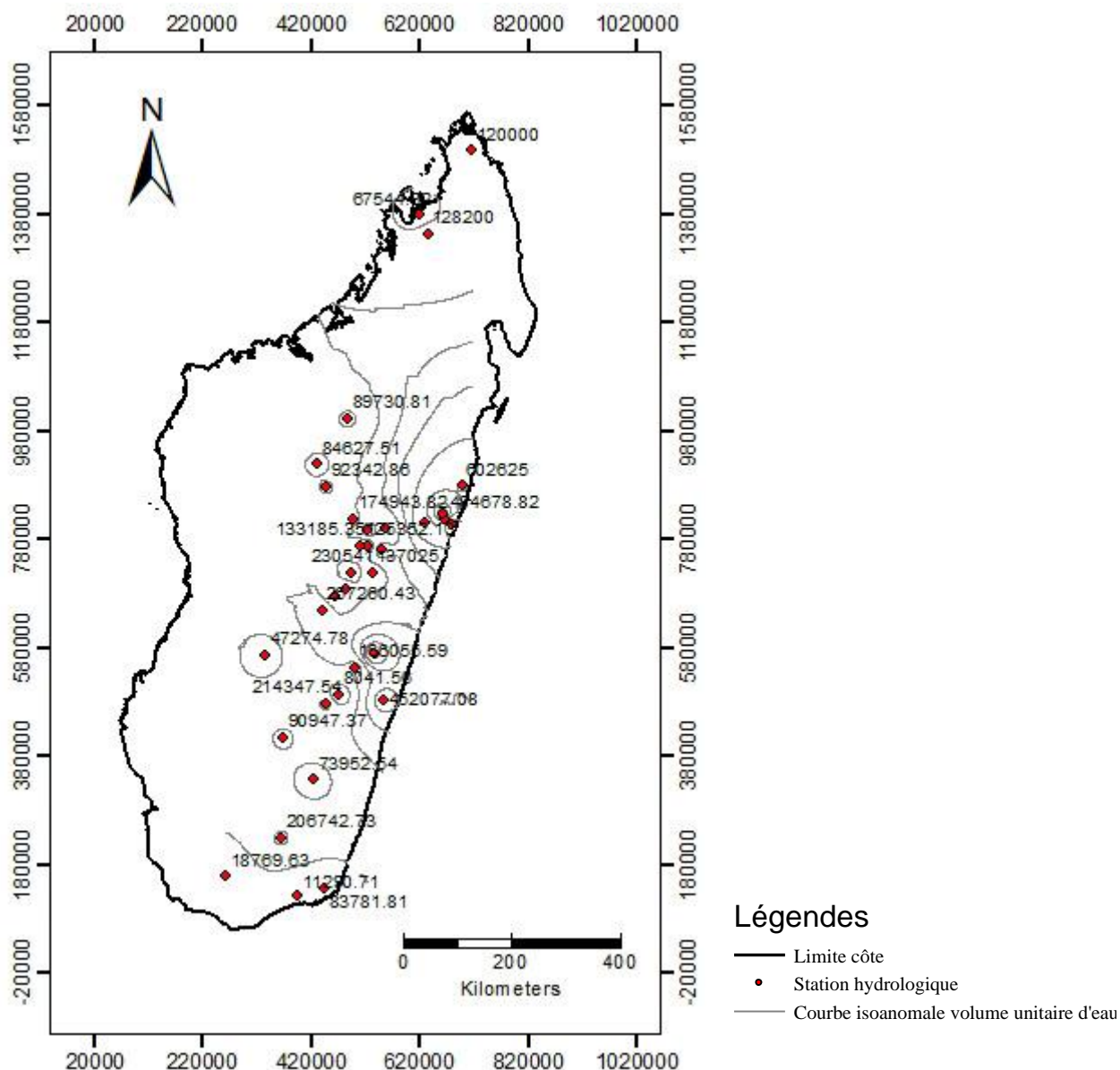
La carte ci-dessus présente les 35 stations hydrologiques localisées dans le bassin versant du socle cristallin Malagasy. Les Stations hydrologiques sont réparties inégalement, la partie Nord et Sud possédant moins de stations que la partie centrale et orientale. Elles ont permis de faire des études hydrologiques de chaque zone permettant ainsi de connaître la potentialité en eau de chaque région. Notant que la plupart de ses stations ne sont plus actuellement en mode de fonctionnement.

Carte isovaleur des coefficients de tarissements

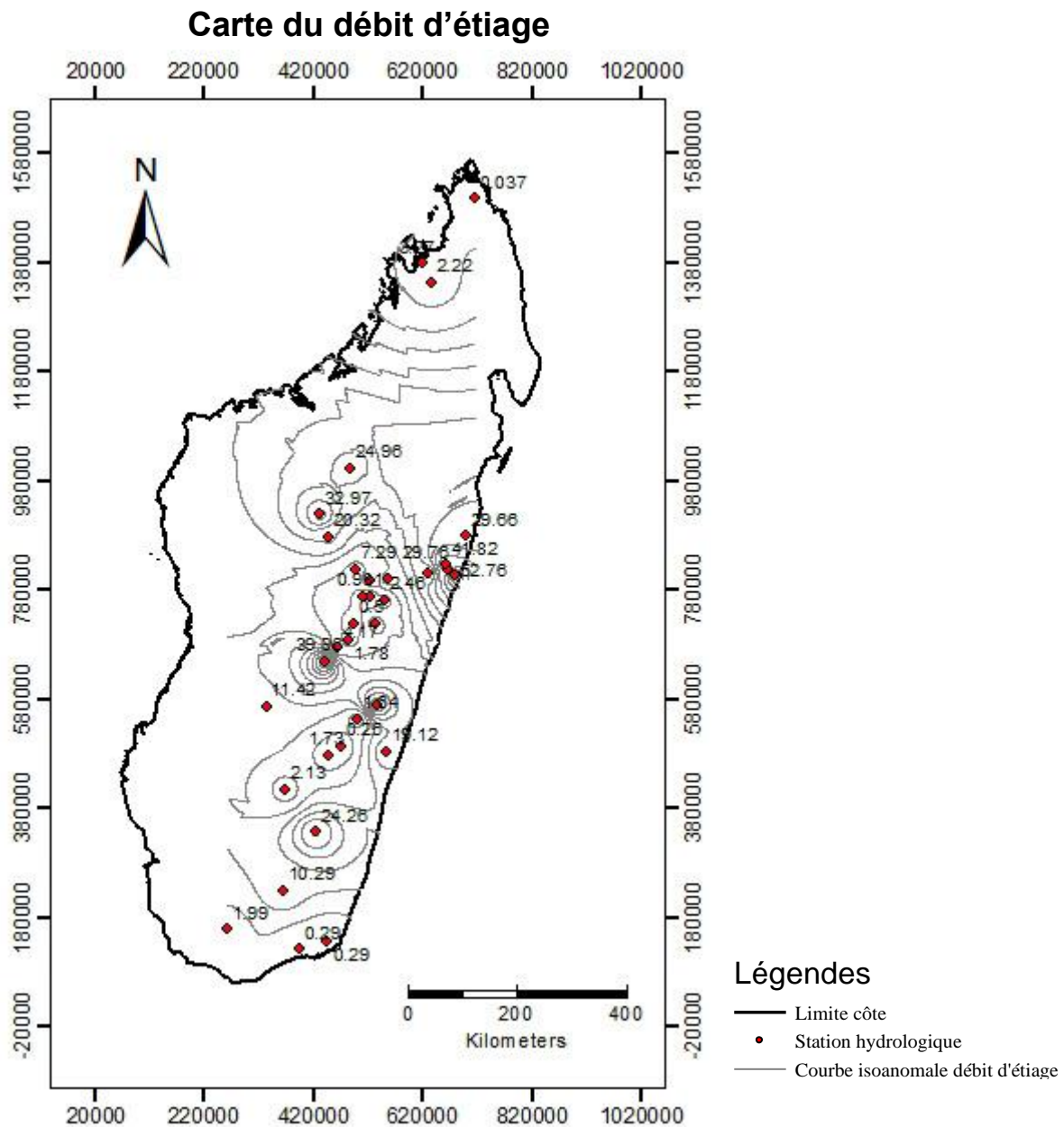


La carte ci-dessus présente le coefficient de tarissement α à chaque station hydrologique, obtenu à partir de l'hydrogramme en année sèche. On a une gamme de valeur comprise entre 0.001 à 0.03. La partie Nord de l'île a en moyenne 0.011 de coefficient de tarissement. A l'Est on a une faible valeur allant de 0.0027 à 0.0066 ce qui représente une forte potentialité de ressource en eau. Dans la partie centrale, au nord le coefficient de tarissement α est de l'ordre de 0.0051 à 0.0066, au centre on a une valeur de 0.0023 à 0.0077 et au Sud 0.0037 à 0.0052. Dans la partie sud de Madagascar on observe deux zones bien distinctes, au nord on a une faible coefficient de tarissement de l'ordre de 0.001 à 0.004, par contre dans l'extrême Sud on a une valeur de 0.009 à 0.03.

Carte isovaleur du volume unitaire d'eau



La carte ci-dessus représente le volume unitaire d'eau par unité de surface étudié sur chaque station hydrologique présentée en haut. On observe que la partie orientale a une forte potentialité avec un volume d'eau allant jusqu'à $1\,000\,000\text{m}^3$. Il décroît petit à petit vers le Nord Ouest, centre Ouest et Sud Ouest. Dans la partie Nord on a une moyenne de $120\,000\text{m}^3$. Dans le centre de Madagascar, au nord le volume d'eau est comprise entre $80\,000$ à $100\,000\text{m}^3$, au centre entre $130\,000$ à $400\,000\text{m}^3$, et au Sud entre $120\,000$ à $270\,000\text{m}^3$. Dans le Sud de l'île ; au Nord on a un volume unitaire d'eau allant de $70\,000$ à $200\,000\text{m}^3$, et à l'extrême Sud une faible potentialité de $11\,000$ à $18\,000\text{m}^3$, mais il y a le Mandrare à Andabolava avec une potentialité de $200\,000\text{m}^3$.



La carte ci-dessus représente le débit d'étiage obtenu après étude à chaque station hydrologique. On observe un fort débit dans la partie Est de l'île avec une valeur débutant à $20 \text{ m}^3/\text{s}$ jusqu'à $50 \text{ m}^3/\text{s}$. Dans la partie Nord de l'île le débit d'étiage est en moyenne de $3 \text{ m}^3/\text{s}$. Dans le centre, dans la zone Nord, on a une valeur comprise entre 20 à $30 \text{ m}^3/\text{s}$, au centre il est de 1 à $10 \text{ m}^3/\text{s}$, et au Sud il augmente de 1 à $40 \text{ m}^3/\text{s}$ comme à Mania Fasimena où le débit d'étiage est à $39 \text{ m}^3/\text{s}$. Dans le grand Sud, au Nord on a un débit d'étiage de 1 à $25 \text{ m}^3/\text{s}$ comme sur Mananara du Sud à Maroangaty où on a $24 \text{ m}^3/\text{s}$ et dans l'extrême Sud une valeur de 1 à $10 \text{ m}^3/\text{s}$. Les résultats du débit d'étiage ci-dessus montrent la potentialité en eau souterraine du socle malagasy, mais est-il vraiment primordial de l'exploiter pour produire de l'électricité, cela nous va conduire à voir la situation de l'énergie électrique à Madagascar.

TROISIEME PARTIE :

**SITUATIONS DE L'ENERGIE
ELECTRIQUE A MADAGASCAR**

III- L'énergie électrique à Madagascar

L'état des lieux ci-après présente les sources d'énergie électrique disponible dans le pays, en premier qui est la plus exploitée est l'hydrocarbure, il y a aussi les sources d'énergie renouvelable à savoir les ressources hydroélectrique, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et les plantes pour l'agrocarburant.

III-1-Les hydrocarbures

Madagascar importe la totalité des Produits Pétroliers dont le pays a besoin. La distribution et la vente de ces produits totalisent 792 863 m³ en 2011. Les Produits Pétroliers fournissent 7.3 % des offres énergétiques à Madagascar.

Le gasoil constitue le Produit Pétrolier le plus consommé à Madagascar avec 430 000 m³ en 2011. L'un des plus importants utilisateurs est constitué par le secteur du transport terrestre, notamment les professionnels du transport en commun et des marchandises.

Mais l'on enregistre aussi l'utilisation du gasoil dans le secteur de la production d'Energie pour alimenter les groupes électrogènes afin de produire de l'Electricité.

En raisonnant suivant les utilisateurs, la production d'Energie électrique représente 13 % de la consommation en gasoil et la quasi-totalité du fuel oil.

III-2- Les Energies Renouvelables

Les sources d'Energie Renouvelable sont principalement les ressources hydroélectriques, l'énergie solaire et éolienne, la biomasse et les plantes pour l'agrocarburant.

III-2-1- Les ressources hydroélectriques

Les centrales hydrauliques fournissent 54 % de l'Electricité à Madagascar avec 690.337 MWh en 2011. Elles restent de loin la ressource d'énergie renouvelable la plus exploitée à Madagascar.

Depuis 2001, la production d'Energie hydroélectrique a globalement enregistré une croissance de l'ordre de 22 %. La production de pointe a été enregistrée en 2009 avec 740.389 MWh pour fléchir légèrement par la suite en 2010 et 2011.

III-2-2- L'Energie solaire

Selon plusieurs études réalisées par le Ministère environnement, des eaux et forêts en octobre 2007 et l'ONUDI en Mars 2009, Madagascar possède un important potentiel en Energie solaire avec une Energie incidente de l'ordre de 2 000 kWh/m²/an et presque toutes les régions du pays ont plus de 2 800 heures d'ensoleillement annuel, soit une

puissance solaire de 750 W/m². Les régions les plus intéressantes disposant d'un niveau de rayonnement supérieur à 5 500 W/m² sont Diana, Sava, Sofia, Boeny, Melaky, Menabe, haute Matsiatra, Amoron'i Mania, Anosy, Androy, Atsimo Andrefana, Vakinankaratra, Bongolava, Atsimo Atsinanana.

L'Energie solaire est valorisée en Energie électrique grâce aux installations photovoltaïques.

Malgré les potentiels existants, ces ressources restent encore sous-exploitées.

La situation reste au stade de projet et de recherche à cause de différents paramètres : faible maîtrise technique, coût économique, faible adoption (sociale), ...

III-2-3- L'Energie éolienne

Madagascar possède un potentiel important en matière de production d'Energie éolienne. Il y a 3 sortes de vents dans le pays : les vents des côtes, les vents locaux, les vents provenant de l'océan dont les alizés et les cyclones.

Les vents des côtes et locaux peuvent avoir une variation d'intensité journalière, les vents alizés ont des variations saisonnières. Mais ils constituent les vents potentiels pour la mise en place d'une installation éolienne.

Globalement, les régions Nord, Sud et la côte Est constituent les zones favorables où la vitesse de vent est intéressante, atteignant 7,5 à 9 m/s dans le nord, 6 à 9 m/s dans le sud. En considérant les zones du Nord au Sud longeant la côte Est, ayant une vitesse de vent aux environs de 6,5 m/s, Madagascar dispose d'un potentiel de 2 000 MW d'Energie éolienne.

Le montage des installations éoliennes peut être réalisé localement à partir des matériaux importés notamment la turbine même si certaines entreprises importent la totalité des pièces.

III-2-4- L'Agrocarburant

L'agrocarburant à Madagascar se trouve encore au stade de démarrage. Il n'y a pas encore d'activités commerciales officielles concernant les produits comme l'agrodiesel et l'agroéthanol. Néanmoins, les projets d'investissements en cours et les plus sérieux sont présentés ci-après et permettront d'asseoir la base de la tendance en matière d'offre pour la partie suivante.

III-3-Situation globale de l'offre et de la demande en énergie électrique à Madagascar

La fourniture d'énergie électrique à Madagascar est assurée par le réseau de la société d'Etat JIRAMA créée en 1975 qui approvisionne les milieux urbains, et via les actions de l'ADER créée en 2002 ; c'est une structure chargée par le Ministère en charge de l'Energie de promouvoir et développer l'électrification en milieu rural.

Globalement, l'accès à l'énergie électrique reste faible à Madagascar. Selon l'INSTAT, l'enquête périodique auprès des ménages en 2010 a montré que 12% des ménages malgaches ont accès à l'électricité.

L'enquête EPM INSTAT a également montré une inégalité flagrante quant à l'accès à l'électricité en milieu rural et en milieu urbain. En effet, dans le milieu rural où vit plus de 70% de la population, seuls 4,8 % des ménages ruraux ont accès à l'électricité en 2010. En milieu urbain, 39% des ménages urbains ont l'électricité en 2010. Même au niveau des agglomérations urbaines, il y a une grande disparité en termes de consommation d'énergie électrique et de nombre d'abonnés.

A Madagascar, la demande en Electricité provient principalement des abonnés résidentiels, qui sont constitués principalement par les ménages.

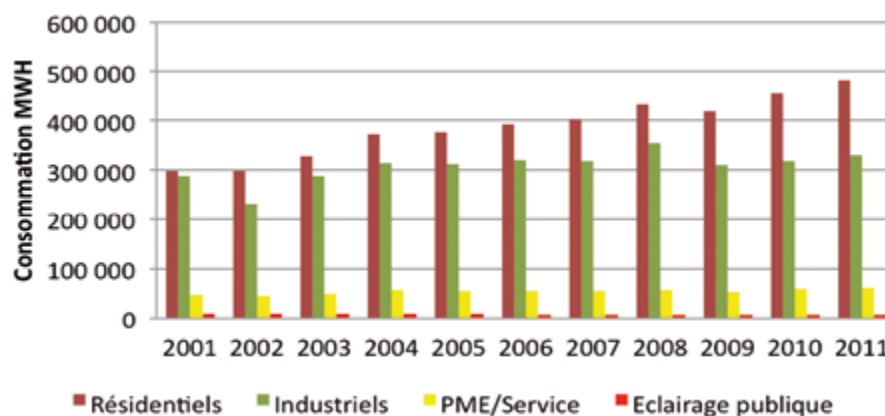


Figure 5 : Consommation en énergie électrique des différentes catégories de consommateurs (Jirama, 2012)

L'Energie constitue un secteur clé du développement d'un pays. En effet, l'ensemble des secteurs d'activités dans un pays a besoin d'Energie pour fonctionner afin de contribuer à la croissance économique et à l'amélioration de la vie sociale de la population.

Afin de permettre au secteur de l'Energie d'intégrer pleinement ce concept de durabilité dans la production et la satisfaction des besoins énergétiques à Madagascar, il est important, dans

la démarche de réflexion pour l'actualisation de la politique énergétique à Madagascar de faire un diagnostic.

Le paragraphe suivant présente un diagnostic spatial, quantitatif et qualitatif du secteur Energie, qui comporte l'état de lieux de l'Offre et de la Demande, et l'évolution tendancielle de la demande et de l'offre.

III-3-1-L'offre et la demande du secteur Energie électrique

a- Situation globale de l'offre

L'Energie électrique provient de 2 principales sources :

- Electricité générée par les centrales thermiques
- Electricité générée par les centrales hydroélectriques

En outre, d'autres sources d'Energie électrique sont actuellement utilisées comme l'Energie solaire, éolienne et la biomasse, notamment dans le cadre de l'électrification rurale par l'ADER.

On note qu'avec la puissance installée et le nombre de groupes, la production d'Energie électrique est quasiment assurée par la Société d'Etat JIRAMA.

Tableau 1 : Répartition de la puissance des groupes selon les sources d'Energie électrique (JIRAMA, ADER, 2012)

Source d'énergie	RESEAU JIRAMA				RESEAU ADER			
	Puissance		Groupe		Puissance		Groupe	
	KW	%	Nombre	%	KW	%	Nombre	%
Total	473 186	100	552	100	4 200	100	87	100
Thermique diesel	345 533	73	516	94	3 159	75.2	59	68
Hydraulique	127 646	27	35	6	788	18.8	14	16
Eolienne					145	3.5	4	5
Thermique biomasse					94	2.2	2	2
Solaire	7	0	1	0	14	0.3	8	9

Depuis 2001, la production d'Energie électrique n'a cessé d'augmenter à Madagascar. La production nette totale d'Electricité est de 832.741 MWh en 2001 pour atteindre 1 267. 647 MWh en 2011. Depuis 2001, la production d'Energie électrique a donc connu une augmentation de 50 %. La part produite par les centrales thermiques est passée de 268.796 MWh en 2001, représentant 32 % de la production totale à 577.302 MWh en 2011, ce qui représente 45,5 % de la production totale.

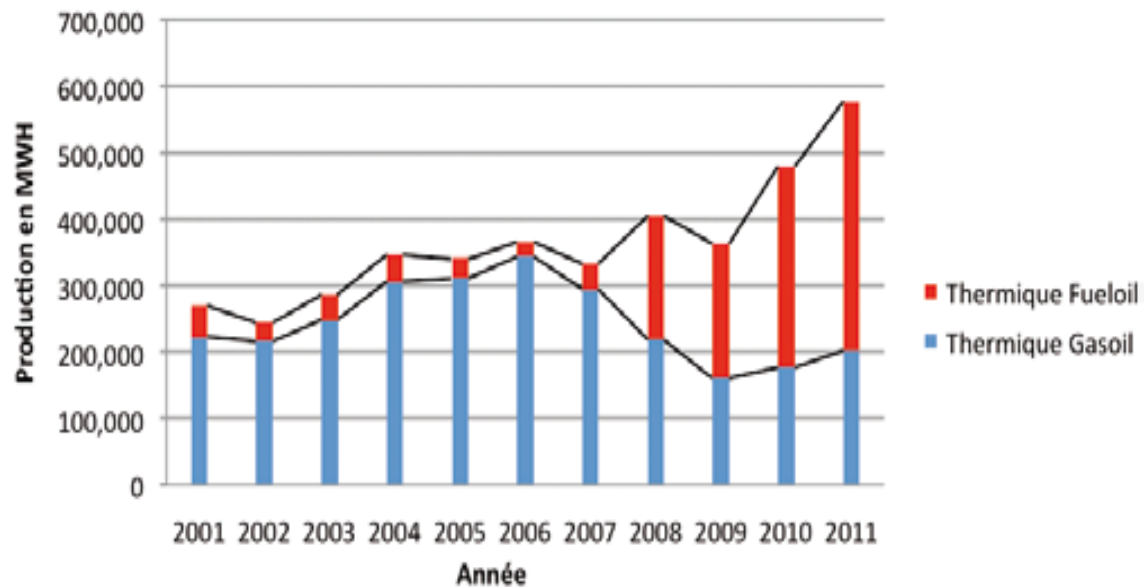


Figure 6 : Evolution de la production en Electricité des centrales thermiques (JIRAMA, 2012)

Par rapport à cela, la production des centrales hydrauliques atteint 563.945 MWh en 2001 représentant 68 % de la production totale pour atteindre 690.337 MWh en 2011 ce qui représente 54 % de la production totale. Même si la production en valeur absolue d'Electricité a augmenté, la part de la production hydraulique a diminué par rapport à la contribution de la production des centrales thermiques. La part restante est très marginale et provient de l'Energie solaire car elle ne dépasse pas 8 MWh.

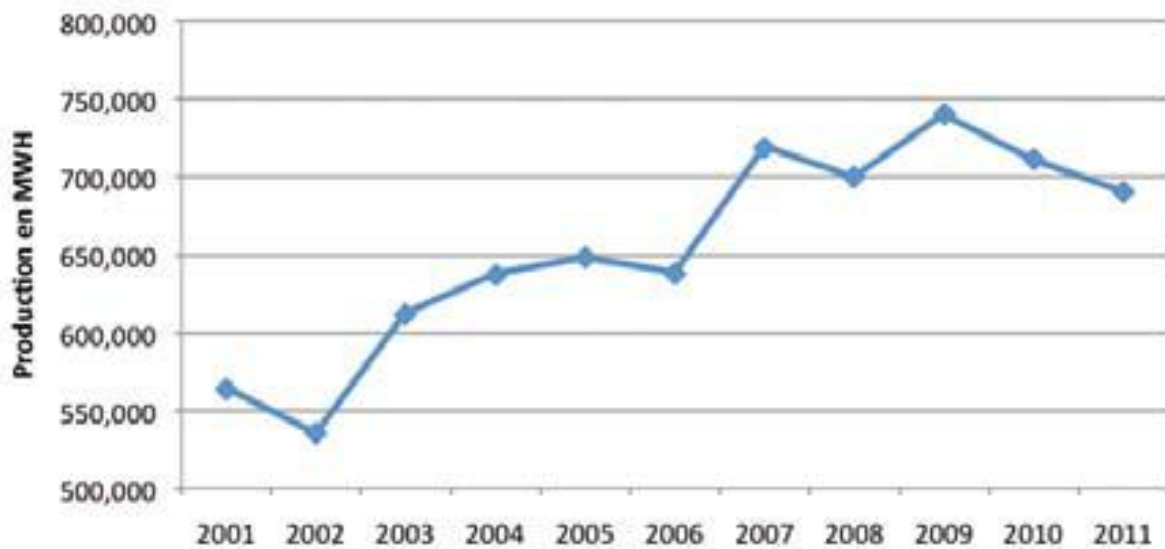


Figure 7 : Evolution de la production en Electricité des centrales hydrauliques (JIRAMA, 2012)

Tableau 2 : Evolution de la production globale d'Energie électrique par la JIRAMA entre 2001 - 2011 en KWh (JIRAMA, 2012)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Hydraulique	563 945	535 324	611 629	637 001	647 903	637 922
Thermique	268 796	243 909	286 195	346 417	340 504	365 636
Solaire	0	0	0	0	0	4
Total	832 741	779 234	897 824	983 419	988 407	1 003 561
	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Hydraulique	637 922	719 082	699 652	740 389	710 960	690 337
Thermique	365 636	332 253	404 087	362 656	478 836	577 302
Solaire	4	4	7	6	8	8
Total	1 003 561	1 051 340	1 103 746	1 103 052	1 189 804	1 267 647

b- Situation globale de la demande

Les ménages constituent le premier consommateur d'Energie électrique (50 % de la consommation totale en 2011 pour le réseau de la JIRAMA).

La consommation d'électricité suit généralement une courbe croissante entre 2001 et 2011. Pour l'ensemble des 118 agglomérations couvertes par le réseau de la JIRAMA, la consommation nationale traduite par la vente d'Electricité a montré un volume de 644.236 MWh pour un nombre d'abonnés de 320 817 en 2001. Elle est passée à 882. 910 MWh pour un nombre d'abonnés de 444 575 en 2011.

Une légère baisse de consommation a été constatée en 2002 et en 2009, qui pourraient être causées en partie par les crises socio-politiques qu'a connues le Pays.

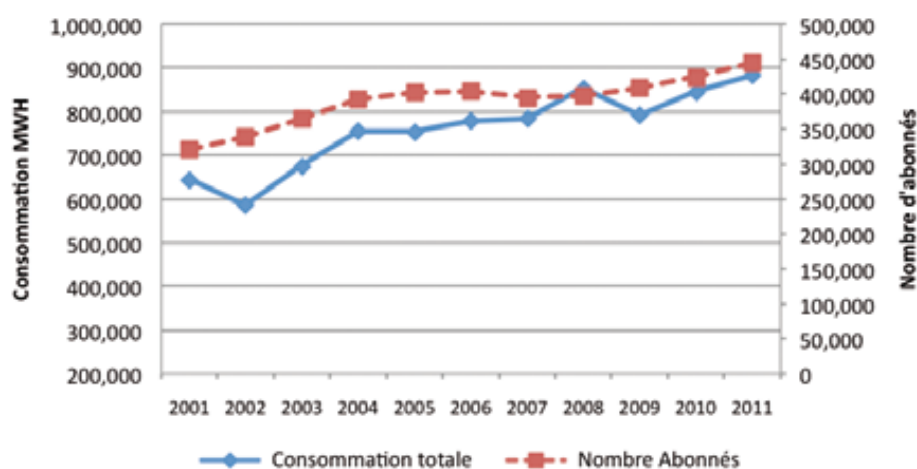


Figure 8: Evolution de la consommation d'Energie électrique à Madagascar dans le réseau de la JIRAMA (JIRAMA, 2012)

La JIRAMA a divisé ses clients en abonnés Haute tension, Moyenne tension et en abonnés Basse Tension qui comprend les PME/le secteur des services et les résidentiels ; ces derniers incluent les ménages, l'administration, les agents de la JIRAMA.

La figure ci-après montre que la consommation des résidentiels connaît une hausse progressive depuis 10 ans allant de 298.184 MWh en 2001 à 483.215 MWh en 2011 soit une hausse de 62 %. La croissance au niveau des Industries a par contre connu une évolution en dent de scie, notamment avec une baisse de la consommation en 2002 et 2009.

La consommation chez les industriels a enregistré une croissance moyenne de 15 % allant de 288.342 MWh en 2001 à 330.714 MWh en 2011. En ce qui concerne les PME/Service, la consommation enregistre une croissance régulière de l'ordre de 26 % entre 2001 et 2011 passant de 46.050 MWh à 61.098 MWh. Enfin, la consommation au niveau de l'éclairage public a connu une baisse en 10 ans passant de 8.835 MWh à 7.883 MWh.

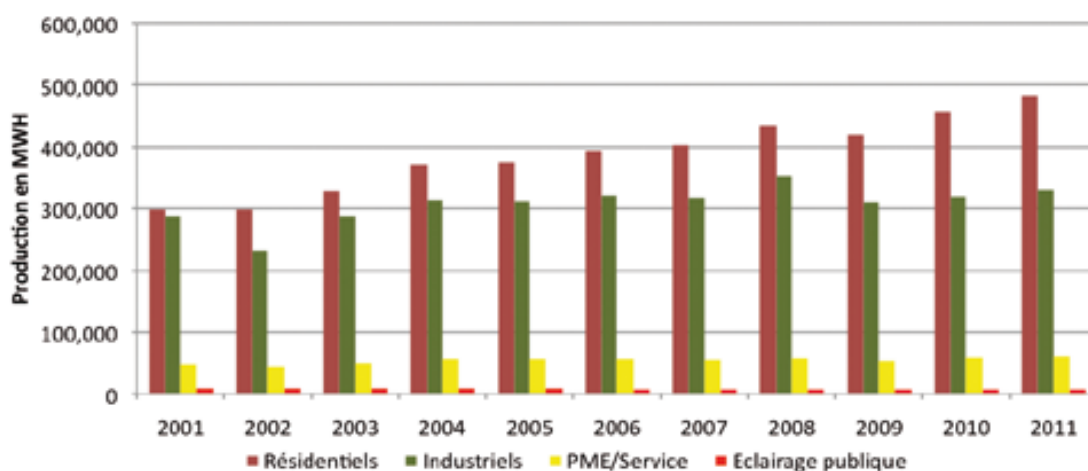


Figure 9 : Evolution de la consommation en Electricité selon les catégories des consommateurs (JIRAMA, 2012)

Entre 2001 et 2011, le nombre des abonnés total est passé de 320 817 à 444 575.

Le nombre d'abonnés résidentiels est passé de 311 672 à 434 485, soit une augmentation de 39 %. Au niveau des industriels, le nombre d'abonnés est passé de 891 à 976 soit une augmentation de 10 %. Ceci confirme le faible dynamisme des industries à Madagascar. Le secteur des services est passé de 7 352 abonnés en 2001 à 7 981 abonnés en 2011 soit une augmentation de 9 %.

Ainsi, la structure du marché n'a pas subi de changement, les abonnés résidentiels représentent toujours 97 % des consommateurs. Les industriels ont par contre diminué en 10 ans passant de 2,29 % en 2001 à 1,79 % en 2011.

Tableau 3 : Evolution du nombre des abonnés selon les catégories de consommateurs (JIRAMA, 2012)

Nombre	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Résidentiel	311672	328869	354863	381401	390989	393111	383909	383947	393340	413999	434485
Industriels	891	869	860	870	906	891	900	993	908	912	976
PME/Service	7352	7568	7789	8482	8914	8662	8557	7796	7646	7844	7981
Eclairage public	902	976	971	1040	1091	1113	1030	991	1109	1130	1133
Consommateurs totaux	320817	338282	364483	391793	401900	403777	394396	396727	408003	423885	444575

III-4-L'évolution tendancielle de la demande et de l'offre

L'existence d'une offre en énergie électrique à moindre coût constitue un important moteur permettant d'attirer la demande que ce soit au niveau des abonnés résidentiels qu'industriels. Le développement des projets de production d'énergie électrique abordable pour le pouvoir d'achat des ménages et permettant une meilleure compétitivité des activités économiques constitue un des défis du sous secteur électricité.

L'étude tendancielle de la demande en Electricité montre que la consommation est essentiellement tirée par les abonnés résidentiels. Mais la place des abonnés industriels, PME/PMI doit être attentivement considérée dans la mesure où le secteur industriel constitue un des moteurs de l'économie.

Si l'augmentation du nombre des abonnés résidentiels n'est pas accompagnée par une croissance de la consommation au niveau des industriels, le coût de production restera toujours élevé et les producteurs d'Electricité devront toujours investir dans l'augmentation des capacités (puissance) même sans avoir rentabilisé les installations existantes.

III-4-1- Estimation de la population

L'estimation de l'évolution de la population est basée sur le nombre de population de l'EPM 2004, avec un taux d'accroissement annuel de 3 %.

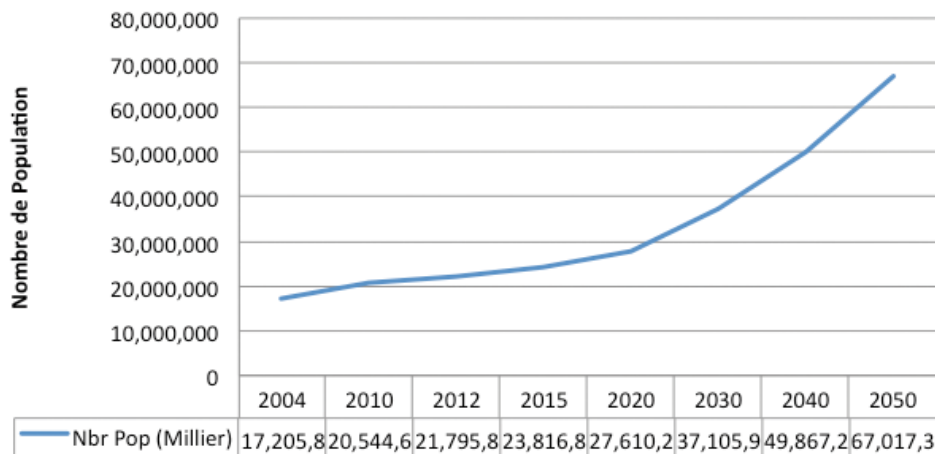


Figure 10 : Courbe d'évolution du nombre de la population (EPM, 2004 ; AIDES 2012)

III-4-2- Estimation du nombre de ménage

Le nombre de ménage est estimé sur base de l'évolution de la population Malagasy et dont la taille de ménages a été publiée par l'EPM en 2010.

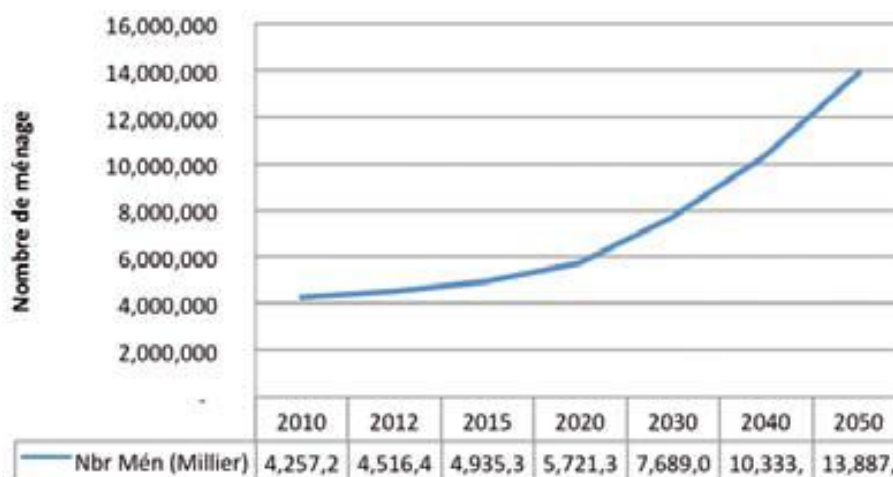


Figure 11 : Courbe d'évolution du nombre de ménage de 2010 à 2050 (EPM 2004 et 2010 ; AIDES 2012)

III-4-3- Les différents scénarios de l'offre et de la demande

a- Scenario I

En considérant une augmentation du nombre de ménage total suivant le taux d'accroissement démographique actuel (3 %), avec le maintien du taux d'accès à l'Electricité actuel de 12 % et du niveau de consommation électrique, la demande totale serait alors estimée à 1000 MWh en 2015, à 1500 MWh en 2030 et à 2300 MWh en 2050.

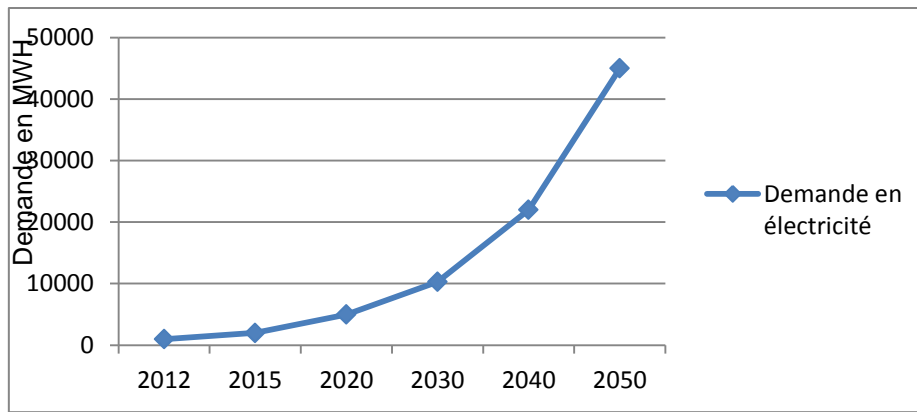


Figure 12: Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique d'ici 2050 en gardant le rythme actuel (WWF 2012)

b- Scenario II

Un 2ème scénario probable prend comme hypothèse une augmentation sensible de la consommation électrique totale des abonnés BT du fait d'une croissance économique se manifestant par l'augmentation des investissements dans le secteur tertiaire et les PME comme l'hôtellerie, ainsi que le développement de quelques branches d'industries (PMI). On prend par ailleurs comme hypothèse que le développement économique et le développement d'une offre en énergie électrique à moindre coût permettront aux ménages du milieu urbain et rural d'avoir un pouvoir d'achat pour accéder à l'électricité augmentant ainsi le nombre des abonnés résidentiels qui atteindraient un taux de 40% à l'horizon 2050. Avec ce scénario, la demande totale est estimée à 1400 MWh en 2015, 5000 MWh en 2030 et à 22000 MWh en 2050.

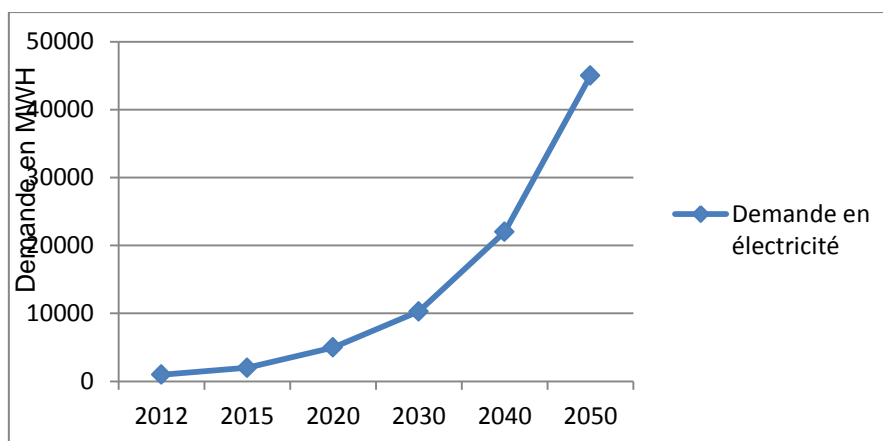


Figure 13: Evolution tendancielle de la demande en énergie électrique en cas de développement d'une offre à moindre coût et un développement économique du pays (WWF 2012)

c- Scénario III

Le taux d'électrification est en évolution progressif de 12 % à 80 %, de 2012 à 2050. L'évolution du nombre d'abonnés de 11 % et 22 % par an avec un dédoublement de la consommation moyenne en Energie par abonné, soit 0. 680 MWh/abonné/an.

La demande totale est estimée à 5 000 MWh en 2020, 10 300 MWh en 2030, 22 000 MWh en 2040 et 45 000MWh en 2050.

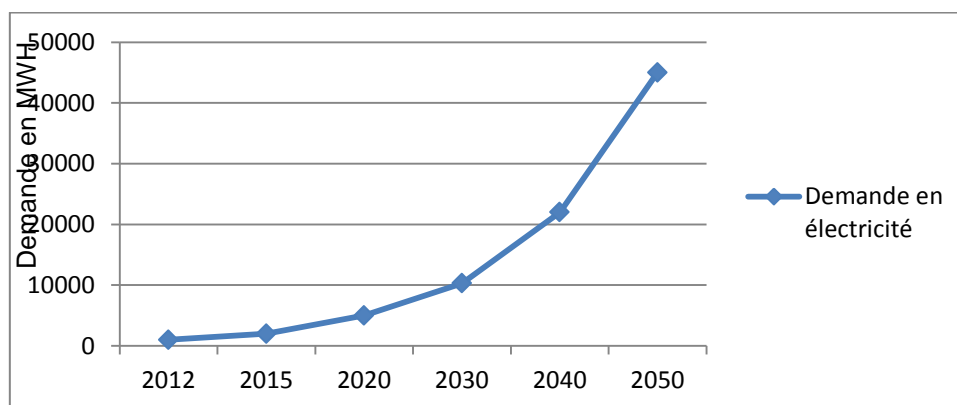


Figure 14 : Demande totale en énergie électrique en cas de développement d'une offre à moindre coût et un développement industriel du pays avec un taux d'accès à 80% (WWF 2012)

L'analyse tendancielle montre donc une demande allant de 920.487 MWh en 2012 à 2 330MWh d'ici 2050 si le taux d'accès à l'Electricité reste à 12 % avec un faible taux de croissance des abonnés industriels , et atteindra 45 000 MWh en 2050 si un taux d'accès de 80% est réalisé accompagné d'un fort développement de la consommation industrielle .

Afin de satisfaire les demandes futures, Madagascar aura besoin d'augmenter sa capacité de production en Electricité en ajoutant une puissance de 846 MW au moins jusqu'en 2050 dans le cas d'un taux d'accès de 12 %, de 4 GW dans le cas d'un taux d'accès à 40% et de 12 GW dans le cas d'un taux d'accès de 80% et un développement de l'industrie.

Face à l'évolution de la demande future, une réflexion s'impose. Le pays n'exploite actuellement que 127 MW sur les 7 800 MW des ressources hydroélectriques théoriquement disponibles. L'importance du facteur temps est aussi à considérer. Les unités de production d'énergie électrique doivent logiquement être installées avant que n'arrive la demande. un plan d'installation d'unités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique est censé anticiper une demande future.

Tout cela nous pousse à développer une autre technique de production d'énergie, et on peut opter pour la construction des centrales thermiques à vapeur.

QUATRIEME PARTIE :

**COMPOSANTES ET IMPACTS
ENVIRONNEMENTAUX D'UNE
CENTRALE THERMIQUE A
VAPEUR D'EAU**

IV- Composantes et impacts environnementaux d'une centrale thermique à vapeur.

Etudiant les composantes les plus courantes des centrales à vapeur.

IV-1- Les principaux composants.

IV-1-1-Compresseurs et pompes

La compression sans transfert de chaleur d'un fluide en régime continu nécessite un transfert de travail. La compression des mélanges liquide-vapeur est un exercice particulier. La compression d'un gaz est déjà un défi majeur en mécanique des fluides, et qui est rendue nettement plus difficile s'il est mélangé à du liquide (c'est-à-dire qu'il est en mélange di-phasique). Pour cette raison, en ingénierie il est préférable en général de se concentrer soit sur la compression de vapeur sèche, soit sur la compression de liquide saturé. Comme le volume spécifique de l'eau liquide est environ mille fois plus faible que celui de la vapeur d'eau, cela nous pousse à préférer la compression des liquides à celle des gaz. C'est pour cela que les phases de compression, dans les installations industrielles, se font toujours à l'état liquide, à l'aide de pompes (figures 15 et 16). Ce sont des équipements plus compacts et géométriquement simples que les compresseurs à gaz.

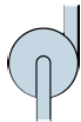


Figure 15 : Schéma de principe d'une pompe à eau (Olivier Cleynen)



Figure 16 : Photo d'une pompe du fabricant KSB menant $2\,500\text{ t h}^{-1}$ d'eau à 350 bar dans une centrale à vapeur (Olivier Cleynen)

Les pompes à liquide sont usuellement alimentées par un moteur électrique, mais ce modèle est alimenté mécaniquement par la turbine et doit ainsi fonctionner sur une plus grande plage de vitesses. Sa puissance maximale est de 38MW; la puissance de la turbine entraînée dépasse 800MW.

IV-1-2- Chaudière

Dans les centrales à vapeur, les apports de chaleur se font à pression constante. L'eau du circuit thermodynamique est réchauffée par contact avec une autre canalisation d'air dans le cas des centrales à combustion comme le charbon.

Parce qu'elle fonctionne à haute pression (au delà de 60 bar dans les installations modernes) et qu'elle est le théâtre de transferts de chaleur et gradients de température importants, la chaudière est un élément coûteux et lourd (figures 17 et 18), même si son principe de fonctionnement est simple.

Lorsque la chaleur de la centrale provient d'une combustion, l'énergie thermique des gaz ne peut être transmise à l'eau du circuit que lorsque la température de cette dernière est plus faible. Ainsi, il est rejeté au-dessus de la chaudière une quantité de chaleur d'autant plus grande que la température minimale de l'eau y est haute.

Comme aucun travail mécanique n'est fourni à l'eau dans la chaudière, la puissance chaudière fournie par la chaudière à l'eau s'exprime selon :

$$Q_{\text{chaudière}} = \dot{m} (h_2 - h_1)$$

avec

$Q_{\text{chaudière}}$: puissance de la chaudière

\dot{m} : débit de masse de la chaleur

$(h_2 - h_1)$: enthalpie

La différence de masse volumique entre les deux phases dans la chaudière fait qu'il est difficile de surchauffer la vapeur en présence de liquide (le liquide, plus dense et donc au fond de la chaudière, est en effet plus à même d'absorber la chaleur à haute température). Nous considérerons ainsi toujours que l'eau est sous forme de vapeur saturée (indice V) à la sortie de la chaudière.

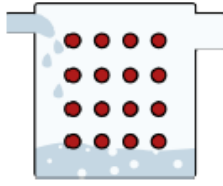


Figure 17 : Représentation schématique d'une chaudière (Olivier Cleynen)



Figure 18 : Transport d'une chaudière capable de soutenir une pression de 100 bar (Olivier Cleynen)

Dans une chaudière, l'eau pénètre à l'état liquide à gauche et ressort en haut à droite à l'état de vapeur saturée. L'apport de chaleur est assuré par le contact avec les traverses des gaz de combustion.

IV-1-3 :Turbine

La turbine (figures 19 et 20) est la pièce maîtresse de toute centrale à vapeur. Longue de plusieurs dizaines de mètres dans les installations modernes, elle est équilibrée avec grand soin, mise en place dans son coffrage et, si elle fait l'objet d'attention adéquate (minimisation des gradients de température, lubrification avancée), peut délivrer de la puissance mécanique pendant plusieurs dizaines d'années sans aucune interruption.

L'efficacité d'une turbine se mesure en comparant sa puissance avec celle d'une turbine idéale. Nous nommons ce paramètre l'efficacité isentropique η_T :

$$\eta_T = (\dot{W}_{\text{turbine réelle}} / \dot{W}_{\text{turbine isentropique}})$$

η_T : efficacité isentropique

$\dot{W}_{\text{turbine réelle}}$: la puissance réelle fournie par la turbine,

$\dot{W}_{\text{turbine isentropique}}$: la puissance d'une turbine isentropique fonctionnant avec le même débit de masse et entre les deux mêmes pressions.

La puissance réelle, quant à elle, s'exprime toujours en fonction des propriétés du fluide à l'entrée et à la sortie de la turbine :

$$\dot{W}_{\text{turbine réelle}} = \dot{m} (h_{2\text{réel}} - h_1) = \dot{m} \times \eta_T (h_2 - h_1)$$

L'équation ci-dessus prévoit l'état de la vapeur à la sortie de n'importe quelle turbine dont la puissance et l'efficacité isentropique sont connues.

Un paramètre important qui doit être surveillé est le titre de l'eau, en particulier dans les derniers étages. En effet, connaissant que les courbes isentropiques finissent toujours par croiser la courbe de saturation : dans une détente isentropique, la vapeur finit toujours par se condenser. Les gouttelettes liquides, beaucoup plus denses que la vapeur qui les entoure, percutent alors violemment les pales et en provoquent l'érosion. L'ingénieur thermodynamicien veillera ainsi à garder un haut titre, usuellement sans descendre en deçà de 95 %.

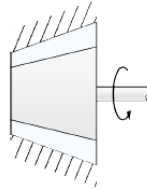


Figure 19 : Représentation schématique d'une turbine à vapeur (Olivier Cleynen)

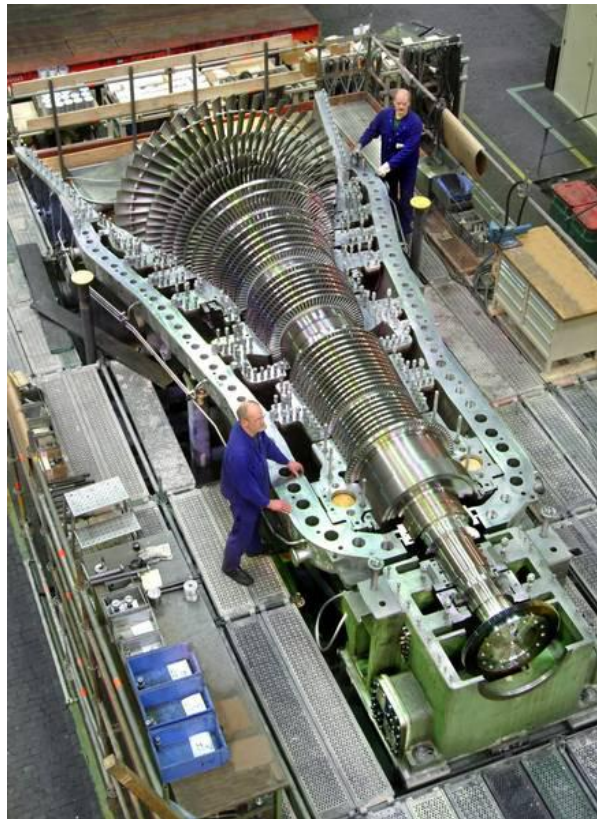


Figure 20 : Turbine d'une centrale à vapeur de taille moyenne (Olivier Cleynen)

Au fur et à mesure que l'eau traverse la turbine, elle perd de l'énergie sous forme de travail et son volume spécifique augmente, ce qui nécessite des pales toujours plus grandes.

IV-1-4- Condenseur

Le condenseur (figures 21 et 22), composant le moins glorieux de l'installation, est en charge de rejeter toute la chaleur dont l'ingénieur ne sait plus faire usage. L'eau y est toujours refroidie à pression constante, ce qui ne nécessite pas de pièce mobile.

Technologiquement, le condenseur est un élément simple : on met simplement la canalisation de vapeur en contact avec un circuit de température basse. Usuellement, ce circuit de refroidissement est constitué d'eau extérieure provenant d'une rivière ou de la mer, qui sera refroidie ensuite par évaporation dans les larges cheminées que l'on aperçoit aux abords des centrales. Comme la pression de la vapeur à l'intérieur du condenseur est souvent très basse (jusqu'à 0,1 bar) pour abaisser la température minimale du cycle de la centrale, il faut veiller à l'étanchéité du condenseur pour éviter que de l'air ou de l'eau extérieurs ne s'infiltrerent dans le circuit principal. La puissance perdue par la vapeur dans le condenseur s'exprime selon :

$$Q_{\text{condenseur}} = \dot{m} (h_2 - h_1)$$

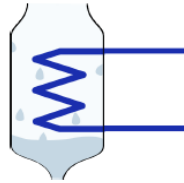


Figure 21 : Représentation schématique d'un condenseur (Olivier Cleynen)



Figure 22 : Un condenseur dans lequel la chaleur est évacuée directement dans l'atmosphère, par conduction forcée à l'aide de ventilateurs (Olivier Cleynen)

L'eau du circuit thermodynamique y pénètre par le haut, dans un état proche de la vapeur saturée. Elle en ressort par le bas à l'état liquide. L'extraction de chaleur est usuellement assurée par un circuit d'eau secondaire (schématisé en bleu) qui, elle, est mise en contact avec l'atmosphère.



Figure 23 : Cheminées de refroidissement de la centrale à charbon de Eggborough (1967, 1 960MW) au Royaume-Uni (Olivier Cleynen)

Dans ces cheminées, la chaleur prélevée à l'eau du circuit dans le condenseur est évacuée dans l'atmosphère. Ce refroidissement est effectué au moyen d'un circuit d'eau secondaire, qui est mis en contact avec l'atmosphère et s'y évapore partiellement.

L'installation et l'utilisation de ces différents équipements vont entraîner un déséquilibre sur l'environnement, d'où on va présenter dans le paragraphe suivant les impacts environnementaux ainsi que les mesures d'atténuations correspondantes.

IV-2- Etude d'impact environnementale du projet

IV-2-1- Secteur hydrologique mondial

La répartition inégale des ressources en eau dans le temps et dans l'espace, et la modification de ces ressources résultant de l'intervention humaine et d'une mauvaise gestion ont conduit à des crises de l'eau dans de nombreuses régions du monde. Récemment, le secteur de l'hydrologie a porté le débat sur ces problèmes devant la scène internationale dans le cadre de grandes conférences où l'on débat de la gouvernance environnementale mondiale, concept qui englobe les personnes, les processus et les institutions qui guident la gestion des ressources naturelles (Varady, R.G., K. Meehan, and E. McGovern. 2008. *Charting the emergence of 'Global Water Initiatives' in world water governance. Physics and Chemistry of the Earth*). L'importance de la gestion des ressources en eau et des écosystèmes

pour le développement durable a été soulignée et reconnue dans ces instances et conférences internationales.

L'eau est à l'évidence une question transversale et un catalyseur du développement durable. Le Sommet mondial de Johannesburg pour le développement durable (2002) a marqué un tournant et a clairement encouragé les États membres à gérer à l'échelon national et régional leurs ressources en eau au moyen de plans d'action sur la gestion intégrée des ressources en eau (GIRE).

IV-2-2- Effet du changement climatique

Malgré les divers efforts fournis par les pays et les programmes internationaux pour favoriser la réalisation des OMD, de nombreux pays en développement, notamment en Afrique subsaharienne et en Asie, ne sont pas en voie d'en atteindre certaines cibles.

Il faudra intensifier les efforts à tous les niveaux (scientifique et technique, institutionnel et décisionnel) pour atteindre les OMD relatifs à l'eau, compte tenu notamment de la croissance démographique rapide qui conduira à une pression accrue sur l'eau et à une concurrence entre les différentes utilisations au niveau national et à celui des bassins.

Le changement climatique et les nouvelles utilisations du sol rendent encore plus complexes les problèmes actuels et futurs de gestion de l'eau car ils ajoutent un élément de variabilité et d'incertitude hydrologiques au processus décisionnel. Le changement et la variabilité climatiques sont un moteur essentiel de l'évolution des ressources en eau et un facteur supplémentaire de stress hydrique par les effets qu'ils produisent sur d'autres éléments extérieurs (Claudio Cassardo and J. Anthony A. Jones, 2011, *Managing Water in a Changing World. Water* 3: 618-628) liés à la demande d'eau pour l'agriculture, la sylviculture, la pêche et l'industrie. Pour traiter les changements environnementaux, il faut comprendre les limites des analyses et des modèles hydrologiques classiques fondés sur le principe des phénomènes hydrologiques stationnaires et rechercher des méthodes différentes pour adresser les changements environnementaux (Wagener *et al.*, 2010).

IV-2-3- Les impacts environnementaux du projet

Le tableau suivant décrit les impacts environnementaux qui ont été étudiés sur le milieu physique, biologique et humaine (social, culturel et économique), pour le projet de la construction d'une centrale thermique à vapeur avec combustible le charbon dans différentes régions de Madagascar.

Tableau 4: Impacts environnementaux types et mesures d'atténuation courantes

ACTIVITES	IMPACTS	MESURES D'ATTENUATIONS POSSIBLES
PHASE I : CONSTRUCTION DE LA CENTRALE		
Déboisement pour la construction du campement et des zones de stockage, de fondation, de stationnement et de travail	• Perte d'habitat	<ul style="list-style-type: none"> • Effectuer le développement sur des sols déjà déboisés ou dépourvus de ressources naturelles de grande valeur • Déboiser le moins possible et conserver une zone tampon entre les zones déboisées et les plans d'eau • Remettre en état les zones temporaires après la construction • Utiliser les routes existantes pour avoir accès au campement, si possible
	• Érosion et sédimentation des plans d'eau avoisinants	<ul style="list-style-type: none"> • Construire le campement sur un terrain plat pour réduire l'érosion • Laisser une zone tampon de végétation d'au moins 30 m entre le site du campement et les plans d'eau pour piéger les sédiments de lixiviat • Étendre du gravier sur le site du campement pour favoriser l'infiltration d'eau, éviter les problèmes de poussière et de boue, et accroître la capacité portante du sol pour la machinerie lourde
Stockage de produits (mazout, essence, huiles lubrifiantes, carburant à diesel, huiles pour transformateur, matériaux de construction et produits chimiques divers)	• Fuites, déversements	<ul style="list-style-type: none"> • Regrouper les conteneurs dans un endroit ou un immeuble désigné muni des installations appropriées de confinement et de reprise • Situer les installations de stockage de matières dangereuses sur des surfaces peu perméables comme l'argile, l'asphalte ou le béton. Le volume de la zone de confinement doit être égal à la capacité de stockage maximale • Ranger les fûts sur des plates-formes ou des cuvettes de rétention aux surfaces imperméables, à l'intérieur d'un périmètre de confinement adéquat • Élaborer des plans d'urgence en cas de déversement pour chaque produit chimique stocké sur place. Prévoir des mesures pour confiner tout déversement accidentel et empêcher la contamination de l'eau de surface et de la nappe souterraine • Étiqueter tous les conteneurs et distributeurs • Stocker les déchets chimiques à l'écart des produits chimiques intacts
Ateliers de fabrication (métal / soudure, nettoyage de conduites, sablage au jet, peinture, électricité, menuiserie)	• Bruit, odeurs, émissions de poussière et flux de déchets	<ul style="list-style-type: none"> • Traiter les déchets dangereux ou les recueillir et les transporter hors site • Situer les ateliers de façon à simplifier l'enlèvement et le traitement des déchets et à réduire les risques de déversement • Situer les ateliers de façon que les odeurs et le bruit ne causent pas de problèmes dans les secteurs d'habitation • Contrôler et surveiller les émissions atmosphériques

Ravitaillement en carburant et exploitation de la machinerie	<ul style="list-style-type: none"> • Fuites, déversements 	<ul style="list-style-type: none"> • Choisir les zones de ravitaillement en fonction des caractéristiques naturelles de la topographie et du sol de façon à confiner initialement une fuite ou un déversement et à réduire la possibilité d'un déversement dans un cours d'eau. On recommande l'installation de talus autour des zones de ravitaillement • Ravitailler la machinerie uniquement dans les zones prévues à cette fin • Réduire au minimum l'exploitation et le ravitaillement de la machinerie près des cours d'eau
	<ul style="list-style-type: none"> • Érosion, compaction et formation d'ornières 	<ul style="list-style-type: none"> • Restreindre l'utilisation de la machinerie durant les périodes de précipitations • Équiper la machinerie de gros pneus ou d'essieux à voie extralarge et de faible pression d'appui, si possible • Ne pas laver la machinerie dans ou près des cours d'eau
	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions d'échappement 	<ul style="list-style-type: none"> • Veiller à l'installation et à l'inspection de pots d'échappement adéquats sur les moteurs à combustion • Le niveau sonore de la machinerie ne doit pas dépasser les seuils approuvés
	<ul style="list-style-type: none"> • Bruit 	<ul style="list-style-type: none"> • Équiper les appareils et la machinerie de construction de silencieux conçus et entretenus pour réduire efficacement les niveaux sonores • Construire des talus ou des écrans antibruit pour isoler les communautés adjacentes du bruit • Choisir le parcours et l'horaire des allers et retours des véhicules au site de construction de façon à réduire le bruit de la circulation pour les communautés adjacentes
Construction des routes et circulation, zones déboisées ou zones de stationnement, transport de terre ou d'autres matériaux à texture fine par camion, chargement et déchargement de camions, élimination de matériaux par le vent, dynamitage, forage, concassage, criblage	<ul style="list-style-type: none"> • P o u s s i è r e 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôler les émissions fugitives de poussière au moyen de pulvérisation, lavage, aspiration, balayage, limites de vitesse imposées aux véhicules • Arroser fréquemment les stationnements et les chemins d'accès pendant les périodes sèches • Utiliser prudemment les dépoussiérants autres que l'eau et obtenir toutes les approbations nécessaires • Enlever la boue de tous les véhicules et de la machinerie avant de les faire circuler sur des routes revêtues • Couvrir les camions d'une bâche ou pulvériser un dépoussiérant sur leur chargement lorsqu'il s'agit de matériaux à texture fine ou de granulaires comportant une forte proportion d'éléments fins • Réduire au minimum les surfaces détériorées et les stabiliser le plus rapidement possible. Cela peut signifier la compaction du sol, son imperméabilisation, la plantation d'un couvert végétal, l'installation de clôtures, l'ajout de paillis, la plantation de végétaux ou la pulvérisation d'un dépoussiérant • Pulvériser un dépoussiérant sur les dépôts de matériaux, les imperméabiliser ou les couvrir pour éviter l'élimination des matériaux par le vent • Utiliser les routes existantes si possible

	<ul style="list-style-type: none"> • Perte d'habitat • Perte de végétation causée par le déboisement • Perturbation des ruisseaux et des lacs causée par la construction, la circulation, l'envasement et la modification des modèles d'écoulement 	<ul style="list-style-type: none"> • Envisager l'accès temporaire ou l'imposition de restrictions d'accès de chasse ou de pêche • Les routes doivent éviter de traverser les cours d'eau, les zones sensibles sur le plan environnemental, les régions montagneuses escarpées, les milieux humides et les zones où le sol est mince et érodable, les zones récréatives et les voies migratoires
Excavation et dragage pour les fondations, les ouvrages de régulation, les prises d'eau, les structures d'évacuation, etc.	<ul style="list-style-type: none"> • Accroissement de la turbidité dans les eaux en aval 	<ul style="list-style-type: none"> • Excaver les fondations durant les périodes sèches si possible
	<ul style="list-style-type: none"> • Perturbation de l'écosystème aquatique 	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliser des rideaux filtrants en géotextile ou des couvercles de benne étanches • Éviter d'effectuer des travaux de dragage durant les périodes où la faune aquatique est sensible : fraye, incubation des œufs, migration, etc. • Empiler les matériaux excavés au-dessus du niveau des hautes eaux et les protéger contre une érosion éventuelle
Conception des prises d'eau et des structures d'évacuation	<ul style="list-style-type: none"> • Piégeage et entraînement des poissons et autres organismes aquatiques 	<ul style="list-style-type: none"> • Situer les prises d'eau au-delà de la zone littorale • Éviter l'excavation de tranchées, car elles tendent à attirer les poissons • Situer les prises d'eau en amont et à distance suffisante de l'embouchure • Situer les prises d'eau à une profondeur adéquate pour éviter ou réduire la recirculation non contrôlée d'effluent réchauffé provenant de l'embouchure • Tenir compte des courants dans le choix des emplacements de prises d'eau et d'embouchures • De préférence, utiliser des tunnels pour amener l'eau réchauffée au large, car cela réduit la perturbation des communautés aquatiques
PHASE II : EXPLOITATION DE LA CENTRALE		
C o m b u s t i o n	<ul style="list-style-type: none"> • Émissions de cheminée affectant la qualité de l'air : <ul style="list-style-type: none"> - Gaz acides - Gaz à effet de serre - Matières en suspension 	<ul style="list-style-type: none"> • Concevoir la hauteur et le diamètre au sommet des cheminées d'échappement pour obtenir une température de sortie et une vitesse appropriées des gaz de fumée. La vitesse des gaz de fumée doit être suffisamment élevée pour éviter le rabattement du panache • Brûler du charbon faible en soufre • Installer un système de désulfuration des gaz de fumée • Installer des brûleurs de NOx (adaptés au charbon faible en soufre)

	<ul style="list-style-type: none"> - Métaux à l'état de traces 	<ul style="list-style-type: none"> • Installer des dépoussiéreurs électriques pour capter les matières en suspension • Installer du matériel de conditionnement des gaz de fumée pour améliorer le rendement des dépoussiéreurs avec le charbon faible en sulfure
Manipulation et stockage du charbon et des cendres, circulation des camions	<ul style="list-style-type: none"> • Poussière fugitive 	<ul style="list-style-type: none"> • Installer des murs autour des zones de déchargement et des convoyeurs de charbon et installer des systèmes de captage des poussières aux points de transfert • Arroser le dépôt de charbon pour contrôler les émissions fugitives • Installer des murs autour du dépôt de charbon pour réduire les émissions fugitives causées par le vent • Charger les camions de cendre légère sèche à l'aide d'un système qui renvoie l'air chargé de poussières du camion vers le silo à cendres • Charger les camions à benne de cendre légère au moyen de culbuteurs sans poussière • Prévoir l'ajout de dépoussiérants à ces unités • Protéger la zone de chargement des cendres contre le vent ou installer des murs autour d'elle. Prévoir les installations pour arroser les camions au boyau et enlever la cendre légère répandue • Couvrir les camions transportant des cendres hors site • Contrôler la poussière provenant du dépôt de cendres en compactant les cendres, en les mélangeant avec de l'eau avant de les mettre au rebut et en couvrant d'argile les zones du dépôt de cendres ayant atteint une hauteur définie • La zone de travail autour du dépôt de cendres doit demeurer de petite taille • Des véhicules spécialisés de pulvérisation d'eau doivent être disponibles pour arroser le dépôt de cendres et les chemins de service • Planter de la végétation sur les portions désaffectées du parc à cendres. Utiliser des brise-vent naturels, des clôtures, des arbres ou des talus pour réduire les effets du vent sur le parc à cendres
<ul style="list-style-type: none"> • Eau de refroidissement du condensateur • Émissions thermiques • Blocage des poissons 	<ul style="list-style-type: none"> • Impacts sur la faune aquatique en aval 	<ul style="list-style-type: none"> • Établir la température maximale admissible de l'eau d'évacuation • Utiliser des pompes supplémentaires d'eau de refroidissement du condensateur si la température dépasse la limite admissible
<ul style="list-style-type: none"> • Drainage du site • Centrale • Site et parc 	<ul style="list-style-type: none"> • Détérioration de la qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • Faire passer les drains de la centrale dans un séparateur eau- huile • Installer un barrage flottant dans le canal de sortie et autres structures d'évacuation • Entourer le parc à charbon de fossés et de digues pour empêcher les eaux de drainage du dépôt de charbon

		<p>d'entrer dans le système de drainage du site. Assurer la retenue et le traitement du lixiviat du dépôt de charbon pour réduire les niveaux de solides en suspension et dissous, les niveaux d'éléments à l'état de traces, etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Faire reposer la zone de confinement du dépôt de charbon sur une surface imperméable pour réduire le lixiviat et la contamination de la nappe souterraine • Contenir également le lixiviat du dépôt de cendres et en retirer les contaminants avant de le laisser couler dans un plan d'eau
<p>Effluents de traitement, enlèvement de la cendre résiduelle, chasse de chaudière, nettoyage de réchauffeur d'air,</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Détérioration de la qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • Traiter les effluents avant de les relâcher • Utiliser un système de filtration pour la cendre résiduelle. Il peut s'agir de bassins de décantation, de bassins de refoulement, de filtres à pression, d'un puits de vidange des cendres, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • Déversements • Manipulation et stockage de produits chimiques, de carburants et d'huiles 	<ul style="list-style-type: none"> • Dégradation de la qualité de l'environnement naturel 	<ul style="list-style-type: none"> • Réduire au minimum l'utilisation de matériaux ayant des effets néfastes sur l'environnement comme les substances toxiques • Utiliser des séparateurs eau-huile et des barrages flottants si possible • Tous les réservoirs de carburant et d'huile doivent être entourés de zones de confinement permettant d'en recueillir le contenu en cas de déversement • Concevoir les installations de chargement et de déchargement de façon à pouvoir contenir et nettoyer les déversements sans rejet dans l'environnement • Assurer un contrôle adéquat de la corrosion pour les installations souterraines de stockage • Disposer de matériel adéquat et de personnel formé capable de réagir rapidement en cas de déversement • Effectuer des patrouilles et des inspections périodiques des zones présentant des risques de déversement

Pour bien comprendre l'aboutissement de ce projet, étudiant le fonctionnement d'une centrale thermique à vapeur.

CINQUIEME PARTIE :

**FONCTIONNEMENTS D'UNE
CENTRALE THERMIQUE AVEC
UNE TURBINE A VAPEUR**

V- Fonctionnement d'une centrale thermique avec une turbine à vapeur d'eau.

Le fonctionnement d'une centrale thermique classique se déroule comme suit :

- on envoie de l'air et du charbon pulvérisé ou du gaz ou du fioul dans la chaudière pour faire chauffer l'eau qui se transforme en vapeur d'eau.
- ensuite la vapeur va aller faire tourner la turbine.
- qui entraîne l'alternateur pour produire de l'électricité.
- la vapeur d'eau est refroidie et se liquéfie.
- et l'eau retourne à la chaudière par un système de pompe.
- mais lorsque l'on brûle du charbon, du gaz ou du fioul, il se dégage du CO₂ par la cheminée.

V-1-Cycles moteurs à vapeur

V-1-1- Le cycle de Carnot

Comme le cycle de Carnot, sert de référence dans la conception des moteurs, débutant notre étude par celui-ci. La température d'un mélange liquide-vapeur reste constante lorsqu'on le chauffe à pression constante, aussi la réalisation de transferts de chaleur isothermes (caractéristique importante du cycle de Carnot) est relativement aisée avec la vapeur. Une machine à vapeur basée sur un cycle de Carnot est schématisée en figures 24 et 25.

L'efficacité du cycle moteur de Carnot n'est atteinte que lorsque la turbine et le compresseur fonctionnent de façon isentropique. En pratique, comme nous l'avons vu, la puissance de la turbine est toujours plus faible et celle du compresseur toujours plus grande qu'elles ne pourraient l'être.

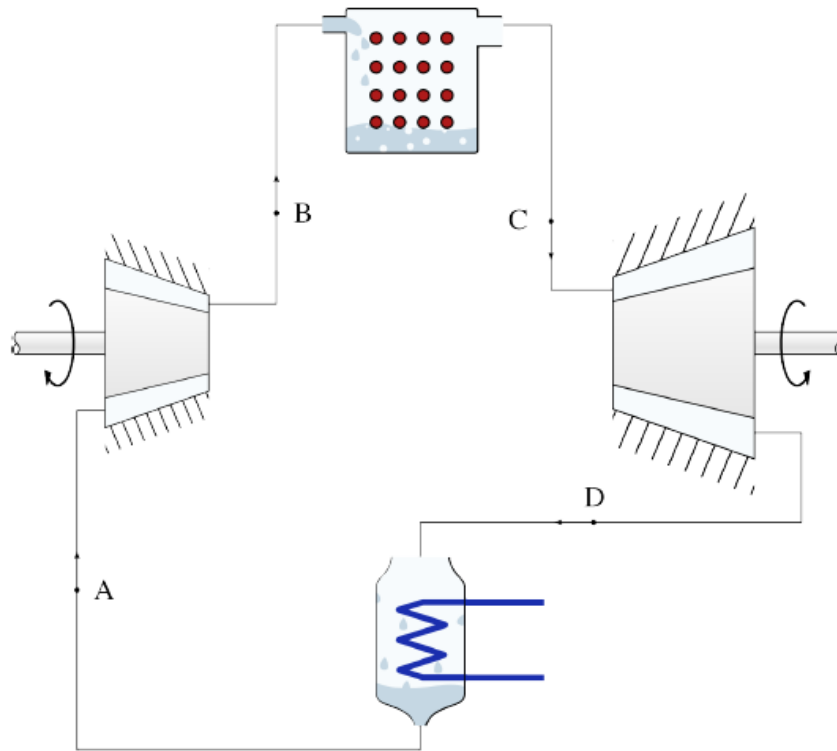


Figure 24 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot (Olivier Cleynen)

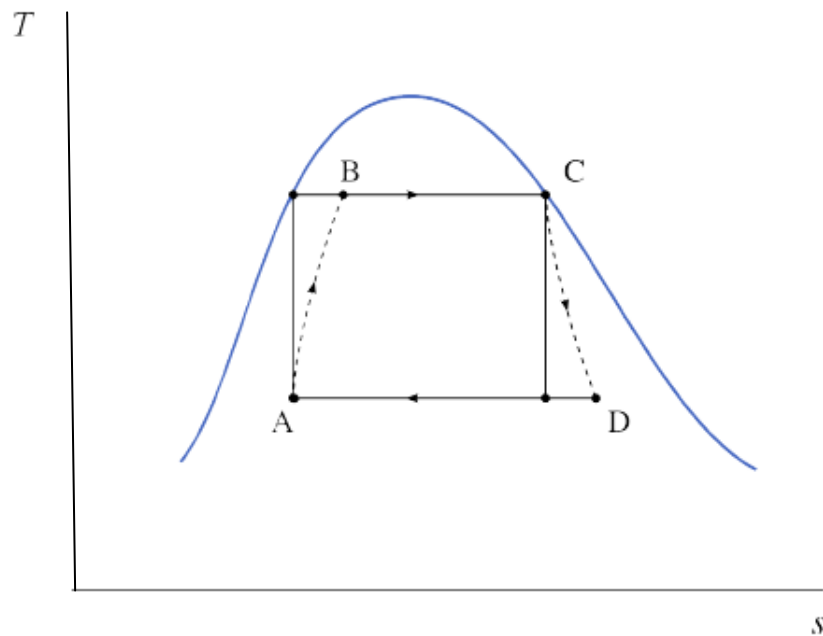


Figure 25 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Carnot (Olivier Cleynen)

Les trajets en pointillés représentent les évolutions réelles (irréversibles) du fluide pendant les compressions et détentes.

V-1-2- Le cycle de Rankine

En pratique, l'utilisation du cycle de Carnot comme décrit plus haut pose plusieurs difficultés :

- La compression d'un mélange di-phasique est technologiquement difficile ;
- Dans le condenseur, il est difficile d'interrompre la condensation à un endroit précis (le point A en figures 24 et 25 plus haut, dont le titre est proche mais différent de zéro).

William Rankine, ingénieur anglo-saxon, propose en 1859 une modification du cycle en poursuivant la condensation jusqu'à saturation et en ne compressant l'eau qu'à l'état liquide. Une machine basée sur ce cycle est décrite en figures 26 et 27.

Le cycle de Rankine utilise donc une pompe à eau liquide plutôt qu'un compresseur en mélange liquide/vapeur. Technologiquement, une pompe est plus simple à concevoir, fabriquer et mettre en œuvre qu'un compresseur. Autre avantage, la compression d'un liquide est plusieurs dizaines de fois plus économique en énergie que celle du mélange.

Toutefois, cette économie d'énergie n'est pas sans contrepartie : à la sortie de la pompe (point B), l'eau est à température bien plus faible qu'elle ne l'était à la sortie du compresseur en figure 25. C'est la chaudière qui devra ramener l'eau à l'état de liquide saturé. Autrement dit, il faut fournir une dépense supplémentaire considérable sous forme de chaleur pour compenser la baisse de puissance de compression.

On peut remarquer qu'une partie importante de la chaleur fournie par la chaudière (c'est-à-dire $q_{\text{chaudière}} = h_C - h_B$) n'est plus apportée à la température maximale du cycle. Sachant qu'un apport de chaleur à basse température se traduit toujours par un rendement plus faible.

Toutefois, en pratique, cet apport de chaleur peut rendre possible l'exploitation de sources de chaleur à basse température, comme les gaz d'échappement qui étaient auparavant rejetés au-dessus de la chaudière. Ainsi, dans certains cas, la chute du rendement thermodynamique (η_{moteur}) peut être compensée par une augmentation du rendement de la chaudière ($\eta_{\text{chaudière}}$), qui peut extraire plus d'énergie au combustible pour le transmettre à la vapeur.

Rankine s'est ainsi écarté volontairement du cycle de Carnot et a, ce faisant, réduit le rendement thermodynamique (même si cette baisse peut souvent être compensée par une augmentation du rendement de la chaudière). Par contre, en faisant disparaître le compresseur, sa modification permet de réduire fortement la taille et la complexité de l'installation

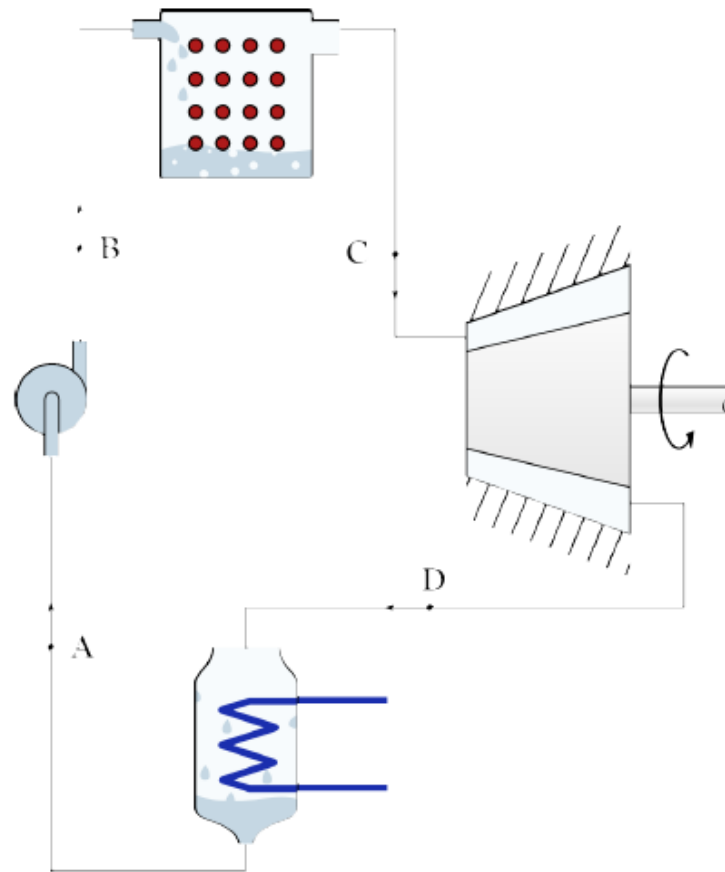


Figure 26 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine (Olivier Cleynen)

L'eau à la sortie du condenseur est sous forme de liquide saturée ; elle entre dans la chaudière à plus faible température.

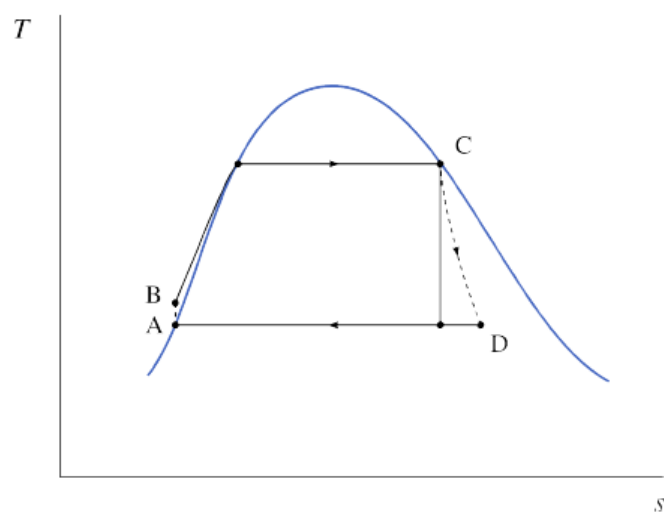


Figure 27 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine (Olivier Cleynen)

V-1-3- La surchauffe

Pour réduire la consommation spécifique (SSC) d'une centrale, il est souhaitable d'augmenter la puissance développée par la turbine pour un débit de vapeur donné. Pour cela, il existe plusieurs options :

- Augmenter l'enthalpie à l'entrée de la turbine (c'est-à-dire augmenter la pression de saturation dans la chaudière).

Malheureusement, cela impose à la chaudière d'être plus résistante et plus coûteuse ; de plus, cela réduit la quantité de chaleur spécifique qu'il est possible d'y apporter, puisque l'enthalpie de vaporisation h_{LV} décroît avec la température ;

- Réduire l'enthalpie à la sortie de la turbine (c'est-à-dire diminuer la pression dans le condenseur).

Cela nécessite une turbine de plus grande taille, favorise l'insertion de bulles d'air dans le circuit de vapeur, et surtout, réduit le titre de l'eau en sortant de la turbine ;

- Augmenter l'enthalpie (et donc la température de la vapeur) après sa sortie de la chaudière.

Cela permet d'utiliser pleinement les capacités de la turbine, dont les limites métallurgiques (généralement autour de 1 000 K) dépassent déjà souvent celles des chaudières.

C'est cette dernière option qui est très souvent choisie. On nomme cette modification la **surchauffe** : la vapeur est surchauffée à la sortie de la chaudière 1, à pression constante, à travers une série de tubes portés à plus haute température (figures 28 et 29).

L'avantage principal de cette modification est qu'elle permet une diminution de la consommation spécifique peu complexe à mettre en œuvre. Autre avantage, l'augmentation de la température moyenne à laquelle la chaleur est apportée tend à augmenter le rendement thermodynamique. Enfin, il devient possible de décaler la plage d'utilisation de la turbine entièrement dans le domaine de la vapeur sèche : l'érosion des pales par l'eau liquide est ainsi évitée. De fait, toutes les installations à vapeur modernes utilisent un circuit de surchauffe.

La surchauffe pourrait théoriquement être effectuée dans la chaudière même ; cependant, la densité de la vapeur sèche étant relativement faible, il est plus aisé de la mettre en contact avec les gaz les plus chauds en dehors (et en dessous) de la chaudière.

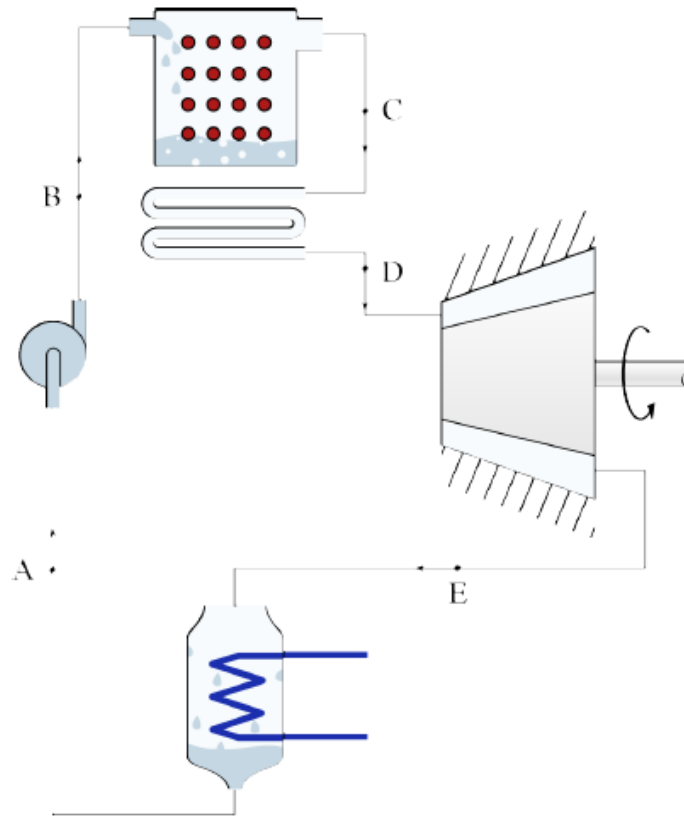


Figure 28 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé (Olivier Cleynen)

L'eau à la sortie de la chaudière est portée à plus haute température (section C - D) avant de pénétrer dans la turbine.

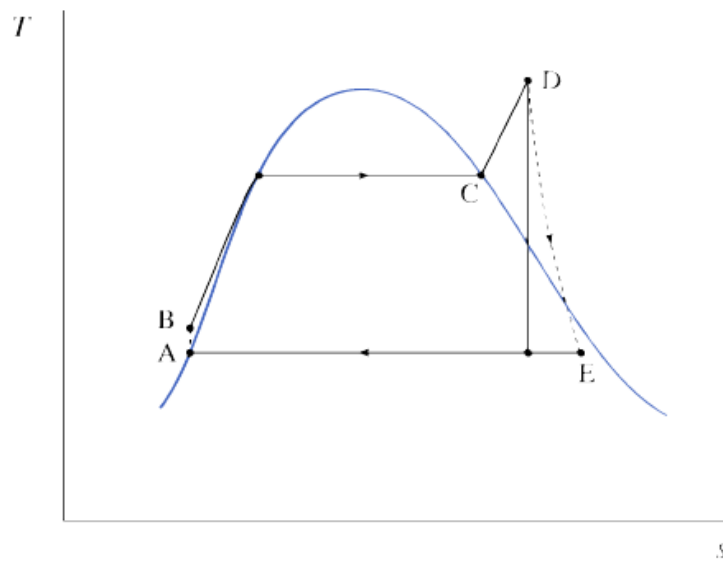


Figure 29 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine surchauffé (Olivier Cleynen)

V-1-4- La resurchauffe

Pour augmenter à nouveau la puissance de l'installation sans augmenter le débit de vapeur (et donc sa taille globale et le coût de la chaudière), il est possible de chauffer une deuxième fois la vapeur avant sa sortie de la turbine (figures 30 et 31). C'est ce que l'on appelle la **resurchauffe**.

Avec cette modification, la détente dans la turbine est interrompue et la vapeur est conduite dans une nouvelle série de tubes pour porter à nouveau sa température à haute température (usuellement aux limites métallurgiques de la turbine). La détente est alors complétée jusqu'à la pression du condenseur.

Le rendement global de l'installation est augmenté si la température moyenne de chauffage l'est aussi ; il faut donc choisir avec soin la pression de la resurchauffe. La consommation spécifique, elle, est diminuée dans tous les cas, avec les avantages décrits plus haut.

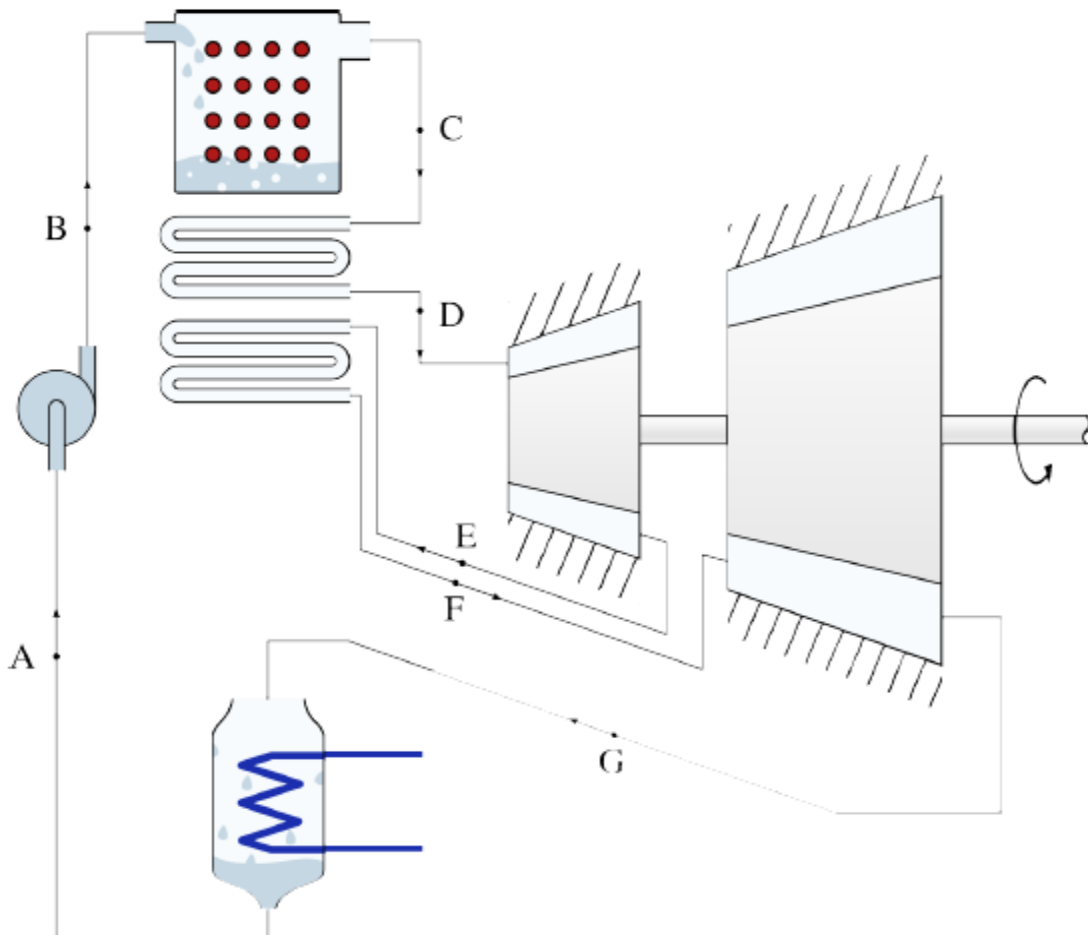


Figure 30 : Circuit d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé (Olivier Cleynen).

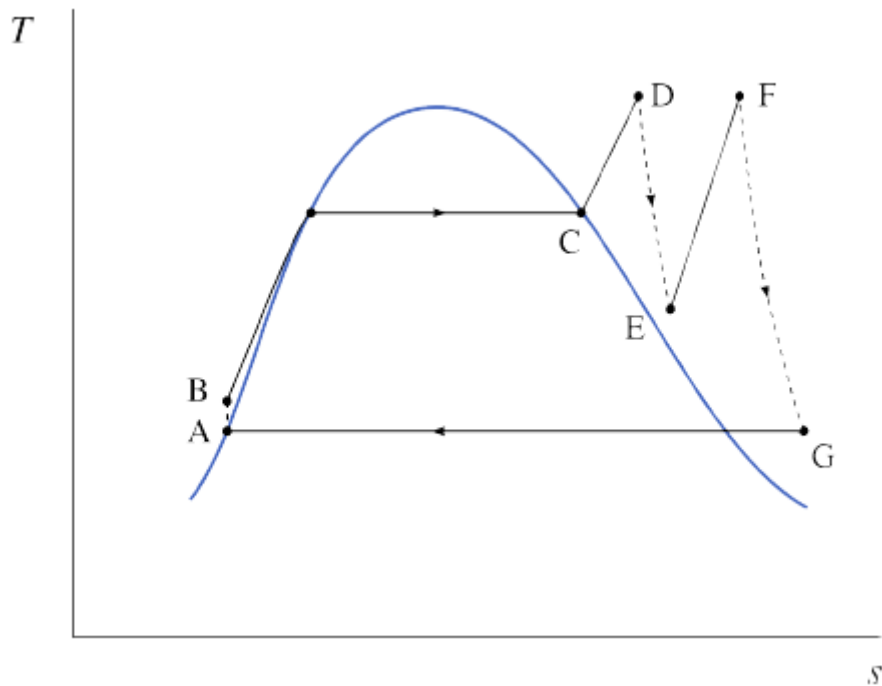


Figure 31 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur fonctionnant sur un cycle de Rankine resurchauffé (Olivier Cleynen)

V-1-5- La régénération

Lorsque Rankine a modifié le cycle de Carnot, il a réduit le travail à fournir pour compresser l'eau et augmenté la chaleur nécessaire pour l'amener à l'entrée de la turbine. En contrepartie, le rendement thermodynamique a diminué : en effet, lorsque l'eau pénètre dans la chaudière, sa température est désormais très faible. Elle reçoit de la chaleur de façon non-réversible.

Pour augmenter la réversibilité du cycle (et donc son rendement), il est possible de réchauffer l'eau progressivement, en utilisant la chaleur en provenance de la turbine (où la température de la vapeur varie). Cette technique est nommée **régénération**.

On peut ainsi imaginer un cycle comme décrit en figures 32 et 33 ci-dessous, où l'eau liquide en sortie de la pompe est réchauffée progressivement en refroidissant la turbine.

Dans le cas limite où toute la chaleur utilisée lors de la régénération est transmise avec une différence de température infiniment faible, le cycle est réversible et le rendement du moteur de Carnot est atteint même si l'on ne suit pas à proprement parler le cycle de Carnot.

En pratique hélas, un tel dispositif est difficile à réaliser. En effet, la transmission réversible de chaleur est complexe à mettre en place dans la turbine, élément dont la conception et la fabrication sont déjà très coûteuses. De plus, le refroidissement de la vapeur réduit son titre, augmentant la quantité d'eau liquide érodant les pièces de la turbine.

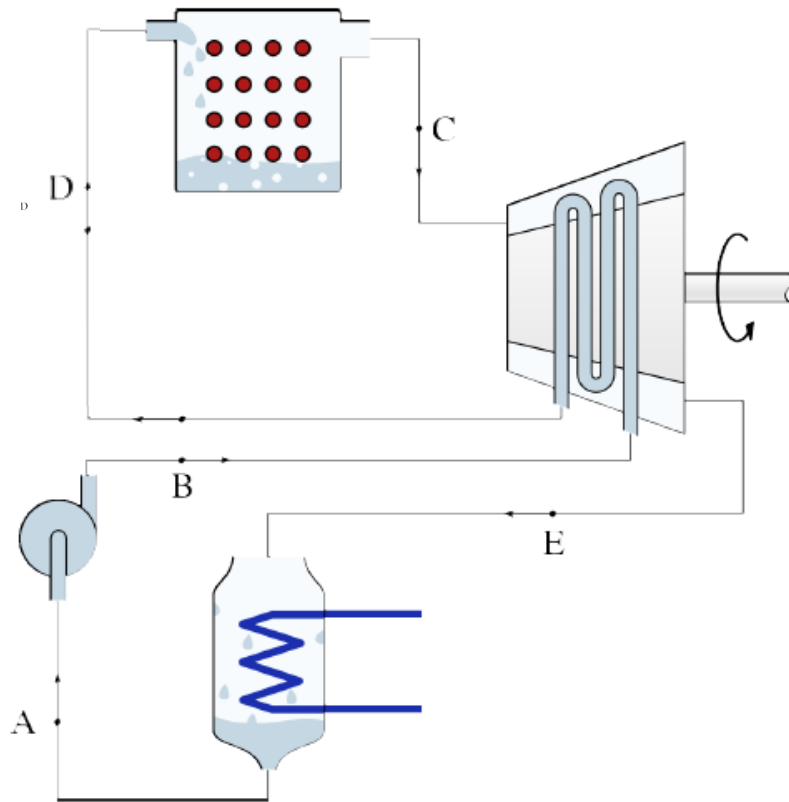


Figure 32 : Circuit d'une centrale à vapeur avec régénération (Olivier Cleynen)

On prélève de la chaleur à la turbine pour réchauffer l'eau liquide avant qu'elle ne pénètre dans la chaudière. Idéalement, le transfert de chaleur se fait de façon réversible.

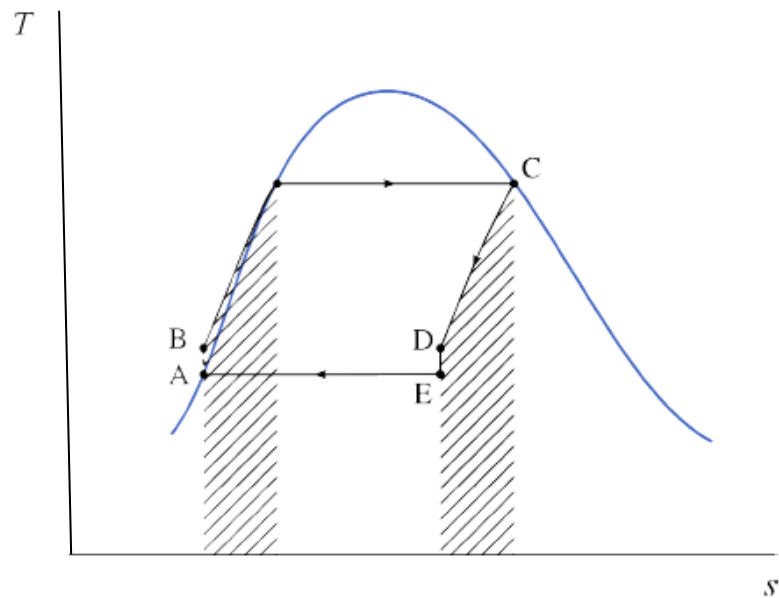


Figure 33 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur avec régénération (Olivier Cleynen)

Pour mettre en place la régénération, on a donc recours à la technique de **prélèvement turbine**. De la vapeur est ponctionnée depuis la turbine, et mélangée à l'eau liquide en sortant de la pompe (figures 34 et 35). On obtient ainsi un transfert de chaleur plus facile à mettre en œuvre.

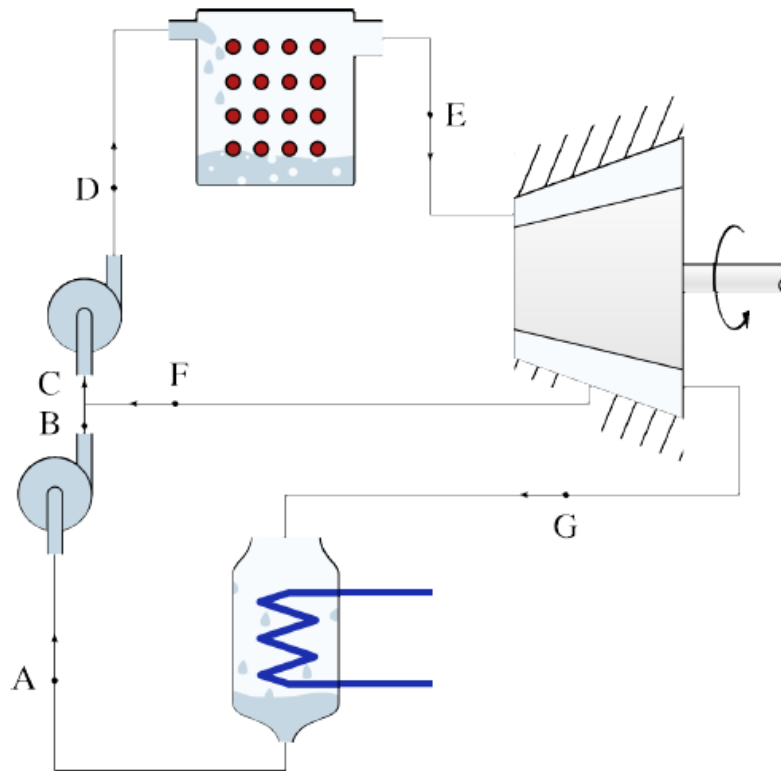


Figure 34 : Circuit d'une centrale à vapeur avec prélèvement de vapeur (Olivier Cleynen)

La vapeur extraite prématurément de la turbine est utilisée pour réchauffer l'eau liquide pendant le pompage.

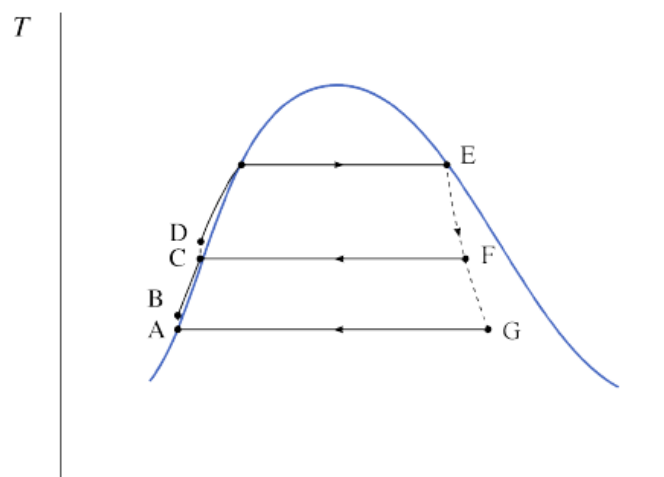


Figure 35 : Diagramme température-entropie d'une centrale à vapeur (Olivier Cleynen)

En pratique, de nombreux prélèvements (judicieusement appelés **bleeds**, ou « saignements » en anglais) sont effectués dans les circuits de centrale à vapeur, pour contrôler les flux de chaleur (figure 36). Ils permettent accessoirement, par le biais de vannes de décharge, de réguler précisément les débits de masse et adapter ainsi rapidement la puissance de l'installation à la demande.

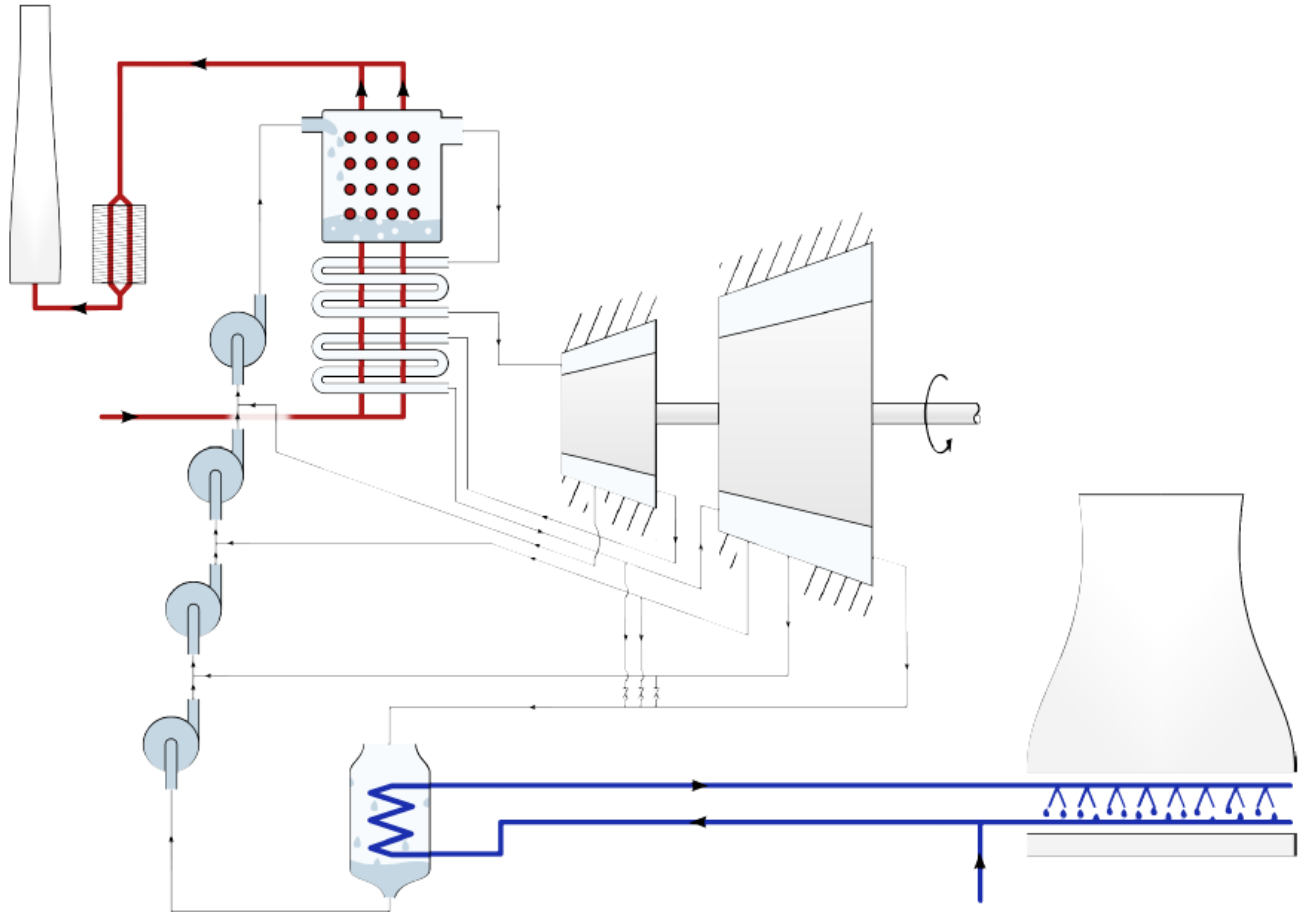


Figure 36 : Installation à vapeur mêlant surchauffe, resurchauffe, régénération, et conduits de décharge (Olivier Cleynen)

V-2-Degré d'efficacité et rendement des engins thermiques

Plusieurs paramètres sont pris en compte dans l'évaluation de la performance et de la valeur des moteurs à vapeur.

Il ne faut toutefois pas oublier que la transformation de chaleur en travail n'est qu'une des nombreuses opérations en jeu dans la production d'électricité :

➤ La préparation du combustible comme la pulvérisation du charbon, peut elle-même demander de l'énergie, ce que nous pouvons évaluer avec une efficacité $\eta_{\text{préparation}}$;

➤ Dans la chaudière, le transfert énergétique depuis la source de chaleur vers l'eau peut se faire incomplètement (une partie de la chaleur étant éventuellement perdue avec les gaz d'échappement), ce que nous pouvons évaluer avec une efficacité $\eta_{\text{chaudière}}$;

➤ La transmission d'énergie mécanique depuis la turbine vers la génératrice, éventuellement à l'aide d'un multiplicateur, entraîne des pertes par frottement que nous évaluons avec une efficacité $\eta_{\text{transmission}}$;

➤ La génération de puissance électrique à partir de travail mécanique se fait elle aussi avec des pertes aboutissant à la production de chaleur, que nous évaluons avec une efficacité $\eta_{\text{génératrice}}$.

Ainsi, l'efficacité globale η_{globale} de la production d'énergie électrique à la sortie de la centrale, qui compare l'énergie électrique produite à la chaleur effectivement dépensée pour la générer (c'est-à-dire son coût marginal énergétique), est le produit de toutes ces efficacités :

$$\eta_{\text{globale}} = \eta_{\text{préparation}} \eta_{\text{chaudière}} \eta_{\text{moteur}} \eta_{\text{transmission}} \eta_{\text{génératrice}}$$

Il est attendu de l'ingénieur motoriste qu'il travaille à augmenter l'efficacité globale plutôt que la seule η_{moteur} . On peut accepter de réduire sciemment l'efficacité thermique si cela permet d'augmenter par exemple $\eta_{\text{chaudière}}$ (avec une meilleure extraction de chaleur des gaz de cheminée) ou bien $\eta_{\text{génératrice}}$ (avec une augmentation de la vitesse de la turbine).

V-2-1- Rendement de Carnot.

En fait les engins thermiques sont des installations visant à transformer l'énergie. C'est pourquoi les deux axiomes de la thermodynamique s'appliquent à eux.

Le premier axiome stipule que l'énergie ne peut jamais être produite, ni anéantie, dans un engin thermique (en tant que système thermodynamique fermé). L'énergie est seulement transformée d'une forme (par exemple un combustible) en une autre (par exemple en électricité et chaleur).

Il découle du second axiome de la thermodynamique que le degré d'efficacité (mécanique) d'un engin thermique (rapport entre performance mécanique et combustible utilisé) est limité. Ce degré d'efficacité (rendement de Carnot) dépend de la différence entre la température du processus de combustion et la température de la chaleur perdue.

Le degré maximal d'efficacité thermique du processus circulaire de Carnot d'un moteur thermique est déterminé par les deux températures limites entre lesquelles se déroule le processus:

$$\eta_c = (T_1 - T_2) / T_1 \quad (9)$$

avec :

η_c : rendement de Carnot

T1 : température la plus élevée (K ou °C), correspondant à la température de combustion

T2 : température la plus basse (K ou °C), correspondant à la température de la chaleur dégagée

Dans les engins thermiques pour couplage chaleur force, l'énergie mécanique est transformée dans un générateur en énergie électrique (électricité). Si, en plus de l'énergie électrique on peut aussi exploiter l'énergie thermique (chaleur dégagée), on parle généralement d'un rendement électrique et thermique (partiel), ainsi que d'un rendement général:

- rendement électrique = production d'électricité / emploi de combustible
- rendement thermique = production de chaleur / emploi de combustible
- rendement général = (prod. d'élec. + prod. de chaleur) / emploi de combustible

Les valeurs typiques des engins thermiques fréquemment utilisés en couplage chaleur-force sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Valeurs des rendements des engins thermiques

Type de machine	Rendement électrique	Rendement thermique	Rendement général
Centrale de chauffage avec turbine à vapeur	0.35	0.50	0.85
Centrale mixte avec turbine à gaz et à vapeur	0.50 à 0.60	0.25 à 0.35	0.85 à 0.90
Bloc central thermique avec turbine à gaz	0.30	0.55	0.85
Bloc central thermique avec moteur à gaz	0.35 à 0.40	0.50 à 0.60	0.85 à 0.98
Bloc central thermique avec moteur diesel	0.45	0.35 à 0.45	0.85 à 0.90

Le rendement thermique est surtout dépendant du niveau de température de l'exploitation de la chaleur ; un niveau de température bas permet d'obtenir un degré d'efficacité plus élevé.

V-2-2-Puissance hydraulique d'une turbine

Nous pouvons évaluer la **puissance nette spécifique** d'un moteur w_{net} . Pour qu'il puisse être peu encombrant, il est en effet souhaitable qu'un moteur génère une puissance nette importante pour un débit de masse donné : il peut même être souhaitable de compromettre pour cela l'efficacité thermique.

Dans l'industrie, l'usage est plutôt de mesurer le paramètre inverse, que nous nommons **consommation spécifique**. Cette consommation indique le débit de vapeur nécessaire pour fournir un watt de puissance utile. Nous la notons SSC (pour l'anglais **Specific Steam Consumption**) :

$$SSC = (1 / W_{\text{net}})$$

$$\eta_{\text{moteur}} = \dot{W}_{\text{net}} / \dot{Q}_{\text{in}}$$

où SSC est la consommation spécifique (kg J^{-1}),

et w_{net} la puissance spécifique développée par la machine (J kg^{-1}).

L'unité de la consommation spécifique est le kg J^{-1} (elle représente des kg s^{-1} d'eau par Watt de puissance), mais l'usage dans l'industrie est souvent de la mesurer en kg/(kWh) (kilos par kilowatt - heure).

a- Puissance hydraulique : P_{hyd} (W)

La puissance hydraulique est la puissance fournie à la turbine.

Elle est donnée par le produit de l'énergie hydraulique gH avec le débit massique (débit volumique par masse spécifique) ρQ

$$P_{\text{hyd}} = \rho \times Q \times g \times H \text{ (W)}$$

b-Couple, vitesse de rotation, puissance mécanique et rendement d'une turbine :

➤ **Couple : T (Nm)**

L'eau sous pression qui entre dans la turbine exerce une force hydrodynamique sur les pales ou augets de la roue. Cette force crée un couple qui met la roue en rotation.

➤ **Vitesse de rotation : n (t / min)**

$$\omega \text{ (rad / s) avec } \omega = \pi \times n/30$$

Une fois mise en mouvement, la turbine va tourner à une vitesse de rotation déterminée par les conditions d'exploitation.

➤ **Puissance mécanique ou à l'arbre de la turbine : P_{mec} (W)**

De par les lois de la physique, la puissance mécanique est donnée par le produit du couple par la vitesse de rotation :

$$P_{\text{mec}} = \omega \times T$$

➤ **Rendement: η (— ou %)**

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**

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

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

Notons que la puissance prise par la pompe alimentaire est inférieure à 3% de la puissance totale, ce qui permet de présenter une centrale thermique à vapeur avec un avantage considérable.

V-2-3-Calcul du débit d'eau nécessaire pour une centrale produisant 50MW d'électricité.

La production de 50MW d'électricité nécessite 3% de cette puissance soit 1,5 MW.

$$P_{\text{mec}} = 1/\eta_t \times P_{\text{hyd}}$$

$$\text{avec } P_{\text{hyd}} = \rho \times Q \times g \times H$$

où

$$P_{\text{mec}} = 1.5 \text{ MW} = 1\,500\,000 \text{ W}$$

$$1/\eta_t = 1/0.85 = 1.17$$

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$H = 5 \text{ m}$$

$$\text{on a } 1\,500\,000 = 1.17 \times 1000 \times Q \times 9.8 \times 5$$

$$\boxed{Q = 26.16 \text{ m}^3/\text{s}}$$

On peut déduire qu'une puissance de 1MW nécessite un débit de 0.52 m³/s.

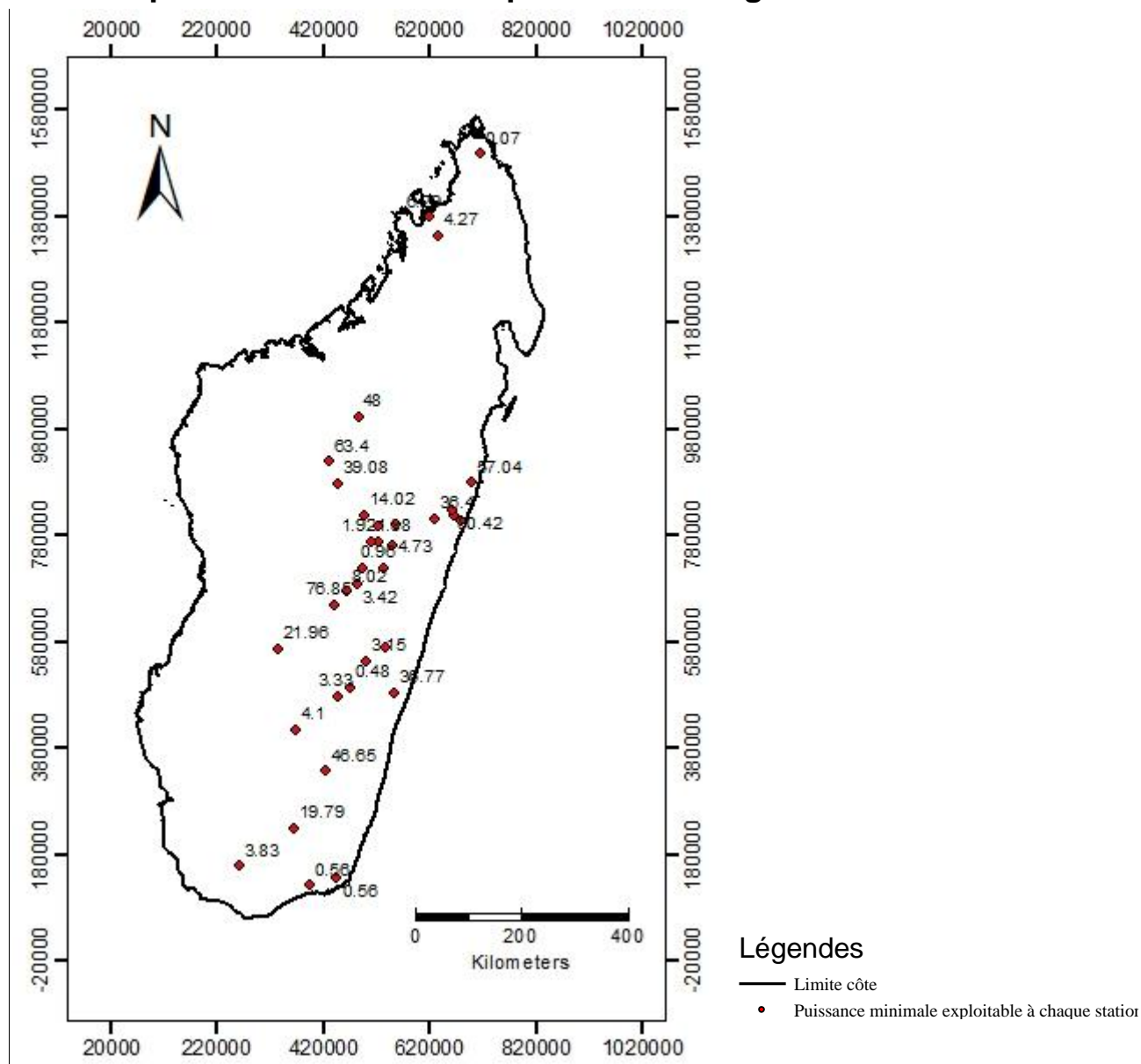
En terme de potentialité thermique équivalent de vapeur (PTEV), elle peut être déduit à partir du débit d'étiage Q_e , alors $\boxed{\text{PETV} = Q_e / 0.52}$

Les atouts du projet sont :

- grande production d'électricité pour l'aménagement actuel et futur
- flexibilité de l'ouvrage permettant de répondre aux pics de consommation
- faible consommation d'eau
- faible impact de la construction
- infrastructure proche des agglomérations donc coût de transports électrique très faible
- délai de construction des infrastructures et équipements rapide

La puissance minimale exploitable disponible est représentée sur la carte suivante :

Carte de puissance minimale exploitable en Mégawatt



La carte ci-dessus présente la puissance minimale exploitable en électricité sur chaque station hydrologique. Dans le Nord on pourra exploiter à la station de Sambirano à Ambanja une puissance minimale de 6MWh. Sur la côte orientale qui a la plus forte potentialité avec 100MWh à Rianila Brickaville, 80MWh à Fetraomby, 50MWh à Ivondro à Ringa-Ringa et à Vohitra d'Andekaleka. Dans la partie centrale de l'île, on observe au nord une puissance minimale de 60MWh dans l'Ikopa à Antsatrana, 48MWh à Betsiboka à Ambodiroka et 40MWh à Ikopa au bac de Fiadanana ; au centre on a une de puissance de 15 à 20MWh sur Ikopa à Ambohimambola et Ikopa à Antsatrana et au Sud on a 75MWh sur Mania à Fasimena. Dans le Sud de Madagascar, on peut exploiter dans le Nord une puissance 20MWh dans le bassin de la Matsiatra et aussi dans le Sud 20MWh sur Mandrare à Andabolava.

Madagascar a donc la possibilité d'être fournie en électricité grâce à la potentialité en eau que la grande île possède et en combinaison avec la technique adéquate à la situation qui est la construction de centrale thermique à turbine à vapeur avec combustible le charbon dont ce dernier est aussi disponible dans la région de Sakoa.

CONCLUSION

Ce mémoire a pour objectif de valoriser l'eau souterraine du socle cristallin Malagasy pour mettre en place quelques unités de centrale thermique à vapeur d'eau à Madagascar. Dans un premier temps, il y a la présentation générale du socle cristallin malagasy, puis une étude hydrologique et hydrogéologique, après, il y a la présentation de la situation du secteur énergie électrique à Madagascar, suivie des différents équipements thermiques et enfin le fonctionnements d'une centrale thermique à vapeur.

Compte tenu de la complexité du problème plusieurs recherches documentaires ont été faites pour élaborer l'analyse des étiages à Madagascar avec la méthode de Thornthwaite et l'équation de Maillet.

Après les études réalisées, le résultat montre que le socle cristallin Malagasy a la capacité de fournir l'eau pour alimenter une centrale thermique à vapeur. En effet pour produire 1MW d'électricité, on a besoin de $0.52\text{m}^3/\text{s}$ de débit d'eau. La partie nord de Madagascar a en moyenne un coefficient de tarissement de 0.012, un débit d'étiage allant de 0.037 à $3.27\text{m}^3/\text{s}$, donc une exploitabilité minimale en énergie électrique de 1 à 10MW. La partie orientale est la zone qui a le plus de potentialité, l'étude montre un très faible coefficient de tarissement de 0.0027 à 0.0049 avec un débit d'étiage de 29.66 à $52.76\text{m}^3/\text{s}$ donc une forte potentialité d'exploitation d'énergie électrique allant de 60 à 80MW de production minimale. La partie centrale de Madagascar présente une variabilité, dans la partie Nord et Sud on a une forte potentialité avec un coefficient de tarissement faible de 0.003 à 0.005 ; un débit d'étiage de 20 à $40\text{m}^3/\text{s}$ et une exploitabilité en énergie électrique de 40 à 75MW de puissance ; et au centre on a un coefficient de tarissement de 0.005 à 0.007 avec un débit d'étiage de 0.5 à $10\text{m}^3/\text{s}$ et une productivité de 1 à 20MW de puissance. La partie Sud de Madagascar est une zone qui a la plus de difficulté, en effet elle présente un coefficient de tarissement de 0.009 à 0.02, un débit d'étiage de 0.29 à $10.29\text{m}^3/\text{s}$ et une puissance minimale exploitable de 0.5 à 20MW en énergie électrique.

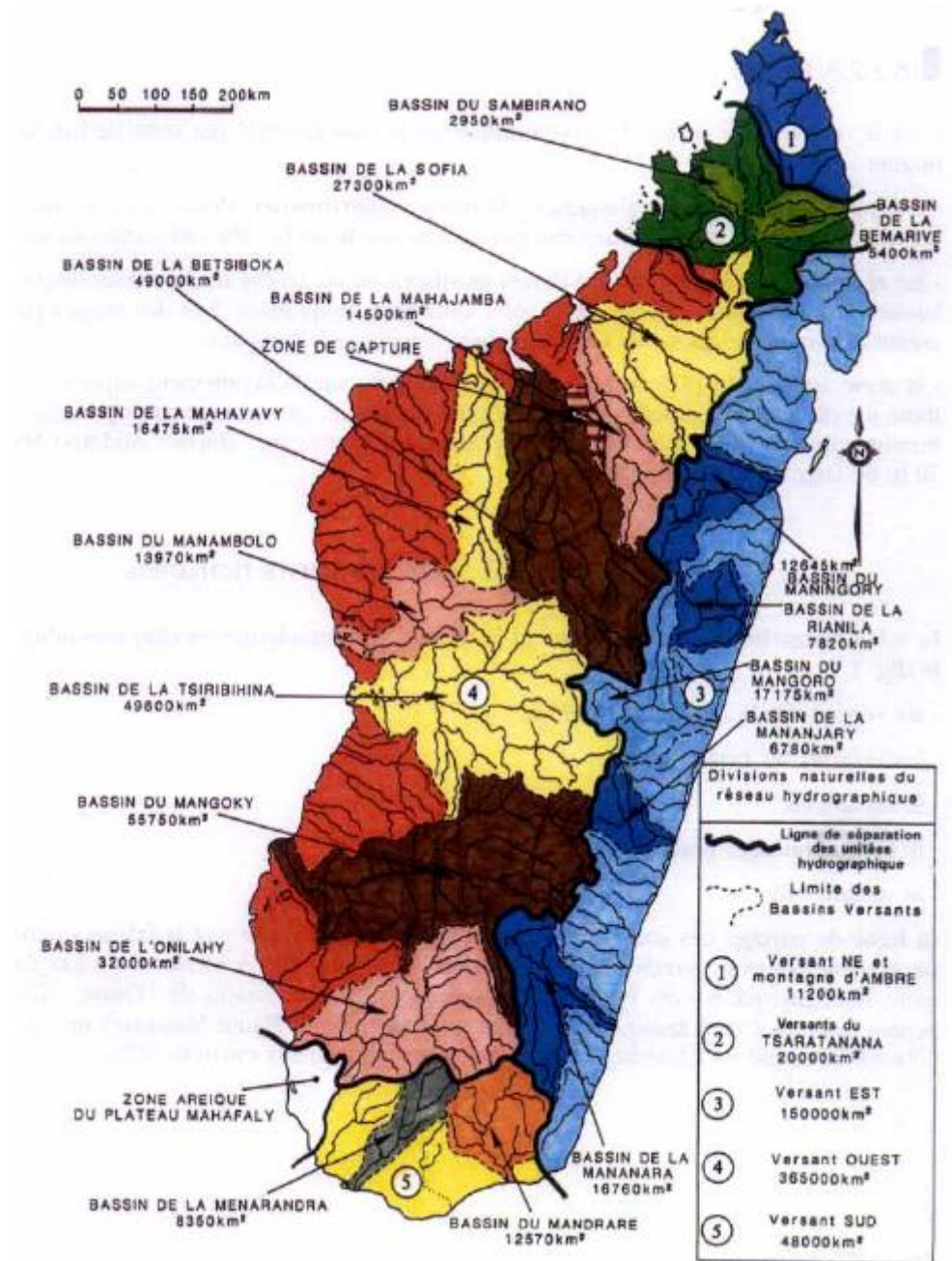
Tout cela montre que Madagascar a la possibilité de s'en passer de l'énergie électrique à base d'hydrocarbure comme le fuel ou le gasoil et de résoudre petit à petit mais à un temps raisonnable la manque en énergie électrique avec la construction des centrales thermiques à vapeur d'eau. Cela nous va conduire à un développement durable et rapide étant donné que le développement est toujours accompagné par la production abondante d'énergie électrique pour le besoin de la population locale et les industriels.

BIBLIOGRAPHIES

- Pierre C., Joël D., Luc F. 1993. *Fleuves et rivières de Madagascar*. Paris. Monographie hydrologique 10, 882 p.
- Besairie H. 1973. *Précis de géologie Malgache*. Antananarivo. Annales géologiques de Madagascar, n° XXXVI, 141 p.
- Brgm., USGS. 2012. *Nouvelles cartes géologique et métallogéniques de Madagascar à 1/1 000 000*. Antananarivo. Projet de Gouvernance des Ressources Minérales de Madagascar,
- Elisa B. R., 2009. *Nouvelles méthodes de cartographie sur le socle protérozoïque du Sud de Madagascar*. Grenoble. Hal, 13-42.
- Bois P.H. 2000. *Hydrologie générale*. Grenoble, Institut national polytechnique de Grenoble, 167 p.
- Dubreuil P. 1974. *Initiation à l'analyse hydrologique*. Paris, Masson & Cie, Orstom, 81-93.
- André M ., Christophe H. 1998. *Hydrologie appliquée*. Bucarest, Office fédéral de l'éducation et de la science/Suisse, n° 96.01, 355 p.
- Bonnet M ., Bouillin O ., Jusserand C.I., Roux P. 1970. *Calcul automatique des bilans d'eau mensuels et annuels par les méthodes de Thornthwaite et de Turc*. Paris, Bureau de recherches géologiques et minières, 21 p.
- WWF., Ministère de l'Energie. 2012. *Diagnostic du secteur énergie à Madagascar*. Antananarivo, AIDES, 194 p.
- Fondation Energie pour le Monde., Ministère de l'Energie et des Mines Madagascar. 2007. *De l'électricité verte pour un million de ruraux à Madagascar*. Paris, Ministère des Affaires étrangères et européennes, 56 p.
- Eric G., Jean P.T. 2008. *Cycle thermodynamique des machines thermiques*. Grenoble, Institut polytechnique de Grenoble, 107-119.
- Olivier C., Phillipe D., Nicolas H., Christophe M., Mireille B., 2015. *Thermodynamique de l'ingénieur*. Creative Commons, 332 p.
- Réseau d'expertise E7 pour l'environnement global. 2003. *Evaluation environnementale d'une centrale thermique à combustion fossile*. Montréal, IEPF, 49 p.
- Kounoune Power. 2005. *Etude d'impact environnemental de la centrale thermique diesel de 67.5 MW dans la localité de Kounoune*. Paris, Environmental Resources Management, 196 p.

ANNEXES :

Annexe 1 : Réseau hydrographique et principaux bassins fluviaux malagasy



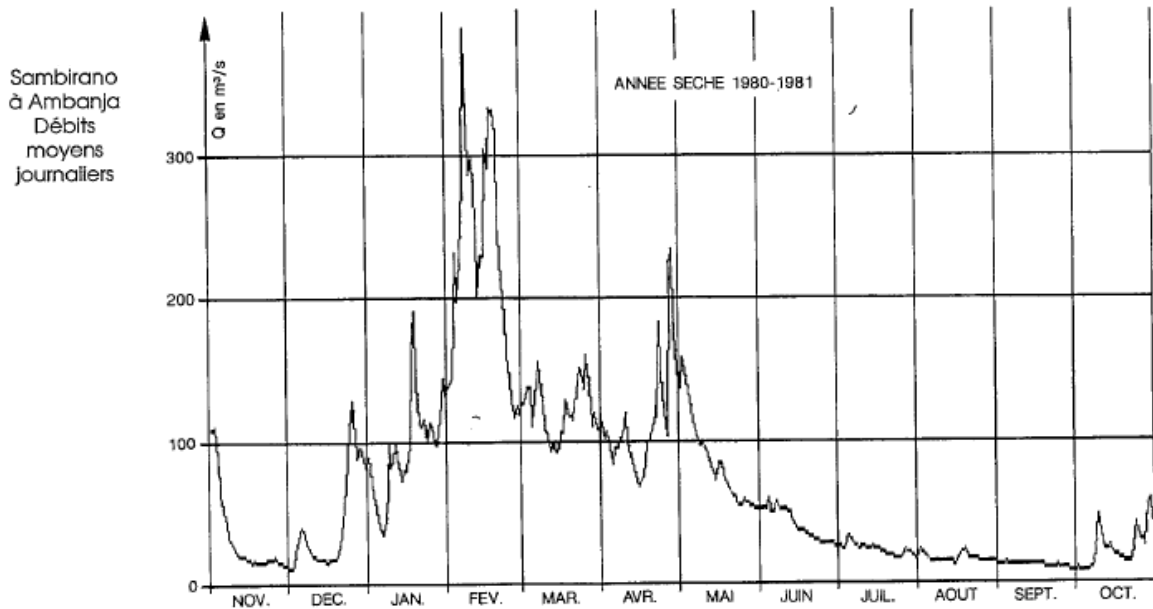
Source : (Fleuves et rivières de Madagascar)

Annexe 2 : Exemples des hydrogrammes en année sèche et résultats hydrologiques

AU NORD

Localisation : Sambirano a Ambanja

Superficie : 2 830 km²



➤ coefficient de tarissement α :

Tarissement : Juillet à Octobre

$t_0 = 1^{\text{er}}$ juillet

$Q_0 = 25 \text{ m}^3/\text{s}$

$t_1 = 31 \text{ août} = 61 \text{ jours}$

$Q_1 = 12.5 \text{ m}^3/\text{s}$

$\alpha = (\log Q_1 - \log Q_0) / -0.4343 \times t_1$

$\alpha = (\log 12.5 - \log 25) / -0.4343 \times 61$

$\alpha = 0.0113$

➤ détermination débit d'étiage Q_e

$Q_e = Q_0 \times e^{-\alpha t}$

$t = \text{durée étiage} = \text{mai à novembre} = 210 \text{ jours}$

$Q_e = 25 \times e^{-0.0113 \times 180} =$

$Q_e = 3.27 \text{ m}^3/\text{s}$

➤ détermination volume unitaire V_u

$V_u = (Q_0 \times 86400) / (\alpha \times A_i)$

$A_i = \text{superficie du bassin versant} = 2830 \text{ km}^2$

$V_u = (25 \times 86400) / (0.0113 \times 2830)$

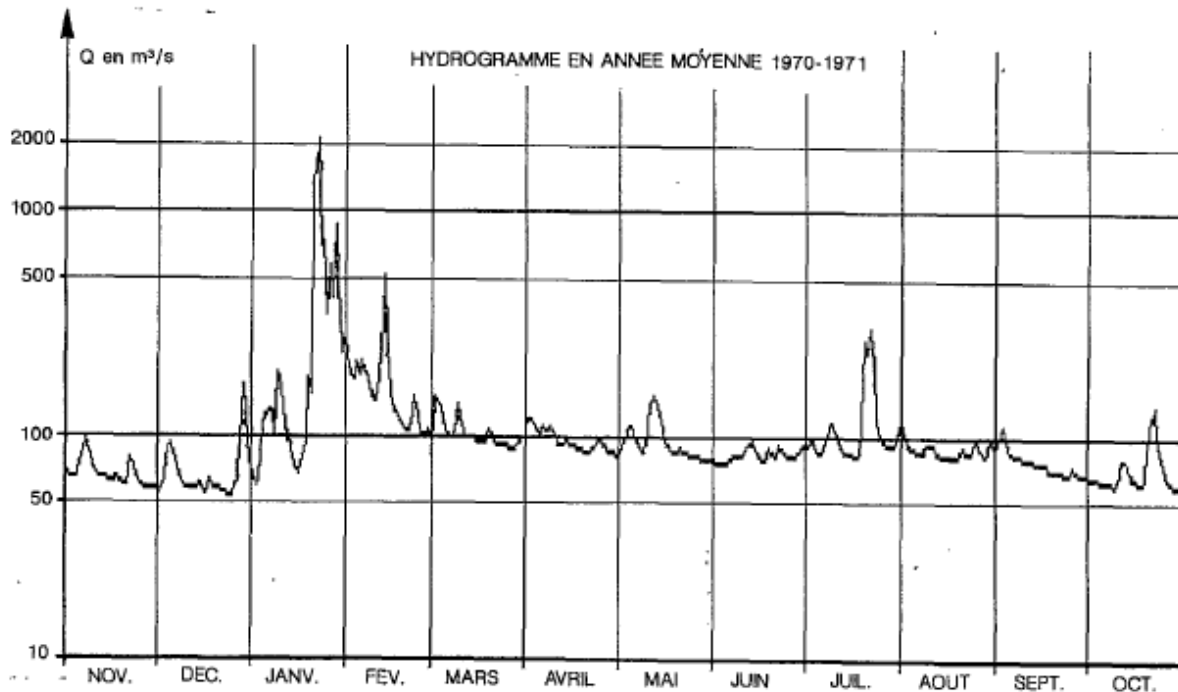
$V_u = 67544.32 \text{ m}^3$

VERSANT ORIENTAL

Localisation: Rianila à Fetraomby

Superficie: 1 863 km².

Rianila à Fetraomby



➤ coefficient de tarissement α :

tarissement : août à octobre

$t_0 = 15$ août

$Q_0 = 84.375 m^3/s$

$t_1 = 31$ octobre = 77 jours

$Q_1 = 62.5 m^3/s$

$\alpha = (\log Q_1 - \log Q_0) / (-0.4343 \times t_1)$

$\alpha = (\log 62.5 - \log 84.375) / (-0.4343 \times 77)$

$\alpha = 0.0039$

➤ détermination débit d'étiage Q_e

$Q_e = Q_0 \times e^{-\alpha t}$

$t =$ durée étiage = mai à novembre = 180 jours

$Q_e = 84.375 \times e^{-0.0039 \times 180} =$

$Q_e = 41.82 m^3/s$

➤ détermination volume unitaire V_u

$V_u = (Q_0 \times 86400) / (\alpha \times A_i)$

$A_i =$ superficie du bassin versant = 1863 km²

$V_u = (84.375 \times 86400) / (0.0039 \times 1863)$

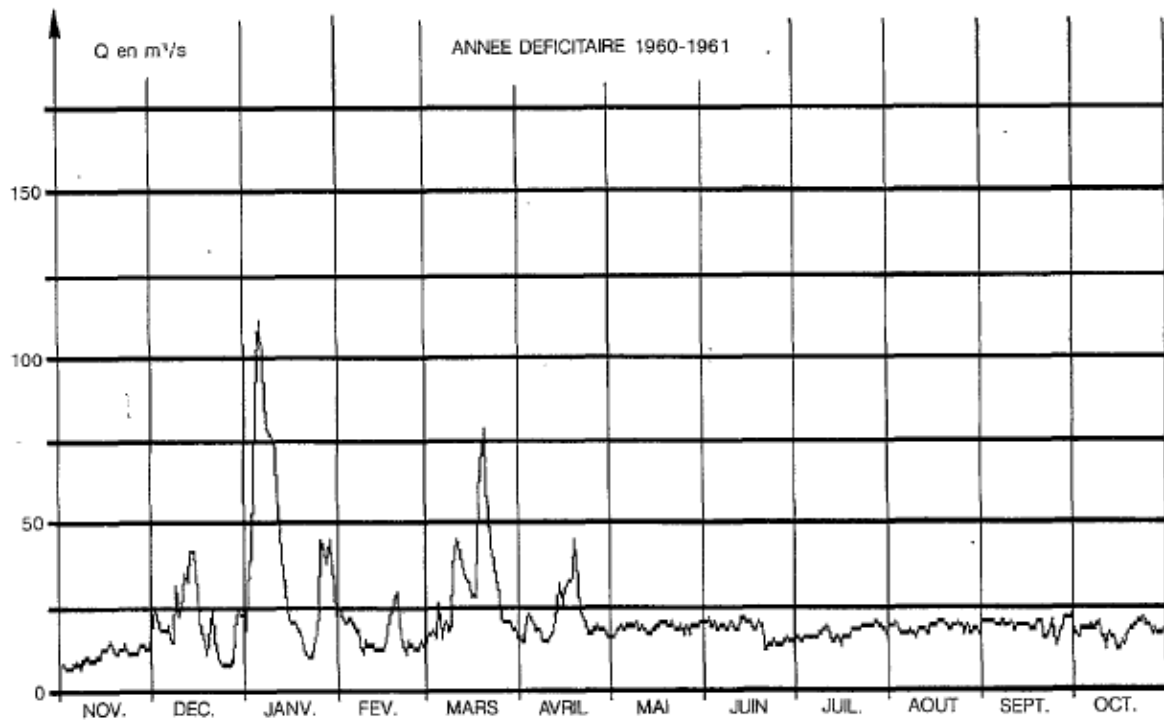
$V_u = 1003344.48 m^3$

PARTIE CENTRALE

Localisation : Ikopa à Ambohimambola

Superficie : 1503 km²

Ikopa à Ambohimambola



➤ coefficient de tarissement α :

tarissement : mai à octobre

$t_0 = 01$ mai

$Q_0 = 15.50 \text{ m}^3/\text{s}$

$t_1 = 31$ juillet = 92 jours

$Q_1 = 12.50 \text{ m}^3/\text{s}$

$\alpha = (\log Q_1 - \log Q_0) / -0.4343 \times t_1$

$\alpha = (\log 12.50 - \log 15.50) / -0.4343 \times 92$

$\alpha = 0.0023$

➤ détermination débit d'étiage Q_e

$Q_e = Q_0 \times e^{-\alpha t}$

$t =$ durée étiage = mai à novembre = 180 jours

$Q_e = 15.50 \times e^{-0.0023 \times 180} =$

$Q_e = 10.25 \text{ m}^3/\text{s}$

➤ détermination volume unitaire V_u

$V_u = (Q_0 \times 86400) / (\alpha \times A_i)$

$A_i =$ superficie du bassin versant = 1503 km²

$V_u = (15.50 \times 86400) / (0.0023 \times 1503)$

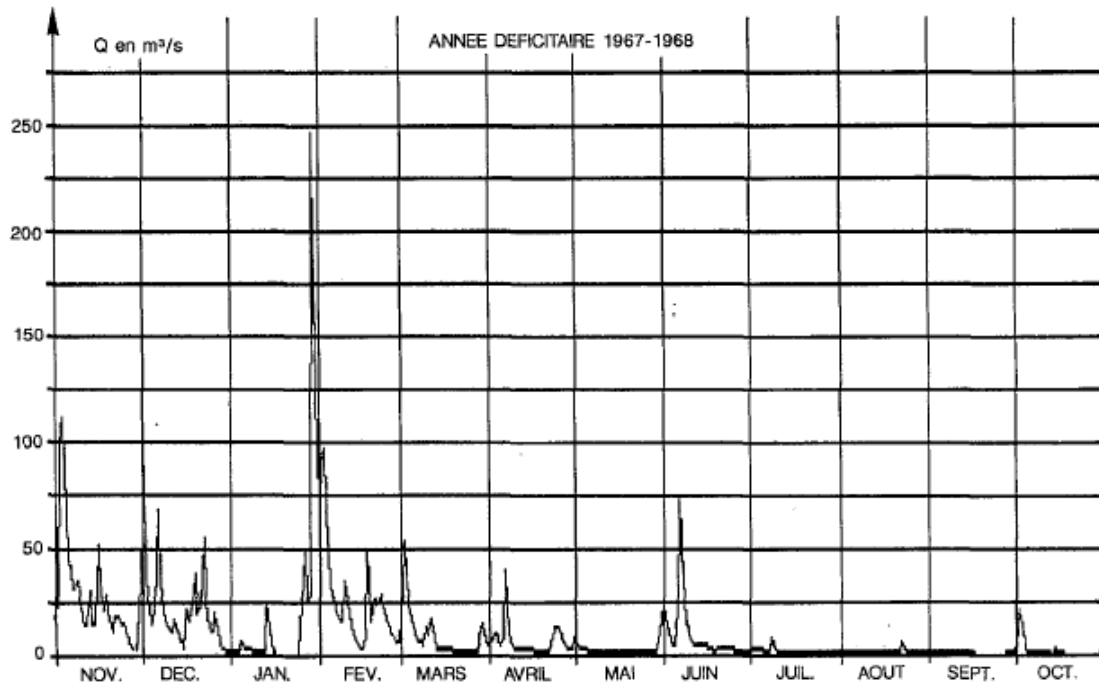
$V_u = 387399.11 \text{ m}^3$

AU SUD

Localisation : Mandrare à Andabolava amont

Superficie : 4 035 km²

Mandrare à Andabolava



➤ coefficient de tarissement α :

tarissement : mai à octobre

t_0 = 01 mai

Q_0 = 140.00 m³/s

t_1 = 31 juillet = 92 jours

Q_1 = 62.50 m³/s

$\alpha = (\log Q_1 - \log Q_0) / (-0.4343 \times t_1)$

$\alpha = (\log 62.50 - \log 140.00) / (-0.4343 \times 92)$

$\alpha = 0.0145$

➤ détermination débit d'étéage Q_e

$Q_e = Q_0 \times e^{-\alpha t}$

t = durée étiage = mai à novembre = 180 jours

$Q_e = 140.00 \times e^{-0.0145 \times 180} =$

$Q_e = 10.29 \text{ m}^3/\text{s}$

➤ détermination volume unitaire V_u

$V_u = (Q_0 \times 86400) / (\alpha \times A_i)$

A_i = superficie du bassin versant = 4035 km²

$V_u = (140.00 \times 86400) / (0.0145 \times 4035)$

$V_u = 206742.73 \text{ m}^3$

Annexe 3 : Tableau récapitulatif des résultats hydrologiques et puissance minimale électrique exploitable correspondante.

N°	Stations hydrologiques	X	Y	Aires (km ²)	Coefficient de tarissement alpha	Volume unitaire (m ³)	Débit d'étiage (m ³ /s)	Puissance minimale exploitable (MW)
1	Montagne d'Ambre (Ambohitra)	715070	1496865	18	0.0112	120 000	0.037	0.07
2	Sambirano à Ambanja	617989	1376882	2 830	0.0113	67 544	3.27	6.28
3	La Ramena à Ambodimanga	634018	1343429	1 080	0.012	128 200	2.22	4.26
4	Ivondro à Ringa-Ringa	697066	877385	2 560	0.0027	602 625	29.66	57.03
5	La Vohitra à Rogez (Andekaleka)	628731	809782	1 910	0.0022	578 398	18.93	36.40
6	La Rianila à Brickaville	677021	806876	6 000	0.0066	377 607	52.76	101.46
7	La Vohitra d' Andekaleka aval	665608	815926	2 615	0.0049	484 678	29.76	57.23
8	Rianila à Fetraomby	661710	824545	1 863	0.0039	1 003 344	41.82	80.42
9	La branche mère du Mangoro	555928	798908	3 600	0.0037	178 378	14.13	27.17
10	L'Amborompotsy à Antsampandrano	491867	718155	95	0.0043	230 541	0.5	0.96
11	L'Onive à Tsinjoarivo	531252	718239	3 200	0.0072	137 025	9.99	19.21
12	La Mananjary à Antsindra	534398	568563	2 260	0.004	621 238	31.64	60.84
13	La Namorona à Vohiparara	498278	541127	445	0.0038	166 055	1.64	3.15
14	Le Faraony à Vohilava	552330	482487	2 005	0.0033	452 077	19.12	36.76
15	La Mananara du sud à Maroangaty	422327	335086	14 160	0.0045	73 952	24.26	46.65
16	L'Efaho à Fanjahira	444964	134416	195	0.011	83 781	0.29	0.55
17	Bassin de l'Ihosy	368069	412880	1 500	0.0019	90 947	2.13	4.09
18	Bassin du Zomandao	445547	476069	610	0.0015	214 347	1.73	3.32
19	Bassin de la Manantanana	469322	492924	6 510	0.022	8 041	0.25	0.48
20	Bassin de la Matsiatra	333647	565028	11 715	0.009	47 274	11.42	21.96
21	Sahanivotry au PK 197	483571	688549	430	0.0045	178 604	1.78	3.42
22	Manandona à Sahanivotry	464621	672427	1 450	0.0052	121 693	4.17	8.01
23	La Mania à Fasimena	438771	647234	6 795	0.0037	267 260	39.96	76.84
24	La Varahina du sud à Tsiazompaniry	547817	759795	283	0.0044	378 156	2.46	4.73
25	Ikopa à Ambohimambola	524349	795469	1 503	0.0023	387 399	10.25	19.71
26	Ikopa à Mahitsykely	495481	816938	1 780	0.0048	174 943	7.29	14.01
27	Sisaony à Andramasina	521362	767888	318	0.0051	133 185	1	1.92
28	Andromba à Tsinjony	510432	765812	350	0.0077	125 352	0.98	1.88
29	Ikopa au bac de Fiadanana	447040	874959	9 450	0.0066	92 342	20.32	39.07
30	Ikopa à Antsitrana	431256	917008	18 645	0.0088	84 627	32.97	63.40
31	Isinko à Ambodiroka	485686	1000862	600	0.015	145 440	1.02	1.96
32	Betsiboka à Ambodiroka	485686	1000862	11 800	0.0051	89 730	24.96	48
33	Le Mandrare à Andabolava amont	363032	227889	4 035	0.0145	206 742	10.29	19.78
34	Le Mandrare à Amboasary	394593	120311	12 435	0.028	11 290	0.29	0.55
35	La Menarandra à Tranoroa	260884	156654	5 330	0.0095	18 769	1.99	3.82

TABLES DES MATIERES

REMERCIEMENTS	i
SOMMAIRE	ii
LISTE DES FIGURES.....	iv
LISTE DES CARTES.....	vi
LISTE DES TABLEAUX.....	vi
LISTE DES ABREVIATIONS	vii
INTRODUCTION.....	1
PREMIERE PARTIE: LE SOCLE PRECAMBRIEN DE MADAGASCAR.....	2
I- Le socle précambrien de Madagascar.....	3
I-1- Les cycles orogéniques.....	3
I-2- Les grands ensembles litho tectoniques.....	4
I-2-1- Les domaines Archéens	8
a- L'ensemble Antongil.....	8
b- L'ensemble Antananarivo	8
c- Les ensembles mafiques et ultramafiques, l'unité de Tsaratanana	9
I-2-2- La ligne de Suture de Betsimisaraka	9
I-2-3- Les domaines protérozoïques	10
a- Domaine de Bemarivo.....	10
b- Domaine d'Itremo - Ikalamavony.....	10
c- Domaine du Vohibory.....	11
d- Domaine granulitique Sud, l'Androyen et l'Anosien	11
I-3- Zones de cisaillement lithosphériques	12
I-4- Le volcanisme du Néogène.....	14
I-5- Le tracé du réseau hydrographique du socle malagasy	14
DEUXIEME PARTIE: ETUDES HYDROLOGIQUES.....	15
II- Etudes hydrologiques	16
II-1- Les données climatologiques	16
II-2-Méthode de Thornthwaite	17

II-2-1- Formule de Thornthwaite (1944) :	17
II-2-2-Estimation de débit à partir du bilan hydrique	18
a- Débit moyen annuel	18
b- Débit d'étiage.....	18
II-3-Etude de l'étiage.....	19
II-3-1-Le tarissement.....	19
II-3-2-Méthode d'estimation des étiages	20
II-3-3-Méthode de prévision	21
a- Méthode des courbes de tarissement.....	21
b- Le tarissement (équation de Boussinesq et de Maillet)	21
c- Détermination du débit initial Q_0 et du coefficient de tarissement α	22
d- Capacité d'emménagement du bassin versant.....	23
e- Calcul du volume d'eau mobilisé par les aquifères.....	24
TROISIEME PARTIE: SITUATIONS DE L'ENERGIE ELECTRIQUE A MADAGASCAR.....	29
III- L'énergie électrique à Madagascar	30
III-1-Les hydrocarbures	30
III-2- Les Energies Renouvelables	30
III-2-1- Les ressources hydroélectriques.....	30
III-2-2- L'Energie solaire.....	30
III-2-3- L'Energie éolienne.....	31
III-2-4- L'Agrocarburant.....	31
III-3-Situation globale de l'offre et de la demande en énergie électricité à Madagascar	32
III-3-1-L'offre et la demande du secteur Energie électrique	33
a- Situation globale de l'offre.....	33
b- Situation globale de la demande	35
III-4-L'évolution tendancielle de la demande et de l'offre	37
III-4-1- Estimation de la population	37

III-4-2- Estimation du nombre de ménage	38
III-4-3- Les différents scénarios de l'offre et de la demande	38
a- Scenario I	38
b- Scenario II	39
c- Scénario III	40
QUATRIEME PARTIE: COMPOSANTES ET IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX D'UNE CENTRALE THERMIQUE A VAPEUR D'EAU	41
IV- Composantes et impacts environnementaux d'une centrale thermique à vapeur.	42
IV-1- Les principaux composants	42
IV-1-1- Compresseurs et pompes	42
IV-1-2- Chaudière	43
IV-1-3 :Turbine	44
IV-1-4- Condenseur	46
IV-2- Etude d'impact environnementale du projet	47
IV-2-1- Secteur hydrologique mondial	47
IV-2-2- Effet du changement climatique	48
IV-2-3- Les impacts environnementaux du projet	48
CINQUIEME PARTIE: FONCTIONNEMENTS D'UNE CENTRALE THERMIQUE AVEC UNE TURBINE A VAPEUR	54
V- Fonctionnement d'une centrale thermique avec une turbine à vapeur d'eau	55
V-1- Cycles moteurs à vapeur	55
V-1-1- Le cycle de Carnot	55
V-1-2- Le cycle de Rankine	57
V-1-3- La surchauffe	59
V-1-4- La resurchauffe	61
V-1-5- La régénération	62
V-2- Degré d'efficacité et rendement des engins thermiques	65
V-2-1- Rendement de Carnot	66

V-2-2-Puissance hydraulique d'une turbine	67
a- Puissance hydraulique : P_{hyd} (W)	68
b-Couple, vitesse de rotation, puissance mécanique et rendement d'une turbine	68
V-2-3-Calcul du débit d'eau nécessaire pour une centrale produisant 50MW d'électricité.	69
CONCLUSION	71
BIBLIOGRAPHIES	73
ANNEXES :	I
Annexe 1 : Réseau hydrographique et principaux bassins fluviaux malagasy.....	I
Annexe 2 : Exemples des hydrogrammes en année sèche et résultats hydrologiques.....	II
Annexe 3 : Tableau récapitulatif des résultats hydrologiques et puissance minimale électrique exploitable correspondante.....	VI

