



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO



ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE

Mention : Génie Electrique

Parcours : Machines électriques /Réseaux d'énergie électrique / Energies
renouvelables



Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur grade Master, en Génie
Electrique, intitulé

« Centrale Solaire Thermodynamique en vue de la Production
d'électricité Pour le Village de Zazafotsy »

Présenté par : RAZAFINDRASATA Nambinintsoa

Directeur de mémoire : Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, Maitre de
conférences à l'ESPA

Encadreur professionnel : RAZAFINOME Tahiana, Responsable du Service
Etude à l'ADER

Soutenu le 21 Décembre 2017 à Ankatso

Promotion 2016



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO

ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE

Mention : Génie Electrique

**Parcours : Machines électriques /Réseaux d'énergie électrique / Energies
renouvelables**



**Mémoire pour l'obtention du diplôme d'ingénieur grade Master II, en Génie
Electrique, intitulé**

**« Centrale Solaire Thermodynamique en vue de la Production
d'électricité Pour le Village de Zazafotsy »**

Présenté par : RAZAFINDRASATA Nambinintsoa

**Directeur de mémoire : Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, Maître de
conférences à l'ESPA**

**Encadreur professionnel : RAZAFINOME Tahiana, Responsable du Service
Etude à l'ADER**

Examineurs :

VOALINTSOA Onja, Enseignante chercheur à l'ESPA

Docteur RANDRIAMORA Edmond, Maître de conférences

Soutenu le 21 Décembre 2017 à Ankatso

Promotion 2016

Remerciements :

En premier lieu, je remercie notre Dieu Tout Puissant, de m'avoir donné la santé, la force et la persévérance durant mes années d'étude à l'ESPA, et d'arriver à l'aboutissement de ces études qui est ce livre de mémoire.

Ensuite, je remercie le Directeur de l'ESPA, Professeur ANDRIANAHARISON Yvon, de m'avoir autorisé à soutenir ce mémoire.

Je remercie aussi, le responsable de la mention Génie Electrique, Docteur RAMAROZATOVO Vonjy, d'avoir accepté de présider ce mémoire.

Mes remerciements vont également à mon Directeur de mémoire, Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, qui m'a guidé et apporté son aide précieuse et ses conseils avisés durant l'élaboration de ce mémoire.

Un grand merci aussi à tous les équipes de l'ADER et plus particulièrement à mon encadreur professionnel, RAZAFINOME Tahiana qui malgré les lourdes responsabilités qui l'occupent, a trouvé le temps de m'aider, de me guider et de me conseiller durant la préparation de ce mémoire.

Merci aux examinateurs : Madame VOALINTSOA Onja et Docteur RANDRIAMORA Edmond, qui ont donné leur temps pour ce mémoire.

Merci à tous les enseignants de l'ESPA, pour avoir partagé leurs connaissances ainsi que leurs savoir-faire avec nous pendant ces merveilleuses six années que j'ai passé à l'ESPA.

Merci aussi à mes parents, à ma Tante, à ma sœur ainsi qu'à tous les membres de ma famille pour leur soutien incontesté durant mes années d'étude.

Et un grand merci à mes amis et toutes les personnes qui ont de près ou de loin contribué à l'élaboration de ce mémoire.

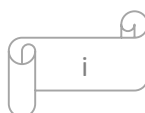


Table des matières

REMERCIEMENTS :	I
LISTE DES ABREVIATIONS :	IV
LISTE DES TABLEAUX :	V
LISTE DES FIGURES :	VII
INTRODUCTION :	1
CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART SUR LE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	4
1.1 : BREFS HISTORIQUES DU SOLAIRE THERMODYNAMIQUE	4
1.2 : LES DIFFERENTS SYSTEMES DE CONCENTRATION.....	5
1.2.1 : Concentration ponctuelle	5
1.2.2 : Concentration linéaire	8
1.3 : LES FLUIDES CALOPORTEURS ET THERMODYNAMIQUE	12
1.4 : LES CYCLES THERMODYNAMIQUES	13
1.4.1 : Cycle de Rankine ou à vapeur.....	13
1.4.2 : Cycle de Brayton ou à gaz	15
1.4.3 : Cycle combiné.....	16
1.5 : LA GENERATION DIRECTE DE VAPEUR (DSG).....	17
1.5.1 : Les différentes architectures utilisées en DSG	18
1.6 : PRESENTATION DE CAS SIMILAIRE A NOTRE PROJET	19
1.7 : LES SYSTEMES DE STOCKAGE.....	19
1.7.1 : Système de stockage par chaleur sensible	19
1.7.2 : Système de stockage par chaleur latente.....	20
1.7.3 : Système de stockage thermochimique.....	21
1.8 : PRESENTATION DE L'ADER	21
1.9 : LE VILLAGE DE ZAZAFOTSY.....	22
CHAPITRE 2 : CHOIX ET METHODE DE DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTES COMPOSANTES DE NOTRE CENTRALE	25
2.1 : CHOIX DES DIFFERENTES COMPOSANTES POUR NOTRE CENTRALE	25
2.1.1 : Choix de la filière à utiliser	25
2.1.2 : Choix du fluide caloporteur	27
2.1.3 : Choix des différentes composantes de la centrale	28
2.1.4 : Choix du mode et des matériaux de stockage	30
2.1.5 : Choix des différents paramètres de base pour le dimensionnement	30
2.2 : METHODE DE DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTES COMPOSANTES POUR UNE CENTRALE LFR	31
2.2.1 : Méthode pour évaluer la charge dans le village de Zazafotsy	32
2.2.2 : Méthode pour évaluer la puissance exigée à la turbine et à la génératrice.....	37
2.3 : METHODE DE DIMENSIONNEMENT D'UN SYSTEME DE STOCKAGE A TROIS ETAGES.....	43
2.3.1 : Méthode de dimensionnement pour le troisième étage	43
2.3.2 : Méthode de dimensionnement du second étage	44
2.3.3 : Méthode de dimensionnement du premier étage.....	44
2.3.4 : Paramétrage du système de stockage en mode déstockage	44
CHAPITRE 3 : METHODE D'ASSERVISSEMENT ET DE SUIVIS DU SOLEIL POUR LE PROJET	44
3.1 : REGULATION ADOPTEE POUR NOTRE CENTRALE	44
3.2 : METHODE POUR DEVELOPPER UN SYSTEME DE SUIVI DU SOLEIL	46
3.2.1 : Développement du système de suivi du soleil	46
3.2.2 : méthode de dimensionnement d'un servomoteur	47
CHAPITRE 4 : EVALUATION DES INVESTISSEMENTS NECESSAIRES POUR LA REALISATION DU PROJET .	47
4.1 : METHODE POUR EVALUER L'INVESTISSEMENT NECESSAIRE POUR LE PROJET.....	47
4.2 : LCOE POUR NOTRE CENTRALE	48

CHAPITRE 5 : RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT ET DISCUSSIONS SUR CES RESULTATS	51
5.1 : COURBE DE CHARGE ACTUELLE ET A L’HORIZON DU PROJET DU VILLAGE DE ZAZAFOTSY	51
5.1.1 : Courbe de charge actuelle du village	51
5.1.2 : Courbe de charge du village à l’horizon du projet.....	53
5.2 : RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT DES DIFFERENTES COMPOSANTES DE LA CENTRALE	56
5.2.1 : Résultat du calcul de la puissance turbine	56
5.2.2 : Evaluation de la puissance pompe	57
5.2.3 : Résultat de l’opération sur la puissance condenseur	58
5.2.4 : Résultat du dimensionnement du champ solaire	58
5.2.5 : Discussion sur le choix et le dimensionnement des différents composants pour notre centrale	67
5.2.6 : Résultat du dimensionnement du système de stockage pour la centrale	68
5.3 : ASSERVISSEMENT ET SYSTEME DE TRACKING POUR LE PROJET	70
5.3.1 : Schéma globale du système de régulation choisi pour le projet	70
5.3.2 : Schéma des différentes boucles formant le système de régulation	71
5.3.3 : Système de suivi du soleil développé pour notre projet	72
5.3.4 : Analyse du système de régulation et du système de suivi du soleil.....	73
5.4 : RESULTAT DES CALCULS ET ANALYSE SUR LE COUT DU PROJET	73
5.4.1 : Résultat de l’évaluation de l’investissement pour le projet.....	73
5.4.2 : le coût du kWh calculé pour notre centrale.....	74
5.4.3 : Comparaison du coût de notre centrale avec celui d’autre technologie pour une puissance similaire	76
5.5 : IMPACTS SOCIALE POUR LE VILLAGE DE ZAZAFOTSY.....	76
5.6 : IMPACTS ECONOMIQUE DU PROJET	77
CONCLUSION :	79
BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE :	82
ANNEXE A : DETERMINATION DE L’ALTITUDE TRANSVERSALE DU SOLEIL	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE B : INSTABILITE D’EXCURSION DE DEBIT DITE DE LEDINEGG ..	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE C : LE MODULE REAL TIME CLOCK DS3231	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE D : LE MODULE DRIVER MOTEUR	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE E : ALGORIGRAMME POUR LE SYSTEME DE TRACKING ...	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.
ANNEXE F : CALCUL EPAISSEUR ISOLANT	ERREUR ! SIGNET NON DEFINI.

Liste des abréviations :

α_s : Altitude solaire

γ_s : Azimut solaire

α_T : Altitude transversale du soleil

ADER : Agence de Développement de l'Electrification Rurale

AIE : Agence Internationale de l'Energie

CCP : Centrale Cylindro-parabolique

CLFR : Compact Linear Fresnel Reflector

CNRS : Centre National de la recherche Française

CPC : Capteur parabolique composé (Compound Parabolic Concentrator)

CSP : Concentrating Solar Power

CIEMAT : Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas
(Centre de recherche en énergie, environnement et technologies)

DISS : DIrect Solar Steam

DLR : Deutsche Luft- und Raumfahrt

DNI : Direct Normal Irradiation

DSG : Direct Steam Generation

EUR : Euro

ESPA : Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo

IRENA : International Renewable Energy Agency

LCOE : Levelized Cost Of Energy

LFR : Linear Fresnel Reflector

MGA : Malagasy Ariary

MCP : Matériaux à Changement de phase

PT : Parabolic Trough

PS 10 : Planta solar 10

PS 20 : Planta solar 20

PS : Parabol stirling

USD : United State Dollar

Liste des tableaux :

Tableau 2.1 : Tableau 2.1 : Activité des entreprises à Zazafotsy.....	25
Tableau 3.1 : Comparaison entre les différentes filières de CSP.....	27
Tableau 3.2 : Segmentation des ménages.....	35
Tableau 3.3 : Equivalence watt des dépenses en énergie du village	36
Tableau 3.4 : Repartitions des entreprises du point de vue électricité.....	36
Tableau 3.5 : Evaluation des besoins future du service public.....	37
Tableau 4.1 : Actionneur et grandeur à régler pour chaque boucle de notre système.....	50
Tableau 4.2 : Paramètres des correcteur PI et PID.....	52
Tableau 6.1 : Consommation mensuelle et pointe de puissance journalière.....	57
Tableau 6.2 : Consommation mensuelle et pointe de puissance journalière entreprise.....	58
Tableau 6.3 : Consommation mensuel et pointe de charge journalière service public.....	59
Tableau 6.4 : Consommation mensuel et pointe de charge journalière du village.....	59
Tableau 6.5 : Croissance démographique annuelle de Zazafots.....	60
Tableau 6.6 : Evolution annuelle du nombre des entreprises jusqu'à l'horizon du projet.....	67
Tableau 6.7 : Donnée technique du Siemens SST-040.....	64
Tableau 6.8 : Paramètre d'entrée champ solaire.....	64
Tableau 6.9 : Paramètre et dimension globaux champ solaire.....	65
Tableau 6.10 : Configuration champ solaire.....	66
Tableau 6.11 : Calcul des paramètres de deux premiers miroirs primaires.....	68
Tableau 6.12 : Distance entre chaque miroir d'une ligne pour ne pas se faire d'ombre cas vaporiseur.....	68
Tableau 6.13 : Distance entre chaque miroir d'une ligne pour ne pas se faire d'ombre cas surchauffeur	69
Tableau 6.14 : Paramètres second concentrateurs	71
Tableau 6.15 : Diamètre et nombre de tubes absorbeurs normalisés.....	72
Tableau 6.16 : Comparaison multitubes et monotube cas surchauffeur.....	73
Tableau 6.17 : Comparaison multitubes et monotube cas vaporiseur.....	73
Tableau 6.18 : Angle d'inclinaison de chaque miroir pour la date du 01 janvier 2017.....	80
Tableau 6.19 : Couple servomoteur pour notre trackeur.....	81

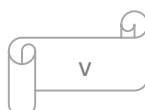


Tableau 6.20 : Répartition des coûts pour une centrale CLFR.....82
Tableau 6.21 : Evaluation du temps de retour sur investissement pour notre projet
.....83
Tableau 6.22 : Comparaison coût d'investissement différente technologie.....84

Liste des figures :

Figure 1.1 : Vue des récepteurs solaires de Shuman.....	4
Figure 1.2 : Vue du prototype de concentrateur linéaire de Fresnel de Francia.....	5
Figure 1.3 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une CSP.....	5
Figure 1.4 : Vue de la centrale Gemasolar.....	6
Figure 1.5 : Schéma de principe d'une centrale à tour.....	7
Figure 1.6 : Système EURODISH en démonstration à Odeillo.....	8
Figure 1.7 : Schéma simplifié d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques et caloporteur huile (inspiré des projets Andasol, stockage excepté.....	9
Figure 1.8 : Schématisation d'un capteur SEGS et de son système de support/suivi.....	10
Figure 1.9 : Schéma de principe d'une centrale à réflecteur linéaire de Fresnel.....	10
Figure 1.10 : Système de tracking : design circulaire d'Austra (à gauche) et appuis asymétrique de Solarmundo (à droite).....	11
Figure 1.11 Photo d'un réflecteur CPC	12
Figure 1.12 : dimension (à gauche) et schéma de principe (à droite) d'un réflecteur secondaire trapézoïdale.....	13
Figure 1.13: Schéma de principe et diagramme T-S d'un cycle Rankine.....	14
Figure 1.14 : schéma et diagramme P-V d'un cycle à gaz.....	16
Figure 1.15 : Schéma de fonctionnement d'un cycle combiné.....	17
Figure 1.16 : Schéma de fonctionnement et diagramme P-V/ T-S d'un moteur Stirling.....	18
Figures 1.17 : représentation des différentes architectures en DSG.....	21
Figure 2.1 : Vue par satellite de la zone d'étude.....	24
Figure 2.2 : Carte de la région d'Ihorombé.....	24
Figure 3.1 : Schéma de principe des centrale CLF.....	34
Figure 3.2 : Organigramme global de dimensionnement.....	34
Figure 3.3 : Organigramme pour le dimensionnement du champ solaire.....	41
Figure 3.4 : Représentation du design optique de [25].....	45
Figure 3.5 : Schéma représentant un second concentrateur trapézoïdal.....	46
Figure 3.6 : Schéma de principe du stockage à trois étages.....	48
Figure 6.1 : Courbe de charge actuelle ménage	57
Figure 6.2 : Courbe de charge actuelle des entreprises.....	58
Figure 6.3 : Courbe de charge actuelle du service public.....	58
Figure 6.4: Courbe de charge totale actuelle de Zazafotsy.....	59

Figure 6.5 : Courbe de charge des ménages à l’horizon du projet	60
Figure 6.6 : Courbe de charge des entreprises à l’horizon du projet.....	61
Figure 6.7 : Courbe de charge service public à l’horizon du projet.....	61
Figure 6.8 : Courbe de charge totale de Zazafotsy à l’horizon du projet.....	62
Figure 6.9 : Monotone de charge du village de Zazafotsy.....	62
Figure 6.10 : Le turboalternateur à vapeur SST-040 de Siemens.....	63
Figure 6.11 Configuration de notre champ solaire.....	67
Figure 6.12 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 08 h.....	70
Figure 6.13 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 12 h.....	70
Figure 6.14 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 16 h.....	71
Figure 6.15 : Schéma du design du second concentrateur du vaporiseur de notre centrale (échelle 1 :1000).....	72
Figure 6.16 : Schéma du design du second concentrateur de la surchauffeur de notre centrale (échelle 1 :1000)	73
Figure 6.17 : Schéma global de notre système de régulation.....	78
Figure 6.18 : Schéma de la boucle de régulation titre sortie vaporiseur.....	79
Figure 6.19 : Schéma de la boucle de régulation débit de recirculation.....	79
Figure 6.20 : Schéma de la boucle de régulation température sortie surchauffeur.....	80
Figure 6.21 : Schéma de la boucle de régulation pression sortie surchauffeur.....	80

Introduction :

Il y a quelque temps, l'accord de Paris sur le changement climatique a été signé par les Etats membres de la COP 21. Cet accord est le témoignage de la prise de conscience de ces Etats ainsi que du monde entier, de l'urgence de la lutte contre le réchauffement climatique, et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Madagascar participe activement à cet effort mondial de lutte contre le réchauffement climatique ; et ce, dans le but de préserver son patrimoine écologique et de contrecarrer les répercussions de ce réchauffement.

Madagascar est un pays en voie de développement. En 2015, seulement 15% des foyers Malagasy ont eu accès à l'électricité. L'initiative prise par Madagascar est donc de recourir aux énergies renouvelables pour une production d'électricité décentralisée, destinée à augmenter jusqu'à 70%, le nombre de foyers ayant accès à l'électricité.

Cette initiative a été prise car Madagascar possède un énorme potentiel, lorsqu'il s'agit d'énergie renouvelable. Parlons seulement de son potentiel hydraulique qui est estimé à environ 8 000 MW, de son potentiel éolien qui est aussi considérable avec une vitesse de vent allant de 6 m/s à 9m/s à 50m de hauteur et de son potentiel solaire avec 2 800 heures d'ensoleillement par ans.

Si nous nous intéressons de plus près au potentiel solaire. Le terme

« Énergie solaire » désigne l'ensemble des techniques utilisant le rayonnement solaire pour des procédés énergétiques. La plus connue est l'énergie solaire photovoltaïque. Cependant, quand il s'agit de produire de l'électricité, une autre technique appelée « Solaire thermodynamique » est aussi envisageable.

On désigne par solaire thermodynamique l'ensemble des techniques qui visent à transformer l'énergie rayonnée par le soleil en chaleur à température élevée, puis celle-ci en énergie mécanique puis électrique à travers un cycle thermodynamique couplé à une génératrice électrique.

Le scénario de l'Agence Internationale de l'Energie sur les perspectives du solaire thermodynamique à concentration, prévoit en 2050 une contribution de 11% de cette technologie à la production mondiale d'électricité. Cela montre que cette technologie suscite un intérêt croissant dans le monde.

Mais la question sur la faisabilité de l'installation d'une telle technologie à Madagascar ainsi que sa compétitivité avec les autres technologies déjà éprouvées se pose. Ce mémoire intitulé « Centrale Solaire Thermodynamique en vue de la Production d'électricité pour le Village de Zazafotsy » va tenter de défendre l'hypothèse que cette technologie est réalisable à Madagascar avec un coût d'installation acceptable comparée avec les autres technologies utilisés actuellement.

L'objectif est de dimensionner une centrale solaire thermodynamique pour le village de Zazafotsy dans le district d'Ihosy, ensuite d'évaluer globalement le coût d'installation de cette centrale pour aboutir au coût du kWh et enfin de comparer les résultats obtenus avec d'autres centrales et d'autres types de technologie.

Ce manuscrit est ainsi organisé en 3 grandes parties :

- ✓ Introduction générale
- ✓ Matériels et méthodes
- ✓ Résultats et discussions

PARTIE I : INTRODUCTION GENERALE

Chapitre 1 : Etat de l'art sur le solaire thermodynamique

1.1: Brefs historiques du solaire thermodynamique

L'ingénieur français Augustin Mouchot inventa la première machine connue utilisant l'énergie solaire en 1866. En 1869, Mouchot publie son livre : La chaleur solaire et ses applications industrielles. En 1878 il présente également à l'exposition universelle de Paris un prototype de four solaire pour lequel il remporte la médaille d'or de l'exposition. En 1872, l'ingénieur Américano-Suédois John Ericsson étudie un concept de moteur Stirling fonctionnant grâce à un récepteur parabolique solaire. Mais le brevet du design du moteur ne sera déposé qu'en 1880, avec un fonctionnement au charbon ou au gaz pour des applications de pompage.

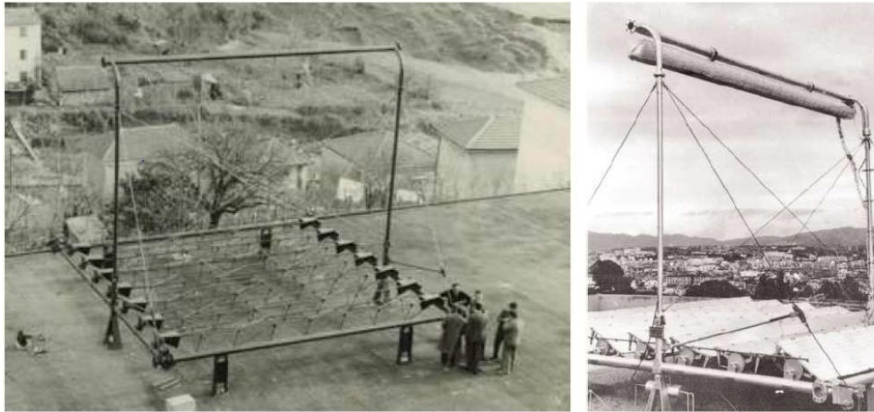
En 1886 l'Italien Alessandro Battaglia dépose les premiers brevets portant sur des concentrateurs solaires. C'est en 1913, que la toute première centrale solaire thermodynamique fait son apparition.

L'ingénieur américain Frank Shuman construit en Égypte une centrale à récepteurs solaires cylindro-paraboliques et générant de la vapeur d'eau capable de faire tourner un moteur de 70 chevaux servant à l'irrigation de cultures.



Source : [1]

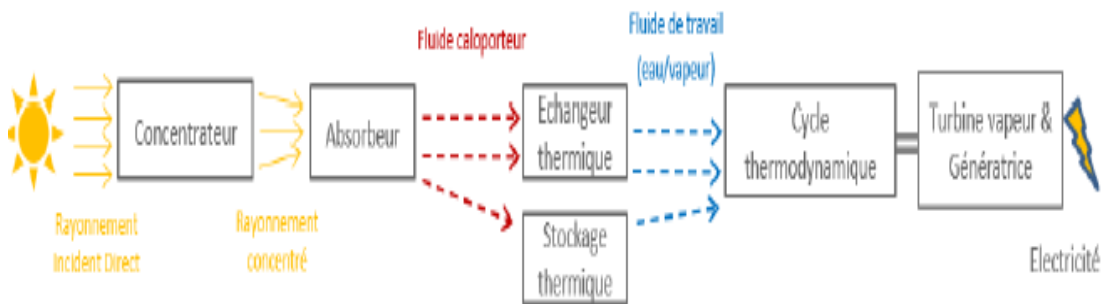
De 1960 à 1961, l'Italien Giovanni Francia développe un dispositif composé d'un vaporiseur couplé à un concentrateur solaire et protégé par une structure en nid d'abeille. C'est également durant cette période que Francia met en pratique pour la première fois le principe des réflecteurs de Fresnel en assemblant en 1963 à Marseille, avec le soutien du CNRS français et de l'OTAN, un premier prototype de concentrateur linéaire.



Source : [2]

Figure 1.2 : Vue du prototype de concentrateur linéaire de Fresnel de Francia

1.2 : Les différents systèmes de concentration



Source : [1]

Figure 1.3 : Schéma du Principe de fonctionnement d'une CSP

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchi par le miroir et la transfère aux fluides thermodynamiques.

On caractérise la performance du système par son facteur de concentration. Ce coefficient permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire : plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte sera importante.

$$F_c = \frac{\text{Surface du miroir}}{\text{Surface du récepteur}} \quad (1.1)$$

Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels.

1.2.1: Concentration ponctuelle

a : Centrales à tours

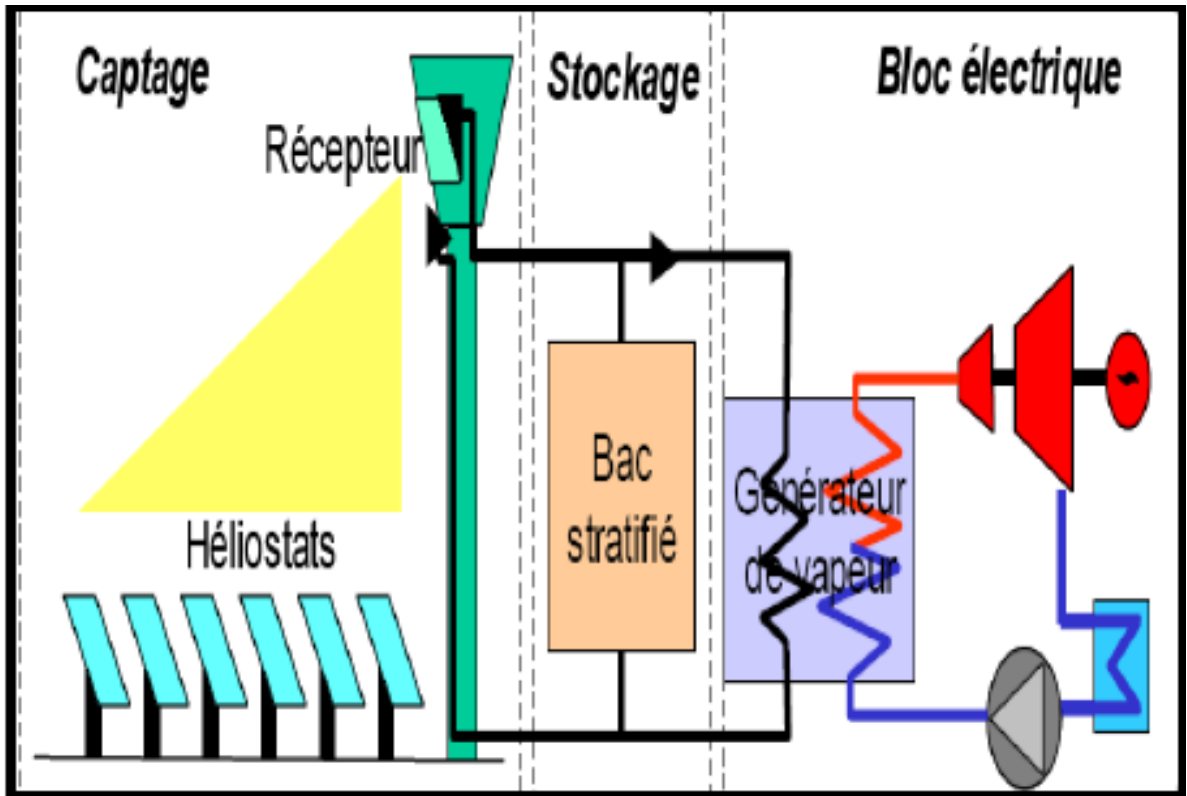
La centrale à tour consiste en un champ de miroirs, appelé héliostats, qui concentrent le rayonnement solaire sur le récepteur d'une tour située au sud ou au centre du champ solaire. La concentration atteinte avec ce dispositif est plus élevée qu'avec une

configuration à capteurs linéaires, ce qui permet d'atteindre des températures plus élevées pour les fluides de transfert, entre 200°C et 1000°C. Les héliostats sont des miroirs plans montés sur des supports qui suivent la course du soleil selon deux axes : l'axe azimutal et l'axe d'élévation. Le suivi du soleil est donc plus complexe et coûteux à mettre en œuvre.



Source : [1]

Figure 1.4 : Vue de la centrale Gemasolar

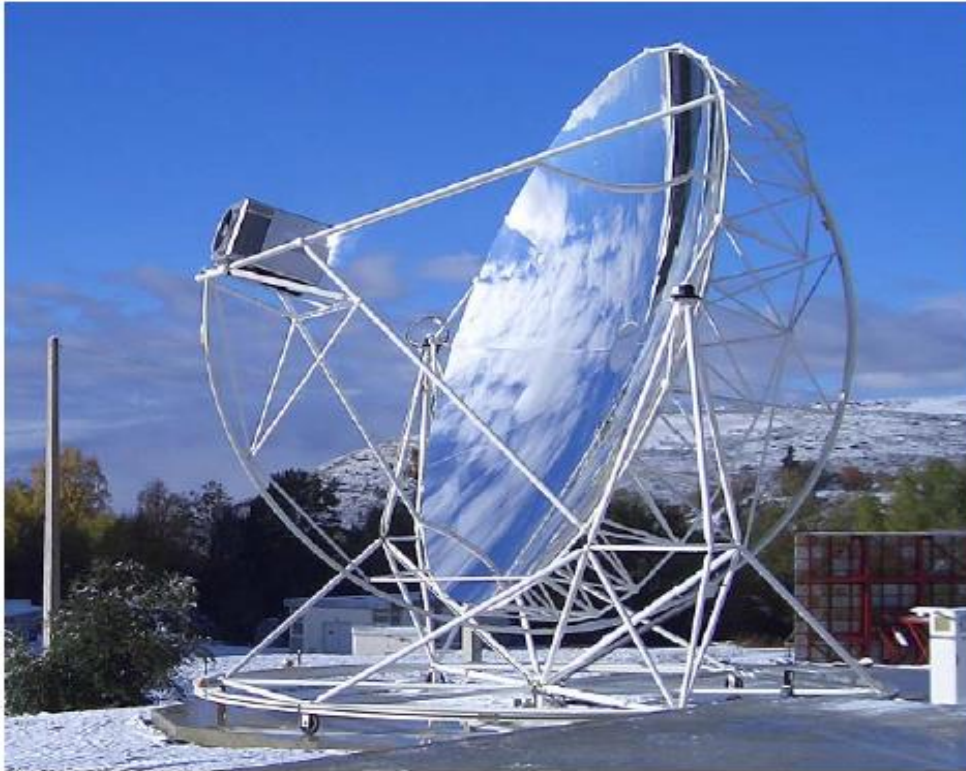


Source : [4]

Figure 1.5 : Schéma de principe d'une centrale à tour

b: Centrales à collecteurs paraboliques

Une unité parabole-moteur est constituée d'un concentrateur parabolique, d'un récepteur situé au point focal, et d'un moteur. L'ensemble du dispositif dispose d'un tracking altazimutal, c'est-à-dire sur deux axes. C'est généralement un moteur Stirling qui est utilisé, on parle alors d'unité parabole-Stirling. Une unité ne peut produire qu'une faible puissance électrique, de l'ordre de quelques dizaines de kW, mais possède le meilleur rendement solaire-électrique parmi les différentes technologies CSP existantes. Cette technologie est relativement chère et difficilement compatible avec le stockage thermique et l'hybridation, mais ses partisans affirment que son coût baissera avec une production à l'échelle industrielle [1].



Source : [4]

Figure 1.6 : Système EURODISH en démonstration à Odeillo

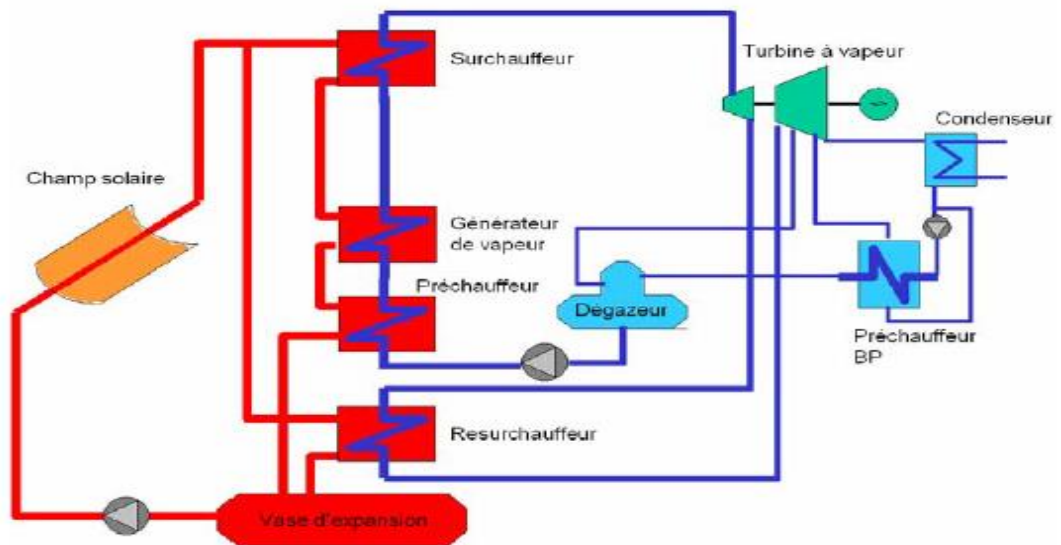
1.2.2 : Concentration linéaire

a : Centrales à collecteurs cylindro-paraboliques

Cette technologie (désignée parfois par PT pour Parabolic Trough ou CCP Capteur Cylindro-Parabolique) est considérée comme étant la plus mature aujourd'hui, principalement grâce au retour d'expérience des centrales SEGS en Californie raccordées au réseau depuis plus de 20 ans. La conséquence de cette maturité est que la grande majorité des centrales commerciales en opération ou en projet de nos jours fonctionne avec cette technologie. Le dernier exemple marquant en date est l'inauguration en mars 2013 de la centrale Shams 1 à Abu Dhabi aux Émirats arabes unis.

L'huile synthétique est le fluide caloporteur le plus utilisé actuellement dans les absorbeurs des centrales cylindro-paraboliques commerciales. Ses propriétés thermo-hydrauliques sont intéressantes pour le transfert thermique dans les échangeurs huile/eau, mais possède quelques inconvénients, notamment son coût et sa nocivité pour l'environnement en cas de fuite. De par son coût également élevé, c'est l'échangeur huile/eau qui représente le principal inconvénient de la technologie cylindro-parabolique à caloporteur huile. Bien qu'ayant un potentiel important de réduction des coûts de construction et d'exploitation par rapport aux centrales PT à huile, la génération directe de vapeur (ou DSG pour Direct Steam Generation) dans les capteurs cylindro-paraboliques, n'est à ce jour utilisée que dans une seule centrale commerciale.

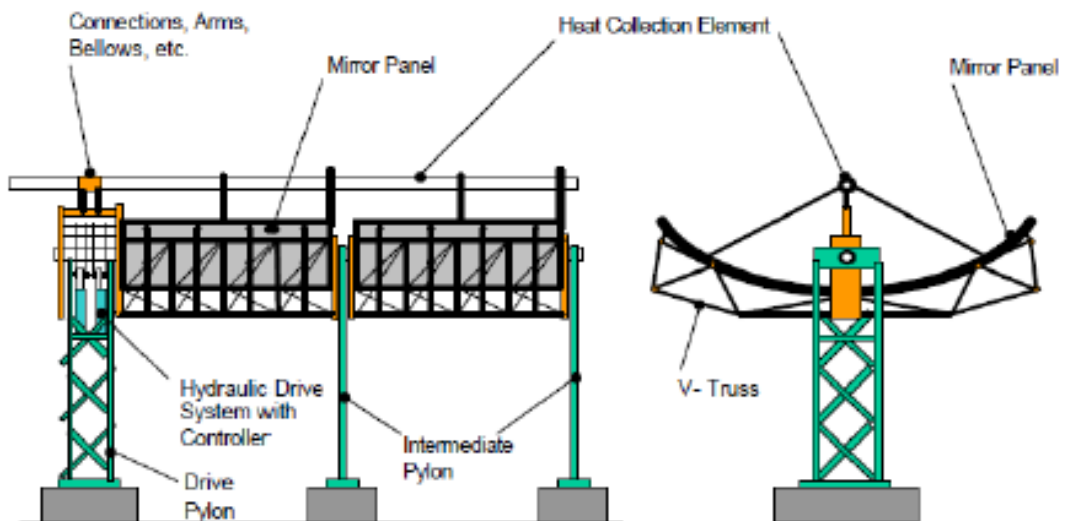
La difficulté de cette technologie réside dans les conditions de haute pression et de haute température nécessaires au turbinage du fluide, ainsi qu'à la présence d'un écoulement diphasique dans les tubes absorbeurs.



Source : [4]

Figure 1.7 : Schéma simplifié d'une centrale à capteurs cylindro-paraboliques et caloporteur huile (inspiré des projets Andasol, stockage excepté)

Les capteurs cylindro-paraboliques sont montés sur un système de suivi du soleil relativement simple, car sur un seul axe, orienté Nord-Sud ou Est-Ouest. Les champs solaires orientés Nord-Sud présentent des performances optiques plus variables selon les saisons, avec une efficacité maximale durant l'été et plus faible en hiver. L'orientation Est-Ouest est caractérisée par moins de variations saisonnières, mais récolte moins d'énergie annuellement que l'orientation Nord-Sud.



Source : [5]

Figure 1.8 : Schématisation d'un capteur SEGS et de son système de support/suivi

b : Centrales à réflecteurs linéaires de Fresnel



Source : [6]

Figure 1.9 : Schéma d'une centrale à réflecteur linéaire de Fresnel

Cette technologie, désignée par l'acronyme LFR (pour Linear Fresnel Reflector), est la deuxième déclinaison possible de la filière des centrales à capteur linéaire. Un ensemble de miroir plan disposé de manière horizontale concentre le rayonnement sur un ou plusieurs récepteurs situés au-dessus du champ solaire.

Le nom de cette technologie fait référence au principe de la lentille de Fresnel, permettant d'obtenir une courte distance focale sans le poids et le volume élevés d'une lentille classique. Le jeu de miroirs plan joue en quelque sorte le rôle d'une lentille de Fresnel. La plus part des centrales à réflecteur linéaire de Fresnel utilise la génération directe de vapeur comme système de transfert thermique. Et elle utilise un système de suivi à un seul axe, mais comparer au cylindro-parabolique, le système de tracking des LFR a l'avantage de n'avoir besoins que d'une force réduite pour bouger les miroirs. Miroirs qui sont plus mince et qui a une structure que l'on peut construire de telles sortes que le centre de gravité se trouve sur l'axe de rotation, d'où l'engrenage des moteurs est assez simple. Les figures suivantes montrent les différentes solutions pour le système de tracking.



Source : [7]

Figure 1.10 : Système de tracking : design circulaire d'Austra (à gauche) et appuis asymétrique de Solarmundo (à droite)

La configuration du récepteur utilisée dans les LFR peut varier, mais elle inclue souvent un réflecteur secondaire permettant de concentrer davantage le rayonnement, et d'un ou plusieurs tubes absorbeurs.

Il existe différents types de sur-concentrateurs ou concentrateur secondaire. Ces dispositifs, ajoutés au récepteur, permettent d'augmenter le facteur de concentration du système. Ils rabattent le rayonnement sur l'absorbeur qui peut ainsi être plus petit. On limite donc, par là même, les pertes thermiques. Les sur-concentrateurs font partie de la famille des dispositifs optiques non-imageants. Par opposition aux systèmes optiques pour l'astronomie ou la microscopie, nous n'avons pas besoin d'obtenir une image précise de la source observée.

Pour la concentration, ce qui importe est que l'ensemble du flux soit collecté dans la zone de l'absorbeur. L'approche est donc différente, quand il s'agit de concevoir les sur-concentrateurs :

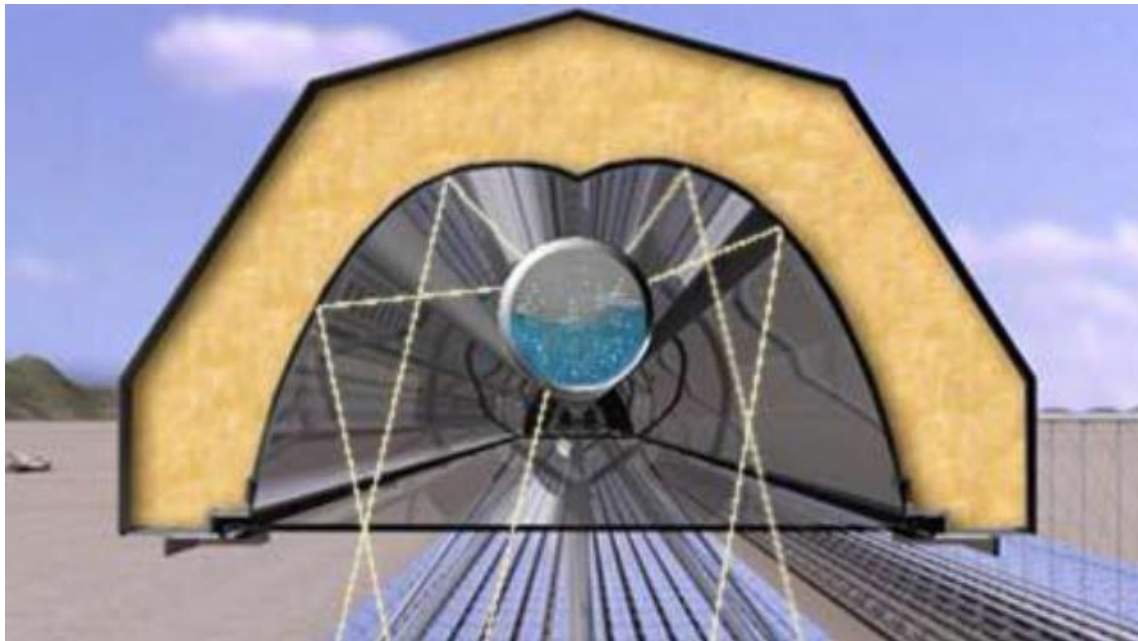
i: Réflecteur à l'arrière de l'absorbeur

On peut placer un réflecteur plan, ou cylindrique, ou de forme quelconque, à l'arrière du ou des tubes absorbeurs. L'objectif est de rabattre le rayonnement sur l'arrière de l'absorbeur. La répartition plus homogène du flux radiatif sur les tubes est positive pour la durée de vie du matériel. L'échange thermique est aussi amélioré.

ii : Réflecteur parabolique composée

Pour mettre à profit le plus possible, le rayonnement déjà concentré qui atteint le récepteur, on fait souvent appel à des systèmes un peu plus avancés. On utilise des réflecteurs

secondaires de type Concentrateur Parabolique Composé (CPC). Le principe est d'utiliser plusieurs portions de paraboles distinctes pour concentrer au mieux les rayons sur une cible non ponctuelle.

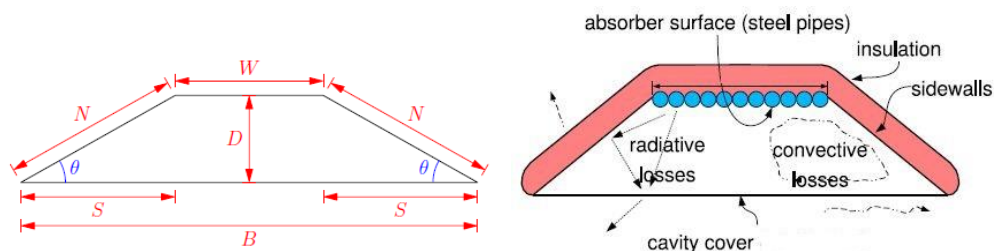


Source : [7]

Figure 1.11 : Photo d'un réflecteur CPC

iii : Miroir plan incliné

Le plus simple est un réflecteur plan placé de part et d'autre de l'absorbeur. Le facteur de concentration reste limité, car l'angle d'inclinaison du miroir ne peut être très élevé. Il sera d'autant plus faible que l'angle d'ouverture souhaité est élevé. Une autre limite est l'encombrement de l'ensemble.



Source : [9]

Figure 1.12 : dimension (à gauche) et schéma de principe (à droite) d'un réflecteur secondaire trapézoïdale

1.3 : Les fluides caloporteurs et thermodynamique

Chaque fluide caloporteur est choisi en fonction de ses propriétés physico-chimiques, telles la viscosité, la capacité thermique volumique, la chaleur latente de vaporisation (ou de liquéfaction) en cas de changement de phase, la conductivité thermique, les propriétés anticorrosives, son coût et il doit être assez inoffensif pour l'environnement :

Les huiles de synthèse sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.

Les sels fondus à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée, ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

Les gaz tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entrainer les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.

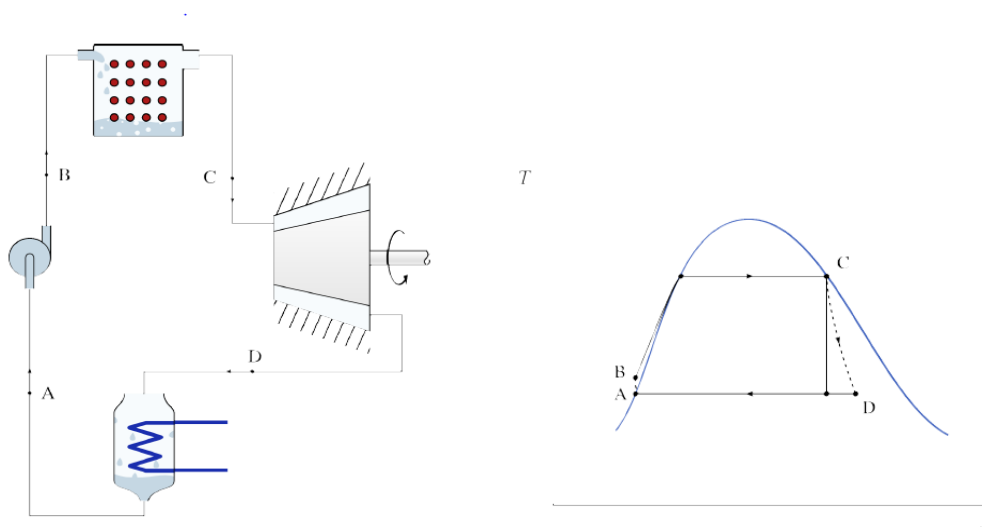
L'eau liquide est a priori un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindro-paraboliques.

Les fluides organiques (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.

L'air peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

1.4 : Les cycles thermodynamiques

1.4.1 : Cycle de Rankine ou à vapeur



Source : [10]

Figure 1.15 : Schéma de principe et diagramme T-S d'un cycle Rankine

A-B : Pompage, processus au mieux isentropique, mais en pratique les irréversibilités provoquent un léger transfert de travail en chaleur et le fluide gagne en entropie.

B-C : Gain de chaleur, processus idéalement isobare, mais le fluide subit une perte de charge dans les tubes absorbeurs et la tuyauterie externe.

C-D : Détente, processus idéalement isentropique, mais l'entropie réelle du fluide augmente et conduit à un transfert d'énergie moindre sur les aubes de turbine.

D-A : Perte de chaleur, processus idéalement isobare, mais le fluide subit une perte de charge dans l'échangeur.

C'est le cycle le plus utilisé. Les turbines à vapeur sont des technologies éprouvées et bien maîtrisées. Toutes les centrales thermiques à énergie fossile utilisent ce type de cycle thermodynamique. Il y a bien quelques spécificités à l'énergie solaire. Par exemple, les turbines sont plus susceptibles d'être soumises à des variations de régime, donc de subir des chocs thermiques. Cela peut être évité grâce à un dispositif de stockage thermique, comme discuté précédemment. Il est utilisé aussi bien dans les centrales cylindro-paraboliques ou à miroir de Fresnel que dans les centrales à tour. Le rendement du cycle peut aller de 20 à 35%. Pour améliorer ce rendement, plusieurs méthodes peuvent être mises en œuvre :

a : La surchauffe

Elle consiste à surchauffer la vapeur à la sortie de la chaudière (Champ solaire pour le CSP), à pression constante, à travers une série de tubes portés à plus haute température. Pour le CSP, cela consiste à ajouter un ou plusieurs modules de champ solaire qui a pour rôle d'augmenter la température du fluide caloporteur. Elle est appelée surchauffeur.

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 moderne utilisent un circuit de surchauffe.

b : 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. C'est ce que l'on appelle la resurchauffe.

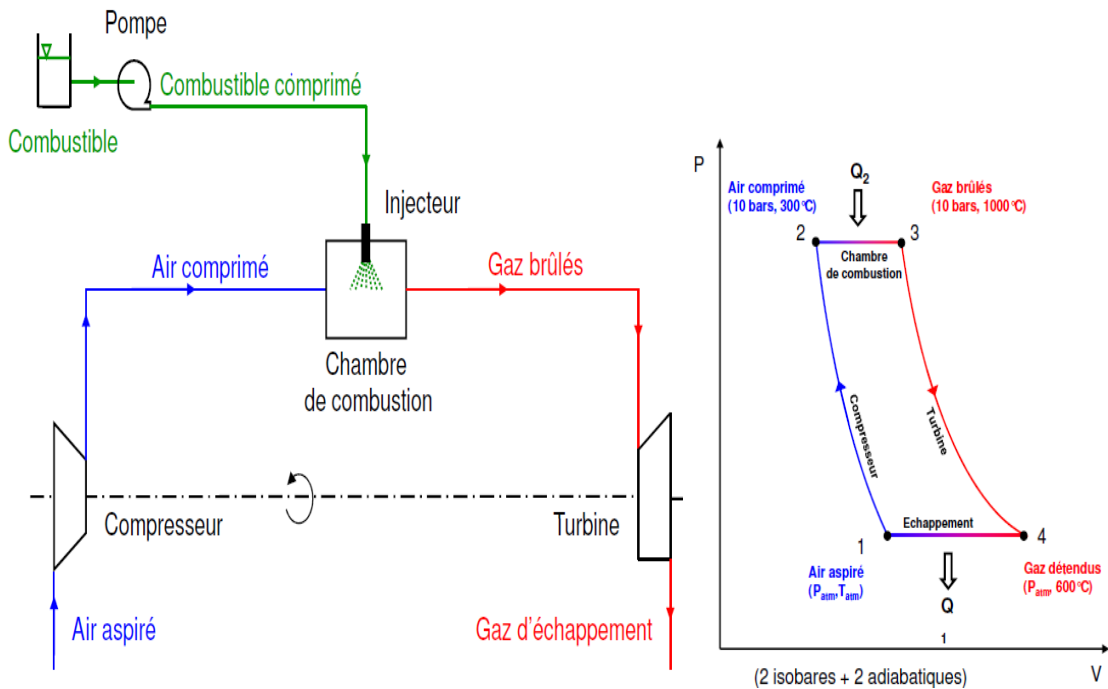
Avec cette modification, la détente dans la turbine est interrompue et la vapeur est conduite dans une nouvelle série de tubes pour porter à nouveau sa température à haute température (usuellement aux limites métallurgiques de la turbine). La détente est alors complétée jusqu'à la pression du condenseur.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

c : La régénération

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.

1.4.2 : Cycle de Brayton ou à gaz

Pour le cycle de Brayton conventionnel, on utilise une turbine à gaz à cycle ouvert dans laquelle de l'air est comprimé et brûlé avec un combustible dans une chambre à combustion. Les gaz de combustion chaude sont détendus dans une turbine couplée à un générateur électrique. Dans un cycle fermé, le fluide de travail est comprimé, chauffé et ensuite détendu dans une turbine. Les gaz sont ensuite refroidis, puis comprimés et recyclés. Ce cycle est utilisé dans les centrales à tour; il peut l'être aussi dans les centrales paraboliques.

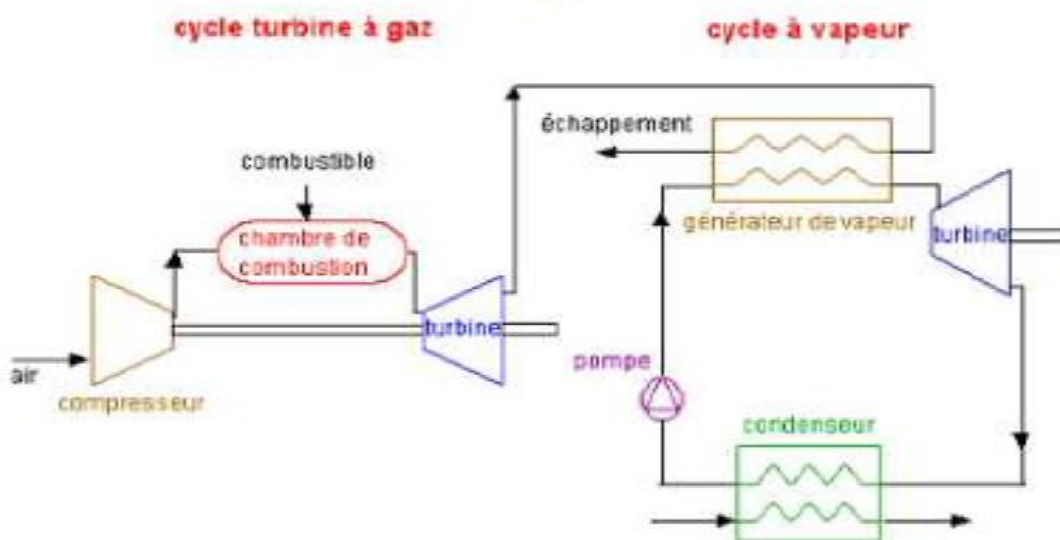


Source : [11]

Figure 1.14 : schéma et diagramme P-V d'un cycle à gaz

1.4.3 : Cycle combiné

Le cycle combiné est constitué par une cascade des deux cycles suivants : Un cycle à gaz (cycle de Brayton) qui épuise les calories du caloporteur entre la température maximum, supposée élevée, et une température intermédiaire compatible avec les exigences du cycle à vapeur, et un cycle à vapeur apte à épuiser au mieux les calories restantes en même temps que de recycler les pertes du cycle de tête

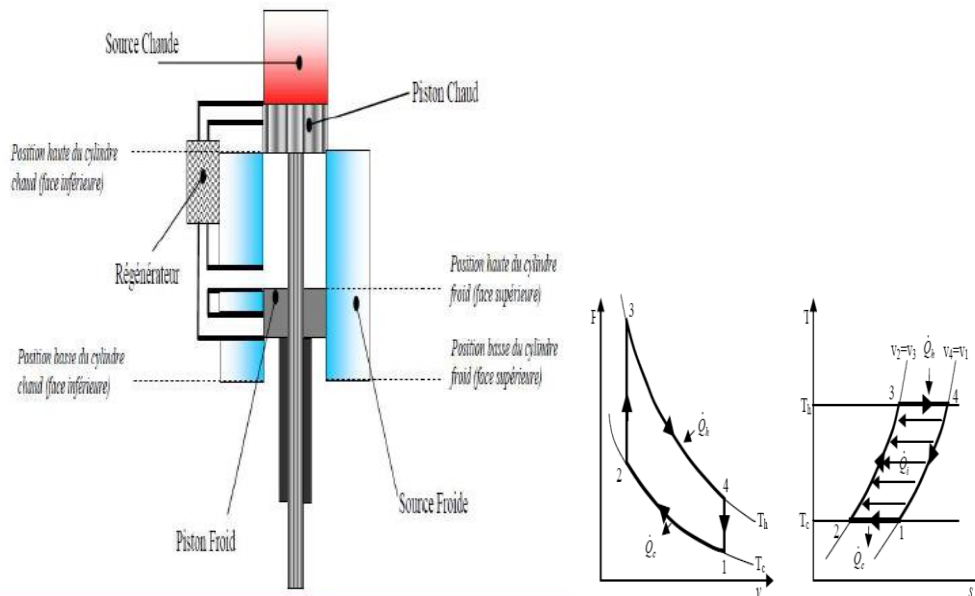


Source : [11]

Figure 1.15 : Schéma de fonctionnement d'un cycle combiné

1.4.4 : Cycle Stirling

Ce transformateur thermomécanique est considéré depuis plus d'un siècle comme le meilleur des moteurs thermiques tant son rendement théorique est élevé. Il s'agit d'un moteur à piston à chauffage externe, utilisant couramment l'hélium ou l'hydrogène comme fluide thermodynamique. Le système chargé de transformer la chaleur provenant de la radiation solaire en puissance mécanique est monté directement sur le capteur parabolique, à proximité de son foyer solaire. Dans le cas des capteurs paraboliques, la source chaude se situe généralement à une température de 700 °C et la source froide est assurée par l'air ambiant, brassé par un ventilateur à l'arrière du moteur. Le rendement chaleur-électricité du moteur Stirling à ces températures peut atteindre 40%.



Source : [12]

Figure 1.16 : Schéma de fonctionnement et diagramme P-V/ T-S d'un moteur Stirling

1.5 : La génération directe de vapeur (DSG)

La génération directe de vapeur est une technique où l'on utilise l'eau comme fluide caloporteur. Ensuite l'eau est directement utilisée comme fluide de travail via un cycle de Rankine. Cette technologie a l'avantage de ne pas subir les pertes qui a lieu au niveau des échangeurs lors du transfert de chaleur du fluide caloporteur vers le fluide de travail. En plus, utiliser l'eau comme caloporteur se trouve être largement plus économique qu'utilisé d'autre fluide.

L'un des principaux contraintes de la DSG est de fournir de la vapeur d'eau à la turbine et au stockage thermique à une température aussi stable que possible dans des conditions de fonctionnement nominale, et ce malgré les transitoires de l'irradiation incidente inhérents à la nature même de la ressource solaire.

Le champ solaire doit par conséquent être conçu et dimensionné pour répondre à cette contrainte et de façon à ce que la technologie DSG soit compétitive. La génération de vapeur doit être régulée par un système dépendant fortement de la configuration même du champ solaire. La préchauffe, la vaporisation et la surchauffe mettent en jeu des phénomènes physiques différents, chacun associé à des propriétés thermo-hydrauliques différentes. On peut alors comprendre la possibilité d'une architecture prenant en compte ces différences. La préchauffe et la surchauffe sont caractérisées par des transferts thermiques convectifs monophasiques, alors que la vaporisation a lieu avec un transfert de chaleur isotherme dans un écoulement diphasique d'ébullition convective, générant

des phénomènes dynamiques rapides parfois difficiles à caractériser et dont la gestion est toujours délicate au niveau du contrôle commande. Les écoulements diphasiques eau/vapeur en configuration horizontale avec les systèmes de régulation, sont aussi un des contraintes liés à l'utilisation de la DSG.

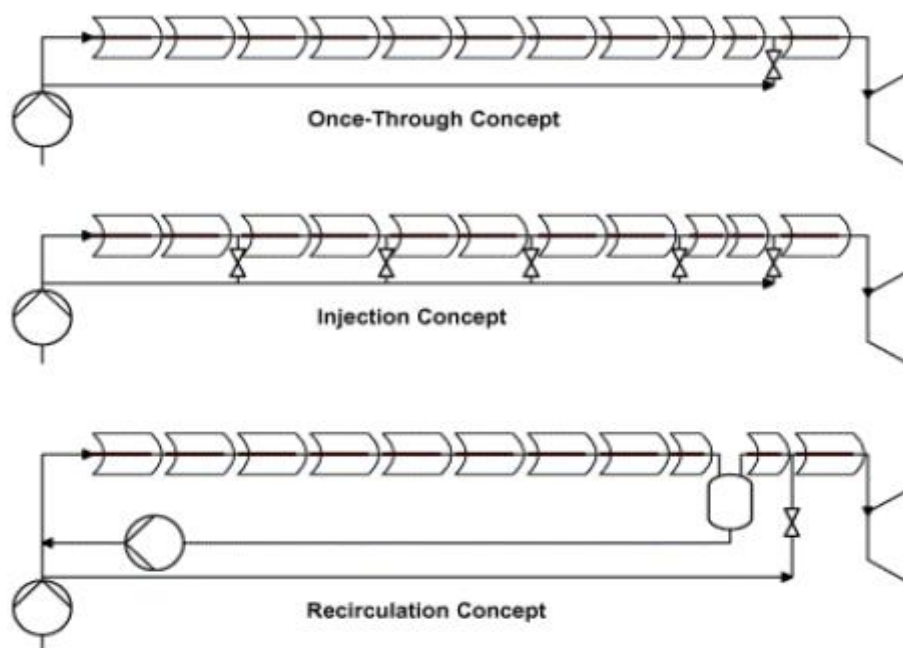
1.5.1 : Les différentes architectures utilisées en DSG

Plusieurs architectures de champ solaire DSG sont possibles d'après les chercheurs du CIEMAT et du DLR. La « recirculation », le « once-through » et « l'injection ».

Le système Once-through : Il s'agit du cas basique où l'eau d'alimentation est préchauffée, évaporée, et convertie en vapeur surchauffée alors qu'elle circule entre l'entrée et la sortie de la rangée de collecteurs. Ce concept est le moins complexe et demande moins d'investissement, mais son contrôle est plus délicat.

Le système à injection : de l'eau liquide est injectée en plusieurs points le long de la rangée de collecteurs.

Le système à recirculation : un séparateur eau-vapeur est installé en sortie d'évaporateur. La quantité d'eau fournie à l'évaporateur est supérieure à la quantité qui peut être évaporée. La vapeur est séparée de l'eau et envoyée dans la section de surchauffe. Ce type de système est très facilement contrôlable, mais le séparateur de vapeur et la pompe de recirculation augmentent la consommation auxiliaire de l'installation.



Source : [1]

Figure 1.17 : représentation des différentes architectures en DSG

1.6 : Présentation de cas similaire à notre projet

Pour appuyer notre projet, nous avons choisi de présenter la centrale SHIRAZ dans la ville du même nom en Iran. Cette centrale est la première centrale solaire à concentration de l'Iran. D'une puissance de 250 kW, la centrale de Shiraz utilise la technologie cylindro-parabolique.

Nous avons présenté cette centrale pour justifier de l'utilisabilité du solaire thermodynamique en tant que centrale pour production décentralisée de petite puissance, de même que les centrales utilisées pour l'électrification rurale, dans le cas de Madagascar.

1.7 : Les systèmes de stockage

Le stockage de chaleur est un des principaux avantages de la solaire thermodynamique à concentration par rapport au solaire photovoltaïque ou à l'éolien. La capacité à délivrer une production électrique même en cas de passage nuageux ou durant la nuit permet d'adapter potentiellement cette technologie à des climats plus exigeants, pourvu que l'ensoleillement soit suffisant.

Le stockage thermique est toujours actuellement dans sa phase de recherche et développement, et il n'existe pas encore véritablement de technologie « standard » ou disponible « sur étagère ».

On peut classer les technologies de stockage de différentes façons, nous les distinguons ici selon le type de chaleur stockée.

1.7.1 : Système de stockage par chaleur sensible

Dans le cas d'un stockage indirect : Ce type de stockage consiste à utiliser le fluide caloporteur en sortie du champ solaire pour chauffer une matière classiquement solide ou liquide, et ainsi disposer d'un « réservoir » de chaleur. Au moment du besoin en déstockage, il suffit de faire circuler le fluide caloporteur plus froid dans le stockage pour que la chaleur soit restituée. Pour les grosses puissances, la seule solution de stockage commerciale sont les sels fondus. Ils ne sont pas évidents à utiliser comme fluide caloporteur, mais peuvent directement servir de fluide de stockage.

La configuration du stockage direct est plus simple : Il s'agit d'utiliser le fluide caloporteur également comme fluide de stockage. Le fluide caloporteur est chauffé dans le champ solaire puis dirigé vers des réservoirs où il est stocké. Le stockage le plus performant de ce type en termes de nombre d'heures de production est celui de la centrale à sels fondus Gemasolar située en Andalousie. Le stockage permet 15 heures de production à charge nominale sans ensoleillement, ce qui fait de Gemasolar la seule centrale commerciale pouvant produire 24h/24h.

Le stockage par chaleur sensible est la technologie la plus aboutie à ce jour, et la plus largement utilisée. Son rendement (proportion d'énergie récupérée par rapport à l'énergie stockée) par cycle est supérieur à 95%. Ce type de stockage est intéressant pour une utilisation dans les centrales à tour et il l'est moins avec les centrales à capteurs linéaires. En effet, dans une centrale à tour, la différence de température du fluide caloporteur entre l'entrée et la sortie du récepteur est plus importante que dans une centrale cylindro-parabolique.

La quantité d'énergie stockée de manière sensible est donnée par la relation suivante :

$$Q = m C_p \Delta t \quad (1.2)$$

Où m est la masse de la matière de stockage,

C_p sa chaleur massique spécifique,

et Δt l'écart de température entre le fluide à son point chaud et son point froid.

L'énergie stockée est directement proportionnelle à la masse de fluide stocké et à l'écart de température entre les fluides chaud et froid. Dès lors, on comprend aisément que chauffer plus fortement le fluide caloporteur permet de réduire la taille des réservoirs de stockage.

1.7.2 : Système de stockage par chaleur latente

Cette technologie utilise un matériau de stockage dont la température de changement de phase est située entre la température d'entrée et la température de sortie du fluide caloporteur dans le champ solaire. De cette façon, on peut exploiter la chaleur latente du matériau lorsqu'il va changer de phase grâce à un échangeur thermique et au fluide caloporteur. Le changement de phase du matériau de stockage est généralement solide-liquide, car la variation de volume est faible par rapport à une transition liquide-gaz, même si la capacité de stockage est plus forte dans ce cas.

La capacité volumique de stockage par chaleur latente est plus élevée qu'avec la chaleur sensible, ce qui la rend avantageuse. Le fait que la transition de phase se fasse à température constante (imposée par le matériau) est également un avantage. La chaleur stockée (dans le cas d'une transition solide-liquide) est donnée par la relation :

$$Q = M[C_{PS}(T_m - T_s) + h + C_{PL}(T_l - T_m)] \quad (1.3)$$

Où h est la chaleur latente de fusion, M est la masse de matériau de stockage, C_{PS} la chaleur massique spécifique de sa phase solide, C_{PL} celle de sa phase liquide, T_m , T_s et T_l respectivement la température de fusion du matériau solide, la température du matériau de stockage solide en mode chaleur déstockée, et la température du matériau de stockage liquide en mode chaleur stockée.

1.7.3 : Système de stockage thermochimique

Ce type de stockage utilise une réaction chimique réversible, endothermique dans le sens direct et exothermique dans le sens inverse



A est le composé réactif, B le produit et ΔH l'enthalpie de réaction. La chaleur du fluide caloporteur est utilisée par le réactif A pour générer le produit B. Ce dernier est ensuite stocké à température ambiante, ce qui représente un avantage important, car les pertes thermiques sont faibles. On peut ensuite récupérer l'énergie stockée grâce à la réaction inverse. L'énergie stockée s'exprime par la relation :

$$Q = a_r M \Delta h \quad (1.4)$$

Où a_r est la fraction de réaction chimique, M la masse de matériau et Δh l'enthalpie massique de réaction. Si le stockage thermochimique présente potentiellement une capacité de stockage plus importante que les autres technologies, il est encore peu développé et non mis en œuvre dans les centrales CSP commerciales. Il souffre de quelques limitations (dont certaines communes aux autres formes de stockage) [6] : efficacité du transfert thermique, réversibilité de la réaction, stabilité des cycles charge-décharges et coût.

1.8 : Présentation de l'ADER

Ayant effectué mon stage de fin d'étude qui a abouti à ce livre de mémoire, au sein de l'ADER. Il nous semble judicieux de consacrer ces quelques lignes pour la présentation de cette Agence.

L'ADER ou Agence de Développement de l'Electrification Rurale est un agence qui pour le compte de l'Etat, à travers le Ministère en charge de l'Energie, s'occupe de la mission de mettre en œuvre la politique du sous-secteur électricité en milieu rural à Madagascar

A ce titre, elle assure :

- la promotion de la fourniture de service électricité en milieu rural;
- la supervision et le financement des projets d'électrification rurale;
- le suivi des activités relatives à l'électrification rurale dans tous ses aspects économiques, statistiques et techniques;
- l'appui et soutien des initiatives de développement rural et le bon fonctionnement des services sociaux de base ruraux.

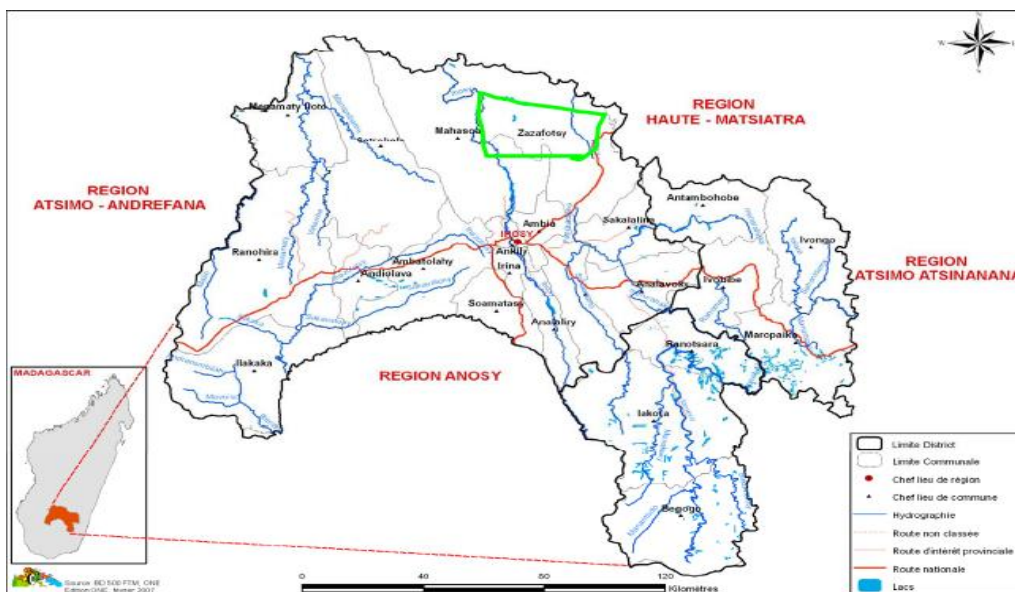
1.9 : Le village de Zazafotsy

La zone à électrifier se trouve dans la région d'Ihorombe, district d'Ihoso, commune Zazafotsy. Le village de Zazafotsy se trouve le long de la RN7 à 36 Km avant la Ville d'Ihoso dans la direction de Toliary.



Source : Google map [21]

Figure 2.1 : Vue par satellite de la zone d'étude



Source : BD 500 FTM, ONE Edition ONE, Février 2007[22]

Figure 2.2 : Carte de la région d'Ihorombé

D'après notre enquête, Zazafotsy Comprend 10107 habitants pour environ 1470 ménages. Les trois principales activités de la commune de Zazafotsy sont par ordre de priorité : l'agriculture, l'élevage et le commerce.

Le tableau suivant résume les principales activités dans la commune

Tableau 2.1 : Activité des entreprises à Zazafotsy

Types	Description
Décortiqueuse	Zazafotsy possède 3
Atelier bois	Elle compte 1 atelier bois
Épiceries	Les enquêtes ont révélées que le nombre d'épiceries est de 7
Gargote	Les gargotes et les petits restaurants sont aux nombres de 10
Epi-bar	Les Epi-bar sont aux nombres de 1
Cinéma (Vidéo)	Elles sont aussi au nombre de 1
Hôtel Restaurant	Elles sont aux nombres de 1
Service	Il n'y a pas encore de point multiservice (photocopie, impression, ...). Nous considérons ici comme étant un service les places qui sont spécialisés dans la recharge de téléphone. Ces places proposent aussi la prise de photos administratives (Sary tapaka). Elles sont aux nombre de (...).

PARTIE II : MATERIELS ET METHODES

Chapitre 2 : Choix et méthode de dimensionnement des différentes composantes de notre centrale

2.1 : Choix des différentes composantes pour notre centrale

2.1.1 : Choix de la filière à utiliser

Tableau 3.1 : Comparaison entre les différentes filières de CSP

Technologie	CCP	PT	LFR	PS
Capacité typique (MW)	10-300	10-200	10-200	0.1-0.025
Maturité	Commercialement Prouvé	Projet commerciaux pilotes	Projet commerciaux pilotes	Projet démonstrateur
Fournisseur clé	Abengoa solar, SolarMillenium, Siemens, NextEra, ACS, SAMCA	Abengoa solar, Bright source, eSolar, Solar Reserve, Torresol	Novatec Solar, Areva solar, CNIM, Siemens	
Risque développement technologique	Faible	Moyen	Moyen	Moyen
T° de fonctionnement °C	350-550	250-565	390	550-750
Pointe de rendement %	14-20	25-35 avec un cycle turbine combiné	18	30
Rendement solaire/électrique annuel (net%)	11-16	7-20	13	12-25
Facteur capacité annuelle %	25-28 sans stockage 29-43 avec	55 10h de stockage	22-24	25-28

Concentration collecteur	70-80 soleils	Sup à 1000s	Sup à 60s	Sup à 1300s
Récepteur	Attaché au collecteur, design complexe	Surface externe ou surface concave, fixe	Fixe, pas d'évacuation, réflecteur secondaire	Attaché au collecteur
Système de stockage	Indirecte à double cuve sels fondus à 380°C ou direct 550°C	Direct double cuve sels fondus 550°C	Stockage vapeur pressurisé cour-thermes	
Hybridation	Oui et directe	Oui	Oui, directe (chaudière à vapeur)	Non prévue
Cycle	Vapeur Ranking surchauffé	Vapeur Ranking surchauffé	Vapeur Ranking saturé	Stirling
Condition vapeur (°C/bar)	380à510/100	540/100à160	260/50	n.a
Pente maximum du champ solaire %	<1-2	<2-4	<4	10% ou plus
Eau nécessaires par m ³ /MWh	3 refroidi.humid 0.3refroidi.sec	2-3refroidi humide 0.25 refroidi. sec	3 refroidi. humid 0.2refroidi.sec	0.05-0.1 (lavage miroir)
Adaptabilité au refroidissement par air	faible	Bonne	Faible	Très bonne
Stockage par sels fondus	Commercial disponible	Commercial disponible	Disponible mais non prouvé	Possible mais non prouvé
Occupation au sol	Important	Importante	Moyen	Faible

Perspective d'amélioration	Limitées	Significatives	Significatives	Via production de masse
Combustible solaire	Non	oui	Non	oui

Source : IRENA [19]

L'analyse approfondie du tableau précédent, Nous a permis de choisir la technologie à réflecteur linéaire de Fresnel comme la plus adaptée à notre projet.

Tous d'abord, contrairement aux collecteurs ponctuels, les collecteurs linéaires a un coût moindre. En effet, malgré un rendement supérieur du côté des collecteurs ponctuels, leurs coûts élevés les désavantagent.

Ensuite entre les deux collecteurs linéaires, nous avons choisi les collecteurs à miroir de Fresnel, car le coût de ces derniers sont inférieurs à ce des collecteurs cylindro-paraboliques. Effectivement, la confection des verres en forme parabolique rend le coût des CCP plus onéreuse.

De plus le LFR a été choisi grâce à plusieurs avantages dont : Leur potentiel d'amélioration élevé par rapport à ce du CCP, l'empreinte au sol du LFR est inférieure à celui du CCP, le LFR a une bonne résistance au vent à cause de la forme plane de leurs miroirs et le capteur fixe du LFR, permet de travailler à des pressions allant jusqu'à 150 bars et atteindre ainsi des températures de 550°C.

Enfin, la plupart des éléments nécessaires à la fabrication du champ solaire du Réflecteur Linéaire de Fresnel pourront être développés localement ou sont disponibles sur le marché local. Nous voulons dire entre autres : les miroirs, les matériaux de construction, les instruments de commande et électrique... Seules, les éléments du bloc de puissance comme la turbine ou l'aérocondenseur... seront à importer. Ce qui diminuera considérablement le coût d'installation.

2.1.2 : Choix du fluide caloporteur

D'après nos recherches, La plupart des centrales utilisant la technologie miroir de Fresnel, emploie la génération directe de vapeur comme processus de transformation de l'énergie thermique en énergie mécanique et électrique. Cela vient du fait que l'utilisation de l'eau en tant que fluide caloporteur revient moins coûteuse qu'utiliser d'autre fluide. En plus l'emploi direct de l'eau comme fluide de travail, donne à la DSG l'avantage de ne pas avoir des pertes thermiques dues aux échangeurs.

Ainsi, nous avons choisi d'adopter la DSG pour notre projet.

Il a été dit plus haut, que la DSG compte plusieurs architectures. Nous avons choisis « l'architecture en recirculation » à cause de la fiabilité de cette architecture. En effet, grâce à la présence du ballon séparateur de phase entre le vaporiseur et la surchauffeur, nous n'avons plus besoin de trouver le point exact de vaporisation, problème que l'on rencontre sur les deux autres architectures où le vaporiseur et la surchauffeur sont sur une même ligne. En plus, la majorité des retours d'expérience des centrales d'essai ou commerciale concernent cette architecture.

2.1.3 : Choix des différentes composantes de la centrale

a : Miroir primaire

Les miroirs actuellement utilisés pour les champs solaires linéaires de Fresnel sont bon marché et durables. Il s'agit de miroirs en verre recuit, avec traitement de la surface arrière pour obtenir les propriétés réfléchissantes. Les miroirs solaires doivent être de qualité : leurs propriétés optiques et leur tenue dans le temps ont un fort impact sur la rentabilité du système. Les recherches actuelles se concentrent donc sur l'amélioration de ces deux points. Les miroirs sont soumis aux effets des intempéries. Ils doivent résister à la grêle, aux tempêtes de vent violent ou de sable. Le revêtement doit être stable aux ultraviolets, tenir au nettoyage mécanique et résister à une température très haute (surtout pour le récepteur secondaire). Bref, malgré toutes ces agressions, le miroir doit conserver ses qualités optiques pendant 10 ans, 20 ans et plus si possible.

Pour pouvoir dimensionner le miroir primaire d'un champ LFR, nous devons fixer des paramètres tels que la longueur et la largeur de chaque miroir.

Nous avons choisi de fixer la longueur de chaque miroir à 276 m pour le vaporiseur et 266 m pour la surchauffeur, et 0.5 m pour la largeur des miroirs.

b : Second réflecteur ou miroir secondaire

Parmi les différents types de réflecteur secondaire, nous avons choisi pour notre centrale, le réflecteur secondaire de type trapézoïdal :

Premièrement, parce que ce type de réflecteur secondaire est plus facile à dimensionner et à réaliser que le type parabole composé.

Deuxièmement, le coût de ce type de réflecteur secondaire est inférieur aux autres.

c : Tubes absorbeurs

Pour les concentrateurs secondaires trapézoïdaux, on utilise le plus souvent la technologie multitube pour augmenter la surface de l'absorbeur sans augmenter le diamètre des tubes. Pour éviter les pertes thermiques, une épaisse couche d'isolant recouvre la surface du haut et les surfaces latérales du second concentrateur, formées par des miroirs inclinés.

d : Condenseur

En thermodynamique un condenseur est un appareil chargé de condenser des vapeurs ou des gaz pour les récupérer sous forme liquide. Il constitue la source froide du cycle thermodynamique. L'énergie thermique ainsi produite est perdue.

Pour des raisons de simplicité, nous avons choisis d'utiliser un aérocondenseur, qui évacue directement la chaleur dans l'atmosphère, à l'aide de ventilateurs par convection forcée.

e : Turbine à vapeur

Une turbine est constituée d'un rotor comprenant un arbre sur lequel sont fixées des aubes et d'un stator constitué d'un carter portant des déflecteurs fixes.

On appelle degré de réaction la fraction de la variation d'enthalpie qui prend place dans le rotor. Selon le degré de fraction, on distingue deux catégories de turbine :

les turbines à action, dans lesquelles le degré de réaction est égal à 0 ; La détente du fluide s'applique alors en totalité sur les aubages fixes ou tuyères (stator) en amont de la roue, et les pressions en amont et en aval du rotor sont égales.

les turbines à réaction, dans lesquelles le degré de réaction est égal à 0,5 : la détente est alors également répartie entre les tuyères et la roue.

Selon l'utilisation, les turbines à vapeur peuvent être classées en 4 catégories :

les turbines à condensation, dans lesquelles la vapeur est complètement détendue jusqu'à une pression voisine de 0,02 bars, puis liquéfiée dans un condenseur, refroidi soit par l'air ambiant, soit par de l'eau. Ce type de turbine est souvent utilisé dans la production de force motrice.

les turbines à contre-pression, dans lesquelles la vapeur est détendue de la pression HP (> 40 bars) jusqu'à une pression BP (de l'ordre de 4 bars). Ce type de turbine permet de produire de la puissance mécanique ou électrique.

les turbines à soutirage et condensation, dans lesquelles la vapeur subit une détente partielle jusqu'à une moyenne pression (environ 20 bars) dans un corps haute pression. Une partie est dirigée vers un réseau d'utilisation, tandis que le reste de la vapeur est détendu dans un corps basse pression, comme dans une turbine à condensation. Ce type de turbine trouve un champ d'application important dans les usines de cogénération dont les demandes de chaleur sont susceptibles de varier fortement au cours du temps ;

les turbines à soutirage et contre-pression, dont la vapeur s'échappe à basse pression dans un réseau BP au lieu d'être condensée.

Pour notre projet, le choix s'est porté sur une turbine à action, car c'est mieux adapté pour les petites puissances, telle notre centrale.

Elle sera de type turbine à condensation, car notre centrale solaire fonctionne avec le cycle thermodynamique de Rankine.

Et enfin, elle sera une turbine mono étage, car ces turbines ont l'avantage d'être robustes, flexibles, facile d'opération et d'entretien, et d'un coût d'achat et de maintenance limité.

2.1.4 : Choix du mode et des matériaux de stockage

Le palier isotherme de vaporisation/condensation de l'eau dans un champ solaire DSG complexifie la restitution de chaleur de la vapeur vers un dispositif de stockage, car la température de condensation constante rend difficile le maintien d'un différentiel de température optimal si un matériau de stockage sensible est utilisé. La solution est alors l'utilisation d'un système mixte à trois étages. Le système de stockage thermique comporte trois étages en série pour des questions d'efficacité: un étage à basse température, un étage à chaleur latente contenant un matériau à changement de phase et un étage à haute température afin de suivre au plus près la courbe d'évaporation de l'eau. Dans la phase de stockage, la vapeur d'eau entre d'abord dans l'étage haute température où elle est désurchauffée avant de rentrer dans l'étage de chaleur latente où elle est condensée et l'énergie stockée dans des matériaux à changement de phase, ensuite le condensât formé à travers le module à chaleur latente traverse l'étage à basse température qui voit encore sa température abaissée. Enfin le condensât sous-refroidi en sortant de l'étage à basse température est réinjecté dans le circuit de retour vers le champ solaire.

Dans la phase de déstockage, l'eau sous forme liquide sortant de la turbine est envoyée dans l'étage basse température où elle est réchauffée par la chaleur stockée, puis traverse le module à chaleur latente dans lequel elle est évaporée puis traverse l'étage haute température dans lequel la vapeur est surchauffée. A la fin elle est envoyée dans la turbine pour générer de l'électricité.

Pour le premier et le troisième étage, qui sont des étages de stockage par chaleur sensible, nous utiliserons du béton comme matériaux de stockage.

Et Pour l'étage au milieu, qui est un stockage par chaleur latente, nous utiliserons des sels fondus comme matériaux de stockages à changement de phase.

2.1.5 : Choix des différents paramètres de base pour le dimensionnement

Pour pouvoir effectuer le dimensionnement, plusieurs paramètres ont été fixés pour servir de base.

$H = 666$ [w/m^2]. C'est la valeur moyenne de l'ensoleillement du site de Zazafotsy, Obtenus dans la base de données de PVGIS Africa. [20]

$F_C =$ Facteur de concentration géométrique = 40 car c'est la valeur atteinte par la plupart des centrale en exploitation actuellement.

X = Titre thermodynamique sortie vaporiseur = 70%, car le titre vapeur en sortie de vaporiseur se situe généralement entre 60% et 80%. Il doit être assez élevé pour assurer un niveau de production de vapeur important et éviter une consommation auxiliaire trop importante de la pompe de recirculation, et être assez bas pour avoir une marge par rapport à la saturation vapeur. Alors cette valeur nous paraît être un bon compromis.

Pour la température de sortie de la surchauffeur : Nous avons choisis 400 °C. Effectivement, dans les recherches bibliographiques que nous avons menées, la température peut aller de 300°C à 500 °C dans la technologie utilisant les miroirs de Fresnel. Alors on a choisi 400°C, compte tenu du rendement du cycle de Rankine, qui augmente avec la température sortie surchauffeur.

En ce qui concerne la pression : nous avons choisis 40 bars. Car une pression élevée permet de diminuer la puissance exigée au champ solaire.

2.2 : Méthode de dimensionnement des différentes composantes pour une centrale LFR

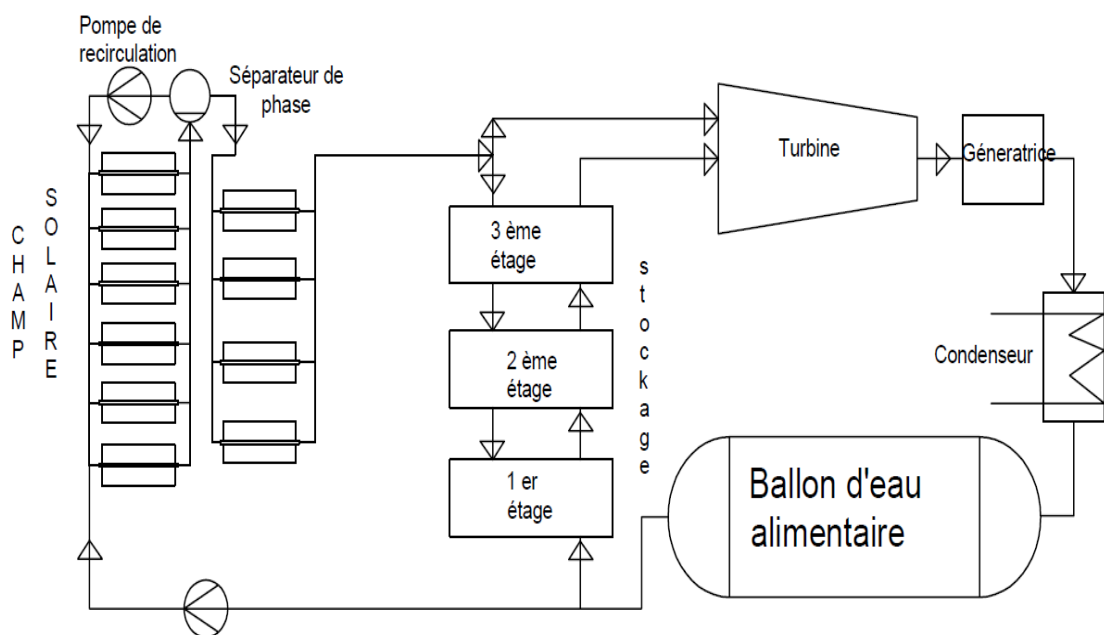


Figure 3.1 : Schéma de principe des centrale CLFR

D'après le schéma de principe précédent, nous avons dressé un organigramme de tâche pour le dimensionnement de notre centrale

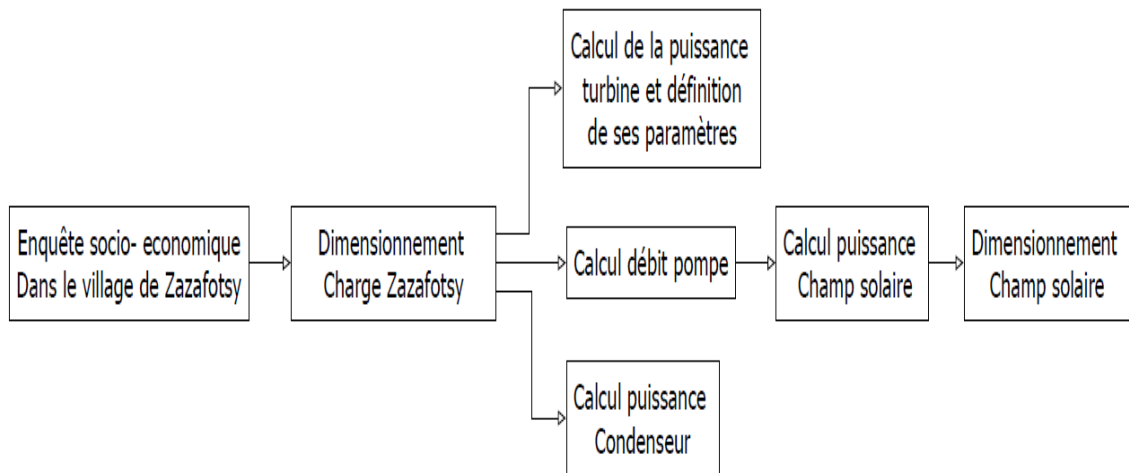


Figure 3.2 : Organigramme global de dimensionnement

2.2.1 : Méthode pour évaluer la charge dans le village de Zazafotsy

a : Charge actuelle du village de Zazafotsy

Par soucis de bien dresser la courbe de charge de la localité, il est important de distinguer les différents types de client du point de vue électricité. Ainsi nous pouvons énoncer les ménages qui ont seulement des besoins liés à leurs confort, ensuite il y a les petites entreprises de commerce et d'industrie (Hôtellerie épicerie, gargote, rizerie, atelier bois ...) dont les besoins sont liés à leurs activités et enfin les services publics qui ont aussi des besoins liés à leurs activités.

L'analyse que nous avons effectuée s'est fait donc en distinguant ces trois entités.

i : Consommation journalière des ménages

Selon leurs dépenses énergétiques, les ménages peuvent être segmentés en trois groupes : Le classe faible consommateur, consommateur intermédiaire et consommateur important. La classe faible à une dépense énergétique faible, la classe intermédiaire a une dépense moyenne et la classe consommateur élevé à une dépense assez conséquente. Concrètement voici les effectifs composants ses différents segments.

Tableau 3.2 : Segmentation des ménages

Segmentation	Faible consommateur	Consommateur intermédiaire	Consommateur élevée
Effectifs	265	1132	73
Pourcentage	18%	77%	5%

La construction de la courbe de charge se base sur le calcul d'équivalence électrique des différents usages énergétiques actuels de la population qui sont substituables par l'électricité. Les usages substituables par l'électricité sont les dépenses énergétiques liées à l'éclairage aux médias et aux activités utilisant des moteurs (ateliers, décortiqueuses...). Le chauffage et la cuisson ne sont pas pris en compte dans les calculs.

Tableau 3.3 : Equivalence watt des dépenses en énergie du village

Usages énergétiques	Puissance Watt
Eclairage (pétrole, bougie, pile, ampoule électrique)	20
Radio	15
Téléviseur	100
Lecteur DVD	80
Chaine Hi-fi	120
Amplificateur	80
Micro	2.5
Baffle	500
Synthétiseur	100
Décortiqueuse	8000
Réfrigérateur	100
Téléphone portable	3.5
Matériels bureautique (Ordinateur, imprimante, photocopieur ...)	400
Matériels médical (Centrifugeuse, congélateur stérilisateur...)	2300

Durant les enquêtes, chaque ménage interrogé a décrit, les appareils de la liste ci-dessus qu'il utilisait, leurs nombres, les heures et la fréquence d'utilisation (tous les jours, une fois par semaine...). Puis, ces usages ont été convertis, heure par heure, en puissance et énergie, pour dresser le « courbe équivalent watt » de chaque enquêté.

ii : Consommation journalière des entreprises

Pour les entreprises, les enquêtes ont révélé qu'il en existe 33. Et parmi ces 31 entreprises, selon leurs comportements face à l'électricité, nous avons dégagé 3 catégories bien distinctes.

Tableau 3.4 : Répartitions des entreprises du point de vue électricité

Répartition des entreprises	Faible consommateur	consommateur intermédiaire	Forte consommateur
Segmentation	50%	35%	15%
Entreprises	Epicerie Gargote	Epi-bar Hôtel avec chambre services	Décortiqueuse Atelier bois Vidéo
Effectifs	17	11	3

Comme pour les ménages, les enquêtes mettent en évidence les appareils utilisant de l'électricité, leurs puissances, et leurs fréquences d'utilisation par les entreprises. Avec ces données nous avons pu tracer la courbe de charge actuelle des entreprises de Zazafotsy.

iii : Consommation journalière des services publics.

La zone à électrifier compte 13 services publics. Comme pour les ménages et les entreprises, nous avons segmenté les services publics en trois classes selon leur consommation énergétiques.

L'électricité va permettre de faire évoluer fortement les prestations des différents services publics du village.

Ces besoins énergétiques sont d'une part liés aux besoins de la population et aux budgets de ces services. Il ne s'agit donc pas ici de seulement prendre en compte les consommations énergétiques substituables par l'électricité actuelles des différents services, mais surtout leurs besoins d'électricité dans le futur, dont les coûts seront couverts par la population et les pouvoirs publics. Pour connaître ces besoins, nous avons donc interrogé, d'une part les services publics concernés et d'autre part la population.

Tableau 3.5 : Evaluation des besoins future du service public

Type	Description des besoins
CSBII	Aujourd'hui le CSBII ne dispose que d'un réfrigérateur alimenté par un panneau solaire. Il sert à la conservation des vaccins et fonctionne en permanence. Demain

	<p>Pour améliorer ses services le CSB a besoin :</p> <p>D'éclairages adéquats (salle de soin, bureau, habitation...)</p> <p>De matériel médical moderne (Réfrigérateur, centrifugeuse, stérilisateur ...)</p> <p>De matériel bureautique (ordinateur, imprimante et ventilateur)</p> <p>De matériel de communication (Tel, radio BLU ...)</p>
La gendarmerie	<p>Aujourd'hui</p> <p>La gendarmerie possède actuellement un petit panneau solaire pour l'éclairage et la recharge des téléphones portables seulement</p> <p>Demain</p> <p>Le bureau de la gendarmerie a besoin :</p> <p>D'éclairage pour les bureaux et les habitations.</p> <p>De matériels informatiques tels que : ordinateur, imprimante etc. ...</p> <p>De matériel de communication</p>
Les écoles	<p>Aujourd'hui</p> <p>Actuellement, les écoles utilisent de l'éclairage de façon intermittente pendant les périodes des examens seulement par exemple.</p> <p>Demain</p> <p>Les écoles auront besoin:</p> <p>D'éclairages adéquats dans les salles de classe et les bureaux</p> <p>De matériel bureautique (ordinateur, imprimante) et audiovisuel (téléviseur, lecteur VCD) nécessaires à la pédagogie.</p>
Les Eglises	<p>Aujourd'hui</p> <p>Aujourd'hui les besoins de l'église en électricité sont seulement pour l'éclairage et la sonorisation pour quelques un. Ces besoins diffèrent selon la taille et l'importance des églises.</p> <p>Demain</p> <p>Les églises ont des besoins :</p> <p>D'éclairage suffisant pour les cérémonies et les décorations</p> <p>De matériel de bureau (ordinateur, imprimante ...)</p> <p>Pour les plus grandes, de matériel audio-visuel (synthétiseur et amplificateurs ...)</p>
La mairie	<p>Aujourd'hui</p>

	<p>La mairie ferme à 16h30 parce qu'elle n'a que des bougies pour s'éclairer. Ce qui occasionne des difficultés, surtout pendant les périodes électorales.</p> <p>Demain</p> <p>La mairie a besoin :</p> <p>D'éclairage</p> <p>De matériel informatique (ordinateur, imprimante, photocopieuse ...), de communication et d'audio-visuel</p>
--	---

b : Charge entrevu à l'horizon du projet

i : Consommation des ménages à l'horizon du projet

Pour évaluer la demande à l'horizon du projet, nous proposons un scénario selon lequel, le taux de croissance démographique, qui est de 2.78% [23] pour l'année 2017, se maintient pendant la première moitié du projet, puis se stabilise à 2% pour l'autre moitié. Le nombre d'habitant de la localité est donc majoré de ces taux chaque année, pour évaluer le nombre d'habitant à l'horizon du projet.

ii : Consommation des entreprises à l'horizon du projet

La demande en électricité des entreprises pour chaque périodes du projet jusqu'à l'horizon du projet s'évalue en tenant compte de la capacité à payer l'électricité de ces entreprise mais aussi de leurs volonté à payer, en plus de la consommation électrique équivalent watt de ces entreprises.

Ses paramètre se déduit des enquêtes socio-économiques effectuer au sein de la localité à électrifier.

Toutefois, à cause de l'ambiguïté des réponses données par les enquêtés. Nous n'avons pu dresser que la courbe de consommation actuelle de Zazafotsy.

C'est pourquoi, pour pouvoir évaluer l'évolution de la demande en électricité pour chaque période du projet, nous avons posé la simple hypothèse que la consommation en électricité des entreprises de Zazafotsy aura doublée à l'horizon du projet. Ainsi donc, Ce scénario a servi de modèle pour dresser la courbe de charge journalière des entreprises à l'horizon du projet.

iii: Consommation du service public à l'horizon du projet

Etant donné que la courbe de charge du service public a été dressée en fonction de leur usage futur d'électricité, le même scénario que celui utilisé pour les entreprises a été appliqué au service public pour pouvoir dresser la courbe de charge journalière à l'horizon du projet des services publics.

2.2.2 : Méthode pour évaluer la puissance exigée à la turbine et à la génératrice

Dimensionner une turbine ainsi que la génératrice exige un énorme travail, et beaucoup d'auteur se sont penché sur ces sujet jusqu'à aujourd'hui.

Pour notre part, le travail sera plutôt axé sur le dimensionnement du champ solaire ainsi que le dimensionnement du système de stockage et des systèmes d'asservissement. Pour la génératrice, la turbine, la pompe et le condenseur nous allons simplement établir la puissance requise par notre centrale et chercher des systèmes pré dimensionné disponible sur le marché.

D'après [24] le rendement moyen des génératrices est entre 80% et 98%. Pour notre dimensionnement, nous allons choisir $\eta_{gené} = 90\%$.

Pour calculer la puissance demandée à la turbine on a :

$$\eta_{gené} = \frac{P_{Util}}{P_{Turbine}} \quad (3.1)$$

P_{Util} : Puissance demandée à la centrale (Charge)

2.2.3 : Méthode pour calculé la puissance de la pompe

Le pompage étant un procédé thermodynamique quasiment adiabatique, le travail demandé à la pompe pour élever la pression de P_a à P_b s'écrit comme suit

$$P_{pompe} = \dot{m} \cdot (h_b - h_a) \quad (3.2)$$

\dot{m} : Débit massique de la pompe

h_a : Enthalpie de l'eau à l'entrée de la pompe

h_b : Enthalpie de l'eau à la pression d'entrée du vaporiseur

2.2.4 : Méthode pour calculé la puissance du condenseur

L'échange thermique dans le condenseur peut être considéré comme étant une condensation isobare. Le calcul de la puissance du condenseur se fait par la formule suivant

$$P_{cond} = \dot{m} \cdot (h_{s.cond} - h_{s.turb}) \quad (3.3)$$

\dot{m} : Débit massique à la sortie de la turbine

$h_{s.cond}$: Enthalpie de l'eau à la sortie du condenseur

$h_{s.turb}$: Enthalpie de la vapeur à la sortie de la turbine

2.2.5 : Méthode pour dimensionner le champ solaire

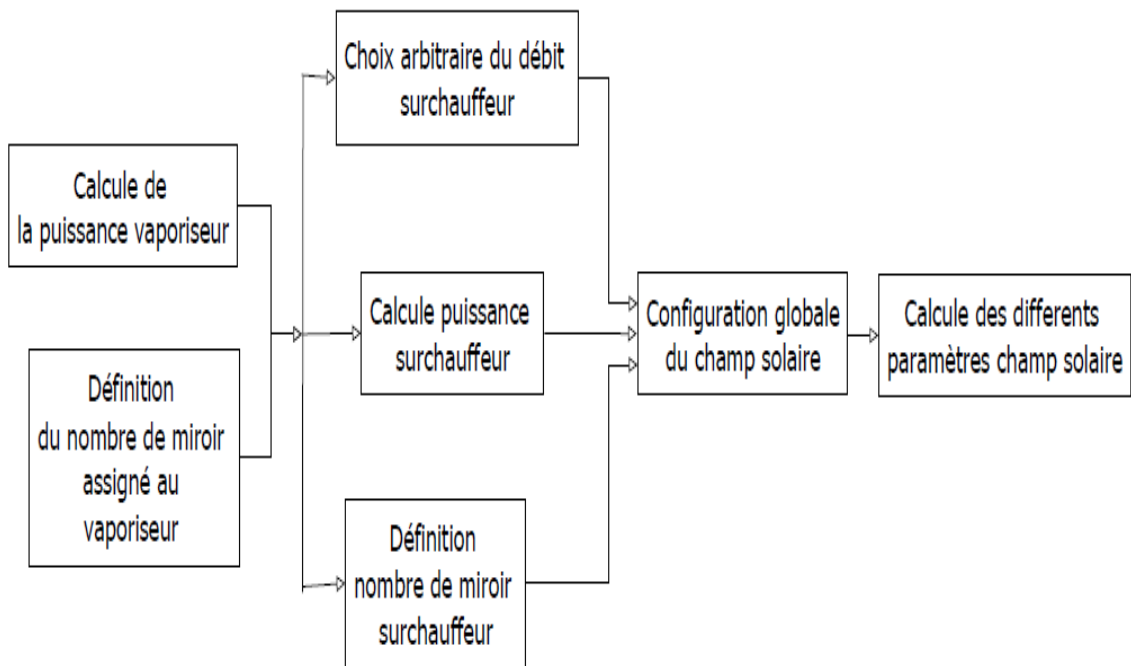


Figure 3.3 : Organigramme pour le dimensionnement du champ solaire

a : Calcul puissance et nombre de miroir vaporiseur

Connaissant les paramètres de la pompe d'alimentation, nous pouvons déduire le débit moyen à la sortie de la pompe d'alimentation.

$$W_{pump\ alim} = \dot{m}_{eau\ aliment} \Delta h_{pump\ alim} \quad (3.4)$$

$W_{pump\ alim}$: Travail demandé à la pompe alimentaire

$\dot{m}_{eau\ aliment}$: Débit d'eau alimentaire

$\Delta h_{pump\ alim}$: Variation d'enthalpie entre l'entrée et la sortie de la pompe d'alimentation

En ce qui concerne la pompe de recirculation, le débit de cette pompe est imposé et maintenu constant.

$$W_{pump\ recir} = \dot{m}_{eau\ recir} \Delta h_{pump\ recir} \quad (3.5)$$

$W_{pump\ recir}$: Travail demandé à la pompe de recirculation

$\dot{m}_{eau\ recir}$: Débit de recirculation

$\Delta h_{pump\ recir}$: Variation d'enthalpie entre l'entrée et la sortie de la pompe de recirculation.

Et enfin nous pouvons déduire l'enthalpie en entrée du vaporiseur ainsi que le débit total vaporiseur.

$$\dot{m}_{vap} = \dot{m}_{eau\ aliment} + \dot{m}_{eau\ recir} \quad (3.6)$$

\dot{m}_{vap} : Débit vaporiseur

L'enthalpie d'entrée du vaporiseur se déduit de la formule :

$$h_{e\ vap} = \frac{\dot{m}_{eau\ aliment} \cdot h_{pump\ alim} + \dot{m}_{eau\ recir} \cdot h_{pump\ recir}}{\dot{m}_{eau\ aliment} + \dot{m}_{eau\ recir}} \quad (3.7)$$

Où $\dot{m}_{eau\ aliment}$: le débit massique d'eau alimentaire, $h_{pump\ alim}$ l'enthalpie massique, $\dot{m}_{eau\ recir}$ le débit massique de recirculation, et $h_{pump\ recir}$ l'enthalpie massique de l'eau recirculée.

Avec, en négligeant les pertes thermiques et de pression dans le circuit de recirculation :

$$h_{pump\ recir} = h_{sat,l}(P) \quad (3.8)$$

Nous utilisons le débit moyen car le débit va varier en fonction de l'ensoleillement reçu sur le vaporiseur. Ce débit moyen est donc le débit quand l'ensoleillement est $H = 666$ W/m^2 comme il est dit plus haut.

Connaissant le débit, nous pouvons calculer la puissance exigée au vaporiseur pour avoir un titre de 70% à son sortie.

$$C_{p.vap} = \frac{P_{vap}}{\dot{m}_{vap} \cdot \Delta t} \quad (3.9)$$

$C_{p.vap}$: Capacité thermique massique de l'eau

\dot{m} : Débit massique dans le vaporiseur

Δt : Variation de température à l'entrée et à la sortie du vaporiseur

Comme l'échange dans le vaporiseur est une évaporation isobare, Nous pouvons écrire :

$$C_{p.vap} = \frac{dq}{dT} = \frac{(h_{s.vap} - h_{e.vap})}{dT} \quad (3.10)$$

$h_{s.vap}$: Enthalpie à la sortie du vaporiseur, c'est-à-dire, enthalpie au titre 70%.

$h_{e.vap}$: Enthalpie de l'eau à l'entrée du vaporiseur.

dt : Variation de température entre l'entrée et au sortie du vaporiseur.

Après le calcul de la puissance du vaporiseur, nous pouvons en déduire le nombre de miroir qui devra être alloué au vaporiseur en appliquant la relation.

$$N_{vap} = \frac{P_{vap}}{H \cdot \eta_{opt} \cdot S} \quad (3.11)$$

N_{vap} : Nombre de miroir vaporiseur

H : Irradiation normal directe

η_{opt} : Rendement optique

S : Surface d'un miroir primaire

b : Calcul de la puissance et du nombre de miroirs surchauffeurs

Nous avons :

$$c_{p.surch} = \frac{dq}{dT} = \frac{(h_{s.surch} - h_{e.surch})}{dT} \quad (3.12)$$

Or :

$$P_{surch} = \dot{m}_{surch} \cdot c_{p.surch} \cdot \Delta t \quad (3.13)$$

En imposant le débit de la surchauffeur, nous pouvons connaître la puissance exigée à la surchauffeur.

$h_{s.surch}$: Enthalpie à la sortie surchauffeur, c'est-à-dire, enthalpie au titre 70%.

$h_{e.surch}$: Enthalpie d'entrée surchauffeur.

dt : Variation de température entre l'entrée et à la sortie de la surchauffeur.

\dot{m}_{surch} : Débit massique dans la surchauffeur

$c_{p.surch}$: Capacité thermique massique de la vapeur dans la surchauffeur.

Connaissant P_{Surch} la relation suivante nous donne le nombre de miroir nécessaire pour la surchauffeur.

$$P_{Surch} = H \cdot \eta_{opt} \cdot S \cdot N_{surch} \quad (3.14)$$

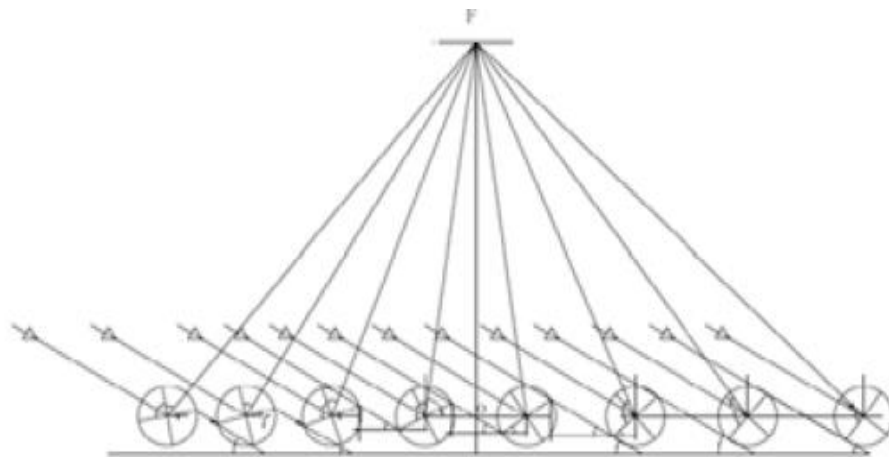
c : Design miroir primaire

Le travail de Jia He et al [25] traitant d'un design optique avec élément de miroir sans ombre a été utilisé dans cette partie de notre travail. Plusieurs hypothèses ont été prises en compte :

Les rayons du soleil sont parallèles

La taille apparente du soleil est 32°

Comme la montre la figure ci- après, chaque miroir ne fait pas de l'ombre aux autres et le rayon incident est réfléchi au point focal F par tous les miroirs.



Source : [25]

Figure 3.4 : Représentation du design optique de [25]

Connaissant la surface des miroirs, la largeur et le nombre total de miroir, le design optique s'effectue de la manière suivante :

Des deux côtés de la ligne centrale OF, les éléments de miroir E1 et W1 sont symétriques et leur position se calcule par la formule :

$$S_0 = 0.5 \cdot W \cdot [\cos A1 + \cos A3 + (\sin A1 + \sin A3) / \tan 30] \quad (3.15)$$

Avec S_0 : Distance au milieu de E1 et W1

W : Largeur de chaque miroir

$A1$: Angle d'inclinaison de W1

$A2$: Angle d'incidence des rayonnements solaire

$A3$: Angle d'inclinaison d'E1

La distance $r1 = \frac{S_0}{2}$ est la distance entre O et E1 ou W1

Soit β_i l'angle du rayonnement réfléchi par le miroir E_i avec l'horizontal. Pour le calculer nous avons utilisé $\arctan\left(\frac{h}{r_i}\right)$, avec $h = OF$

En premier lieu, pour calculer r_i , il faut admettre une valeur de $r1$. Prenons $r1 = W$ par exemple, calculer et nous avons une nouvelle valeur de $\frac{S_0}{2}$. Ensuite nous devons faire un calcul itératif jusqu'à ce que la valeur $\frac{S_0}{2}$ soit constante.

Pour calculer la distance $r2$ entre E1 et E2 nous avons utilisé la formule :

$$S_1 = 0.5 \cdot W \cdot [\cos A3 + \cos A4 + (\sin A3 + \sin A4) / \tan 30] \quad (3.16)$$

Avec $A3$: Angle d'inclinaison d'E1

$A4$: Angle d'inclinaison d'E2

Et on a $r2 = r1 + S_1$ (3.17)

La démarche de calcul est la même que plus haut et il en est de même pour le calcul du paramètre des autres miroirs. Quand le paramètre du dernier miroir est obtenu, il faut calculer la valeur (rn/h) . En effet cette valeur doit être entre 0.9 à 1.2. Lorsque la valeur dépasse 1.2, la lumière venant des miroirs rate l'absorbeur car la bande de lumière devient large et ça augmente les pertes de chaleur. Les valeurs en dessous de 0.9 sont acceptables mais ça engendre une perte d'espace.

Donc si la valeur de (rn/h) est entre 0.9 et 1.2, terminer. Sinon, ajuster la valeur de h puis recommencer les calculs.

Comme E et W sont symétriques, les valeurs sont les mêmes des deux côtés.

d : Design second concentrateur

Comme déjà présenté dans une section plus haute, nous avons choisi un concentrateur de type trapézoïdal comme second concentrateur.

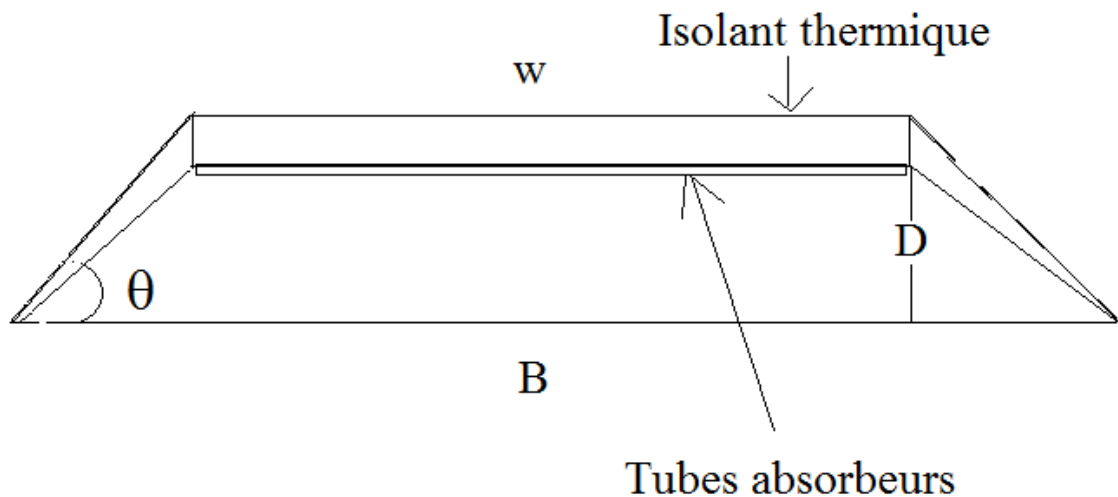


Figure 3.5 : Schéma représentant un second concentrateur trapézoïdal

L'ouverture B de la cavité est en verre résistant transparent pour limiter les pertes par rayonnement dues à la radiativité des tubes absorbants.

Le dimensionnement de B se fait comme suit :

$$F_c = \frac{\text{Surface miroir primaire}}{\text{Surface receveur}}$$

$$B = \frac{\text{Surface miroir primaire}}{L \cdot F_c}$$

L : Longueur d'un miroir

La valeur de W est égale à la largeur des miroirs pour concentrer le maximum de rayon sur l'absorbeur.

L'angle θ est choisi de telle sorte que l'ouverture B soit assez grand pour faire passer le maximum de rayon mais pas trop pour que le système ne soit pas trop encombré.

La profondeur D est calculée à partir de simple relation trigonométrique.

Le calcul de l'épaisseur de l'isolant se fait comme c'est présenté dans l'Annexe F

e : Calcul du Diamètre et du nombre de tubes absorbants

Connaissant la puissance reçue sur une ligne de vaporiseur/surchauffeur, ainsi que la longueur de chaque ligne, nous pouvons calculer pour différent diamètre de tubes normalisés, le nombre de tubes absorbants nécessaire. Puis nous pouvons déduire le diamètre et le nombre de tubes le mieux adapté.

$$P_{\text{Ligne}} = H \cdot F_c \cdot \eta_{\text{opt}} \cdot S_{\text{tube}} \cdot n_{\text{tube}} \cdot L_{\text{tube}} \quad (3.20)$$

P_{Ligne} : Puissance reçue sur une ligne de vaporiseur ou de surchauffeur

η_{opt} Rendement optique d'une ligne de vaporiseur ou de surchauffeur

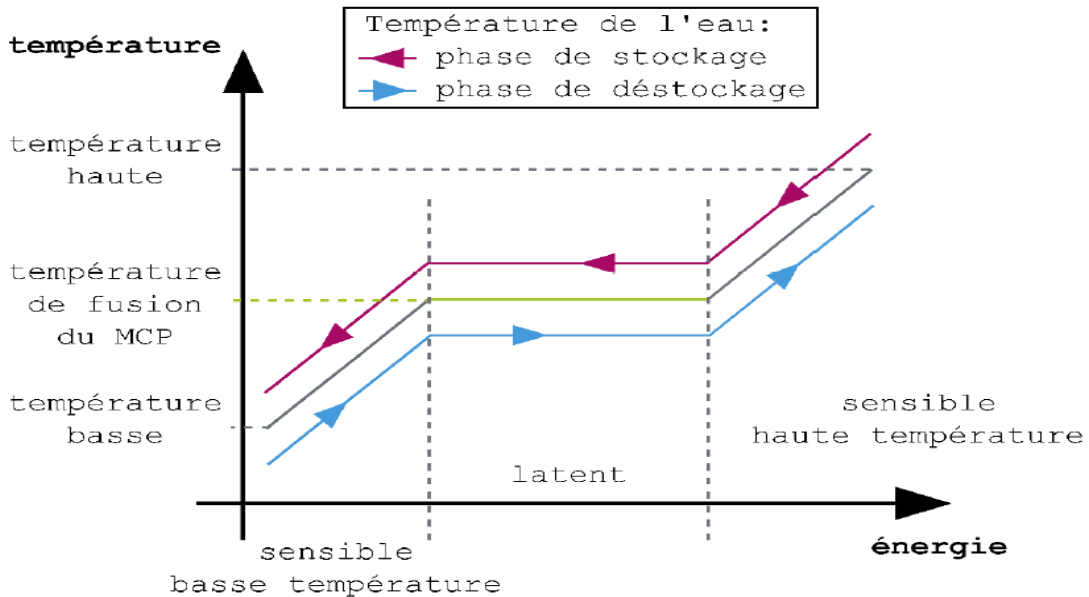
S_{tube} : Section d'un tube absorbant

n_{tube} : Nombre de tubes absorbants

L_{tube} : Longueur tube absorbeur

2.3 : Méthode de dimensionnement d'un système de stockage à trois étages

Nous savons déjà que le système de stockage à trois étages est actuellement la technologie la plus adaptée pour la technologie linéaire de Fresnel à génération directe de vapeur. Le fonctionnement d'un tel système de stockage est décrit dans la figure suivante.



Source : [28]

Figure 3.7 : Schéma de principe du stockage à trois étages

Un premier étage de stockage par chaleur sensible, dit « basse température », correspondant à la phase liquide de l'eau, sous la température de saturation ;

Un second étage de stockage par chaleur latente correspondant au mélange liquide-vapeur de l'eau, à la température de saturation ;

Un troisième étage de stockage par chaleur sensible, dit « haute température », correspondant à la phase vapeur sèche de l'eau, au-dessus de la température de saturation.

2.3.1 : Méthode de dimensionnement pour le troisième étage

En mode stockage, la température d'entrée de cet étage est égale à la température de sortie du champ solaire. Nous avons décidé d'utiliser le béton comme matériau de stockage. Nous sommes donc en mode stockage passif.

La quantité d'énergie stockée de manière sensible est donnée par la relation suivante :

$$Q = m C_p \Delta t \quad (3.21)$$

Où m est la masse de matériau de stockage,

C_p sa chaleur massique spécifique,

Et Δt l'écart de température entre le point chaud et le point froid du matériau.

Avec cette relation, nous pouvons déduire aisément la masse de béton qui nous est nécessaire pour cet étage.

2.3.2 : Méthode de dimensionnement du second étage

A 40 bars, la vapeur d'eau se condense à 250.35 °C, Or il faut garder une différentielle de température d'au moins 10°C pour assurer un transfert thermique. Donc le MCP doit avoir une température de fusion d'environ 240.35°C. D'après ce critère et aussi d'autres critères thermiques (densité de stockage, conductivité thermique, stabilité thermique, ...) et chimiques (Toxicité et inflammabilité compatibilité avec les matériaux de structure), nous avons choisi le MCP a utilisé. Le matériau choisi est un sel fondu de composition chimique : NaNO₃ - KNO₃ de proportion 42 % / 58 % de la masse total [28]. Ce composé à une température de fusion de 225 °C.

La chaleur stockée (dans le cas d'une transition solide-liquide) est donnée par la relation :

$$Q = M[C_{PS}(T_m - T_s) + h + C_{PL}(T_l - T_m)] \quad (3.22)$$

Où h est la chaleur latente de fusion, M est la masse du matériau de stockage, C_{PS} la chaleur massique spécifique de sa phase solide, C_{PL} celle de sa phase liquide, T_m, T_s et T_l respectivement la température de fusion du matériau solide, la température du matériau de stockage solide en mode chaleur déstockée, et la température du matériau de stockage liquide en mode chaleur stockée.

2.3.3 : Méthode de dimensionnement du premier étage

Pour cet étage, basse température, le même matériau et la même équation que pour le troisième étage, sont utilisés. Seules les températures d'entrée et de sortie changent.

2.3.4 : Paramétrage du système de stockage en mode déstockage

En mode déstockage, le premier étage sert de préchauffeur à l'eau, le second étage de vaporiseur et le troisième de surchauffeur. Dans le premier étage, Pour assurer le transfert thermique dans le second étage, l'eau doit se vaporiser à 230.35°C ce qui correspond à une pression de 28.15 bars. En mode déstockage donc, la centrale fonctionne sous cette pression.

Chapitre 3 : Méthode d'asservissement et de suivis du soleil pour le projet

3.1 : Régulation adoptée pour notre centrale

Comme dit précédemment, l'architecture en recirculation a été choisie pour notre centrale. Le mode de régulation d'une telle architecture a aussi été vu plus haut.

Pour notre part, la régulation pour notre centrale a été inspirée de celle déjà présentée précédemment.

Nous savons que pour avoir la fonction de transfert d'un système, nous devons appliquer un signal échelon sur la valeur de l'actionneur et on observe la réaction de la grandeur régulée. C'est la méthode pour l'identification du modèle d'un système à partir de données expérimentales.

Tableau 4.1 : Actionneur et grandeur à réguler pour chaque boucle de notre système

Boucle de régulation	Actionneur	Grandeur à régulé
Titre sortie vaporiseur	Débit d'eau alimentaire	Niveau dans le séparateur de phase
Débit de recirculation	Vitesse angulaire pompe de recirculation	Débit de recirculation
Température de sortie surchauffeur	Débit d'injection de désurchauffe	Température de sortie surchauffeur
Pression de sortie surchauffeur	Débit de sortie du séparateur final	Pression de sortie surchauffeur

En fonction des caractéristiques de la réponse de la grandeur à réguler, comme la présence de dépassement, ou la discontinuité de la pente ..., la fonction de transfert peut être de type :

$$\text{Premier ordre : } \frac{K}{1+\tau P} \quad (4.1)$$

K : Gain statique

τ : Constante de temps

$$\text{Ou second ordre : } \frac{k}{1+\frac{2\xi}{\omega_n}p+\frac{p^2}{\omega_n^2}} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ p \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

k : Gain statique

ω_n : Pulsation propre non amortie

ξ : Facteur d'amortissement

$$T : \text{Constante de temps } T = \frac{1}{\xi\omega_n} \quad (4.3)$$

Pour la correction, nous allons utiliser des régulateurs numériques.

L'asservissement numérique utilise un régulateur modélisé par des équations de récurrences à la place des circuits analogiques. Le régulateur fournit le signal de commande à l'entrée par l'intermédiaire de la loi de commande. Les correcteurs de base s'obtiennent en combinant les correcteurs Proportionnels, Intégrales et Dérivés

(P, I, D). Ce sont des régulateurs numériques de type industriel, mais il y a aussi d'autres régulateurs classiques qui compensent les pôles et les zéros de la fonction de transfert du processus.

Ayant obtenus la fonction de transfert, les constantes des correcteurs PID sont ensuite déterminées par la méthode de Takahashi présentée ci-dessous.

$$C(P) = K_P \left[1 + \frac{T}{P T_i} + P T_d \right]$$

K_P : Proportionnel

$\frac{T}{P T_i}$: Intégrateur

$P T_d$: Dérivateur

Les paramètres de réglages sont : K_P ; $\frac{T}{T_i}$; $\frac{T_d}{T}$. La détermination de ces paramètres se fait en boucle fermée.

On annule l'effet intégrateur et dérivateur, on actionne ensuite le correcteur proportionnel. En augmentant petit à petit le gain jusqu'à ce que le système se trouve à la limite de l'instabilité. Il y a limite d'instabilité lorsque, le phénomène de pompage apparaît. C'est-à-dire que l'amplitude reste constante. On retient la valeur finale du gain appelée, gain critique K_{cr} et la période d'association T_o . Avec ces deux paramètres on obtient les paramètres de réglages.

Tableau 4.2 : Paramètres des correcteur PI et PID

PI	$k_P = K_{cr} \left(\frac{T_o - 0.6T}{2.2T_o} \right)$	$K_i = \frac{T}{0.45(T_o - 0.6T)}$	$K_d = 0$
PID	$k_P = K_{cr} \left(\frac{T_o - T}{1.6T_o} \right)$	$K_i = \frac{T}{0.5(T_o - T)}$	$K_d = \frac{T_o^2}{8T(T_o - T)}$

3.2 : Méthode pour développer un système de suivi du soleil

3.2.1 : Développement du système de suivi du soleil

Pour les systèmes à miroir de Fresnel, on utilise un système mono axial, qui suit la course du soleil sur un axe nord-sud.

Pour avoir une bonne suivi du soleil, nous devons connaître, la position exact du soleil (l'azimut et l'élévation solaire), 24h/24 ; 7j/7 et 365 jours par ans.

Ensuite nous pouvons calculer à partir de ces données l'angle exacte de chaque miroir formant le champ solaire.

Soit φ_i l'angle d'inclinaison de chaque miroir i .

$$\varphi_i = \frac{\alpha_T - \beta_i}{2} \quad (4.4)$$

β_i : Angle d'incidence des rayons solaire par rapport au miroir i

$$\beta_i = \tan^{-1}\left(\frac{h}{d_i}\right) \quad (4.5)$$

h : Hauteur de la cavité receveur (miroir secondaire)

$d_i = r_i$: Distance de chaque miroir par rapport au centre O

α_T : Altitude transversale du soleil

α_s et γ_s sont déterminés à partir de base de donnée comme celle disponible sur Sun Earth tools. Où l'on peut obtenir l'azimut et l'altitude solaire pour une coordonnée donnée et cela avec un pas de 5 minutes pendant les 365 jours de l'année.

Pour notre système de suivi du soleil, la rotation des miroirs sera assurée par des servomoteurs. Ces servomoteurs quant à eux sont asservis par un algorithme qui sera exécuté par la carte arduino.

Comme dit plus haut, l'azimut et l'élévation du site sont obtenus pour chaque heure de chaque journée de l'année via des bases de données disponibles sur internet.

Avec ces données, on calcule pour chaque miroir l'angle à laquelle ils devront être, en fonction de l'heure et de la date. La carte arduino est couplée avec un module horloge à temps réel, cette module a pour rôle de connaître l'heure et la date à tout moment. On programme alors sur la carte, pour chaque moment, l'angle à laquelle doit être chaque servomoteur, par conséquent, chaque miroir.

3.2.2 : méthode de dimensionnement d'un servomoteur

Un servomoteur se dimensionne par son couple en kg.m

$$C = M \cdot D \quad (4.7)$$

C : Couple du servomoteur

M : Masse de la charge

D : Distance à laquelle la masse est placée

Chapitre 4 : Evaluation des investissements nécessaires pour la réalisation du projet

4.1: Méthode pour évaluer l'investissement nécessaire pour le projet

La construction d'une centrale CSP nécessite de rassembler autour d'un même projet des compétences très variées détenues par des acteurs aux profils différents. Ainsi, des compétences en terme de recherche et développement, d'ingénierie, d'études, de génie civil, de construction et d'assemblage de multiples composants (structures porteuses, tuyauteries, miroirs, récepteur, moteurs de suivi, turbines, aérocondenseurs...) sont

requis pour mener à bien la phase de construction du projet, tandis que les phases d'exploitation et de maintenance de la centrale mobilisent des compétences spécifiques pour assurer un fonctionnement optimal.

Ainsi, des profils de coût spécifique à chaque technologie existant, ont été dressés par des organismes de recherche [29].

Pour chaque technologie, les investissements requis pour l'installation d'une centrale CSP ont été répartis en plusieurs catégories :

Champ solaire : Miroirs et concentrateurs, receveurs, structure support, moteurs et système d'orientation des miroirs...

Systèmes caloporteurs : Fluide et circuit caloporteur, système de stockage (le cas échéant)

Power block (bloc générateur électrique)

Balance of Plant (équipements auxiliaires, systèmes électroniques, câblage, systèmes de contrôles...)

Installation (assemblage, génie civil, raccordement au réseau...)

Coûts de développement et de financement

Ensuite ils ont calculé le coût d'installation total pour les différentes filières sur la base d'une centrale de 50 MW.

Pour notre cas, nous nous sommes basés sur cette étude pour déduire le coût d'investissement essentiel à notre centrale.

4.2 : LCOE pour notre centrale

LCOE est l'acronyme anglais de Levelized Cost of Energy, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité par exemple) sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. Pour ce calcul qui intègre à la fois un investissement initial et des coûts de fonctionnement répartis sur une longue période, le recours à la technique d'actualisation est nécessaire. Cependant, Une attention particulière doit être portée aux comparaisons de LCOE dans la mesure où le résultat du calcul est très dépendant des hypothèses de départ.

La formule du LCOE est comme suit d'après [19]

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t \cdot e_l}{(1+i)^t}} \quad (5.1)$$

Avec :

LCOE : Coût actualisé de la production d'énergie

I_0 : Dépense d'investissement

A_t : Dépenses d'opération et de maintenance durant la période t (en année)

E_t : Electricité produite durant la période t (en année)

i : Taux d'intérêt réel

n : Durée de vie du système

La somme obtenue s'exprime en USD/kWh et représente ce qu'il aura fallu dépenser pour produire un kWh d'énergie.

PARTIE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS

Chapitre 5 : Résultats du dimensionnement et Discussions sur ces résultats

5.1 : Courbe de charge actuelle et à l'horizon du projet du village de Zazafotsy

5.1.1 : Courbe de charge actuelle du village

a : Courbe de charge actuelle des ménages

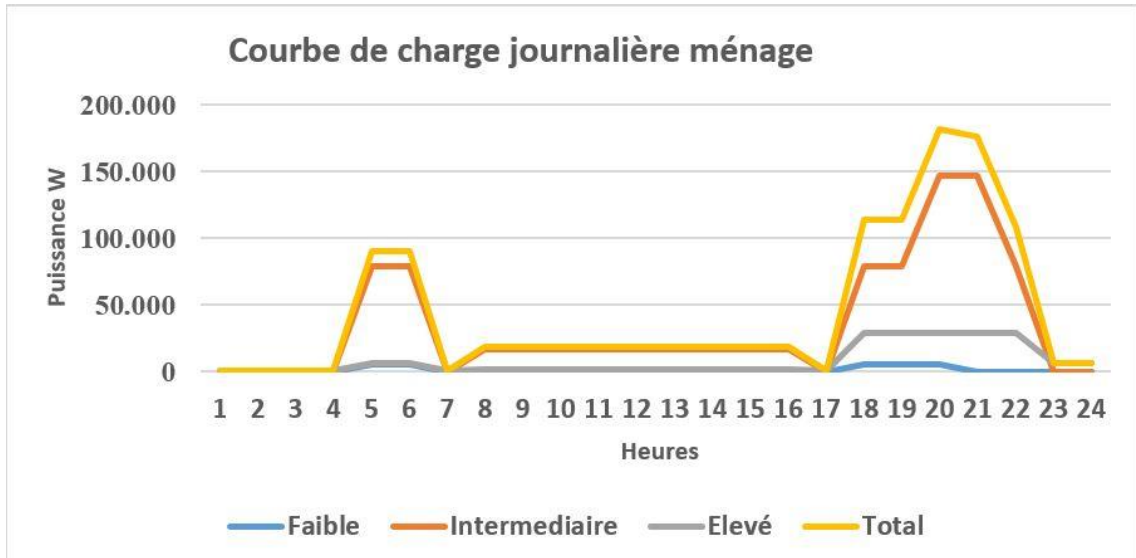


Figure 6.1 : Courbe de charge actuelle ménage

Tableau 6.1 : Consommation mensuelle et pointe de puissance journalière

Consommation actuel de tous les ménages [KWh/mois]	42 600
Pointe de puissance de tous les ménages [KW]	180

b : Courbe de charge actuelle des entreprises

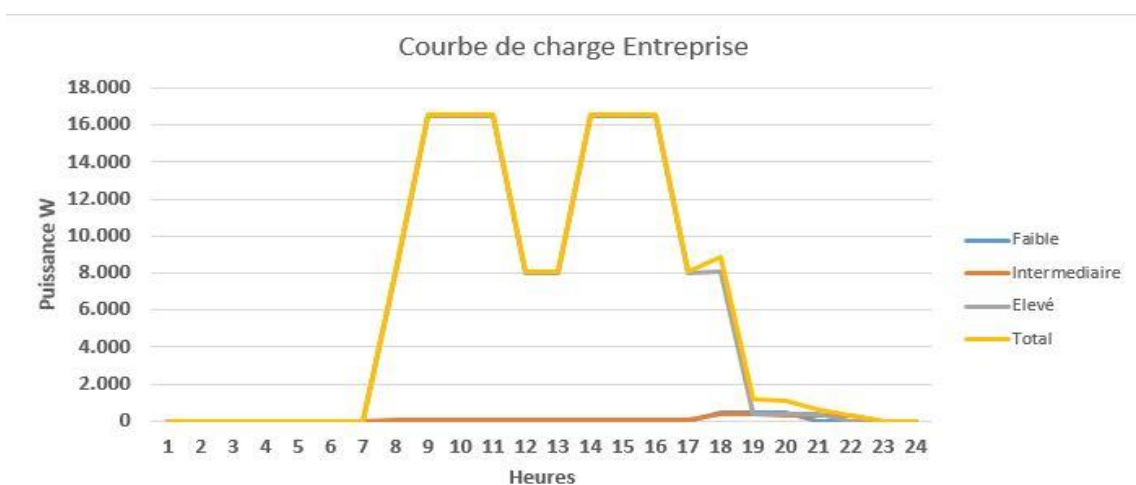


Figure 6.2 : Courbe de charge actuelle des entreprises

Tableau 6.2 : Consommation mensuelle et pointe de puissance journalière entreprise

Consommation actuel de tous les Entreprises [KWh/mois]	10 830
Pointe de puissance de tous les Entreprises [KW]	16

c: Courbe de charge actuelle des services publics

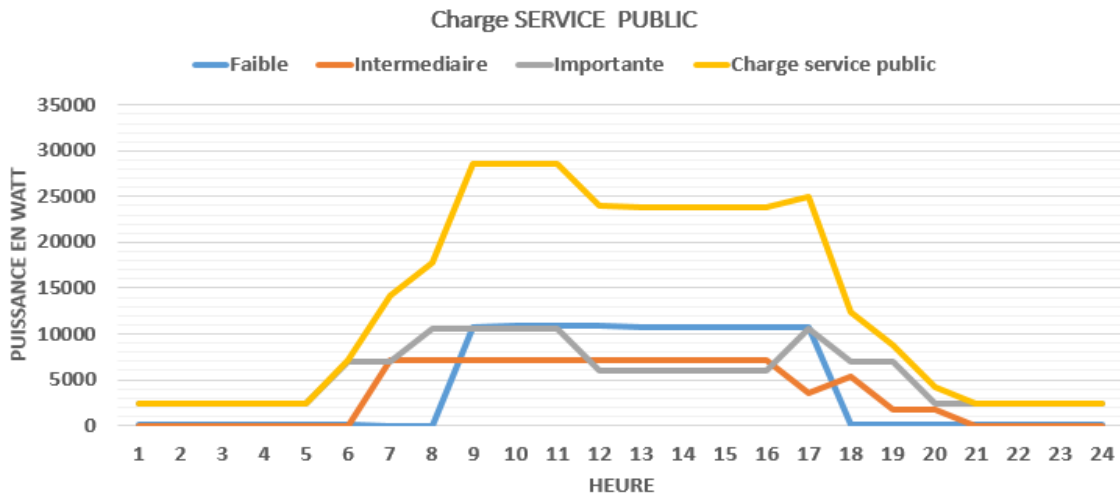


Figure 6.3 : Courbe de charge actuelle du service public

Tableau 6.3 : Consommation mensuel et pointe de charge journalière service public

Consommation Prévisionnelle totale du service public [KWh/mois]	3390
Pointe de puissance Prévisionnelle totale du service public [KW]	6.2

d: Courbe de charge actuelle totale de Zazafotsy

Avec les différentes courbe de charge que nous avons construite précédemment, nous avons pu construire la courbe de charge équivalent watt des usagers du village de Zazafotsy.

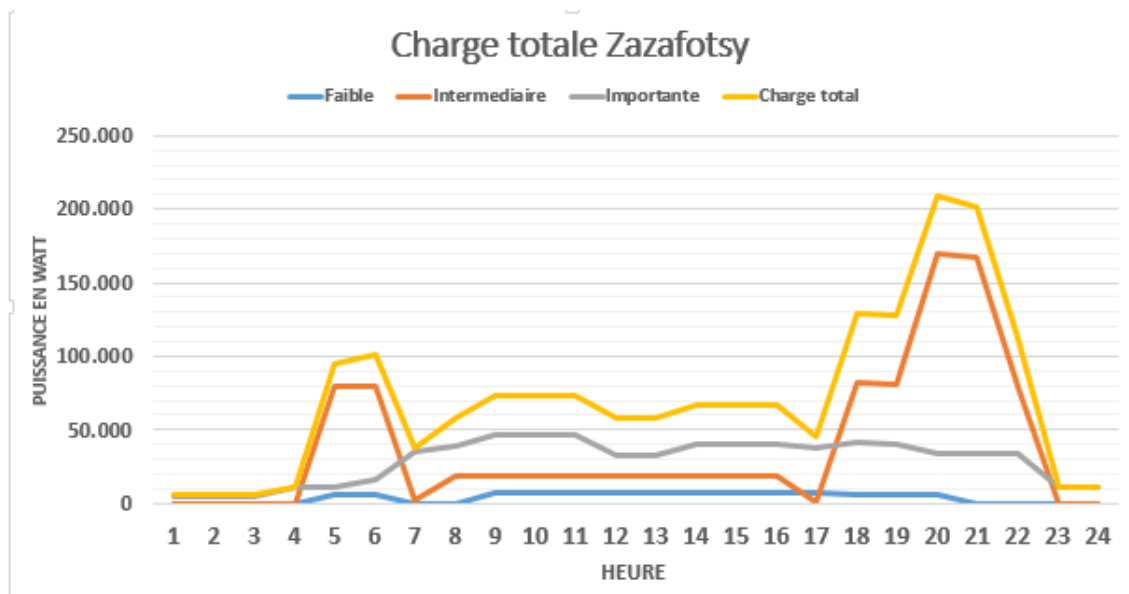


Figure 6.4: Courbe de charge totale actuelle de Zazafotsy

Tableau 6.4 : Consommation mensuel et pointe de charge journalière du village

Consommation totale [KWh/mois]	56 820
Pointe de puissance totale [KW]	204

5.1.2 : Courbe de charge du village à l'horizon du projet

a : Courbe de charge des ménages

Tableau 6.5 : Croissance démographique annuelle de Zazafotsy

	Année	Nb d'Hab	Taux de croissance démographique
1 ^{er} moitié du projet	1	10107	0.0278
	2	10388	0.0278
	3	10677	0.0278
	4	10974	0.0278
2eme moitié du projet	5	11193	0.02
	6	11417	0.02
	7	11645	0.02
	8	11878	0.02

Nous avons gardé les taux de segmentation déterminé via les enquêtes, puis nous avons appliqué les même méthodes de calculs pour aboutir à la courbe de charge suivante.

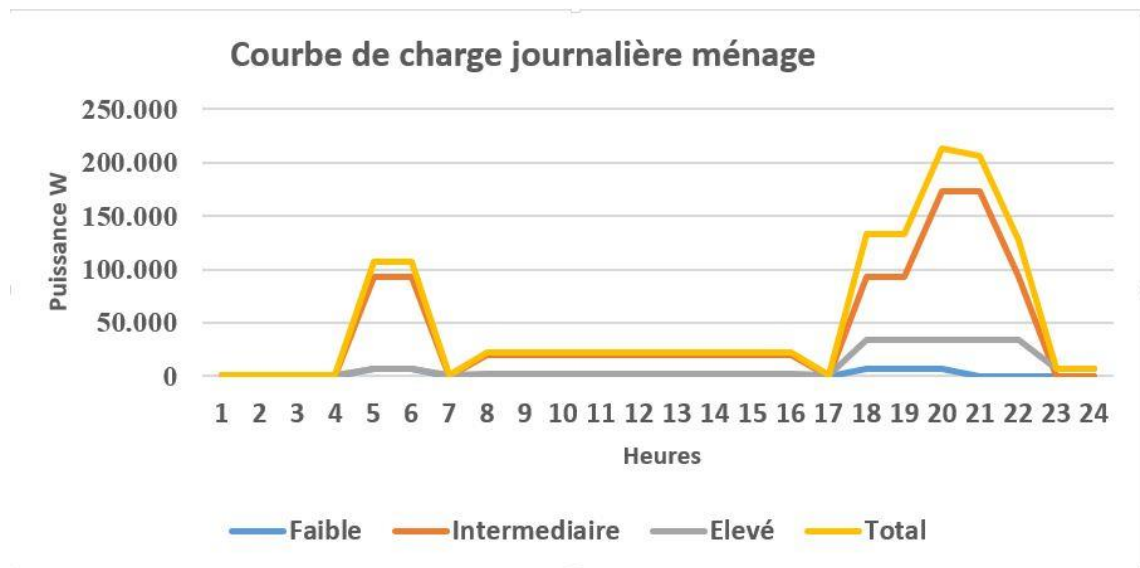


Figure 6.5 : Courbe de charge des ménages à l'horizon du projet

D'après cette courbe, on constate une pointe de puissance de 225 kW pour les ménages.

b : Courbe de charge des entreprises

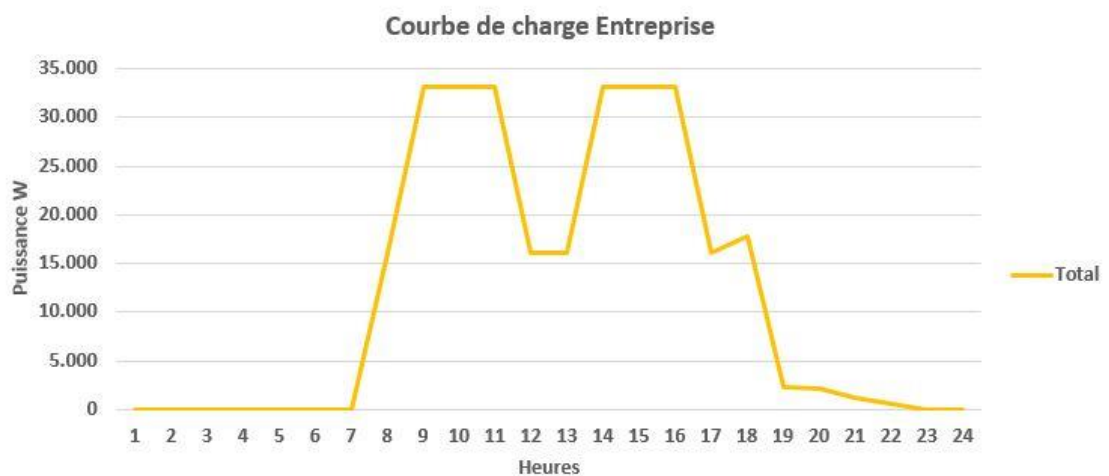


Figure 6.6 : Courbe de charge des entreprises à l'horizon du projet

Nous constatons sur le graphique que la pointe de puissance des entreprises s'élève à 33 kW.

c : Courbe de charge e des services publics

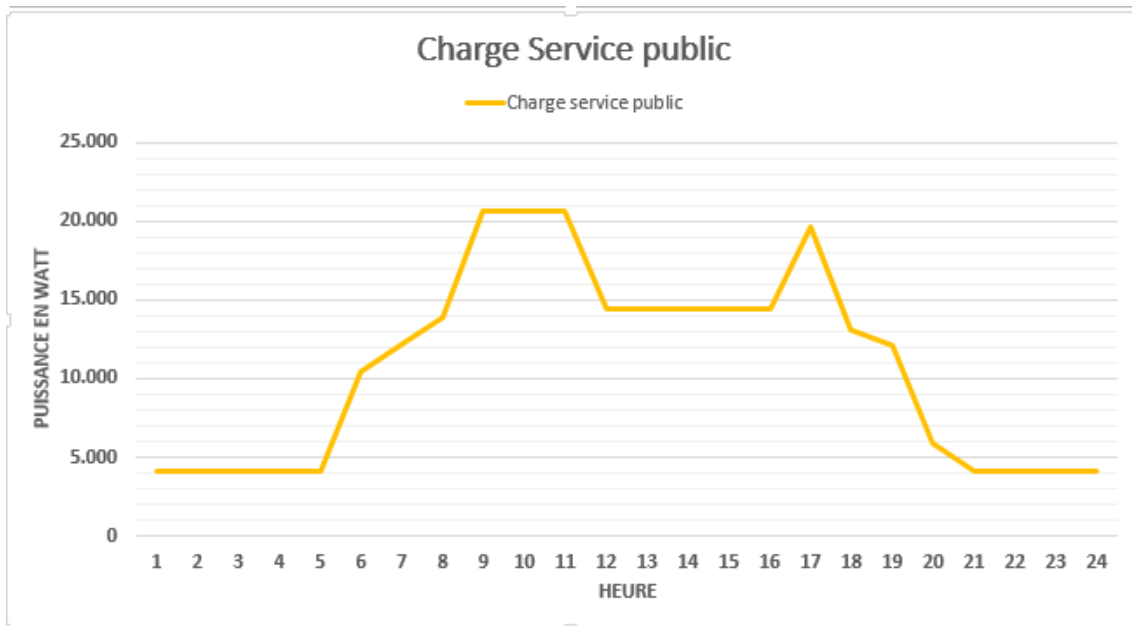


Figure 6.7 : Courbe de charge service public à l’horizon du projet

Nous constatons que la pointe de puissance des services publics à l’horizon du projet est de 22 kW

d : Courbe de charge totale de Zazafotsy

La synthèse finale de tous ces résultats, nous a permis de dresser la courbe de charge totale de la localité de Zazafotsy à l’horizon du projet.

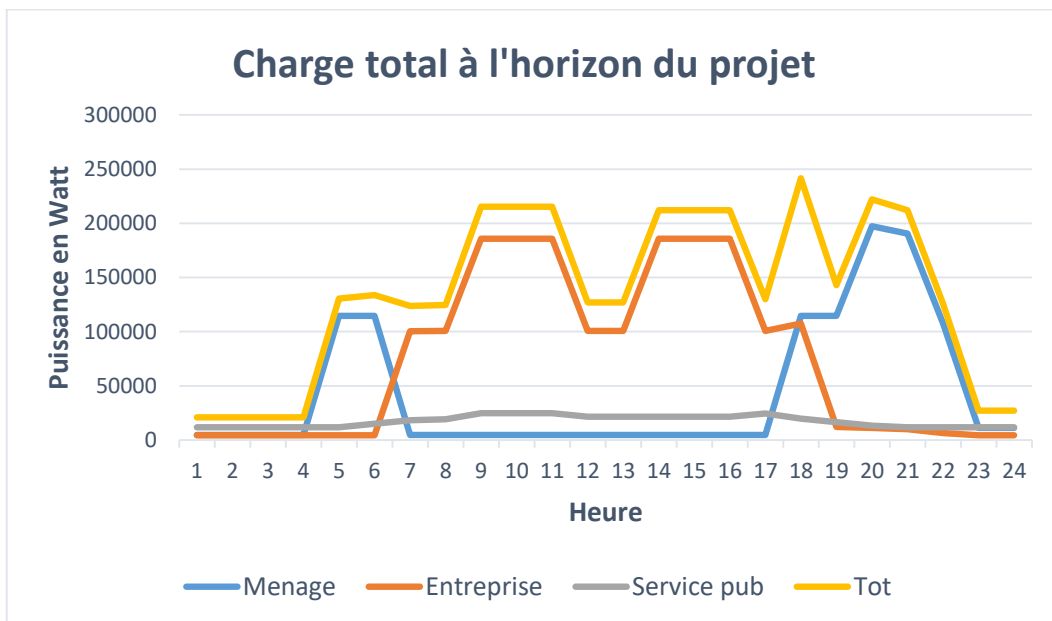


Figure 6.8 : Courbe de charge totale de Zazafotsy à l’horizon du projet

A partir de cette courbe totale, nous avons pu tracer la Monotone de charge du village de Zazafotsy

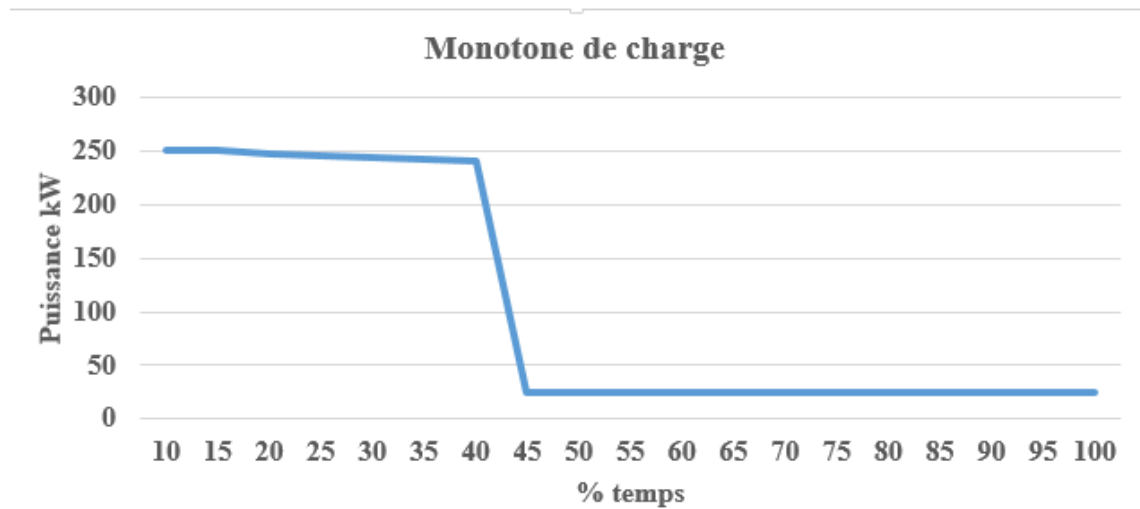


Figure 6.9 : Monotone de charge du village de Zazafotsy

D'après cette monotone de charge nous pouvons constater que 100% du temps, la centrale doit produire 25 kW, 41% du temps elle doit produire 240 kW. Enfin la centrale ne doit fournir 250 kW qu'à 16% du temps.

Logiquement La puissance 240 kW devrait être prise comme point de dimensionnement mais à cause du système de stockage thermique, notre centrale doit être surdimensionnée pour alimenter le système de stockage thermique. C'est pourquoi nous avons pris comme point de dimensionnement la puissance de 250 kW.

5.2 : Résultats du dimensionnement des différentes composantes de la centrale

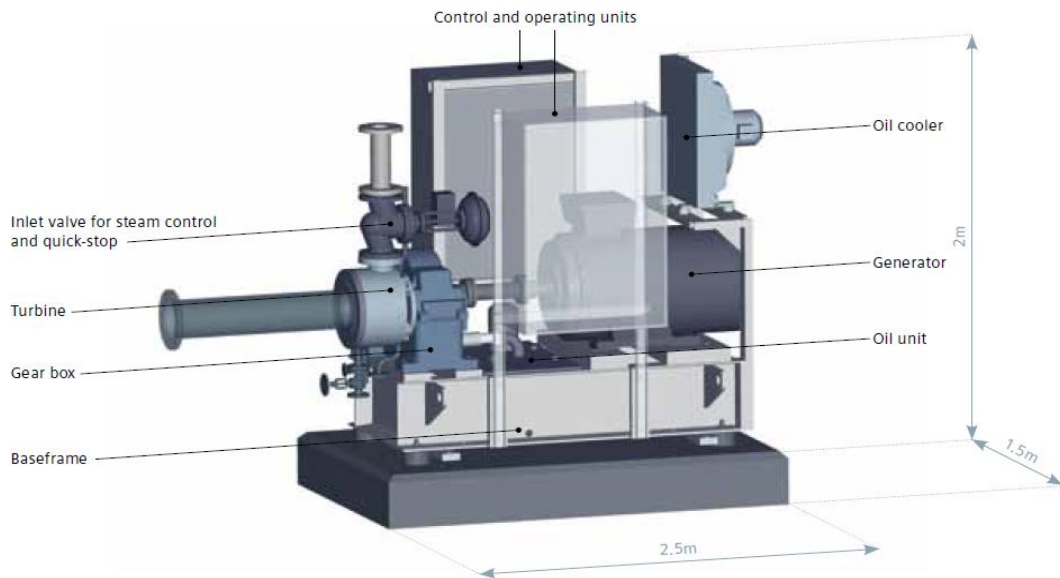
5.2.1 : Résultat du calcul de la puissance turbine

Comme dit précédemment, le rendement de la génératrice est évalué à 90%, la puissance demandée par le village de Zazafotsy est de 250 kW, et nous avons choisi une turbine de type à action et mono étage.

D'après ces données, La puissance exigée à la turbine a été calculée.

$$P_{Turbine} = 277.77 \approx 278 \text{ kW}$$

Siemens est l'une des entreprises qui œuvre dans le domaine de la solaire thermodynamique, et c'est aussi l'une des leaders mondiaux pour la fabrication de turbine. Nous avons, par conséquent, choisi l'une des turbine, développé spécialement pour le solaire thermodynamique décentralisé, par Siemens pour notre projet. Cette turbine est la SST-040.



Source : [30]

Figure 6.10 : Le turboalternateur à vapeur SST-040 de Siemens

Tableau 6.7 : Donnée technique du Siemens SST-040

Puissance [kW]	75-300
Pression de la vapeur vive	40 bars max
Température de la vapeur vive	Vapeur saturé sèche jusqu'à 400 °C
Vitesse	Selon la machine à entraîné
Pression de la vapeur d'échappement	Jusqu'à 0.1 bar condensation

Source : [30]

5.2.2 : Evaluation de la puissance pompe

Nous avons choisis une pompe centrifuge d'une puissance de 5 kW en guise de pompe alimentaire et un débit massique de 1kg/s pour la pompe de recirculation. Il est à préciser que ces valeurs sont choisies arbitrairement.

A partir de ces valeurs, les paramètres suivants ont été calculés.

Tableau 6.8 : Paramètre d'entrée champ solaire

Pression d'entrée de la pompe [bar]	0.1
Enthalpie d'entrée de la pompe [kJ/kg]	104.84 (à 25°C)
Pression d'entrée vaporiseur [bar]	40
Enthalpie de sortie pompe d'alim [kJ/kg]	108.53 (à 25°C)
Enthalpie de saturation liquide à 40[bar]	1087.42 [kJ/kg]
Débit sortie pompe alimentaire [bar]	1.35
Débit vaporiseur [kg/s]	2.35
Enthalpie d'entrée vaporiseur [kJ/kg]	525.07

5.2.3: Résultat de l'opération sur la puissance condenseur

Après application de méthodes citées précédemment, la puissance demandée au condenseur a été calculée.

$$P_{cond} = -2831.53 \text{ kW}$$

5.2.4 : Résultat du dimensionnement du champ solaire

Pour pouvoir dimensionner globalement le champ solaire, les paramètres suivants ont été fixés à l'avance.

Largeur miroir primaire : 0.5 m

Longueur miroir primaire : 276 m pour le vaporiseur

266 m pour la surchauffeur

Angle θ second concentrateur : 45°

a : Puissance, débit et nombre de miroirs du champ solaire

En appliquant les méthodes de calculs présentés en méthodologie, les résultats suivants ont été trouvés.

Tableau 6.9 : Paramètre et dimension globaux champ solaire

Puissance vaporiseur [kW]	4 135.96
Nombre de miroir assigne au vaporiseur	60
Débit vaporiseur [kg/s]	2.35
Débit surchauffeur [kg/s]	2 (imposé)
Puissance surchauffeur [kW]	3189.78
Nombre de miroir surchauffeur	48
Puissance totale champ solaire [kW]	7325.74
Nombre de miroir total champ solaire	108
Surface totale occupé par les miroirs [m ²]	14 664

Nous posons l'hypothèse que la distribution de débit de la surchauffeur vers la turbine et de la surchauffeur vers le système de stockage est égale. Donc pour avoir un débit de 1kg/s vers la turbine et le système de stockage, nous avons posé débit surchauffeur :
2 kg/s

b : Design des miroirs primaires

i : Configuration du champ solaire

Le design à plusieurs lignes parallèles est préféré à celui d'une seule longue ligne pour le champ solaire car il offre l'avantage d'une meilleure compacité, lorsque la ligne de surchauffe a une longueur proche ou égale à celle d'une ligne de vaporiseur.

Tableau 6.10 : Configuration champ solaire

Paramètres	Vaporiseur	Surchauffeur
Nombres de ligne	6	4
Nombre de miroir pour chaque ligne	10	12
Longueur ligne	276 m	266 m

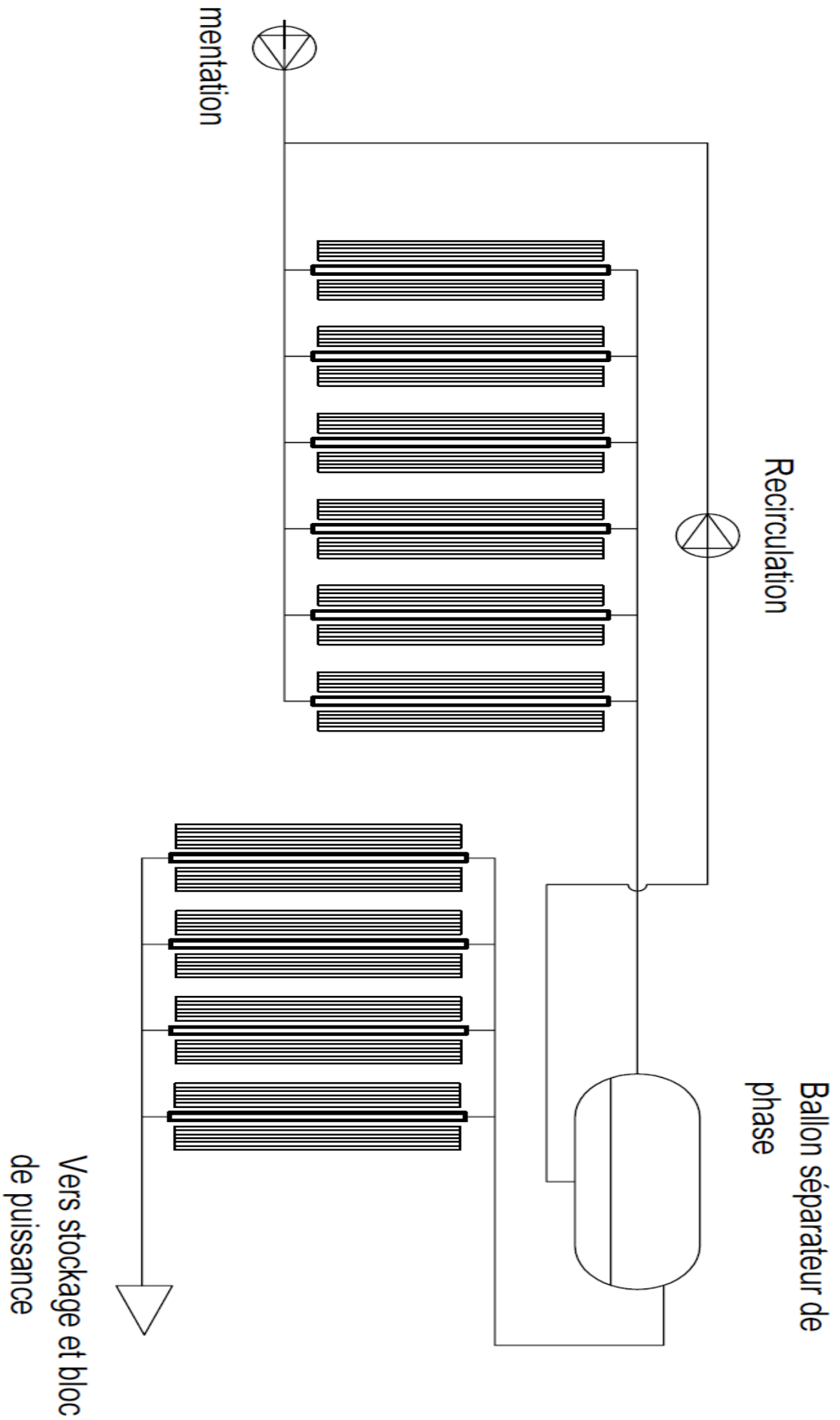


Figure 6.11 Configuration de notre champ solaire

*ii : Distance entre chaque miroir et hauteur du
second concentrateur*

Après application des méthodes décrites dans le sous chapitre 3 du sous paragraphe 3.2.5 niveau c, les résultats suivants ont été mis en évidence. Les calculs ont été faits à l'aide du tableur « Excel ». Le tableau suivant représente une partie de ces calculs, plus précisément ceux ayant été faits sur les deux premiers miroirs pour une ligne. Pour l'un des deux côtés symétriques. Le calcul pour les autres miroirs composant une ligne, n'est pas présenté, mais la méthode est la même que celle des deux premiers.

Les résultats de ces calculs sont présentés ci-après.

Tableau 6.11 : Calcul des paramètres de deux premiers miroirs primaires

r1 [m]	i [deg]	A1 [deg]	A3 [deg]	S0 [m]	r2 [m]	i [deg]	A4 [deg]	S1 [m]
1	78,69	0,42	0,62	0,86	5,43	42,62	0,93	0,95
0,430	85,07	0,48	0,56	0,86	1,38	74,51	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,05
0,432	85,05	0,48	0,56	0,86	1,33	75,01	0,65	0,90

Comme dit plus haut : la largeur de chaque miroir est de 0.5 m.

Tableau 6.12 : Distance entre chaque miroir d'une ligne pour ne pas se faire d'ombre cas vaporiseur

R1	S0	R2	S1	R3	S2	R4	S3	R5	S4
[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
0.43	0.86	1.33	0.95	2.2	0.938	3.23	0.96	4.21	0.97

Tableau 6.13 : Distance entre chaque miroir d'une ligne pour ne pas se faire d'ombre cas surchauffeur

R1	S0	R2	S1	R3	S2	R4	S3	R5	S4	R6	S5
[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]
0.43	0.86	1.33	0.95	2.2	0.938	3.23	0.96	4.21	0.97	5.20	0.98

h : hauteur entre le champ de miroir et le récepteur

i : angle d'incidence du rayonnement solaire sur chacun des miroirs

A_1, A_3, A_4 : Respectivement inclinaison des miroirs 1,2 et 3, par rapport à l'horizontale.

R_n : Distance entre le centre O du champ de miroir et le miroir n

S_0 : Distance entre les deux miroirs de part et d'autre du centre O

S_n : Distance entre les miroirs numéros n et n-1

Ces résultats ont été trouvés pour un second concentrateur d'une hauteur de 5 m.

iii : Discussion sur le paramétrage d'une ligne de champ solaire

Ce paramétrage consiste à déterminer la configuration générale d'une ligne.

On y détermine la hauteur optimale du second récepteur ainsi que la distance entre chaque miroir pour qu'ils ne se fassent pas d'ombre.

Après calculs, nous sommes passés à une petite teste du comportement du champ pour une journée typique. Cela dans le but de justifier la justesse de ces calculs.

La simulation a été faite pour la date du 01 / 01 / 2017 à 08h, à 12h puis à 16h.

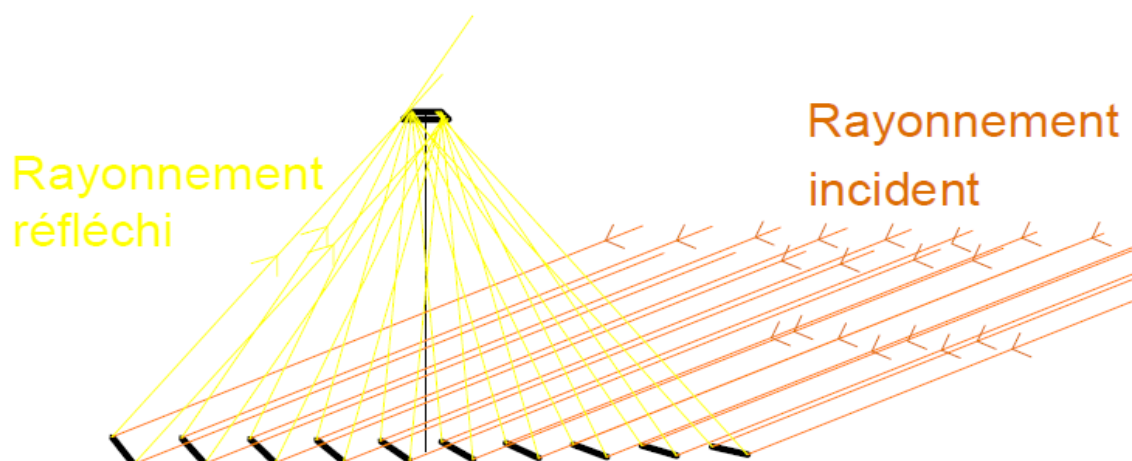


Figure 6.12 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 08 h

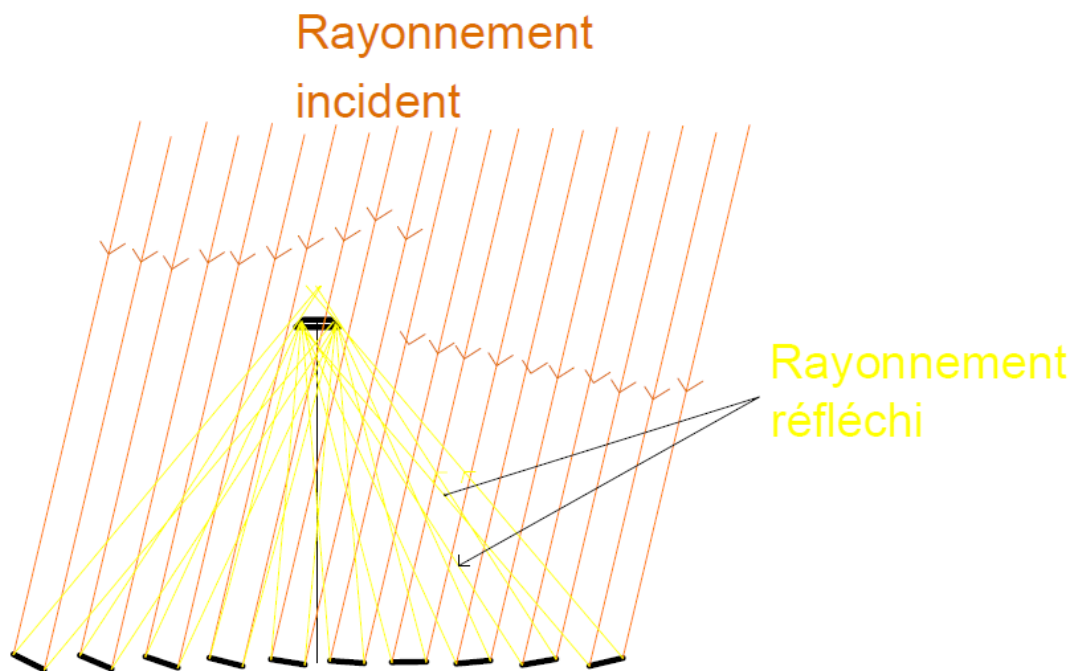


Figure 6.13 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 12 h

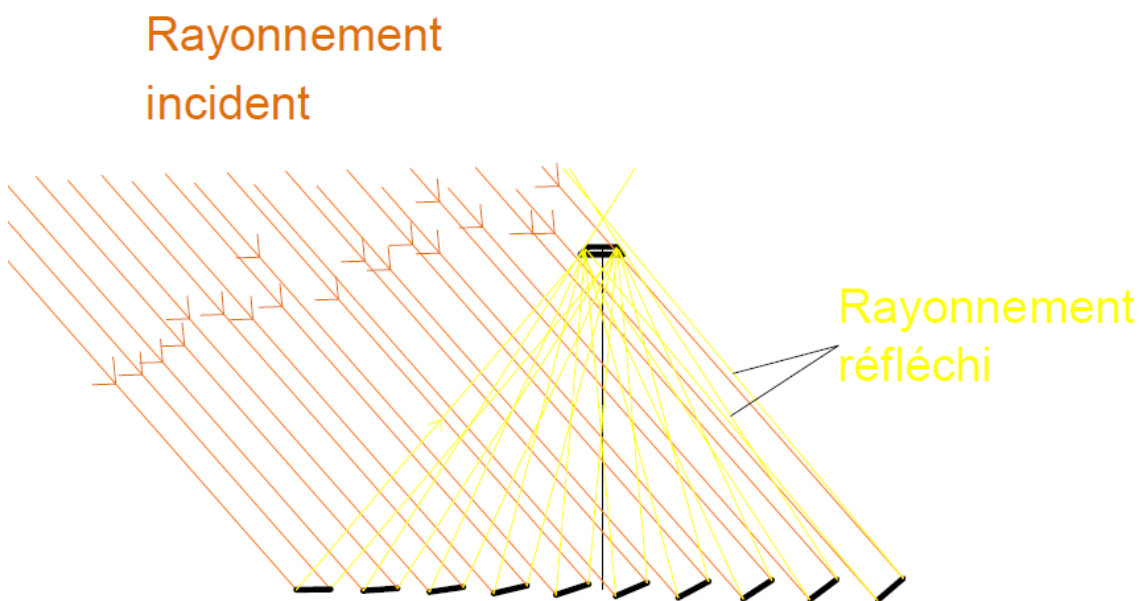


Figure 6.14 : Résultat de la simulation fait sur une ligne de vaporiseur à 16 h

Les figures nous montrent que seul le cas simulé à 08h présente des miroirs qui se font de l'ombre entre eux. Cela se justifie par l'angle d'incidence des rayons qui est de 22° à 08h. Mais nous avons constaté qu'à partir d'un angle d'incidence de 30° aucun miroir ne se fait plus de l'ombre.

Les images montrent aussi que la majorité des rayonnements incidents sont réfléchis sur le second récepteur. Nous pouvons donc conclure que les calculs sur la distance entre chaque miroir d'une ligne du champ solaire ainsi que le calcul pour déterminer l'angle d'inclinaison de chaque miroir en fonction de la date et de l'heure sont convaincantes.

c : Design second concentrateur

Les paramètres trouvés pour le design du second concentrateur sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 6.14 : Paramètres second concentrateurs

F_c	40
W	0.4 m
B	0.625 m
D	112.49
θ	45°
Isolant	Laine de verre $\lambda= 0.035$ [W/mK]
Epaisseur de l'isolant	0.0091m

d : Nombre et diamètre des tubes absorbeurs

Tableau 6.15 : Diamètre et nombre de tubes absorbeurs normalisés

	Surchauffeur		Vaporiseur	
D tube [m]	N tube	Largeur tot des tubes [m]	N tube	Largeur tot des tubes [m]
0,0102	67,07	0,68	118,2	1,20
0,0135	38,29	0,51	67,5	0,91
0,0172	23,59	0,40	41,6	0,71
0,02	17,44	0,34	30,8	0,61
0,0213	15,38	0,32	27,1	0,57
0,025	11,16	0,27	19,7	0,49
0,0269	9,64	0,25	17,0	0,45
0,03	7,75	0,232	13,7	0,41
0,0318	6,90	0,21	12,2	0,38
0,0424	3,88	0,16	6,8	0,29
0,0445	3,52	0,15	6,2	0,27
0,0483	2,99	0,14	5,3	0,25
0,051	2,68	0,13	4,7	0,24
0,057	2,15	0,12	3,8	0,21
0,0603	1,92	0,11	3,4	0,20

0,0635	1,73	0,10	3,1	0,19
0,07	1,42	0,09	2,5	0,17
0,0761	1,20	0,09	2,1	0,16
0,0825	1,03	0,08	1,8	0,14
0,0889	0,88	0,07	1,6	0,13
0,1016	0,68	0,06	1,2	0,12
0,108	0,60	0,06	1,1	0,11
0,1143	0,53	0,06	0,9	0,10

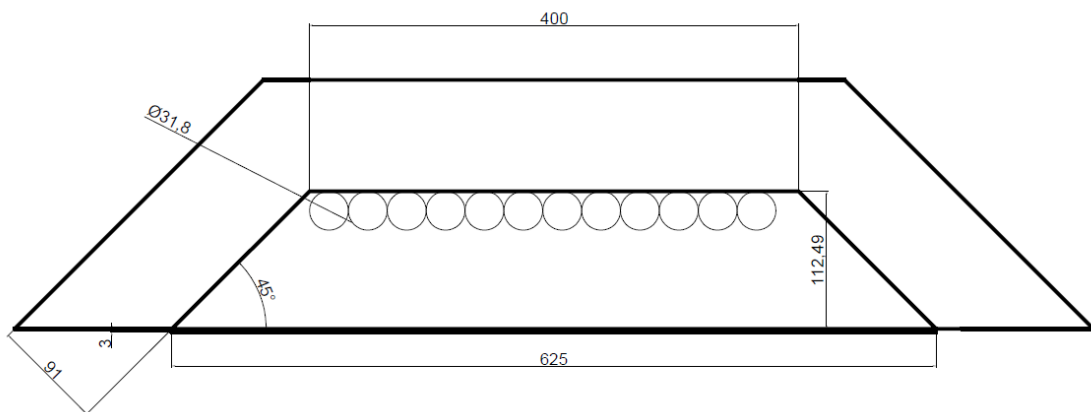


Figure 6.15 : Schéma du design du second concentrateur du vaporiseur de notre centrale (échelle 1 :1000)

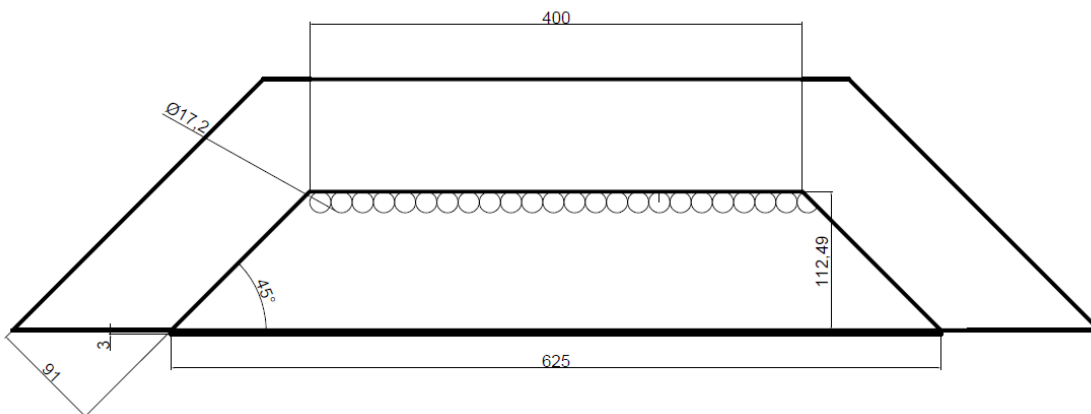


Figure 6.16 : Schéma du design du second concentrateur de la surchauffeur de notre centrale (échelle 1 :1000)

Le résultat du design que nous venons d'effectuer sur le second concentrateur montre les dimensions globales de ce dernier, comme la largeur W , la profondeur D , l'angle θ du trapèze, l'épaisseur de l'isolant ainsi que le nombre et le diamètre des tubes absorbteurs.

Tous ces paramètres ont été choisis pour pouvoir concentrer le maximum de rayonnement sur les tubes absorbeurs et aussi pour limiter au minimum les pertes thermiques, de l'ordre de 100 W, à l'intérieur de la cavité réceptrice.

Le nombre et le diamètre des tubes absorbeurs ont été choisis pour que la largeur totale occupée par les tubes corresponde à la valeur de W pour une longueur correspondant à la longueur du vaporiseur ou de la surchauffeur. Le tableau [6.15] présente le résultat des calculs faits pour cela.

Nous pouvons alors mettre en évidence l'avantage d'utiliser des multitubes au lieu d'un monotube

Tableau 6.16 : Comparaison multitubes et monotube cas surchauffeur

Surchauffeur			
	Diamètre d'un tube [m]	Longueur [m]	Surface d'échange [m ²]
24	0.017	266	1.5
1	0.088	266	1.6

Tableau 6.17 : Comparaison multitubes et monotube cas vaporiseur

Vaporiseur			
	Diamètre d'un tube [m]	Longueur [m]	Surface d'échange [m ²]
12	0.031	276	2.5
1	0.11	276	2.6

Ces deux tableaux montrent que pour avoir à peu près la même surface d'échange, la configuration monotube devrait avoir un diamètre de 0.088 m pour la surchauffeur et 0.11 m pour le vaporiseur. Donc pour un même débit, la configuration monotube demanderait une vitesse d'écoulement très lente. Par conséquent, on aura du mal à avoir l'écoulement annulaire exigé par la génération directe de vapeur.

La finalité de cette comparaison est que nous ne nous sommes pas trompés en choisissant la configuration multitube.

5.2.5 : Discussion sur le choix et le dimensionnement des différents composants pour notre centrale

En premier lieu, La turbine, les pompes, le condenseur, ainsi que les vannes de régulation peuvent être considérés comme des produits standards qui sont disponibles sur étagères. C'est pourquoi, pour ces éléments, nous nous sommes seulement appliqués à définir la puissance qu'ils devraient avoir dans le cadre du projet.

Nous avons donc déduit, à partir de la charge calculée pour le village de Zazafotsy, que la puissance génératrice nécessaire est de 250 KW et que la puissance turbine est de 278 kW.

Ayant obtenus la puissance turbine et génératrice, nous avons consulté plusieurs catalogues de turbine et de génératrice, puis choisi celles qui sont les plus adaptées à notre projet. Le turboalternateur SST-40 de Siemens l'a été pour cela.

En second lieu, choisir au préalable la puissance de la pompe alimentaire d'eau ainsi que le débit de la pompe de recirculation nous a permis de calculer la pression et l'enthalpie régnant sur les différentes composantes de notre centrale.

Les paramètres telle la pression en entrée de la pompe alimentaire d'eau et en entrée du vaporiseur sont quant à eux imposés par la turbine que nous avons choisie. Tous ces paramètres vont ensuite servir pour le dimensionnement des miroirs du champ solaire. L'analyse thermodynamique du cycle de Rankine surchauffé a permis de déduire la puissance du condenseur. Pour simplifier l'installation, nous avons choisi d'utiliser un aérocondenseur à convection forcée.

Pour ce projet, la majorité du travail consistait donc à dimensionner le champ solaire et ses différentes composantes ainsi que le système de stockage.

Concernant l'organisation du champ solaire, pour connaître sa configuration, il fallait tout d'abord connaître la puissance demandée aux différentes parties du champ, c'est-à-dire le vaporiseur et la surchauffeur. Ensuite, il fallait définir le débit du fluide circulant dans ces deux parties du champ. Pour enfin aboutir aux nombres de miroirs assignés au vaporiseur et à la surchauffeur.

Cependant, pour avoir le nombre de miroirs, plusieurs paramètres doivent être imposés, comme la longueur et la largeur de chaque miroir formant le champ.

Pour notre cas, nous avons posé : largeur égale à 0.5 m et longueurs égale à 276 m pour le vaporiseur et 266 m pour la surchauffeur. Le choix de ces paramètres prend en compte plusieurs facteurs comme l'encombrement et le poids des miroirs pour faciliter le tracking et est inspiré du retour d'expérience de nombreuses centrales commerciales et d'essai existantes.

Le nombre de miroirs étant connu, nous avons pu passer à la répartition de ces miroirs en plusieurs lignes de vaporiseur et de surchauffeur parallèles. Cela dans le but d'avoir un champ solaire assez compacte et aussi pour avoir une longueur de vaporiseur égale à celle de la surchauffeur.

Un vaporiseur à 6 lignes de 10 miroirs chacun ainsi qu'une surchauffeur de 4 lignes de 12 miroirs chacun a été ainsi trouvé.

5.2.6 : Résultat du dimensionnement du système de stockage pour la centrale

a : Dimensionnement du troisième étage

La puissance thermique cédée par la vapeur pendant sa désurchauffe dans cet étage s'écrit.

$$Q_{desurch} = \dot{m}_{surch} \cdot \Delta h \quad (6.1)$$

$$P_{desurch} = -413.47 \text{ [kW]}$$

Donc si l'installation se charge pendant les 10h d'ensoleillement l'énergie emmagasinée est 14 884 920[kJ]

$Q_{desurch}$ est donc égale à la puissance emmagasinée de manière sensible dans le béton.

La masse de béton nécessaire pour cela est égale à :

$$m = \frac{Q_{desurch}}{c_{p,béton} \cdot \Delta T} \quad (6.2)$$

$$c_{p,béton} : 0.85 \text{ [kJ/kg k]}$$

$$m = 81.32 \text{ [tonnes]}$$

b : Dimensionnement du deuxième étage à chaleur latente

Pour le deuxième étage, le matériau à changement de phase doit avoir son point de fusion à 240°C environ pour garantir le transfert thermique entre le fluide caloporteur et le matériau de stockage.

Nous avons choisi pour notre part du sel fondu avec une composition en pourcentage massique NaNO_3 : 42% et KNO_3 : 58%. Ce mélange a une température de fusion de $T_f = 225^\circ\text{C}$ [60] et une chaleur latente de fusion $L_f = 170 \text{ [KJ/Kg]}$. [28]

A 40 bars, l'enthalpie dégagée par l'eau pendant sa liquéfaction s'écrit

$$h_{liquefa} = h_{sat,liq}(P) - h_{sat,vap}(P) \quad (6.3)$$

$h_{liquefa}$: Enthalpie de liquéfaction

$h_{sat,liq}(P)$: Enthalpie de saturation liquide en fonction de la pression

$h_{sat,vap}(P)$: Enthalpie de saturation vapeur en fonction de la pression

$$h_{liquefa} = -1713.48 \text{ [kJ/kg]}$$

Or

$$P_{latente} = \dot{m}_{surch} \cdot h_{liquefa} \quad (6.4)$$

$$P_{latente} = -1713.48 \text{ [kW]}$$

Si Q_{latent} est l'énergie qu'il faut stocker pendant les 10 h d'ensoleillement, alors la masse de sel nécessaire est de

$$Q_{latente} : 61\,685\,280 \text{ [KJ]}$$

$$m_{sel} = \frac{Q_{latente}}{L_f} \quad (6.5)$$

$$m_{sel} = 362.85 \text{ [T]}$$

c : Dimensionnement du premier étage

L'énergie perdu par l'eau pendant sa refroidissement dans le premier étage s'exprime par :

$$P_{refroidis} = \dot{m}_{surch} \cdot \Delta h \quad (6.6)$$

Avec Δh : Variation de l'enthalpie entre la sortie et l'entrée du premier étage

$$P = -978.89 \text{ [kW]}$$

Connaissant $Q_{refroidis}$ qui est l'énergie cédée par l'eau à la première étage, nous pouvons déduire la masse de béton nécessaire pour stocké cette énergie.

$$Q_{refroidis} : 35\,240\,040 \text{ KJ}$$

$$m_{béton} = \frac{Q_{refroidis}}{c_{p,béton} \cdot \Delta T} \quad (6.7)$$

$$m_{béton} = 192.51 \text{ [T]}$$

5.2.7 : Discussion concernant le système de stockage

Le choix du système de stockage à trois étages a pour conséquence, la résolution du problème posé par le palier isotherme du condensation/vaporisation de l'eau dans les centrales à DSG, qui complexifie le transfert de chaleur à un matériau de stockage.

Le dimensionnement de ce système de stockage a abouti pour notre cas à 273.83 T de bétons pour les parties à stockage sensible et 362.85 T de sels fondus pour la partie à stockage par chaleur latente. Ces résultats sont pour une autonomie de stockage d'environ 8h à 9 h.

Il est à noter qu'à notre connaissance et au moment où l'on parle, il n'existe pas de centrale commerciale utilisant le système à trois étages.

La comparaison se fera donc avec d'autres types de stockage existant actuellement.

Pour notre cas, le béton à un coût de 0.08 EUR/kg [59]. Le système de stockage de notre centrale coûte donc 21 906.4 EUR pour le béton et 226781.25 EUR pour le sel car le sel fondu coûte : 0.625 EUR/kg [59]. Nous avons donc une totale de 24 8687.65 EUR. Ce qui équivaut à 99.47 EUR/kWh

Ces résultats sont prometteurs si on le compare avec le coût de stockage dans les batteries à plomb qui est de 100 à 150 EUR/kWh [19].

5.3 : Asservissement et système de tracking pour le projet

5.3.1 : Schéma globale du système de régulation choisi pour le projet

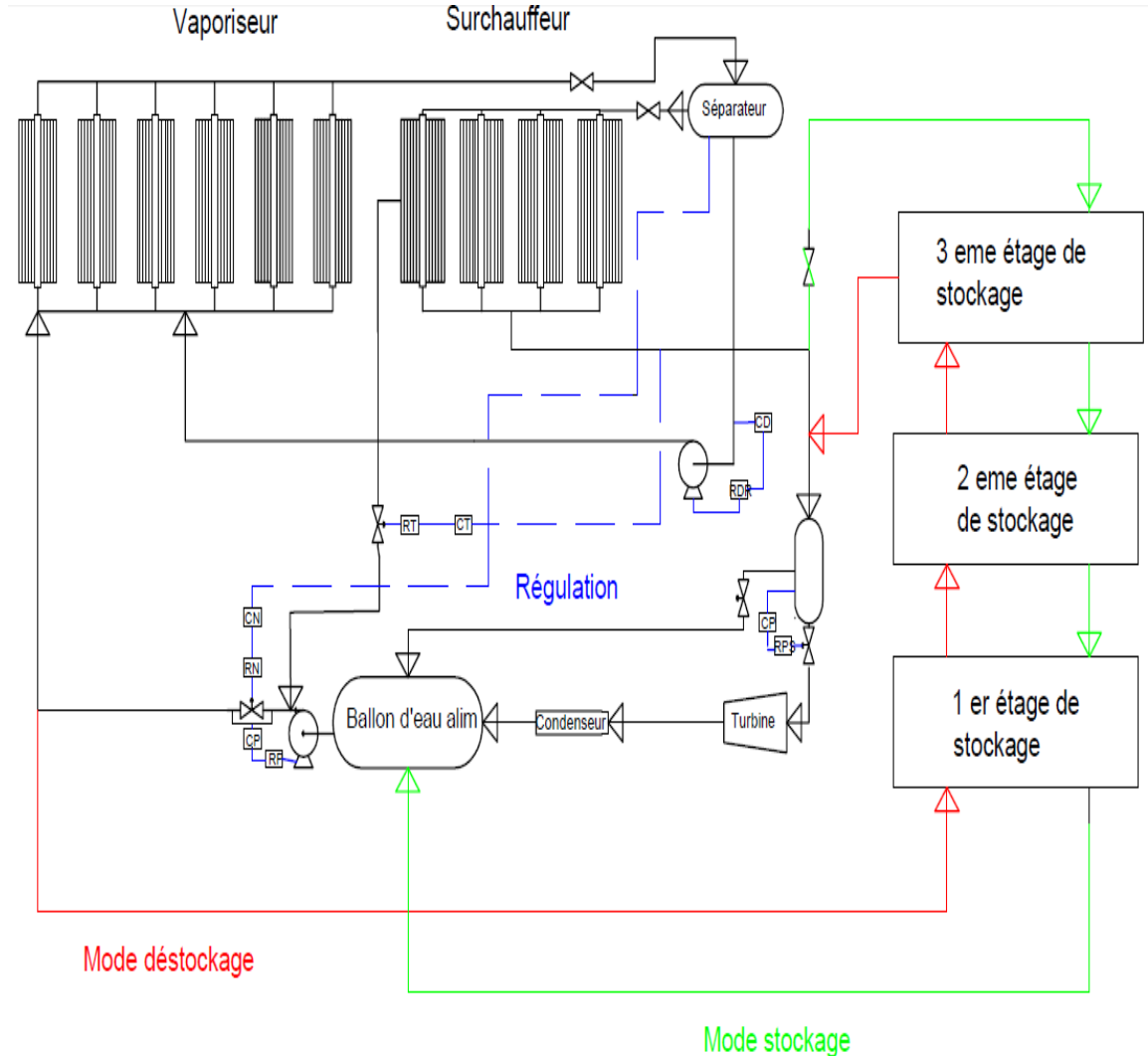


Figure 6.17 : Schéma global de notre système de régulation

CN : Capteur de niveau

CP : Capteur de pression

CT : Capteur de température

CD : Capteur de débit

RN : Régulation de niveau dans le séparateur de phase

RP : Régulation de pression

RPS : Régulation de pression sortie surchauffeur

RT : Régulation de température sortie surchauffeur

RDR : Régulation du débit de recirculation

5.3.2 : Schéma des différentes boucles formant le système de régulation

a : Régulation titre de sortie vaporiseur

Comme dit plus haut, pour trouver la fonction de transfert du système et aboutir ainsi aux paramètres réels du correcteur, nous devons, pour ce cas, appliquer un échelon du débit d'eau alimentaire et analyser la réponse de l'eau dans le ballon séparateur.

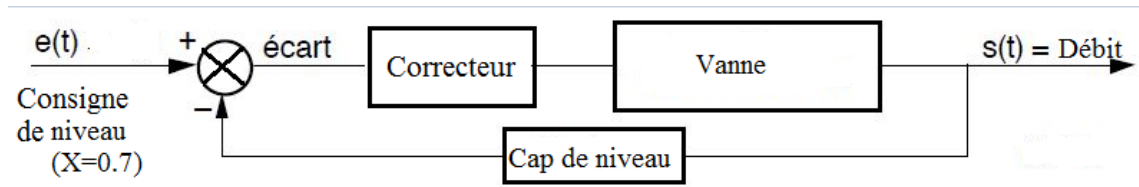


Figure 6.17 : Schéma de la boucle de régulation titre sortie vaporiseur

b : Régulation pompe de recirculation

Pour ce cas, un échelon de vitesse de rotation est appliqué puis on regarde la réponse du débit de recirculation.

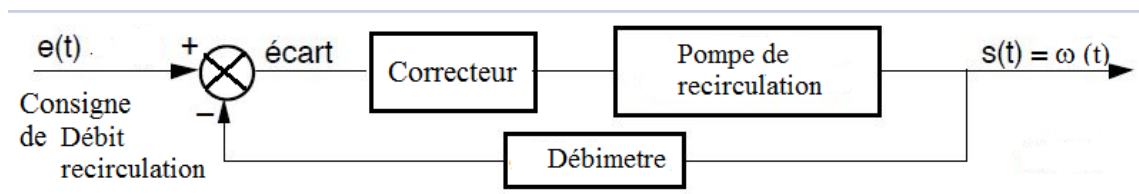


Figure 6.18 : Schéma de la boucle de régulation débit de recirculation

c : Régulation température sortie surchauffeur

Dans ce cas si, un échelon de débit d'injection de désurchauffe est appliqué au système puis on regarde la réponse de la température de sortie surchauffeur.

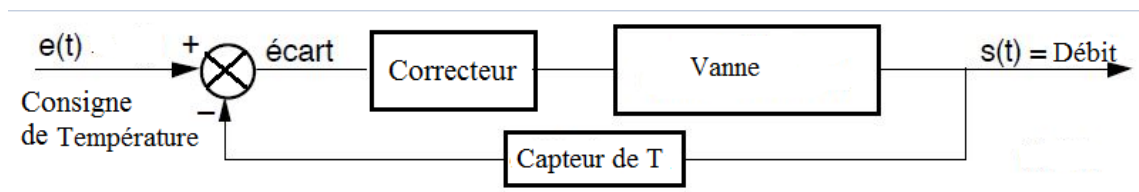


Figure 6.19 : Schéma de la boucle de régulation température sortie surchauffeur

d : Régulation pression sortie surchauffeur

Pour la pression, un échelon de débit de sortie séparateur final est appliqué, puis on regarde la réponse de la pression de sortie surchauffeur.

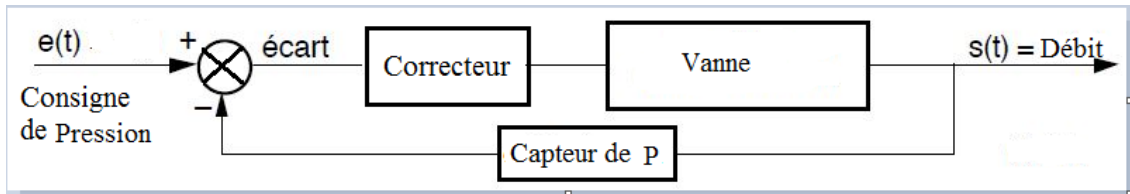


Figure 6.20 : Schéma de la boucle de régulation pression sortie surchauffeur

5.3.3 : Système de suivi du soleil développé pour notre projet

Les algorithmes expliquant le programme pour notre système de tracking sont présentés en Annexe.

a : Calcul des angles d'inclinaison de chaque miroir d'une ligne

L'angle de chaque miroir est calculé à partir des données : azimute et élévation, fournie par [3] avec les formules qui sont présentées dans le chapitre 4, sous chapitre 4.2.1.

Tableau 6.18 : Angle d'inclinaison de chaque miroir pour la date du 01 janvier 2017

Miroir	di	h	Beta i	8	9	10	11	12
W5	4,216	5	49,86	-53,60	-46,98	-40,33	-33,59	-26,75
W4	3,238		57,07	-50,00	-43,38	-36,72	-29,98	-23,15
W3	2,275		65,53	-45,77	-39,15	-32,49	-25,75	-18,92
W2	1,337		75,02	-41,02	-34,40	-27,75	-21,00	-14,17
W1	0,432		85,06	-36,01	-29,38	-22,73	-15,99	-9,15
E1	0,432	5	85,06	-31,07	-24,45	-17,79	-11,05	-4,22
E2	1,337		75,02	-26,05	-19,43	-12,77	-6,031	0,79
E3	2,275		65,53	-21,30	-14,68	-8,032	-1,29	5,54
E4	3,238		57,07	-17,07	-10,45	-3,801	2,93	9,776
E5	4,216		49,86	-13,47	-6,85	-0,196	6,54	13,37

b : Couple de servomoteurs

Tableau 6.19 : Couple servomoteur pour notre trackeur

	Vaporiseur	Surchauffeur
Masse miroir [kg]	345	332.5
largeur miroir [m]	0.5	0.5
Couple [kg. m]	172.5	166.25

5.3.4 : Analyse du système de régulation et du système de suivi du soleil

a : Asservissement

Le principal handicap de l'énergie solaire est son intermittence. Alors pour que notre centrale produise la quantité d'énergie exigée par les consommateurs au moment où ils en ont besoins, étudier un système d'asservissement efficace nous semble être la solution adéquate. Grâce à cet asservissement, la production ne sera pas affectée par la variation de l'ensoleillement direct.

Cependant, le développement et le paramétrage de l'asservissement pour une centrale telle que la nôtre, réclame l'acquisition de données expérimentales provenant de la centrale elle-même comme il est expliqué en méthodologie.

C'est pourquoi, faute de pouvoir faire les expérimentations nécessaires pour obtenir les données pour l'identification des modèles de notre système, nous nous sommes juste appliqués à présenter le schéma de chaque boucle de régulation envisagée, ainsi que la méthode pour aboutir à un asservissement fonctionnel et fiable.

b : Tracking

En développant les programmes décrits par les algorithmes de la section [3.2.3], avec la carte arduino, nous avons testé la fiabilité du programme avec la carte arduino uno, le module RTC DS3231 ainsi qu'un petit servomoteur Tower Pro SG 90 commandé avec le module driver moteur L293. Nous avons constaté que le programme répond bien c'est-à-dire que l'angle pris par le servomoteur correspond à l'angle voulu au moment voulu. Nous pouvons donc affirmer que le système de tracking que nous avons développé est opérationnel et fiable.

5.4 : Résultat des calculs et analyse sur le coût du projet

5.4.1 : Résultat de l'évaluation de l'investissement pour le projet

D'après [29], le coût moyen d'installation d'une centrale solaire thermodynamique à miroir linéaire de Fresnel s'élève à 3 917 000 [USD/MW] en 2013

Ainsi pour notre centrale de 250 kW, ce coût s'élève à 979 250 [USD]

Soit, avec le cours du Malagasy Ariary en 2013 Ce coût est égale à : 2 839 825 000 MGA

La répartition des différentes postes de coût dans la construction de notre centrale est présentée dans le tableau suivant.

Tableau 6.20 : Répartition des coûts pour une centrale CLFR

	% coût total	2013 USD	Ariary
Miroirs et concentrateurs	6	58 755	170 389 500
Receveurs	12	117 510	340 779 000
Structure support	21	205 642.5	596 363 250
Moteurs et orientation des miroirs	3	29 377.5	85 194 750
Système et fluide caloporteur et Stockage	7	68 547.5	198 787 750
Block de puissance	12	117 510	340 779 000
Equipements auxiliaires	11	107 717.5	312 380 750
Construction, génie civil	14	137 095	397 575 500
Développement	14	137 095	397 575 500
Total	100	979 250	2 839 825 000

Source : [29]

Cependant, nous devons préciser que ces différents paramétrés de coût ne prend pas en compte : les différentes taxes ainsi que le coût du transport des matériaux qui doivent être importé.

5.4.2 : le coût du kWh calculé pour notre centrale

La dépense d'investissement pour notre centrale est 979 250 [2013 USD]

Les dépenses de maintenance et d'opération pour notre projet est donnée ci-dessous.

Il est à préciser que les coûts de maintenance et d'opération sont évalués à 0.025 [USD /kWh] ou 79 Ar [19] en 2010, On appelle taux d'intérêt réel le taux d'intérêt nominal auquel on doit effectuer une correction afin qu'il tienne compte du taux d'inflation et de la prime de risque. Il est utilisé en économie et en sciences actuarielles Le taux d'intérêt réel est évalué selon le scénario suivant : Le taux d'intérêt reste égal à celui de 2017 pendant toute la durée du projet. Nous avons $i = 50.08\%$ [31]

Pour notre cas l'horizon du projet a été calculé à partir de la dépense initiale en investissement. En effet, nous avons évalué le temps durant lequel cet investissement initial sera amorti.

Les hypothèses suivantes ont été fixées pour calculer l'horizon du projet : l'électricité est vendue au prix de **200 Ar/ kWh**, ce prix a été déduit des enquêtes que nous avons mené au village de Zazafotsy et plus particulièrement du paramètre appelé « capacité à payer l'électricité » qui est tiré à partir des résultats de ces enquêtes.

Le coût de maintenance est évalué à **79 Ar/ kWh [19]** et le coût d'investissement est de **12 338 550 Ar/kWh [29]**.

Tableau 6.21 : Evaluation du temps de retour sur investissement pour notre projet

1 ^{er} Période	1	2	3	4
I 0	2.839.825.000			
P [kW]	204	212	220	228
Prix de vente	357.197.760	370.954.464	384.686.640	398.657.088
Dépense en opération et maintenance [Ar]	386.557	401.444	416.305	431.423
Revenue total cumulé [Ar]	356.811.203	727.364.224	1.111.634.559	1.509.860.224

2 ^{ème} Période	5	6	7	8
I 0	2.839.825.000			
P [kW]	234	241	248	250
Prix de vente	410.458.560	422.398.440	434.480.232	446.703.936
Dépense en opération et maintenance [Ar]	444.195	457.116	470.190	483.419

Revenue total cumulé [Ar]	1.919.874.589	2.341.815.913	2.775.825.954	3.222.046.470
---------------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Le tableau précédent nous montre que le retour sur investissement à lieu entre la période 7 et 8. L'horizon du projet est donc fixé à **8 ans**

Avec ces données, nous avons calculé la LCOE.

LCOE = 0.35 USD/kWh

LCOE = 0.27 EUR/kWh

Soit LCOE= 958.5 MGA/kWh

5.4.3 : Comparaison du coût de notre centrale avec celui d'autre technologie pour une puissance similaire

D'après les calculs, le coût du kWh pour notre centrale est de 0.27 EUR ou 0.35 USD. Ce coût est satisfaisant si on se base sur le coût des autres centrales solaires thermodynamiques qui sont déjà en service dans le monde. En effet, le retour d'expérience de ces centrales montre un coût du kWh entre 0.14 et 0.36 USD

En plus, en se référant à [61] le tableau de comparaison de notre centrale avec d'autre technologie similaire est présenté ci-après.

Tableau 6.22 : Comparaison coût d'investissement différente technologie

	Puissance [kW]	Investissement totale
Notre Technologie	250	1 302 402.5* EUR
Technologie PV	251 (kWc)	3 500 000 EUR
Technologie éolienne	279	2 600 00 EUR
Technologie mixte PV éolienne	257	3 200 000 EUR

* : Le cas de notre centrale est un investissement hors réseau

Ce tableau nous montre que le coût d'investissement de notre projet reste compétitif face aux autres technologies qui sont les plus utilisées pour l'électrification rurale à Madagascar.

5.5 : Impacts sociale pour le village de Zazafotsy

Tous d'abord pour l'éducation : L'équipement des écoles offre de meilleures conditions de travail aux élèves, qui bénéficient de l'éclairage après la tombée du jour et d'outils audiovisuels éducatifs et aux professeurs pour la préparation des cours. La qualité de

l'enseignement s'en trouve améliorée, et les taux de fréquentation et de réussite scolaire augmenteront. A la maison, un meilleur éclairage permet aux enfants de faire leurs devoirs dans de bonnes conditions.

Du côté santé : Dans les centres de santé, la conservation au froid des médicaments et des vaccins, l'utilisation d'équipements médicaux électriques ou encore l'éclairage correct des salles d'opération permettent d'améliorer les conditions de soins et de diminuer la mortalité infantile.

Dans les ménages, l'électricité provoque moins d'accidents domestiques que le pétrole lampant ou les bougies, et permet d'éviter aux enfants d'inhaler les fumées des combustibles. 17 % des décès des enfants de moins de cinq ans sont en effet dus à des infections respiratoires [61], causées par l'utilisation des lampes à pétrole.

Ensuite l'électricité apporte au village l'accès à l'eau propre. En effet, la mécanisation du pompage améliore la qualité de l'eau et réduit les risques de maladie. La grande fiabilité des équipements limite les temps d'arrêt et les risques de pénurie.

En ce qui concerne la sécurité, L'éclairage public favorise la lutte contre l'insécurité. La sécurité est d'ailleurs le bénéfice de l'électricité le plus souvent cité par la population. Le vol de bétail, particulièrement fréquent à Madagascar, est fortement réduit par la présence de la lumière électrique.

Nous pouvons citer aussi l'accès à l'information : L'électrification donne aux ménages l'accès aux informations via la radio ou la télévision. La recharge sur place des téléphones portables facilite leur usage et les liens avec l'extérieur.

Enfin, des cybercafés peuvent être installés, ouvrant le champ de l'utilisation d'Internet. Enfin l'égalité des genres est aussi un impact de l'électrification d'un village. Le confort domestique et les conditions de vie sont largement améliorés, notamment pour les femmes. L'électricité allège la charge de travail des tâches ménagères. Elle permet de développer des activités artisanales domestiques génératrices de revenus pouvant être effectuées par les femmes, telles que la vannerie, le petit maraîchage, la petite restauration, la couture...

5.6 : Impacts économique du projet

Le principal impact économique de l'électrification du village est la réduction de la facture énergétique. En effet, le coût des services rendus (éclairage, radio, télévision, etc.) par l'électricité d'origine renouvelable est inférieur à celui de l'utilisation du pétrole lampant et des piles. La facture énergétique d'un foyer est réduite d'environ 20 %. [61] Nous pouvons aussi citer l'accroissement du temps disponible : Les activités domestiques, commerciales et artisanales peuvent être poursuivies après la tombée du jour grâce à

l'éclairage. La qualité des travaux, des produits fabriqués et des services est améliorée, la sécurité est renforcée.

L'électrification permet aussi de lancer de nouvelles activités pour lesquelles l'électricité est indispensable, comme la conservation de produits agricoles avec le froid, ou leur transformation par des appareils électriques adaptés.

Les revenus complémentaires générés contribuent à réduire la pauvreté.

Et l'électrification contribue aussi à la création d'emplois dédiés : L'électrification crée des emplois locaux, que ce soit pour l'installation des équipements, mais aussi pour leur exploitation et gestion. Des techniciens sont chargés de l'entretien des systèmes électriques, du personnel collecte les redevances et gère la clientèle, un comptable établit les factures et assure la bonne gestion des fonds. Enfin, un manager doit animer l'équipe et assurer les relations avec les autres intervenants.

Conclusion :

Quand nous parlons de centrale solaire thermodynamique, on peut distinguer plusieurs filières, qui appliquent cette technologie. La filière centrale à réflecteur linéaire de Fresnel fait partie de cela.

A travers ce mémoire, nous avons étudié la faisabilité ainsi que la compétitivité de l'utilisation d'une centrale solaire à réflecteur linéaire de Fresnel fonctionnant avec la génération directe de vapeur, couplé à un système de stockage thermique, et asservi par un système de régulation ainsi qu'un système de suivi du soleil, dans le village de Zazafotsy à Madagascar.

Après les enquêtes socio-économiques que nous avons menées au village de Zazafotsy, nous avons pu déduire la consommation journalière en électricité de ce village qui est de **250 kW**. Et notre analyse durant ce mémoire, nous a conduit à la conclusion que : cette technologie est belle et bien utilisable à Madagascar, mais aussi qu'elle est fiable et peut se mettre en concurrence avec les autres technologies sur le marché malagasy de l'électrification rurale.

Effectivement, nous avons constaté durant nos études :

Que le solaire thermodynamique possède quelques avantages face au solaire photovoltaïque. Nous pouvons citer comme exemple, le stockage thermique qui est l'un des principaux atouts du solaire thermodynamique.

Qu'en utilisant la filière à réflecteur linéaire de Fresnel, en combinaison avec la technique de génération directe de vapeur, couplé avec un stockage thermique appelé stockage à trois étages d'une capacité pouvant aller jusqu'à **8 h** et un asservissement efficace, pour le cas appliqué au village de Zazafotsy. Le coût du kWh de la technologie solaire thermodynamique arrivait à rivaliser avec le coût des autres technologies avec **958.5 Ar le kWh**.

Ces résultats montrent donc que la technologie solaire thermodynamique et particulièrement la filière à réflecteur linéaire de Fresnel, est une alternative viable en tant que source d'électricité décentralisée pour Madagascar.

En ce qui concerne le village de Zazafotsy en particulier, les études ont révélé que l'ensoleillement du village, le type de terrain, la localisation et bien d'autres facteurs font de ce village un candidat idéal pour l'installation d'une centrale solaire thermodynamique avec un coût d'investissement raisonnable et abordable.

Les études ont été menées particulièrement pour le village de Zazafotsy, mais de nombreux sites à Madagascar possèdent l'ensoleillement nécessaire pour la technologie

du solaire thermodynamique. La réalisation du projet Zazafotsy pourra donc servir de pilote pour beaucoup d'autre projet à venir.

En plus la technologie du solaire thermodynamique ne se limite pas uniquement à la production d'électricité mais elle peut aussi être utilisée pour beaucoup d'autre procédé. Nous pouvons citer par exemple, la désalinisation de l'eau de mer. Ce procédé, s'il est appliqué dans les régions sud de Madagascar, pourrait résoudre le problème de pénurie d'eau de ces régions.

BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

Bibliographie et Webographie :

[1] A.Aurousseau, Modélisation dynamique et régulation des centrales solaires thermodynamiques linéaires à génération directe de vapeur, Doctorat de l'université de Toulouse, Génie des procédés. Ecole des Mines d'Albi-Carmaux, Toulouse, France, 2016, 246 pages.

[2] C.Silvi, The Pioneering Work on Linear Fresnel Reflector Concentrators (LCFs) in Italy, [En ligne].Disponible : <http://www.gses.it/pub/silvi-fresnel>. [Consulté en mars 2017].

[3] Sun earth tools [En ligne]. Disponible : <https://www.sunearthtools.com> [Consulté le 04/10/2017].

[4] P.Garcia, Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur, Docteur de l'Université de Perpignan, l'Université de Perpignan, Perpignan, France, 2007, 238 pages.

[5] T. A. Stuetzle, Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant, 2002.

[6] A.Ferriere, Les centrales solaires à concentration, une solution pour la production massive d'électricité verte ? Laboratoire PROMES-CNRS, France, 2009.

[7] G.Matthias, Linear Fresnel Technology, in Advanced CSP Teaching Materials, enerMENA, 43 Pages.

[8] F.Veynandt, Cogénération héliothermodynamique avec concentrateur linéaire de Fresnel : modélisation de l'ensemble du procédé, Doctorat de l'université de Toulouse, Institut National Polytechnique de Toulouse, Toulouse, France, Décembre 2011, 213 pages.

[9] John D Pye, System Modelling of the Compact Linear Fresnel Reflector, Doctor of Philosophy, Department of Mechanical and Manufacturing Engineering, Faculty of Engineering, University of New South Wales, Sydney, Australie, Mai 2008, 325 pages

[10] O.Cleynen, Thermodynamique de l'ingénieur, Collection Framabook, 2015, 361 pages.

[11] O.Bonnefoy, Machine thermiques, Ecole Nationale Supérieure des Mines, Saint-Etienne, France, Support de cours, 2015.

[12] D.Yamegueu Nguewo, Contribution à la conception des centrales solaires Thermodynamiques de troisième génération : couplage et optimisation des technologies existantes, Master d'ingénierie en génie énergétique, Laboratoire Energie solaire & Economie d'Energie(LESEE) institut international d'ingénierie de l'eau et de l'environnement (2ie), 2009, 65 pages.

[13] Rapport sur le statu mondial des énergies renouvelables 2016, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century(REN21), Faits essentiels, 2016

17[14] Global Solar Atlas [En ligne]. Disponible : <http://globalsolaratlas.info/downloads/madagascar>. [Consulté le 04/10/2017].

[15] Aldo STEINFELD. Fundamentals of solar thermochemical processes. ETH Zürich, Switzerland, March 2011.

[16] J. Birnbaum et al, "Steam temperature stability in a direct steam generation solar power plant," Solar Energy, vol. 85, pp. 660-668, 2011.

[17] S. Koch, M. Eck, and T. Hirsch, "Modelling and Control of a Solar-Thermal Parabolic Trough DSG Superheater with several Parallel Rows and Central Steam Separation," in Proceedings of ES2007 - Energy Sustainability 2007, 2007, pp. 1005-1014.

[18] M. Eck and T. Hirsch, "Dynamics and control of parabolic trough collector loops with direct steam generation," Solar Energy, vol. 81, pp. 268-279, 2007.

[19] IRENA, Concentrating Solar Power, in Renewable Energy technologies : cost analysis series, Volume 1 : Power sector, 2012

- [20] <https://europa.eu/capacity4dev/afretep/minisite/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system> [Consulté le 08/2017].
- [21] <https://www.google.com/map/places/Zazafotsy>.
- [22] *BD 500 FTM, ONE Edition ONE, Février 2007*
- [23] Atlas de statistiques sur les pays, Actualitix [En ligne]. Disponible : <http://fr.actualitix.com>. [Consulté le 25/10/2017].
- [24] M. Jufer, *Traité de l'électricité, Vol IX*, Ecole polytechnique Fédéral de Lausanne, 2004, 392 pages.
- [25] Jia He et al ; *Optical Design of Linear Fresnel Reflector Solar Concentrators*, *Energie Procedia* 14,2012.
- [26] Michael J. Wagner et G.Zhu, *A direct-steam linear fresnel performance model for nrel's system advisor model*, *Proceedings of the ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability & 10th Fuel Cell Science, Engineering and Technology Conference*, San Diego, Californie, USA, 2012.
- [27] Y. Jannot et C. Moyne, *Transfert thermique*, *Ecoles des Mines Nancy*, 2012, 163 pages.
- [28] A. Lomonaco, *Stockage D'énergie Thermique Par Matériaux À Changements De Phase Adapté Aux Centrales Solaires Thermodynamiques*, *Doctorat de l'Université de Pau et des Pays de l'Adour, Spécialité : Énergétique*, 2015, 238 pages.
- [29] *Syndicat des Energies Renouvelables, Etude des retombées économiques potentielles de la filière solaire thermodynamique française, Rapport finale*, Novembre 2013, 44 pages.
- [30] *Turbine à vapeur pré-étudié*, [En ligne]. Disponible : [http:// siemens.com / energy / steamturbines](http://siemens.com/energy/steamturbines). [Consulté le 07/08/2017].

[31] Taux d'intérêt réel Madagascar, Statistiques financières internationales et autres fichiers de données du Fonds monétaire international. Disponible : <http://donnees.banquemondiale.org/indicateur/FR.INR.RINR?locations=MG>, [Consulté le 10/11/2017].

[32] Ambatolampy : une centrale bientôt fonctionnel, [En ligne]. Disponible : <http://lachasse-info.com/accueil/fiche/ambatolampy-une-centrale-solaire-bientot-fonctionnelle>. [Consulté le 21/11/2017].

[33] Filière solaire thermodynamique, Observ'ER, 9 pages, 2015

[34] Wikipédia [En ligne]. Disponible : http://fr.wikipedia.org/wiki/Fluide_caloporteur. [Consulter le 28/08/2016].

[35] G. Zanganeh, A. Pedretti, and A. Steinfeld. A packed bed of rocks for High-Temperature thermal storage of concentrating solar energy, September 2011

[36] S. Kuravi, J. Trahan, D. Y. Goswami, M. M. Rahman, and E. K. Stefanakos, "Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 39, no. 4, pp. 285-319, 2013.

[37] energieplus, [En ligne]. Disponible : [www.energieplus](http://www.energieplus.be). [Consulté le 11/04/2017].

[38] S. Petrescu et al, Combined Solar Power Plants for Irrigation and Greenhouses using Modular Cylindrical Parabolic Concentrators, Proceeding of Energy Conservation and Use Of Renewable Energies in the Bio-Industries, Oxford and New York, Pergamon Press, 1981.

[39] T. Mancini et al. Dish Stirling Systems: An overview of developments and status, *J. Sol. Energy Eng.*, 125, 2002.

[40] T. A. Stuetzle, Automatic Control of the 30 MWe SEGS VI Parabolic Trough Plant, 2002.

- [41] G.Flamant, Solaire à concentration du présent au future, Laboratoire PROMES-CNRS, France, 13/06/2012.
- [42] International Energy Agency, Technologie Roadmap Solar Thermal Electricity, Edition 2014.
- [43] Michael J. Wagner et G.Zhu, A direct-steam linear fresnel performance model for fresnel's system advisor model, Proceedings of the ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability & 10th Fuel Cell Science, Engineering and Technology Conference, San Diego, Californie, USA, 2012.
- [44] M.Pierre Pardo, Développement d'un procédé de stockage d'énergie thermique haute température par voie thermochimique, Doctorat de l'université de Toulouse. Toulouse, France, 9 décembre 2013, 139 pages.
- [45] <http://xsteam.sourceforge.net/>.
- [46] John D Pye, System Modelling of the Compact Linear Fresnel Reflector, Doctor of Philosophy, Department of Mechanical and Manufacturing Engineering, Faculty of Engineering, University of New South Wales, Sydney, Australie, Mai 2008, 325 pages
- [47] L. Valenzuela, E. Zarza, M. Berenguel, and E. F. Camacho, "Control scheme for direct steam generation in parabolic troughs under recirculation operation mode," Solar Energy, vol. 80, pp. 1-17, 2006.
- [48] M. Eck and M. Eberl, "Controller design for injection mode driven direct solar steam generating parabolic trough collectors," in Proceedings of the 1999 Solar World Congress, 1999, pp. 247-257.
- [49] J.Lechalupé, Cours d'initiation à arduino, ASTUPS – CampusFab, Université Paul Sabatier, Mai 2014.

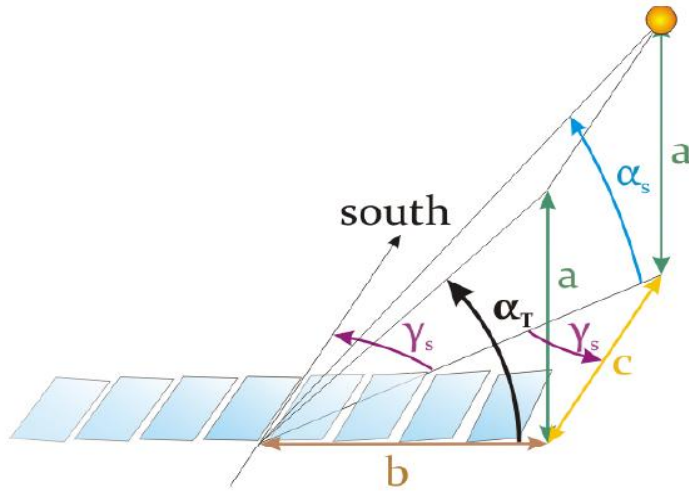
- [50] Module RTC. [En ligne]. Disponible : <http://www.semageek.com/arduino-utilitaire-bien-pratique-pour-mettre-a-lheure-les-modules-rtc/>, [Consulté le 04/10/2017].
- [51] P. Taylor, T. Hirsch, J. F. Feldhoff et al. Advancements in the Field of Direct Steam Generation in Linear Solar Concentrators, A Review, Heat Transf. Eng., no. November, pages. 37–41, 2013.
- [52] J. D. Pye, G. L. Morrison, et M. Behnia, Unsteady effects in direct steam generation in the CLFR, in Proceedings of the 2007 ANZSES Conference, 2007.
- [53] S. Natan, D. Barnea, et Y. Taitel, “Direct steam generation in parallel pipes,” Int. J. Multiph. Flow, vol. 29, no. July 2002, pages. 1669–1683, 2003
- [54] L. Valenzuela, E. Zarza, M. Berenguel, and E. F. Camacho, “Control scheme for direct steamgeneration in parabolic troughs under recirculation operation mode,” Solar Energy, vol. 80, pp.1-17, 2006.
- [55] Y. Taitel, U. Minzer, et D. Barnea, A control procedure for the elimination of mal flow rate distribution in evaporating flow in parallel pipes, Sol. Energy, vol. 82, pages. 329–335, 2008.
- [56] F. Aguilar-Gastelum et al ; Theoretical study of direct steam generation in two parallel pipes, 2013 ISES Solar World Congress, Energy Procedia 57, ScienceDirect, 2014.
- [57] J. Zhou et al ; Study on Flow Instability inside Multiple Parallel Pipes of Direct Steam Generation, International Conference on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems, SolarPACES 2014, Energy Procedia 69, ScienceDirect, 2015.
- [58] T.Zhang et al ; Stability Analysis and Maldistribution Control of Two-Phase Flow in Parallel Evaporating Channels, Int. J. Heat Mass Transfer, August 8, 2011.
- [59] J.F.Hoffmann, Stockage thermique pour centrale solaire thermodynamique à concentration mettant en œuvre des matériaux naturels ou recyclées, Doctorat de l’Université de Perpignan Via Domitia, France, 3 Décembre 2015, 269 Pages.

[60] M. Roche. L'utilisation d'un mélange de sels fondus pour le stockage de chaleur. Revue de Physique Appliquée, 1980, pp.895-902.

[61] De l'énergie verte pour un million de ruraux à Madagascar, Fondation Energie pour le monde, Ministère de l'énergie et des Mines, 2012, 60 pages.

ANNEXES

Annexe A : Détermination de l'altitude transversale du soleil



Source : [7]

Figure : détermination de α_T

$$\tan \alpha_T = \frac{\tan \alpha_s}{\sin \gamma_s}$$

α_s : Altitude solaire

γ_s : Azimut solaire

Annexe B : Instabilité d'excursion de débit dite de Ledinegg

Les instabilités inhérentes aux écoulements diphasiques sont étudiées depuis de nombreuses années, avec comme toile de fond différentes motivations et applications industrielles. On distingue généralement les instabilités « microscopiques » des instabilités « macroscopiques ». Les premières concernent les phénomènes se produisant de manière très localisée dans l'écoulement, au niveau de l'interface liquide-vapeur (bulles). Les secondes sont celles se produisant à l'échelle du système global, c'est-à-dire de l'évaporateur dans le cas d'une installation DSG. On peut trouver des états de l'art récents et exhaustifs du domaine, notamment des instabilités dites macroscopiques, on peut donc se documenter à ce sujet plus de précisions. Il paraît cependant intéressant d'aborder ici certaines de ces instabilités macroscopiques (appelées simplement « instabilités » pour la suite, car elles sont au cœur des problématiques touchant la conception des systèmes DSG. Les instabilités d'écoulement diphasiques ont été

effectivement traitées comme une problématique à part entière lors des études préliminaires de conception des systèmes à génération directe de vapeur.

La plus connue des instabilités en configuration horizontale est certainement l'instabilité de redistribution de débit, dite de Ledinegg, qui est la variation brutale du débit massique de l'écoulement diphasique dans l'évaporateur. Cette instabilité peut s'expliquer en observant la courbe caractéristique de la différence de pression en fonction du débit de l'évaporateur.

Un système thermohydraulique peut être défini par une caractéristique interne et une caractéristique externe, qui sont des courbes (ou fonctions) décrivant l'évolution de la perte de charge du système en fonction du débit qui le traverse :

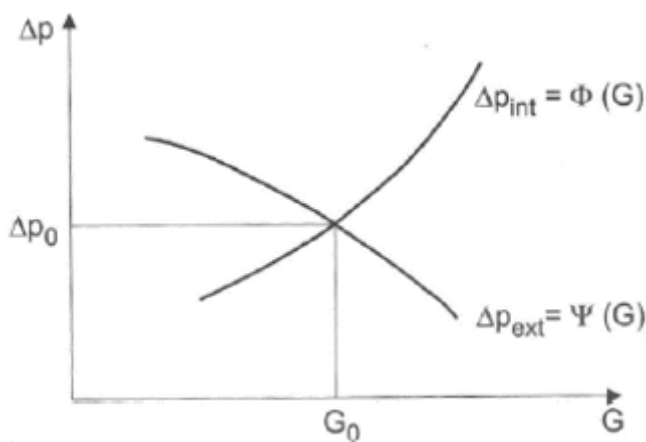


Figure : Principe du point de fonctionnement (stable) d'un circuit thermo-hydraulique

La courbe croissante Δp_{int} est la caractéristique interne du circuit. On peut la voir comme la perte de pression à vaincre pour générer un certain débit. Ce comportement pression-débit dépend purement de « l'intérieur » du circuit, alors que la caractéristique externe dépend du système extérieur au circuit, et a typiquement l'allure de Δp_{ext} montrée sur la figure précédente. On peut voir la caractéristique externe comme le différentiel de pression disponible pour générer l'écoulement, et il s'agit bien souvent d'une pompe qui la détermine. En régime permanent, le circuit va s'équilibrer sur le point de croisement des courbes, c'est le point de fonctionnement $(G_0, \Delta p_0)$, ainsi que montré sur la figure précédente. Supposons maintenant une légère augmentation de G , la perte de charge intérieure au circuit augmente donc aussi légèrement et devient supérieure à la différence de pression extérieure Δp_{ext} qui assure l'écoulement, ce qui fait que le débit va aussitôt diminuer pour revenir à sa valeur de base. Il s'agit là d'un point de fonctionnement stable. La figure suivante illustre le même point de fonctionnement du circuit, mais instable.

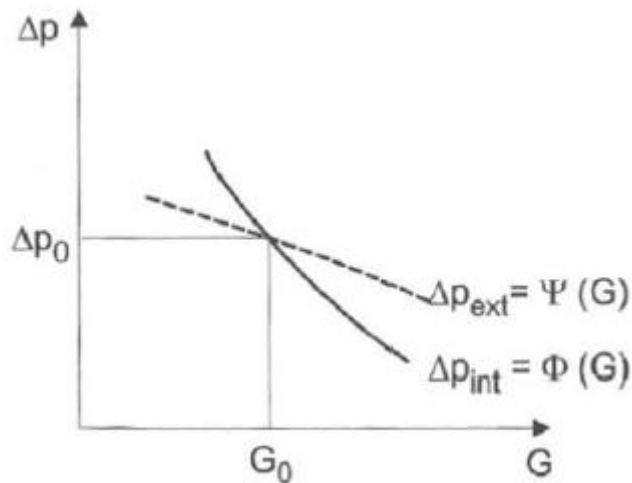


Figure : Figure du point de fonctionnement (instable) d'un circuit thermo-hydraulique

La caractéristique interne du circuit est cette fois supposée décroissante. En cas d'augmentation légère du débit, la perte de pression interne va donc diminuer et être inférieure à la différence de pression externe, ce qui va faire augmenter encore le débit. Le débit va donc augmenter de plus en plus, c'est un point de fonctionnement instable. On comprend donc que pour qu'un point de fonctionnement soit stable, la pente locale de la caractéristique interne doit être supérieure à celle de la caractéristique externe :

$$\frac{\partial \Delta P_{int}}{\partial \dot{m}} > \frac{\partial \Delta P_{ext}}{\partial \dot{m}}$$

Cette équation est le critère de stabilité du régime permanent, aussi appelé le critère de Ledinegg.

La caractéristique interne peut s'obtenir de façon analytique, en intégrant la dérivée axiale de perte de charge le long du circuit, ou bien en modélisant le circuit et en simulant l'écoulement stationnaire pour différents débits.

Pour de faibles débits, la vaporisation est très rapide et l'écoulement est essentiellement en vapeur sèche, la caractéristique a dans ce cas l'allure parabolique de la courbe rouge pointillée à gauche ;

Pour des débits élevés, il n'y a pas de vaporisation et l'écoulement est monophasique liquide, la caractéristique est parabolique : c'est la courbe pointillée rouge de droite ;

Pour tous les débits intermédiaires, l'écoulement est diphasique. La courbe caractéristique est alors soit strictement croissante comme le cas 2 représenté en vert, soit possède une allure en N avec une section décroissante comme pour le cas 1 représenté en bleu. C'est

dans ce cas précis qu'une instabilité de Ledinegg se produit. Le mécanisme de l'instabilité est illustré par la figure suivante.

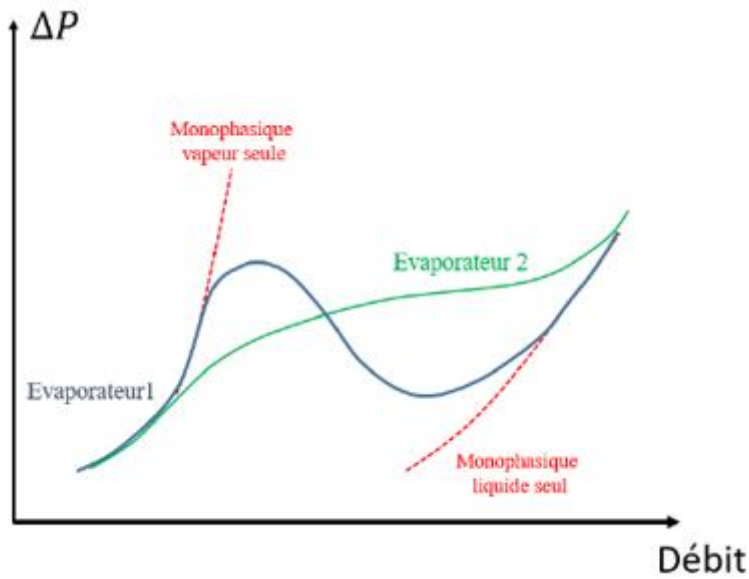


Figure : Caractéristiques possibles d'un évaporateur, et caractéristiques monophasiques d'un canal chauffant

Quelle que ce soit le type de caractéristique de l'évaporateur, il est important de noter qu'elle n'est définie que pour un flux surfacique donné, une pression donnée en un certain point du circuit, et une température donnée à l'entrée de l'évaporateur.

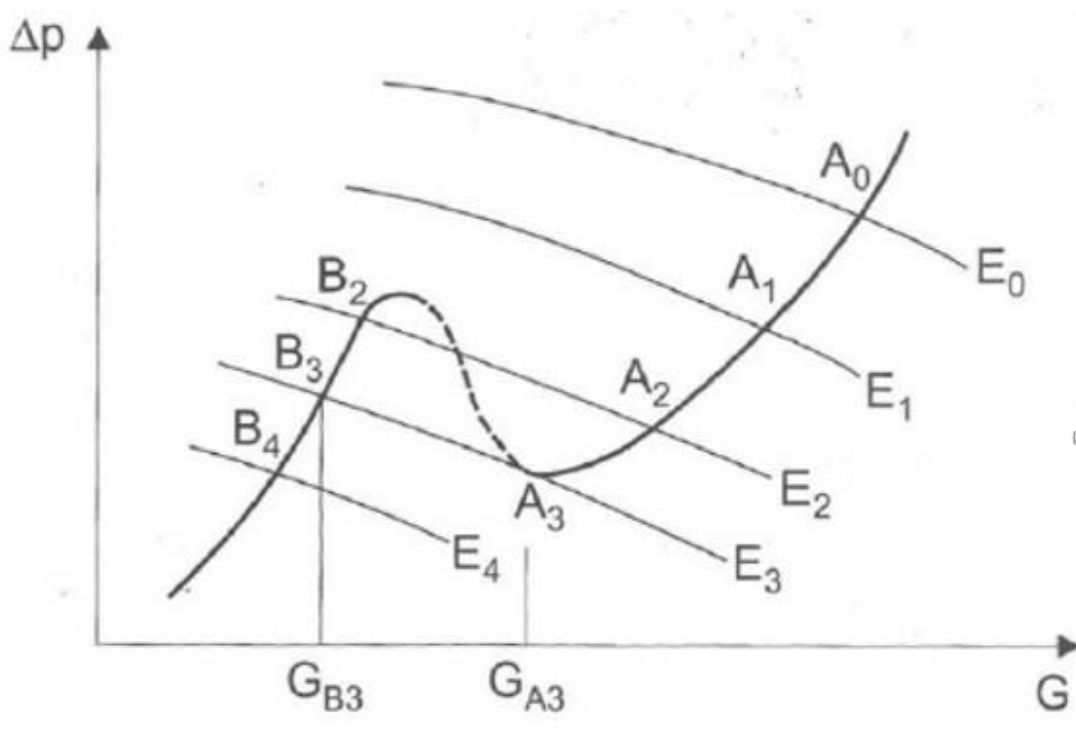


Figure : Mécanisme de la redistribution de débit

Supposons que le fonctionnement est stabilisé sur le point A_0 . La caractéristique externe du circuit est la courbe E_0 , qui représente par exemple la pompe d'alimentation de l'évaporateur. En diminuant progressivement la vitesse de rotation de la pompe, la

caractéristique externe change, mais pas la caractéristique interne. Le fonctionnement du circuit se déplace vers les points A_1 et A_2 . La caractéristique externe E_2 croise maintenant la caractéristique interne en plusieurs points, mais le point

A_2 est toujours stable, car il respecte le critère de Ledinegg, le circuit continu donc à fonctionner sur ce point. Si la vitesse de rotation continue à diminuer, on arrive au point de fonctionnement A_3 qui est instable sur sa gauche d'après le critère. Le fonctionnement du circuit va alors se positionner sur un point stable au croisement des caractéristiques, c'est-à-dire ici le point B_3 . On a donc un changement brutal de débit entre les deux points. Cette instabilité est qualifiée de statique, car le nouveau point de fonctionnement trouvé est stable.

En pratique, il est peu probable pour la caractéristique interne d'un évaporateur DSG de présenter l'allure générant des instabilités de Ledinegg, car :

D'une part, le circuit fonctionne rarement sur un point de fonctionnement stabilisé, car la température d'entrée de l'évaporateur et le flux surfacique sur les tubes sont des variables très dynamiques, dépendant de grandeurs naturellement variables comme l'ensoleillement et la température ambiante.

Ensuite, car il est possible de dimensionner le circuit et ses équipements (pompes) tels que la caractéristique externe possède une pente négative faible, pour que le critère de Ledinegg soit plus facile à valider ;

Enfin, car on peut concevoir l'évaporateur DSG avec des dispositifs permettant d'éviter une caractéristique interne en N, comme expliqué ci-dessous.

Une méthode classique pour éviter une caractéristique interne en N est de disposer des orifices à l'entrée de l'évaporateur afin d'augmenter la perte de charge.

Annexe C : Le module Real Time Clock DS3231



Figure : Module RTC DS3231

Le composant DS3231 est une horloge temps réel (RTC) qui contient le quartz compensée pour les dérives suivant la température, la communication avec la carte arduino se fait via le bus i2C (broches SDA & SCL), les dates et heures sont mémorisées grâce à une pile CR2032.

La mise à l'heure de l'horloge se fait par le programme suivant.

```
#include <Wire.h>
#include "RTClib.h"

RTC_DS3231 RTC; //Classe RTC_DS3231

void setup () {
  Serial.begin(57600); //Démarrage de la communication
  Wire.begin(); //Démarrage de la librairie wire.h
  RTC.begin(); //Démarrage de la librairie RTClib.h

  //Si RTC ne fonctionne pas
  if (! RTC.isrunning()) {
    Serial.println("RTC ne fonctionne pas !");

    //Met à l'heure à date à laquelle le sketch est compilé
    RTC.adjust(DateTime(__DATE__, __TIME__));
    //Cela fonctionne également :
    //RTC.adjust(DateTime("Dec 5 2012", "12:00:00"));
    //RTC.adjust(DateTime(2014, 1, 21, 3, 0, 0));
  }
}

void loop() {
  //Affichage de l'heure
  DateTime now = RTC.now();
  Serial.print(now.day(), DEC);
  Serial.print('/');
  Serial.print(now.month(), DEC);
```

```
Serial.print('/');  
Serial.print(now.year(), DEC);  
Serial.print(' ');  
Serial.print(now.hour(), DEC);  
Serial.print(':');  
Serial.print(now.minute(), DEC);  
Serial.print(':');  
Serial.print(now.second(), DEC);  
Serial.println();  
delay(3000);  
}
```

Annexe D : Le module driver moteur



Ce module est un module conçu spécialement pour la carte arduino pour piloter une ou plusieurs moteurs. En effet, ce module contient le circuit intégré L293 qui est un quadruple demipont en H. Le rôle de ce module est donc de faciliter le pilotage des moteurs avec la carte arduino.

Annexe E : Algorithme pour le système de tracking

Algorithme principale du système de tracking

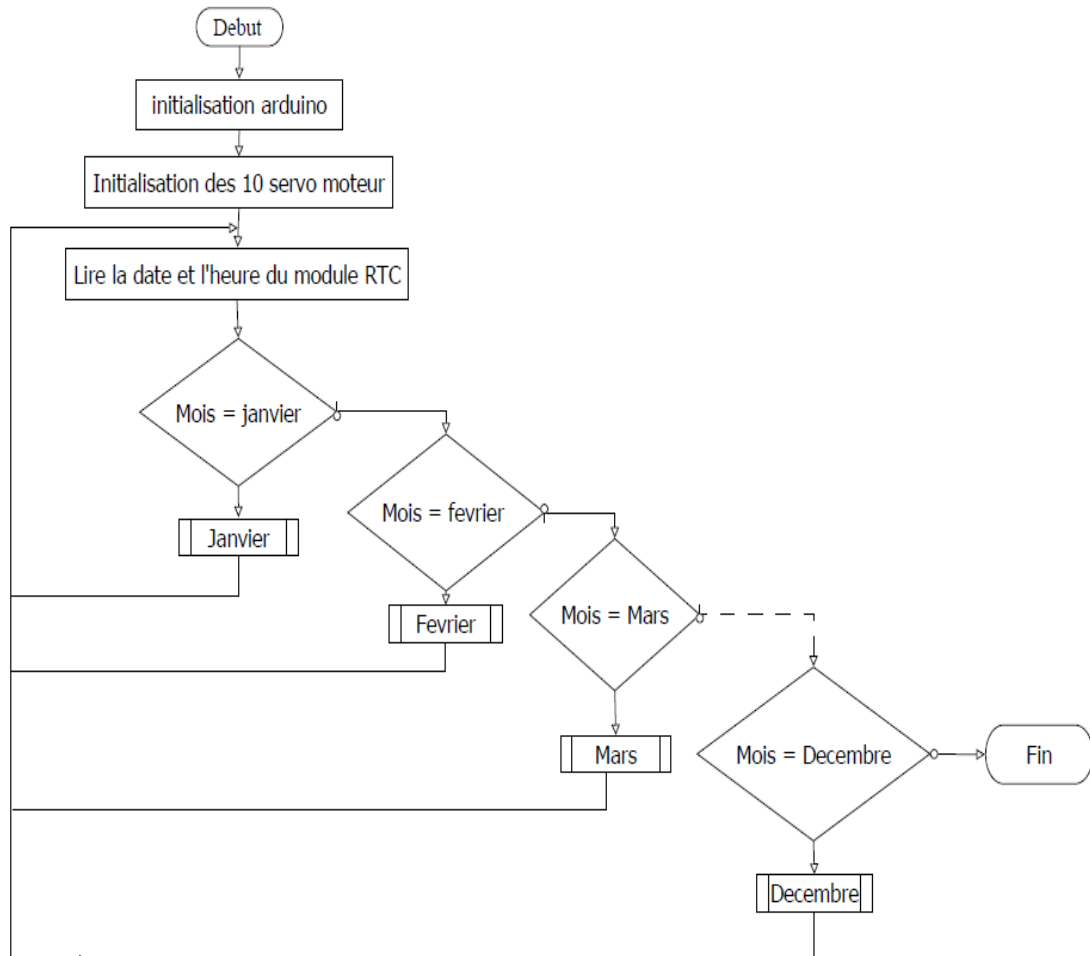


Figure : Algorithme principale du système de tracking

Nous constatons sur l'algorithme que le programme teste le mois actuel. Si c'est le Mois de Janvier, il exécute le sous-programme Janvier, Sinon il teste si c'est le mois de Février. Si oui, il exécute le sous-programme Février. Si non il teste si c'est le Mois de Mars, et ainsi de suite jusqu'au Mois e Décembre.

Algorithme du sous-programme « Janvier »

L'algorithme du sous-programme Janvier, de même que pour les autres (Février à Décembre) est comme suit :

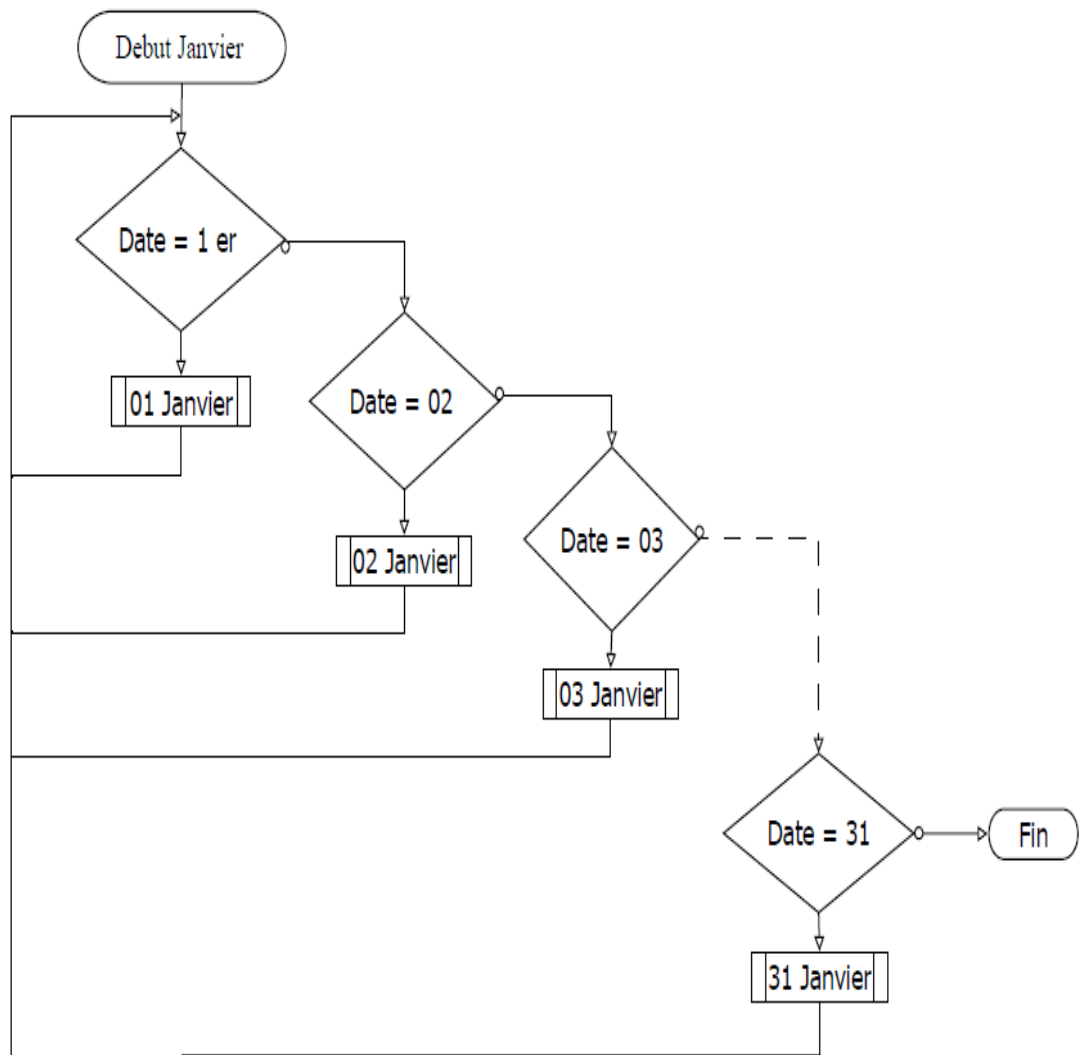


Figure : Algorithme du sous-programme Janvier

Le sous-programme teste ici la date. Si c'est le premier, il exécute le sous-programme correspondant, dans notre cas : 01 Janvier. Si ce n'est pas le premier, le programme teste si c'est le 02 et exécute le sous-programme correspondant 02 janvier dans ce cas précis. Et ainsi de suite jusqu'à la fin du Mois.

Algorithme du sous-programme « Janvier 01 »

L'algorithme suivant représente le sous-programme de chaque journée dans une année. Le sous-programme est nommé Janvier 01 ou bien Mars 03 selon la date.

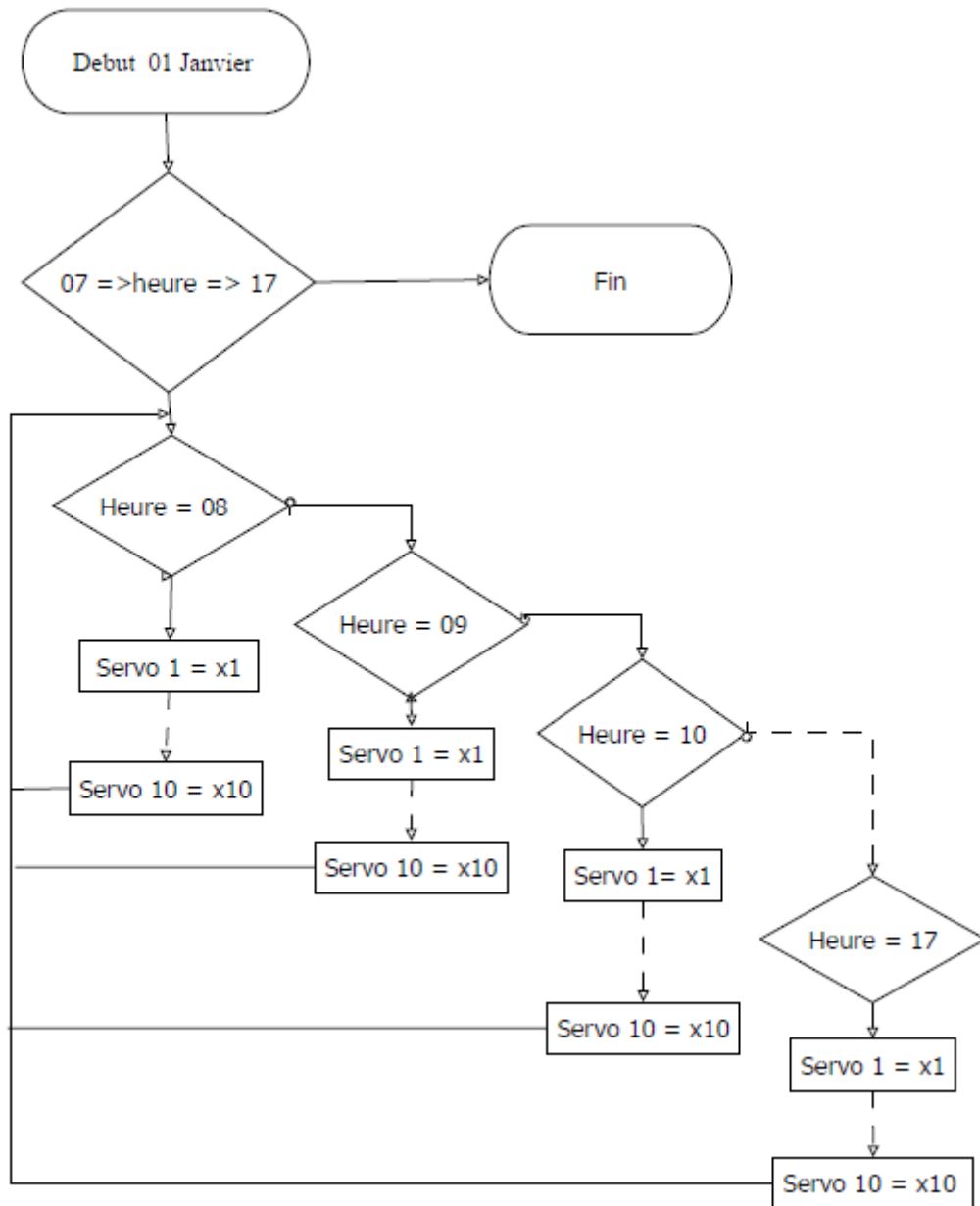


Figure : Algorithme du sous-programme 01 Janvier

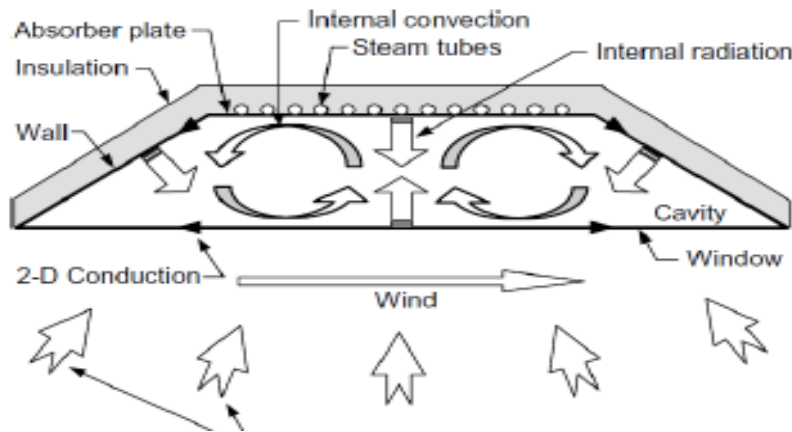
Ici, Servo 1 à 10 représente les 10 (12) d'une ligne de vaporiseur (surchauffeur).

x1 à x10 représente l'angle d'inclinaison de chaque miroir calculé précédemment pour chaque jour de l'année.

Le sous-programme teste l'heure, si l'heure se trouve dans la fourchette de fonctionnement du champ solaire : 07h à 17h, il règle l'angle de chaque servomoteur à l'angle correspondant à l'heure et au mois.

Annexe F : Calcul épaisseur Isolant

L'épaisseur de l'isolant sur les faces latérales et la face supérieure se calcule comme suit.



Source : [26]

Figure : Echanges de chaleur sur la face latérale droite du second concentrateur

Le flux thermique à travers la face s'écrit :

$$\dot{Q} = \frac{T_{\infty 1} - T_{\infty 2}}{\frac{1}{A \cdot h_{\infty 1}} + \frac{e}{A \cdot \lambda} + \frac{1}{A \cdot h_{\infty 2}}}$$

\dot{Q} : Flux thermique à travers la paroi

$T_{\infty 1}$: Température interne du second concentrateur

$T_{\infty 2}$: Température ambiante

A : Aire de la face considérée

λ : Conductivité thermique de l'isolant

$h_{\infty 1}$: Coefficient de transfert par convection à l'intérieur du second concentrateur

e : Epaisseur de l'isolant

$h_{\infty 2}$: Coefficient de transfert par convection à l'extérieur du second concentrateur

Le but ici c'est d'avoir le minimum de flux thermique traversant les faces du second concentrateur. Pour cela, l'isolant doit être d'une épaisseur optimale

Avec la relation précédente nous pouvons déduire l'épaisseur que doit avoir l'isolant, pour que le flux thermique traversant la face considérée soit de l'ordre de 100 W. Ce flux de 100 W représente une infime perte comparé au flux total reçu par le second concentrateur qui est de l'ordre de 689.31 kW

Ici, nous prenons l'hypothèse que la convection à l'intérieure du second concentrateur est négligeable. Nous savons que la convection à l'extérieur de la cavité, est une convection naturelle. Or l'ordre de grandeur du coefficient de transfert par convection, en convection naturelle dans du gaz est de 2 à 10 $\text{W m}^{-2} \text{°C}^{-1}$ [27]. Pour notre part nous prenons $h_{\infty 2} = 10 [\text{W m}^{-2} \text{°C}^{-1}]$.

L'épaisseur de l'isolant s'exprime donc par la relation :

$$e = \frac{[(T_{\infty 1} - T_{\infty 2}) \cdot A \cdot \lambda \cdot h_{\infty 2}] - (\lambda \cdot \dot{Q})}{\dot{Q} \cdot h_{\infty 2}}$$



Nom : RAZAFINDRASATA

Prénom : Nambinintsoa

E-mail : rznambinintsoa@gmail.com

Tél : 033 73 172 50 / 034 01 990 04

Résumé :

Dans le cadre de la promotion de l'électrification rurale à Madagascar, nous avons décidé d'étudier la faisabilité ainsi que la compétitivité de l'installation d'une centrale solaire thermodynamique dans le village de Zazafotsy. Pour cela, une enquête a été menée sur place pour en déduire la demande en électricité du village qui est de 250kW journalière, ensuite nous avons choisi et dimensionner les différentes composantes formant la centrale et enfin nous avons évalué le coût d'investissement nécessaire à la réalisation de ce projet. Ce coût s'élève à 2.839.825.000 Ar. Ces études nous ont conduites à la conclusion que le solaire thermodynamique est une alternative viable pour un projet d'électrification rurale, particulièrement pour le village de Zazafotsy. La pertinence des études menées, ouvre donc une nouvelle perspective pour l'électrification rurale à Madagascar.

Mots clés : Thermodynamique, Stockage thermique, génération directe de vapeur, miroir de Fresnel

Abstracts :

As part of the promotion of rural electrification in Madagascar, we decided to study the feasibility as well as the profitability of the installation of a thermodynamic solar power plant in the village of Zazafotsy. For this, a survey was conducted on site to assess the electricity demand, then we chose and size the various components forming the plant and finally we assessed the investment cost necessary for the realization of this project. These studies lead us to the conclusion that solar thermodynamics is a viable alternative for a rural electrification project, especially for the village of Zazafotsy. The relevance of the studies conducted, therefore opens a new perspective for rural electrification in Madagascar.

Keys words : Thermodynamics, thermal storage, Direct steam generation, Fresnel reflector

Nombre de pages : 108

Nombre de tableau : 30

Nombre de figure : 46