



HAL
open science

Modélisation et optimisation des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur

Edouard Montanet

► **To cite this version:**

Edouard Montanet. Modélisation et optimisation des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur. Energie électrique. Université de Perpignan, 2024. Français. NNT : 2024PERP0010 . tel-04702680

HAL Id: tel-04702680

<https://theses.hal.science/tel-04702680v1>

Submitted on 19 Sep 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

Pour obtenir le grade de
Docteur

Délivré par
UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA DOMITIA

Préparée au sein de l'école doctorale
ED 305 - Energie et Environnement

Et de l'unité de recherche
CNRS - PROMES

Spécialité
**Sciences de l'ingénieur –
Énergétique et Génie des Procédés**

Présentée par **Edouard MONTANET**

Modélisation et optimisation des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur

Soutenue le 10 juillet 2024, devant le jury composé de :

M. Xavier PY, Professeur, Université de Nantes	Rapporteur
M. Benoit STUTZ, Professeur, Polytech Annecy Chambéry	Rapporteur
M. Jean-Pierre BEDECARRATS, Professeur, Université de Pau	Examineur
M. Valéry VUILLERME, Ingénieur, CEA INES	Examineur
M. Pierre NEVEU, Professeur, UPVD PROMES-CNRS	Examineur
M. Sylvain RODAT, Chargé de recherche, PROMES-CNRS	Directeur de thèse
M. Quentin FALCOZ, Maître de conférences, UPVD PROMES-CNRS	Directeur de thèse
M. Fabien ROGET, Responsable exploitation, Centrale solaire eLLO	Invité

REMERCIEMENTS

Je remercie évidemment mes deux encadrants administratifs pour leurs accompagnements, leurs soutiens et la confiance qu'ils m'ont accordée toute au long du projet de recherche :

- Sylvain RODAT, directeur de thèse, je te remercie pour ton suivi bienveillant, ta disponibilité et ton aide précieuse. Ton expertise au sujet de la concentration linéaire Fresnel m'a été d'une grande aide.
- Quentin FALCOZ, co-directeur de thèse, je te remercie pour tes remarques et conseils de professeur et d'encadrant qui m'ont permis d'évoluer professionnellement depuis bientôt 8 ans ainsi que pour l'opportunité que tu m'as offerte d'intégrer le laboratoire.

Je voudrais remercier mon encadrant industriel, Fabien ROGET, responsable d'exploitation, pour ton soutien indéfectible, ton aide précieuse pour l'extraction et la gestion des données expérimentales, tes explications claires et précises du procédé et ces nombreux échanges enrichissant que l'on a pu avoir autour d'une bière ou d'un bon repas.

Je voudrais également remercier les membres du jury de ma thèse pour avoir évalué et apposer un regard critique sur mon travail :

- M. Xavier PY, rapporteur ;
- M. Benoit STUTZ, rapporteur ;
- M. Jean-Pierre BEDECARRATS, examinateur ;
- M. Valéry VUILLERME, examinateur ;
- M. Pierre NEVEU, examinateur ;

Merci également à Remi MARTINEZ, automaticien, pour ta pédagogie et tes explications au sujet de la régulation de la centrale solaire eLLO et Florent LECAT, directeur de site, pour ta confiance et ta dévotion à ce beau projet. Pour finir, merci à Antony, Guilhem, Damien, Didier, Gabriel, Tristan, Yannick (x3) et l'ensemble des collègues et ancien collègue de la centrale pour leurs accueils, leurs expertises au sujet de l'état des champs solaires et de la gestion de l'installation ainsi que les moments de vie partagés dans cette magnifique région de Cerdagne.

Merci à Micaela DELGADO pour la formation accélérer du logiciel Apros et ta disponibilité et ta patience pour la résolution de problème de modélisation.

Merci aussi à tous les collègues du laboratoire PROMES-CNRS à Odeillo ; Miguel, Ronny, Malek et Axel pour nos discussions autour de la machine à café ou lors des déplacements pour des congrès scientifiques. Emmanuelle GUILLOT, directeur adjoint en charge des infrastructures solaires et Gilles FLAMANT, éméritat, pour votre accessibilité et vos réponses à nos interrogations de jeune chercheur. Merci à Christophe ESCAPE pour la caractérisation optique du revêtement du tube absorbeur installée à la centrale et à ton aide dans l'interprétation des résultats. Merci également au stagiaire Cynthia, Mhamad et Jules.

Je tiens à remercier mes amis crollois et lumbinois (je ne vous cite pas vous êtes trop nombreux) pour nos vacances passées et futur et tout simplement leurs amitiés, pour certains, depuis plus de 20 ans. Malgré la distance, rien n'a changé. Enfin, je tiens à féliciter Guillaume LHERMET pour son doctorat et à le remercier d'être venu à la nouvelle durant cette période de vie particulière. Merci à Martin et Louis, la découverte de la Cerdagne à vos côtés fut mémorable.

J'aimerais remercier Bastien BARAT pour son aide et soutien au quotidien et merci aussi à la famille DUGNAC pour leurs accueils. Enfin, merci à Gabriel ALLARD et Mathys COMBES pour notre aventure associative très enrichissante et pour la confiance que vous m'avez accordée dès les premières semaines. Et bien sûr merci aux bénévoles et désormais amis sans qui rien n'aurait été possible. La Cerdagne est devenue ma deuxième maison grâce à vous.

Merci à ma femme, Charline BOURGEAT, de m'avoir soutenu quotidiennement et d'avoir supporté mes humeurs et mes doutes. Et enfin, évidemment, je remercie ma famille François, Nathalie et Emile pour leurs amours immuables et leurs soutiens inestimable. Une pensée pour mes grands-parents. Merci également à Corine pour tes encouragements.

Je dédie ce manuscrit à mon ami d'enfance, Aurélien. J'irai prendre soin des oliviers que ta mère a planté dans les collines de notre enfance.

FINANCEMENTS

Ce travail est soutenu par le programme « Investissements d'Avenir » **Labex Solstice** géré par l'Agence Nationale de la Recherche sous le code ANR-10-LABX-22-01 et par l'**Agence Nationale de la Recherche Technologique** (Contrat Cifre n° 2020/0451)

RESUME DE LA THESE

Ce manuscrit aborde la modélisation numérique d'une installation commerciale utilisant la technologie de concentration solaire linéaire Fresnel pour la production directe de vapeur d'eau à haute pression (70 bars) qui sera valorisée en énergie électrique grâce à un groupe turbo-alternateur de 10 MW. Cette installation nommée centrale solaire eLLO, située sur le plateau Cerdan dans les Pyrénées-Orientales, France, fait suite à l'expérience positive de SUNCNIM sur la conception et la réalisation d'un prototype de concentrateur linéaire Fresnel à génération directe de vapeur à La Seyne-sur-Mer, Var, France. Néanmoins, le changement d'échelle et les premières années d'exploitation révèlent le besoin de redéfinir les sous-modèles utilisés pour le dimensionnement du projet eLLO.

Ainsi, le projet de recherche présenté dans ce document a pour objectif de développer un modèle global de la centrale pour étudier ses performances et proposer des pistes d'optimisations de l'installation et des stratégies opératoires. Un modèle optique, développé sur la base de la méthode de lancer de rayons, permet de définir le comportement optique des concentrateurs solaires pour toutes les positions solaires et d'étudier les particularités des champs solaires de la centrale eLLO comme l'orientation et l'inclinaison des concentrateurs, la non-coplanarité des récepteurs solaires ou encore la distribution asymétrique des rayons de cintrage des miroirs. Une étude thermique expérimentale et un modèle numérique permettent de redéfinir la caractérisation des pertes thermiques des récepteurs solaires. La validation de ces études est effectuée en comparant les résultats aux performances optiques et thermiques d'autres concentrateurs solaires linéaires Fresnel développés par des industriels ou des laboratoires.

Finalement, ces résultats sont utilisés comme donnée d'entrée du modèle global qui est constitué de l'ensemble des composants et des régulations, du récepteur solaire au groupe turbo-alternateur du cycle thermodynamique de Hirn mis en œuvre à la centrale. Validé en comparant les résultats numériques aux données expérimentales, le modèle global permet de décrire le comportement dynamique de l'installation industrielle et ainsi de mettre en évidence des pistes d'améliorations du procédé. Les connaissances apportées par le modèle optique et l'étude des pertes thermiques permettent de proposer une stratégie de régulation de la recirculation de l'eau dans les champs solaires ayant pour objectif 80 % de vapeur à la sortie des lignes solaires. Ce document se termine par une analyse des données expérimentales issues de la centrale et la caractérisation de certains indicateurs de performance qui sont, à notre connaissance, une première dans la littérature scientifique pour une installation commerciale.

ABSTRACT

This manuscript presents the numerical modelling of a commercial plant using Fresnel linear solar concentrator technology for the direct production of high-pressure (70 bar) steam, which will be converted into electrical energy using a 10 MW turbine-generator set. This installation, known as the eLLO solar power plant, located on the Cerdan plateau in the Pyrénées-Orientales, France, follows SUNCNIM's positive experience in designing and building a linear Fresnel concentrator prototype for direct steam generation in La Seyne-sur-Mer, Var, France. Nevertheless, the change of scale and the first years of operation revealed the need to redefine the sub-models used for sizing the eLLO project.

The aim of the research project presented in this document is therefore to develop a global model of the power plant in order to study these performances and propose ways of optimizing the installation and the operating strategies. An optical model, developed on the basis of the ray-tracing method, is used to define the optical behaviour of the solar concentrators for all solar positions, and to study the particularities of the eLLO power plant's solar fields, such as the orientation and inclination of the concentrators, the non-coplanarity of the solar receivers and the asymmetric distribution of the mirrors bending radius. An experimental thermal study and a numerical model are used to redefine the characterization of solar receiver heat losses. These studies are validated by comparing the results with the optical and thermal performance of other Fresnel linear solar concentrators developed by industries or laboratories.

Finally, these results are used as input data for the global model, which comprises all components and controls, from the solar receivers to the turbo-alternator unit of the Hirn thermodynamic cycle implemented at the plant. Validated by comparing numerical results with experimental data, the global model can be used to describe the dynamic behaviour of the industrial plant, and thus highlights potential areas of process improvement. The knowledge provided by the optical model and the heat loss study enables to come up with a strategy for regulating water recirculation in the solar fields, with a target of 80% steam at the outlet of the solar lines. The manuscript concludes with an analysis of experimental data and the characterization of performance indicators which, to our knowledge, is a first achievement in the scientific literature for a commercial installation.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	3
FINANCEMENTS	5
RESUME DE LA THESE.....	6
ABSTRACT.....	7
TABLE DES MATIERES	8
INTRODUCTION	1
CHAPITRE I- ÉTAT DE L'ART ET PRESENTATION DE LA CENTRALE SOLAIRE ELLO.....	6
I.1. Généralités sur les centrales solaires thermodynamiques à concentration	6
I.2. Description de la technologie linéaire Fresnel à génération directe de vapeur	21
I.3. Modélisation et simulation des concentrateurs solaires et des centrales solaires à concentration.....	33
I.4. Historique des centrales solaires à concentration linéaire Fresnel et principaux acteurs du domaine	39
I.5. Présentation de la centrale solaire eLLO	51
I.6. Problématique du travail de thèse	70
CHAPITRE II - MODELISATION ET ETUDE OPTIQUE DES MODULES SOLAIRES ELLO	71
II.1. Performance optique d'un module linéaire Fresnel.....	71
II.2. Modélisation d'un module linéaire Fresnel sur Tonatiuh.....	75
II.3. Simulation sous Tonatiuh.....	79
II.4. Conclusion partielle	107
CHAPITRE III - MODELISATION ET ETUDE THERMIQUE DU RECEPTEUR SOLAIRE ELLO	109
III.1. Corrélation de pertes thermiques évaluées sur le prototype	109
III.2. Instrumentation et limites techniques.....	110
III.3. Moyens et méthodes	111
III.4. Corrélation expérimentale des pertes thermiques du récepteur.....	115
III.5. Modélisation et validation du modèle thermohydraulique monophasique 1D	118
III.6. Conclusion partielle	128

CHAPITRE IV - MODELE GLOBAL DE LA CENTRALE SOLAIRE ELLO.....	129
IV.1. Logiciel de simulation dynamique Apros	129
IV.2. Structure et contrôle du modèle global	131
IV.3. Validation du modèle global	142
IV.4. Optimisation des débits de recirculation dans les champs solaires	149
IV.5. Conclusion partielle	154
CHAPITRE V - EXPLOITATION DES DONNEES INDUSTRIELLES ET INDICATEURS DE PERFORMANCE	156
V.1. Analyse de la production et de la consommation électrique	157
V.2. Rendement du bloc de puissance	158
V.3. Rendement de la centrale	160
V.4. Diagramme de Sankey	162
V.5. Conclusion partielle	165
CONCLUSION GENERALE.....	166
REFERENCES	172
NOMENCLATURES.....	185
TABLE DES FIGURES.....	187
TABLE DES TABLEAUX	191
ANNEXES.....	192

INTRODUCTION

Le 6^{ème} rapport du groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) de l'Organisation des Nations Unies a été publié en mars 2023 et servira de base scientifique lors de l'évaluation du premier bilan mondial de l'Accord de Paris qui avait introduit le curseur d'augmentation de la température de +2 °C au-dessus des niveaux préindustriels, d'ici à la fin du siècle. Seulement, le GIEC estime désormais que dépasser les +1,5 °C de hausse des températures pourrait entraîner des conséquences graves irréversibles et avertit que la vie sur Terre telle que nous la connaissons sera inéluctablement transformée par le dérèglement climatique d'ici à 30 ans. L'augmentation de la température a déjà atteint les +1,1 °C, entraînant des effets directs et indirects observables sur l'agriculture, la santé et la biodiversité. Sans réduction de nos émissions de gaz à effet de serre, tous les scénarios prédisent un réchauffement climatique supérieur à 2 °C. Ainsi, les pays doivent prendre des mesures climatiques ambitieuses pour maintenir le réchauffement en dessous de +1,5 °C.

Le GIEC, bien qu'alarmiste, précise que pour atténuer le réchauffement climatique, des solutions existent et peuvent rapidement être mises en place. Parmi ces solutions, arrêter les subventions des combustibles fossiles aux profits des énergies renouvelables limiterait les émissions de gaz à effet de serre. En effet, les énergies fossiles restent un des vecteurs énergétiques les plus utilisés dans de nombreux secteurs d'activités tels que : l'industrie manufacturière, la production d'électricité, l'agriculture et le transport. En 2020, ces secteurs sont les principaux secteurs émetteurs de gaz à effet de serre [1].

La Figure 0.1 présente les émissions de gaz à effet de serre mondiales par secteur économique en 2020.

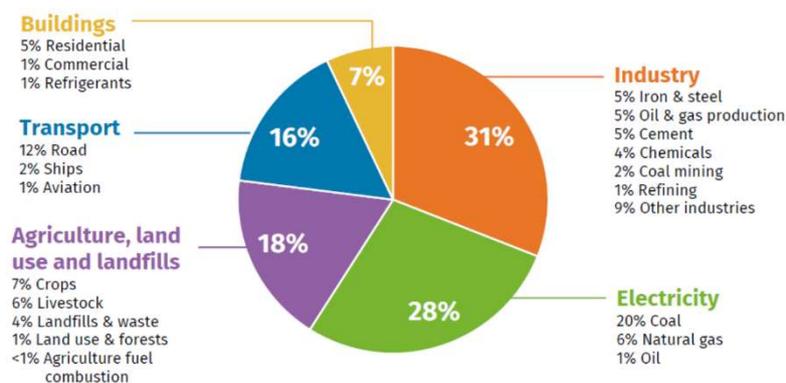


Figure 0.1 : Pourcentage d'émissions de gaz à effet de serre par secteur économique en 2020 [1]

En France, depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979-1980, la politique énergétique est quasi uniquement orientée vers l'énergie nucléaire, avec un nouveau regain en 2023 dans le cadre du plan France 2030. Ainsi, le secteur électrique français est parmi les moins émetteurs de gaz à effet de serre du monde avec plus 70 % de l'électricité française provenant de l'énergie de l'atome. Cependant, du point de vue mondial, le secteur de la production électrique est encore

largement dominé par la combustion d'énergies fossiles, conduisant en 2022 au plus haut niveau d'émissions de gaz à effet de serre jamais atteint.

Diversifier le secteur de l'électricité en développant des systèmes de production décarbonée, tel que les énergies renouvelables ou l'énergie nucléaire, devient un enjeu majeur dans les stratégies de lutte contre le dérèglement climatique. Malgré les nombreux avantages de l'énergie nucléaire, la question de souveraineté énergétique et de sûreté nucléaire ouvre les portes au développement des énergies renouvelables dans le monde. Ces sources d'énergies étant par définition diverses et inégalement réparties sur le globe, leur développement est largement soumis aux contraintes géographiques, géopolitiques et économiques de leur lieu d'implantation. De plus, adapter les réseaux électriques actuels à l'intermittence de ces nouvelles sources de production sera un défi technologique de taille pour les gestionnaires de réseau.

La Figure 0.2 présente la production d'électricité dans le monde par secteur de 1990 à 2019.

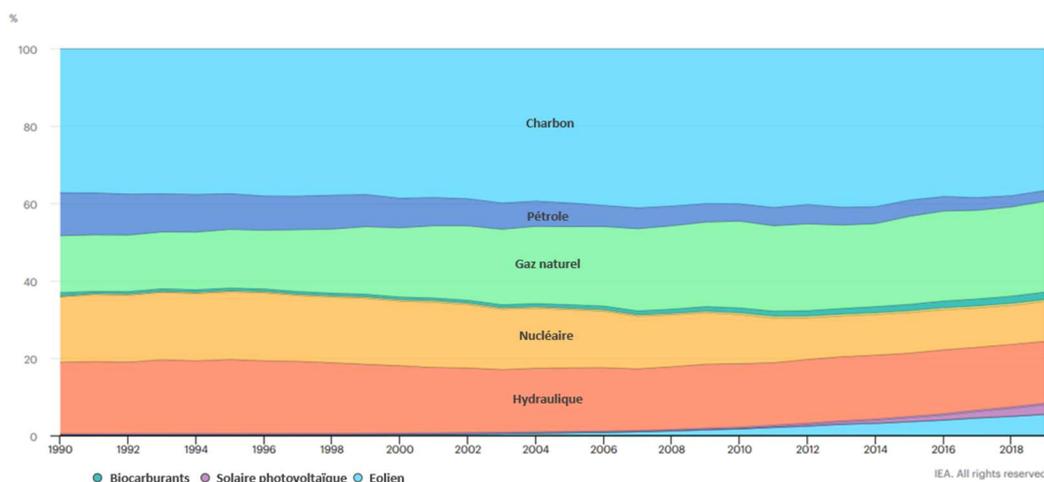


Figure 0.2 : Production d'électricité dans le monde par secteur de 1990 à 2019 [2]

La part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique mondial reste marginale face aux énergies fossiles (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire). L'hydroélectricité reste la plus grande source d'énergie électrique renouvelable au monde. Le secteur du solaire photovoltaïque et de l'éolien connaissent une forte croissance depuis 2010. Enfin les autres sources d'énergies renouvelables telles que l'énergie marémotrice et houlomotrice, le solaire thermodynamique et la géothermie représentent une infime part de la production mondiale d'électricité.

Dans ce contexte, l'énergie solaire à concentration se positionne comme une réponse stratégique aux défis posés par les énergies renouvelables. Notamment, dans la gestion des réseaux électriques raccordés à des sources d'énergie variable, par l'intégration de systèmes de stockage thermique. La simplicité relative des systèmes de concentration solaire face aux technologies de pointe comme le solaire photovoltaïque amène à une possible réduction des coûts et un avantage certains dans l'objectif de sobriété énergétique énoncé par le GIEC. De plus sur le même principe de réduction des coûts, la majeure partie d'une centrale à

concentration solaire se base sur une technologie robuste et répandue ; les cycles thermodynamiques de valorisation de la vapeur en électricité.

L'histoire des technologies du solaire à concentration peut se décomposer en deux grandes périodes [3] : une phase de prototypage et de validation industrielle durant les années 80, puis de 2006 à nos jours, le développement et la construction de centrales solaires à concentration. Cette deuxième période pour le solaire à concentration débute avec la construction et la mise en service de la centrale Planta Solar 10 (PS10) à Séville, Espagne. Considérée comme la première centrale à tour industrielle, PS10 est rapidement suivie par de nombreuses implantations industrielles en Europe et dans le monde. La Figure 0.3 donne la répartition des projets solaire à concentration dans le monde avec une distinction entre les projets finalisés et en construction en novembre 2023.

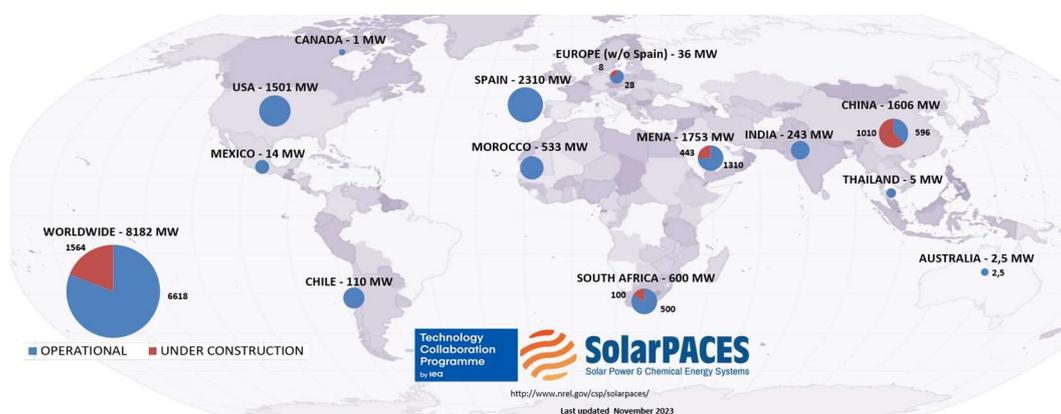


Figure 0.3 : Carte des projets de centrales solaires thermodynamiques opérationnelles, en construction ou en développement en novembre 2023 [4]

Les principaux pays qui se démarquent sont : l'Espagne avec un total de 2310 MW_e de centrales solaires à concentration en opération, soit environ 32% des centrales en opération dans le monde et les États-Unis avec 1501 MW_e (21%). D'autres pays en marge voient leurs filières du solaire à concentration en pleine croissance comme la Chine avec une capacité de 596 MW_e (8%) opérationnelle et 1010 MW_e en construction et la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du nord avec 1310 MW_e (18%) en opération et 443 MW en construction. Enfin, arrivent le Maroc et l'Afrique du Sud avec, respectivement, une capacité installée de 533 MW_e (8%) et 500 MW_e (7%).

Viebahn [5] présente différents scénarios de développement provenant de l'agence internationale de l'énergie (IEA en anglais – International Energy Agency, 2009) en collaboration avec Greenpeace et le Conseil européen des énergies renouvelables (EREC en anglais – European Renewable Energy Council, 2008) représentés dans la Figure 0.4.

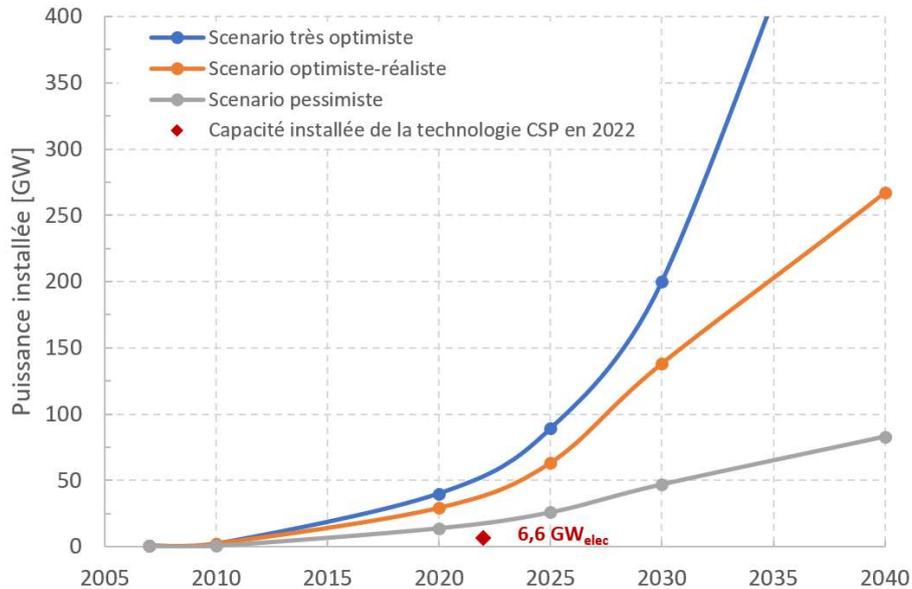


Figure 0.4 : Capacité installée de la technologie du solaire à concentration pour les scénarios de développement de l'IEA en collaboration avec Greenpeace (2009) (scénario pessimiste) et EREC (2008) (scénario optimiste) [5]

Pour le scénario le plus réaliste, afin de respecter les accords pour le climat et l'objectif de +2 °C par rapport aux niveaux préindustriels, la capacité installée en GW_{elec} des centrales solaires à concentration devrait passer de 4 GW_{elec} en 2007 à 138 GW_{elec} installées en 2030 et 405 GW_{elec} installée en 2050. En 2023, la puissance installée dans le monde est égale à 6,6 GW_{elec} avec 1,6 GW_{e} en construction, soit bien inférieure aux 20 GW_{elec} prédit par le scénario pessimiste de l'IEA en collaboration avec Greenpeace.

En 2022, le développement de la technologie du solaire à concentration stagne [2] en raison de politiques peu incitatives et d'investisseurs frileux face à une technologie pour laquelle les retours d'expériences d'exploitation de sites industriels sont peu documentés et dont certains grands groupes industriels se sont détournés, comme Areva en 2015. Cependant, comme évoqué ci-dessus, dans une optique de développement des énergies renouvelables, la technologie du solaire à concentration et ses systèmes de stockage pourraient jouer un rôle important dans la gestion des réseaux électriques. De nombreux défis doivent être relevés, pour encore diminuer les coûts de la technologie afin de se rapprocher de ceux des autres énergies renouvelables, notamment en matière de consommation d'eau, de conception des sous-systèmes de concentration et des matériaux spécifiques pour les miroirs et les vitres [6].

Organisé en cinq chapitres, ce document s'inscrit dans cette démarche d'augmenter les connaissances au sujet de la production d'électricité des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur grâce aux études expérimentales et à la modélisation du cas d'étude eLLO mené durant cette thèse. Les stratégies opératoires de la centrale eLLO sont challengées grâce au modèle global et des optimisations du processus sont proposées.

Le premier chapitre est une introduction à l'état de l'art des centrales électriques solaires et plus spécifiquement des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur pour la production d'électricité. Le contexte de l'étude et notamment la présentation de la centrale solaire eLLO sont exposés.

Le second chapitre a pour sujet la modélisation et l'étude optique du module solaire eLLO afin d'évaluer ses performances optiques pour toutes les positions solaires. La structure du modèle permet de réaliser facilement des études paramétriques comme par exemple, l'influence de l'orientation et de l'inclinaison des modules sur leurs performances optiques annuelles – une étude exposée et publiée dans un article scientifique. Finalement, les résultats du modèle optique sont utilisés comme données d'entrées du modèle global.

Le troisième chapitre présente l'étude expérimentale des pertes thermiques du récepteur solaire eLLO. L'état dégradé du récepteur solaire et la forte influence de la vitesse du vent sur les pertes thermiques sont évalués, dans un second temps, grâce à un modèle thermohydraulique monophasique 1D.

Le quatrième chapitre décrit la modélisation de la centrale solaire sur le logiciel Apros. Le cycle thermodynamique complet d'une centrale solaire linéaire Fresnel à génération directe de vapeur est modélisé, du générateur de vapeur (champ solaire) à la production électrique. L'intégration des données des sous-modèles ainsi que le modèle global sont validés par comparaison avec les données expérimentales de la centrale. Enfin, certaines stratégies opératoires sont challengées grâce au modèle global pour optimiser le processus de la centrale solaire eLLO.

Pour terminer, le cinquième et dernier chapitre rapporte une analyse expérimentale globale de la centrale jusqu'à la mise en rapport de certains paramètres entre eux, comme par exemple, l'influence de la température extérieure et de la vitesse du vent sur les performances globales de la centrale.

CHAPITRE I - ÉTAT DE L'ART ET PRESENTATION DE LA CENTRALE SOLAIRE ELLO

Ce chapitre dresse un état de l'art des centrales solaires thermodynamiques à concentration linéaire Fresnel fonctionnant en génération directe de vapeur ainsi que les méthodes et les outils de modélisation numériques utilisés pour décrire les processus et les performances de ces installations solaires.

I.1. Généralités sur les centrales solaires thermodynamiques à concentration

I.1.1. Principe de fonctionnement des centrales solaires à concentration

Une centrale solaire à concentration se compose de plusieurs sous-ensembles permettant de convertir l'énergie solaire incidente en énergie mécanique, thermique ou électrique. La Figure I.1 présente ces différents sous-ensembles composant une centrale solaire thermodynamique pour la production d'énergie électrique.

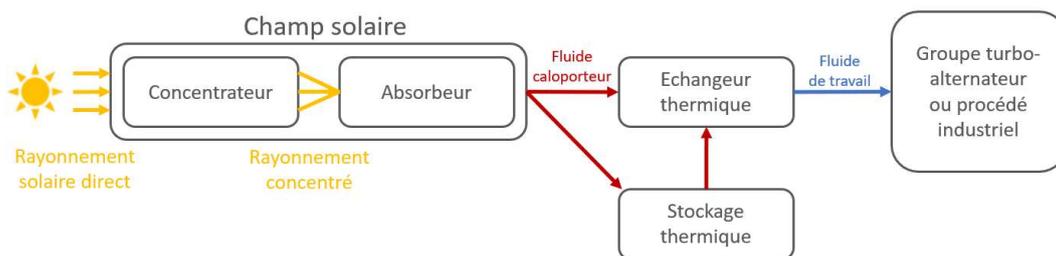


Figure I.1 : Schéma bloc d'une centrale solaire thermodynamique

Les concentrateurs solaires sont les premiers éléments d'une centrale solaire à concentration, ils se composent souvent de plusieurs réflecteurs primaires (miroirs) permettant de concentrer les rayons vers un récepteur solaire. L'élément principal du récepteur est l'absorbeur, pour lequel la surface est traitée afin d'optimiser la conversion photo thermique tout en limitant les pertes par rayonnement. Enfin, l'énergie thermique au niveau de l'absorbeur est extraite via un fluide caloporteur circulant généralement à l'intérieur de l'absorbeur. Cet ensemble, producteur d'énergie thermique, est appelée champ solaire. L'énergie thermique produite dans le champ solaire est transférée à un fluide de travail (eau/vapeur) au travers d'un échangeur thermique, afin de valoriser l'énergie dans un cycle thermodynamique (cycle de Rankine ou de Hirn) ou dans un process industriel. Dans le cas d'une production d'électricité, l'énergie thermique est transformée en énergie mécanique, puis en électricité à travers un groupe turbo-alternateur (turbine et alternateur). Enfin, la vapeur résiduelle à l'échappement de la turbine est condensée dans un condenseur afin de boucler le cycle thermodynamique.

Pour finir, un stockage d'énergie thermique peut être associé à une centrale solaire à concentration. Cela permet entre autres de jouer le rôle de tampon et pallier l'intermittences de la ressource solaire (passage nuageux) mais aussi de s'adapter au profil de demande d'énergie électrique. Ainsi, dans la majorité des installations solaires thermodynamiques pour la production électrique, le champ solaire est surdimensionné par rapport au groupe turbo-alternateur associé et le système de stockage est utilisé pour stocker l'énergie excédentaire du champ solaire qui ne peut être directement valorisée. Les centrales solaires à concentration ne se limitent pas à la production d'électricité, d'autres applications ont été développées comme la production de chaleur industrielle via des champs solaires pour fournir un procédé industriel en énergie thermique [7,8] ou encore le couplage d'une unité de dessalement à une centrale solaire à concentration pour la production d'eau [9]. Néanmoins, ces applications sont marginales par rapport aux systèmes de production d'électricité solaire. Ainsi, au vu du contexte de la filière et du projet de recherche, ce document se concentre sur les systèmes de production d'électricité solaire.

En plus d'être une source d'énergie intermittente comme la plupart des sources d'énergies renouvelables, le gisement solaire est réparti inégalement sur le globe. L'énergie solaire incidente sur Terre est quantifiable grâce à la loi de Stefan-Boltzmann ; en considérant la photosphère du Soleil (la surface libre pour les photons) comme un corps noir à 5 780 K, la Terre reçoit du soleil environ 1350 W/m² au sommet de l'atmosphère. Ainsi, au niveau du sol, la puissance solaire directe normale (DNI pour Direct Normal Irradiation) est de l'ordre de 1000 W/m² pour un ciel clair, puisqu'une partie du rayonnement entrant dans la couche atmosphérique est diffusé par interaction avec les molécules de l'air (diffusion de Rayleigh) ou par interaction avec des nuages et des aérosols (diffusion de Mie). À noter que l'épaisseur d'atmosphère traversée par le rayonnement solaire est d'autant plus importante pour des hautes latitudes et croit fortement avec le zénith du soleil.

La Figure I.2 introduit les quatre principales filières de centrales à concentration, chacune correspondant à une technologie de concentrateur qui se différencie par la mobilité du récepteur et l'architecture de sa cible. La partie droite de la figure représente les proportions en termes de puissance installée dans le monde.

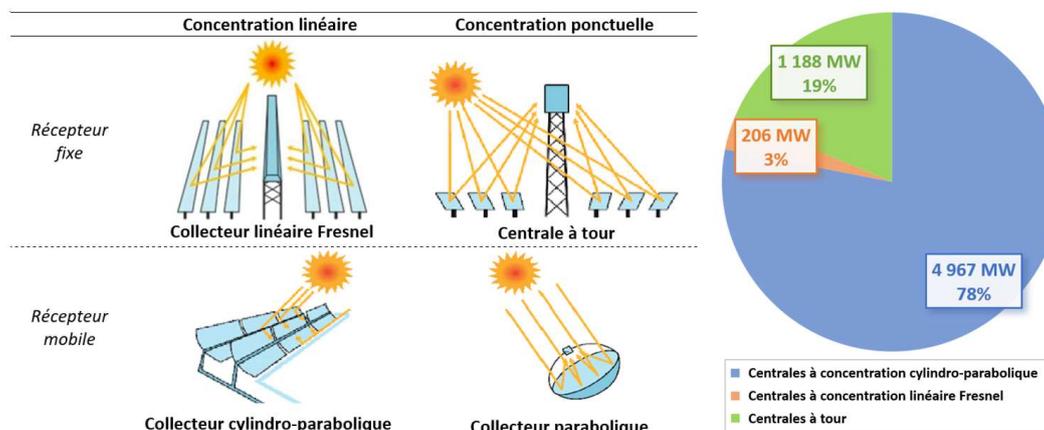


Figure I.2 : Les quatre types de systèmes de concentration dans les centrales solaires thermodynamiques [10] et leurs proportions en termes de puissance installée [11]

La technologie de concentrateur cylindro-parabolique est la plus répandue aujourd'hui avec 78% de la puissance installée de la filière dans le monde. Les centrales à tour sont la seconde technologie la plus représentée avec 19% de la puissance installée et enfin, la technologie des concentrateurs linéaires Fresnel avec 3% de la puissance installée. En ce qui concerne les collecteurs paraboliques, ils ont été très peu développés à l'échelle industrielle avec seulement une application commerciale aux États-Unis : Maricopa Solar Plant, qui n'est plus en opération.

La technologie de concentrateur linéaire Fresnel a largement été comparée à la technologie prédominante du marché notamment d'un point de vue économique, mais aussi thermo-optique. Morin *et al.* [12] évaluent que le coût d'investissement d'une installation à concentration linéaire Fresnel doit se situer entre 78 et 216 €/m² (en fonction des hypothèses retenues sur les performances thermo-optiques et les coûts d'exploitation et de maintenance) afin d'atteindre le seuil de rentabilité au coût de référence de 275 €/m² des centrales à concentration cylindro-parabolique.

Ahmed *et al.* [13] présentent une comparaison des deux technologies du point de vue des performances thermo-optique, et montrent que la performance optique d'un concentrateur linéaire Fresnel est inférieure d'environ 32% en hiver et 17% en été et que la réduction de l'efficacité thermique est égale à 13% pour des températures de fonctionnement d'environ 400 °C. Pour terminer, est mis en avant l'aspect compact de la technologie linéaire Fresnel permettant de réduire de 42% la surface d'emprise au sol face à la technologie cylindro-parabolique. Une conclusion quasi-similaire est avancée par Cau *et al.* [14] qui montrent que la production d'énergie annuelle en fonction de l'emprise au sol est plus élevée pour les centrales solaires linéaires Fresnel (max. 55 – 60 kWh/an/m²) par rapport aux centrales solaire cylindro-parabolique (45 – 55 kWh/an/m²). Enfin, une multitude d'autres études de comparaison de ces deux technologies ont été publiées dans la littérature comme les études exergétiques et exergo-économiques des deux systèmes de Camilo Lopez *et al.* [15] ou Elmorsy *et al.* [16]. Ces derniers montrent que les systèmes à génération directe de vapeur, c'est-à-dire pour lesquels le fluide caloporteur est identique au fluide de travail (eau/vapeur), permettent de produire de l'électricité au prix le plus bas (36,75 \$/MWh) par rapport aux centrales à tours et aux centrales cylindro-paraboliques (38,62 \$/MWh). Ainsi, la technologie de concentration linéaire Fresnel semble se différencier de la technologie prédominante par son côté bon marché. À noter que ces études partent généralement du principe qu'une centrale solaire à concentration est équipé d'un système de stockage qui seront abordé, avec leur fluide caloporteur associé, dans le paragraphe I.1.4.

Le concentrateur linéaire Fresnel est en substance un concentrateur cylindro-parabolique segmenté en plusieurs facettes. La segmentation de Fresnel est un principe découvert en 1748 par Buffon pour réduire le poids des lentilles de l'époque et diminuer leur absorption tout en conservant le comportement optique d'une lentille convergente. Augustin Fresnel met en application ce principe lors de l'expérience faite le 20 août 1822 sur l'Arc de triomphe à Paris. La segmentation d'une lentille convergente en plusieurs anneaux concentriques assemblés sur un même plan et présenté dans la Figure I.3.

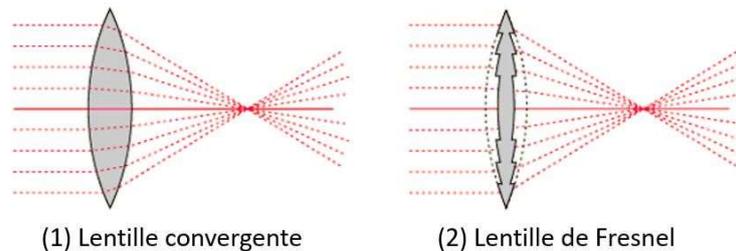


Figure I.3 : Principe d'une lentille de Fresnel et sa lentille pleine équivalente

Les rayons incidents parallèles à l'axe des lentilles se comportent de manière identique dans les deux systèmes optiques, car les angles de la surface externe ont été conservés. Ainsi, le phénomène de réfraction lors du changement de milieux du rayonnement est analogue dans les deux systèmes.

La Figure I.4 représente la construction d'un concentrateur linéaire Fresnel par segmentation d'un concentrateur cylindro-parabolique.

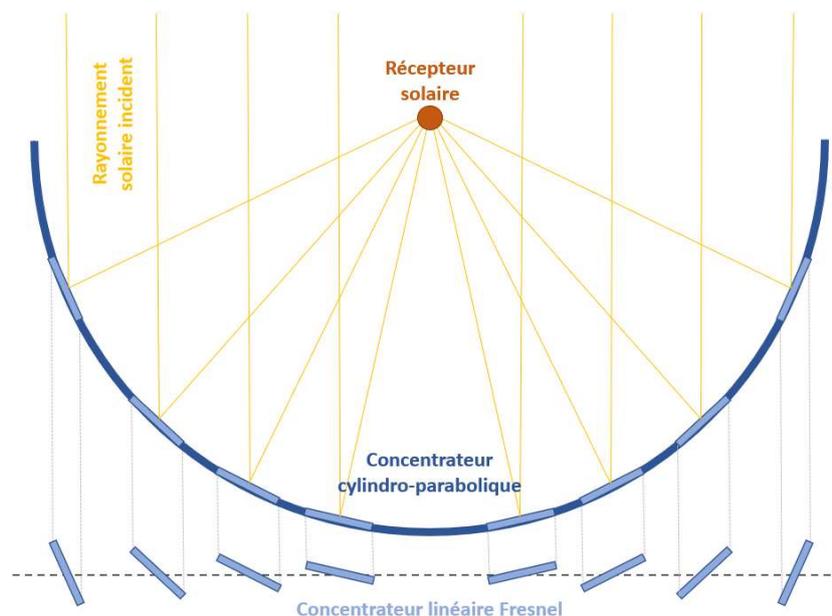


Figure I.4 : Construction d'un concentrateur linéaire Fresnel sur la base d'un concentrateur cylindro-parabolique

Les défis ainsi que la caractérisation de ces deux technologies de concentrateur se retrouvent sur de nombreux points. Cependant, les concentrateurs linéaires Fresnel étant une simplification des concentrateurs cylindro-parabolique, leur efficacité optique est inférieure.

Cette différence est quantifiée dans le paragraphe suivant en s'intéressant à la limite théorique et au critère de performance des 4 technologies de concentration solaire.

I.1.2. Limites théoriques et critère de performance de la concentration solaire

Afin de mettre en avant les limites théoriques de la concentration solaire, Ferrière [17] proposent de définir un rendement de conversion idéal d'un système solaire à concentration.

Le facteur de concentration géométrique (équation (1)) représente le rapport entre la surface totale de collecte A_{coll} , et la surface de réception des rayons concentrés A_{rec} :

$$F_c = \frac{A_{coll}}{A_{rec}} \quad (1)$$

L'efficacité théorique maximale d'un cycle thermodynamique est exprimée par le rendement de Carnot (équation (2)) :

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{froid}}{T_{chaud}} \quad (2)$$

avec, T_{froid} et T_{chaud} , respectivement, la température de la source froide et de la source chaude exprimée en Kelvin.

Enfin, par simplification du bilan thermique de l'absorbeur en considérant uniquement des échanges radiatifs et l'absorbeur comme un corps noir, le rendement du récepteur porté à une température T_{rec} [K] est approché par (équation (3)) :

$$\eta_{rec} = 1 - \frac{\sigma T_{rec}^4}{F_c * DNI} \quad (3)$$

avec, σ constante de Stefan-Boltzmann égal à $5,67.10^{-8}$ W/(m².K⁴) et DNI l'ensoleillement normal direct exprimé en [W/m²].

Notons que pour une température donnée, le rendement du récepteur augmente avec la concentration. Ainsi, le rendement de conversion idéal d'un système solaire à concentration s'exprime donc comme le produit du rendement de Carnot et du rendement du récepteur :

$$\eta_{idéal} = \left(1 - \frac{\sigma T_{rec}^4}{F_c * DNI}\right) \left(1 - \frac{T_{froid}}{T_{rec}}\right) \quad (4)$$

Le rendement de conversion idéal est exprimé dans la Figure I.5 pour plusieurs facteurs de concentration.

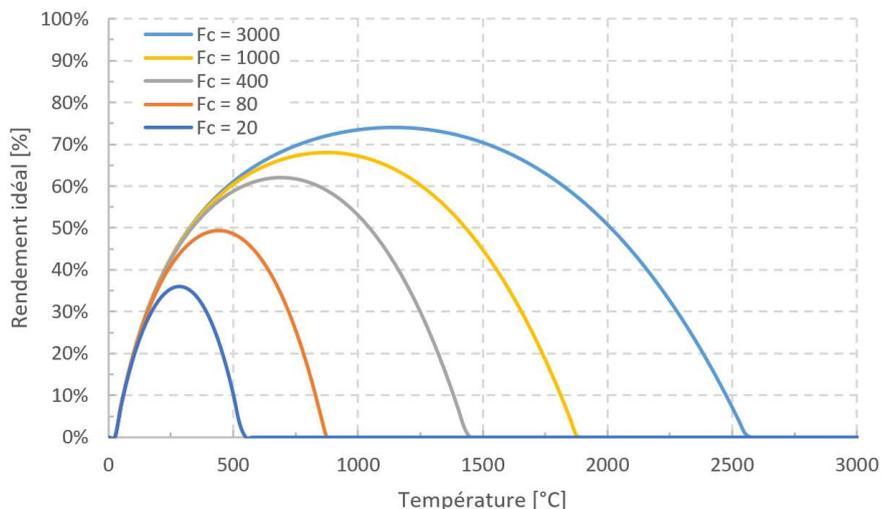


Figure I.5 : Rendement de conversion idéal d'un système à concentration

Pour les centrales solaires linéaires Fresnel, qui admettent des facteurs de concentration géométrique minimaux de 25, le rendement de conversion idéal est d'environ de 35%. Le rendement de conversion idéal des centrales solaires cylindro-paraboliques est égal à 50% en considérant un facteur de concentration de 80. Enfin, le rendement maximal théorique des centrales à tour ($F_c = 1000$) est d'approximativement 68% et celui des centrales à collecteur parabolique ($F_c = 3000$) est d'environ 75%.

Cependant, une centrale solaire à concentration ne se compose pas seulement d'un cycle thermodynamique et d'un concentrateur parfait, mais d'une multitude d'éléments et de leurs pertes associées : les pertes optiques du concentrateur, les pertes thermiques du récepteur, des tuyauteries et des éléments de contrôle ainsi que les pertes lors des conversions énergétiques. Ainsi, ces pertes doivent être considérées pour définir le rendement d'une installation solaire.

Le rendement global d'une centrale solaire (équation (5)) est défini sur un intervalle de temps comme le rapport entre l'énergie utile (électricité produite) et l'énergie solaire incidente :

$$\eta_{global} = \frac{\int P_{elec}(t). dt}{\int DNI(t). dt * A_{coll}}, \quad (5)$$

avec, $P_{elec}(t)$ la puissance électrique produite [W].

Le Tableau I.1 expose les facteurs de concentration géométrique et les rendements globaux annuels pour chaque type de technologie de concentration.

Tableau I.1 : Performance globale pour les 4 technologies d'énergies solaires à concentration [18]

	Cylindro-parabolique	Linéaire Fresnel	Centrale à tour	Parabolique
Facteur de concentration (F_c)	70 - 80	25 - 100	300 - 1000	1000 - 3000
Rendement global annuel (η_{global})	10 - 15%	9 - 11%*	14 - 20%	22 - 30%

*valeurs projetés

Les concentrateurs paraboliques offrent les plus hauts rendements, cela s'explique par les grands facteurs de concentration mis en jeu et une capacité de suivi solaire selon deux axes. Les centrales à tour ont des rendements globaux inférieurs à 20% mais qui théoriquement pourraient atteindre 35% avec un cycle combiné [19]. Pour terminer, les concentrateurs linéaires sont limités par leurs systèmes de suivi solaire selon un seul axe et offrent des facteurs de concentration inférieurs au système de concentration ponctuelle. De par leur meilleure efficacité optique, le rendement global annuel des concentrateurs cylindro-paraboliques est supérieur au rendement global annuel de la technologie linéaire Fresnel.

Malgré tout, la technologie linéaire Fresnel apporte son lot d'avantage, notamment économique, lui permettant d'être compétitive face aux autres technologies de concentration et notamment à la technologie cylindro-parabolique ; Avantages qui seront décrits dans le paragraphe I.1.3.

I.1.3. Comparaison des technologies de concentration linéaire

Les deux technologies de concentration linéaire ont été largement étudiées dans la littérature et comparées entre-elles. Comme l'étude de Morin *et al.* [20] qui comparent les coûts, rapportés à l'emprise au sol, des deux technologies ou encore Sebastião *et al.* [21] qui présentent une nouvelle proposition de système de stockage visant à faire progresser la compétitivité la technologie linéaire Fresnel face à la technologie cylindro-parabolique dans le marché de l'énergie solaire. Ou encore, Ahmed *et al.* [13] qui comparent les performances optiques et thermiques des deux technologies de concentration linéaire révélant une meilleure performance thermo-optique des concentrateurs cylindro-paraboliques, seulement, avec une emprise au sol bien plus importante que les concentrateurs linéaires Fresnel.

La technologie cylindro-parabolique - éprouvée par plus de 30 ans d'exploitation de projets commerciaux - est une technologie mature qui a longtemps dominée le marché face aux autres technologies de concentration (cf. Figure I.2) et notamment face à son proche cousin. Cependant, la technologie linéaire Fresnel présente, de par sa conception, un potentiel de réduction des coûts de construction et d'exploitation. En la comparant à la technologie cylindro-parabolique, les principales réductions des coûts sont grâce :

- À des fondations plus simples grâce à une architecture plus légères et une prise au vent moins importante ;
- À des miroirs plans ou légèrement incurvés, moins coûteux à produire en série ;
- À la possibilité de robotiser le nettoyage de ces miroirs à moindre coût ;
- À un absorbeur fixe sans joint mobile, permettant aussi de limiter le risque de fuites liées à une usure mécanique ;
- À un récepteur tubulaire simple (qui n'est pas systématiquement composé de tubes-sous-vide).

À noter que certains prototypes et démonstrateurs sont équipés de tube absorbeur sous-vide, à l'image des module de Solatom installée sur le site d'expérimentation Plataforma solar de Almería [22].

Pour terminer, l'achat de fluide caloporteur est souvent un poste de coût important d'un projet solaire à concentration. Étant donné que la filière cylindro-parabolique est encore largement dominée par l'utilisation d'huile thermique, un système de concentration linéaire Fresnel basé sur le principe de génération directe de vapeur pourrait permettre à la filière linéaire Fresnel de se démarquer comme une alternative moins coûteuse. Les huiles thermiques ainsi que l'eau font partie des nombreux fluides étudiés pour servir comme fluide caloporteur dans des systèmes solaires à concentration. Leurs propriétés physiques remarquables ainsi que leurs limites d'utilisation sont présentées dans le paragraphe suivant, avec leurs systèmes de stockage associés.

I.1.4. Les fluides caloporteurs et les systèmes de stockage intégrés aux centrales solaires à concentration

I.1.4.1. Fluides caloporteurs solaires

Le fluide caloporteur, garant du transfert et éventuellement du stockage de l'énergie, est, de ce fait, un élément crucial d'une centrale solaire à concentration dictant, dans certaines conditions, la conception de l'ensemble du système. Puisque qu'une grande quantité de fluide caloporteur est nécessaire pour faire fonctionner une centrale solaire à concentration, il est nécessaire de minimiser son coût tout en maximisant ses performances.

Les principales propriétés physiques souhaitées d'un fluide caloporteur sont :

- une température de fusion basse,
- un point d'ébullition élevé,
- une stabilité thermique à la température de fonctionnement,
- une tension de vapeur saturante faible à haute température,
- une faible corrosion des métaux et des alliages constituant les tuyauteries,
- une faible viscosité, une conductivité thermique élevée,
- une capacité thermique élevée à la température de fonctionnement souhaitée.

Les fluides caloporteurs utilisés dans les centrales solaires en opération peuvent être classifiés en fonction du type de matériaux en plusieurs familles : l'air et les autres gaz, l'eau/vapeur, les huiles thermiques et les sels fondus. Ces 4 familles de fluides caloporteurs sont listées et leurs propriétés physiques répertoriées dans le Tableau I.2. Les phénomènes de corrosion sont largement dépendants des alliages des tuyauteries et de la température ; ce phénomène sera qualifié qualitativement en fonction des données exprimées par Vignarooban *et al.* [23].

Tableau I.2 : Liste des fluides caloporteurs étudiés pour les installations solaires à concentration et leurs propriétés physiques remarquables, adapté de [23]

Fluide caloporteur	Température de fusion [°C]	Limite de stabilité thermique [°C]	Viscosité dynamique [Pa.s]	Conductivité thermique [W/(m.K)]	Capacité calorifique [kJ/(kg.K)]	Corrosion	Cout [\$/kg]
Air	-	-	3.10^{-5} (à 600 °C)	0,06 (à 600 °C)	1,12 (à 600 °C)	N/A	0
Eau/vapeur	0	-	$1,33. 10^{-3}$ (à 600 °C)	0,08 (à 600 °C)	2,42 (à 600 °C)	+	~0
Huiles thermiques	-20	300 à 400	$1,09. 10^{-3}$ (à 300 °C)	~0,1	2,44 (à 300 °C)	N/A	0,3 à 5
Sels fondus	65 à 400	430 à 900	~0,003 à 0,03 (à ~400 °C)	~0,2 à 1,17 (à ~400 °C)	0,79 à 1,66 (à ~400 °C)	++	0,5 à 1,3

La température de fusion et la limite de stabilité thermique du fluide donnent la plage de température de fonctionnement du fluide caloporteur. L'eau/vapeur est souvent qualifié de très bon fluide caloporteur, car caractérisé par une capacité calorifique élevée et une viscosité dynamique faible le tout pour une large plage de température.

Les huiles thermiques ont largement été utilisées dans les centrales solaires à concentration comme fluide caloporteur étant donné qu'à haute température (~300 °C) leurs viscosités dynamiques, leurs conductivités thermiques, et leurs capacités thermiques se rapprochent des propriétés thermiques et physiques de l'eau sans les problèmes de haute pression ($p_{sat,eau} = 86 \text{ bars}$ à 300 °C). Cependant, sa température de fonctionnement maximale est faible en comparaison aux autres fluides caloporteurs et limite ainsi le rendement optimal de l'installation (équation (4)).

Les sels fondus ont été les fluides caloporteurs les plus étudiés en raison de leur température de fonctionnement élevée (plus de 400 °C) ainsi que pour leurs bonnes propriétés thermiques et physiques à hautes températures [24]. Sa capacité calorifique élevée permet de l'utiliser à la fois comme un fluide caloporteur, mais aussi comme fluide de stockage et ainsi permettre un stockage direct de l'énergie thermique. Cependant, sa plage de température de fonctionnement est restreinte dans les hautes températures (430 à 900 °C) comme dans les basses températures avec des températures de fusion atteignant pour certains sels fondus les 400 °C. Actuellement, cette famille de fluide est la plus communément utilisée dans des centrales solaires à tour se limitant généralement à 600 °C, la limite de stabilité thermique de la plupart des sels fondus commercialisés. Ainsi, la température du fluide doit être maintenue à une température supérieure au point de fusion ce qui, dans le cas d'un arrêt de l'installation ou de mauvaises conditions météo prolongées, entraîne une consommation importante d'électricité pour l'alimentation des éléments de traçage. Pour finir, les sels fondus sont l'un des médias de stockage privilégié par de très nombreux projets solaires à concentration, car relativement moins coûteux que les huiles thermiques.

Ces deux familles de fluides présentés ci-dessus ont pour point commun d'utiliser un fluide caloporteur différent du fluide de travail. Un échangeur thermique est ainsi nécessaire pour transférer l'énergie thermique du champ solaire au système de valorisation de l'énergie (turbine à gaz ou à vapeur). Comme évoqué dans le paragraphe I.1.3, cet échangeur thermique est un coût supplémentaire que les installations pour lesquelles le fluide caloporteur est identique au fluide de travail n'ont pas. L'air pressurisé ainsi que l'eau/vapeur font partie de ces fluides utilisés dans un circuit unique, comme les systèmes à air pressurisé [25] ou les systèmes à génération directe de vapeur [26]. Ces systèmes nécessitent toutefois de travailler sous haute pression, ce qui implique de composer avec des contraintes mécaniques importantes. À noter que les potentielles fuites du système auront un impact quasi-nul sur l'environnement en comparaison aux huiles thermiques ou sels fondus fortement toxiques et inflammables.

L'air, malgré sa faible conductivité thermique et sa faible capacité calorifique, est un fluide caloporteur étudié notamment pour sa plage de température de fonctionnement limitée, actuellement, par les propriétés thermiques des matériaux constituant les récepteurs solaires. En plus des récepteurs à air pressurisé, une autre technologie de récepteur solaire utilise l'air et des matériaux solides comme fluide caloporteur, ce sont les récepteurs à lits fluidisés une technologie prometteuse dans la conception des futurs récepteurs de centrales à tour [27].

Finalement, l'eau/vapeur reste un fluide caloporteur compétitif face aux autres fluides grâce à ses bonnes propriétés thermiques et physiques à haute température et à son prix bon marché. Cependant, les hautes pressions induites par les hautes températures souhaitées (maximiser le rendement de Carnot) sont un défi majeur de la conception et un point optimal existe entre le coût de l'installation, proportionnel à la pression de fonctionnement (paroi des tuyauteries plus épaisse), et la température maximale qui dicte le rendement de Carnot de l'installation.

Pour conclure, le choix du fluide caloporteur dicte en grande partie le choix du système de stockage étant donné que dans la majorité des cas, le fluide caloporteur est identique au média de stockage. Ces différents systèmes de stockage thermique intégrés aux centrales solaires à concentration sont présentés dans le paragraphe I.1.4.2.

I.1.4.2. Systèmes de stockage

Pour rappel, le stockage d'énergie ne se résume pas au stockage d'énergie thermique. Il existe une multitude de moyens de stockage dont les principaux sont :

- Les systèmes de stockage mécanique (barrage hydraulique, volant d'inertie, air pressurisé),
- Les systèmes de stockage chimique (batterie électrochimique, stockage de molécules organiques),
- Les systèmes de stockage thermique, nommés TES pour *Thermal Energy Storage* en anglais.

Dans le cas des centrales solaires à concentration, ce sont les systèmes de stockage thermique qui sont les plus adaptés (pas de conversion d'énergie). Ces systèmes ouvrent de nouvelles

possibilités de pilotage de la production électrique et de nouvelles stratégies opératoires [28] et leur intégration à une installation solaire à concentration est un sujet largement étudié par les acteurs de la filière du solaire à concentration.

Leur fonctionnement est simple : stocker de l'énergie thermique sous forme d'énergie sensible, d'énergie latente ou d'énergie thermochimique afin de la restituer au besoin. Ces trois fonctionnements différents forment les trois familles de système de stockage thermique [29,30] :

- Le stockage d'énergie par chaleur sensible : un ou plusieurs média (liquides ou solides) voient leurs températures s'élever lors de la phase de stockage, puis le déstockage s'effectue par refroidissement des matériaux utilisés. Actuellement, c'est la famille associée à l'ensemble des centrales solaires thermodynamiques commerciales, sous la forme de stockage de vapeur pour les installations à génération directe de vapeur et de stockage dit « à deux cuves » pour les centrales cylindro-paraboliques et à tour fonctionnant à l'huile thermique ou aux sels fondus [28] ;
- Le stockage de chaleur latente se base sur le phénomène de changement de phase des matériaux, il est possible d'utiliser le phénomène de fusion (solide-liquide) ou de vaporisation (liquide-vapeur). De nos jours, la transition solide-liquide est majoritairement représentée dans la littérature [31,32]. Ces matériaux sont appelés matériaux à changement de phase. En plus, d'admettre des densités énergétiques élevées, le phénomène de changement de phase étant un processus isotherme, cela permet un déstockage à une température constante, avantageuse pour la gestion d'un système de stockage couplé à une centrale solaire à concentration. Cependant, des efforts, sur l'optimisation des transferts thermiques, le développement des matériaux et des dispositifs d'encapsulations des matériaux à changement de phase sont encore nécessaires pour développer des systèmes de stockage commerciaux ;
- Pour finir, le stockage thermochimique fonctionne sur le principe d'une réaction endothermique totalement réversible [30,33]. La réaction inverse permet de restituer l'énergie accumulée. Encore moins mature que le stockage par chaleur latente, le stockage thermochimique admet des densités énergétiques plus élevées, de très longues périodes de stockage et de déstockage à température constante. Seulement, les principaux inconvénients de ce processus est la dégradation des performances après plusieurs cycles de stockage/déstockage [34] ainsi qu'un coût important des réactifs qui compose ces système de stockage.

Le Tableau I.3 présente la densité énergétique, la maturité et le coût des trois familles de TES discutées ci-dessus.

Tableau I.3 : Tableau comparatif des différents types de stockage [34,35]

	Densité énergétique	Maturité	Coût
Chaleur sensible ($\Delta T = 100$ K)	27 – 112 kWh/m ³	++	€
Chaleur latente	55 – 556 kWh/m ³	-	€€
Thermochimique	556 – 1389 kWh/m ³	--	€€€

Les principales caractéristiques, communément admises, pour garantir une longévité et une dynamique optimales du système de stockage sont [28,30,33,36,37] :

- Une densité énergétique élevée et une stabilité mécanique et chimique des matériaux,
- Une compatibilité chimique entre le fluide de transfert, l'échangeur et les matériaux de stockage,
- Un bon échange thermique entre le fluide de transfert et le stockage,
- Un taux de charge et décharge important (vitesse de charge et décharge du système)
- Une réversibilité totale du procédé, pour des cycles de charges et de décharges successifs,
- Un coût modéré,
- Des pertes thermiques et un impact environnemental minimisés.

Les systèmes de stockage thermique basés sur la chaleur sensible se compose généralement de trois parties [28,37] : le média de stockage, le mécanisme de transfert et les réservoirs de stockage. Ces médias de stockage d'énergie sensible sont [33] :

- Les matériaux solides : le béton renforcé, le chlorure de sodium solide, la fonte, l'acier et les briques réfractaires en silice et en magnésie, la Cofalit et les déchets vitrifiés ;
- Les matériaux liquides : les huiles synthétiques, les sels fondus, l'eau.

Ces derniers sont majoritairement utilisés dans les installations commerciales. L'utilisation de matériaux de stockage solides est toujours à l'étude avec notamment les systèmes de stockage thermocline [38] ou encore les systèmes de stockage de particules solides associés à un récepteur basé sur le principe de lit fluidisé [27].

Pour terminer, les systèmes de stockage thermique représentent un des avantages majeurs de la technologie du solaire à concentration face aux autres technologies d'énergies renouvelables [28,33] et jouent un rôle important dans le positionnement des centrales solaires à concentration dans le marché de l'électricité [39]. Les principaux avantages de l'intégration d'un système de stockage thermique à une centrale solaire à concentration sont :

- Les fluctuations de l'énergie solaire sont lissées par l'inertie du système de stockage en empêchant l'arrêt de la turbine et en maintenant une production stable lors de passages nuageux [40] ;
- La possibilité de déphaser la production électrique lors des fortes demandes d'électricité ainsi que, dans un futur souhaitable, d'aider à la gestion de réseaux équipés de systèmes de production variables ;
- La possibilité d'étendre les périodes de productions en dehors des heures d'ensoleillement, par le surdimensionnement du champ solaire dans le but de produire plus d'énergie thermique que ce qui est admissible au groupe turbo-alternateur. L'énergie thermique excédentaire accumulée dans le stockage sera valorisée en dehors des heures d'ensoleillement, ce qui peut permettre à certaines installations de produire de l'électricité solaire sans interruption [41].

Schöniger *et al.* [42] comparent, d'un point de vue économique, les systèmes photovoltaïques équipés de batteries électrochimiques et les systèmes solaires à concentration couplés à un système de stockage thermique pour différents scénarios d'évolution des coûts de ces deux systèmes. Ils concluent que les systèmes photovoltaïques équipés de batteries électrochimiques sont les plus compétitifs pour des durées de stockage courtes (2 à 3 heures). Et que les systèmes solaires à concentration couplés à un système de stockage thermique sont économiquement viables pour des durées de stockage supérieures à 4 h, sauf dans le cas d'un scénario de forte réduction des coûts des systèmes photovoltaïques équipés de batteries électrochimiques, où le point de basculement passe de 4h à 10h de stockage d'énergie thermique.

Les deux principaux systèmes de stockage thermique couplés aux installations commerciales se distinguent par le fluide caloporteur et le média de stockage utilisé. En effet, les matériaux de stockage liquides peuvent soit être de même nature que le fluide caloporteur (système de stockage « direct ») ou de nature différente (système de stockage « indirect »). La Figure I.6 illustre ces deux systèmes de stockage en prenant comme exemple un système de stockage dit « à deux cuves » pour faciliter la compréhension.

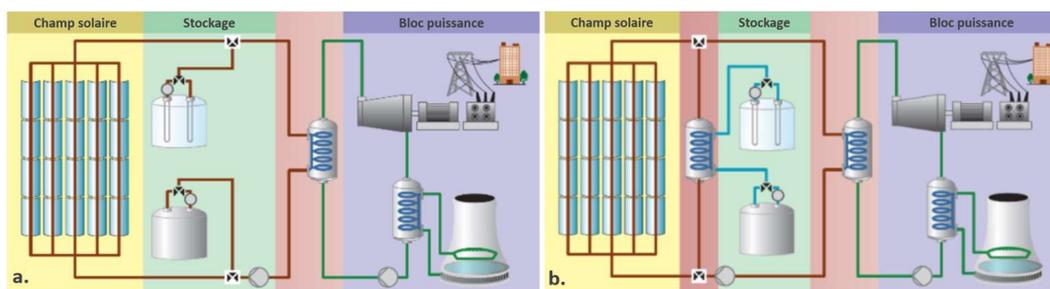


Figure I.6 : Stockage deux-cuves (a.) directs et (b.) indirects [34]

Le système de stockage « indirect » permet d'optimiser le choix de chaque fluide en fonction de son application. Les sels fondus sont utilisés comme fluide de stockage étant donné leurs fortes densités énergétiques, mais sont difficiles à intégrer comme fluide caloporteur à cause de leur forte viscosité, leur action corrosive ainsi que le risque solidification dans le système de tuyauterie. Ainsi, un système de stockage « indirect » permet d'utiliser les sels fondus comme fluide de stockage et des huiles thermiques comme fluide caloporteur. Ce système est généralement plus coûteux et théoriquement moins efficace qu'un système « direct », puisqu'il nécessite un échangeur thermique. Dans le cas du système de stockage « direct », l'échangeur entre le stockage et le champ solaire n'est pas nécessaire, car le fluide caloporteur est identique au fluide de stockage. Ces systèmes existent sous plusieurs architectures : le stockage à deux cuves présenté ci-dessus, ou encore le stockage thermocline [43,44] qui profite de la stratification naturelle du fluide sous l'effet des différences de densités entre le fluide chaud et le fluide froid.

Pour terminer, une dernière architecture de système de stockage thermique consiste à utiliser l'eau comme fluide caloporteur, de stockage et de travail, éliminant les besoins d'échangeurs thermiques entre les sous-ensembles d'une centrale (champ solaire, stockage, bloc de puissance) et leurs pertes associées. Ce concept permet une réduction significative des coûts grâce aux prix dérisoires de l'eau face aux coûts d'importants volumes d'huiles thermiques et/ou de sels fondus. De plus, ces fluides sont dangereux pour l'environnement et leurs ressources mondiales sont limitées, ainsi les remplacer par un fluide plus commun, comme l'eau, a d'énormes avantages du point de vue économique comme environnemental. La technologie de stockage de vapeur est appelée accumulateur de vapeur et sera présentée dans le paragraphe I.2.2.3.

I.1.5. Propriétés optiques et surfaces sélectives

Les surfaces concernées dans la concentration solaire sont traitées optiquement dans la gamme de longueur d'onde du rayonnement solaire afin de minimiser les pertes optiques du système (équation (6)). Ces traitements optiques doivent être adaptés pour se maintenir dans le temps malgré les multiples contraintes mécaniques et thermiques (cycle de chauffe, choc de température...).

$$\alpha(\lambda, T) + \rho(\lambda, T) + \tau(\lambda, T) = 1, \quad (6)$$

avec, $\alpha(\lambda, T)$ l'absorptivité spectrale, $\rho(\lambda, T)$ la réflectivité spectrale et $\tau(\lambda, T)$ la transmittivité spectrale (nulle pour des corps opaques), qui sont fonctions de la température de fonctionnement.

Les miroirs comme les réflecteurs secondaires sont conçus pour que la réflectivité spectrale soit maximale et que l'absorptivité spectrale soit minimale. Les vitres de protection sont travaillées pour une transmittivité spectrale importante ainsi qu'une absorptivité spectrale et une réflectivité spectrale faibles.

À noter que pour la vitre de protection, le verre est transparent pour le rayonnement solaire et réfléchissant vis-à-vis du rayonnement infrarouge émis par l'absorbeur. Cette vitre de protection a un double objectif : minimiser les pertes convectives en isolant l'absorbeur de son environnement et réduire les pertes radiatives en formant un effet de serre dans le récepteur par réflexion du rayonnement émis par l'absorbeur.

Enfin, pour l'absorbeur, le principe est de maximiser l'absorptivité spectrale dans la gamme de longueur d'onde du rayonnement solaire (rayonnement visible) et de minimiser l'émissivité spectrale $\varepsilon(\lambda, T)$ dans la gamme de longueur d'onde émise par l'absorbeur à sa température de fonctionnement (rayonnement infrarouge). Ces surfaces sont nommées surfaces sélectives puisqu'elles sont dotées de propriétés optiques dans un domaine spectral déterminé. Ainsi, un revêtement sélectif est caractérisé par une longueur d'onde de coupure λ_c qui représente l'intersection entre le spectre solaire et le rayonnement d'un corps noir à la température de fonctionnement de l'absorbeur.

La Figure I.7 présente la longueur d'onde de coupure d'un revêtement absorbeur fonctionnant à une température de 300 °C.

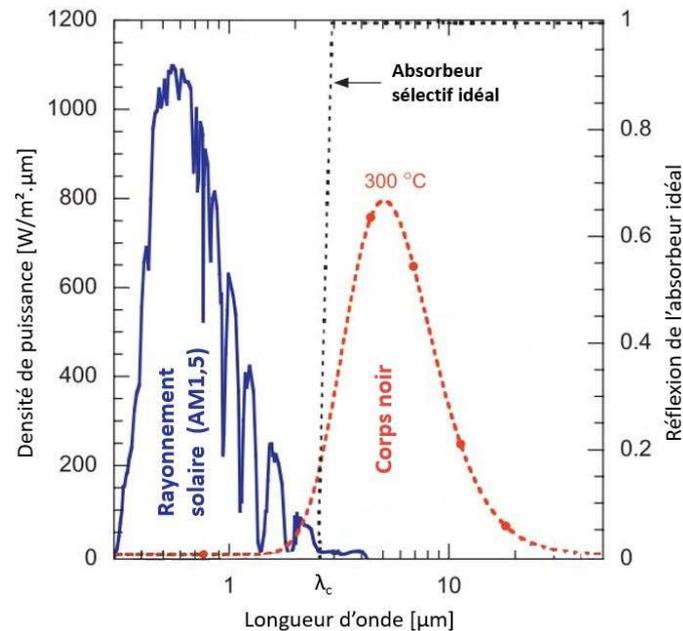


Figure I.7 : Le rayonnement d'un corps noir à 300 °C (rouge), le spectre solaire (bleu), le spectre de réflectivité d'un absorbeur idéal (noir). Adapté de Katumba et al. [45]

Pour un matériau opaque, l'équation (7) se simplifie puisque $\varepsilon(\lambda, T) = \alpha(\lambda, T)$ et $\tau(\lambda, T) = 0$.

$$\varepsilon(\lambda, T) = 1 - \rho(\lambda, T) \quad (7)$$

Ainsi, les propriétés optiques d'un revêtement sélectif idéal sont (équation (8)) :

$$\begin{cases} \rho(\lambda, T) = 0 & \text{pour } 0 < \lambda < \lambda_c \\ \rho(\lambda, T) = 1 & \text{pour } \lambda > \lambda_c \end{cases} \quad (8)$$

L'utilisation de ces surfaces sélectives remonte au début des années 50 avec Tabor qui, par électrodéposition, déposa des couches de différents métaux sur des capteurs solaires plats [46]. Depuis, la conception des revêtements et les méthodes de fabrications ont largement évolué, notamment poussées par le fort développement de la filière du solaire à concentration [47–49]. De nos jours, plusieurs technologies de revêtements sont commercialisées, comme les absorbeurs intrinsèques, semi-conducteurs et multicouches tandis que d'autres sont toujours en phase de développement ; les absorbeurs en cermet et avec des surfaces structurées [49].

Désormais que, les généralités sur la concentration solaire ont été abordées, la suite du document se focalisera sur les concentrateurs linéaires Fresnel à génération directe de vapeur.

I.2. Description de la technologie linéaire Fresnel à génération directe de vapeur

I.2.1. Architecture d'un collecteur linéaire Fresnel

Un concentrateur linéaire Fresnel est composé de trois principaux sous-ensembles qui seront décrits, individuellement, dans la suite du paragraphe :

- Un concentrateur primaire constitué de plusieurs réflecteurs primaires,
- Un système de suivi solaire asservissant la position des réflecteurs primaires,
- Un récepteur solaire, cible de la concentration, pour lequel plusieurs technologies existent.

Généralement, les concentrateurs linéaires Fresnel sont des systèmes modulaires. Un champ solaire est constitué de plusieurs lignes solaires en parallèles composées, elles-mêmes, de plusieurs concentrateurs linéaires Fresnel en série, appelés aussi modules linéaires Fresnel.

I.2.1.1. Les concentrateurs primaires

Les concentrateurs primaires sont constitués de plusieurs segments de miroirs, présentés dans la Figure I.4, nommés réflecteurs primaires primaire. Dans la plupart des cas, ces réflecteurs primaires sont légèrement incurvés, ce qui permet une meilleure concentration que dans le cas d'un concentrateur équipé de réflecteurs plans.

L'entraxe entre les rangées de réflecteurs primaires, leurs dimensions et leurs formes sont des paramètres qui ont été largement étudiés et optimisés dans la littérature. À titre d'exemple, Abbas et al. [50] proposent une étude paramétrique de l'influence de la largeur des miroirs et de l'entraxe entre les réflecteurs primaires sur les performances optiques du collecteur linéaire Fresnel. Benyakhlef *et al.* [51] démontre quantitativement comment l'utilisation de miroirs incurvés améliore les performances optiques et réduit la taille requise du récepteur solaire. Comme l'ensemble des surfaces impliquées dans la concentration solaire, les miroirs qui constituent les réflecteurs primaires sont traités optiquement (cf. paragraphe I.1.5).

Pour terminer, la position des réflecteurs primaires est asservie par un système de suivi solaire permettant de concentrer les rayons du soleil vers le récepteur solaire, ce système est décrit dans le paragraphe suivant.

I.2.1.2. Les systèmes de suivi solaire

L'objectif d'un système de suivi solaire est de positionner les réflecteurs primaires afin qu'ils concentrent le rayonnement solaire au niveau d'un récepteur. Pour les systèmes à concentration ponctuelle, le suivi solaire s'effectue selon deux axes, tandis que, pour les systèmes à concentration linéaire, ce suivi solaire s'effectue selon un seul axe (parallèle au récepteur). Ainsi, dans le cas d'un module linéaire Fresnel, les rangées de réflecteurs primaires suivant l'axe de rotation sont solidaires. L'angle adéquat de chaque rangée de réflecteur primaire est calculé en fonction de la position du soleil et de la position de la rangée par rapport à la cible.

La position du soleil est depuis longtemps une question importante dans de nombreux domaines comme l'astronomie, les applications solaires ou la métrologie. Plusieurs algorithmes de suivi solaire sont proposés dans la littérature avec des besoins calculatoires plus ou moins importants permettant d'atteindre des précisions de la position solaire allant de $\pm 0,01^\circ$ à $\pm 0,0003^\circ$ pour les algorithmes astronomiques complexes [52–55]. L'ensemble de ces algorithmes sont décrits pour des périodes de validité allant de centaines d'années à des milliers d'années, comme l'algorithme développées par Reda *et al.* entièrement disponible sur le site de NREL [11] en langage C++ et admettant une précision de l'ordre de $\pm 0,0003^\circ$ pour une période de validité de l'an 2000 à l'an 6000.

Dans le cas des centrales solaires à concentration, la position du soleil est calculée par un automate grâce à des algorithmes spécialisés. Ces algorithmes se distinguent généralement par leurs besoins calculatoires. Puisque le temps de calcul correspond, au temps de communication près entre l'automate et les actionneurs, au temps d'actualisation de la position des réflecteurs primaires, celui-ci doit être le plus faible possible pour assurer la précision du système de suivi solaire au cours du temps. Grena [56] propose cinq algorithmes permettant de couvrir une large zone des besoins de suivi solaire en fonction de la précision nécessaire et de la puissance de calcul disponible.

À noter qu'il existe une méthode très peu répandue dans les installations industrielles solaires, une régulation en boucle fermée de la position des miroirs entre le calcul de la position du soleil et le retour de position obtenue par analyse d'image fournie par des diodes photosensibles ou des caméras. Cette régulation est notamment utilisée pour asservir la position des héliostats du Four solaire d'Odeillo, PROMES-CNRS, Pyrénées-Orientales, France.

I.2.1.3. Les récepteurs solaires des modules solaires à concentration linéaire Fresnel

Le récepteur solaire d'une centrale solaire linéaire Fresnel est un assemblage de différents éléments placés au-dessus du concentrateur primaire. Son objectif est d'intercepter le rayonnement concentré et de transmettre l'énergie thermique résultante au fluide caloporteur circulant dans un ou plusieurs tubes sur lesquels un revêtement sélectif est appliqué, nommé tube absorbeur.

Les études d'optimisations des modules linéaires Fresnel se sont concentrées sur différents éléments de conception, notamment l'architecture du concentrateur primaire, mais également le positionnement ainsi que la technologie du récepteur [50,57,58]. Ces études numériques ou expérimentales ont pour objectif commun d'optimiser les performances optiques tout en atténuant les pertes thermiques du récepteur [59–68]. Ainsi, une multitude de technologies de récepteurs solaires a été développée [6], parmi lesquelles on peut distinguer deux principales familles, les récepteurs à cavité trapézoïdale multitubulaire [63,64,69] et les récepteurs monotubulaires souvent accompagnés d'un réflecteur secondaire de type CPC [60,70,71]. Cette dernière, représentée dans la Figure I.8, a prouvé son efficacité durant plus de 10 ans d'exploitation des centrales Puerto Errado 1 et 2 et est installée dans la majorité des centrales

solaires linéaires Fresnel en opération. D'autres constructeurs se tournent vers des récepteurs multitubulaires comme Areva Solar ou encore le laboratoire brésilien LEPTEN. À noter que d'autres technologies de récepteurs ont été développées comme un récepteur bitubulaire avec un réflecteur secondaire type CPC développé par Montenon *et al.* [72] ou encore un récepteur constitué d'un tube sous-vide et d'un réflecteur secondaire en forme d'aile étudié par Grena *et al.* [73]

Les principaux récepteurs linéaires Fresnel utilisés pour des installations solaire commerciale se composent des éléments suivants :

- Un absorbeur solaire assurant la conversion de l'énergie électromagnétique des photons en énergie thermique transmise au fluide caloporteur,
- Un réflecteur secondaire permettant de rabattre les rayons concentrés sur l'absorbeur,
- Une enceinte protectrice parfois comblée d'isolant pour limiter les pertes thermiques,
- Une vitre de protection fermant l'enceinte pour atténuer les pertes convectives de l'absorbeur.

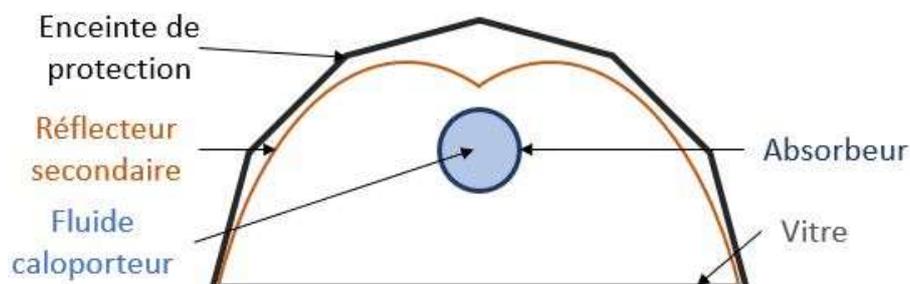


Figure I.8 : Schéma d'un récepteur monotubulaire équipé d'un réflecteur de type CPC

Comme la technologie de récepteur solaire, la conception de réflecteurs secondaires est un sujet largement étudié par la communauté scientifique, les réflecteurs type CPC sont les plus répandus et leurs caractéristiques optiques ont fait le sujet de nombreuses publications comme les travaux de Balaji *et al.* [60] et de Zhu [74]. Parmi eux, Minaeian *et al.* [75] concluent que peu importe la taille ou la forme du réflecteur secondaire, il influera positivement sur la quantité de flux intercepté par l'absorbeur en plus de permettre une meilleure uniformité des flux sur la surface de l'absorbeur.

Pour terminer, le comportement thermohydraulique au sein des récepteurs est, lui aussi, largement étudié et est fréquemment caractérisé par une modélisation 3D sur un logiciel de résolution des équations fondamentales de la mécanique des fluides (Computational Fluid Dynamics – CFD) tel que ANSYS Fluent [61,76,77] mais peut être aussi déterminé grâce à un modèle mathématique 1D [78–81]. Les pertes thermiques de ces systèmes sont généralement évaluées numériquement lors de la conception de la technologie puis validées expérimentalement une fois le système implémenté [77,82]. Les études expérimentales sont majoritairement réalisées sur des prototypes, afin de pouvoir contrôler précisément les conditions d'entrée (débit et température d'entrée). À noter que les pertes thermiques sur les installations solaires à grande échelle sont rarement rapportées. L'évaluation des pertes

thermiques d'un récepteur est essentielle pour la régulation des débits de fluide caloporteur dans les champs solaires et notamment pour des systèmes à génération directe de vapeur pour lesquels un titre vapeur théorique en sortie des lignes est ciblé pour optimiser les transferts thermiques et maintenir l'intégrité du récepteur solaire.

I.2.2. Présentation du principe de génération directe de vapeur

Premièrement, bien que certains projets de concentration ponctuelle soient conçus sur le principe de génération directe de vapeur, il sera abordé, dans ce document, exclusivement pour des installations à concentration linéaire.

La génération directe de vapeur est depuis longtemps envisagée dans des centrales solaires à concentration. Dès 1982, Murphy *et al.* [83] présentent les potentielles améliorations de la génération directe de vapeur sur les performances annuelles (de 9 à 13% d'énergie en plus par rapport à un système fonctionnant avec des huiles synthétiques comme fluide caloporteur [84]) et les coûts d'une centrale solaire à concentration (réduction du coût de production vapeur de 25% en comparaison aux systèmes fonctionnant avec des huiles synthétiques comme fluide caloporteur [84]). Les premiers essais ont été réalisés sur des centrales à tour comme le prototype américain Solar One dans les années 80 et les centrales à tour commerciales Planta Solar 10 et Planta Solar 20 en Espagne dans les années 2000. En parallèle, d'autres projets de centrales à concentration linéaire fonctionnant en génération directe de vapeur ont vu le jour. Par exemple dans le cadre du projet Direct Solar Steam (DISS), l'installation à l'échelle industrielle d'un système de concentration cylindro-parabolique à génération directe de vapeur a été conçue par le laboratoire allemand DLR, en collaboration avec l'organisme national de recherche espagnol CIEMAT, afin de prouver la faisabilité d'un tel système et résoudre les problèmes liés à la génération directe de vapeur. Dans un second temps, ce projet s'est intéressé aux différentes architectures de champ solaire à génération directe de vapeur. Finalement, la génération directe de vapeur a ensuite été intégrée aux systèmes de concentration linéaire Fresnel pour des applications commerciales, une technologie de concentration prometteuse pour la réduction des coûts qui, couplée aux réductions de coût lié à la génération directe de vapeur, donne théoriquement une technologie parmi les moins coûteuses de la filière du solaire à concentration.

Ainsi, les principaux avantages de la génération directe de vapeur en comparaison aux centrales largement répandues fonctionnant grâce aux huiles thermiques sont [85] :

- Une réduction des coûts d'investissement sur l'achat du fluide caloporteur et du générateur de vapeur,
- Utilisation d'un fluide non-toxique ni inflammable,
- Possibilité de fonctionner à des températures plus élevées conduisant à un meilleur rendement théorique du cycle de production d'énergie (cf. Tableau I.2).

Cependant, ce fonctionnement apporte aussi son lot de difficultés, comme l'intégration de systèmes de stockage de longue durée [28], la gestion de l'écoulement diphasique dans le tube absorbeur (évaporation et surchauffe), la déformation mécanique du tube absorbeur accentué par l'aspect diphasique de l'écoulement ou encore les conditions de hautes pressions et de hautes températures (prototype DISS pouvant fonctionner à 100 bars / 310 °C [86]). Ces interrogations ont depuis été largement étudiées et seront en partie présentées dans la suite du paragraphe.

I.2.2.1. Les régimes et les cartes d'écoulements diphasiques

Trois écoulements diphasiques différents se distinguent dans la littérature : les écoulements de deux phases d'un même fluide, les écoulements de deux fluides d'une même phase et les écoulements de deux fluides avec une phase différente. Ces écoulements font partie d'un des domaines de mécanique des fluides le plus actif à l'heure actuelle car intervenant dans de nombreuses applications industrielles comme les écoulements d'huile et d'eau dans le secteur pétrolier ou encore dans plusieurs processus de conversions énergétiques et chimiques [87]. Seuls les écoulements diphasiques eau/vapeur seront développés afin d'introduire les notions nécessaires pour la compréhension des écoulements au sein d'un récepteur linéaire fonctionnant en génération directe de vapeur - écoulement sur une longue distance dans une conduite horizontale, avec changements de phase eau/vapeur.

L'écoulement diphasique dans une ligne solaire n'est pas homogène sur toute la longueur du tube absorbeur, mais plusieurs régimes d'écoulement s'observent et la formation de ces différents régimes d'écoulement est largement dictée par la géométrie du tube absorbeur, la vitesse de chaque phase et la puissance solaire concentrée.

La connaissance de ces régimes permet de mieux contrôler l'échange thermique de la paroi avec le fluide, et ainsi de prévenir les instabilités qui peuvent le limiter. Néanmoins, il n'existe pas de méthode directe pour prédire les régimes diphasiques, ceux-ci doivent être évalués par des méthodes indirectes au préalable [88].

La Figure I.9 illustre un exemple d'écoulement diphasique au sein d'un tube absorbeur d'une installation solaire à concentration linéaire.

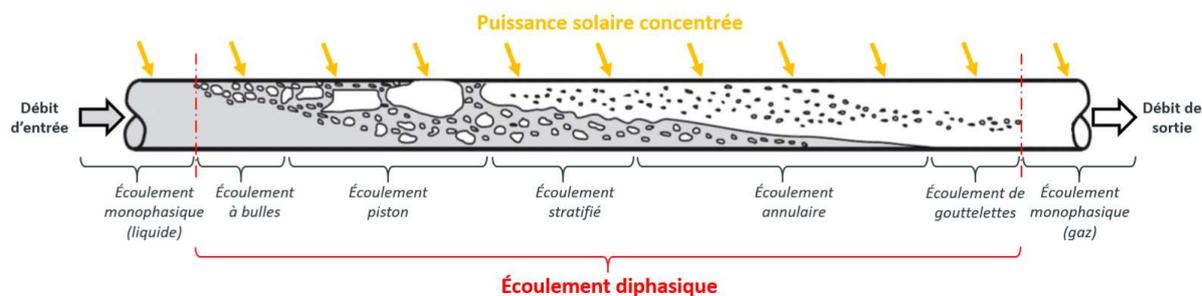


Figure I.9 : Régimes d'écoulements à l'intérieur d'un tube absorbeur d'une installation solaire à génération directe de vapeur, adaptés de Temraz et al. [89]

Premièrement, un écoulement diphasique est borné par deux points caractéristiques : le point d'ébullition – première apparition de vapeur et le point sec – disparition du film liquide entourant les parois.

Ensuite, les principaux régimes d'écoulement diphasique sont :

- L'écoulement à bulles ; des premières ébullitions nucléées à des formations de bulles plus grandes,
- L'écoulement piston ; les bulles fusionnent pour donner des poches de gaz plus importantes,
- L'écoulement stratifié ; lorsque que la phase liquide et la phase gazeuse se divise en deux parties distinctes sous l'effet des forces gravitationnelles. Ces écoulements sont qualifiés de lisses pour des faibles vitesses de gaz et à vague si la vitesse augmente,
- L'écoulement annulaire ; un film liquide se forme sur la paroi interne du tube absorbeur,
- L'écoulement de gouttelettes ; les dernières gouttes d'eau s'évaporent jusqu'au régime d'écoulement monophasique constitué uniquement de vapeur.

L'écoulement stratifié est à éviter dans un tube absorbeur à génération directe de vapeur, car la non-homogénéité des échanges sur une section de tube induit de forts gradients de température et peut amener à des déformations mécaniques et à un vieillissement anticipé du tube absorbeur. Enfin, l'écoulement annulaire est l'écoulement privilégié pour les applications solaires, car les coefficients d'échanges convectifs sont importants et l'écoulement assure l'homogénéité des transferts thermiques sur une section de tube.

Pour caractériser l'écoulement diphasique à l'intérieur d'un tube absorbeur le titre vapeur est introduit. Ce titre vapeur, appelé aussi qualité vapeur, est défini comme le rapport entre le débit massique de la phase vapeur \dot{m}_v et le débit massique total \dot{m}_{tot} (phase liquide + phase vapeur) :

$$x = \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_{tot}} \quad (9)$$

Le contrôle en temps réel des titres de vapeur est essentiel pour assurer un fonctionnement optimal d'une installation solaire à génération directe de vapeur tout comme plusieurs domaines comme l'industries des sables bitumineux.

Plusieurs technologies pour la détermination du titre vapeur sont évoqué dans la littérature scientifique comme le débitmètre à orifices aux bords acérés de Lin [90] ou encore le débitmètre à résonance magnétique nucléaire développé à l'école supérieure de physique et de chimie industrielles à Paris [91] ou plus récemment les débitmètres à vortex [92]. Cependant, ces éléments de mesure peuvent ne pas répondre au objectif de contrôle d'installation industrielle en raison de leurs gammes de fonctionnement en température et en pression limités [93]. Toujours est-il que ces éléments de mesure sont coûteux et leurs installations en extérieur à la sortie d'une ligne ou d'un champ solaire commerciale n'ont, à notre connaissance, jamais été réalisées.

Ainsi, des méthodes de mesures indirectes sont, généralement, utilisées dans l'industrie pour le contrôle de certains processus, comme la méthode de Xie et al. [93] qui a démontré sa fiabilité et sa robustesse lors de leurs mises en œuvre sur des systèmes à génération directe de vapeur pour la pétrochimie.

Dans le cas d'une installation solaire à génération directe de vapeur, le dimensionnement d'une ligne solaire est parfois décrit pour un titre vapeur théorique en sortie qui sera, par la force des choses, validé grâce à des méthodes de mesure indirecte lors de la mise en fonctionnement de l'installation.

Pour finir, il existe une multitude de cartes d'écoulement permettant de décrire un écoulement diphasique de manière indirecte. Deux exemples de carte d'écoulement sont présentés dans la Figure I.10 pour des dimensions de tube absorbeur différentes.

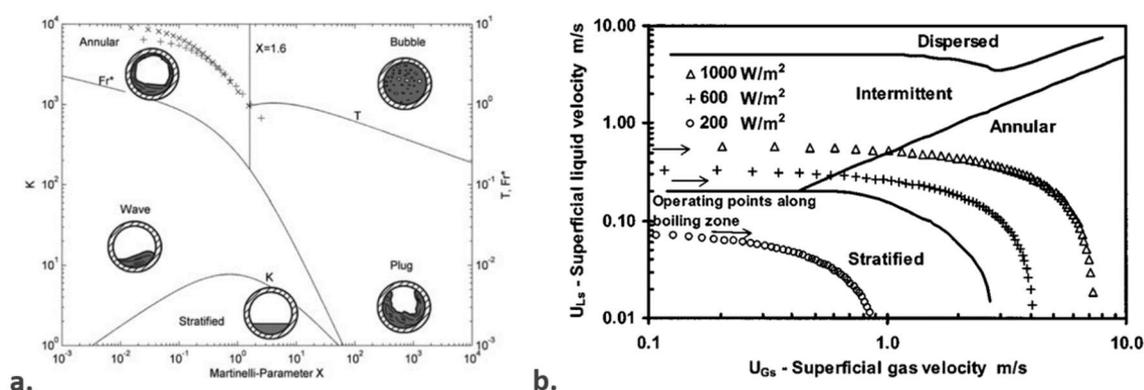


Figure I.10 : (a.) Carte d'écoulement diphasique proposée par Taitel et Duckler, et adaptée par Hirsch et al. [94] ; (b.) Carte d'écoulement de Odeh et al. [95]

À cause de la complexité des phénomènes physiques dans les écoulements diphasiques, les recherches visent à déterminer des corrélations semi-empiriques afin de décrire les pertes de charge et les échanges thermiques. Deux méthodes différentes se dégagent de la littérature : la méthode expérimentale (Tam et al. [96]) ou la méthode de modélisation semi-empiriques (Taitel et Duckler [97] ou plus récemment Dinselmeyer et al. [98]).

La carte d'écoulement de Taitel et Duckler [97], publiée en 1976, décrit les régimes d'écoulements diphasiques en considérant une transformation adiabatique comme condition aux limites du tube. Cette condition aux limites est utilisée dans la conception de la plupart des cartes d'écoulements à cette époque. Il faudra attendre les études de fluides frigorigènes pour avoir des cartes d'écoulement avec un apport de chaleur (non-adiabatique), comme la carte de Hashizume et al. [99] établie sur l'étude des fluides frigorigènes R12 et R22 pour des plages de pression allant de 5 à 20 bar ou encore la carte Kattan-Thome-Favrat [100] en 1998, issue de leur étude de cinq réfrigérants en évaporation dans des tubes horizontaux.

Enfin, les études d'écoulements diphasiques au sein de tubes absorbeurs à génération directe de vapeur menées par Müller [101] et Odeh et al. [95] ont permis d'étendre la validité de l'approche de Taitel et Duckler. Odeh et al. proposent des cartes d'écoulements sous haute pression dans deux tubes avec un diamètre différent (38 et 54 mm) soumis à un flux solaire

homogène pour une configuration à plat. Les efforts de recherche autour de la génération directe de vapeur et la meilleure caractérisation des régimes d'écoulement au sein de celui-ci amènent de nouveaux concepts comme l'architecture « once-through » (présenté dans la suite du document) qui nécessite une caractérisation précise de l'écoulement diphasique. Pour terminer, Eck *et al.* [102] proposent en 2005, une corrélation empirique établie sur les résultats d'expériences du projet DISS dans le but d'évaluer avec précision la transition entre les écoulements intermittents et les écoulements annulaires. De nos jours, les cartes d'écoulements sont construites à l'aide de modèles numériques de mécanique des fluides comme la carte Dinselmeyer [98] conçu à l'aide de son modèle 3D d'écoulements diphasiques dans une conduite horizontale.

La carte de Odeh *et al.* [95] sera utilisé pour qualifier les régimes d'écoulements dans les lignes solaires du modèle global (CHAPITRE IV).

Pour conclure, les méthodes de caractérisation indirecte des écoulements diphasiques permettent d'anticiper ou de déterminer les régimes d'écoulement d'une installation solaire à génération directe de vapeur. En pratique, la maîtrise de ces régimes d'écoulements passe par l'étude d'une multitude d'architecture de lignes solaires.

I.2.2.2. Les différentes architectures d'un système à génération directe de vapeur

Les études autour de l'écoulement diphasique ont été menées en parallèle des études sur l'architecture des champs solaires à génération directe de vapeur. En effet, différentes architectures de champs sont envisageables pour la production directe de vapeur, et chacune de ces configurations donne des conditions de sorties différentes. Le projet DISS est une référence à ce sujet, et identifie trois configurations possibles : l'architecture en recirculation, l'architecture « once-through » et l'architecture en injection [103].

Architecture « once-through »

Dans une configuration « once-through », le préchauffage, l'évaporation et la surchauffe de l'eau sont réalisés sur une seule longueur du tube absorbeur (Figure I.11). Cette architecture représente le générateur de vapeur le plus simple pour les centrales à génération directe avec un coût d'investissement et d'exploitation parmi les plus faibles des architectures décrites dans ce paragraphe. Cependant, la dynamique du processus de génération directe de vapeur rend l'asservissement du processus plus complexe, mais réalisable d'après Lippke *et al.* [104]. Pour définir le système de contrôle, la caractérisation de l'écoulement diphasique est essentielle, et ne s'approche qu'en effectuant des bilans d'énergie en régime stationnaire dans le but de déterminer le point d'ébullition et le point sec. Par son manque d'inertie, cette méthode est très sensible aux variations d'irradiations et nécessite un temps de réponse court du système de contrôle.

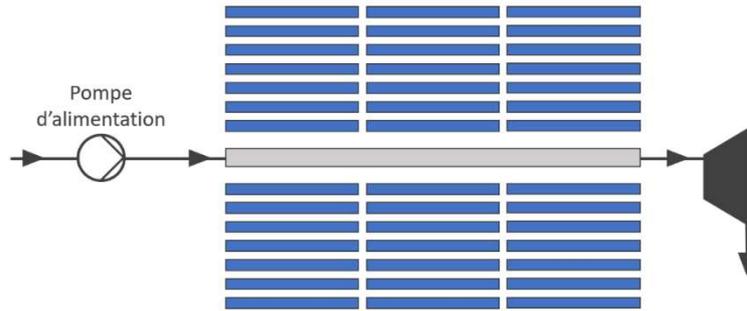


Figure I.11 : Schéma de principe de la configuration d'un champ solaire « once-through »

Architecture en injection

Pour la configuration en injection, le principe est identique à la méthode « once-through » - l'évaporation et la surchauffe s'effectuent aussi sur une seule longueur du tube absorbant - la différence vient des injecteurs après chaque module solaire ou sections de lignes solaires (Figure I.12). Ce système permet de contrôler le débit et donc les conditions de sortie de chaque sous-élément et permet ainsi de garantir une température stable en sortie du champ. Cette nouvelle technologie était perçue comme prometteuse, mais s'est révélée trop coûteuse du fait des multiples injecteurs, de leurs tuyauteries respectives et de ses faibles avantages de contrôle.

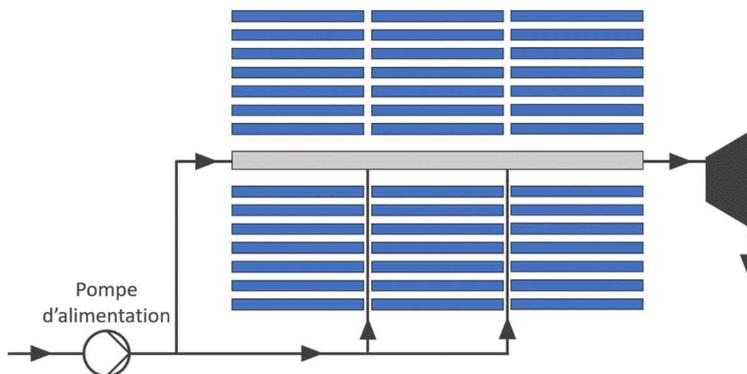


Figure I.12 : Schéma de principe de la configuration d'un champ solaire en injection

Architecture en recirculation

Pour l'architecture en recirculation, le champ solaire est divisé en deux parties, l'évaporateur et le surchauffeur (Figure I.13). Le premier permet de préchauffer et de vaporiser l'eau, le débit d'eau est plus important que le débit d'évaporation ce qui induit, en sortie du système, un régime diphasique dont le titre vapeur se situe entre 60% et 80% [94]. Un ballon séparateur recueille l'écoulement diphasique de la partie évaporateur et joue le rôle de séparateur de phase. L'eau liquide est renvoyée, grâce à une pompe, à l'admission de l'évaporateur tandis que la vapeur saturée permet d'alimenter le procédé de valorisation associé.

L'objectif dans cette configuration est de maximiser les échanges entre l'eau et la paroi, dans la partie évaporateur, en s'assurant que le tube soit mouillé sur toute sa longueur (régime d'écoulement annulaire). L'asservissement de ce type de système est simple, mais les éléments supplémentaires (ballon, pompe de recirculation) ainsi que la consommation électrique pour la recirculation font augmenter le coût d'implantation et d'exploitation [105].

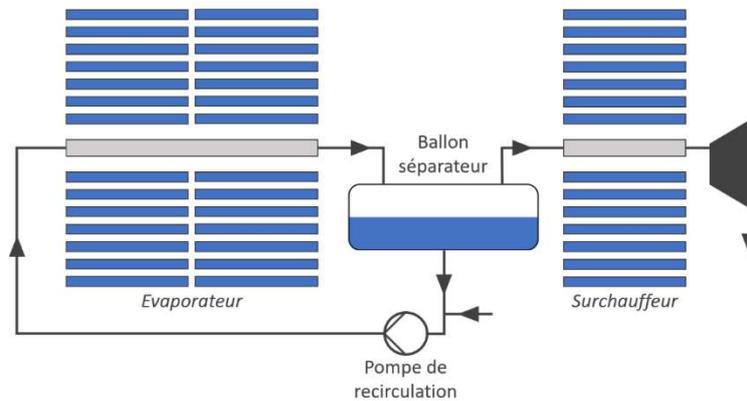


Figure I.13: Schéma de principe de l'architecture en recirculation

I.2.2.3. Le stockage thermique couplé à une centrale solaire à génération directe de vapeur

Toutes les technologies de stockage peuvent être envisagées pour les centrales solaires à concentration fonctionnant en génération directe de vapeur. Par exemple, Laing *et al.* [106] propose un système de stockage combinant des modules de stockage d'énergie latente (PCM) et d'énergie sensible (béton) ou encore Guo *et al.* [107] qui étudie quatre systèmes de stockage différents constitués de deux à trois réservoirs stockant de l'énergie sensible ou latente.

Enfin, l'accumulateur de vapeur se démarque des autres systèmes puisque que c'est une technologie mature, utilisée depuis longtemps dans divers domaines comme l'industrie du textile, de la métallurgie, du plastique ou encore du tabac [108], avec un prix largement établi. De plus, son temps de réaction rapide et son taux de décharge élevé font de cette technologie une option prometteuse pour pallier l'intermittence de la ressource dans les systèmes solaires thermodynamiques utilisant l'eau/vapeur comme fluide caloporteur [39].

Le stockage direct de vapeur est limité par sa faible densité énergétique qui nécessiterait d'importants volumes de stockage. La technologie des accumulateurs de vapeur stocke de l'énergie sensible sous forme d'eau pressurisée profitant ainsi d'une capacité calorifique et d'une densité énergétique plus importante.

En général, le champ solaire d'une centrale à génération directe de vapeur est légèrement surdimensionné par rapport à la capacité du bloc de puissance. Par conséquent, lors des périodes de surplus de production de vapeur, la vapeur excédentaire est injectée dans la phase liquide de l'accumulateur (Figure I.14), sa condensation entraînera l'élévation de la température du liquide sous pression jusqu'à atteindre la température de saturation. Lorsque la phase liquide est à la température de saturation, alors le stockage est saturé. Pour atteindre cet équilibre à la pression de fonctionnement du champ solaire, la pression de l'accumulateur

est contrôlée à l'aide d'injection de vapeur dans le ciel vapeur et le niveau d'eau est asservi par l'injection ou le soutirage d'eau en fonction de l'injection ou du soutirage de vapeur. Enfin, lors des périodes durant lesquelles la production de vapeur du champ solaire ne permet pas de maintenir la charge de la turbine, la pression diminue dans l'accumulateur entraînant l'évaporation flash de l'eau sous pression et la production de vapeur saturée. Par conséquent, la décharge d'un accumulateur de vapeur fonctionne à pression glissante. Ce type d'accumulateur de vapeur est nommé accumulateur de Ruth.

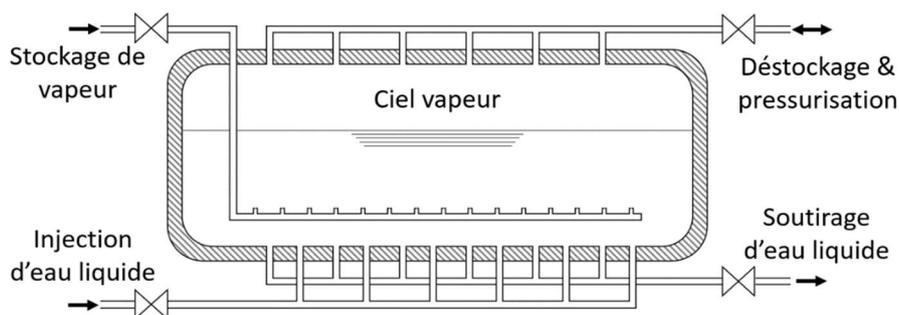


Figure I.14 : Accumulateur de Ruth

Du point de vue des accumulateurs de vapeur commercialisés intégrés à une installation à génération directe de vapeur, l'accumulateur de Ruth semble être le choix de configuration de la plupart des industriels du secteur (Tableau I.4). Les deux installations Greenway CSP Mersin Tower Plant et Badaling Dahan 1 MW Tower sont de petits démonstrateurs de 1 MW_{elec} et très peu d'information sur leurs systèmes de stockage sont disponibles dans la littérature.

Tableau I.4 : Liste des systèmes de stockage implémentés dans des centrales solaires à génération directe de vapeur [4]

Nom du projet	Technologie	Système de stockage	Capacité de stockage
Planta Solar 10	À tour	Accumulateur de Ruth	1 h
Badaling Dahan 1 MW Tower	À tour	Stockage à 2 étages huile/eau	1 h
Greenway CSP Mersin Tower Plant	À tour	Stockage à 3 phases	4 h
Planta Solar 20	À tour	Accumulateur de Ruth	1 h
Khi Solar One	À tour	Accumulateur de Ruth	2 h
Puerto Errado 1	Linéaire Fresnel	Accumulateur de Ruth	30 min
Puerto Errado 2	Linéaire Fresnel	Accumulateur de Ruth	30 min
Centrale solaire eLLO	Linéaire Fresnel	Accumulateur de Ruth	3 h

À noter que les accumulateurs de vapeur restituent de la vapeur saturée lors du déstockage. Pour alimenter une turbine à vapeur surchauffée, un second système est nécessaire pour élever la température de la vapeur saturée provenant des générateurs de vapeur, nommé surchauffeur. Cette surchauffe peut être assurée par un second système de stockage thermique (solide ou liquide) [39], prévue dans l'architecture de l'installation solaire - surchauffeur solaire (module solaire prévu pour la surchauffe de la vapeur) du projet DISS, effectué dans un surchauffeur alimenté par une source externe d'énergie ou pour finir via un échangeur thermique comme dans les centrales nucléaires. Dans le cas de la centrale solaire eLLO, la surchauffe de la vapeur saturée du générateur de vapeur et du stockage est identique à ces derniers et sera présentée dans le paragraphe I.5.3.3.

La densité énergétique d'un accumulateur de vapeur dépend fortement de la variation de température de saturation induite par la chute de pression lors de la phase de déstockage. La Figure I.15 présente la quantité de vapeur produite pour 1 m³ d'eau lors d'une chute de pression de 1 bar en fonction de la pression de saturation, ainsi que la production de vapeur d'un accumulateur de vapeur pour différentes pressions initiales.

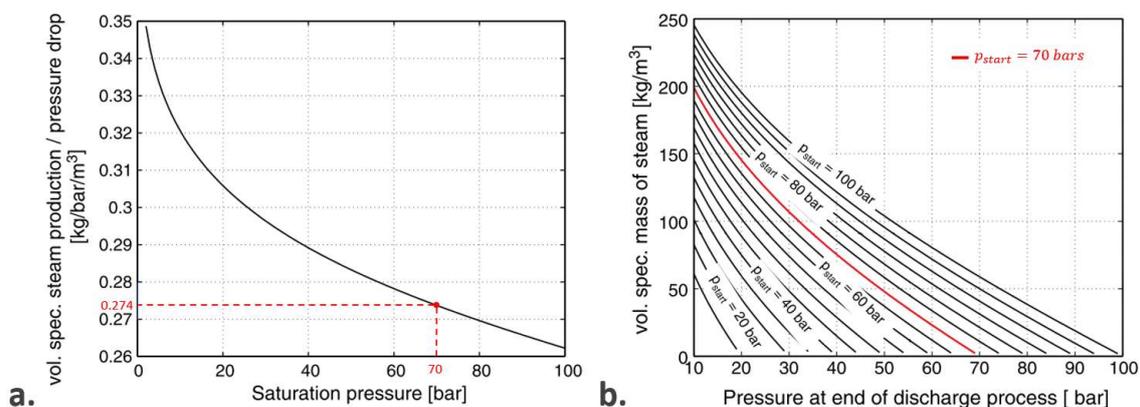


Figure I.15 : (a.) Production de vapeur d'un volume de 1 m³ pour une réduction de pression de 1 bar au regard de la pression de saturation ; (b.) Production de vapeur d'un accumulateur de vapeur pour différentes pressions initiales [39]

Pour un volume d'eau liquide saturé de 1 m³ à 70 bars, une réduction de 1 bar induirait une production de 0,274 kg/m³ ce qui correspond à une énergie thermique d'environ 0,21 kWh/m³ (Figure I.15.a). La production de vapeur pour une réduction de 1 bar diminue quand la pression de saturation augmente. Autrement dit, pour une même variation de pression, l'énergie sensible stockable dans un liquide saturé à haute pression est plus faible qu'à une pression plus basse.

Prenons l'exemple du projet eLLO, le système de stockage est équipé de 9 accumulateurs de vapeur de 120 m³ chacun qui fonctionnent entre 7 et 70 bars. En considérant que le système rempli aux trois quarts est saturé à l'état initial et que la pression d'arrêt est égale à 10 bars, la quantité de vapeur produite est environ égale 162 000 kg, soit 3h de production à la puissance nominale de la turbine (débit vapeur de 15 kg/s à 10 MW_{elec}).

D'un point de vue économique, le système de stockage de la centrale solaire eLLO est selon Pietro *et al.* [73] qui présentent une étude comparative de trois systèmes de stockage couplés à un champ solaire à génération directe de vapeur, la limite de stockage avant de se tourner vers des solutions moins coûteuses pour une capacité identique. En effet, ils montrent que pour des durées de stockage de 3 h et moins, l'accumulateur de vapeur est l'option la plus économique. Pour des périodes plus longues de 6 h et plus, l'accumulateur de vapeur laisse sa place à des systèmes de stockage aux sels fondus ou avec des matériaux à changement de phase car les accumulateurs de vapeur sont des réservoirs à haute pression et peuvent être extrêmement coûteux pour des volumes importants.

Comme exprimés plus tôt, les systèmes de stockage ouvrent de nouvelles possibilités de pilotage et de stratégie opératoire. Dans un objectif d'analyse de ces stratégies opératoires, un modèle global est généralement développé et, dans le cas d'une installation commerciale, permet de tester de nouvelles stratégies opératoires sans impacter la production électrique.

I.3. Modélisation et simulation des concentrateurs solaires et des centrales solaires à concentration

Les modèles numériques sont des outils indispensables dans le domaine de la recherche et du développement. Le principal avantage de ces modèles réside dans leur capacité à fournir des informations relatives aux systèmes étudiés sans avoir à construire des prototypes coûteux. Dans le secteur de l'énergie solaire à concentration, une grande diversité de modèles a été développée, présentant chacun divers objectifs, allant de la définition des performances optiques des concentrateurs jusqu'aux modèles de prédiction du productible électrique d'une centrale solaire à concentration.

De nombreux articles ont été écrits ces 10 dernières années évoquant des modèles et des outils spécialisés pour les applications solaires. Une grande majorité de ces modèles se sont focalisés sur l'évaluation et l'optimisation des performances optiques ou thermo-optiques des concentrateurs solaires [59,109,110]. L'évolution des méthodes numériques et des capacités de calcul, la modélisation et la simulation de systèmes de concentration ont d'ailleurs joué un rôle important dans l'optimisation de ces systèmes [111]. En parallèle, des modèles se concentrant sur l'évaluation des performances globales d'une installation solaire sont rapportés dans la littérature ; ces derniers sont nommés modèles globaux.

I.3.1. Modèles optiques

Les modèles optiques sont des outils largement utilisés par les chercheurs comme le montrent Jafrancesco *et al.* [59], dans leur revue, avec une liste non-exhaustive de 37 outils différents pour la simulation optique de concentrateurs solaires. Ces outils de simulations optiques ont des objectifs différents, certains sont adaptés à la conception et l'optimisation de concentrateurs solaires, quand d'autres sont orientés vers l'évaluation des performances d'un système. Bien qu'ils permettent tous de remonter au flux solaire incident sur l'absorbeur, les modèles sont conçus soit pour définir les performances d'un système optique, soit pour maximiser cette efficacité par la modification du système ; le second nécessitant, généralement, des besoins calculatoires plus importants que le premier. Ces algorithmes d'optimisation couplés à un modèle optique permettent, dans le cas d'un système à concentration ponctuel, d'optimiser la disposition des héliostats, et dans le cas de la concentration linéaire, d'optimiser l'architecture des concentrateurs et la disposition des lignes solaires.

Pour concevoir un modèle optique, deux approches sont communément admises par les chercheurs [112] :

- **La méthode de lancer de rayons** (ou méthode Monte-Carlo) : le principe est de générer un ensemble de rayons imitant la distribution du rayonnement solaire (tache solaire) et de modéliser le système de concentration afin d'observer les interactions entre les photons et les surfaces réfléchissantes, absorbantes et transparentes ;

- **La méthode de convolution** (ou méthode des cônes optiques) : les rayons réfléchis par les réflecteurs primaires sont considérés comme des cônes d'erreurs. Ces derniers sont calculés par convolution de distributions normales et correspondent aux erreurs optiques et géométriques. Ces modèles nécessitent des opérations mathématiques plus complexes, mais demandent des temps de calculs plus faibles.

Pour des hypothèses équivalentes, Pitz-Paal et Schwarzbözl [113] montrent que des résultats de simulations similaires peuvent être obtenus avec les méthodes de lancer de rayons et de convolution. La puissance de calcul nécessaire est plus importante pour simuler les interactions entre photons, mais cela permet une plus grande précision pour de petits systèmes complexes [112]. La méthode de lancer de rayons est la méthode la plus utilisée pour déterminer les performances d'un système solaire [114]. Cependant, le temps de calcul dû à la simulation des interactions de chaque photon rend la méthode de lancer de rayons complexe à coupler avec un algorithme d'optimisation.

Branke *et al.* [115] présentent un tableau dans lequel ils classent les outils de simulations optiques dans trois groupes différents :

- Les codes utilisant une approche statistique établis sur des techniques de convolution ou de lancer de rayons comme, entre autres, HELIOS, MIRVAL, FIAT LUX et SolTrace, STRAL, Tonatiuh ;
- Les algorithmes d'optimisation de la conception globale comme le code de l'université de Houston (UHC), (WIN)DELSOL et HFLCAL ;
- Les algorithmes plus récents fondés sur une analyse détaillée de la performance optique avec une optimisation du système global comme Solar Concentrating Toolbox (SCT), SENSOL, Raytrace3D.

Le second groupe est recommandé pour des études technico-économiques, tandis que les deux autres sont plutôt conçues pour évaluer les performances grâce à leur plus grande précision sur la détermination du flux solaire absorbé. Le Tableau I.5 présente trois outils provenant de chaque groupe.

Tableau I.5 : Comparaison des codes DELSOL, SolTrace et Raytrace3D ; adapté de Branke *et al.* [115]

	<i>DELSOL</i>	<i>Soltrace</i>	<i>Raytrace3D</i>
<i>Objectif de l'outil</i>	<i>Optimisation</i>	<i>Analyses des performances</i>	<i>Optimisation et analyses des performances globales</i>
<i>Sous-ensembles considérés</i>	<i>Centrale solaire</i>	<i>Sous-ensemble optique</i>	<i>Sous-ensemble optique</i>
<i>Méthode utilisée</i>	<i>Convolution</i>	<i>Monte-Carlo</i>	<i>Monte-Carlo</i>
<i>Contribution de chaque perte</i>	<i>Oui</i>	<i>Non</i>	<i>Oui</i>
<i>Précision</i>	<i>Augmente avec la taille du champ</i>	<i>Précis pour un concentrateur</i>	<i>Précis pour une partie de l'héliostat</i>

Les logiciels de lancer de rayons en accès libre ou open-source sont parmi les outils les plus simples d'utilisation pour déterminer le rendement optique d'un concentrateur solaire, notamment grâce à une interface utilisateur claire. Quatre logiciels sont comparés, trois logiciels de lancer de rayons open-source ou libre d'accès (SolTrace, Tonatiuh et Solstice) et un logiciel commercial (TracePro) :

- **Soltrace** : ce logiciel open-source, développé par NREL, met en application la méthode de lancer de rayons pour modéliser les systèmes solaires à concentration et l'analyse de leurs performances optiques. Un système d'automatisation permet de simplifier grandement la définition du système optique et l'exécution des simulations ;
- **Tonatiuh** : cet outil de simulation optique libre d'accès, fondé sur la méthode de lancer de rayons, a été développé et est mis à jour par le CENER. Ce logiciel a été validé expérimentalement grâce aux données de différentes installations solaires à concentration et procure des résultats précis pour des systèmes optiques complexes. De même que SolTrace, Tonatiuh proposent un outil d'automatisation pour simplifier la construction du système et l'exécution des simulations ;
- **Solstice** : cet outil libre, développé conjointement par PROMES-CNRS et Mésos-Star, se base sur une méthode de Monte Carlo à formulation intégrale qui a été appliquée aux installations solaires par Delatorre *et al.* [116]. Une validation expérimentale de l'outil a été menée par Caliot *et al.* [117] en comparant les résultats de lancer de rayons aux résultats expérimentaux d'un collecteur parabolique. Cet outil est également efficace pour des simulations de champ de grande envergure. Grâce à sa méthode de résolution, Solstice a un taux de convergence plus rapide que les algorithmes basés sur les interactions avec les surfaces comme SolTrace ou Tonatiuh. Néanmoins, ce programme n'a aucune interface graphique et l'utilisateur fournit des lignes de commandes qui seront exécutées. Ainsi, ce logiciel est moins aisé d'utilisation que SolTrace et Tonatiuh, mais la rapidité de résolution et la possibilité de coupler les simulations de lancer de rayons à des boucles d'optimisations ou des logiciels de mécanique des fluides en font un outil complexe et polyvalent pour la plupart des besoins de simulation de lancer de rayons dans le domaine du solaire à concentration ;
- **TracePro** : TracePro est un logiciel commercial principalement utilisé pour des simulations dans le domaine du génie civil et de l'industrie. Cet outil propose aux utilisateurs de concevoir la géométrie à étudier que ce soit sur l'interface CAO de TracePro ou grâce à un logiciel de CAO (SolidWorks, Pro/ENGINEER, etc...) et permet d'étudier la distribution d'énergie sur n'importe quelle surface et suivre le flux de volume dans n'importe quel espace. Les effets thermiques et les problèmes de lumière parasite peuvent également être simulés. Enfin, sa constante mise à niveau lui permet de produire des résultats avec une grande fiabilité et une précision élevée.

Tonatiuh, développé par le laboratoire espagnol CENER, se démarque des autres outils, tout d'abord, par son interface graphique claire et sa rapide prise en main. Dans un second temps, la possibilité d'importer des fichiers 3D et d'automatiser la construction de multiples réflecteurs et leurs systèmes de suivi solaire permet de simplifier grandement la modélisation d'un système de concentration solaire. Pour finir, la communauté Tonatiuh est active et les

membres peuvent directement échanger entre eux ou avec les développeurs via un onglet résolution de problème sur la page GitHub. Enfin, ce logiciel a été validé expérimentalement grâce aux données de différentes installations à concentration solaire (Mini-Pégase à Odeillo [118] ; système solaire de la Plataforma Solar de Almería [119]) et fournit des résultats précis pour des systèmes optiques complexes. Ces avantages ont contribué au choix de cet outil face aux concurrents SolTrace ou bien encore Solstice. La modélisation sur l'outil Tonatiuh sera décrite dans la suite du document et les simulations de lancer de rayons permettront de définir les performances optiques du module eLLO en fonction de la position solaire.

I.3.2. Modèles thermohydrauliques

La modélisation thermohydraulique des systèmes solaires à concentration est essentielle pour déterminer les performances, optimiser et réguler les concentrateurs solaires et notamment leur récepteur solaire. Cette affirmation est d'autant plus vraie pour les systèmes à génération directe de vapeur et le contrôle de l'écoulement diphasique très sensibles aux variations des conditions de fonctionnement (paragraphe I.2.2). Deux approches différentes se distinguent pour les études thermohydrauliques des récepteurs solaires :

- Les **bilans énergétiques** [65,78,109,120–122] visent à définir les performances thermiques d'un récepteur grâce à des corrélations empiriques pour estimer les échanges thermiques. Ils prennent généralement en compte les pertes optiques et les pertes thermiques et imposent comme conditions aux limites les conditions météorologiques (DNI, température extérieure, sens et vitesse du vent). Dans la littérature, les bilans énergétiques de récepteurs solaire linéaires sont largement étudiés, notamment, à cause de la grande diversité de leurs géométries. La plupart de ces bilans sont définis pour une dimension (1D) en considérant que la température est homogène à la surface du récepteur. Liang *et al.* [123], dans leurs études comparatives de différents modèles thermohydraulique 1D, concluent que ces modèles permettent de prédire les performances thermiques d'un récepteur cylindro-parabolique avec une précision suffisante et des temps de calculs faibles. Cependant, les variations de flux sur la circonférence de l'absorbeur n'étant pas considéré, cela amène ces modèles à sous-estimer les pertes thermiques [124]. Ainsi, certains modèles ont été conçus pour tenir compte de la non-uniformité des flux sur l'absorbeur grâce à des méthodes de discrétisation mais souvent plus complexes et chronophages ;
- La **modélisation CFD** (Computational Fluid Dynamics) est une branche de la mécanique des fluides qui résout les problèmes d'écoulements monophasiques ou diphasiques des fluides à l'aide des équations de Navier-Stokes. L'écoulement des fluides et le comportement de transfert de chaleur des récepteurs solaires, ainsi que l'écoulement du vent autour du récepteur, peuvent être étudiés à l'aide de modèles CFD. De nombreuses études proposent des modèles de performances thermohydrauliques des récepteurs tubulaires sous un flux solaire non-uniforme [61,65,125,126]. La méthode CFD permet d'étudier l'écoulement de fluide couplé à un flux solaire non homogène et est plus appropriée pour représenter les transferts de chaleur intervenant dans des géométries complexes de récepteur.

En général, les modèles de bilans énergétiques sont plus pratiques, prennent moins de temps et sont plus adaptés pour des études préliminaires de la conception d'un récepteur solaire, tandis que les modèles CFD sont plus intéressants pour optimiser les concentrateurs et moins adaptés aux grandes échelles.

Pour finir, parmi les modèles thermohydrauliques publiés, certains se concentrent sur le comportement et le mode de fonctionnement des récepteurs à génération directe de vapeur en appliquant un flux non-uniforme comme les travaux de Hachicha *et al.* [127]. Néanmoins, un grand nombre se désintéresse du régime transitoire. Or, pour évaluer les performances annuelles d'une centrale, la caractérisation de ces périodes transitoires est indispensable pour la précision des prédictions. Avec l'émergence des centrales à génération directe de vapeur, la conception de modèles dynamiques s'est développée afin d'évaluer les performances annuelles en modélisant les régimes transitoires, par exemple, lors du démarrage et de l'arrêt de la turbine. Généralement, ces modèles sont composés d'un modèle optique et thermo-optique et intègrent l'ensemble des composants du cycle thermodynamique d'une centrale solaire (tuyauteries, bloc de puissance composé d'une turbine à vapeur, d'un condenseur, de bâches d'eau, etc...).

I.3.3. Modèles globaux

Un modèle global est un modèle comprenant l'ensemble des sous-ensembles d'une installation solaire en représentant l'ensemble des phénomènes physiques mise en jeu.

En général, un modèle global est développé lors de la conception d'un projet de centrale solaire afin de prédire les performances de chaque sous-ensemble pour le dimensionnement de l'installation. Enfin, ce modèle peut servir à l'optimisation des stratégies opératoires en permettant la comparaison de journée de production identique pour lesquels seules certaines régulations sont modifiées – expérimentalement impensable car toutes les journées sont uniques et ne sont donc jamais comparables entre-elle. Finalement, pour la modélisation d'une centrale à concentration linéaire Fresnel, la plupart des modèles couplent les résultats d'un modèle optique à des logiciels intégrant les différents composants des centrales solaires. Cette stratégie permet d'évaluer le productible électrique annuel de la centrale et ses performances, tout en donnant la possibilité d'intégrer un système de stockage thermique.

La modélisation de chaque sous-ensemble d'une centrale (champ solaire, système de stockage, bloc de puissance, condenseur, etc.) est nécessaire pour déterminer la puissance électrique produite (Figure I.16).

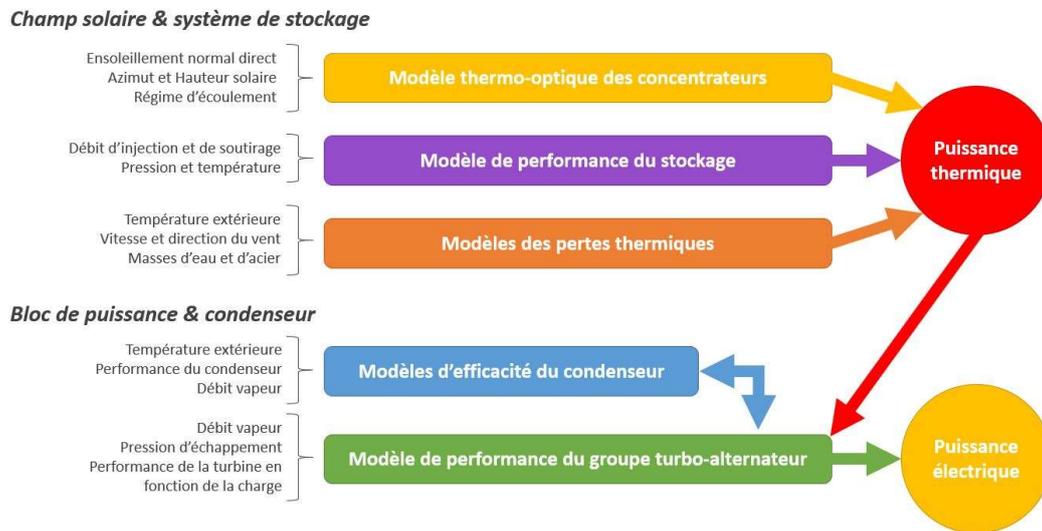


Figure I.16 : Décomposition d'un modèle de prédiction du productible d'une centrale solaire à concentration

Le modèle de prédiction le plus connu est sans doute l'outil de modélisation pour les systèmes à génération directe de vapeur linéaires Fresnel, intégré au logiciel SAM et développé par le laboratoire NREL (États-Unis) [128]. Ce modèle open-source permet de prédire le productible annuel, mais également les performances instantanées et le Temps de Retour sur Investissement (TRI) d'un tel système. Quelques autres modèles techno-économiques, semblables à celui de NREL, ont été réalisés comme le modèle Greenius développé par le laboratoire DLR (Allemagne) [129]. Patnode *et al.* [130] présentent un modèle global établi à partir d'une étude thermo-optique du champ solaire grâce au programme de simulation TRNSYS couplé à une simulation en régime permanent du cycle de Rankine avec le logiciel de résolution d'équations simultanées, Engineering Equation Solver (EES). Veynandt *et al.* [131] présentent un modèle global pour le prédimensionnement d'un cycle thermodynamique constitué d'un concentrateur linéaire Fresnel et d'un moteur Ericsson ; le comportement optique du concentrateur et les transferts thermiques dans le récepteur solaire sont évalués et utilisés pour représenter le cycle thermodynamique avec le logiciel Thermoptim.

Une large proportion des travaux et des outils publiés ont été conçus pour simuler des régimes permanents afin d'estimer la production électrique annuelle d'une centrale, le plus souvent sur une base horaire [43]. Or, les démarrages et les arrêts de la turbine additionnés aux passages nuageux sont autant de périodes transitoires pendant lesquelles le contrôle de la production directe de vapeur nécessite un modèle dynamique.

Récemment, Guo *et al.* [132] ont publié un modèle dynamique pour une configuration de centrale à génération directe de vapeur « once-through » afin d'analyser l'influence des variations du DNI sur la température de sortie. Rodat *et al.* [133] ont réalisé des analyses similaires grâce à un modèle dynamique développé avec l'outil Dymola développé par Dassault Systèmes sur la base du code Modelica. Arousseau *et al.* [134] proposent une analyse

des générateurs de vapeur solaire grâce au logiciel commercial Dymola afin d'étudier le fonctionnement dynamique de centrale linéaire Fresnel et cylindro-parabolique. Ces modèles, validé grâce aux données expérimentales mesurées sur le prototype cylindro-parabolique DISS à Almería (PSA), permettent l'étude du contrôle de la génération directe de vapeur soumis à des transitoires pour différentes stratégies de régulation et présentent une étude de l'intégration de méthode prédictive de l'ensoleillement aux stratégies de régulation de la génération directe de vapeur. Al-Maliki *et al.* [135] proposent une simulation dynamique de la centrale PTC ANDASOL II, implémentée en Espagne, et équipée de deux réservoirs thermiques. Cette modélisation dynamique est réalisée sur le logiciel commercial Advanced Process Simulation Software (Apros – logiciel commercial) et validée grâce aux données expérimentales. Enfin, Hakkarainen *et al.* [136] s'intéressent à la simulation dynamique de systèmes linéaires Fresnel à génération directe de vapeur sur une base journalière en utilisant le logiciel Apros pour étudier l'influence de la localisation et de certaines conditions opératoires sur la performance des champs solaires.

L'utilisation des modèles globaux à grande échelle de centrales solaires linéaires Fresnel pour l'optimisation des stratégies opératoires sont très peu rapportés dans la littérature et encore moins pour une installation couplée à un système de génération directe de vapeur. Les travaux de recherche présentés dans la suite du document traiteront de ces problématiques avec une description détaillée des sous-modèles développées en se basant sur les données de la centrale solaire eLLO.

I.4. Historique des centrales solaires à concentration linéaire Fresnel et principaux acteurs du domaine

Comme pour les technologies du solaire à concentration dans leur ensemble, l'historique des concentrateurs linéaires Fresnel se divise en deux grandes périodes. Une première phase est celle de prototypage et de validation industrielle des années 60 à la fin du millénaire puis une phase de développement et de construction des centrales industrielles dans les années 2000 à nos jours.

I.4.1. La concentration linéaire Fresnel avant les années 2000

Le père de la concentration linéaire Fresnel est le pionnier de l'énergie solaire italien, Giovanni Francia. Il développa durant ses recherches des systèmes de concentration à un ou deux axes et démontra que des hautes températures peuvent être atteintes grâce à la concentration solaire. En 1961, Francia développa un premier prototype de concentrateur linéaire Fresnel à Gènes puis un an après à Marseille (Figure I.17). Bien qu'il travailla une bonne partie de sa vie au développement des centrales à tour, Francia a conservé son intérêt pour les systèmes linéaires Fresnel, car il était convaincu que l'énergie solaire thermique ne pourrait être concurrentielle qu'à condition que les technologies utilisées soient simples et peu coûteuses [137].

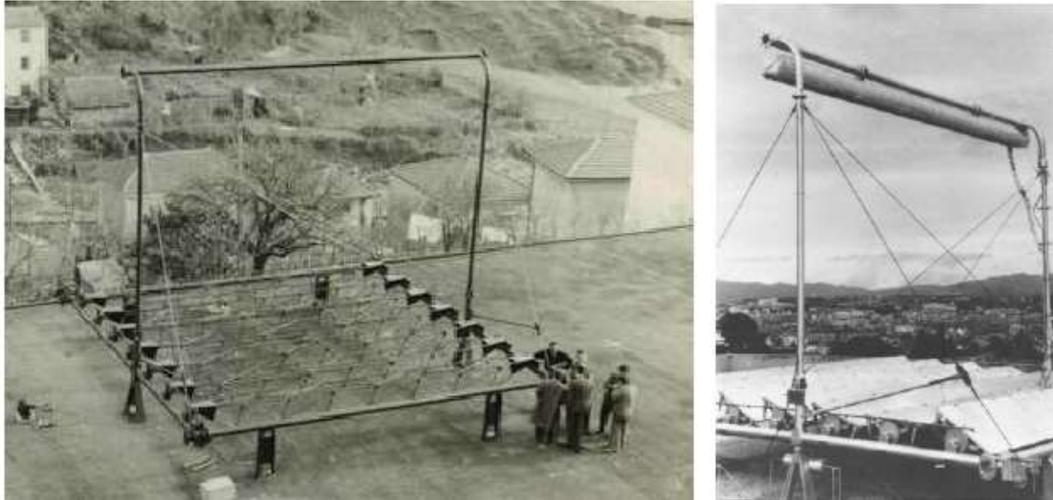


Figure I.17 : Le premier prototype LFR mis en place à Marseille par Francia en 1961

En 1980, une brochure de l'entreprise Ansaldo présente la vision de Francia d'une future centrale solaire linéaire Fresnel (Figure I.18.a). Cette représentation est d'ailleurs remarquablement analogue aux concentrateurs représentés sur la Figure I.18.b, composé de 10 rangées de réflecteurs primaires, de la première centrale solaire linéaire Fresnel commerciale Kimberlina en Californie construit par Ausra Inc. en 2008 [57].

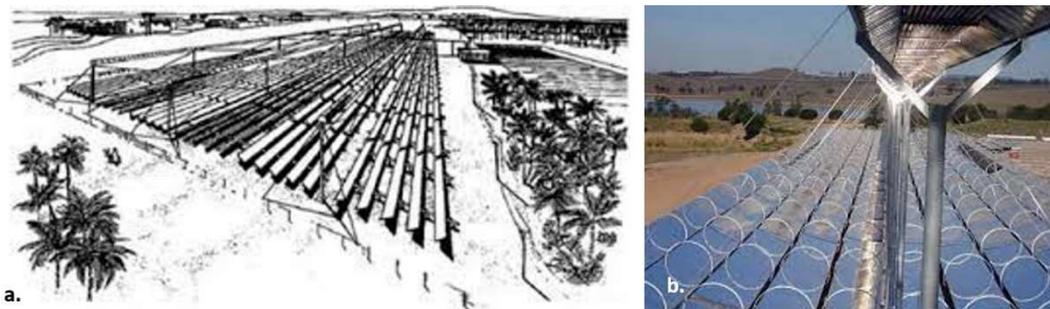


Figure I.18 : (a.) Croquis d'une centrale solaire linéaire Fresnel dans un environnement désertique [57] ; (b.) Photo des concentrateurs de la centrale de Kimberlina, Californie

Comme pour toutes les technologies de concentrateurs solaires, le choc pétrolier de 1973 a permis d'accélérer le développement de la filière linéaire Fresnel. Trois systèmes de concentration linéaire Fresnel ont alors été développés : le premier, dans les années 70, a été conçu par Suntech et comprenait 10 réflecteurs légèrement incurvés mesurant $6,1 \times 0,3$ m, permettant d'atteindre un facteur de concentration de 40. La Figure I.19 illustre la seconde conception, le prototype « Itek » composé de 7 réflecteurs primaires qui concentrent le rayonnement solaire sur un récepteur cylindrique en verre partiellement isolé et avec une ouverture en direction des réflecteurs primaires [138].

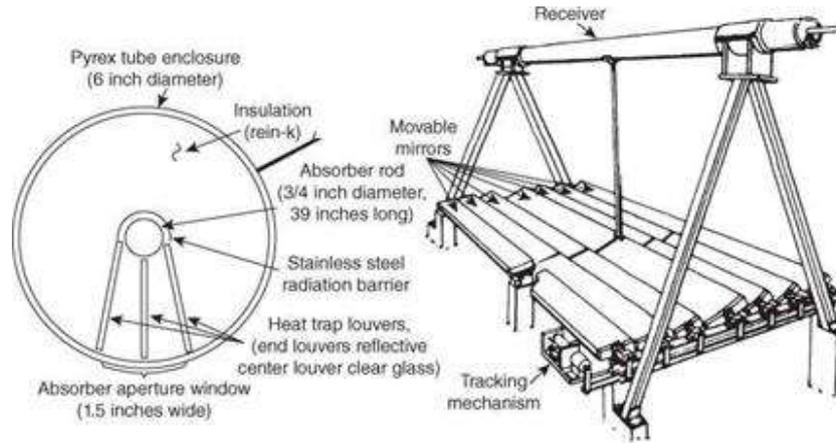


Figure I.19 : Prototype d'un concentrateur linéaire Fresnel nommé "Itek" [57]

Enfin, la troisième conception provient des travaux de Di Canio *et al.* [139] de la FMC Corporation en 1979 qui ont produit un modèle détaillé d'une centrale solaire à concentration linéaire Fresnel de 10 MW_{elec} à 100 MW_{elec} fonctionnant en génération directe de vapeur. L'objectif était de prouver la faisabilité d'un tel concept, seulement, le financement a été annulé tandis que les premiers essais de l'absorbeur étaient en cours [57].

Durant la vague de développement des années 1970, des progrès significatifs ont été réalisés dans les domaines des absorbeurs sélectifs et des concentrateurs secondaires, qui servent tous deux à atténuer les pertes thermiques de ces systèmes linéaires. Cependant, l'élection du gouvernement de Reagan met un terme à cette période de développement des systèmes à concentration linéaires Fresnel et plus généralement des systèmes solaires à concentration aux États-Unis.

En 1986, un nouveau projet de conception d'un système à concentration linéaire Fresnel voit le jour en Israël avec l'entreprise Paz. Prévu pour une température de fonctionnement de 150 °C, le concentrateur se compose de 5 rangées de miroirs incurvés de 0,8 m de large et le récepteur est constitué d'un réflecteur secondaire défini sur la base de la théorie optique non-imageant et d'un tube absorbeur sous-vide, ce qui est une première pour la technologie linéaire Fresnel. L'optique non-imageant est un domaine de l'optique qui vise à améliorer l'éclairage émis par une source vers une cible, sans représenter l'image de la source. La Figure I.20 présente le concentrateur et le récepteur du projet israélien.

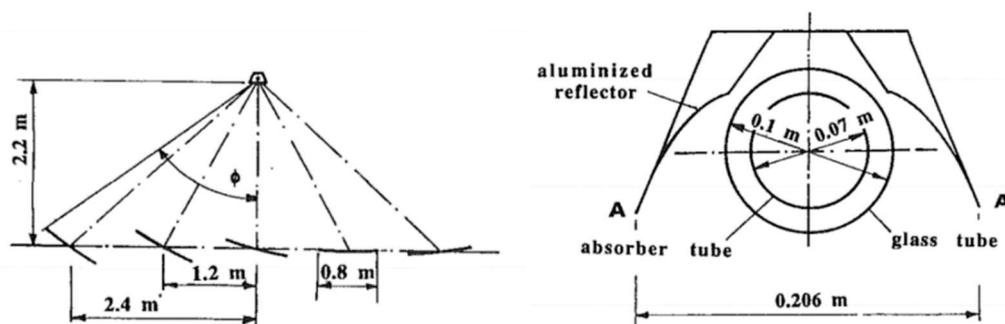


Figure I.20 : Schéma du système de concentration et du récepteur de la technologie de l'entreprise Paz [140]

En 1991, l'étude du système par Feuermann et Gordon [140] présente les avantages d'un concentrateur secondaire et notamment sa capacité de diminuer les coûts d'une installation en sacrifiant une partie de la précision optique. En comparant le système à concentration linéaire Fresnel à un système équivalent de concentrateur cylindro-parabolique, ils déterminent que la technologie de la Paz délivre 26% d'énergie en moins sur une année. Ils expliquent cette différence par deux principaux facteurs de pertes : (1) les pertes géométriques inhérentes (qui représentent environ 1/3 de la différence) et (2) les pertes par réflexion et par interstice dans le concentrateur secondaire. Ainsi, un concentrateur secondaire de meilleure qualité pourrait réduire cette différence de manière significative.

Durant les années 90, des nouvelles idées de conception de systèmes linéaires Fresnel germent comme à l'Université de Sydney qui, en 1993, propose d'utiliser deux récepteurs linéaires de part et d'autre d'un concentrateur linéaire Fresnel afin de limiter les pertes par blocage et ombrage entre les rangées de miroirs. Ces systèmes ont été appelés réflecteurs linéaires Fresnel compacts (Compact Linear Fresnel Reflector – CLFR) [57]. En 2001, l'entreprise Solarmundo, implémente un prototype de concentrateur linéaire Fresnel à Liège en Belgique. Ce prototype de 2 400 m² de réflecteurs primaires était le premier projet de toute taille à être mise en service, depuis le travail de Paz une décennie plus tôt.

I.4.2. Les principaux acteurs européens et les centrales solaires à concentration linéaire Fresnel

Entre 2004 et 2015, la technologie linéaire Fresnel intéresse de plus en plus les industriels et devient le parti pris de certaines entreprises qui développeront leurs prototypes. À noter que la plupart des entreprises ont changé de nom ou se sont restructurées et seront appelées par leur dernier nom connu.

Le Tableau I.6 liste les centrales solaires thermodynamiques à concentration linéaire Fresnel recensées dans la liste des projets solaires à concentration élaborée par SolarPACES et le laboratoire NREL [4].

Tableau I.6 : Liste des centrales solaires linéaires Fresnel [4] (Non opérationnelle : Non op. ; Opérationnelle : Op.)

Nom du projet	Localisation	Date de lancement	Puissance	Statut	Constructeur
Solar Heat and Power Liddell	Australie	2004	1 MW _{elec}	Non op.	Ausra
Kimberlina Solar Thermal Power Plant	États-Unis	2008	5 MW _{elec}	Non op.	Ausra
Puerto Errado 1 (PE1)	Espagne	2009	1,4 MW _{elec}	Op.	Novatec Solar
Puerto Errado 2 (PE2)	Espagne	2012	30 MW _{elec}	Op.	Novatec Solar
Augustin Fresnel 1 CSP Project	France	2012	0,3 MW _{elec}	Non op.	Solar Euromed
Liddell Power Station	Australie	2012	3 MW _{elec}	Non op.	Novatec
Dhursar	Inde	2014	125 MW _{elec}	Op.	Areva Solar
Rende-CSP plant	Italie	2014	1 MW _{elec}	Op.	Falck Renewables
Huaqiang TeraSolar	Chine	2015	15 MW _{elec}	Op.	TeraSolar, Xian New Energy
Lanzhou Dacheng Dunhuang	Chine	2016	10 MW _{elec}	Op.	Lanzhou Dacheng Technology
Lanzhou Dacheng Dunhuang	Chine	2019	50 MW _{elec}	Op.	Lanzhou Dacheng Technology
Centrale solaire eLLO	France	2019	10 MW _{elec}	Op.	SUNCNIM
Partanna MS-LFR	Italie	-	4,26 MW _{elec}	En construction	Fata
Stromboli Solar	Italie	-	4 MW _{elec}	En construction	Fata

Areva Solar (anciennement Ausra et Solar Heat and Power – SHP)

Solar Heat and Power, fondée en 2001 à Sydney, se fonde sur la propriété intellectuelle de l'entreprise Solsearch et de l'université de Sydney. Conformément à la philosophie de Solsearch, le récepteur n'est pas constitué d'un réflecteur secondaire, mais d'un faisceau de tubes (Figure I.21.a). Cela permet de s'affranchir des pertes d'efficacités optiques dues à l'absorption des miroirs secondaires, d'éviter la dégradation rapide de ces derniers sous une charge thermique élevée et finalement de faciliter la conception du récepteur solaire.

La Figure I.21 montre un schéma d'un récepteur à cavité trapézoïdale et multitubulaire, similaire à celui développé par Areva Solar et mis en œuvre dans la centrale solaire indienne Dhursar de 125 MW_{elec}.

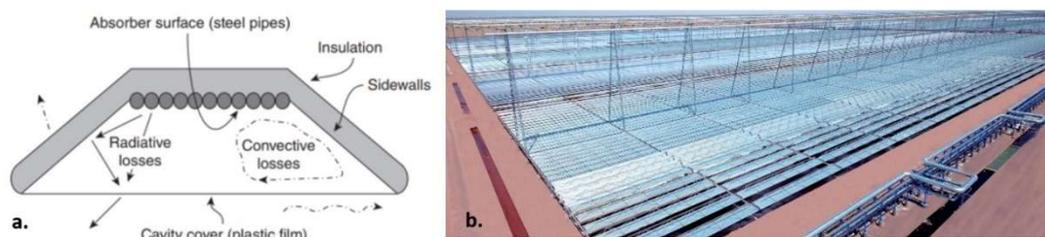


Figure I.21 : (a.) Schéma d'un récepteur à cavité trapézoïdale et multitubulaire ; (b.) Photo de la centrale Dhursar de 125 MW_{elec}

En 2004, SHP construit un prototype d'un concentrateur linéaire Fresnel de 1 340 m² comme appoint solaire à la centrale électrique au charbon de Liddell en Australie. Cette installation de 1 MW_{th}, connectée à aucun bloc de puissance, a été essentiellement conçue pour démontrer le fonctionnement aux températures et pressions requises par un préchauffeur de centrale électrique (280 °C et 80 bars). Ce projet a rapidement atteint ses objectifs de conception et a ensuite été exploité brièvement pour démontrer la configuration de génération directe de vapeur « once-through ». En 2006, le projet rentre dans sa seconde phase et la surface de collecte augmente à 20 000 m² pour une puissance thermique de 5 MW_{th}. La phase 2 utilise un modèle commercial du collecteur avec plusieurs modifications par rapport au premier prototype. Tous les actifs de SHP sont rachetés par Ausra, y compris la propriété intellectuelle, et le centre des opérations techniques est déplacé en Californie. En 2008, Ausra construit une unité pré-commerciale de trois lignes solaires de 384 m chacune située à Kimberlina, en Californie. L'unité était connectée à une turbine dédiée de 5 MW_{elec}. Au début de 2010, Ausra a été rachetée par le géant nucléaire français Areva et a été rebaptisée Areva Solar. À la suite du rachat, l'entreprise développe de nouveaux prototypes comme le SSG4 à Kimberlina en 2010 et cherche à produire de la vapeur à 92 bars et 305 °C. Un projet en développement d'un prototype fonctionnant à 165 bars (482 °C) sera évoqué en 2011. En 2013, Areva Solar inaugure la centrale solaire Dhursar de 125 MW_{elec} en Inde qui, de nos jours, reste la plus grande installation à concentration solaire basée sur la technologie de concentration linéaire Fresnel. Cependant, en 2014, Areva annonce qu'elle souhaite cesser ses activités déficitaires comme le solaire à concentration.

Solar Power Group (anciennement Solarmundo et Solel Europe)

À la fin des années 90, les fondateurs de Solel Europe et des investisseurs belges créent Solarmundo et reprennent le concept du récepteur Paz, un réflecteur secondaire non-imageant utilisé avec un tube absorbeur. Le prototype de Solarmundo à Liège sera utilisé jusqu'en 2004, date à laquelle la société ferme. Ces travaux sur les concentrateurs linéaires Fresnel seront ensuite repris par l'entreprise Solar Power Group (SPG). En 2008, SPG construit et exploite son collecteur pilote FRESDEMO à la Plataforma Solar de Almería (PSA) en Espagne (Figure I.22).



Figure I.22 : Prototype d'un concentrateur linéaire Fresnel, nommé FRESDEMO, installé à Plataforma Solar de Almería en Espagne [141]

Le module FRESDEMO est constitué de 25 rangées de miroirs pour une surface de collecte de 1 433 m² et il est conçu pour fonctionner à 100 bars en génération directe de vapeur (450 °C). La particularité du projet est que l'installation est connectée à la centrale cylindro-parabolique PSA DISS permettant de l'alimenter en vapeur à différentes pressions et températures pour étudier les collecteurs solaires pour la surchauffe de la vapeur. Depuis 2014, SPG est devenu un équipementier spécialisé dans le solaire photovoltaïque.

Industrial Solar (anciennement Mirroxx et PSE)

Issue de l'institut de recherche solaire de Fribourg, Fraunhofer ISE, PSE est une entreprise de technologie et de services dans le domaine de l'énergie solaire. Au début des années 2000, PSE assiste dans leurs recherches Solarmundo puis SPG notamment sur la conception optique, la modélisation des performances des collecteurs et sur le développement de surfaces sélectives. En 2005, PSE développe son propre petit concentrateur linéaire Fresnel, nommé LF-11 [142], destiné à être monté sur un toit et équipé d'un récepteur à tube sous vide contenu au point focale d'un réflecteur secondaire. L'installation conçue pour fonctionner à 16 bars (200 °C) est constituée de 11 rangées de miroirs légèrement incurvés. Un second prototype de 66 kW_{th} est installé en 2006 à Bergame, en Italie, pour alimenter un réfrigérateur à absorption de gaz eau-ammoniac. Fin 2007, un troisième système Fresnel est installé sur le toit de l'école technique supérieure d'ingénierie industrielle de Séville en Espagne et développe une puissance de 176 kW_{th} pour une surface de collecte de 352 m² (Figure I.23). L'objectif du projet étant d'alimenter un réfrigérateur à absorption de gaz pour la climatisation d'un bâtiment. Enfin, un quatrième projet de climatisation solaire couplée à un système de concentration linéaire Fresnel est implémenté dans un domaine viticole tunisien.



Figure I.23 : Troisième prototype d'un système de climatisation solaire alimenté par des concentrateurs linéaires Fresnel [31]

En 2008, Mirroxx reprend les activités de commercialisation du système à concentration linéaire Fresnel de PSE. En 2010, Mirroxx met en service son plus grand champ solaire à Doha au Qatar. L'installation solaire est constituée d'une surface de collecte de 1 400 m² pour une puissance maximale de 700 kW_{th} permettant d'alimenter un réfrigérateur à absorption de gaz pour la climatisation d'un stade de football. En 2011, Mirroxx se restructure pour devenir Industrial Solar et ainsi mieux correspondre aux solutions proposées. Les marchés cibles de l'entreprise sont les industries dans des pays ensoleillés qui nécessitent une chaleur de processus allant jusqu'à 400 °C. Mills [57] montre que Industrial Solar fournit de l'énergie thermique dans la même plage de températures que les autres concentrateurs linéaires Fresnel et pourrait donc être un acteur du secteur de la production d'électricité à haute température à l'avenir. Cependant, Industrial Solar semble rester sur sa stratégie commerciale de départ et installe, en 2017, sur le toit du principal opérateur sud-africain Mobile Telecom Networks à Johannesburg, un système Fresnel de 272 kW_{th} afin d'alimenter un réfrigérateur à absorption de gaz de 350 kW pour la climatisation du bâtiment [143]. Industrial Solar annonce, en février 2024, l'arrêt de toutes ces activités.

Frenell (anciennement Novatec Solar, Novatec-Biosol et Turmburg Anlagenbau)

En 2005, une nouvelle société basée sur les systèmes à concentration linéaire Fresnel a été créée, appelée Turmburg. Un des fondateurs, Max Mertins avait, durant sa thèse, travaillée pour Fraunhofer ISE sur la modélisation des collecteurs Solarmundo et a eu l'occasion d'étudier le modèle SHP. Ce nouvel acteur propose un modèle utilisant un récepteur à cavité équipé d'un réflecteur secondaire type parabolique composé (Compound Parabolic Concentrator – CPC) ressemblant au prototype SPG, mais utilisant un récepteur de 70 mm comme le modèle PSE.

À l'époque, Turmburg se différencie d'autres modèles grâce à sa conception monocoque des réflecteurs primaires qui permet d'obtenir des réflecteurs plus légers et se prêtant à une production de masse. L'entreprise développe un module de référence, nommé Nova-1 [144] qui se compose de 128 réflecteurs primaires pour une surface de collecte de 513,6 m² et une

puissance de 246,2 kW_{th}. La société a changé plusieurs fois d'identité lors de ces dernières années : Novatec-Biosol, Novatec Solar et pour finir Frenell. Pour simplifier la compréhension, l'entreprise sera nommée Novatec/Frenell dans le paragraphe qui suit.

Fin 2006, Novatec/Frenell obtient les financements nécessaires pour installer son premier prototype dans le sud de l'Espagne à Puerto Errado (Figure I.24.a). La centrale Puerto Errado 1 (PE-1) met en œuvre les modules Nova-1 et sa turbine à vapeur industrielle permet de produire 1,4 MW_{elec} en l'alimentant avec de la vapeur saturée à 55 bars (270 °C). Elle sera connectée au réseau espagnol en 2009. Un an plus tard, Novatec/Frenell entame la construction d'une seconde centrale Puerto Errado 2 (PE-2) de 30 MW_{elec} avec une surface de collecte de 302 000 m² représenté sur la Figure I.24. Ces deux installations sont équipées d'un système d'accumulateur de vapeur d'une capacité de stockage de 30 min (Tableau I.4) conçu pour maintenir la charge de la turbine lors de passage nuageux.

Durant la même période, Novatec/Frenell ajoute à l'installation solaire existante, construite par SHP, de la centrale de Liddell en Australie des modules Nova-1. Le nouveau système solaire fournit une puissance maximale de 9 MW_{th} pour une surface de 18 490 m². En 2010, Novatec/Frenell annonce le développement d'une nouvelle version de leurs récepteurs, SuperNOVA. Ce nouveau modèle, équipé de tubes sous vide, a été testé avec succès dans une boucle de 2 MW_{th} pour une température de fonctionnement de 450 °C (vapeur surchauffée) sur le site PE-1 en 2011 et permet de réduire de plus de 40% les pertes thermiques par rapport au module Nova-1 [31].



Figure I.24 : (a.) Centrale solaire à concentration linéaire Fresnel Puerto Errado 1 ; (b.) Centrale solaire à concentration linéaire Fresnel Puerto Errado 2 [31]

La Figure I.25 présente le robot de nettoyage conçu par Frenell pour entretenir les surfaces de miroirs primaires et augmenter les performances en consommant le minimum d'eau possible.



Figure I.25 : Robots de nettoyage Frenell se déplaçant sur deux lignes de réflecteurs primaires [31]

Pour finir, le projet le plus récent est la construction d'une centrale solaire à génération directe de vapeur intégrée à la centrale à charbon de Dadri dans l'Uttar Pradesh, en Inde. Ce projet est né de la collaboration entre Novatec/Frenell, Thermax India et l'entreprise publique indienne NTPC. À noter que Novatec/Frenell développe aussi des solutions de stockage thermique avec des sels fondus.

Soltigua

En 2006, l'entreprise italienne Soltigua choisit les technologies de concentration solaire pour diversifier ses activités qui se cantonnaient à l'origine au domaine du génie civil. Soltigua conçoit plusieurs collecteurs linéaires Fresnel, nommé Soltigua FLT, pour différentes emprises au sol et température de fonctionnement allant jusqu'à 320 °C que ce soit en génération directe de vapeur ou avec des huiles thermiques comme fluide caloporteur. En 2013, deux démonstrateurs, l'un fonctionnant en génération directe de vapeur et l'autre avec des huiles thermiques respectivement de 1608 m² et 1072 m², sont installés à proximité de l'entreprise Laterizi Gambettola SRL (Soltigua) située à Gambettola, Italie et alimente en vapeur à 180 °C (12 bars) le séchoir de briques creuses hautement isolantes [145,146]. À notre connaissance et à ce jour, la technologie de collecteur Soltigua FLT n'est envisagée dans aucun autre projet solaire à concentration.



Figure I. 26 Concentrateur linéaire Fresnel Soltigua FLT

Désormais, bien que proposant toujours leurs expertises et technologie de collecteur linéaire Fresnel, l'entreprise semble se concentrer sur les technologies de suivi solaire pour les installations photovoltaïque sur suiveur, les collecteurs cylindro-paraboliques et les collecteurs linéaires Fresnel.

Fata filiale de Danieli Group

Fata, une filiale de Danieli Group, développe deux projets de centrales solaires à concentration linéaires Fresnel en Sicile, Italie. En juillet 2021, la centrale solaire SOLINPAR située proche de Partanna, Sicile, Italie, est synchronisée au réseau électrique à haute tension de l'île. Les collecteurs sont équipés d'un récepteur à tubes sous-vide dans lequel circule des sels fondus chauffée à 550 °C. Finalement, l'énergie thermique du champ solaire alimente un générateur de vapeur pour produire de la vapeur surchauffée qui sera convertit en électricité grâce à un groupe turbo-alternateur.

En février 2020, fort de sa première expérience, Fata signe un contrat avec la « société de projet » Stromboli Solar pour la construction d'une centrale solaire à concentration à Trapani, Sicile, Italie, d'une puissance de 4 MW_{elec.} Cette installation en cours de construction se base sur les méthodes de production et la technologie de collecteurs linéaires Fresnel de l'entreprise SUNCNIM présentée dans la suite du document. L'installation sera équipée d'un système de stockage à sels fondus (fluide caloporteur) d'une capacité de 16h de stockage permettant théoriquement de fonctionner en continu.

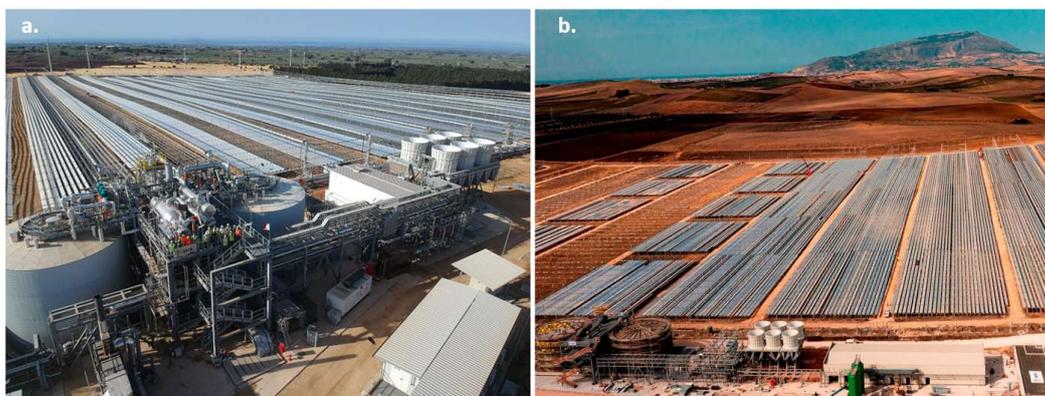


Figure I.27 : (a.) Centrale solaire SOLINPAR située à Partanna, Sicile, Italie ; (b.) Centrale solaire Stromboli Solar (en construction) située à Trapani, Sicile, Italie

IDHELIO

IDHELIO est une entreprise française créée en août 2008 et rattachée à l'incubateur de l'École des Mines d'Albi. En 2013, c'est sur le site de l'école que le premier démonstrateur est assemblé afin d'éprouver les technologies de concentration linéaire Fresnel et de stockage de chaleur sensible à haute température sur un lit de roche. En 2016, la mise en service d'une centrale située à proximité du site industriel de FRUIT GOURMET, producteur de fruit sec, Marmande, France, marque l'arrivée de IDHELIO dans le marché de la production de chaleur industrielle. Le collecteur solaire situé au-dessus du parking de l'entreprise (Figure I.28) transmet de

l'énergie thermique sous forme d'air chaud aux fours industriels habituellement alimentés au gaz. L'objectif affiché étant de diminuer les besoins en énergie fossile pour la pasteurisation des fruits. En 2021, IDHELIO conçoit une nouvelle génération de concentrateur grâce au retour d'expérience de 3 années de fonctionnement de la centrale intégrée à l'usine FRUIT GOURMET. Une procédure de liquidation judiciaire a été engagée à l'encontre de IDHELIO début 2023.



Figure I.28 : Centrale solaire de production de chaleur industrielle conçue par IDHELIO

Autres acteurs commerciaux de systèmes linéaires Fresnel (hors Europe)

Comme présentée auparavant, la Chine est devenue un acteur important de la filière solaire thermodynamique mondiale. Deux entreprises proposant des concentrateurs linéaires Fresnel se sont créées. L'une d'entre elles est la société Lanzhou Dacheng Technology Co. qui développe un système de concentration linéaire Fresnel à sel fondu à la suite de la mise en opération de la première centrale solaire à concentration chinoise. En 2017, la construction de la centrale solaire de 50 MW_{elec} de Dunhuang est lancée et sera synchronisée au réseau électrique chinois en 2020.

Le second acteur chinois est l'entreprise TeraSolar qui a mis au point une technologie de concentration linéaire Fresnel à génération directe de vapeur et un système de stockage thermique solide en béton. Mise en œuvre dans 3 démonstrateurs solaires chinois basé sur une architecture particulière observable sur leur site internet qui n'est pas décrit dans la littérature scientifique [147].

L'historique de l'acteur français eLLO (anciennement Division Solaire CNIM et SUNCNIM) est présenté dans le paragraphe I.5.

I.5. Présentation de la centrale solaire eLLO

I.5.1. Historique du projet eLLO

Le Groupe CNIM, fondé en 1856, est un équipementier industriel français de dimension internationale. Dans les années 70, CNIM a développé entre autres la construction et la livraison de chaudières, de turbines et d'usines d'incinération d'ordures ménagères. Fort de ses compétences de chaudiériste et souhaitant développer de nouveaux marchés ainsi qu'améliorer son impact environnemental, le groupe CNIM crée une Division Solaire pour développer une technologie de production de vapeur par voie solaire concentrée. En 2010, CNIM inaugure un démonstrateur de 500 kW_{th} à La Seyne-sur-Mer basé sur la technologie de concentrateur linéaire Fresnel (Figure I.29). L'étude théorique et expérimentale du prototype [77] permet d'obtenir des résultats prometteurs afin d'envisager un développement industriel de la technologie.



Figure I.29 : Prototype à La Seyne-sur-Mer

En 2012, La Division Solaire de CNIM est lauréate d'un appel d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le contrat entre CNIM et la CRE permet à l'entreprise de développer sa technologie de solaire à concentration à échelle industrielle, en bénéficiant d'un tarif de rachat de l'électricité à prix fixe sur 20 ans de 0,35 €/kWh. En décembre 2015, est annoncée la création de la société SUNCNIM, filiale de la CNIM, qui a entre autres pour mission la construction et l'exploitation de la centrale solaire eLLO de taille industrielle dans les Pyrénées-Orientales (Figure I.30). Moins d'un an plus tard, le chantier de la première centrale à concentration française était ouvert sur la commune de Llo, dans les Pyrénées-Orientales, en réponse à l'appel d'offres de la CRE. Cette centrale solaire, baptisée eLLO, a été inaugurée en septembre 2019 après quelques mois de mise en service.



Figure I.30 : Photo de la centrale solaire eLLO à Llo dans les Pyrénées-Orientales

La centrale solaire eLLO est donc la première réalisation industrielle française qui utilise des concentrateurs linéaires Fresnel comme chaudière à vapeur de grande envergure. En 2022, le Tribunal de Commerce de Paris a prononcé la liquidation judiciaire du Groupe CNIM et de ses filiales. La centrale eLLO a alors été reprise par les salariés, qui ont pour principal objectif l'exploitation et la maintenance de l'installation. Ces salariés sont une quinzaine pour l'exploitation de la centrale, répartie entre responsables, ingénieurs, chefs de quart et techniciens de montage (travaux de réglage des champs solaires).

À ce jour, la centrale eLLO est la seule centrale solaire thermodynamique commerciale sur le sol français et est unique en plusieurs points, notamment grâce à son système de stockage. À ce titre, l'installation est à la fois une vitrine du savoir-faire français, mais également une plateforme expérimentale à grande échelle qui doit permettre de valider les hypothèses des modèles numériques ainsi que les stratégies optimales de pilotage définies lors de la phase de conception.

I.5.2. Site d'implantation

I.5.2.1. Localisation et topographie

La centrale solaire thermodynamique eLLO est située sur la commune de Llo, sur le plateau Cerdan du département des Pyrénées-Orientales ($42,4662^{\circ}\text{N}$; $2,0705^{\circ}\text{E}$). La surface totale du site d'implantation est d'environ 33 ha. Par la topographie vallonnée du site (Figure I.31.a), l'orientation Nord-Ouest/Sud-Est des concentrateurs solaires a été privilégiée afin de maximiser le nombre de concentrateurs solaires de l'installation tout en suivant au mieux les courbes de niveau du terrain. Cette conception a permis de limiter au minimum les travaux de terrassement du terrain, par rapport à ceux qui auraient été nécessaires pour une implantation conventionnelle Nord/Sud.

De plus, l'étude d'impact environnementale menée en amont du chantier de construction a mis en évidence la présence d'un talweg qui favorise l'apparition d'une zone humide (Figure I.31.b) présentant un intérêt écologique pour la faune et la flore locale (plusieurs espèces de végétaux, amphibiens, reptiles et oiseaux). Cette zone coïncide avec le tracé d'une ligne

électrique haute tension (63 kV), nécessitant de conserver une distance de sécurité minimale. Ainsi, le champ solaire est divisé en deux parties distinctes séparées par la zone humide, nommée champ Est et champ Ouest. À noter que les champs solaires sont aussi appelés générateurs de vapeur.

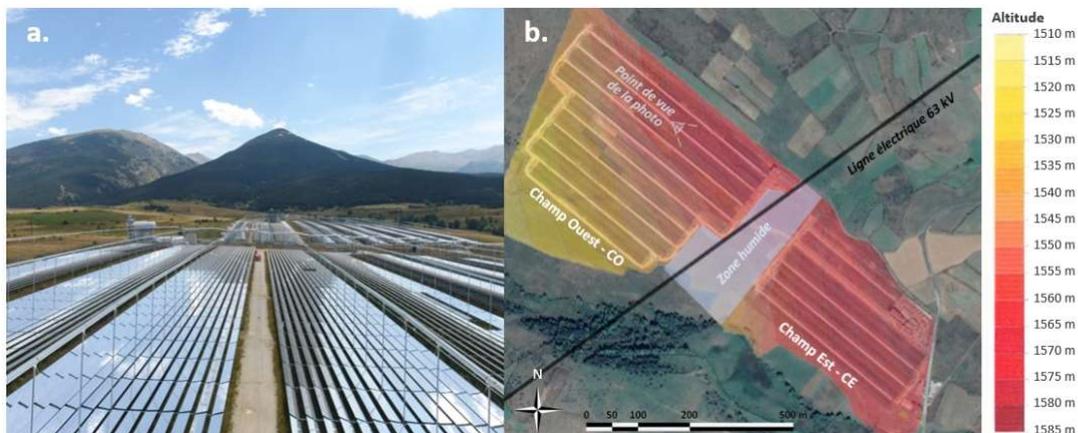


Figure I.31 : (a.) Photo des lignes solaires eLLO ; (b.) topographie du site d'implantation

I.5.2.2. Ensoleillement & conditions météo

Le plateau Cerdan, par son altitude et sa latitude, est connu pour son fort potentiel d'ensoleillement direct, avec des records français allant jusqu'à 1100 W/m^2 pour un ciel clair. Pour évaluer la production électrique attendue, l'exploitant s'est basé sur les données d'ensoleillements fournies par le laboratoire PROMES-CNRS sur le site du Grand four solaire d'Odeillo situé à 4 km à vol d'oiseau de la centrale solaire eLLO. L'énergie solaire moyenne reçue au sol durant une année sur une surface d'un 1 m^2 est de $1930 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ ce qui est largement supérieur à la moyenne en métropole de $1274 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ (de $1100 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ pour le nord à $1700 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ pour le sud) [148]. La centrale solaire eLLO est construite au pied du massif montagneux du Cambre d'Aze, qui masque une partie de la course du soleil.

Ce masque solaire, présenté dans la Figure I.32, a été déterminé au centre du site et sera considéré dans l'évaluation des performances optiques de l'installation.

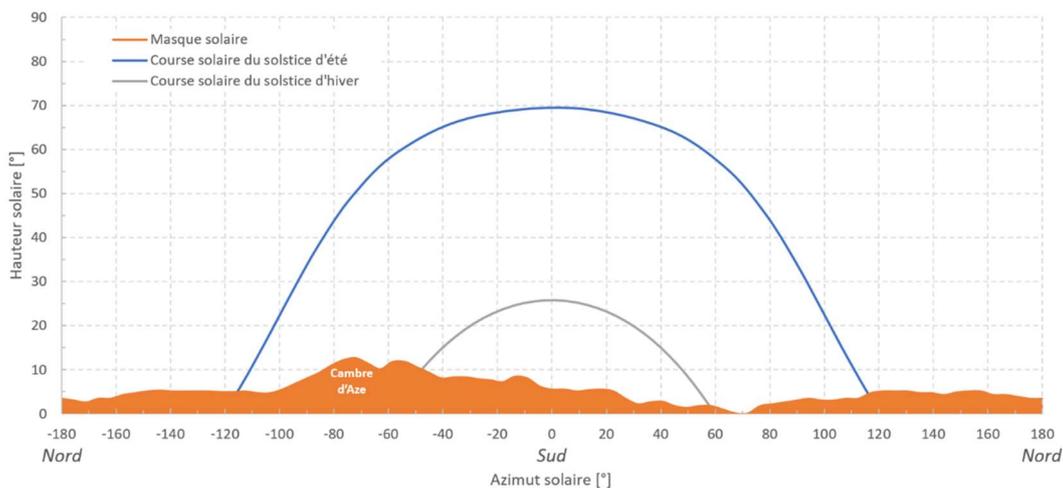


Figure I.32 : Masque solaire et course solaire pour les deux solstices

Les phénomènes de givre et de rosée sur les réflecteurs primaires sont courants sur le site. Ces deux phénomènes influent négativement sur la réflectivité des réflecteurs primaires et causent une perte de production non-négligeable au cours de l'année. Bien qu'il soit possible d'évaluer le taux de givre ou de rosée sur une surface par analyse d'image, la mise en place et le coût étant trop important, un relevé visuel effectué par les opérateurs permet de suivre l'évolution heure par heure de l'obstruction des surfaces réfléchissantes au cours de l'année. Ces relevés visuels seront utilisés dans la définition de la puissance absorbée par les modules solaires ; donnée d'entrée du modèle global. À noter que la neige (Figure I.33.a), bien que très efficace pour nettoyer les miroirs des réflecteurs primaires, obstrue parfois la concentration solaire de la centrale, ce qui est quasi unique pour une centrale solaire commerciale.

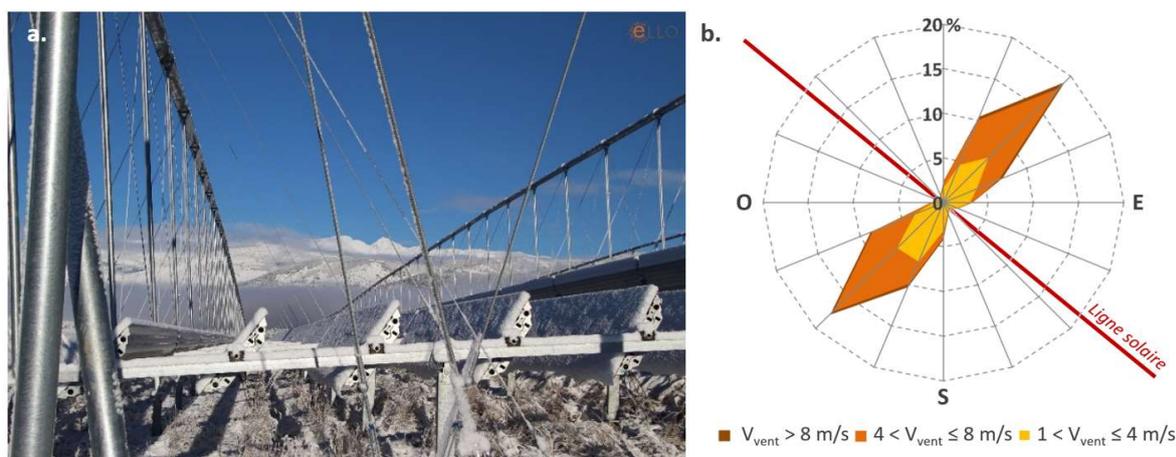


Figure I.33 : (a.) Photo d'une ligne solaire eLLO sous la neige ; (b.) Rose des vents du site d'exploitation eLLO

Pour terminer, la vitesse du vent et sa direction jouent significativement sur les performances globales de la centrale, que ce soit par l'augmentation des pertes thermiques des champs solaires ou sur le bon fonctionnement de l'aérocondenseur et par connexion du groupe turbo-alternateur. Une station météo installée en 2013 sur le site d'exploitation enregistre les vitesses moyennes heure par heure du vent et sa direction, mesurées à 10 m de haut. Cette base de données d'une dizaine d'année est compilée dans la Figure I.33.b sous forme d'une rose des vents ; l'orientation des lignes solaires est représentée.

Ainsi, de par la situation géographique du site d'exploitation entre deux massifs montagneux, les vents dominants soufflent majoritairement vers le nord-est et vers le sud-ouest, soit perpendiculairement aux lignes solaires. Les vitesses moyennes de vents supérieures à 8 m/s sont, en proportion du temps, moins importantes que des vitesses moyennes de vent entre 4 et 8 m/s.

I.5.3. Description technique

La centrale solaire eLLO est fondée sur la technologie de concentrateurs linéaires Fresnel à génération directe de vapeur, pour une production de vapeur saturée à 70 bars et 286 °C. Ces concentrateurs de 67 m de long et de 18 m de large sont conçus de sorte à être modulaires ; Plusieurs modules assemblés en série forment une ligne solaire et plusieurs de ces lignes solaires associées en parallèles forment un champ solaire comme illustré dans la Figure I.34.

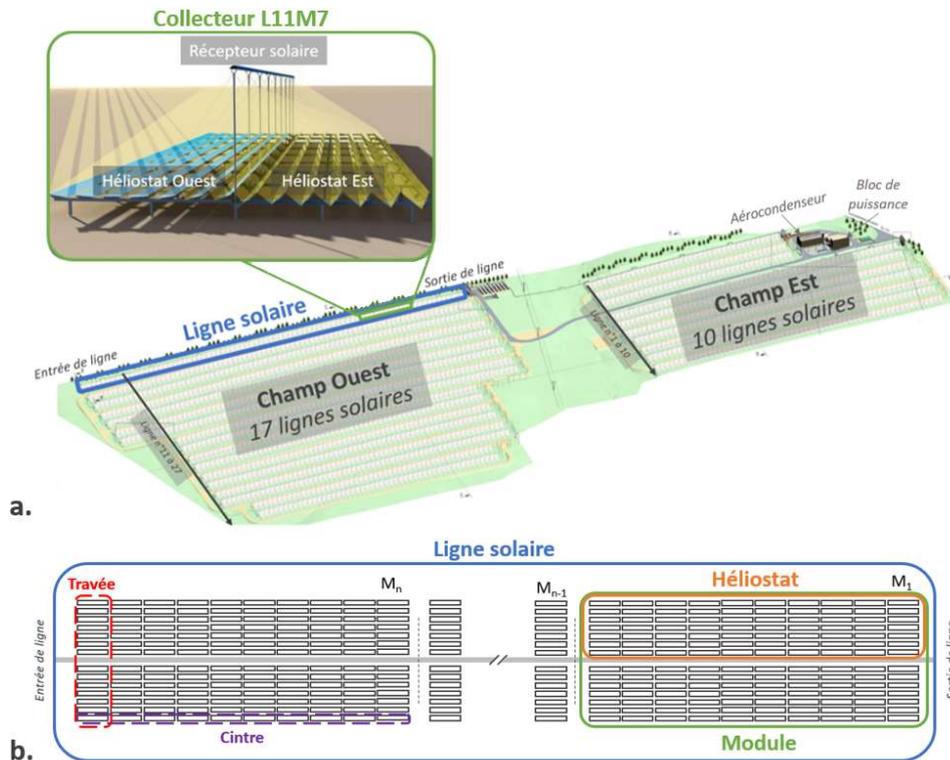


Figure I.34 : Identification des éléments composant les champs solaires de la centrale eLLO

Chaque module de la centrale est identifié par son numéro de ligne et son numéro de module comme indiqué dans la Figure I.34.a, ce qui donne pour le module n°7 de la ligne 11 : L11M7. Le nombre de modules par ligne varient de 4 modules à 8 modules. Enfin, le terme d'héliostat est utilisé pour identifier la partie du concentrateur se trouvant de part et d'autre du récepteur solaire.

Les principaux composants des champs solaires sont le ballon séparateur et les modules solaires composés d'un système de fondation, d'un système de suivi solaire, de réflecteurs primaires, et d'un récepteur solaire. Finalement, le générateur de vapeur alimente le bloc de puissance qui est constitué, d'un surchauffeur thermodynamique, d'un groupe turbo-alternateur, de l'aérocondenseur et de plusieurs bâches d'eau et réchauffeurs. Pour terminer, le système de stockage basé sur la technologie des accumulateurs de Ruth est une première mondiale grâce à sa capacité et permet de stocker une partie de la vapeur produite par les champs solaires.

Le fonctionnement et l'utilisation de ces sous-ensembles seront décrits plus précisément dans le paragraphe I.5.3.3.

I.5.3.1. Champs solaires

La Figure I.35 présente le schéma simplifié de la centrale solaire eLLO et son principe de fonctionnement général est détaillé ci-dessous.

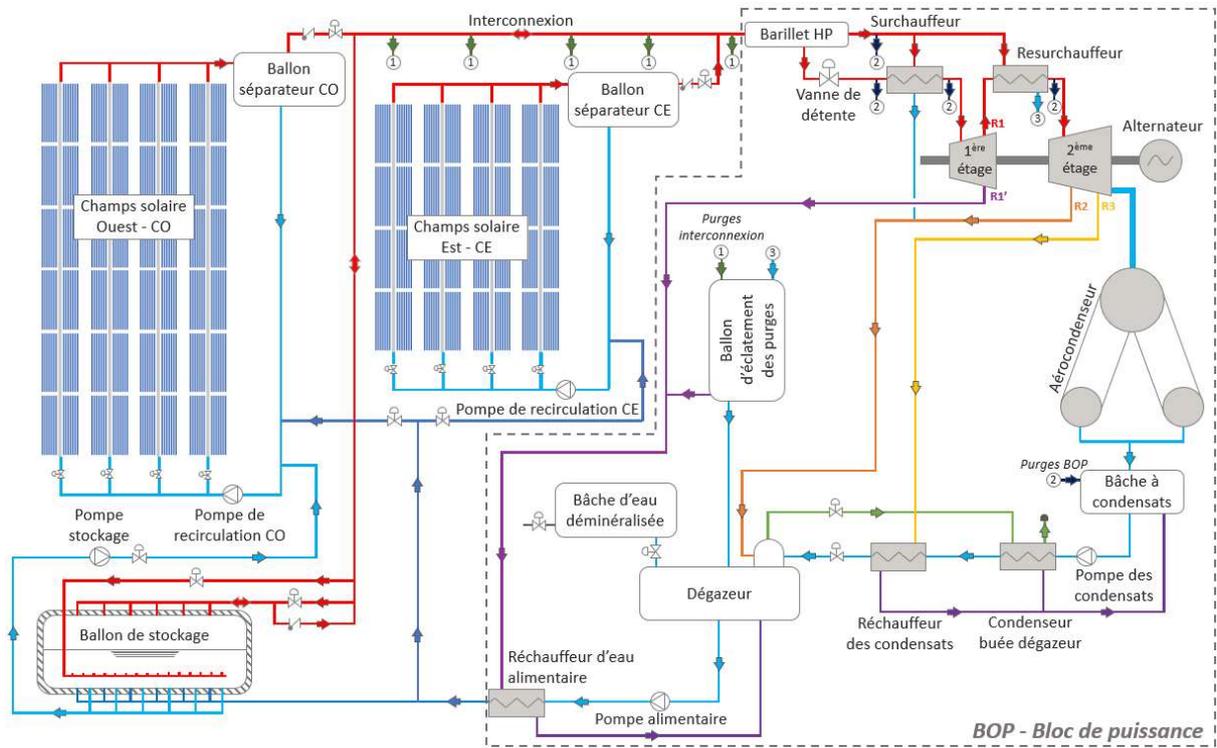


Figure I.35 : Schéma simplifié de la centrale solaire eLLO

Le rayonnement solaire direct est concentré par les réflecteurs primaires au niveau du récepteur solaire. L'énergie absorbée est ensuite transmise à l'eau (fluide caloporteur) en circulation dans les lignes solaires afin de produire en sortie des lignes solaires un mélange liquide/vapeur. Ce mélange est ensuite séparé dans le ballon séparateur sous l'effet de la gravité ; la phase liquide est renvoyée dans les champs tandis que la vapeur saturée est acheminée passivement soit vers le bloc de puissance, soit vers le système de stockage par différence de pression. La vapeur saturée envoyée vers le groupe turbo-alternateur est surchauffée afin d'alimenter le 1^{er} étage de la turbine puis un deuxième échangeur thermique permet de surchauffer le soutirage de vapeur du 1^{er} étage afin d'alimenter le 2nd étage de la turbine. L'écoulement diphasique à l'échappement est condensé dans les capillaires de l'aérocondenseur créant le vide nécessaire au bon fonctionnement de la turbine. Les condensats sont acheminés au travers d'échangeurs thermiques, nommés réchauffeurs de condensats, condenseur des buées dégazageur et réchauffeur d'eau alimentaire, qui servent à une meilleure élimination des incondensables présents dans le fluide et à élever la température de l'eau liquide renvoyée vers le générateur de vapeur et ainsi boucler le cycle thermodynamique. Ces 3 échangeurs sont alimentés par les 3 soutirages de la turbine (R1, R2 et R3). Les purgeurs de l'interconnexion et du bloc de puissance permettent de collecter l'eau liquide condensée dans les tuyauteries pour assurer un débit de vapeur saturée. Le

comportement et les stratégies opératoires actuelles de chacun de ces sous-systèmes seront décrits dans le CHAPITRE IV.

L'architecture en recirculation a été choisie pour les champs solaires eLLO ainsi équipée d'un ballon séparateur et d'une pompe de recirculation permettant d'alimenter le réseau de modules en eau liquide. À noter que toutes les pompes de la centrale sont installées par paire pour la maintenance et pour maintenir l'asservissement actif en cas de panne d'un élément.

Concentrateur primaire et suivi solaire

Les 140 réflecteurs primaires d'un module forment le concentrateur primaire composé de 10 rangées dans le plan longitudinal, nommées travées, et 14 rangées dans le plan transversal (Figure I.34), nommées cintres. Le concentrateur primaire dispose d'un système de suivi solaire pour chaque héliostat afin d'asservir l'inclinaison des sept cintres en fonction de la position solaire. Ce système, présenté dans la Figure I.36, est propre au module eLLO et se compose pour chaque héliostat : d'une poutre de transmission, d'un codeur de position, d'un vérin et de plusieurs axe-cames rendant solidaires la poutre et les rangées de réflecteurs. Le système de suivi solaire a pour cible le centre de la vitre de protection (cf. Figure I.38.b).

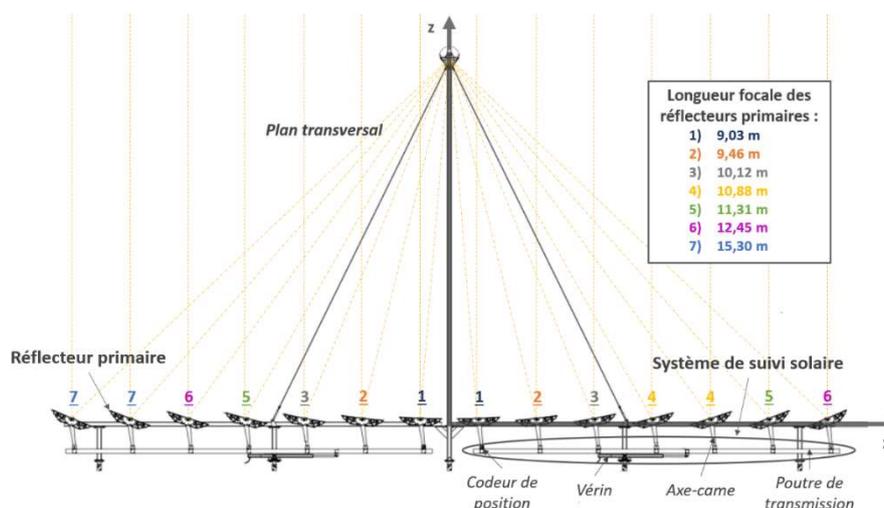


Figure I.36 : Représentation schématique d'une coupe transversale d'un module eLLO

La longueur focale représente la distance entre le point le plus bas du paraboloïde et son foyer. Le cintrage des miroirs dépend de leur position dans l'héliostat, les réflecteurs primaires proches du récepteur ont un rayon de cintrage moins important que les réflecteurs les plus éloignés. En général, la distribution des rayons de cintrage des modules linéaires Fresnel autour de l'axe vertical est symétrique. Cependant, pour les modules eLLO, une étude d'optimisation, établie à partir d'un modèle optique développé aux prémices du projet, a montré qu'une distribution asymétrique des rayons de cintrage permet de maximiser les performances annuelles.

La Figure I.37 montre la composition des réflecteurs primaires de la centrale eLLO, quatre miroirs sont collés en contrainte sur la tôle supérieure d'un caisson formant une surface réfléchissante légèrement incurvée d'environ 6,42 m².

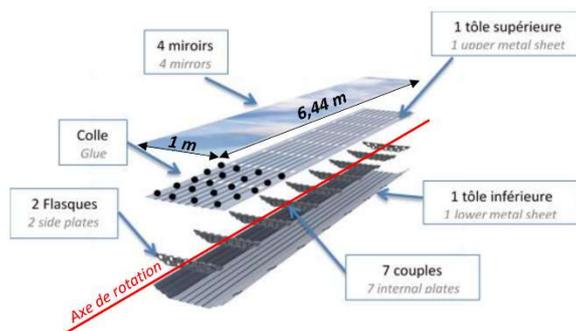


Figure I.37 : Composition d'un réflecteur primaire de la centrale eLLO

À noter que l'axe de rotation des réflecteurs primaires ne se trouve pas dans le plan des miroirs ce qui doit être considéré dans le calcul d'asservissement des réflecteurs primaires pour le suivi solaire.

Le Tableau I.7 présente les propriétés optiques et les spécifications géométriques d'un module solaire eLLO. Les erreurs optiques d'un module linéaire Fresnel sont décrites dans le paragraphe II.1.

Tableau I.7 : Spécification géométrique et propriétés optiques des composants du concentrateur primaire

Spécification géométrique des réflecteurs primaires	
Nombre de rangées dans le plan longitudinal	10
Entraxe entre les rangées [m]	Entre 0,246 et 0,266
Nombre de rangées dans le plan transversal	14
Entraxe entre les cintres [m]	1,35
Nombre de réflecteurs primaires [m]	140
Longueur des réflecteurs primaires [m]	6,444
Largeur des réflecteurs primaires [m]	1
Longueur focale des réflecteurs primaires [m]	Entre 9 et 15,3
Propriétés optiques des miroirs	
Réflectivité	94%
Erreur de pente [mrad] [149]	3
Erreur spéculaire [mrad] [149]	1,5

Le rapport de concentration géométrique qui correspond au rapport entre la largeur des réflecteurs primaires et le périmètre du tube absorbeur, est égal à 50 pour le module eLLO. Ainsi, selon l'expression de la concentration idéale, exprimée par Rabl [29], l'angle d'acceptation du module eLLO est égal à $1,14^\circ$.

Le processus de fabrication peu coûteux et rapide à mettre en œuvre des réflecteurs primaires peut, cependant, conduire à des erreurs macroscopiques des surfaces réfléchissantes, nommées erreurs de pente. Différentes méthodes coûteuses et chronophages de caractérisation de ces erreurs sont décrites dans la littérature. Néanmoins, la plupart de ces méthodes sont adaptées au concentrateur cylindro-parabolique et aucune méthode spécifique aux concentrateurs linéaires Fresnel n'a encore été décrite à notre connaissance. Ainsi, les erreurs de pente de la modélisation sont établies par rapport aux valeurs utilisées par Hack *et al.* [149], soit une erreur de pente de 3 mrad. Les erreurs spéculaires sont comme les erreurs de pentes, difficilement mesurables et seront déterminées en fonction des erreurs spéculaires utilisées par Hack *et al.* [149].

Récepteur solaire

Le récepteur solaire eLLO, qui permet de capter le rayonnement solaire provenant du concentrateur primaire, est maintenu à 8,5 m au-dessus des axes des miroirs par plusieurs mâts haubanés (Figure I.38.a) ; deux haubans dans le plan longitudinal et deux haubans dans le plan transversal.

Le récepteur solaire est constitué :

- D'un tube absorbeur en acier inoxydable (acier 1.4301) habillé d'un revêtement sélectif,
- D'un réflecteur secondaire type CPC permettant de réfléchir la partie du rayonnement qui n'aurait pas directement impacté le tube absorbeur,
- D'une enceinte et d'une vitre de protection afin de limiter les pertes par échange convectif avec l'extérieur.

À noter que le tube absorbeur n'est pas enveloppé d'un tube de verre sous-vide et la cavité entre le réflecteur secondaire et l'enceinte de protection n'est pas comblée de matériaux isolants.

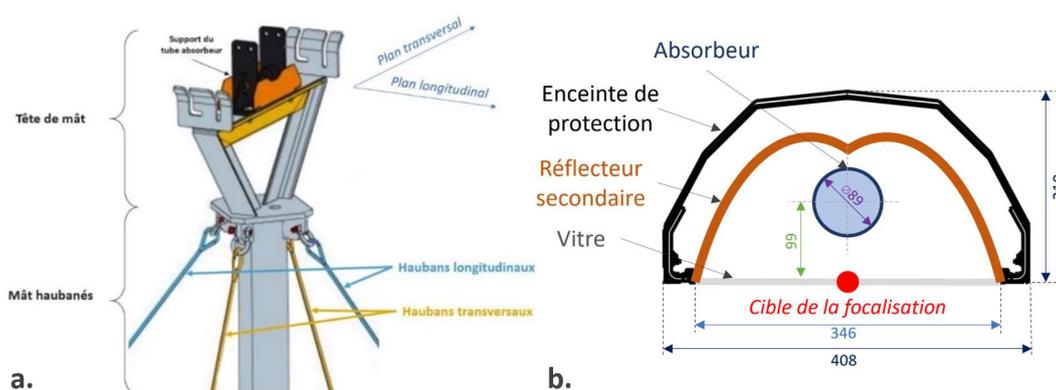


Figure I.38 : (a.) Mâts haubanés des récepteurs solaires eLLO ; (b.) Schéma du récepteur solaire eLLO (dimensions en millimètres)

La tache focale théorique du concentrateur primaire devrait correspondre plus ou moins au diamètre du tube absorbeur. En pratique, la tache focale est plus large, du fait d'incertitudes de réglages angulaires et une partie seulement du rayonnement réfléchi est dirigée à l'ouverture du récepteur. La partie du rayonnement, qui n'est pas intercepté, est nommée perte par débordement. Ainsi, pour limiter ces pertes, ayant un fort impact sur les contraintes thermomécaniques imposées à l'enceinte de protection, la cible de la focalisation a été modifiée du centre du tube absorbeur vers la vitre de protection.

Le Tableau I.8 présente les propriétés optiques et les spécifications géométriques du récepteur solaire eLLO.

Tableau I.8 : Spécification géométrique, propriétés thermophysiques et optiques des sous-ensembles du récepteur [149–153]

Spécification géométrique du récepteur solaire			
Rayon extérieur du tube absorbeur			4,445 cm
Rayon intérieur du tube absorbeur			4,17 cm
Angle d'acceptance du réflecteur secondaire			50,4 °
Distance entre la vitre de protection et les axes des réflecteurs primaires			8,469 m
Distance entre le tube absorbeur et le réflecteur secondaire			0,01 m
Propriétés physiques des sous-ensembles du récepteur solaire			
Masse volumique			8000 kg/m ³
Conductivité thermique	Acier 1.4301		15 W/(m.K)
Capacité thermique			500 J/(kg. K)
Masse volumique			2530 kg/m ³
Conductivité thermique	Verre		1,15 (W/m.K)
Capacité thermique			870 J/(kg. K)
Masse volumique			7800 kg/m ³
Conductivité thermique	Acier galvanisé		50 W/(m.K)
Capacité thermique			450 J/(kg. K)

Propriétés optiques des sous-ensembles du récepteur solaire

Transmittivité (fonction de l'angle d'incidence) de la vitre de protection	[95,2% ; 0%]
Réflexivité (fonction de l'angle d'incidence) de la vitre de protection	[0% ; 52,4%]
Émissivité de la vitre de protection à 300 °C	83%
Réflexivité du réflecteur secondaire	89%
Erreur de pente du réflecteur secondaire [149]	2 mrad
Erreur spéculaire du réflecteur secondaire [149]	1,5 mrad
Absorptivité du revêtement sélectif	94,5%
Émissivité du revêtement sélectif à 300 °C	14%
Émissivité de l'enceinte de protection à 300 °C	28%

Les propriétés optiques de la vitre de protection dépendent de l'angle d'incidence entre le rayonnement et le vecteur normal à la surface. La transmittivité et la réflexivité de la vitre en fonction de l'angle d'incidence sont présentées dans la Figure I.39.

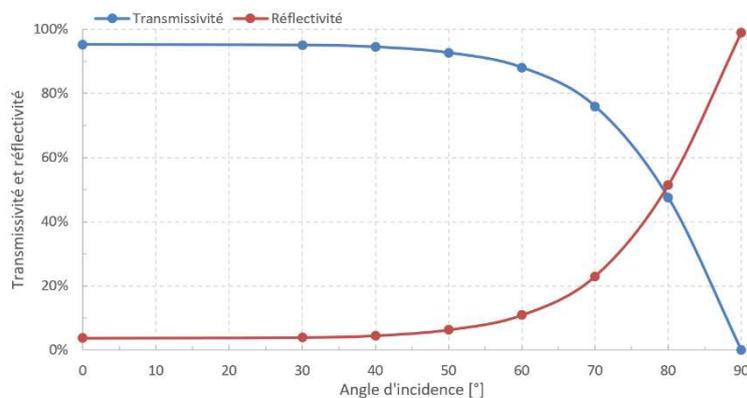


Figure I.39 : Propriétés optiques de la vitre de protection fonction de l'angle d'incidence

Une analyse optique du revêtement sélectif du tube absorbeur a été réalisée par la Plateforme de Caractérisation des Matériaux – Propriétés Optique et Thermique (PCM-OPT) du laboratoire PROMES-CNRS afin de comparer les résultats aux données des constructeurs. Les analyses ont été effectuées sur une portion de tube absorbeur provenant du prototype installé à la Seyne-sur-Mer. Les propriétés optiques annoncées par le fabricant chinois Himin pour leur revêtement sélectif sont : une absorptivité de 95% et une émissivité à 300 °C de 7%. Ceci est légèrement supérieur à l'absorptivité mesurée (94,5%) et inférieur à l'émissivité mesurée (14%). Les différents cycles de chauffe ainsi que le stockage des tubes absorbeurs avant prélèvement des échantillons peuvent expliquer la dégradation des performances du revêtement. Les propriétés optiques mesurées seront celles utilisées lors des études optiques et thermiques du récepteur solaire.

Les propriétés optiques remarquables de ces sous-ensembles sont largement dégradées si la surface est encrassée, avec une accentuation du phénomène de dépendance à l'angle d'incidence des propriétés optiques [154]. Ainsi, un système de nettoyage est souvent associé aux concentrateurs solaires, qu'il soit manuel ou automatique, pour l'entretien des concentrateurs primaires.

Système automatique de nettoyage

Un système de nettoyage automatique des réflecteurs primaires a été développé et breveté par SUNCMIN [155] (Figure I.40). Ce système est installé à chaque entrée des 27 lignes solaires (Figure I.34.a) et est constitué d'un robot de nettoyage équipé d'une brosse, de raclettes, d'un système de pulvérisation d'eau et d'un chariot équipé d'un système de recharge de la batterie et de remplissage du réservoir d'eau du robot. Ce chariot permet de positionner le robot de nettoyage en face du cintre à nettoyer qui sera préalablement mis à plat. Ensuite, le robot progresse sur les réflecteurs primaires, passant d'un module à l'autre et réalisant un aller-retour le long de la ligne. Différentes méthodes de nettoyage sont utilisées en fonction des besoins (nettoyage à sec et nettoyage avec ou sans apport d'eau). Pour ne pas affecter la production d'électricité, les procédures de nettoyage sont effectuées durant la nuit.

Pour conclure, avec une moyenne de 3 min (aller/retour) pour le nettoyage d'un cintre d'un module, le système de nettoyage permet de nettoyer de 5 à 7 cintres par nuits en fonction du nombre de modules de la ligne, soit un nettoyage complet des lignes solaires tous les 2 à 3 jours.



Figure I.40 : Photo du robot de nettoyage

I.5.3.2. Système de stockage

Dans le cas de la centrale eLLO, les générateurs de vapeur sont dimensionnés pour produire la vapeur nécessaire au bon fonctionnement du groupe turbo-alternateur lors des journées hivernales. Ce dimensionnement induit donc une surproduction de vapeur pour les journées estivales. La vapeur excédentaire est ainsi stockée dans les 9 accumulateurs de Ruth de 120 m³ chacun installé en parallèle. Ce système permet de stocker de l'énergie sensible sous forme d'eau pressurisée avec une charge maximale correspondant à approximativement 4 h de production à pleine puissance. Le réseau de tuyauterie pour l'alimentation et le soutirage des ballons de stockage est équilibré d'un point de vue hydraulique, afin de représenter un système de vases communicants. Ainsi, le système de stockage peut être représenté par un ballon de stockage équivalent (Figure I.41).

Le stockage et déstockage d'énergie s'effectuent en 3 phases :

- Tout d'abord, la phase de pressurisation (Figure I.41.b) permet d'élever la pression du système par injection de vapeur dans le ciel vapeur et ainsi la température de saturation du fluide.
- Ensuite, la phase de stockage (Figure I.41.c) permet d'élever la température de la phase liquide par injection de vapeur via la canne de distribution située dans la partie basse des ballons.
- Enfin, la phase de déstockage (Figure I.41.d) est passive et débute lorsque que la pression du générateur de vapeur est inférieure à la pression du système de stockage.

Le système de stockage fonctionne en théorie à masse constante (cf. paragraphe I.5.3.3), par injection ou soutirage d'eau en fonction de la phase. Seulement, dans certains cas particuliers, les fortes différences de pression entre les éléments de la centrale ne permettent pas le fonctionnement des pompes, ainsi la masse de fluide dans le système peut ponctuellement varier, mais revient à l'équilibre au cours de la journée.

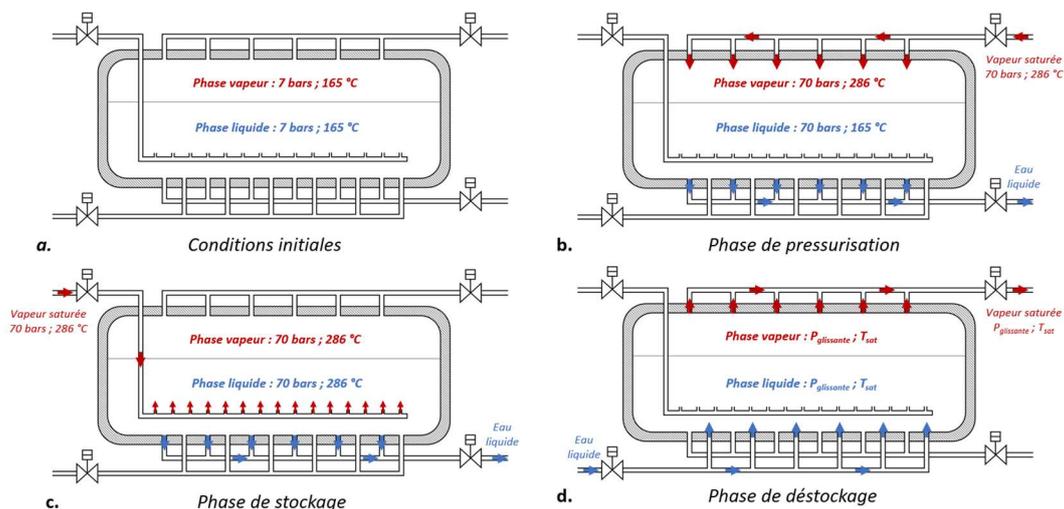


Figure I.41 : Schéma de fonctionnement du système de stockage ; (a.) Conditions initiales ; (b.) Phase de pressurisation ; (c.) Phase de stockage ; (d.) Phase de déstockage

Deux principales stratégies sont mises en œuvre en fonction de la disponibilité solaire :

- Pour une journée nuageuse, la pression du système de stockage suit la montée en pression des champs solaires afin de pouvoir stocker de la vapeur en attendant les conditions de démarrage du groupe turbo-alternateur et de jouer un rôle de tampon lorsque que la turbine est en fonctionnement. Cette stratégie permet d'assurer les conditions de fonctionnement du groupe turbo-alternateur et d'atténuer la variation de son alimentation en vapeur ;
- Pour un ciel clair, la pression de stockage est isolée de la pression des champs solaires afin que la production de vapeur soit uniquement utilisée pour conditionner la turbine. Ainsi, le démarrage du groupe turbo-alternateur est plus rapide.

Pour terminer, la vapeur stockée provient normalement du champ Ouest sauf dans un cas particulier (production électrique à l'arrêt et $p_{CO} < p_{CE}$) pour lequel l'interconnexion (Figure I.35), normalement utilisée pour conduire la vapeur du champs Ouest vers le bloc de puissance, est utilisée pour stocker de la vapeur provenant du champ Est.

I.5.3.3. Bloc de puissance

Le bloc de puissance rassemble l'ensemble des éléments pour la conversion de l'énergie thermique produite par les générateurs de vapeur en énergie électrique, ainsi que les éléments pour boucler le cycle thermodynamique. Ces éléments sont rassemblés dans un bâtiment situé à l'entrée du site qui jouxte l'aérocondenseur (Figure I.34.a).

Groupe turbo-alternateur et système de surchauffe

Le groupe turbo-alternateur est constitué d'une turbine à vapeur surchauffée SIEMENS de 10 MW_{elec} couplée à un alternateur de 11 kV. Néanmoins, la puissance électrique du contrat de rachat est limitée à 9 MW_{elec} avec la possibilité d'effectuer des créneaux de production au nominal de la turbine en respectant des conditions de durée et de nombre de créneaux quotidien. En 2024, cette limitation de la puissance par le gestionnaire de réseau a été levée et les exploitants favorisent désormais un fonctionnement du groupe turbo-alternateur à 10 MW_{elec}.

La turbine est divisée en deux étages chacun équipé d'un échangeur thermique afin de surchauffer la vapeur saturée provenant des champs solaires et du premier étage de la turbine, appelé, respectivement, surchauffeur et resurchauffeur. Le débit de vapeur saturée provenant des champs solaires est divisé en quatre, alimentant : les boites étanches de la turbine, le côté « froid » du surchauffeur, le côté « chaud » du surchauffeur et enfin le côté « chaud » du resurchauffeur (Figure I.42).

La surchauffe de la vapeur du 1^{er} étage de la turbine est rendu possible par la vanne de détente qui permet d'abaisser la pression du débit de vapeur saturée et ainsi la température de saturation (40,5 bars ; 251 °C). Ensuite, la température de ce débit de vapeur est élevée en passant au travers du surchauffeur alimenté par une partie de la vapeur saturée provenant des champs solaires (70,2 bars ; 286 °C). Un échangeur thermique identique, nommé resurchauffeur, permet la surchauffe d'une partie du débit provenant du 1^{er} étage de la turbine (soutirage R1) pour alimenter le 2nd étage en vapeur surchauffée. Finalement, les soutirages de la turbine ; soutirage R1, R2 et R3 ; servent à élever la température des condensats pour une meilleure élimination des incondensables présent dans le fluide (flash des condensables dans le dégazeur) ainsi qu'élever la température de l'eau liquide renvoyée vers le générateur afin de boucler le cycle thermodynamique.

À noter qu'une vanne by-pass de la vanne de détente permet le démarrage progressif de la surchauffe de la vapeur lorsque la différence de pression aux bornes de la vanne de détente est trop importante. Aussi, une partie du débit de vapeur du générateur est envoyée aux boites étanches de la turbine pour garantir l'étanchéité de la turbine et la lubrification de l'arbre de transmission sur son support.

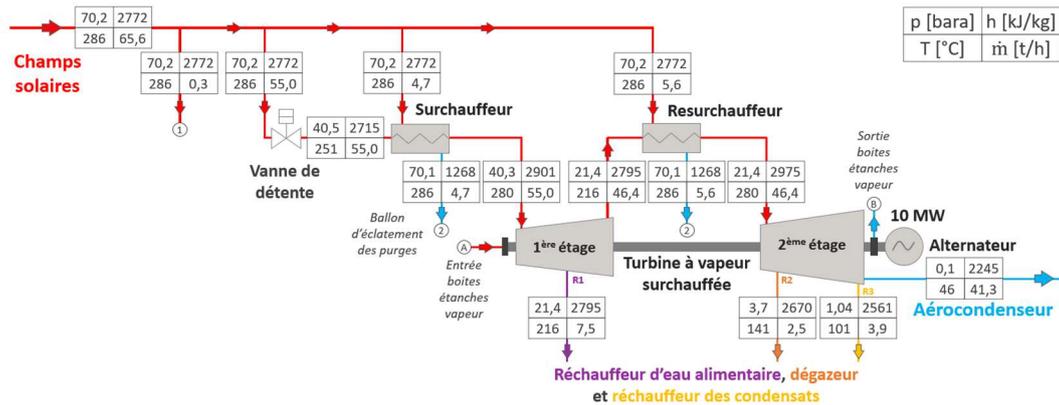


Figure I.42 : Schéma simplifié du groupe turbo-alternateur de la centrale eLLO

Purgeur de condensat

La déperdition thermique des tuyauteries vapeur amène à l'accumulation de condensat devant être extrait pour assurer l'écoulement de vapeur. Les points bas d'un circuit vapeur ou les tuyauteries d'admissions de certains éléments comme un surchauffeur de vapeur ou une turbine sont, généralement, équipée d'un purgeur. La Figure I.43 présente une vue en coupe d'un purgeur à flotteur inversé dont la technologie est identique aux purgeurs installés à la centrale solaire eLLO.

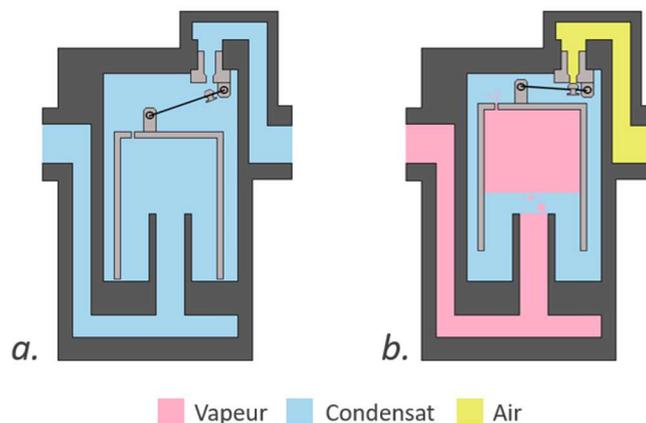


Figure I.43: Purgeur à flotteur inversé en position ouvert et fermé

Les purgeurs à flotteur inversé sont situés sous les tuyauteries vapeur ; les condensats circulent par gravité au travers du purgeur (Figure I.43.a), une fois éliminé du circuit vapeur, le système de flotteur inversé se gonfle de vapeur ce qui entraîne la fermeture du système (Figure I.43.b).

Ces purgeurs sont soumis à des contraintes thermiques importantes qui peuvent entraîner l'usure de la charnière et du clapet de fermeture et conduit à une fuite de vapeur dans le circuit de collecte des condensats ; non prévu à cet effet. Dans le cas de la centrale eLLO, cette fuite de vapeur au niveau des purgeurs élève la pression du dégazeur ou de la bache à condensat et entraîne, lorsque la turbine est à l'arrêt, une condensation de la vapeur qui remonte des réservoirs et ainsi à un risque de gel dans l'aérocondenseur. Pour terminer, ces circuits sont généralement ouverts vers l'atmosphère se remplissant d'air en absence de condensat.

Aérocondenseur

L'échappement de la turbine est conduit vers l'aérocondenseur qui consiste en un réseau de capillaires sur lequel est imposé un flux d'air engendré par la rotation de trois ventilateurs. Cette tuyauterie d'échappement est maintenue au vide (pression absolue >240 mbara) pour le bon fonctionnement de la turbine, par condensation de la vapeur dans le réseau capillaire. À noter que le vide à l'échappement de la turbine est amorcé et peut être soutenu par une pompe à vide. Les condensats sont ensuite stockés dans la bache à condensat avant d'être acheminés grâce à une pompe au travers d'échangeurs thermiques.

Réchauffeurs & pompes alimentaires

Nommés condenseurs des buées du dégazeur et réchauffeur des condensats, pour ensuite être conduit au dégazeur (Figure I.44), ces éléments ont une double fonction, celle de faciliter la séparation des gaz incondensables contenu dans le fluide de travail et celle d'élever la température des condensats. L'élimination de ces incondensables est indispensable pour un réseau vapeur et tend à limiter la corrosion et à améliorer les transferts thermiques. Ces gaz sont extraits du système par évaporation flash dans le dôme du dégazeur ; les gaz incondensables plus légers sont séparés du fluide de travail par gravité. Enfin, le fluide est conduit au travers d'un dernier réchauffeur, pour élever sa température, avant d'être entraîné par la pompe alimentaire vers le générateur de vapeur pour boucler le cycle thermodynamique. Les éléments (pompe et réchauffeur) de la centrale servant à l'alimentation en eau des générateurs de vapeur sont qualifiés par l'adjectif alimentaire et le débit d'eau liquide est nommé débit d'eau alimentaire.

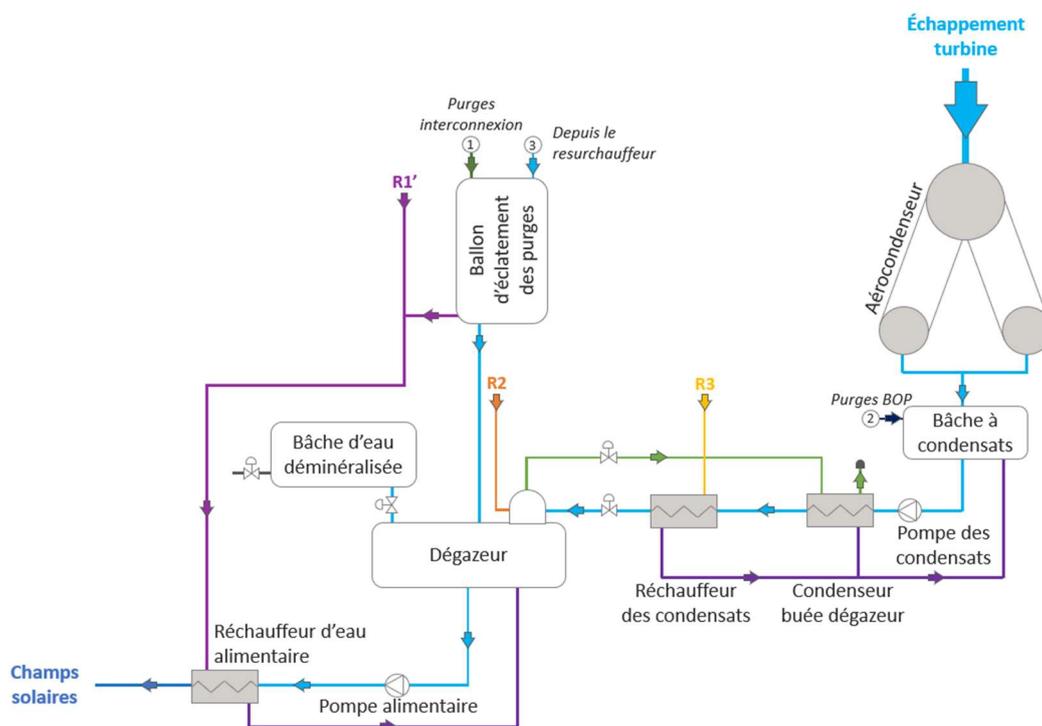


Figure I.44 : Schéma simplifié de l'aérocondenseur, des réchauffeurs et de la pompe alimentaire de la centrale eLLO

Gestion des masses de fluide

La gestion de masse de fluide est essentielle au bon fonctionnement d'une centrale solaire à génération directe de vapeur équipée d'un système de stockage et d'un champ solaire en recirculation. Dans le cas de la centrale eLLO, cette affirmation est particulièrement vraie, pour des raisons de conception et de dynamique d'exploitation. La conception est propre à cette centrale, mais la dynamique d'exploitation associée à l'inertie du système et aux fluctuations du soleil est plus générique et saurait être généralisée à d'autres installations.

En règle générale, en phase de fonctionnement, la gestion des masses de fluide a pour objectif d'assurer un fonctionnement à masse constante des champs solaires et du système de stockage. Les masses de référence pour chaque sous-ensemble sont établies de telles sortes à ce qu'elle induise un niveau fonctionnel dans leurs réservoirs respectifs. Du fait de la dilatation du fluide, ce niveau fonctionnel est, à froid, relativement bas et à chaud, relativement haut mais toujours mesurable. À noter que les calculs de consigne de niveau prennent en compte les phénomènes de dilatation induite par la dilatation thermique du volume de fluide ainsi que les phénomènes d'évaporations flash qui peuvent engendrer des erreurs de mesure. Pour les ballons séparateurs, un excès de niveau par rapport à la référence engendre un arrêt turbine et un déficit de niveau engendre lui l'arrêt de la recirculation dans le générateur de vapeur, la production de vapeur est stoppée et, si les conditions météo le permettent, un risque de gel de l'eau dans les lignes solaires.

La régulation du débit d'eau alimentaire renvoyée vers les champs solaires et vers le système de stockage est construite sur les mesures de débit de vapeur extraite (ou injectée dans le cas du système de stockage) et les mesures de niveaux des éléments de rétention de liquide. C'est-à-dire que la régulation vise en premier à compenser par une masse d'eau alimentaire une même masse de vapeur quittant un générateur de vapeur puis est rectifiée en fonction de l'évolution des niveaux. Une dérive du niveau induit l'ajout d'une composante sur la consigne de débit d'eau alimentaire, proportionnelle à la dérive, de ± 8 t/h pour le champ Est et de ± 16 t/h pour le champ Ouest. Cette composante permet de compenser les erreurs ponctuelles possibles pour tous les débitmètres et même l'erreur plus fréquente de mesure de débit de vapeur ; problème de mesure démontrée dans le CHAPITRE IV. À noter que les calculs des consignes de niveau prennent en compte les phénomènes de dilatation induite par la dilatation thermique du volume de fluide ainsi que les phénomènes d'évaporations flash qui peut engendrer des erreurs de mesure.

Ainsi, le fonctionnement à masse constante des sous-ensembles oblige la régulation à prévoir, des déséquilibres dans la répartition des masses d'eau en début et fin de production ; Des déséquilibres transitoires et maîtrisés qui se produisent quotidiennement.

A eLLO, lors de la phase transitoire de préchauffe de la turbine, les deux champs solaires sont producteurs de vapeur et la turbine n'admet qu'une faible quantité de vapeur.

Dans ce cas précis, l'exutoire naturel pour le débit vapeur du champ Ouest est le système de stockage tandis que pour le champ Est, sans exutoire, la pression monte rapidement et rend le

démarrage plus complexe. La capacité à stocker de la vapeur depuis le champ Est n'était initialement pas prévu, mais le fonctionnement réel a justifié sa nécessité, notamment, pendant les phases transitoires précédant le démarrage de la turbine ainsi qu'avant le démarrage lors de journées pour lesquelles le potentiel solaire est incertain.

Ainsi, depuis début 2022, le système de stockage peut recevoir de la vapeur du champ Est grâce à la tuyauterie vapeur, nommée interconnexion (Figure I.35), prévue initialement pour une circulation en sens opposé (du système de stockage/champ Ouest au bloc de puissance). Cependant, aucune tuyauterie de retour d'eau liquide entre le système de stockage et le ballon séparateur Est, distants de plusieurs centaines de mètres, a été ajoutée. Cette architecture implique que le champ Est ne peut récupérer la masse donnée au stockage, qu'au travers du bloc de puissance une fois que la vapeur du système de stockage sera valorisée et condensée. La compensation d'eau liquide dans le champ Est dépend des conditions d'exploitation qui sont par définition peu prédictibles. Par conséquent, avant de stocker la vapeur du champ Est, l'opérateur vérifie que l'eau liquide disponible est suffisante et que l'extraction de vapeur ne créera pas une dette en eau pouvant pénaliser la production. Un autre cas particulier intervient lors de la phase de pressurisation (Figure I.45.b) du système de stockage. La grande différence de pression entre le système de stockage et le champ solaire empêchent de pomper l'eau liquide du système de stockage vers le champ solaire Ouest afin de maintenir une masse constante dans ces deux systèmes. Ce cas de figure est traité, préalablement, par des provisions en masse d'eau dans le champ Ouest et par la vigilance des opérateurs.

Pour finir, nous considérons les problématiques de dynamique et de leur impact sur la gestion des masses d'eau. En théorie, les champs solaires fonctionnent à masse constante en phase d'exploitation, mais en tout instant l'inertie du système et/ou les conditions de fonctionnement des éléments de contrôle empêchent un fonctionnement à masse constante. Prenons l'exemple de la régulation de débit d'eau vers le champ Est. Un fonctionnement à masse constante ne peut être imposé au démarrage de la production électrique, car le débit de vapeur, valorisé en électricité, met un certain temps à être détendu (turbine), condensé (aérocondenseur) puis conduit vers le dégazeur. Pendant ce laps de temps, étant donné qu'un niveau de liquide dans le dégazeur est nécessaire pour le bon fonctionnement de la pompe alimentaire, le débit d'eau alimentaire renvoyée est nul. Un déficit d'eau se crée au séparateur Est qui sera rattrapé dans la journée. Des stratégies opératoires mise en place par les opérateurs permettent de palier le problème, si les conditions d'exploitation sont favorables, en stockant, la veille à l'arrêt de la turbine, d'avantage d'eau liquide dans le dégazeur. Cet exemple de régulation complexe est représentatif des dispositifs automatisés visant à anticiper les déséquilibres des masses d'eau pour maximiser la disponibilité de l'installation.

Une fois la condition de niveau dans le dégazeur atteinte, la pression dans les longues tuyauteries reliant le bloc de puissance aux champs solaires étant faible, une séquence de démarrage de la pompe alimentaire est conduite pour éviter le phénomène de cavitation et une dégradation prématurée des composants. La vanne en aval de la pompe est fermée et le débit d'eau liquide engendré par la rotation de la pompe est conduit vers le dégazeur par le clapet de débit minimum de la pompe. Une fois la consigne de pression de 32 bars à la sortie

de la pompe atteinte, la vanne alimentaire s'ouvre pour équilibrer les pressions entre l'aval de la pompe alimentaire et les tuyauteries vers les sous-ensembles. À noter que les vannes de contrôle sont parfois équipées de by-pass pour permettre une régulation plus précise lors de ces phases transitoires. Ensuite, la consigne de pression en aval de la pompe est définie en fonction de la pression maximale des générateurs de vapeur à laquelle est ajoutées une constante de 4 bars. Finalement, une fois les pressions de consignes atteintes, les débits d'eau alimentaire sont régulés par l'asservissement des vannes de contrôle présentes sur les tuyauteries d'eau liquide vers les champs solaires et le système de stockage, appelés vannes alimentaires.

Pour conclure, une gestion à masse constante des sous-ensembles de la centrale eLLO en tout instant n'est pas réalisable, à cause, des limitations structurelles et de contrôle présenté dans ce paragraphe. Néanmoins, une régulation adaptée, et quasi quotidiennement vérifiée et ajustée par les opérateurs, permet d'assurer, d'un point de vue journalier, un fonctionnement à masse constante des champs solaires et du système de stockage.

I.5.4. Performances cibles

Les performances cibles sont exprimées par un rendement global défini dans l'équation (5) comme le rapport entre la production électrique et la puissance solaire interceptée par les concentrateurs primaires, soit le rayonnement normal direct cumulé multiplié par la surface des réflecteurs primaires.

Les rendements globaux cibles sont listés dans le Tableau I.9.

Tableau I.9 : Rendement global mensuel cible de la centrale eLLO

	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.
Rendement global cible	4,84%	5,76%	6,72%	7,51%	8,00%	8,20%	8,37%	8,02%	7,41%	6,18%	5,03%	4,52%

Les rendements globaux mensuels de la centrale eLLO seront évalués et comparés aux rendements cibles pour l'année 2022 et 2023. Ainsi, pour un ensoleillement normal direct de 1782 kWh/m²/an avec le masque solaire du relief environnant, les exploitants ciblent une production électrique annuelle de 20,2 GWh.

À noter que ces rendements globaux mensuels ne sont pas compris entre les valeurs projetées du rendement d'une centrale à concentration linéaire Fresnel, présenté dans le Tableau I.1.

I.6. Problématique du travail de thèse

Les travaux de recherche présentés dans ce document, sont réalisés dans le cadre d'une thèse CIFRE au laboratoire PROMES-CNRS, en collaboration avec eLLO (anciennement SUNCNIM), l'exploitant de la centrale solaire linéaire Fresnel de Llo.

Le projet de recherche, débuté en janvier 2021, prend place après environ un an et demi de production d'électricité grâce à des régulations adaptées des connaissances accumulées lors de la phase de prototypage. Cependant, le changement d'échelle du projet ainsi que les contraintes liées au site d'exploitation invitent à redéfinir le comportement optique, thermique et thermodynamique de celui-ci. Les différents modèles décrits dans ce document ont pour objectif de déterminer les performances de la centrale et d'en étudier les stratégies opératoires afin d'optimiser la production d'électricité.

Ces travaux de recherche tendent à pallier le manque de retour d'expérience d'exploitation des centrales solaires linéaires Fresnel à génération directe de vapeur dans la littérature scientifique. En effet, la plupart des études expérimentales à ce sujet sont menées sur des installations à l'échelle du prototype ou du démonstrateur qui ne peuvent refléter l'ensemble des phénomènes et difficultés rencontrés par une installation commerciale à grande échelle.

CHAPITRE II - MODELISATION ET ETUDE OPTIQUE DES MODULES SOLAIRES ELLO

La modélisation d'une centrale solaire linéaire Fresnel commence naturellement par la modélisation optique des modules solaires afin d'étudier les performances optiques. Ce modèle optique a pour vocation de qualifier et de quantifier les facteurs de pertes optiques du système de concentration dans le but de définir une matrice de rendement optique en fonction de la position solaire.

Tout d'abord, une introduction du principe de fonctionnement et des pertes optiques des modules linéaires Fresnel est présentée. Dans un second temps, les différentes méthodes de modélisation optique et leurs outils associés sont exposés ainsi que le choix de la méthode et de l'outil sélectionné. Les spécifications géométriques et optiques du module eLLO sont décrites et les premières simulations du modèle optique permettent une étude paramétrique de quelques erreurs probabilistes et systématiques (erreur de pente, erreur de suivi solaire, erreur de position du récepteur...). Pour terminer, les performances optiques du module eLLO en fonction de la position solaire sont définies en introduisant les IAM, pour *Incidence Angle Modifier* en anglais. Finalement, les IAM associés à une matrice de changement de repère permettent d'étudier l'influence de l'orientation et de l'inclinaison des modules de la centrale solaire eLLO – cette étude a été compilée dans un article publié dans le journal Energy de l'éditeur Elsevier [71].

II.1. Performance optique d'un module linéaire Fresnel

Dans une centrale solaire à concentration, les pertes optiques sont généralement un des facteurs de déperdition les plus importants de l'installation [156], ainsi, améliorer la concentration revient à optimiser le rendement global de la centrale. Dans le cas d'un concentrateur linéaire Fresnel idéal, le concentrateur primaire concentre la quasi-intégralité du rayonnement solaire incident sur l'absorbeur; des pertes par effet cosinus sont intrinsèquement liées au système de suivi solaire basé sur un axe. En réalité, les systèmes optiques ne sont jamais parfaits et des pertes optiques supplémentaires influent sur l'efficacité de la concentration.

Le rendement optique maximal est obtenu grâce au rapport entre la puissance solaire incidente sur l'absorbeur $\phi_{abs,in}$ multiplié par l'absorptivité de l'absorbeur α_{abs} et la puissance solaire incidente sur la surface de collecte pour une position solaire au zénith du module (équation (10)).

$$\eta_{opt,max} = \frac{\alpha_{abs} * \phi_{abs,inzenith}}{DNI A_{collecte}} \quad (10)$$

La définition de la surface de collecte $A_{collecte}$ dans l'équation (10) fait l'objet de discussions [157]. Deux termes de surface sont décrits dans la littérature, la surface brute et la surface active, respectivement la surface que le module occupe au sol, nommée surface d'emprise au

sol et les surfaces réfléchissantes en éliminant ou non les obstructions du chemin optique (ex. ombre du récepteur). Eck *et al.* [158] recommandent de baser la définition du rendement optique des concentrateurs linéaire Fresnel sur la surface brute. Cependant, afin d'être cohérent avec la définition donnée par SUNCNIM, le rendement optique sera calculé avec la somme des surfaces des réflecteurs primaires.

Certaines pertes optiques sont indépendantes de l'angle d'incidence du rayonnement solaire et sont comprises dans le rendement optique maximal (équation (10)) :

- Les pertes liées au profil solaire, définies comme la distribution angulaire et l'intensité du rayonnement provenant du disque solaire ;
- Les pertes liées à la qualité des surfaces optiques : la réflectivité, la transmission et l'absorptivité, mais également les erreurs macroscopiques ou microscopiques appelées aussi erreur de pente et erreur spéculaire ;
- Les pertes liées aux mauvais réglages de l'architecture : les erreurs de suivi solaire, les erreurs de position du récepteur solaire ou encore les erreurs de position des réflecteurs primaires. La difficulté de quantifier ces erreurs de réglage fait que ces pertes sont systématiquement négligées. Le montage minutieux des prototypes ou démonstrateur et leurs petites échelles entraînent généralement une erreur de réglage nulle ce qui est difficilement réalisable pour des projets à plus grande échelle.

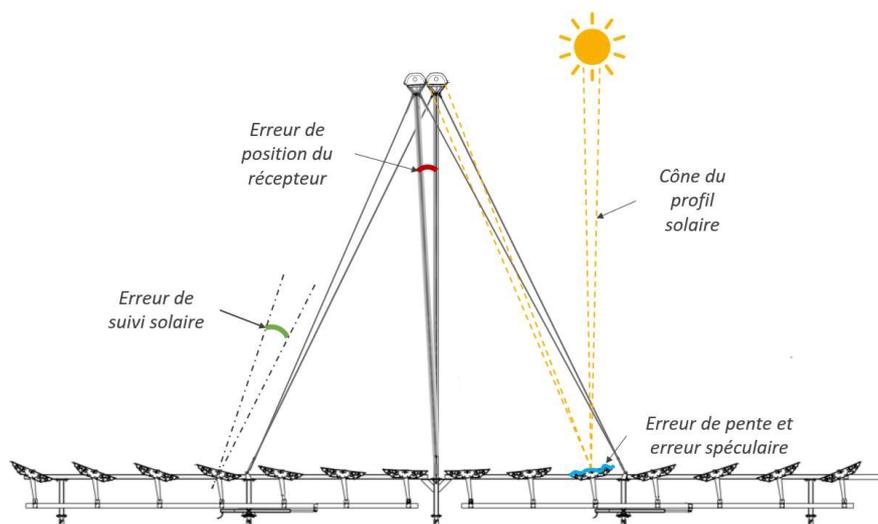


Figure II.1 : Représentation graphique des différentes erreurs indépendantes de l'angle d'incidence d'un module linéaire Fresnel

À noter, que les propriétés optiques des miroirs et des vitres dépendent, généralement, de l'angle d'incidence du rayonnement solaire par rapport au vecteur normal de la surface. La non considération de cette dépendance des propriétés optiques entraîne une surestimation des performances optiques comme le montre López-Alvarez *et al.* [62]. Cette surestimation est quantifiée dans le paragraphe II.3.4.1 pour les deux solstices. De plus, la réflectivité des miroirs et la transmittivité des vitres peuvent considérablement diminuer avec le dépôt de particules à leur surface. Sarver *et al.* [159] affirment que ce problème est souvent négligé ou sous-estimé et peut mettre en péril la viabilité d'une installation solaire.

Finalement, une autre partie des pertes optiques est dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement solaire :

- Les pertes par effet cosinus ; la surface des réflecteurs étant très rarement perpendiculaire au rayonnement solaire incident, cela crée une perte par effet cosinus réduisant alors le rendement optique du concentrateur (Figure II.2).

$$G_{reçu} = G_i \cdot \cos(\theta_i) \quad (11)$$

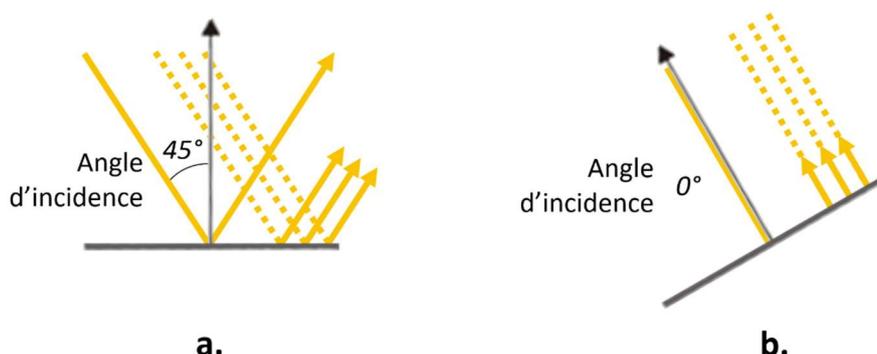


Figure II.2 : Représentation graphique des pertes par effets cosinus

Pour un ensoleillement direct G_i de 1000 W/m^2 , le réflecteur (a.) ($\theta_i = 45^\circ$) reçoit environ 710 W/m^2 (équation (11)) tandis que pour le réflecteur (b.) la totalité du flux solaire est captée ;

- Les pertes par blocage : lorsque les rayons réfléchis par un réflecteur entrent en collision avec la face arrière d'un réflecteur voisin, on parle de perte par blocage (Figure II.3.a) ;
- Les pertes par ombrage : pour des angles d'inclinaison importants, les réflecteurs primaires peuvent se cacher partiellement les uns des autres (Figure II.3.b). Le récepteur et la structure peuvent aussi être sources d'ombrage sur les réflecteurs primaires ;

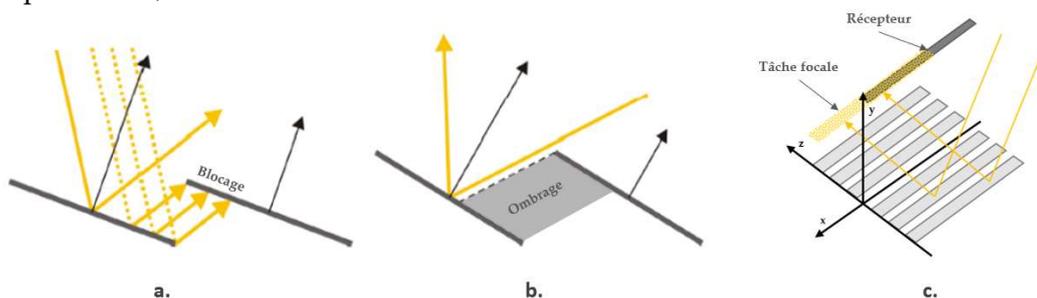


Figure II.3 : Représentation graphique des pertes par ombrage, blocage et des pertes en bout de ligne, adaptés de [150,160]

- Les pertes en bout de ligne : puisque le suivi solaire s'effectue selon un axe et que le soleil est très rarement perpendiculaire à celui-ci, une partie du rayonnement concentré n'atteint pas le récepteur solaire qui est généralement de la même longueur que le concentrateur primaire (Figure II.3.c). Ces pertes font partie des principaux phénomènes qui ont un fort impact sur la performance optique journalière de l'installation selon son orientation.

Pour évaluer les performances optiques pour toutes les positions solaires et l'intensification des pertes avec l'angle d'incidence du rayonnement solaire, le paramètre nommé IAM est introduit (équation (12)).

$$IAM(\theta) = \frac{\eta_{opt}(\theta_i)}{\eta_{opt,max}} \quad (12)$$

Mertins *et al.* [161] montrent qu'un IAM total obtenu par factorisation des IAM transversaux et longitudinaux (équation (13)) est une bonne approximation pour les systèmes à concentration linéaire Fresnel.

$$IAM(\theta) = IAM_{\parallel}(\theta_i) * IAM_{\perp}(\theta_{\perp}) \quad (13)$$

Avec, θ_i l'angle d'incidence et θ_{\perp} l'angle transversal décrivant la position du soleil dans le repère d'un module linéaire Fresnel.

La Figure II.4 présente la définition de la position solaire dans le repère d'un module linéaire Fresnel, l'angle d'incidence du rayonnement solaire est exprimé par :

- L'angle transversal θ_{\perp} est l'angle entre l'axe z vertical et la projection de la position du soleil dans le plan transversal,
- L'angle longitudinal θ_{\parallel} est l'angle entre l'axe z et la projection de la position du soleil dans le plan longitudinal,
- L'angle d'incidence θ_i est l'angle entre la position du soleil et le plan transversal.

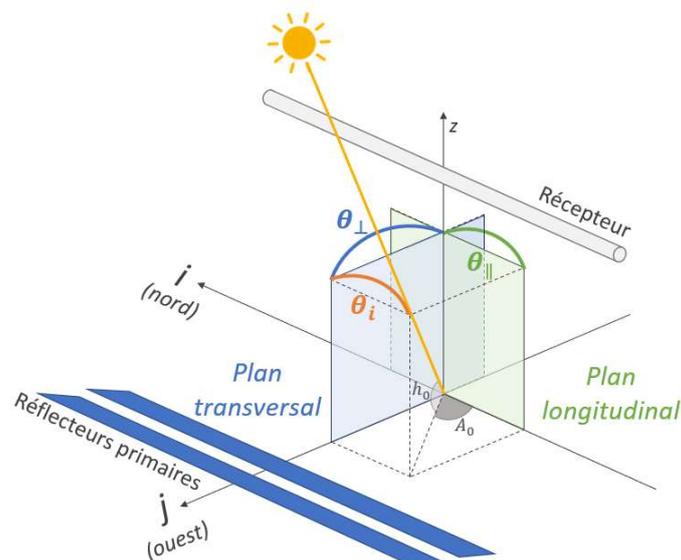


Figure II.4 : Position solaire dans le plan transversal et longitudinal d'un module linéaire Fresnel

Généralement, le rendement optique maximal (équation (10)) d'un module solaire linéaire Fresnel est atteint lorsque le soleil est au zénith de celui-ci et décroît avec l'angle d'incidence et l'angle transversal du rayonnement solaire. Les IAM d'un module linéaire Fresnel sont compris entre 0 et 1 et sont évalués dans le plan transversal et longitudinal (Figure II.4) sauf exception qui sera présentée dans le paragraphe II.3.3.3.

Ces IAM sont alors obtenus par modélisation grâce à différentes méthodes et outils présentés dans le paragraphe I.3.1. Dans le cas de l'étude optique des modules eLLO, Tonatiuh, un logiciel de lancer de rayons, est utilisé pour différentes simulations de module afin d'établir les IAM pour évaluer les performances du champ solaire.

II.2. Modélisation d'un module linéaire Fresnel sur Tonatiuh

II.2.1. Interface de Tonatiuh

La Figure II.5 présente l'interface graphique utilisateur du logiciel Tonatiuh et permet de repérer les principaux onglets et fenêtres disponibles sur le logiciel.

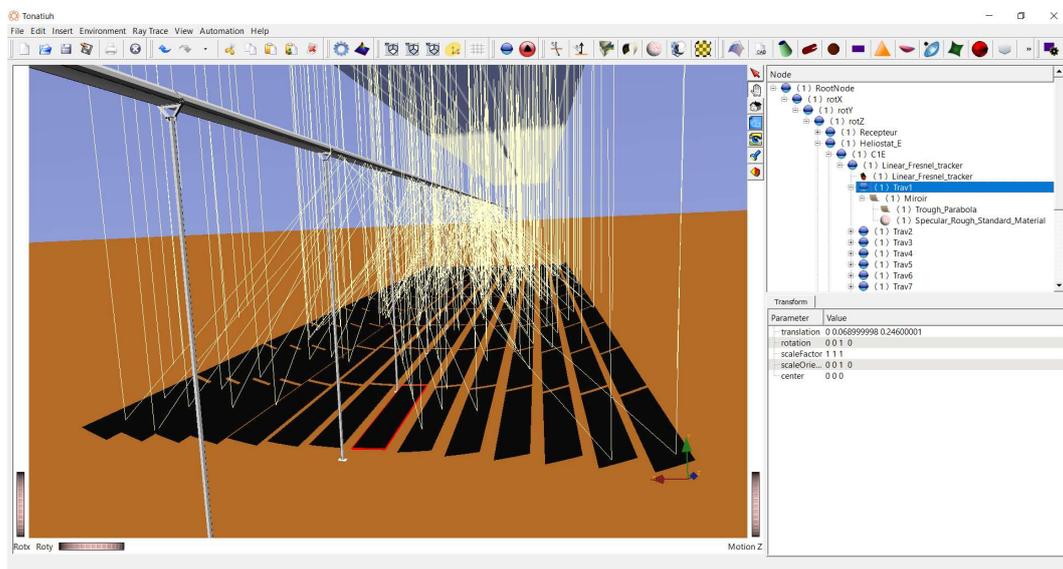


Figure II.5 : Interface graphique utilisateur du logiciel Tonatiuh

La modélisation se construit grâce à une arborescence composée de nœuds de groupe, de nœuds de surface et de modules de suivi solaire :

- Les nœuds de groupe aident à créer des sections et des sous-sections ; ces sections sont positionnées dans l'espace grâce aux paramètres de translation et de rotation des nœuds. Les nœuds de surface ainsi que les trackers solaires seront contenus dans ces nœuds ;
- Les nœuds de surface permettent d'attribuer à un nœud de groupe une géométrie et les propriétés optiques des surfaces à représenter ;
- Les systèmes de suivi solaire sont très utiles dans l'automatisation des simulations. Ces modules permettent de calculer automatiquement l'angle des réflecteurs primaires du module pour chaque position solaire selon la cible qu'on leur a attribuée. *Remarque : les modules de suivi solaire doivent être définis dans un nœud de groupe sans translation ni rotation.*

Les paramètres solaires, tels que le profil solaire, le DNI, et la position solaire sont fixés dans l'onglet « Environnement\Sun Light ». Les simulations de lancer de rayons ainsi que leurs représentations graphiques sont réalisées depuis l'onglet « Ray Trace ». Pour terminer, l'ensemble de ces actions ainsi que la création de nœud peuvent être automatisés dans la console « Automation\Script Editor ».

II.2.2. Modélisation optique du module eLLO

La modélisation du module eLLO sur Tonatiuh a entièrement été automatisée. Ce code a été conçu pour la version 2.2.4 du logiciel Tonatiuh.

Les 140 réflecteurs primaires sont modélisés en respectant l'architecture présentée dans le paragraphe I.5.3 et les données listées dans le Tableau I.7. Afin de simplifier la construction du module eLLO sur Tonatiuh, les surfaces réfléchissantes du premier étage de concentration sont modélisées en considérant les 4 miroirs des réflecteurs primaires comme une seule surface de la taille du réflecteur primaire (6,44 m²) ; en négligeant les interstices entre les miroirs, soit une approximation de la surface de collecte de 0,03%.

Le cintrage des miroirs est représenté dans le modèle grâce aux surfaces paraboloides intégrées à Tonatiuh. Ces paraboloides sont définis par leurs longueurs focales f déterminés par l'équation (14) :

$$f = \frac{D^2}{16c} \quad (14)$$

avec, D le diamètre du paraboloides et c la profondeur entre l'ouverture et le centre du paraboloides.

Puisque la poutre de transmission n'est pas modélisée, l'asservissement de la position des réflecteurs primaires sera assuré par 14 modules de suivi solaire linéaire Fresnel — un pour chaque cintre. Ces modules de suivi solaire sont configurés en définissant l'axe de rotation des réflecteurs primaires et l'origine de la cible dans le plan transversal dans un système absolu. Enfin, le désaxage entre l'axe de rotation et le plan des miroirs est considérée dans l'arborescence du projet.

Les multiples tronçons de réflecteurs secondaires et de vitres que comporte le récepteur d'un module sont simplifiés en considérant un seul élément de la longueur du module. Ces composants sont modélisés en respectant les données, fixées sur la base des données constructeurs et des données de la littérature, listées dans le Tableau I.8.

La Figure II.6 présente les paramètres pour définir le réflecteur secondaire type CPC dans l'outil Tonatiuh.

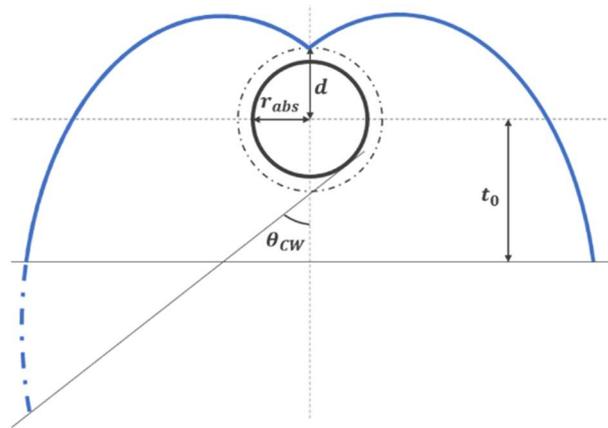


Figure II.6 : Schéma pour le paramétrage d'un réflecteur type CPC dans Tonatiuh, adapté de [162]

Les paramètres sont le rayon extérieur du tube absorbant r_{abs} , la distance entre l'axe du tube et le point du réflecteur sur l'axe vertical d , la hauteur du plan de troncature t_0 et enfin l'angle d'acceptance θ_{CW} .

La forme du réflecteur secondaire type CPC sur Tonatiuh est une forme idéale. Or, lors de l'installation du réflecteur secondaire dans le récepteur eLLO, celui-ci a été légèrement déformé. Ainsi, l'angle d'acceptance θ_{CW} est déterminé pour que l'ouverture du réflecteur corresponde à l'ouverture de l'enceinte de protection. L'angle d'acceptance retenu pour modéliser le réflecteur secondaire est $\theta_{CW} = 51,6^\circ$. Cet écart entre la réalité et la modélisation pourra permettre par la suite d'expliquer les performances optimistes du modèle optique en comparaison aux données expérimentales.

Enfin, l'enceinte de protection et les mâts haubanés sont implémentés dans le modèle optique via des fichiers STL (représentation 3D) afin de représenter ces obstacles au chemin optique.

Pour étudier les performances optiques des sous-ensembles du module et quantifier les pertes optiques par simulation de lancer de rayons, comme par exemple, l'intensification des pertes par débordement lié aux erreurs de suivi solaire, des surfaces intermédiaires sont modélisées, appelées surfaces fictives.

Les différentes surfaces fictives utilisées sont :

- L'ouverture du récepteur en amont et en aval de la vitre, notamment utilisée dans l'étude des propriétés optiques de la vitre de protection dans le paragraphe II.3.4.
- Les surfaces fictives horizontales pour évaluer les pertes par débordement, elles sont définies à la même hauteur que la vitre de chaque côté du récepteur (Figure II.7.a).
- Les surfaces fictives verticales pour évaluer la puissance incidente sur l'enceinte disposée de chaque côté du récepteur (Figure II.7.b).
- Une surface fictive de la superficie du module est disposée juste au-dessus des réflecteurs primaires pour déterminer la puissance totale réfléchie par le concentrateur primaire.

Remarque : Les surfaces fictives doivent être retirées de la première étape de simulation de lancer de rayons (onglet « Environnement \ Sun Light \ Sun Area ») afin que l'ensemble des rayons simulés soit dirigé vers les réflecteurs primaires.

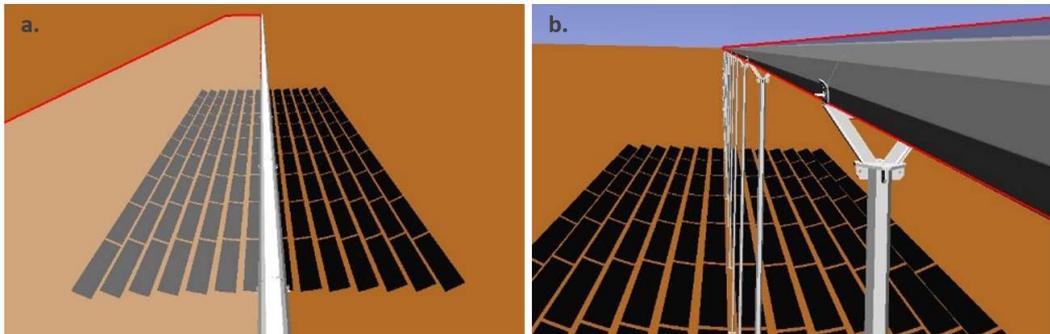


Figure II.7 : (a.) Surface d'analyse des pertes par débordement à l'ouest du module ; (b.) Surface d'analyse de la puissance incidente sur l'enceinte à l'ouest du module

II.2.3. Les multiples configurations des modules eLLO

Comme présenté dans le paragraphe I.5.1, le système de concentration solaire développé par SUNCNIM a été éprouvés grâce à la réalisation et la caractérisation d'un prototype installé à plat sur une dalle de béton sur le site de Lagoubran à La Seyne-sur-mer (Figure I.29).

Cependant, dans le cas du projet eLLO, l'intérêt écologique du site a interdit d'importants travaux de terrassement et obligé à s'adapter à la topographie du site. Ainsi, les contraintes topographiques imposent l'orientation et l'inclinaison dans le plan transversal et longitudinal des lignes solaires. De plus, l'architecture des modules solaires a légèrement été modifiée pour s'adapter aux contraintes mécaniques liées à l'inclinaison ainsi que pour l'optimisation des performances optiques annuelles (distribution asymétrique des rayons de cintrage des réflecteurs primaires ; étude présentée dans le paragraphe II.3.2).

La Figure II.8 présente l'orientation et l'inclinaison des modules sur le site de la centrale eLLO.

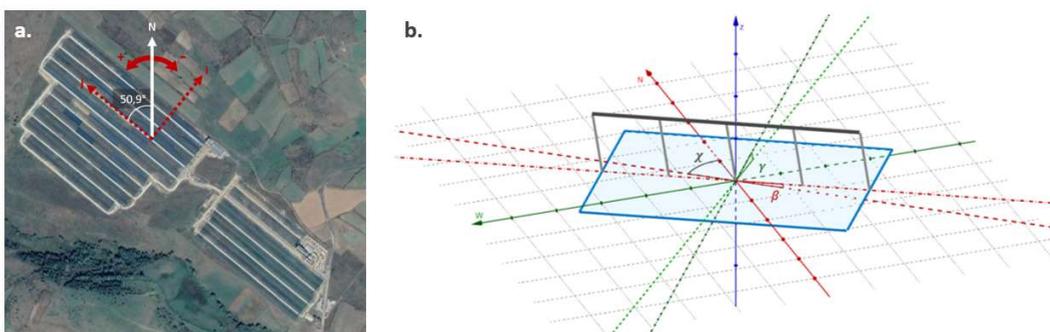


Figure II.8 : (a.) Orientation des lignes solaires de la centrale eLLO par rapport au nord géographique ; (b.) Module orienté et incliné de la centrale eLLO

L'orientation des champs solaires de la centrale eLLO admet un décalage χ de $50,9^\circ$ par rapport à l'axe nord/sud (Figure II.8.a). Cette orientation atypique sera comparée aux orientations traditionnelles des systèmes de concentration (cf. Tableau II.4), l'orientation nord/sud (NS) et est/ouest (EO).

Finalement, pour différencier ces deux inclinaisons, la pente dans le plan transversal est nommée roulis (γ) et celle dans le plan longitudinal est nommée pente (β) (Figure II.8.b). Les roulis γ des modules d'une ligne solaire sont identiques, contrairement, aux pentes β qui varie selon la topographie du terrain. L'annexe 2 présente la liste des couples de roulis/pente de chaque module de la centrale eLLO.

Pour terminer, l'architecture du module prototype a été légèrement revue pour s'adapter aux nouvelles contraintes mécaniques liées à l'inclinaison des modules. Les mâts sont installés en position verticale dans le plan longitudinal ce qui n'est pas le cas dans le plan transversal pour lequel c'est l'orthogonalité avec le plan des réflecteurs qui est maintenue. La position relative réflecteur/récepteur est conservée.

Par conséquent, puisque chaque module à une pente différente, chaque architecture est légèrement différente. La Figure II.9 permet de distinguer ces deux architectures, le module L19M1 de la centrale (a) et le module prototype (b) tous les deux modélisés en considérant le couple pente/roulis du module L19M1.

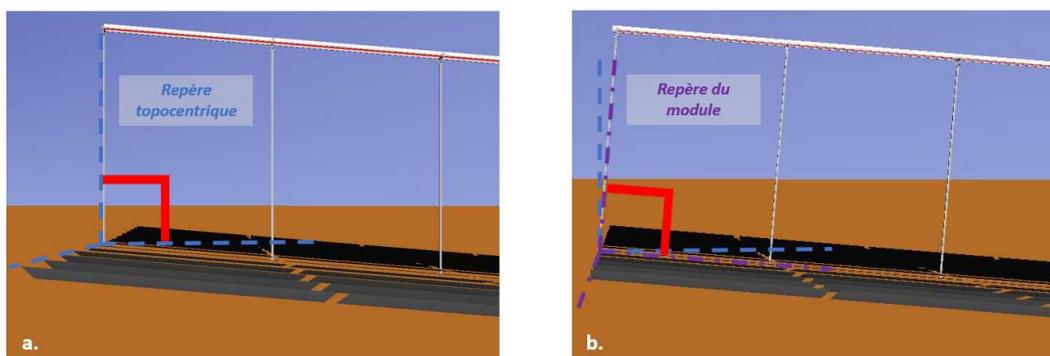


Figure II.9 : (a.) Module solaire L19M1 de la centrale eLLO ; (b.) Module solaire type prototype en pente

Du point de vue optique, la seule différence, entre ces deux architectures, est un décalage du récepteur prototype de 70 cm par rapport à la position des récepteurs de la centrale pour les modules les plus en pente (cf. annexe 2; L19M1). Ce décalage représente approximativement 1 % de la longueur du module. Modéliser et calculer les performances des 76 architectures de modules différentes – 76 valeurs de pentes différentes – pour chaque position solaire demande un coût calculatoire important. Aussi, le module retenu pour la modélisation sera le module prototype équipé de mâts perpendiculaires au plan du module.

II.3. Simulation sous Tonatiuh

II.3.1. Paramètres solaires

Le profil solaire, le DNI, la position solaire et le nombre de photons à simuler sont les paramètres indispensables à définir avant toute simulation de lancer de rayons sur Tonatiuh.

Le soleil a une taille finie et a un rayon angulaire de 4,65 mrad. En d'autres termes, le rayonnement solaire qui atteint les réflecteurs primaires peut admettre différents angles avec les vecteurs normaux des surfaces réfléchissantes selon le point du disque solaire d'où il est émis. La réflexion au niveau des réflecteurs est ainsi soumise à ces différences d'angles. De plus, la luminance des photons dépend aussi du point du disque solaire d'où il est émis. Le profil solaire traduit ces phénomènes et, dans Tonatiuh, il peut être déterminé par une distribution échelon, nommé « Pillbox » ou par le profil solaire de Buie *et al.* [163]. Le profil « Pillbox » suppose un profil de rayonnement uniforme à l'intérieur du disque solaire en négligeant le gradient du rayonnement circumsolaire. Inversement, le profil solaire de Buie suppose une distribution probabiliste sur l'ensemble du disque solaire, indépendamment de la localisation géographique. Schubnell [164] a constaté que le profil solaire « Pillbox » entraînait une surestimation de 5% du rendement de conversion d'un four solaire et d'un concentrateur parabolique. Cette erreur reste dans la précision attendue et le choix du profil « Pillbox » est suffisant dans un premier temps pour valider la modélisation. Finalement, la puissance surfacique solaire sera fixée à 1000 W/m².

Le nombre de photons simulés affecte la précision des résultats de simulation, une trop faible quantité de photons ne permet pas de décrire de façon significative les phénomènes optiques d'un module solaire et une trop grande quantité demande une capacité de calcul importante. Ainsi, le nombre de photons appropriés est un compromis entre un échantillon statistiquement caractéristique et des temps de calcul faibles. Plusieurs simulations sont réalisées pour une position solaire au zénith du module en faisant varier uniquement le nombre de photons. Les résultats, présentés dans la Figure II.10, sont exprimés en fonction de l'écart-type du flux solaire incident sur le tube absorbeur en [kW] et le temps de calcul est exprimé sur l'axe vertical secondaire en secondes.

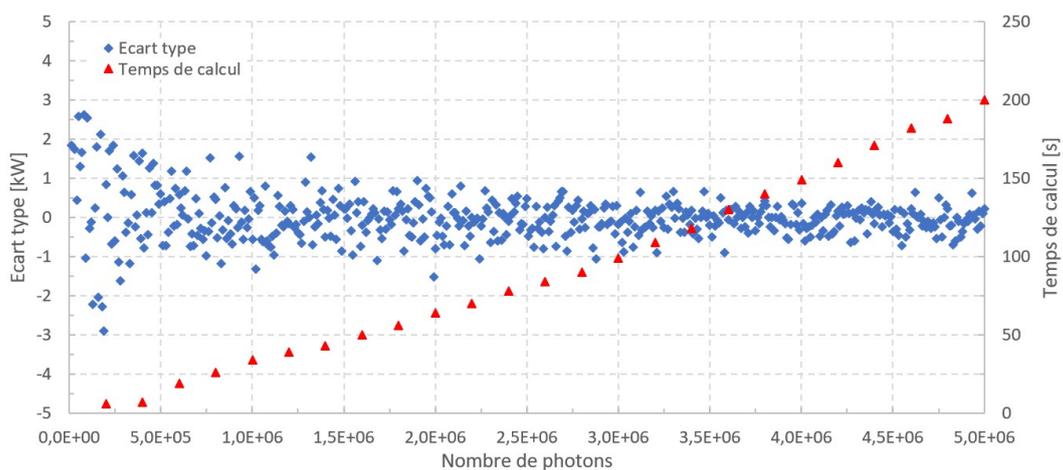


Figure II.10 : Analyse de sensibilité du nombre de photons et le temps de calcul des simulations

Pour un nombre de photons entre 1 000 000 et 2 000 000, les écarts-types sont compris entre 1 kW et -1 kW. À partir de 4 000 000 de photons, les écarts-types sur le flux solaire incident sur le tube absorbeur sont compris entre -0,5 et 0,5 kW. Le nombre de photons retenus pour la suite des simulations est 4 000 000 de photons pour un temps de calcul de 149 s.

Pour terminer, une analyse de répétabilité est réalisée, 50 simulations sont effectuées pour une position solaire au zénith du module. L'incertitude absolue de répétabilité est égale à 0,418 kW pour un niveau de confiance de 98 %. Soit une incertitude sur le rendement optique d'approximativement 0,05 %.

II.3.2. Performance optique du module eLLO

Ce paragraphe se concentre sur la détermination de la performance optique globale ainsi que la performance optique des sous-ensembles du module pour étudier l'influence de certains paramètres sur l'efficacité optique du système.

Tout d'abord, une comparaison des angles de focalisation entre la modélisation et l'automate montre que les deux méthodes de calcul donnent des résultats strictement identiques à la précision du calcul près. Par conséquent, le paramétrage des modules de suivi solaire de Tonatiuh permet de calculer avec précision les angles de focalisation imposés par l'automate de la centrale.

Les champs solaires de la centrale eLLO sont en fonctionnement depuis septembre 2019 et plusieurs campagnes de réglage des champs solaires ont révélé des erreurs de positionnement par rapport à la théorie et un fort encrassement des miroirs et des vitres et notamment des réflecteurs primaires (avant la mise en service des robots nettoyeurs en juin 2022). Les principaux défauts relevés par les techniciens sur site pouvant altérer les performances optiques sont :

- L'encrassement et le réglage des réflecteurs primaires,
- La position du récepteur dans le plan longitudinal et transversal du module solaire,
- La qualité de la surface et la forme du réflecteur secondaire.

À noter que la chute de vitres de protection du récepteur solaire liée à de fortes contraintes thermomécaniques n'est pas considérée dans l'étude optique du module, mais sera prise en compte dans l'étude thermique du récepteur solaire dans le CHAPITRE III.

II.3.2.1. Performance optique maximale du module solaire

Pour commencer, nous définissons les rendements optiques des sous-ensembles du module, le rendement du concentrateur primaire (équation (15)) et le rendement du récepteur secondaire (équation (16)) qui s'ajoutent à l'équation (10) du rendement optique global.

$$\eta_{\text{opt,cp}} = \frac{\text{Puissance incidente à l'ouverture du récepteur [W]}}{\text{Puissance solaire incidente sur la surface de collecte [W]}} \quad (15)$$

$$\eta_{\text{opt,rec}} = \frac{\text{Puissance absorbée par le tube absorbeur [W]}}{\text{Puissance incidente à l'ouverture du récepteur [W]}} \quad (16)$$

Les données extraites de Tonatiuh s'expriment en puissance surfacique par maille correspondant à un nombre d'interactions entre la maille et les photons simulés. Ainsi, la puissance incidente totale sur le tube absorbeur, par exemple, est déterminée en intégrant la

puissance surfacique sur la surface de la maille. À noter que la puissance incidente à l'ouverture du récepteur est déterminée via la surface fictive en amont de la vitre de protection.

La performance maximale du module eLLO est évaluée sans pertes liées à l'encrassement, sans erreurs de réglage ni erreurs de suivi solaire et en qualifiant les surfaces par les paramètres optiques listés dans le Tableau I.7 et Tableau I.8. Le rendement optique maximal $\eta_{opt,max}$, atteint pour une position solaire au zénith du module, est égale 69,5%. Celui du concentrateur primaire $\eta_{opt,cp}$ est égal à 85,5% et l'efficacité du récepteur solaire $\eta_{opt,rec}$ à 81,2%.

Ces résultats sont comparés au rendement optique maximal des modules d'autres acteurs de la filière ; les industriels Frenell – anciennement Novatec – et Industrial Solar et le laboratoire LEPTEN, Brésil présentent les rendements optiques maximaux des systèmes nommés respectivement Nova-1, LF-11 et Heliotérmica.

Le Tableau II.1 présente les spécifications géométriques et optiques de l'architecture des quatre modules à comparer et la Figure II.11 montre l'architecture du module Nova-1 (a) et LF-11 (b).

Tableau II.1 : Propriétés optiques et spécifications géométriques du module Nova-1, LF-11, Heliotérmica et eLLO

Nom des modules solaires	Nova-1	LF-11	Heliotérmica	eLLO
Largeur du module solaire [m]	16,6	4,06	5	8
Longueur du module solaire [m]	44,8	7,5	12	67
Surface de collecte [m ²]	513,6	22	54	902,2
Réflecteur primaire				
Nombre de rangées dans le plan longitudinal (travées)	8	1	12	10
Nombre de rangées dans le plan transversal (cintres)	16	10	10	14
Nombre de réflecteurs primaires [m]	128	11	120	140
Récepteur solaire				
Hauteur entre le tube absorbeur et les axes des réflecteurs primaires [m]	7,4	4,5	3,75	8,47

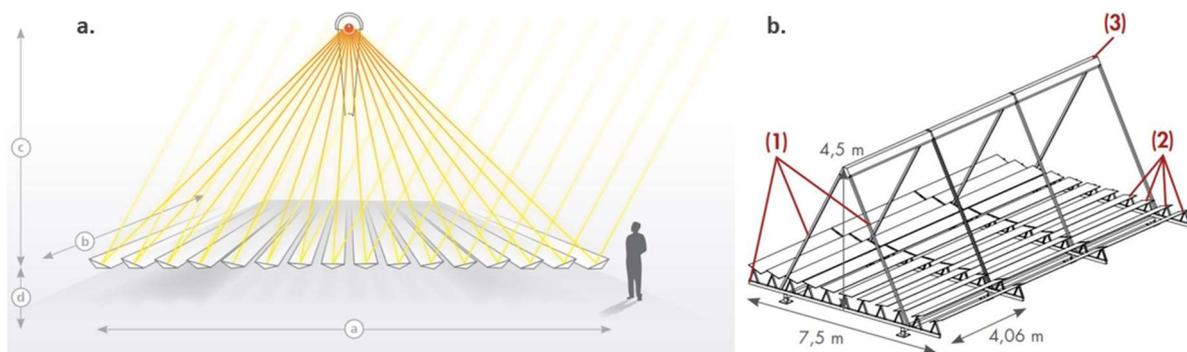


Figure II.11 : Architecture du module Nova-1 (a) et LF-11 (b)

Les rendements optiques expérimentaux maximaux des modules Nova-1, LF-11 et Heliotérmica sont respectivement de 67 %, de 66,3 % et de 56,6 %. Ainsi, le rendement optique maximal du module eLLO est supérieur (69,5 %) comparé aux modules des concurrents.

Les rendements optiques des sous-ensembles ainsi que le rendement optique global du système de concentration peuvent être altérés par les erreurs listées ci-dessus. Dans la suite du paragraphe II.3.2., l'influence de ces erreurs sur l'efficacité optique du système de concentration est décomposée et présentée en plusieurs études paramétriques.

II.3.2.2. Étude paramétrique du module eLLO

Parmi les facteurs d'erreurs d'un concentrateur linéaire Fresnel, les erreurs probabilistes (erreur spéculaire, erreur de pente ou encore erreur du profil solaire) se distinguent des erreurs systématiques liées généralement à des erreurs de structure ou de suivi solaire. Chacune de ces sources d'erreurs seront étudiées séparément. À noter que dans la suite du document, la position solaire sera décrite en fonction du repère des modules.

Erreur probabiliste

Pour les erreurs probabilistes, chaque source d'erreur est exprimée dans Tonatiuh par une loi normale. Ainsi, l'erreur probabiliste globale peut être décrite par l'équation (17) [165] :

$$\sigma_{global}^2 = \sigma_{profil}^2 + \sigma_{spéculaire,rp}^2 + \sigma_{spéculaire,cs}^2 + \sigma_{pente,rp}^2 + \sigma_{pente,cs}^2 \quad (17)$$

Avec, σ_{profil}^2 l'erreur liée au profil solaire, $\sigma_{spéculaire}^2$ et σ_{pente}^2 respectivement, les erreurs spéculaires et les erreurs de pente des réflecteurs primaires et du concentrateur secondaire. L'équation (17) est une liste non-exhaustive des erreurs optiques probabilistes d'un module linéaire Fresnel. En effet, d'autres erreurs optiques probabiliste peuvent être approximées par une distribution normale qui, en pratique, n'en sont pas, comme les erreurs de suivies solaires ou de position du récepteur.

Erreur de pente du concentrateur primaire

L'influence des erreurs de pente des réflecteurs primaires sur le rendement optique du concentrateur primaire est évaluée par plusieurs simulations de lancer de rayons en faisant varier les erreurs de pente des réflecteurs primaires de 0 à 5 mrad. Le rendement optique du concentrateur primaire et les pertes par débordement en fonction des erreurs de pente des réflecteurs primaires sont présentés dans la Figure II.12 pour une position solaire au zénith du module. Les pertes par débordement sont évaluées grâce aux surfaces fictives présentées dans la Figure II.7.a et représentent le flux solaire concentré impactant l'enceinte de protection du côté est et ouest du module.

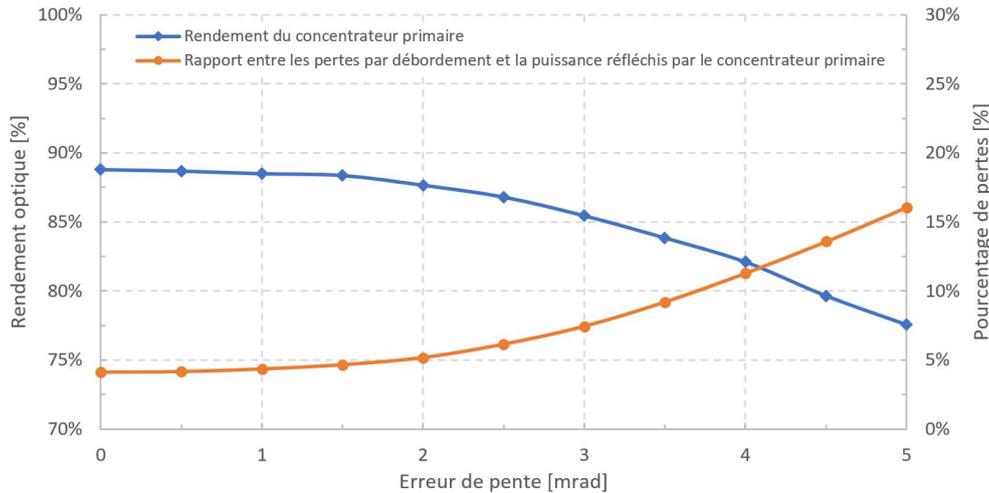


Figure II.12 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de pente des réflecteurs primaires

Pour un module sans erreur de pente, le rendement optique du concentrateur primaire est égal à 88,9 % sans erreur de pente et plus les erreurs sont importantes plus le rendement optique diminue et les pertes par débordement augmentent. Le rendement optique du concentrateur primaire de 85,5 % est obtenu pour une erreur de pente de 3 mrad (Tableau I.7) – déterminé sur la base des erreurs de pente décrites par Hack *et al.* [149].

Une erreur de pente de 5 mrad, correspondant à un miroir fortement déformé, conduit une dégradation relative de plus de 10 % du rendement optique du concentrateur primaire sans erreur de pente et des pertes par débordement supérieure à 15 % de la puissance réfléchi par le concentrateur primaire. Ainsi, la précision dans la fabrication des réflecteurs primaires est un facteur essentiel de l'efficacité optique des concentrateurs primaires.

À défaut de ne pas pouvoir mesurer expérimentalement l'erreur de pente des réflecteurs primaires, la suite des simulations optiques sera effectuée en considérant l'erreur de pente des réflecteurs primaires comme égale à 3 mrad [149].

Erreur de pente du concentrateur secondaire type CPC

De même que les réflecteurs primaires, l'influence des erreurs de pente du réflecteur secondaire sur le rendement optique du récepteur est évaluée en faisant varier l'erreur de pente de 0 à 5 mrad. Seulement, pour la gamme d'erreur de pente étudiée, le rendement optique du récepteur reste constant malgré l'augmentation des erreurs de pente. Les rayons réfléchis finissent en majorité par atteindre le tube absorbeur malgré des défauts macroscopique du concentrateur secondaire. L'erreur de pente retenue pour la suite des simulations est égale à 2 mrad [149].

À noter que, la forme particulière des réflecteurs secondaires installés sur site, présenté dans le paragraphe I.5.3.1, ne peut pas être représentée par une erreur de pente surestimée.

Erreur systématique

Erreur de suivi solaire

Les réflecteurs primaires d'un même cintre sont solidaires (cf. Figure I.34) et la position relative de chaque cintre doit être réglée pour que le système de suivi solaire, composé d'une poutre de transmission et d'un vérin par héliostat, soit fonctionnel.

Les sources d'erreurs, amenant à une position dégradée des réflecteurs primaires, s'additionnent de par la conception du système de suivi solaire spécifique au module eLLO. Ces sources d'erreurs sont (cf. Figure I.36) :

- L'origine du cintre de référence – cintre 1 équipé d'un codeur de position,
- Le réglage de position des cintres par rapport au cintre de référence – vérification du parallélogramme que forme les axe-cames avec la poutre de transmission et la structure,
- Le réglage des réflecteurs primaires d'un même cintre – vérification de la coplanarité des surfaces réfléchissantes.

Ainsi, si un cintre quelconque est mal positionné par rapport au cintre de référence et que l'origine du cintre de référence est fautive, ces deux erreurs s'additionnent et induisent des positions de réflecteurs primaires fortement dégradées par rapport à leurs positions théoriques. Ces sources d'erreurs sont nommées erreurs de suivi solaire et leurs influences seront approximées en additionnant aux angles de focalisation calculés par le système de suivi solaire de Tonatiuh une erreur de 0 à 5 mrad pour chaque réflecteur primaire. Les simulations sont effectuées pour une position solaire au zénith du module et le rendement optique du concentrateur primaire et les pertes par débordement en fonction des erreurs de suivi solaire sont exposés dans la Figure II.13. À noter que les erreurs des angles de focalisations relevées sur site sont comprises entre $[0,3^\circ ; 1^\circ]$ par rapport à la théorie soit une erreur supérieure à 5 mrad et donc un décalage de la tache focale au-delà de 10 cm dans le plan transversal.

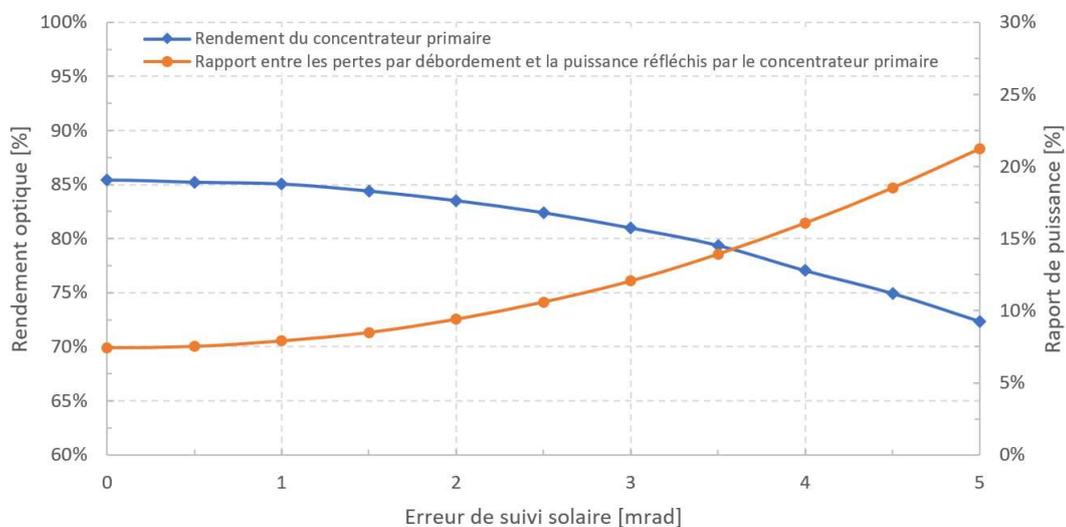


Figure II.13 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de visée des réflecteurs primaires

Le rendement optique du concentrateur primaire sans erreur de suivi solaire correspond au rendement maximal décrit dans le paragraphe II.3.2.1. Plus les erreurs de suivi solaire sont élevées, plus les pertes par débordement augmentent. Pour une erreur de suivi solaire correspondant à une erreur d'angle de focalisation des réflecteurs primaires de 3 mrad, le rendement optique du concentrateur primaire chute à 81,0 %, soit une diminution de 4,5 % par rapport au rendement optique maximal. Enfin, contrairement, aux erreurs de pente qui sont à l'origine d'un étalement de la tache focale en multipliant les erreurs de réflexion, les erreurs de suivi solaire induisent un décalage de la tache focale qui s'observe par la forte augmentation des pertes par débordement passant de 7,4% de la puissance réfléchi par le concentrateur primaire à 12,1% pour une erreur de suivi solaire de 3 mrad.

Le réglage des réflecteurs primaires influe significativement sur l'efficacité optique des systèmes à concentration linéaire Fresnel. De plus, il permet de limiter les pertes par débordement et ainsi d'éviter le vieillissement prématuré du récepteur solaire causé par les contraintes thermomécaniques liées à la partie des pertes par débordement impactant l'enceinte de protection. Depuis la mise en fonctionnement de la centrale eLLO, plusieurs campagnes de réglage ont permis d'améliorer la focalisation des lignes solaires et ainsi de limiter les dégâts sur le récepteur solaire.

Erreur sur la position du récepteur

Des campagnes de réglage de la position des récepteurs ont montré que les mâts peuvent se retrouver décalés de leurs positions théoriques et avec eux le récepteur solaire. Un mauvais réglage des haubans est synonyme d'un décalage du récepteur par rapport à la cible du suivi solaire et une dégradation du rendement optique du module.

Deux décalages de la position des mâts en comparaison à la théorie se distinguent :

- L'erreur de position du récepteur dans le plan transversal (Figure II.14),
- L'erreur de position du récepteur dans le plan longitudinal.

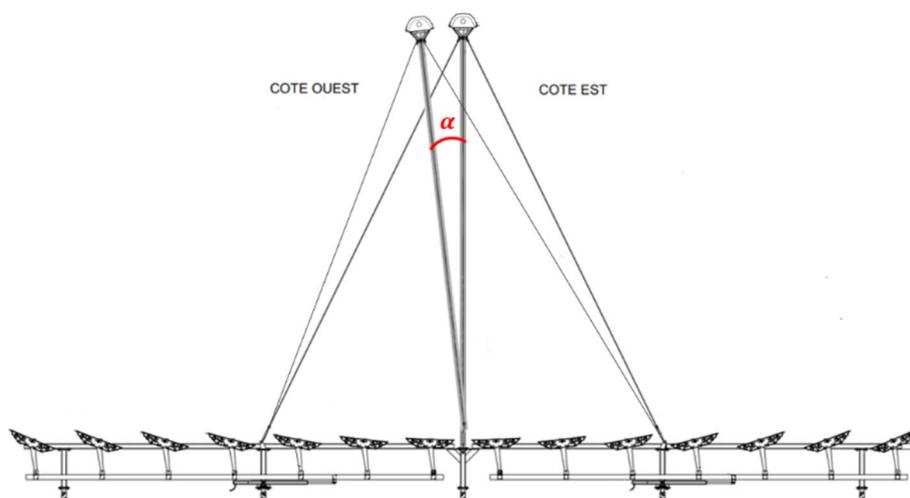


Figure II.14 : Erreur de position d'un mât récepteur dans le plan transversal du module

Les erreurs de position des mâts dans le plan transversal sont généralement plus importantes que dans le plan longitudinal en raison des contraintes mécaniques exercées sur les mâts haubanés liés au poids du récepteur solaire et au vent (cf. paragraphe II.2.3 et Figure I.33.b). Les mesures effectuées à l'aide d'un fil à plomb durant la campagne de réglage de septembre 2020 confirment que les erreurs de position du récepteur dans le plan transversal sont plus importantes que dans le plan longitudinal. Ainsi, seule l'influence de la position du récepteur dans le plan transversal sur les performances optiques sera étudiée. Ces mesures permettent aussi d'identifier l'erreur de position moyenne des mâts haubanés de la ligne L1, égale à $\alpha = 0,1^\circ$ (1,75 mrad) soit un décalage du récepteur par rapport à la théorie d'environ 1,5 cm dans le plan transversal. En comparaison, une erreur de suivi solaire de 1,75 mrad des réflecteurs primaires conduit à un décalage de la tache focale d'environ 6 cm dans le plan transversal.

La Figure II.15 présente le rendement optique du module et les pertes par débordement en fonction des erreurs de position du récepteur de 0 à 5 mrad pour une position solaire au zénith du module.

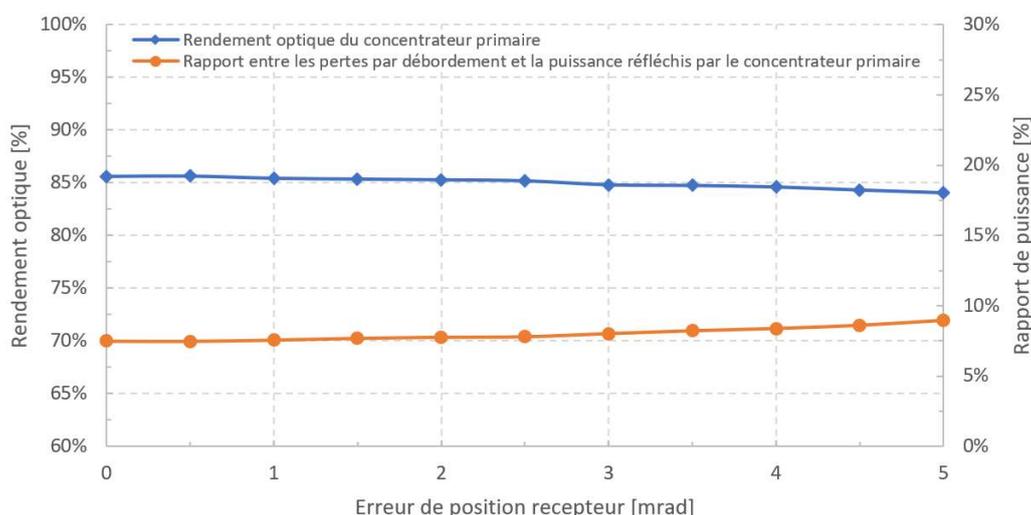


Figure II.15 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de position du récepteur dans le plan transversal

Le rendement optique du concentrateur primaire diminue avec l'augmentation des erreurs de position du récepteur solaire. Pour une erreur α égal à 1,75 mrad, le rendement optique du concentrateur primaire vaut 85,4 %, soit une diminution de 0,1 % par rapport au rendement optique maximal et correspond à une perte par débordement égale à 7,7% de la puissance réfléchié par le concentrateur primaire. Le rendement optique du concentrateur primaire diminue de 1% pour une erreur de position α égale à environ 4 mrad.

Ainsi, pour assurer le rendement optique du concentrateur primaire à $\pm 1\%$, le système de mesure pour le réglage des mâts haubanés doit admettre une précision de la mesure de l'angle de 4 mrad. La précision de mesure du fil à plomb utilisé pour déterminer la projection de l'angle α par rapport à la structure du module est de l'ordre du centimètre, soit une précision sur le calcul de l'angle d'environ ± 1 mrad. En conclusion, la méthode de fil à plomb est suffisante pour assurer la position du récepteur pour atteindre un rendement optique du concentrateur primaire à $\pm 0,1\%$.

Dans la gamme d'erreurs étudiées, les pertes par débordement restent proches des pertes par débordement du module sans erreur de position du récepteur. Cependant, la puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection augmente significativement avec les erreurs de position du récepteur ; ce qui entraîne davantage de contraintes thermomécaniques et ainsi une dégradation prématurée du récepteur. La dilatation thermique entraînée par l'élévation de température de l'enceinte de protection cause la chute des vitres de protection. Cet état dégradé du récepteur sera pris en compte dans le calcul des pertes thermiques du récepteur.

La puissance solaire impactant l'enceinte de protection est évaluée grâce aux surfaces fictives de chaque côté du récepteur (cf. Figure II.7.b). Afin de mettre en évidence l'influence de la distribution asymétrique des rayons de cintrage sur la puissance incidente sur l'enceinte de protection, deux simulations sont réalisées pour un module avec une distribution symétrique et asymétrique des rayons de cintrages des réflecteurs primaires. La Figure II.16 présente les deux distributions des rayons de cintrages des réflecteurs primaires.

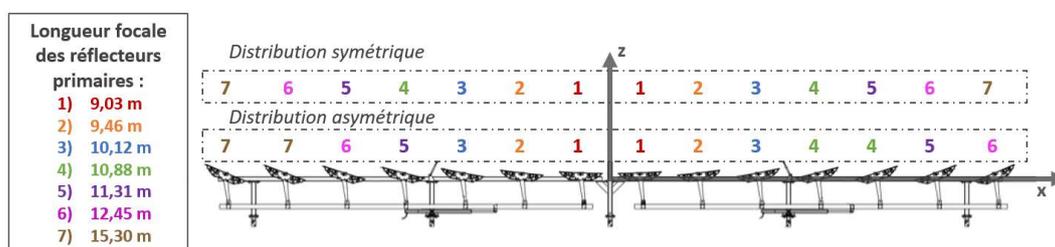


Figure II.16 : Distribution symétrique et asymétrique des rayons de cintrage des réflecteurs primaires

Les résultats de l'étude paramétrique sont présentés dans la Figure II.17. À noter que, l'erreur de position α est comptée positivement lorsque le récepteur est incliné du côté est du module et négativement du côté ouest.

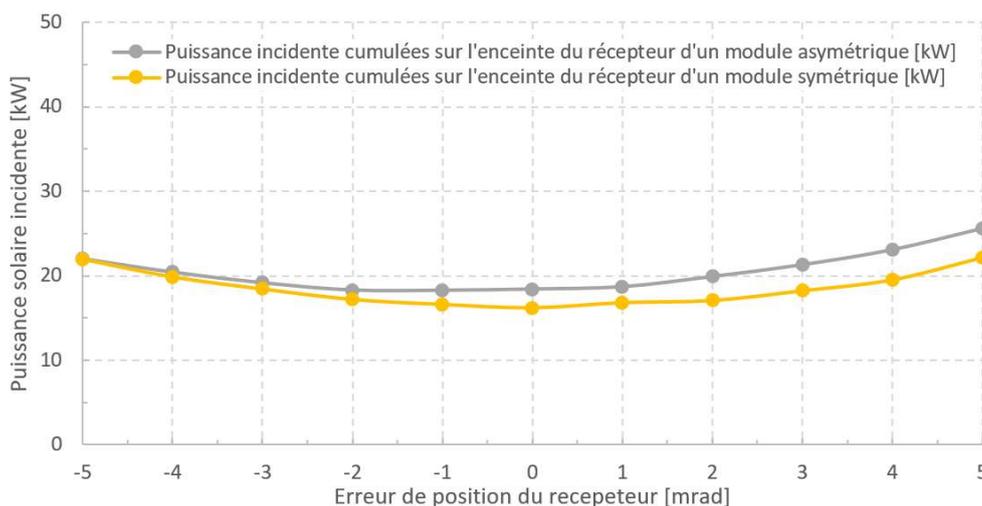


Figure II.17 : Puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection du récepteur

Pour un module asymétrique, sans erreur de position α , la puissance solaire incidente cumulée sur l'enceinte de protection est égale à 18,3 kW, tandis que pour une erreur de position de 4 mrad, la puissance solaire incidente cumulée sur l'enceinte de protection est égale 23,2 kW, soit une augmentation de 27%. Enfin, pour une erreur de -4 mrad, la puissance solaire

incidente cumulée est égale à 19,8 kW. Pour terminer, la puissance solaire incidente cumulée sur l'enceinte de protection pour un module symétrique est identique que ce soit pour une erreur de position du récepteur à l'est ou à l'ouest du module. Pour le module asymétrique, l'erreur de position du récepteur entraîne une forte augmentation de la puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection et d'autant plus importante pour une erreur de position du récepteur du côté est du module que du côté ouest.

Du fait de l'inclinaison dans le plan transversal des mats haubanés, le poids du récepteur amène majoritairement les erreurs de position du récepteur du côté ouest du module, soit du côté ou les erreurs de position conduisent à une puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection plus faible pour une erreur de position du récepteur similaire.

Pour conclure, les différentes études paramétriques présentées dans ce paragraphe permettent de juger l'influence des paramètres relevés par les techniciens lors des campagnes de réglages. Pour la détermination des IAM du module eLLO, la modélisation ne comprendra ni encrassement, ni erreurs de réglage de l'architecture ou de suivi solaire ; seule la qualité des miroirs et des vitres sont prises en compte (Tableau I.7 et Tableau I.8).

II.3.3. Détermination des IAM du module eLLO

Les IAM traduisent l'intensification des pertes optiques dépendantes de l'angle d'incidence du rayonnement solaire et sont, généralement, exprimé dans la littérature sans pertes en bout de ligne. Pour exprimer les performances optiques d'une ligne solaire, les IAM avec et sans les pertes en bout de ligne sont déterminé par simulation des modules solaire illustrés dans la Figure II.18.

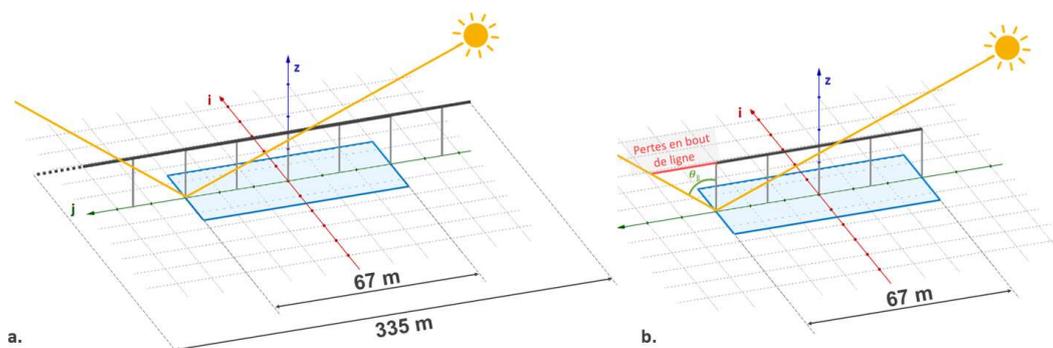


Figure II.18 : Représentation de deux modules eLLO, (a.) l'un équipé d'un récepteur quasi-infini donc sans perte en bout de ligne et (b.) l'autre équipé d'un récepteur de même longueur que les réflecteurs primaires

Dans un premier temps, les IAM sans pertes en bout de ligne sont calculés en considérant un module équipé d'un récepteur quasi-infini d'environ 335 m soit 5 fois la longueur d'un module (Figure II.18.a). Les IAM avec pertes en bout de ligne, nommées IAM' pour les différencier, sont évalués en considérant un récepteur de la même longueur que le module (Figure II.18.b).

La majorité des IAM présentés dans la littérature sont exprimés pour des angles θ_{\parallel} et θ_{\perp} (Figure II.4) compris entre $[0^{\circ} ; 90^{\circ}]$ pour des modules solaires symétriques. Cependant, comme l'étude porte sur le module eLLO asymétrique, les IAM seront évalués pour des angles

θ_{\perp} et θ_{\parallel} compris entre $[-90^{\circ}; 90^{\circ}]$. Avec, $\theta_{\perp} = 90^{\circ}$ correspondant à une position solaire à l'ouest du module et $\theta_{\parallel} = 90^{\circ}$ correspondant à une position solaire au nord du module.

II.3.3.1. IAM sans pertes en bout de ligne

Les simulations de lancer de rayons sont effectuées, pour évaluer les IAM transversaux, avec un angle θ_{\perp} compris entre $[-90^{\circ}; 90^{\circ}]$ par pas de 5° et un angle $\theta_{\parallel} = 0^{\circ}$ et pour déterminer les IAM longitudinaux, avec un angle θ_{\parallel} compris entre $[-90^{\circ}; 90^{\circ}]$ par pas de 5° et un angle $\theta_{\perp} = 0^{\circ}$. À noter qu'aucune erreur de structure ou de position des récepteurs n'est ajoutée et qu'aucun encrassement des surfaces du chemin optique n'est considéré.

Les IAM transversaux et longitudinaux sans perte en bout de ligne pour le module eLLO sont présentés dans la Figure II.19.

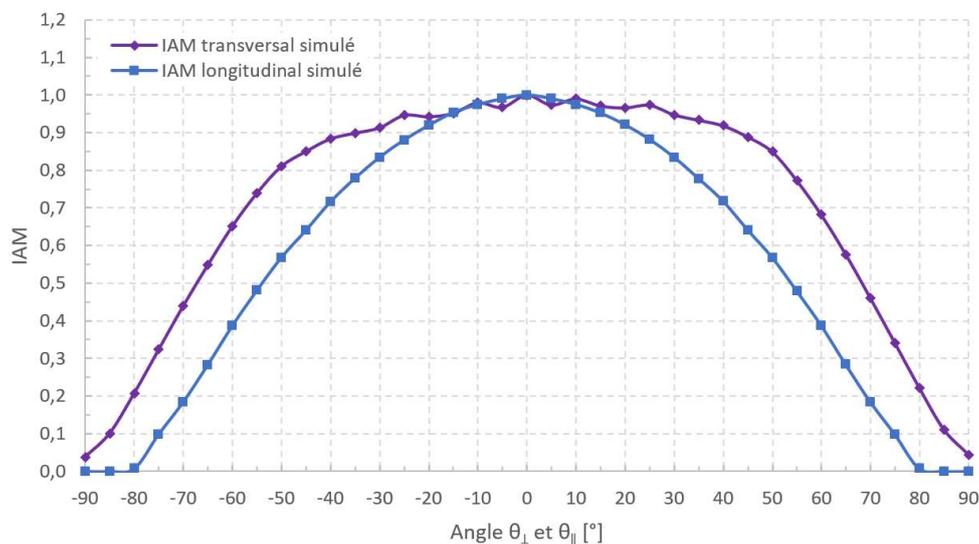


Figure II.19 : IAM longitudinaux et transversaux sans pertes en bout de ligne d'un module eLLO

Les IAM longitudinaux décroissent rapidement avec l'angle θ_{\parallel} . Pour les IAM transversaux, la rupture de pente traduit la brusque augmentation des pertes optiques et notamment des pertes par ombrage et blocage lorsque l'angle $\theta_{\perp} > 50^{\circ}$.

Enfin, une étude similaire d'un module avec une distribution symétrique des rayons de cintrage des réflecteurs primaires est réalisée afin de pouvoir mettre en évidence l'amélioration des performances optiques annuelles du champ solaire.

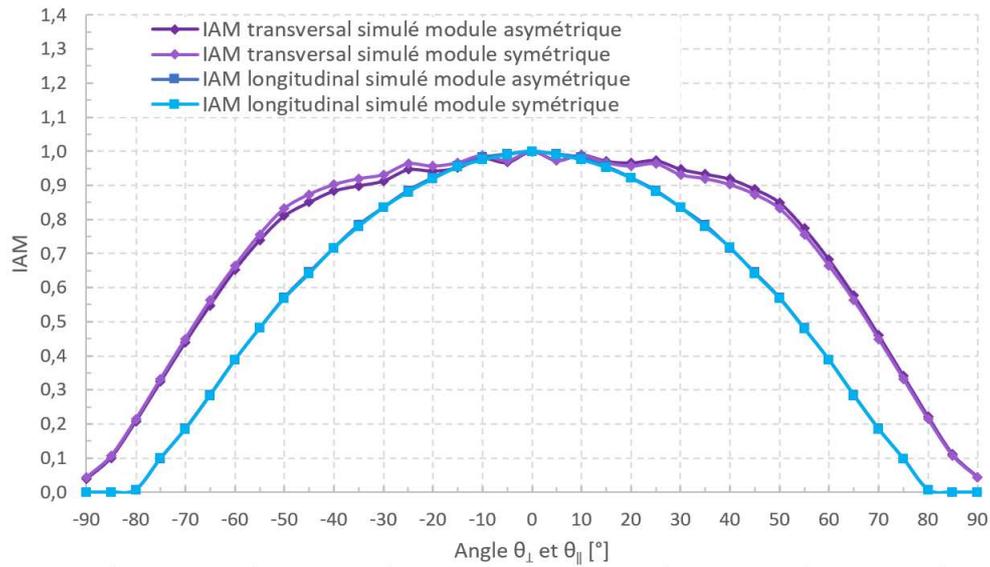


Figure II.20 : IAM longitudinaux et transversaux sans pertes en bout de ligne pour une module eLLO asymétrique et symétrique

L'architecture asymétrique du module eLLO présente des performances optiques plus importantes pour une position solaire à l'ouest (pour $\theta_{\perp} = 40^{\circ}$, $IAM_{\perp} = 0,92$) du module qu'à l'est (pour $\theta_{\perp} = -40^{\circ}$, $IAM_{\perp} = 0,88$). L'architecture asymétrique est plus performante que l'architecture symétrique pour une position solaire du côté ouest du module. Finalement, la distribution des rayons de cintrage n'a aucune influence pour des positions solaires au nord et au sud du module. Pour le module symétrique, les performances optiques sont identiques peu importe la position solaire.

Étant donné l'orientation des champs solaires (Figure I.31), cette optimisation de la distribution des rayons de cintrage capterait davantage d'énergie sur l'année puisque la course du soleil se trouve majoritairement à l'ouest des modules eLLO. Une étude des performances optiques annuelles des modules asymétriques et symétriques est décrite dans le paragraphe II.3.5.3.

II.3.3.2. IAM' avec des pertes en bout de ligne

Les IAM longitudinaux avec pertes en bout de ligne sont évalués pour un module eLLO asymétrique équipée d'un récepteur solaire divisé en trois tronçons ; un tronçon de 67 m à l'aplomb du concentrateur primaire et deux tronçons de 134 m de long aux extrémités du module solaire, ces derniers permettant de quantifier les pertes en bout de ligne.

Puisque le comportement optique du module dans le plan longitudinal n'est pas affecté par l'architecture asymétrique, les simulations de lancer de rayons sont effectuées, avec un angle θ_{\parallel} compris entre $[0^{\circ} ; 90^{\circ}]$ par pas de 5° et un angle $\theta_{\perp} = 0^{\circ}$. La Figure II.21 présente les IAM avec et sans pertes en bout de ligne pour un module eLLO. Un rapport est calculé pour estimer le décalage de la tâche focale qui se produit lorsque θ_{\parallel} n'est pas nul. La longueur équivalente est définie comme le rapport entre les pertes en bout de ligne (W) et la puissance linéique absorbée du module équipé d'un récepteur quasi-infini (W/m). Cette longueur, rapportée à la longueur du module, est présentée dans la Figure II.21.

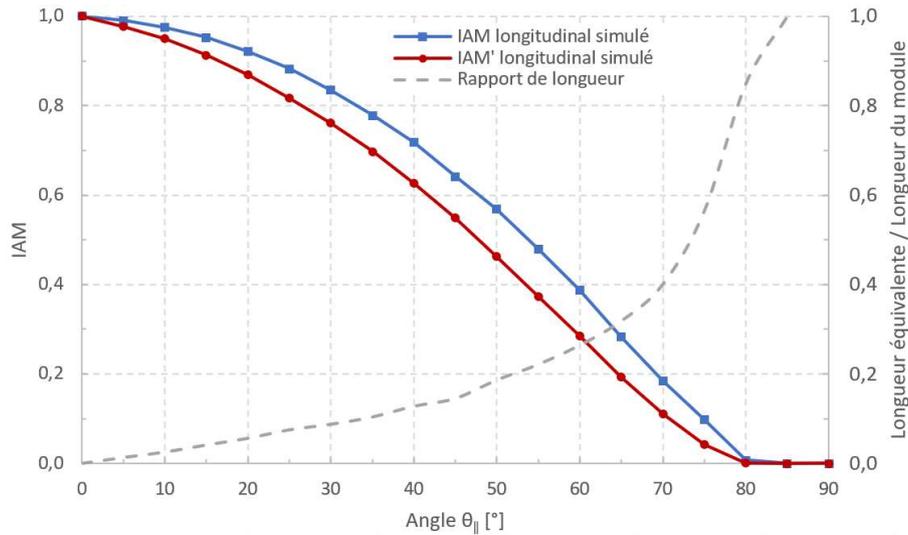


Figure II.21 : IAM longitudinaux avec et sans pertes en bout de ligne et le rapport de longueur du déport de la tache focale

Les pertes en bout de ligne sont nulles pour une position solaire au zénith du module et croissent avec l'angle θ_{\parallel} . L'écart maximal entre l'IAM avec et sans perte en bout de ligne est atteint pour un angle $\theta_{\parallel} > 50^{\circ}$. Ensuite, cet écart diminue jusqu'à atteindre un angle de $\theta_{\parallel} > 80^{\circ}$, qui correspond à un IAM nul. À noter que les autres pertes dépendantes de l'angle d'incidence du rayonnement solaire influent sur les performances optiques de ces deux modules comme par exemple les pertes liées à la transmittivité de la vitre ou encore les pertes par effet cosinus.

La longueur équivalente de perte en bout de ligne est nulle pour une position du soleil au zénith du module et augmente avec θ_{\parallel} . Au-delà de $\theta_{\parallel} = 85^{\circ}$, les pertes en bout de ligne tendent vers l'infini et la longueur équivalente de perte est supérieure à la longueur du module eLLO.

II.3.3.3. Comparaison entre les IAM de différents constructeurs

Les IAM du module eLLO obtenus par simulation de lancer de rayons sont comparés aux IAM des modules Nova-1, LF-11 et Heliotérmica déterminés respectivement par les industriels Frenell et Industrial Solar et le laboratoire LEPTEN introduit dans le paragraphe II.3.2.1.

Les IAM transversaux et longitudinaux des 4 systèmes de concentration solaire sont présentés dans la Figure II.22.

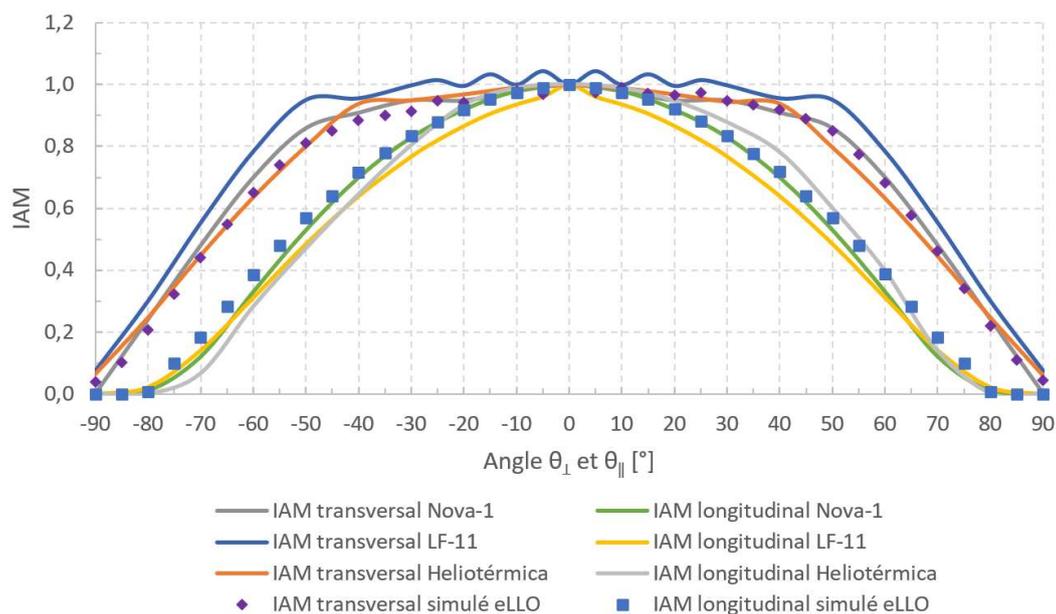


Figure II.22 : IAM longitudinaux et transversaux des modules Nova-1 [144], LF-11 [142], Heliotérmica [166] et eLLO

Les IAM transversaux et longitudinaux des quatre modules suivent une tendance similaire. La brusque rupture de pente des IAM transversaux se retrouve dans les quatre modules avec un décalage de la rupture à $\theta_{\perp} = 40^{\circ}$ pour le module Heliotérmica. De manière générale, les IAM transversaux et longitudinaux du module eLLO sont proches des IAM du module Nova-1 et cela s'explique bien avec la similitude des deux architectures de module (Tableau II.1).

Le rendement optique maximal du module LF-11 (66,3 %) est atteint pour un angle $\theta_{\perp} = 5^{\circ}$. Puisque les IAM sont déterminés en fonction du rendement optique pour une position au zénith du module, les IAM transversaux du module LF-11 admettent des valeurs supérieures à 1. Ce décalage s'explique par le fait que le nombre de cintres du module LF-11 est impair – le réflecteur primaire le plus proche du récepteur solaire se trouve à l'aplomb de celui-ci (Figure II.11.b). Ainsi, lorsque le soleil est au zénith du module LF-11, le réflecteur à l'aplomb du récepteur se trouve dans l'ombre du récepteur. Tandis que, pour les trois autres modules, le nombre de cintres est pair et réparti de manière symétrique de part et d'autre du récepteur.

Les IAM transversaux et longitudinaux du module eLLO sont en cohérence avec les IAM des trois autres modules. Ces IAM seront utilisés dans la suite du document afin d'évaluer l'influence de certains paramètres sur les performances optiques comme l'orientation et l'inclinaison des modules.

II.3.4. Etude de l'influence de la transmittivité de la vitre et de l'inclinaisons différentes entre les modules solaires

L'influence de ces paramètres sera évaluée de manière journalière ou annuelle en identifiant les IAM en fonction de la position solaire dans le repère du module grâce à une matrice de

passage exprimant le changement de repère entre le repère de coordonnée azimutale et le repère du module étudié. Cette matrice de passage est très bien décrite dans un document interne et est utilisée dans l'automate afin de calculer les consignes d'asservissement des réflecteurs primaires.

La course du soleil est calculée grâce à l'algorithme de position solaire n°3 de Grena [56] pour les coordonnées du site d'implantation du projet eLLO (42,4662°N ; 2,0705°E). Les résultats de l'algorithme de position solaire sont exprimés en coordonnées sphériques et devront être exprimés en coordonnées cartésiennes dans le but de calculer le produit de la matrice de passage et des coordonnées du soleil (annexe 3). Les analyses journalières et annuelles sont menées sur un module eLLO asymétrique avec une orientation et des inclinaisons correspondant à une configuration moyenne des modules des deux champs solaires, soit une pente de 2,44° et un roulis de 4,05° (annexe 2). Enfin, le DNI est évalué pour un ciel clair grâce au modèle de Bird *et al.* [167].

II.3.4.1. Influence de la transmittivité de la vitre

La transmittivité de la vitre est dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement, comme introduit dans la Figure I.39, et influe significativement sur les performances optiques d'un module linéaire Fresnel. De nouvelles simulations permettant d'évaluer un IAM longitudinal pour un module avec une transmittivité constante égale à 95,2 % (transmittivité maximale de la vitre de protection du module solaire eLLO) sont réalisées et les résultats sont comparés à l'IAM longitudinal décrit dans le paragraphe II.3.3.1. Les IAM transversaux ne sont pas étudiés puisque pour les positions solaires dans le plan transversal, les angles d'incidences du rayonnement concentré sur la vitre de protection sont dans la plage d'angle d'incidence influant peu sur la transmittivité de la vitre de protection (cf. Figure I.39).

La Figure II.23 présente les IAM longitudinaux pour un module avec une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement et une transmittivité de la vitre constante.

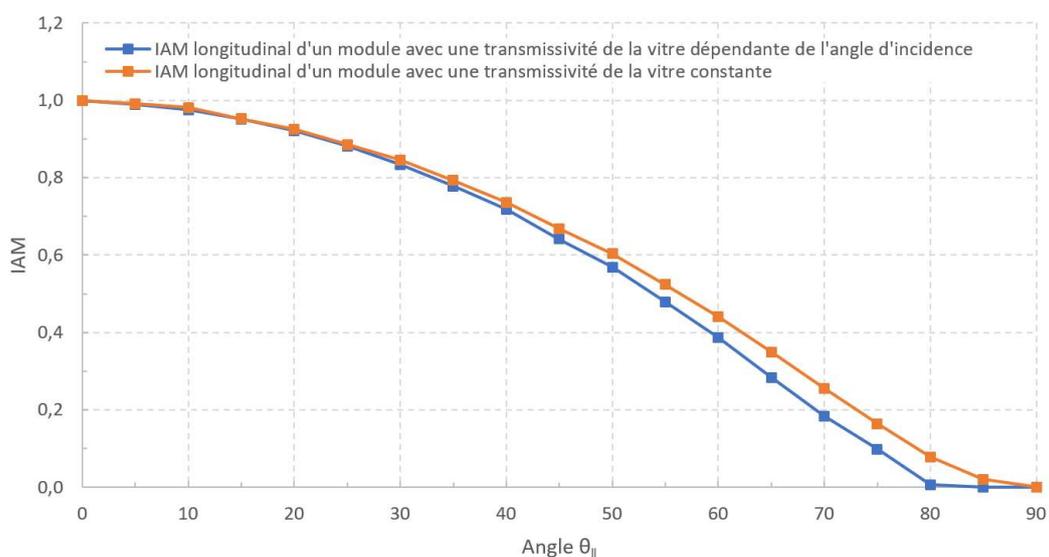


Figure II.23 : Comparaison des IAM longitudinaux pour une vitre avec une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement ou constante

Pour des positions solaires proches du zénith du module $\theta_{\parallel} < 20^{\circ}$, les IAM sont quasi identiques, car les angles d'incidence du rayonnement sur la vitre sont proches du vecteur normal, soit proche de la transmittivité maximale. Enfin, pour des angles $\theta_{\parallel} > 30^{\circ}$, une partie plus importante du rayonnement impactant la vitre est réfléchi dans le cas du module avec une transmittivité de la vitre dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement.

Ces pertes par réflexion sur la vitre sont quantifiées en décrivant le rendement optique journalier pour les solstices d'été et d'hiver de ces deux modules dont les IAM longitudinaux sont présentés dans la Figure II.23.

L'équation (18) exprime la méthode de calcul du rendement optique journalier.

$$\text{Rendement optique journalier [\%]} = \frac{\text{Énergie totale absorbée [kWh]}}{\text{Énergie solaire incidente [kWh]}} \quad (18)$$

Le Tableau II.2 présente les résultats de l'influence de la transmittivité de la vitre sur les performances optiques d'un module orienté et incliné comme les modules de la centrale.

Tableau II.2 : Résultats de l'étude sur l'influence d'une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement

Date	Rendement optique journalier - Transmittivité constante [%]	Rendement optique journalier - Transmittivité dépendante de l'angle d'incidence [%]	Différence
21/06	44,1%	42,6%	1,6%
21/12	21,0%	18,9%	2,1%

Ainsi, la non prise en compte d'une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement amènent à des erreurs comprises entre 1% et 2% sur le rendement optique journalier avec une influence plus forte pour les journées d'hiver. À titre de comparaison, Lopez-Alvarez *et al.* [62] montrent qu'une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement par rapport à une transmittivité constante réduit le rendement optique annuel de 2,5% pour un module linéaire Fresnel à tube sous-vide équipée d'un réflecteur secondaire.

Pour aller plus loin, la transmittivité de la vitre de protection du module eLLO influe fortement sur sa performance optique et notamment pour des positions solaires proche de l'horizon. Étant donné que ces positions solaires correspondent aussi à la montée et à la descente en pression des champs solaires, la transmittivité dépendante de l'angle d'incidence de la vitre de protection est prise en compte dans la définition des IAM du module eLLO afin d'affiner le modèle optique lors des phases transitoires de l'installation solaire.

II.3.4.2. Influence des différences d'inclinaison entre les récepteurs eLLO

Comme les modules sont individuellement inclinés dans le plan longitudinal, la connexion entre chaque module admet une rupture, qui n'est pas considérée dans la définition des IAM du paragraphe II.3.2. Afin de déterminer l'erreur que cela induit sur les performances optiques, un IAM est défini en prenant compte ces différences d'inclinaison entre modules. La

Figure II.25 présente l'IAM longitudinal pour un module équipé d'un récepteur quasi-infini. La pente des récepteurs aux extrémités du module est égale à $\psi = 2,44^\circ$ (Figure II.24), la pente moyenne des modules eLLO.

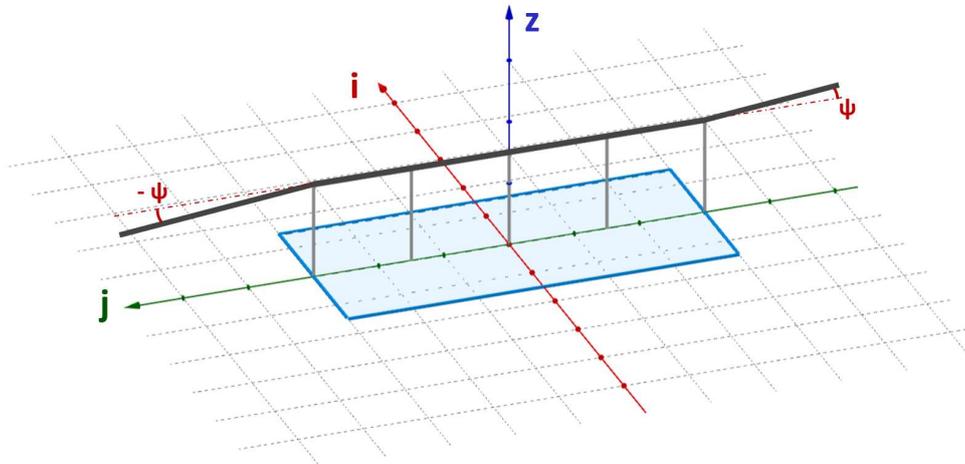


Figure II.24 : Module solaire eLLO avec des récepteurs aux extrémités inclinés

Seul l'IAM longitudinal est affecté par les ruptures de pente entre module et ce nouveau IAM longitudinal est comparé à l'IAM longitudinal, sans rupture de pente du récepteur, présenté dans la Figure II.19 (paragraphe II.3.3).

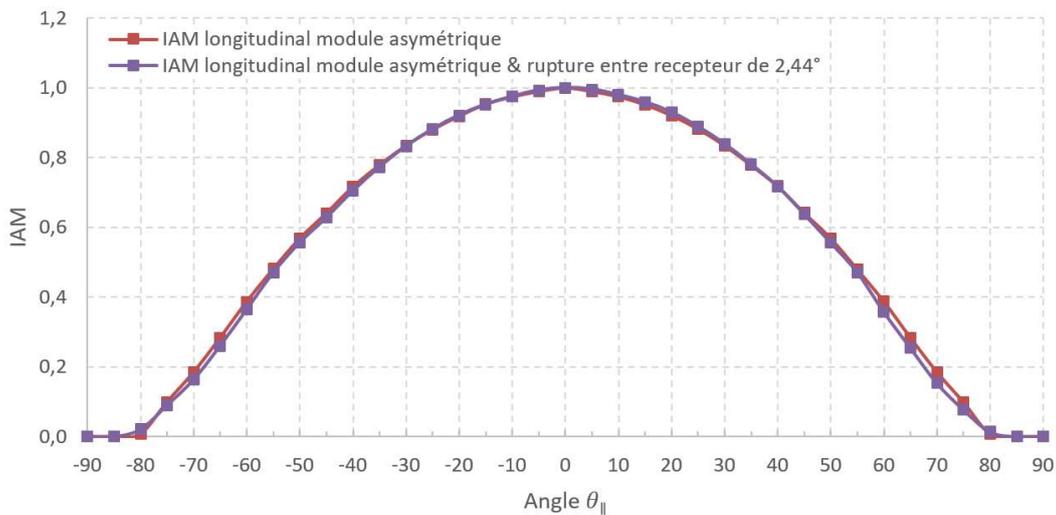


Figure II.25 : Comparaison des IAM longitudinaux d'un module avec rupture de pente entre les récepteurs de $2,44^\circ$ et sans rupture de pente

Pour des positions solaires proches du zénith du module $\theta_{||} < 30^\circ$, les IAM sont quasi identiques, puisque la quasi-totalité du rayonnement réfléchi est dirigé vers la section de récepteurs à l'aplomb du module. Enfin, pour des angles $\theta_{||} > 30^\circ$, une partie plus importante du rayonnement réfléchi par le concentrateur primaire est focalisé au niveau des sections de récepteur des modules voisins et des pertes optiques plus importantes sont observées.

Les rendements optiques journaliers d'un module solaire avec et sans rupture entre les récepteurs sont calculés pour les deux solstices et présentés dans le Tableau II.3. L'orientation et les inclinaisons des modules étudiés correspondent toujours aux valeurs moyennes des

pentés ($2,44^\circ$) et des roulis ($4,05^\circ$) des deux champs solaires et la position solaire dans le repère du module est calculée grâce à la matrice de passage afin d'identifier les IAM.

Tableau II.3 : Résultats de l'étude de l'influence des différences d'inclinaison entre les récepteurs eLLO

Date	Rendement optique journalier – IAM module asymétrique SANS rupture entre les récepteurs [MWh]	Rendement optique journalier – IAM module asymétrique AVEC rupture entre les récepteurs [kWh]	Différence
21/06	42,8%	42,4%	0,4%
21/12	18,9%	18,5%	0,4%

Ainsi, l'hypothèse de négliger les ruptures de pente entre les récepteurs entraîne une surestimation de 0,4% du rendement optique journalier pour les deux solstices. Cette erreur est jugée acceptable par rapport à la précision du modèle optique recherché.

II.3.5. Influence de l'orientation et des inclinaisons des modules eLLO sur les performances optiques des lignes solaires

L'objectif de ce paragraphe est de proposer une analyse de l'influence de la configuration des modules solaires sur les performances optiques d'une ligne solaire, en s'intéressant à l'orientation ainsi qu'aux inclinaisons dans le plan transversal et longitudinal des modules solaires qui la compose. La ligne solaire de 402 m de long étudiée est composée de six modules pour être représentative des lignes solaires de la centrale. L'IAM transversal et les IAM longitudinaux avec et sans perte en bout de ligne du paragraphe II.3.2 seront utilisés ainsi que la matrice de passage pour évaluer la position du soleil dans le repère des différentes configurations étudiées. Les études sont réalisées pour les coordonnées du site d'implantation du projet eLLO ($42,4662^\circ\text{N}$; $2,0705^\circ\text{E}$).

Les analyses suivantes étudient les performances optiques d'un module eLLO ou d'une ligne solaire et le DNI est évalué pour un ciel clair grâce au modèle de Bird *et al.* [167].

II.3.5.1. Impact de l'orientation sur les performances optiques des lignes solaires

Lors de la phase de développement d'un projet solaire à concentration linéaire, la question de l'orientation des champs solaires se pose. En effet, l'orientation des lignes solaires impact significativement le comportement optique des lignes solaires durant l'année. Les deux orientations principalement étudiées sont les orientations Nord/Sud (NS) et Est/Ouest (EO) [21,168–170] et le choix de l'orientation est généralement dictée par la stratégie de production du projet ainsi que par la latitude du site d'exploitation.

Une orientation NS permet de collecter plus d'énergie pendant l'été qu'un système orienté EO, mais en hiver la hauteur solaire reste proche de l'horizon et induit d'importantes pertes en bout des lignes, et donc une performance réduite en hiver. La saisonnalité des performances optiques d'une installation orientée NS est largement réduite pour une orientation EO [168].

Abbas *et al.* [170] montrent que l'implantation EO de module linéaire Fresnel est plus intéressante pour des latitudes éloignées de l'équateur, tandis qu'une implantation NS est à favoriser pour des systèmes à concentration installés proche des tropiques.

Le Tableau II.4 présente une liste non-exhaustive des orientations des centrales linéaires Fresnel recensées dans la liste élaborée par SolarPACES et NREL [11]. Ces orientations ont été relevées grâce à la même méthode de caractérisation que celle employée pour la construction de la Figure II.8.

L'orientation de ces centrales est essentiellement NS à l'exception de la centrale Huangiang TeraSolar orientée EO avec un décalage d'environ 10° par rapport à l'axe EO. Certaines des centrales orientées NS admettent aussi un décalage d'orientation par rapport à l'axe NS de l'ordre de 10° ce qui reste faible face au décalage d'orientation de la centrale solaire eLLO.

Tableau II.4 : Liste des orientations et localisation des centrales solaires linéaires Fresnel

Nom du projet	Localisation	Décalage par rapport à l'axe NS	Latitude [°]	Longitude [°]
Solar Heat and Power Liddell	Australie	-10°	-32,376	150,98
Kimberlina Solar Thermal Power Plant	États-Unis	10°	35,566	-119,194
Puerto Errado 1 (PE1)	Espagne	0°	38,278	-1,6
Puerto Errado 2 (PE2)	Espagne	0°	38,278	-1,6
Liddell Power Station	Australie	0°	-32,376	150,98
Dhursar	Inde	0°	26,786	72,008
Huaqiang TeraSolar	Chine	- 80°	41,214	114,573
Lanzhou Dacheng Dunhuang	Chine	0°	28,592	77,609
Lanzhou Dacheng Dunhuang	Chine	0°	40,084	94,421
Centrale solaire eLLO	France	50,9°	42,469	2,063
Partanna MS-LFR	Italie	25°	37,702	12,863

Dans une optique de démocratisation des systèmes à concentration linéaire, adapter la configuration des modules à la topographie du terrain pourrait devenir une contrainte importante de l'implantation de modules linéaires Fresnel. En effet, les systèmes installés pour répondre à des besoins en énergie thermique pour certains procédés industriels sont des projets pour lesquels le site d'implantation est contraint par la nécessité de proximité entre le système de production et de consommation. Ainsi, la topographie du terrain est imposée au projet solaire et dans une optique de réduction des coûts et une diminution de l'artificialisation des sols, les systèmes de concentration pourront être adaptés à la topographie du terrain.

Les performances optiques des 3 orientations décrites dans la Figure II.26 sont évaluées, avec une résolution de 5 min, pour le solstice d'été et d'hiver. Chacune de ces lignes est composée de 6 modules à plat et son orientation est NS, EO ou décalée de χ par rapport à l'axe NS, comme la centrale solaire eLLO, nommée par la suite configuration à plat type eLLO.

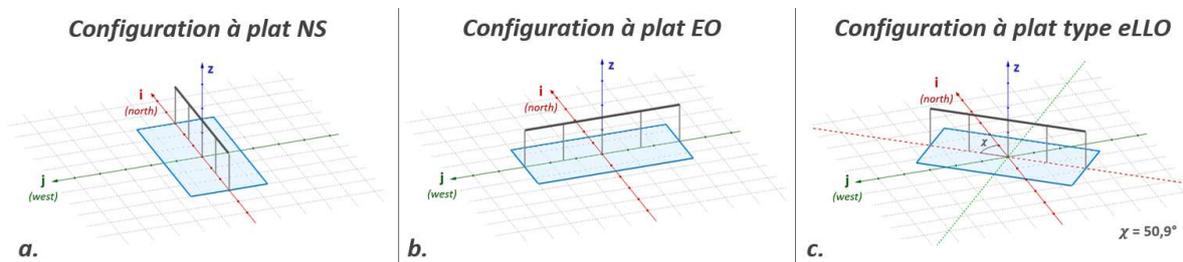


Figure II.26 : Trois configurations de lignes solaires avec différentes orientations

L'évolution de la puissance solaire absorbée lors des deux solstices est présentée dans la Figure II.27 pour les trois orientations étudiées.

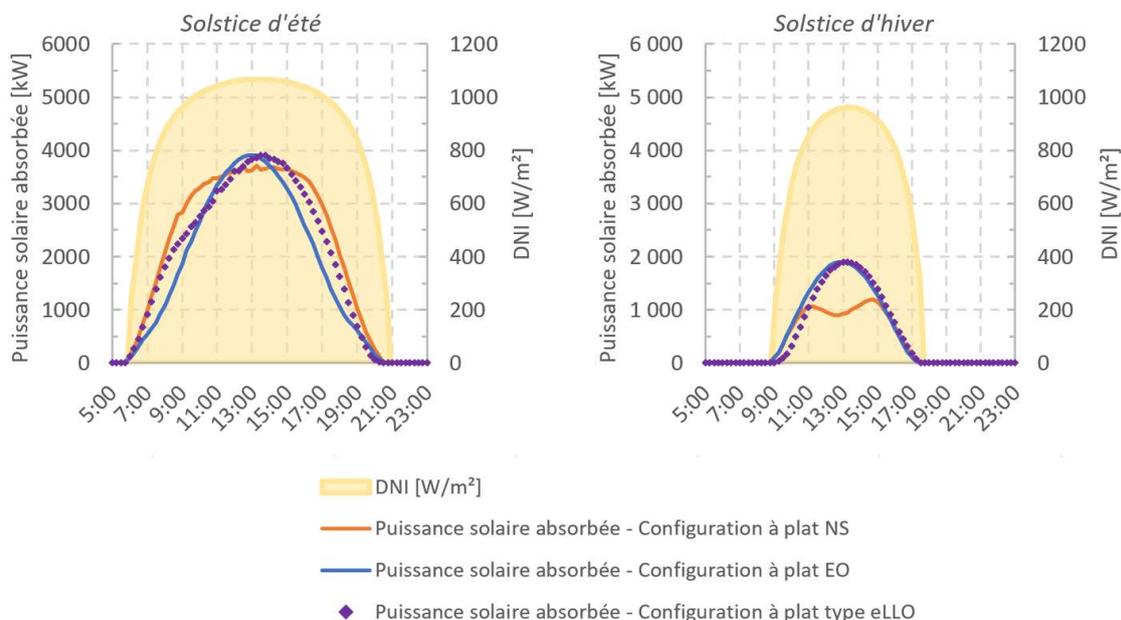


Figure II.27 : Puissance solaire absorbée pour les 3 orientations différentes

Les résultats des configurations à plat NS et EO suivent les mêmes tendances que le comportement décrit par Sebastian *et al.* [21] pour une centrale équipée de concentrateurs linéaires Fresnel. L'énergie journalière absorbée pour la configuration NS atteint un plateau pour le jour du solstice d'été de 8h à 16h et deux valeurs maximales pour le solstice d'hiver. Pour la configuration EO, l'énergie journalière absorbée affiche une courbe en forme de cloche pour les deux solstices. La puissance solaire absorbée par configuration à plat type eLLO se situe entre les courbes des deux configurations pour le solstice d'été et semble se rapprocher du comportement optique d'une configuration à plat EO pour le solstice d'hiver.

Les résultats journaliers de l'étude d'impact de l'orientation sont résumés dans la Figure II.28 et le Tableau II.5.

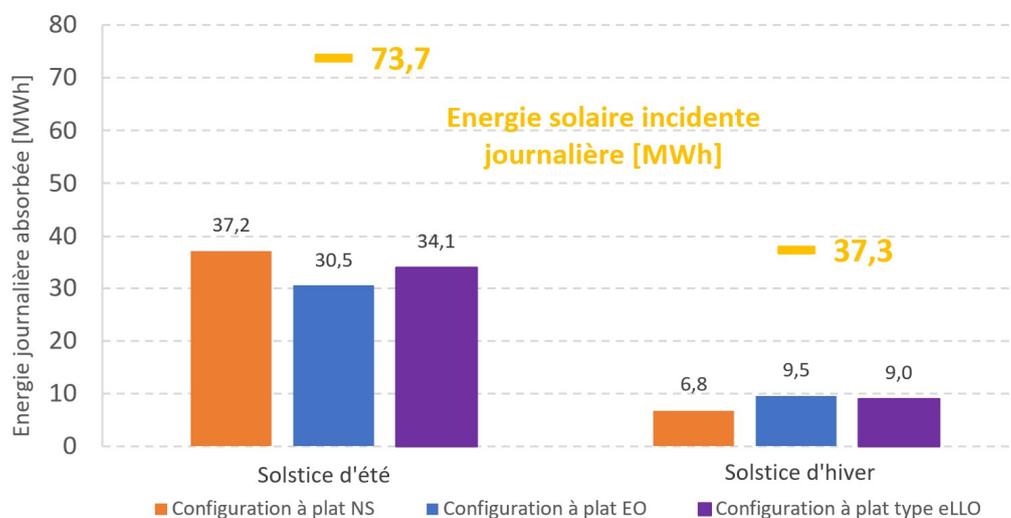


Figure II.28 : Énergie journalière absorbée des trois orientations différentes pour les deux solstices

Tableau II.5 : Performances optiques journalières des trois orientations différentes pour les deux solstices

Date	Écart relatif entre la config. à plat NS et à plat EO	Écart relatif entre la config. à plat type eLLO et NS	Écart relatif entre la config. à plat type eLLO et EO	Rendement optique journalier – Config. à plat NS	Rendement optique journalier – Config. à plat EO	Rendement optique journalier – Config. à plat type eLLO
21/06/2021	18,1 %	-9,2 %	10,5 %	50,5 %	41,3 %	46,2 %
21/12/2021	-41,0 %	24,9 %	-5,9 %	18,1 %	25,6 %	24,2 %

Au solstice d'été, l'efficacité optique journalière maximale est atteinte pour la configuration à plat NS (50,5 %) alors qu'au solstice d'hiver, elle est atteinte pour la configuration EO (25,6 %). Ainsi, une implantation NS est avantageuse d'un point de vue optique pour les jours d'été par rapport à une implantation EO avec un écart relatif entre les énergies journalières absorbées de 18,1%, c'est-à-dire que l'énergie absorbée de la configuration NS est 18,1 % plus élevée que l'énergie absorbée par la configuration EO. Et inversement pour les jours d'hiver, l'écart relatif entre la configuration NS et EO est égal à -41,0 %.

L'énergie journalière absorbée obtenue, au solstice d'été, pour la configuration à plat type eLLO est inférieure de 9,2% par rapport à la configuration NS et supérieure de 10,5 % à la configuration EO. Au solstice d'hiver, l'énergie journalière absorbée atteinte avec la configuration à plat est supérieure de 24,9 % face à la configuration NS et inférieure de 5,9 % face à configuration EO. La performance optique journalière de la configuration à plat se situe donc entre la performance optique journalière des configurations de référence à plat NS et EO pour les solstices d'hiver et d'été.

Comme observé par Abbas *et al.* [171], la performance optique d'une implantation NS dépend fortement de la saison et une implantation EO permet d'obtenir une performance optique élevée chaque jour à midi, mais avec un faible rendement optique le matin et le soir. Ainsi, l'orientation eLLO induit moins d'énergie absorbée par rapport à l'optimum été et hiver, mais permet d'atteindre des performances optiques proches de l'implantation optimale pour la saison donnée (NS en été ; EO en hiver).

Le comportement d'une implantation avec une telle orientation semble être plus proche du comportement d'une implantation EO, ce qui n'est pas surprenant puisque le décalage de l'orientation étudiée par rapport à l'axe NS est supérieur à 45° . En conclusion, la configuration à plat type eLLO peut atteindre des performances optiques élevées proches de celles d'une implantation NS en été et d'une implantation EO en hiver.

II.3.5.2. Impact de l'inclinaison sur les performances optiques des lignes solaires

Une approche analogue à l'étude d'orientation est suivie pour évaluer l'influence de l'inclinaison sur les performances optiques d'une ligne solaire. La configuration inclinée type eLLO correspond à une ligne solaire composée de 6 modules inclinés comme la configuration présentée dans la Figure II.29.

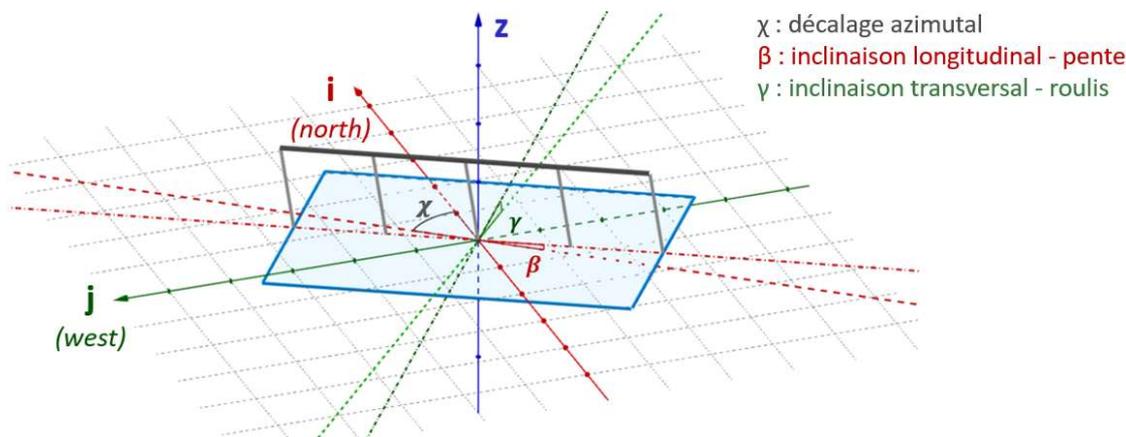


Figure II.29 : Ligne solaire orientée et inclinée

Les modules ont la même orientation que les champs solaires eLLO et sont inclinés à la fois dans le plan longitudinal selon l'angle β et dans le plan transversal selon l'angle γ .

À noter que le roulis γ joue en faveur du rendement optique (inclinaison des modules vers le sud-ouest) tandis que la pente joue en défaveur du rendement optique (inclinaison des modules vers le nord-ouest).

L'inclinaison des modules solaires en direction de la course du soleil induit une position solaire dans le repère du module plus proche du zénith du module que pour un module à plat. Les performances optiques d'un module ainsi incliné sont plus importantes que celle d'un module à plat. Par exemple, Abbas *et al.* [170] observent que le rendement optique d'un champ solaire orienté EO est inférieur de 4,4% par rapport au rendement optique d'un champ solaire orienté EO avec une inclinaison de $7,5^\circ$ vers le sud.

La pente β et le roulis γ sont considérés comme identiques pour les 6 modules et sont respectivement égaux à la pente moyenne et au roulis moyen des 170 modules de la centrale eLLO ; $\beta = 2,44^\circ$ et $\gamma = 4,05^\circ$. La puissance solaire absorbée et le rendement optique journalier de la configuration inclinée type eLLO sont comparés à la configuration à plat type eLLO (Figure II.27 et Figure II.28).

L'évolution des puissances solaires absorbées des deux configurations type eLLO pour les deux solstices est présentée dans la Figure II.30.

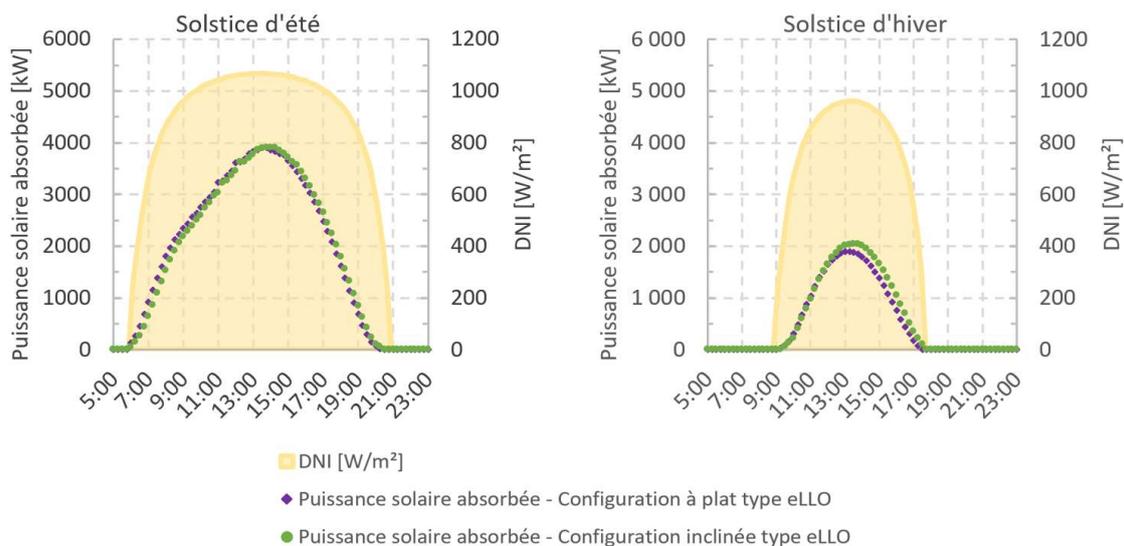


Figure II.30 : Puissance solaire absorbée des configurations à plat et inclinée type eLLO pour les deux solstices

La configuration inclinée type eLLO engendre une puissance absorbée plus faible le matin et plus élevée après 15 h que la configuration à plat type eLLO. Un comportement identique est observé pour le jour du solstice d'hiver avec une différence plus importante entre les deux configurations.

Les résultats journaliers de l'étude d'impact de l'inclinaison sont résumés dans la Figure II.30 et le Tableau II.6.

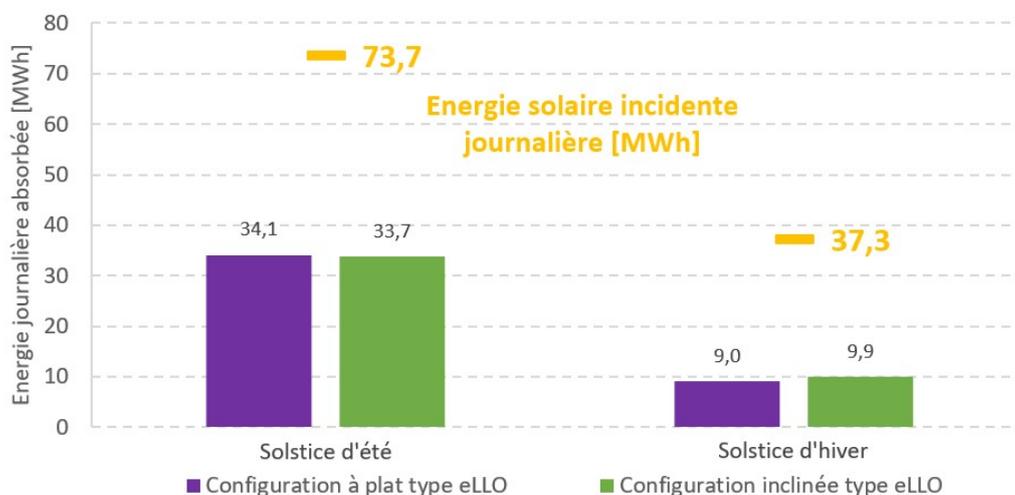


Figure II.31 : Énergie journalière absorbée des configurations à plat et inclinée type eLLO pour les deux solstices

Tableau II.6 : Rendement optique journalier pour les configurations à plat et inclinée pour les deux solstices

Date	Écart relatif la config. à plat et inclinée type eLLO	Rendement optique journalier – Config. à plat type eLLO	Rendement optique journalier – Config. inclinée type eLLO
21/06/2021	- 1,1 %	46,2 %	45,7 %
21/12/2021	10,3 %	24,2 %	26,6 %

Au solstice d'été, l'efficacité optique journalière maximale est atteinte pour la configuration à plat type eLLO (46,2 %) tandis qu'au solstice d'hiver, elle est atteinte pour la configuration inclinée type eLLO (26,6 %). Ainsi, l'implantation à plat est meilleure pour les jours d'été qu'une implantation inclinée avec un écart relatif des énergies journalières absorbées de -1,1% et vice-versa, pour les jours d'hiver, l'écart relatif est égal à 10,3 %.

Pour conclure, l'inclinaison du réseau de modules permet une plus grande capture de l'énergie solaire en hiver tandis que la performance optique en été n'est que légèrement inférieure à la configuration à plat type eLLO. Le prochain paragraphe se concentrera sur le comportement annuel de ces configurations.

II.3.5.3. Étude annuelle des performances optiques de chaque configuration de ligne solaire

Une étude optique annuelle des 4 configurations, présentées dans les paragraphes II.3.5.1 et II.3.5.2, est réalisée avec une résolution de 1 h. Le rendement optique annuel est évalué de la même manière que le rendement journalier en remplaçant, dans l'équation (18), l'intervalle de temps journalier par un intervalle de temps annuel.

Les résultats de l'étude annuelle des 4 configurations sont résumées dans la Figure II.32 et le Tableau II.7.

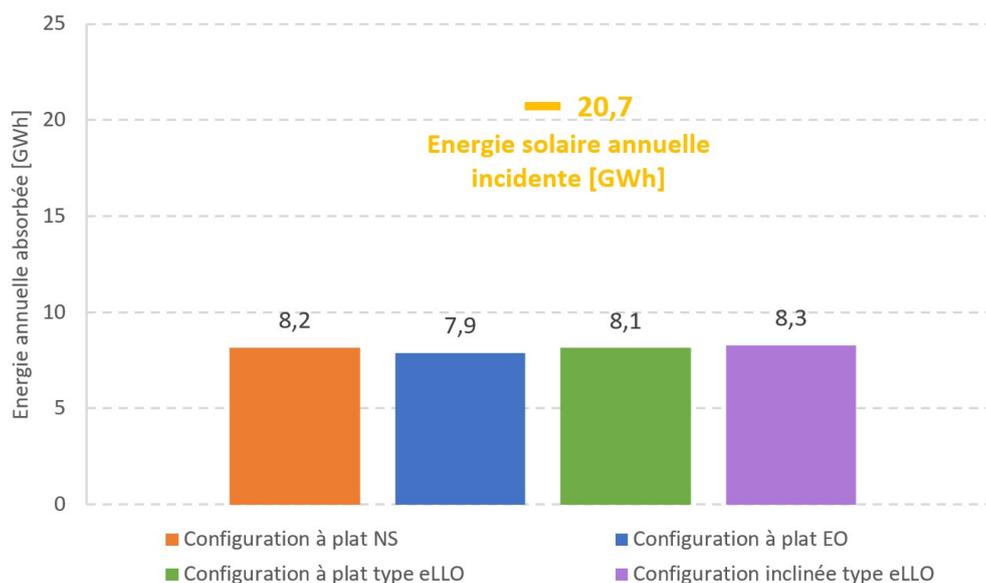


Figure II.32 : Énergie annuelle absorbée pour les 4 configurations

Pour la localisation du projet eLLO, l'énergie annuelle absorbée par la configuration inclinée type eLLO atteint 8,3 GWh ; proche de l'énergie annuelle absorbée par la configuration à plat NS. L'énergie annuelle absorbée par la configuration à plat type eLLO (8,1 GWh) est comprise entre les deux configurations de référence NS et EO à plat.

Tableau II.7 : Rendement optique annuel pour les 4 configurations

Écart relatif entre la config. à plat NS et à plat EO	Écart relatif entre la config. à plat type eLLO et à plat NS	Écart relatif entre la config. à plat et inclinée type eLLO	Rendement optique annuel – Config. à plat NS	Rendement optique annuel – Config. à plat EO	Rendement optique annuel – Config. à plat type eLLO	Rendement optique annuel – Config. inclinée type eLLO
3,6 %	-0,4 %	1,2 %	39,4 %	37,9 %	39,2 %	39,9 %

Le rendement optique annuel pour une implantation à plat NS est de 39,4 %, tandis que pour une implantation à plat EO, le rendement optique annuel est de 37,9 % correspondant à un écart relatif entre les énergies annuelles absorbées de 3,6 %. Ainsi, l'implantation à plat NS est légèrement plus efficace qu'une implantation à plat EO pour la localisation du projet eLLO. Enfin, la configuration à plat type eLLO atteint presque les performances optiques d'une implantation à plat NS, avec un écart relatif entre les énergies annuelles absorbées de -0,4%. Pour terminer, le rendement optique annuel de la configuration inclinée type eLLO est supérieure aux performances optiques de l'implantation à plat NS, avec un écart relatif entre les énergies annuelles absorbées de 1,2%.

Premièrement, en termes d'efficacité annuelle de production d'électricité solaire, Sebastián *et al.* [21] montrent qu'une configuration NS et EO d'une centrale solaire à concentration linéaire Fresnel situés à Almería (37,1° N, -2,35° W), en Espagne, atteignent des performances similaires, bien que légèrement inférieures pour la configuration à plat EO. Sharma *et al.* [172] ont observé, à partir de leur analyse sur un concentrateur linéaire Fresnel situé à Murcia (38,27° N, 1,6° W), en Espagne, une collecte d'énergie annuelle plus importante pour une configuration NS. Deuxièmement, le rendement optique annuel maximal pour les 4 configurations est atteint par la configuration inclinée type eLLO (39,9%), ce qui est supérieur de 0,5% au rendement optique annuel d'une implantation NS à plat.

Pour conclure, la configuration à plat optimal au cours d'une année est la configuration à plat orienté NS pour la localisation du projet. Et, comme attendu, l'inclinaison des modules en direction de la course du soleil permet d'atteindre des performances optiques annuelles plus importantes qu'une implantation à plat. Finalement, la distribution asymétrique des rayons de cintrages des modules eLLO (Figure I.36) joue un rôle prépondérant sur l'efficacité optique des modules inclinés. En effet, une étude optique similaire a été réalisée pour une configuration inclinée et équipée de modules symétriques. L'énergie annuelle absorbée par la configuration avec des modules symétriques est égale à 8,2 MWh, ce qui est inférieur à l'énergie annuelle absorbée par la configuration avec des modules asymétriques (8,3 MWh).

Ainsi, les performances optiques annuelles d'une configuration inclinée type eLLO sont supérieures à une implantation NS à plat pour la localisation du projet grâce notamment à l'optimisation de l'architecture du module.

Après l'analyse des impacts séparés de l'orientation et de l'inclinaison des modules linéaires Fresnel, le paragraphe suivant se concentre sur l'étude de cas de la centrale solaire eLLO.

II.3.5.4. Étude de cas : Performance optique d'une ligne solaire eLLO

La topographie spécifique du site d'implantation de la centrale eLLO (Figure II.8) induit une configuration unique pour chaque module, et donc des efficacités optiques différentes. Dans cette partie, la ligne solaire modélisée est composée de 6 modules (M1 à M6) orientés comme le champ solaire eLLO et avec une inclinaison individuelle comme décrit dans le Tableau II.8. Sur la base de la méthodologie présentée dans les paragraphes précédents, une étude optique est réalisée pour estimer l'énergie annuelle absorbée d'une ligne solaire eLLO. Un masque solaire est ajouté au modèle de Bird *et al.* pour évaluer l'énergie solaire incident pour la localisation de la centrale (cf. Figure I.32).

Tableau II.8 : Pente et roulis des 6 modules de la ligne solaire L4

Roulis γ [°]		Pente β [°]				
M1 à M6	M1	M2	M3	M4	M5	M6
-4,01	-3,88	-2,90	-2,82	-2,56	-1,58	-1,19

Les résultats de la simulation, présentés dans la Figure II.33, sont exprimés par un rendement optique mensuel en modifiant, dans l'équation (18), l'intervalle de temps par un intervalle de temps mensuel. Ces rendements sont comparés aux implantations conventionnelles NS et EO à plat.



Figure II.33 : Rendement optique mensuel des configurations à plat NS et EO et la configuration d'une ligne solaire eLLO

Ces résultats montrent le caractère saisonnier d'une implantation NS et l'atténuation de ce phénomène avec une configuration EO. D'avril à septembre, l'implantation NS présente un meilleur rendement optique mensuel que l'implantation EO et celle de eLLO. Pour les mois restants, c'est l'implantation EO qui donne des rendements optiques mensuels plus élevés qu'une configuration NS et légèrement plus élevés que la configuration eLLO. À noter que, pour les mois autour des équinoxes, les rendements de chaque configuration sont proches. Afin de conclure sur l'efficacité optique de la ligne solaire eLLO et l'influence de la topographie sur ses performances optiques, l'énergie annuelle absorbée pour ces 3 configurations est calculée et les résultats sont présentés dans la Figure II.34 et le Tableau II.9.

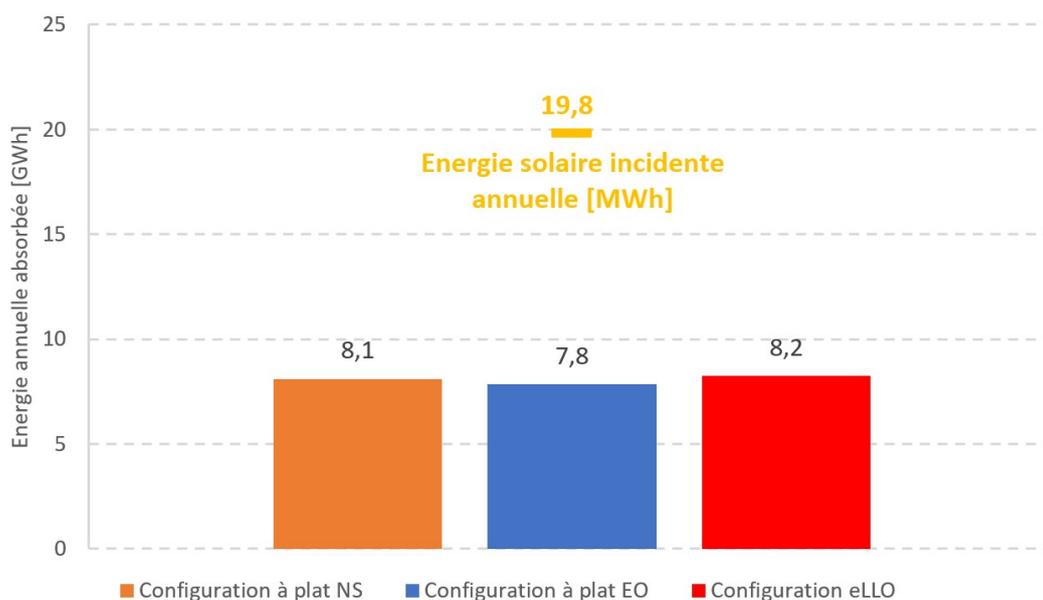


Figure II.34 : Énergie annuelle absorbée pour les configurations à plat NS, à plat EO et eLLO sur une base annuelle

Tableau II.9 : Rendement optique annuel pour les configurations à plat NS, à plat EO et eLLO sur une base annuelle

Écart relatif entre la config. eLLO et à plat NS	Écart relatif entre la config. eLLO et à plat EO	Rendement optique annuel – Config. à plat NS	Rendement optique annuel – Config. à plat EO	Rendement optique annuel – Config. eLLO
1,6 %	4,9 %	41,0 %	39,6 %	41,6 %

Le rendement optique annuel pour la configuration eLLO est égal à 41,6%, ce qui est légèrement supérieur au rendement de la configuration à plat NS (41,0%), et supérieur au rendement de la configuration à plat EO (39,6%). Les écarts relatifs entre l'énergie annuelle absorbée par la configuration eLLO et par les configurations NS et EO à plat sont respectivement égales à 1,6% et 4,9%.

Bien sûr, la faible différence relative entre les configurations eLLO et NS n'est pas significative, mais montre qu'un système de concentration linéaire Fresnel commercialisé peut être adapté à une topographie spécifique en modifiant la distribution des rayons de cintrage du moment que la topographie permet une implantation des modules dirigée vers la course du soleil.

Ainsi, malgré les contraintes topographiques, il a été possible de définir une configuration et une architecture des modules permettant d'obtenir un meilleur rendement optique que les configurations de référence NS et EO pour la localisation de la centrale solaire eLLO.

II.4. Conclusion partielle

En conclusion, le module solaire eLLO, présenté dans le paragraphe I.5.3, a été modélisé sur Tonatiuh. L'étude des performances optiques du concentrateur permet de mettre en évidence les paramètres de réglages clés pour un fonctionnement proche de l'optimal. Ainsi, une erreur de suivi solaire ou de réglages des réflecteurs primaires conduit à une puissance solaire incidente importante sur l'enceinte de protection et à d'importantes contraintes thermomécaniques sur le récepteur. L'erreur moyenne de la position du récepteur mesurée par les techniciens est à l'origine de contraintes thermomécaniques sur l'enceinte de protection moins importantes que les erreurs de réglages des réflecteurs primaires.

Ensuite, plusieurs simulations de lancer de rayons ont permis de déterminer les performances optiques maximales ainsi que pour chaque position solaire, respectivement exprimée sous la forme du rendement optique maximal $\eta_{opt,max} = 69,5 \%$ et d'IAM longitudinal et transversal. Ces IAM comparés avec les IAM d'autres constructeurs de modules linéaires Fresnel. Pour finir, les performances optiques des modules étant connues, plusieurs études ont été réalisées : l'influence de la transmittivité de la vitre de protection, l'influence des ruptures de pente entre modules et enfin l'influence de l'orientation et de l'inclinaison des modules.

L'étude de l'influence de la transmittivité de la vitre montre qu'une transmittivité constante de la vitre admet une erreur sur le rendement optique journalier de 1 à 2% selon la saison.

L'étude de l'influence des ruptures de pente des récepteurs solaires sur les performances optiques d'un module solaire permet de valider, pour la construction des IAM, l'hypothèse d'un récepteur solaire quasi-infini sans rupture de pente entre les modules. La non prise en compte des ruptures de pente engendre une erreur sur le rendement optique journalier de 0,4% ce qui est jugée acceptable pour la précision du modèle optique souhaité.

Pour terminer, l'étude de l'influence de la topographie sur les performances optiques a permis de tirer les conclusions suivantes :

- Pour la localisation de la centrale eLLO, parmi les configurations conventionnelles NS et EO, c'est l'orientation NS qui admet la plus grande efficacité malgré sa forte dépendance saisonnière.
- L'orientation de la centrale solaire eLLO assure d'obtenir des performances optiques proches de l'efficacité de l'implantation optimale pour la saison donnée, c'est-à-dire une orientation NS pour l'été et une orientation EO pour l'hiver. Quant à la configuration EO, elle aide à uniformiser la performance optique sur l'année et constitue une bonne stratégie pour garantir des performances optiques élevées en été tout en limitant le problème de saisonnalité des implantations NS en hiver.

- Une matrice de modules inclinés vers le sud-ouest assure une plus grande capture de l'énergie solaire qu'une implantation à plat avec la même orientation. La structure mécanique supplémentaire pour l'inclinaison des modules irait à contre-sens de l'objectif de réduction des coûts de la technologie linéaire Fresnel, mais une topographie spécifique peut être utilisée à l'avantage de la concentration solaire ;
- L'utilisation d'une distribution asymétrique du rayon de cintrage des réflecteurs primaires permet d'optimiser les performances optiques en fonction de la position du soleil durant l'année ;
- Malgré les contraintes topographiques, eLLO a défini une configuration spécifique et une conception de module permettant d'atteindre une efficacité optique proche de celle de l'implantation conventionnelle NS. Ainsi, ces optimisations aident à compenser l'effet de la topographie.

Pour conclure, le modèle optique est construit sur la base de données structurelles théoriques et d'hypothèse forte, notamment, sur la forme du réflecteur secondaire ou le choix du profil solaire. De plus, aucun encrassement des miroirs et vitres n'est considéré. Ainsi, les performances optiques réelles des modules solaires eLLO sont inférieures aux performances optiques décrites par le modèle optique. Un paramètre correctif sera appliqué aux puissances solaires absorbées, données d'entrées du modèle global, afin de considérer ces phénomènes influant négativement sur les performances optiques.

CHAPITRE III - MODELISATION ET ETUDE THERMIQUE DU RECEPTEUR SOLAIRE ELLO

Ce chapitre vise à présenter des méthodes de mesure et de calcul permettant d'évaluer les pertes thermiques du récepteur sans affecter la production électrique de la centrale solaire eLLO. Le paragraphe III.1 présente la corrélation de pertes thermiques évaluées sur le prototype du projet eLLO. Le paragraphe III.2 décrit le champ solaire Est et son instrumentation et met en évidence les limitations techniques pour déterminer les pertes thermiques. Le paragraphe III.3 décrit la méthode de calcul pour décrire les pertes thermiques du récepteur et les deux protocoles mis en place. Le paragraphe III.4 présente une corrélation expérimentale des pertes thermiques qui est comparée à celles d'autres modules linéaires Fresnel. Enfin, un modèle thermohydraulique monophasique permettant d'évaluer les pertes thermiques théoriques pour différentes conditions de vent est présenté et permet de définir plusieurs corrélations de pertes thermiques théoriques en fonction de la vitesse du vent. Cette étude a été compilée dans un article publié dans le journal Energies de l'éditeur MDPI [173].

III.1. Corrélation de pertes thermiques évaluées sur le prototype

Les pertes thermiques du récepteur ont été initialement approchées par une corrélation de pertes déterminée lors de l'étude expérimentale du prototype installé à La Seyne-sur-mer. Le polynôme de second degré (équation (19)) permet d'évaluer les pertes thermiques en fonction de la température moyenne du fluide entrée/sortie (E/S) T_{moy} , de la température extérieure T_{ext} , de la vitesse du vent V_{vent} , de la puissance linéique provenant du réflecteur secondaire φ_{CPC} et du taux de tubes non éclairé $\tau_{non\ éclairé}$:

$$P_{th} [W/m] = u_2 + u_1 \cdot (T_{moy} - T_{ext}) + u_0 \cdot (T_{moy}^2 - T_{ext}^2) \quad (19)$$

avec, u_0 , u_1 et u_2 les coefficients du polynôme définis comme suit :

$$u_0 = (1 - \tau_{non\ éclairé})(-6,68 \cdot 10^{-6} \cdot \varphi_{CPC} + 5,89 \cdot 10^{-9} \cdot \varphi_{CPC}^2) + 1,5 \cdot 10^{-4} \cdot \left(\frac{V_{vent}}{60}\right)^{1/4} + 3,13 \cdot 10^{-3} \quad (20)$$

$$u_1 = (1 - \tau_{non\ éclairé})(2,17 \cdot 10^{-3} \cdot \varphi_{CPC} - 1,35 \cdot 10^{-6} \cdot \varphi_{CPC}^2) + 1,1 \cdot 10^{-2} \cdot V_{vent} + 0,623 \quad (21)$$

$$u_2 = (1 - \tau_{non\ éclairé})(2,69 - 0,601 \cdot \varphi_{CPC}) \cdot (0,26 + 0,6381 * e^{-2,69 \cdot 10^{-2} \cdot V_{vent}}) \quad (22)$$

Cependant, le manque de documentation ainsi que le changement d'échelle invitent à redéfinir les pertes thermiques du récepteur afin de considérer les nouveautés du système comme la pente des lignes solaires ou encore l'état dégradé des récepteurs suite à la chute de vitres de protection. La complexité de l'étude réside dans la détermination de protocoles expérimentaux affectant au minimum la production journalière de la centrale.

III.2. Instrumentation et limites techniques

Sur les 27 lignes de la centrale, seules les lignes L1, L2 et L3 du champ Est et la ligne L11 du champ Ouest sont initialement équipées de sonde PT100 à l'entrée et à la sortie tandis que toutes les autres lignes solaires sont uniquement équipées de mesure de température en entrée. Chaque entrée de ligne solaire est équipée d'une vanne de contrôle et d'un débitmètre pour réguler le débit à travers le tube absorbeur. La recirculation de l'eau est assurée par une pompe située en aval du ballon séparateur. Ces pompes de recirculation ont un débit minimum qui imposent la recirculation dans plusieurs lignes. Par exemple, pour le champ Est, le débit minimal de la pompe de recirculation est égal à 12 t/h, soit trois fois le débit maximal dans une ligne. Ainsi, l'étude des pertes thermiques du récepteur sera réalisée sur les lignes L1, L2 et L3 du champ Est, composées chacune de quatre modules. Les héliostats de ces lignes sont systématiquement défocalisés lorsque les expériences sur les pertes thermiques ont été réalisées (pas d'apport d'énergie solaire) et le débit dans chaque ligne solaire était compris entre 4 et 5 t/h, soit entre 1,1 et 1,4 kg/s.

En pratique, la température de l'eau à l'entrée des lignes est maintenue constante jusqu'à atteindre un régime permanent, c'est-à-dire une température de l'eau à la sortie constante. Cependant, dans notre cas, la recirculation fonctionne en circuit fermé entre les champs et les ballons séparateurs. La température du fluide à l'entrée des lignes correspond, aux pertes thermiques dans les tuyauteries près, à la température de la phase liquide dans le ballon séparateur du champ solaire. Ainsi, si l'inertie thermique du ballon séparateur est largement supérieure aux pertes thermiques des récepteurs solaires, alors, la température de fluide à l'entrée des lignes peut être maintenue constante. Sinon, le régime permanent dans les lignes solaires ne pourra pas être atteint.

III.3. Moyens et méthodes

III.3.1. Méthodes de calcul

Les études de pertes thermiques d'une ligne solaire sont, généralement, évaluées lors de la circulation de fluide dans le récepteur sans concentration solaire, comme présenté dans la Figure III.1. Ainsi, le bilan thermique du système "tube absorbeur et fluide" s'écrit (équation (23)) :

$$m_{abs} \cdot \frac{dU_{abs}}{dt} + m_f \cdot \frac{dU_f}{dt} = \dot{m}_f \cdot h_{in}(t) - \dot{m}_f \cdot h_{out}(t) - P_{th-ligne}(t) + P_{sol-en}(t), \quad (23)$$

avec \dot{m}_f , h_{in} et h_{out} respectivement, le débit massique et l'enthalpie spécifique du fluide à l'entrée et la sortie d'une ligne solaire ; $P_{th-ligne}(t)$, les pertes thermiques du système, $m \frac{dU_{abs}}{dt}$ le terme d'accumulation du tube absorbeur, $m \frac{dU_f}{dt}$ le terme d'accumulation du fluide et $P_{sol-e}(t)$ la puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection.

En considérant une transformation isobare, en négligeant la puissance solaire sur l'enceinte de protection et en considérant un régime permanent, c'est-à-dire, lorsque les températures du fluide en entrée et en sortie sont constantes, les termes d'accumulations sont nuls et l'équation (23) se simplifie comme :

$$P_{th-ligne_{permanent}}(t) = \dot{m}_f C_{moy} (T_{in}(t) - T_{out}(t)), \quad (24)$$

avec, C_{moy} la capacité thermique de l'eau liquide évaluée pour une température et une pression moyenne entre l'entrée et la sortie de la ligne.

Pour un régime transitoire, la méthode de calcul consiste à approcher les pertes thermiques du système en intégrant tous les termes du bilan thermique (équation (25)).

$$\begin{aligned} & \int_{t_i}^{t_f} m_{abs} \cdot C_{abs} \cdot dT_{abs} + \int_{t_i}^{t_f} m_f \cdot C_{moy} \cdot dT_{moy} \\ & = \int_{t_i}^{t_f} \dot{m}_f \cdot C_{moy} \cdot T_{in}(t) \cdot dt - \int_{t_i}^{t_f} \dot{m}_f \cdot C_{moy} \cdot T_{out}(t) \cdot dt - \int_{t_i}^{t_f} P_{th-ligne_{transitoire}}(t) \cdot dt \end{aligned} \quad (25)$$

La température du tube absorbeur T_{abs} est supposée égale à la température moyenne du fluide T_{moy} entre l'entrée et la sortie, et les propriétés du fluide sont également déterminées pour cette même température.

Pour limiter l'impact de l'étude expérimentale des pertes thermiques du récepteur sur la production électrique, deux protocoles ont été définis en fonction de la température moyenne du fluide visée : le protocole à basse température (50 °C à 150 °C) et le protocole à haute température (150 °C à 290 °C).

III.3.2. Protocoles expérimentaux

III.3.2.1. Protocole à basse température

À l'arrêt de la turbine, la pression dans les ballons séparateurs est proche de 7 bars ce qui correspond à une température de saturation d'environ 150 °C imposant ainsi la limite haute de température du protocole à basse température (BT).

Le protocole BT intervient lors de la recirculation nocturne de la phase liquide du ballon séparateur dans le champ solaire. Cette stratégie de régulation est mise en place en hiver et occasionnellement en été, après l'arrêt de la turbine, afin de, respectivement, pallier le risque de gel en hiver et homogénéiser les températures du fluide entre le générateur de vapeur et le ballon séparateur, et ainsi limiter les coups de bélier lors des démarrages. Néanmoins, lors du protocole BT, la recirculation dans le champ Est est limitée aux trois lignes instrumentées, comme le montre la Figure III.1, afin de limiter les pertes thermiques du champ solaire et ainsi de favoriser l'apparition d'un régime permanent en limitant les variations de température à l'entrée des lignes solaires.

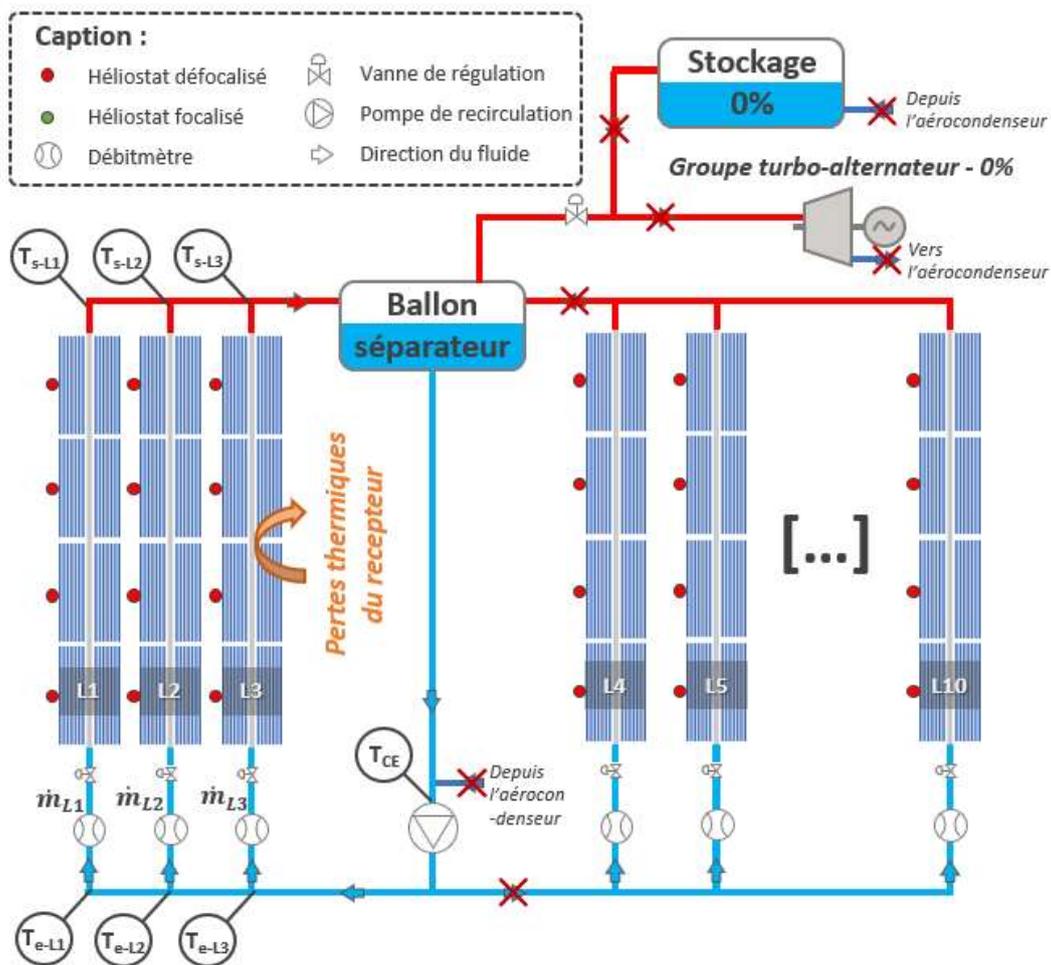


Figure III.1 : Schéma d'instrumentation du champ en fonctionnement en mode recirculation (protocole à basse température)

III.3.2.2. Protocole à haute température

Pour évaluer les pertes thermiques pour une température supérieure à 150 °C, les expérimentations sont réalisées lorsque la centrale est en fonctionnement. Seulement, pour restreindre l'impact sur la production électrique, les études expérimentales à haute température (HT) sont réalisées lorsque la turbine est à son régime nominal et que le système de stockage est saturé. Dans cette situation de surplus d'énergie, l'automate contrôle les héliostats du champ (défocalisation) pour limiter la pression à 71,5 bars (287,3 °C) dans le ballon séparateur. Dans ce cas, les héliostats des trois lignes instrumentées sont défocalisés en priorité sans impact sur la production électrique et sont utilisés pour l'étude des pertes thermiques à haute température.

La Figure III.2 schématise la régulation pour les expérimentations à haute température. Contrairement au protocole BT, les héliostats des lignes 4 à 10 sont partiellement focalisés et la recirculation assure l'extraction de la puissance solaire.

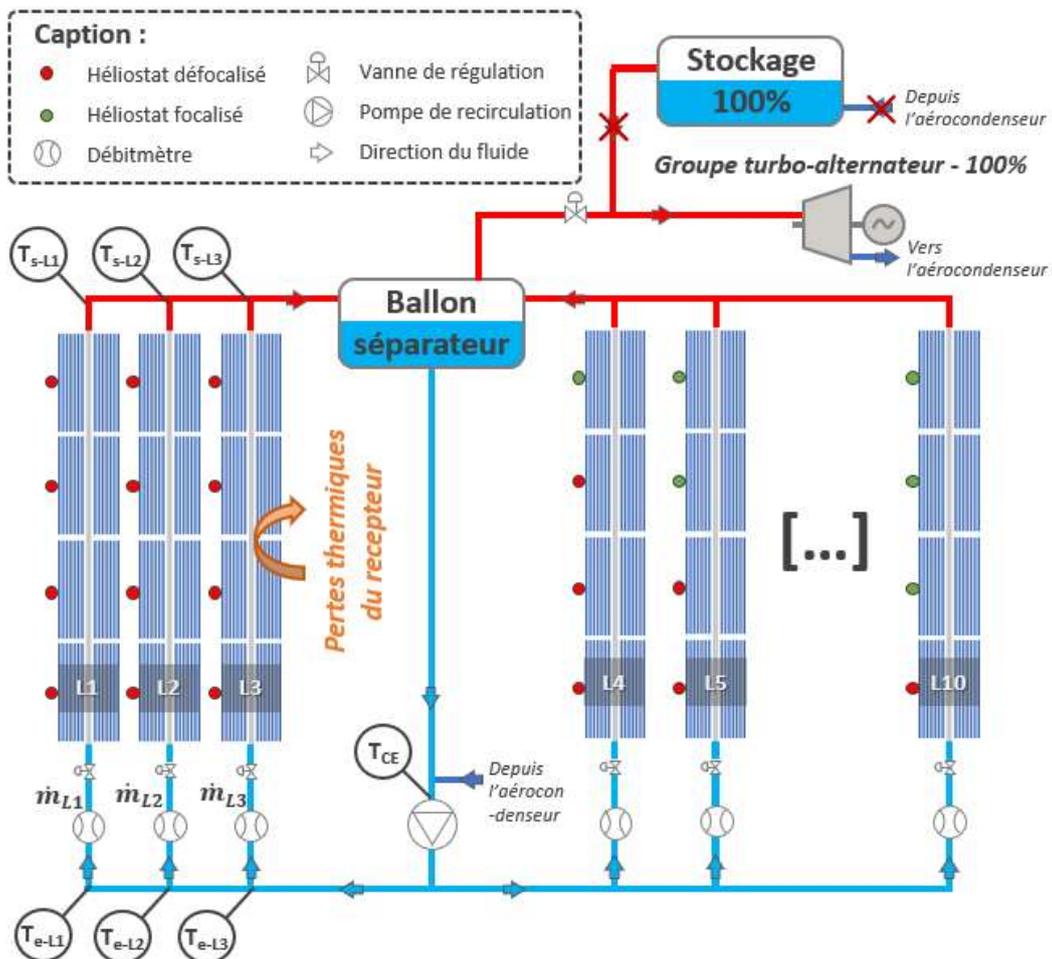


Figure III.2 : Schéma de l'instrumentation du champ solaire Est et de la régulation à haute température

III.3.3. Évolution de la température d'entrée et de sortie des lignes solaires

Les protocoles à basse et haute température ont été mis en œuvre et les mesures réalisées sont présentées dans la Figure III.3. À noter, que les mesures de débit, températures d'entrée et de sortie correspondent à la moyenne des températures mesurées dans les lignes L1, L2 et L3.

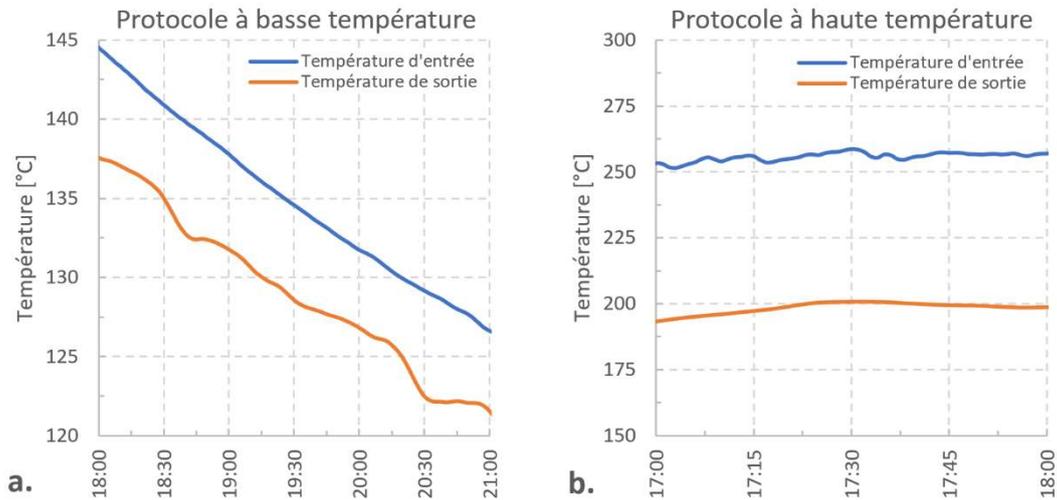


Figure III.3 : Températures moyennes typiques du fluide à l'entrée et à la sortie pour les 3 lignes instrumentées pendant (a.) le protocole à basse température et (b.) le protocole à haute température.

Dans le cas du protocole BT, la température d'entrée diminue linéairement ainsi que la température de sortie. Pour le protocole HT, la température d'entrée admet une variation maximale de 7,2 °C dans ce cas. Ainsi, pour les deux cas, l'état d'équilibre n'a pas été exactement atteint. Par conséquent, dans le cas du protocole BT, l'inertie du ballon séparateur est insuffisante pour maintenir une température constante à l'entrée des lignes solaires et pour le cas du protocole HT, la régulation de la pression des ballons séparateurs manque de finesse pour assurer une température d'entrée constante. Ainsi, dans les deux cas, l'état d'équilibre n'a pas été exactement atteint et la méthode présentée dans l'équation (25) est utilisée dans la suite du document pour évaluer les pertes thermiques.

III.4. Corrélation expérimentale des pertes thermiques du récepteur

Les deux protocoles ont été mis en œuvre plusieurs fois afin de déterminer les pertes thermiques des récepteurs pour les 7 cas présentés dans le Tableau III.1.

Tableau III.1 : Données expérimentales pour les 7 cas d'étude

Date	Protocole BT / HT	Différence entre la température moyenne entre l'entrée et la sortie et la température ext. [°C]	Température ext. [°C]	Vitesse moyenne du vent [m/s]	Débit par lignes [kg/s]	Variation maximale de la température d'entrée	Pertes thermiques linéaire expérimentale du module eLLO [W/m]
13/01/2023	BT	22,7	9,3	10,6	1,4	1	32,3
27/09/2022	BT	50,2	13,9	15,6	1,1	9,3	97,6
14/06/2022	BT	112,3	19,7	6,6	1,4	17,8	174,2
06/09/2022	BT	123,8	13,9	6,0	1,5	17,6	210,5
29/09/2022	BT	144,9	9,2	13,8	1,1	27,6	334,9
01/07/2022	HT	207,1	20	17,3	0,5	7,2	414,6
07/07/2022	HT	200,9	19,2	22,0	0,5	4,5	558,3

Pour le protocole BT, le débit de 1,1 kg/s dans les 3 lignes instrumentées correspond au débit minimum de la pompe. Comme le montre le paragraphe précédent, la variation de la température d'entrée ne permet pas d'obtenir un régime permanent. Les variations maximales de la température d'entrée sont supérieures à 9 °C, sauf pour le 13/01/2023. Pour le protocole HT, la variation maximale de la température d'entrée est inférieure à la variation maximale du protocole BT, mais reste trop importante pour la considérer comme un régime permanent. À noter que le débit est égal à 0,5 kg/s pour les protocoles HT puisque la recirculation de fluide s'effectue dans l'ensemble des lignes du champ solaire ainsi le débit minimal de la pompe n'est plus limitant (Figure III.2).

La Figure III.4 présente les pertes thermiques linéiques en fonction de la différence entre la température moyenne entre l'entrée et la sortie et la température extérieure. Cette corrélation est ensuite comparée aux corrélations de pertes thermiques décrites par d'autres fabricants de modules solaires, Frenell, Industrial Solar, le laboratoire LEPTEN et Ciemat respectivement nommés Nova-1, LF-11, Heliotérmica et Fresdemo. Le Tableau III.2 présente certaines des spécifications géométriques des modules comparés. Les pertes thermiques expérimentales ainsi que les pertes thermiques évaluées grâce aux données des fabricants sont exprimées en

termes de pertes thermiques divisées par la longueur du système étudié. Il s'agit de pertes thermiques linéiques qui permettent des comparaisons directes entre les différentes conceptions de concentrateurs linéaires Fresnel [82,122,143,144].

L'incertitude de calcul est évaluée sur la base des incertitudes de mesure des sondes PT100 et des débitmètres. L'incertitude de mesure du débitmètre à orifice est considérée comme égale à 0,5% [174] et l'incertitude de mesure des sondes PT100 est égale à $\pm 0,2$ °C [175].

Les pertes thermiques expérimentales sont obtenues pour différentes vitesses de vent, comme le montre la Figure III.4.

Tableau III.2 : Spécification géométrique des modules Nova-1 [144], LF-11 [142], Heliotermica [166], Fresdemo [176] et eLLO

Module solaire	Nova-1	LF-11	Heliotermica	Fresdemo	eLLO
Longueur du module solaire [m]	44,8	4,06	12	100	67
Surface de collecte [m ²]	513,6	22,0	54	1433	902,2
Technologie du récepteur	Absorbeur monotubulaire dans un récepteur à cavité	Tube absorbeur sous vide	Absorbeur multitubulaire dans une cavité trapézoïdale	Absorbeur monotubulaire dans un récepteur à cavité isolée	Absorbeur monotubulaire dans un récepteur à cavité

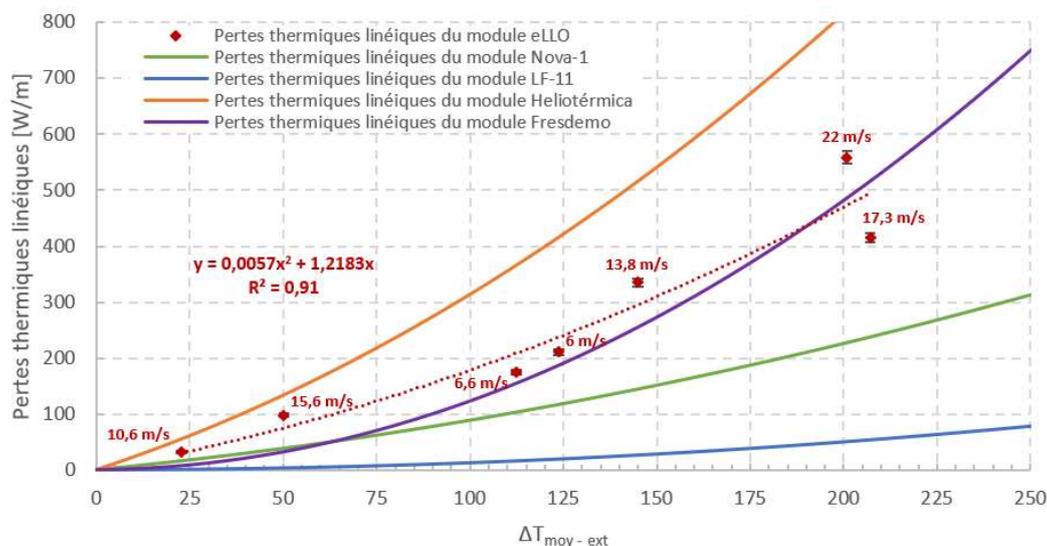


Figure III.4 : Pertes thermiques linéiques des modules Nova-1 [144], LF-11 [142], Heliotermica [166], Fresdemo [176] et eLLO (avec mention de la vitesse du vent lors des essais sur ce dernier)

Les pertes thermiques expérimentales du module eLLO sont légèrement supérieures aux pertes thermiques du module Fresdemo à l'exception d'un point à haute température. Comme l'architecture de ces deux récepteurs est quasi identique, cette différence peut s'expliquer par l'inclinaison des récepteurs et l'effet cheminé que cela engendre dans la cavité du récepteur eLLO ou encore par l'absence de certaines vitres de protection. Enfin, la présence d'isolation derrière le réflecteur secondaire dans le récepteur Fresdemo (contrairement au récepteur eLLO) contribue aussi à diminuer les pertes thermiques.

Pour terminer, les pertes thermiques du module eLLO dans les conditions de référence suivantes : température moyenne du fluide entre l'entrée et la sortie est de 175 °C, température ambiante de 25 °C ; sont égales à 311 W/m. Pour les mêmes conditions, les pertes thermiques du démonstrateur Fresdemo sont égales à 262 W/m.

À noter que les pertes thermiques linéiques très faibles du module LF-11 sont dues au tube sous vide entourant le tube absorbeur, ce qui permet de limiter les pertes thermiques par convection du système.

Les conditions du récepteur eLLO et, en particulier, lorsque certaines vitres de protection sont manquantes (Figure III.5), conduisent à une forte dépendance des pertes thermiques aux conditions de vent. Le Tableau III.3 présente le nombre de vitres manquantes des 3 lignes instrumentées et la proportion que cela représente par rapport au nombre total de vitres du récepteur (320 vitres pour un récepteur de 268 m de long). Ces valeurs ont été relevées visuellement le 08/07/2022.

Tableau III.3 : Nombre des vitres manquantes des 3 lignes instrumentées

Ligne	Nombre des vitres manquantes	% de vitre manquante
L1	53	17%
L2	80	25%
L3	66	21%

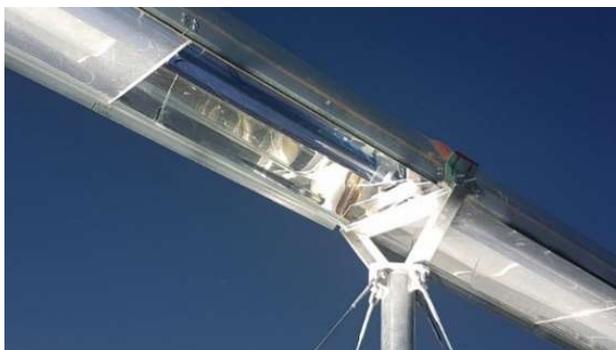


Figure III.5 : Photo d'une vitre manquante au niveau du récepteur

Ainsi, la disparité des résultats exprimée par le $R^2 = 0,91$ dans la Figure III.4, montre la forte dépendance des pertes thermiques aux conditions de vent : la vitesse du vent et sa direction. Cependant, le peu de points expérimentaux et le fait que les conditions de vent locales ne soient pas suivies avec précision sur l'ensemble des lignes (une seule station météorologique pour l'ensemble du site) compliquent la définition d'une relation fonctionnelle empirique avec les conditions de vent.

Enfin, une corrélation empirique des pertes thermiques linéiques du récepteur eLLO est exprimée dans l'équation (26) sous la forme d'un polynôme du second degré en fonction de la différence entre la température moyenne entre l'entrée et la sortie et la température extérieure.

$$P_{th-eLLO} = 5,7 * 10^{-3} (T_{moy} - T_{ext})^2 + 1,2183 (T_{moy} - T_{ext}) \quad (26)$$

La Figure III.6 présente la corrélation empirique des pertes thermiques et celle évaluée sur le prototype de La Seyne-sur-mer. La corrélation de perte thermique du prototype est évaluée pour la vitesse de vent expérimentale (Tableau III.1), un taux de tube non éclairé de 100% et une puissance linéique provenant du réflecteur secondaire nulle.

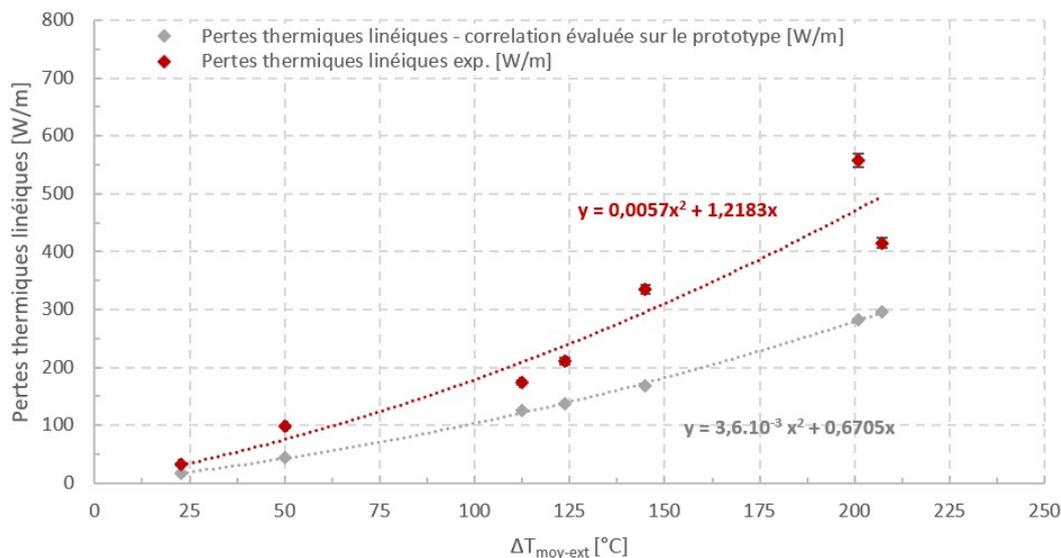


Figure III.6 : Corrélation empirique des pertes thermiques linéiques du récepteur eLLO (eLLO vs. prototype)

Le polynôme évalué sur le prototype sous-estime les pertes thermiques du récepteur eLLO. L'amélioration des connaissances des pertes thermiques du récepteur eLLO, couplé aux résultats du modèle optique, permettent de modifier les régulations de débits dans les lignes solaires ; cette optimisation des stratégies opératoires sera abordée dans le CHAPITRE IV.

Un modèle thermohydraulique monophasique 1D est développé sur Matlab pour exprimer des corrélations de perte thermique théorique en fonction des conditions de vents. Toutefois, l'étude sera limitée à l'influence de la vitesse du vent sur les pertes thermiques pour des raisons de simplicité. La corrélation empirique des pertes thermiques linéiques du récepteur eLLO sera comparée, dans la section suivante, aux données numériques du modèle thermohydraulique monophasique 1D, afin de valider le modèle et d'estimer l'influence de la vitesse du vent sur les pertes thermiques.

III.5. Modélisation et validation du modèle thermohydraulique monophasique 1D

III.5.1. Hypothèses et équations physiques du modèle

Le modèle thermohydraulique monophasique 1D est adapté des travaux de Fasquelle *et al.* [34] décrivant les performances thermo-optiques d'un concentrateur cylindro-parabolique équipé d'un tube absorbeur sous-vide. Dans notre cas, l'objectif est d'arranger ces travaux afin de simuler l'écoulement monophasique dans le tube absorbeur ainsi que les échanges thermiques au sein du récepteur. Ce paragraphe a été adapté des travaux effectués par Mhamad Kachakech durant son stage.

La Figure III.7 montre l'architecture du récepteur solaire eLLO composé d'un tube absorbeur, d'un réflecteur secondaire de type CPC et d'une enceinte de protection. Chaque sous-ensemble du récepteur est numéroté pour exprimer les transferts radiatifs et convectifs entre eux. Par exemple, le verre de protection (4) échange de l'énergie par transfert radiatif avec le tube absorbeur (2) et le CPC (5), ce transfert thermique est noté $\varphi_{r4-5/2}$.

Les transferts thermiques par conduction dans l'épaisseur des matériaux et dans l'air sont négligés, comme l'énergie solaire impactant directement le récepteur. Ce modèle simplifié doit décrire les conditions expérimentales lors des protocoles d'évaluation des pertes thermiques, donc lorsqu'il n'y a pas de flux solaire concentré sur le tube absorbeur pendant les mesures.

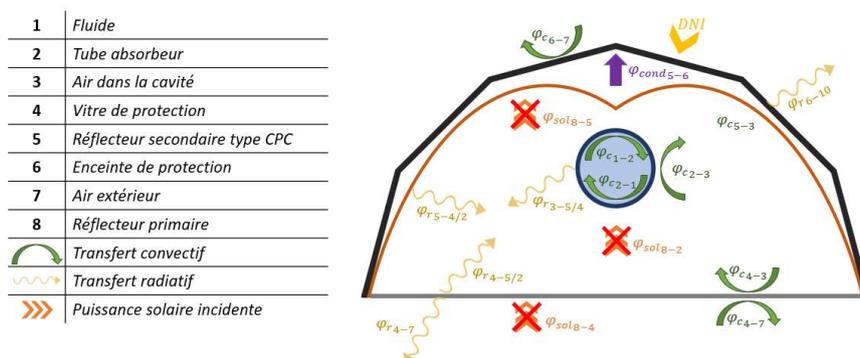


Figure III.7 : Transferts thermiques conductifs, convectifs et radiatifs entre les sous-ensembles du récepteur eLLO

La géométrie complexe du récepteur est simplifiée pour décrire deux tubes coaxiaux, l'un représentant le tube absorbeur et l'autre l'enceinte de protection équivalente (Figure III.8). L'équation (27) permet d'évaluer le diamètre de cette enceinte de protection équivalente pour que sa surface soit identique à la surface de l'enceinte de protection et de la vitre de protection du récepteur eLLO (Figure III.7).

$$D_{eq} = \frac{(\pi D_{en}/2 + l_v) \cdot L_c}{\pi \cdot L_c} = 0,334 \text{ m}, \quad (27)$$

avec, D_{en} le diamètre de l'enceinte de protection, l_v la largeur de la vitre et L_c la longueur du collecteur.

La Figure III.8 présente la géométrie simplifiée ainsi que les transferts thermiques considérés.

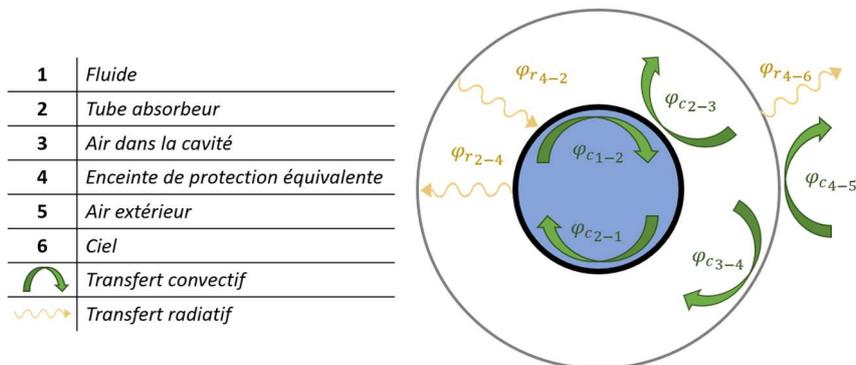


Figure III.8 : Géométrie équivalente du récepteur eLLO pour la modélisation thermohydraulique monophasique 1D

Les hypothèses suivantes sont formulées afin de simplifier la résolution des calculs :

- Le verre, le réflecteur secondaire et l'enceinte de protection sont considérés comme un seul corps échangeant de la chaleur avec le tube absorbeur et l'environnement. Les propriétés physiques et optiques de l'enveloppe protectrice équivalente sont approximées par les propriétés pondérées par la surface des composants, qui sont indiquées dans le Tableau I.8 (paragraphe I.5.3) ;
- Les propriétés thermiques de l'absorbeur et de l'enveloppe sont constantes pour les températures considérées ;
- Le rayonnement entre le tube absorbeur et l'enveloppe protectrice est considéré entre deux tubes concentriques semi-infinis ;
- L'enveloppe protectrice rayonne vers un environnement virtuel à une température du ciel supposée inférieure de 8 °C à la température extérieure [80] ;
- La vitesse du fluide caloporteur et la température sont considérées comme uniformes sur la section du tube. La diffusion thermique le long de l'axe du tube est prise en compte ;
- Seule l'équation de continuité est résolue pour conserver la masse lorsque le fluide se réchauffe. Les autres aspects de mécanique des fluides ne sont pas considérés ;
- Le tube absorbeur est supporté sur les mâts haubanés par une poulie en plastique, les pertes thermiques par conduction à travers ce support sont négligées.

Les simulations sont effectuées pour un récepteur de 268 m de long correspondant à la longueur de chacune des 3 lignes instrumentées. La température et la pression le long du tube absorbeur sont initialisées en considérant une évolution linéaire de la température et de la pression entre l'entrée et la sortie. La température initiale de l'absorbeur est déterminée comme étant égale à la température du fluide, et la température initiale de l'enceinte de protection est imposée comme étant égale à la température extérieure.

Les équations de conservation de l'énergie appliquées à chaque sous-ensemble sont les suivantes :

- L'équation de conservation de l'énergie du fluide de transfert contient un terme d'accumulation, un terme de diffusion axiale, un terme advectif et un terme d'échange convectif avec le tube absorbeur (équation (28)) :

$$\frac{\partial h_f}{\partial t} = \frac{\Gamma_f}{\rho_f} \cdot \frac{\partial^2 h_f}{\partial x^2} - U_f \cdot \frac{\partial h_f}{\partial x} + \frac{D_{absin}}{\rho_f \cdot A_{absin}} \cdot \varphi_{conv}, \quad (28)$$

avec, Γ_f et ρ_f la diffusivité thermique et la masse volumique du fluide, U_f la vitesse du fluide dans le tube absorbeur, D_{absin} et A_{absin} le diamètre et la surface interne du tube absorbeur et φ_{conv} la densité de flux thermique échangée entre le fluide et la paroi ;

- L'équation de conservation de l'énergie du tube absorbeur contient un terme d'accumulation, un terme de diffusion axiale, deux termes d'échange convectif, un avec le fluide de transfert et l'autre avec l'air dans la cavité et un terme de rayonnement avec l'enceinte de protection :

$$\frac{\partial T_{abs}}{\partial t} = \frac{\lambda_{abs}}{\rho C_{abs}} \cdot \frac{\partial^2 T_{abs}}{\partial x^2} - \frac{h_{cav} \cdot D_{absout}}{\rho C_{abs} \cdot A_{absout}} \cdot (T_{abs} - T_{cavité}) - \frac{h_f \cdot D_{absin}}{\rho C_{abs} \cdot A_{absin}} \cdot (T_{abs} - T_f) + \frac{-B_{env-abs} \cdot D_{absout}}{\rho C_{abs} \cdot A_{absout}} \cdot \sigma \cdot (T_{abs}^4 - T_{en}^4), \quad (29)$$

avec

$$B_{en-abs} = \left(\frac{1}{\varepsilon_{abs}} + \left(\frac{1 - \varepsilon_{en}}{\varepsilon_{en}} * \frac{D_{absout}}{D_{enin}} \right) \right)^{-1}, \quad (30)$$

et, λ_{abs} la conductivité thermique de l'acier de l'absorbeur, $T_{cavité}$ la température de l'air dans la cavité égale à la température moyenne de l'absorbeur et de l'enceinte de protection, h_{cav} le coefficient de transfert thermique par convection dans la cavité et, enfin ε_{abs} et ε_{en} , respectivement, l'émissivité du tube de l'absorbeur et de l'enceinte de protection équivalente ;

- L'équation de conservation de l'énergie de l'enceinte de protection contient un terme d'accumulation, un terme de diffusion axiale, deux termes de convection, l'un avec l'air dans la cavité et l'autre avec l'extérieur et deux termes de rayonnement l'un avec le tube absorbeur et l'autre avec le ciel :

$$\frac{\partial T_{en}}{\partial t} = \frac{\lambda_{en}}{\rho C_{en}} \cdot \frac{\partial^2 T_{en}}{\partial x^2} - \frac{h_{ext} \cdot D_{enout}}{\rho C_{en} \cdot A_{enout}} \cdot (T_{en} - T_{ext}) - \frac{h_{cav} \cdot D_{enin}}{\rho C_{en} \cdot A_{enin}} \cdot (T_{en} - T_{cavité}) - \frac{\varepsilon_{en} \cdot \sigma \cdot D_{enout}}{\rho C_{en} \cdot A_{enout}} \cdot (T_{en}^4 - T_{sky}^4) - \frac{B_{env-abs} \cdot l_{enin}}{\rho C_{en} \cdot A_{enin}} \cdot \sigma \cdot (T_{en}^4 - T_{abs}^4), \quad (31)$$

avec, h_{out} le coefficient de transfert thermique par convection avec l'extérieur et T_{ext} la température extérieure.

Les échanges convectifs sont déterminés à l'aide des corrélations de coefficients de transfert thermique convectif. Le nombre de Nusselt, équation (32), permet d'évaluer les coefficients d'échanges convectifs. Chaque corrélation a été trouvée dans l'ouvrage « Thermique théorique et pratique à usage de l'ingénieur » de Eyglunet [177] et pour chaque corrélation, les conditions d'applications ont été vérifiées.

$$Nu = \frac{h_{conv} L_c}{\lambda_f}, \quad (32)$$

avec, L_c la longueur caractéristique et λ la conductivité thermique du fluide.

- Le transfert thermique par convection à l'intérieur du tube absorbeur est décrit par la corrélation de Dittus et Boelter. L'équation (33) présente la corrélation dans le cas où la température de la paroi est plus froide que celle du fluide :

Pour $L/D > 60$, $0,7 < Pr < 100$ et $10^4 < Re < 1,2 \cdot 10^5$:

$$Nu_D = 0,0265 \cdot Re_D^{0,8} \cdot Pr^{0,3}, \quad (33)$$

avec, Re_D et Pr respectivement le nombre de Reynolds et le nombre de Prandtl.

- L'échange convectif au sein de la cavité est un échange convectif naturel, décrit par la corrélation de Mac Adams (équation (34)) :

Pour $Ra_L \in [10^9, 10^{13}]$:

$$Nu_L = 0,13 \cdot Ra_D^{1/3}, \quad (34)$$

avec, $Ra_D = \frac{g \cos(\theta) \beta (T_{abs} - T_{cavité}) \cdot D_{enout}^3}{\alpha \nu}$ le nombre de Rayleigh, g la constante de gravitation, β le coefficient de dilatation du fluide, θ la pente du système dans le plan longitudinal, α la diffusivité thermique du fluide, ν la viscosité dynamique du fluide.

- Le transfert thermique par convection entre l'enceinte et l'environnement diffère en fonction de la vitesse du vent. Si la vitesse du vent est inférieure à 1 m/s, on choisit une corrélation de transfert thermique par convection naturelle autour d'un cylindre horizontal (équation (35)). Dans le cas contraire, le coefficient de transfert thermique est déterminé à l'aide de la corrélation de Hilpert décrivant le transfert thermique convectif pour d'un écoulement perpendiculaire autour d'un cylindre (équation (36)). La longueur caractéristique correspond au diamètre extérieur de l'enceinte de protection.

Si $V_{vent} < 1 \text{ m/s}$,

$$\begin{cases} Nu_d = 0.53 Ra_D^{1/4} & \text{si } Ra_D \in [10^3; 10^9] \\ Nu_d = 0.10 Ra_D^{1/3} & \text{si } Ra_D \in [10^9; 10^{13}] \end{cases} \quad (35)$$

Sinon,

$$\begin{cases} Nu_D = 0,43 + 0,53 \cdot Re_D^{0,5} \cdot Pr^{0,31} & \text{si } Re_D \in [1, 4000] \\ Nu_D = 0,43 + 0,193 \cdot Re_D^{0,618} \cdot Pr^{0,31} & \text{si } Re_D \in [4\ 000, 40\ 000] \\ Nu_D = 0,43 + 0,0265 \cdot Re_D^{0,805} \cdot Pr^{0,31} & \text{si } Re_D \in [40\ 000, 400\ 000] \end{cases} \quad (36)$$

Le modèle thermohydraulique monophasique 1D est alimenté par des mesures expérimentales de la température et de la pression à l'entrée de la conduite, du débit massique, de la température extérieure moyenne sur l'intervalle d'étude ainsi que de la vitesse du vent au niveau du récepteur. Les équations sont résolues à l'aide de la méthode des différences finies par une discrétisation temporelle implicite et une discrétisation spatiale le long du récepteur. Le pas de temps est égal à 1 s et la discrétisation spatiale est de 1 m. Le vecteur d'enthalpie spécifique du fluide, le vecteur de température du tube absorbeur et le vecteur de température de l'enceinte de protection équivalente sont trouvés itérativement, avec un critère de convergence de 10^{-4} , pour chaque pas de temps à l'aide du logiciel Matlab.

III.5.2. Validation et amélioration du modèle

La validation du modèle thermohydraulique monophasique est réalisée en comparant les températures de sortie théoriques et expérimentales. Les données expérimentales, présentées dans le Tableau III.1 (paragraphe III.4), sont utilisées comme données d'entrée du modèle. La Figure III.9 montre la température de sortie expérimentale et la température de sortie théorique du modèle monophasique pour le 01/07/2022.

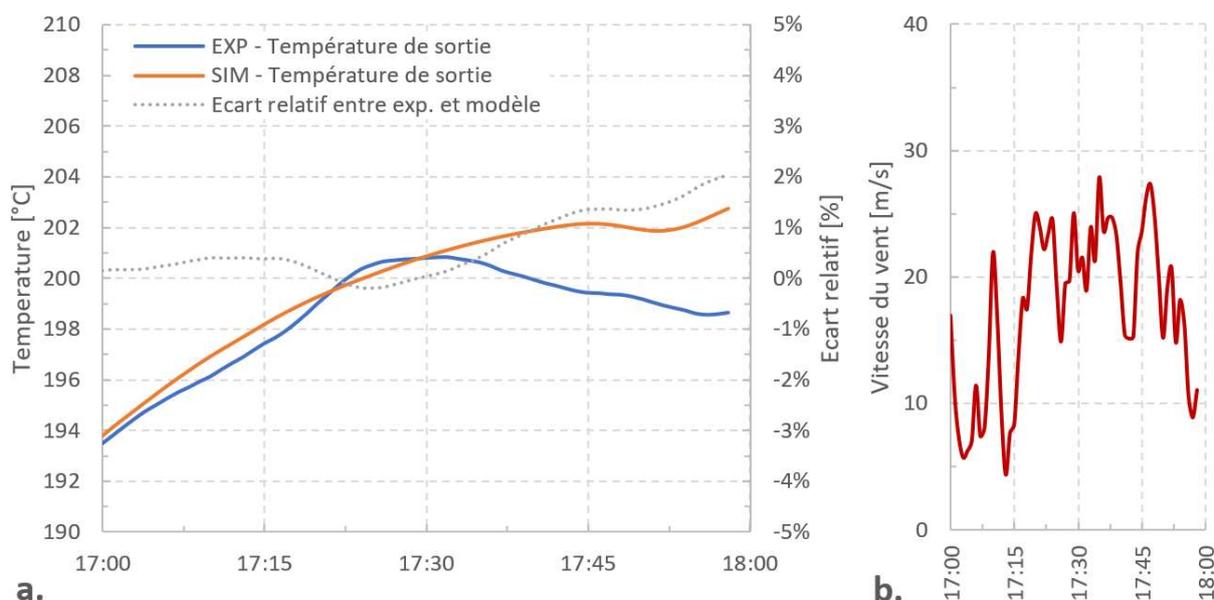


Figure III.9 : (a.) Évolution de la température de sortie expérimentale et simulée et (b.) vitesse du vent pour le 01/07/2022

La température de sortie du modèle suit l'évolution de la température expérimentale avec un écart relatif inférieur à 1 % avant 17:20, puis augmente pour atteindre 2,1 % à 18:00. À première vue, la disparité entre les résultats expérimentaux et le modèle semble être liée à l'augmentation de la vitesse du vent à 17:20 (Figure III.9.b). Ainsi, le modèle sous-estime les pertes thermiques pour une vitesse de vent supérieure à 15 m/s.

Comme expliqué dans le paragraphe III.4, les conditions partiellement dégradées du récepteur solaire conduisent à une augmentation des pertes thermiques du récepteur dues aux conditions de vent. La géométrie complexe associée à l'état irrégulier des récepteurs rend l'utilisation des corrélations de convection forcée de la littérature inadéquate. Ainsi, pour tenir compte de l'absence de vitres protectrices, le transfert thermique par convection naturelle dans la cavité est surévalué. Une correction est appliquée au transfert thermique par convection naturelle dans la cavité en fonction de la vitesse du vent, telle que présentée dans l'équation (37) :

$$\begin{cases} h_{cav} = \frac{Nu_L \cdot \lambda_{cav}}{L_c}, & \text{si } V_{vent} < 15 \text{ m/s} \\ h_{cav} = 1,15 * \frac{Nu_L \cdot \lambda_{cav}}{L_c}, & \text{si } V_{vent} > 15 \text{ m/s} \end{cases} \quad (37)$$

Le coefficient de correction de l'équation (37) est choisi pour minimiser la différence relative entre la température de sortie expérimentale et théorique pour le cas d'étude du 01/07/2022.

La Figure III.10 montre l'évolution de la température de sortie expérimentale et simulée avec et sans coefficient de correction du transfert thermique dans la cavité.

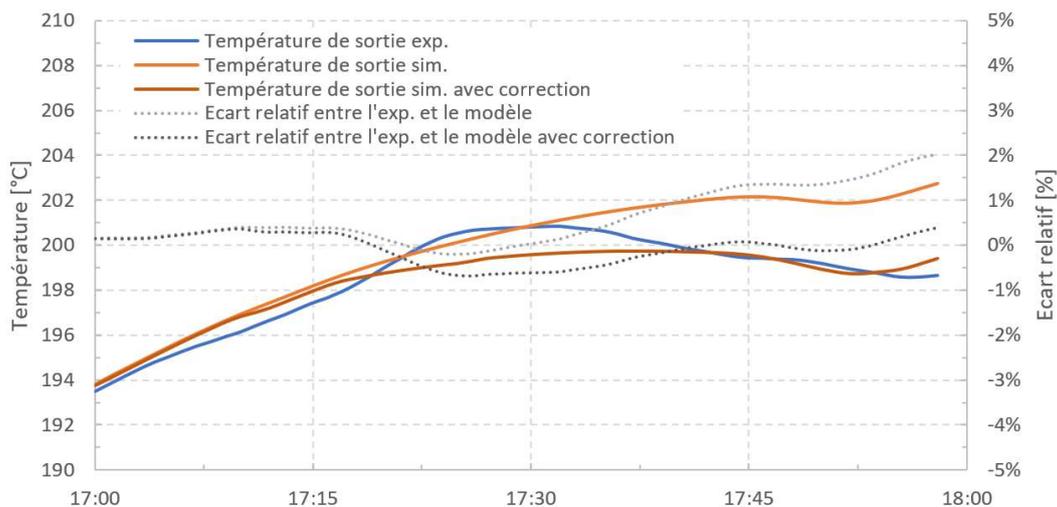


Figure III.10 : Évolution de la température de sortie expérimentale et simulée avec et sans correction

Avec la correction, l'écart relatif absolu maximal entre les données expérimentales et les résultats simulés est égal à 0,7 % ; par comparaison sans la correction, l'écart relatif maximal est égal à 2,1 %. Ainsi, la correction du coefficient d'échange thermique dans la cavité permet d'améliorer les résultats du modèle en réduisant l'écart relatif entre les températures de sortie.

Le Tableau III.4 présente l'influence de la correction sur l'écart relatif maximal entre les températures de sortie expérimentales et théoriques pour les 7 cas d'études et le temps où la vitesse du vent est supérieure à 15 m/s rapporté au temps de l'intervalle d'étude.

Tableau III.4 : Écart relatif de la température de sortie avec et sans correction du coefficient d'échange convectif

Date	Pourcentage de temps ou $V_{vent} > 15 \text{ m/s}$	Écart relatif max. T_{sortie} SANS majoration du coefficient d'échange convectif	Écart relatif max. T_{sortie} AVEC majoration du coefficient d'échange convectif
13/01/2023	22,2 %	5,1 %	4,8 %
27/09/2022	56,1 %	3,8 %	3,4 %
14/06/2022	0,6 %	-0,8 %	-0,8 %
06/09/2022	0,0 %	0,7 %	0,7 %
29/09/2022	34,2 %	4,0 %	3,7 %
01/07/2022	66,7 %	2,1 %	-0,7 %
07/07/2022	98,3 %	9,8 %	8,2 %

La correction permet de diminuer l'écart relatif maximal entre les températures de sortie expérimentales et simulées, sauf pour les cas où les vitesses de vent ne dépassent pas ou très peu 15 m/s sur l'intervalle d'étude (14/06/2022 et 06/09/2022).

Pour évaluer la précision du modèle, les résultats théoriques, obtenus avec les mêmes conditions initiales et données d'entrées que l'étude expérimentale (Tableau III.1), sont exprimés en fonction des résultats expérimentaux dans un diagramme de parité (Figure III.11 ; incluant les écarts de 10 %, 20 % et 30 %).

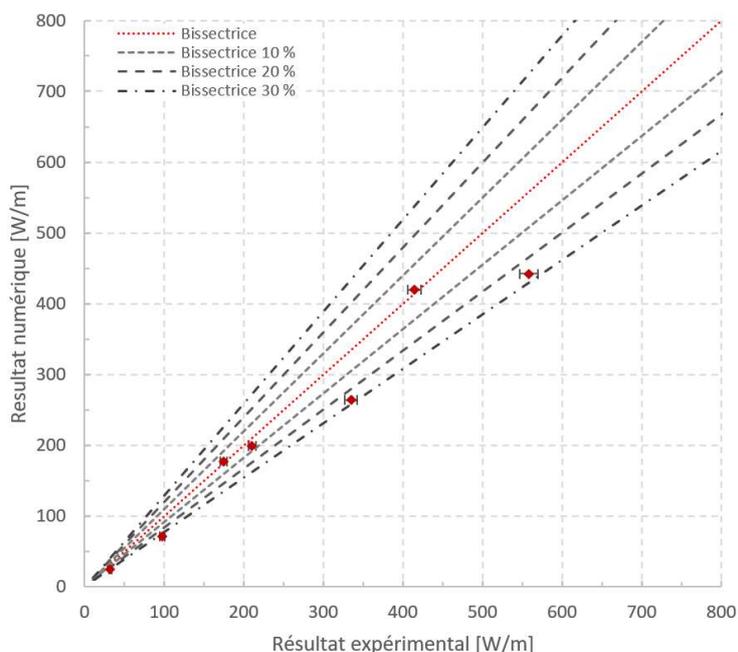


Figure III.11 : Résultats expérimentaux comparés au modèle thermohydraulique

Trois points se situent dans le domaine d'écart de $\pm 10\%$ correspondant à la comparaison de deux intervalles d'études à basse température et une vitesse de vent ne dépassant pas ou très peu les 15 m/s (14/06/2022 et 06/09/2022) et un intervalle d'étude à haute température avec une forte correction liée à la vitesse du vent (01/07/2023).

Pour terminer, l'ensemble des points sont presque exclusivement inclus dans le domaine d'écart de $[+10\% ; -30\%]$, à l'exception du cas d'études à très basse température du 27/09/2022 avec 56,1% du temps de l'étude à une vitesse de vent supérieur à 15 m/s qui admet un écart légèrement supérieur à -30% . Ainsi, pour des intervalles d'études avec une vitesses de vent ne dépassant pas ou très peu les 15 m/s le modèle thermohydraulique monophasique 1D permet d'évaluer les pertes thermiques dans une incertitude de $\pm 10\%$ et de $\pm 30\%$ quelle que soit la vitesse du vent. À noter que dans l'ensemble, le modèle thermohydraulique monophasique 1D sous-estime les pertes thermiques du récepteur.

Pour terminer, le modèle thermohydraulique monophasique 1D est utilisé pour estimer les pertes thermiques théoriques. Au lieu d'imposer les données expérimentales, les conditions initiales et les données d'entrée du modèle sont imposées, la vitesse du vent est nulle, la température extérieure est fixée à 15 °C et plusieurs simulations permettent d'évaluer les pertes thermiques pour une température d'entrée de 50 °C à 300 °C par pas de 50 °C.

Ces pertes thermiques théoriques sont comparées, dans la Figure III.12, au modèle développé par Mertins [161] qui décrit les pertes thermiques d'un récepteur de concentrateur linéaire Fresnel en fonction du diamètre extérieur et de l'émittance du tube absorbeur.

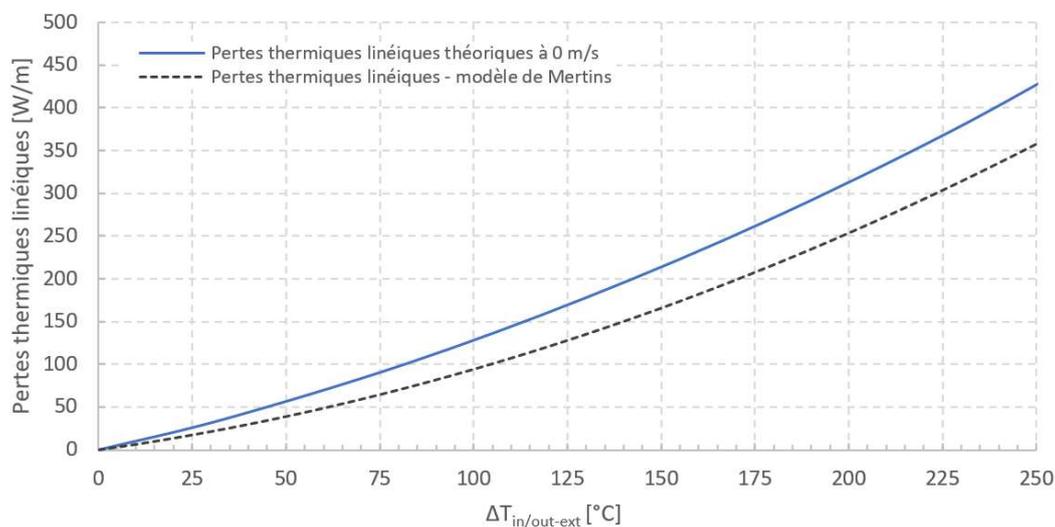


Figure III.12 : Pertes thermiques théoriques linéiques du modèle thermohydraulique monophasique 1D comparées aux pertes thermiques linéiques évaluées grâce au modèle de Mertins.

Les deux modèles donnent des pertes thermiques linéiques du même ordre de grandeur pour des différence entre la température moyenne du fluide entrée/sortie et la température extérieure de 50 °C à 250 °C et une vitesse de vent nulle. La différence entre les deux modèles provient de l'intensification, avec la température, des échanges thermiques convectifs par effet cheminée dans la cavité du récepteur eLLO et ainsi des pertes thermiques plus importantes que le modèle de Mertins pour les mêmes températures.

III.5.3. Corrélation des pertes thermiques théoriques en fonction de la vitesse du vent

Dans cette partie, les pertes thermiques théoriques pour différentes vitesses de vent sont évaluées grâce à la méthode qui a permis d'évaluer les pertes thermiques théorique sans vent présenté dans la Figure III.12.

La Figure III.13 montre les points expérimentaux, étiquetés avec la vitesse moyenne du vent, et les pertes thermiques linéiques théoriques en fonction de la différence entre la température moyenne du fluide entrée/sortie et la température extérieure.

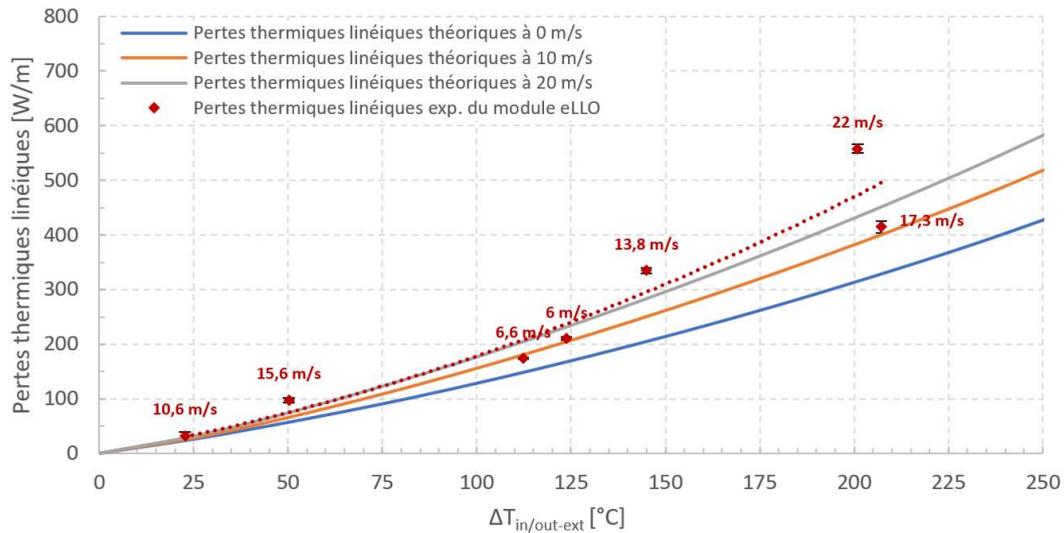


Figure III.13 : Pertes thermiques linéiques théoriques et expérimentales en fonction de la vitesse du vent

Comme la corrélation expérimentale, les pertes thermiques théoriques sont exprimées sous forme de polynôme du second degré dans les équations suivantes :

$$P_{th-0\text{ m/s}} = 2,8 * 10^{-3} (T_{moy} - T_{ext})^2 + 0,9961 (T_{moy} - T_{ext}) \quad (38)$$

$$P_{th-10\text{ m/s}} = 3,4 * 10^{-3} (T_{moy} - T_{ext})^2 + 1,2169 (T_{moy} - T_{ext}) \quad (39)$$

$$P_{th-20\text{ m/s}} = 3,8 * 10^{-3} (T_{moy} - T_{ext})^2 + 1,3932 (T_{moy} - T_{ext}) \quad (40)$$

Ces corrélations permettent d'estimer les pertes thermiques du récepteur eLLO en fonction de sa configuration en pente et une vitesse de vent de 0, 10 et 20 m/s.

III.6. Conclusion partielle

L'étude des pertes thermiques du récepteur eLLO a été réalisée sur 3 lignes instrumentées de la centrale eLLO en fonctionnement. Les protocoles mis en œuvre pour évaluer les pertes thermiques du récepteur, sur une large gamme de températures de fluide, ont été choisis pour n'avoir aucun impact sur la production électrique.

Les pertes thermiques du récepteur eLLO ont été déterminées expérimentalement en appliquant deux protocoles, l'un à basse température et l'autre à haute température. Une corrélation empirique des pertes thermiques a été définie comme un polynôme du second degré et est comparée à d'autres corrélations de pertes thermiques de récepteur linéaire Fresnel. Les pertes thermiques d'un module eLLO dans les conditions de référence suivantes : température moyenne du fluide à l'entrée et à la sortie de 175 °C, température ambiante de 25 °C, pas de vent ; est égale à 311 W/m. Cette perte thermique est supérieure à celle observée sur le site de Fresdemo dans les mêmes conditions de référence, en raison de l'inclinaison du récepteur eLLO et de l'absence de vitres de protection. La disparité significative des résultats expérimentaux peut être attribuée à la forte influence des conditions de vent sur les pertes thermiques. Néanmoins, le nombre de points expérimentaux est insuffisant pour évaluer des corrélations distinctes en fonction de la vitesse du vent. Ainsi, un modèle thermohydraulique monophasique 1D a été développé et adapté à l'état actuel du récepteur (vitres manquantes et inclinaison du récepteur). Il est validé en le comparant au modèle proposé par Mertins et aux résultats expérimentaux. Cette comparaison indique que le modèle peut estimer efficacement les pertes thermiques du récepteur avec une incertitude maximale acceptable d'environ $\pm 30\%$, quelle que soit la vitesse du vent.

CHAPITRE IV - MODELE GLOBAL DE LA CENTRALE SOLAIRE ELLO

Ce chapitre introduit les travaux de modélisation, sur le logiciel Apros, du cycle thermodynamique de la centrale solaire eLLO. Ce logiciel de simulation dynamique de processus industriels a déjà fait ses preuves quant à la modélisation de centrale solaire à génération directe de vapeur (cf. paragraphe I.3.3). L'expertise du groupe CNIM sur le logiciel et les premières briques d'un modèle de champ solaire déjà réalisés, nous ont conduit au choix de ce logiciel pour le projet de recherche. Celui-ci est présenté dans le paragraphe IV.1. La structure du modèle est exposée dans le paragraphe IV.2 des champs solaires jusqu'au bloc de puissance. Finalement, la validation du modèle est formulée dans le paragraphe IV.3 par comparaison des résultats de simulation avec les données mesurées sur la centrale eLLO. Pour terminer, le modèle global est consacré dans le paragraphe IV.4 à l'étude d'optimisation des débits de recirculation dans les champs solaires et son influence sur la production électrique.

IV.1. Logiciel de simulation dynamique Apros

Apros® 6.09.33 (Advanced Process Simulation Environment) est un logiciel commercial de simulation développée par VTT en coopération avec Fortum. Cet outil offre un environnement de modélisation et de simulation de processus industriels, il a notamment prouvé son efficacité pour la simulation dynamique des centrales nucléaires [178] ou encore de centrales solaires à concentration [135,136,179]. De plus, toutes les caractéristiques nécessaires à l'examen des écoulements diphasiques de l'eau liquide/vapeur dans ces centrales électriques sont incluses dans cet outil. Ce logiciel se base sur une approche nommée « lumped parameter », qui part du principe que les composants d'un système physique sont représentés en un seul point et leurs comportements sont déterminés par des modèles mathématiques. Ces points, aussi appelés nœuds, peuvent être divisés en un nombre arbitraire de volumes de contrôle homogènes reliés par des branches d'écoulement. Les éléments sont discrétisés dans l'espace en utilisant la méthode des volumes finis et dans le temps par une discrétisation temporelle implicite. Les variables liées à l'écoulement, telles que la vitesse de fluide, sont calculées à la limite de deux mailles et les variables d'états sont calculées au milieu des mailles.

La bibliothèque Apros propose un ensemble de blocs fonctionnels composés de réseaux de nœuds et de branches. Les composants plus complexes tels que des échangeurs de chaleur (Figure IV.1) sont composés de ces briques élémentaires. À noter que, bien que pourvu d'un large panel de blocs fonctionnels, certaines modélisations peuvent amener à des besoins spécifiques qui peuvent être modélisés par l'utilisateur en créant ses propres composants et leurs équations associées.

Le bloc « TUBE_HEAT_EXCHANGER_1 » créera deux réseaux thermohydrauliques, chacun composé d'un nœud thermohydraulique TUH01_NOx et de deux branches TUH01_BRx connectées aux nœuds d'entrée et de sortie PO0x. Les échanges thermiques entre les deux écoulements de l'échangeur seront évalués via la création d'une structure thermique,

représentant la paroi entre les deux écoulements, composée de deux nœuds dans la direction radiale TUH01_HNx (paroi) et une branche thermique rejoignant ces deux nœuds TUH01_HBx. Enfin, ces nœuds de structure thermique TUH01_HNx sont connectés aux nœuds thermohydrauliques TUH01_NOx grâce à des composants de transfert de chaleur TUH01_HTx modélisant les échanges convectifs à la paroi.

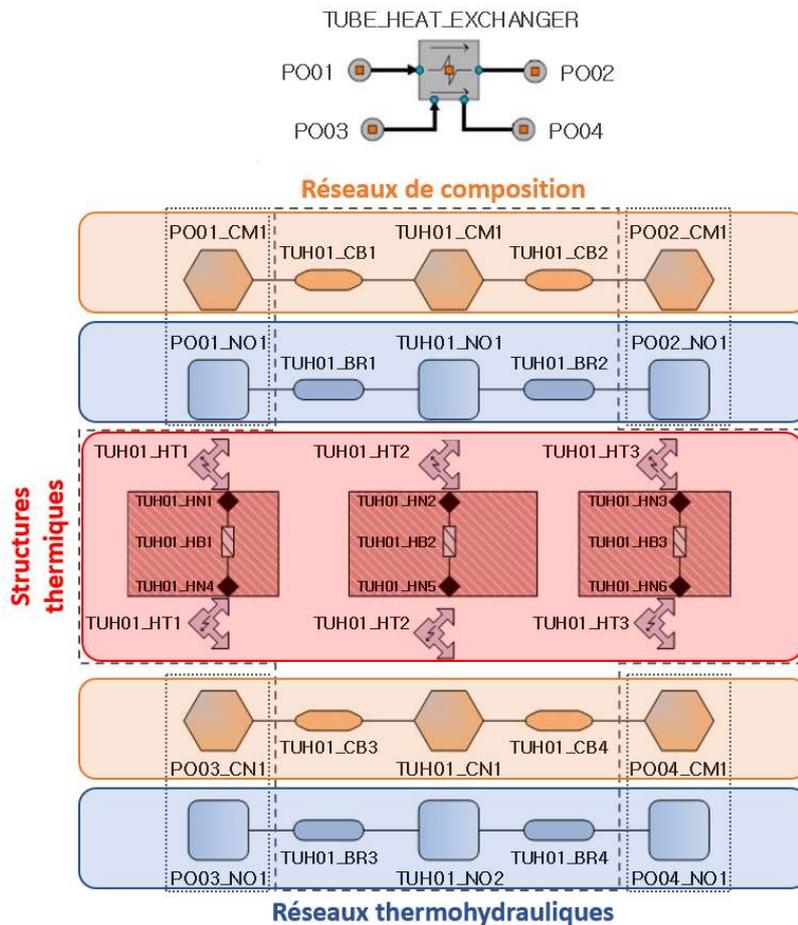


Figure IV.1 : Réseaux thermohydrauliques et de composition d'un échangeur thermique sur Apros [180]

Afin de simplifier la modélisation, aucune présence d'incondensable dans l'eau ne sera considérée, ainsi les réseaux de compositions et leurs équations chimiques associées ne seront pas utilisés. Dans le cas d'un circuit d'eau liquide/vapeur, le réseau thermohydraulique est décrit par les équations différentielles de conservation de la masse, de la quantité de mouvement et de l'énergie pour chacune des phases, soit un système à 6 équations.

Finalement, l'asservissement des différents processus s'effectuera à l'aide des régulateurs PID de la bibliothèque Apros. Les paramètres d'ajustement : le gain, le temps d'intégration et le temps de dérivation seront déterminés en utilisant la méthode heuristique proposée par Ziegler-Nichols [181].

La modélisation de la centrale solaire eLLO est ainsi représentée sur Apros sous la forme de plusieurs sous-systèmes à savoir le champ solaire linéaire Fresnel, le bloc de puissance, et le système de régulation, tous développés avec un niveau de détail élevé.

IV.2. Structure et contrôle du modèle global

La modélisation de ces sous-systèmes est organisée en diagramme dans une arborescence de projet. Pour les générateurs de vapeur, par exemple, le sous-ensemble est divisé en une multitude de diagrammes : diagrammes de l'architecture du processus, diagrammes de régulations et diagrammes de calculs des pertes thermiques des tuyauteries et des puissances solaires absorbées par les modules solaires. Les diagrammes sont reliés par des drapeaux de référence externe (Figure IV.3 ; flèche bleues, rouges ou blanches).

IV.2.1. Modélisation des champs solaires linéaires Fresnel

Les champs solaires sont générés par la connexion de composants, pour lesquels les spécifications géométriques sont imposées en fonction des données recueillies dans les schémas de tuyauteries et d'instrumentations, en anglais P&ID (Piping & Instrumentations Diagram). Les éléments qui composent la modélisation sont les suivants : les modules solaires, les tuyauteries et les éléments de contrôle (pompe et vanne) ainsi que leurs composants de régulation. L'élévation de chacun des nœuds a été calquée sur les élévations répertoriées dans les schémas P&ID, avec comme point de référence une altitude de 1509 m.

IV.2.1.1. Modules solaires

Des modules solaires, seul le tube absorbeur est modélisé grâce au bloc « Pipe with Heat structure ». Le stockage de la chaleur dans le matériau du tuyau et les flux de chaleur entrant ou sortant du tuyau sont simulés. La structure du bloc « Pipe with Heat structure » est représentée dans la Figure IV.2 et les paramètres pertinents pour ce type de structure sont présentés dans le Tableau IV.1.

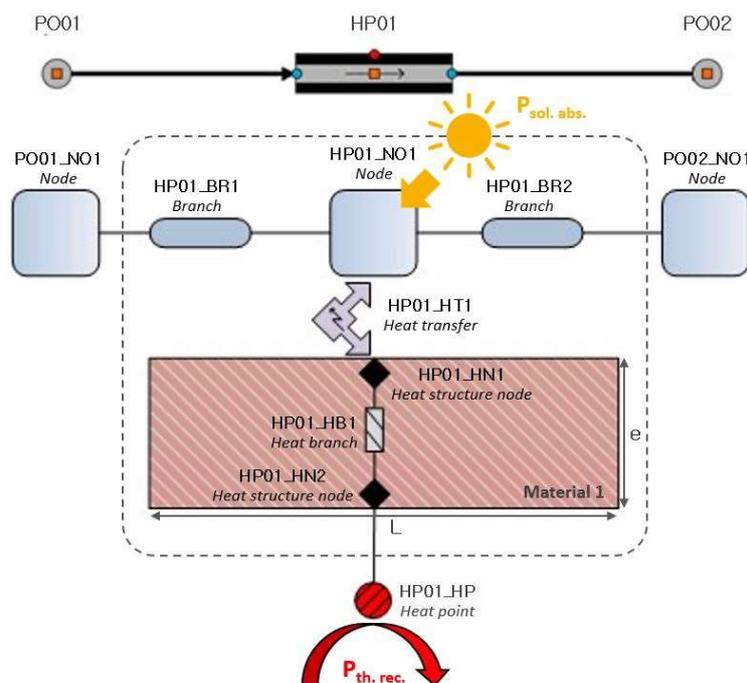


Figure IV.2 : Structure du bloc fonctionnel « Pipe with Heat structure » de Apros, adaptée du manuel d'aide du logiciel

Tableau IV.1 : Principaux paramètres du bloc fonctionnel « Pipe with Heat structure » de Apros

Nom du paramètre	Unité
Longueur de la tuyauterie	m
Diamètre extérieur de la tuyauterie	mm
Épaisseur de chaque couche qui constitue la paroi (max. 3)	mm
Matériaux de chaque couche qui constitue la paroi (max. 3)	-
Nombre de nœuds de calcul à l'intérieur de la conduite (HP01_NOx)	-
Nombre de nœuds de calcul à l'intérieur de chaque couche qui constitue la paroi (HP01_HBx)	-

La puissance solaire absorbée par module, établie grâce au modèle optique décrit dans le CHAPITRE II, est imposée au nœud HP01_NO1 de chacun des blocs fonctionnels représentant les modules solaires. Cette méthode amène à négliger la résistance thermique de la conduction à travers la paroi du tube absorbeur et du transfert thermique à l'interface entre la paroi et le fluide. Comme exprimé dans la conclusion du CHAPITRE II, un paramètre correctif κ_C , pour considérer les défauts de réglages des modules et l'encrassement, est imposé dans le calcul de la puissance solaire absorbée. Les retours de position de focalisation des héliostats de chaque module F^{Mi} [0 ; 0,5 ; 1] sont ajoutés au calcul de la puissance solaire absorbée ; $F^{Mi} = 0,5$ correspond à la focalisation d'un héliostat sur les deux qui constituent un module. La puissance solaire absorbée par chaque module solaire est calculée selon l'équation (41) :

$$P_{sol. abs.}^{Mi} = \kappa_C * F^{Mi} * \eta_{opt,max} * IAM_{\parallel}(\theta_i) * IAM_{\perp}(\theta_{\perp}) * \alpha_{abs} * A_{coll} * DNI, \quad (41)$$

avec, $\eta_{opt,max}$ le rendement optique maximal, $IAM_{\parallel}(\theta_i)$ et $IAM_{\perp}(\theta_{\perp})$, respectivement les IAM longitudinal et transversal pour une position solaire quelconque, α_{abs} l'absorptivité du revêtement sélectif du tube absorbeur (cf. Tableau I.8), A_{coll} la surface de collecte et DNI la puissance solaire surfacique incidente.

Pour les pertes thermiques, un bloc nommé « Heat structure » est connecté au point HP01_HP et permet de fixer un coefficient d'échange convectif. Afin d'imposer les pertes thermiques du récepteur solaire décrites dans le CHAPITRE III, un coefficient d'échange équivalent est calculé à chaque instant via la corrélation de pertes thermiques expérimentales (équation (26)) pour chaque module solaire. L'équation (42) est appliquée à chaque module solaire et le coefficient d'échange convectif h_{conv}^{mi} alimente le bloc « Heat structure ».

$$h_{conv}^{Mi} = \frac{P_{th. rec.}^{Mi}}{(T_p^{Mi} - T_{ext}) * A_{abs. ext.}} \quad (42)$$

Dans ce cas, $P_{th. rec.}^{Mi}$ représente les pertes thermiques expérimentales des récepteurs solaires décrites dans l'équation (26), T_p^{Mi} la température de paroi de la tuyauterie et enfin $A_{ext. abs}$ la surface d'échange.

Les modules solaires sont agencés en 27 lignes solaires équipées chacune d'une vanne de régulation. Ces 27 lignes sont reliées entre-elles par une tuyauterie d'apport d'eau liquide et de collecte de la vapeur d'eau qui, respectivement, proviennent et vont vers le ballon séparateur. Les pertes thermiques de ces tuyauteries sont évaluées en utilisant une combinaison entre la corrélation de Dittus-Boelter pour la convection forcée et des corrélations de convection naturelle pour différents types de structures thermiques (paramètre par défaut

des blocs « Heat transfer »). Seule la température extérieure est considérée dans le calcul des pertes thermiques des tuyauteries des champs solaires et l'influence de la vitesse du vent sur les pertes n'est pas prise en compte.

La Figure IV.3 présente le diagramme Apros de la modélisation du champ solaire Est constitué de 10 lignes solaires.

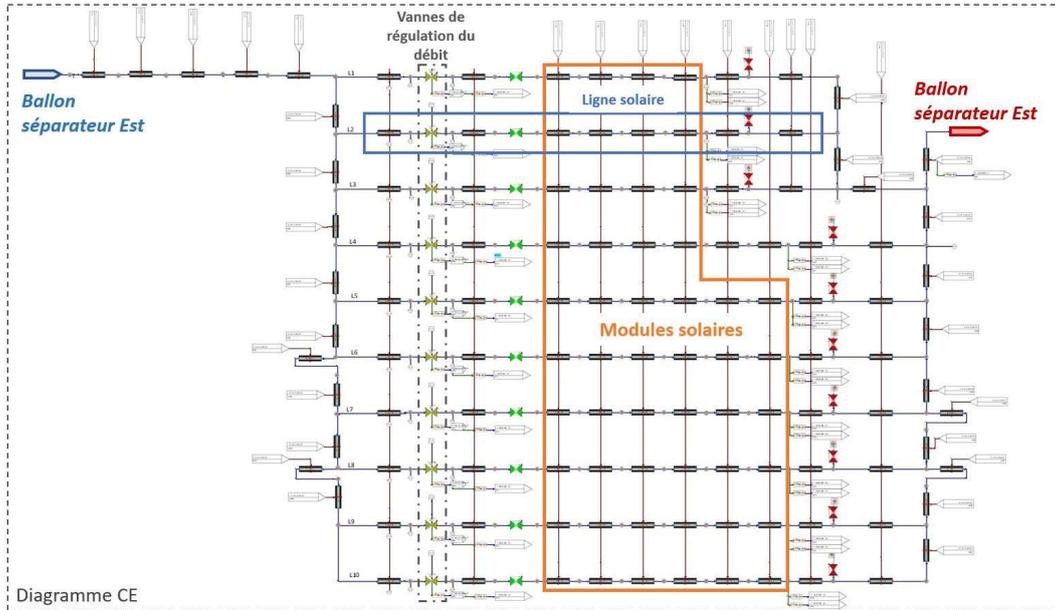


Figure IV.3 : Diagramme de modélisation du champ solaire

La régulation de la recirculation de la phase liquide du ballon séparateur dans le champ solaire se base sur un asservissement en cascade des vannes de régulation du débit et de la pompe de recirculation. Théoriquement, les régulateurs des vannes ont pour consigne un débit d'eau liquide pour atteindre un titre vapeur de 80 % en sortie des lignes solaires. Seulement, les lacunes de modélisation liées au changement d'échelle du projet eLLO ont conduit à la simplification de la régulation en imposant une consigne de débit maximal calculé pour extraire l'énergie solaire absorbée par temps clair au zénith solaire du mois correspondant au cas d'étude. Depuis début 2023, le modèle optique et l'étude thermique du récepteur permettent d'envisager la mise en œuvre de la régulation théorique basée sur une consigne variable calculée par bilan de puissance sur les lignes solaires en fonction de la puissance solaire absorbée évaluée par temps clair et les pertes thermiques du système. Ces deux régulations seront étudiées individuellement dans le paragraphe IV.4.

Le bilan de puissance d'une ligne solaire est défini dans l'équation (43).

$$P_{sol. abs. cs.}^{Li} + \dot{m}_{Li} h_{in}^{Li} - P_{th. rec.}^{Li} - \dot{m}_{Li} (0,8 h_{out vap}^{Li} + 0,2 h_{out liq}^{Li}) = 0 \quad (43)$$

avec, $P_{sol. abs. cs.}^{Li}$ la puissance solaire absorbée ciel clair pour la ligne i en utilisant la puissance solaire surfacique ciel clair évaluée grâce au modèle de Bird *et al.* [167], $P_{th. rec.}^{Li}$ la perte thermique du récepteur de la ligne i , \dot{m}_{Li} le débit massique, $h_{out vap}^{Li}$ l'enthalpie vapeur évaluée en fonction de la pression du ballon séparateur et h_{in}^{Li} l'enthalpie de la phase liquide en fonction de la pression et de la température à l'entrée des lignes solaires.

Le débit de recirculation nécessaire pour atteindre l'objectif de titre vapeur théorique en sortie de ligne est déduit de l'équation (43) en isolant le terme de débit massique (équation (44)).

$$\dot{m}_{Li} = \frac{P_{sol. abs. cs.}^{Li} - P_{th. rec.}^{Li}}{(0,8 h_{out_{vap}}^{Li} + 0,2 h_{out_{liq}}^{Li}) - h_{in}^{Li}} \quad (44)$$

Les vannes s'ouvrent pour accepter un débit plus grand et inversement se ferment pour diminuer le débit dans la ligne solaire. Pour le régulateur de la pompe, la consigne correspond à une ouverture des vannes de 80 %, ainsi le débit engendré par la pompe s'équilibre avec les besoins de débits de chacune des lignes. Finalement, les lignes solaires sont reliées aux ballons séparateurs, en entrée, par la tuyauterie de recirculation de la phase liquide et en sortie, par la tuyauterie, nommées collecteur vapeur.

IV.2.1.2. Ballon séparateur & tuyauterie

Le ballon séparateur est représenté par un module Apros, nommée « Heat tank hori » décrivant la séparation des phases et composé de plusieurs nœuds thermohydrauliques permettant de représenter les transferts de masse et d'énergie entre eux et ainsi les phénomènes de stratification de la température. Une soupape de sécurité est installée contre les surpressions du ciel vapeur du ballon séparateur ; l'élément s'ouvre pour une pression supérieure à 80 bars.

La Figure IV.4 présente le diagramme Apros de la modélisation du ballon séparateur et de la pompe de recirculation.

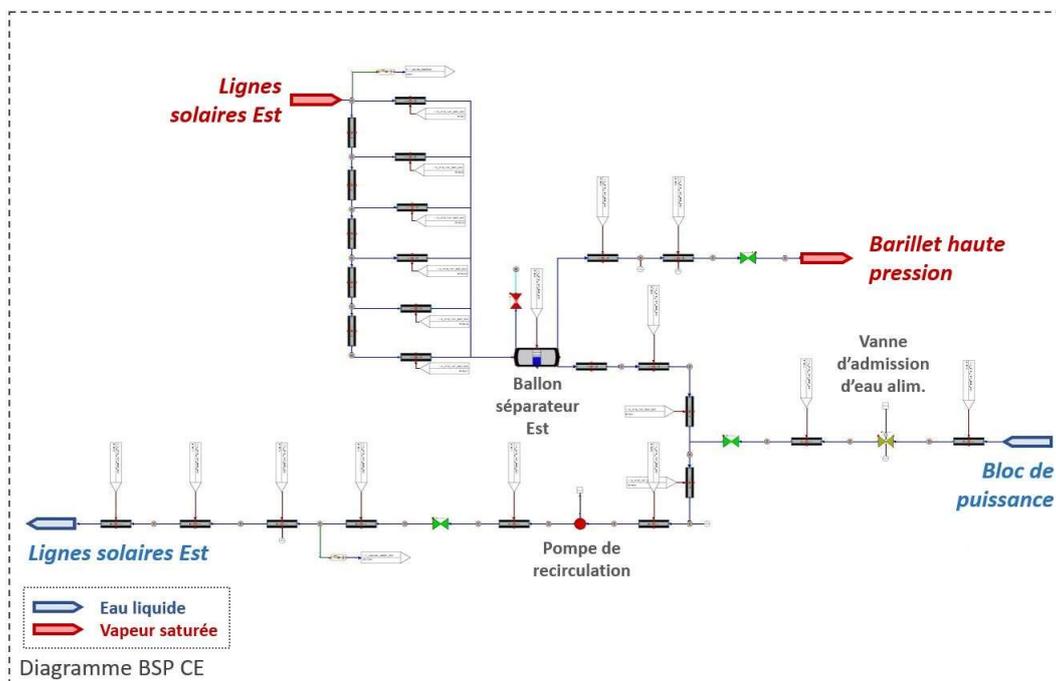


Figure IV.4 : Diagramme de modélisation du ballon séparateur

Les caractéristiques des pompes de recirculation des deux champs solaires sont déterminées en fonction des courbes de hauteurs manométriques et courbes NPSH fournies par le constructeur et présentées dans la Figure IV.5. Les paires de pompes utiles pour la maintenance et pour maintenir l'asservissement actif en cas de panne d'un élément sont représentées par une seule pompe dans le modèle global.

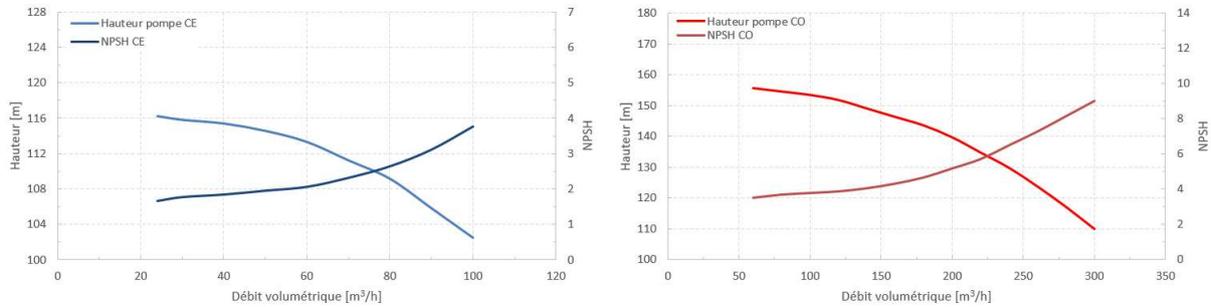


Figure IV.5 : Courbes caractéristiques des pompes de recirculation du champ Est et Ouest

À noter que si les conditions de fonctionnement sont hors des courbes caractéristiques des pompes, c'est le premier ou le dernier point des courbes qui est utilisé.

La puissance active de la pompe de recirculation est calculée comme le rapport entre la puissance hydraulique de la pompe $P_{hydraulique}$ (le produit du débit volumique et de la hauteur manométrique) et le rendement de la pompe η_{pompe} :

$$P_{pompe\ recirc.}[kW] = \frac{P_{hydraulique}}{\eta_{pompe}} \quad (45)$$

Le Tableau IV.2 présente la puissance électrique et le rendement de la pompe et du moteur pour le calcul de la consommation électrique des pompes de recirculation des champs solaires.

Tableau IV.2 : Puissance électrique et rendement des pompes de recirculation

	CE	CO
Puissance électrique nominale [kW]	33,2	74,8
Puissance électrique minimale [kW]	17	25,5
Rendement de la pompe	61,7 %	75,6 %

Finalement, les ballons séparateurs sont rattachés au bloc de puissance par de longues tuyauteries permettant d'acheminer la vapeur au groupe turbo-alternateur et de renvoyer les condensats du bloc de puissance dans les champs solaires, nommées respectivement interconnexion vapeur et interconnexion alimentaire. L'interconnexion vapeur est équipée de clapets anti-retours et de plusieurs purgeurs de condensat. D'un autre côté, l'interconnexion alimentaire est équipée d'une vanne de contrôle permettant le contrôle d'apport en eau alimentaire des champs solaires. Enfin, de même que les tuyauteries du champ solaire, des pertes thermiques évaluées par des blocs « Heat structure » sont imposées aux éléments composants la tuyauterie d'interconnexion.

IV.2.2. Modélisation du système de stockage

Le système de stockage basé sur la technologie d'accumulateur de Ruth a été le premier sous-ensemble de la centrale modélisé sur le logiciel Apros. Il a joué le rôle de formation, car sa modélisation permet d'aborder l'ensemble des outils et modules disponibles dans le logiciel.

Bien qu'aucun module de la bibliothèque ne soit prévu pour représenter le comportement d'un accumulateur de Ruth, le comportement thermique du système de stockage est approché par la modélisation d'un ballon de stockage équivalent ; le volume du ballon modélisé est égal au volume des 9 ballons de stockage. La cane de distribution de vapeur aux points bas des ballons de stockage (cf. Figure I.41) permet d'élever la température de la phase liquide par injection de vapeur, mais ne peut être modélisée telle quelle. En revanche, une méthode consistant à simuler une tuyauterie équivalente à un échangeur thermique parfait entre l'écoulement de vapeur et la phase liquide du ballon séparateur jusqu'à condensation et équilibre des températures à la sortie de la tuyauterie. Finalement, la vapeur condensée termine sa course dans le ballon équivalent sans pour autant élever la pression du ciel vapeur. Le fonctionnement à masse constante est assuré par injection d'eau alimentaire et soutirage d'eau. Ainsi, ce système équivalent peut approcher le comportement d'un accumulateur de Ruth.

La régulation des phases de pressurisation, de stockage et de déstockage est assurée par 4 vannes de contrôle et une pompe, toutes asservies par un régulateur suivant la logique de stockage d'une journée nuageuse présentée dans le paragraphe I.5.3.2.

La Figure IV.6 présente la modélisation du ballon de stockage équivalent et ses éléments de contrôle afin d'approcher le fonctionnement d'un accumulateur de Ruth sur Apros.

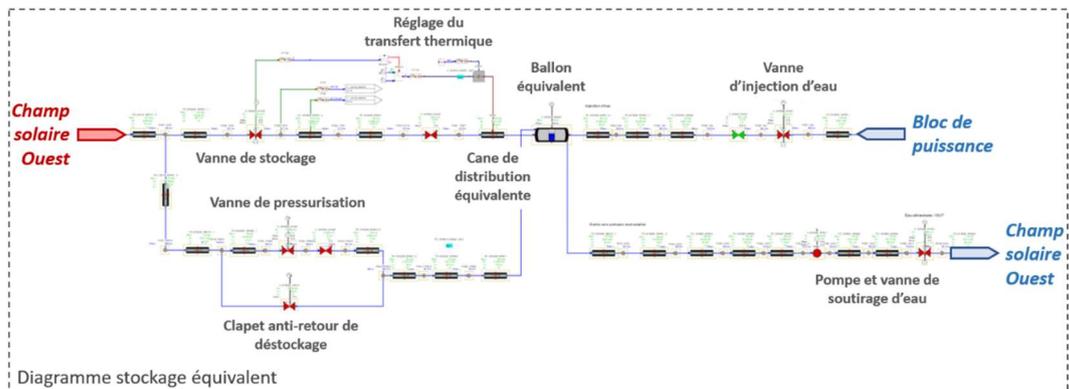


Figure IV.6 : Diagramme de modélisation du système de stockage et des éléments de contrôle

Afin de prouver le fonctionnement du système de stockage équivalent, plusieurs simulations du système de stockage déconnecté du reste de l'installation sont réalisées en imposant aux bornes du diagramme de modélisation la pression et la température de la vapeur et de l'eau alimentaire mesurées lors des journées de production étudiées.

La Figure IV.7 présente l'évolution de la pression et de la température du ballon de stockage équivalent et les données expérimentales du cas d'étude.

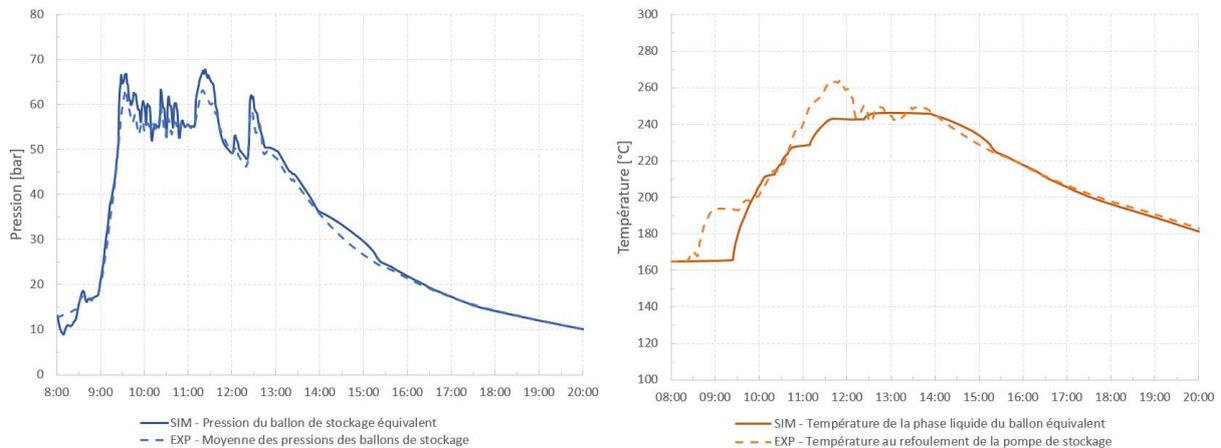


Figure IV.7 : Pression et température du système de stockage modélisé comparées aux données expérimentales

La pression et la température du système de stockage équivalent suivent les tendances de la journée de production. Les résultats de simulations sont encourageants et conduisent à la modélisation des champs solaires et du bloc de puissance.

Pour s'assurer de la pertinence du système de stockage équivalent, un modèle 0D du système a été développé à l'aide de la librairie CoolProp de Python lors du stage réalisé par Cynthia Trouvé. Cependant, le code ainsi que la validation du modèle 0D du système de stockage ne seront pas présentés dans ce document, puisque l'étude a été mise de côté en faveur du développement du modèle des champs solaires et du bloc de puissance.

IV.2.3. Modélisation du bloc de puissance

La modélisation du bloc de puissance s'est avérée très chronophage puisque l'idée de départ était de représenter le bloc de puissance grâce à des corrélations mathématiques issues de l'exploitation statistique des données de la centrale solaire eLLO. Or, cette stratégie de modélisation n'a pas porté ses fruits et il a été décidé de modéliser la quasi-totalité des éléments du bloc de puissance.

Le bloc de puissance est composé d'une multitude de composants pour la valorisation de l'énergie thermique en énergie électrique ainsi que pour boucler le cycle thermodynamique. Ces composants principaux sont : la vanne de détente, le surchauffeur, les étages de la turbine, le resurchauffeur, l'alternateur, l'aérocondenseur, les différents réservoirs, des échangeurs thermiques et finalement des pompes et vannes de contrôle.

La Figure IV.8 présente les diagrammes Apros de la modélisation des interconnexions entre champ solaire et bloc de puissance et enfin le bloc de puissance (paragraphe I.5.3.3).

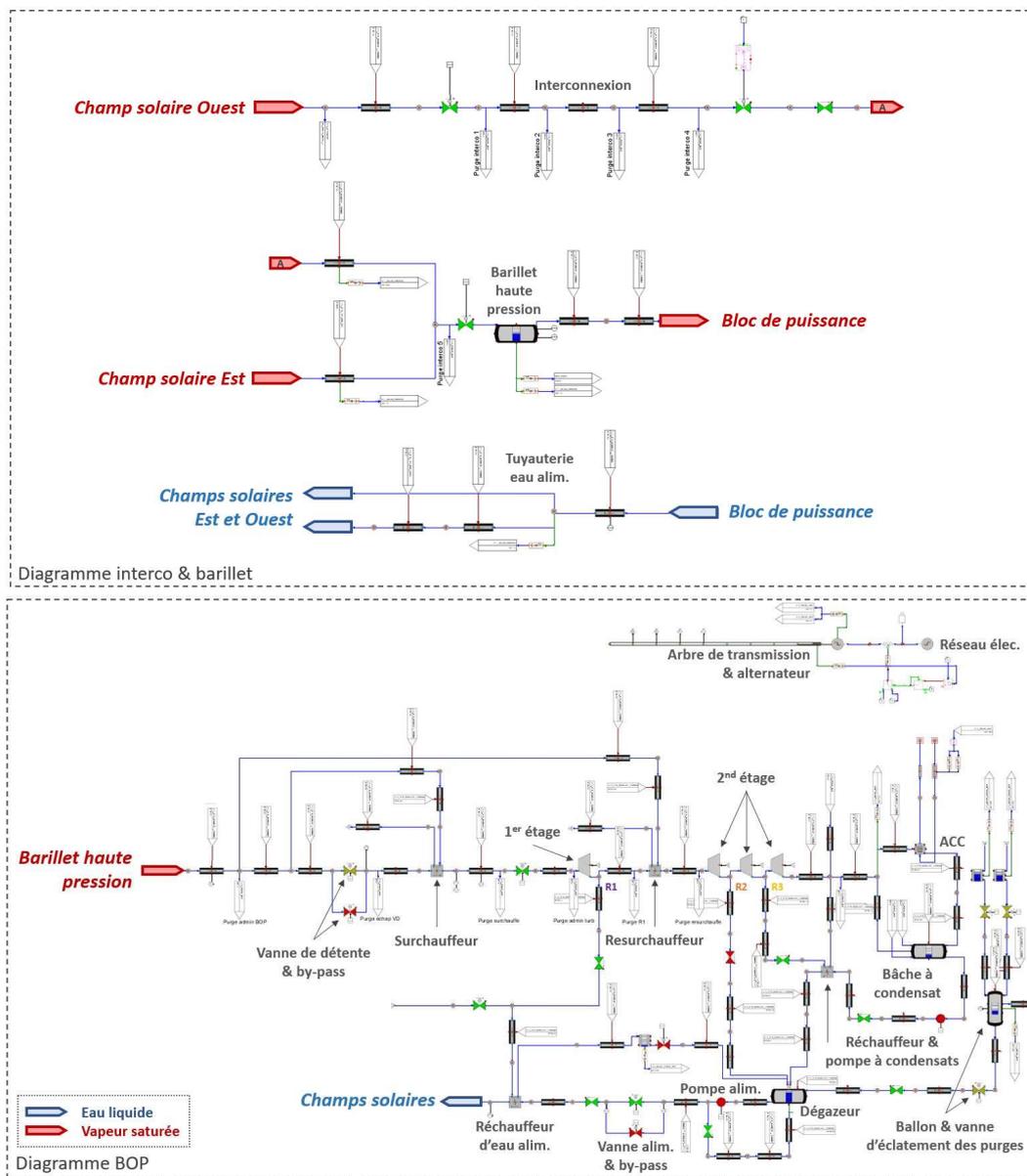


Figure IV.8 : Diagramme de modélisation de l'interconnexion & barillet et du bloc de puissance

IV.2.3.1. Système de contrôle à l'admission de la turbine

Le système de contrôle à l'admission de la turbine est constitué de quatre principaux éléments permettant l'alimentation de la turbine en vapeur surchauffée : la vanne de détente, le surchauffeur, les purgeurs et la vanne d'admission.

Le fonctionnement du surchauffeur et du resurchauffeur a été décrit dans le paragraphe I.5.3.3. Pour rappel, ces deux échangeurs thermiques permettent d'alimenter la turbine en vapeur surchauffée par l'échange thermique entre une partie du débit de vapeur saturée provenant des champs solaires et le reste du débit vapeur saturée préalablement détendu. Une partie est également conduite au resurchauffeur.

La vanne de détente est accompagnée d'une vanne de by-pass pour le démarrage progressif de la surchauffe. Le comportement hydraulique et les spécifications géométriques de ces vannes sont calqués sur les données et sur les courbes de caractérisation du débit et du coefficient de débit (C_v ou K_v) fournies par les constructeurs. Leurs ouvertures sont régies chacune par un régulateur PI qui est paramétré grâce à la méthode Ziegler-Nichols puis ajustés par l'observation des réponses temporelles.

La régulation de la vanne de détente se base sur une relation entre la pression d'admission et la température de surchauffe (équation (46)) décrite par SIEMENS pour le bon fonctionnement du groupe turbo-alternateur.

$$P_a = 0,0026 * T_{surch}^2 - 0,8444 * T_{surch} + 74,106 \quad (46)$$

À noter que la consigne de pression de la vanne de détente est limitée entre 4,5 et 40,5 bars.

Cette consigne de pression est identique pour la régulation de la vanne by-pass et une condition de température de surchauffe et de pression à l'admission du bloc de puissance permet d'intervertir entre ces deux éléments de contrôle. Si la température de surchauffe est inférieure à 170 °C et que la pression à l'admission est inférieure à 7 bars alors l'ouverture de la vanne by-pass est autorisée et celle de la vanne de détente est refusée. Si ces deux conditions sont atteintes alors la vanne de by-pass se ferme et la vanne de détente prend le relais.

Finalement, la vanne d'admission, qui permet d'alimenter la turbine, s'ouvre lorsque la température de surchauffe atteint 170 °C et que la pression du barillet haute pression égale la pression de démarrage déduite des données expérimentales de la centrale eLLO. Avant que ces conditions ne soient satisfaites, la vapeur surchauffée est conduite jusqu'à la bêche à condensat en passant par le purgeur à la sortie du surchauffeur.

IV.2.3.2. Purgeur de condensat

Les purgeurs ne sont pas directement présents dans la bibliothèque AproS, néanmoins, le comportement de ces purgeurs peuvent être reproduit en régulant le niveau d'un réservoir à l'aide d'une vanne de contrôle. Pour simplifier la modélisation, le circuit de collecte de condensat est fermé afin d'éviter la présence d'incondensable. Cette partie de la modélisation bien qu'étant la cause d'un ralentissement des simulations, est néanmoins fonctionnelle, et est suffisante aux besoins du projet de recherche.

IV.2.3.3. Turbine à vapeur surchauffée

La turbine à vapeur surchauffée est composée de 4 sections de turbine modélisées grâce au bloc fonctionnel « TURBINE_SECTION » de la bibliothèque AproS et délimitées par l'admission, les 3 soutirages et l'échappement de la turbine. Les paramètres de ces sections turbines sont déterminés sur les données des schémas de procédés fournis par SIEMENS et répertoriés dans le Tableau IV.3 au nominal de la turbine, soit un débit de vapeur surchauffée égal à 15,3 kg/s.

Tableau IV.3 : Principaux paramètres des sections de turbine du modèle global

Nom du paramètre	Section 1	Section 2	Section 3	Section 4
Pression nominale à l'entrée [MPa]	4,03	2,04	0,37	0,104
Volume spécifique nominal à l'entrée [m ³ /kg]	0,055	0,118	0,498	1,634
Pression nominale à la sortie [MPa]	2,14	1,77	0,104	0,01

Finalement, ces quatre sections de turbine sont reliées par un arbre de transmission à un alternateur. La vitesse de rotation nominale de celui-ci est fixée à 6700 tr/min, la vitesse de rotation minimale est égale à 166 tr/min, le moment d'inertie est égal à 10000 kg/m² et enfin la durée d'autorotation est de 600 s.

IV.2.3.4. Alternateur et réseau électrique

Le bloc « ES_GENERATOR » de la bibliothèque AproS permet de modéliser l'alternateur de 11 kV de la centrale eLLO. La puissance mécanique produite par les sections de turbine est utilisée comme donnée d'entrée pour le calcul de conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique et la tension de l'alternateur est régulée par un régulateur PI intégré ; les valeurs par défaut sont utilisées ($K_p = 0,4$ et $T_i = 0,4$). La puissance apparente nominale de l'alternateur est fixée à $100 \cdot 10^6$ VA, le moment d'inertie est égal au moment d'inertie de l'arbre de transmission et enfin la réactance transitoire est fixée à $0,002 \Omega$.

Pour terminer, un module AproS de consommation électrique couplé à un autre bloc « ES_GENERATOR » sont modélisés pour décrire le réseau électrique. Un commutateur permet de lier le bloc producteur au bloc consommateur lorsque la vitesse de rotation nominale de l'arbre de transmission (6700 tr/min) est atteinte. Dans la réalité une boîte de vitesse se situe entre la turbine (6700 tr/min) et l'alternateur 4 pôles en rotation à 1500 tr/min pour produire une fréquence de 50 Hz. Seulement, aucun module n'est fourni dans la bibliothèque AproS et lors de la synchronisation avec le réseau électrique la tension et la fréquence du réseau électrique impose la rotation à 3000 tr/min de l'alternateur modélisé.

La structure de la partie électrique de la modélisation a été calquée sur un modèle existant de centrale de traitement des déchets développé par Paprec (anciennement CNIM) équipée d'un alternateur identique. Étant donné que le modèle global de la centrale eLLO a été développé pour étudier les comportements thermo-hydrauliques et thermodynamiques de l'installation, la modélisation de la partie électrique et ses imperfections sont acceptables.

IV.2.3.5. Aérocondenseur

Dans le cas de eLLO, l'écoulement diphasique à l'échappement de la turbine est condensé en transférant de l'énergie à un débit d'air entraîné par 3 grands ventilateurs situés sous le réseau de capillaires qui constitue l'aérocondenseur. Ce système de condenseur eau/air est modélisable dans AproS, mais amène à des incohérences entre les débits de vapeur/condensat et la puissance thermique extraite ce qui peut entraîner un sous-refroidissement des condensats. Un condenseur eau/eau est modélisé et le débit d'eau pour l'extraction de l'énergie fatale à l'échappement de la turbine est ajusté pour que la pression d'échappement suive les courbes de performances de l'aérocondenseur fournies par le constructeur SPIG.

La Figure IV.9 présente ces courbes de performance de l'aérocondenseur qui s'expriment par la pression d'échappement en fonction de la charge de la turbine (performance de la turbine) et de la température extérieure.

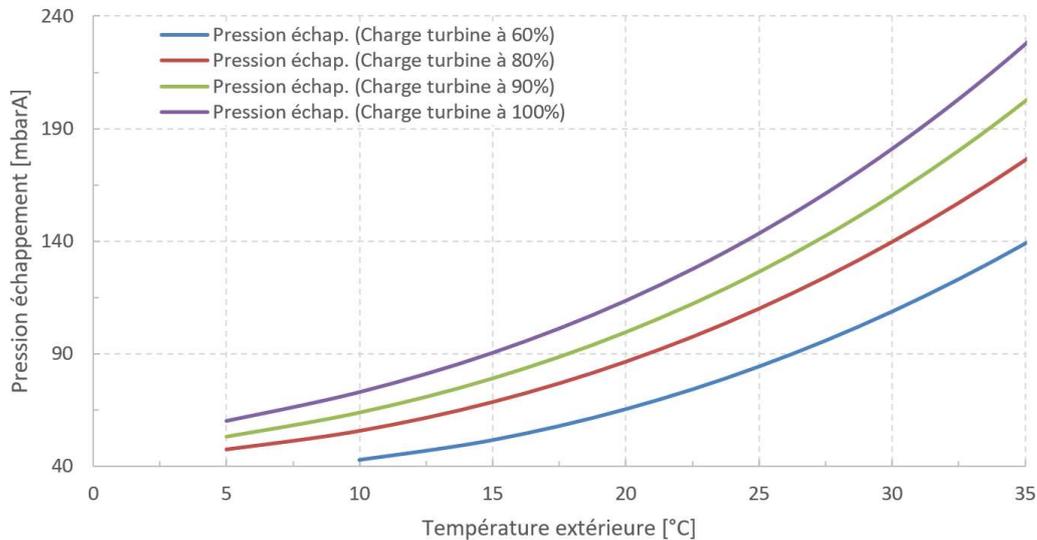


Figure IV.9 : Courbe de performance de l'aérocondenseur fournies par le constructeur SPIG

Une modélisation d'un aérocondenseur sur Apros basé sur les mesures réalisées aux bornes de l'aérocondenseur eLLO a été développé par Fortum. Cette modélisation et sa validation, attendues dans la communauté Apros, est le fruit de l'échange entre eLLO et Fortum, mais ne sera pas implémentée au modèle global car présentant peu d'intérêt pour les besoins du projet de recherche et l'analyse des performances des générateurs de vapeur.

IV.2.3.6. Gestion des masses d'eau liquide

La gestion des masses d'eau et les limites de la régulation à masse constante ont été abordées dans le paragraphe I.5.3.3. Pour simplifier la régulation du modèle global, les caractéristiques de la pompe alimentaire sont ajustées pour un fonctionnement à masse constante quelles que soient les conditions. Ainsi, un régulateur PI permet d'asservir l'ouverture des vannes alimentaires pour que le débit d'eau alimentaire renvoyé à un champ solaire soit équivalent au débit vapeur extrait de celui-ci.

La séquence de démarrage de la pompe alimentaire est modélisée grâce à trois vannes en aval de la pompe. Deux vannes représentant la vanne alimentaire et son by-pass et enfin une vanne représentant le clapet de débit minimum de la pompe alimentaire. La pompe alimentaire se situe en aval d'un échangeur thermique alimenté par le soutirage R1 du groupe turbo-alternateur pour élever la température des condensats envoyés aux champs solaires.

Désormais que les principaux composants qui constituent la centrale solaire eLLO ont été modélisés et que les régulations ont été abordées, différentes simulations dynamiques sont effectuées et confrontées aux données expérimentales.

IV.3. Validation du modèle global

IV.3.1. Méthode et données d'entrées

Le modèle global de la centrale eLLO sur AproS est validé en comparant les résultats de simulation aux données mesurées sur l'installation. La modélisation et l'élaboration des régulations sont basées sur la journée du 04/02/2023 ; une journée de production sans accumulation d'énergie dans le système de stockage. En effet, informés par les prévisions météo, les exploitants ont choisi d'isoler le système de stockage du reste de l'installation solaire. Finalement, ce modèle global est ensuite challengé par la simulation de journées de production sans stockage de 2023. Dans la suite du paragraphe, les données expérimentales et simulées seront différenciées, respectivement, par les sigles EXP et SIM ; de même pour les courbes qui seront en pointillés pour les données expérimentales et en continu pour les données simulées.

À noter que certaines régulations ont été modifiées au cours de l'année 2023 sur la centrale eLLO, comme la régulation de débit de recirculation dans les champs solaires – régulation ajoutée au modèle global.

Les principaux paramètres analysés pour la validation du modèle global sont :

- L'évolution des pressions et des températures des ballons séparateurs,
- Les débits de vapeur et de liquide échangés entre les sous-ensembles,
- La puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur.

Le Tableau IV.4 présente les données d'entrées et les conditions météo du 04/02/2023. Les données sont exprimées en valeurs moyennes ou intégrées sur la période d'étude.

Tableau IV.4 : Données d'entrées et météo du 04/02/2023

Paramètres	04/02/2023
Champs solaires en fonctionnement	CE & CO
Modules solaires en fonctionnement	170
Énergie solaire incidente sur les réflecteurs solaires [MWh]	903,7
Moyenne de la température extérieure [°C]	8,3
Moyenne de la vitesse du vent à 10 m [m/s]	26,3
Présence de givre ou de rosée sur les réflecteurs primaires	Non

Dans le cas d'étude du 04/02/2023, la régulation du débit de recirculation se base sur une consigne de débit maximum pour le champ Ouest et une consigne de débit calculé à chaque instant pour le champ Est (paragraphe IV.2.1 ; Figure IV.10.b) de la même façon que ce qui se fait à la centrale eLLO.

La Figure IV.10 présente (a) la puissance solaire absorbée et la puissance solaire réelle et déduites du modèle ciel clair, et (b) les débits de recirculation des champs solaires pour le 04/02/2023.

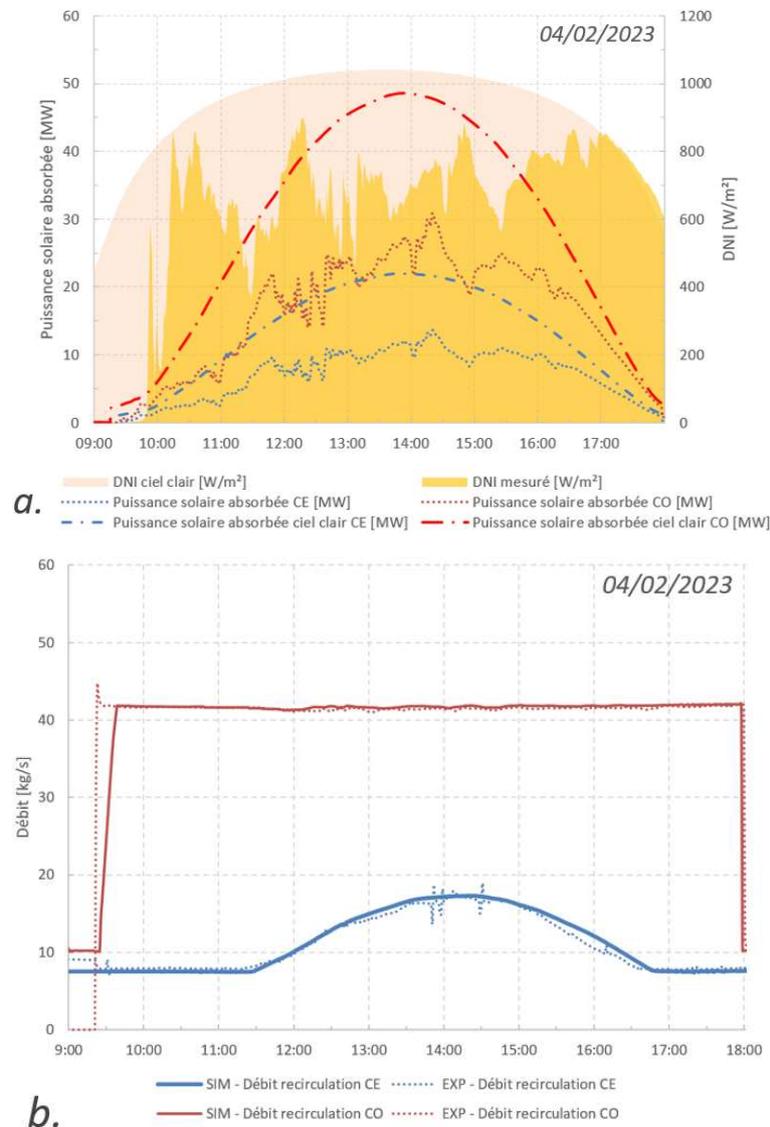


Figure IV.10 : Puissance solaire absorbée et débit de recirculation des champs solaires

La différence entre les puissances solaires absorbées réelles et déduites du modèle ciel clair décrit une journée nuageuse, la puissance solaire absorbée par temps clair est utilisée pour la régulation de débit de recirculation (équation (44)) tandis que la puissance solaire absorbée réelle est imposée comme donnée d'entrée du modèle globale (Figure IV.2).

L'écart entre les débits de recirculation expérimentaux et simulés montre une réactivité moindre de la régulation en cascade du modèle global par rapport à l'automate de la centrale eLLO, mais néanmoins suffisant pour l'étude (cf. paragraphe IV.2.1.2).

IV.3.2. Comparaison des principaux paramètres

Plusieurs simulations identiques sont effectuées en modifiant uniquement le paramètre κ_C introduit dans le paragraphe IV.2.1.1. Les évolutions de pression et de température les plus proches des données expérimentales sont obtenues pour $\kappa_C = 0,75$. La Figure IV.11 présente ces évolutions de la pression et de la température de la phase liquide des ballons séparateurs des champs Est (bleu) et Ouest (rouge) pour la journée de production du 04/02/2023.

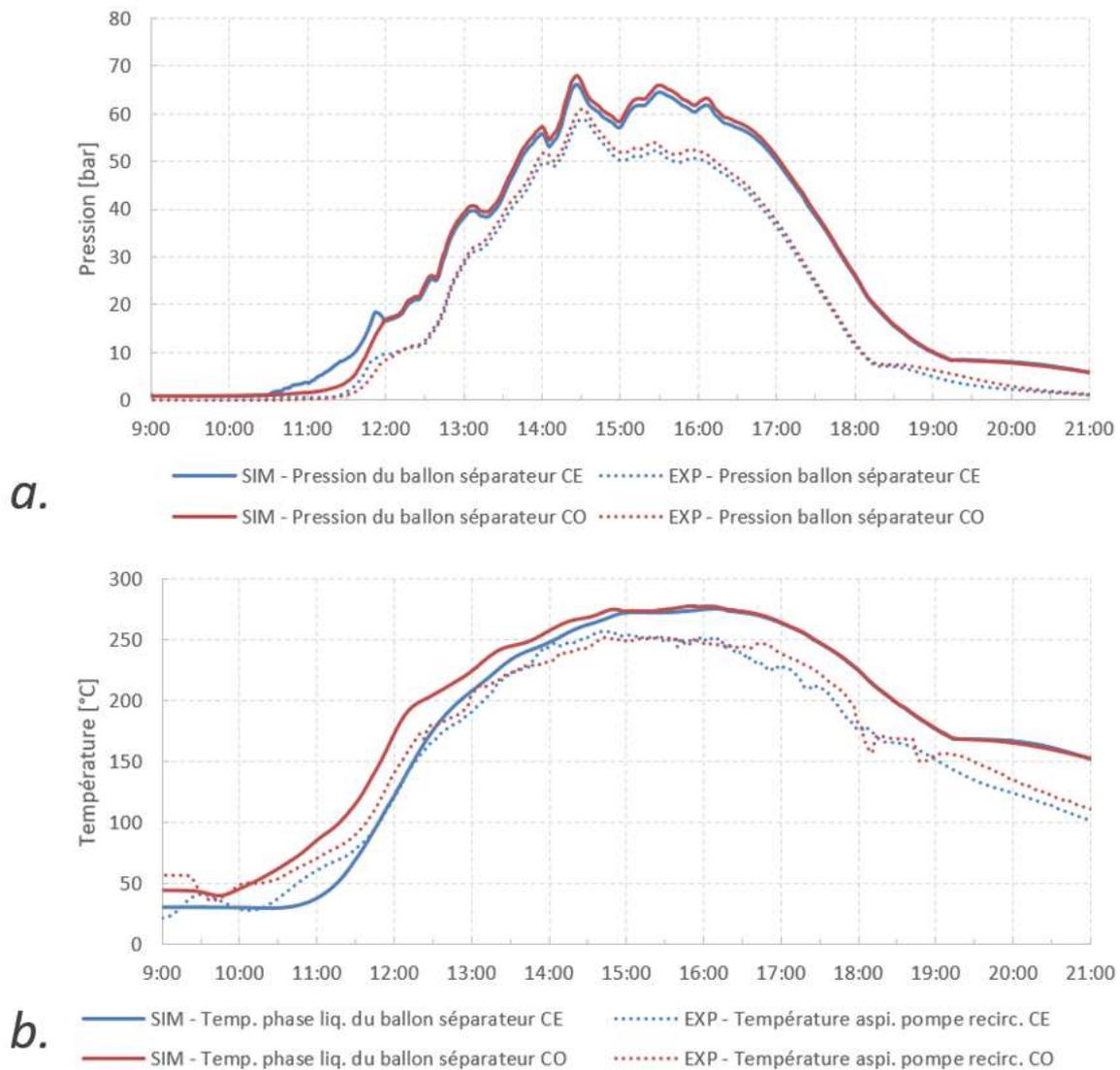


Figure IV.11 : Évolution de la pression (a.) et de la température de la phase liquide (b.) des ballons séparateurs Est et Ouest – Résultats de simulation (courbe continu) et données expérimentales (courbe pointillée)

Tout d’abord, le paramètre κ_C montre que les champs solaires atteignent $\frac{3}{4}$ de leurs performances optiques justifiable, notamment, par l’encrassement des réflecteurs primaires et des vitres de protection, mais aussi des défauts de position du réflecteurs primaires ou encore la modélisation particulière du réflecteur secondaire.

L’écart entre les résultats de simulation et les données mesurées provient d’une surestimation de la puissance solaire absorbée et/ou d’une sous-évaluation des pertes thermiques du récepteur solaire. Les pertes thermiques du système modélisé peuvent être comparées aux

perdes thermiques de l'installation en observant la température de la phase liquide du ballon séparateur lorsque l'eau du ballon est recirculée et que la puissance solaire surfacique est nulle. Ainsi, la différence d'énergie entre l'entrée et la sortie du champ correspond aux pertes thermiques du champ solaire et la diminution de température de la phase liquide du ballon séparateur reflète ces pertes thermiques ; les pertes thermiques des récepteurs et des tuyauteries.

La mesure de la température de la phase liquide des ballons séparateurs étant inexistante, elle est, lors des phases de recirculation, approximée par la température d'aspiration de la pompe de recirculation.

La température expérimentales et simulées à l'aspiration de la pompe de recirculation sont présentées dans la Figure IV.12 entre 20h30 et 21h30 (recirculation nocturne).

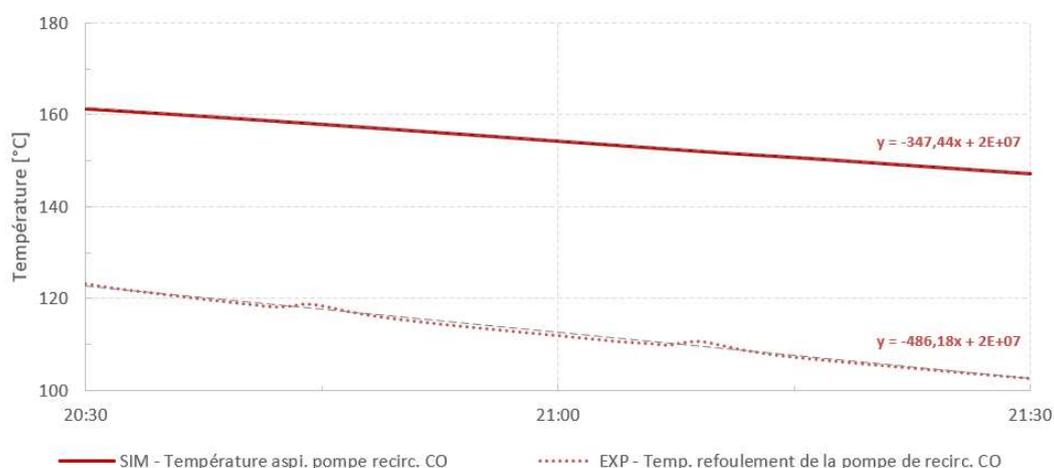


Figure IV.12 : Évolution de la température d'aspiration de la pompe Est lors de la recirculation nocturne

L'évolution linéaire des températures traduit un régime similaire au régime décrit dans le paragraphe III.3.3 ; résultat du protocole à basse température. Les pentes des régressions linéaires reflètent les pertes thermiques des champs solaires ; la pente de la régression linéaire sur la température simulée est moins importante que la pente expérimentale. C'est-à-dire que les pertes thermiques simulées sont sous-évaluées par rapport aux pertes thermiques réelles de l'installation.

L'influence du vent sur les pertes thermiques des tuyauteries, notamment la tuyauterie de collecte vapeur située à 10 m de haut, n'est pas considérée et conduit à une sous-estimation des pertes thermiques des champs.

La montée en pression du ballon séparateur est liée à l'extraction de vapeur saturée. Ces débits de vapeur saturée des champs solaires vers le bloc de puissance sont présentés dans la Figure IV.13 et comparés aux débits de vapeur expérimentaux.

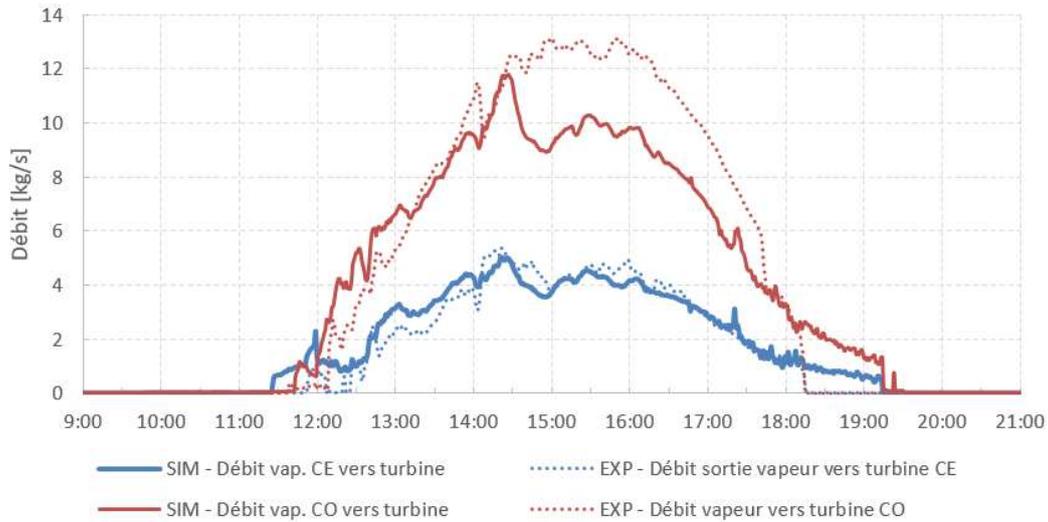


Figure IV.13 : Débit de vapeur saturée simulés et expérimentaux des champs solaires Est et Ouest vers le bloc de puissance

Le débit de vapeur simulé du champ Est et Ouest suivent les débits expérimentaux. Ainsi, l'écart entre les pressions simulées et expérimentales n'est pas causé par une extraction restreinte de la vapeur, mais bien liée aux données d'entrées du modèle global.

La différence observée entre 14 h 30 et 17 h 30 du débit de vapeur simulé et expérimental du champ Ouest est causé par une erreur de mesure du débitmètre à orifice. Le bilan massique au barillet à haute pression et la comparaison du débit expérimental et simulé (Figure IV.14) permet de mettre en évidence l'erreur de mesure du débit vapeur extrait du champ Ouest.

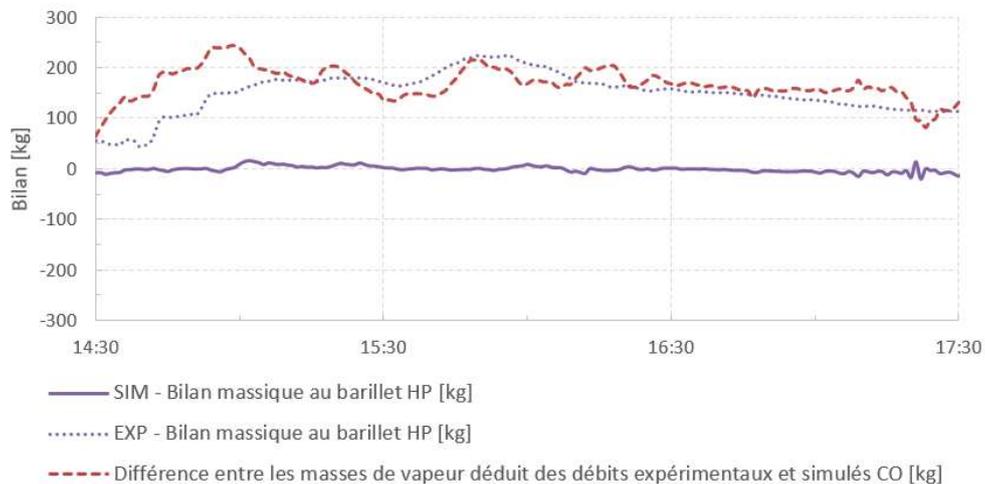


Figure IV.14 : Bilan massique du barillet haute pression et différence entre les débits vapeurs expérimentaux et simulés

Le bilan massique du barillet à haute pression déduit des résultats de simulation est nul ou quasi-nul ; la masse de vapeur entrant est égale à la masse de vapeur sortante. Dans le cas de la centrale eLLO, le bilan massique est positif et la différence entre le débit expérimental et simulé montre que la mesure de débit expérimental est à l'origine de l'erreur sur le bilan massique expérimental. Ainsi, la dérive de niveau exprimée dans le paragraphe I.5.3.3 sur la gestion des masses de fluides est en partie expliquée par l'erreur de mesure de débit vapeur extraite des champs solaires.

Les préconisations d’installations du fournisseur des débitmètres à pression différentielle, notamment, les consignes de conduite droite en amont et en aval de l’élément de mesure ont été vérifiées. Ainsi, l’erreur de mesure du débit de vapeur à la sortie du ballon séparateur pourrait provenir de la condensation de la vapeur dans les capillaires du débitmètre soumis à des vitesses de vent importantes puisque situés à 10 m de haut.

IV.3.3. Évaluation du titre vapeur

Comme exprimé dans le CHAPITRE I, le titre de vapeur en sortie de ligne solaire n’est pas mesuré et les exploitants approximent ce titre vapeur en supposant que pour un régime permanent la vapeur produite dans les champs solaires correspond au débit de vapeur à la sortie du ballon séparateur ; le titre vapeur est approché par le rapport entre le débit de vapeur à la sortie du ballon séparateur et le débit de recirculation.

Ainsi, un titre vapeur est déterminé en appliquant la méthode aux données simulées et sera comparé aux titres vapeurs en sortie des lignes solaires calculées en fonction du rapport de débit de vapeur simulé et du débit total de fluide simulé (débit liquide et vapeur) à la sortie de chaque ligne comme décrit dans l’équation (9). Ces derniers sont présentés dans la Figure IV.15 par la moyenne des titres vapeurs en sortie des lignes solaires du champ Est et Ouest.

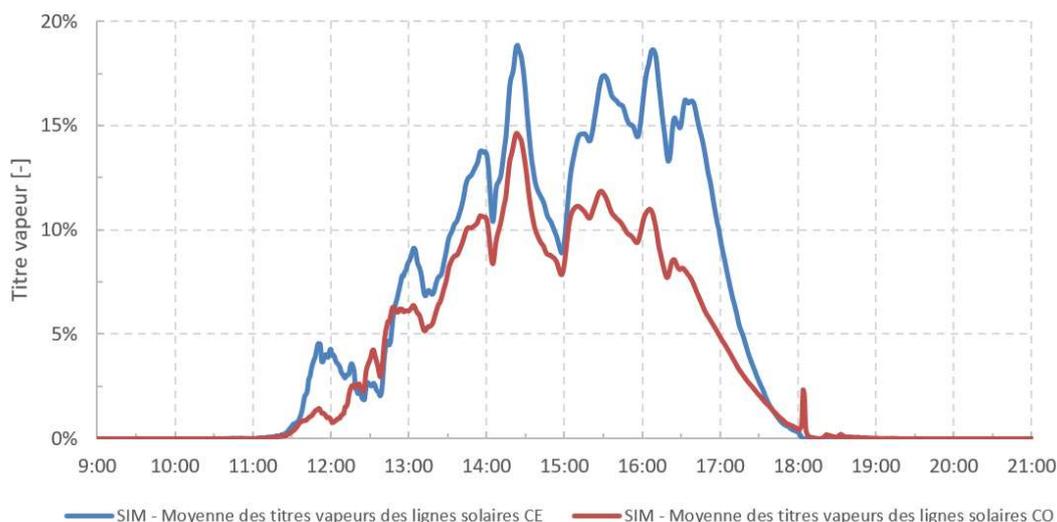


Figure IV.15 : Titres vapeur en sortie des lignes solaires des champs Est et Ouest

Pour le champ Est, les titres vapeur en sortie de ligne n’atteignent pas le titre vapeur théorique de 80 % malgré une régulation de débit calculée en fonction de l’équation (44). Le calcul de débit étant calculé en fonction de la puissance solaire surfacique par temps clair (Bird *et al.* [167]), la régulation de débit pour des journées avec des passages nuageux fournira un débit plus important que nécessaire pour évacuer l’énergie solaire et conduira à des titres vapeurs inférieurs au titre vapeur théorique. De plus, les pertes thermiques évaluées par l’automate étant sous-estimées par rapport aux pertes thermiques expérimentales, cela conduit à des consignes de débits plus importantes que nécessaire et ainsi des titres vapeurs inférieurs.

Ainsi, les journées avec des passages nuageux empêchent un fonctionnement optimal des champs solaires. Modifier la régulation pour prendre en compte ces passages nuageux serait

très coûteux et difficilement implémentable dans l'automate de la centrale solaire eLLO car nécessitant d'important besoin calculatoire.

Finalement, la méthode de calcul des exploitants est appliquée aux données simulées entre 15 h et 16 h ; période pour laquelle l'hypothèse de régime permanent dans les champs est justifiable par la présence d'un plateau de température et de débit vapeur (cf. Figure IV.11 et Figure IV.13). Les résultats sont présentés dans le Tableau IV.5 et comparés à la moyenne des titres vapeur des lignes solaires sur la même période.

Tableau IV.5 : Titre vapeur déduite de la méthode de calcul des exploitants et de la moyenne des titres vapeurs simulés

Champ solaire	Titre vapeur déduite de la méthode de calcul des exploitants	Moyenne des titres vapeurs des lignes solaires
Est	30 %	15 %
Ouest	23 %	11 %

La méthode de calcul surestime le titre vapeur des lignes solaires et l'hypothèse présenté ci-dessus semble fausse même lors de régime permanent ou quasi-permanent. De plus, la mesure de débit vapeur étant parfois erronée cette méthode de calcul n'est pas fiable pour estimer le titre vapeur à la sortie des lignes solaires.

IV.3.4. Comparaison de la production électrique

Finalement, la puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur est comparée à la production électrique de la centrale solaire du 04/02/2023, la Figure IV.16 présente la puissance électrique aux bornes de l'alternateur.

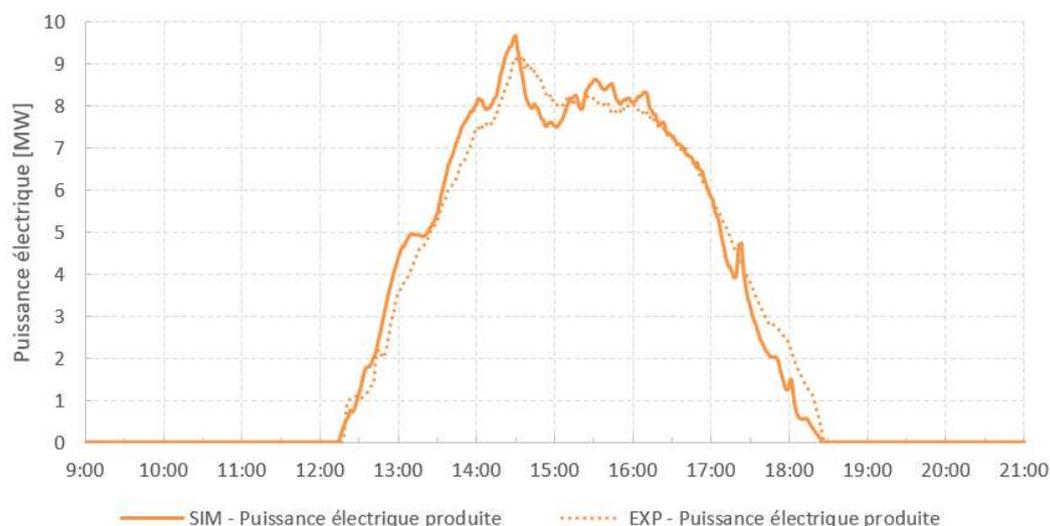


Figure IV.16 : Puissance électrique produite aux bornes de l'alternateur

Malgré une montée en pression plus rapide des champs solaires modélisés, l'alternateur est couplé au réseau électrique vers 12 h 15, soit au même instant que le couplage pour la journée étudiée. De même pour l'export électrique qui se termine à 18 h 25 dans les deux cas d'étude.

La production électrique journalière du 04/02/2023 est égale à 34,6 MWh et la production électrique simulée est égale à 34,7 MWh, soit un écart relatif de 0,3 %. Ainsi, le rendement global expérimental et simulé de la centrale solaire, définit dans l'équation (5), est respectivement de 3,80 % et de 3,83 %. Cet écart entre les résultats expérimentaux et simulés montre que le modèle global de la centrale solaire eLLO permet de déterminer convenablement le comportement thermohydraulique ainsi que la production électrique de la centrale solaire eLLO.

Malgré les écarts entre les résultats de simulation et les données expérimentales sur certains paramètres locaux, le comportement global de la centrale et la production électrique sont correctement décrits.

IV.4. Optimisation des débits de recirculation dans les champs solaires

Comme introduit dans le paragraphe IV.2.1.1, deux stratégies de régulation du débit de recirculation dans les champs solaires sont mises en œuvre. L'une admet une consigne de débit maximal constante différente pour chaque ligne (nombre de modules solaires différents). L'autre suit une consigne de débit en fonction du bilan de puissance au niveau des récepteurs de chaque ligne solaire (équation (44)), c'est la nouvelle régulation intégrée à l'automate début 2023. Cette dernière nécessite une connaissance approfondie des flux énergétiques au niveau du récepteur solaire apportée par les résultats du modèle optique et l'étude des pertes thermiques du récepteur solaire.

Dans ce paragraphe, deux simulations du modèle global sont comparées, l'une pour des consignes de débit maximal dans les deux champs solaires, identifiée dans les figures suivantes par le sigle MAX et l'autre pour des consignes de débit en fonction du bilan de puissance, identifiée par le sigle VAR. Ces deux simulations se basent sur les conditions initiales extraites de la journée de production du 04/02/2023 et une puissance solaire surfacique en forme de cloche équivalente à l'énergie solaire incidente du 04/02/2023.

La Figure IV.17 présente les débits de recirculation du champ Ouest pour les deux cas d'étude.

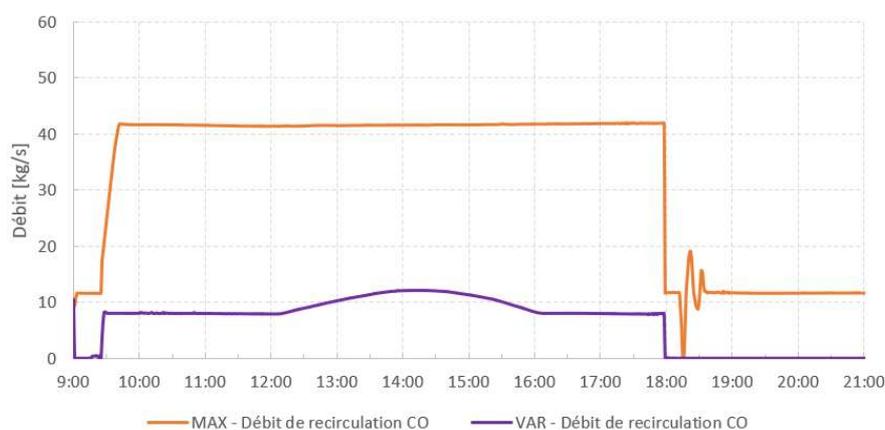


Figure IV.17 : Débit de recirculation du champ Ouest pour les deux cas d'étude

Dans le cas de régulation VAR, un débit minimal de recirculation est imposé dès les premiers rayons du soleil par temps clair (9 h 30) et permet d'éviter le problème de surchauffe lié à la rapidité de la régulation et de palier l'instabilité causée par les écoulements à bulles et à piston (cf. paragraphe I.2.2.1) au démarrage de la recirculation.

À noter que la consommation électrique journalière de la pompe de recirculation du champ Ouest diminue ainsi d'environ 80 % entre les deux régulations de 9 h 30 à 18 h, passant de 1,6 % de la production journalière pour la régulation MAX à 0,3 % pour la régulation VAR.

La Figure IV.18 présente l'évolution de la pression et de la température du ballon séparateur du champ Ouest pour les deux cas d'étude.

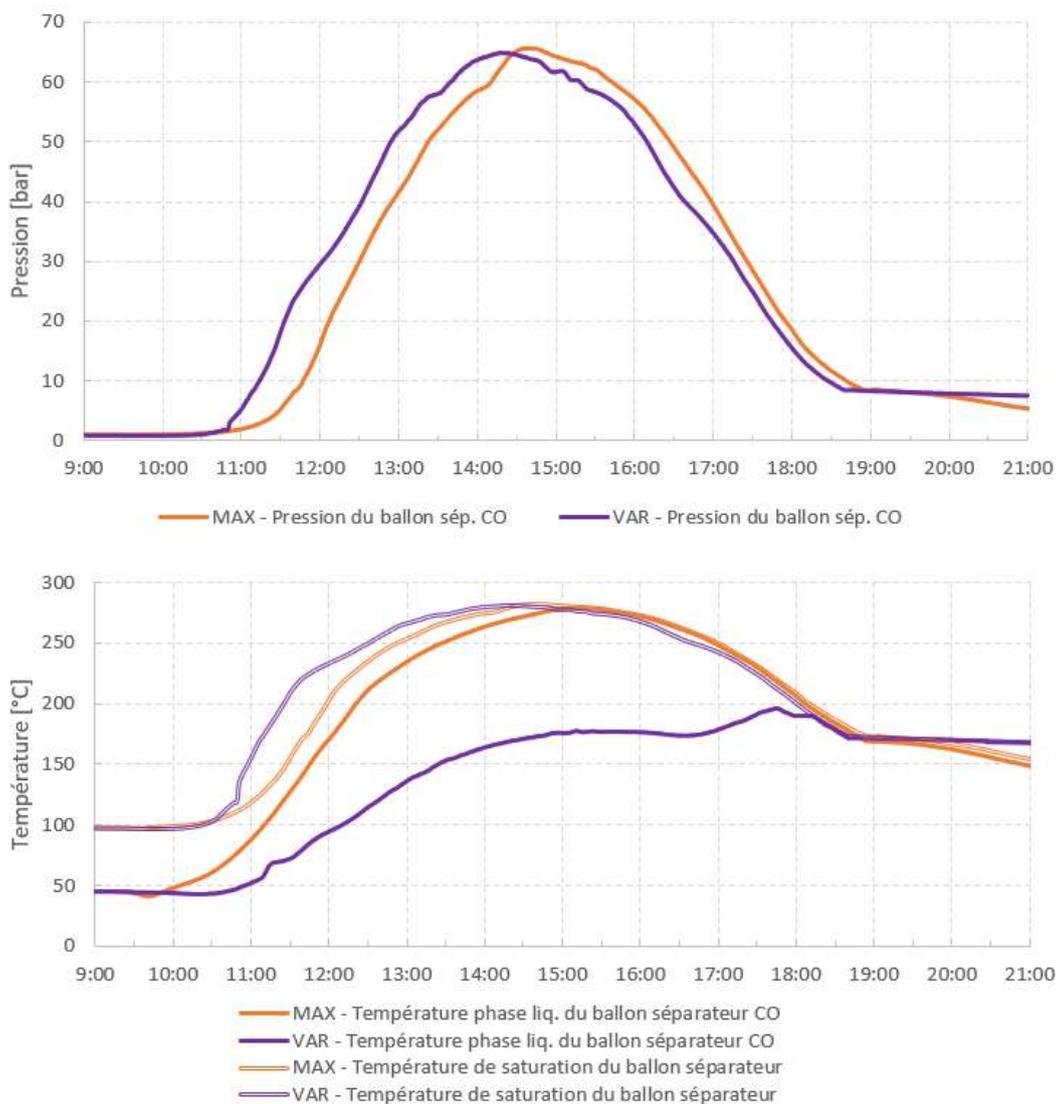


Figure IV.18 : Évolution de la pression et de la température de la phase liquide du ballon séparateur du champ Ouest pour la régulation MAX et VAR

Les deux régulations présentent une évolution de la pression sous forme de cloche, pour lesquelles le sommet est atteint à 14 h 20 (64,8 bars) pour la régulation VAR et environ 14 h 40 (65,6 bars) pour la régulation MAX.

Bien que les pressions suivent une tendance similaire, la température de la phase liquide pour la régulation VAR ne suit pas la même tendance que le cas de la régulation MAX. La régulation MAX entraîne une montée en température plus rapide de la phase liquide du ballon séparateur de 50 °C à 10 h à 275 °C à 15 h en comparaison à l'évolution de température pour la régulation VAR de 50 °C à 10 h à 175 °C à 15 h.

Pour la régulation VAR, la température de la phase liquide atteint la température de saturation à vers 18 h 10 ; le champ solaire n'apporte plus d'énergie et le ballon séparateur restitue l'énergie stockée dans la phase liquide par évaporation flash.

La Figure IV.19 présente la moyenne des titres vapeurs à la sortie des lignes du champ Ouest pour les deux cas d'étude.

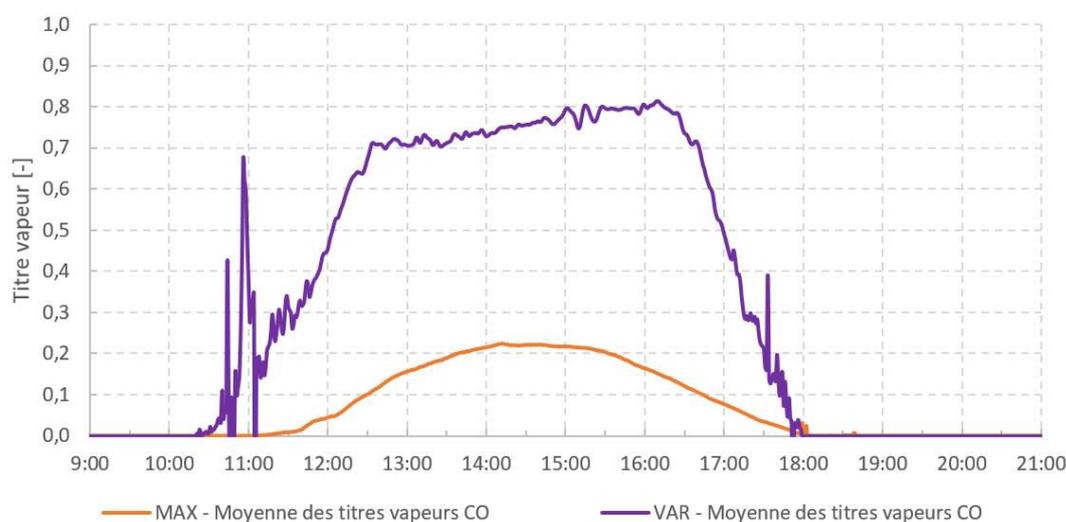


Figure IV.19 : Moyenne des titres vapeurs à la sortie des lignes solaires du champ Ouest

Pour la régulation VAR, la génération de vapeur débute vers 10 h 30 et atteint un plateau aux alentours de 70 % environ 2 h après l'apparition de vapeur. Pour la régulation MAX, le point d'ébullition est atteint vers 11 h 30 et la moyenne des titres vapeurs dépassent les 20 % aux alentours du solstice solaire.

Comme attendue, la régulation MAX ne permet pas d'atteindre le titre vapeur théorique de 80 % à la sortie des lignes. Pour la régulation VAR, celle-ci permet d'approcher le titre vapeur théorique à la sortie des lignes, mais entraîne également des instabilités au démarrage du processus, bien que largement réduites grâce au débit minimal imposé lors de la concentration solaire. Ces instabilités se traduisent dans la réalité par d'importants coups de bélier dans les tuyauteries du champ solaire conduisant à d'importantes vibrations et contraintes mécaniques sur les tuyauteries pouvant causer un vieillissement prématuré du réseau de tuyauterie.

Le débit de recirculation maximal au début de la journée conduit à un titre vapeur nulle à la sortie des lignes solaires et entraîne ainsi la hausse en température de la phase liquide du ballon séparateur (Figure IV.18.b) et une homogénéisation de la température du liquide dans le champ solaire. À l'inverse, dans le cas d'un débit de recirculation variable en fonction du bilan de puissance sur le récepteur, un débit de vapeur à la sortie des lignes est produit, dès

les premiers rayons solaires, et entraîne une hausse de la pression plus importante et une hausse de la température plus faible (Figure IV.18). Une partie de l'énergie solaire absorbée se retrouve dans l'énergie sensible stockée dans le fluide, mais aussi dans l'énergie latente de la vapeur séparée dans le ballon séparateur. De plus, un phénomène de stratification engendré par un temps de séjour important du fluide dans le ballon séparateur dans le cas de la régulation VAR peut accentuer la différence entre les deux cas d'étude.

La performance des champs solaires dépend, entre autres, de la capacité à extraire l'énergie solaire des tubes absorbeurs, comme décrit dans le paragraphe I.2.2.1. L'écoulement annulaire est l'écoulement privilégié, car les coefficients d'échanges convectifs sont importants et assurent l'homogénéité des transferts thermiques sur une section de tube. Dans le cas de la centrale solaire eLLO, cet écoulement est approché en imposant un objectif de titre vapeur théorique de 80 % à la sortie des lignes solaires.

La carte d'écoulement de Odeh *et al.* [95] est facilement applicable dans notre cas, car la vitesse superficielle de la phase liquide et de la phase vapeur de l'écoulement au sein du récepteur solaire est un des paramètres définis dans les modules de tuyauterie du logiciel AproS. À noter que cette carte d'écoulement a été conçue pour l'analyse des régimes d'écoulement dans un tube à génération directe de vapeur de 54 mm de diamètre sans inclinaison et pour des pressions et températures supérieures aux conditions de fonctionnement du récepteur eLLO (100 bars ; 450 °C).

Ainsi, les vitesses superficielles de la phase liquide et de la phase vapeur de chaque module de la ligne solaire L11 sont simulées et permettent d'identifier les régimes d'écoulements à midi pour le cas d'étude.

La Figure IV.20 présente les régimes d'écoulements des 8 modules de la ligne à 12 h pour la régulation VAR et MAX.

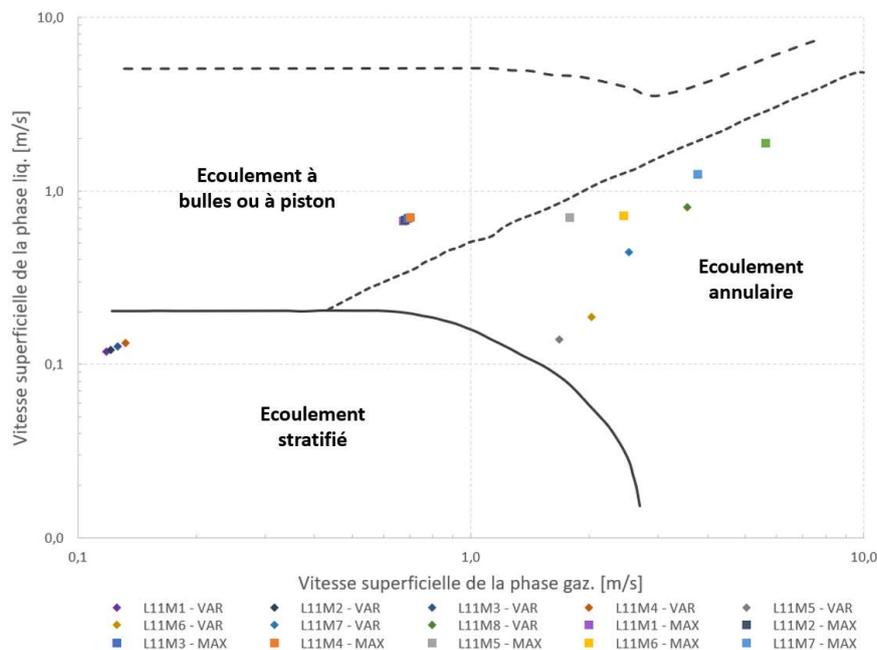


Figure IV.20 : Régime d'écoulement au sein de la ligne solaire L11 pour la régulation de débit de recirculation VAR et MAX

Le régime d'écoulement annulaire est atteint pour les 4 derniers modules tandis que les 4 premiers modules connaissent un régime d'écoulement à bulles ou à piston pour la régulation MAX et un écoulement stratifié pour la régulation VAR. La régulation VAR engendre ainsi de forts gradients de température au sein du tube absorbeur causé par la non-homogénéité des échanges thermiques. D'un autre côté, le régime d'écoulement annulaire dans les 4 derniers modules de la ligne pour la régulation MAX et VAR assure que les coefficients d'échanges convectifs sont importants.

Une étude approfondie de ces régimes d'écoulements permettrait d'assurer que la régulation VAR engendre un régime d'écoulement stratifié et d'identifier les gammes de débit de recirculation pour limiter ce phénomène.

La Figure IV.21 présente la production électrique du groupe turbo-alternateur pour les deux cas d'études.

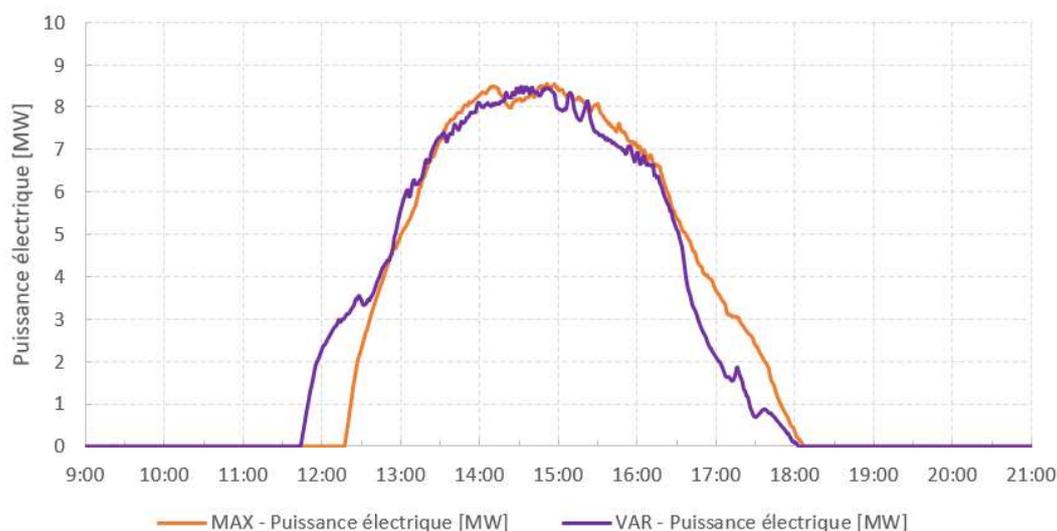


Figure IV.21 : Production électrique pour les deux cas d'étude

La puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur donne une tendance identique pour les deux cas d'études. Dans le cas de la régulation VAR, le groupe turbo-alternateur est couplé au réseau plus tôt étant donné que la pression nécessaire au démarrage est atteinte plus rapidement que dans le cas de la régulation MAX. Ensuite, le groupe turbo-alternateur s'arrête à 18 h pour les deux cas d'étude. Finalement, ces deux cas d'étude sont comparés sur une base journalière et les résultats sont exprimés dans le Tableau IV.6.

Tableau IV.6 : Résultats de simulation pour les deux cas d'études

Cas d'étude	Pertes thermiques des champs solaires [MWh]	Énergie utile des champs solaires [MWh]	Énergie électrique produite [MWh]	Rendement global [%]	Consommation des pompes de recirculation [kWh]
Régulation MAX	44,0	181,6	32,9	3,62 %	549,1
Régulation VAR	44,9	178,3	32,5	3,57 %	129,5

La régulation VAR conduit à une énergie utile produite par les champs solaires, légèrement inférieure au cas d'étude de la régulation MAX et donc à une énergie électrique produite plus faible. Cela s'explique notamment par des pertes thermiques plus importantes dans le cas de la régulation VAR. De plus, les écarts de production entre les deux régulations sont proches de la précision du modèle global.

Ainsi, les principaux avantages de la régulation VAR sont :

- La réduction de la consommation des pompes de recirculation passant de 1,7 % de l'énergie électrique produite à 0,4 % de l'énergie électrique produite ;
- Un démarrage plus rapide du groupe turbo-alternateur ;

IV.5. Conclusion partielle

Le modèle global a été développé sur AproS, un logiciel commercial de simulation de processus industriels, en se basant sur les résultats du modèle optique (CHAPITRE II) et de l'étude des pertes thermiques des lignes solaires (CHAPITRE III). Les deux champs solaires ainsi que le bloc de puissance de la centrale eLLO ont été modélisés permettant ainsi d'étudier les performances des champs solaires. Les simulations d'une journée de production de l'année 2023 servent à la validation du modèle en comparant l'évolution de plusieurs paramètres clés avec les données mesurées sur site pour une journée de production sans stockage de vapeur :

- L'évolution des pressions et des températures,
- Les débits de vapeur et de liquide échangés entre les sous-ensembles,
- La puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur.

Un coefficient de correction est introduit afin de tenir compte de l'encrassement et des erreurs de réglage des champs solaires par rapport à la performance théorique des champs solaires. Plusieurs simulations permettent de fixer ce coefficient à 0,75 pour que les indicateurs clés soit les plus proches des données expérimentales. En somme, les champs solaires atteignent $\frac{3}{4}$ de leurs performances optiques à cause, notamment, de l'encrassement des réflecteurs primaires et des vitres de protection, mais aussi des défauts de position des nombreux mâts et/ou réflecteurs primaires.

Ensuite, les évolutions de la température de la phase liquide des ballons séparateurs, simulées et expérimentales, permettent d'observer l'estimation des pertes thermiques des champs solaires. L'influence de la vitesse du vent sur les pertes thermiques des tuyauteries des champs solaires et la finesse de la corrélation de perte thermique des récepteurs solaires entraînent des pertes thermiques simulées inférieures aux pertes thermiques réelles.

Finalement, la moyenne des titres vapeur des lignes solaires permet de situer la centrale par rapport à son fonctionnement théorique et montre que la méthode de calcul utilisée par les exploitants pour approcher le titre vapeur n'est pas une méthode fiable.

Une fois validé, le modèle global est utilisé pour évaluer la régulation des débits de recirculation dans les champs solaires. La régulation de débit en créneaux basé sur le calcul d'une consigne de débit maximal est la régulation utilisée à la centrale solaire eLLO par

manque d'information sur les flux énergétiques au récepteur solaire. La régulation de débit variable basé sur un bilan énergétique ayant pour cible un titre vapeur théorique de 80 % à la sortie des lignes solaires, et s'appuyant sur la validation du modèle optique et l'étude des pertes thermiques du récepteur, constituent une solution envisageable en tant que stratégie de régulation de la centrale.

La comparaison des simulations du modèle global pour les deux régulations présentées ci-dessus conduit aux conclusions suivantes :

- La régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance sur le récepteur ne permet pas d'optimiser la production électrique face à une régulation de débit en créneaux basée sur une consigne de débit maximal ;
- La régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance sur le récepteur permet de réduire la consommation des pompes de recirculation d'environ 75 % par rapport à la régulation de débit en créneaux ;
- Un démarrage du groupe turbo-alternateur plus tôt est envisageable grâce à une régulation de débit de recirculation fonction du bilan de puissance.

Autrement dit, la régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance n'améliore pas directement les performances des champs solaires, mais permet de réduire la consommation électrique du processus et par extension de diminuer l'usure des pompes de recirculation. Enfin, pour les journées à fort ensoleillement, le processus de défocalisation des héliostats lorsque le système de stockage est saturé et que le groupe turbo-alternateur fonctionne à plein régime (cf. paragraphe III.3.2.2) peut être réduit voir être éliminé si l'énergie thermique est valorisée dès les premiers rayons solaires. Ceci améliorerait ainsi la production électrique journalière de l'installation.

CHAPITRE V - EXPLOITATION DES DONNEES INDUSTRIELLES ET INDICATEURS DE PERFORMANCE

Les données expérimentales de la centrale solaire eLLO permettent d'en quantifier les performances au travers de différents indicateurs. Ces données et indicateurs d'une installation commerciale, sur une année entière d'exploitation sont, à notre connaissance, une première dans la littérature scientifique. Ce chapitre a été adapté des travaux effectués durant son stage par Jules Doat-Tanham, étudiant ingénieur à Sup'EnR.

L'objet de ce chapitre est d'exploiter les données brutes enregistrées à la centrale solaire eLLO afin de définir des indicateurs, de les calculer et de les analyser à l'aide de Python et des modules :

- Pandas, importation d'un grand nombre de données sous forme de tableau ;
- Numpy, boîte à outil mathématique de Python ;
- Cool Prop, table de propriétés thermodynamiques de l'eau ;
- Scipy, utile pour sa fonction « curvefit » permettant de réaliser des régressions sur des nuages de points selon une fonction prédéfinie ;
- PyPlot, interface graphique pour la création de graphique 2D et 3D.

Les données expérimentales utilisées dans ce chapitre sont les données heure par heure, de l'année 2022, sauf pour la consommation électrique du site qui se détermine quotidiennement comme la différence entre les relevés des compteurs à 5 h du matin. Les indicateurs de performances de la centrale solaire eLLO étudiés dans ce chapitre sont la consommation et la production électrique, le rendement du bloc de puissance et enfin le rendement global de la centrale. Finalement, l'ensemble des flux énergétiques du processus sont représentés dans un digramme de Sankey.

V.1. Analyse de la production et de la consommation électrique

La consommation électrique permet de mettre en évidence l'influence de la saison sur le fonctionnement et les performances de la centrale. Plusieurs compteurs électriques fournissent des relevés réguliers à partir desquels il nous est possible de calculer la production journalière de la turbine E_{prod}^{jour} et la consommation journalière du site E_{conso}^{jour} .

Un filtrage est appliqué aux données expérimentales permettant d'éliminer les points incohérents de certaines journées de production :

- La consommation électrique journalière doit être positive ;
- Les journées avec une consommation électrique supérieure à 15 MWh sont filtrées ;
- La production du groupe turbo-alternateur doit être positive et inférieure à 240 MWh (fonctionnement du groupe turbo-alternateur de 10 MW pendant 24 h à pleine charge).

La Figure V.1 présente les régressions linéaires de la consommation électrique journalière du site en fonction de la production électrique journalière de la turbine pour la saison d'hiver (décembre, janvier, février) et la saison d'été (juin, juillet, août).

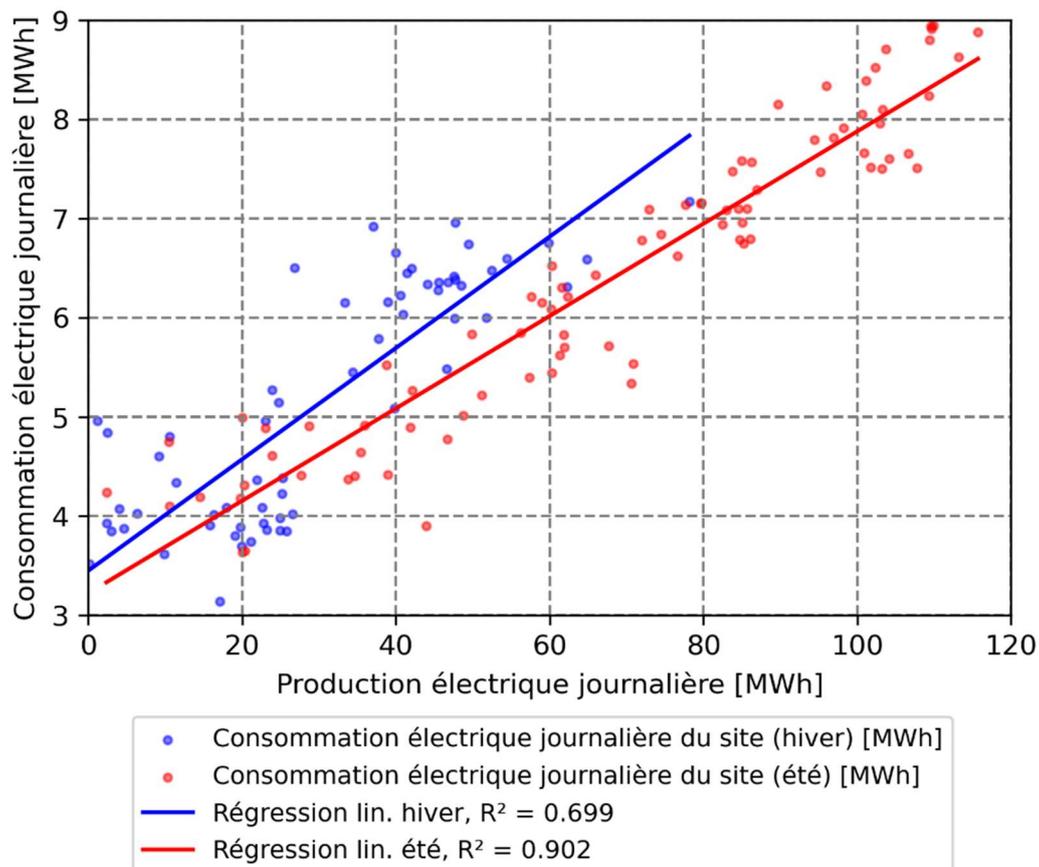


Figure V.1 : Régression linéaire entre la production et la consommation journalières pour la saison d'hiver et d'été

Le maximum de production électrique journalière est d'environ 80 MWh en hiver, et 120 MWh en été. Ceci est notamment dû au rendement optique des champs solaires, plus élevé en été qu'en hiver ainsi que la ressource solaire.

Pour une même production électrique, la consommation journalière en hiver est plus élevée. Ces écarts pour une même production journalière sont de l'ordre de 0,2 MWh pour les productions faibles à plus de 0,8 MWh pour les productions journalières supérieures à 60 MWh. Pour une production électrique journalière de 60 MWh, la consommation électrique de la centrale correspond environ à 10,0 % de la production électrique journalière en été et 11,3 % en hiver.

Les réchauffeurs des lignes solaires pour palier le risque de gel dans chaque champ solaire et le traçage électrique de certaines tuyauteries, entraînent d'importantes consommations électriques journalières en hiver. Ces consommations électriques notables sont fortement dépendantes des conditions météorologiques et cette dépendance permet d'expliquer un coefficient de régression R^2 plus petit en hiver ($R^2 = 0,7$) qu'en été ($R^2 = 0,9$). En hiver, la température extérieure d'une journée à l'autre peut fortement varier en passant d'une température négative à une température positive et ainsi fortement influencer sur le fonctionnement des éléments de maintien hors gel. La saison a un impact significatif sur la consommation électrique de la centrale eLLO.

V.2. Rendement du bloc de puissance

Les filtres décrits, dans le paragraphe V.1, sont appliquées au jeu de données de l'étude constitué de la puissance électrique, du débit massique, de la pression et de la température à l'entrée et à la sortie. Le bilan énergétique du bloc de puissance, décrit dans l'équation (41), permet de calculer le rendement du bloc de puissance.

$$P_{elec} + \eta_{BP} (\dot{m}_{alim} h_{alim} - \dot{m}_{vap_{BP}} h_{vap_{BP}}) = 0 \quad (47)$$

avec, P_{elec} la puissance électrique du groupe turbo-alternateur, η_{BP} le rendement du bloc de puissance, $\dot{m}_{vap_{BP}}$ le débit massique de vapeur à l'entrée du bloc de puissance, $h_{vap_{BP}}$ l'enthalpie de la vapeur à l'entrée du bloc de puissance, \dot{m}_{alim} le débit massique de l'eau alimentaire à la sortie du bloc de puissance et h_{alim} l'enthalpie de l'eau alimentaire à la sortie du bloc de puissance.

Ces écoulements à l'entrée et à la sortie du bloc de puissance sont des écoulements monophasiques pour lesquels l'enthalpie peut être déduite des variables d'état (pression et température mesurée à l'entrée et à la sortie du bloc de puissance) grâce à CoolProp.

Le rendement du bloc de puissance est déduit de l'équation (48) :

$$\eta_{BP} = \frac{P_{elec}}{P_{therm}}, \quad (48)$$

avec, P_{therm} la puissance thermique à l'entrée et la sortie du bloc de puissance.

La Figure V.2 présente le rendement du bloc de puissance en fonction de la puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur. Une régression en puissance, passant par l'origine, est appliquée au nuage de points expérimentaux. Finalement, les points de fonctionnements du bloc de puissance, fournis par SIEMENS, sont ajoutés à la Figure V.2.

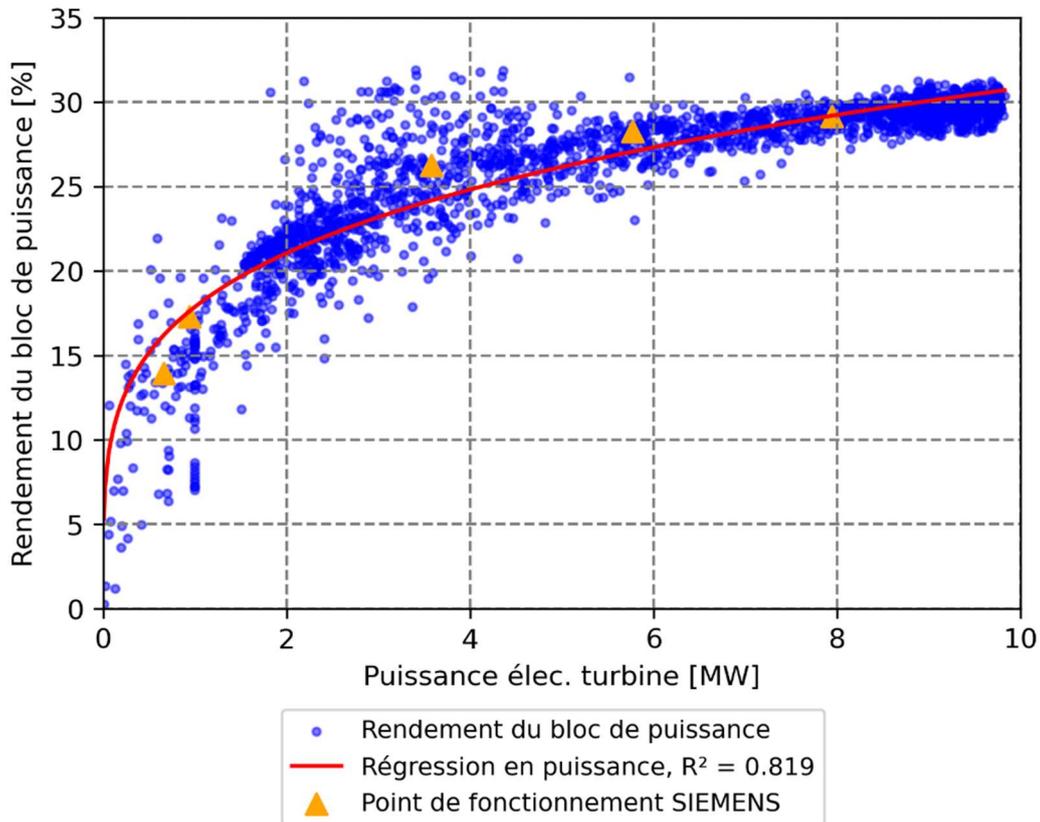


Figure V.2 : Rendements du bloc de puissance comparés aux points de fonctionnement fournis par SIEMENS

Le rendement du bloc de puissance atteint 30 % pour une puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur de 10 MW_{elec}. Un bon accord est observé entre les données mesurées et les données déduites des schémas de procédés fournis par SIEMENS sur toute la gamme de puissance.

Par ailleurs, l'étude du rendement de bloc de puissance est réalisée sur des périodes mensuelles afin d'observer les variations du rendement en fonction de la saison. Le rendement est calculé en intégrant les termes de puissances de l'équation (48).

$$\eta_{BdP_{brut}}^{jour} = \frac{E_{elec-prod}^{mois}}{E_{therm}^{mois}} \quad (49)$$

Avec, $E_{elec-prod}^{jour}$ l'énergie électrique journalière produite et E_{therm}^{jour} l'énergie thermique entrant et sortant du bloc de puissance.

La Figure V.3 présente le rendement mensuel du bloc de puissance pour l'année 2022.

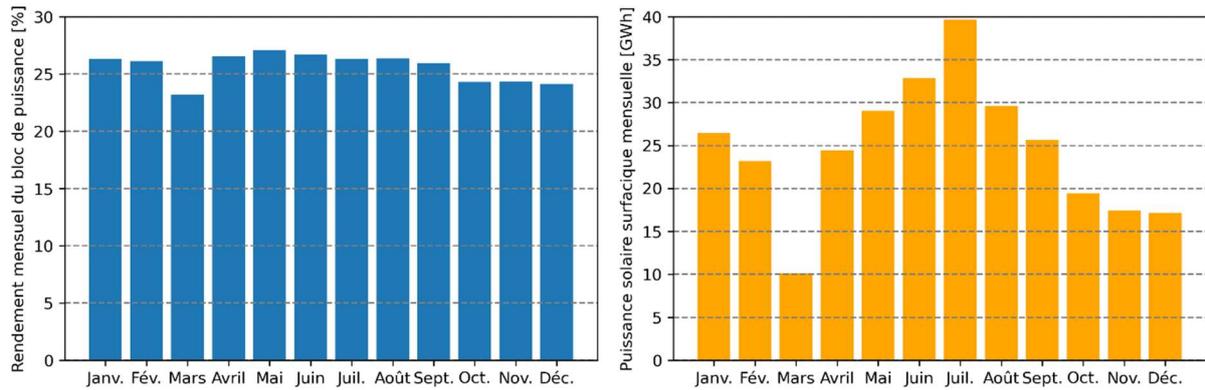


Figure V.3 : Rendement mensuel du bloc de puissance et puissance solaire surfacique mensuelle en 2022

Le rendement mensuel du bloc de puissance est quasi constant sur l'année. Les faibles rendements d'hiver, notamment en mars, sont causés par un ensoleillement faible qui conduit à un fonctionnement à charge réduite de la turbine et donc à un rendement du groupe turbo-alternateur plus faible (cf. Figure V.2).

V.3. Rendement de la centrale

Comme décrit dans le paragraphe I.1.2, la performance de la centrale est exprimée en calculant le rapport entre la production électrique du groupe turbo-alternateur et la puissance solaire incidente (équation (5)). Puisque l'inertie de la centrale engendre une latence entre la puissance solaire incidente et la production électrique, le calcul d'un rendement global instantané n'est pas pertinent. De plus, l'utilisation quasi-récurrente du système de stockage au début de la production de vapeur augmente la période entre les premiers rayons solaires et la production électrique. Ainsi, la performance de la centrale sera évaluée d'un point de vue journalier en intégrant la puissance solaire incidente et la puissance électrique produite.

Les filtres décrits dans le paragraphe V.1 sont appliqués au jeu de données de l'étude. L'énergie électrique fournie par la turbine est déterminée grâce aux relevés du compteur électrique à l'alternateur. L'énergie solaire incidente est calculée sur la base des mesures de puissance solaire incidente surfacique heure par heure à l'aide d'un pyrhéliomètre.

Une régression par morceaux est appliquée au nuage de points des rendements globaux, améliorant le R^2 face à une méthode de régression en puissance. La variable x_{sep} définit l'abscisse à laquelle les deux morceaux linéaires se joignent. Une régression linéaire est appliquée au domaine $[0 ; x_{sep}]$ et l'ordonnée y_{sep} qui en résulte en x_{sep} est utilisé pour forcer la deuxième régression linéaire à passer par le point $[x_{sep} ; y_{sep}]$. Finalement, la variable x_{sep} est déterminée pour que les R^2 soient maximisés.

La Figure V.4 présente les régressions linéaires par morceaux des rendements globaux journaliers de la centrale eLLO pour l'année 2022 en fonction de la production journalière.

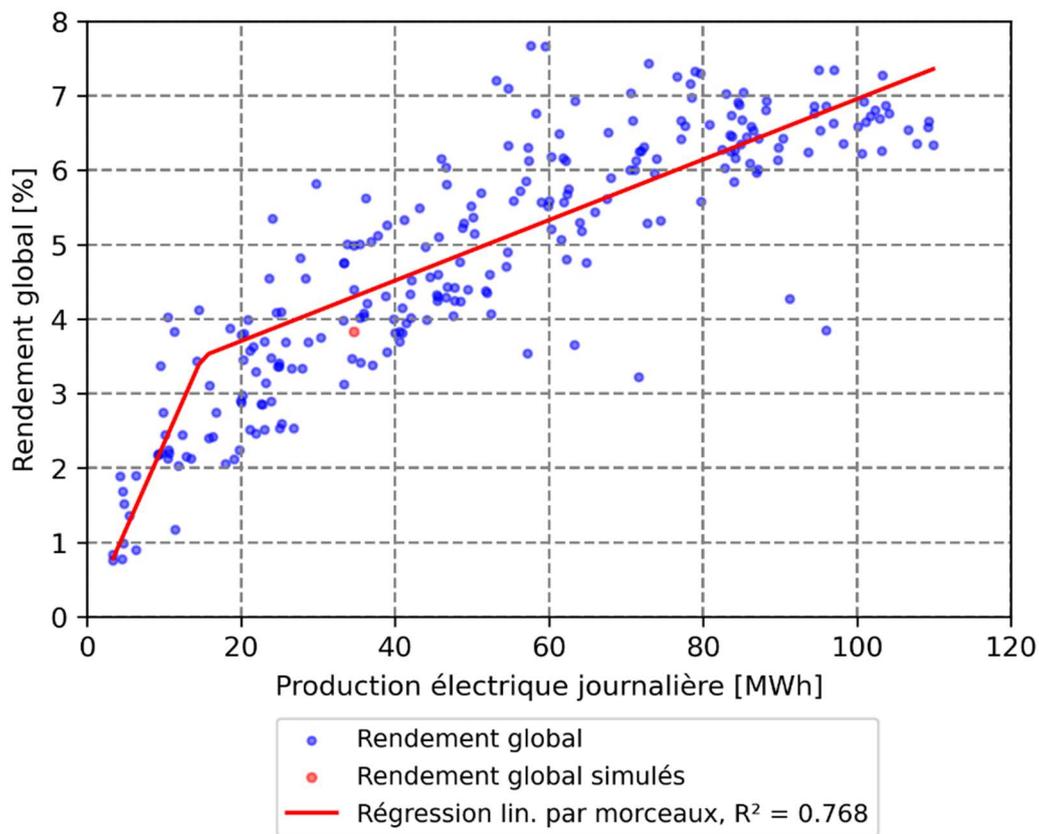


Figure V.4 Rendement global en 2022

Le rendement global simulé du 04/02/2023 (paragraphe IV.3) est proche de la régression linéaire par morceaux déduite du jeu de donnée de l'année 2022.

Le rendement global de la centrale atteint 7 % pour des journées très ensoleillées traduisant une production importante supérieure à 100 MWh. L'importante disparité des rendements globaux peut provenir d'un grand nombre de cas particulier. Prenons par exemple, les 2 points extrêmes pour une production de 58 MWh, le rendement global journalier de 3,5 % est due à des microcoupures électriques qui ont causés un fonctionnement de l'automate entrainant l'arrêt du groupe turbo-alternateur et de la production électrique. Pour le rendement global supérieur au jeu de données, les performances globales sont artificiellement meilleures, car la journée de production débute avec un stockage saturé à 17,6 bars. L'ajout d'un filtre prenant en compte la pression du système de stockage au début de la journée pourrait être considéré afin d'affiner la régression linéaire par morceaux du rendement global de la centrale.

Pour conclure, le rendement global de l'installation est calculé sur une base mensuelle afin de le comparer aux rendements ciblés par l'exploitant. La Figure V.5 présente les rendements globaux mensuels de la centrale eLLO et les rendements cibles évalués avec les outils « historiques » au début du projet eLLO (Tableau I.9)

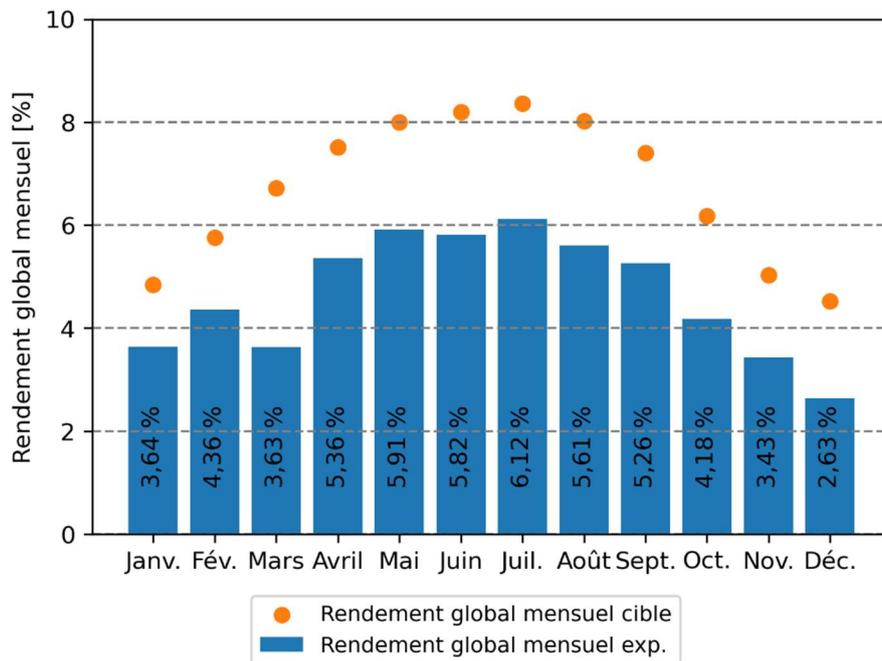


Figure V.5 : Rendement global mensuel exp. de la centrale eLLO en 2022 et les rendements globaux mensuels cibles.

Le rendement global mensuel atteint 5,61 % en août et seulement 2,63 % en décembre. La différence de performance selon le mois est principalement due à l'évolution du rendement optique selon la période de l'année (Figure II.33). L'écart maximal entre le rendement cible et le rendement de la centrale est proche de 2 % (absolus) sur l'année 2022, sans compter le mois de mars peu ensoleillé admettant une différence absolue de plus de 3 %. Autrement dit, la centrale n'atteint que 75 % de la performance cible. Bien que le réglage des champs solaires et les stratégies opératoires peuvent encore être améliorés, les rendements cibles communiqués par le fabricant sont inférieurs aux rendements globaux des centrales solaires à concentration linéaire Fresnel présentés dans la littérature scientifique (9 à 11 % ; cf. Tableau I.1) et semble optimistes par rapport aux performances actuelles de la centrale solaire eLLO.

Néanmoins, plusieurs possibilités d'améliorations des champs solaires et des stratégies opératoires ont été énoncées durant ce projet de recherche afin de se rapprocher des performances cibles de la centrale solaire eLLO.

V.4. Diagramme de Sankey

Un diagramme Sankey est un outil permettant une vision globale des flux énergétiques d'un processus. Dans le cas de la centrale eLLO, ce diagramme permet de représenter l'énergie thermique au travers des champs solaires, du bloc de puissance et de l'aérocondenseur. Ce diagramme est construit grâce au module Sankey de la bibliothèque Python matplotlib sur les données filtrées de 2022 pour les périodes été/hiver décrites dans le paragraphe V.1.

Les pertes optiques des champs solaires sont évaluées grâce à la méthode d'évaluation optique décrite dans le CHAPITRE II. Pour chaque jour, le rendement optique d'un module avec une inclinaison représentative de l'inclinaison moyenne des modules solaires eLLO est calculée heure par heure et permet de déduire les pertes optiques de l'installation (équation (50)).

$$P_{opt}[GWh] = \int_{jour}^{\square} (1 - \eta_{opt}(t)) A_{coll} DNI(t). dt \quad (50)$$

Les pertes thermiques des champs solaires $P_{th-champ}$ sont déduites d'un bilan énergétique sur le champ solaire (équation (51)).

$$P_{th-champ}[GWh] = E_{sol} + E_{alim} - P_{opt} - E_{vap} \quad (51)$$

avec, E_{sol} l'énergie solaire incidente sur la surface de collecte, E_{alim} l'énergie de l'eau alimentaire injectée, P_{opt} les pertes optiques et E_{vap} l'énergie de la vapeur extraite vers le bloc de puissance.

L'énergie thermique produite par les champs solaires transmise au bloc de puissance est calculée comme (équation (52)) :

$$E_{BdP}^{jour} = \int_{jour}^{\square} \dot{m}_{vap} h_{vap}. dt, \quad (52)$$

avec, \dot{m}_{vap} le débit de vapeur saturée et h_{vap} l'enthalpie de la vapeur saturée à l'entrée du bloc de puissance déterminée en fonction de la pression du barillet haute pression.

Pour le bloc de puissance, l'énergie évacuée par l'aérocondenseur E_{ACC} et l'énergie renvoyée aux champs solaires E_{alim} sont évaluées grâce aux équations (53) et (54) :

$$E_{ACC}^{jour} = \int_{jour}^{\square} \dot{m}_{ACC} (h_{ACC,in} - h_{ACC,out}). dt, \quad (53)$$

avec, \dot{m}_{ACC} le débit de fluide à l'échappement turbine et h_{ACC} l'enthalpie du fluide à l'entrée (in) et à la sortie (out) de l'aérocondenseur déterminée en fonction de la pression et de la température à l'échappement de la turbine et à la sortie de l'aérocondenseur, et :

$$E_{alim}^{jour} = \int_{jour}^{\square} \dot{m}_{alim} h_{alim}. dt, \quad (54)$$

Avec, \dot{m}_{alim} le débit d'eau alimentaire et h_{alim} l'enthalpie de l'eau alimentaire au bloc de puissance déterminée en fonction de la pression et de la température à la sortie du réchauffeur alimentaire.

Finalement, un bilan énergétique du bloc de puissance permet d'évaluer les pertes thermiques du bloc de puissance (équation (55)).

$$P_{th-BdP}[GWh] = E_{BdP}^{jour} - E_{elec}^{jour} - E_{alim}^{jour} - E_{ACC}^{jour} \quad (55)$$

Enfin, les pertes thermiques du circuit alimentaire sont approchées en considérant une longueur de tuyauterie de 800 m et une épaisseur d'isolant de 100 mm équivalent à une résistance de $R = 2,9 m^2.K/W$.

La Figure V.6 présente un diagramme de Sankey de la centrale solaire eLLO sur la base des données filtrées pour la saison estivale (a.) et hivernale (b.) (paragraphe V.1).

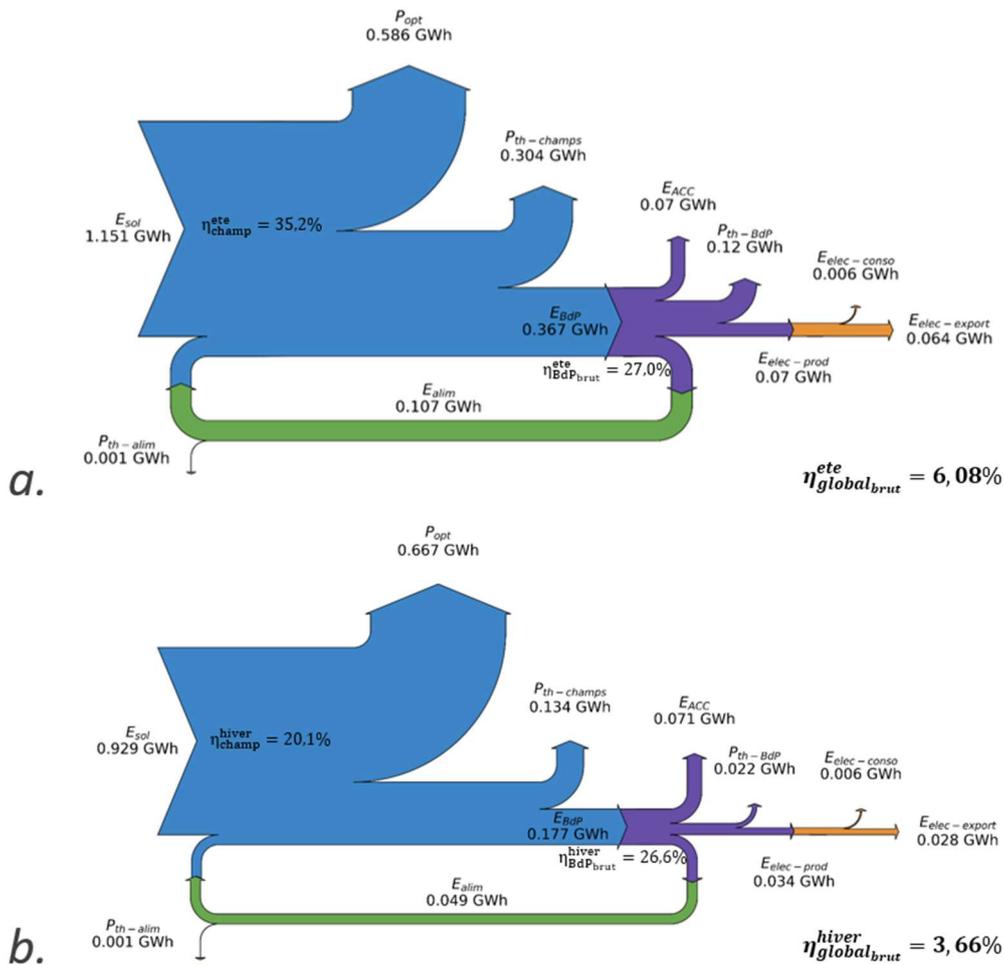


Figure V.6 : Diagramme de Sankey de la centrale solaire eLLO pour la saison estivale (a.) et la saison hivernale (b.)

Les résultats des analyses précédentes se retrouvent dans ces deux diagrammes de Sankey. Les pertes optiques sont les pertes les plus importantes de l'installation avec à elles seules entre 50 % et 70 % de l'énergie primaire perdue. Ensuite, ce sont les pertes thermiques des lignes solaires qui constituent la deuxième plus importante perte de l'installation, entre 15 % et 30 % de l'énergie primaire perdue par transfert thermique avec l'extérieur. Ainsi, la performance des champs solaires en 2022 atteint environ 35 % en été et 20 % en hiver.

Le rendement du bloc de puissance est d'environ 27 % que ce soit en été ou en hiver (Figure V.3). Finalement, le rendement global de l'installation est égal à 6,08 % pour la saison d'été et de 3,66 % pour la saison d'hiver 2022. À noter que le rendement global est exprimé en fonction de la production électrique du groupe turbo-alternateur (rendement global brut) et non de la puissance électrique exportée sur le réseau (rendement global net). À titre d'exemple, le rendement global net de la centrale solaire eLLO est égale à 5,56 % pour la saison estivale et 3,01 % pour la saison hivernale.

V.5. Conclusion partielle

Le code python d'analyse des performances de la centrale, présenté dans ce chapitre, sera un outil performant, pour les exploitants, afin d'analyser l'évolution des performances de la centrale d'année en année. La comparaison d'année en année des performances de chaque sous-ensemble sera facilitée en confrontant les diagrammes de Sankey.

La consommation électrique de la centrale solaire eLLO est plus importante en saison hivernale de par le fonctionnement des composants de mise hors gel lors des périodes à risque. Elle croît avec la production électrique de la centrale puisque les composants de contrôle fonctionnent davantage lors des journées à fort potentiel solaire. Par exemple, la consommation électrique, pour une production journalière de 60 MWh, est égale à 6 MWh pour la saison estivale et 6,9 MWh pour la saison hivernale soit entre 10 et 12 % de la production électrique journalière.

Le rendement brut du bloc de puissance suit les performances annoncées dans les schémas de procédés fournis par SIEMENS. Ainsi, les rendements bruts du bloc de puissance sont compris entre 10 % et 30 % pour une charge de la turbine entre 1 MW_{elec} et 10 MW_{elec}. Les rendements bruts mensuels du bloc de puissance montrent que ses performances sont stables au cours de l'année.

Les rendements bruts globaux de la centrale croissent avec la production journalière et atteignent pour l'année 2022 un maximum de 7 % pour des journées de production d'environ 110 MWh. Les rendements bruts expérimentaux de l'année 2022 sont comparés aux rendements cibles de la centrale : le rendement de la centrale en 2022 est inférieur de 2 % (absolus) au rendement cible. Autrement dit, la centrale atteint 75 % de la performance cible.

CONCLUSION GENERALE

La technologie de concentration linéaire Fresnel fait partie des quatre familles de technologies de concentration solaire énoncées dans les scénarios de développement des énergies renouvelables afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre de la production électrique encore largement dominées par les énergies fossiles, notamment, le charbon. La concentration linéaire Fresnel est généralement comparée à la concentration cylindro-parabolique dominant actuellement le secteur. Cette dernière est théoriquement plus efficace, car le système optique d'un concentrateur linéaire Fresnel est construit par segmentation d'un concentrateur cylindro-parabolique. Néanmoins, la technologie linéaire Fresnel présente en principe une réduction des coûts d'implantations et d'exploitations grâce, notamment, à un coût de production des réflecteurs primaires réduits, à un récepteur fixe sans joint mobile, à des fondations et une architecture plus légère due à une prise au vent moins importante, à un système de nettoyage automatisé, etc. Finalement, l'avantage économique majeur des systèmes à concentration linéaire Fresnel est la possibilité de fonctionner en génération directe de vapeur ; le fluide caloporteur est peu coûteux et identique au fluide de travail rendant superflu l'échangeur thermique généralement nécessaire. Bien que le concept soit éprouvé depuis longtemps, les retours d'expériences d'installations commerciales et l'optimisation de leurs stratégies opératoires ne sont pas ou très peu décrites dans la littérature scientifique.

Pour encourager le développement de la filière solaire à concentration dans la production d'électricité mondiale, pour l'instant largement en deçà des scénarios de développement, ce travail propose une analyse globale d'une centrale à concentration linéaire Fresnel commerciale et à génération directe de vapeur, nommée eLLO, de l'analyse des données industrielles à la modélisation et simulation de l'ensemble du cycle thermodynamique. Cette installation est unique au monde de par sa capacité de stockage de vapeur et la configuration particulière de ses champs solaires. Le travail de thèse prend place après environ un an et demi de fonctionnement basé sur des régulations adaptées des connaissances accumulées lors de la phase de prototypage à La Seyne-sur-Mer. Le changement d'échelle du projet ainsi que les contraintes liées au site d'exploitation invitent à redéfinir le comportement optique, thermique et thermodynamique de celui-ci. Ces efforts de modélisation et de simulation effectués durant le projet de recherche ont conduit à des suggestions aux exploitants pour l'optimisation de la production électrique.

Les travaux de modélisation ont débuté naturellement par la caractérisation des performances optiques des concentrateurs linéaires Fresnel de la centrale eLLO. L'utilisation du logiciel de lancer de rayons Tonatiuh permet de décrire le comportement optique de ces concentrateurs permettant ainsi de juger des besoins prioritaires de réglage des champs solaires et ensuite, de décrire leurs performances optiques pour toutes les positions solaires. Le modèle optique est comparé avec des performances optiques d'autres concentrateurs linéaires Fresnel. Finalement, l'orientation, l'inclinaison et d'autres particularités des concentrateurs eLLO, telle que la distribution asymétrique des rayons de cintrage des réflecteurs primaires sont étudiées et les résultats ont conduit à la rédaction d'une publication scientifique. Les principales

conclusions de la modélisation et des simulations optiques des concentrateurs linéaires Fresnel eLLO sont :

- Le rendement optique maximal du module solaire eLLO est égal à 69,5 % ; sans encrassement des surfaces ni défaut de réglage ;
- Une erreur de suivi solaire ou de réglage des réflecteurs primaires conduit à une puissance solaire incidente importante sur l'enceinte de protection et ainsi à d'importantes contraintes thermomécaniques sur le récepteur. L'erreur mesurée moyenne de la position du récepteur induit sensiblement moins de contrainte thermomécanique sur l'enceinte de protection que les erreurs de réglages moyens des réflecteurs primaires observés par les techniciens de montages ;
- La transmissivité de la vitre de protection engendre une erreur sur le rendement optique journalier de 1 à 2 % si elle est considérée constante au lieu de dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement solaire concentré ;
- Les ruptures de pente des récepteurs solaires entraînent une erreur sur le rendement optique journalier de 0,4 % ce qui permet de valider l'hypothèse d'un récepteur solaire quasi-infini sans rupture de pente entre les modules pour la construction des IAM, car jugée acceptable pour la précision du modèle optique souhaité ;
- L'orientation de la centrale solaire eLLO assure d'obtenir des performances optiques proches de l'efficacité de l'implantation optimale pour la saison donnée, c'est-à-dire une orientation NS pour l'été et une orientation EO pour l'hiver. Quant à la configuration EO, elle aide à uniformiser la performance optique sur l'année et constitue une bonne stratégie pour garantir des performances optiques élevées en été tout en limitant le problème de saisonnalité des implantations NS en hiver ;
- Une matrice de modules inclinés vers le sud-ouest assure une plus grande capture de l'énergie solaire qu'une implantation à plat avec la même orientation. La structure mécanique supplémentaire pour l'inclinaison des modules irait à contre-sens de l'objectif de réduction des coûts de la technologie linéaire Fresnel, mais une topographie spécifique peut être utilisée à l'avantage de la concentration solaire ;
- L'utilisation d'une distribution asymétrique du rayon de cintrage des réflecteurs primaires permet d'optimiser les performances optiques en fonction de la position du soleil durant l'année.

Ainsi, malgré les contraintes topographiques, eLLO a défini une configuration spécifique et une conception de module permettant d'atteindre une efficacité optique proche de celle de l'implantation conventionnelle NS.

Pour finir, le modèle optique est construit sur la base des données structurelles théoriques et aucun encrassement n'est considéré. Ainsi, les performances optiques réelles des modules solaires eLLO sont inférieures aux performances optiques décrites par le modèle optique. Par conséquent, un paramètre correctif est appliqué aux données d'entrées du modèle global afin de considérer les défauts de réglage et l'encrassement des modules solaires.

Une fois la modélisation optique réalisée, l'étude des pertes thermiques du récepteur eLLO a été conduite. Trois lignes instrumentées de la centrale eLLO ont permis d'analyser

expérimentalement les pertes thermiques des récepteurs sur une large gamme de températures de fluide avec comme contrainte de n'avoir aucun impact sur la production électrique de la centrale. Pour cela, deux protocoles, à basse et à haute température, ont été mis en œuvre et les résultats sont présentés sous la forme d'un polynôme du second degré et comparées à d'autres corrélations de pertes thermiques de récepteurs linéaires Fresnel.

Les pertes thermiques d'un module eLLO dans les conditions de référence suivantes : température moyenne du fluide à l'entrée et à la sortie de 175 °C, température ambiante de 25 °C, pas de vent ; sont égales à 311 W/m.

La disparité significative des résultats expérimentaux peut être attribuée à la forte influence des conditions de vent sur les pertes thermiques accentuées par l'absence de vitres de protection ; l'inclinaison du récepteur solaire eLLO et l'effet cheminé qui en découle alimentent aussi cette disparité. La difficulté de mise en œuvre des protocoles et l'arrêt du champ solaire Est en 2023, à cause d'une fuite, ont limité le nombre de points expérimentaux qui sont insuffisants pour évaluer des corrélations distinctes en fonction de la vitesse du vent.

Afin d'estimer l'influence du vent sur les pertes thermiques des récepteurs, un modèle thermohydraulique monophasique 1D a été développé et adapté à l'état actuel du récepteur (vitres manquantes et inclinaison du récepteur). Il est validé en le comparant au modèle proposé par Mertins et aux résultats expérimentaux. Cette comparaison indique que le modèle peut estimer efficacement les pertes thermiques du récepteur avec une incertitude maximale acceptable d'environ $\pm 30\%$, quelle que soit la vitesse du vent.

Une fois que les performances optiques et thermiques des champs solaires ont été évaluées individuellement, les résultats ont été ajustés pour servir de donnée d'entrée au modèle global développé sur Apros, un logiciel commercial de simulation dynamique de processus industriel. L'ensemble des tuyauteries et des éléments de contrôle de la centrale (hormis le système de stockage) sont modélisés et la puissance solaire absorbée et les pertes thermiques des récepteurs, déduit des sous-modèles, sont imposées aux blocs fonctionnels représentant les modules solaires. Les régulations principales de la centrale ont été adaptées à la modélisation et la validation est effectuée en comparant l'évolution de plusieurs paramètres clé avec les données mesurées sur site pour une journée de production sans stockage de vapeur :

- L'évolution des pressions et des températures,
- Les débits de vapeur et de liquide échangés entre les sous-ensembles,
- La puissance électrique produite par le groupe turbo-alternateur.

Premièrement, les performances optiques des modules solaires modélisés sont ajustées en ajoutant un paramètre de correction à la définition de la puissance solaire absorbée. Cela permet d'approcher les performances optiques réelles altérées par l'encrassement et les erreurs de réglage des champs solaires. Plusieurs simulations permettent de fixer ce coefficient à 0,75 pour que les indicateurs clés soit les plus proches des données expérimentales. En somme, les champs solaires atteignent $\frac{3}{4}$ de la performance optique théorique maximale. Les principales causes d'atténuation observées sur site sont : l'encrassement des réflecteurs primaires et des

vitres de protection, le positionnement des mâts et des réflecteurs primaires et une erreur de suivi solaire provoquée par l'algorithme de position solaire décrit dans l'automate de la centrale eLLO. Ensuite, les évolutions de la température de la phase liquide des ballons séparateurs simulés et expérimentales permettent d'observer l'estimation des pertes thermiques des champs solaires. L'influence de la vitesse du vent sur les pertes thermiques des tuyauteries des champs solaires et la finesse de la corrélation de perte thermique des récepteurs solaires amènent à une sous-estimation des pertes thermiques des champs solaires simulés.

L'un des avantages du modèle global est l'évaluation des titres vapeur des écoulements diphasiques prenant place dans les champs solaires. La moyenne des titres vapeur des lignes solaires permet de situer la centrale par rapport à son fonctionnement théorique et montre que la méthode de calcul utilisée par les exploitants pour approcher le titre vapeur n'est pas une méthode fiable.

Pour terminer, le modèle global est utilisé pour étudier la régulation de débit de recirculation dans les champs solaires. Le manque d'information suite au changement d'échelle du projet a conduit à une régulation fixée sur la base d'un calcul de débit maximal. Néanmoins, grâce aux connaissances accumulées via les modèles développés lors de ce travail de thèse, la régulation prévue initialement visant à atteindre un titre vapeur théorique de 80 % à la sortie de chaque ligne peut être de nouveau envisagée pour la centrale solaire eLLO. Ce changement de stratégie opératoire conduit à la réduction d'environ 75 % de la consommation électrique des pompes de recirculation et un démarrage anticipé du groupe turbo-alternateur. Du point de vue de la production électrique, la régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance n'améliore pas la production électrique dans le cas d'une journée à faible potentiel solaire (cas d'étude des simulations du modèle global).

Autrement dit, la régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance n'améliore pas directement les performances des champs solaires, mais permet de réduire la consommation électrique du processus ainsi que l'usure des pompes de recirculation et ainsi par extension d'améliorer le rendement net global de la centrale solaire eLLO. Néanmoins, puisque le générateur de vapeur est légèrement surdimensionné par rapport à la capacité du groupe turbo-alternateur, la concentration de l'énergie solaire peu, pour des journées à fort potentiel solaire, entraîner un surplus d'énergie thermique. Dans ce cas, la logique de défocalisation des héliostats (cf. paragraphe III.3.2.2) permet de limiter la production de vapeur au besoin de la turbine et éviter d'outrepasser la pression maximale de la centrale. Ainsi, limiter la défocalisation des héliostats permettrait d'exploiter au mieux l'énergie solaire disponible. Ainsi, la régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance, diminuant l'accumulation d'énergie thermique, sous forme d'énergie sensible, dans les champs solaires et conduisant à une valorisation de l'énergie thermique quasi-directe dans la matinée, permettrait de limiter les cas de surplus d'énergie et d'améliorer la capacité de valorisation de l'énergie solaire disponible. C'est pour cela que la régulation de débit de recirculation en fonction du bilan de puissance permettrait d'améliorer la production électrique journalière de l'installation.

Pour conclure, les données brutes enregistrées en 2022 à la centrale solaire eLLO sont exploitées pour définir des indicateurs de performances sur une année d'exploitation. Ces données et les indicateurs de performance qui en découlent sont, à notre connaissance, une première dans la littérature scientifique pour une installation commerciale. Le code python d'analyse des performances de la centrale est un outil performant pour analyser l'évolution des performances de la centrale d'année en année. L'exploitation des données enregistrées en 2022 conduit aux conclusions suivantes :

- La consommation électrique de la centrale solaire eLLO croît avec la production électrique de la centrale et représente entre 10 et 12 % de la production électrique journalière. De plus, la consommation électrique est plus importante en saison hivernale de par le fonctionnement des composants de mise hors gel lors des périodes à risque ;
- Le rendement brut du bloc de puissance suit les performances annoncées dans les schémas de procédés fournis par SIEMENS. Ainsi, les rendements bruts du bloc de puissance sont compris entre 10 % et 30 % pour une charge de la turbine entre 1 MW_{elec} et 10 MW_{elec} ;
- Les rendements bruts globaux de la centrale croissent avec la production journalière et atteignent pour l'année 2022 un maximum de 7 % pour des journées de production d'environ 110 MWh, et sont inférieurs aux rendements annoncés dans la littérature ; entre 9 et 11 % (cf. Tableau I.1). Par rapport aux rendements cibles, les rendements bruts expérimentaux mensuels sont inférieurs de 2 % (absolus) au rendement cible. Autrement dit, la centrale atteint 75 % de la performance cible.

Pour aller plus loin, l'influence du givre et de la rosée sur les performances globales de la centrale pourrait être étudiée afin d'estimer les pertes journalières liées à ce phénomène. D'autre part, l'étude des pertes thermiques des récepteurs solaires eLLO peut être affinée en ajoutant des points expérimentaux ; l'installation de sondes de température à la sortie de l'ensemble des lignes élargira le nombre de points étudiables lors de la mise en œuvre des protocoles expérimentaux. Par exemple, l'influence du vent sur les pertes thermiques des champs solaires pourrait être évaluée en multipliant les points expérimentaux pour différentes conditions de vents.

L'optimisation des stratégies opératoires du système de stockage est parmi les stratégies de fonctionnement permettant d'améliorer sensiblement la production électrique annuelle. Néanmoins, les nombreux travaux de recherche et de compilation des données expérimentales et des informations sur les éléments de la centrale, d'une part et la modélisation et validation des sous-ensembles d'autre part ont conduit au développement du modèle global sans stockage. Pour autant, le système de stockage équivalent pourrait être couplé au modèle global sur AproS et validé grâce aux travaux de modélisation 0D présentés dans le paragraphe IV.2.2. Cela permettrait de ne pas limiter les cas d'études à des journées de production sans stockage et ainsi donnerait la possibilité d'optimiser les stratégies de fonctionnement d'une centrale linéaire Fresnel à génération directe de vapeur couplé à un système de stockage de la vapeur.

Par exemple, la production électrique sur plusieurs journées plus ou moins ensoleillées pourrait être étudiée. D'autre part, la simulation du système de stockage couplée à une régulation de défocalisation des héliostats permettrait de quantifier l'amélioration apportée par la régulation de débit variable sur la production électrique. Finalement, la modélisation d'un condenseur eau/air réalisée par Fortum pourrait remplacer le condenseur eau/eau du modèle global actuel afin d'évaluer l'influence de ses performances sur les performances du bloc de puissance et par extension les performances globales. L'installation de mesure de température de l'air à la sortie de l'aérocondenseur de la centrale eLLO serait nécessaire pour une étude approfondie de ce sous-ensemble.

REFERENCES

- [1] Group, R., 2022, "International Energy & Climate Global Greenhouse Gas Emissions : 1990-2020 and Preliminary 2021 Estimates," pp. 1–7.
- [2] "IEA - International Energy Agency" [Online]. Available: <https://www.iea.org/>. [Accessed: 03-May-2023].
- [3] Py, X., Azoumah, Y., and Olives, R., 2013, "Concentrated Solar Power: Current Technologies, Major Innovative Issues and Applicability to West African Countries," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **18**, pp. 306–315.
- [4] "SolarPACES" [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/>. [Accessed: 03-May-2023].
- [5] Viebahn, P., Lechon, Y., and Trieb, F., 2011, "The Potential Role of Concentrated Solar Power (CSP) in Africa and Europe-A Dynamic Assessment of Technology Development, Cost Development and Life Cycle Inventories until 2050," *Energy Policy*, **39**(8), pp. 4420–4430.
- [6] Imran Khan, M., Asfand, F., and Al-Ghamdi, S. G., 2023, "Progress in Research and Technological Advancements of Commercial Concentrated Solar Thermal Power Plants," *Sol. Energy*, **249**(September 2022), pp. 183–226.
- [7] ADEME, 2010, *Feuille de Route Solaire Thermodynamique*.
- [8] "Idhelio Web Site" [Online]. Available: <https://idhelio.com/>. [Accessed: 29-Dec-2023].
- [9] Laissaoui, M., Touil, A., and Nehari, D., 2017, "Thermodynamic Analysis of the Combined CSP and Desalination in Algeria," *Energy Procedia*, **139**, pp. 79–85.
- [10] IEA, 2010, "Technology Roadmap Concentrating Solar Power," pp. 1–52.
- [11] "SolarPACES - NREL" [Online]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/>. [Accessed: 03-May-2023].
- [12] Morin, G., Dersch, J., Eck, M., Häberle, A., and Platzer, W., 2009, "Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Systems – Influence of Linear Fresnel Collector Design Variations on Break Even Cost," *Proc. 15th SolarPACES Int. Symp.*, (May 2014).
- [13] Ahmed, M. H., Montagnino, F. M., and Paredes, F., 2015, "Linear Fresnel and Parabolic Trough Concentrator," **5**, pp. 626–629.
- [14] Cau, G., and Cocco, D., 2014, "Comparison of Medium-Size Concentrating Solar Power Plants Based on Parabolic Trough and Linear Fresnel Collectors," *Energy Procedia*, **45**, pp. 101–110.
- [15] López, J. C., Escobar, A., Cárdenas, D. A., and Restrepo, Á., 2021, "Parabolic Trough or Linear Fresnel Solar Collectors? An Exergy Comparison of a Solar-Assisted Sugarcane Cogeneration Power Plant," *Renew. Energy*, **165**, pp. 139–150.
- [16] Elmorsy, L., Morosuk, T., and Tsatsaronis, G., 2022, "Comparative Exergoeconomic

- Evaluation of Integrated Solar Combined-Cycle (ISCC) Configurations,” *Renew. Energy*, **185**, pp. 680–691.
- [17] Ferrière, A., 2008, “Centrales Solaires Thermodynamiques,” *Tech. l’ingénieur*, **33**(0), p. BE 8 903.
- [18] Müller-Steinhagen, H., and Trieb, F., 2004, “Concentrating Solar Power,” *Futur. Energy Improv. Sustain. Clean Options Our Planet*, pp. 413–430.
- [19] IRENA, 2012, “Renewable Energy Cost Analysis - Concentrating Solar Power,” *IRENA Work. Pap.*, **1**(2), pp. 1–41.
- [20] Morin, G., Dersch, J., Platzer, W., Eck, M., and Häberle, A., 2012, “Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Power Plants,” *Sol. Energy*, **86**(1), pp. 1–12.
- [21] Sebastián, A., Abbas, R., Valdés, M., and Casanova, J., 2018, “Innovative Thermal Storage Strategies for Fresnel-Based Concentrating Solar Plants with East-West Orientation,” *Appl. Energy*, **230**(August), pp. 983–995.
- [22] Solatom, “Solatom - Technology Spécification” [Online]. Available: <https://solatom.com/index/tecnologia/>. [Accessed: 03-Jan-2024].
- [23] Vignarooban, K., Xu, X., Arvay, A., Hsu, K., and Kannan, A. M., 2015, “Heat Transfer Fluids for Concentrating Solar Power Systems - A Review,” *Appl. Energy*, **146**, pp. 383–396.
- [24] Peng, Q., Ding, J., Wei, X., Yang, J., and Yang, X., 2010, “The Preparation and Properties of Multi-Component Molten Salts,” *Appl. Energy*, **87**(9), pp. 2812–2817.
- [25] Grange, B., Ferrire, A., Bellard, D., Vrinat, M., Couturier, R., Pra, F., and Fan, Y., 2011, “Thermal Performances of a High Temperature Air Solar Absorber Based on Compact Heat Exchange Technology,” *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **133**(3).
- [26] Zarza, E., Rojas, M. E., González, L., Caballero, J. M., and Rueda, F., 2006, “INDITEP: The First Pre-Commercial DSG Solar Power Plant,” *Sol. Energy*, **80**(10), pp. 1270–1276.
- [27] Gueguen, R., Sahuquet, G., Mer, S., Toutant, A., Bataille, F., and Flamant, G., 2023, “Fluidization Regimes of Dense Suspensions of Geldart Group A Fluidized Particles in a High Aspect Ratio Column,” *Chem. Eng. Sci.*, **267**, p. 118360.
- [28] González-Roubaud, E., Pérez-Osorio, D., and Prieto, C., 2017, “Review of Commercial Thermal Energy Storage in Concentrated Solar Power Plants: Steam vs. Molten Salts,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **80**(February), pp. 133–148.
- [29] Koochi-Fayegh, S., and Rosen, M. A., 2020, “A Review of Energy Storage Types, Applications and Recent Developments,” *J. Energy Storage*, **27**(October 2019), p. 101047.
- [30] Gil, A., Medrano, M., Martorell, I., Lázaro, A., Dolado, P., Zalba, B., and Cabeza, L. F., 2010, “State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1-Concepts, Materials and Modellization,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **14**(1), pp. 31–55.
- [31] Lovegrove, K., and Stein, W., 2012, *Concentrating Solar Power Technology*.

- [32] Keilany, M. A., Vannerem, S., Milhé, M., Falcoz, Q., Bézian, J. J., and Flamant, G., 2022, "Experimental and Numerical Study of Combining Encapsulated Phase Change Material to Sensible Heat Storage Material in One-Tank Pilot Scale Thermal Energy Storage," *J. Energy Storage*, **51**(April).
- [33] Herrmann, U., and Kearney, D. W., 2002, "Survey of Thermal Energy Storage for Parabolic Trough Power Plants," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **124**(2), pp. 145–152.
- [34] Fasquelle, T., Falcoz, Q., and Neveu, P., 2018, "Modélisation et Caractérisation Expérimentale d'une Boucle Solaire Cylindro-Parabolique Intégrant Un Stockage de Type Thermocline," Université de Perpignan Via Domitia.
- [35] Tapachès, E., 2015, "Estimation Du Potentiel de La Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration En Climat Non Désertique — Application à La Réunion," p. 216.
- [36] Tian, Y., and Zhao, C. Y., 2013, "A Review of Solar Collectors and Thermal Energy Storage in Solar Thermal Applications," *Appl. Energy*, **104**, pp. 538–553.
- [37] Kuravi, S., Trahan, J., Goswami, D. Y., Rahman, M. M., and Stefanakos, E. K., 2013, "Thermal Energy Storage Technologies and Systems for Concentrating Solar Power Plants," *Prog. Energy Combust. Sci.*, **39**(4), pp. 285–319.
- [38] Vannerem, S., Neveu, P., and Falcoz, Q., 1862, "Cycle Performance of Thermocline Storage: Numerical and Experimental Exergy Analysis," pp. 1–23.
- [39] Steinmann, W. D., and Eck, M., 2006, "Buffer Storage for Direct Steam Generation," *Sol. Energy*, **80**(10), pp. 1277–1282.
- [40] Sioshansi, R., and Denholm, P., 2010, "The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage," *Trans. Sustain. Energy*, **1**(3), pp. 173–183.
- [41] Burgaleta, J. I., Arias, S., and Ramirez, D., 2011, "Gemasolar, the First Tower Thermosolar Commercial Plant with Molten Salt Storage," *Solarpaces*, pp. 1–8.
- [42] Schöniger, F., Thonig, R., Resch, G., and Lilliestam, J., 2021, "Making the Sun Shine at Night: Comparing the Cost of Dispatchable Concentrating Solar Power and Photovoltaics with Storage," *Energy Sources, Part B Econ. Plan. Policy*, **16**(1), pp. 55–74.
- [43] Rodat, S., Bavière, R., Bruch, A., and Camus, A., 2018, "Dynamic Simulation of a Fresnel Solar Power Plant Prototype with Thermocline Thermal Energy Storage," *Appl. Therm. Eng.*, **135**(August 2017), pp. 483–492.
- [44] Chang, Z., Li, X., Falcoz, Q., Wang, Z., Neveu, P., and Fasquelle, T., 2020, "Approximate Analytical Characterization and Multi-Parametric Optimization Design of Single-Tank Thermocline Heat Storage System," *Appl. Therm. Eng.*, **181**(September), p. 116010.
- [45] Katumba, G., Olumekor, L., Forbes, A., Makiwa, G., Mwakikunga, B., Lu, J., and Wäckelgård, E., 2008, "Optical, Thermal and Structural Characteristics of Carbon Nanoparticles Embedded in ZnO and NiO as Selective Solar Absorbers," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, **92**(10), pp. 1285–1292.

- [46] Tabor, H., 1961, "Solar Collectors, Selective Surfaces, and Heat Engines," *Proc. Natl. Acad. Sci.*, **47**(8), pp. 1271–1278.
- [47] Bello, M., and Shanmugan, S., 2020, "Achievements in Mid and High-Temperature Selective Absorber Coatings by Physical Vapor Deposition (PVD) for Solar Thermal Application-A Review," *J. Alloys Compd.*, **839**, p. 155510.
- [48] Cao, F., McEnaney, K., Chen, G., and Ren, Z., 2014, "A Review of Cermet-Based Spectrally Selective Solar Absorbers," *Energy Environ. Sci.*, **7**(5), pp. 1615–1627.
- [49] Xu, K., Du, M., Hao, L., Mi, J., Yu, Q., and Li, S., 2020, "A Review of High-Temperature Selective Absorbing Coatings for Solar Thermal Applications," *J. Mater.*, **6**(1), pp. 167–182.
- [50] Abbas, R., and Martínez-Val, J. M., 2015, "Analytic Optical Design of Linear Fresnel Collectors with Variable Widths and Shifts of Mirrors," *Renew. Energy*, **75**, pp. 81–92.
- [51] Benyakhlef, S., Al Mers, A., Merroun, O., Bouatem, A., Boutammachte, N., El Alj, S., Ajdad, H., Erregueragui, Z., and Zemmouri, E., 2016, "Impact of Heliostat Curvature on Optical Performance of Linear Fresnel Solar Concentrators," *Renew. Energy*, **89**(2016), pp. 463–474.
- [52] Grena, R., 2008, "An Algorithm for the Computation of the Solar Position," *Sol. Energy*, **82**(5), pp. 462–470.
- [53] Michalsky, J. J., 1988, "The Astronomical Almanac's Algorithm for Approximate Solar Position (1950-2050)," *Sol. Energy*, **40**(3), pp. 227–235.
- [54] Walraven, R., 1977, "Calculating the Position of the Sun," **20**(June), pp. 393–397.
- [55] Meeus, J., 1991, *Astronomical Algorithms*.
- [56] Grena, R., 2012, "Five New Algorithms for the Computation of Sun Position from 2010 to 2110," *Sol. Energy*, **86**(5), pp. 1323–1337.
- [57] Mills, D. R., 2012, "Linear Fresnel Reflector (LFR) Technology," *Conc. Sol. Power Technol.*, pp. 153–196.
- [58] Mathur, S. S., Kandpal, T. C., and Negi, B. S., 1991, "Optical Design and Concentration Characteristics of Linear Fresnel Reflector Solar Concentrators-II. Mirror Elements of Equal Width," *Energy Convers. Manag.*, **31**(3), pp. 221–232.
- [59] Jafrancesco, D., Cardoso, J. P., Mutuberria, A., Leonardi, E., Les, I., Sansoni, P., Francini, F., and Fontani, D., 2018, "Optical Simulation of a Central Receiver System: Comparison of Different Software Tools," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **94**(June), pp. 792–803.
- [60] Balaji, S., Reddy, K. S., and Sundararajan, T., 2016, "Optical Modelling and Performance Analysis of a Solar LFR Receiver System with Parabolic and Involute Secondary Reflectors," *Appl. Energy*, **179**, pp. 1138–1151.
- [61] Facão, J., and Oliveira, A. C., 2011, "Numerical Simulation of a Trapezoidal Cavity Receiver for a Linear Fresnel Solar Collector Concentrator," *Renew. Energy*, **36**(1), pp. 90–96.

- [62] López-Alvarez, J. A., Larraneta, M., Silva-Pérez, M. A., and Lillo-Bravo, I., 2020, "Impact of the Variation of the Receiver Glass Envelope Transmittance as a Function of the Incidence Angle in the Performance of a Linear Fresnel Collector," *Renew. Energy*, **150**, pp. 607–615.
- [63] Singh, P. L., Sarviya, R. M., and Bhagoria, J. L., 2010, "Heat Loss Study of Trapezoidal Cavity Absorbers for Linear Solar Concentrating Collector," *Energy Convers. Manag.*, **51**(2), pp. 329–337.
- [64] Reynolds, D. J., Jance, M. J., Behnia, M., and Morrison, G. L., 2004, "An Experimental and Computational Study of the Heat Loss Characteristics of a Trapezoidal Cavity Absorber," *Sol. Energy*, **76**(1–3), pp. 229–234.
- [65] Ardekani, M. M., Craig, K. J., and Meyer, J. P., 2017, "Combined Thermal, Optical and Economic Optimization of a Linear Fresnel Collector," *AIP Conf. Proc.*, **1850**(June).
- [66] Pye, J. D., Graham, M. L., Behnia, M., and Mills, D. R., 2014, "Modelling of Cavity Receiver Heat Transfer for the Compact Linear Fresnel Reflector," *Pap. Knowl. . Towar. a Media Hist. Doc.*
- [67] Tian, M., Su, Y., Zheng, H., Pei, G., Li, G., and Riffat, S., 2018, "A Review on the Recent Research Progress in the Compound Parabolic Concentrator (CPC) for Solar Energy Applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **82**(October 2017), pp. 1272–1296.
- [68] de Souza, L. F. L., Fraidenraich, N., Tiba, C., and Gordon, J. M., 2023, "Analytic Optical Evaluation of Linear Aplanatic Solar Fresnel Reflectors," *Sol. Energy*, **249**(November 2022), pp. 107–121.
- [69] Qiu, Y., He, Y. L., Wu, M., and Zheng, Z. J., 2016, "A Comprehensive Model for Optical and Thermal Characterization of a Linear Fresnel Solar Reflector with a Trapezoidal Cavity Receiver," *Renew. Energy*, **97**, pp. 129–144.
- [70] Beltagy, H., 2023, "A Secondary Reflector Geometry Optimization of a Fresnel Type Solar Concentrator," *Energy Convers. Manag.*, **284**(April), p. 116974.
- [71] Montanet, E., Rodat, S., Falcoz, Q., and Roget, F., 2023, "Influence of Topography on the Optical Performances of a Fresnel Linear Asymmetrical Concentrator Array: The Case of the ELLO Solar Power Plant," *Energy*, **274**(October 2022), p. 127310.
- [72] Montenon, A. C., Santos, A. V., Collares-Pereira, M., Montagnino, F. M., Garofalo, R., and Papanicolas, C., 2022, "Optical Performance Comparison of Two Receiver Configurations for Medium Temperature Linear Fresnel Collectors," *Sol. Energy*, **240**(March), pp. 225–236.
- [73] Grena, R., and Tarquini, P., 2011, "Solar Linear Fresnel Collector Using Molten Nitrates as Heat Transfer Fluid," *Energy*, **36**(2), pp. 1048–1056.
- [74] Zhu, G., 2017, "New Adaptive Method to Optimize the Secondary Reflector of Linear Fresnel Collectors," *Sol. Energy*, **144**, pp. 117–126.
- [75] Minaeian, A., Alemrajabi, A., Chavoshi, M., Mostafaeipour, A., and Seifi, Z., 2020, "Effect of Secondary Reflector on Solar Flux Intensity and Uniformity of a Fresnel

- Concentrator," *J. Renew. Sustain. Energy*, **12**(3).
- [76] Moghimi, M. A., Craig, K. J., and J.P., M., 2015, "A Novel Computational Approach To the Combine Optical and Thermal Modelling of a Linear Fresnel Collector Receiver," *Third South. African Sol. Energy Conf.*, (May), pp. 272–277.
- [77] Beltagy, H., Semmar, D., Lehaut, C., and Said, N., 2017, "Theoretical and Experimental Performance Analysis of a Fresnel Type Solar Concentrator," *Renew. Energy*, **101**, pp. 782–793.
- [78] Ghodbane, M., Boumeddane, B., Said, Z., and Bellos, E., 2019, "A Numerical Simulation of a Linear Fresnel Solar Reflector Directed to Produce Steam for the Power Plant," *J. Clean. Prod.*, **231**, pp. 494–508.
- [79] Sandá, A., Moya, S. L., Valenzuela, L., and Cundapí, R., 2021, "Three-Dimensional Thermal Modelling and Heat Transfer Analysis in the Heat Collector Element of Parabolic-Trough Solar Collectors," *Appl. Therm. Eng.*, **189**(March).
- [80] Forristall, R., 2003, *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic Trough Solar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*.
- [81] Yang, M., Zhi, L., Diao, K., Zhu, Y., and Taylor, R. A., 2023, "Optical and Thermal Performance Analysis of a Compact Solar Collector with Heat-Pipe Evacuated Tube," *Sol. Energy*, **258**(May), pp. 118–129.
- [82] Bittencourt de Sá, A., Pigozzo Filho, V. C., Tadríst, L., and Passos, J. C., 2021, "Experimental Study of a Linear Fresnel Concentrator: A New Procedure for Optical and Heat Losses Characterization," *Energy*, **232**.
- [83] Murphy, L. M., and May, E. K., 1982, "Steam Generation in Line-Focus Solar Collectors: A Comparative Assessment of Thermal Performance, Operating Stability, and Cost Issues," *Other Inf. Portions Doc. are illegible*, p. Size: Pages: 166.
- [84] May, E. K., and Murphy, L. M., 1983, "Performance Benefits of the Direct Generation of Steam in Line-Focus Solar Collectors," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **105**(2), pp. 126–133.
- [85] Feldhoff, J. F., Schmitz, K., Eck, M., Schnatbaum-Laumann, L., Laing, D., Ortiz-Vives, F., and Schulte-Fischedick, J., 2012, "Comparative System Analysis of Direct Steam Generation and Synthetic Oil Parabolic Trough Power Plants with Integrated Thermal Storage," *Sol. Energy*, **86**(1), pp. 520–530.
- [86] Zarza, E., Valenzuela, L., León, J., Hennecke, K., Eck, M., Weyers, H. D., and Eickhoff, M., 2004, "Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: Final Results and Conclusions of the DISS Project," *Energy*, **29**(5–6), pp. 635–644.
- [87] Drew, D. A., 1983, *Mathematical Modeling of Two-Phase Flow*.
- [88] Bonilla, J., Yebra, L. J., Dormido, S., and Zarza, E., 2013, *Modeling and Simulation of Two-Phase Flow Evaporators for Parabolic-Trough Solar Thermal Power Plants*.
- [89] Temraz, A., Alobaid, F., Lanz, T., Elweteedy, A., and Epple, B., 2020, "Operational

- Flexibility of Two-Phase Flow Test Rig for Investigating the Dynamic Instabilities in Tube Boiling Systems," *Front. Energy Res.*, **8**(September), pp. 1–12.
- [90] Lin, Z. H., 1982, "Two-Phase Flow Measurements with Sharp-Edged Orifices," *Int. J. Multiph. Flow*, **8**(6), pp. 683–693.
- [91] Javelot, S., Leblond, J., and Baradel, C., 1996, "Application de La Résonance Magnétique Nucléaire Aux Écoulements Diphasiques," pp. 1–7.
- [92] Venugopal, A., Agrawal, A., and Prabhu, S. V., 2011, "Review on Vortex Flowmeter - Designer Perspective," *Sensors Actuators, A Phys.*, **170**(1–2), pp. 8–23.
- [93] Xie, L., Zhao, Y., Aziz, D., Jin, X., Geng, L., Goberdhansingh, E., Qi, F., and Huang, B., 2013, "Soft Sensors for Online Steam Quality Measurements of OTSGs," *J. Process Control*, **23**(7), pp. 990–1000.
- [94] Hirsch, T., Feldhoff, J. F., Hennecke, K., and Pitz-Paal, R., 2014, "Advancements in the Field of Direct Steam Generation in Linear Solar Concentrators-a Review," *Heat Transf. Eng.*, **35**(3), pp. 258–271.
- [95] Odeh, S. D., Behnia, M., and Morrison, G. L., 2000, "Hydrodynamic Analysis of Direct Steam Generation Solar Collectors," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **122**(1), pp. 14–22.
- [96] Ghajar, A. J., and Tam, L. M., 1995, "Flow Regime Map for a Horizontal Pipe with Uniform Wall Heat Flux and Three Inlet Configurations," *Exp. Therm. Fluid Sci.*, **10**(3), pp. 287–297.
- [97] Taitel, Y., and Dukler, A. E., 1976, "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and near Horizontal Gas-liquid Flow," *AIChE J.*, **22**(1), pp. 47–55.
- [98] Dinselmeyer, R., Fourmigué, J. F., Caney, N., and Marty, P., 2017, "Volume of Fluid Approach of Boiling Flows in Concentrated Solar Plants," *Int. J. Heat Fluid Flow*, **65**, pp. 177–191.
- [99] Hashizume, K., 1994, "Flow Pattern and Void Fraction of Refrigerant Two-Phase Flow in a Horizontal Pipe," *Chem. Pharm. Bull.*, **17**(11), pp. 1460–1462.
- [100] Kattan, N., Thome, J. R., and Favrat, D., 1998, "Flow Boiling in Horizontal Tubes: Part 1-Development of a Diabatic Two-Phase Flow Pattern Map," *J. Heat Transfer*, **120**(1), pp. 140–147.
- [101] Müller, M., 1994, "Direct Solar Steam in Parabolic Trough Collectors (DISS): Predesign of a Flexible PSA-Based Test Facility."
- [102] Eck, M., and Steinmann, W. D., 2005, "Modelling and Design of Direct Solar Steam Generating Collector Fields," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **127**(3), pp. 371–380.
- [103] Eck, M., and Steinmann, W. D., 2002, "Direct Steam Generation in Parabolic Troughs: First Results of the DISS Project," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **124**(2), pp. 134–139.
- [104] Lippke, F., 1996, "Direct Steam Generation in Parabolic Trough Solar Power Plants: Numerical Investigation of the Transients and the Control of a Once-through System," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **118**(1), pp. 9–14.

- [105] Valenzuela, L., Zarza, E., Berenguel, M., and Camacho, E. F., 2005, "Control Concepts for Direct Steam Generation in Parabolic Troughs," *Sol. Energy*, **78**(2), pp. 301–311.
- [106] Laing, D., Bahl, C., Bauer, T., Lehmann, D., and Steinmann, W. D., 2011, "Thermal Energy Storage for Direct Steam Generation," *Sol. Energy*, **85**(4), pp. 627–633.
- [107] Guo, J., Huai, X., and Cheng, K., 2018, "The Comparative Analysis on Thermal Storage Systems for Solar Power with Direct Steam Generation," *Renew. Energy*, **115**, pp. 217–225.
- [108] Stevanovic, V. D., Maslovaric, B., and Prica, S., 2012, "Dynamics of Steam Accumulation," *Appl. Therm. Eng.*, **37**, pp. 73–79.
- [109] Montenon, A. C., Tsekouras, P., Tzivanidis, C., Bibron, M., and Papanicolas, C., 2019, "Thermo-Optical Modelling of the Linear Fresnel Collector at the Cyprus Institute," *AIP Conf. Proc.*, **2126**(July).
- [110] Serrano-Aguilera, J. J., Valenzuela, L., and Parras, L., 2017, "Thermal Hydraulic RELAP5 Model for a Solar Direct Steam Generation System Based on Parabolic Trough Collectors Operating in Once-through Mode," *Energy*, **133**, pp. 796–807.
- [111] Hachicha, A. A., Yousef, B. A. A., Said, Z., and Rodríguez, I., 2019, "A Review Study on the Modeling of High-Temperature Solar Thermal Collector Systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **112**(January), pp. 280–298.
- [112] Garcia, P., Ferriere, A., and Bezian, J. J., 2008, "Codes for Solar Flux Calculation Dedicated to Central Receiver System Applications: A Comparative Review," *Sol. Energy*, **82**(3), pp. 189–197.
- [113] Pitz-Paal, R., and Schwarzbözl, P., 2000, "Software Developments for System Analysis and Optimization," *SolarPACES Tech.*
- [114] Zhu, G., 2013, "Development of an Analytical Optical Method for Linear Fresnel Collectors," *Sol. Energy*, **94**, pp. 240–252.
- [115] Branke, R., and Heimsath, A., 2010, "Raytrace3D-Power Tower - A Novel Optical Model for Central Receiver Systems," *SolarPaces Conf.*, (September 2010), pp. 1–8.
- [116] De la Torre, J., 2011, "Calculs de Sensibilités Par Méthode de Monte-Carlo, Pour La Conception de Procédés à Énergie Solaire Concentrée," p. 146.
- [117] Caliot, C., Benoit, H., Guillot, E., Sans, J. L., Ferriere, A., Flamant, G., Coustet, C., and Piaud, B., 2015, "Validation of a Monte Carlo Integral Formulation Applied to Solar Facility Simulations and Use of Sensitivities," *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **137**(2), pp. 1–8.
- [118] Blanco, M., Mutuberria, A., Monreal, A., and Albert, R., 2011, "Results of the Empirical Validation of Tonatiuh at Mini-Pegase CNRS-PROMES Facility.," *Proc SolarPACES.*
- [119] Blanco, M. J., Mutuberria, A., and Martinez, D., 2010, "Experimental Validation of Tonatiuh Using the Plataforma Solar de Almería Secondary Concentrator Test Campaign Data.," *In 16th Annual SolarPACES Symposium.*

- [120] Soo Too, Y. C., García, J., Padilla, R. V., Kim, J. S., and Sanjuan, M., 2019, "A Transient Optical-Thermal Model with Dynamic Matrix Controller for Solar Central Receivers," *Appl. Therm. Eng.*, **154**(March), pp. 686–698.
- [121] Spoladore, M., Camacho, E. F., and Valcher, M. E., 2011, *Distributed Parameters Dynamic Model of a Solar Fresnel Collector Field*, IFAC.
- [122] Montes, M. J., Barbero, R., Abbas, R., and Rovira, A., 2016, "Performance Model and Thermal Comparison of Different Alternatives for the Fresnel Single-Tube Receiver," *Appl. Therm. Eng.*, **104**, pp. 162–175.
- [123] Liang, H., You, S., and Zhang, H., 2015, "Comparison of Different Heat Transfer Models for Parabolic Trough Solar Collectors," *Appl. Energy*, **148**, pp. 105–114.
- [124] Lu, J., Ding, J., Yang, J., and Yang, X., 2013, "Nonuniform Heat Transfer Model and Performance of Parabolic Trough Solar Receiver," *Energy*, **59**, pp. 666–675.
- [125] Moghimi, M. A., Rungasamy, A., Craig, K. J., and Meyer, J. P., 2016, "Introducing CFD in the Optical Simulation of Linear Fresnel Collectors," *AIP Conf. Proc.*, **1734**(May 2016).
- [126] Wang, X., Luo, S., Tang, T., Liu, X., and He, Y., 2019, "A MCRT-FVM-FEM Coupled Simulation for Optical-Thermal-Structural Analysis of Parabolic Trough Solar Collectors," *Energy Procedia*, **158**, pp. 477–482.
- [127] Hachicha, A. A., Rodríguez, I., and Ghenai, C., 2018, "Thermo-Hydraulic Analysis and Numerical Simulation of a Parabolic Trough Solar Collector for Direct Steam Generation," *Appl. Energy*, **214**(October 2017), pp. 152–165.
- [128] Wagner, M. J., and Zhu, G., 2012, "A Direct-Steam Linear Fresnel Performance Model for NREL's System Advisor Model," *ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability, ES 2012, Collocated with the ASME 2012 10th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology*, pp. 459–468.
- [129] Dersch, J., Hennecke, K., and Quaschnig, V., 2010, "GREENIUS - A Simulation Tool for Renewable Energy Utilization.," *Proceedings. SolarPACES 2010 Conf.*
- [130] Patnode, A. M., Klein, S. A., and Reindl, D. T., 2006, "Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Systems."
- [131] Veynandt, F., 2011, "Cogénération Héliothermodynamique Avec Concentrateur Linéaire de Fresnel : Modélisation de l'ensemble Du Procédé," pp. 1–213.
- [132] Guo, S., Liu, D., Chen, X., Chu, Y., Xu, C., Liu, Q., and Zhou, L., 2017, "Model and Control Scheme for Recirculation Mode Direct Steam Generation Parabolic Trough Solar Power Plants," *Appl. Energy*, **202**, pp. 700–714.
- [133] Rodat, S., Souza, J. V.D., Thebault, S., Vuillerme, V., and Dupassieux, N., 2014, "Dynamic Simulations of Fresnel Solar Power Plants," *Energy Procedia*, **49**, pp. 1501–1510.
- [134] Arousseau, A., Vuillerme, V., and Bezian, J. J., 2016, "Control Systems for Direct Steam Generation in Linear Concentrating Solar Power Plants - A Review," *Renew. Sustain.*

- Energy Rev., **56**, pp. 611–630.
- [135] Al-Maliki, W. A. K., Alobaid, F., Kez, V., and Epple, B., 2016, “Modelling and Dynamic Simulation of a Parabolic Trough Power Plant,” *J. Process Control*, **39**, pp. 123–138.
- [136] Hakkarainen, E., Tähtinen, M., and Mikkonen, H., 2015, “Dynamic Model Development of Linear Fresnel Solar Field,” *ASME 2015 9th Int. Conf. Energy Sustain. ES 2015*, collocated with *ASME 2015 Power Conf. ASME 2015 13th Int. Conf. Fuel Cell Sci. Eng. Technol. ASME 2015 Nucl. Forum*, **1**(July).
- [137] Silvi, C., 2009, “The Pioneering Work on Linear Fresnel Reflector Concentrators (LFCs) in Italy,” *SolarPaces Conf.*, pp. 1–8.
- [138] Duff, W. S., and Shaner, W. W., 1976, “Solar Thermal Electric Power Systems: Comparison of Line Focus Collectors,” **22**, pp. 49–61.
- [139] Di Canio, D. G., Treytl, W. J., Jur, F. A., and Watson, C. D., 2015, “Line Focus Solar Thermal Central Receiver Research Study,” pp. 10–22.
- [140] Feuermann, D., and Gordon, J. M., 1991, “Analysis of a Two-Stage Linear Fresnel Reflector Solar Concentrator,” *J. Sol. Energy Eng. Trans. ASME*, **113**(4), pp. 272–279.
- [141] “PSA - Plataforma Solar de Almeria” [Online]. Available: <https://www.psa.es/>. [Accessed: 03-May-2023].
- [142] Solar, I., 2009, “Technical Data Industrial Solar LF-11.”
- [143] “Industrial Solar” [Online]. Available: <https://www.industrial-solar.de/>. [Accessed: 03-May-2023].
- [144] “Novatec Solar, Technical Data NOVA-1.”
- [145] Hassine, I. Ben, Sehgelmeble, M. C., Söll, R., and Pietruschka, D., 2015, “Control Optimization through Simulations of Large Scale Solar Plants for Industrial Heat Applications,” *Energy Procedia*, **70**(0), pp. 595–604.
- [146] Pietruschka, D., Hassine, I. Ben, Cotrado, M., Fedrizzi, R., and Cozzini, M., 2016, “Large Scale Solar Process Heat Systems -Planning, Realization and System Operation,” *Energy Procedia*, **91**, pp. 638–649.
- [147] TeraSolar, “TeraSolar” [Online]. Available: <http://www.terasolar.com.cn/en/cases/18/>. [Accessed: 20-May-2023].
- [148] Kalyanpur, A., Mercadier, M.-E., and Blanc, P., 2013, “Gisement Solaire En France : Caractérisation de La Ressource Énergétique , Profil de Répartition et Volatilité,” *Environ. Tech.*, pp. 54–59.
- [149] Hack, M., Zhu, G., and Wendelin, T., 2017, “Evaluation and Comparison of an Adaptive Method Technique for Improved Performance of Linear Fresnel Secondary Designs,” *Appl. Energy*, **208**(September), pp. 1441–1451.
- [150] Ko, G. K., 2019, “Etude et Modélisation Dynamique d ' Un Concentrateur à Miroir Linéaire de Fresnel Gaelle Kafira Ko To Cite This Version : HAL Id : Tel-02368068.”

- [151] “Fluke, Emissivity Values of Common Materials” [Online]. Available: www.fluke.com. [Accessed: 03-May-2023].
- [152] “Lamineries MATTHEY, Acier 1.4301” [Online]. Available: <https://www.matthey.ch/alliages/aciers-inoxydables>. [Accessed: 03-May-2023].
- [153] Rubin, M., 1985, “Optical Properties of Soda Lime Silica Glasses,” *Sol. Energy Mater.*, **12**(4), pp. 275–288.
- [154] Heimsath, A., Lindner, P., Klimm, E., Schmid, T., Moreno, K. O., Elon, Y., Am-Shallem, M., and Nitz, P., 2016, “Specular Reflectance of Soiled Glass Mirrors - Study on the Impact of Incidence Angles,” *AIP Conf. Proc.*, **1734**(May 2016).
- [155] SUNCNIM, 2018, “Brevet - Procédé de Nettoyage de Surfaces Réfléchissantes de Mirroirs d'une Installation Solaire” [Online]. Available: <https://data.inpi.fr/search?advancedSearch=%257B%257D&displayStyle=List&filter=%257B%257D&nbResultsPerPage=20&order=asc&page=1&q=suncnim&sort=relevance&type=patents>. [Accessed: 04-Mar-2024].
- [156] Kincaid, N., Mungas, G., Kramer, N., and Zhu, G., 2019, “Sensitivity Analysis on Optical Performance of a Novel Linear Fresnel Concentrating Solar Power Collector,” *Sol. Energy*, **180**(August 2018), pp. 383–390.
- [157] Hirsch, T., Bachelier, C., Dersch, J., Eck, M., Feldhoff, J. F., Labiano, J. G. B., Gertig, C., Kretschmann, D., and Morin, G., 2013, “Guidelines for CSP Yield Analysis - Definition of Elementary Terms,” *ASME 2013 7th Int. Conf. on Energy Sustainability Collocated with the ASME 2013 Heat Transfer Summer Conf. and the ASME 2013 11th Int. Conf. on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, ES 2013*, pp. 1–6.
- [158] Eck, M., Hirsch, T., Feldhoff, J. F., Kretschmann, D., Dersch, J., Gavilan Morales, A., Gonzalez-Martinez, L., Bachelier, C., Platzer, W., Riffelmann, K. J., and Wagner, M., 2014, “Guidelines for CSP Yield Analysis - Optical Losses of Line Focusing Systems; Definitions, Sensitivity Analysis and Modeling Approaches,” *Energy Procedia*, **49**, pp. 1318–1327.
- [159] Sarver, T., Al-Qaraghuli, A., and Kazmerski, L. L., 2013, “A Comprehensive Review of the Impact of Dust on the Use of Solar Energy: History, Investigations, Results, Literature, and Mitigation Approaches,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **22**, pp. 698–733.
- [160] Feldhoff, J. F., 2012, “Linear Fresnel Collectors A Technology Overview Overview of CSP Systems.”
- [161] Mertins, M., 2009, “Technische Und Wirtschaftliche Analyse von Horizontalen Fresnel-Kollektoren,” p. 127.
- [162] “Tonatiuh on Github” [Online]. Available: <https://github.com/iat-cener/tonatiuh>. [Accessed: 03-May-2023].
- [163] Buie, D., Monger, A. G., and Dey, C. J., 2003, “Sunshape Distributions for Terrestrial Solar Simulations,” *Sol. Energy*, **74**(2), pp. 113–122.
- [164] Schubnell, M., 1992, “Sunshape and Its Influence on the Flux Distribution in Imaging

- Solar Concentrators," **114**(November 1992).
- [165] El Ydrissi, M., Ghennioui, H., Bennouna, E. G., and Farid, A., 2019, "A Review of Optical Errors and Available Applications of Deflectometry Technique in Solar Thermal Power Applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, **116**(September), p. 109438.
- [166] de Sá, A. B., Pigozzo Filho, V. C., Tadríst, L., and Passos, J. C., 2021, "Experimental Study of a Linear Fresnel Concentrator: A New Procedure for Optical and Heat Losses Characterization," *Energy*, **232**.
- [167] Bird, R. E., and Hulstrom, R. L., 1981, "A Simplified Clear Sky Model for Direct and Diffuse Insolation on Horizontal Surfaces," *Sol. Energy Res. Inst.*
- [168] Abbas, R., Muñoz-Antón, J., Valdés, M., and Martínez-Val, J. M., 2013, "High Concentration Linear Fresnel Reflectors," *Energy Convers. Manag.*, **72**, pp. 60–68.
- [169] Alrwashdeh, S. S., 2018, "Energy Production Evaluation from a Linear Fresnel Reflectors Arrays with Different Array Orientation," *Int. J. Eng. Res. Technol.*, **11**(11), pp. 1811–1819.
- [170] Abbas, R., Valdés, M., Montes, M. J., and Martínez-Val, J. M., 2017, "Design of an Innovative Linear Fresnel Collector by Means of Optical Performance Optimization: A Comparison with Parabolic Trough Collectors for Different Latitudes," *Sol. Energy*, **153**, pp. 459–470.
- [171] Abbas, R., Montes, M. J., Rovira, A., and Martínez-Val, J. M., 2016, "Parabolic Trough Collector or Linear Fresnel Collector? A Comparison of Optical Features Including Thermal Quality Based on Commercial Solutions," *Sol. Energy*, **124**, pp. 198–215.
- [172] Sharma, V., Nayak, J. K., and Kedare, S. B., 2015, "Effects of Shading and Blocking in Linear Fresnel Reflector Field," *Sol. Energy*, **113**, pp. 114–138.
- [173] Montanet, E., Rodat, S., Falcoz, Q., and Roget, F., 2023, "Experimental and Numerical Evaluation of Solar Receiver Heat Losses of a Commercial 9 MWe Linear Fresnel Power Plant," *Energies*, **16**(23).
- [174] Krohne, "Catalog : Flow Measurement by Differential Pressure" [Online]. Available: <https://krohne.com/en/downloads>.
- [175] PrismaInstruments, "PT100 Avec Transmetteur de Température" [Online]. Available: <http://www.prisma-instruments.com/instruments-de-mesure-et-regulation/instruments-de-temperature/sonde-avec-transmetteur-de-temperature>.
- [176] Bernhard, R., Laabs, H., and Lalaing, J. De, 2008, "Linear Fresnel Collector Demonstration on the PSA, Part I-Design, Construction and Quality Control," *SolarPaces ...*, (May 2014), pp. 1–10.
- [177] Eyglunet, B., 1994, *THERMIQUE THEORIQUE ET PRATIQUE A USAGE DE L'INGENIEUR*.
- [178] Silde, A., Ylijoki, J., and Ahtinen, E., 2019, "Containment Model Library of the Apros Process Simulation Software: An Overview of Development and Validation Work,"

Prog. Nucl. Energy, **116**(March), pp. 28–45.

- [179] Hakkarainen, E., Sihvonen, T., and Lappalainen, J., 2017, “Dynamic Modelling and Simulation of CSP Plant Based on Supercritical Carbon Dioxide Closed Brayton Cycle,” AIP Conf. Proc., **1850**.
- [180] VTT & Fortum, “Livret d’aide APROS 6.09.33.”
- [181] Patel, V. V., 2020, “Ziegler-Nichols Tuning Method: Understanding the PID Controller,” Resonance, **25**(10), pp. 1385–1397.

NOMENCLATURES

Lettres latines

F_c	Facteur de concentration géométrique [-]
A	Surface [m ²]
η	Rendement [%]
T	Température [°C] ou [K]
P	Puissance [W]
α	Absorptivité [%]
ρ	Réfectivité [%]
τ	Transmittivité [%]
ε	Emissivité [%]
λ	Longueur d'onde [m] ^(Chapitre I) ; Conductivité thermique [W/(m.K)] ^(Chapitre III)
\dot{m}	Débit massique [kg/s]
D	Diamètre [m]
χ	Décalage de l'orientation par rapport à l'axe nord/sud [°]
γ	Roulis [°]
β	Pente [°]
σ	Erreur probabiliste [-] ^(Chapitre II) ; Constante de Stefan-Boltzmann [W/(m ² .K ⁴)] ^(Chapitre III)
V	Vitesse [m/s]
h	Enthalpie spécifique [kJ/kg]
C_p	Capacité calorifique [kJ/(kg.K)]
Nu	Nombre de Nusselt
Re	Nombre de Reynolds
Pr	Nombre de Prandtl
Ra	Nombre de Rayleigh
K_p	Gain
T_i	Temps d'intégration

Sigles

DNI	Ensoleillement normal direct [W/m ²]
TES	Système de stockage d'énergie thermique
CFD	Simulation de mécanique des fluides
IAM	Incidence Angle Modifier
NS	nord/sud
EO	est/ouest
CPC	Compound Parabolic Concentrator
BT	Basse température
HT	Haute température
ACC	Aérocondenseur
BdP	Bloc de puissance

Indices

<i>coll</i>	Collecte	<i>max</i>	Maximum
<i>rec</i>	Récepteur solaire	<i>cp</i>	Concentrateur primaire
<i>elec</i>	Electrique	<i>cs</i>	Concentrateur secondaire
<i>ex</i>	Exergétique	<i>moy</i>	Moyenne
<i>c</i>	Coupure ou caractéristique	<i>ext</i>	Extérieur
<i>vap</i>	Vapeur	<i>f</i>	Fluide
<i>liq</i>	Liquide	<i>p</i>	Paroi
<i>tot</i>	Total	<i>sol</i>	Solaire
<i>abs</i>	Absorbeur ou absorbé	<i>en</i>	Enceinte de protection
<i>in</i>	Entrée	<i>eq</i>	Equivalent
<i>out</i>	Sortie	<i>cav</i>	Cavité
<i>th</i>	Thermique	<i>sky</i>	Ciel
<i>i</i>	Incident	<i>conv</i>	Convection
<i>opt</i>	Optique	<i>cc</i>	Ciel clair
<i>⊥</i>	Transversal	<i>surch</i>	Surchauffe
<i> </i>	Longitudinal	<i>alim</i>	Alimentaire

TABLE DES FIGURES

<i>Figure 0.1 : Pourcentage d'émissions de GES par secteur économique en 2020 [1]</i>	<i>1</i>
<i>Figure 0.2 : Production d'électricité dans le monde par secteur de 1990 à 2019 [2]</i>	<i>2</i>
<i>Figure 0.3 : Carte des projets de centrales solaires thermodynamiques opérationnelles, en construction ou en développement en novembre 2023 [4]</i>	<i>3</i>
<i>Figure 0.4 : Capacité installée de la technologie du solaire à concentration pour les scénarios de développement de l'IEA en collaboration avec Greenpeace (2009) (scénario pessimiste) et EREC (2008) (scénario optimiste) [5].</i>	<i>4</i>
<i>Figure I.1 : Schéma bloc d'une centrale solaire thermodynamique</i>	<i>6</i>
<i>Figure I.2 : Les quatre types de systèmes de concentration dans les centrales solaires thermodynamiques [10] et leurs proportions en termes de puissance installée [11]</i>	<i>7</i>
<i>Figure I.3 : Principe d'une lentille de Fresnel et sa lentille pleine équivalente</i>	<i>9</i>
<i>Figure I.4 : Construction d'un concentrateur linéaire Fresnel sur la base d'un concentrateur cylindro-parabolique</i>	<i>9</i>
<i>Figure I.5 : Rendement de conversion idéal d'un système à concentration</i>	<i>11</i>
<i>Figure I.6 : Stockage deux-cuves (a.) directs et (b.) indirects [34]</i>	<i>18</i>
<i>Figure I.7 : Le rayonnement d'un corps noir à 300 °C (rouge), le spectre solaire (bleu), le spectre de réflectivité d'un absorbeur idéal (noir). Adapté de Katumba et al. [45].....</i>	<i>20</i>
<i>Figure I.8 : Schéma d'un récepteur monotubulaire équipé d'un réflecteur de type CPC.....</i>	<i>23</i>
<i>Figure I.9 : Régimes d'écoulements à l'intérieur d'un tube absorbeur d'une installation solaire à génération directe de vapeur, adaptés de Temraz et al. [89].....</i>	<i>25</i>
<i>Figure I.10 : (a.) Carte d'écoulement diphasique proposée par Taitel et Duckler, et adaptée par Hirsch et al. [94] ; (b.) Carte d'écoulement de Odeh et al. [95]</i>	<i>27</i>
<i>Figure I.11 : Schéma de principe de la configuration d'un champ solaire « once-through »</i>	<i>29</i>
<i>Figure I.12 : Schéma de principe de la configuration d'un champ solaire en injection</i>	<i>29</i>
<i>Figure I.13 : Schéma de principe de l'architecture en recirculation</i>	<i>30</i>
<i>Figure I.14 : Accumulateur de Ruth</i>	<i>31</i>
<i>Figure I.15 : (a.) Production de vapeur d'un volume de 1 m³ pour une réduction de pression de 1 bar au regard de la pression de saturation ; (b.) Production de vapeur d'un accumulateur de vapeur pour différentes pressions initiales [39].....</i>	<i>32</i>
<i>Figure I.16 : Décomposition d'un modèle de prédiction du productible d'une centrale solaire à concentration ..</i>	<i>38</i>
<i>Figure I.17 : Le premier prototype LFR mis en place à Marseille par Francia en 1961.....</i>	<i>40</i>
<i>Figure I.18 : (a.) Croquis d'une centrale solaire linéaire Fresnel dans un environnement désertique [57] ; (b.) Photo des concentrateurs de la centrale de Kimberlina, Californie</i>	<i>40</i>
<i>Figure I.19 : Prototype d'un concentrateur linéaire Fresnel nommé "Itek" [57]</i>	<i>41</i>
<i>Figure I.20 : Schéma du système de concentration et du récepteur de la technologie de l'entreprise Paz [140] .</i>	<i>41</i>
<i>Figure I.21 : (a.) Schéma d'un récepteur à cavité trapézoïdale et multitubulaire ; (b.) Photo de la centrale Dhursar de 125 MW_{elec}.....</i>	<i>44</i>
<i>Figure I.22 : Prototype d'un concentrateur linéaire Fresnel, nommé FRESDEMO, installé à Plataforma Solar de Almería en Espagne [141]</i>	<i>45</i>
<i>Figure I.23 : Troisième prototype d'un système de climatisation solaire alimenté par des concentrateurs linéaires Fresnel [31].....</i>	<i>46</i>
<i>Figure I.24 : (a.) Centrale solaire à concentration linéaire Fresnel Puerto Errado 1 ; (b.) Centrale solaire à concentration linéaire Fresnel Puerto Errado 2 [31]</i>	<i>47</i>
<i>Figure I.25 : Robots de nettoyage Frenell se déplaçant sur deux lignes de réflecteurs primaires [31]</i>	<i>48</i>
<i>Figure I. 26 Concentrateur linéaire Fresnel Soltigua FLT</i>	<i>48</i>
<i>Figure I.27 : (a.) Centrale solaire SOLINPAR située à Partanna, Sicile, Italie ; (b.) Centrale solaire Stromboli Solar (en construction) située à Trapani, Sicile, Italie.....</i>	<i>49</i>
<i>Figure I.28 : Centrale solaire de production de chaleur industrielle conçue par IDHELIO</i>	<i>50</i>

<i>Figure I.29 : Prototype à La Seine-sur-Mer</i>	51
<i>Figure I.30 : Photo de la centrale solaire eLLO à Llo dans les Pyrénées-Orientales</i>	52
<i>Figure I.31 : (a.) Photo des lignes solaires eLLO ; (b.) topographie du site d'implantation</i>	53
<i>Figure I.32 : Masque solaire et course solaire pour les deux solstices</i>	53
<i>Figure I.33 : (a.) Photo d'une ligne solaire eLLO sous la neige ; (b.) Rose des vents du site d'exploitation eLLO</i> ..	54
<i>Figure I.34 : Identification des éléments composant les champs solaires de la centrale eLLO</i>	55
<i>Figure I.35 : Schéma simplifié de la centrale solaire eLLO</i>	56
<i>Figure I.36 : Représentation schématique d'une coupe transversale d'un module eLLO</i>	57
<i>Figure I.37 : Composition d'un réflecteur primaire de la centrale eLLO</i>	58
<i>Figure I.38 : (a.) Mâts haubanés des récepteurs solaires eLLO ; (b.) Schéma du récepteur solaire eLLO (dimensions en millimètres)</i>	59
<i>Figure I.39 : Propriétés optiques de la vitre de protection fonction de l'angle d'incidence</i>	61
<i>Figure I.40 : Photo du robot de nettoyage</i>	62
<i>Figure I.41 : Schéma de fonctionnement du système de stockage ; (a.) Conditions initiales ; (b.) Phase de pressurisation ; (c.) Phase de stockage ; (d.) Phase de déstockage</i>	63
<i>Figure I.42 : Schéma simplifié du groupe turbo-alternateur de la centrale eLLO</i>	65
<i>Figure I.43 : Purgeur à flotteur inversé en position ouvert et fermé</i>	65
<i>Figure I.44 : Schéma simplifié de l'aérocondenseur, des réchauffeurs et de la pompe alimentaire de la centrale eLLO</i>	66
<i>Figure II.1 : Représentation graphique des différentes erreurs indépendantes de l'angle d'incidence d'un module linéaire Fresnel</i>	72
<i>Figure II.2 : Représentation graphique des pertes par effets cosinus</i>	73
<i>Figure II.3 : Représentation graphique des pertes par ombrage, blocage et des pertes en bout de ligne, adaptés de [150,160]</i>	73
<i>Figure II.4 : Position solaire dans le plan transversal et longitudinal d'un module linéaire Fresnel</i>	74
<i>Figure II.5 : Interface graphique utilisateur du logiciel Tonatiuh</i>	75
<i>Figure II.6 : Schéma pour le paramétrage d'un réflecteur type CPC dans Tonatiuh, adapté de [162]</i>	77
<i>Figure II.7 : (a.) Surface d'analyse des pertes par débordement à l'ouest du module ; (b.) Surface d'analyse de la puissance incidente sur l'enceinte à l'ouest du module</i>	78
<i>Figure II.8 : (a.) Orientation des lignes solaires de la centrale eLLO par rapport au nord géographique ; (b.) Module orienté et incliné de la centrale eLLO</i>	78
<i>Figure II.9 : (a.) Module solaire L19M1 de la centrale eLLO ; (b.) Module solaire type prototype en pente</i>	79
<i>Figure II.10 : Analyse de sensibilité du nombre de photons et le temps de calcul des simulations</i>	80
<i>Figure II.11 : Architecture du module Nova-1 (a) et LF-11 (b)</i>	82
<i>Figure II.12 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de pente des réflecteurs primaires</i>	84
<i>Figure II.13 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de visée des réflecteurs primaires</i>	85
<i>Figure II.14 : Erreur de position d'un mât récepteur dans le plan transversal du module</i>	86
<i>Figure II.15 : Pertes par débordement et rendement optique du concentrateur primaire pour différentes erreurs de position du récepteur dans le plan transversal</i>	87
<i>Figure II.16 : Distribution symétrique et asymétrique des rayons de cintrage des réflecteurs primaires</i>	88
<i>Figure II.17 : Puissance solaire incidente sur l'enceinte de protection du récepteur</i>	88
<i>Figure II.18 : Représentation de deux modules eLLO, (a.) l'un équipé d'un récepteur quasi-infini donc sans perte en bout de ligne et (b.) l'autre équipé d'un récepteur de même longueur que les réflecteurs primaires</i>	89
<i>Figure II.19 : IAM longitudinaux et transversaux sans pertes en bout de ligne d'un module eLLO</i>	90
<i>Figure II.20 : IAM longitudinaux et transversaux sans pertes en bout de ligne pour une module eLLO asymétrique et symétrique</i>	91
<i>Figure II.21 : IAM longitudinaux avec et sans pertes en bout de ligne et le rapport de longueur du déport de la tache focale</i>	92

<i>Figure II.22 : IAM longitudinaux et transversaux des modules Nova-1 [144], LF-11 [142], Heliot�mica [166] et eLLO.....</i>	<i>93</i>
<i>Figure II.23 : Comparaison des IAM longitudinaux pour une vitre avec une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement ou constante.....</i>	<i>94</i>
<i>Figure II.24 : Module solaire eLLO avec des récepteurs aux extrémités inclinés.....</i>	<i>96</i>
<i>Figure II.25 : Comparaison des IAM longitudinaux d'un module avec rupture de pente entre les récepteurs de 2,44� et sans rupture de pente.....</i>	<i>96</i>
<i>Figure II.26 : Trois configurations de lignes solaires avec différentes orientations.....</i>	<i>99</i>
<i>Figure II.27 : Puissance solaire absorbée pour les 3 orientations différentes.....</i>	<i>99</i>
<i>Figure II.28 : �nergie journalière absorbée des trois orientations différentes pour les deux solstices.....</i>	<i>100</i>
<i>Figure II.29 : Ligne solaire orientée et inclinée.....</i>	<i>101</i>
<i>Figure II.30 : Puissance solaire absorbée des configurations à plat et inclinée type eLLO pour les deux solstices.....</i>	<i>102</i>
<i>Figure II.31 : �nergie journalière absorbée des configurations à plat et inclinée type eLLO pour les deux solstices.....</i>	<i>102</i>
<i>Figure II.32 : �nergie annuelle absorbée pour les 4 configurations.....</i>	<i>103</i>
<i>Figure II.33 : Rendement optique mensuel des configurations à plat NS et EO et la configuration d'une ligne solaire eLLO.....</i>	<i>105</i>
<i>Figure II.34 : �nergie annuelle absorbée pour les configurations à plat NS, à plat EO et eLLO sur une base annuelle.....</i>	<i>106</i>
<i>Figure III.1 : Schéma d'instrumentation du champ en fonctionnant en mode recirculation (protocole à basse température).....</i>	<i>112</i>
<i>Figure III.2 : Schéma de l'instrumentation du champ solaire Est et de la régulation à haute température.....</i>	<i>113</i>
<i>Figure III.3 : Températures moyennes typiques du fluide à l'entrée et à la sortie pour les 3 lignes instrumentées pendant (a.) le protocole à basse température et (b.) le protocole à haute température.....</i>	<i>114</i>
<i>Figure III.4 : Pertes thermiques linéiques des modules Nova-1, LF-11, Heliot�mica, Fresdemo et eLLO (avec mention de la vitesse du vent lors des essais sur ce dernier).....</i>	<i>116</i>
<i>Figure III.5 : Photo d'une vitre manquante au niveau du récepteur.....</i>	<i>117</i>
<i>Figure III.6 : Corrélation empirique des pertes thermiques linéiques du récepteur eLLO (eLLO vs. prototype)...</i>	<i>118</i>
<i>Figure III.7 : Transferts thermiques conductifs, convectifs et radiatifs entre les sous-ensembles du récepteur eLLO.....</i>	<i>119</i>
<i>Figure III.8 : Géométrie équivalente du récepteur eLLO pour la modélisation thermohydraulique monophasique 1D.....</i>	<i>119</i>
<i>Figure III.9 : (a.) �volution de la température de sortie expérimentale et simulée et (b.) vitesse du vent pour le 01/07/2022.....</i>	<i>123</i>
<i>Figure III.10 : �volution de la température de sortie expérimentale et simulée avec et sans correction.....</i>	<i>124</i>
<i>Figure III.11 : Résultats expérimentaux comparés au modèle thermohydraulique.....</i>	<i>125</i>
<i>Figure III.12 : Pertes thermiques théoriques linéiques du modèle thermohydraulique monophasique 1D comparées aux pertes thermiques linéiques évaluées grâce au modèle de Mertins.....</i>	<i>126</i>
<i>Figure III.13 : Pertes thermiques linéiques théoriques et expérimentales en fonction de la vitesse du vent.....</i>	<i>127</i>
<i>Figure IV.1 : Réseaux thermohydrauliques et de composition d'un échangeur thermique sur Apros [179].....</i>	<i>130</i>
<i>Figure IV.2 : Structure du bloc fonctionnel « Pipe with Heat structure » de Apros, adaptée du manuel d'aide du logiciel.....</i>	<i>131</i>
<i>Figure IV.3 : Diagramme de modélisation du champ solaire.....</i>	<i>133</i>
<i>Figure IV.4 : Diagramme de modélisation du ballon séparateur.....</i>	<i>134</i>
<i>Figure IV.5 : Courbes caractéristiques des pompes de recirculation du champ Est et Ouest.....</i>	<i>135</i>
<i>Figure IV.6 : Diagramme de modélisation du système de stockage et des éléments de contrôle.....</i>	<i>136</i>

<i>Figure IV.7 : Pression et température du système de stockage modélisé comparées aux données expérimentales</i>	137
<i>Figure IV.8 : Diagramme de modélisation de l'interconnexion & barillet et du bloc de puissance</i>	138
<i>Figure IV.9 : Courbe de performance de l'aérocondenseur fournies par le constructeur SPIG</i>	141
<i>Figure IV.10 : Puissance solaire absorbée et débit de recirculation des champs solaires</i>	143
<i>Figure IV.11 : Évolution de la pression (a.) et de la température de la phase liquide (b.) des ballons séparateurs Est et Ouest – Résultats de simulation (courbe continu) et données expérimentales (courbe pointillée)</i>	144
<i>Figure IV.12 : Évolution de la température d'aspiration de la pompe Est lors de la recirculation nocturne</i>	145
<i>Figure IV.13 : Débit de vapeur saturée simulés et expérimentaux des champs solaires Est et Ouest vers le bloc de puissance</i>	146
<i>Figure IV.14 : Bilan massique du barillet haute pression et différence entre les débits vapeurs expérimentaux et simulés</i>	146
<i>Figure IV.15 : Titres vapeur en sortie des lignes solaires des champs Est et Ouest</i>	147
<i>Figure IV.16 : Puissance électrique produite aux bornes de l'alternateur</i>	148
<i>Figure IV.17 : Débit de recirculation du champ Ouest pour les deux cas d'étude</i>	149
<i>Figure IV.18 : Évolution de la pression et la température de la phase liquide du ballon séparateur du champ Ouest pour la régulation MAX et VAR</i>	150
<i>Figure IV.19 : Moyenne des titres vapeurs à la sortie des lignes solaires du champ Ouest</i>	151
<i>Figure IV.20 : Régime d'écoulement au sein de la ligne solaire L11 pour la régulation de débit de recirculation VAR et MAX</i>	152
<i>Figure IV.21 : Production électrique pour les deux cas d'étude</i>	153
<i>Figure V.1 : Régression linéaire entre la production et la consommation journalières pour la saison d'hiver et d'été</i>	157
<i>Figure V.2 : Rendements du bloc de puissance comparés aux points de fonctionnement fournis par SIEMENS</i>	159
<i>Figure V.3 : Rendement mensuel du bloc de puissance et puissance solaire surfacique mensuelle en 2022</i>	160
<i>Figure V.4 Rendement global en 2022</i>	161
<i>Figure V.5 : Rendement global mensuel exp. de la centrale eLLO en 2022 et les rendements globaux mensuels cibles.</i>	162
<i>Figure V.6 : Diagramme de Sankey de la centrale solaire eLLO pour la saison estivale (a.) et la saison hivernale (b.)</i>	164

TABLE DES TABLEAUX

<i>Tableau I.1 : Performance globale pour les 4 technologies d'énergies solaires à concentration [18]</i>	<i>11</i>
<i>Tableau I.2 : Liste des fluides caloporteurs étudiés pour les installations solaires à concentration et leurs propriétés physiques remarquables, adapté de [23].....</i>	<i>14</i>
<i>Tableau I.3 : Tableau comparatif des différents types de stockage [34,35].....</i>	<i>16</i>
<i>Tableau I.4 : Liste des systèmes de stockage implémentés dans des centrales solaires à génération directe de vapeur [4].....</i>	<i>31</i>
<i>Tableau I.5 : Comparaison des codes DELSOL, SolTrace et Raytrace3D ; adapté de Branke et al. [115]</i>	<i>34</i>
<i>Tableau I.6 : Liste des centrales solaires linéaires Fresnel [4] (Non opérationnelle : Non op. ; Opérationnelle : Op.).....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau I.7 : Spécification géométrique et propriétés optiques des composants du concentrateur primaire</i>	<i>58</i>
<i>Tableau I.8 : Spécification géométrique, propriétés thermophysiques et optiques des sous-ensembles du récepteur [149–153].....</i>	<i>60</i>
<i>Tableau I.9 : Rendement global mensuel cible de la centrale eLLO</i>	<i>69</i>
<i>Tableau II.1 : Propriétés optiques et spécifications géométriques du module Nova-1, LF-11, Heliotermica et eLLO</i>	<i>82</i>
<i>Tableau II.2 : Résultats de l'étude sur l'influence d'une transmittivité dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement.....</i>	<i>95</i>
<i>Tableau II.3 : Résultats de l'étude de l'influence des différences d'inclinaison entre les récepteurs eLLO.....</i>	<i>97</i>
<i>Tableau II.4 : Liste des orientations et localisation des centrales solaires linéaires Fresnel</i>	<i>98</i>
<i>Tableau II.5 : Performances optiques journalières des trois orientations différentes pour les deux solstices</i>	<i>100</i>
<i>Tableau II.6 : Rendement optique journalier pour les configurations à plat et inclinée pour les deux solstices .</i>	<i>103</i>
<i>Tableau II.7 : Rendement optique annuel pour les 4 configurations.....</i>	<i>104</i>
<i>Tableau II.8 : Pente et roulis des 6 modules de la ligne solaire L4</i>	<i>105</i>
<i>Tableau II.9 : Rendement optique annuel pour les configurations à plat NS, à plat EO et eLLO sur une base annuelle.....</i>	<i>106</i>
<i>Tableau III.1 : Données expérimentales pour les 7 cas d'étude.....</i>	<i>115</i>
<i>Tableau III.2 : Spécification géométrique des modules Nova-1, LF-11, Heliotermicà, Fresdemo et eLLO.....</i>	<i>116</i>
<i>Tableau III.3 : Nombre des vitres manquantes des 3 lignes instrumentées</i>	<i>117</i>
<i>Tableau III.4 : Écart relatif de la température de sortie avec et sans correction du coefficient d'échange convectif</i>	<i>125</i>
<i>Tableau IV.1 : Principaux paramètres du bloc fonctionnel « Pipe with Heat structure » de Apros.....</i>	<i>132</i>
<i>Tableau IV.2 : Puissance électrique et rendement des pompes de recirculation</i>	<i>135</i>
<i>Tableau IV.3 : Principaux paramètres des sections de turbine du modèle global.....</i>	<i>140</i>
<i>Tableau IV.4 : Données d'entrées et météo du 04/02/2023</i>	<i>142</i>
<i>Tableau IV.5 : Titre vapeur déduite de la méthode de calcul des exploitants et de la moyenne des titres vapeurs simulés</i>	<i>148</i>
<i>Tableau IV.6 : Résultats de simulation pour les deux cas d'études</i>	<i>153</i>

ANNEXES

Annexe 1 – Spécifications des sous-élément du modèle Matlab

Fluide de transfert		
λ_f	Conductivité du fluide de transfert	$f(P_f, T_f)$
ρ_f	Masse volumique du fluide de transfert	$f(P_f, T_f)$
C_f	Capacité calorifique du fluide de transfert	$f(P_f, T_f)$
U_f	Vitesse d'écoulement du fluide de transfert	$f(P_f, T_f)$
Γ_f	Diffusivité thermique	$f(P_f, T_f)$
Tube absorbeur		
λ_{abs}	Conductivité thermique du tube absorbeur	35 W/m.K ⁻¹
ρ_{abs}	Masse volumique du tube absorbeur	7 900 kg/m ³
C_{abs}	Capacité calorifique du tube absorbeur	400 kJ/kg.K ⁻¹
ε_{abs}	Émissivité du tube absorbeur	0,08
D_{absin}	Diamètre interne du tube absorbeur	0,089 m
D_{absout}	Diamètre externe du tube absorbeur	0,083 m
A_{absin}	Section de passage du tube absorbeur	0,0055 m ²
A_{absout}	Section totale du tube absorbeur	0,0008 m ²
l_{abs}	Périmètre du tube absorbeur	0,280 m
Enceinte de protection		
λ_{en}	Conductivité thermique de l'enceinte de protection	17 W/m.K ⁻¹
ρ_{en}	Masse volumique de l'enceinte de protection	4 333 kg/m ³
C_{en}	Capacité calorifique de l'enceinte de protection	440 kJ/kg.K ⁻¹
ε_{en}	Émissivité de l'enceinte de protection	0,29
D_{enin}	Diamètre interne de l'enceinte de protection	0,393 m
D_{enout}	Diamètre externe de l'enceinte de protection	0,397 m
l_{enin}	Périmètre interne de l'enceinte de protection	1,235 m
l_{enout}	Périmètre externe de l'enceinte de protection	1,247 m
L	Longueur du système étudié (4 modules)	268 m
A_{enin}	Surface interne de l'enceinte de protection	330,9 m ²
A_{enout}	Surface externe de l'enceinte de protection	334,3 m ²

Annexe 2 – Pentes & roulis des modules solaires

	Ligne	Roulis (°)	Pente (°)							
			M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
Champ Est	L1	- 4,28	- 4,61	- 3,62	- 2,69	- 2,51				
	L2	- 4,28	- 4,61	- 3,71	- 2,94	- 2,22				
	L3	- 4,56	- 4,61	- 3,62	- 2,94	- 2,34				
	L4	- 4,01	- 4,22	- 3,88	- 2,73	- 2,47	- 2,01	- 2,19		
	L5	- 3,42	- 4,35	- 3,37	- 2,90	- 2,56	- 1,96	- 1,79		
	L6	- 3,42	- 4,05	- 3,07	- 2,82	- 2,69	- 1,87	- 1,41		
	L7	- 4,01	- 3,88	- 2,90	- 2,82	- 2,56	- 1,58	- 1,19		
	L8	- 3,42	- 3,75	- 2,77	- 2,86	- 2,34	- 1,11	- 1,45		
	L9	- 3,73	- 3,75	- 2,77	- 2,90	- 1,96	- 1,23	- 1,54		
	L10	- 4,01	- 3,79	- 2,90	- 2,69	- 1,71	- 1,02	- 2,05		
Champ Ouest	L11	- 3,42	- 2,90	- 3,11	- 3,33	- 3,37	- 2,39	- 1,58	- 0,90	- 0,09
	L12	- 3,42	- 3,15	- 3,37	- 3,67	- 3,29	- 2,30	- 1,37	- 0,85	- 0,09
	L13	- 4,01	- 3,20	- 3,58	- 4,05	- 3,07	- 2,09	- 1,41	- 0,94	- 0,09
	L14	- 4,01	- 2,94	- 3,88	- 4,01	- 3,03	- 2,05	- 1,07	- 0,55	- 0,09
	L15	- 4,01	- 2,77	- 3,75	- 4,01	- 3,03	- 2,05	- 1,07	- 0,09	- 0,09
	L16	- 4,56	- 2,65	- 3,62	- 3,75	- 2,77	- 2,01	- 1,15	- 0,30	- 0,51
	L17	- 4,56	- 2,26	- 3,20	- 4,09	- 3,11	- 2,13	- 1,15	- 0,17	- 0,55
	L18	- 4,87	- 4,57	- 3,75	- 2,98	- 2,01	- 1,02	- 0,85	- 0,13	
	L19	- 4,87	- 4,73	- 3,75	- 3,15	- 2,18	- 1,19	- 0,30	- 0,09	
	L20	- 4,87	- 3,97	- 4,14	- 2,90	- 2,05	- 1,54	- 1,11		
	L21	- 4,87	- 3,11	- 3,75	- 2,98	- 2,43	- 1,58	- 1,79		
	L22	- 4,56	- 2,39	- 2,86	- 3,62	- 2,94	- 1,96	- 1,83		
	L23	- 3,42	- 2,43	- 2,73	- 3,24	- 3,15	- 2,26	- 1,32		
	L24	- 3,42	- 2,94	- 2,43	- 2,90	- 3,11	- 2,13	- 1,15		
	L25	- 3,42	- 3,29	- 2,34	- 2,86	- 2,73	- 2,22	- 1,23		
	L26	- 3,73	- 2,69	- 2,22	- 2,90	- 2,26	- 1,54			
	L27	- 4,28	- 2,43	- 2,56	- 2,39	- 2,05	- 1,07			

Annexe 3 - Calcul des coordonnées du soleil dans le repère des modules

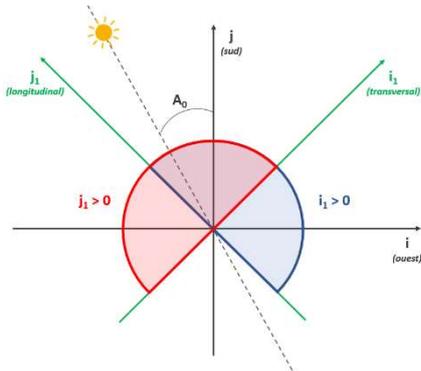
Le calcul des coordonnées du soleil dans le repère des modules consiste à multiplier les coordonnées cartésiennes du soleil dans le repère topocentrique par la matrice de passage inverse déterminé par eLLO comme présenté dans l'équation (56) :

$$\begin{pmatrix} x_1 \\ y_1 \\ z_1 \end{pmatrix} = P^{-1} * \begin{pmatrix} x_0 \\ y_0 \\ z_0 \end{pmatrix} \quad (56)$$

Pour terminer, les coordonnées sphériques de la position solaire dans le repère des modules sont décrites pour la hauteur par l'équation (57) :

$$h_1 = \sin^{-1} z_1 \quad (57)$$

Concernant l'azimut, deux équations permettent de l'évaluer en fonction de si la composante suivant j_1 est positive et le cas où la composante suivante i_1 est positive, comme le représente la figure ci-dessous.



Dans le cadran où $j_1 > 0$, nous avons :

$$A_1 = \sin^{-1} \left(\frac{x_1}{\cos h_1} \right) \quad (58)$$

Et dans le cadran où $i_1 > 0$:

$$A_1 = \sin^{-1} \left(\frac{y_1}{\cos h_1} \right) \quad (59)$$

Enfin, les IAM sont déterminés par la position solaire exprimée par les angles θ_{\perp} et θ_{\parallel} , respectivement dans le plan transversal et longitudinal. Ces angles sont calculés par les équations (60) et (61) :

$$\theta_{\perp} = \tan^{-1} \left(\frac{\sin A_1}{\tan h_1} \right) \quad (60)$$

$$\theta_{\parallel} = \tan^{-1} \left(\frac{\cos A_1}{\tan h_1} \right) \quad (61)$$

Ainsi, la position solaire dans le système de coordonnées des modules permet d'évaluer les rendements optiques pour toutes les configurations des modules solaires, par identification des IAM présenté dans le paragraphe II.3.2.