

Simulation thermique et thermomécanique d'un récepteur solaire soumis à haut flux radiatif

Cédric LERAY^{1*}, Gabriel OLALDE¹, Adrien TOUTANT²

¹ Laboratoire PROMES-CNRS, 7 rue du four solaire - 66120 Odeillo

² Laboratoire PROMES-CNRS, Tecnosud, Rambla de la thermodynamique - 66100 Perpignan

* (auteur correspondant : cedric.leray@promes.cnrs.fr)

Résumé - Dans le nouveau panorama de l'énergie qui se dessine, la production d'électricité par voie solaire thermique est, somme toute, prometteuse. Avec une ressource inépuisable et une technologie respectueuse de l'environnement, le solaire thermodynamique permet de produire de l'électricité en quantité conséquente. Actuellement, les centrales solaires à tour fonctionnent à des températures de l'ordre de 500-550°C (sels fondus), ce qui permet de faire appel à des cycles thermodynamiques Rankine. Afin d'augmenter la compétitivité de ces centrales, une des voies explorées consiste à utiliser un cycle combiné (Brayton – Rankine) nécessitant un fluide de travail à très haute température et haute pression (1000°C et 10bar environ). Le principal problème rencontré est alors la résistance des matériaux utilisés pour la conception du récepteur solaire. Il doit être capable de supporter des températures de plus de 1000°C et de fortes pressions internes. C'est pourquoi l'utilisation des céramiques réfractaires pour la fabrication du récepteur a été privilégiée ici. Cependant, les céramiques sont des matériaux au comportement mécanique difficilement appréhendable. Fragiles en traction, elles possèdent un critère à la rupture probabiliste et non déterministe.

Il a été décidé pour la conception d'un tel type de récepteur, de travailler sur une approche modulaire, pour des raisons évidentes de simplification de fabrication et pour couvrir plus aisément des récepteurs à l'échelle industrielle (plusieurs mètres carrés d'absorbeur/échangeur). Nous avons fait le choix d'un récepteur surfacique, plutôt que volumique, ce qui évite l'utilisation d'un hublot pour chauffer des gaz à haute température et sous pression.

L'étude porte donc sur des modules parallélépipédiques rectangles irradiés sur une seule face. Cette irradiation dissymétrique génère des différences de dilatations, notamment entre la face irradiée et la face non irradiée, responsables d'importantes contraintes thermomécaniques. Pour diminuer le risque de rupture, ces contraintes sont donc à minimiser via la conception géométrique du module. En effet, le champ de températures du module est lié à sa géométrie et aux conditions opératoires de fonctionnement (flux solaire incident et conditions d'écoulement du fluide caloporteur). Une géométrie qui va en ce sens a été retenue et des simulations 3D de son comportement thermique et thermomécanique sous différents niveaux et distributions du flux solaire sont présentées et analysées. Il en est de même pour différents coefficients d'échanges convectifs au sein du module. La configuration de flux incident qui minimise les contraintes thermomécaniques, et donc les risques de rupture du module, présente une valeur maximale du côté de l'entrée de l'air, puis décroît le long du module.

Nomenclature

P_r	Probabilité de rupture	Pr	Nombre de Prandtl
V_{eff}	Volume effectif du matériau, m^3	T	Température, K
V	Volume du matériau, m^3	<i>Symboles grecs</i>	
σ	Contrainte, MPa	ω	Module de Weibull du matériau
\dot{m}	Débit d'air massique, $kg.s^{-1}$	<i>Indices et exposants</i>	
h	Coefficient de convection, $W.m^{-2}.K^{-1}$	0	Références aux propriétés caractéristiques du matériau
Nu	Nombre de Nusselt		
Re	Nombre de Reynolds		

1. Introduction

Nous nous intéressons à la production d'électricité par voie solaire thermodynamique via des centrales à tour. Disposant d'une ressource inépuisable et non polluante, cette technologie a également l'avantage de pouvoir produire en quantité conséquente.

Ces centrales sont composées d'un large champ d'héliostats au sol qui concentre le rayonnement solaire au sommet d'une tour. La puissance thermique radiative est alors récupérée et transmise à un fluide de travail, c'est le rôle du récepteur solaire. Le fluide alimente ensuite un cycle thermodynamique et la génération d'électricité est obtenue de la même manière que dans les centrales thermiques classiques. Les cycles thermodynamiques rencontrés dans les centrales à tour actuelles sont des cycles type « Rankine » qui fonctionnent aux alentours de 500-550°C avec des sels fondus. Dans le but d'augmenter la compétitivité de ces modèles actuels et par là même de favoriser le développement de ces centrales, nous avons la volonté d'augmenter leurs rendements. La piste explorée consiste à utiliser des cycles thermodynamiques combinés (Brayton + Rankine). Ceci requiert d'augmenter la température et la pression du fluide de travail, en l'occurrence de l'air à 1000°C et 10 bars environ. Une nouvelle technologie de récepteurs solaires est donc nécessaire afin d'arriver à ce résultat.

Ce sont les récepteurs solaires qui sont chargés d'assurer le transfert de la chaleur provenant du rayonnement solaire au fluide de travail. Or, pour chauffer de l'air à plus de 1000°C, ils doivent être au moins capables de supporter ces mêmes niveaux de température en plus des fortes pressions dues au fluide. Cela pose de nombreux problèmes au niveau de la résistance des matériaux. Après étude des possibles candidats pour la fabrication de ce type d'absorbeur solaire, nous avons retenu le carbure de silicium pour ses propriétés physiques. Il s'agit du carbure de silicium fritté naturel de polytype α produit par l'entreprise BOOSTEC. Cette céramique offre une bonne résistance aux efforts de compressions et aux très hautes températures, ne s'oxydant de manière significative qu'à partir de 1400°C. Elle possède également une bonne conductivité thermique, atout non négligeable puisqu'il s'agit avant tout de remplir le rôle d'un échangeur thermique. A titre de comparaison, pour des températures de l'ordre de 1000°C, la conductivité thermique avoisine les 45-50 $W.m^{-1}.K^{-1}$ ce qui équivaut à de l'acier standard. Comme toute céramique, le principal inconvénient de ce matériau est sa fragilité vis-à-vis des contraintes de traction. Ces contraintes sont générées par les dilatations du matériau induites par le gradient de température présent dans l'absorbeur lorsqu'il est soumis au flux solaire concentré. Tout l'enjeu est donc d'assurer la viabilité mécanique d'un récepteur en céramique capable de fournir de l'air à haute température et haute pression. Il s'agit d'un objectif complexe puisque le comportement des céramiques n'est que difficilement appréhendable. Leur critère de rupture est probabiliste et non déterministe. Il est fonction de la probabilité de rencontrer et d'activer des défauts à l'intérieur du matériau.

Nous présentons ici des résultats de simulations. Ces résultats font actuellement l'objet d'une validation expérimentale au sein de la centrale à tour Thémis à Targassone (66).

2. Présentation d'un module d'absorbeur solaire

L'absorbeur solaire d'une centrale à tour peut, selon la taille de cette dernière, faire une superficie de plusieurs dizaines de mètres carrés. La fabrication d'un tel dispositif en une seule pièce est alors inenvisageable. C'est pourquoi l'approche modulaire a immédiatement été envisagée dans l'objectif de concevoir un récepteur complet. Cette approche, outre son indispensabilité technique, présente l'avantage de pouvoir simplifier la fabrication et de réduire les coûts par la mise en place d'une production en série. De plus, il est ainsi possible d'envisager un récepteur à plusieurs niveaux de température. Un premier étage de modules peut fonctionner comme préchauffeur de l'air, l'amenant de la température ambiante à une température intermédiaire, pour qu'ensuite le second étage finisse le chauffage. Le coût global de l'installation peut une fois encore être réduit. Ceci est permis par l'utilisation pour le premier étage de modules nécessitant des exigences techniques moindres car subissant des températures inférieures.

Nous avons opté pour un concept de récepteur surfacique afin de limiter les pertes de charges de l'air à haute pression à l'intérieur du récepteur et donc de limiter la consommation des auxiliaires, notamment des compresseurs à air. Les modules se présentent sous la forme de parallélépipèdes irradiés sur leurs faces avant et isolés en face arrière (Figure 1). Les modules à échelle pilote étudiés font 1280mm de longueur pour 167mm de largeur. Ils sont constitués de deux coques brasées d'épaisseur 6mm et 12mm pour respectivement la face irradiée et la face isolée. Ils sont parcourus par 4 canaux de 10mm de hauteur et 5 connectiques inter-coques sont donc présentes.

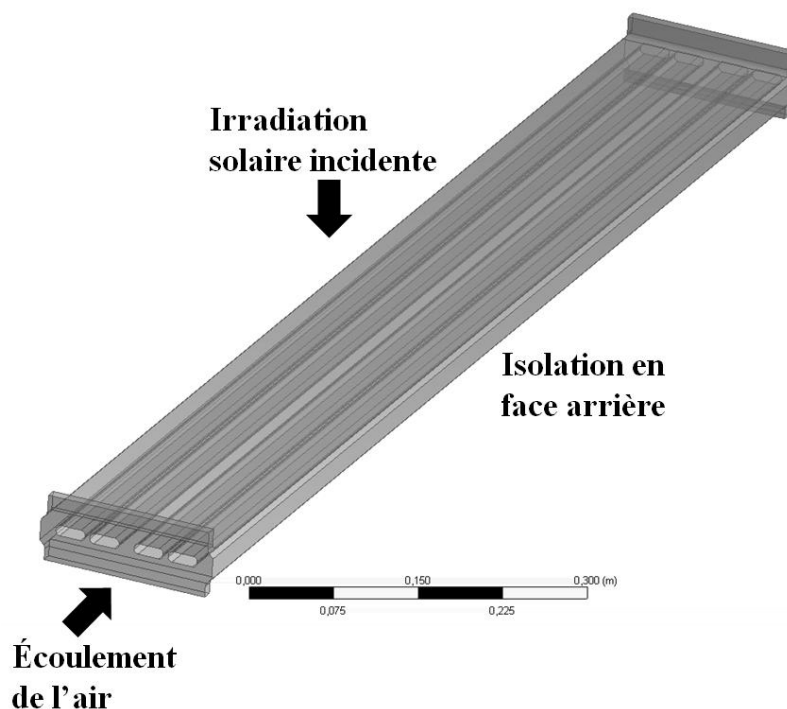


Figure 1: Géométrie d'un module de l'absorbeur solaire

3. Présentation des flux solaires incidents

Pour obtenir des flux susceptibles d'être rencontrés réellement, les flux sont simulés via le logiciel SOLFAST 4D (v0.9.3) qui utilise une méthode de Monte-Carlo couplée à un algorithme de lancé de rayon (raytracing). Le logiciel a été configuré pour modéliser une partie du champ d'héliostat de la centrale solaire à tour ainsi que le foyer dit « mini-pégase ».

Ce foyer est situé en haut de la tour où est placée une cavité d'ouverture carrée de 1,2m de côté. Des stratégies de pointages des héliostats ont été mises en place pour moduler la distribution des flux solaires dans cette cavité. Ces stratégies consistent à attribuer à chaque héliostat un point de visée à différentes zones du module. Nous avons, pour étudier les modules en régime nominal, simulé plusieurs types de flux solaires qui irradient le module sur sa face éclairée. Ces flux ont été obtenus pour un million de rayons atteignant la cible.

3.1. Flux dit flux « Gaussien »

Il s'agit d'une configuration extrêmement simple puisque les 12 héliostats utilisés pour atteindre la puissance radiative voulue visent tous le centre du foyer. La concentration de l'irradiation est donc plus importante au centre de la cavité qu'à sa périphérie (Figure 2).

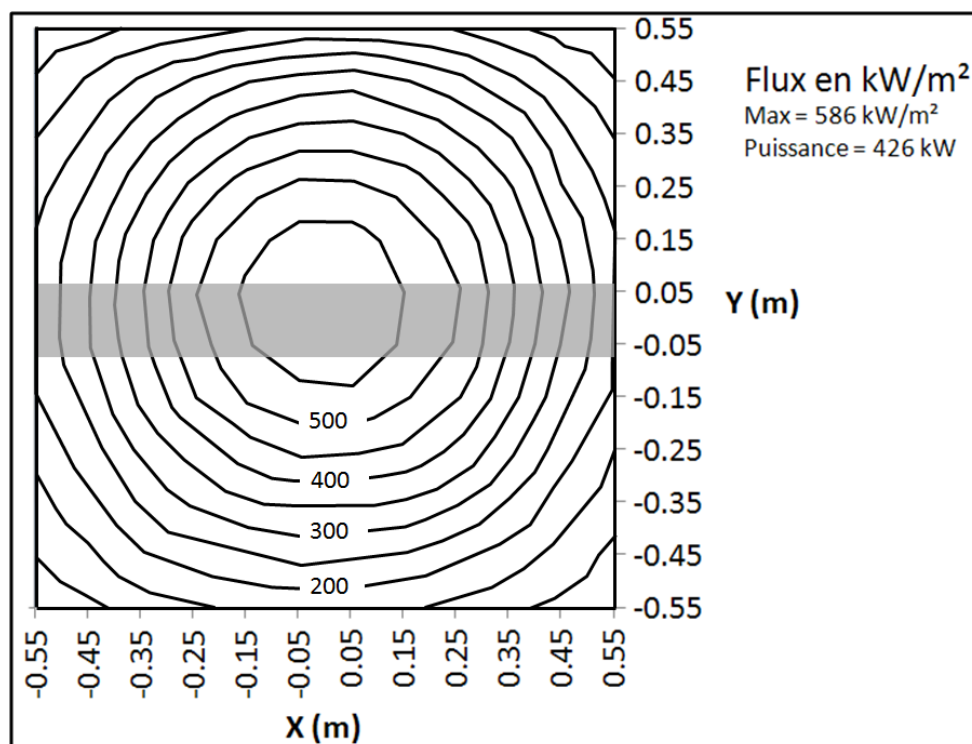


Figure 2 : Distribution de l'éclairement sur le foyer mini-pégase dans une configuration gaussienne. Le rectangle gris représente l'éclairement intercepté par le module étudié.

Sur l'ouverture du foyer complète, un éclairement maximal de 586 kW/m^2 et une puissance de 426 kW sont relevés. En considérant une position centrale du récepteur, l'éclairement minimal sur le récepteur est de 207 kW/m^2 et la puissance solaire incidente de 85 kW .

3.2. Flux dit flux « Plateau »

Pour obtenir cette configuration, 12 héliostats ont été répartis le long du module comme représenté sur la Figure 3. La Figure 4 présente la distribution de l'éclairement obtenue alors. L'éclairement maximal obtenu est de 333 kW/m^2 , tandis que l'éclairement minimal sur le récepteur est de 290 kW/m^2 . La puissance incidente est de 63 kW .

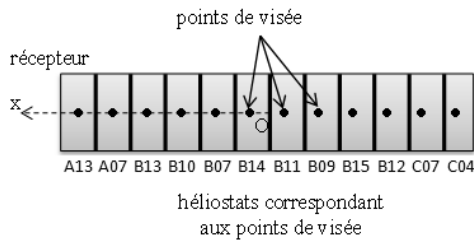


Figure 3 : Stratégie de pointage utilisée afin d'obtenir un flux « plateau »

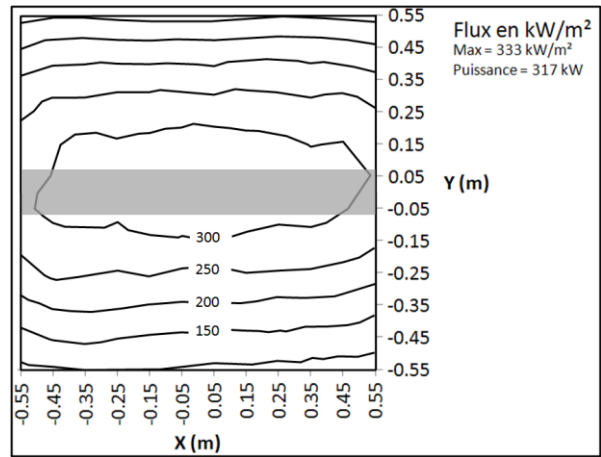


Figure 4 : Distribution de l'éclairement sur le foyer mini-pégase dans une configuration plateau

3.3. Flux dit flux « Décroissant »

Pour cette distribution du flux solaire, l'objectif était de créer une zone d'éclairement plus importante sur la partie du module qui est la plus froide, à savoir le côté où l'air est introduit. Cette stratégie de pointage (Figure 5) offre la distribution de flux présentée sur la Figure 6. Nous observons bien une distribution de flux décroissante de droite à gauche. Cette croissance diminue après avoir atteint son maximum aux alentours de 40 cm du centre. Avec cette configuration, le flux maximal est de 424 kW/m^2 tandis que le flux minimal est évalué à 234 kW/m^2 . La puissance incidente sur le récepteur est de 67 kW.

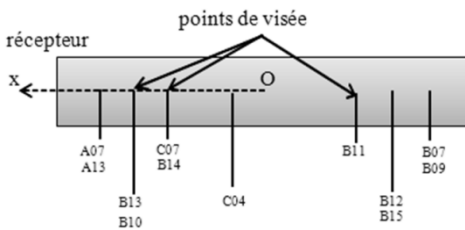


Figure 5 : Stratégie de pointage utilisée afin d'obtenir un flux « Décroissant »

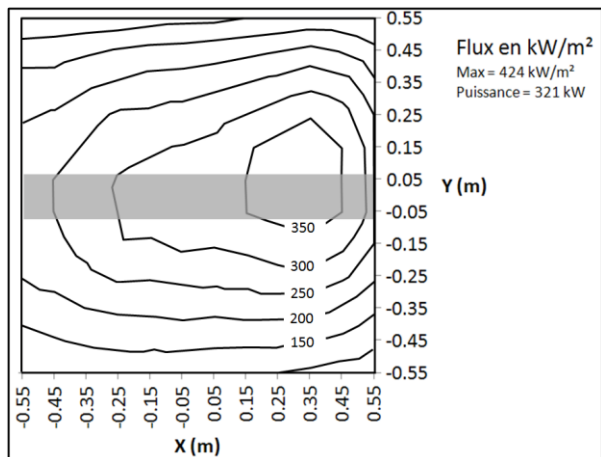


Figure 6 : Distribution de l'éclairement sur le foyer mini-pégase dans une configuration décroissante

4. Simulation d'un module soumis à une irradiation solaire en régime nominal

La viabilité des modules a été étudiée pour plusieurs paramètres dont l'influence est plus ou moins importante. Nous nommerons ici la distribution et l'intensité du flux solaire incident ou encore l'intensité des coefficients d'échange convectifs à l'intérieur des canaux du module.

Les simulations thermiques-mécaniques sont couplées. Le module est soumis aux effets du rayonnement et de la convection naturelle en face avant. Il est considéré comme isolé sur les autres faces externes. Les échanges convectifs à l'intérieur des canaux sont calculés via le

nombre de Nusselt donné par la corrélation de Dittus-Boelter (équation 1)[1] qui traduit un écoulement turbulent entre deux plaques planes chauffées. L'air entrant dans le module est considéré préchauffé à 350°C. D'un point de vue mécanique, seule une pression interne est appliquée. Le module n'est pas sur-contraint par un système de fixation.

$$Nu = 0,023 Re_{Dh}^{0,8} Pr^{0,33} \quad (1)$$

Nous observons alors, pour évaluer la viabilité des modules, le champ des contraintes principales maximales subies. Elles traduisent en effet les efforts de traction qui sont le véritable risque pour le module [2]. Ces contraintes sont obtenues par simulations à l'aide du logiciel multiphysique ANSYS Mechanical. Enfin, nous calculons un coefficient appelé probabilité de rupture à partir de la loi de Weibull (voir équations 2 et 3 et tableau 1) [3].

$$P_r = 1 - e^{-\frac{V_{eff}(\sigma_{max})^\omega}{V_0}} \quad (2)$$

$$\text{Avec : } V_{eff} = \int \left(\frac{\sigma}{\sigma_{max}}\right)^\omega dV \quad (3)$$

	ω	V_0	σ_0
	-	m^3	Pa
Carbure de silicium	8,2	$3,78 \cdot 10^{-6}$	$3,837 \cdot 10^8$

Tableau 1 : Propriétés caractéristiques du carbure de silicium

Ce coefficient est habituellement utilisé sur des éprouvettes de laboratoire spécialement préparées qui servent à caractériser le matériau et non à estimer la survie d'une pièce industrielle complexe. Cependant en comparant cette probabilité entre plusieurs pièces simulées de la même manière, on peut tout de même appréhender l'influence de certains paramètres.

Le comportement global du module exposé au flux solaire est invariant pour toutes les configurations testées. Seule son intensité change. Du fait de l'asymétrie de l'éclairement du module, la coque irradiée est plus chaude que la coque isolée et se dilate donc davantage. Elle entraîne donc la coque isolée en traction, contrainte sous laquelle le carbure de silicium est fragile. On peut d'ailleurs distinguer sur la Figure 7 la concentration des contraintes de traction au niveau des canaux de la coque isolée.

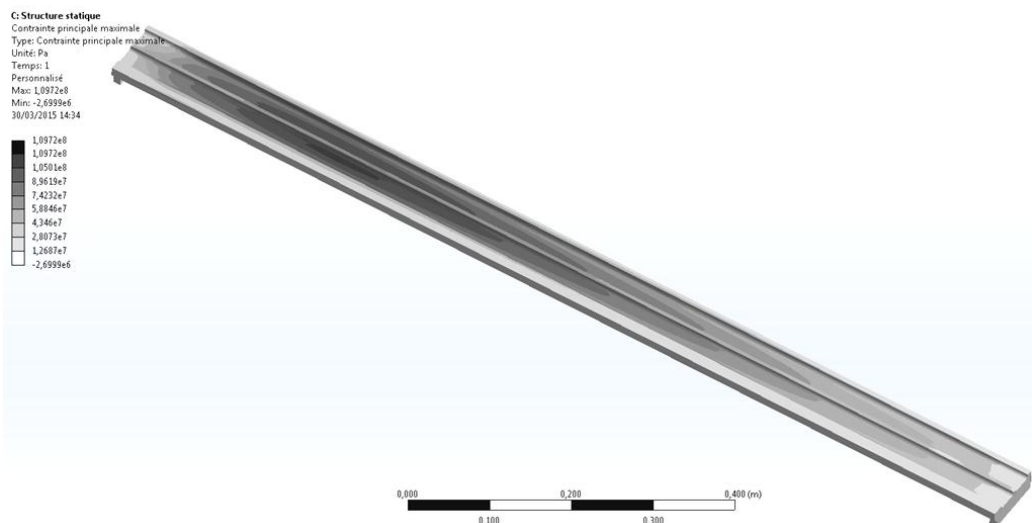


Figure 7 : Champ contraintes principales maximales d'une demi-largeur de module sous un flux solaire décroissant ($\sigma_{max}=110MPa$)

4.1. Influence de l'irradiation solaire incidente

Les trois flux solaires précédemment présentés ont été appliqués à un même module. Les autres conditions de fonctionnement ont par ailleurs été conservées à l'identique : pression interne de 10 bars pour un débit d'air nominal de 86g.s^{-1} . Les simulations, dont les résultats sont présentés dans le tableau 2, montrent clairement une très grande vulnérabilité des modules lorsqu'ils sont exposés au flux gaussien. La très forte inhomogénéité du flux incident, qui peut varier de 200 à 550kW.m^{-2} sur le module pour une distance de 60cm , génère des gradients thermiques beaucoup plus importants que ceux subis sous flux plateau ou décroissant. Les contraintes principales maximales qui en découlent y sont au moins 1,5 fois plus importantes et la probabilité de rupture présente un rapport 20. Le flux solaire incident est donc un critère de première importance en ce qui concerne la viabilité du module. L'implantation des modules céramiques dans une tache solaire de plusieurs mètres carrés ne peut se faire sans une étude de sa distribution et de son homogénéité. Pour la suite de l'étude nous avons conservé les flux plateau et décroissant qui donnent des résultats relativement proches, quoiqu'un peu meilleur pour le flux décroissant.

	Distribution du flux solaire incident	σ	P_r
		MPa	%
Module à géométrie bi-canal	Gaussienne	315	58
	Plateau	196	2,6
	Décroissante	209	2,5

Tableau 2 : Résultats thermomécaniques d'un module soumis à différents flux solaires

4.2. Influence des coefficients d'échanges convectifs internes

Lors de ces simulations, le critère dont nous voulions connaître l'influence était l'intensité des coefficients d'échanges convectifs à l'intérieur des canaux. Ce critère est directement dépendant du débit d'air massique parcourant les canaux du module. Nous avons donc fait varier ce débit sur une étendue qui soit expérimentalement reproductible dans nos installations afin de suivre l'évolution des contraintes thermomécaniques pour une pression interne de 7 bars. Le tableau 3 illustre ces résultats. Une comparaison rapide entre la distribution de flux plateau et la distribution de flux décroissante montre des résultats similaires en légère faveur de la distribution décroissante. La diminution des coefficients d'échange convectifs entraînant une réduction de la puissance thermique évacuée du module, on constate sans surprise un accroissement des températures maximales du carbure de silicium pour un débit de 65g.s^{-1} . La température atteinte est de $1517,4\text{K}$ ce qui commence à représenter un risque de détérioration du module. A contrario, les contraintes thermomécaniques ainsi que la probabilité de rupture diminuent. Les échanges conductifs à l'intérieur du module ont désormais plus d'importance que les échanges convectifs. Cette prépondérance des échanges conductifs permet une meilleure homogénéisation des températures à l'intérieur du module. Les gradients thermiques rencontrés sont donc réduits en même temps que les contraintes. On retrouve le phénomène inverse dans le cas d'une augmentation du débit : une réduction de la température maximale au détriment de gradients thermiques et de contraintes thermomécaniques plus importantes. Le choix du débit traduit donc un compromis à effectuer entre le niveau de température du fluide et de la céramique et la résistance mécanique des modules.

	\dot{m} g.s ⁻¹	Distribution du flux solaire incident	h_{moy}	T_{max}	σ	P_r
			W.m ⁻² .K ⁻¹	K	MPa	%
Module à géométrie quadri-canal	65	Plateau	142,3	1517,4	128,9	3,1
		Décroissante	142,1	1482,0	125,3	2,3
	86	Plateau	176,9	1473,9	140,0	9,9
		Décroissante	176,8	1437,5	136,6	6,9
	136	Plateau	252,1	1111,7	167,4	39,2
		Décroissante	252,0	1074,7	162,0	27,8
	186	Plateau	321	1039,7	181,2	62,7
		Décroissante	320,8	1003,3	174,2	45,1

Tableau 3 : Résultats thermiques et thermomécaniques d'un module parcouru par différents débits

5. Conclusion

Le rendement des cycles thermodynamiques augmentant avec la température du fluide de travail, les centrales à tour sont étudiées avec attention mais nécessitent des technologies avancées au niveau du récepteur solaire pour pouvoir travailler à très haute température. C'est dans cet objectif que nous travaillons sur le développement d'un absorbeur modulaire surfacique en carbure de silicium. Le matériau est prometteur au vu de sa résistance aux hautes températures et de sa conductivité thermique. Il présente cependant des faiblesses mécaniques sous les contraintes de tractions qui sont générées par les différences de dilatations à l'intérieur des modules. Nous avons montré numériquement que limiter les variations d'intensité du flux solaire incident réduisait les risques encourus par le module. Les échanges convectifs représentent un compromis à choisir entre la viabilité thermique et mécanique des modules.

Les simulations présentées ici sont en cours de validation expérimentale à la centrale solaire à tour Thémis. Ces essais vont permettre de confronter les résultats numériques et expérimentaux. Les premiers tests seront réalisés sous un flux de "type décroissant", distribution de flux qui permet de minimiser la probabilité de rupture. Avec un débit de 65g.s⁻¹, un air à 850°C est attendu en sortie d'absorbeur.

Références

- [1] Gregorig R., Lescanne P, Echangeurs de chaleur, *Librairie polytechnique Béranger J. O. Hinze, Turbulence, McGraw-Hill Publishing Co., New York*, (1965).
- [2] B. Boniface, Modélisation thermomécanique et fiabilité des échangeurs réacteurs en carbure de silicium, *Thèse de doctorat : Université de Toulouse*, (2010).
- [3] C. Arvieu, E. Lacoste, D. Spataro et J-M. Quenisset, Détermination à l'aide d'un essai de flexion de la résistance à la rupture en tension de renforts filamenteux, *JNC 16 Toulouse : France* (2009).