

# Opérations des centrales DSG et perspectives d'intégration de la prévision d'ensoleillement

Dans la première partie de ce chapitre, le fonctionnement d'une centrale CSP à génération directe de vapeur est abordé de manière plus globale, c'est-à-dire avec la vision du système énergétique comportant trois composantes principales : le champ solaire (en considérant le circuit vapeur), le stockage thermique, et la turbine. En effet, considérant que le rôle d'une centrale CSP est de fournir de l'électricité au réseau par le biais de la turbine utilisant la vapeur générée par le champ solaire et/ou le stockage, on ne peut dissocier le fonctionnement de ces trois composantes. Dans une deuxième partie, l'opération d'un champ solaire DSG ne disposant pas de stockage est abordée, avec en appui l'exemple de quelques centrales fonctionnant actuellement. L'idée de ces deux parties est de définir un fonctionnement type de ces centrales (dont nous avons vu dans les chapitres précédents qu'il en existe peu en opération), afin d'analyser la possibilité d'intégrer une prévision d'ensoleillement dans le pilotage global ou la régulation.

## 7.1. Opération d'une centrale DSG avec stockage thermique

### 7.1.1. Le concept de stockage thermique mixte à trois étages

Le palier isotherme de vaporisation/condensation de l'eau dans un champ solaire DSG complexifie la restitution de chaleur de la vapeur à un dispositif de stockage, car la température de condensation constante rend difficile le maintien d'un différentiel de température optimal si un matériau de stockage sensible est utilisé. La solution vient alors de l'utilisation d'un système mixte à trois étages, composé d'un premier étage dédié à la désurchauffe (ou surchauffe en mode déstockage) de la vapeur et utilisant un matériau de stockage sensible, un second étage utilisant un matériau à changement de phase pour la condensation (vaporisation) de la vapeur (eau), puis un nouvel étage sensible pour le sous-refroidissement (préchauffe) de l'eau. La figure ci-dessous à droite illustre le concept, tandis que celle de gauche illustre un stockage sensible classique.

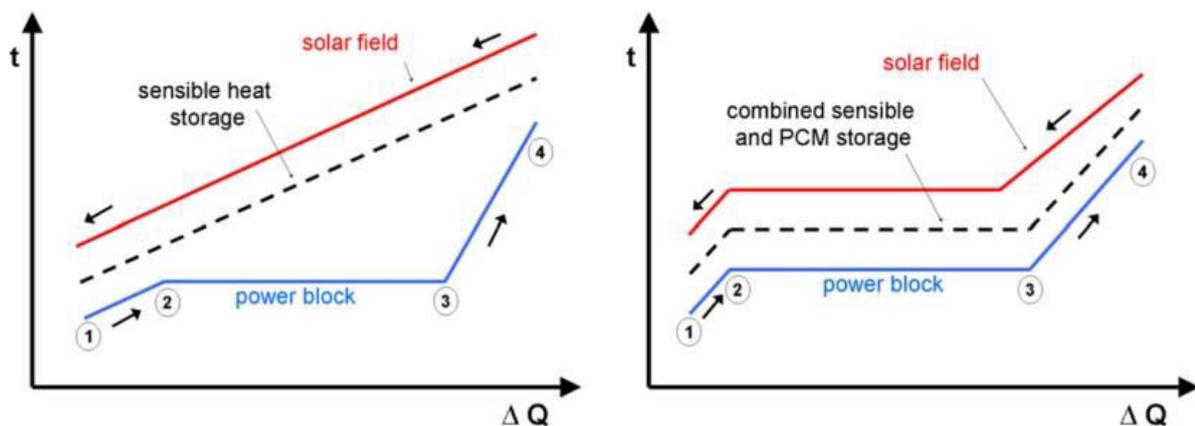


Figure 7-1: Evolution de température du caloporteur en provenance du champ solaire (rouge), du matériau de stockage (noir) et du fluide de travail (eau, bleu) dans un système de stockage sensible (gauche) et mixte sensible-latent (droite), extrait de [1]

L'utilisation du matériau à changement de phase permet de suivre le palier de condensation/vaporisation et d'optimiser énergétiquement le procédé. La figure ci-dessous schématise une centrale DSG (en mode recirculation) disposant d'un tel stockage.

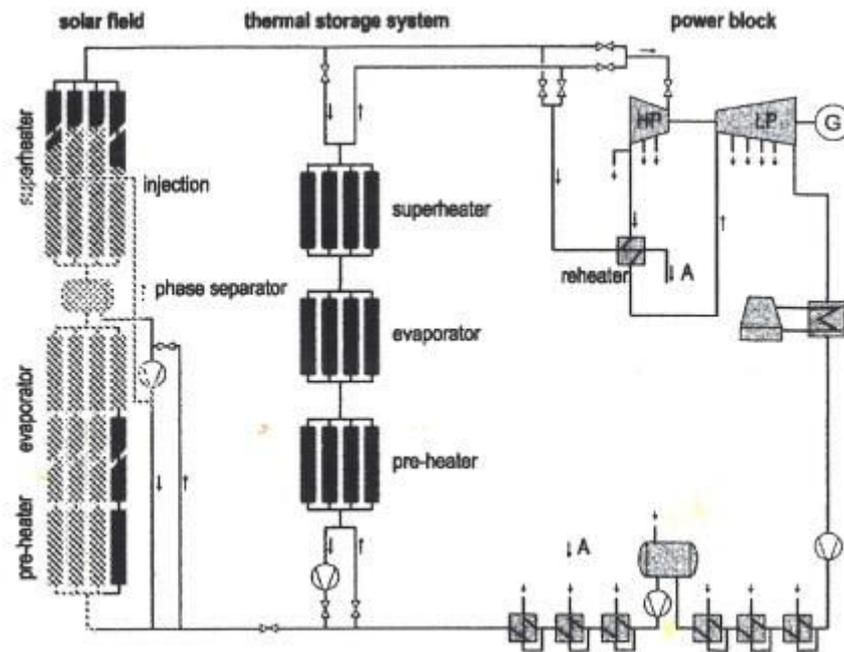


Figure 7-2: Schématisation d'une centrale DSG utilisant le concept de stockage mixte, extrait de [2]

La figure provient d'une étude conceptuelle du DLR et de Siemens Power Generation [2], qui sont les premiers à proposer et étudier ce concept de stockage mixte issu des programmes de recherche DISSTOR, DIVA et ITES. Ces programmes ont été abordés au chapitre 2 de ce manuscrit. Un stockage thermique similaire sera intégré au prototype AlsolenSup, actuellement en cours de développement au CEA Liten [3].

Les deux modules de stockage sensible (surchauffe/désurchauffe de la vapeur et sous-refroidissement/préchauffe de l'eau) sont des blocs de béton solide qui stockent la chaleur en élevant leur température, jusqu'à 500°C [1]. Le module de stockage par chaleur latente utilise du sel fondu comme matériau, le plus adapté étant le nitrate de sodium, dont la formule chimique est  $NaNO_3$ . C'est ce matériau qui est considéré dans l'étude conceptuelle citée ici [2].

La température de fusion du nitrate de sodium est de 306°C, ce qui veut dire que dans le sens de la charge, la vapeur saturée provenant du premier étage de stockage doit se condenser à 316°C, car un différentiel de température minimum de 10°C est nécessaire pour assurer le transfert thermique. Le stockage doit donc être opéré à la pression de saturation correspondant à cette température, soit 107 bars. Dans le sens de la décharge, toujours pour maintenir le différentiel de 10°C, l'eau à saturation doit se vaporiser à 296°C pour assurer le transfert thermique, ce qui correspond à une pression de saturation de 81 bars. On comprend alors que la turbine ne puisse être opérée de la même façon selon que la vapeur provienne du champ solaire, du stockage mixte, ou des deux.

### 7.1.2. L'interaction champ solaire/stockage thermique, turbine : points de fonctionnement

L'utilisation du stockage thermique sur l'opération d'une centrale a un impact évident sur son fonctionnement, que ce soit sur les périodes de production électrique, ou sur la façon d'opérer la turbine.

On peut théoriser le fonctionnement du champ solaire, du stockage et de la turbine sur un diagramme de puissance turbine/puissance champ solaire. Celui ci-dessous représente les points de fonctionnement théorique d'une centrale sans stockage thermique. L'hypothèse est faite sur le diagramme que le champ solaire est surdimensionné par rapport à la turbine, c'est-à-dire qu'il ne délivre pas sa puissance maximale pour un fonctionnement nominal de celle-ci. Les points de fonctionnement d'une centrale de ce type se trouvent sur la droite 1-2, et les zones grisées sont celles où il n'y a pas de fonctionnement. La variabilité de l'irradiation incidente et de la température extérieure explique l'évolution du fonctionnement le long de la ligne 1-2.

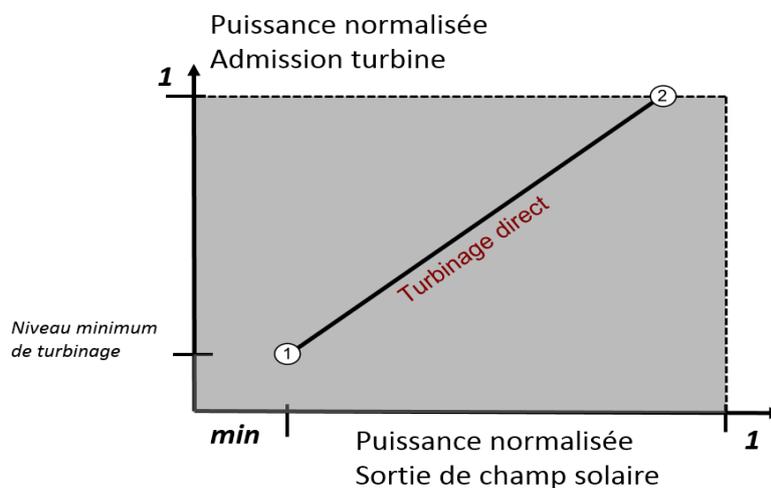


Figure 7-3: Points de fonctionnement théoriques d'une centrale sans stockage thermique, reproduit de [2].

La figure ci-dessous est le même diagramme théorique, mais montrant les zones (blanches) de fonctionnement d'une centrale avec stockage thermique :

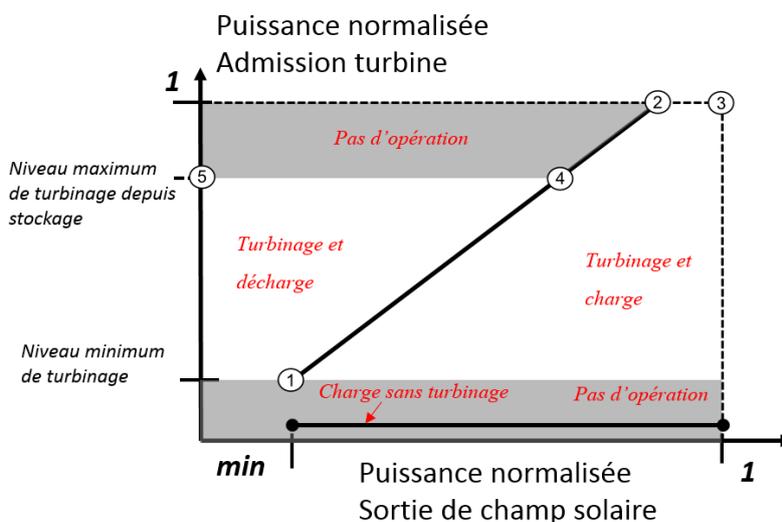


Figure 7-4: Points de fonctionnement théoriques d'une centrale DSG à stockage thermique, reproduit de [2]

Les zones de part et d'autre de la droite 1-2 représentent tous les points de fonctionnement théoriques lorsque la turbine fonctionne avec de la vapeur produite simultanément par le champ solaire et le stockage (gauche) et lorsque la turbine fonctionne grâce au champ solaire en même temps que celui-ci charge le stockage (droite). Pour la raison évoquée précédemment, la turbine ne peut pas fonctionner à son maximum lorsque le stockage est utilisé en mode décharge, d'où la zone grisée au-dessus des points 4 et 5.

En pratique, toutes les combinaisons de fonctionnement stockage/turbine (zones blanches sur la figure ci-dessus) ne sont pas intéressantes, et on peut réduire celles-ci à des droites de fonctionnement, ainsi que proposé dans l'étude conceptuelle de Birnbaum et al. (2010) [2] :

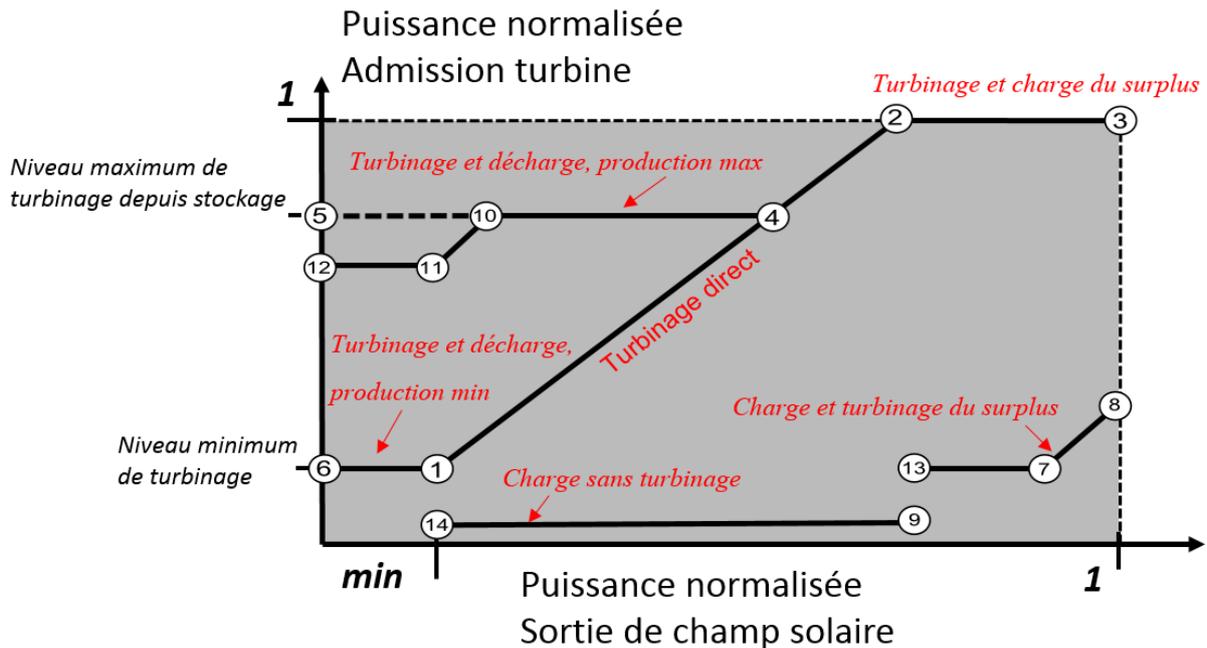


Figure 7-5 : Points de fonctionnement pratiques d'une centrale DSG à stockage thermique, proposé par (et reproduit de) [2]

La zone de fonctionnement « Turbinage et charge » de la Figure 7-4 peut être réduite à deux droites de fonctionnement, selon l'opération recherchée :

- pour un besoin de production électrique forte et immédiate, la turbine est opérée en mode nominal et seul le surplus d'énergie du champ solaire est stocké, ce sont les points de fonctionnement de la droite 2-3 ;
- si la production électrique doit être différée dans le temps, le stockage est chargé par le champ solaire (droite 14-9) et le surplus est envoyé à la turbine (chemin 13-7-8). La turbine doit au moins tourner à son niveau minimal (droite 13-7).

Pour un fonctionnement dans la zone « Turbinage et décharge » de la Figure 7-4, on a également plusieurs chemins d'opération possibles :

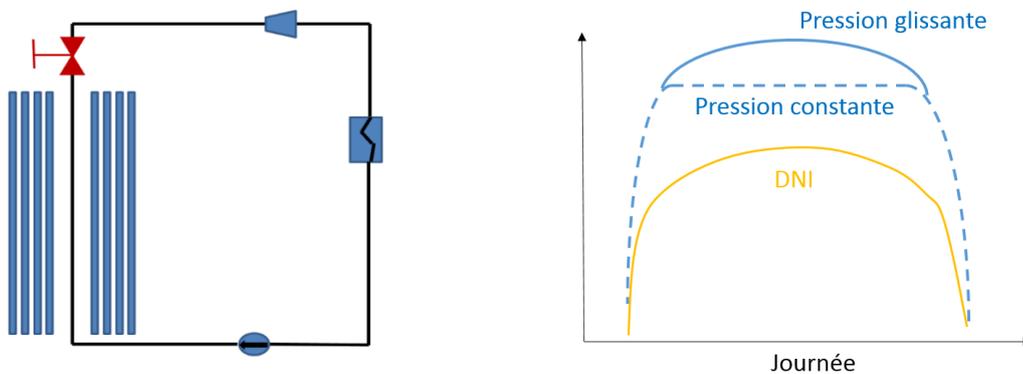
- pour une production immédiate, on vient turbiner à puissance maximale du déstockage. A ensoleillement nul ou trop faible, si le stockage est dimensionné pour produire au maximum sans apport du champ solaire, on a la droite de fonctionnement 5-10. Dans le cas contraire, on a le chemin de fonctionnement 12-11-10, puis on peut à nouveau turbiner à pleine puissance depuis le stockage et le champ solaire (droite 10-4)

- pour une production différée dans le temps, il peut être intéressant d'opérer la turbine à son niveau minimal, pour maintenir son état de chauffe. C'est la droite 6-1.

Une conséquence directe de l'opération à pression réduite en mode déstockage est qu'un stockage du type détaillé en section 7.1.1 ne peut pas servir à pallier un manque d'ensoleillement lors d'une perturbation trop rapide, car la transition en pression du système serait trop lente en comparaison. En revanche, il existe des dispositifs de stockage de type Ruth, qui sont des ballons contenant de l'eau et de la vapeur saturée. Une dépressurisation du ballon permettant de créer rapidement de la vapeur (on parle alors de « flash »), on peut alors dans une certaine mesure utiliser cette vapeur pour compenser la baisse de débit provenant du champ solaire.

### 7.1.3. Opération en pression du champ solaire

La question de la montée en pression du champ solaire est d'importance, car celle-ci varie en effet durant la journée, avec l'ensoleillement et donc le débit de vapeur. On distingue généralement deux modes d'opérations d'un champ solaire à génération directe de vapeur. Considérons le modèle simplifié (ci-dessous à gauche) d'un champ régulé par une vanne de sortie :

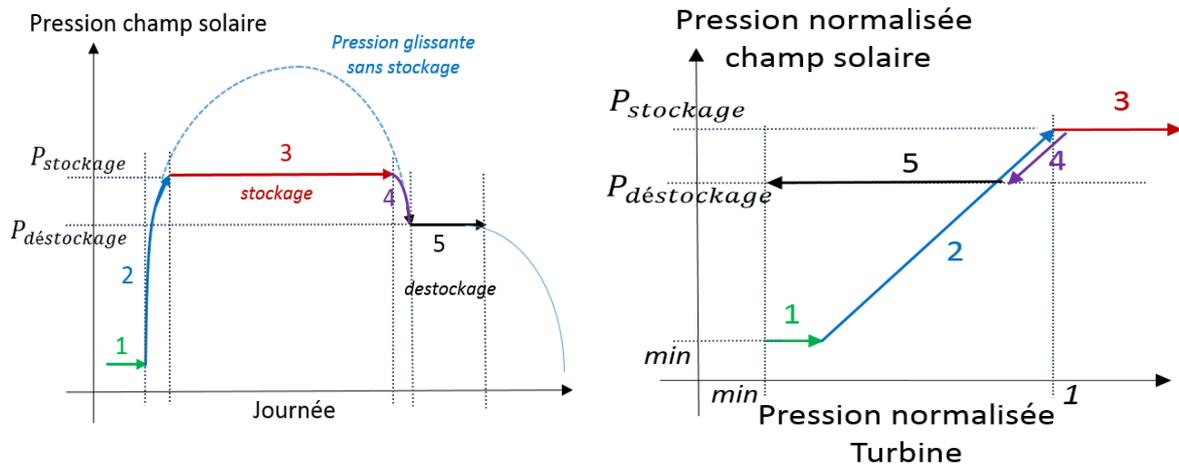


**Figure 7-6: Schématisation simplifiée de l'évolution de la pression du champ solaire pour les deux modes de fonctionnement (droite) et du positionnement de la vanne de régulation de pression en sortie de champ solaire (gauche)**

- le premier mode opératoire est de réguler l'ouverture de la vanne pour maintenir la pression constante dans le champ solaire une fois qu'elle a atteint le niveau nominal. C'est le fonctionnement à pression constante. Le débit de vapeur évolue en même temps que la pression, et cela signifie donc qu'une partie du débit est utilisable pour le stockage thermique. Le fait de réguler la vanne signifie cependant que la pression varie en aval de celle-ci, la turbine fonctionne donc elle à pression glissante.
- Le second mode opératoire consiste à laisser la pression évoluer avec la génération de vapeur, au « fil du soleil », c'est le fonctionnement à pression glissante. Ce mode n'est pas compatible avec un stockage thermique car celui-ci doit être opéré à un certain niveau de pression.

Cette notion de mode opératoire est à l'origine propre au domaine des turbines à vapeur, et c'est une problématique assez ancienne. Les avantages théoriques de l'opération à pression glissante par rapport à la pression constante sont d'éviter les pertes de charge dues à la lamination de la vapeur par la vanne à l'amont de l'admission turbine, et de conserver des rendements plus élevés à différents niveaux de charge.

En intégrant un stockage thermique à la centrale, une opération journalière typique (représentée sur la figure ci-dessous à gauche) va consister en une combinaison de ces deux modes opératoires, ainsi qu'illustré sur la figure ci-dessous



**Figure 7-7: Opération d'une centrale DSG avec stockage thermique. Evolution journalière de la pression du champ solaire (gauche) et correspondance sur un diagramme normalisé en points de fonctionnement de pression champ solaire/turbine (droite)**

- Phase 1 : la pression du champ solaire est à son niveau minimal (afin de maintenir une température de saturation basse durant le démarrage), la pression turbine augmente légèrement ;
- Phase 2 : le champ solaire et la turbine montent en pression en même temps que la génération de vapeur ;
- Phase 3 : une fois la pression nominale atteinte, celle-ci est maintenue constante en chargeant le stockage thermique. Le débit nominal de vapeur alimente la turbine tandis que le surplus sert à alimenter le stockage. On a alors un fonctionnement à pression constante ;
- Phase 4 : en fin de journée, lorsque l'ensoleillement est insuffisant pour assurer le fonctionnement nominal de la turbine, on vient diminuer la pression vapeur du champ solaire jusqu'à atteindre la pression permettant la production de vapeur depuis le stockage thermique. On fonctionne donc durant cette période à pression glissante ;
- Phase 5 : on peut ensuite alimenter la turbine depuis le stockage. Le fonctionnement se fait alors préférentiellement à pression glissante pour la turbine et à pression constante pour le stockage.

Ce mode de fonctionnement est nommé « fonctionnement à pression glissante modifié » dans l'étude de Birnbaum et al. (2010) [2].

## 7.2. Opération d'une centrale DSG sans stockage thermique

Au moment de l'écriture de ce manuscrit, il n'existe pas à ma connaissance de centrale en opération qui utilise le système de stockage thermique décrit dans les paragraphes précédents. Ce concept est en effet toujours au stade de prototype. Il existe en revanche des centrales DSG sans stockage en opération, et pour lesquelles on dispose de quelques éléments de retour d'expérience, ainsi que mentionné dans les chapitres 2 et 3. On peut donc tenter d'établir, via les informations disponibles avec ce retour d'expérience, la théorie, ainsi que des études numériques de la littérature, d'établir un fonctionnement type.

### 7.2.1. Démarrage

Le démarrage d'une centrale solaire thermodynamique est, de façon évidente, l'étape consécutive à une phase d'arrêt de la centrale, donc d'un refroidissement du champ solaire et du bloc de puissance. Il s'agit d'amener ces deux éléments jusqu'à leur condition nominale de fonctionnement, en respectant des contraintes pour la montée en charge (contraintes principalement thermiques). Etant donné que cette phase de démarrage doit s'effectuer une fois par jour, voire plusieurs fois par jours si l'ensoleillement subit une perturbation trop forte durant la journée, elle doit être optimisée afin de maximiser le temps de production électrique. Le démarrage de la turbine est généralement plus contraignant, le champ solaire doit donc « attendre » la montée en charge et en température de la turbine.

#### 7.2.1.1. Démarrage du champ solaire

Au sortir de la nuit, ou d'une période où le champ solaire n'a pas été opéré, celui-ci est rempli d'eau (souvent froide) à basse pression. Il faut donc l'amener à conditions nominales de pression et de température. C'est une opération relativement complexe qui sort du cadre des systèmes de régulation utilisés en opération nominale.

Pour décrire la phase du démarrage, nous utilisons ici une configuration de référence en recirculation utilisant un ballon séparateur intermédiaire (un pour chaque ligne, séparant le vaporiseur du surchauffeur), un ballon-tampon commun à toutes les lignes et qui stocke de l'eau et de la vapeur saturée, un collecteur d'entrée d'eau alimentaire auquel sont connectés les différentes lignes du vaporiseur, un collecteur intermédiaire qui récupère la phase liquide issue des séparateurs intermédiaires, et un collecteur de sortie auquel sont connectés les lignes du surchauffeur. Cette configuration correspond à celle étudiée par la simulation dans les travaux de Hirsch & Eck (2006) [4], présentée par la figure ci-dessous.

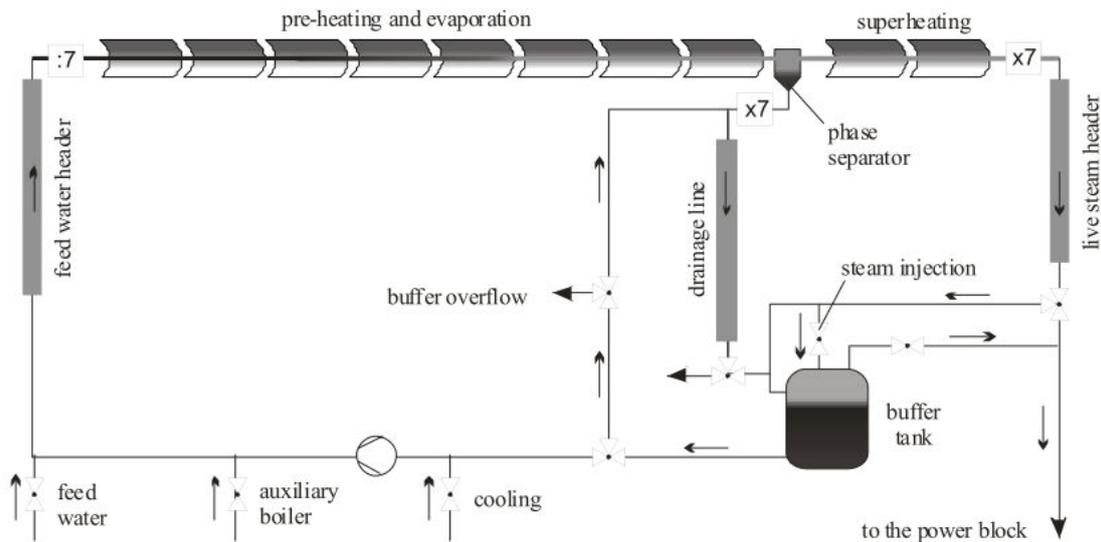


Figure 7-8: Configuration de référence de Hirsch et Eck (2006) [4] pour la description de la phase de démarrage du champ

#### 7.2.1.1.1. Préchauffage par utilisation de l'eau chaude stockée

Le ballon tampon stocke un mélange eau/vapeur saturé à haute pression, issu de l'opération de la veille. Cette eau peut être utilisée pour le préchauffage du champ solaire. De l'eau chaude de la bache alimentaire (non schématisée sur la figure) peut aussi être utilisée. Celle-ci est à basse pression et à basse température, celle du retour condenseur, typiquement autour de 150°C.

L'eau de la bache d'alimentation peut être envoyée dans le champ solaire pour le préchauffer, jusqu'à ce que la bache soit vide. L'eau saturée du ballon tampon peut également être utilisée, mais elle est dans ce cas mélangée à de l'eau froide pour maintenir la température en dessous de la saturation, car on cherche à éviter la vaporisation dans les collecteurs d'entrée. Cela empêcherait en effet la bonne répartition du débit entre les lignes. Une fois que la température de l'eau en sortie du champ solaire a atteint celle de la bache alimentaire, on peut démarrer la recirculation globale de l'eau par le ballon tampon. Les collecteurs (ou les réflecteurs en Fresnel) sont alors focalisés, et la génération de vapeur démarre, ce qui va rapidement chasser l'eau liquide des tubes de récepteurs. Une fois que la température dans le ballon séparateur est à valeur nominale, la recirculation locale peut démarrer. A partir de cet instant, seule de la vapeur saturée est envoyée dans le surchauffeur, et la température de sortie du champ va rapidement augmenter. Lorsque la température atteint la valeur de démarrage de la turbine, les vannes vers celle-ci sont ouvertes et la recirculation globale passant par le ballon arrêtée. La température finit par atteindre la valeur nominale d'opération de la turbine, et on considère alors que la phase de démarrage du champ solaire est terminée.

#### 7.2.1.1.2. Démarrage solaire

Si le circuit vapeur est totalement refroidi, que la centrale ne dispose pas d'appoint fossile, et que le ballon et la bache alimentaire ne contiennent plus d'eau chaude, le démarrage du champ solaire doit se faire uniquement à partir de la focalisation des collecteurs, lorsque le DNI n'est plus nul. L'étude numérique de Hirsch et Eck (2006) [4] montre que le temps pour atteindre les conditions nominales est logiquement plus élevé sans préchauffage préalable du champ, comme le montre la figure ci-dessous :

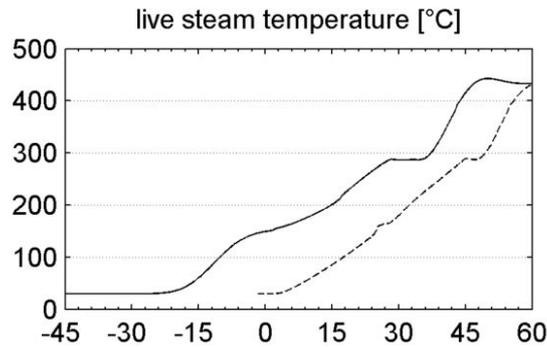


Figure 7-9: Montée en température de l'eau/vapeur en sortie de champ durant la procédure de démarrage avec préchauffage (-) et solaire uniquement (- -), extrait de [4]

### 7.2.1.2. Démarrage de la turbine

Le démarrage de la turbine est une phase délicate de l'opération d'une centrale DSG. En effet, au même titre que la turbine ne peut subir des transitoires de température trop importants durant son opération (voir chapitre 2), elle ne peut monter en température trop rapidement lors de son démarrage, ceci afin d'éviter des dilatations thermiques importantes. Le cas idéal est évidemment que la turbine soit encore à haute température lors de la mise en route, afin que la température de vapeur admise soit le plus proche possible de celle du métal. On distingue généralement trois procédures de démarrage : les procédures «froide» (« cold »), tiède (« warm ») et « chaude » (« hot »), selon la température la plus froide mesurée dans la turbine au moment de démarrer. La question de savoir quelle procédure appliquer selon la température est dépendante du modèle et du constructeur. Dans les travaux de Schenk et al. (2015) [5] simulant le démarrage d'un bloc de puissance de centrale cylindro-parabolique et utilisant une turbine à vapeur de MAN Diesel & Pro, les limites de températures sont fixées à 180°C et 240°C au niveau du carter de l'admission haute pression :

- Démarrage froid :  $T < 180^{\circ}\text{C}$  ;
- Démarrage tiède :  $180^{\circ}\text{C} < T < 240^{\circ}\text{C}$  ;
- Démarrage chaud :  $T > 240^{\circ}\text{C}$ .

On peut également généraliser les cas de figure, avec pour chaque procédure, une période d'arrêt typique de la turbine précédant son démarrage [6], [7] :

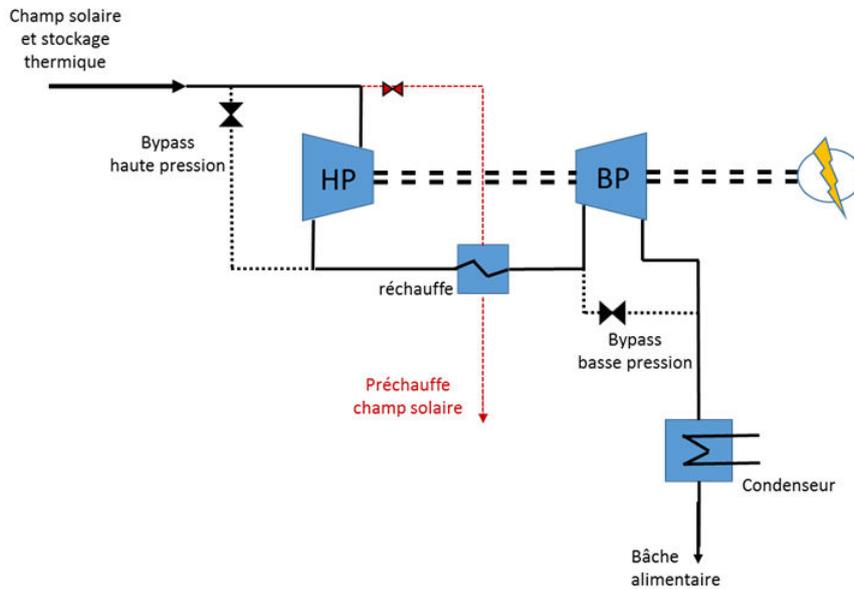
Procédure	Durée typique d'arrêt préalable	Durée (en % de la procédure froide)
Froide	Supérieure à 48 heures	100 %
Tiède	Entre 6 et 48 heures	45-50 %
Chaude	Inférieure à 6 heures	6-10 %

Figure 7-10: Procédures de démarrage d'une turbine à vapeur

En considérant une centrale DSG sans stockage thermique, la majorité des procédures de démarrage seront celles consécutives à un arrêt nocturne, donc des procédures tièdes.

Outre les normes évoquées au chapitre 2, les fabricants de turbines fournissent généralement des courbes de montée en charge, à respecter pour chaque procédure, et qui permettent de garder les contraintes thermiques engendrées dans des limites acceptables. Il est évident que les procédures de démarrage plus lentes (froide et tiède) sont du temps perdu de production électrique (dans les situations où le champ solaire est prêt à opérer), c'est pourquoi des efforts importants d'optimisation de gestion des turbines à vapeur utilisées dans les centrales solaires (DSG ou non) sont menés [6], [7].

La figure ci-dessous schématise de manière simplifiée un bloc de puissance typique d'une centrale DSG. La turbine est généralement scindée en une zone haute pression et une zone basse pression, qui peuvent être découplées. La vapeur est aussi généralement réchauffée entre les deux étages, souvent pour assurer que la vapeur reste au-dessus de la saturation en sortie



**Figure 7-11: Schématisation simplifiée d'un bloc de puissance de centrale DSG**

Quelle que ce soit la procédure de démarrage, on la décompose généralement en trois phases [5] : La première phase sert à préchauffer la zone d'admission de la turbine. La pression de vapeur admise et le débit sont limités durant cette phase, et les vannes bypass sont partiellement ouvertes pour les réguler. La deuxième phase sert à démarrer et synchroniser la turbine, avec également des limites en pression et débit admissibles. La troisième phase sert à faire monter en régime la turbine en ouvrant progressivement les vannes d'admission et en fermant les vannes bypass. Durant cette dernière phase, les gradients de pression, de température, de débit et de puissance électrique produite sont limités jusqu'à ce que le point de fonctionnement nominal soit atteint.

### 7.2.1.3. Courbes de démarrage de centrale existante

On dispose de quelques éléments expérimentaux intéressants grâce au retour d'expérience de la centrale TSE-1 en Thaïlande (voir chapitre 3). La figure ci-dessous montre l'évolution de quelques grandeurs mesurables :

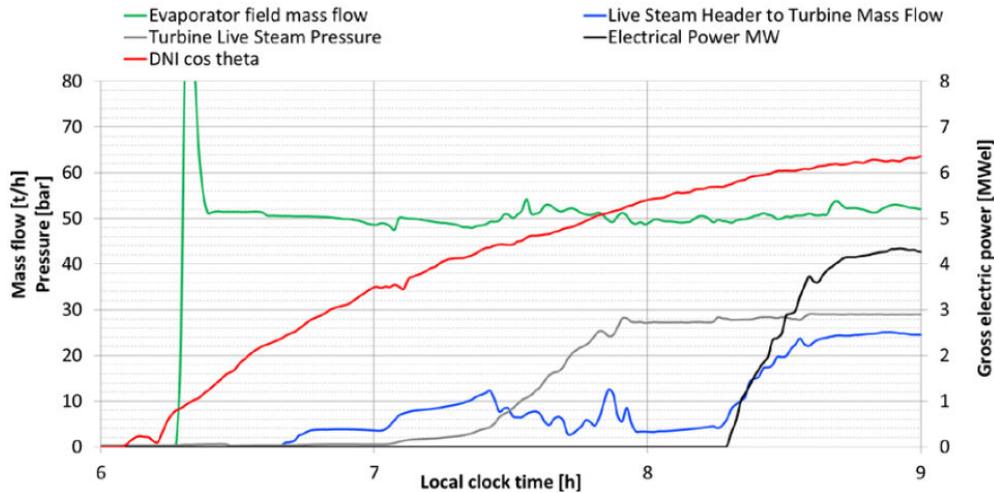


Figure 7-12: Phase de démarrage de la centrale TSE1 : données de débits, pression à l'admission turbine, ensoleillement et production électrique, pour la journée du 1<sup>er</sup> mai 2012, extrait de [8]

On peut voir que la régulation fait lentement augmenter la pression à l'admission turbine alors que le débit de vapeur surchauffée envoyé démarre nettement en avance. La synchronisation de la turbine et la production électrique ne démarrent que vers 08h20 alors que la pression à l'admission est proche du point nominal un peu avant 08h00. La figure ci-dessous montre l'évolution des températures pour le démarrage de la même journée. On voit que l'évolution de la température en admission turbine (courbe verte) se fait avec un déphasage par rapport à la sortie de surchauffe (courbe rouge), à cause de l'inertie thermique du collecteur de sortie et de la tuyauterie menant au bloc de puissance.

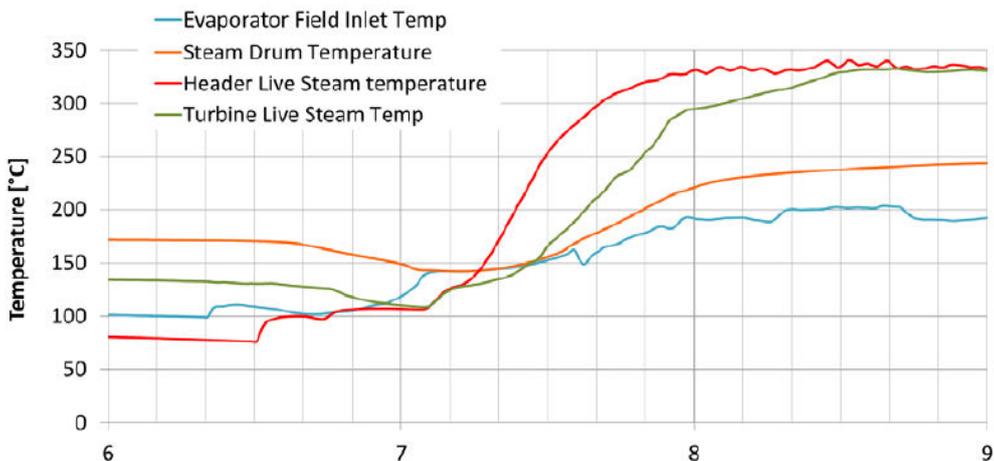


Figure 7-13 : Evolution des températures de TSE1 durant la phase de démarrage, journée du 1<sup>er</sup> mai 2012, extrait de [8]

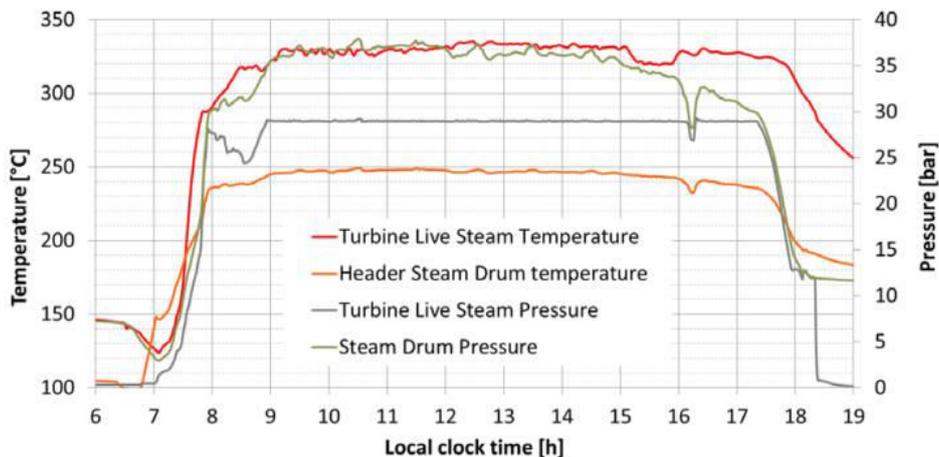
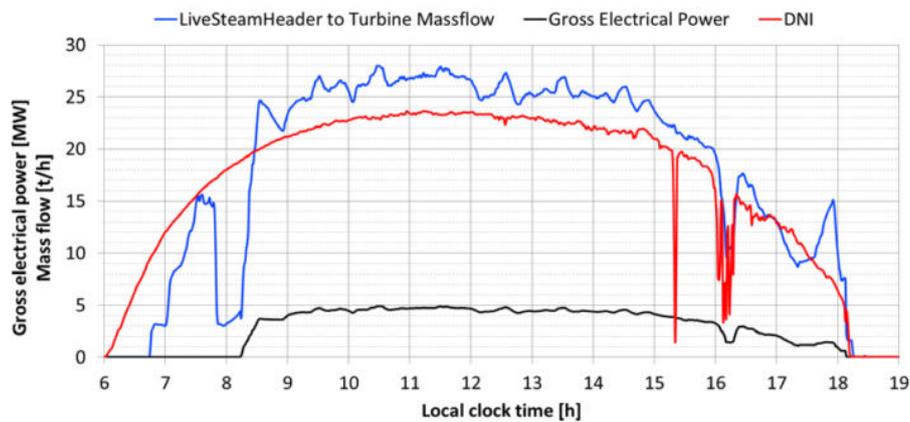
## 7.2.2. Opération nominale

Une fois la phase de démarrage terminée, la centrale entre en opération nominale. On parle de fonctionnement nominal, car on cherche à maintenir un niveau nominal de pression (si on fonctionne à pression constante) et température à l'admission de la turbine, bien que l'irradiation incidente soit variable.

C'est durant la phase d'opération nominale que les systèmes de régulation décrits au chapitre 3 sont typiquement utilisés.

### 7.2.2.1. Cas de la centrale cylindro-parabolique TSE 1

On voit sur les figures ci-dessous que le débit de vapeur générée (courbe bleue) et le niveau de pression du ballon suivent globalement la courbe d'ensoleillement, alors que la vapeur envoyée à l'admission turbine est régulée à pression constante (courbe grise).



### 7.2.2.2. Cas de la centrale LFR Puerto Errado 2

Les centrales linéaires de Fresnel diffèrent des centrales cylindro-paraboliques sur un point important : l'irradiation incidente sur le récepteur peut être régulée en variant la surface de miroirs focalisés. La figure ci-dessous propose une vue agrandie de la figure 28 du chapitre 3 (montrant l'évolution de

grandeurs mesurées dans la centrale PE2). On voit que pour les valeurs hautes du DNI (courbe orange), la surface focalisée (courbe verte) est régulée à la baisse pour ne pas dépasser le niveau de pression (courbe bleue) à 55 bars. La surface focalisée tourne autour de 90% pour assurer la génération de vapeur et la pression nominale, ce qui permet de refocaliser à 100% pour maintenir ces grandeurs lors de certaines chutes d'ensoleillement. On voit que la surface est même régulée finement, et on peut supposer des ajustements ligne par ligne pour la focalisation.

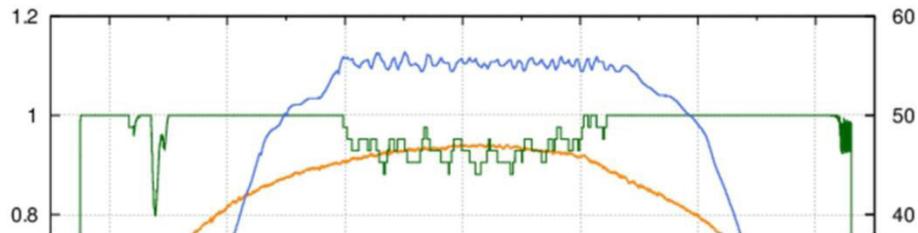


Figure 7-16 : Données de fonctionnement de la centrale PE 2 pour une journée de bel ensoleillement, extrait de [9]

La figure ci-dessous montre les mêmes données de fonctionnement pour une journée à l'irradiation fortement perturbée.

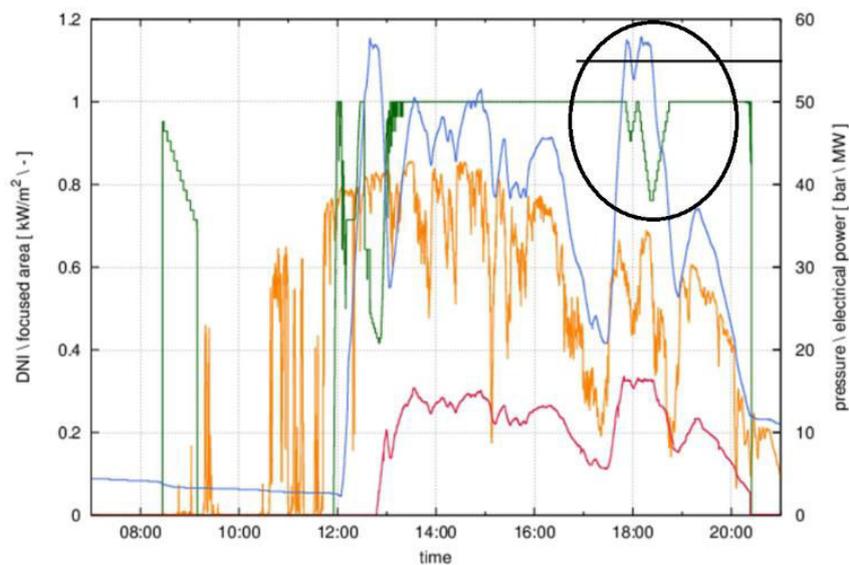


Figure 7-17: Données de fonctionnements de la centrale PE 2 pour une journée au DNI fortement perturbé : DNI (orange), pression de vapeur à l'admission turbine (bleu), surface focalisée (vert), puissance électrique produite (rouge), extrait de [9]

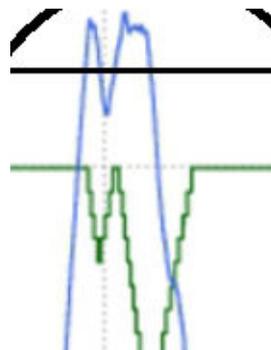


Figure 7-18 : Agrandissement de l'évolution de la surface focalisée et de la pression vapeur lors de la dernière perturbation importante de la journée montrée ci-dessus. [9]

La figure 18 montre de façon agrandie l'ajustement de la surface focalisée au moment de la dernière perturbation. On y voit notamment que la pression dépasse la consigne de 55 bars, et que ce dépassement est consécutif à une reprise rapide de l'irradiation suite à une perturbation. L'ajustement de la surface focalisée ne peut se faire qu'en direct avec la mesure, et c'est dans cette situation qu'une méthode de prévision à court terme de l'ensoleillement aurait un potentiel intérêt pour cette régulation. Il serait effectivement intéressant d'évaluer l'effet de l'ajustement prévisionnel de la surface à la baisse, pour pallier à la reprise prévue de l'ensoleillement.

## 7.3. Perspectives d'intégration de prévision d'ensoleillement à court terme

### 7.3.1. Un bref état de l'art

La prévision d'ensoleillement est étudiée depuis de nombreuses années par diverses équipes de recherche et de sociétés spécialisées. Comme pour les autres moyens de production électrique basés sur une source d'énergie intermittente (par exemple l'éolien), les centrales solaires ont un intérêt évident à pouvoir quantifier à l'avance la ressource dont elles vont disposer pour leur fonctionnement. Cet intérêt concerne tout autant le réseau électrique, car un déséquilibre entre la demande et la production électrique est dommageable pour le réseau. Le cas de l'Espagne est particulièrement intéressant, car c'est le pays où la proportion d'électricité produite provenant du CSP est la plus forte (environ 2% annuellement [10]). Il y a deux marchés pour la production d'électricité : le marché du jour et le marché du jour pour le lendemain. La participation au deuxième type impose d'annoncer la veille la production prévue, heure par heure, pour le lendemain. On comprend alors la nécessité de disposer d'outils de prévision d'ensoleillement, que ce soit à court ou à long terme. L'étude de Kraas et al. [11], en se basant sur le marché espagnol et sur les données d'une centrale cylindro-parabolique représentative du parc national, démontre notamment l'utilité d'avoir une prévision la plus performante possible pour réduire les pénalités financière dues à l'écart entre la production annoncée et réalisée.

Dans la suite de ce chapitre, on considèrera que la notion de « court terme » pour la prévision de l'ensoleillement s'applique à un horizon temporel situé entre quelques minutes et quelques heures dans le futur. Les prévisions à J+1 ne sont donc pas considérées ici comme du court terme, mais du long terme.

Concernant les centrales CSP, qu'elles utilisent la génération directe de vapeur ou des technologies plus matures comme l'huile synthétique, la prévision d'ensoleillement concerne évidemment le rayonnement normal direct (DNI). Celui-ci peut être affecté par temps clair à cause de la turbidité de l'atmosphère (présence d'aérosols) et par temps perturbé à cause de passages nuageux.

A ce jour, la recherche est nettement plus avancée pour la prévision du rayonnement horizontal global (GHI en anglais, pour *Global Horizontal Irradiance*). La prévision du GHI à long terme provient généralement des méthodes de prévision numérique du temps (NWP en Anglais, pour *Numerical Weather Prediction*). Ces méthodes appartiennent au domaine de la météorologie et sont basées sur la résolution des équations modélisant le comportement de l'atmosphère. Certains modèles NWP incluent le calcul du GHI, et sont relativement précis pour des conditions de ciel clair avec une faible turbidité atmosphérique [11]. A partir des données de GHI, les données de DNI sont ensuite calculées par des méthodes statistiques probabilistes (MOS en Anglais, pour *Model Output Statistics*). Le principe des méthodes MOS est d'utiliser des séries de mesures réelles du DNI et de les corrélérer aux prévisions du GHI par des régressions linéaires multiples. La prévision du DNI est donc faite indirectement à partir

des prévisions du GHI. La raison à cela est que les deux phénomènes qui affectent le rayonnement direct (turbidité de l'atmosphère et passages nuageux) affectent beaucoup plus le DNI que le GHI. Des études ont montré par exemple que la présence d'aérosols pouvait réduire le DNI de 30% à 100% (en fonction de la concentration d'aérosols) mais affectait le GHI d'environ seulement 10% [12]. Il n'est donc pas possible d'appliquer directement les résultats des méthodes NWP pour le calcul du GHI au calcul du DNI.

En dessous de 5h d'horizon temporel, on parle de prévision à court terme. Le rapport de Keissl de l'université de Californie [13] suggère d'utiliser les méthodes de détection de nuages par images satellite pour un horizon de prédiction entre 1 heure et 5 heures. En dessous d'une heure, il est conseillé d'utiliser des méthodes d'observation du ciel depuis le sol pour détecter les mouvements de nuages. Ces méthodes consistent généralement en l'emploi de caméras hémisphérique pointées vers le ciel et qui utilisent des algorithmes de traitement de détection de la couverture nuageuse. Des équipes françaises (entre autres) travaillent actuellement sur ces méthodes de prévision : on peut notamment citer la jeune société SteadySun [14], issue du CEA-INES, ou le laboratoire CNRS-PROMES [15]. Pour un horizon temporel de prédiction inférieur à 10 minutes, l'état de l'art réalisé dans l'étude de Law et al. [12] relève la bonne efficacité des méthodes de prévision par persistance si le ciel est clair. La prévision par persistance consiste à simplement supposer que l'ensoleillement prévu sera le même que celui observé à l'instant actuel. Pour le même horizon temporel mais avec un ciel nuageux, l'étude de Law suggère d'utiliser les méthodes à caméras hémisphériques.

### 7.3.2. La prévision et la régulation

On propose de conceptualiser la gestion d'une centrale en différents niveaux d'action, schématisés par la figure suivante :

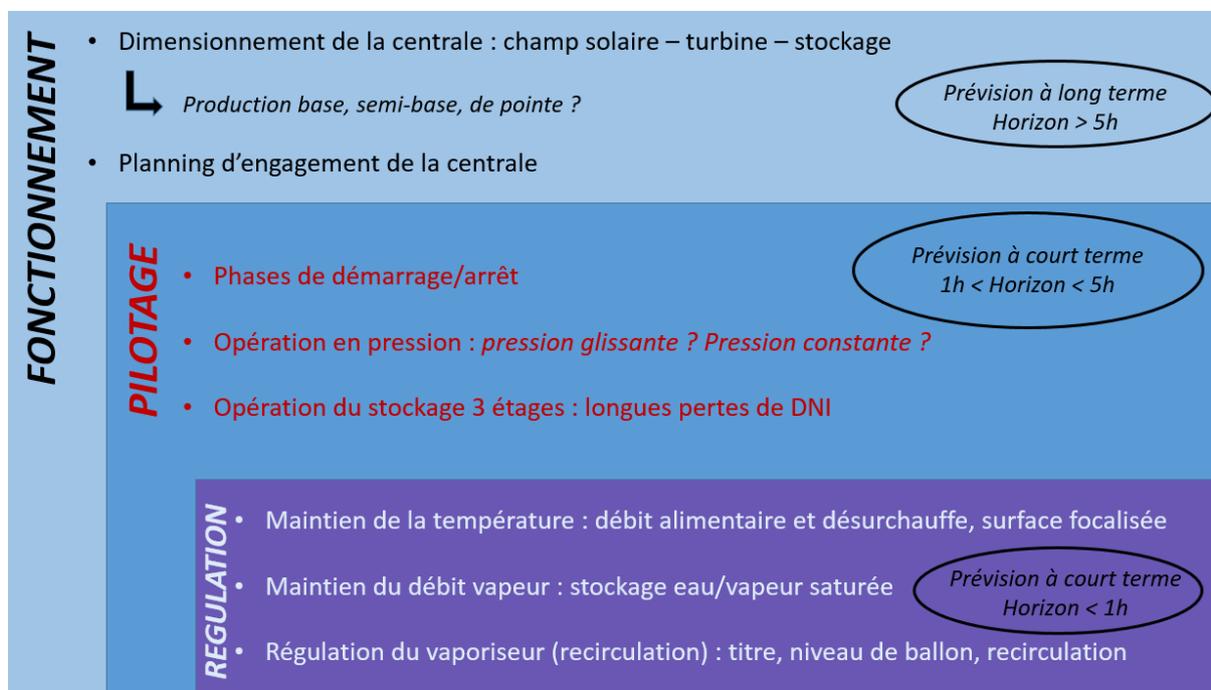


Figure 7-19 : Proposition de classification des niveaux d'actions sur une centrale CSP à génération directe de vapeur, et type de prévision d'ensoleillement adaptée.

Le niveau « fonctionnement » concerne la façon dont la centrale a été conçue. Le dimensionnement du stockage thermique et de la turbine est en effet adapté au rôle de production électrique choisi pour la

centrale. On peut se baser sur les quatre centrales fictives conceptualisées par le rapport 2010 de l'IEA sur le CSP [16] :

- Si on souhaite une production de base 24h/24h, le stockage thermique a une grande capacité pour produire au-delà des heures où le DNI permet le fonctionnement du champ solaire. La turbine est par contre de faible puissance ;
- Pour une production de semi-base, durant les heures centrales de la journée, le stockage est de petite taille et la turbine de puissance moyenne ;
- La production en semi-base retardée, durant l'après-midi et le soir, nécessite également une turbine de moyenne puissance, et un stockage thermique de taille moyenne ;
- Enfin, la production de pointe nécessite un stockage thermique de grande taille et une turbine de forte puissance

Une centrale est donc dimensionnée selon le rôle que l'on souhaite lui donner, et la connaissance de l'ensoleillement dans la zone est donc indispensable, mais on utilise des bases de données météorologiques de périodes passées. Une prévision du jour pour le lendemain peut par contre être utilisée pour établir le planning d'engagement de la centrale. En effet, on peut considérer que si une prévision fiable indique un ensoleillement direct trop faible pour le lendemain, la centrale ne sera pas démarrée.

Le niveau « pilotage » de la centrale concerne son opération globale journalière, lorsqu'elle est engagée. Une prévision entre 5h et 1h d'horizon peut servir à déterminer les phases d'arrêt de la centrale, si une perturbation du DNI trop longue et trop importante est détectée. Dans certains cas de figure, par exemple si la longue perturbation détectée intervient en fin de journée, on peut également imaginer que la prévision serve à anticiper le démarrage du stockage thermique.

Le troisième niveau d'opération de la centrale est celui de la régulation. Il s'agit des méthodes présentées dans le chapitre 3 de ce manuscrit, et dont certaines sont incluses dans les travaux de modélisation présentés dans les chapitre 5 et 6. Le but de la régulation est d'assurer le fonctionnement de la génération de vapeur et de maintenir celle-ci dans des conditions acceptables pour la turbine. Il n'existe pas à notre connaissance de centrale commerciale CSP ou de prototype utilisant la prévision du DNI à court terme pour la régulation du champ solaire.

#### 7.3.2.1. Maintien de la génération de vapeur pendant une perturbation d'ensoleillement

Durant le fonctionnement nominal, une chute du DNI a tendance à faire baisser le débit de vapeur produite. On peut prendre l'exemple de la centrale cylindro-parabolique TSE-1, dont une journée de fonctionnement est présentée sur la Figure 7-14. On voit que la perturbation observée entre 16h et 16h20 fait chuter le DNI d'environ 80%, et que le débit vapeur est réduit environ de moitié durant cette période. On voit en revanche sur la Figure 7-15 que la pression à l'admission de la turbine est maintenue quasiment à son niveau nominal grâce à une régulation de la vanne d'admission. La turbine peut donc continuer d'être opérée, si on considère qu'elle peut l'être tant que la pression est supérieure à 20% de la valeur nominale, et que le débit est au-dessus de la valeur minimale. Cette centrale n'a à notre connaissance pas de stockage de vapeur saturée, on ne peut donc pas compenser une perte de débit ou de pression trop importante en déstockant de la vapeur ou en créant par flash. Dans cette situation, de la prévision d'ensoleillement à court terme permettrait de savoir si la perturbation va nécessiter l'arrêt ou non de la turbine.

La centrale Puerto Errado 2 dispose d'un stockage de vapeur saturée d'environ 30 minutes. On peut donc supposer (sans que cela soit ne soit toutefois confirmé dans des publications) que ce stockage est utilisé pour maintenir un certain niveau de débit et de pression vapeur lors d'une forte chute de DNI. Une prévision à court terme de la valeur du DNI permettrait dans ce cas d'anticiper le déstockage pour optimiser le maintien des conditions de la vapeur. Il faudrait évidemment évaluer l'apport réel de la prévision par rapport à la régulation classique, mais cela nécessiterait d'avoir des données de fonctionnement de la régulation réelle de ces centrales, ou bien mener des études par simulation et en faisant un grand nombre d'hypothèses.

Ainsi que mentionné dans la section 7.2.2.2 et dans le chapitre 3, le contrôle de la pression admise en turbine se fait également par la régulation de la surface focalisée. La Figure 7-18 montre que la reprise de l'ensoleillement après la perturbation vers 17h30 mène à un dépassement de la consigne de pression. Il serait intéressant d'étudier l'impact d'un déphasage en amont de l'ajustement de la surface à la baisse, par rapport à la reprise de l'ensoleillement. La durée de la vie de la turbine pourrait en effet être augmentée si les dépassements comme celui de la figure citée étaient limités par une régulation plus efficace de la pression.

### 7.3.2.2. Maintien de la température de vapeur lors d'une perturbation de l'ensoleillement

La régulation à court terme pourrait aussi potentiellement être appliquée à la régulation de la température de vapeur en sortie de surchauffeur. Comme expliqué dans plusieurs chapitres de ce manuscrit, la régulation inclue généralement une injection de désurchauffe pour contrôler la température. Selon le dimensionnement de cette désurchauffe, la baisse du débit injecté permet de maintenir la température lors d'une baisse du DNI. La figure ci-dessous schématise l'évolution de température dans le champ solaire. La courbe bleue représente l'évolution en condition nominale.

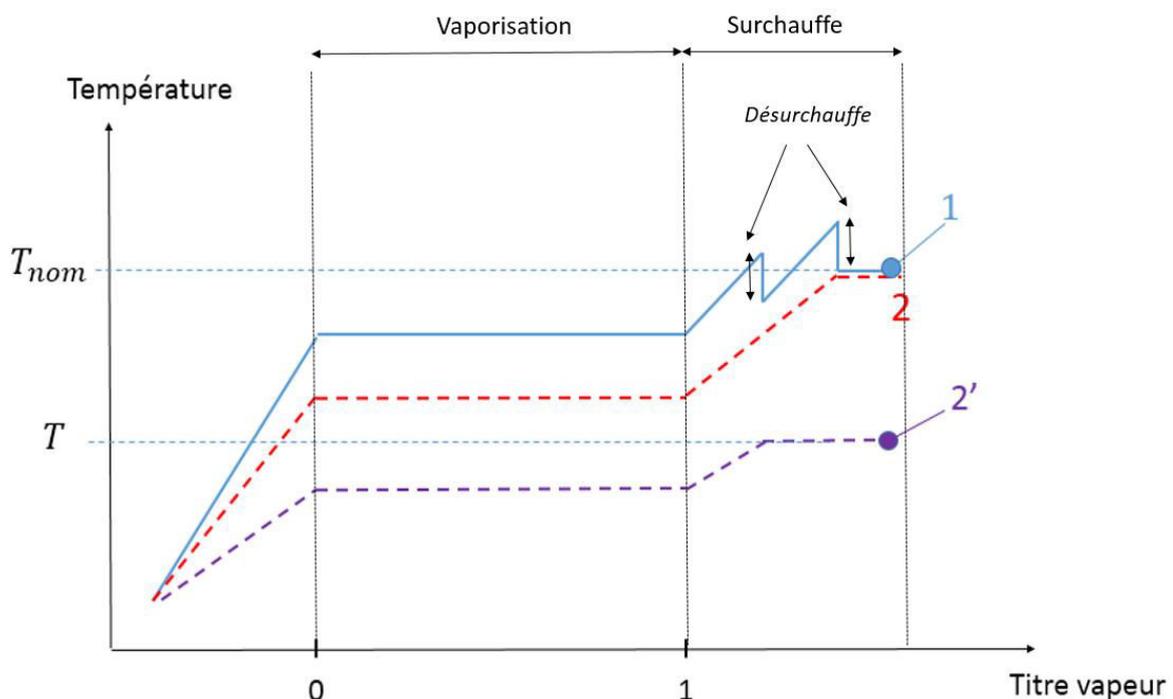
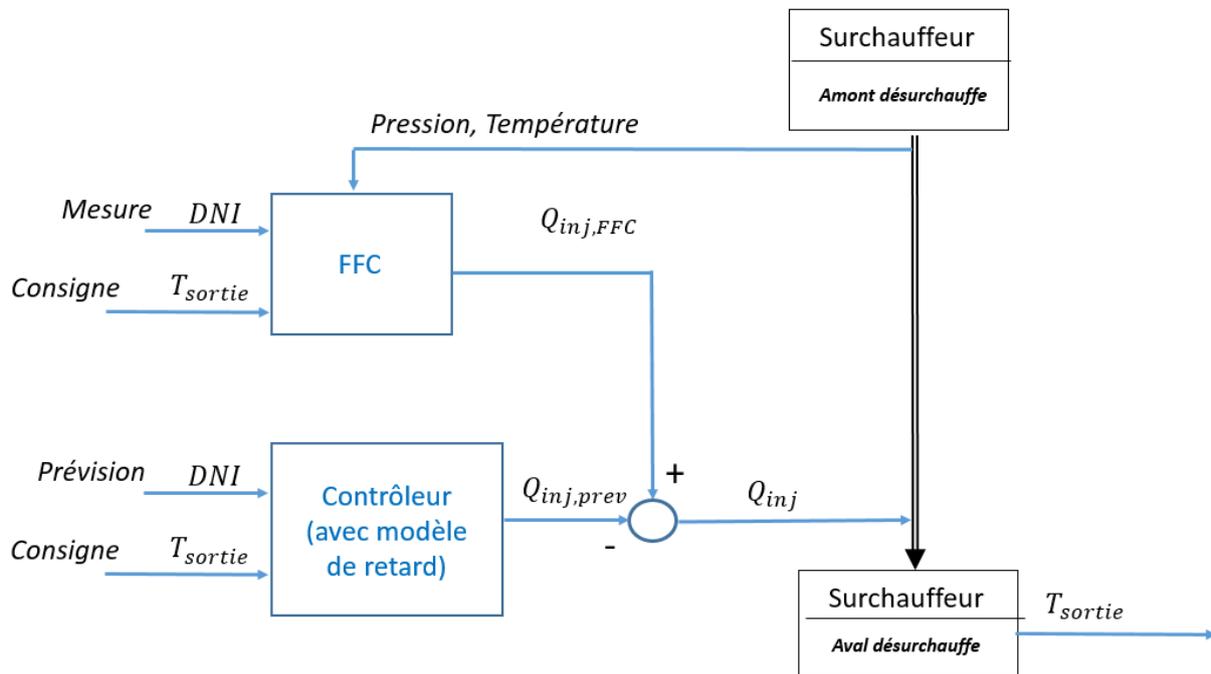


Figure 7-20 : Evolution de la température dans le champ solaire en condition nominale (bleu), et pour des conditions à ensoleillement réduit (rouge et violet)

On voit que la configuration supposée ici inclue deux injections de désurchauffe pour atteindre une température nominale de sortie  $T_{sortie}$  (point 1). La courbe rouge représente une condition de fonctionnement avec un DNI réduit, mais où la température nominale est tout de même atteinte sans désurchauffe (point 2). La courbe violette représente un état de fonctionnement où le DNI a chuté trop fortement pour maintenir en température (point 2'). Intégrer de la prévision d'ensoleillement à court terme dans une centrale avec cette configuration permettrait d'évaluer si la perturbation à venir donnera des conditions de fonctionnement du type 2 ou du type 2' (ou des situations intermédiaires).

On peut également imaginer une utilisation active de la prévision pour la régulation de la température. En partant de l'exemple de la régulation de type « feedforward » proposée dans notre modèle de champ solaire du chapitre 5, on peut inclure la prévision du DNI dans la boucle de régulation pour calculer la valeur du débit injecté. La figure ci-dessous montre le schéma de régulation proposé :



**Figure 7-21 : Schéma de régulation potentielle de la température de surchauffe incluant de la prévision d'ensoleillement.**

L'idée est d'utiliser à la fois la mesure du rayonnement incident et sa prévision pour le calcul du débit d'injection. Le contrôleur de la partie prévision corrigerait la consigne de débit donnée par le contrôleur feedforward, en tenant compte de la baisse ou de la hausse d'ensoleillement prévue, et du temps de parcours de la vapeur dans le surchauffeur.

#### 7.4. Conclusions sur l'opération des champs solaires DSG et la prévision d'ensoleillement

Dans ce chapitre, nous avons donc proposé une description des opérations types de centrale solaire DSG, en se basant sur l'expérience de certaines centrales en fonctionnement et sur quelques publications de la littérature. A partir de ces opérations, et des connaissances plus précises sur les méthodes de régulation décrites et/ou simulées dans les chapitres précédents, nous avons pu proposer quelques pistes pour l'ajout de prévision d'ensoleillement dans le pilotage et la régulation. Ces études ont été réalisées à la fin du travail de thèse, et le temps nous aura malheureusement manqué pour mettre en œuvre où

approfondir ces pistes. Ces dernières constituent néanmoins une bonne base pour la reprise de ces travaux dans le futur.

## 7.5. Références

- [1] D. Laing, C. Bahl, T. Bauer, and D. Lehmann, “Thermal energy storage for direct steam generation,” *Sol. Energy*, vol. 85, no. 4, pp. 627–633, 2011.
- [2] J. Birnbaum, M. Eck, M. Fichtner, T. Hirsch, D. Lehmann, and G. Zimmermann, “A Direct Steam Generation Solar Power Plant with Integrated Thermal Storage,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 132, 2010.
- [3] “<http://www.alsolen-alcen.com/fr/alsolen-sup>.” .
- [4] T. Hirsch, “Simulation of the Start-Up Procedure of a Parabolic Trough Collector Field with Direct Solar Steam Generation.”
- [5] H. Schenk, J. Dersch, T. Hirsch, and T. Polklas, “Transient Simulation of the Power Block in a Parabolic Trough Power Plant,” in *Proceedings of the 2015 International Modelica Conference*, 2015.
- [6] M. Topel, R. Guédez, and B. Laumert, “Impact of increasing steam turbine flexibility on the annual performance of a direct steam generation tower power plant,” in *Energy Procedia*, 2015, vol. 69, no. 0, pp. 1171–1180.
- [7] J. Spelling, M. Jocker, and A. Martin, “Annual performance improvement for solar steam turbines through the use of temperature-maintaining modifications,” *Sol. Energy*, vol. 86, pp. 496–504, 2012.
- [8] D. Krüger, J. Krüger, Y. Pandian, B. O. Connell, J. F. Feldhoff, S. Hempel, K. Muniasamy, T. Hirsch, M. Eickhoff, and K. Hennecke, “Experiences with Direct Steam Generation at the Kanchanaburi Solar Thermal Power Plant,” in *SolarPACES2012*, 2012.
- [9] M. Mertins, E. Link, M. Tscheche, and H. Leuckel, “Experiences of Operation of a 30 MW Solarthermal Power Station Based on Fresnel Collector Technology,” in *SolarPACES2012*, 2012.
- [10] OECD/IEA, “Technology Roadmap Concentrating Solar Thermal Electricity,” 2014.
- [11] B. Kraas, M. Schroedter-homscheidt, and R. Madlener, “Economic merits of a state-of-the-art concentrating solar power forecasting system for participation in the Spanish electricity market,” *Sol. Energy*, vol. 93, pp. 244–255, 2013.

- [12] E. W. Law, A. A. Prasad, M. Kay, and R. A. Taylor, "Direct normal irradiance forecasting and its application to concentrated solar thermal output forecasting – A review," *Sol. Energy*, vol. 108, pp. 287–307, 2014.
- [13] J. Kleissl, "Current state of the art in solar forecasting. California Renewable Energy Forecasting, Resource Data and Mapping, University of California," 2010.
- [14] "<http://steady-sun.com/fr/>."
- [15] R. Chauvin, J. Nou, A. Traoré, S. Thil, and S. Grieu, "Cloud Cover Estimation Using Ground-Based Camera Images," *Energy Procedia*, vol. 00, 2013.
- [16] OECD/IEA, "Technology Roadmap Concentrating Solar Power," 2010.