

光煤互补发电系统集成方案研究与性能分析

江承潮¹, 王培红¹, 郝勇生¹, 赵 明², 李孟阳², 梁俊宇²

(1. 东南大学江苏省太阳能技术重点实验室, 南京 210096; 2. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 昆明 650000)

摘 要: 通过建立槽式太阳能集热器热效率的计算模型, 分析在考虑不同方案集热器热效率差异的基础上集成单个加热器互补系统的热力性能。以 600 MW 光煤互补发电系统为例, 研究南京地区典型日变辐照强度下光煤互补发电系统的性能, 探究最佳集成方案。结果表明, 虽然低辐照强度下集成 1 号高加方案的光电转换效率最高, 但由于 1 号高加给水的吸热量小, 易出现集热器集热量供大于求的情况, 导致高辐照强度下系统的光电转换效率较低; 在不考虑集热器集热量供大于求的情况下, 集成 2 号高加方案光电效率十分接近集成 1 号高加, 因此同时集成 1 号、2 号高加不仅在辐照强度较低时拥有与集成 1 号高加几乎相同的光电转换效率, 还具有由于给水吸热量大而不易出现集热量供大于求的优点。因而集成 1~2 号高加方案最优。

关键词: 光煤互补发电; 集热器热效率; 最佳集成方案; 光电转换效率

中图分类号: TK123

文献标识码: A

0 引 言

光煤互补发电系统是在单纯燃煤机组的设计基础上, 合理集成太阳能热量的一种发电系统, 是现阶段实现我国太阳能大规模利用和火电机组技术节能的有效途径之一。国内外学者对太阳能光煤互补发电系统进行了大量研究, 文献[1]最早提出太阳能通过加热给水的方式集成到燃煤发电系统。文献[2~4]则深入研究了集成系统的耦合方式。文献[5~8]以光电转换效率等评价指标研究各集成方案性能, 并进行经济性分析。文献[9, 10]从热力学第二定律出发, 利用焓分析方法对联合发电系统的热力性能进行优化分析。

然而, 目前研究互补发电系统最佳集成方案时均把集热器热效率设为一个定值, 未考虑不同集成方案对集热器热效率的影响。在机组实际运行时, 由于集热器内换热工质温度不同, 各集成方案中集热器热效率也因此而差异, 把集热器热效率做定值处理而得到的结果势必与实际情况相偏离。另外, 以往研究分析集成方式对互补发电系统热力性能的影响时, 往往忽略了系统能量流超过物质流的情

况。即当聚光集热场集热量超过燃煤机组侧设计的最大吸热量, 互补系统需通过排空等方式将集热场多余能量散去, 造成可利用太阳能的大量浪费, 极大影响互补发电系统热经济性。

本文通过建立集热器热效率的计算模型, 研究集热器热效率与导热油温度的关系。以中低温太阳能与典型 300、600、1000 MW 燃煤机组集成的“功率增大型”光煤互补电站为例, 在考虑不同方案集热器热效率差异的基础上对集成单个加热器互补系统的热力性能进行探讨。在此基础上, 以 600 MW 燃煤机组作为研究对象, 分析南京地区典型日辐照条件下光煤互补发电系统的性能, 为太阳能热利用系统与燃煤机组集成方案的选取以及火电厂节能降耗提供科学依据。

1 系统介绍

太阳能集热器场由一系列南北水平轴追踪的抛物槽式太阳能集热器、油水换热器、导热油循环泵等组成, 通过一台太阳能给水加热器(solar water heating, SWH)与给水进行热量交换, 从而减少加热器中抽汽份额, 增加机组做功能力。为维

收稿日期: 2016-02-23

基金项目: 国家科技支撑计划(2015BAA03B02); 国家自然科学基金(51476028); 云南电科院“基于用户能效特性的电网需求响应关键技术研究”

通信作者: 王培红(1959—), 男, 博士、教授、博士生导师, 主要从事电厂经济性分析、系统优化与控制方面的研究。phwang@seu.edu.cn

持互补系统稳定运行,对集热场导热油进出口温度进行严格的控制。温度的恒定通过调节导热油流速来实现^[11]。同时控制旁路的给水份额,使其在SWH中吸收的热量刚好能将其加热至该级加热器出口参数。按与不同加热器并联,光煤互补发电系统可选方案包括:集成1号高加、集成2号高加、集成1~2号高加、集成3号高加、集成1~3号高加、集成4号加热器等。集成1号高加互补系统示意图如图1所示。

2 太阳能集热器热效率计算模型

2.1 真空集热管传热模型

槽式太阳聚光集热器主要由抛物面槽式聚光器和真空集热管两部分组成。其中集热管主要包

含玻璃管、金属管和膨胀结3部分。为减小金属管和玻璃管之间的对流热阻和导热热阻,一般将玻璃管和吸接管之间的环形空间抽成真空。整个集热器传热过程可通过系统热阻来表示,系统热阻模型如图2所示。

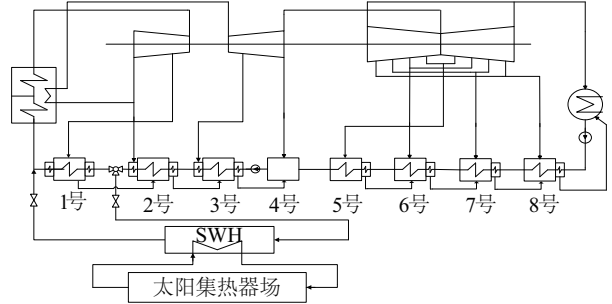


图1 集成1号高加方案的光煤互补发电系统示意图

Fig. 1 Diagram of solar aided coal-fired power generation system

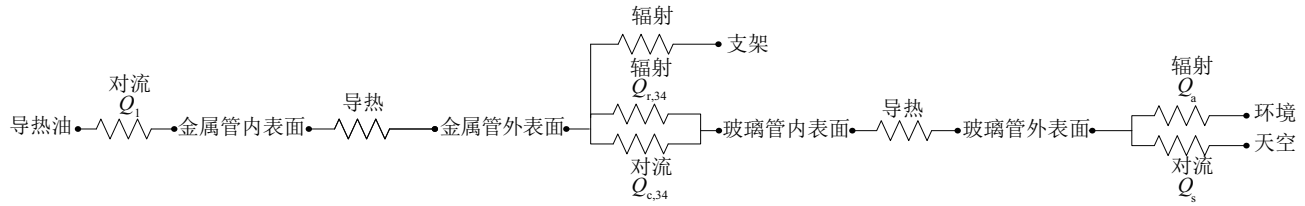


图2 传热过程热阻模型

Fig. 2 Thermal resistance model

2.2 集热器热效率计算

根据图2传热过程的热阻模型易知,当真空集热管处于稳态时,金属管与玻璃管分别存在能量守恒关系式。

金属管能量守恒关系式:

$$Q_2 = Q_1 + Q_{c,34} + Q_{r,34} \quad (1)$$

玻璃管能量守恒关系式:

$$Q_{r,34} \cdot \varepsilon_{gi} + Q_{c,34} = Q_s + Q_a \quad (2)$$

式中, Q_1 ——金属管与导热油传热量; Q_2 ——投射到金属管的辐射能; $Q_{r,34}$ ——金属管与玻璃管的辐射传热量; $Q_{c,34}$ ——金属管与玻璃管的对流传热量; Q_s ——玻璃外表面与天空的辐射传热量; Q_a ——玻璃外表面与周围空气的对流传热量; ε_{gi} ——玻璃管内表面发射率。上述变量具体的计算表达式参考文献[12]。

本文采用自编程序计算集热器热效率。计算中先后假设金属管和玻璃管温度,以金属管和玻璃管的能量守恒关系式作为迭代式,进行二次迭

代,最终计算得到集热器热效率,计算流程框图如图3所示。

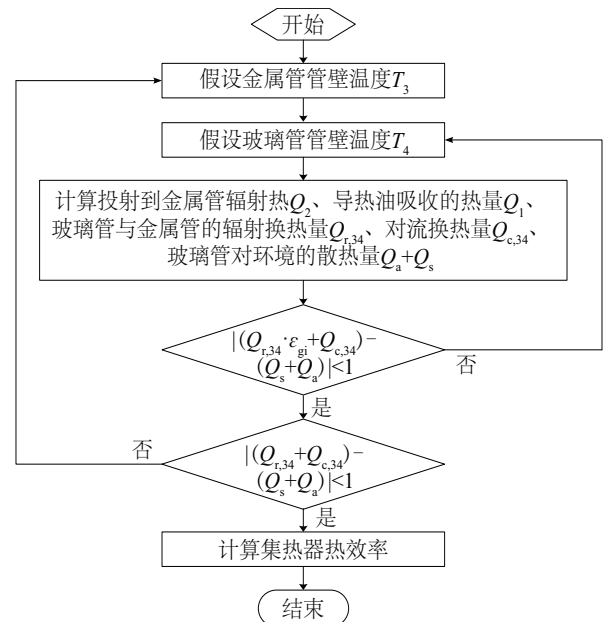


图3 集热器热效率计算流程图

Fig. 3 Flow diagram of calculation of collector efficiency

2.3 模型验证

应用上述模型计算采用 2008 PTR70 型槽式集热器、Therminol VP1 型导热油的集热器在辐照强度为 900 W/m^2 情况下 6 个工况点的集热器热效率。对结果进行拟合,并和美国国家可再生能源实验室 (National Renewable Energy Laboratory, NREL) 的实验曲线进行对比^[13,14],结果如图 4 所示。

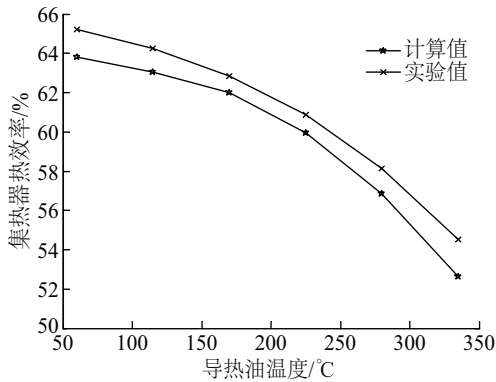


图4 集热器热效率

Fig. 4 Relation between collector efficiency and temperature of oil

由图 4 可见,集热器热效率随着导热油温度的升高而降低。并且当导热油温度高于 200°C 时,随着导热油温度升高集热器热效率下降幅度变大。一般 600 MW 以上机组在 40% 负荷率以上时,1 号、2 号高加内给水温度均超过或接近 200°C ,由于集成不同加热器导热油温度不同,不同集成方案的集热器热效率将有较大差异。因此,有必要在探究最优集成方案时考虑不同方案集热器热效率的差异。本文模型计算结果与试验结果相比,最大误差为 1.9%,模型具有较高的准确性。分析模型计算结果相对较高的原因是本文的计算模型忽视了金属管与支架的辐射热损失,并且为简便计算过程,导热油在温度变化不大时其物性参数设为定值。

3 光煤互补发电系统评价模型

3.1 太阳能对机组做功能力的影响

对于燃煤机组侧,太阳热能加入回热系统预热给水,会改变汽轮机各级抽气,使得各级给水加热器的汽轮机出功和疏水量也随之相应变化。等效焓降法已广泛应用于由汽机局部热扰动引起的热

经济性的计算,本文在等效焓降法基础上进行分析。根据等效焓降的假设条件^[15],即主蒸汽参数、再热蒸汽参数及各级抽汽参数均保持不变,不考虑汽态线的变化。基于上述假设条件,对于给定的机组和运行工况,各级抽汽等效焓降和抽汽效率是确定数值,可以反映互补系统中太阳能取代各级单位抽汽量所增加的出功和太阳能光电转换效率。

等效焓降 H_j 定义为第 j 级加热器单位斥汽在汽轮机内的实际作功量,反映汽轮机各抽汽口蒸汽的做功能力。抽汽效率 h_j 是指任意热量加入汽轮机回热系统第 j 级给水加热器,该热量在汽轮机中转化为功的程度或份额。对于再热式燃煤机组,各级抽汽等效焓降 H_j 和抽汽效率 h_j 为:

$$H_j = h_j + \sigma - h_c - \sum_{r=1}^{j-1} A_r / q_r \cdot H_r \quad (3)$$

$$\eta_j = \frac{H_j}{q_j} \quad (4)$$

式中, h_j ——汽轮机第 j 级抽汽比焓, kJ/kg ; h_c ——汽轮机排汽比焓, kJ/kg ; σ ——单位蒸汽再热吸热量, kJ/kg ; A_r ——等效焓降系数; q_r ——汽轮机第 j 级抽汽放热量, kJ/kg 。

3.2 基于等效焓降方法的太阳能光电转换效率

值得注意的是,对于高压加热器,排挤 1 kg 抽汽不仅使得蒸汽在汽轮机内多做功,还造成再热蒸汽在锅炉中多吸收热量 ΔQ_{rhj} ^[16],再热吸热量增量 ΔQ_{rhj} 可按式(5)计算。

$$\Delta Q_{rhj} = \sigma \prod_{r=c}^{j-1} (1 - \frac{\gamma_r}{q_r}) \quad (5)$$

式中, $\prod (1 - \gamma_r / q_r)$ ——排挤 j 级 1 kg 抽汽流经再热器的份额; γ_r ——第 r 级加热器疏水放热量, kJ/kg 。

扣除再热吸热量增加引起的功增益,太阳能净增功率 $\Delta W_{sol,j}$ 为:

$$\begin{aligned} \Delta W_{sol,j} &= H_j - \Delta Q_{rhj} \cdot \eta_i \\ &= h_j + \sigma - h_c - \sum_{r=1}^{j-1} A_r n_r - \sigma \prod_{r=c}^{j-1} (1 - \frac{\gamma_r}{q_r}) \end{aligned} \quad (6)$$

式中, h_j ——原燃煤发电系统汽轮机绝对内效率, %; 下标 c ——凝汽器。

进一步按照光电转换效率的定义,并结合等效焓降方法中抽汽效率 η_j 与抽汽热量转换系数 ξ_j 的

含义,得到利用太阳能替代单级抽汽或者多级抽汽的太阳能光电转换效率 $\eta_{\text{sol-ele}}$ 为:

$$\eta_{\text{sol-ele}} = \frac{(\sum \Delta W_{\text{sol},j}) \cdot \eta_{\text{sol}} \cdot \eta_{\text{g}}}{(\sum q_j) / (\eta_{\text{t}} \cdot \eta_{\text{h}})} \quad (7)$$

$$= \sum \frac{q_j}{(\sum q_j)} \cdot (\eta_{\text{t}} - \xi_j \cdot \eta_{\text{t}}) \cdot \eta_{\text{t}} \cdot \eta_{\text{h}} \cdot \eta_{\text{m}} \cdot \eta_{\text{g}}$$

式中, η_{m} ——汽轮机机械效率,%; η_{g} ——发电机效率,%; η_{h} ——SWH 的换热效率,%。

本文将上述基于等效焓降方法的光电转换效率(以下简称为光电转换效率)作为比较、评价不同集成方案的评价指标。

4 考虑集热器热效率差异互补系统的光电转换效率

4.1 案例介绍

集热器侧:选用 LS-2 型槽式集热器。设计工况条件太阳直射辐照强度 900 W/m^2 , 风速 2.6 m/s , 环境温度(用于计算集热器对周围环境的对流换热量) 23°C , 天空温度(或天空有效温度,用于计算集热器对天空的辐射换热量,详见文献[17])为 14°C 。假设 SWH 中导热油与加热器内水工质平均温差为 10°C , 换热效率为 98% 。

燃煤机组侧:以 300、600 和 1000 MW 典型燃煤机组为例,利用太阳能进行互补改造,各机组主蒸汽温度/压力/流量分别为 $550^\circ\text{C}/16.2 \text{ MPa}/1102 \text{ t/h}$ 、 $566^\circ\text{C}/13.53 \text{ MPa}/1022 \text{ t/h}$ 、 $600^\circ\text{C}/26.25 \text{ MPa}/2930 \text{ t/h}$ 。汽轮机机械效率、发电效率取为 98% 。

4.2 考虑集热器热效率差异的互补系统光电转换效率

在不考虑集热器集热量供大于求的条件下,依据第 2 节集热器热效率计算模型,确定集成单个加热器方案中集热器的热效率,如图 5 所示。并根据计算式(7),对不同集成方案的太阳能光电转换效率进行修正,如图 6 所示。其中修正前表示将集热器热效率作定值处理而得到的曲线,修正后表示考虑不同方案集热器热效率差异而获得的曲线。

由图 5 可见,由于集成 1 号高加系统中导热油温度高于集成 2 号高加,集成 1 号系统高加集热器热效率小于集成 2 号系统的集热器热效率,且两者差异大,说明将不同方案集热器效率作定值处理不

能反映系统的实际性能。观察图 6 可知,通过对集热器热效率的修正,集成 1 号高加、2 号高加互补系统的光电转换效率非常接近。尤其是 1000 MW 机组,2 种集成方案光电转换效率分别为 24.52% 、 24.14% 。集成 2 号高加互补系统的光电转换效率仅略微小于集成 1 号高加互补系统。修正后两方案的光电转换效率更加接近,并且明显高于集成其他加热器的方案。因此,下文主要探究集成 1 号高加、集成 2 号高加以及集成 1~2 号高加这 3 种集成方案中的最优方案。

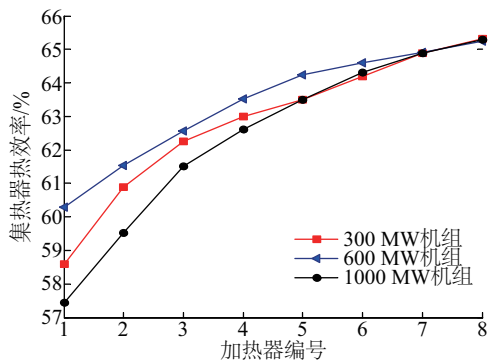


图5 不同集成方案的集热器热效率

Fig. 5 Relation between collector efficiency and integration schema

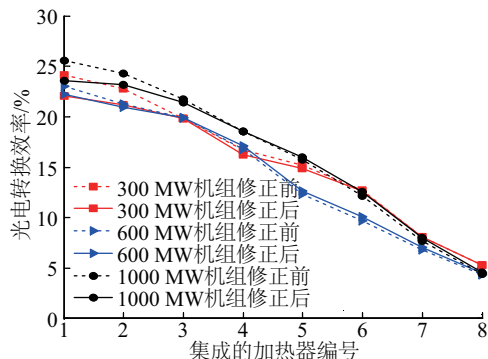


图6 不同集成方案的太阳能光电转换效率

Fig. 6 Relation between solar to power efficiency and schema

5 变辐照强度下互补系统光电转换效率

5.1 计算条件

4.2 节是在以下前提条件下进行的研究:定辐照强度下(900 W/m^2)以及集热器吸收的太阳能(除去散热、换热损失后)均能传给燃煤机组侧的给

水。实际过程中,辐照强度是随时间变化的。而且,光煤互补系统还存在物质流和能量流不匹配的问题。当集热器侧吸收的太阳能超过相应级加热器中原给水吸热量时,即集热器集热量供大于求。此时相应级加热器中全部给水均通过 SWH 加热至加热器出口参数,集热器侧只能通过排空等方式将多余能量散去,从而造成可利用太阳能资源的浪费。下文将探究上述情况下互补系统的光电转换效率,确定最佳集成方案。

5.2 互补系统参数说明

本节选取上文中的 600 MW 机组作为互补发电系统的燃煤机组侧,并依据南京地区不同月份典型日各时间段辐照强度的变化规律对系统性能进行研究。

研究变辐照强度下光煤互补系统的性能首先需要确定互补系统的参数。互补系统参数由燃煤机组侧、集热器侧的设计工况决定。为减少光煤互补发电系统偏离设计值的运行时间,机组的设计工况选取为机组年平均负荷。该机组的年平均运行负荷为 300 MW,即该机组很长时间运行在 50% 负荷的状态。300 MW 负荷时,机组的主蒸汽比焓为 3613.2 kJ/kg,再热汽比焓为 3613.2 kJ/kg,单位蒸汽再热吸热量为 559.8 kJ/kg,排汽比焓为 2411.9 kJ/kg。为了使得光煤互补系统在全年工况下能够良好运行,设计辐照强度值相应地选取为夏季典型日 06:00~18:00 时间段内的平均值,为 535 W/m²。并且在设计工况下,互补系统满足 SWH 刚好能够完全取代 1 号高加的抽汽,则给水从太阳能侧获得的热量 Q_{ths} 、集热场面积 A 为:

$$Q_{\text{ths}} = \alpha \cdot D \cdot (h_1 - h_2) \quad (8)$$

$$A = \frac{Q_{\text{ths}}}{I \cdot \eta_i \cdot \eta_h} \quad (9)$$

式中, α ——原燃煤机组加热器给水份额;
 D ——机组总给水流量, kg/s; h_1 ——引水比焓, kJ/kg; h_2 ——回水比焓, kJ/kg; I ——太阳辐照强度, W/m²。

5.3 太阳能光电转换效率随辐照强度的变化规律

由 4.2 节可知,集成 1 号、集成 2 号高加方案的光电转换效率明显高于其他方案。因此,本部分主要探究集成 1 号高加、集成 2 号高加以及集成 1~2

号高加这 3 种方案的光电转换效率在变辐照强度下的变化规律。

本文将聚光集热场的集热量恰好完全取代相应级加热器抽汽时对应的辐照强度称为临界辐照强度。当太阳辐照强度超过临界辐照强度时,互补系统就会出现通过排空散去多余热量的情况。根据该 600 MW 机组在设计工况下各级给水吸热量,如图 7 所示,确定 3 种方案的临界辐照强度,进而计算出各集成方案在变辐照强度下的光电转换效率,如图 8 所示。临界辐照强度 I' 、光电转换效率 $\eta_{\text{sol-ele}}$ 为:

$$I' = \frac{D \cdot \sum \tau_j}{A \cdot \eta_i \cdot \eta_h} \quad (10)$$

$$\eta_{\text{sol-ele}} = \begin{cases} \frac{(\sum \Delta W_{\text{sol},j}) \cdot \eta_m \cdot \eta_g}{(\sum q_j) / (\eta_i \cdot \eta_h)}, & I \leq I' \\ \frac{D \cdot \sum \tau_j}{I \cdot A}, & I' < I \end{cases} \quad (11)$$

式中, τ_j ——第 j 级加热器给水焓升, kJ/kg。

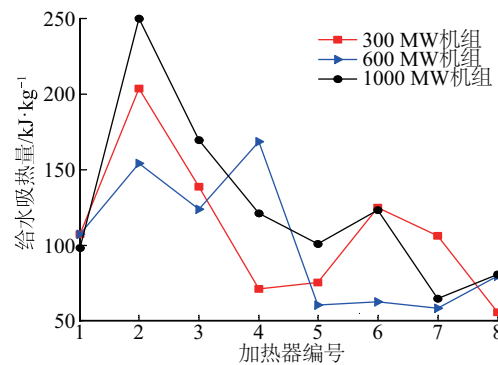


图7 各级加热器给水吸热量

Fig. 7 Feedwater heat absorption in heaters

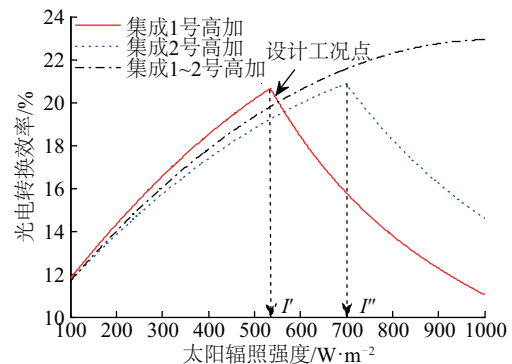


图8 变辐照强度下互补系统的光电转换效率

Fig. 8 Relation between solar to power efficiency and DNI

由图 7 可知,对于大部分机组,2 号高加给水吸热量均显著高于 1 号高加给水吸热量。依据式(10)可知,如图 8 所示, I'' 为集成 2 号高加互补系统的临界辐照强度, I' 为集成 1 号高加互补系统的临界辐照强度。 I'' 高于 I' , 分别为 702 和 535 W/m^2 。而集成 1~2 号高加方案由于给水吸热量是 1 号高加、2 号高加给水吸热量之和,因此互补系统临界辐照强度高于集成 1 号高加、2 号高加集成方案,为 1128 W/m^2 。值得注意的是,在低辐照强度下,集成 1~2 号高加方案的光电转换效率仅略微低于集成 1 号高加方案,高于集成 2 号高加方案。

结合南京市各月份典型日的辐照强度^[12],计算 6 月份典型日在 06:00~18:00 以及 12 月份典型日在 08:00~16:00 互补系统的光电转换效率,结果如图 9、图 10 所示;计算全年各月份典型日 3 种集成方案的平均光电转换效率,结果如图 11 所示。

由图 9 可见,在 6 月份典型日中的 08:27~15:24,由于辐照强度超过集成 1 号高加互补系统的临界辐照强度而导致大量的热量被浪费,使得互补系统的光电转换效率随辐照强度增加而下降明显。相比较而言,由于集成 2 号高加临界辐照强度大于集成 1 号高加的临界辐照强度,其排空的时间缩短,时间段为 10:00~13:52。对于集成 1~2 号高加的互补系统,其临界辐照强度高于南京地区 6 月份典型日中的最大辐照强度,因此不存在因为排空而导致效率下降的情况。对瞬时刻的太阳能光电转换效率积分,得到 3 种集成方案的平均光电转换效率:集成 1 号高加为 16.34%,集成 2 号高加为 19.02%,集成 1~2 号高加为 20.48%。集成 1~2 号高加光电转换效率显著高于集成 1 号高加。对于 12 月份典型日,如图 10 所示,由于冬季光照强度弱,3 种方案均未出现因为排空而导致效率下降的情况。此时虽然集成 1 号高加平均光电转换效率最高,但仅仅略微高于集成 1~2 号方案,两者平均光电转换效率分别为 16.91%、16.46%。而从全年范围上看,如图 11 所示,在大部分月份里集成 1~2 号高加光电转换效率高于集成 1 号高加,并且两者效率差距较为明显。即使是在辐照较弱的月份,集成 1~2 号高加光电效率几乎与集成 1 号高加相差无几。综合全年表现,集成 1~2 号高加方案最优。

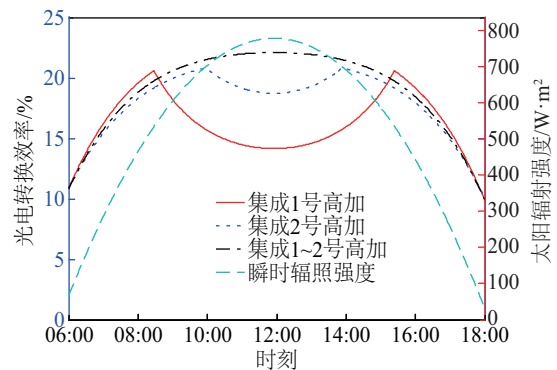


图 9 南京典型日光煤互补系统的光电转换效率

Fig. 9 Solar to power efficiency -time diagram in June

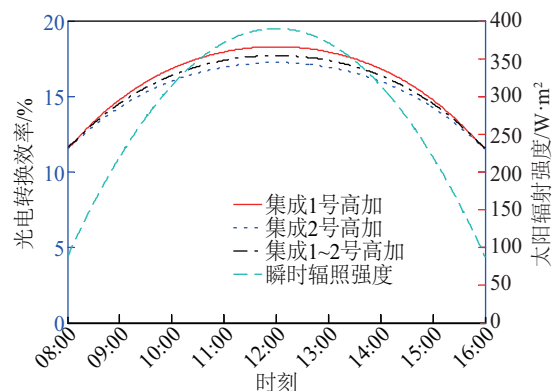


图 10 南京 12 月份典型日光煤互补系统的光电转换效率

Fig. 10 Solar to power efficiency -time diagram in December

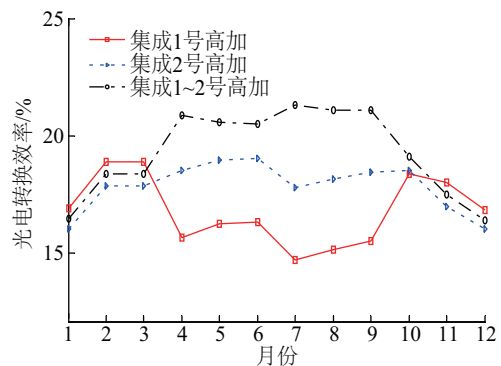


图 11 南京各月份典型日光煤互补系统的光电转换效率

Fig. 11 Solar to power efficiency -month diagram

可得出,虽然集成 1 号高加互补系统在辐照强度较弱时,光电转换效率略高于其他方案。但由于其临界辐照强度较小,高辐照强度下互补系统的光电转换效率低,使得平均光电转换效率低于集成 2 号高加与集成 1~2 号高加方案。在集成 1 号高加、2 号高加光电转换十分接近的情况下(见 4.2 节),同时集成 1、2 号高加不仅在光照强度较低时拥有

与集成 1 号高加非常接近的光电转换效率,还具有临界辐照强度高的优点,因此集成 1~2 号高加集成方案最佳。3 种方案全年状况的表现也与这一结论相一致。

6 结 论

1)集热器热效率与导热油温度的关系曲线显示:集热器热效率随着流体温度的升高而降低,当导热油温度高于 200 ℃时,随导热油温度升高集热器热效率下降明显。因此,在研究不同集成方案光电转换效率时,应该考虑集热器热效率在不同集成方案中的差异。

2)相比于未考虑不同方案集热器热效率的差异,考虑不同方案集热器热效率差异时集成 2 号高加互补系统的光电转换效率非常接近于集成 1 号高加互补系统。

3)集成 2 号高加互补系统的光电转换效率非常接近于集成 1 号高加互补系统情况下,同时集成 1、2 号高加不仅在光照强度较低时拥有与集成 1 号高加非常接近的光电转换效率,还具有临界辐照强度高的优点,因此集成 1~2 号高加集成方案最佳。3 种方案全年状况的表现也与优化结论相一致。

[参考文献]

- [1] You Yinga, Hu E J. Thermodynamic advantages of using solar energy in the regenerative Rankine power plant[J]. Applied Thermal Engineering, 1999, 19(11): 1173—1180.
- [2] 崔映红. 太阳能辅助燃煤发电系统耦合机理与热力特性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2009.
- [2] Cui Yinghong. Research on coupling mechanism and thermal character of the solar supported coal-fired electric generation system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2009.
- [3] Yan Qin, Hu E, Yang Yongping, et al. Evaluation of solar aided thermal power generation with various power plants[J]. International Journal of Energy Research, 2011, 35(10): 909—922.
- [4] 崔映红, 杨勇平, 张明智. 太阳能-煤炭互补的发电系统与互补方式[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(5): 102—107.
- [4] Cui Yinghong, Yang Yongping, Zhang Mingzhi. Solar-coal complementary electric generation system and its modes[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(5): 102—107.
- [5] 崔映红, 陈 娟, 杨 阳, 等. 太阳能辅助燃煤发电系统性能研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(23): 92—98.
- [5] Cui Yinghong, Chen Juan, Yang Yang, et al. Performance research on solar aided coal-fired electricity generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(23): 92—98.
- [6] 赵 军, 杨 昆. 燃煤锅炉集成太阳能热发电系统经济性分析[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(32): 93—100.
- [6] Zhao Jun, Yang Kun. Economic analysis of the solar thermal power generation system integrated with a pulverized coal fired boiler[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(32): 93—100.
- [7] 毛 剑, 杨勇平, 侯宏娟, 等. 太阳能辅助燃煤发电技术经济分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 36(6): 1406—1412.
- [7] Mao Jian, Yang Yongping, Hou Hongjuan, et al. Techno-economic analysis of solar thermal aided coal-fired power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 36(6): 1406—1412.
- [8] 叶学民, 王 佳, 李春曦. 太阳能-燃煤联合发电系统性能分析[J]. 华北电力大学学报: 自然科学版, 2015, 42(1): 74—79.
- [8] Ye Xuemin, Wang Jia, Li Chunxi. Performance evaluation of integrated solar combined cycle systems [J]. Journal of North China Electric Power University: Sciences Edition, 2015, 42(1): 74—79.
- [9] 侯宏娟, 高 嵩, 杨勇平. 槽式集热场辅助燃煤机组回热系统混合发电热性能分析[J]. 太阳能学报, 2011, 32(12): 1772—1776.
- [9] Hou Hongjuan, Gao Song, Yang Yongping. Thermodynamics analysis of coal-fired power generation system aided by parabolic trough collective fields [J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2011, 32(12): 1772—1776.
- [10] 侯宏娟, 王梦娇, 杨勇平. 太阳能辅助燃煤发电系统性能的焓方法分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(1): 119—125.
- [10] Hou Hongjuan, Wang Mengjiao, Yang Yongping. Exergy evaluation of solar aided coal-fired power generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(1): 119—125.

- [11] 许 璐. 330 MW 光煤互补发电系统变辐照变工况性能研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(20): 3347—3355.
- [11] Xu Lu. Off-design performance of a typical 330 MW solar hybrid coal-fired power generation system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(20): 3347—3355.
- [12] 唐菲菲. 太阳能槽式直接蒸汽发电系统性能研究[D]. 南京: 东南大学, 2012.
- [12] Tang Feifei. Research on performance of solar parabolic trough direct steam generation system[D]. Nanjing: Southeast University, 2010.
- [13] 王金平, 王 军, 张耀明, 等. 槽式太阳能聚光集热器传热特性分析[J]. 农业工程学报, 2015, 31(7): 185—192.
- [13] Wang Jinping, Wang Jun, Zhang Yaoming, et al. Analysis of heat transfer characteristics for parabolic trough solar collector[J]. Transactions of the Chinese Society of Agricultural Engineering, 2015, 31(7): 185—192.
- [14] Burkholder F, Kutscher C F. Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver[M]. National Renewable Energy Laboratory, BiblioGov, 2009.
- [15] 林万超. 火电厂热系统节能理论[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1990.
- [15] Lin Wanchao. Energy saving theory of thermal power plant[M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press, 1990.
- [16] 赵雅文, 洪 慧, 金红光. 光煤互补发电的效率相对收益率评价[J]. 工程热物理学报, 2014, 35(10): 1895—1900.
- [16] Zhao Yawen, Hong Hui, Jin Hongguang. Relative efficiency improvement of solar-coal hybrid power plant[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2014, 35(10): 1895—1900.
- [17] 王兴安, 胡立刚, 卢 玫. 上海地区晴夜天空温度的测量[J]. 太阳能学报, 1988, 9(4): 391—395.
- [17] Wang Xingan, Hu Ligang, Lu Mei. Nocturnal clear sky temperature measurement in Shanghai[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 1988, 9(4): 391—395.

INTEGRATION SCHEME RESEARCH AND PERFORMANCE ANALYSIS OF SOLAR AIDED COAL-FIRED POWER GENERATION SYSTEM

Jiang Chengchao¹, Wang Peihong¹, Hao Yongsheng¹, Zhao Ming², Li Mengyang², Liang Junyu²

(1. Solar Energy Technology Research Center, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. Electric Power Research Institute Co., Ltd. of Yunnan Power Grid, Kunming 650000, China)

Abstract: Through establishing the computation model of thermal efficiency of trough solar collector, the thermal performance of integrated single heater complementary system is analyzed considering the thermal efficiency difference of the collectors for different schemes. Taking 600 MW solar aided coal-fired complementary power generation system as an example, the performance of solar aided coal-fired complementary power generation system in typical daily irradiation intensity in Nanjing area is studied for exploring the optimal integration scheme. The results show that though integration scheme No.1 heater has the highest photoelectric conversion efficiency at low irradiation intensity, however it is easy for collectors to collect more heat to exceed the demand as the heat amount absorbed by the feed water is small, leading to lower photoelectric conversion efficiency in high irradiation intensity. If excluding collector heat collection oversupply, the photoelectric conversion efficiency of the integrated No. 2 heater is very close to integrated No. 1 heater. Therefore, simultaneous integration of No. 1 and No. 2 heaters not only has the same photoelectric conversion efficiency as that of integrated No. 1 heater when the irradiation intensity is low, but also it is not easy to have the overheating due to the large amount of heat is absorbed by the feed water. Thus, integration scheme integrating No.1~2 heaters is the optimal scheme.

Keywords: solar aided coal-fired system; collector efficiency; optimal integration schema; solar to power efficiency