

槽式太阳能热发电站的模拟优化

王慧富, 吴玉庭, 张晓明, 吕博夫, 马 瑞, 马重芳

(北京工业大学环境与能源工程学院传热强化与过程节能教育部重点实验室, 传热与能源利用北京市重点实验室, 北京 100124)

摘 要: 通过SAM(System Advisor Model)软件,在中国4个地区模拟建设槽式太阳能热发电站进行研究。经过模拟分析,在该文所设定的槽式太阳能系统参数下,拉萨市槽式电站性能最好,对该地区3种不同集热蓄热工质组合的80 MW槽式电站做进一步模拟优化和对比分析,分别以年发电量、年发电效率和平准化电度成本(LCOE)为优化目标,得到不同槽式电站的最佳太阳倍数和蓄热时长;对导热油-太阳盐(Solar Salt)槽式电站,进一步模拟其蓄热系统的不同调度方案和集热工质的不同出口温度对电站的年发电量和镜场吸热效率等性能参数的影响,通过对比分析,得出集热蓄热工质均为低熔点四元盐的槽式电站的各项性能参数最为理想。

关键词: 太阳能热发电; 熔融盐; 数值模拟; SAM; 发电效率

中图分类号: TK519

文献标识码: A

0 引 言

聚焦式太阳能热发电技术(concentrating solar power, CSP)是解决能源问题和环境问题的重要手段^[1]。其中,槽式太阳能热发电技术是一种较成熟的太阳能热发电技术,已在美国、西班牙等国成功实现商业运行,基本无技术和经济风险,并且收到了良好效益^[2]。槽式电站目前面临的主要技术难题是镜场集热工质温度较低和太阳能资源的不稳定性及间歇性,因此需在槽式电站中使用高温传热介质代替导热油作为集热工质,同时设置蓄热系统(thermal storage system, TES),以得到稳定的电站出力。熔融盐作为一种性能优良的高温传热蓄热介质,已被应用在CSP技术领域中,可大幅提升电站传热、储热能力,进而提高电站的年发电量与年发电效率。

然而,目前缺少以熔盐作为集热、蓄热工质的槽式电站的运行经验和运行数据,也很少有学者对采用熔融盐作为集热蓄热工质的槽式电站和采用导热油集热、熔融盐蓄热的槽式电站的运行情况进行对比分析。国外主要有意大利建成了Archimede示范性熔盐槽式太阳能热发电站,采用Solar Salt

($\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3$, 质量分数分别为60%和40%)作为集热蓄热工质,运行1 a后未出现重大问题,证明该技术可行^[3]。我国在槽式太阳能热发电技术方面的研究起步较晚。北京工业大学传热强化与过程节能教育部重点实验室搭建熔盐槽式太阳能集热系统试验台,进行了大量试验研究,解决了管路冻堵、高温熔盐流量的测量等诸多问题,并且得到了适合于熔盐的强迫对流传热关联式^[4-7]。国内诸多相关企业也为熔盐槽式电站的技术攻关和推广做出很多努力,在建或建成一批示范性熔盐槽式电站^[8-10]。在槽式电站投资建设前,对其进行正确的模拟优化和技术经济性分析至关重要,这可使建设的电站利益最大化。李献偶等^[11]利用SAM软件对在浑善克沙地建造50 MW槽式太阳能热发电站进行可行性分析,从寻求最低电价的角度得出对于浑善克沙地区,太阳倍数为2.5,蓄热容量为12 h时,系统电价最低。赵明智等^[12]利用SAM软件研究了集热场面积及蓄热容量对系统年发电量、年效率等运行结果的影响。吕博夫等^[13]利用SAM软件对熔盐槽式电站进行模拟优化,提出建设熔盐槽式电站的最优太阳倍数为4~6倍,最优蓄热时间为16~18 h。

本文利用SAM(System Advisor Model)软件,结

收稿日期: 2017-02-13

基金项目: 北京市自然科学基金重点项目(3151001)

通信作者: 吴玉庭(1970—),男,博士、研究员、博士生导师,主要从事高温高热流传热蓄热、低品位能源高效热功转换,先进制冷技术、太阳能热发电等方面的研究。wuyuting@bjut.edu.cn

合我国太阳能资源分布情况,分别以年发电量、年发电效率和平准化度电成本(LCOE)为优化目标,对建设在不同地点以及不同集热、蓄热工质组合的槽式太阳能热发电站进行模拟优化,得到最佳的电站配置以及最佳的集热、蓄热工质组合。

1 槽式太阳能热发电系统参数说明

槽式太阳能热发电站通常包括太阳岛和常规岛两部分。太阳岛主要作用是通过集热镜场收集太阳辐射能,然后将其传递给常规岛部分的做功工质。在槽式太阳能热发电站的集热场面积设计中,一般引入镜场裕度系数 SM (Solar Multiple) 这一概念,它是指在设计点的法向直射辐照度下,集热镜场实际输出的热功率与常规岛部分汽轮机发电机组额定进口热功率之比,按式(1)计算^[1,14]:

$$SM = \frac{P_{\text{solarfield,des}}}{P_{\text{powerblock}}} \quad (1)$$

式中, $P_{\text{solarfield,des}}$ ——设计点时镜场实际输出热功率, MW; $P_{\text{powerblock}}$ ——汽轮发电机组额定进口热功率, MW。

蓄热系统的蓄热时长是指蓄热系统储存的热量可供常规岛部分汽轮机满负荷运行的时间,通常以小时为单位。电站年发电效率 η_{net} 是电站年净发电量 1 a 内入射到集热镜场的总太阳辐射能的比值,如式(2);集热镜场 1 a 内收集到的总太阳辐射能如式(3)。

$$\eta_{\text{net}} = \frac{E_{\text{net}}}{Q_{\text{in}}} \quad (2)$$

$$Q_{\text{in}} = IA \quad (3)$$

式中, E_{net} ——电站年净发电量, kWh; Q_{in} ——1 a 内入射到集热镜场的总太阳辐射能, kWh; I ——年平均法向直射辐射强度, kWh/(m²·a); A ——集热镜场面积, m²。

镜场集热效率 $\eta_{\text{solarfield}}$ 是指镜场实际输出的热量与对应时间内入射到镜场的总太阳辐射能之比,年平均镜场集热效率,如式(4):

$$\eta_{\text{solarfield}} = \frac{Q_{\text{solarfield}}}{Q_{\text{in}}} \quad (4)$$

式中, $Q_{\text{solarfield}}$ ——1 a 内镜场实际输出的热量, kWh。

汽轮机发电效率是指汽轮机实际发电量与进入汽轮机的工质所携带的热量之比,年平均汽轮机

发电效率按式(5)计算:

$$\eta_{\text{powerblock}} = \frac{E_{\text{actual}}}{Q_{\text{powerblock}}} \quad (5)$$

式中, E_{actual} ——汽轮机年实际发电量, kWh; $Q_{\text{powerblock}}$ ——1 a 内进入汽轮机的工质所携带的总热量, kWh。

平准化度电成本(LCOE)是指系统每发 1 kWh 电所对应的成本。它是一个充分考虑太阳能电站整个运行周期内的投资和运营、维护、管理成本的综合性参数,是反映电站经济性的重要指标,由式(6)计算:

$$LCOE = \frac{f_a \cdot Y_{\text{invest}} + Y_{\text{O\&M}} + Y_{\text{fuel}}}{E_{\text{net}}} \quad (6)$$

式中, f_a ——年系数; Y_{invest} ——系统初次总投资; $Y_{\text{O\&M}}$ ——系统运营和维护成本; Y_{fuel} ——年燃料费; E_{net} ——年净发电量, kWh。

电站容量因子(CF)是太阳能热发电站在规定时间段内实际输出的电量与满负荷条件下输出电量之比,时间段通常为 1 a(即 8760 h),是考察光热电站年发电小时数的重要数据,可按式(7)计算^[14]:

$$CF = \frac{E_{\text{actual}}}{1000 \times 8760 P_{\text{rate}}} \quad (7)$$

式中, P_{rate} ——汽轮发电机组额定功率, MW。

2 建立模型

本文基于 SAM 软件建立槽式电站模型。SAM 是美国国家能源部(DOE)在 2004 年委托美国国家可再生能源实验室(NREL)开发的太阳能技术项目评估软件。SAM 软件内不仅含有槽式、塔式、菲涅尔式等太阳能光热发电模型,还有光伏发电、风力发电、生物质能发电等多种新能源发电模型。通过该软件可模拟得到所建电站模型的年发电量、年发电效率、度电成本等性能参数,进行技术经济性分析。本文应用槽式电站模型,模型开发人员可在“Location and Resource”模块选择电站模型的建立地点,得到该地的气象信息,包括年 DNI 值、环境温度、环境风速等,作为系统的输入值,也可将自己掌握的相关气象信息以特定的文件格式导入,作为模型的气象信息使用。在“Solar Field”模块,开发人员可设定镜场裕度系数、工质进出口温度、集热工质种类等重要参数,本文通过“Heat transfer fluid”项下的“User-defined HTF fluid”将笔者课题组研制的低

熔点熔盐导入,作为一种可供选择的传热蓄热介质,并成功将其应用到开发的模型当中;在“Collectors(SCAs)”和“Receivers(HCEs)”模块,模型开发人员可对使用的聚光器和集热管进行选型和相关参数的设定;在“Power Cycle”模块可设定系统的装机容量、汽轮机和冷凝器的参数等;在“Thermal Storage”模块可设定蓄热系统的蓄热时长、蓄热介质和调度方案等,同样在该模块也将作者课题组研制的低熔点熔盐导入至软件,并成功应用于所开发的模型;在“Parasitics”模块可设定管路的热损、跟踪系统的耗功、工质泵的耗功等等;在

“System Cost”和“Financial Parameters”模块可设定模型的财务相关参数,是最终模拟得到财务数据的关键。

2.1 地理位置选择

我国太阳能资源丰富但分布不均,主要集中在西部和内蒙古大部分地区,这些地区地域辽阔,土地资源丰富且人口密度小,适合进行大规模太阳能热发电站建设^[15]。根据我国太阳能资源分布特点,选取表 1 所示 4 个具有代表性的地点建立槽式电站模型。

表 1 模拟地点的地理位置及环境参数

Table 1 The geographical and environmental parameters of the simulated locations

地点	直射辐射强度/ $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{a}^{-1}$	纬度/ $^{\circ}\text{N}$	经度/ $^{\circ}\text{E}$	海拔/m	平均气温/ $^{\circ}\text{C}$	平均风速/ $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
拉萨	1777.55	29.67	91.13	3650	8.0	1.9
德令哈	1543.95	37.37	97.37	2982	4.4	2.1
通辽	1565.85	43.60	122.27	180	6.8	4.1
昆明	1175.30	25.02	102.68	1892	15.3	2.3

2.2 设备选型

根据 SAM 软件中提供的设备型号,结合经验进行槽式太阳能热发电站各设备的选型,导热油集热、熔盐蓄热的槽式电站模型的主要参数见表 2。设计点选择春分日^[16]。聚光器选择由 Euro Trough II 开发的 ET-150,每个集热器包含 12 个模块,长度 150 m,有效工作面积约 817.5 m^2 ;由于改善了吸热器支撑结构的设计,聚光器阴影减少;钢结构质量比 LS-3 聚光器轻 14%,在重力和风力作用下结构变形较小;运营和维护要求低;制作简单,现场组装成本低,所以使用该聚光器成本可降低约 10%^[13]。接收器选择真空管式集热管,要求具有良好的高温导热性能和保温性能及较低的辐射率。通过实验和应用,Schott 的 PTR70 集热管性能较好,并已应用在商业电站中,是较成熟的产品,所以集热管选择 Schott PTR70 2008^[17]。

以熔盐为蓄热介质的电站大都采用 Solar Salt,凝固温度 $238\text{ }^{\circ}\text{C}$,要解决管路冻堵问题需付出较大的附加能耗损失。采用北京工业大学传热强化与过程节能教育部重点实验室配制的低熔点 ($86\sim 550\text{ }^{\circ}\text{C}$) 熔盐——Hts 盐作为集热蓄热工质时,电站在非聚光状态下的下限操作温度从 $260\text{ }^{\circ}\text{C}$ 降至 $126\text{ }^{\circ}\text{C}$,能减少能耗损失约 78%^[7]。此时,镜场回路设计

进口温度 $200\text{ }^{\circ}\text{C}$,出口温度 $535\text{ }^{\circ}\text{C}$ ^[13];设计电厂管道热损 10 W/m^2 ;选择双罐蓄热系统,蓄热罐热损失 0.97 MW ^[18]。汽轮机设计装机容量为 80 MW。采用导热油作为集热工质时,汽轮机发电效率为 0.3774;当集热蓄热工质均为熔盐时,选择适用工作温度为 $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上的 Nexant HTF,汽轮机发电效率为 0.4076,冷却方式均采用水冷^[12]。

3 模拟结果对比分析

3.1 地理位置对槽式电站性能的影响

首先,根据表 2 进行相关设备和参数的设定,分别建立 4 个地区(拉萨、德令哈、通辽、昆明)装机容量为 80 MW 的槽式电站模型。为比较地理位置对电站性能的影响,4 个模型的镜场裕度系数均为 1,且均未配置蓄热系统,即蓄热时长为 0 h,模拟运行时间为 8760 h。模拟运行后 4 个模型年净发电量分别为:拉萨 64.35 GWh、德令哈 58.31 GWh、通辽 50.13 GWh、昆明 38.35 GWh。可看出,在本文所设定的槽式太阳能电站参数下,拉萨建立的槽式太阳能热发电站模型的年净发电量最多;德令哈和通辽次之;昆明槽式电站的年净发电量最少,比拉萨少 40.39%。这主要因为该地区海拔较高,

太阳直射辐射强度最大,且空气稀薄、清洁、水汽含量少,经过大气层时太阳辐射能的散射损失最小;与德令哈、通辽等较高纬度地区相比,平均气温和平均风速均较低,所以电站向外界散热相对较少。

表2 槽式太阳能热发电站模型的设计参数

Table 2 The design parameters of the parabolic trough solar power plant model

名称	型号及设计参数
聚光器	Euro Trough ET-150
聚光器长度/m	150
聚光器开口直径/m	5.75
聚光器开口反射面积/m ²	817.5
聚光器平均焦距/m	2.11
聚光器跟踪精度	0.99
聚光器镜面反射率	0.935
聚光器镜面清洁度	0.95
聚光器镜面几何精度	0.98
集热管	Schott PTR70 2008
集热管的吸收率	0.96
集热管的透过率	0.963
集热管热损失/W·m ⁻²	40.28
集热器行间距/m	15
集热工质	Therminol VP-1 导热油
蓄热工质	Solar Salt
设计点	春分日
集热场工质出口温度/℃	391
集热场工质进口温度/℃	293
汽轮机进汽压力/MPa	10
汽轮机发电机组净/总输出功率/MW	72/80
汽轮机组发电效率	0.3774
冷却方式	水冷
补燃率	0

3.2 镜场裕度系数和蓄热时长的影响

在拉萨建立的槽式电站模型的性能最好,对该模型进行进一步模拟优化(以下讨论模型若无特殊说明均为拉萨 80 MW 槽式电站模型,导热油集热、太阳盐蓄热)。在其他配置不变的情况下,模拟得

到槽式电站模型的年净发电量和年发电效率随镜场裕度系数的变化情况,如图 1 所示。由图 1 可看出:1)年净发电量随 SM 值的增大而增大,在 SM 值由 1 增到 2 时年净发电量增速最快,增幅最大,比 $SM=1$ 时增大了 94.42%; $SM>5$ 后,年发电量增速缓慢,增幅较小,最后甚至有下降趋势;2)年发电效率随 SM 值的增大而降低, SM 值由 1 增到 2 时,效率下降速度较慢,降幅最小,下降了 2.8%;随着 SM 值的增大,效率降低速度越来越慢。

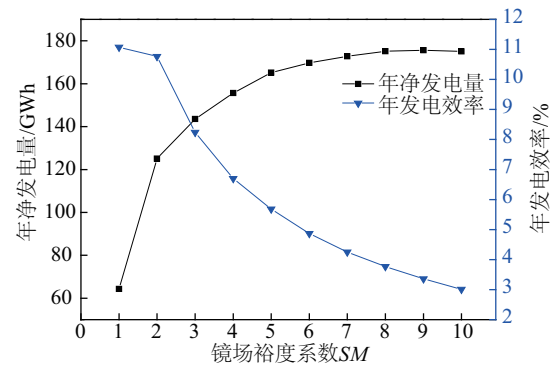


图1 无蓄热系统时电站年净发电量和年发电效率随 SM 值的变化关系

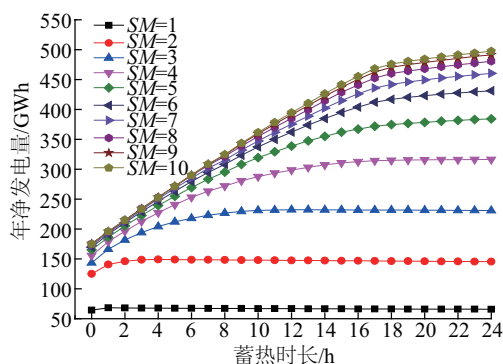
Fig. 1 Change of annual energy generation and efficiency with the different SM value for PTC model without TES

出现以上情况的主要原因是:一方面,随着 SM 值的增大,集热面积增大,集热量增大,向汽轮机提供的热能更多,所以年净发电量增大;另一方面,由于电站机组容量不变,额定负荷工作时所需的能量一定,过多增大集热面积会使镜场提供的热能超出汽轮机所需热能,在无蓄热系统存储富裕热能时,部分集热器散焦,不再集热;但由于镜场面积增大引起的附加能耗损失却大幅增加,且流经散焦集热器的流体还继续向外散失热能,所以 SM 值过大会导致年净发电量增幅缓慢,甚至减小,年发电效率随之降低。综合考虑,此模型中最佳 SM 值为 2,这时可得较多的年发电量,同时可保证较高的年发电效率,分别为 125.1 GWh 和 10.8%。

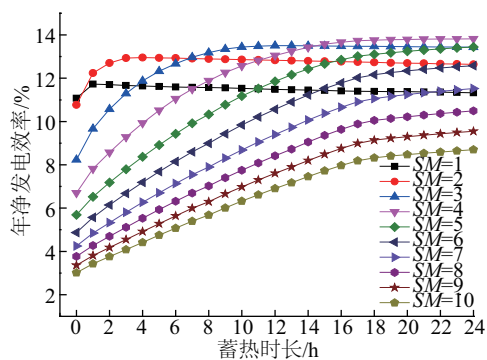
通过分析图 1,结合太阳能资源本身特点,在槽式太阳能热发电站中设置蓄热系统是有必要的。CSP 技术中蓄热手段很多,其中显热蓄热是目前较为成熟且较具有商业可行性的蓄热方式。显热蓄

热主要有间接蓄热和直接蓄热 2 种形式^[19]。间接蓄热系统中集热工质和蓄热工质不同,通过换热器进行热能的传递。直接蓄热系统中采用同一种工质既作为传热工质又作为蓄热工质,中间不设置换热器降。当采用导热油集热、熔盐蓄热时即为间接蓄热系统。

图 2 分别为槽式电站的年净发电量和年发电效率随 SM 值和蓄热时长的变化关系。由图 2a 可看出: SM 值一定时,对任一固定 SM 值,年净发电量均随蓄热时长的增加而增大,且在蓄热时长增加到一定值后出现拐点,此后年发电量随蓄热时长增加的趋势变得很缓慢;而且随着 SM 值的增大,出现拐点对应的蓄热时长变长,这与集热面积越大可提供的富裕热能越多的实际情况相符;对于 $SM=2$ 的情况,蓄热时长 4 h 最佳,再增加蓄热时长不会使年净发电量增大,只会增加电站初投资成本。



a. 净发电量



b. 净发电效率

图 2 电站年净发电量、净发电效率随 SM 值和蓄热时长的变化关系

Fig. 2 Change of annual energy generation, annual energy efficiency with the different SM value and full load hours of TES for PTC model

$3 \leq SM \leq 5$ 时,不同电站模型间年净发电量有较大差别, SM 值越大、蓄热时长越长年净发电量越大。 $6 \leq SM \leq 10$ 时,不同电站模型间年净发电量很接近,考虑到占地面积和初投资等实际情况,建设槽式电站时 SM 值没有必要超过 6。

通过图 2b 可知: $SM=1 \sim 3$ 时,年发电效率随蓄热时长的增加先增加后略有降低; $SM=4 \sim 10$ 时,年发电效率一直增加,但有增速变缓的拐点,且电站的 SM 值越高,年发电效率越低。蓄热时长为 1~7 h 时, $SM=2$ 的电站效率最高,蓄热时长为 7~14 h 时, $SM=3$ 的电站效率最高,蓄热时长大于 14 h 之后, $SM=4$ 的电站效率最高。

平准化度电成本 ($LCOE$) 是一个衡量电站性能的重要指标。图 3 所示为 $LCOE$ 与 SM 值和蓄热时长之间的关系。模型中经济参数参考文献[11,12]及软件默认值设定。可以看出,在 SM 值一定时, $LCOE$ 与蓄热时长基本近似为抛物线形关系,随着蓄热时长的增加 $LCOE$ 先降低后上升,存在一个极小值点;随着 SM 值的增大,极小值点对应的蓄热时长越长。 $SM=5$ 、蓄热时长为 16 h 时, $LCOE$ 最低为 4.3661 cents/kWh; $SM=3$ 时对应的最佳蓄热时长为 6 h, $LCOE=4.4193$ cents/kWh, 仅比最佳配置点的 $LCOE$ 高 1.2%,而集热器成本较高,镜场面积很大程度上决定系统的总成本,因此考虑初投资,应尽量选择较小的 SM 值。

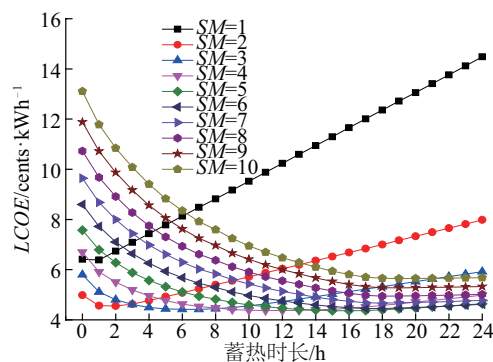
图 3 电站 $LCOE$ 随 SM 值和蓄热时长的变化情况

Fig. 3 Change of $LCOE$ with the different SM value and full load hours of TES for PTC model

通过对比分析图 2、图 3,综合考虑年净发电量、年发电效率、平准化度电成本和电站初投资,得

到拉萨市导热油集热、太阳盐蓄热的 80 MW 槽式电站的最佳 SM 值为 3~5, 蓄热时长为 13~18 h; $SM=5$ 、蓄热时长为 18 h 时, 年净发电量最大为 374.6 GWh; $SM=3$ 、蓄热时长 13 h 时, 年发电效率最大为 13.5%; $SM=5$ 、蓄热时长为 16 h 时, $LCOE$ 最低为 4.3661 cents/kWh。

3.3 不同集热蓄热工质组合的模拟结果对比

根据理论分析可知, 提高汽轮机进口工质参数有助于提高电站发电效率。图 4 为拉萨地区 80 MW 槽式电站(导热油集热, 熔盐蓄热, $SM=3$, 蓄热时长 13 h)的年净发电量等电站相关性能参数随镜场工质设计出口温度的变化。由图 4 可看出, 在导热油工作温度范围内, 电站年净发电量、容量因子、年发电效率、镜场吸热效率及汽轮机发电效率等性能参数均随工质出口温度的升高而增大, 当出口温度由 331 °C 升高到 391 °C 时, 年发电效率提高了 160.89%。所以考虑使用能工作在更高温度的低熔点熔盐作为集热工质。

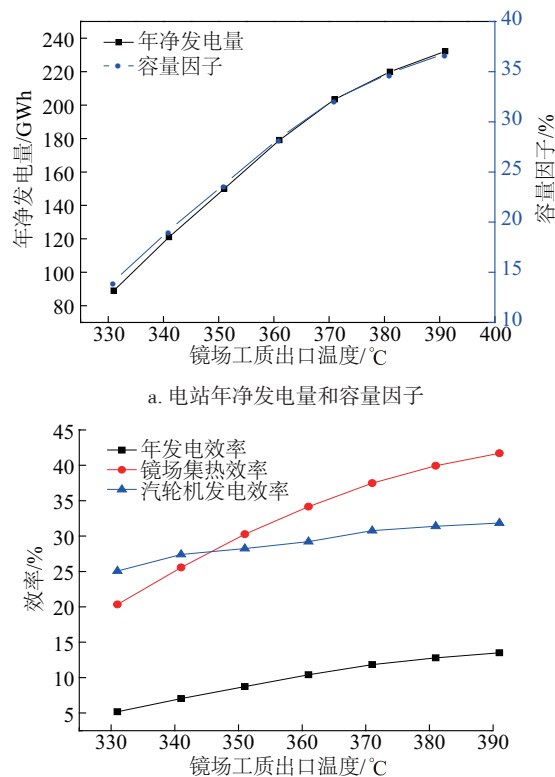


图 4 各参数随镜场工质出口温度的变化情况

Fig. 4 Different parameters with the outlet temperature difference of HTF for PTC model

通过 SAM 软件建立电站模型, 3 种模型分别是导热油集热、太阳盐间接式蓄热(方案 1), 低熔点熔盐集热、太阳盐间接式蓄热(方案 2), 同时选用低熔点熔盐集热(直接式)蓄热(方案 3)。当集热蓄热工质均为熔盐时, 聚光器选择 Sky Fuel 公司生产的 Sky Trough (Manufacturer Specifications), 该聚光器开口较宽(6 m); 低熔点熔盐作为集热工质时, 镜场回路设计进口温度 200 °C, 太阳盐作为集热工质时, 镜场回路设计进口温度 290 °C, 出口温度均为 535 °C; 汽轮机发电效率为 0.4076, 其他参数不变^[3, 13]。采用 3.2 节所述方法, 得到后 2 种模型的最佳 SM 值为 3~5, 蓄热时长为 10~17 h。目前世界上建成或在建的槽式电站镜场裕度系数均未超过 3, 故选取 $SM=3$, 对 3 种电站模型的一年净发电量和年发电效率进行对比, 如图 5 所示。

由图 5 可知, 方案 3 的年净发电量和年发电效率

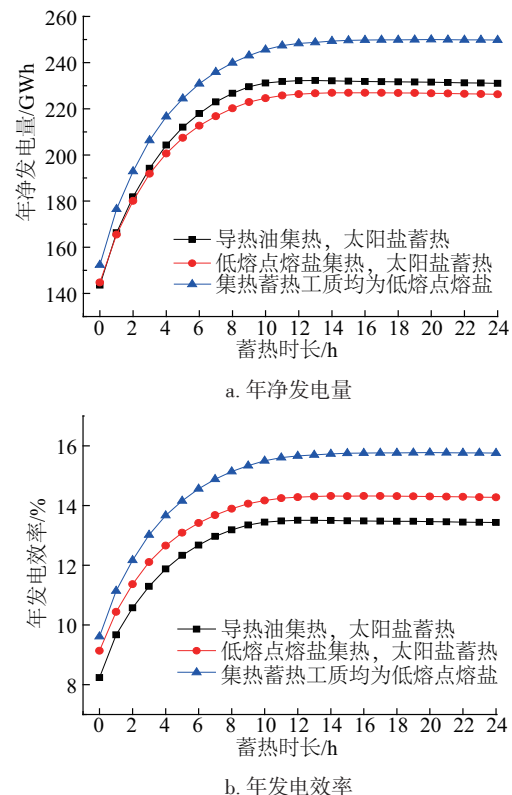


图 5 不同集热蓄热工质组合的槽式电站模型的一年发电量及年发电效率随蓄热时长的变化情况

Fig. 5 Change of annual energy generation, annual electricity generation efficiency with the full load hours difference of TES for PTC model with different heat transfer and heat storage fluids

率均最高,方案2的年净发电量最低,方案1的年发电效率最低。当蓄热时长为17 h时,方案3的年发电量为249.8 GWh,年发电效率为15.7%,主要原因是:与太阳盐相比,低熔点熔盐具有更低的凝固点,给电站带来的附加能耗损失少;而与导热油集热相比,又具有更高的镜场出口温度,可提高汽轮机发电效率,因此该电站模型性能最好。在做好保温的前提下,理论上低熔点熔盐集热、太阳盐蓄热的槽式电站的年发电量应高于导热油集热、太阳盐蓄热的槽式电站,但由于采用低熔点熔盐作为集热工质大大提高了镜场内工质的温度,导致集热镜场的热损失大大增加。

3.4 蓄热系统的不同调度方案的影响

本文针对采用低熔点熔盐集热蓄热的槽式电站模型模拟蓄热系统的不同调度方案对电站性能的影响。

方案 I:在任何情况下,只要镜场提供的热能不足以使汽轮机额定运行,蓄热系统即向外放热,满足汽轮机的发电需求;

方案 II:蓄热系统在白天蓄热,只在夜间放热,供汽轮机发电。

经模拟得到2种电站模型的性能相差较小,采用方案I的电站模型性能较好,与方案II相比年净发电量增加0.42%,年发电效率提高0.07%。若电网采用峰谷分时电价,则对蓄热系统调度方式的研究将更有意义。

4 结 论

通过对不同集热蓄热工质的槽式太阳能热发电站的模拟优化与对比分析,得到以下结论:

1)在本文所设定的槽式太阳能电站参数下,在拉萨建立的模拟槽式电站性能最好。综合考虑年净发电量、年发电效率、平准化度电成本(LCOE)和电站初投资,得到拉萨80 MW模拟槽式电站(导热油集热、太阳盐蓄热)的最佳SM值为3~5,蓄热时长为13~18 h,最大年发电量可达374.6 GWh,最高年发电效率为13.5%。

2)SM值为3、蓄热时长为13 h时,在导热油工作温度范围内,拉萨80 MW槽式电站(导热油

集热、太阳盐蓄热)年发电量、年发电效率等均随镜场工质出口温度的升高而升高,年发电效率最多可提高160.89%。

3)将笔者所在课题组自行研制的低熔点熔盐作为一种新型传热蓄热工质嵌入到SAM软件中,并选为传热、蓄热工质成功应用于开发的槽式电站模型中,模拟得到采用低熔点熔盐作为集热蓄热工质的槽式电站的最佳SM值为3~5,蓄热时长为10~17 h。

4)对文中所述3种槽式电站模型进行比较分析后得到:采用低熔点熔盐作为集热和蓄热介质的槽式电站的年发电量和年发电效率最高,低熔点熔盐集热、太阳盐蓄热的槽式电站的年发电量最低,导热油集热、太阳盐蓄热的槽式电站的年发电效率最低。

5)对于采用低熔点熔盐作为集热和蓄热介质的槽式电站,在文中所述情况下,蓄热系统的调度方式对电站年发电量等性能的影响不大。

[参考文献]

- [1] 黄素逸, 黄树红. 太阳能热发电原理与技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012, 8—10.
- [1] Huang Suyi, Huang Shuhong. Principle and technology of solar thermal power plant[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2012, 8—10.
- [2] Reddy K S, Kumar K R. Solar collector field design and viability analysis of stand-alone parabolic trough power plants for Indian conditions[J]. Energy for Sustainable Development, 2012, 16(4): 456—470.
- [3] Maccari A, Bissi D, Casubolo G, et al. Archimede solar energy molten salt parabolic trough demo plant: A step ahead towards the new frontiers of CSP[J]. Energy Procedia, 2015, 69: 1643—1651.
- [4] Liu Bin, Wu Yuting, Ma Chongfang, et al. Turbulent convective heat transfer with molten salt in a circular pipe[J]. International Communications in Heat and Mass Transfer, 2009, 36(9): 912—916.
- [5] Wu Yuting, Liu Bin, Ma Chongfang, et al. Convective heat transfer in the laminar-turbulent transition region with molten salt in a circular tube[J]. Experimental Thermal and Fluid Science, 2009, 33(7): 1128—1132.

- [6] Wu Yuting, Chen Cong, Liu Bin, et al. Investigation on forced convective heat transfer of molten salts in circular tubes [J]. *International Communications in Heat and Mass Transfer*, 2012, 39(10): 1550—1555.
- [7] 熊亚选, 吴玉庭, 刘闪威, 等. 低熔点熔盐在槽式太阳能集热中的初步实验研究[J]. *太阳能学报*, 2015, 36(1): 173—177.
- [7] Xiong Yaxuan, Wu Yuting, Liu Shanwei, et al. Preliminary experimental study of low melting-point molten salt in parabolic trough collectors [J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2015, 36(1): 173—177.
- [8] Crystal. 青海博昱德令哈 50 MW 槽式光热电站顺利推进 [EB/OL]. <http://www.cspplaza.com/article-6761-1.html>, 2017-01-08.
- [9] 国家太阳能光热联盟. 深圳金钒阿克塞 50 MW 光热槽式热发电示范项目预计 2018 年 6 月 30 日投运 [EB/OL]. <http://www.Nafste.org/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=9&id=1932>, 2017-01-10.
- [10] 赵慧芝. 全球首个高温熔盐槽式光热发电示范项目并网发电 [EB/OL]. http://www.crd.net.cn/201610/17/content_22517797.htm, 2016-10-17.
- [11] 李献偶, 李勇, 王如竹. 槽式太阳能热发电在浑善达克沙地的应用可行性分析[J]. *太阳能学报*, 2012, 33(1): 93—97.
- [11] Li Xian'ou, Li Yong, Wang Ruzhu. Feasibility analysis of parabolic trough solar electric generation in Hun Shan Da Ke sands [J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2012, 33(1): 93—97.
- [12] 赵明智, 张晓明, 宋士金, 等. 槽式太阳能热发电系统太阳倍数和蓄热时长的选取方法研究[J]. *太阳能*, 2015, (6): 50—54.
- [12] Zhao Mingzhi, Zhang Xiaoming, Song Shijin, et al. Study on the optimization of solar multiple and of hours of TES on trough-based solar system [J]. *Solar Energy*, 2015, (6): 50—54.
- [13] 吕博夫, 吴玉庭, 熊亚选, 等. 熔盐槽式太阳能热发电站的模拟与优化 [A]. 首届中国太阳能热发电大会 [C], 中国, 敦煌, 2015.
- [13] Lyu Bofu, Wu Yuting, Xiong Yaxuan, et al. Simulation and optimization of molten salt trough solar thermal power plants [A]. *The First Session of China Solar Thermal Power Generation Conference* [C], Dunhuang, China, 2015.
- [14] 刘鉴民. 太阳能热动力发电技术 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2012.
- [14] Liu Jianmin. *Solar thermal power technology* [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2012.
- [15] 刘鉴民. 太阳能利用: 原理·技术·工程 [M]. 北京: 电子工业出版社, 2010.
- [15] Liu Jianmin. *Solar energy utilization: Principles, technologies and engineering* [M]. Beijing: Electronic Industry Press, 2010.
- [16] 王志峰. 太阳能热发电站设计 [M]. 北京: 化学工业出版社, 2012.
- [16] Wang Zhifeng. *Design of solar thermal power station* [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2012.
- [17] Burkholder F, Kutscher C. Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver [R]. Technical report NREL/TP-550-45633, 2009.
- [18] Wagner M J, Gilman P. Technical manual for the SAM physical trough model [R]. Office of Scientific & Technical Information Technical Reports, 2011.
- [19] 左远志, 丁静, 杨晓西. 蓄热技术在聚焦式太阳能热发电系统中的应用现状 [J]. *化工进展*, 2006, 25(9): 996—997.
- [19] Zuo Yuanzhi, Ding Jing, Yang Xiaoxi. Current status of thermal energy storage technologies used for concentrating solar power systems [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2006, 25(9): 996—997.

SIMULATION AND OPTIMIZATION OF PARABOLIC TROUGH SOLAR POWER PLANTS

Wang Huifu, Wu Yuting, Zhang Xiaoming, Lyu Bofu, Ma Rui, Ma Chongfang

(Key Laboratory of Enhanced Heat Transfer and Energy Conservation, Ministry of Education and Key Laboratory of Heat Transfer and Energy Conversion, Beijing Municipality, Beijing University of Technology, Beijing 100124, China)

Abstract: Parabolic trough solar power plants constructed in four different Chinese areas were simulated by SAM, in which the solar power plant constructed in Lhasa is the best of all power plants under the parameters of the trough solar system set in this paper. So 80 MW parabolic trough solar power plants with different heat transfer and heat storage fluids in Lhasa was chosen for simulation. Considering the high efficient use of the device, the annual generating capacity, annual power generation efficiency and *LCOE* of the solar power plants were calculated by the calculation of the different solar power plants model, respectively. The optimal solar multiples and storage time were obtained. The annual generating capacity and solar field thermal efficiency etc. of oil-solar salt solar power plant with different storage dispatch control strategies and outlet temperatures of HTF were also simulated and calculated. The results of the comparison and analysis showed that the parabolic trough solar power plant which used the Hts molten salt as heat transfer and heat storage fluid has best properties.

Keywords: solar power plants; molten salts; numerical simulation; SAM; power generation efficiency