

DOI:10.3969/j.issn.1674-1951.2019.12.007

# 燃气分布式能源站余热深度利用技术方案研究

Technical schemes for waste heat deep utilization in gas distributed energy stations

刁培滨<sup>1</sup>,徐静静<sup>1,2</sup>,余莉<sup>1,2</sup>,江婷<sup>1,2</sup>,刘广宇<sup>2</sup>,胡永锋<sup>2</sup>  
DIAO Peibin<sup>1</sup>,XU Jingjing<sup>1,2</sup>,YU Li<sup>1,2</sup>,JIANG Ting<sup>1,2</sup>,  
LIU Guangyu<sup>2</sup>,HU Yongfeng<sup>2</sup>

(1. 中国华电科工集团有限公司,北京 100070; 2. 华电分布式能源工程技术有限公司,北京 100070)

(1. China Huadian Engineering Company Limited, Beijing 100070, China; 2. Huadian Distributed Energy Engineering Company Limited, Beijing 100070, China)

**摘要:**为提高燃气分布式能源系统的余热利用率,结合某分布式能源项目的设计案例,从烟气余热深度利用设备的选型、运行模式、投资及运行经济性等角度进行分析,提出了余热深度利用系统的配置方案。分析了在不同负荷工况下系统的工艺流程及运行模式,对技术方案进行了详细介绍,并与常规技术方案进行了经济性对比。在项目有充足且较为稳定的热负荷需求时,选用合理的余热深度利用方案,具有良好的经济性。

**关键词:**分布式能源;余热深度利用;吸收式热泵;经济性;工程应用

**中图分类号:**TK 115 **文献标志码:**A **文章编号:**1674-1951(2019)12-0037-04

**Abstract:**To increase the utilization rate of gas distributed energy stations,taking the design of a distributed energy project as an example, analysis was made from equipment selection, operation mode, investment and operation economy, and a waste heat deep utilization scheme was proposed. The technical scheme was introduced from the technological process and operation modes under different load conditions in detail, and its economy was compared with conventional technical schemes. If there is sufficient and stable heating demand, distributed energy project can be economic within a reasonable waste heat deep utilization scheme.

**Keywords:**distributed energy;deep utilization of waste heat;absorption heat pump;economy;engineering application

## 0 引言

自国家“十三五”规划纲要提出以来,节能减排工作一直是能源行业的要点。在能源问题成为经济社会发展瓶颈时,提高能源的利用率、回收低品位烟气中的余热,已成为我国节能减排战略中最具潜力的研究方向。近年来,我国政府大力鼓励发展分布式能源发电技术。与传统电厂相比,燃气分布式能源机组容量较小、靠近用户端,以满足建筑或区域用能为主,常建设在城市核心区域或经济较发达的开发区(如商业、医院、机场、各种产业园区等)。燃气分布式能源站通过能量的梯级利用,即提高余热的利用率,来提升天然气的利用效率,但目前燃气分布式能源系统中低温烟气余热的利用情况远低于理

论值。

本文结合某项目设计案例,从不同负荷工况、设备选型、投资及运行经济性等角度,对烟气余热深度利用的设计原则及方案进行了探索。

## 1 项目概况

某分布式能源项目位于国内北方某产业园区,主要用于满足园区生产及生活配套建筑的冷、热、生活热水及部分用电需求,供能范围包括数据中心、办公区、会展中心、医药研发部、公寓等。项目主机设计容量为40 MW级:配置为1台30 MW级燃气轮机、1台卧式双压余热锅炉、1台抽凝式汽轮机,采用“一拖一”的配置方案;调峰采用2台蒸汽流量为15.00 t/h的燃气锅炉。

在冬季,项目为附近办公区提供采暖热水和生活热水,采暖供/回水设计温度为105/45℃;平均负荷工况下的采暖热负荷为25.72 MW,所需采暖循环

水量为 366.49 t/h;最大负荷工况下的采暖热负荷为 41.56 MW,所需采暖循环水量为 592.20 t/h。生活热水热交换器一次侧热源水的供/回水设计温度为 75/45 ℃;生活热水平均负荷为 1.62 MW,所需一次侧热源水量为 46.50 t/h;生活热水最大负荷为 2.06 MW,所需一次侧热源水量为 59.13 t/h。

## 2 方案分析

常规的烟气余热利用技术基本局限在烟气的显热段,以期避免换热器发生露点腐蚀。而烟气余热深度利用技术则突破了这一点,将烟气温度降低至露点温度以下,使烟气中水分冷凝并释放出潜热,进一步显著提升了烟气余热回收效率。尤其是对于以天然气为燃料的机组,其烟气含水量大,水蒸气中潜热量高且腐蚀性低。目前强化传热和防止露点腐蚀方面的技术已到达应用阶段,因此,以天然气为燃料的分布式能源系统可集成烟气余热深度利用技术,进一步提升系统的制热效率<sup>[1-2]</sup>。

### 2.1 配置原则

燃气分布式能源项目的烟气余热深度利用工艺需综合考虑发电机组的种类、热效率、余热品质等参数<sup>[3-5]</sup>。根据项目情况及燃气发电机组的余热利用特点,本文主要针对余热锅炉尾部烟气及主机循环水低品位热量的深度利用方案进行研究。

方案拟采用蒸汽型吸收式热泵(以下简称吸收式热泵)来加热热网循环水<sup>[6]</sup>。在热泵入口热网循环水水温为 45.0 ℃的情况下,吸收式热泵可提取余热锅炉排烟和主机循环水中低品质的热,将热网循环水加热至 75.0~77.0 ℃(余热锅炉排烟可利用的余热数据见表 1)。方案中为了不再增加热网投资并充分利用余热锅炉的排烟热量,拟采用分级加热的方式对热网循环水进行加热:热网循环水的一级加热在烟气余热深度利用设备和循环水余热深度利用设备内完成,热网循环水由 45.0 ℃加热至 75.0 ℃;热网循环水的二级加热在余热锅炉尾部的水-水换热器和汽水热网换热器内完成,热网循环水由 75.0 ℃加热至 105.0 ℃。

从表 1 中可以看出,在排烟温度从 68.4 ℃降至 35.0 ℃的过程中,湿烟气由未饱和湿烟气变为饱和湿烟气,并析出液态水 0.943 kg/s,同时释放出该部分水的汽化潜热 2 281.286 kW。因此经过烟气余热深度利用后,烟气可提取总热量约为 5 729.568 kW。

### 2.2 工艺流程及运行模式分析

#### 2.2.1 平均热负荷工况

(1)热网循环水一级加热系统。热网循环水一级加热系统由并联设置的余热锅炉排烟余热深度利

表 1 余热锅炉排烟可利用余热量

		项目	数值
余热 锅炉		排烟温度/℃	68.4
		排烟湿烟气比热/[kJ·(m <sup>3</sup> ·℃) <sup>-1</sup> ]	1.3253
		排烟湿烟气量(标态)/(m <sup>3</sup> ·s <sup>-1</sup> )	81.441
		排烟热量/kW	7 382.394
烟气余 热深度 利用装 置后		排烟中水蒸气量/(kg·s <sup>-1</sup> )	4.476
		湿烟气温度/℃	35.0
		湿烟气比热/[kJ·(m <sup>3</sup> ·℃) <sup>-1</sup> ]	1.2930
		湿烟气量(标态)/(m <sup>3</sup> ·s <sup>-1</sup> )	80.2667
		湿烟气热量/kW	3 632.556
		烟气中水蒸气量/(kg·s <sup>-1</sup> )	3.532

注:余热深度利用装置设计提取余热量考虑 3% 裕量。

用装置和主机循环水余热深度利用装置共同组成。在平均采暖热负荷和平均生活热水负荷工况下,投运余热锅炉排烟余热深度利用装置即可满足热网循环水一级加热的要求。项目共设置 2 台串联的吸收式热泵,并相应设置 2 台串联布置的烟气热水换热器。一级吸收式热泵产出 12.0 ℃的低温水送至二级烟气热水换热器,低温水被烟气加热后温度升至 20.0 ℃,并返回一级吸收式热泵;一级吸收式热泵利用余热锅炉低压蒸汽和汽轮机抽汽将热网循环水的水温由 45.0 ℃加热至 60.0 ℃;二级吸收式热泵制出 24.0 ℃的低温水送至一级烟气热水换热器,低温水被烟气加热水温升至 32.0 ℃,并返回二级吸收式热泵;二级吸收式热泵的主热源也来自余热锅炉低压蒸汽和汽轮机抽汽,热网循环水的水温由 60.0 ℃加热至 75.0 ℃。两级烟气余热深度利用装置传递给热网循环水的热量总计 14.37 MW,烟气余热深度利用装置的具体技术数据见表 2。

表 2 烟气余热深度利用吸收式热泵参数

项目	一级吸收	
	式热泵	式热泵
热网循环水量/(t·h <sup>-1</sup> )	412.99	412.99
热网循环水进水温度/℃	45.0	60.0
热网循环水出水温度/℃	60.0	75.0
从烟气中提取热量/kW	2 864.500	2 864.500
热泵所需加热蒸汽热量/kW	4 313.130	4 325.150
热泵加热热网循环水热量/kW	7 177.630	7 189.650
热泵所需蒸汽压力(表压)/MPa	0.4	0.4
热泵所需蒸汽温度/℃	190.0	190.0
热泵疏水温度/℃	95.0	95.0

续表

项目	一级吸收式热泵	二级吸收式热泵
热泵所需蒸汽量/(t·h <sup>-1</sup> )	6.71	6.73
制热能效比(COP 值)	1.66	1.66
烟气-水热交换器烟气侧总阻力/Pa	600	
减少的燃机发电出力/kW	83.000	

(2)热网循环水二级加热系统。为了将热网循环水从 75.0℃ 加热至 105.0℃,二级加热系统并联设置 1 台余热锅炉尾部水-水换热器和 3 台并联设置的汽水热网加热器。其中,水-水换热器的一次侧热源水来自余热锅炉省煤器内的给水,一次侧热源水回水送至余热锅炉省煤器进口;汽水热网加热器的热源来自余热锅炉低压蒸汽和汽轮机抽汽。在平均采暖热负荷工况,需投运 1 台汽水热网加热器,该工况下的余热锅炉尾部水-水换热器和汽水热网加热器的技术参数详见表 3—4。

表 3 余热锅炉尾部水-水换热器技术数据

Tab.3 Technical parameters of water-water heat exchanger at the end of waste heat boiler

项目	数据
换热器型式	管壳式
设备台数	1
二次侧热网循环水量/(t·h <sup>-1</sup> )	84
二次侧热网循环水进水温度/℃	75.0
二次侧热网循环水出水温度/℃	105.0
额定换热量/MW	2.94

表 4 平均热负荷工况下汽水热网加热器技术数据

Tab.4 Technical parameters of heaters for steam and water heating network under maximum heating load

项目	数据
换热器型式	管壳式
设备台数	3
运行台数	1
加热蒸汽压力(绝对压力)/MPa	0.4
加热蒸汽温度/℃	190.0
加热蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	14.90
二次侧热网循环水量/(t·h <sup>-1</sup> )	282.49
二次侧热网循环水进水温度/℃	75.0
二次侧热网循环水出水温度/℃	105.0
额定换热量/MW	10.03

### 2.2.2 最大热负荷工况

(1)热网循环水一级加热系统。在最大采暖热负荷和最大生活热水负荷工况下,余热锅炉排烟余热深度利用装置和主机循环水余热利用装置须投运

以共同满足热网循环水一级加热的要求。余热锅炉排烟余热深度利用装置的运行工况与平均采暖负荷工况相同。

在最大热负荷工况下,吸收式热泵低温热源来自汽轮机凝汽器出口的主机循环水,水温为 32.0℃;一部分主机循环水被引至吸收式热泵,经过换热后降温至 24.0℃,吸收式热泵出口的主机循环水送至循环水泵入口母管;没有进入吸收式热泵的主机循环水仍进入冷却塔冷却。该吸收式热泵加热汽源仍来自余热锅炉低压蒸汽和汽轮机抽汽。热网循环水的水温由 45.0℃ 加热至 75.0℃,烟气余热深度利用装置和主机循环水余热深度利用装置传递给热网循环水的热量总计 22.68 MW。主机循环水余热深度利用技术的数据见表 5。

表 5 主机循环水余热深度利用技术的数据

Tab.5 Parameters of main engine circulating water waste heat deep utilization technology

项目	数据
热网循环水量/(t·h <sup>-1</sup> )	238.24
热网循环水进水温度/℃	45.0
热网循环水出水温度/℃	75.0
主机循环水进水温度/℃	32.0
主机循环水出水温度/℃	24.0
进入热泵的主机循环水量/(t·h <sup>-1</sup> )	368.00
从主机循环水中提取热量/kW	3422.050
热泵所需加热蒸汽热量/kW	4888.360
热泵加热热网循环水热量/kW	8310.410
热泵所需蒸汽压力(表压)/MPa	0.4
热泵所需蒸汽温度/℃	190.0
热泵疏水温度/℃	95.0
热泵所需蒸汽量/(t·h <sup>-1</sup> )	7.45
COP 值	1.70

(2)热网循环水二级加热系统。在最大热负荷工况下,余热锅炉尾部水-水换热器运行工况与采暖平均负荷工况相同。为了将热网循环水从 75.0℃ 加热至 105.0℃,汽水热网加热器需投运 2 台,单台热网加热器负荷为 9.00 MW,详细技术数据见表 6。

表 6 最大热负荷工况下汽水热网加热器技术数据

Tab.6 Technical parameters of heaters for steam and water heating network under maximum heating load

项目	数据
换热器型式	管壳式
设备台数	3
额定换热量/MW	10.03
运行台数	2
加热蒸汽压力/MPa	0.4

续表

项目	数据
加热蒸汽温度/°C	190.0
加热蒸汽流量/(t·h <sup>-1</sup> )	13.37
二次侧热网循环水量(单台加热器)/(t·h <sup>-1</sup> )	254.10
二次侧热网循环水进水温度(单台加热器)/°C	75.0
二次侧热网循环水出水温度(单台加热器)/°C	105.0
换热量(单台加热器)/MW	9

当采暖季燃气轮机或余热锅炉故障造成余热锅炉停运时,需停运烟气余热深度利用系统,投运主机循环水余热深度利用系统并同时投运 3 台汽水热网加热器,供热负荷为 38.400 MW,可满足 88% 的最大采暖热负荷和最大生活热水热负荷的需求。

### 3 投资及经济性分析

与常规技术方案相比,采用烟气排烟余热深度利用系统和循环水余热深度利用系统后,一方面回收了余热锅炉尾部烟气和主机循环水中的低品位热量,提高了系统热效率,另一方面提高了机组在采暖季的供热能力<sup>[7]</sup>。本文以常规技术方案为基准,对采用余热深度利用技术后的项目初投资和运行费用进行了综合对比分析见表 7,表 7 中:设备费用包含余热利用设备、冷却塔、水泵、换热器及管道等设备费和安装费;吸收式热泵在供冷季可同时作为制冷机组使用,该费用扣除了常规方案中制冷站该部分制冷设备的费用;土建费用为制冷站增大而增加的费用。

表 7 优化方案的初投资和运行收益分析

Tab.7 Initial investment and operation expenses of the optimized scheme

项目	金额/万元	
初投资	设备费用	1800.00
	土建费用	200.00
运行收益	年回收余热价值	274.51
	燃机发电量减少	-7.51
	汽机发电量增加	98.83
合计	365.83	

由表 7 可以看出,项目采用烟气余热深度利用系统和主机循环水余热深度利用系统后,在平均采暖负荷工况下可提取余热 5 729.000 kW,按照冬季采暖小时数 1 331 计算(采暖季按每年 11 月 15 日至来年 3 月 15 日,每天运行时段为 07:00 —

18:00),每年预计回收余热 27 451 GJ。按热价 100 元/GJ 计算,每年预计回收余热价值为 274.51 万元。烟道中增设的烟气余热深度利用热交换器增加了烟气阻力 600 Pa,造成燃气轮机出力降低 83.000 kW,年发电量因此减少  $11.05 \times 10^4$  kW·h,按上网电价 0.68 元/(kW·h)计算,年损失发电量价值为 7.51 万元。由于部分热负荷来自排烟和主机循环水的余热,因此减少汽轮机抽汽量 8.40 t/h,汽轮机出力因此增加 1 092.000 kW,年发电量因此增加  $145.35 \times 10^4$  kW·h。按上网电价 0.68 元/(kW·h)计算,年增发发电量价值 98.83 万元。综上所述,采用烟气余热深度利用系统后,每年预计新增收益 365.83 万元。余热锅炉烟气余热利用系统和主机循环水余热深度利用系统的总投资与常规方案相比新增投资约 2 000.00 万元,按折现率 8% 计算,预计 7~8 年可收回成本。

综上所述,该项目采用余热锅炉烟气余热深度利用系统和主机循环水余热深度利用系统后,可较大提高机组的供热能力,同时具有较好的经济性。

### 4 结论及建议

本文通过研究分析烟气余热深度利用技术途径和机理,结合某个燃气分布式能源项目工程的典型案例,在原有的主机装机方案基础上,提出了余热深度利用系统方案配置原则,分析了不同负荷工况下的工艺流程和运行模式,对技术方案进行了详细介绍,同时与常规技术方案进行了经济性分析对比。从项目投资及运行经济性等角度对采用烟气余热深度利用技术的设计原则及方案进行了初步探索,可为其他项目提供参考。

在项目有充足且较为稳定的热负荷需求的情况下,燃气分布式能源项目适合采用烟气余热深度利用系统,结合能源站对机组运行经济性能的要求,选用合理的配置方案,项目将具有良好的经济性。另外,将烟气温度降至水露点以下,使烟气中的水蒸气凝结、分离,可弱化烟气排放到大气中产生的白雾现象,具有较好的节能环保效益<sup>[8]</sup>。

### 参考文献:

- [1]王加龙.基于内燃机余热梯级利用的冷热电联供系统特性及优化运行研究[D].上海:上海交通大学,2015.
- [2]吴华新.低位烟气余热深度回收利用状况述评[J].热能动力工程,2012,27(3):271-275.
- [3]王欣.燃气电厂深度余热回收利用分析[J].华电技术,2018,40(12):78-80.

由表 4 可见,机组配重后,满负荷时 6X,7X 的振幅由 143,138  $\mu\text{m}$  降低至 73,56  $\mu\text{m}$ ,其他各测点振幅均小于 75  $\mu\text{m}$ 。

## 5 结论

(1) 机组首次开机冲转过程中,在转速为 340 r/min 时, #6, #7 轴承轴振超过允许值的主要原因为发电机副临界转速下发生 2 倍频共振。发电机副临界共振对机组危害较小,可以通过提高转速的避开 2 倍频共振区。

(2) 机组 700 MW 负荷时 #6, #7 轴承轴振突跳,经分析发现振动突跳为虚假值,而非轴系真实振动,原因为转轴与接地碳刷接触不良导致转轴磁化。调整转轴与接触碳刷接触后,振动恢复正常。

(3) 当发电机转子发生可逆热弯曲时,可以通过热平衡方法降低发电机转子带负荷过程中的振幅,参考机组以往加重影响系数,通过对发电机转子两侧联轴器加重可以有效地平衡发电机转子三阶不平衡量。

## 参考文献:

- [1] 杨建刚. 旋转机械振动分析与工程应用[M]. 北京:中国电力出版社,2007.
- [2] 蒋小峰,钮志峰. 390H 型发电机轴电流异常情况分析处理[J]. 华电技术,2019,41(4):73-75.
- [3] 施维新. 汽轮发电机组振动及事故[M]. 北京:中国电力出版社,2008.
- [4] 张学延. 汽轮发电机组振动诊断[M]. 北京:中国电力出版社,2008.

(上接第 40 页)

- [4] 江婷,徐静静,马琴,等. 分布式能源系统低温烟气余热利用经济性分析[J]. 华电技术,2019,41(5):51-54.
- [5] 王铁山. 热电厂吸收式热泵回收循环水余热供热技术及应用[J]. 华电技术,2017(8):24-25,28.
- [6] 张志刚,王树国,曾荣鹏. 吸收式热泵回收电厂循环水余热分析[J]. 华电技术,2016,38(4):45-47,50.
- [7] 陈靖,江婷,徐静静,等. 天然气冷热电蒸汽联产系统经济性分析[J]. 华电技术,2018,40(11):72-75,84.
- [8] 郭静娟. 燃煤电站烟囱排放有色烟羽现象研究[J]. 华电技术,2017(1):78-79,85.

(本文责编:陆华)

- [5] 寇胜利. 汽轮发电机组的振动及现场平衡[M]. 北京:中国电力出版社,2007.
- [6] 郭玉杰,刘少恒,抄勇,等. 两台 630 MW 机组调试期间振动分析与处理[J]. 汽轮机技术,2014,56(1):47-49.
- [7] 张学延,张卫军,葛祥,等. 西门子技术 1000 MW 超超临界机组轴系振动问题[J]. 中国电力,2012,45(5):67-72.
- [8] 王延博,林伟良,杨青. 1000 MW 发电机转子三阶振型的现场非正交平衡[J]. 汽轮机技术,2012,54(4):311-312.
- [9] 李洁,杨建刚. 发电机转子同向振动分析与诊断[J]. 汽轮机技术,2012,54(3):231-233.
- [10] 王博磊,曹伟,牟法海,等. 热电联产汽轮发电机组振动异常原因分析与处理[J]. 华电技术,2018,40(8):42-43,46.
- [11] 曹景芳,吴昌浩,李梦林. 立式凝结水泵电机振动大的原因分析与处理[J]. 华电技术,2017,39(7):54-56.
- [12] 曹景芳. 1000 MW 机组一次风机电机振动增大原因分析与处理[J]. 华电技术,2017,39(3):36-38,41.
- [13] 司派友. 工作转速下汽轮机发电机转子同相振动故障分析[J]. 华北电力技术,2006(3):31-33.
- [14] 寇胜利. 发电机的现场平衡[J]. 大电机技术,2006(1):14-22.
- [15] 陈浩,徐军锋. 600 MW 超临界机组配汽特性对轴系振动的影响[J]. 华电技术,2019,41(9):29-32.

(本文责编:陆华)

## 作者简介:

冯坤(1984—),男,吉林农安人,工程师,从事汽轮机技术监督方面的工作(E-mail:63987656@qq.com)。

## 作者简介:

刁培滨(1970—),男,山东牟平人,高级经济师,博士,从事项目开发、管理等方面的工作(E-mail:diaopb@chec.com.cn)。

徐静静(1986—),女,山东临沂人,高级工程师,工学硕士,从事燃气分布式能源系统的设计及研发工作(E-mail:xu-jj@chec.com.cn)。

江婷(1991—),女,安徽霍山人,工程师,经济师,工学硕士,从事天然气分布式能源系统集成优化工作(E-mail:jiangt@chec.com.cn)。

余莉(1971—),女,安徽阜阳人,正高级工程师,从事天然气分布式能源设计工作(E-mail:yul@chec.com.cn)。