

天然气冷热电联供系统在区域能源站的应用

□ 北京市燃气集团有限责任公司 (100035) 李持佳

□ 北京优奈特燃气工程技术有限公司 (100052) 高峻 邵敏 王逊

摘 要: 本文以某园区的分布式供能系统为研究对象, 分析不同配置方案和运行策略对能源站的技术、经济指标的影响, 得到分布式供能系统的设计和运行方案。并与常规分产分供方案进行技术、经济对比, 揭示冷热电联供节能减排效益。

关 键 词: 冷热电联供 装机容量 运行优化

区域能源系统 (DHC) 由能源站、传输管网、子站、用户组成。虽然区域能源站设计具有多样性的特点, 但大多数都包括天然气冷热电联供系统 (CCHP) [1]。CCHP与电压缩制冷机/热泵、燃气锅炉等调峰设备构成区域能源站, 并利用区域内的可再生能源和低品位能源, 为多地块、多用户就近提供冷、热、电多种负荷, 可实现75%~80%的综合能源利用效率, 已经成为全球区域供能和天然气利用的首选技术之一。目前欧洲的区域供热可满足整个热需求的10%以上, 在哥本哈根、赫尔辛基等城市, 甚至占到90%以上[2]。区域供冷尽管目前只占冷量需求的2%[3], 但发展非常迅速。近年来, 我国区域能源系统也迅速发展, 已建成广州大学城区域供能、上海虹桥商务核心区、珠海横琴岛、天津中新生态城等大型DHC项目。

能源站是区域能源的核心。为了更好的实现能源需求和供应匹配, 天然气冷热电联供系统的设备选型、容量和运行策略需要根据项目建设条件、负荷需求和当地能源政策制定。

1 供能方案设计

1.1 负荷需求

该项目建筑业态以办公建筑为主。供能面积为

0.27km²。夏季需制冷, 冬季需制热, 无生活热水负荷。采暖季共计90天, 制冷季共计153天。

1.2 主机类型确定

内燃机的发电效率和部分负荷效率均优于燃气轮机、单位kW造价低 (适合本项目的6MW以下的燃气内燃发电机组的造价为3 600元/kW~5 000元/kW, 燃气轮机为6 000元/kW~8 000元/kW), 且用气压力低, 占地少。虽然燃气内燃发电机组的NO_x排放较燃气轮机组高, 但仍然在《天然气冷热电三联供工程技术规程》的允许范围内。内燃发电机组的噪音和振动虽比燃气轮机发电机组大, 但可以通过在设计中采取消音隔噪措施解决。因此本项目采用内燃机作为主机。

1.3 冷热电联供系统流程

图1为冷热电联供系统, 由内燃机、吸收式冷水机组、电压缩制冷机、燃气热水锅炉等设备构成。燃气内燃机发电供机房内用电和建筑内基本电力负荷用户电力需求, 并利用内燃机排烟余热 (400℃以上) 和缸套水余热 (90℃以上) 驱动吸收式冷热水机组, 发电机组与冷热水机组直接连接。夏季, 内燃机发电做功后排烟进入溴化锂吸收式冷热水机组的高温发生器制冷, 烟气降至170℃排入环境。内燃机的缸套水进入制冷机的低温发生器制冷, 冷却后返回内燃机冷却缸体, 余热不足时进行补燃制冷, 夏季冷负

荷高峰时,启动电制冷机制冷调峰;冬季,内燃机排烟进入溴化锂吸收式冷热水机组的高温发生器制热,烟气降至145℃排入环境,该部分余热还可以通过烟气复合换热器回收,进而将排烟降至40℃以回收潜热。余热不足进行补燃,热负荷高峰时开启燃气热水锅炉。

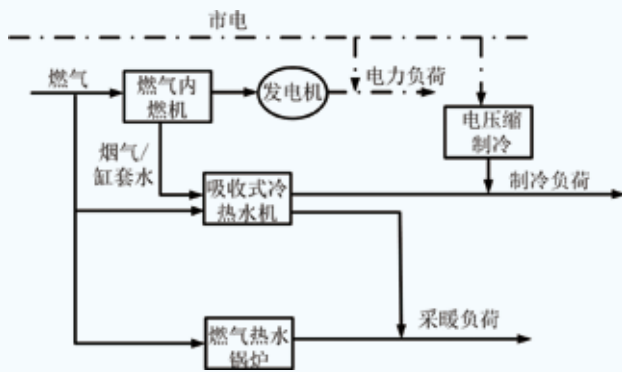


图1 冷热电联供系统流程

1.4 主机容量优化

主机容量需根据项目的全年的冷、热、电负荷确定^[4],其选取直接影响到项目的综合能量利用率、初投资和运行费用等经济指标。为提高联供系统的经济性,需要提高发电机组的年利用小时数。因此发电机组容量不能选的太大,太大则初投资高,设备利用率低,其容量也不能选的太小,太小则不能充分发挥三联供优势。本项目采取并网不上网的运行模式,因此发电机组容量选择需要考虑低谷电力负荷容量,此时尽管冷热负荷高,但由于不能上网,发电机只能按照电力低谷负荷运行。

本文对3种主机容量的设计方案进行了技术经济比较。各设备装机容量方案见表1。各方案能耗比较结果见表2,经济指标比较结果见表3。根据比较结果,

最终确定方案1。该方案发电机组总容量为3 100kW。尽管冷热电负荷在波动,仍然可以保证发电机组有较长的运行时间,发电机组的年利用小时数在3 930h。

1.5 蓄冷对供能经济性分析

如果采用水蓄冷系统,发电机组夏季所发电力主

表2 方案能耗比较表

方案	1	2	3
发电机组年利用小时数, h	2 560	3 578	2 358
发电量, 10 ⁴ kWh/a	793.57	559.43	919.34
供热量, 10 ⁴ GJ/a	3.95	3.95	3.95
内燃机余热供热量所占比例, %	41.01	30.13	43.54
供冷量, 10 ⁴ GJ/a	9.69	9.69	9.69
内燃机余热供冷量所占比例, %	57.47	40.76	61.52
耗电量, 10 ⁴ kWh/a	685.59	716.88	687.89
耗气量, 10 ⁴ Nm ³ /a	309.63	258.31	330.43
综合能源利用率, %	82.0	80.9	83.2

表3 方案经济指标比较

指标名称	1 550kW × 2	1 085kW × 2	1 950kW × 2
装机容量, kW	3 100	2 170	3 900
售电量, 10 ⁴ kWh/a	227.69	155.1	257.17
售热量, 10 ⁴ GJ/a	3.95	3.95	3.95
售冷量, 10 ⁴ GJ/a	9.69	9.69	9.69
项目总投资, 10 ⁴ ¥	11 860.03	11 544.52	12 946.69
总成本费用, 10 ⁴ ¥/a	2 190.72	2 175.1	2 285.54
财务内部收益率, %	7.31	7.04	6.07
净现值 (i=7%), 10 ⁴ ¥	197.70	21.69	-647.34
投资回收期, a	10.64	10.83	11.73

表1 设备装机容量比较表

方案	1	2	3
发电机组装机	1 550kW × 2	1 085kW × 2	1 950kW × 2
余热直燃机装机	(供热量2 650kW 制冷量1 845kW) × 2	(供热量1 902kW 制冷量1 308kW) × 2	(供热量3 185 kW, 制冷量2 103kW) × 2
燃气锅炉	4.2MW × 1 5.6MW × 1	5.6MW × 2	4.2MW × 2
电制冷机	2 100RT (7 384kW) × 3 700RT (2 461kW) × 1	2 300RT (8 087kW) × 3 600RT (2 110 kW) × 1	2 100RT (7 384kW) × 3 550RT (1 934kW) × 1

要供能源中心电制冷系统制冷水，白天再释放冷，电制冷容量可减少5 800kW，相应投资费用减少345万元，但需要增设2个500m³的冷水储罐（初投资费用1 000万元），因此系统总投资费用仍增加652万元。此外增设蓄冷罐后，释冷和供冷水泵都需运行，运行成本也增加，对改善项目经济性作用不大，且目前该园区内无蓄冷罐设置位置，因此暂未考虑蓄冷设备。

2 系统运行方式

2.1 冬夏季工况

因为无峰谷电价，发电机组在采暖和制冷季全天运行时，根据负荷大小开启发电机组设备台数，但单台发电机组负荷在50%以下时，发电机组停运。

夏季，三联供系统年利用小时数为1 710h。白天负荷高时运行，由于承担的是基本负荷，因此发电机组基本处于满发状态；在冷负荷高峰时，三联供能源站所发电量全部用于能源站自用电，不足部分由市电补充。发电机余热可提供3.69MW的冷负荷，占冷负荷装机容量的13%，余热供冷量2.27万GJ，占全年供冷量的23.4%。

冬季，三联供系统年利用小时数为850h，白天负荷高时运行，由于承担基本负荷，因此发电机组基本处于满发状态。在热负荷高峰时，三联供能源站自耗电为15.8%，除机房自用外，发电机组所发的3 100kW的电力还可外供一部分供大楼用电。发电机余热可以提供5.3MW的热负荷，占热负荷装机容量的35.1%，余

热供热1.62万GJ，占全年供热量的41%。

2.2 过渡季工况

本项目过渡季共4个月，没有冷热负荷需求。如考虑其中3个月发电机组运行，1个月检修，每天按运行10h计算，则发电机组满负荷运行小时数由2 560h上升为3 480h通过对冬夏运行和冬夏+过渡季运行工况的系统产能、耗能、投资、运行费用等进行对比得到，两种工况项目初投资一样，过渡季运行将较过渡季不运行的工况多发电54%，但购气量也增加21%。虽然营业收入增加，但运行费用增加，导致净利润下降8.3%，内部收益率下降1.67%，投资回收期延长1.2%。可见在相同的边界条件下，过渡季节运行尽管增加了机组年利用小时数和发电量，但并没有改善项目的经济性，因此过渡季节发电机组不运行。

3 联供系统节能减排效果分析

以天然气能源站年供能量为基础，与常规分供方案进行耗能比较。常规分供方案为：市电（常规燃煤发电）+电制冷机组+天然气锅炉供热。天然气热值取33.49MJ/Nm³。电制冷机的COP以5计算。对常规燃煤电站，该区域平均供电标煤耗按324g/kWh考虑。由于采用并网不上网的方式，联供方案的电负荷相当于由联供系统自身提供，因此按煤耗122.9g/kWh考虑。表4为联供与常规分供系统的能耗比较。可见，较常规分供方案，供应相同数量的电、热、冷，联供方案可节约标煤24%。

表4 联供系统与常规分供系统能耗比较

	常规分供方案	分布式联供方案
发电量，10 ⁴ kWh/a	793.57	793.57
供热量，10 ⁴ GJ/a	3.95	3.95
供冷量，10 ⁴ GJ/a	9.69	9.69
发电耗煤量，tce	2 547.37	
制冷耗电量，10 ⁴ kWh/a	541.3	
制冷耗电折合标煤量，tce	1 737.68	
耗天然气量，10 ⁴ Nm ³ /a		309.63
耗天然气量折合标煤量，tce		3 538.12
耗电量，10 ⁴ kWh/a		685.89
耗电折合标煤量，tce		842.96
合计，tce	5 781.12	4 389.47

doi:10.3969/j.issn.1671-5152.2016.12.002

大型工业用户在CNG供气模式下双撬(单支路)并联可行性试验分析

□ 汉中市天然气投资发展有限公司(723000) 刘伦 刘虢 王恒

摘 要: 本文以汉中地区为例,介绍大型工业用户在CNG供气模式下调压计量撬的设备及运行情况,在管道供气专线暂未投运前,调压计量撬(单支路)已无法满足其用气需要,为满足大型工业用户用气突然大幅度提升的用气需求,进行了CNG供气模式下双撬(单支路)并联供气的可行性试验,总结和分析出设备一些运行工艺经验。

关 键 词: 工业用户 CNG供气 双撬并联 可行性

1 前言

压缩天然气(Compressed Natural Gas,简称CNG)是将常温常压下的天然气压缩到20MPa~25MPa后

得到的高压天然气,其体积为常温常压下气态的1/200~1/250^[1]。由于CNG体积小、储存效率高和运输方便,现已作为民用、工业、城市燃气调峰和汽车燃料被广泛利用。

对联供系统与常规分供系统的排放也进行了对比。根据国家发改委发布的《省级温室气体清单编制指南(试行)》,华东区域电网供电平均CO₂排放指数约为0.801kg/kWh,根据NREL(美国可再生能源实验室)有关数据,目前的火力发电厂SO₂和NO_x的排放指数约为0.006kg/kWh和0.0045kg/kWh。计算得到,项目建成后,预计每年可减排CO₂ 3 451.12t、SO₂ 25.85t、NO_x19.39t。

4 结论

通过对主机容量及系统配置、系统运行方式进行优化,提出了能源站的优化设计方案。能取得良好的经济效益、社会效益和环境效益,为天然气三联供系统的设计和应用提供了实例经验,供同行借鉴。

参考文献

- 1 COFELY District Energy Delivering Low Carbon Sustainable Energy Solutions. enquiries@cofely-gdfsuez.com, www.cofely.co.uk
- 2 David Andrews, Anna Krook Riekkola, Evangelos Tzimas, Joana Serpa, Johan Carlsson, Nico Pardo-Garcia, Ioulia Papaioannou. Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion. Report EUR 25289 EN.2012
- 3 District Heating and Cooling plus (DHC+) Technology Platform. District Heating Cooling. www.dhcplus.eu
- 4 杨勇,于秀艳.天然气分布式能源站系统集成设计的几个关键问题.华电技术,2014;36:4