

抽汽供热和低压缸零出力供热变工况特性

王红宇

天津华能杨柳青热电有限责任公司, 天津 300380;

Variable working condition of connected-tube extraction heating mode and zero-output heating mode of low-pressure cylinder

WANG Hongyu

Tianjin Huaneng Yangliuqing Thermal Power Co., Ltd. Tianjin 300380, China .

摘要: 掌握不同供热模式的电-热出力调节及耗煤变工况特性, 可为机组热电解耦技术改造及精细化管理提供技术依据。本文基于 EBSILON 软件建立的评估模型, 选取三种热电联产机组, 计算分析 2 种供热模式下的电-热出力调节及耗煤特性。结果表明: 300MW 等级热电联产机组采用低压缸零出力供热技术, 较中低压缸连通管抽汽供热模式最大供热工况的供热能力提升 15.75~22.24%, 电出力调节能力提升 14.6~24.2%; 采用中低压连通管抽汽供热模式, 供热负荷给定下标煤消耗量随电功率的线性增加速率约为 0.27~0.28(t/h)/MW, 电出力给定下机组标煤消耗量随供热量的线性增加速率约为 0.051~0.055 (t/h)/t/h; 与连通管抽汽供热模式最大供热工况相比, 相同供热负荷下 300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组采用低压缸零出力供热模式下的标煤消耗量分别降低了 13.2t/h、16.31t/h 和 22.84 t/h。建议热电联产机组以盈利值最高为目标, 进行供热运行节能、整体统筹。

关键词: 热电联产机组; 变工况特性; 供热能力; 电出力调节能力; 供热运行节能

ABSTRACT: Accurately acquiring the variable working conditions of unit, heat load and standard coal consumption of cogeneration unit can allow the unit to be carefully managed, minimize operating costs and maximize profits. Based on the EBSILON software, this study evaluation model for the power-heat-coal variable working conditions of cogeneration unit. For 3 typical 300MW cogeneration units using connected-tube extraction heating mode and zero-output heating mode of low-pressure cylinder, the relational characteristics of unit power-heat load-standard coal consumption are calculated and analyzed. The results show that for zero-output heating mode, the heating capacity is increased by 15.75~22.24%, and the unit power management adjustment ability 14.6~24.2% compared with communicating pipe extraction heat mode. The linear increase rate of standard coal consumption is about 0.27~0.28 (t/h)/MW with fixed heating load, and linear increase rate of unit coal consumption with heat supply is about 0.051~0.055 (t/h)/t/h with fixed unit power. Under the same heat load, the standard coal consumption of zero-output heating mode of low-pressure cylinder is about 13.2t/h, 16.31t/h and 22.84 t/h respectively lower than of the maximum heating condition of the connected-tube extraction heating mode. It is recommended that, the cogeneration unit should aim at the highest profits, and analyze the plant-level optimization of the cogeneration unit.

KEY WORD: □cogeneration unit; variable working condition; heating capacity; unit power management adjustment ability; plant-level optimization

截至 2017 年底, 全国全口径发电装机容量 17.8 亿 kW, 其中火电、水电、风电、太阳能、核电等分别占比 62.2%、19.2%、9.2%、7.3%、2.0。总发电装机较 2016 年增加 7.6%, 其中太阳能发电增幅最大, 为 68.7%, 依次分别为风电 (10.5%)、核电 (6.5%)、火电 (4.3%) 和水电 (2.7%)^[1]。新能源具有随机性、间歇性以及不确定等特点, 当占电网比重增加到一定程度后, 必然导致电网调峰困难, 加之传统煤电产能过

剩, 导致整体弃风率 (2017 年, 13.6%) 和弃光率 (2017 年, 7.6%) 居高不下。可再生能源发展迅猛以及冬季北方地区日益严重的大气污染问题, 促使火电机组的电网功能逐渐从主体向电力调节型转变, 但目前火电机组均存在调峰能力不足、负荷响应速度迟缓等问题^[2,3]。国家发改委、能源局等相继下发了多项政策, 要求必须从负荷侧、电源侧、电网侧多措并举, 充分挖掘现有系统调峰能力, 增加系统灵活性、适应性; “十

三五”期间，力争完成2.2亿千瓦火电机组灵活性改造，提升电力系统调节能力4600万kW。优先提升30万千瓦级燃煤机组的深度调峰能力；改造后纯凝机组最小技术出力达到30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力达到40%~50%额定容量^[2]。按照国家发改委、能源局等联合下发的《北方地区冬季清洁取暖规划（2017~2021年）》，到2021年，清洁燃煤集中供暖面积达到110亿m²，热电联产供热能力利用率达到60%^[4,5]。在当前煤电新增装机进一步严控、压缩的大背景下，现役纯凝机组供热改造，充分利用存量机组供热能力，提高热电联产供热比重，扩大热电机组供热范围，提升供热能力，是实现我国北方地区清洁供暖的重要途径。

致力于改善当前供热机组电、热强耦合关系导致的电出力调节能力受限问题的主要技术方案中，电极锅炉方案侧重于提升电调节能力；高背压/光轴方案可大幅提升供热能力，但有失运行灵活性；储热方案对电网长期低负荷调峰适应性较差；低压缸零出力供热方案作为一种新兴的热电解耦技术，应用于供热机组热电解耦技术改造中成本最低，热经济性最佳，综合优势最大，可同时提高机组电负荷和热负荷调节能力，同时兼顾运行灵活性：在抽汽凝汽式运行方式与高背压运行方式的不停机灵活切换^[6~14]。

热电联产机组多采用连通管抽汽供热方案。供热季在保证供热质量的同时，须面临供热与供电、供热与电网低谷调峰的矛盾，同时面临发电企业节能降耗与经济盈利的问题。准确掌握低压缸零出力供热模式和抽汽供热模式的电出力调节能力、供热能力以及耗煤特性，显得尤为重要。

本文选取亚临界300MW机组、亚临界330MW机组以及超临界350MW为研究对象，进行热力建模，研究2种供热模式的的供热能力、电出力调节能力、热电耦合特性降低幅度以及耗煤特性，以期对热电联产机组实施电热调节改造以及科学管理提供技术支持。

1 供热模式

1.1 中低压连通管抽汽供热

从汽轮机中低压连通管抽出蒸汽经减压后进入热网加热器加热热网循环水，凝结水回到除

氧器、热井或低加中。为保证供热抽汽能力，一般在中低压连通管中加装供热抽汽蝶阀。为保证供热安全可靠，还需在供热抽汽管道上设置安全阀、逆止阀、快关调节阀、截止阀等。

该方案改变了部分原应进入低压缸做功的蒸汽流程。技术成熟，应用广泛。

理论上讲，除保证低压缸冷却所需的蒸汽流量外，其余中排蒸汽均可用于供热。该供热模式属可调整抽汽，机组具备一定的电、热调节能力，随着机组供热量增大，电调峰能力正相降低。

1.2 低压缸零出力供热

低压缸零出力供热技术打破原有的汽轮机低压缸最小冷却流量限值理论，在供热期间切除低压缸进汽，仅保持少量的冷却蒸汽，使低压缸在高真空条件下“零出力”运行，从而提高汽轮机的供热能力和调峰能力。该技术是对原有供热运行模式的重大突破，与高背压供热、低压缸光轴供热等技术相比，能够实现供热机组在抽汽凝汽式运行方式与高背压运行方式的不停机灵活切换。

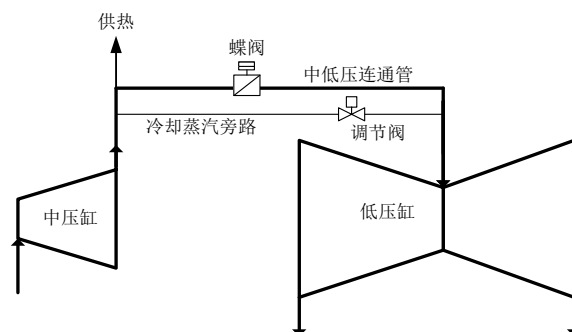


图1 低压缸零出力供热技术系统示意

Fig.1 The principle thermodynamic system diagram of zero-output heating mode of low-pressure cylinder

国外对低压缸零出力供热技术的研究和应用较早，已有长时间成功运行的案例。自2017年初北方联合电力有限责任公司临河热电厂首次实施低压缸零出力供热技术改造以来，目前该技术已在国内三大汽轮机制造厂的十余台汽轮发电机组成功应用。

2 机组概况与特性指标

2.1 机组概况

研究对象分别为300MW亚临界、330MW

亚临界和 350MW 超临界热电联产机组，为一次中间再热、两缸两排汽、单轴、抽汽凝汽式汽轮机，低压缸末级叶片长度分别为 905mm、900mm 和 1029mm。均采用中排抽汽进入热网加热器加热供热循环水的供热形式。

300MW 容量等级机组是北方地区当前集中供热的主力机型，因此本文选取的研究对象具有较强的代表性。

2.2 变工况计算

采用热力计算专业软件 EBSILON 进行汽轮机变工况计算。EBSILON 软件由德国 STEAG 公司开发，可以模拟任何热力循环，被广泛用于电站设计、评估和优化及其他热力循环过程，可实现电站建模、热平衡计算、机组模拟仿真、能耗及效率分析等。

2.3 特性指标

对于热电联产机组，关注的特性指标主要有电特性（指征电出力调节能力）、热特性（指征供热能力）、耗煤特性等。

热电联产机组电特性采用发电机功率 N 表征，热特性采用对外供热量 Q 以及热电比表征。实际运行中供热蒸汽焓值 h_q 和疏水焓值 h_{qs} 的差值随电功率变化较小，故热特性也可用供热蒸汽流量 D 表征^[15]。即

$$Q = D \times (h_q - h_{qs}) \quad (1)$$

对于低压采暖抽汽，抽汽的热量通过热网加热器传给热网水，换热后的热网加热器疏水一般仍回到系统，故系统无需补水。在保证供热量一蒸汽流量 D 的前提下，热电联产机组的主要运行参数为电功率和耗煤量，三者的关系可表示为：

$$B = f(N, D) \quad (2)$$

$$B = \frac{b \times N}{1000} = \frac{q}{29.3076 \times \eta_b \times \eta_p} \times \frac{N}{1000} \quad (3)$$

$$= \frac{Q_b}{29.3076 \times \eta_b \times \eta_p \times 1000}$$

式中： B 为标准煤消耗量，t/h； η_b 和 η_p 分别为锅炉效率和管道效率，%； b 为发电煤耗，g/(kW·h)， N 为发电机功率，MW； Q_b 为锅炉吸热量，MJ/h。

2.4 边界及基准

针对 3 种热电联产机组，进行 2 种供热模式的电出力调节能力、供热能力、标煤消耗特性综合对比。为保证研究结果的合理性和科学性，本文约定计算对比边界如下：

1) 锅炉不做改造，最大出力为 BMCR 工况，最小稳燃负荷为 30%BMCR 工况。

2) 中低压连通管抽汽供热方案，汽轮机维持最小冷却蒸汽流量(最小允许值分别为 100t/h、120t/h 和 160t/h)，以取得供热能力最大和电出力最低。

3) 低压缸零出力供热方案，汽轮机最小冷却蒸汽流量为 18t/h、18t/h 和 25t/h。

4) 侧重于热源侧供热能力，不涉及外网热负荷输送能力。

3 结果及分析

不同锅炉蒸发量下，3 种热电联产机组的 2 种供热模式的主要性能指标分别见表 1~表 3。

表 1 2 种供热方案主要性能指标 (300MW)
Table 1 Main performance parameters of 2 heating modes (300MW)

| 项目 | 单位 | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 |
|------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| 锅炉蒸 | t/h | 1025 | 787 | 655 | 498 | 308 |
| 连通管抽汽供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 228.02 | 180.00 | 150.00 | 120.00 | 76.74 |
| 热电效 | % | 31.17 | 30.87 | 30.21 | 30.84 | 30.30 |
| 蒸汽流 | t/h | 564 | 430 | 353 | 255 | 128 |
| 供热负 | MW | 405.88 | 314.14 | 261.87 | 188.90 | 98.54 |
| 热电比 | / | 1.89 | 1.86 | 1.86 | 1.67 | 1.37 |
| 标煤消 | t/h | 99.15 | 79.03 | 67.29 | 52.75 | 34.34 |
| 低压缸零出力供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 216.72 | 168.36 | 137.97 | 108.14 | 63.60 |
| 热电效 | % | 29.11 | 28.87 | 27.82 | 27.81 | 25.10 |
| 蒸汽流 | t/h | 653 | 519 | 442 | 344 | 216 |
| 供热负 | MW | 469.93 | 379.31 | 327.72 | 254.60 | 166.59 |
| 热电比 | / | 2.31 | 2.40 | 2.53 | 2.50 | 2.79 |
| 标煤消 | t/h | 99.15 | 79.03 | 67.29 | 52.75 | 34.34 |

表 2 2 种供热方案主要性能指标 (330MW)
Table 2 Main performance parameters of 2 heating modes (330MW)

| 项目 | 单 | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 |
|-----------|-----|--------|--------|--------|--------|-------|
| 锅炉蒸发量 | t/h | 1046 | 785 | 523 | 418 | 314 |
| 连通管抽汽供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 232.63 | 185.58 | 132.56 | 109.47 | 85.29 |
| 热电效率 | % | 30.65 | 31.36 | 32.13 | 32.45 | 32.69 |
| 蒸汽流量 | t/h | 580 | 421 | 259 | 189 | 114 |

| | | | | | | |
|------------|-----|--------|--------|--------|--------|-------|
| 供热负荷 | MW | 417.12 | 303.38 | 187.09 | 137.25 | 84.76 |
| 热电比 | / | 1.79 | 1.63 | 1.41 | 1.25 | 0.99 |
| 标煤消耗量 | t/h | 102.87 | 80.21 | 55.93 | 45.73 | 35.37 |
| 低压缸零出力供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 218 | 169.62 | 117.02 | 94.54 | 73.13 |
| 热电效率 | % | 28.72 | 28.68 | 28.35 | 28.02 | 27.99 |
| 蒸汽流量 | t/h | 694 | 539 | 370 | 303 | 227 |
| 供热负荷 | MW | 498.42 | 387.96 | 267.14 | 219.12 | 164.7 |
| 热电比 | / | 2.29 | 2.29 | 2.28 | 2.32 | 2.25 |
| 标煤消耗量 | t/h | 102.90 | 80.17 | 55.95 | 45.74 | 35.41 |

表3 2种供热方案主要性能指标(350MW)
Table 3 Main performance parameters of 2 heating modes (350MW)

| 项目 | 单 | T1 | T2 | T3 | T4 | T5 |
|------------|-----|--------|--------|--------|--------|--------|
| 锅炉蒸发 | t/h | 1057 | 793 | 529 | 423 | 317 |
| 连通管抽汽供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 275.71 | 210.86 | 149.16 | 125.32 | 101.07 |
| 热效率 | % | 35.18 | 34.49 | 34.95 | 35.91 | 37.65 |
| 蒸汽流量 | t/h | 505 | 365 | 205 | 136 | 63 |
| 供热负荷 | MW | 369.19 | 272.84 | 155.94 | 103.65 | 48.51 |
| 热电比 | / | 1.34 | 1.29 | 1.05 | 0.83 | 0.48 |
| 标煤消耗 | t/h | 104.55 | 81.57 | 56.94 | 46.56 | 35.82 |
| 低压缸零出力供热模式 | | | | | | |
| 电功率 | MW | 253.16 | 187.16 | 124.73 | 100.77 | 76.38 |
| 热效率 | % | 32.30 | 30.61 | 29.22 | 28.87 | 28.44 |
| 蒸汽流量 | t/h | 655 | 512 | 352 | 283 | 210 |
| 供热负荷 | MW | 479.22 | 383.12 | 267.33 | 215.55 | 160.72 |
| 热电比 | / | 1.89 | 2.05 | 2.14 | 2.14 | 2.10 |
| 标煤消耗 | t/h | 104.56 | 81.58 | 56.95 | 46.57 | 35.82 |

3.1 供热能力

300MW 机组, 锅炉最大蒸发量 1025t/h, 连通管抽汽供热模式的 最大 供热能力为 405.88MW, 发电机功率为 228.02MW; 低压缸零出力供热模式的 最大 供热能力为 469.79 MW, 发电机功率为 216.72MW。与中低压连通管抽汽模式相比, 供热能力提高 63.91MW、15.75%。

330MW 机组, 锅炉最大蒸发量 1046t/h, 连通管抽汽供热模式的 最大 供热能力为 417.12MW, 发电机功率为 232.63MW; 低压缸零出力供热模式的 最大 供热能力为 498.42MW, 发电机功率为 218MW。与中低压连通管抽汽供热模式相比, 供热能力提高 81.30MW、19.49%。

350MW 机组, 锅炉最大蒸发量 1057t/h, 连通管抽汽供热模式的 最大 供热能力 369.19MW, 发电机功率为 275.71MW; 低压缸零出力供热模式的 最大 供热能力 479.22MW, 发电机功率为 253.16MW。与中低压连通管抽汽供热模式相比,

供热能力提高 82.12MW、22.24%。

改造后供热能力提升幅度与两种模式下的 最小 低压缸冷却流量差值有关, 差值越大, 供热能力提升幅度越高。

3.2 电调节能力

连通管抽汽供热模式, 锅炉蒸发量给定, 低压缸维持最小冷却蒸汽流量, 此时汽轮发电机组电出力最小, 供热能力最大, 称之为最大供热工况; 反之不管供热抽汽流量如何变化, 锅炉蒸发量始终维持额定值, 此时汽轮发电机组电出力最大, 称之为最大出力工况。低压缸零出力供热模式在抽汽供热模式的基础上, 进一步降低汽轮机最小冷却蒸汽流量, 从而提高电出力调节能力和供热能力。

热电联产机组电出力可表达为以对外供热蒸汽流量的单变量关联式,

$$N = a \times D^2 + b \times D + C \quad (4)$$

3 种热电联产机组的电出力关联式系数见表 4。

对外供热蒸汽流量给定, 抽汽供热模式电出力调节能力为最大出力工况和最大供热工况的差值, 切换至低压缸零出力供热模式后, 该机组的电出力调节能力为抽汽供热模式最大出力工况和低压缸零出力供热模式的差值。

低压缸零出力供热模式较连通管抽汽供热模式的电出力调节能力提升随供热蒸汽流量呈线性关系, 见图 2。

以中低压连通管抽汽供热模式最大供热负荷的 80%为基准, 300MW 亚临界机组抽汽供热模式最大电出力为 248.19MW, 最低电出力为 187.18MW, 电出力调节能力为 61.01MW、20.3%; 切换至低压缸零出力供热模式后, 最低电出力为 143.31MW, 电出力调节能力为 104.88MW、35%; 与中低压连通管抽汽供热模式相比, 电出力调节能力提高了 14.6%。330MW 亚临界机组抽汽供热模式最大电出力为 256.92MW, 最低电出力为 199.13MW, 电出力调节能力为 57.78MW、17.5%; 切换至低压缸零出力供热模式后, 电出力为 149.16MW, 电出力调节能力为 107.75MW、32.7%; 与中低压连通管抽汽供热模式相比, 电出力调节能力提高了

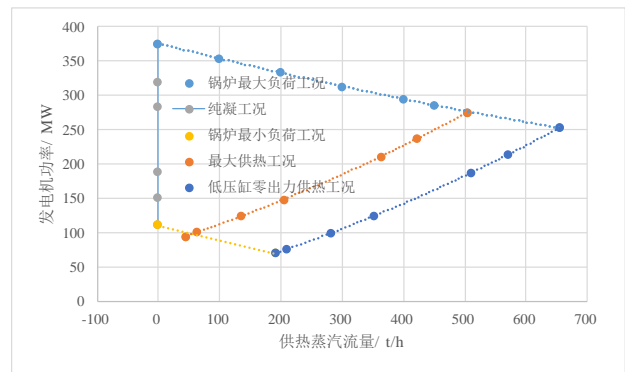
15.1%。350MW 超临界机组抽汽供热模式最大电出力为 293.99MW，最低电出力为 228.72MW，电出力调节能力为 65.28MW、18.6%；切换至低压缸零出力供热模式后，电出力为 144.02MW，电出力调节能力为 149.97MW、42.8%；与中低压连通管抽汽供热模式相比，电出力调节能力提高了 24.2%。

表 4 电出力关联式系数

Table 4 Correlation coefficients for generator power

| 项目 | 最大出力工况 | 最大供热工况 | 低压缸零出力 |
|-------|-----------|-----------|----------|
| 300MW | | | |
| a | 1.94E-05 | 5.56E-05 | 5.35E-05 |
| b | -1.94E-01 | 3.09E-01 | 3.04E-01 |
| c | 332.63 | 35.78 | -4.66 |
| 330MW | | | |
| a | 3.31E-05 | -4.81E-05 | 7.94E-06 |
| b | -2.02E-01 | 3.51E-01 | 3.05E-01 |
| c | 340.74 | 45.30 | 2.88 |
| 350MW | | | |
| a | 5.55E-05 | 1.97E-04 | 1.90E-04 |
| b | -2.24E-01 | 2.83E-01 | 2.32E-01 |
| c | 375.40 | 82.46 | 19.23 |

(b) 330MW 亚临界热电联产机组



(c) 350MW 超临界热电联产机组

图 2 两种供热模式电出力调节范围对比

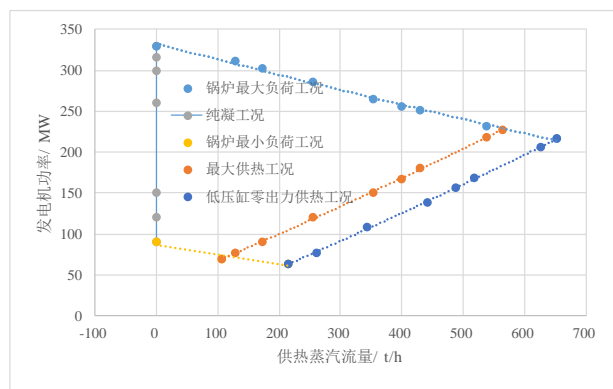
Fig.2 Generator power Regulating management capabilities of 2 heating modes

3.3 电功率、供热蒸汽流量和标准煤消耗量的关系特性

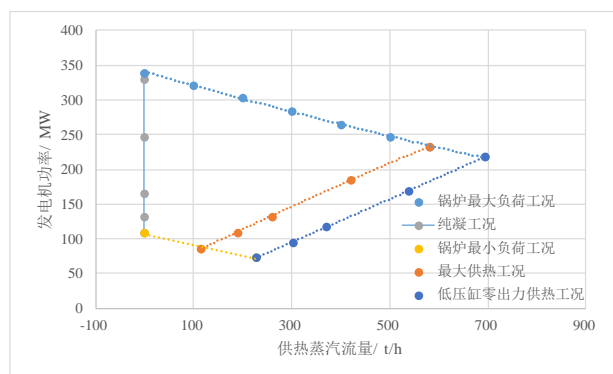
为改善北方地区采暖季日益严重的大气污染问题，以及提高新能源电力消纳比例，要求热电联产机组提高热电比，削弱热电耦合程度，满足供热要求的情况下尽可能降低标煤消耗和电出力。

供热蒸汽流量给定，机组标准煤消耗量随电功率呈线性增加趋势，且该线性增加的速率基本一致。变工况计算结果表明，300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组的速率分别为 0.27~0.28(t/h)/MW、0.28~0.29(t/h)/MW 和 0.27~0.28 (t/h)/MW。可以认为，300MW 等级热电联产机组采用中低压连通管抽汽供热模式，机组标准煤消耗量随电功率的线性增加速率与供热蒸汽流量并无直接关联。

采用中低压缸连通管抽汽供热模式的热电联产机组，为积极响应当地电网电力辅助调峰政策，在保证对外供热负荷以及机组运行安全的情况下，往往通过运行调整，降低低压缸冷却蒸汽流量，此时运行工况接近于最大供热工况。切换至低压缸零出力供热模式后，呈现类似高背压供热模式，有效提高了机组热电比。与连通管抽汽供热模式最大供热工况相比，相同电出力下 300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组采用低压缸零出力供热模式下的标煤消耗量分别增加了 5.4t/h、7.54t/h 和 9.29t/h。亦即相同标煤消耗量的情况下，低压缸



(a) 300MW 亚临界热电联产机组



零出力供热模式电出力低于连通管抽汽供热模式。

电出力给定, 机组标准煤消耗量随供热蒸汽流量呈线性增加趋势, 且该线性增加的速率基本一致。变工况计算结果表明, 300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组的速率分别为 0.051~0.054 (t/h)/(t/h)、0.052~0.056 (t/h)/t/h 和 0.051~0.055 (t/h)/t/h。可以认为, 300MW 等级热电联产机组采用中低压连通管抽汽供热模式, 机组标准煤消耗量随供热蒸汽流量的线性增加速率与电出力并无直接关联。与连通管抽汽供热模式最大供热工况相比, 相同供热负荷下 300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组采用低压缸零出力供热模式下的标煤消耗量分别降低了 13.2t/h、16.31t/h 和 22.84 t/h。定供热负荷下两种模式下的标煤消耗量差值与最小低压缸冷却流量差值呈正比关系, 如图 5 所示: 最小冷却流量差值越大, 标煤消耗量下降幅度越明显。

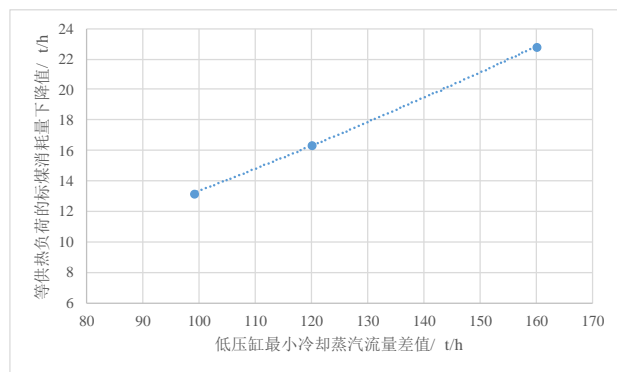


图 3 标煤消耗量下降值随最小冷却流量差值的关系

Fig.3 The relationship between the decrease of standard coal consumption and the minimum cooling flow difference of Low pressure cylinder

4 供热优化

热电联产机组对外供电功率受当地电网实时调配, 居民采暖季实时对外供热负荷受热力公司根据当地实时气温调度。与此同时, 受日益严厉的大气污染防治政策影响, 机组全年标煤消耗量总量控制 (体现为总碳排放), 若采暖季热电比较低导致耗煤量增加, 则非供热季发电利用小时则必须相应下调, 对发电企业的盈利能力带来了不利影响。在可自主调整参数少 (仅为厂级供热量分配)、企业经营压力巨大的背景下, 热电

联产机组根据外部因素进行整体统筹和运行节能以实现创收, 显得尤为必要。

机组运行成本主要为标准煤消耗, 收益主要为供热、售电及调峰补贴 (或罚款), 厂级盈利为售电收入+调峰补贴-标准煤消耗。在机组全年碳排放固定的情况下, 原则上采暖季应满足: 1) 对外供热, 满足居民政策生活需求; 2) 最大程度迎合电网电力辅助市场调峰政策已取得经济效益最大化。在此基础上减小标煤消耗量, 以尽量提高非供热季纯凝模式下的发电量。

鉴于采暖季热电联产机组可自主调整的参数仅为厂级供热量的分配。在通过性能试验及理论计算相结合的技术手段掌握不同供热模式供热特性诸如供热能力、电出力调节能力、供热量-电出力-标煤消耗特性的基础上, 以全厂能耗最低或盈利值最高为导向, 进行供热机组厂级优化, 提出基于实时室外气温、标准煤单价、上网电价、回水温度等边界条件下的厂级电功率-热负荷多变量、多目标优化调度方式, 实现热电联产机组智能优化控制。

5 结论

1) 300MW 等级热电联产机组采用低压缸零出力供热技术, 较中低压缸连通管抽汽供热模式最大供热工况供热能力提升 15.75~22.24%, 电出力调节能力提升 14.6~24.2%, 供热能力和电出力调节能力, 提升幅度与两种模式的低压缸最小冷却蒸汽流量差值呈正比。

2) 300MW 等级热电联产机组采用中低压连通管抽汽供热模式, 供热负荷给定下机组标准煤消耗量随电功率的线性增加速率约为 0.27~0.28(t/h)/MW, 与供热蒸汽流量并无直接关联。

3) 300MW 等级热电联产机组采用中低压连通管抽汽供热模式, 电出力给定下机组标煤消耗量随供热量的线性增加速率约为 0.051~0.055 (t/h)/t/h, 与电出力并无直接关联

4) 与连通管抽汽供热模式最大供热工况相比, 相同供热负荷下 300MW 亚临界机组、330MW 亚临界机组和 350MW 超临界机组采用低压缸零出力供热模式下的标煤消耗量分别降低了 13.2t/h、16.31t/h 和 22.84 t/h。定供热负荷

下两种模式下的标煤消耗量差值与最小低压缸冷却流量差值呈正比关系。

5) 低压缸零出力供热技术能够实现供热机组在抽汽凝汽式运行方式与高背压运行方式的不停机灵活切换。建议以全厂能耗最低或盈利值最高为目标, 根据实时室外气温、标准煤单价、上网电价、辅助调峰补偿政策、全年碳排放总量等边界条件, 进行供热运行节能、整体统筹。

参 考 文 献

- [1] 中国电力企业联合会. 2017年全国电力工业统计快报一览表[R/OL]. (2018-02-05)[2018-02-11]. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2018-02-05/177726.html>.
China Electricity Council. List of National Power Industry Statistical Express Bulletin in 2017[R/OL]. (2018-02-05) [2018-02-11]. <http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2018-02-05/177726.html>(in Chinese).
- [2] 王漪, 薛永锋, 邓楠. 供热机组以热定电调峰范围的研究[J]. 中国电力, 2013, 46(3):59-62.
WANG Yi, XUE Yongfeng, DENG Nan. Study on heat load based peak regulation for cogeneration units[J]. Electric Power, 2013,46(3):59-62.
- [3] 崔扬, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与锅炉的弃风消纳协调调度模型[J].中国电机工程学报, 2016, 36(15):4072-4080.
CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated Wind Power Accommodating Dispatch Model Based on Electric Boiler and CHP With Thermal Energy Storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4072-4080.
- [4] 国家能源局. 国家发展改革委国家能源局关于提升电力系统调节能力的指导意见: 发改能源(2018)364号[A/OL]. [2018-03-23].
National Energy Administration. Instructions of the National Development and Reform Commission and National Energy Administration of improving power system regulation: National Energy Administration[2017]Reference. [2018-03-12].
http://www.nea.gov.cn/2018-03/23/c_137059994.htm (in Chinese).
- [5] 国家能源局. 国家发展改革委国家能源局关于印发北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021年)的通知: 发改能源(2017)2100号[A/OL]. [2017-12-27].
National Energy Administration. Notifications of the National Development and Reform Commission and National Energy Administration of Winter cleaning and heating plan for the northern region (2017-2021): National Energy Administration[2017]Reference. [2017-12-27].
http://www.nea.gov.cn/2017-12/27/c_136854721.htm (in Chinese).
- [6] 牟春华, 居文平, 黄嘉骊, 等. 火电机组灵活性运行技术综述与展望[J]. 热力发电, 2018, (5):1-7.
MU Chunhua, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, (5):1-7.
- [7] 居文平, 吕凯, 马汀山, 等. 供热机组热电解耦技术对比[J]. 热力发电, 2018, (9):115-121.
JU Wenping, LV Kai, MA Tingshan, et al. Comparison of thermo-electric decoupling techniques for heating units[J]. Thermal Power Generation, 2018, (9):115-121.
- [8] 侯玉婷, 李晓博, 刘畅, 等. 火电机组灵活性改造形势及技术应用[J]. 热力发电, 2018, (5):8-13.
HOU Yuting, LI Xiaobo, LIU Chang, et al. Flexibility reform situation and technical application of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, (5):8-13
- [9] 张广才, 周科, 鲁芬, 等. 燃煤机组深度调峰技术探讨[J]. 热力发电, 2017, (9):17-23.
ZHANG Guangcai, ZHOU Ke, LU Fen, et al. Discussions on deep peaking technology of coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2017, (9):17-23.
- [10] 吕凯, 王红宇, 周佳, 等. 热电联产机组电热煤特性研究[J]. 热力发电, 2018, (5):42-48.
LV Kai, WANG Hongyu, ZHOU Jia, et al. Study on characteristics of power-heat-coal of cogeneration units[J]. Thermal Power Generation, 2018, (5):42-48.
- [11] 叶向东, 赵贺, 罗发青, 等. 一种基于抽汽口的低压缸长叶片冷却系统, ZL 2017 2 0604163.X[P]. 2017-12-26[2018-01-22].
YE Xiangdong, ZHAO He, LUO Faqing, et al. A long blade cooling system of low pressure cylinder based on the exhaust port, ZL 2017 2 0604163.X[P]. 2017-12-26[2018-01-22](in Chinese).
- [12] 叶向东, 赵贺, 罗发青, 等. 一种切除低压缸进汽的供热系统: CN206830242U[P]. 2018-01-02.
YE Xiangdong, ZHAO He, LUO Faqing, et al. A heating system for removing the inlet of the low pressure cylinder: CN206830242U[P]. 2018-01-02.
- [13] 谷伟伟, 张永海, 余小兵, 等. 某电厂汽轮机低压缸零出力供热工况低压末级叶片动强度分析[J]. 热力发电, 2018, (5):63-70.
GU Weiwei, ZHANG Yonghai, YU Xiaobing, et al. Dynamic strength analysis of the low pressure last stage blade under zero-output heating conditions of low pressure cylinder in a power plant[J]. Thermal Power Generation, 2018, (5):63-70.
- [14] 陈建国, 谢争先, 付怀仁, 等. 300 MW 机组汽轮机低压缸零出力技术[J]. 热力发电, 2018, (5):106-110.
CHEN Jianguo, XIE Zhengxian, FU Huairan, et al. Zero output technology of the low-pressure cylinder of 300 MW unit turbine[J]. Thermal Power Generation, 2018, (5):106-110.
- [15] 贾红金, 冷敏, 李珩. 供热机组经济性指标简化计算方法[J]. 热力发电, 2017, (7):115-120.
JIA Hongjin, LENG Min, LI Heng. Simplified calculation method for economical indexes of heating units[J]. Thermal Power Generation, 2017, (7):115-120.

作者简介:

王红宇(1985—), 男, 本科, 工程师, 主要研究方向为燃煤电站节能减排技术。