

虚拟电厂内多类型小规模火电机组一次调频能力互补提升

曾四鸣, 马 瑞, 吴宏波, 罗 蓬

(国网河北省电力有限公司电力科学研究院, 河北 石家庄 050021)

摘 要:针对小型火电机组发电负荷小、一次调频能力不足、无法纳入虚拟电厂框架下的问题,本文采用将小型火电机组进行改造并将多台小型火电机组耦合的方式,提高了小型火电机组的一次调频负荷变化幅度和新能源消纳能力。选取机组热电相关参数,采用 EBSILON Professional 软件对其进行模拟仿真,对多个机组的调峰负荷空间进行评估并进行对比分析。利用 Python 语言计算多台小型机组深度耦合负荷变化能力,用于虚拟电厂负荷调度指令的制定。计算结果表明:机组经过抽汽改造后,3 台机组可以耦合协力达到国家的上网标准;在满足标准的同时,在不同的工况下,多机组耦合最多可以容纳 7.36 MW 的其他能源,最多为热网供热 163.66 MW;3 台机组平均煤耗率最低可达到 890.40 kg/(kW·h)。

关 键 词:虚拟电厂;一次调频;多机组耦合

中图分类号:TK019

文献标识码:A

DOI:10.16146/j.cnki.rndlgc.2024.09.013

[引用本文格式]曾四鸣,马 瑞,吴宏波,等.虚拟电厂内多类型小规模火电机组一次调频能力互补提升[J].热能动力工程,2024,39(9):104-112. ZENG Siming, MA Rui, WU Hongbo, et al. Complementary improvement of primary frequency modulation capability of multi-type small-scale thermal power units in virtual power plant[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(9):104-112.

Complementary Improvement of Primary Frequency Modulation Capability of Multi-type Small-scale Thermal Power Units in Virtual Power Plant

ZENG Siming, MA Rui, WU Hongbo, LUO Peng

(State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd. Electric Power Research Institute, Shijiazhuang, China, Post Code: 050021)

Abstract: Aiming at the problems of small generation load and insufficient primary frequency modulation capacity of small thermal power units, which cannot be included in the framework of virtual power plant, this paper improved the primary frequency modulation capacity and new energy absorption capacity of small thermal power units by transforming small thermal power units and coupling several small thermal power units. The parameters related to the thermoelectricity of the unit were selected. EBSILON Professional software was used to simulate the unit, and the evaluation and comparative analysis of the peak regulation load space of multiple units were conducted. Python language was used to calculate multiple small-scale units' deep coupling peaking potential for drawing up virtual plant load dispatching instructions. The calculation results show that all three units' coupled capacity can meet the national feed-in tariff after the extracted steam modification. Meanwhile, under different working conditions, the multi-unit coupling can accommodate up to 7.36 MW of other energy sources, and up to 163.66 MW of heat supply

收稿日期:2023-10-11; 修订日期:2023-11-13

基金项目:国网河北省电力有限公司科技项目资助(Kj2022-060)

Fund-supported Project: Science and Technology Project of State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd. (Kj2022-060)

作者简介:曾四鸣(1970-),男,国网河北省电力有限公司电力科学研究院高级工程师。

for the heat network. The average coal consumption rate of the three units can reach $890.40 \text{ kg}/(\text{kW}\cdot\text{h})$.

Key words: virtual power plant, primary frequency modulation, multi-unit coupling

引言

近些年我国大力发展可再生能源,然而可再生能源出力的不稳定性,对机组负荷影响较大,对电网的安全与稳定性造成挑战^[1-3]。因此,改造发电端、建立灵活电力系统、改进我国的能源管理技术与效率的需求逐渐增大。虚拟电厂 VPP (Virtual Power Plant) 技术成为新的研究方向,发展态势迅猛。虚拟电厂是一项对分布式电源、分布式储能、以及需求响应进行有效整合并进行合理调度的技术^[4-6]。虚拟电厂内包括风电、太阳能发电等多种能源^[7]。

对此,国内外部分专家就虚拟电厂内能源调度问题开展了相关研究。Iacobucci 等人^[6]收集了东京地区的天气数据,参考当地交通的运行模式构建了东京地区电动汽车充放电的典型模型,该模型根据东京交通运行模式,模拟了车辆利用充放电对电能进行储存的可行性,并对虚拟电厂中的电动汽车充放电问题提出了一种优化方法;Zhang 等人^[8]提出了一个虚拟电厂日前调度的鲁棒优化模型,该虚拟电厂包含了大量分布式发电机组、储能和用户侧用电,建立的鲁棒优化模型用于虚拟电厂内机组日前调度优化,使得虚拟电厂经济效益最大化;江叶峰等人^[9]提出了考虑电热综合需求响应的虚拟电厂优化调度模型,并采用了量子粒子群算法对模型进行求解,量子粒子群算法可以解决传统优化过程中由于变量、约束条件过多而造成的收敛速度过慢、局部最优现象严重等问题;潘轩等人^[10]对热电联供系统热力环节进行较为全面建模,以虚拟电厂调度收益最大为目标,灵活、恰当地利用了供用热特性,建立了考虑供用热特性的虚拟电厂双阶段优化调度模型,进而降低日内成本,增加虚拟电厂效益。

综上所述,多数研究涉及虚拟电厂内新能源机组与大型火电机组调度优化模型构建。但少有包括大量存在的、不满足电网上网条件的小型火电机组。小型火电机组因其发电效率低,发电负荷低以及一次调频无法达到电网一次调频负荷变化要求,导致其无法正常上网^[11]。将小型电厂纳入虚拟电厂框架下与多台小型火电机组耦合,可大大改善小型火

电机组负荷变化不灵活的缺点。研究虚拟电厂内的小型火电机组的一次调频热力特性,提高调峰机组的一次调频负荷变化幅度,以及在此基础上研究虚拟电厂内小型火电机组的调度问题,对提高虚拟电厂内消纳新能源机组波动,增强虚拟电厂运行稳定性具有重要的意义。

基于以上背景,本文选取了3个典型的小型火电机组,以将小型火电机组纳入虚拟电厂为主线,通过计算多台机组耦合数据,对虚拟电厂内火电机组的电负荷等问题进行了相关的研究,包含了以下几个创新点:

(1) 本文采用的机组数据和约束条件均与真实机组一致,具有一定的现实意义,为今后建设更多的虚拟电厂提供理论支持。

(2) 采用了多种灵活性改造方法,对不同火电机组灵活性进行研究,并对其性能进行了实际的横向比较。

(3) 利用了虚拟电厂“多源互补”的特性,采用多机组耦合对拟并入虚拟电厂的小规模火电机组在满足国家一次调频要求和上网条件的基础上,进行了调峰能力的研究,促使电厂最大限度地利用能源,改进电厂经济性。

1 虚拟电厂内小规模火电机组介绍

选取某虚拟电厂内3台25 MW 小规模火电案例机组1号~3号作为研究对象。1号机组为25 MW、湿式冷却、背压式机组。回热系统由2台高压加热器(简称高加)和1台除氧器组成。在中压缸去往2号高压加热器蒸汽管道内设置蒸汽抽取口,抽取厂用汽,并在两台高压加热器外设置高压加热器旁路。2号机组为25 MW、空气冷却、凝汽式机组。回热系统由1台高压加热器、1台除氧器和1台低压加热器(简称低加)组成。在高压缸去往1号级高压加热器蒸汽管道内设置蒸汽抽取口,抽取厂用汽,并在一台高压加热器外设置高压加热器旁路。3号机组为25 MW、湿式冷却、凝汽式机组。回热系统由2台高压加热器、1台除氧器和3台低压加热器组成。在中压缸去往4级低压加热器蒸汽管道内设置蒸汽抽取口,抽取厂用汽,并在两台高压加

热器外设置高压加热器旁路。

3 个小规模火电案例机组的主要参数设计值如表 1 所示。

表 1 各小规模火电机组主要参数设计值

Tab.1 Design values of main parameters of each small-scale thermal power unit

参 数	1 号机组	2 号机组	3 号机组
主蒸汽温度/℃	535	535	535
主蒸汽压力/MPa	8.83	8.83	9.50
主蒸汽流量/kg·s ⁻¹	39.31	28.22	28.39
额定背压/MPa	0.300	0.018	0.022
给水温度/℃	216.34	272.20	223.90
额定功率/kW	25 071.6	25 004.02	25 000.00
热耗/kJ·(kW·h) ⁻¹	14 383.32	10 450.3	10 238.1

为了改善虚拟电厂因新能源发电导致的不稳定性与波动性,利用火电机组对虚拟电厂负荷进行调节,进而做出良好的一次调频响应^[10,12-13]。火电机组一次调频改造采用了机组高压加热器给水旁路的改造方法^[14-15],将一次调频的高压加热器给水旁路方式与热电解耦抽汽改造^[16-18]相结合。在提高机组一次调频负荷变化幅度的同时,降低机组负荷,提高机组新能源消纳能力^[14,19]。热电解耦抽汽改造方式如图 1 所示。

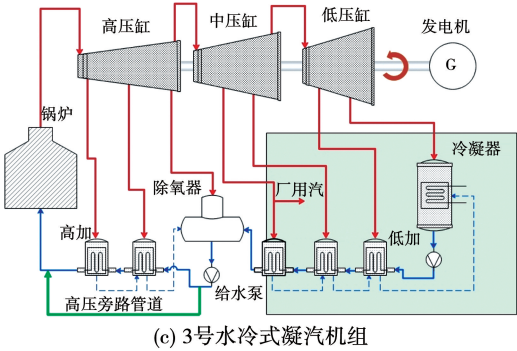
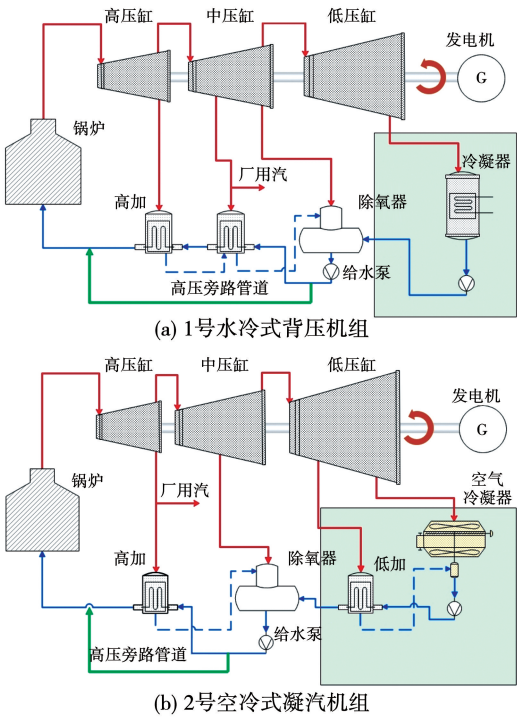


图 1 小规模火电案例机组热力系统及抽汽改造位点示意图

Fig.1 Schematic diagrams of thermal system and extraction modification site of small-scale thermal power unit

2 小规模火电机组模型构建与验证

2.1 小规模火电机组 THA 工况模型构建与验证
利用 Ebsilon 软件进行机组建模,如图 2 所示。

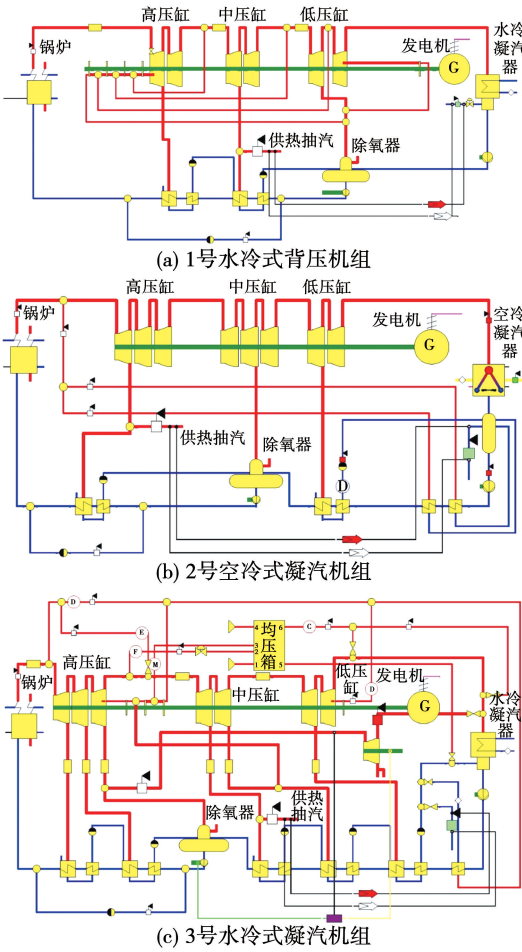


图 2 小规模火电机组 Ebsilon 模型

Fig.2 Ebsilon models of small-scale thermal power unit

以各小规模火电机组的原则性热力系统为基准搭建模型^[20],模拟得出模拟参数。再对各机组软件建模的软件模拟参数与真实热力参数对比,进行误差计算。经验证,由软件建模并计算所得各项参数与设计值相差不大,各项误差小于 3%,均在可控范围内。各小规模火电机组基本热力学参数见表 2。

表 2 各小规模火电机组主要参数设计值与仿真结果比较

参 数	1 号机组			2 号机组			3 号机组		
	设计值	计算值	相对误差/%	设计值	计算值	相对误差/%	设计值	计算值	相对误差/%
主蒸汽温度/℃	535	535	0	535	535	0	535	535	0
主蒸汽压力/MPa	8.83	8.83	0	8.83	8.83	0	9.50	9.50	0
主蒸汽流量/t·h ⁻¹	141.50	141.50	0	101.60	101.60	0	102.22	102.22	0
额定背压/kPa	300	300	0	17.7	17.7	0	22	22	0
给水温度/℃	216.34	216.67	0.15	210.00	213.84	1.83	223.90	218.95	-2.21
额定功率/kW	25 071.60	25 007.17	-0.26	25 004.02	24 935.04	0.28	25 000.00	25 425.00	1.70
热耗/kJ·(kW·h) ⁻¹	14 383.32	14 405.98	0.16	10 450.27	10 351.99	-0.94	10 238.10	10 164.82	-0.72

2.2 2 号机组变工况模型构建与验证

为了得到 3 台机组不同工况下的耦合数据以及进行后续的数据分析,根据 2 号机组的热力平衡图,新增了 2 号机组 80% 变工况与 60% 变工况模型构建,以覆盖更多不同情况。对 2 号机组变工况进行

模拟并将软件模拟参数与真实热力参数对比,进行误差计算。经验证,由软件建模并计算所得各项参数与设计值相差不大,各项误差小于 3%,均在可控范围内。数据如表 3 所示。

表 3 2 号机组变工况模型验证结果

参 数	80% 工况			60% 工况		
	设计值	计算值	相对误差/%	设计值	计算值	相对误差/%
主蒸汽温度/℃	535	535	0	535	535	0
主蒸汽压力/MPa	8.83	8.83	0	8.83	8.83	0
主蒸汽流量/t·h ⁻¹	81.7	81.7	0	61.6	61.6	0
额定背压/kPa	17.30	17.3	0	17.0	17.0	0
给水温度/℃	204.80	206.48	0.82	191.75	193.24	0.78
额定功率/kW	20 013.25	20 270.61	1.29	15 016.36	15 078.02	0.41
热耗/kJ·(kW·h) ⁻¹	10 593.60	10 446.50	-1.39	10 881.37	10 829.47	-0.48

3 小规模火电机组一次调频负荷变化计算及分析

3.1 1 号机组一次调频热力特性分析

图 3 为 1 号机组利用 Python 拟合的机组热耗率验收 (Turbine Heat Acceptance, THA) 工况负荷曲线、一次调频后负荷曲线和原始的负荷变化幅度折

线。阴影部分为机组 THA 工况负荷与一次调频后负荷的差值。由图 3 可知,随着抽汽量上升,机组一次调频前后负荷均有所下降。在相同抽汽量下,经过一次调频的 1 号机组负荷有一个小幅度的上升。随着抽汽量上升,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率上升直至峰值后下降。当 1 号机组抽汽量为零时,一次调频后负荷相较于 THA 工况

负荷增加了 1.12 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 4.43%;当 1 号机组抽汽量为 97.3 t/h 时,一次调频后负荷相较于 THA 工况负荷增加了 1.99 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 13.67%。满足国家规定的最小 10% 一次调频变化幅度,达到上网标准。改造后机组负荷变化率提升显著。

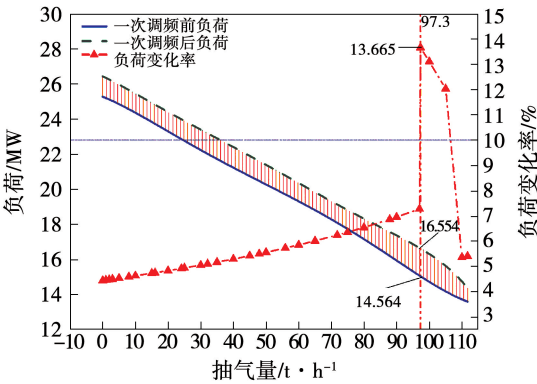


图 3 1 号机组 THA 工况下一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线

Fig. 3 Curve of load and load change rate before and after primary frequency modulation of No. 1 unit under THA condition

3.2 2 号机组一次调频热力特性分析

3.2.1 THA 工况

图 4 为 2 号机组利用 Python 拟合的机组 THA 工况负荷曲线、一次调频后负荷曲线和原始的负荷变化幅度折线。阴影部分为机组 THA 工况负荷与一次调频后负荷的差值。

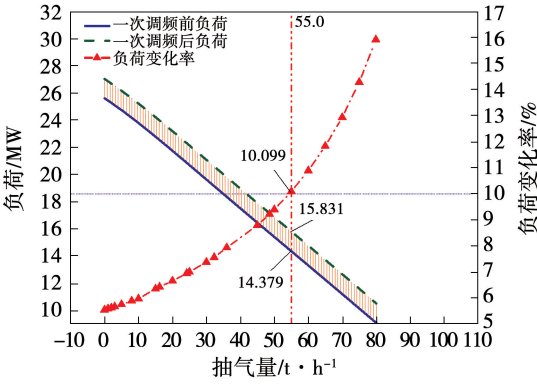


图 4 2 号机组 THA 工况下一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线

Fig. 4 Curve of load and load change rate before and after primary frequency modulation of No. 2 unit under THA condition

由图 4 可知,随着抽汽量上升,机组一次调频前后负荷均有所下降。在相同抽汽量下,经过一次调频的 2 号机组负荷有一个小幅度的上升。随着抽汽量上升,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率始终呈上升趋势。当机组抽汽量为 79.9 t/h 时,2 号机组负荷变化率最大,达到 15.93%,满足国家规定的最小 10% 一次调频变化幅度,达到上网标准。当 2 号机组抽汽量为零时,一次调频后负荷相较于 THA 工况负荷增加 1.43 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 5.55%;当 2 号机组抽汽量为 55 t/h 时,一次调频后负荷相较于 THA 工况负荷增加了 1.45 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 10.10%。改造后机组负荷变化率提升显著。

3.2.2 80% 工况

图 5 为 2 号机组 80% THA 工况下一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线。

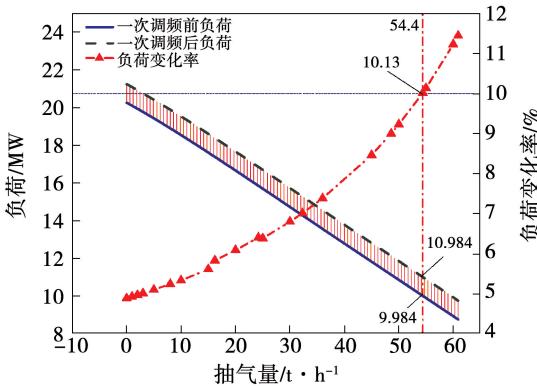


图 5 2 号机组 80% THA 工况下一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线

Fig. 5 Curve of load and load change rate before and after primary frequency modulation of No. 2 unit under 80% THA condition

由图 5 可知,随着抽汽量上升,机组一次调频前后负荷均有所下降。在相同抽汽量下,经过一次调频的 2 号机组负荷有一个小幅度的上升。随着抽汽量上升,一次调频后机组负荷相较于 80% 工况负荷的变化率,始终呈上升趋势。当机组抽汽为 60.9 t/h 时,2 号机组负荷变化率最大,达到 11.44%,满足国家规定的最小 10% 一次调频变化幅度,达到上网标准。当 2 号机组抽汽量为零时,一次调频后负荷相

较于 80% 工况负荷增加 0.99 MW,一次调频后机组负荷相较于 80% 工况负荷的变化率为 4.87%;当 2 号机组抽汽量为 54.4 t/h 时,一次调频后负荷相较于 80% 工况负荷增加了 1.00 MW,一次调频后机组负荷相较于 80% 工况负荷的变化率为 10.01%。改造后机组负荷变化率提升显著。

3.2.3 60% 工况

图 6 为 2 号机组 60% 一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线。

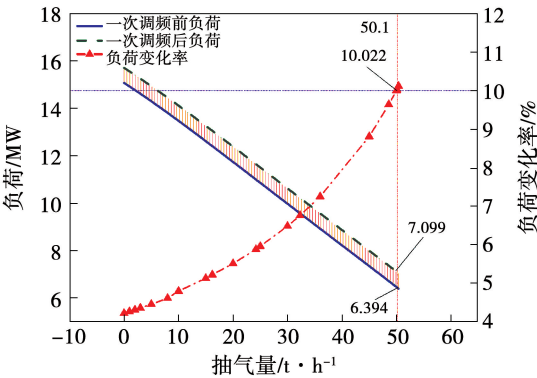


图 6 2 号机组 60% 工况一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线

Fig. 6 Curve of load and load change rate before and after primary frequency modulation of No. 2 unit under 60% THA condition

由图 6 可知,随着抽汽量上升,机组一次调频前后负荷均有所下降。在相同抽汽量下,经过一次调频的 2 号机组负荷有一个小幅度的上升。随着抽汽量上升,一次调频后机组负荷相较于 60% 工况负荷的变化率,始终呈上升趋势。当 2 号机组抽汽量为 0 时,一次调频后负荷相较于 60% 工况负荷增加 0.64 MW,一次调频后机组负荷相较于 60% 工况负荷的变化率为 4.22%;当 2 号机组抽汽量为 50.1 t/h 时,一次调频后负荷相较于 60% 工况负荷增加 0.65 MW,一次调频后机组负荷相较于 80% 工况负荷的变化率为 10.02%,达到上网标准。改造后机组负荷变化率提升显著。

3.3 3 号机组一次调频热力特性分析

图 7 为 3 号机组一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线。

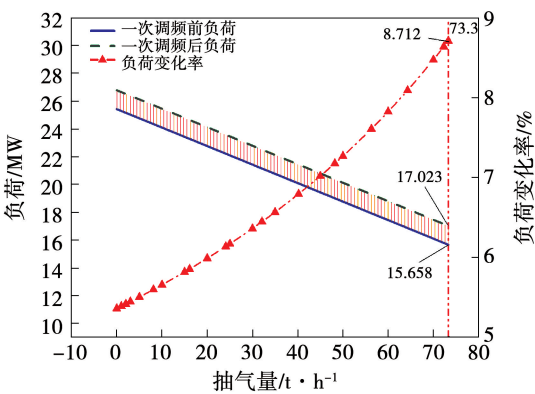


图 7 3 号机组一次调频前后负荷曲线与负荷变化率折线

Fig. 7 Curve of load and load change rate before and after primary frequency modulation of No. 3 unit

由图 7 可知,随着抽汽量上升,机组一次调频前后负荷均有所下降。在相同抽汽量下,经过一次调频的 3 号机组负荷有一个小幅度的上升。随着抽汽量上升,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率,始终呈上升趋势。当 3 号机组抽汽量为 0 时,一次调频后负荷相较于 THA 工况负荷增加 1.36 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 5.36%;当 3 号机组抽汽量为 73.3 t/h 时,一次调频后负荷相较于 THA 工况负荷增加了 1.36 MW,一次调频后机组负荷相较于 THA 工况负荷的变化率为 8.71%。改造后机组负荷变化率提升显著,但始终没能达到上网条件的 10%。

3.4 虚拟电厂内多机组综合一次调频热力特性

虚拟电厂内火电机组经改造后,综合一次调频负荷变动为:如图 3,图 4,图 7 所示,当 3 台机组均处于 THA 工况,3 台机组抽汽量为 0 时,3 台机组的总发电负荷 76.42 MW,一次调频后的总发电负荷 80.33 MW,总发电负荷增加了 3.91 MW,总体的负荷变化率为 5.12%;当 3 台机组经过抽汽改造后,抽汽量分别为各机组负荷变化率最大抽汽量,即 97.3,79.9,73.3 t/h 时,总发电负荷 39.33 MW,一次调频后 3 台机组的总负荷 44.14 MW,总发电负荷增加 4.81 MW,总体的负荷变化率为 12.23%。

由图 3,图 5,图 7 可知,当 2 号机组为 80% 工况,其余机组为 THA 工况,3 台机组抽汽量为 0 时,

总机组发电负荷 71.02 MW,一次调频后 3 台机组的总发电负荷 74.50 MW,总发电负荷增加了 3.48 MW,总体的负荷变化率为 4.90%;当 3 台机组经过抽汽改造后,抽汽量分别为各机组负荷变化率最大抽汽量,即 97.3,60.9,73.3 t/h 时,总发电负荷 38.96 MW,一次调频后 3 台机组的总负荷 43.31 MW,总发电负荷增加 4.35 MW,总体的负荷变化率为 11.17%。

由图 3,图 6,图 7 可知,当 2 号机组为 60% 工况,其余机组为 THA 工况,3 台机组抽汽量为 0 时,总机组发电负荷 65.83 MW,一次调频后 3 台机组的总发电负荷 68.95 MW,总发电负荷增加了 3.12 MW,总体的负荷变化率为 4.74%;当 3 台机组经过抽汽改造后,抽汽量分别为各机组负荷变化率最大抽汽量,即 97.3,50.4,73.3 t/h 时,总发电负荷 36.61 MW,一次调频后 3 台机组的总负荷 40.61 MW,总发电负荷增加 4.00 MW,总体的负荷变化率为 10.93%。

4 机组耦合模型计算

虽然 1 号、2 号机组在进行抽汽改造后能够达到国家规定的 10% 一次调频负荷变化幅度,但 3 号机组无法凭借改造的方式达到规定负荷。因此可以参考文献[21]利用虚拟电厂多源互补的特性,通过其他机组的“过度”调峰,容纳 3 号机组的调峰缺陷。同理 3 号机组也可以被替换为任一调峰能力较差的新能源发电厂。

利用 Python 语言参考文献[8]对 3 台机组进行数值耦合,使 3 台机组整体运行情况在国家标准要求的负荷范围内,并计算出最佳机组工况组合,从而在虚拟电厂的负荷调动中准确分配各个机组的负荷任务。

4.1 耦合数据分析

将 2 号机组的 3 种工况分别与 1 号和 3 号机组耦合,得到 3 台机组的耦合数据并加以分析。利用 MATLAB 软件将符合条件的 1,2,3 号机组的抽汽量的取值范围绘制在三维坐标系中,1,2,3 号机组的抽汽量由 x_1, x_2, x_3 表示。

4.2 2 号机组 THA 工况与 1 号、3 号机组 THA 工况耦合情况

计算得到 1,2 和 3 号机组的抽汽量的取值范围,如图 8 所示。

当 3 台机组均为 THA 工况时,总负荷最大为 45.94 MW 时,抽汽量分别为 101.3,47.8 和 73.2 t/h,总计可为热网供热 138.20 MW。当 3 台机组总负荷为最小 38.58 MW 时,抽汽量分别为 109.1,79.9 和 73.3 t/h,总计可为热网供热 163.66 MW。3 台机组在满足上网条件下可以容纳 7.36 MW 的其他能源。

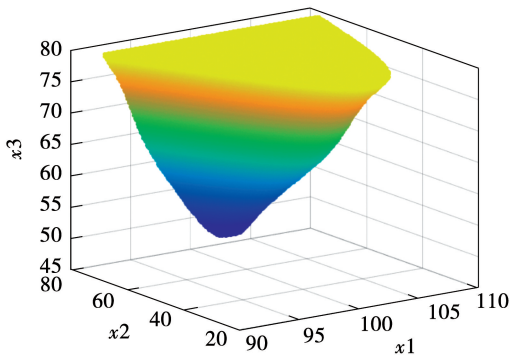


图 8 2 号机组 THA 工况与 1、3 号机组耦合下各机组抽汽取值范围

Fig. 8 Value range of extracted steam of each unit under THA condition of No. 2 unit coupled with No. 1 unit and No. 3 unit

在经济方面,当机组未进行耦合、且每台机组最接近国家一次调频标准的情况下,3 台机组的抽汽量分别为 97.3,55.0 和 73.3 t/h,煤耗率分别为 1 143.05,829.54 和 762.70 kg/(kW·h),3 台机组平均煤耗率为 911.76 kg/(kW·h)。经过 3 台机组耦合后,当机组为总最大负荷时,3 台机组的抽汽量分别为 101.3,47.8 和 73.2 t/h,煤耗率分别为 1 157.59,752.89 和 760.73 kg/(kW·h),3 台机组平均煤耗率为 890.40 kg/(kW·h),平均煤耗率下降 21.36 kg/(kW·h)。可以适当减少机组煤耗、降低成本。

4.3 2 号机组 80% 工况与 1,3 号机组 THA 工况耦合情况

计算得到 1 号、2 号、3 号机组的抽汽量的取值范围,如图 9 所示。

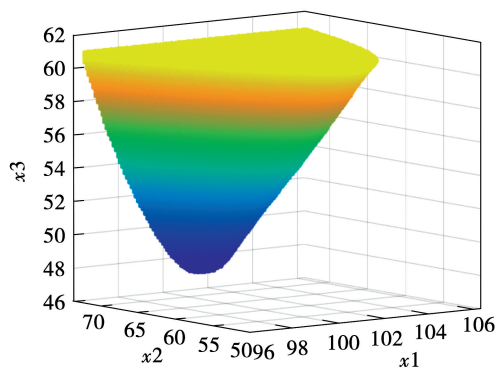


图 9 2 号机组 80% 工况与 1 号和 3 号机组耦合下
各机组抽汽取值范围

Fig. 9 Value range of extracted steam of each unit
under 80% THA condition of No. 2 unit coupled
with No. 1 unit and No. 3 unit

当 1 号和 3 号台机组为 THA 工况、2 号机组为 80% 工况、且 3 台机组最大总负荷为 41.45 MW 时,抽汽量分别为 101.3、47.1 和 73.2 t/h,总计可为热网供热 138.94 MW。当 3 台机组最小总负荷为 38.31 MW 时,抽汽量分别为 106.3、60.9 和 73.3 t/h,总计可为热网供热 150.56 MW。3 台机组在满足上网条件下可以容纳 3.14 MW 的其他能源。

在经济方面,当机组未进行耦合,且每台机组最接近国家一次调频标准的情况下时,3 台机组的抽汽量分别为 97.3、54.4 和 73.3 t/h,煤耗率分别为 1 143.05、948.87 和 762.70 kg/(kW·h),3 台机组平均煤耗率为 951.54 kg/(kW·h)。经过耦合后,当机组总负荷最大时,3 台机组的抽汽量分别为 101.3、47.1 和 73.2 t/h,煤耗率分别为 1 157.59、855.99 和 760.73 kg/(kW·h)。3 台机组平均煤耗率为 924.77 kg/(kW·h),平均煤耗率下降 37.16 kg/(kW·h)。可以适当减少机组煤耗,降低成本。

4.4 2 号机组 60% 工况与 1、3 号机组 THA 工况耦合情况

根据计算,可以得到 1 号、2 号、3 号机组的抽汽量的取值范围,如图 10 所示。

当 1 号和 3 号台机组为 THA 工况、2 号机组为 60% 工况且 3 台机组最大总负荷为 37.91 MW 时,抽汽量分别为 101.3、41.9 和 73.2 t/h,总计可为热网供热 138.94 MW。当 3 台机组最小总负荷为

36.04 MW 时,抽汽量分别为 105.2、50.4 和 73.3 t/h,总计可为热网供热 135.40 MW。3 台机组在满足上网条件下可以容纳 1.87 MW 的其他能源。

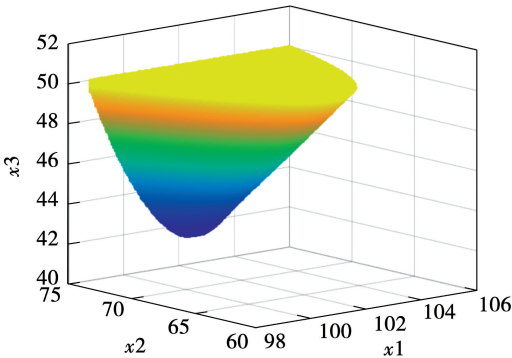


图 10 2 号机组 60% 工况与 1 和 3 号机组耦合下
各机组抽汽取值范围

Fig. 10 Value range of extracted steam of each unit
under 60% THA condition of No. 2 unit coupled
with No. 1 unit and No. 3 unit

在经济方面。当机组未进行耦合,且每台机组最接近国家一次调频标准的情况下时,3 台机组的抽汽量分别为 97.3、50.1 和 73.3 t/h,煤耗率分别为 1 143.05、1 169.41 和 762.70 kg/(kW·h)。3 台机组平均煤耗率为 1 025.05 kg/(kW·h)。经过耦合后,当机组总负荷最大时,3 台机组的抽汽量分别为 101.3、41.9 和 73.2 t/h,煤耗率分别为 1 157.59、962.89 和 760.73 kg/(kW·h),3 台机组平均煤耗率为 960.40 kg/(kW·h),平均煤耗率下降 64.65 kg/(kW·h)。可以适当减少机组煤耗,降低成本。

5 结 论

以某虚拟电厂为例,对 3 台 25 MW 小规模火电机组进行研究。本文在保证机组满足国家一次调频上网负荷变动的要求下,对机组抽汽改造并且对耦合后的调峰消纳能力进行了评估。评估了机组耦合下的协助调峰性能及灵活性变化,得到以下结论:

- (1) 机组经过抽汽改造后,随着抽汽流量变化,3 台机组的一次调频能力均有所上升。3 台机组一次调频负荷变化率分别上升至 13.67%、15.93% 和 8.71%。
- (2) 水冷背压式机组与空冷凝汽式机组在经过

抽汽改造后能达到国家的上网标准。

(3) 水冷凝汽式机组即使在经过抽汽改造后仍不能达到国家的上网标准。

(4) 利用虚拟电厂多源互补的特性,3 台机组耦合后,可以协力达到国家的上网标准,且在满足标准的同时有着一定的调峰能力,能够容纳新能源发电的波动负荷。最大可容纳负荷为 2 号机组 THA 工况与 1 号和 3 号机组 THA 工况耦合,在满足上网条件下可以容纳 7.36 MW。

(5) 经过抽汽改造的机组,多个机组联合总发电负荷与联合热网供热负荷呈负相关趋势。

(6) 抽汽改造的机组,经过耦合后在满足国家一次调频标准的情况下可以减少机组煤耗,降低成本。3 台机组能达到的最低平均煤耗率为 890.40 kg/(kW·h)。

参考文献:

[1] 李嘉媚,艾 芊,殷爽睿. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J]. 中国电机工程学报,2022,42(1): 37-56.

LI Jiamei, AI Qian, YIN Shuangrui. Market mechanism and foreign experience of virtual power plant participating in peak-regulation and frequency-regulation [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 37-56.

[2] ZHANG Y L, PAN W W, LOU X D, et al. Operation characteristics of virtual power plant and function design of operation management platform under emerging power system [C]//2021 International Conference on Power System Technology (POWERCON): IEEE, 2021: 194-196.

[3] GHOLAMI A H, SURATGAR A A, MENHAJ M B, et al. Establishment of a virtual power plant in grid for maximizing producers' profits and minimizing pollutant emissions and investment costs [C]//2022 30th International Conference on Electrical Engineering (ICEE): IEEE, 2022: 150-155.

[4] 卫志农,余 爽,孙国强,等. 虚拟电厂的概念与发展[J]. 电力系统自动化,2013,37(13): 1-9.

WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9.

[5] WANG H, RIAZ S, MANCARELLA P. Integrated techno-economic modeling, flexibility analysis, and business case assessment of an urban virtual power plant with multi-market co-optimization [J]. Applied Energy, 2020, 259: 114-142.

[6] IACOBUCCI R, MCLELLAN B, TEZUKA T. Costs and carbon emissions of shared autonomous electric vehicles in a virtual power plant and microgrid with renewable energy [J]. Energy Procedia, 2019, 156: 401-405.

[7] HOWLADER H O R, SEDIQI M M, IBRAHIMI A M, et al. Optimal thermal unit commitment for solving duck curve problem by introducing CSP, PSH and demand response [J]. IEEE Access, 2018, 6: 4834-4844.

[8] ZHANG Y, YUAN F, ZHAI H, et al. Optimizing the planning of distributed generation resources and storages in the virtual power plant, considering load uncertainty [J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 387: 135868.

[9] 江叶峰,熊 浩,胡 宇,等. 考虑电热综合需求响应的虚拟电厂优化调度[J]. 电力建设,2019,40(12): 61-69.

JIANG Yefeng, XIONG Hao, HU Yu, et al. Optimal dispatching of virtual power plants considering comprehensive demand response of electricity and heat loads [J]. Electric Power Construction, 2019, 40(12): 61-69.

[10] 潘 轩,周任军,王 昱,等. 考虑供用热特性的虚拟电厂双阶段优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报,2021,33(6): 28-34.

PAN Xuan, ZHOU Renjun, WANG Yu, et al. Two-stage optimal dispatching of virtual power plant considering characteristics of heat supply and use [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(6): 28-34.

[11] ALEXANDER F, ANDREY M, INNA M, et al. Automation of unmanned low capacity power plant with synchronized generation [C]//2018 XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering (APEIE): IEEE, 2018: 108-114.

[12] GU Y, XU J, CHEN D, et al. Overall review of peak shaving for coal-fired power units in China [J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2016, 54: 723-731.

[13] POPOVIC D P, MIJAILOVIC S V. An efficient methodology for the analysis of primary frequency control of electric power systems [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2000, 22(5): 331-341.

[14] 郑 熙. 火电机组一次调频控制策略优化及应用[J]. 电站系统学报, 2020, 36(3): 7-10.

ZHENG Xi. Optimization and application of primary frequency regulation control strategy for thermal power units [J]. Power System Engineering, 2020, 36(3): 7-10.