

DOI: 10.19666/j.rlfed.202212249

考虑机组变负荷过程特性的火储联合调频 负荷优化方法

李 振¹, 王 楠¹, 周喜超¹, 赵鹏翔¹, 丛 琳¹, 宣 凯²
(1. 国网综合能源服务集团有限公司, 北京 100052;
2. 东南大学能源与环境学院, 江苏 南京 210096)

[摘 要] 新能源在能源系统中占比的逐步提高, 加大了火电机组 AGC 调频难度, 储能系统联合火电机组 AGC 调频技术在我国电力行业发展迅猛。针对目前火储联合调频系统未考虑机组变负荷过程特性及缺少相关评价体系的问题, 进行了考虑机组变负荷过程特性的火储联合调频系统研究。首先, 建立了机组变负荷过程中, 机组煤耗、寿命、环保性和储能寿命模型, 并统一转化为成本项, 从而构成相应的评价体系; 其次, 建立了系统日前运行优化模型, 综合考虑优化结果, 进一步细化了系统负荷分配策略; 最后, 通过算例验证了本文所提方法。结果表明: 提出的火储联合调频负荷优化分配策略能够达到储能状态管理的目的; 通过机组变负荷速率的优化选择和同储能系统的协同响应, 缓解了机组变负荷过程中的环保超标、寿命快速折损的问题。

[关 键 词] 变负荷过程特性; 储能; 联合调频; 运行优化; 负荷优化

[引用本文格式] 李振, 王楠, 周喜超, 等. 考虑机组变负荷过程特性的火储联合调频负荷优化方法[J]. 热力发电, 2023, 52(8): 104-112. LI Zhen, WANG Nan, ZHOU Xichao, et al. Optimization method of joint frequency modulation load of thermal power unit and energy storage considering the characteristics of thermal power plant variable load process[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(8): 104-112.

Optimization method of joint frequency modulation load of thermal power unit and energy storage considering the characteristics of thermal power plant variable load process

LI Zhen¹, WANG Nan¹, ZHOU Xichao¹, ZHAO Pengxiang¹, CONG Lin¹, XUAN Kai²
(1. State Grid Integrated Energy Service Group Co., Ltd., Beijing 100052, China;
2. Southeast University School of Energy and Environment, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: With the gradual increase in the proportion of new energy in the energy system, increasing the difficulty of AGC frequency regulation of thermal power units, energy storage systems combined with thermal power units AGC frequency regulation technology in China's power industry is developing rapidly. In this paper, the joint frequency modulation system of thermal power unit and energy storage system is studied for the problem of not considering the characteristics of unit variable load process and the lack of relevant evaluation system. Firstly, the thermal unit coal consumption, lifetime, environmental friendliness and energy storage lifetime models are established and uniformly transformed into cost terms during the thermal unit variable load process, thus constituting the corresponding evaluation system. Secondly, the system day-ahead operation optimization model is established, and the system load allocation strategy is further refined by considering the optimization results. Finally, the method proposed in this paper is verified by a case study. The results show that the optimal allocation strategy of joint frequency modulation load of thermal power unit and energy storage proposed in this paper can achieve the

修回日期: 2022-12-01

基金项目: 国网综合能源服务集团科技项目“火储联合调频负荷分配策略研究及系统开发”

Supported by: State Grid Integrated Energy Service Group Science and Technology Project “Research and System Development of Load Distribution Strategy for Joint Frequency Regulation of Thermal Power Unit and Energy Storage”

第一作者简介: 李振 (1986), 男, 博士, 主要研究方向为热能工程、综合能源与储能系统集成与调试运维, lizhen@sgecs.com.cn。

purpose of energy storage state management; and through the optimal selection of unit variable load rate and the coordinated response with the energy storage system, the process of unit load change is alleviated the problems of excessive environmental protection and rapid loss of lifespan.

Key words: variable load process characteristics; energy storage; joint frequency modulation; operation optimization; load optimization

在能源紧缺和环境恶化的压力下,世界各国纷纷大力支持碳达峰和碳中和的建议,并逐步进行能源结构的转型,以风能和太阳能等可再生清洁能源替代传统的燃煤等能源。但这类可再生清洁能源的随机性和不确定性给现有电网带来了很大的冲击。对于火电燃煤机组来说,可再生能源的不确定性加大了系统调频的困难,对调频资源的可用容量、响应准确性和响应速度提出了更高的要求。此外,机组中磨煤机启停会导致机炉运行爬坡约束、跟随时滞和断点段等问题,且跟踪自动发电控制(automatic generation control, AGC)指令也会出现反向调节、超调、欠调等一系列问题,极大地影响了机组的速度需求和频率控制精度。故针对可再生能源冲击火电燃煤机组调频能力的问题,亟需寻求新的解决手段,提升 AGC 调频能力。储能系统在面对可再生能源的随机性和间歇性的问题,可以通过自身的充放电缓解其对机组调频的冲击。正因为这一点储能系统也成为了常规调频机组以外重要的调频资源。将储能系统应用在自动发电控制中具有双向调节、爬坡速度快、功率响应准确、响应速度快等优点,可以有效控制区域电网联络线功率和电网频率,减少常规调频机组故障和磨损。

目前,国内外学者对火储联合调频已经进行了大量研究。文献[1]构建了含飞轮储能的火储联合调频系统,对比计算了考虑和不考虑飞轮储能两种情况下的调频补偿收益,验证了飞轮储能在火储联合调频机组中良好的全生命周期经济性。文献[2]在 MATLAB 软件中利用 Simulink 搭建了含蓄电池的火储联合调频系统,验证了当系统发生故障时的运行策略,仿真结果发现储能装置大幅减少了系统故障时电网频率的偏移,并提高了功率响应速度。文献[3]基于火储联合调频系统储能系统的特性,提出了一种多时间尺度储能利用的火电机组负荷调节控制方法。文献[4]同时考虑了光伏机组、储能机组和火电机组,并就储能系统对联合系统的运行经济性和光伏报废的影响进行了研究,结果表明足够的储能配置可以提高系统运行经济性,并大幅江都光伏废弃率。文献[5]提出了一种能够根据储能系统自身的荷电状态自适应调节系统的输出系数的策略,

该策略对改善频率偏差和维持荷电状态有着显著的效果。文献[6]针对火储联合调频系统中蓄电池的最小/最大荷电状态阈值的不确定性问题,提出一种荷电状态阈值优化方法。文献[7]在机组集散控制系统和电池储能之间增设协调控制器,实时弥补机组出力 and AGC 指令的偏差值。文献[8]提出一种以净效益最大为目标函数的储能系统参与 AGC 的容量配置方法。

综上所述,目前针对储能联合调频的可行性与协调控制策略已有初步研究和应用,但在火电与储能深度联合调频方面还有待进一步的探索与研究。首先,在现有的火储联合调频研究中,储能只是起到补偿偏差的作用,并没有起到深度协同的作用;其次,在实际的生产运营过程中,火电机组的变负荷成本和电池管理成本等也十分重要,但在现有研究中并未得到充分考虑。这使得实际运行系统中,出现储能电池提前退役、机组事故多发等问题,火电机组也能在联合调频中获得显著收益;最后,从优化目标的角度来看,大部分研究都追求经济性,对火储联合调频系统的环保性、稳定性和安全性等隐形指标考虑不足。本文针对以上问题进行了如下研究。

1) 建立了火储联合调频系统的机组变负荷过程模型。在考虑机组变负荷过程对系统经济性影响的同时,进一步研究了变负荷过程与系统环保性、稳定性和安全性之间的关系。

2) 在上述基础上,实现了相关特性指标的构建与计算,并建立了考虑机组变负荷过程特性的火储联合调频系统指标评价体系。

3) 进一步建立了火储联合调频系统日前-实时 2 阶段优化模型。在日前运行优化模型中考虑了变负荷过程对运行经济性的影响,并使用人工蜂群算法对模型进行求解。以日前运行优化得到的系统中设备出力值与储能荷电状态(state of charge, SOC)状态值(S_{soc})作为实时负荷优化中机组变负荷速率和储能运行策略分析的基础,实现了火电机组与储能的深度协同运行。最后,将本文所构建的经济性、环保性、稳定性和安全性 4 个指标统一折算为经济性,更加直观地突出了考虑变负荷过程与不考虑变负荷过程的区别。

1 机组变负荷过程模型

当负荷需求发生时,对于 AGC 负荷指令的分配应充分考虑机组的变负荷特性,建立变负荷速率与经济性指标、环保性指标、稳定性指标和安全性指标间的关系模型,寻找实时的最优变负荷速率,促进火储联合调频的深度协同运作。变负荷过程会影响机组的瞬态煤耗、机组寿命、污染物排放及储能寿命。其中,瞬态煤耗的变化会对系统的经济性产生影响,文中以总煤耗作为经济性指标。对于稳定性和安全性指标,由于现有研究和可用数据极少,故均折算为机组寿命损耗。变负荷过程还会对机组的污染物排放量造成影响,故可直接以对应污染物的排放作为环保性指标。

1.1 变负荷速率与煤耗关系模型

1.1.1 瞬态煤耗模型

当机组的初、末稳态工况一致但变负荷速率(瞬态过程)不同时,整个变负荷过程中也会产生不同的总煤耗^[9]。本文将这种由瞬态过程导致总煤耗不同的因素考虑了进来,故所考虑的机组总煤耗由稳态煤耗和瞬态的煤耗增量构成。

$$\dot{B}(\tau) = \dot{B}_s(\tau) + \delta B(\tau) \quad (1)$$

式中: $\dot{B}(\tau)$ 为瞬时给煤量,kg/s; $\dot{B}_s(\tau)$ 为稳态模型计算的给煤量,kg/s; $\delta B(\tau)$ 为瞬时给煤增量,kg/s; τ 为时间,s。

对于机组不同的变负荷速率,可根据模型计算出对应的瞬态煤耗增量。进一步对相关数据进行拟合便可得出变负荷速率与瞬态煤耗增量的关系模型。本文将机组变负荷速率与瞬态煤耗增量拟合为如下非线性函数:

$$\delta B = \frac{p_1 x + p_2}{x + q_1} \quad (2)$$

式中: x 为机组变负荷速率; p_1 、 p_2 和 q_1 为拟合系数。

考虑在 50%~75%、75%~100% 负荷段进行分段拟合以提高精度。其中,各段模型对应的 p_1 、 p_2 和 q_1 取值见表 1。

表 1 模型参数
Tab.1 Model parameters table

计算工况	p_1	p_2	q_1
50%~75%升负荷	1.313 0	0.950 6	-1.181 0
75%~100%升负荷	1.182 0	0.352 1	-1.192 0
100%~75%降负荷	-1.102 0	-0.498 8	1.226 0
75%~50%降负荷	-1.689 0	0.829 7	0.279 7

1.1.2 稳态煤耗模型

文中稳态煤耗采用供电煤耗,供电煤耗是按照机组供电量计算的标准燃料消耗率,该指标是衡量机组经济运行的重要指标。供电煤耗负荷特性曲线(煤耗特性曲线)是发电厂能耗状态分析和机组负荷调度的重要依据。煤耗特性曲线一般需要对该机组进行 5 个以上负荷的供电煤耗测试,然后对煤耗试验数据进行回归分析得到。相关研究通过对多种机组的比负荷和比供电煤耗数据进行拟合后发现,这 2 个变量呈现出接近于指数递减的关系^[10]。

$$\mu = ae^{-\beta/t} + b \quad (3)$$

式中: μ 为比供电煤耗,定义为 $\mu=c_g/c_{g0}$, c_g 为机组负荷 P 下的供电煤耗,g/(kW·h); c_{g0} 为机组 THA 工况负荷 P_0 下的供电煤耗; a 为 0.798; b 为静态偏执系数; t 为 0.245; β 为比负荷,定义为 $\beta=P/P_0$ 。

该模型拟合的预测偏差较小,精度较高,一般作为通用比煤耗特性曲线。由于不同容量的汽轮机可视为相似模型,其内效率随主蒸汽流量相对变化趋势相似,所以可认为目标机组的比煤耗特性曲线与通用比煤耗特性曲线形状相同,可采用两点法^[10]计算相应机组的稳态煤耗。本文的研究机组为某亚临界 300 MW 机组,其供电煤耗 c_g 随负荷 P 的变化为:

$$c_g = c_{g0}[ae^{-(P/P_0+\beta_1)/t} + b - \mu_0] \quad (4)$$

式中: $c_{g0}=312.02$ g/(kW·h); $P_0=300.014$ MW; $\beta_1=-0.0348$; $\beta_0=0.0035$ 。

1.2 变负荷速率与机组寿命关系模型

过大的变负荷速率会使得机组稳定性变差^[11]。一方面是燃烧稳定性下降,如机组快速降负荷运行,容易导致锅炉的燃烧不稳定;另一方面负荷频繁大幅度变动容易使重要参数控制发生变动,控制回路容易欠调、过调,次生波动不受控,使其关键控制回路稳定性下降。由于相关研究与可用数据较少,本文将变负荷速率与机组稳定性及安全性的关系折算为机组寿命损耗,统一至寿命折损部分进行量化计算。

机组的寿命损耗和变负荷速率成正比,而汽轮机作为机组中的核心设备之一,其运行时,会受到自重、离心力和各种应力的影响^[11]。为降低其寿命损耗,本文重点分析变负荷速率与高中压转子寿命间的关系。

首先对转子寿命进行计算,假定转子材料为 30Cr2MoV,根据低周疲劳特性曲线公式有:

$$\Delta \varepsilon_1 = 0.00404N^{-0.0902} + 1.1311N^{-0.8131} \quad (5)$$

式中: $\Delta \varepsilon_1$ 为应变; N 为循环次数。

进一步地, 将机组变负荷速率与寿命损耗 L 的关系拟合为:

$$L = p_1x^3 + p_2x^2 + p_3x + p_4 \quad (6)$$

式中: x 为机组变负荷速率, MW/min; $p_1=4.329 \times 10^{-5}$; $p_2=-0.0002897$; $p_3=0.000636$; $p_4=-0.0002896$ 。

1.3 变负荷速率与环保成本关系模型

在机组快速变负荷过程中, 机组排放的粉尘、 SO_x 、 NO_x 等污染物会出现瞬时超标的现象, 从而增加了社会和电厂的环保成本。机组所产生的环境附加成本可由下式表示^[12]:

$$C_{\text{env}} = C_{\text{dis}} + C_{\text{pun}} \quad (7)$$

式中: C_{dis} 为机组污染物排放产生的环境损失成本; C_{pun} 为机组污染物排放超标引起的政府罚款。

C_{dis} 可进一步表示为:

$$C_{\text{dis}} = 0.6\lambda_1\lambda_e \sum_{i=1}^k \frac{G_i}{N_i} \quad (8)$$

式中: λ_1 、 λ_e 为地区调整系数和环境功能调整系数; k 为污染物种类; G_i 为第 i 种污染物排放值; N_i 为第 i 种污染物排放值当量值。

对于常见的污染物排放量可以分别由相应公式算出, 如 SO_2 的排放量可由下式计算:

$$P_{\text{SO}_2} = \frac{32}{16} b_{\text{tp}} S(1 - \eta_s) t \quad (9)$$

式中: b_{tp} 为发电煤耗, g/(kW·h); S 为煤含硫质量分数; η_s 为脱硫效率; t 为燃料硫生成的 SO_2 的比例。

NO_x 的排放量由下式计算:

$$P_{\text{NO}_x} = \frac{30.8}{14} b_{\text{tp}} N(1 - \eta_N) \frac{\eta_m}{n} \quad (10)$$

式中: N 为煤的含氮质量分数; η_N 为脱硝效率; η_m 为燃料氮转化率; n 取 80%。

CO 的排放量由下式计算:

$$P_{\text{CO}} = \vartheta b_{\text{tp}} \quad (11)$$

式中: ϑ 为 CO 的排放系数, 取 0.23。

烟尘的排放量由下式计算:

$$P_{\text{yc}} = \xi(1 - \eta_c) b_{\text{tp}} \quad (12)$$

式中: ξ 为烟尘排放系数, 取 0.0096; η_c 为除尘效率。

1.4 储能系统寿命损耗模型

在考虑机组变负荷过程中机组寿命损耗时, 也需要重视储能电池的寿命损耗问题。如果忽视了这一点, 会降低火储联合调频系统的预估效益。因此

需要建立合适的寿命损耗模型来更好地评估火储联合调频系统的效益。文献[13]基于实验数据提出了电池的累积损伤寿命模型。

$$L_R = d_R C_R l_R \quad (13)$$

式中: L_R 为电池在额定条件下全寿命周期内的总有效放电电量; d_R 为额定放电深度; C_R 为电池额定容量; l_R 为电池额定循环寿命。

2 日前运行优化模型

AGC 调频负荷分配过程中, 需要综合考虑机组调节速率、储能 SOC、未来一段时间内 AGC 指令情况, 确定分配到机组的 AGC 指令 (一定变负荷速率), 并在需要情况下, 进行储能的预充放电。基于此, 为了更好地制定实时负荷分配策略, 本文构建了以运行经济性最优为目标的日前运行优化模型。该优化目标与机组变负荷速率紧密相关, 为机组应该以多大速率变负荷提供了参考。此外, 日前运行优化通过对系统运行设定值进行优化, 可以得到未来一天内的设备出力值和储能 S_{SOC} , 而这也将指导后续实时负荷优化策略的制定。

2.1 目标函数

火储联合调频系统的日前运行优化目标为运行经济性最优。火储联合调频系统的日运行综合费用主要包括燃料费用、储能配置费用、储能运行费用和调频收益 4 个方面。

$$\min C_{\text{price}} = \min(C_{\text{fuel}} + C_{\text{stor,confc}} + C_{\text{sotr,oc}} - C_{\text{gain,agc}}) \quad (14)$$

式中: C_{fuel} 为火电机组燃料成本; $C_{\text{stor,confc}}$ 为储能配置费用; $C_{\text{sotr,oc}}$ 为储能运行费用; $C_{\text{gain,agc}}$ 为调频收益。

其中, 火电机组的燃料成本函数计算公式为:

$$C_{\text{fuel}} = \sum_{t=1}^{24} \phi \times f_{\text{coal}}^t (P_{\text{power}}^t) \quad (15)$$

式中: P_{power}^t 为火电机组的电功率输出, MW; ϕ 为燃煤价格, 万元/kg; f_{coal}^t 为火电机组 t 时刻的煤耗量, kg/h; t 为时间段序号, h。

储能的配置费用函数计算公式为:

$$C_{\text{stor,confc}} = c_b \frac{E_b}{\eta} + c_{\text{pac}} P_b + c_a E_b \quad (16)$$

式中: c_b 为电池本体的单位能量价格, 万元/(MW·h); E_b 为储能的额定容量, MW·h; η 为储能的充放电总效率; c_{pcs} 为储能系统变流器 (PCS) 的单位功率价格, 万元/MW; P_b 为储能的充放电功率, MW; c_a 为辅助设施的单位能量价格, 万元/(MW·h)。

储能的运行维护成本函数计算公式为:

$$C_{stor,oc} = c_{fix} P_b \quad (17)$$

式中： c_{fix} 为单位功率固定运行成本，万元/MW。最后通过实际运行的寿命损耗折算该运行日的储能成本。

调频收益计算方法为^[14]：

$$C_{gain,agc} = k_p D' Q_{price} \quad (18)$$

式中： k_p 为调频综合性能指标，在储能参与调频补偿时取 2.4，在储能不参与时取 1.1（基于历史数据统计所得）； D' 为近似调频里程，调度阶段采用前后 2 负荷点差值作为等效调频里程计算，MW； Q_{price} 为调频补偿价格，万元/MW。

2.2 优化模型约束条件

基于火储联合调频系统的日前经济优化调度模型的约束条件包括功率平衡约束、设备容量约束、设备运行约束等。

电功率平衡约束条件为：

$$P_{power}^i + P_b^i = P_{Load}^i \quad (19)$$

式中： P_{power}^i 为火电机组的电功率输出； P_b^i 为储能的充放电功率； P_{Load}^i 为逐时负荷值。

火储联合调频系统内设备容量及运行约束条件为式(20)一式(22)。

火电机组发电量为：

$$P_{power}^{min} \leq P_{power}^i \leq P_{power}^{max} \quad (20)$$

储能充放电量为：

$$P_b^{min} \leq P_b^i \leq P_b^{max} \quad (21)$$

储能剩余能量为：

$$E_{stor}^{min} \leq E_{stor}^i \leq E_{stor}^{max} \quad (22)$$

式中： P_{power}^{min} 、 P_{power}^{max} 为火电机组最小、最大发电出力； P_b^{min} 、 P_b^{max} 为储能最小、最大充放电功率； E_{stor}^{min} 、 E_{stor}^{max} 为储能的最小、最大剩余能量。

3 案例分析

3.1 日前运行优化分析

本文对容量为 330 MW 的火电机组和容量为 4.5 MW·h、额定充放功率为 9 MW 的储能装置进行火储联合调频系统的日前运行优化，并根据日前运行优化得到的结果结合变负荷过程模型，基于变负荷过程评价模型，对实时的火储联合调频系统负荷分配进行优化分析。该火储联合调频系统的典型日负荷曲线如图 1 所示。

基于上述日前运行优化模型，以经济性为目标函数，采用人工蜂群算法对运行优化模型进行求解。人工蜂群算法求解流程如图 2 所示。

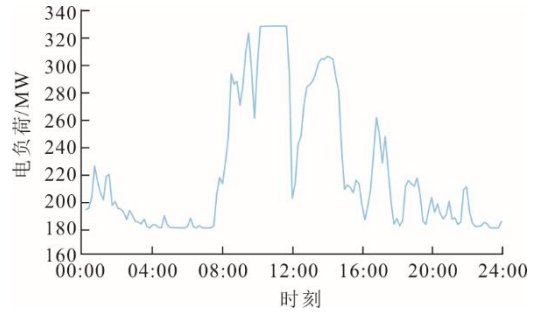


图 1 典型日电负荷 (AGC 指令)

Fig.1 Typical daily electric load (AGC Directive) diagram

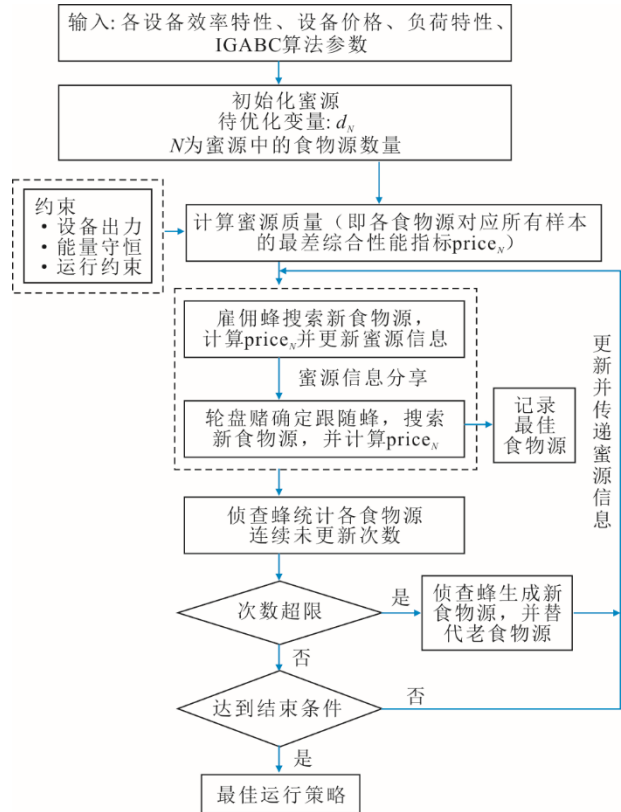


图 2 人工蜂群算法求解流程

Fig.2 Artificial bee colony algorithm solving flow diagram

运行优化的寻优过程，火电机组和储能出力以及储能 SOC 变化分别如图 3—图 6 所示。

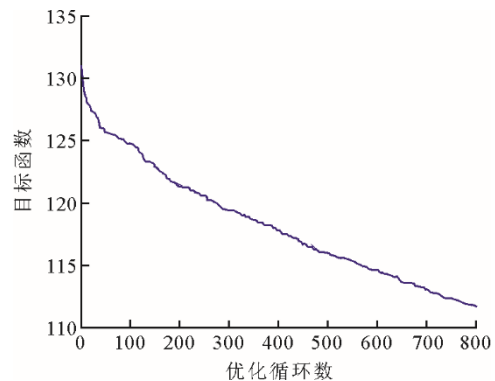


图 3 寻优过程

Fig.3 Optimization process diagram

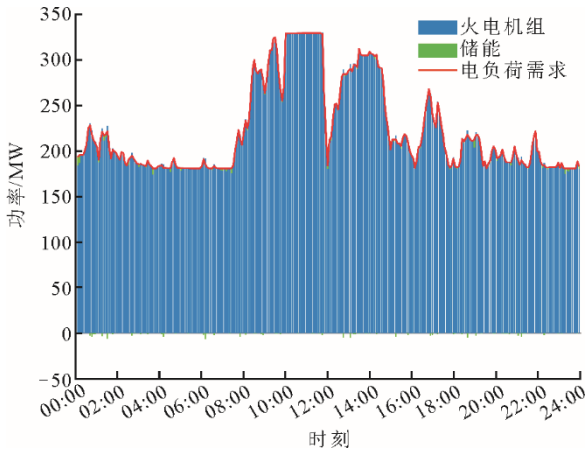


图4 火电机组和储能出力

Fig.4 Thermal power unit and energy storage output diagram

其局部图显示为:

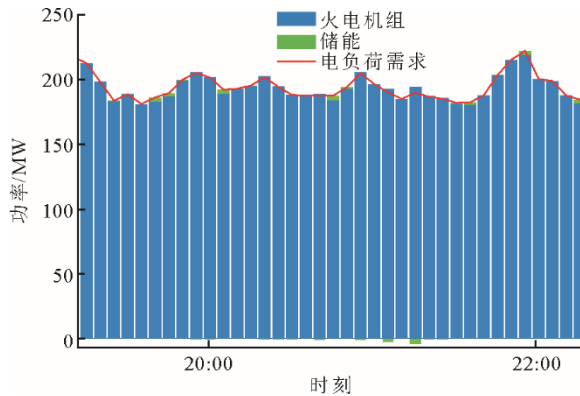


图5 火电机组和储能出力局部图

Fig.5 Thermal power units and energy storage output partial diagram

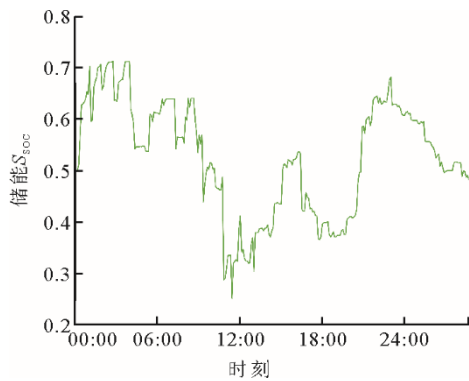


图6 储能 Ssoc 变化

Fig.6 Energy storage Ssoc state change diagram

经改进型人工蜂群优化算法求解之后可得日总成本为 111.19 万元。从日前运行优化结果可以看到：当电负荷需求变化较小且储能可以对外放电时，储能会优先平衡电负荷变化需求；当火电机组发电量较高时，机组单位发电煤耗会降低。从图 4 中可以看出：在电负荷需求较高的时间段，机组多发电对储能进行充电；在电负荷较低且变化小的时间段，

储能会作用地更加频繁，从而实现储能的调频作用。

3.2 实时负荷优化分析

在日前运行优化的基础上，综合考虑机组变负荷特性、储能电池状态与储能 S_{soc} 优化参考值，进一步细化火储联合调频的负荷分配策略。

根据前述建立的机组变负荷特性模型与仿真结果，初步选定的机组变负荷速率范围为 0.75%~1.30%机组容量/min (用 v_1 和 v_2 表示)，结合储能实时状态进行机组变负荷速率的细化调整，具体为：

- 1) 储能 S_{soc} 在 40%~60%时，机组按 v_1 进行变负荷（即相对较慢），储能根据机组输出补偿后的负荷偏差与参考 S_{soc} 进行输出功率设定；
- 2) 储能 S_{soc} 在 20%~40%、60%~80%时，机组在 v_1 与 v_2 之间插值速率进行变负荷，储能根据机组输出补偿后的负荷偏差与参考 S_{soc} 进行输出功率选择；
- 3) 储能 S_{soc} 大于 80%时，机组按 v_1 速率升负荷、 v_2 速率降负荷；
- 4) 储能 S_{soc} 小于 20%时，机组按 v_2 速率升负荷、 v_1 速率降负荷，储能根据机组输出补偿后的负荷偏差与参考 S_{soc} 进行输出功率设定。

以一个典型的 15 MW 的 AGC 指令调整过程为例，仿真对比原机组固定响应速率（1.12%机组容量/min）与上述机组变速率调节的 AGC 响应过程，并计算相应的煤耗、调频收益、储能均摊成本、环境成本和变负荷机组寿命折损等机组成本。

在该典型 AGC 过程中，指令在 1 min 和 21 min (1260 s) 时分别发生了一次正向和反向 15 MW 的变化。考虑到实际机组存在由于磨煤和煤粉输送等导致的响应滞后，仿真中设置机组实发功率与功率指令存在 25 s 的纯延迟，机组变速率调节策略下机组与储能联合响应如图 7 所示。

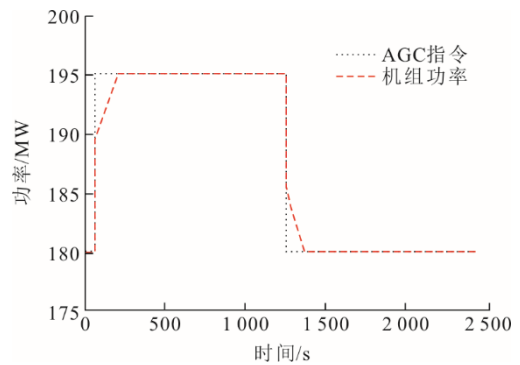


图7 机组变速率调节策略下的机组与储能联合响应
Fig.7 Combined response diagram of thermal power unit and energy storage under variable rate regulation strategy of thermal power unit

由图 7 可以看出：响应初期联合出力可以很快跟随 AGC 指令变化，这是由于储能容量可以快速跟踪这一相对较小的负荷偏差，而这期间，机组采用相对较慢的变负荷速率进行变负荷；在跟踪后期，输出功率变化明显减缓，这主要是因为机组实发功率跟踪功率设定值，此时功率偏差已较小，而此时储能根据机组补偿后的偏差输出，出力减小（且储能输出跟踪设有死区），同时由于机组功率输出存在滞后，使得总体输出在较长时间内存在小范围的偏差消除过程，这一变负荷过程中储能系统 S_{soc} 的变化如图 8 所示。

基于前述目标函数计算方法，计算上述典型变负荷过程的各项成本和调频收益项，对比结果见表 2。由表 2 可以看出，在这一典型变负荷过程中，变速率响应的火储联合系统的总成本较原定速率变化策略降低了 0.011 万元（-0.36%）。同时可以看出，考虑的各项成本中，煤耗成本占据了主导性的地位。这主要有 2 方面的原因：一是如相关文献指出，机组燃料成本占 50% 以上；二是在变负荷成本模型

相关研究中，变负荷煤耗特性已有一定的研究，而其他相关模型，如寿命折损与变负荷特性模型的研究相对较少，故本文的煤耗模型计算更为精确。同时本文针对其中最为关键且有一定研究的汽轮机转子寿命进行了分析，但机组实际寿命折损等可能发生在更多部位且导致的成本损耗也将更严重，因此，相对各项成本变化的绝对值来说，关注其相对变化应更合适。

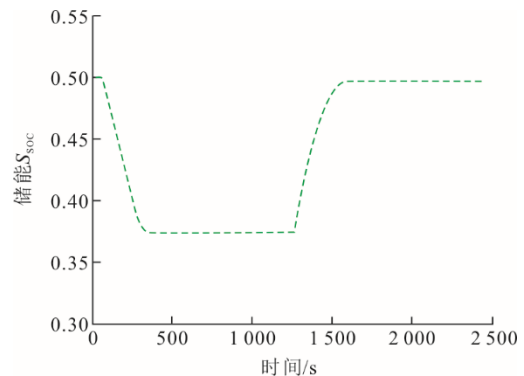
图 8 储能系统 S_{soc} 变化Fig.8 Energy storage system S_{soc} variation diagram

表 2 结果对比

单位：万元

Tab.2 Comparative results table

对比方法	总成本	煤耗成本	调频收益	储能成本	环境成本	寿命折损
机组变速率响应	2.953 620	2.946 104	0.074 905	0.035 662	0.015 969	0.030 852
机组恒定速率	2.964 400	2.947 483	0.075 200	0.035 599	0.019 763	0.036 754
相对变化/%	-0.363 630	-0.046 780	-0.393 430	0.176 940	-19.197 700	-16.059 100

首先，机组采用优化变负荷速率响应，其煤耗成本相对降低了 0.047%，其原因是机组采用变负荷速率调节考虑了瞬态过程的煤耗增量，使其总体煤耗略有减小，但由于稳态与瞬态总煤耗模型本身差别并不大（瞬态煤耗变化约占 0.8%），这一提升并不十分显著；其次，火储联合系统的调频收益基本持平（增加约 0.39%），这也是储能成本增加（0.18%）带来的收益。值得注意的是，在机组减缓响应的前提下，储能相对多的承担了补偿任务，但这导致的储能折算成本增加并不显著；再次，由于机组灵活采用不同速率变负荷，尤其是主动协同储能进行低速率变负荷，缓解了频繁快速变负荷过程中的污染物处理效率波动（甚至超标）的问题，从表格数据可以看出，相应的环境成本显著降低（19.20%）；最后，寿命损耗折算成本相对降低了 16.06%，达到本课题预期目的。

在典型变负荷过程仿真基础上，进一步基于历史 AGC 指令数据进行变负荷仿真。设定初始储能 $S_{soc}=0.5$ ，某一典型日内 500 min 的仿真结果如图 9

所示，其局部放大图如图 10 所示。由图 9、图 10 可以看出，火储联合系统出力可以较好跟踪 AGC 指令变化，但对于快速折返变化的 AGC 指令仍难以有效跟踪，其主要受机组变负荷速率、输出滞后和储能容量有限等因素的限制。仿真过程的储能系统 S_{soc} 如图 11 所示。

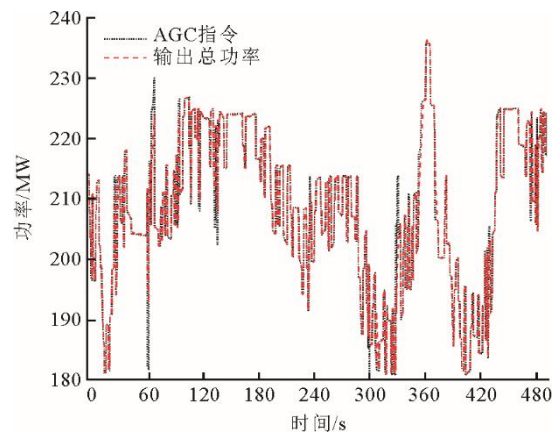


图 9 基于 AGC 指令的变负荷仿真

Fig.9 AGC command-based variable load simulation diagram

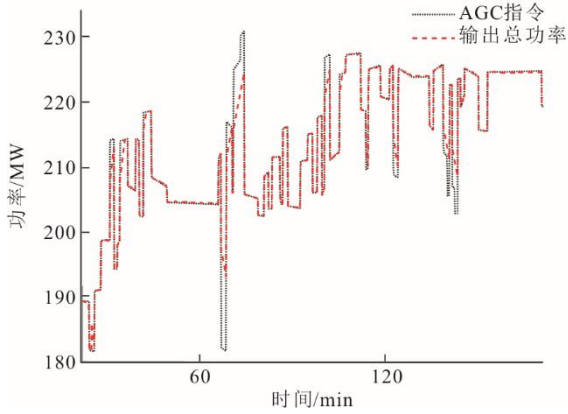


图 10 基于 AGC 指令的变负荷仿真局部放大
Fig.10 AGC command-based variable load simulation with partial magnification diagram

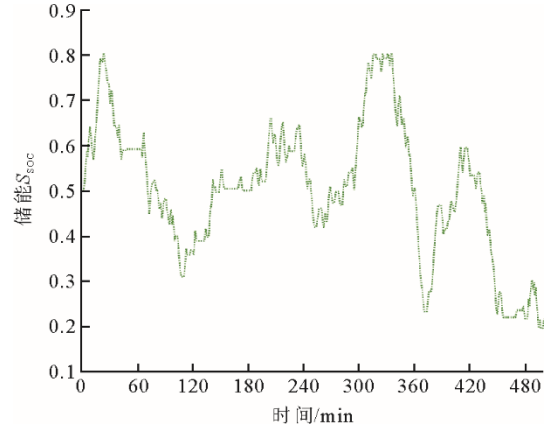


图 11 储能系统 Ssoc 变化
Fig.11 Energy storage system Ssoc variation diagram

基于前述计算方法，计算上述变负荷过程中各项成本和调频收益项，与机组采用原固定变负荷速

率仿真对比结果见表 3，响应过程中机组变负荷速率图分别如图 12、图 13 所示。

表 3 结果对比
Tab.3 Comparative results table

单位：万元

对比方法	总成本	煤耗成本	调频收益	储能成本	环境成本	寿命折损
机组变速率响应	40.032 251 0	39.263 326 0	0.166 402 9	0.611 926 1	0.198 574 0	0.124 828 0
机组恒定速率	40.159 221 0	39.270 281 0	0.164 355 9	0.601 428 6	0.241 105 0	0.210 762 0
相对变化/%	-0.316 20	-0.017 70	1.245 40	1.745 43	-17.639 90	-40.773 30

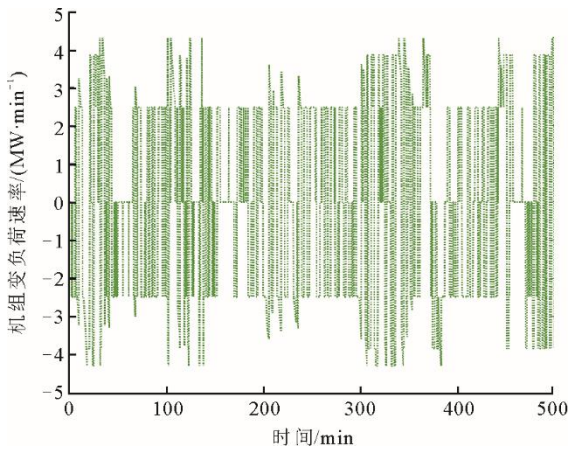


图 12 机组变速率响应
Fig.12 Thermal power unit variable rate response diagram

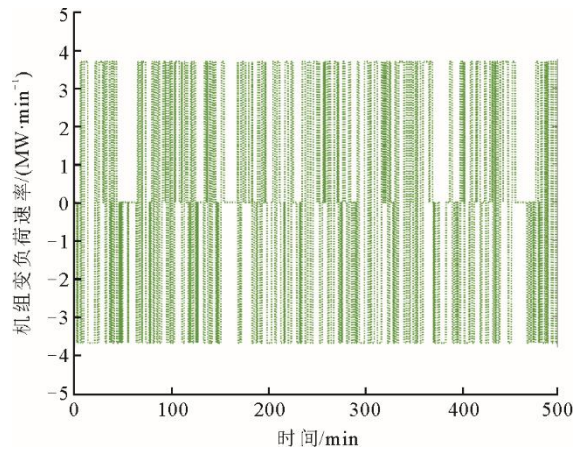


图 13 机组恒定速率响应
Fig.13 Thermal power unit constant rate response diagram

4 结 论

本文考虑了火储联合调频系统的变负荷过程，对变负荷过程所带来的影响进行了深入探讨与研究。首先，建立了机组的变负荷过程模型，将机组的煤耗、寿命、污染物排放和储能设备的寿命与变负荷过程联系起来，并用经济性、稳定性、环保性和安全性 4 个指标进行表征，进一步构建了变负荷过程模型的评价体系；其次，构建了日前-实时 2 阶

段优化模型；最后，采用实际案例对本文所提方法与模型进行了验证，并得到了以下结论。

1) 在日前运行优化模型中，考虑了变负荷过程对系统运行经济性的影响。系统未来一天的运行设定值优化结果为机组应该以多大速率变负荷提供了参考，其设备出力值与储能 SOC 状态值对细化调整机组变负荷速率具有指导意义。

2) 基于日前运行优化结果，选定机组变负荷速

率为 0.75%~1.30% 机组容量/min, 并根据储能实时状态进一步细化调整了机组变负荷速率。以典型的 15 MW 的 AGC 指令调整过程为例, 储能在响应初期和末期均被充分调动, 及时补偿了功率偏差, 但也正是因为储能承担了相对多的补偿任务, 导致储能折算成本增加并不显著。

3) 在上述典型调整过程中, 采用变负荷速率响应, 煤耗成本相对于固定负荷速率响应降低 0.047%, 环境成本显著降低为 19.200%, 寿命损耗折算成本相对降低 16.060%, 同样十分显著。系统的调频收益增加约为 0.390%, 这部分收益是由于储能成本增加 0.180% 带来的。

【参考文献】

- [1] 张兴, 阮鹏, 张柳丽, 等. 飞轮储能在华中区域火电调频中的应用分析[J]. 储能科学与技术, 2021, 10(5): 1694-1700.
ZHANG Xing, RUAN Peng, ZHANG Liuli, et al. Application analysis of flywheel energy storage in thermal power frequency modulation in central China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2021, 10(5): 1694-1700.
- [2] WANG Qingsong, YANG Pengfei, BUJA Giuseppe. Design and analysis on different functions of battery energy storage system for thermal power units frequency regulation[J]. Energy Reports, 2022, 8: 11981-11991.
- [3] WANG Di, LIU Deying, WANG Chaonan, et al. Flexibility improvement method of coal-fired thermal power plant based on the multi-scale utilization of steam turbine energy storage[J]. Energy, 2022, 239, 122301.
- [4] HONG Guan, FENG Yuanhao, YANG Xingang, et al. Optimization strategy of combined thermal-storage-photovoltaic economic operation considering deep peak load regulation demand[J]. Energy Reports, 2022, 8: 112-120.
- [5] LI Junhui, GAO Zhuo, MU Gang, et al. Research on the control strategy of energy storage participation in power system frequency regulation[J]. International Transactions on Electrical Energy Systems, 2020, 30(12): e12676.
- [6] LIU Xubin, XU Xin, WU Qiuwei, et al. SoC threshold optimization for battery storage in frequency regulation considering uncertainty of SoC measurement and automatic generation control fatigue loss of thermal power system[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 137(5), 107771.1-107771.12.
- [7] XIE Xiaorong, GUO Yonghong, WANG Bin, et al. Improving AGC performance of coal-fueled thermal generators using multi-MW scale BESS: a practical application[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3), 1769-1777.
- [8] 汤杰, 李欣然, 黄际元, 等. 以净效益最大为目标的储能电池参与二次调频的容量配置方法[J]. 电工技术学报, 2019, 34(5): 963-972.
TANG Jie, LI Xinran, HUANG Jiyuan, et al. Capacity allocation of BESS in secondary frequency regulation with the goal of maximum net benefit[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(5): 963-972.
- [9] 王朝阳, 李冰心, 苗国耀, 等. 660 MW 机组不同变负荷速率下瞬态过程的能耗特性研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(19): 5665-5673.
WANG Chaoyang, LI Bingxin, MIAO Guoyao, et al. Study on energy consumption characteristics during transient processes of a 660 MW coal-fired power plant with different load-variation rates[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(19): 5665-5673.
- [10] 刘福国, 张绪辉. 两点法确定供电煤耗-负荷特性曲线研究[J]. 热力发电, 2020, 49(9): 87-92.
LIU Fuguo, ZHANG Xuhui. Determination of load-impacted curve on generation efficiency of coal fired unit by two-point method[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(9): 87-92.
- [11] 李颖. 火电机组参与自动发电控制运行对机组寿命的影响[J]. 热力发电, 2004, 33(6): 6-10.
LI Ying. Influence of thermal power units participating in operation of automatic generation control upon service life of the units[J]. Thermal Power Generation, 2004, 33(6): 6-10.
- [12] 柴有国, 何晓燕, 苏永健, 等. 考虑安全环保及补偿的火电机组调峰经济性研究[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 199-205.
CHAI Youguo, HE Xiaoyan, SU Yongjian, et al. Economic research on peak shaving of thermal power units considering safety-environmental protection and compensation[J]. Electric Power, 2021, 54(11): 199-205.
- [13] BARSALI S, GIGLIOLI R, LUTZEMBERGER G, et al. Optimized operation of storage systems integrated with MV photovoltaic plants, considering the impact on the battery lifetime[J]. Journal of Energy Storage, 2017, 12: 178-185.
- [14] 陈丽娟, 姜宇轩, 汪春. 改善电厂调频性能的储能策略研究和容量配置[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 52-59.
CHEN Lijuan, JIANG Yuxuan, WANG Chun. Strategy and capacity of energy storage for improving AGC performance of power plant[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 52-59.

(责任编辑 邓玲惠)