

发电厂 AGC 与储能联合调频特性及仿真

王楠¹, 李振¹, 周喜超¹, 刘超², 安坤¹, 丛琳¹

(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] 随着新能源在能源系统中占比的逐步提高, 储能系统联合火电机组自动发电控制 (AGC) 调频技术在我国电力行业发展迅猛。本文结合南方市场调频辅助服务补偿规则, 研究了机组 AGC 与储能系统联合调频的特性; 从提升机组 AGC 调频性能的角度, 制定了储能充放电控制策略, 并通过与机组原 AGC 联合调频仿真研究了储能功率和储能容量对 AGC 综合调频性能指标的影响; 建立了 AGC 调频收益评价模型, 在此基础上给出了储能容量配置的建议。仿真结果表明, 合理配置储能系统可以显著提升常规机组的调频性能, 并带来明显的调频收益。

[关键词] 自动发电控制; 储能; 联合调频; 仿真; 控制策略; 容量配置

[中图分类号] TM743 **[文献标识码]** A **[DOI 编号]** 10.19666/j.rlfld.202104086

[引用本文格式] 王楠, 李振, 周喜超, 等. 发电厂 AGC 与储能联合调频特性及仿真[J]. 热力发电, 2021, 50(8): 148-156.
WANG Nan, LI Zhen, ZHOU Xichao, et al. Characteristics research on combined frequency modulation of AGC and energy storage in power plant and the simulation[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(8): 148-156.

Characteristics research on combined frequency modulation of AGC and energy storage in power plant and the simulation

WANG Nan¹, LI Zhen¹, ZHOU Xichao¹, LIU Chao², AN Kun¹, CONG Lin¹

(1. State Grid Integrated Energy Service Group Co., Ltd., Beijing 100052, China;

2. School of energy and environment, Southeast University, NanJing 210096, China)

Abstract: With the increasing proportion of new energy in energy system, the automatic generation control (AGC) frequency modulation technology for the combination of thermal power unit and energy storage system is developing rapidly in China's power industry. Combined with compensation rules of auxiliary frequency modulation in southern market, this study explains the calculation method and significance of AGC performance index in power plant, and introduces the characteristics of assisting thermal power units with AGC. From the perspective of improving the AGC frequency modulation performance of the unit, the energy storage charging and discharging control strategy is formulated, and the influence of energy storage power and energy storage capacity on the comprehensive frequency regulation performance of AGC is studied, through the simulation of joint frequency regulation with the original AGC. An electricity market model and a profit evaluation model are established. On this basis, recommendations for configuration of energy storage capacity is given. The simulation results show that, a reasonable configuration of the energy storage system can significantly improve the frequency modulation performance of conventional units and bring obvious frequency modulation benefits.

Key words: automatic generation control, energy storage, joint frequency modulation, simulation, control strategy, capacity configuration

随着碳达峰、碳中和“3060 目标”的提出, 新能源发电在电网中的占比将逐步升高, 但其本身的间歇性和不确定性给电网的安全稳定带来严重隐患。频率作为电能质量的一项重要指标, 对电力系统的稳定运行影响巨大。目前, 我国电力系统主要由传统火电机组提供自动发电控制 (automatic

generation control, AGC) 调频功能, 但由于火电机组惯性和延迟较大, 其对有功功率的调节响应速度较慢。储能技术原则上可以帮助纠正在任何负荷条件下发电量与需求量之间的偏差, 能在更短时间内 (毫秒级) 以更高精度跟随负荷指令, 综合调频能力可以很好满足 AGC 的要求。

收稿日期: 2021-04-08

基金项目: 国家自然科学基金项目(51676034)

Supported by: National Natural Science Foundation of China (51676034)

第一作者简介: 王楠(1977), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统、电力系统调度优化及储能技术应用, wangnan@sgecs.com.cn.
(C)1994-2021 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

近年来, 各项储能技术取得了显著进展, 电池储能、抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超级电容器储能以及超导磁储能等^[1-5]均可作为辅助手段协助火电机组调频。同时, 我国各地相继出台了本地区适用的“两个细则”等有关政策^[6], 指出: 在发电侧建设的电储能设施可与机组联合参与调峰调频, 或作为独立主体参与辅助服务市场交易。经过多年的理论研究, 几个储能联合 AGC 调频试点项目已逐步投入运行。这些项目中, 储能系统辅助调频作用明显, 相关控制策略得到了验证。在当今市场环境和政策条件下, 研究储能联合 AGC 调频在技术和经济上均有一定价值。

有多位学者针对储能应用于火电机组辅助调频进行了研究。陈丽娟等^[7]制定了提升调节性能、缩短响应时间的储能充放电策略, 并考虑了电池荷电状态的越限回归策略, 结合华北地区电网相关规则, 以净收益为目标函数, 通过计算优化了机组配置储能的最优容量。孙冰莹等^[8]运用密切度择优的多目标粒子群算法进行决策, 通过补偿度优化控制策略。Xie 等人^[9]采用储能电池实时补偿 AGC 指令与机组实发功率之间的偏差, 并分析了实际应用效果。上述研究表明, 储能用于火电机组辅助调频具有较大优势。

本文基于广东省某 330 MW 火电机组历史 AGC 运行数据 (秒级, 包含机组 AGC 指令值、负荷指令值和实发功率值), 进行发电厂 AGC、储能联合调频特性的计算, 研究储能辅助机组 AGC 调频的控制策略, 主要考虑了储能输出控制策略与储能电池荷电状态 (state of charge, SOC) 越限回归策略。在此基础上, 结合中国南方电网有限责任公司 (南方电网)“两个细则”对于辅助市场的补偿规则和储能成本核算规则, 对储能容量进行了优化, 以期对实际储能容量配置和储能控制提供借鉴。

1 AGC 性能指标的评定及计算

南方电网“两个细则”中详细规定了电厂 AGC 性能指标的评定及计算, 是比较储能加入后的优化效果和补偿值计算的基础。其中, AGC 综合调频性能指标 K 是调节速率、响应时间、调节精度的综合体现:

$$K = 0.25 \times (2 \times K_1 + K_2 + K_3) \quad (1)$$

式中, K_1 、 K_2 、 K_3 分别为调节速率、响应时间和调节精度指标。

典型 AGC 功率控制过程示意如图 1 所示。图 1

中: P_1 、 P_2 、 P_3 为 3 个不同 AGC 负荷指令值; 在 T_0 时刻, AGC 指令值由 P_1 阶跃上升至 P_2 ; 经过一定延迟, 机组实发功率在 T_1 时刻明显上升 (即达到一定门槛值) 并向 P_2 靠近; $T_1 \sim T_3$ 内, 机组负荷上升, 在 T_2 时刻穿过死区, 在 T_3 时刻首次达到指令值 P_2 , 此后在 P_2 附近波动; 在 T_4 时刻, 新的 AGC 指令下发, 指令值下降为 P_3 ; 经过一定延迟后, 机组输出在 T_5 时刻后可靠地向 P_3 靠近; 在 T_6 时刻跨过靠近 P_3 的死区; 在 T_7 时刻, 瞬时输出值下降至 P_3 。

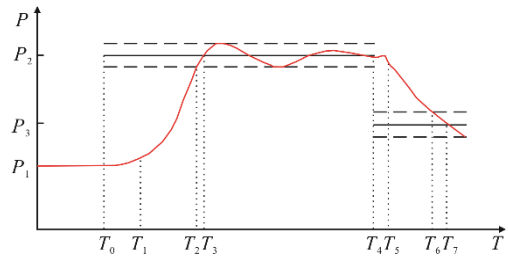


图 1 典型 AGC 指令和发电机组的响应
Fig.1 Typical AGC command and unit response

1.1 调节速率指标 K_1

调节速率指标 K_1 指发电单元响应 AGC 控制指令的相对速率, 计算公式为

$$K_1 = V / V_{pu} \quad (2)$$

$$V = \frac{|P_e - P_s|}{T_e - T_s} \quad (3)$$

式中: V 为发电单元实测速率, 即由输出变化除以时间间隔得出的对应实测速率, MW/min; V_{pu} 为调频资源分布区内 AGC 发电单元平均标准调节速率, 各类机组标准速率为其额定容量的一定百分比每分钟, 如燃煤机组为其额定容量的 1.5%/min, 具体数值参见文献[10]; P_s 、 P_e 为某次调节过程开始和结束时的机组实发功率, MW; T_s 、 T_e 为与该过程对应的过程开始和结束时间。

计算 K_1 的关键在于确定每次计算的开始和结束时刻 (即图 1 中的 T_1 、 T_2 时刻)^[11]。实际 AGC 控制过程中, 在指令变化后, 由于信号传递、机组控制延迟等导致实发功率迟延响应指令变化。因此, 为准确计算机组实际调节速率, 应设定一定阈值: 在机组实发功率跨过该死区时标志着计算区间开始; 在实发功率与新指令值差值小于一定阈值时, 认为计算区间结束, 即

$$\begin{cases} |P_a(t_1) - P(t_1)| \geq P_{d1} \\ |P_a(t_2) - P(t_2)| \geq P_{d2} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_a(t)$ 为 t 时刻的 AGC 指令值; $P(t)$ 为 t 时刻

的机组实发功率值； P_{d1} 、 P_{d2} 分别为判断计算区间开始和结束的阈值，本文取 $P_{d1}=4.95\text{ MW}$ 、 $P_{d2}=3.9\text{ MW}$ ； t_1 、 t_2 为某次调节过程中，确定的 K_1 计算区间的开始和结束时间。

1.2 响应时间指标 K_2

响应时间指标 K_2 指发电单元响应 AGC 指令的时间延迟，计算公式为

$$K_2 = 1 - \left(\frac{\tau}{5\text{min}} \right) \quad (5)$$

式中， τ 为发电单元 AGC 动作与发电单元接到 AGC 指令之间的延迟时间。计算 K_2 有效区间的开始时刻为接收到新的 AGC 指令时，结束时刻为机组实发功率值朝着 AGC 指令方向跨过一定死区时，即

$$\begin{cases} (P(t_4) - P(t_3)) \cdot (P_a(t_3) - P(t_3)) > 0 \\ |P(t_4) - P(t_3)| \geq P_{d3} \\ \tau = t_4 - t_3 \end{cases} \quad (6)$$

式中， t_3 、 t_4 为计算 K_2 有效区间的开始和结束时刻。 t_3 为接收到新 AGC 指令（即 AGC 指令产生明显变化时）的时刻； t_4 为机组出力向调节方向可靠地跨出死区的时刻。式(6)中第 1 行表示机组出力变化方向与 AGC 指令方向一致，第 2 行表示机组出力跨出死区 P_{d3} ，二者同时满足即可保证上述对于 t_4 判断的要求。 t_4 、 t_3 之间的差值即为所求延迟时间，本文取 $P_{d3}=1.95\text{ MW}$ 。

1.3 调节精度指标 K_3

调节精度指标 K_3 指发电单元响应 AGC 指令的精准度，计算公式如下：

$$K_3 = 1 - \frac{\Delta P}{\Delta P_N} \quad (7)$$

$$\Delta P = \frac{\int_{t_5}^{t_6} |P(t) - P_a| dt}{t_6 - t_5} \quad (8)$$

式中： ΔP 为发电单元调节误差，指发电单元响应 AGC 指令后实际出力值与控制指令值的偏差； ΔP_N 为发电单元调节允许误差，其取值为该机组额定出力的 1.5%； t_5 、 t_6 为计算 K_3 有效区间的开始和结束时刻； P_a 为该过程中的 AGC 指令值（保持不变）。计算 K_3 的关键在于确定计算区间的开始和结束时刻 t_5 、 t_6 。本文中，计算 K_1 的区间结束时刻即作为计算 K_3 的开始时刻 t_5 ；计算 K_3 的结束时刻 t_6 为接收到新 AGC 指令的时刻。

由此，可计算出 K_1 、 K_2 和 K_3 ，并进一步得到 AGC 综合调频性能指标 K 。

1.4 调频里程 D

调频里程 D 指 AGC 调频深度，为每次调频动作过程中，机组变负荷深度的绝对值之和。

$$\begin{cases} D = \sum D_i \\ D_i = |P_i - P_{i-1}| \end{cases} \quad (9)$$

式中： D_i 为第 i 次 AGC 调节深度， P_i 为第 i 次调节过程结束时的机组出力， P_{i-1} 为相应的前一次控制过程结束时的机组出力值。

2 AGC、储能联合调频仿真

储能协调控制策略即在原机组 AGC 基础上，储能系统的补偿输出规则。在一定的储能控制策略下，将原机组与储能系统的输出叠加，作为机组的联合出力，并以此计算此时机组的调频性能指标，此过程即为 AGC、储能的联合调频仿真。通过比较，可以分析加入储能对机组调频性能的影响。

2.1 储能充放电策略

2.1.1 电池操作允许策略

本文储能充放电允许策略设置如下：

- 1) 电池容量在 20%~80% 时，可以进行正常的充放电操作；
- 2) 电池容量低于 20% 时，要进行充电操作且不能放电，当容量恢复到 30% 后，恢复正常操作；
- 3) 电池容量高于 80% 时，要进行放电操作且不能充电，当容量恢复到 70% 后，恢复正常操作。

在仿真中，电池容量用电池的 SOC 表示。正常操作时，电池根据 AGC 指令与实际负荷值的偏差设置电池充放电功率。

2.1.2 电池充放电方式设置策略

1) 当 AGC 指令与机组实际负荷偏差大于机组容量的 1% 时，在电池允许操作的条件下，电池立刻补偿偏差值。

2) 当 AGC 指令与机组实际负荷偏差大于机组容量的 0.5% 且小于机组容量的 1% 时：如果是从偏差大于 1% 的区域进入该区域，则持续调节 10 s 后停止调节；如果是从偏差小于 0.5% 的区域进入该区域，则持续调节 10 s 后开始进行调节。

3) 当 AGC 指令与机组实际负荷偏差小于机组容量的 0.5% 时，不进行补偿操作。

2.1.3 电池充放电功率设置策略

当进行补偿操作时，需要根据与电网的功率偏差设置电池的放电功率，策略如下：

- 1) 当 AGC 指令 P_a 大于机组实发功率 P 时, 进行放电操作, 电池放电功率为 $P_b=P_a-P$;
- 2) 当 AGC 指令 P_a 小于机组实发功率 P 时, 进行充电操作, 电池充电功率为 $P_b=P-P_a$;
- 3) 电池功率输出传递函数设置为一阶惯性环节 $\frac{1}{1+T_s}$, 取时间常数 $T_s=1\text{ s}$;
- 4) 为保证电网安全, 对电池放电功率进行限速, 保证 $K_1 < 5$, 即限制电池输出功率变化: $\text{abs}[P_{i+1}-P_i] < 5V_{pu}$ (P_{i+1} 为本周期电池放电功率, P_i 为上一周期电池放电功率, V_{pu} 为调频资源分布区内 AGC 发电单元平均标准调节速率, 仿真时设置为 5.8 MW/min);
- 5) 电池放电功率应小于厂用电的最大需求功率。根据厂用电的实际统计数据, 计算不同负荷时的厂用电值, 并乘以 90% 作为储能输出的上限值。当储能放电功率大于该值时, 限制储能出力。

2.2 联合调频 AGC 性能指标计算

在前述储能控制策略下, 选取 2 个典型日的原机组 AGC 数据, 将储能电池输出和原机组出力相加作为联合输出。在此基础上计算 AGC 相关性能指标。对比加入储能后的性能指标与原机组指标, 可分析联合调频效果。相关模拟需给定储能功率和容量时间, 本文采取分别优化储能功率和储能时间的方式来定量研究储能配置对调频性能的影响。

2.2.1 储能功率配置对调频性能指标的影响

储能功率设置为机组额定负荷的 0.1%~5.0%, 容量设置为 0.5 h。

1) 储能功率配置对 K_1 的影响

图 2 给出了配置不同储能功率时机组 K_1 的变化趋势, 其中储能功率为 0 对应不加入储能的情况, 纵坐标为依据前述规则计算所得每日平均 K_1 值, 不同颜色曲线为不同日期数据对应结果。

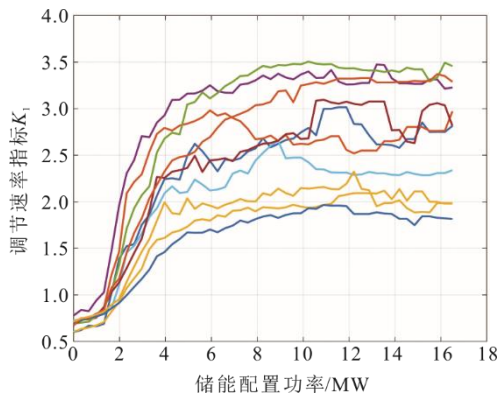


图 2 K_1 随储能配置功率的变化趋势

Fig.2 Changes of K_1 with energy storage configuration power

由图 2 可以看出, 随着储能容量增加, K_1 逐渐增大, 但达到 8.5 MW 左右即基本不变。此时, 机组 K_1 值由不加储能时的 0.8 左右跃升至 2.5 附近, 机组变负荷速率大幅提升。有的情况, 随储能功率增加, K_1 指标降低, 这是由于储能运行策略中设置的储能回归策略值为储能容量的 20% 和 80%, 容量增加导致储能最低允许运行范围缩小, 进而使储能在某些时刻退出运行, 指标降低。

2) 储能功率配置对 K_2 的影响

图 3 给出了配置不同储能功率时机组 K_2 的变化趋势。由图 3 可见, AGC 响应时间在储能功率配置为机组额定负荷的 1.0% (即 3.3 MW) 时, 就基本不随储能功率的增加而增加。这是因为仿真策略中为了电网的稳定, 对储能的输出进行了速率限制。随着储能配置功率上升, 机组 K_2 值从未加储能时的 0.90 左右上升至 0.95 以上, 响应时间明显缩短。

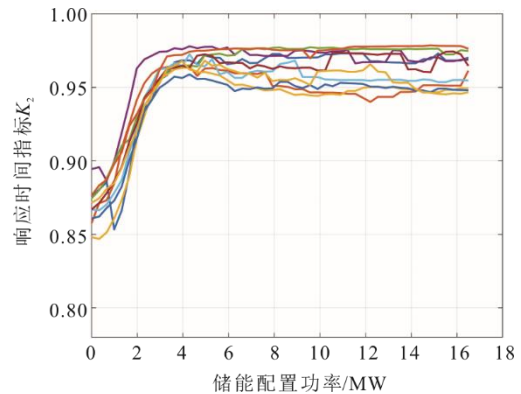


图 3 K_2 随储能配置功率的变化趋势

Fig.3 Changes of K_2 with energy storage configuration power

3) 储能功率配置对 K_3 的影响

图 4 给出了配置不同储能功率时, 机组 K_3 的变化趋势。由图 4 可见, 储能加入对 K_3 值影响较小, 这与 K_3 计算规则和储能控制策略有关。计算 K_3 的区间开始时刻是 K_1 区间结束时刻, 即实发功率与 AGC 指令小于 P_{d2} 时, 这导致加入储能后开始计算时二者的差值基本不变; 而储能补偿存在一定死区, 即储能在小于一定偏差时, 输出为 0, 使其对稳态偏差影响不大。有时 AGC 精度会随储能容量的增加而稍微降低, 这也是由于 AGC 精度计算算法以及储能运行策略导致。因为增加储能后会使得机组调节速度增加, 并较早结束调节; 当调节结束后储能会退出运行, 导致开始进行精度计算的时间提前, 进而造成精度降低。若降低储能退出的门槛值, 则会提高精度, 但同时可能带来储能动作频率增加, 从而影响储能寿命。

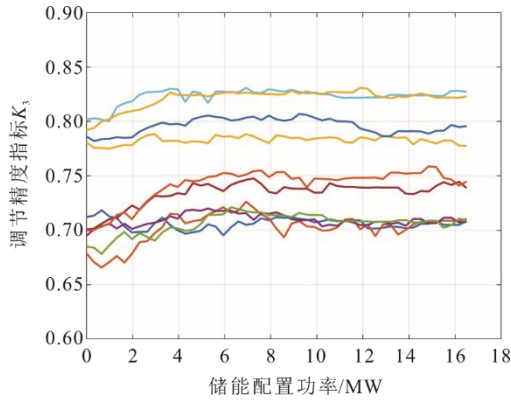


图 4 K_3 随储能配置功率的变化趋势

Fig.4 Changes of K_3 with energy storage configuration power

4) 储能功率配置对 K 的影响

图 5 给出了配置不同储能功率时, 机组 K 的变化趋势。由图 5 可见: K 值随储能功率的增加而增加, 当储能功率达到 8.5 MW 左右时, K 值基本不再增加; 此过程中, K 值由不加储能时的 0.75 左右上升至 1.5 附近, 综合调频性能明显提升。 K 值不再继续增加, 是由于厂用电限制, 导致储能功率增加但无法正常输出。

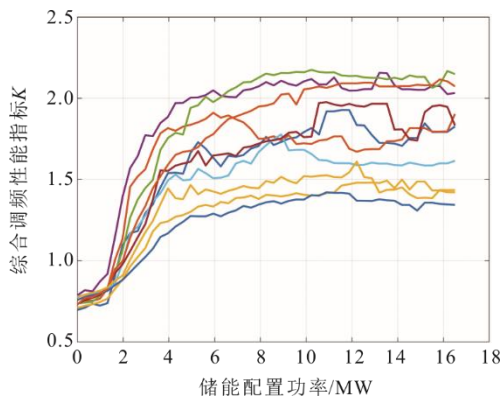


图 5 K 随储能配置功率的变化趋势

Fig.5 Changes of K with energy storage configuration power

5) 储能功率配置对 D 的影响

图 6 给出了调频里程 D 随储能配置功率的变化趋势。由图 6 可见, 调频里程随储能配置功率的增加略有上升, 在 5 MW 后基本不变。这是由于厂用电限制, 储能功率进一步增大时, 不能输出。

2.2.2 储能容量配置对调频性能指标的影响

根据前述仿真, 将储能功率设置为 8.5 MW, 将储能时间分别设置为 1~50 min, 分析不同储能容量配置下 AGC 性能指标和调频里程。

1) 储能容量配置对 K_1 的影响

图 7 为 K_1 与储能时间配置关系。由图 7 可知,

储能时间设为 3 min, 即储能容量配置为 0.425 MW·h 时, K_1 值明显上升, 之后随着储能容量进一步增大, 其变化不明显。 K_1 值由不加入储能时的 0.7 左右, 上升至 2.5 左右, 最高可达 3.5, 对 K_1 值的提高作用明显, 显著加快了机组变负荷响应速率。

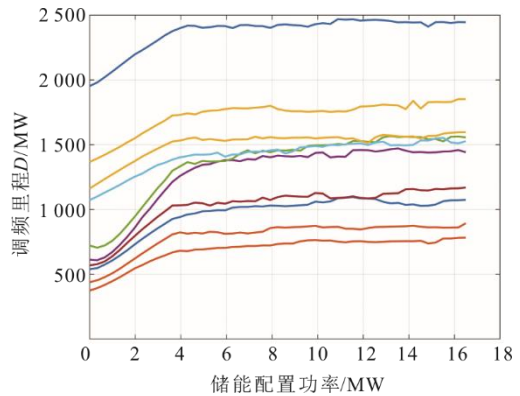


图 6 调频里程 D 随储能配置功率的变化趋势

Fig.6 Changes of frequency modulation mileage D with energy storage configuration power

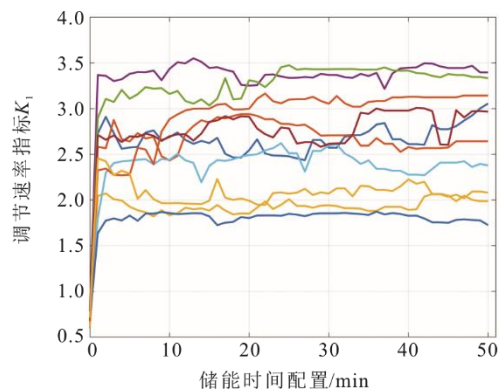


图 7 K_1 与储能时间配置关系

Fig.7 Changes of K_1 with energy storage time configuration

2) 储能容量对 K_2 的影响

图 8 为 K_2 与储能时间配置关系。

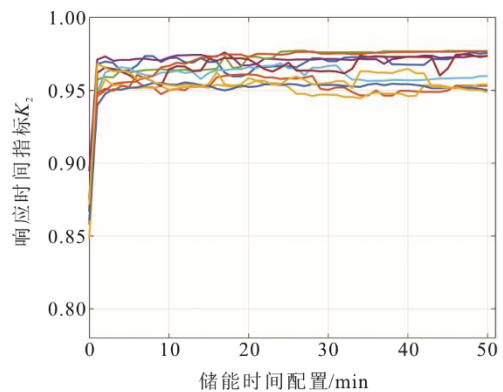


图 8 K_2 与储能时间配置关系

Fig.8 Changes of K_2 with energy storage time configuration

由图 8 可知，储能时间设为 3 min，即储能容量配置为 0.425 MW·h 时， K_2 值明显上升，之后随着储能容量的进一步增大，其变化不明显。 K_2 值由不加入储能时的 0.85 左右，上升至 0.95 以上，最高可达 0.97，对 K_2 值的提高作用明显，显著缩短了机组变负荷响应时间。不同运行日间差距较小，说明加入储能对不同指令状态下的机组负荷响应水平均有明显提升。

3) 储能容量对 K_3 的影响

图 9 为 K_3 与储能时间配置关系。由图 9 可知，储能时间设为 3 min，即储能容量配置为 0.425 MW·h 时， K_3 值即基本稳定，且与不加入储能相比有小幅提升（约 0.02）。这与储能控制策略直接相关，在机组出力接近 AGC 指令时，储能退出，机组出力偏差与原机组基本相同，故对于 K_3 值的提升效果有限；若降低储能退出门槛，将缩小出力偏差，但同时也存在增加储能循环次数等问题。

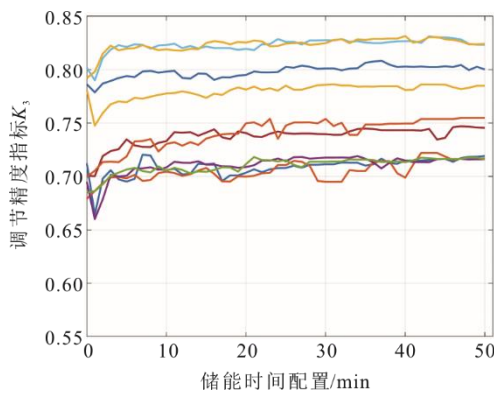


图 9 K_3 与储能时间配置关系

Fig.9 Changes of K_3 with energy storage time configuration

4) 储能容量对 K 的影响

图 10 为 K 与储能时间配置关系。

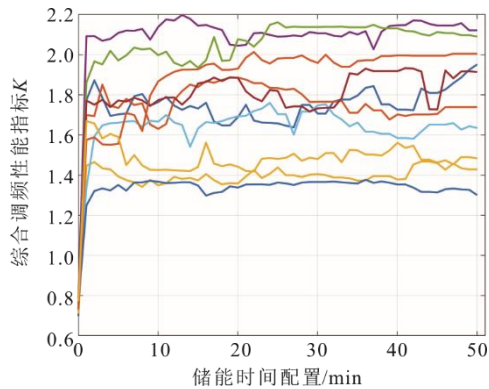


图 10 K 与储能时间配置关系

Fig.10 Changes of K with energy storage time configuration

由图 10 可知，储能时间设为 3 min，即储能容量配置为 0.425 MW·h 时， K 值即有明显上升，之后随着储能容量进一步增加，其变化不明显。 K 值由不加入储能时的 0.7 左右，上升至 1.7 左右，最高可达 2.1，对 K 值的提高作用明显，显著提升了 AGC 调频性能。由 K 的计算规则可知， K 值与 K_1 相关度最高，故 K 值呈现与 K_1 类似的关系。

5) 储能容量对调频里程 D 的影响

图 11 为调频里程 D 与储能时间配置关系。由图 11 可知，储能容量在 3 min 后，调频里程即基本不再变化；与不加入储能时相比，调频里程有小幅提升（约 400 MW，不同日期有所不同）。这是由于加入储能后，机组负荷响应加快，变负荷过程中能够更快接近指令值，因此对调节深度有小幅提升，在连续调节、反向调节过程中表现更为明显。

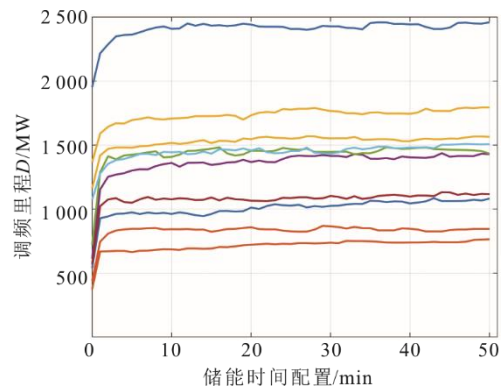


图 11 调频里程 D 与储能时间配置关系

Fig.11 Changes of frequency modulation mileage D with energy storage time configuration

由上述仿真和结果分析可知，加入储能将明显提高 AGC 调频性能，其中 K_1 和 K 值提升明显，有利于满足电网相关要求和保证电网本身的安全。

3 储能辅助市场模型与容量仿真优化

辅助调频可以带来调频收益，但由于储能系统成本较高，且与其配置容量有相关性，所以其容量并非越大越好。本文综合考虑了多个成本和补偿收益项，建立了储能成本和辅助收益模型，以净利润为目标函数，进行了储能容量（时间）的仿真优化。

3.1 储能装置成本

储能系统的成本计算通常分初期建设投资和建成后的运行维护成本 2 部分进行。本文仿真计算中，由于对象为每个运行日的相关数据，即成本和补偿计算以日为单位，因此成本项的核算需要等效均摊至每一日。而初始投资与运行维护成本均摊方

式有所不同,下面分别说明其计算规则。

3.1.1 储能初始投资成本

储能系统由蓄电池本体、能量转换装置和相关辅助设施构成。因此,储能的建设投资成本 C_c 为:

$$C_c = C_b + C_{pcs} + C_a \quad (10)$$

$$C_b = c_b \frac{E_b}{\eta} \quad (11)$$

$$C_{pcs} = c_{pcs} P_b \quad (12)$$

$$C_a = c_a E_b \quad (13)$$

式中: C_b 为蓄电池本体成本; C_{pcs} 为能量转换装置成本; C_a 为储能辅助设施成本; c_b 为电池本体的单位能量价格,本文取 372 万元/MW; E_b 为储能的额定容量; 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,仿真中取 108.5 万元/MW; P_b 为储能的额定功率; c_a 为辅助设施的单位能量价格,仿真中取 18.6 万元/MW。

储能投资成本在每一运行日内的等效均摊值,可以先由相关储能配置成本、年利率和储能运行寿命计算出初始投资成本的等年值,再用该等年值除以储能系统的年运行天数得到:

$$C_{c,year} = C_c \frac{r(1+r)^a}{(1+r)^a - 1} \quad (14)$$

$$C_{c,day} = \frac{C_{c,year}}{d_{op}} \quad (15)$$

式中: $C_{c,year}$ 为储能系统投资成本的等年值; $C_{c,day}$ 为每个运行日的投资成本; r 为贴现率,取 8%; a 为储能的使用寿命, a ; d_{op} 为储能系统的年运行天数,取 $d_{op}=365$ d。

3.1.2 储能运行维护成本

储能系统运行维护成本 C_{op} 由固定运行成本 C_{fix} 和可变运行维护成本 C_{var} 组成。本文计算成本均为每一运行日的运行维护成本。

$$C_{op} = C_{fix} + C_{var} \quad (16)$$

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

$$C_{var} = p_c \int_0^{23} \frac{P_c}{\eta} dt \quad (18)$$

式中: c_{fix} 为单位功率固定运行成本,取 12.4 万元/a; p_c 为当前充电电价,取 $p_c=0.5$ 元/(kW·h); P_c 为储能系统的充电功率。

3.2 储能频繁调节对寿命的影响

本文中,将电池额定全充放电循环次数均分至每一运行日,对比实际充放电循环次数与该额定

值,可以评估其是否将缩短电池寿命。

假设电池出厂的预定使用寿命为 a 年,最大全充放电循环次数为 N 次。为评估储能频繁动作对其使用寿命的影响,首先需要统计出电池每天的等效全充放电循环次数 n_d 。实际运行中一天内储能的总充电电量和总放电电量近似相等,因此可以将储能一天中所有放电或者充电的电量数进行累加,得到对应一天内储能的总充放电电量,从而得到等效循环次数 n_d 。本文选择对蓄电池放电电量进行累加,再通过与电池的额定循环次数进行比较,可以得知其是否会缩短储能使用寿命。在此基础上,得到储能系统参与机组调频后的实际寿命 N_r :

$$n_d = \sum(|Q_{b,i+1} - Q_{b,i}|) / E_b \quad (19)$$

$$N_r = \begin{cases} a, n_d < \frac{N}{365a} \\ \frac{N}{365n_d}, n_d > \frac{N}{365a} \end{cases} \quad (20)$$

式中, $Q_{b,i+1}$ 为某次放电过程结束时电池电荷量, $Q_{b,i}$ 为对应过程开始时电池电荷量,二者之间差值即为该次放电过程储能的放电量。

得到参与调频后储能的实际寿命后,更新计算储能成本时的寿命值,得到对应的储能实际成本。

3.3 调频收益计算

由南方市场“两个细则”可知,根据 AGC 性能指标 K 以及调频里程 D 可以确定机组参与 AGC 调频辅助服务的每天收益 R_d , 计算规则如下:

$$R_d = \sum_{i=1}^{24} D_i \times Q_i \times K_i \quad (21)$$

式中: D_i 为一日内某小时的调频里程; Q_i 为对应某小时调频里程的结算价格,取 $Q_i=5$ 元/MW^[12]; K_i 为某小时综合调频性能指标的平均值。

根据以上储能成本和补偿收益分析,可以对仿真日的收益计算如下:

$$F_d = R_d - C_{c,day} - C_{op} \quad (22)$$

式中, F_d 为总收益,即净收益。

3.4 储能容量仿真优化

从 2.2 节的联合仿真可以看出,储能功率对调频性能影响较大。因此在前述仿真基础上,选定储能功率 (8.5 MW) 以保证较好的联合调频性能。

在上述分析计算基础上,对不同储能容量配置进行储能与 AGC 联合运行的仿真,获取增加储能后的 AGC 性能系数及调频里程;进而根据成本与补偿值等信息确定调频每日收益,为储能系统功

率、容量选取以及调频运行策略的制定提供依据。在前述调频性能指标和调频里程计算基础上,进一步从经济性指标上评价储能容量配置。

以净收益最大为目标函数优化储能容量配置:

$$\max F_d = R_d - C_{c,day} - C_{op} \quad (23)$$

约束条件主要包括电池放电功率变化约束以及其上限约束。

1) 电池放电功率变化约束

根据南方电网“两个细则”要求, K_1 值不高于 5, 需要对电池的放电功率限速, 即对电池输出功率变化进行限制:

$$\text{abs}(P_{i+1} - P_i) < 5V_{pu} \quad (24)$$

式中: P_{i+1} 、 P_i 分别为本周期和上一周期的电池放电功率; V_{pu} 为调频资源分布区内 AGC 发电单元平均标准调节速率, 仿真时设置为 5.8 MW/min。

2) 电池放电功率上限约束

电池放电功率应小于厂用电最大需求功率, 以不同负荷下厂用电值的 90% 作为储能输出的上限值, 在仿真中, 厂用电限制以厂用电分段函数体现:

$$\begin{cases} 2.6 < W_C < 4.1, S = 240 \text{ MW} \\ 3.5 < W_C < 4.5, S = 270 \text{ MW} \\ 3.6 < W_C < 4.8, S = 300 \text{ MW} \\ 4.0 < W_C < 5.7, S = 330 \text{ MW} \\ 4.2 < W_C < 6.3, S = 360 \text{ MW} \end{cases} \quad (25)$$

式中: W_C 为厂用电量, MW; S 为负荷。采用线性插值法计算不同负荷下的厂用电量。

图 12 为每日净收益与储能时间配置的关系。净收益的计算为抵偿每天折算电池成本以及每天运行费用后的净收益。

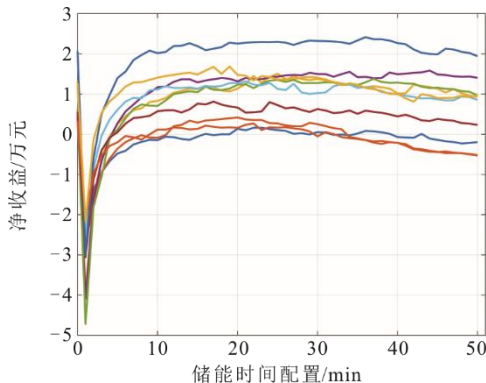


图 12 每日净收益与储能时间配置关系
Fig.12 Relationship between daily net income and energy storage time configuration

由图 12 可知:

① 储能时间配置为 1~10 min, 即储能容量配置

为 0.142~1.42 MW·h 时, 净收益比不加入储能时还低, 因为储能容量小, 造成储能的充放电循环次数增加大, 储能运行寿命缩短, 日折算成本的增加比收益增加快, 所以整体收益降低。

② 储能时间配置为 10~35 min, 即储能容量配置为 1.42~4.96 MW·h 时, 收益大于不配置储能的收益, 并逐渐小幅度增加; 因为随着储能容量增加, 收益有较少增加, 但是容量增加导致储能寿命延长 (每天的等效循环次数降低, 储能寿命按 10 000 次充放电计算), 因此在 10~35 min 虽然储能收益增加不多, 但由于电池折算成本降低, 净收益提高。

③ 储能配置为 35~50 min, 即储能容量配置为 4.96~7.08 MW·h 时, 净收益降低。因为容量提升虽提升了使用年限和纯补偿值, 但储能系统自身成本增加更多, 导致日分摊成本提升, 进而净收益降低。

个别运行日中, 加入储能并不能明显提高净收益, 这与当日的调频里程有直接关系。在每日数据基础上, 将不同日期同一储能容量下的净收入相加, 得到图 13。由图 13 可知, 储能容量与净收入的关系同单日的关系基本相同。

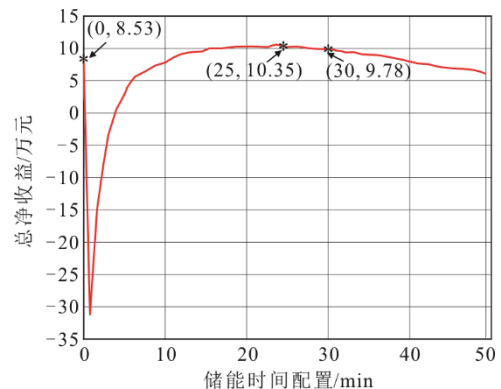


图 13 10 日总净收入与储能时间配置关系
Fig.13 Relationship between 10 day total net income and energy storage time configuration

图 13 还标出了个别特殊点的坐标。依据 10 天运行数据, 在功率 8.5 MW, 时间配置 25 min, 即储能容量为 3.54 MW·h 时, 容量净收益达到最大。但此时, 由于日循环次数较大, 导致储能寿命缩短, 其中 2 日降低至不足 7 年 (见表 1)。因此需在此基础上进一步增大储能容量。储能时间在 30 min, 即储能容量为 4.25 MW·h 时, 10 日内有 7 日储能寿命维持在 9 年以上, 寿命受影响较小。净收益为 9.8 万, 较不加入储能时的 8.5 万有明显提升。参考近年来新建储能示范项目中普遍选取的储能功率和容量, 可以认为选定的 8.5 MW/30 min 储能配置基本合理。

表 1 储能时间为 25 min 和 30 min 时各运行日的折算寿命
Tab.1 The converted life of each operating day when the energy storage time is 25 min and 30 min

序号	储能时间/min	折算寿命/a	序号	储能时间/min	折算寿命/a
1	25	8.1	6	25	10.0
	30	9.4		30	10.0
2	25	9.9	7	25	9.5
	30	10.0		30	10.0
3	25	8.3	8	25	7.0
	30	9.9		30	8.2
4	25	6.3	9	25	10.0
	30	7.4		30	10.0
5	25	5.4	10	25	10.0
	30	6.3		30	10.0

4 结 论

1) 基于南方市场“两个细则”等相关条例,明确了国家和电网对于储能参与调频的具体要求和评判标准,提出了对于 AGC 调频各分项指标(调节速率、响应时间、调节精度)、综合性能指标和调频里程的计算方法,为后续 AGC、储能联合调频仿真打下基础。

2) 进行了储能联合 AGC 调频仿真并制定了储能协调控制策略,包括充放电策略、荷电状态越限回归策略等。将储能仿真输出叠加至原 AGC 数据上,作为仿真的联合输出,通过计算其对应的性能指标可知设置的储能控制策略能有效提高机组 AGC 调频性能。

3) 在建立储能 AGC 联合调频仿真模型基础上,进一步核算储能相关成本与 AGC 调频补偿,建立以日净收益为目标函数的市场收益模型,对于储能配置分别进行了关于储能功率、容量时间的优化,即分别计算储能在不同功率和容量时间配置下的每日净收益,选取在不影响电池寿命情况下净收益更高的储能配置作为实际储能选择时的建议值。

4) 最终计算所得储能配置推荐值为 8.5 MW/30 min。此时,机组 AGC 调频性能明显提高,且有较好的经济效益。

【参 考 文 献】

- [1] 罗星,王吉红,马钊. 储能技术综述及其在智能电网中的应用展望[J]. 智能电网, 2014, 2(1): 7-12.
LUO Xing, WANG Jihong, MA Zhao. Overview of energy storage technologies and their application prospects in smart grid[J]. Smart Grid, 2014, 2(1): 7-12.
- [2] 俞恩科,陈梁金. 大规模电力储能技术的特性与比较[J]. 浙江电力, 2011, 42(12): 4.
YU Enke, CHEN Liangjin. Characteristics and comparison of large-scale electric energy storage technologies[J].

- Zhejiang Electric Power, 2011, 42(12): 4.
- [3] 耿晓超,朱全友,郭昊,等. 储能技术在电力系统中的应用[J]. 智能电网, 2016, 4(1): 54-59.
GENG Xiaochao, ZHU Quanyou, GUO Hao, et al. Energy storage technology and application in power system[J]. Smart Grid, 2016, 4(1): 54-59.
- [4] 邓睿. 电池储能技术在电力系统调频中的应用研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2017: 1-9.
DENG Rui. Research on frequency regulation for a power system with battery energy storage[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2017: 1-9.
- [5] 元博,张运洲,鲁刚,等. 电力系统中储能发展前景及应用关键问题研究[J]. 中国电力, 2019, 52(3): 1-8.
YUAN Bo, ZHANG Yunzhou, LU Gang, et al. Research on key issues of energy storage development and application in power systems[J]. Electric Power, 2019, 52(3): 1-8.
- [6] 严晓辉,陈海生,张雪辉,等. 国际储能产业政策及我国储能产业发展分析[J]. 中国能源, 2011, 33(11): 28.
YAN Xiaohui, CHEN Haisheng, ZHANG Xuehui, et al. Understanding of energy storage industrial policy in overseas and policy analysis in China[J]. Energy of China, 2011, 33(11): 28.
- [7] 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. Energy storage strategy and capacity allocation for improving frequency regulation performance of power plants[J]. Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 52-59.
- [8] 孙冰莹,刘宗歧,杨水丽,等. 补偿度实时优化的储能-火电联合 AGC 策略[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 426.
SUN Bingying, LIU Zongqi, YANG Shuili, et al. Energy storage thermal power joint AGC strategy for real-time optimization of compensation degree[J]. Power Grid Technology, 2018, 42(2): 426.
- [9] XIE X, GUO Y, WANG B, 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.
- [10] 国家能源局南方监管局文件. 关于印发《广东调频辅助服务市场交易规则(试行)》的通知: 南方监能市场(2018) 272 号[A]. (2018-08-02)[2021-04-05].
Document of Southern Regulatory Bureau of State Energy Administration. Notice on printing and distributing the Trading Rules of Guangdong FM Auxiliary Service Market (for Trial Implementation): NFJNSC (2018) No.272[A]. (2018-08-02)[2021-04-05].
- [11] 朱光照. 电力市场下改进的 AGC 机组调节效能计算方法研究[D]. 大连: 大连理工大学, 2012: 5.
ZHU Guangzhao. Research on improved calculation method of regulation efficiency of AGC units in electricity market[D]. Dalian: Dalian University of Technology, 2012: 5.
- [12] 北极星电力网新闻中心. 关于调整华北电网调度中心直调电厂 AGC 补偿标准等有关事项的通知[EB/OL]. (2011-12-29)[2021-04-05]. <https://news.bjx.com.cn/html/20111229/333556.shtml>.
Polaris Power Network News Center. Notice on adjustment of AGC compensation standard of direct dispatching power plant of North China Power Grid Dispatching Center[EB/OL]. (2011-12-29)[2021-04-05]. <https://news.bjx.com.cn/html/20111229/333556.shtml>.

(责任编辑 李园)