

# 计及储能参与的区域电网自动发电控制调控策略

李骁<sup>1</sup>, 郝雨辰<sup>1</sup>, 罗凯明<sup>1</sup>, 朱伟民<sup>2</sup>, 李浩<sup>2</sup>, 郭斌琪<sup>3</sup>

(1. 国网江苏省电力有限公司, 江苏省 南京市 210024; 2. 国网江苏省电力有限公司淮安供电分公司, 江苏省 淮安市 223001; 3. 国电南瑞南京控制系统有限公司, 江苏省 南京市 211106)

## Regional Power Grid Automatic Generation Control Strategy Considering Energy Storage Participation

LI Xiao<sup>1</sup>, HAO Yuchen<sup>1</sup>, LUO Kaiming<sup>1</sup>, ZHU Weimin<sup>2</sup>, LI Hao<sup>2</sup>, GUO Binqi<sup>3</sup>

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co.,Ltd., Nanjing 210024, Jiangsu Province, China; 2. Huai'an Power Supply Branch of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Huai'an 223001, Jiangsu Province, China; 3. NARI Nanjing Control System Co.,Ltd., Nanjing 211106, Jiangsu Province, China)

**摘要:** 【目的】针对电网控制区调节需求(area regulation requirement, ARR)分配中储能、燃煤机组及燃气机组等调频资源的协调问题, 提出一种计及储能参与的区域电网自动发电控制(automatic generation control, AGC)调控策略。【方法】首先, 将区域电网的调节需求划分为正常、次紧急、紧急和死区4个调节分区。其次, 在考虑规模化储能ARR分配的基础上, 计算储能在AGC中的调节功率, 并优化储能电站间的荷电状态(state of charge, SOC)均衡分配策略。最后, 通过设计优先级规则, 在紧急情况下优先调用储能系统响应调节需求, 以确保调频资源的有效协同。【结果】某地区实际数据的算例分析表明, 该策略在控制性能标准(control performance standard, CPS)和频率控制精度方面优于传统AGC方法, 验证了所提策略的有效性。【结论】该策略有效解决了频率调节中多种调控资源的协调问题, 为电网稳定性和频率调节性能的提升提供了有力支持, 对提高电网运行的可靠性和稳定性具有重要意义。

**关键词:** 区域电网; 储能系统; 电力系统; 自动发电控制(AGC); 调频资源; 荷电状态(SOC); 调节需求; 调控策略

**ABSTRACT:** [Objectives] To address the coordination issue of frequency regulation resources such as energy storage, coal-fired units, and gas-fired units for area

regulation requirement (ARR) allocation in power grids, a control strategy considering energy storage participation in regional power grid automatic generation control (AGC) is proposed. [Methods] First, the regulation requirements of the regional power grid are divided into four zones: normal, sub-emergency, emergency, and dead zones. Then, based on large-scale energy storage ARR allocation, the regulation power of energy storage in AGC is calculated, and a balanced distribution strategy for state of charge (SOC) among energy storage stations is optimized. Finally, a priority rule is designed to prioritize energy storage system response under emergency conditions, ensuring effective coordination of frequency regulation resources. [Results] Case analysis with actual data from a specific region shows that this strategy outperforms traditional AGC methods in terms of control performance standard (CPS) indicator and frequency control accuracy, verifying the effectiveness of the proposed strategy. [Conclusions] This strategy effectively addresses the coordination of multiple control resources in frequency regulation, provides strong support for enhancing power grid stability and frequency regulation performance, and is of great significance for improving the reliability and stability of power grid operation.

**KEY WORDS:** regional power grid; energy storage system; power system; automatic generation control (AGC); frequency regulation resources; state of charge (SOC); regulation requirement; control strategy

**基金项目:** 国家自然科学基金项目(62303243); 国网江苏省电力有限公司科技项目(J2023117)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (62303243); Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. (J2023117).

## 0 引言

近年来, 我国电力市场交易体系逐步完善, 但随着新能源的快速发展和电力需求的多样化,

电力系统的稳定性和可靠性面临着前所未有的压力<sup>[1-3]</sup>。在这一背景下，自动发电控制(automatic generation control, AGC)领域亟需有效整合和调度调频资源，以应对复杂的电网运行环境<sup>[4-5]</sup>。然而，传统的调频方法在面对日益发展的储能技术时，表现出明显的局限性，无法充分发挥储能设备在平衡电力供需中的潜力<sup>[6-7]</sup>。

现有调频策略在协调储能与燃煤机组、燃气机组等传统调频资源共同参与电网控制区调节需求(area regulation requirement, ARR)分配方面存在不足，而储能作为一种灵活的调节资源，能够有效改善电网控制性能标准(control performance standard, CPS)指标。文献[8]提出了采用CPS指标评估的储能容量配置方法，有效评估了不同场景储能调频需求及配置效果。文献[9-11]构建了储能联合调度模型，强调了前瞻性调度在优化储能资源利用率中的重要性，研究指出，通过合理的调度策略可以显著提高储能系统的调节效率。文献[12-14]引入多阶段决策和不确定性处理机制，有效应对了电网调度过程中可能出现的负荷波动和新能源出力的不确定性。以上研究为储能在电网调节需求分配中的应用提供了重要参考，但仍需进一步系统化地协调储能与其他调频资源，以全面提升电网调控能力<sup>[15-16]</sup>。

为提升电网中多种调频资源的协同调控效果，储能技术在AGC系统中的研究与应用逐渐深入。文献[17]针对斜坡式重力储能系统在辅助AGC调频中存在的功率离散性和时滞特性问题，提出了混合储能优化运行方法，通过电池储能系统的快速响应能力补偿重力储能的固有缺陷。文献[18]针对互联电网在控制性能标准下储能集群参与AGC过程中存在的功率分配不合理、过充过放等问题，提出了一种综合考虑CPS指标和储能实时状态的AGC策略，通过构建调频动态模型和自适应功率分配机制，改善了储能系统的频率调节能力，但在复杂系统的实时响应中仍有待进一步优化。文献[19]通过设计储能系统的配置方案和控制策略，提出了基于区域控制偏差(area control error, ACE)信号的调频控制方式，通过有效利用储能电池的快速响应特性，弥补了火电机组在

AGC调度中的调节滞后问题。文献[20]提出了一种考虑储能容量优化的新能源场站AGC策略，通过建立新能源与储能系统的动态频率响应模型，采用粒子群优化算法对储能容量进行配置优化，从而提升系统的调频性能。

然而，在现有的区域电网AGC策略中，虽然储能的引入提升了调频的响应速度和精度<sup>[21]</sup>，但储能与传统调频资源在协同控制中仍面临诸多挑战，包括响应速度差异、调度优先级冲突以及储能系统状态电量管理与多资源调配的复杂性等问题<sup>[22]</sup>。这些问题导致在实际运行中调控效果不佳、资源利用率不高，甚至可能缩短储能系统的使用寿命<sup>[23-24]</sup>。

针对上述问题，本文提出了一种储能参与区域电网AGC调控策略。通过设计储能、燃煤机组和燃气机组的协调分配策略，实现了多种调频资源的高效协同。在此基础上，采用状态转换和功率调整的两阶段原则，确保储能电站的荷电状态(state of charge, SOC)均衡，以维持其长期运行的稳定性和高效性。最后，通过算例仿真分析，验证了所提策略的有效性和优越性。

## 1 AGC调节区域划分

### 1.1 区域调节控制

区域调节控制的目的是使区域控制偏差为0，这是AGC系统的核心功能。控制区调节需求计算过程如图1所示，首先通过AGC系统计算区域控制偏差，然后通过滤波和比例积分(proportional integral, PI)环节处理计算结果。图1中： $\Delta f$ 为实际频率与计划频率的偏差； $K^B$ 为控制区频率偏差系数； $\Delta P^{inc}$ 为实际功率与计划功率的偏差； $P_R$ 为区域内发电与负荷之间的不平衡功率，即发电机组为消除ACE所需增加或减少的调节功率。

AGC系统根据 $|P_R|$ 的大小将控制区间划分为

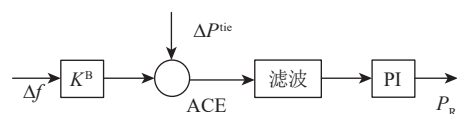


图1 控制区调节需求计算过程示意图

Fig. 1 Schematic diagram of ARR calculation process

正常调节区、次紧急调节区、紧急调节区和死区 4 个分区, 如图 2 所示, 其中  $P_D$ 、 $P_A$ 、 $P_E$  分别为正常调节区、次紧急调节区、紧急调节区的功率阈值。在调节命令的下发过程中, AGC 会向各个区域均匀下达控制命令, 以实现 ACE 为 0。需指出的是, 不同控制区间内参与调节的发电机组数量因  $|P_R|$  的变化而不同, 即  $|P_R|$  越大, 参与调节的机组数量越多, 从而确保系统的调节能力与实际需求相匹配。



图 2 调节需求 4 个分区示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the four regulation requirement zones

### 1.2 储能控制组与传统机组的协调分配

为优化区域调节控制策略, 增加储能控制组与煤机控制组、燃机控制组共同参与区域 ACE 调节。具体而言, 设置组调节模式, 将其细分为正常调节模式和紧急调节模式, 并设置正紧急门槛和负紧急门槛, 确定组间的优先级参数。在调节控制中, 确定参与调节的条件为: 当控制组有可调节容量时, 按优先级顺序依次调用。在紧急调节模式下, 当 ARR 大于紧急调节门槛  $\delta$  时, 储能控制组可参与分配。此外, 根据电网实际情况设置紧急调节门槛为 120 MW。图 3 展示了储能电站、储能控制组和省级控制区的对应关系, 以更好地实现调节目标。

在非持续性功率缺额的情况下, 系统调节需求频繁变化, 控制区域面临较大的调节压力。为了避免储能频繁调节导致资源过早耗尽, 储能介入调节的时机应限定为电网紧急情况或其他调节

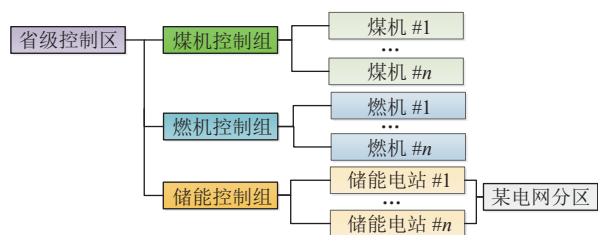


图 3 储能电站、储能控制组和省级控制区的对应关系

Fig. 3 Corresponding relationship among energy storage stations, energy storage control groups and provincial control areas

机组的调节能力不足时。调频资源构成依据控制区内的具体情况划分为煤机、燃机和储能控制组。通过优先级确定资源调用顺序, 并依据启动门槛确认资源介入调节的时机。表 1 展示了各组通过优先级确定资源调用顺序的具体情况, 确保在需要时有效调动储能资源参与调节。

表 1 不同控制组的控制策略

Tab. 1 Control strategies for different control groups

类型	优先级	调节模式	控制模式
储能控制组	1	紧急调节 ( $P_R \geq 120$ MW)	SCHE/BASE
燃机控制组	2	紧急调节 ( $P_R \geq 120$ MW)	SCHE
煤机控制组	3	正常调节	AUTO

注: SCHE 为计划跟踪模式; BASE 为基点模式; AUTO 为自动控制模式 (以当前机组实际出力为基点功率参与控制)。

首先, 储能系统具有快速的响应速度, 尤其在电网调频中能够在秒级时间内迅速响应调节需求, 而传统的燃气机组和燃煤机组则需要更长时间, 因此在应对紧急情况下储能系统更具优势。其次, 储能系统的调节精度较高, 尤其在高频分量调频中表现优异, 能更好地平衡电网功率。相比之下, 燃机虽然有一定的响应速度, 但调节精度和环境友好性不如储能; 煤机则因其较慢的响应速度和较高的碳排放, 优先级最低。因此, 将控制组间的优先级大小设定为储能 > 燃机 > 煤机。

各控制组参与控制区调频调用由优先级、调节模式、可用调节容量等因素共同决定, 不同资源承担不同的平衡调节责任和义务, 如图 4 所示。

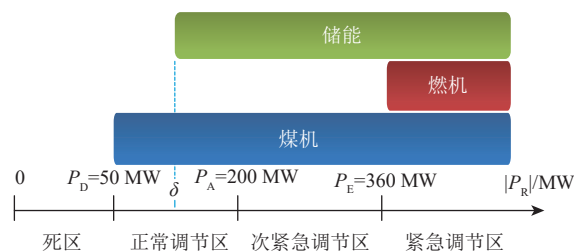


图 4 AGC 调节区域划分及调节资源分组

Fig. 4 AGC regulation zone division and regulation resource grouping

## 2 基于 CPS 标准的 ARR 计算方法

AGC 的 A1 和 A2 标准要求 10 min 内使控制区域误差至少达到零点一次, 且平均值在规定范

围内。然而，这种严格的要求往往会增加机组的调节命令频率，导致设备磨损和运行成本增加。为克服这一缺点，北美电力可靠性委员会(North American Electric Reliability Corporation, NERC)制定了一种新的标准，即CPS。其中，CPS1是统计ACE变化量与频率偏差关系的标准，作用是控制频率，CPS的目标是通过维持一定的ACE水平，使CPS1 $\geq$ 200%。

在联络线和频率偏差控制(tie-line bias control, TBC)中，区域控制偏差表示为

$$P^{\text{ACE}} = K^{\text{B}} \times \Delta f + \Delta P^{\text{tie}} \quad (1)$$

1) CPS1 标准定义

CPS1 标准的表达式为

$$\frac{\sum(E_{\min}^{\text{ACE}} \times \Delta F_{\min})}{10K^{\text{B}}} \leq \varepsilon_{\min}^2 \quad (2)$$

式中： $E_{\min}^{\text{ACE}}$ 为1 min ACE的平均值； $\Delta F_{\min}$ 为1 min实际频率与计划频率偏差的平均值； $\varepsilon_{\min}$ 为1 min频率平均偏差的均方根目标值。

一定时间内的CPS1指标表示如下：

$$K^{\text{CPS1}} = (2 - K^{\text{CF1}}) \times 100\% \quad (3)$$

$$K^{\text{CF1}} = \frac{\sum(E_{\min}^{\text{ACE}} \times \Delta F_{\min})}{10mK^{\text{B}} \times \varepsilon_{\min}^2} \quad (4)$$

式中： $m$ 为时间，min； $K^{\text{CF1}}$ 为频率控制性能指标。

2) ARR 计算方法

在控制区调节需求中增加CPS项，则总调节需求 $P_{\text{R}}$ 表示如下：

$$\begin{cases} P_{\text{R}} = P_{\text{p}} + P_{\text{I}} + P_{\text{CPS}} \\ P_{\text{p}} = -G_{\text{p}} \times E_{\text{ACE}} \\ P_{\text{I}} = -G_{\text{I}} \times I_{\text{ACE}} \\ P_{\text{CPS}} = -10 \times G_{\text{CPS}} \times \Delta f \end{cases} \quad (5)$$

式中： $P_{\text{p}}$ 、 $P_{\text{I}}$ 分别为调节需求中的比例项、积分项； $P_{\text{CPS}}$ 为调节需求中的CPS项，即CPS调节功率； $G_{\text{p}}$ 为比例系数； $E_{\text{ACE}}$ 为滤波后区域控制的偏差值； $G_{\text{I}}$ 为积分系数； $I_{\text{ACE}}$ 为累计的区域控制偏差积分值； $G_{\text{CPS}}$ 为频率系数。

### 3 储能参与AGC调控策略及经济性分析

#### 3.1 AGC控制组分配功率计算

由式(5)可以计算得到 $P_{\text{R}}$ ，控制区调节需求的总分配量计算公式为

$$D_t = P_{\text{R}} - \sum_i C_{i,t} \quad (6)$$

式中 $C_{i,t}$ 为 $t$ 时刻控制区调节需求中还未完成调节的机组 $i$ 的调节容量。

AGC根据储能>燃机>煤机的控制组间优先级，得到储能、燃机、煤机的控制区调节需求的分配功率，分别表示如下：

$$P_t^{\text{B}} = D_t \quad (7)$$

$$P_t^{\text{G}} = D_t - P_t^{\text{B}} \quad (8)$$

$$P_t^{\text{C}} = P_t^{\text{G}} - P_t^{\text{S}} \quad (9)$$

式中： $P_t^{\text{B}}$ 为 $t$ 时刻控制区调节需求中储能的分配功率； $P_t^{\text{G}}$ 为 $t$ 时刻控制区调节需求中燃机的分配功率； $P_t^{\text{S}}$ 为 $t$ 时刻燃机的实际分配功率； $P_t^{\text{C}}$ 为 $t$ 时刻控制区调节需求中煤机的分配功率。

储能控制组调节模式为“紧急调节”，其实际分配量计算步骤如下：

1) 如果 $P_{\text{R}} \geq$ 紧急门槛值 $\delta$  (120 MW)，则储能实际分配功率 $P_t^{\text{B}} = \min\{P_t^{\text{B}}, A_t^{\text{B}}\}$ ，其中 $A_t^{\text{B}}$ 为储能控制组最大可分配升/降容量。

2) 如果 $P_{\text{R}} <$ 紧急门槛值 $\delta$  (120 MW)，则有 $P_t^{\text{B}} = 0$ 。

$A_t^{\text{B}}$ 由单个储能最大可分配升/降容量 $A_{i,t}^{\text{B}}$ 组成，表示为

$$A_t^{\text{B}} = \sum_i A_{i,t}^{\text{B}} \quad (10)$$

#### 3.2 调控资源的调控能力与贡献程度

根据调控资源的运行状态，将储能优先用于紧急状态下的高精度调节，燃机用于中等强度的调节，而煤机则用于补充调节。储能系统响应速度快、调节精度高，适合在紧急状态下快速响应。在SOC较低时，储能优先转入充电状态；在SOC较高时，储能优先转入放电状态以削减不平衡功率，同时避免SOC过高。燃机的响应速度适中，调节精度较储能低，但具有较大的调节范围。在启动状态下，燃机的调节速率较慢，适合在调节需求相对平稳的情况下参与。在满负荷运行时，燃机的调节能力受限，仅能提供有限的上下调节。煤机的响应速度慢，调节精度和灵活性较低，但其运行成本相对较低，适合在长期调节中维持系统稳定。

为了反映调控资源的调节功率对控制目标的

贡献程度,可以通过资源对ACE的调整量来衡量。3种调频资源对ACE的贡献分别表示如下:

$$\begin{cases} C_b^{\text{ACE}} = \Delta P^{\text{ACE}} \cdot \frac{P_t^b}{D_t} \\ C_g^{\text{ACE}} = \Delta P^{\text{ACE}} \cdot \frac{P_t^g}{D_t} \\ C_c^{\text{ACE}} = \Delta P^{\text{ACE}} \cdot \frac{P_t^c}{D_t} \end{cases} \quad (11)$$

式中:  $C_b^{\text{ACE}}$  为储能对ACE的贡献;  $\Delta P^{\text{ACE}}$  为总调节功率对ACE的修正值;  $C_g^{\text{ACE}}$  为燃机对ACE的贡献;  $C_c^{\text{ACE}}$  为煤机对ACE的贡献。

### 3.3 储能状态转换和功率调整的优化策略

当储能SOC处于电站SOC上下限和调度人工SOC上下限范围内时,储能电站的调节上限和下限为两者的交集。当每个储能电站的零点都处在系统调节区间的中值时,每个储能电站参与调节的能力以及调节容量是相等的。然而,当储能电站的零点不在调节区域的中值时,则会出现非对称区间,这将会导致储能电站调节出力偏离零点。为快速响应AGC指令,储能状态转换和功率调整的优化策略控制周期设置为4s。

为解决这一问题,本文提出了一种基于充放电状态转换和状态电量均衡的优化策略,通过合理分配储能功率,优化电力系统的整体调节能力。调整的规则如下:当控制区需要增加出力时,首先将充电状态转换为静止状态,然后将静止状态转换为放电状态,最后进行放电功率的调整;当控制区需要减少出力时,首先将放电状态转换为静止状态,然后将静止状态转换为充电状态,最后根据状态调整充电功率。

在状态转换过程中,储能的调节功率表示如下:

$$P_{\text{des},j}^i = \begin{cases} \min\{0, P_{\text{Ss}} + \sum_{k=0}^j P_{\text{gen},k}\}, & P_{\text{Ss}} > 0, P_{\text{gen},j} < 0 \\ \max\{0, P_{\text{Ss}} + \sum_{k=0}^j P_{\text{gen},k}\}, & P_{\text{Ss}} < 0, P_{\text{gen},j} > 0 \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $P_{\text{Ss}}$  为储能聚合有功目标;  $P_{\text{gen},j}$  为储能电站j的实际出力。

在功率调整过程中,将储能电站j的可用电量定义为

$$\gamma_j = \begin{cases} P_{\text{cap},j} \cdot (S_j - S_{\text{min},j}), & P_{\text{Ss}} > 0 \\ P_{\text{cap},j} \cdot (S_{\text{max},j} - S_j), & P_{\text{Ss}} < 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $P_{\text{cap},j}$  为储能电站j的额定容量;  $S_j$  为储能电站j的荷电状态;  $S_{\text{max},j}$ 、 $S_{\text{min},j}$  分别为储能电站j的SOC上下限。

在功率调整的过程中,储能电站控制目标表示如下:

$$P_{\text{des},j}^n = P_{\text{Ss}}^i \cdot \frac{\gamma_j}{\sum_{k=0}^n \gamma_k} \quad (14)$$

$$P_{\text{Ss}}^i = P_{\text{Ss}} + \sum_{k=0}^l P_{\text{gen},k} \quad (15)$$

式中:  $P_{\text{Ss}}^i$  为经过状态转换后的调节容量需求;  $l$  为实际出力与调节容量需求反向的储能电站总数;  $n$  为储能电站总数。

当控制区调节需求大于紧急门槛 $\delta$ 时,储能的实际分配功率 $P_t^b$ 被分配到储能电站j,经过状态转换和功率调整后,储能电站j的最终调节功率表示为

$$P_{t,j}^{\text{fin}} = \min(P_{\text{Ss}}^i, \frac{P_t^b}{n}) \quad (16)$$

储能电站控制目标经过指令调节步长、指令时间间隔和调节上下限等校验后下发,以避免储能电站频繁更新指令,导致调频资源过早耗尽。调节容量分配策略需根据ARR考虑储能的状态转换,按SOC大小排序:输出功率增加时优先调度SOC大的储能电站;反之,则优先调度SOC小的储能电站。分配功率由状态转换和SOC分配功率两部分组成,两者之和应小于储能电站的调节步长。储能电站的分配策略需要根据状态转换和功率调整的调节功率进行分配,从而得到储能的调节容量。

### 3.4 储能参与AGC经济性分析

储能系统的充放电成本直接影响其经济性,通过优化储能控制策略,减少过度充放电造成的损耗,并结合电力市场价格信号,在收益最大化的时段调动储能资源参与AGC调节。

储能系统通过参与电力市场中的AGC调频服务可以获得一定的经济回报,这与调频服务的市场价格、储能系统的出力功率相关。 $t$ 时刻储能系统参与AGC调频的收益表示为

$$P_{AGC}(t) = \lambda_{AGC}(t) \cdot P_t^b(t) \quad (17)$$

式中： $\lambda_{AGC}(t)$ 为 $t$ 时刻AGC市场支付价格； $P_t^b(t)$ 为 $t$ 时刻储能系统提供的AGC调频功率。

电力市场价格的波动直接影响储能系统的调控策略。当电力市场的需求较高，且市场的收益可观时，储能系统可以适当增加其可调节的容量。在电价较低或储能状态接近上下限时，可以优先调度燃气机组或燃煤机组进行调节，减少储能系统的深度放电和充电频率。储能系统在 $t$ 时刻提供的功率表示为

$$P_{AGC}(t) = \begin{cases} P_{\max}, & \lambda(t) > \lambda_{\text{avg}} \\ P_{\min}, & \lambda(t) \leq \lambda_{\text{avg}} \end{cases} \quad (18)$$

式中： $P_{\max}$ 和 $P_{\min}$ 分别为储能系统的最大和最小出力功率； $\lambda(t)$ 为市场价格； $\lambda_{\text{avg}}$ 为电力市场的平均价格。

储能系统 $t$ 时刻的运行成本表示为

$$C_{\text{op}}(t) = C_{\text{ch}}(t) + C_{\text{dis}}(t) + C_{\text{ma}}(t) + C_{\text{de}}(t) \quad (19)$$

式中 $C_{\text{ch}}(t)$ 、 $C_{\text{dis}}(t)$ 、 $C_{\text{ma}}(t)$ 、 $C_{\text{de}}(t)$ 分别为充电成本、放电成本、维护成本、折旧成本。

储能系统的投资成本 $C_{\text{cap}}$ 包括初始购置成本和安装成本，可以按年折旧计算，表示为

$$C_{\text{cap}} = C_{\text{bat}} \cdot \frac{1}{T} + C_{\text{in}} \quad (20)$$

式中： $C_{\text{bat}}$ 为储能系统电池的总购置成本； $T$ 为储能系统的使用寿命； $C_{\text{in}}$ 为储能系统的安装成本。

综上，储能系统的净收益表示为

$$E_{\text{net}} = \sum_{t=1}^T [R_{AGC}(t) - C_{\text{op}}(t)] - C_{\text{cap}} \quad (21)$$

## 4 算例仿真

### 4.1 算例设置

本文基于MATLAB搭建仿真模型，对比分析以下3种方法的调频效果：方法1为传统的AGC策略(不考虑储能参与)；方法2为单一储能调节的AGC策略(不包括与其他调频资源的协同调控)；方法3为本文提出的多资源协同AGC策略。

本文构建了典型单区域控制系统仿真模型，实际数据取自2023年6月省级电网AGC系统，时间步长为6 s。仿真控制组选择4台燃煤机组和4台燃气机组，总调频容量为1 600 MW，占当日

最大负荷的2%。在ACE信号处理中，实际ACE信号按总调频容量比例减少至1/10，并按调频容量从小到大逐一去掉传统的火电调频机组。本文采用江苏某地储能电站的实际参数作为模型参数，包括101 MW/202 MW·h的容量设置。

### 4.2 不同储能方案调频效果分析

本文采用CPS1指标和ACE均方差来衡量调频效果，CPS1指标越高，调频响应速度和精度越好；ACE均方差越低，频率偏差越小。

图5为一段时间内3种方法下的CPS1指标和ACE均方差对比。通过对3种调频方法的综合分析，传统AGC策略(方法1)由于主要依赖燃煤、燃气机组，调节响应速度较慢且调节精度有限，因此其调频效果最差，CPS1指标仅为120%，ACE均方差达到350 MW<sup>2</sup>，频率偏差显著。通过引入独立储能调节的AGC策略(方法2)，系统调节能力得到提升，储能的快速响应弥补了传统机组响应不足的问题，CPS1指标提升至145%，ACE均方差降至310 MW<sup>2</sup>，调频效果有所改善。而本文提出的多资源协同AGC策略(方法3)则通过优化储能、燃煤机组、燃气机组的协同调控机制，实现了资源的高效利用，进一步提升了调频性能，CPS1指标显著提高至168%，ACE均方差降低至280 MW<sup>2</sup>，在3种方法中最优，展现了优越的频率控制效果和资源调度效率。这表明本文方法通过多种调控资源的协同作用，有效提高了频率响应的精度和速度，实现了高效的调频效果。

图6对比了AGC信号与3种调频资源总出力，

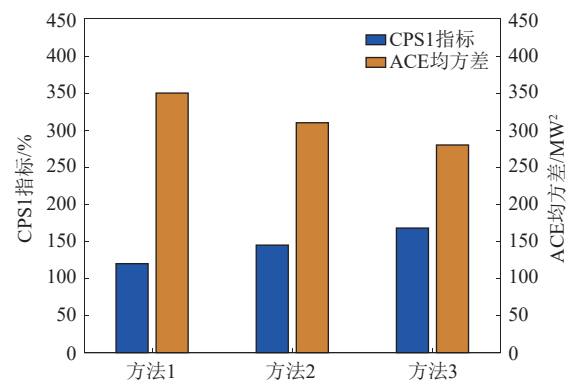


图5 不同方法下的CPS1指标和ACE均方差对比  
Fig. 5 Comparison of CPS1 index and ACE mean square error under different methods

可见, 3 种调频资源整体上能较好地跟随 AGC 信号变化, 体现了协同调频的效果, 但由于各资源响应速度的差异, 实际输出略有滞后。图 7 为 3 种调频资源的单独出力情况, 其中储能系统出力水平最高, 调节响应迅速; 燃气机组响应速度中等, 出力相对平稳; 燃煤机组响应速度最慢, 出力变化幅度最小。在多资源协同 AGC 策略下, 储能系统作为快速调频资源承担了主要调节任务, 而燃气、燃煤机组则分别作为辅助与补充调节资源。

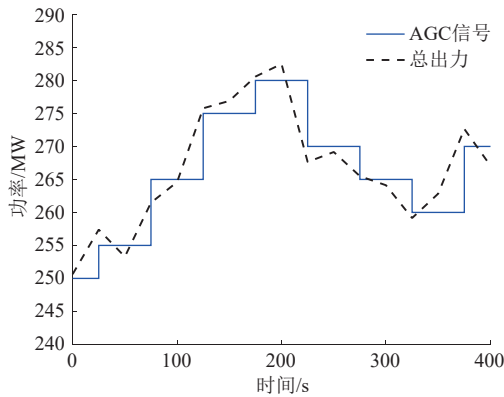


图 6 AGC 信号与 3 种调频资源总出力曲线

Fig. 6 AGC signal and total output curve of three frequency regulation resources

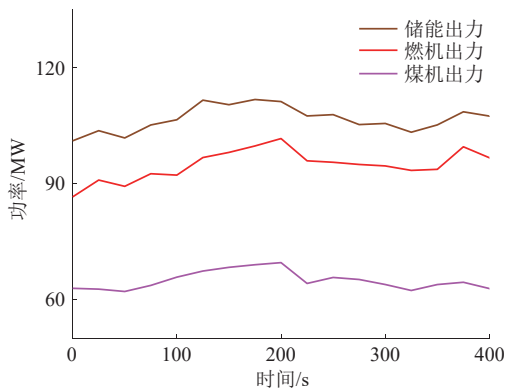


图 7 3 种调频资源出力曲线

Fig. 7 Output curves of three frequency regulation resources

### 4.3 储能参与实际电网 AGC 的运行分析

通过对江苏某地 8 座 101 MW/202 MW·h 储能参与区域电网 AGC 的运行效果进行分析, 进一步验证本文所提多资源协同调频控制策略的有效性。

#### 4.3.1 AGC 调节效果分析

在国庆期间负荷较平稳时, 选取有相似负荷特性的典型时段, 分析 ACE 曲线变化情况。图 8

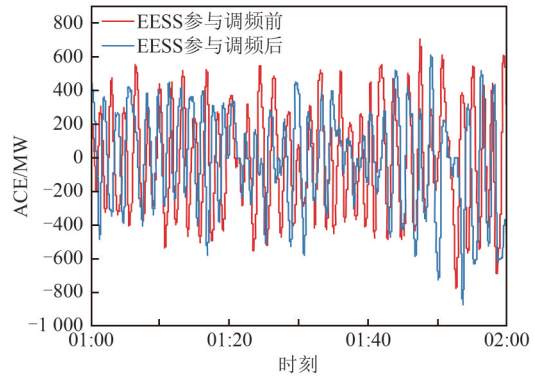


图 8 EESS 参与调频前后 ACE 曲线对比

Fig. 8 Comparison of ACE curves before and after EESS participation in frequency regulation

为电化学储能电站 (electrochemical energy storage station, EESS) 参与调频前后 ACE 曲线对比, 可以看出, 在 EESS 投入运行后, ACE 平均值的绝对值从 12.524 MW 降至 8.48 MW, 电网波动性降低。

表 2 为不同控制组参与调频的结果, 可见, 储能系统在调节速度和调节精度方面具有显著优势, 其调节速度达  $75.17\%P_N/\text{min}$  ( $P_N$  为额定功率), 远高于燃机 ( $2.41\%P_N/\text{min}$ ) 和煤机 ( $1.59\%P_N/\text{min}$ ), 这个特性使储能系统能够在秒级时间内快速削减不平衡功率, 有效缓解控制区 ACE 持续恶化的趋势, 提升了电网的稳定性和调控性能。

表 2 不同控制组参与调频的结果

Tab. 2 Results of different control groups participating in frequency regulation

参数	煤机	燃机	储能
控制组个数	84	37	9
指令个数	87 418	22 474	6 922
指令占比/%	73.8	19.3	6.9
调节里程/MW	409 317	28 735	21 025
里程占比/%	88.1	7.1	4.8
调节速度/ $\text{min}^{-1}$	$1.59\%P_N$	$2.41\%P_N$	$75.17\%P_N$
调节精度/%	0.37	0.86	0.43

#### 4.3.2 储能投入后 CPS1 指标对比分析

EESS 投运前后 CPS1 指标对比如图 9 所示。在储能参与 AGC 调节控制区域误差前, 江苏电网在 2021 年和 2022 年前 9 个月 CPS1 指标分别为 138.1% 和 137.8%, 差异不大。自 2022 年 9 月 30 日江苏某地储能电站投入运行后, CPS1 指标显著提升, 国庆期间平均 CPS1 指标达到 168.1%, 比过去 3 年同期平均提高了 16%, 表明储能系统

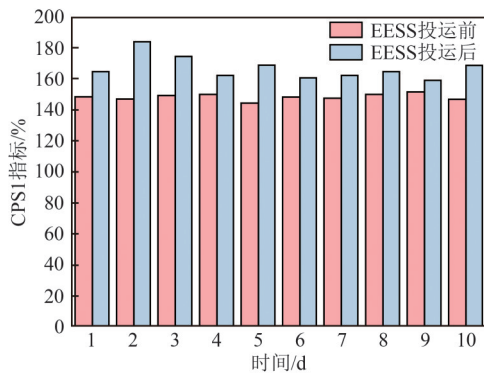


图9 EESS投运前后CPS1指标对比

Fig. 9 Comparison of CPS1 indicators before and after EESS commissioning

的引入有效提升了电网的调频效果。

#### 4.3.3 考虑储能SOC的AGC控制效果分析

选取8座储能电站采用BASE模式进行电量控制，其SOC曲线如图10所示，可以看出，将SOC控制在20%~80%，可避免深度充放电，从而提升储能电站的资源利用率。图11为某储能电站在电

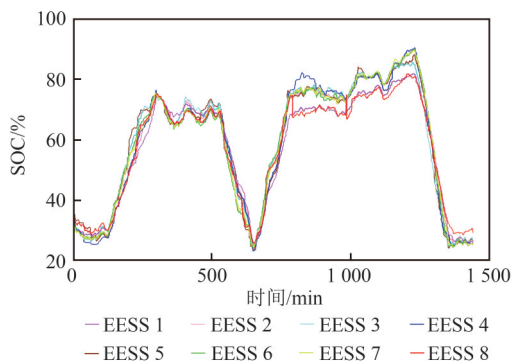


图10 储能电站在电量控制下的SOC曲线

Fig. 10 SOC curves of energy storage station under power control

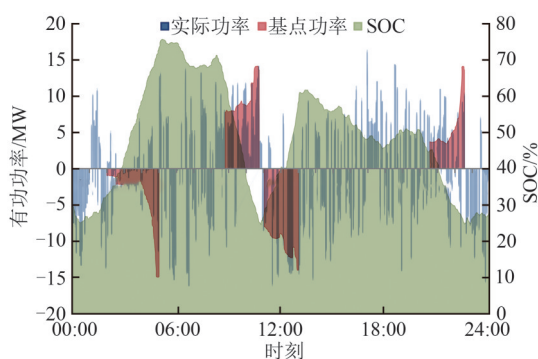


图11 某储能电站在电量控制下的运行曲线

Fig. 11 Operating curve of a energy storage station under power control

量控制下的运行曲线，可以看出，该储能电站在电量控制下频繁参与调频。

## 5 结论

提出了一种多资源协同AGC调控策略，在考虑规模化储能区域调节需求分配的前提下，计算了储能在AGC中的调节功率，并设计了优化的SOC管理和功率分配策略。通过算例仿真验证，得到如下结论：

1) 储能系统能够在秒级时间内快速削减电力不平衡，在EESS投入运行后，ACE平均值的绝对值从12.524 MW降至8.48 MW，电网的波动性显著降低。

2) 储能系统的引入显著提升了电网的CPS1指标，其快速响应特性显著改善了频率偏差控制效果，为区域电网的稳定运行提供了重要支撑。

3) 储能系统在采用状态转换和功率调整的两阶段原则下，确保SOC在20%~80%，避免深度充放电。在调频资源的调节精度方面，储能系统相较于燃煤机组更高，达到了0.43%。

4) 所提策略的有效性高度依赖于准确的负载预测和储能系统的性能，未来研究需要进一步考虑不确定性因素，如可再生能源的波动性和负荷的动态变化，以提高策略的适用性和鲁棒性。

## 参考文献

- [1] 陈逸文, 赵晋斌, 李军舟, 等. 电力低碳转型背景下氢储能的挑战与展望[J]. 发电技术, 2023, 44(3): 296-304.  
CHEN Y W, ZHAO J B, LI J Z, et al. Challenges and prospects of hydrogen energy storage under the background of low-carbon transformation of power industry[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(3): 296-304.
- [2] 傅国斌, 杨凯璇, 孙海斌, 等. 低惯量电力系统频率安全约束优化运行研究综述与展望[J]. 中国电力, 2025, 58(9): 148-163.  
FU G B, YANG K X, SUN H B, et al. Frequency security constrained optimal operation of low-inertia power systems: review and prospects[J]. Electric Power, 2025, 58(9): 148-163.
- [3] 左剑, 钟雅珊, 包博, 等. 考虑新能源不确定性的电

- 网运行调度多目标优化模型[J]. 电网与清洁能源, 2025, 41(3): 152-158.
- ZUO J, ZHONG Y S, BAO B, et al. A multi-objective optimization model of power grid operation and dispatching considering uncertainty of new energy [J]. Power System and Clean Energy, 2025, 41(3): 152-158.
- [4] 吴应双, 刘蔚, 刘明顺, 等. 规模化新能源接入电网下的多区域协同算法[J]. 南方电网技术, 2025, 19(9): 174-187.
- WU Y S, LIU W, LIU M S, et al. Multi-area cooperative algorithm under large-scale new energy access to power grid[J]. Southern Power System Technology, 2025, 19(9): 174-187.
- [5] 孙浩男, 杜鹏, 刘念, 等. 大规模风光储场站群功率跟踪优化控制实时仿真[J]. 电力建设, 2024, 45(8): 62-74.
- SUN H N, DU P, LIU N, et al. Real-time simulation of optimal power tracking control for large-scale wind-photovoltaic-storage power station clusters [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(8): 62-74.
- [6] 李鸿鑫, 吴思嘉, 陈大为, 等. 频率安全下受端电网灵活性资源优化配置方法[J]. 广东电力, 2025, 38(7): 55-67.
- LI H X, WU S J, CHEN D W, et al. Optimal configuration of flexible resources in receiving-end grids considering frequency safety[J]. Guangdong Electric Power, 2025, 38(7): 55-67.
- [7] 刘坚, 王建光, 王晶, 等. 面向电力现货市场的独立储能经济性分析与容量补偿机制探索[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(2): 179-189.
- LIU J, WANG J G, WANG J, et al. A study on techno-economic analysis on independent energy storage in spot power market and associated capacity mechanisms[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(2): 179-189.
- [8] 陈浩, 贾燕冰, 王晓勤, 等. 基于CPS指标评估的不同场景调频储能容量配置[J]. 太原理工大学学报, 2020, 51(3): 423-429.
- CHEN H, JIA Y B, WANG X Q, et al. Frequency regulation energy storage capacity configuration for different scenarios based on cps indicator evaluation[J]. Journal of Taiyuan University of Technology, 2020, 51(3): 423-429.
- [9] LAKSHMINARAYANA S, XU Y, POOR H V, et al. Cooperation of storage operation in a power network with renewable generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(4): 2108-2122.
- [10] COBOS N G, ARROYO J M, ALGUACIL N, et al. Robust energy and reserve scheduling considering bulk energy storage units and wind uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5206-5216.
- [11] 张紫菁, 张芳, 姚文鹏. 基于风电出力概率预测模型的源荷储日前概率优化调度[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 190-197.
- ZHANG Z J, ZHANG F, YAO W P. Day-ahead probabilistic optimal dispatching of source-load-storage based on probabilistic prediction model of wind power output[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 190-197.
- [12] SHI Y, DONG S, GUO C, et al. Enhancing the flexibility of storage integrated power system by multi-stage robust dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3): 2314-2322.
- [13] 施云辉, 郭创新. 基于分散协同多阶段鲁棒调度的电热联合系统灵活性增强方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(6): 10-19.
- SHI Y H, GUO C X. Flexibility reinforcement method for integrated electricity and heat system based on decentralized and coordinated multi-stage robust dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(6): 10-19.
- [14] 陈晓光, 杨秀媛, 卜思齐, 等. 考虑经济功能性的风电场储能系统容量配置[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 341-352.
- CHEN X G, YANG X Y, BU S Q, et al. Capacity allocation of wind farm energy storage system considering economic function[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 341-352.
- [15] 王文坚, 陈飞雄, 林世琦. 新型电力系统下调频容量需求计算与储-荷调频方法研究综述[J]. 智慧电力, 2025, 53(12): 1-12.
- WANG W J, CHEN F X, LIN S Q. A review of frequency regulation capacity demand calculation and energy storage-load frequency regulation methods in new-type power systems[J]. Smart Power, 2025, 53(12): 1-12.
- [16] 吴盛军, 曹路, 陈浩, 等. 基于充放电裕度的电动汽车集群一次调频控制策略[J]. 电力工程技术, 2024, 43(2): 154-162.
- WU S J, CAO L, CHEN H, et al. Primary frequency regulation control strategy for electric vehicle aggregation based on charging and discharging margin [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2024, 43(2):

- 154-162.
- [17] 李震, 陈巨龙, 李文林, 等. 提升斜坡式重力储能 AGC 性能的混合储能优化运行方法[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(8): 2761-2771.  
LI Z, CHEN J L, LI W L, et al. Optimized operation of hybrid energy storage to enhance the performance of AGC with sloped gravity storage[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(8): 2761-2771.
- [18] 郭士琦, 郭东, 尚国政, 等. 互联电网控制性能评价标准下储能集群参与 AGC 控制策略[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(11): 4005-4016.  
GUO S Q, GUO D, SHANG G Z, et al. AGC control strategy considering participation of energy storage cluster under control performance standard for interconnected grid[J]. Energy Storage Science and Technology, 2024, 13(11): 4005-4016.
- [19] 赵磊, 王明明, 崔进波, 等. 储能电池辅助火电机组二次调频的设计与应用[J]. 电气技术与经济, 2024(4): 64-67.  
ZHAO L, WANG M M, CUI J B, et al. Design and application of energy storage battery-assisted secondary frequency regulation for thermal power units[J]. Electrical Equipment and Economy, 2024(4): 64-67.
- [20] 朱清, 阮睿, 朱卫卫, 等. 考虑储能容量优化的新能源场站 AGC 策略[J]. 电气应用, 2024, 43(3): 18-27.  
ZHU Q, RUAN R, ZHU W W, et al. Research on AGC optimization control strategies for new energy sites with energy storage configuration[J]. Electrotechnical Application, 2024, 43(3): 18-27.
- [21] 黄重阳, 林佩伶, 江岳文. 基于聚类的分布式储能聚合优化调度策略[J]. 分布式能源, 2025, 10(6): 86-100.  
HUANG C Y, LIN P L, JIANG Y W. Optimal scheduling strategy of distributed energy storage aggregation based on clustering[J]. Distributed Energy, 2025, 10(6): 86-100.
- [22] HE W, KING M, LUO X, et al. Technologies and economics of electric energy storages in power systems: review and perspective[J]. Advances in Applied Energy, 2021, 4: 100060.
- [23] 唐文虎, 聂欣昊, 钱瞳, 等. 面向新型电力系统安全稳定的储能应用技术研究综述与展望[J]. 广东电力, 2024, 37(12): 3-15.  
TANG W H, NIE X H, QIAN T, et al. Review and prospect on application technologies of energy storage for safety and stability of new power system[J]. Guangdong Electric Power, 2024, 37(12): 3-15.
- [24] 匡生, 王蓓蓓. 考虑储能寿命和参与调频服务的风储联合运行优化策略[J]. 发电技术, 2020, 41(1): 73-78.  
KUANG S, WANG B B. Optimization strategy of wind storage joint operation considering energy storage life and participating in frequency modulation service[J]. Power Generation Technology, 2020, 41(1): 73-78.

---

收稿日期: 2025-10-21。

修回日期: 2025-11-29。

作者简介:



李骁

李骁(1990), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统稳定性分析与控制、储能运行控制, jsdtyphoon@163.com;



李浩

李浩(1991), 男, 工程师, 研究方向为电力系统调度运行与控制, 731718490@qq.com;



郭斌琪

郭斌琪(1994), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电网调度自动化, guobinqi@sgepri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 尚彩娟)