

DOI: 10.14044/j.1674-1757.pcrpc.2024.02.022

电化学储能参与电网暂态功角稳定控制研究

王超^{1,2}, 汤凡³, 常海军^{1,2}, 梁晓斌³, 刘福锁^{1,2}, 张宇栋³

(1. 南瑞集团有限公司(国网电力科学研究院有限公司), 南京 211106; 2. 国电南瑞科技股份有限公司, 南京 211106; 3. 国家电网公司西南分部, 成都 610000)

摘要:针对电网传统紧急控制资源的日益匮乏,利用电化学储能功率控制的快速性与双向控制能力,研究将其应用于电网暂态功角稳定控制。首先推导了计及电化学储能的双机等值模型,基于扩展等面积定则分析了储能改善电网暂态稳定裕度的原理。其次,提出了一种考虑设备保护与系统保护动作时序差异的储能电站有效工作时长计算方法,改善了紧急控制储能的工作效率。提出了计及储能的基于性能代价比多类措施协调控制策略制定方法,兼顾紧急控制的安全性及经济性,为电网暂态紧急控制提供在线辅助决策支撑。进一步提出了储能电站全景监控系统架构,为实现储能电站与电网紧急控制系统的交互提供了技术实践思路。最后西北电网实际算例验证了所提方法的有效性与合理性。研究结论可为规模化储能与高比例新能源电网第二道防线的扩展与建设提供理论参考。

关键词:电化学储能; 暂态功角稳定; 有效工作时长; 系统架构; 协调控制

Study on Transient Power Angle Stability Control with Electrochemical Energy Storage

WANG Chao^{1,2}, TANG Fan³, CHANG Haijun^{1,2}, LIANG Xiaobin³, LIU Fusuo^{1,2}, ZHANG Yudong³

(1. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China;
2. NARI Technology Co., Ltd., Nanjing 211106, China; 3. State Grid Corporation of
China Southwest Branch, Chengdu 610000, China)

Abstract: In view of the increasing shortage of traditional emergency control resources in the power grid, the rapidity and bidirectional power control ability, which is controlled by the the electrochemical energy storage (EES), is used to study its application for transient power angle stability control. Firstly, the dual machine equivalent model with EES is deduced. Based on EEAC theory, the principle of EES to improve the transient stability margin is analyzed. Secondly, the method for calculating effective operation duration of energy storage station with consideration of time sequence difference of equipment and system protection is proposed, which improves the working efficiency of emergency control energy storage. The formulation method of coordinated and control strategy of multiple measures considering energy storage and based on performance cost is proposed, the safety and economy of the emergency of emergency control are considered so to provide on line auxiliary decision support for the transient emergency control of the power grid. Furthermore, the panorama monitoring system structure of the energy storage station is proposed, which provides technical practice idea for the interaction of energy storage station and the emergency control system of power grid. Finally, both effectiveness and rationality of the proposed method are verified in the actual calculation example in China Northwest Power Grid. The study conclusion can provide theoretical reference for the expansion and construction of the second line of defence of the power grid for the large scale energy storage and high ratio new energy power grid.

Keywords: electrochemical energy storage; transient power angle stability; effective working time; system architecture; coordinated control method

收稿日期: 2023-05-07

基金项目: 国家电网公司西南分部科技项目(SGSW0000DKJS2310035: 大容量水风光互补系统稳定控制关键技术研究)。

0 引言

电网第二道防线紧急控制为保障电网严重故障后的安全稳定发挥了重要作用^[1-4],我国区域电网间互联特高压直流输电规模持续增大,电网紧急控制需求也逐步增大^[5-8]。然而随着“双碳”战略的推进,一方面常规电源装机增长将逐步停滞^[9],其主要功能也将逐渐转化为电网调峰与动态支撑^[10],可控空间进一步受到压缩。另一方面,电化学储能(下文简称“储能”)目前已成为构建新型电力系统的关键技术之一^[11],受到国家政策的大力支持,根据规划目标,2025年我国电化学储能装机规模预计超过3000万千瓦^[12]。储能具备百毫秒级的快速响应特性以及功率双向调节能力,满足紧急控制的技术性要求。将储能纳入电网第二道防线紧急控制势在必行^[13-16]。

针对储能参与暂态功角紧急控制的研究,文献[15]提出一种基于支路暂态势能控制的方法,利用储能快速消纳电力系统扰动过程中被注入的过剩暂态动能,实现动能与势能的有效转换。文献[16]在临界割集识别基础上,从系统能量函数角度分析了储能提高电网暂态稳定裕度的机理,与传统切机切负荷相比,储能使得系统相轨迹趋向稳定平衡点收敛速度最快。

与传统切机、切负荷等离散型控制不同,紧急控制储能为连续型控制,具有快速性与可逆性特点^[13]。事实上,当储能在紧急控制过程中的工作时长达到一定阈值并且能够提供足够的减速能量,使得工作点未越过不稳定平衡点(UEP)并逐渐趋于新的工作点,在此基础上即使延长储能的工作时间,也仅影响到功角回摆速度,而不影响功角本身的稳定性。因此,为了提高电化学储能电站运行的经济性与安全性,在紧急控制过程中应尽量减小充放电时长,有必要理论分析其最优工作时间。文献[17]基于在线采集发电机状态量,采用扩展等面积定则(extended equal area criterion, EEAC)方法分析,通过数值积分计算储能最优工作时间。但其假设故障切除时刻与紧急控制动作时刻相同,但实际上二者的动作时序不同,最大延时可达到约200 ms^[18-19],影响了计算的准确性。

此外,为保障紧急控制的安全性,有必要将储能与其他措施进行协调。文献[20]提出了采用储能辅助切机的协调控制方法,有效减小了切机量。但并未涉及与新能源及特高压直流等紧急控制措施的协调,同时也缺少不同控制措施的经济

性评估。另一方面,针对储能与电网紧急控制系统的交互架构,尚无相关文献研究。

本文首先推导了计及电化学储能的双机等值模型,基于EEAC分析了储能改善电网暂态安全稳定裕度的原理,提出了一种考虑设备保护与系统保护动作时序差异的储能电站有效工作时长计算方法。其次提出了基于性能代价值的多类措施协调控制策略制定方法,进一步提出基于全景监控技术的储能电站与电网紧急控制系统交互的实现思路与纵向层级架构,最后用西北电网实际算例对所提方法进行了验证。

1 理论分析

1.1 等值模型

根据EEAC方法,针对功角稳定的控制对象均为领前群机组,本文的等值模型假设电化学储能的接入点为领前群机组群中功角失稳速度最快的机组附近,离失稳机组越近,紧急控制储能越有利于功角稳定^[16]。计及储能的多机系统示意图如图1所示。采用EEAC方法,将多机系统通过互补群惯量中心-相对运动变换映射为单机映像进行分析。

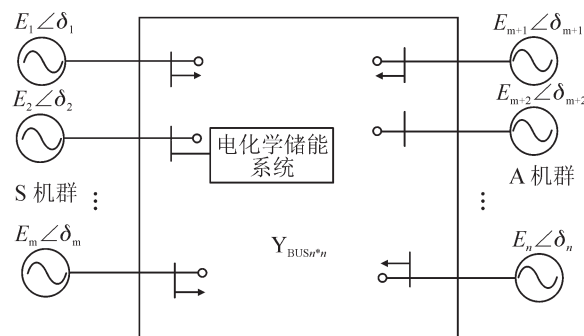


图1 计及储能的多机系统示意图

Fig. 1 Schematic diagram of multi-machine system in consideration of energy storage

在同步坐标基础上定义S机群(临界群)、A机群(余下群)等值功角 δ_S 、 δ_A ,角速度 ω_S 、 ω_A ,以及转动惯量 M_S 、 M_A 。

$$\begin{cases} \omega_S = \sum_{i=1}^m M_i \omega_i / M_S \\ \delta_S = \sum_{i=1}^m M_i \delta_i / M_S \\ M_S = \sum_{i=1}^m M_i \end{cases} \quad \begin{cases} \omega_A = \sum_{j=m+1}^n M_j \omega_j / M_A \\ \delta_A = \sum_{j=m+1}^n M_j \delta_j / M_A \\ M_A = \sum_{j=m+1}^n M_j \end{cases} \quad (1)$$

$\Delta P_e = K_e(\delta_S - \delta_A)$ 为紧急控制储能吸收电网的电

磁功率, K_e 为储能有功调节系数。惯量中心 S 和 A 的转子运动方程为

$$\begin{cases} M_S \ddot{\delta}_S = \sum_{i \in S} [P_{mi} - P_{ei} - K_e(\delta_S - \delta_A)] \\ M_A \ddot{\delta}_A = \sum_{j \in A} [P_{mj} - P_{ej}] \end{cases} \quad (2)$$

进一步做单机无穷大等值变换得

$$M \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad (3)$$

式中,各变量参数如下:

$$\begin{cases} \delta = \delta_S - \delta_A \\ M = M_S M_A / (M_S + M_A) \\ P_m = \frac{1}{M_S + M_A} \left(M_A \sum_{i \in S} P_{mi} - M_S \sum_{j \in S} P_{mj} \right) \\ P_e = \frac{1}{M_S + M_A} \left(M_A \sum_{i \in S} (P_{ei} + K_e \delta) - M_S \sum_{j \in A} P_{ej} \right) \end{cases} \quad (4)$$

假设网络线性,忽略负荷的电压、频率特性,负荷导纳、暂态电抗 X'_d 并入网络导纳矩阵,消去负荷节点及联络节点,只保留发电机端节点。 P_{ei} 、 P_{ej} 分别为 S 机群、A 机群各台发电机输出电磁功率,公式为

$$\begin{cases} P_{ei} = E_i \sum_{k \in S} E_k G_{ik} + E_i \sum_{l \in A} E_l (B_{il} \sin \delta + G_{il} \cos \delta) \\ P_{ej} = E_j \sum_{l \in A} E_l G_{jl} + E_j \sum_{k \in S} E_k (B_{jk} \sin \delta + G_{jk} \cos \delta) \end{cases} \quad (5)$$

式中: E_i 、 E_j 为 X'_d 后的发电机内电势大小, $G + jB = Y$ 为导纳矩阵 Y_{Bus} 中元素。将(5)代入(4)第4式,推导出计及储能的双极等值系统电磁功率-功角表达式为

$$P_e = P_C + P_{\max} \sin(\delta - \gamma) + P_D \delta \quad (6)$$

式中各系数如下:

$$\begin{cases} P_C = \frac{M_A}{M_A + M_S} \sum_{i \in S} \sum_{k \in S} E_i E_k G_{ik} - \frac{M_S}{M_A + M_S} \sum_{j \in A} \sum_{l \in A} E_j E_l G_{jl} \\ P_{\max} = (C^2 + D^2)^{1/2}; \gamma = -\tan^{-1}(C/D) \\ C = \frac{M_A - M_S}{M_A + M_S} \sum_{i \in S} \sum_{j \in A} E_i E_j G_{ij} \\ D = \frac{M_A - M_S}{M_A + M_S} \sum_{i \in S} \sum_{j \in A} E_i E_j B_{ij} \\ P_D = \frac{M_A}{M_A + M_S} \sum_{i \in S} K_{ei} \end{cases} \quad (7)$$

1.2 储能改善电网暂态稳定裕度

等效单机映像的电磁功率-功角特性如图2所示。图中: $P_e^{(1)}$ 、 $P_e^{(2)}$ 、 $P_e^{(3)}$ 、 $P_e^{(4)}$ 分别为正常工况、故障期间、故障切除后及采取紧急控制储能措施后的等效电磁功率; δ_0 、 δ_c 、 δ_g 分别为故障时刻、故障切除时刻及紧急控制储能时刻对应的功角; P_m 为等效机械功率,系统运行点轨迹依次为: $a \rightarrow b \rightarrow c \rightarrow d \rightarrow e \rightarrow f \rightarrow g$ 。

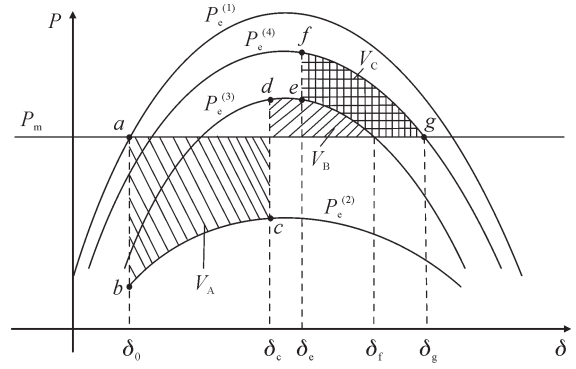


图2 等效单机映像电磁功率-功角特性
Fig. 2 Equivalent electromagnetic power-angle characteristics of equivalent single machine system

故障期间系统加速面积为 V_A , 切除故障后系统减速面积为 V_B , 紧急控制储能电站提供额外减速面积为 V_C , 当 $V_A < V_B + V_C$ 时, 系统是暂态功角稳定的, 否则系统不稳定。

$$\begin{cases} V_A = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e^{(2)}) d\delta \\ V_B = \int_{\delta_c}^{\delta_g} (P_e^{(3)} - P_m) d\delta \\ V_C = \int_{\delta_g}^{\delta_f} (P_e^{(4)} - P_m) d\delta - \int_{\delta_c}^{\delta_g} (P_e^{(3)} - P_m) d\delta \end{cases} \quad (8)$$

定义系统暂态功角稳定裕度为

$$\eta = \frac{V_B + V_C - V_A}{V_A} \quad (9)$$

紧急控制储能贡献的暂态功角稳定裕度 $\Delta\eta$ 为

$$\Delta\eta = \frac{V_C}{V_A} \quad (10)$$

2 储能有效工作时长计算

本文在文献[17]基础上, 提出一种考虑设备保护与系统保护动作时序差异的储能电站有效工作时长计算方法, 进一步提高计算准确性。

分析等效单机系统电磁功率-功角运行轨迹: 假设 t_0 时刻(对应功角 δ_0) 发生故障, 故障期间等效机械功率大于等效电磁功率, 即 $P_m > P_e$, 等值机组转子加速, 功角增大; t_c 时刻(对应功角 δ_c) 故障清除后等效机械功率小于等效电磁功率, 即 $P_m < P_e$, 发电机转子开始减速, 功角继续增大但未达最大值。假设 t_e 时刻(对应功角 δ_e) 采取紧急控制储能措施, 控制量为 ΔP_e , 等值发电机转子进一步减速。若最大功角 $\delta < \delta_g$, 工作点未越过不稳定平衡点 g (对应功角 δ_g), 则功角稳定; 若最大功角 $\delta > \delta_g$, 即使继续控制储能, 储能提供的减速面积不会变化, 此时储能的紧急控制应该退出, 因此其实际有效工作时间为 δ_c 至 δ_g 对应的时间段 $t_g - t_c$ 。

通过等时间间隔采集转子角度、转速和功率数据,最小二乘法拟合^[17]故障曲线 $P_e^{(3)}$, P_C , $P_{\max}$, γ 与网络结构参数及发电机参数有关,采集并记录故障切除时刻与紧急控制时刻对应的 δ_e , ω_e , δ_e 及 ω_e 。

$$\begin{cases} P_e^{(3)} = P_C + P_{\max} \sin(\delta - \gamma) \\ P_e^{(4)} = P_e^{(3)} + \Delta P_e \end{cases} \quad (11)$$

$$t_g - t_e = \int_{\delta_e}^{\delta_g} \left(\omega_e^2 + \frac{2}{M} \left\{ (P_m - P_C)(\delta - \delta_e) + P_{\max} [\cos(\delta - \gamma) - \cos(\delta_e - \gamma)] - \frac{1}{2} P_D (\delta^2 - \delta_e^2) \right\} \right)^{\frac{1}{2}} \times d\delta \quad (14)$$

通过数值积分方法^[17]可实现求解得到储能的有效工作时间。同时为了消除系统误差,在实际工程应用中通常乘以一定裕度系数 $\mu (\mu > 1)$, 则紧急控制储能的有效工作时长公式为

$$T_{ef} = \mu(t_g - t_e) \quad (15)$$

3 计及储能的多资源协调紧急控制策略优化

为适应未来规模化储能及高比例新能源电网,针对多类紧急措施的协调,本文提出考虑储能的基于控制性能代价比协调控制策略优化方法。总体思路为:首先基于 EEAC 量化分析各类紧急措施的控制性能,计算其控制代价,其次通过计算各类措施的控制性能代价比对控制措施优先级进行排序,以暂态功角稳定为目标,以可控量为约束条件,基于机电暂态仿真确定各类措施的控制量,最终确定优化控制策略。

3.1 目标函数

制定以控制性能代价比最大为优化目标的多类型资源协调优化目标函数,公式为

$$\max(\sigma_i^j) = \frac{\Delta \eta_i^j}{C_i^j} \quad (16)$$

式中: σ_i^j 为预想故障 j 下控制措施 i 的性能代价比; $\Delta \eta_i^j$ 、 C_i^j 分别为预想故障 j 下控制措施 i 的控制性能与控制代价。其中

$$\Delta \eta_i^j = \eta_i^j - \eta_0^j \quad (17)$$

$$C_i^j = E_i^j p_i \quad (18)$$

式中: η_i^j 、 η_0^j 分别为预想故障 j 下实施控制措施 i 后以及无措施情况下电网暂态稳定裕度值; E_i^j 、 p_i 分别为预想故障 j 下实施控制措施 i 的控制量及其单位控制代价。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{gi} - Q_{di} - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (19)$$

联立式(4)、(11)可得

$$\delta_g = \pi - \arcsin \frac{P_m - \Delta P_e - P_C}{P_{\max}} + \gamma \quad (12)$$

联立式(3)、(5)、(11)可得

$$M\ddot{\delta} = P_m - [P_C + P_{\max} \sin(\delta - \gamma) + P_D \delta] \quad (13)$$

代入初值 $\delta|_{t=t_e} = \delta_e$, $\omega|_{t=t_e} = \omega_e$, 得

式中: P_{gi} 、 P_{di} 、 Q_{gi} 、 Q_{di} 、 U_i 分别表示节点 i 的有功输出、有功负荷、无功输入、无功负荷和节点电压; G_{ij} 、 B_{ij} 、 θ_{ij} 分别表示支路 $i-j$ 的电导、电纳和相角差。

2) 变量约束

变量约束包括状态变量约束和控制变量约束。状态变量包括发电机的有功出力 P_G 、无功出力 Q_G 、暂态时节点电压幅值 U_{st} 、稳态时节点电压幅值 U_{lt} 等; 控制变量主要为紧急控制措施量 M 。

状态变量约束为

$$\begin{cases} P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}, & i = 1, 2, \dots, N_G \\ Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}, & i = 1, 2, \dots, N_G \\ U_{sti}^{\min} \leq U_{sti} \leq U_{sti}^{\max}, & i = 1, 2, \dots, N_G \\ U_{li}^{\min} \leq U_{li} \leq U_{li}^{\max}, & i = 1, 2, \dots, N_G \end{cases} \quad (20)$$

控制变量约束为

$$E_i \leq E_i^{\max}, \quad i = 1, 2, \dots, k \quad (21)$$

式中: N_G 表示发电机机节点数目; k 表示紧急控制措施的类型; $E_i^{\max}$ 为控制措施 i 的最大可控量。

3.3 数学模型

综上,以控制性能代价比最大为优化目标的多类型资源协调优化数学模型为

$$\begin{cases} \max C \\ \text{s.t. } g(x, y) = 0 \\ h(x, y) \leq \varepsilon \end{cases} \quad (22)$$

式中: C 为目标函数; x 、 y 分别为控制变量和状态变量构成的向量; g 、 h 分别为等式约束和不等式约束,后者必须通过系统稳定分析来判断。根据《电力系统安全稳定计算规范》规定的大扰动暂态功角稳定判据:暂态功角第一、二摆不失稳。

3.4 协调优化关键步骤

步骤 1: 根据电力系统运行方式及相应的模型与参数,基于 EEAC 量化方法,采用时域机电暂态仿真方法获取预想故障集 $\{j_1, j_2, \dots, j_m\}$ 下电网受扰轨迹,获取预想故障集下电网暂态功角失稳的场景集合以

及对应的系统暂态稳定裕度集合 $\{\eta_0^{j_1}, \eta_0^{j_2}, \dots, \eta_0^{j_m}\}$ 。

所述电力系统运行方式模型参数包括系统潮流数据和元件动态模型参数。

步骤 2: 根据电网实际工况及运行经验确定候选紧急控制措施集合 $\{i_1, i_2, \dots, i_k\}$, 基于 EEAC 量化方法, 计算故障集下不同紧急控制措施实施后的电网暂态稳定裕度 $\{\eta_{i_1}^{j_m}, \eta_{i_2}^{j_m}, \dots, \eta_{i_k}^{j_m}\}$, 从而得到系统暂态稳定裕度的改善程度。

步骤 3: 计算实施紧急控制措施 $\{i_1, i_2, \dots, i_k\}$ 对应的控制代价 $\{C_{i_1}^{j_m}, C_{i_2}^{j_m}, \dots, C_{i_k}^{j_m}\}$ 。

步骤 4: 针对故障 j_m , 分别计算紧急控制措施 $\{i_1, i_2, \dots, i_k\}$ 的性能代价比指标 $\{\sigma_{i_1}^{j_m}, \sigma_{i_2}^{j_m}, \dots, \sigma_{i_k}^{j_m}\}$ 。基于性能代价比指标从大到小排序, 确定候选紧急控制措施优先级排序。

步骤 5: 以控制措施可控量 $E_i^{\max}$ 为约束, 以暂态功角稳定为目标, 基于机电暂态时域仿真, 最终确定紧急控制优化策略。

实现流程如图 3 所示。

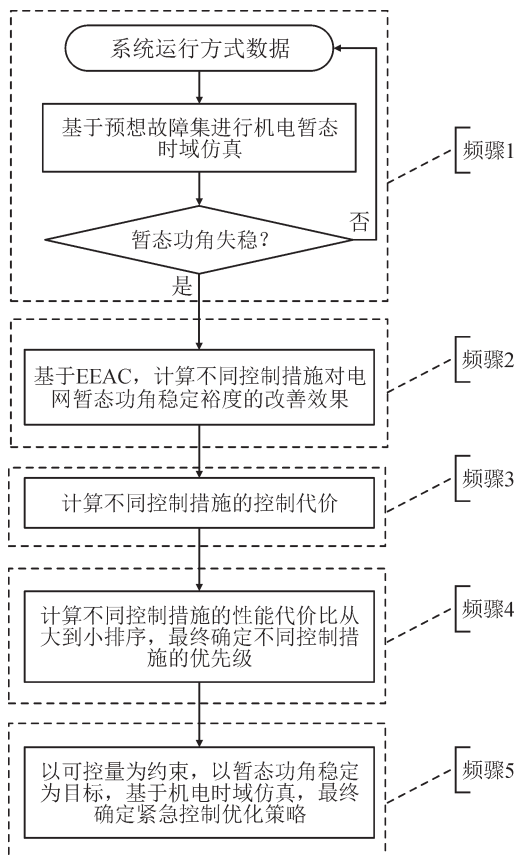


图3 多类措施协调控制策略优化流程
Fig. 3 Coordinated control strategy optimization process of multiple control measures

4 储能电站全景监控系统

为实现储能参与电网的紧急控制, 须将储能纳入电网紧急控制系统, 满足电网对储能电站的可观性与可控性要求^[21-29]。本文提出基于全景监控技术^[21]的储能电站与电网紧急控制系统交互的实现思路与纵向层级架构, 即储能电站全景监控系统, 如图 4 所示。

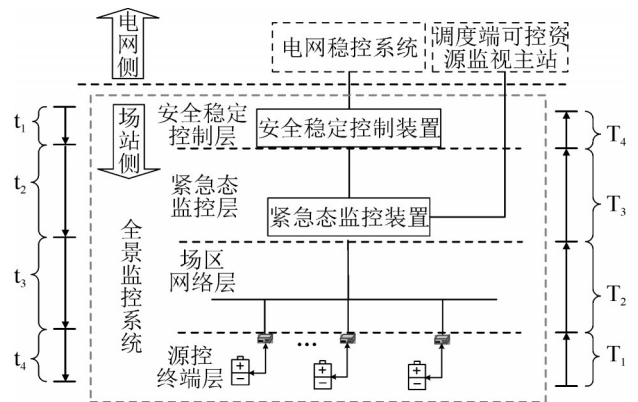


图4 储能电站全景监控系统架构
Fig. 4 System architecture of panoramic monitoring of energy storage power station

主要功能: 实时采集电站中各储能单元的运行状态信息, 通过通信网络接入电网安全稳定控制系统及调度主站, 实现电网储能电站储能单元状态实时跟踪, 可控资源监视与紧急控制。

系统架构: 纵向层级架构主要包括场站侧与电网侧。储能场站侧的控制架构自下而上分为 4 层: 终端层、场区网络层、紧急态监控层与安全稳定控制层; 电网侧的控制架构主要为电网稳控系统与调度端监视主站。

技术原则: 安全稳定控制层装置与电网稳控系统及紧急态监控层互联, 实现场站侧储能单元与电网之间信息传递; 紧急态监控层装置与安全稳定控制层及源控终端互联, 实现源控终端信息的汇聚及控制命令下发; 源控终端与紧急态监控层及储能单元互联, 实现数据采集与上送、命令接收与执行。全景监控系统通过电力专网与电网稳控系统互联, 实现储能电站储能单元的监视与控制; 通过调度数据网与调度主站互联, 实现可控资源监视。

在时效性方面, 从电网侧稳控装置下发命令至储能单元控制完成的整组时间为 105 ms 以内, 储能单元上送信息至电网侧稳控装置的整组时间为 155 ms 以内, 满足紧急控制要求^[21]。

5 算例分析

基于 2020 年西北电网某局部电网网架, 如图 5

所示。750 kV ST-HT 单线运行方式下,常规电源 BBN 开 1 机(75 MW)、HW 开 2 机(2×130 MW)、QMS 开 1 机(50 MW),220 kV YT/CL/LP 变电站汇集光伏大出力 150 MW,220 kV HT 变电站接入电化学储能电站(最大有功出力 100 MW),断面外送功率 350 MW。采用 FASTEST 电力系统机电仿真工具,750 kV ST-HT 交流 N-1 故障后,常规电源 BBN、HW、QMS 相对主网功角失稳,须采取紧急控制措施,如图 6 所示。

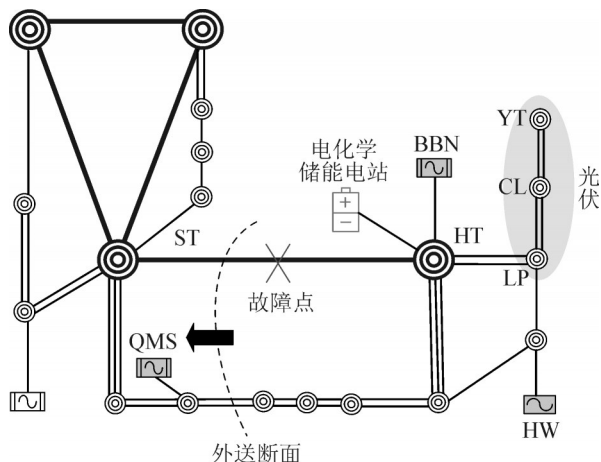


图5 西北某区域电网结构

Fig. 5 Power grid structure in a certain region of Northwest China

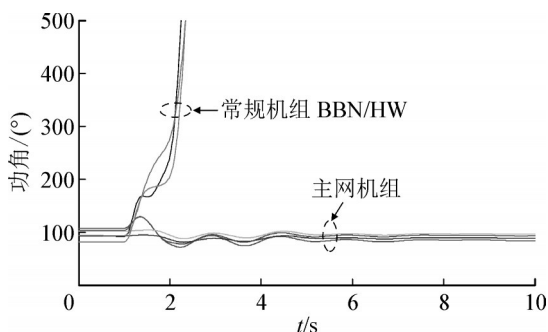


图6 交流故障后发电机功角失稳

Fig. 6 Transient power angle instability after AC fault

5.1 紧急控制储能改善电网功角稳定性

对照图 6,确定算例中各个关键点时刻,750 kV ST-HT 交流 N-1 故障时刻 $t_0 = 1.0$ s,故障切除时刻 $t_c = 1.1$ s,采取紧急控制措施时刻 $t_e = 1.3$ s,基于数值积分方法^[17]算出采取紧急控制储能后的 UEP 点对应时刻 $t_g = 1.9$ s,得出储能有效工作时长为 $t_g - t_e = 0.6$ s,取裕度系数 $\mu = 1.5$,可得紧急控制储能的有效工作时间 $T_{ef} = 0.9$ s。

针对 3 种工况进行仿真:相同有功控制量情况下,1.3 s 采取紧急控制储能措施,分别设置储能工作时间为 0.2 s、0.9 s(计算值)、1.6 s,仿真结果如图 7-8 所示。由图 7 可知储能电站紧急控制可在

100 ms 内完成控制。由图 8 可知,工况 1 对应的储能紧急控制时间较短,储能提供的减速能量小于故障期间积累的加速能量,导致系统运行点越过 UEP 点而失稳;而工况 2 和 3 中储能提供了足够的减速能量,从而使得系统功角稳定,验证了紧急控制储能能够改善电网功角稳定性的理论分析。此外,与工况 2 相比,工况 3 储能的工作时间更长,但是二者的功角摆动轨迹基本相同,原因在于当储能工作时长已达到有效工作时长,且能够提供足够的减速能量,使得功角运行点未越过不稳定平衡点(UEP)并逐渐趋于新的工作点,在此基础上即使储能提供更长的工作时长,也仅影响到功角回摆速度,而不影响功角本身的稳定性。

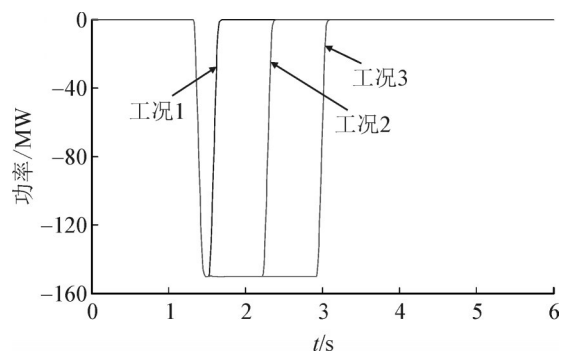


图7 电化学储能电站有功紧急控制

Fig. 7 Active power emergency control of electrochemical energy storage power station

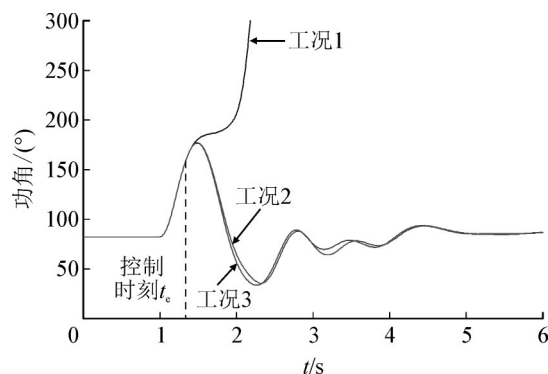


图8 储能不同控制时长对功角稳定性的影响

Fig. 8 Influence of different control duration of energy storage on power angle stability

5.2 计及储能的多类控制措施协调控制

基于电网实际可控资源,确定 750 kV ST-HT 交流 N-1 故障后候选紧急控制措施集合为: $C = \{BES, RES, THS\}$,其中 BES 为紧急控制储能,RES 为切除新能源,THS 为切除常规电源。根据电网实际工况及运行经验确定不同候选措施的单位控制代价分别为: $p_{BES} = 0.02$ 万元/MW, $p_{RES} = 0.032$ 万元/MW, $p_{THS} = 0.10$ 万元/MW。相同控制量(50 MW)情况下,

基于 EEAC 量化分析机电暂态仿真工具 FASTEST 分别计算采取候选紧急措施的控制性能代价比,计算结果见表 1。得到控制措施的优先级排序为:储能、光伏、常规机组。以暂态安全稳定为目标,考虑各类措施可控量的约束,在给定的严重运行方式下,确定 750 kV ST-HT 交流 N-1 故障后的优化控制策略为紧急控制储能电站 100 MW+切除光伏 50 MW。

表 1 相同控制量(50 MW)情况下的不同控制措施控制性能代价比

Fig. 1 Control performance cost ratio of different control measures under the same control quantity

控制手段	控制前 稳定裕度	控制后 系统稳定裕度	安全裕度改善量	控制代价/万元	控制性能代价比
储能	-30.4	4.8	35.2	1.0	35.20
光伏	-30.4	4.4	34.8	1.6	21.75
常规机组	-30.4	4.6	35.0	5.0	7.00

为分析所提优化控制策略的优越性,基于相同控制总量,不考虑储能控制资源,分别得到可实现故障后暂态功角稳定的控制方案(表 2 中方案 1、3),不同方案的控制效果及性能代价比如图 9、图 10 及表 2 所示。可以看出,所提优化控制策略(方案 2)的性能代价比最高,针对功角稳定问题,紧急控制储能可减少光伏及常规机组的切除量,减小了控制总代价,兼顾了控制的安全性及经济性。

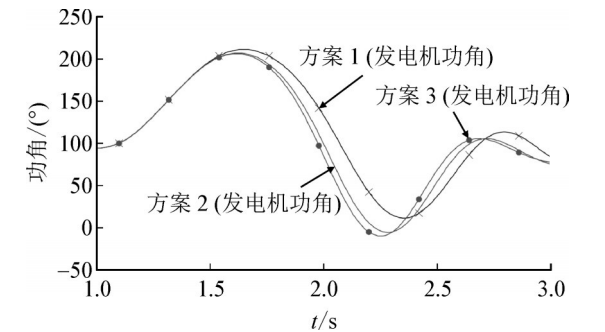


图 9 实施不同控制方案后的电网功角曲线

Fig. 9 Power angle curve after implementing different control strategies

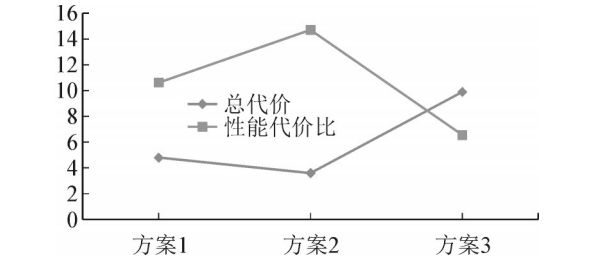


图 10 实施不同控制方案后的总代价及性能代价比

Fig. 10 Overall cost and performance-cost ratio after implementing different control strategies

表 2 相同控制量情况下的不同控制方案的性能

Fig. 2 Performance of different control strategies under the same control quantity

方案	控制组合	安全裕度改善量	总代价/万元	性能代价比
1	切光伏 150 MW	51	4.8	10.6
2	控制储能 100 MW +切光伏 50 MW	53	3.6	14.7
3	切 HW 同步机 75 MW+切 光伏 75 MW	65	9..9	6.6

6 结语

针对电网传统紧急控制资源的日益匮乏,本文利用电化学储能的优势,研究将其应用到电网暂态功角稳定控制中,有如下结论:

- 1)基于 EEAC 理论解释了储能改善电网暂态功角稳定裕度的原理,将储能用于暂态功角稳定控制,既有利于扩展第二道防线控制资源,提升电网暂态稳定性,也有利于提高储能的多重化利用效益;
- 2)基于 EEAC 通过求解转子运动方程,提出了考虑设备保护与系统保护动作时序差异的储能电站有效工作时长计算方法,在保障紧急控制效果基础上,进一步提升储能的紧急控制效率;
- 3)提出了储能电站全景监控系统架构,为实现储能电站与电网紧急控制系统的交互提供了技术实践思路;
- 4)提出了计及储能的基于性能代价比的多类措施协调控制策略制定方法,紧急控制储能可减少新能源或常规机组的控制量,减小了控制总代价,兼顾了紧急控制的安全性及经济性。

储能参与紧急控制如何适应电网的多种稳定模式的交互演化,以及如何考虑储能自身的电压穿越策略,有待进一步深入研究。

参考文献

[1] 柯贤波,张钢,郑力文,等. 互联电网失步解列过程中的暂态动能变化规律研究[J]. 电测与仪表, 2022, 59(11): 111-119.

KE Xianbo, ZHANG Gang, ZHENG Liwen, et al. Study on the change law of transient kinetic energy in the process of out ofstep splitting of interconnected power grid[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(11): 111-119.

[2] 吕华辉,杨航,林志达,等. 交直流混联电网信息多协议安全认证集成技术研究[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(1): 64-69.

Lü Huahui, YANG Hang, LIN Zhida, et al. Research on information multi-protocol security authentication integration

- technology of the AC / DC hybrid power grid[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(1): 64-69.
- [3] 阮黎翔, 沈奕菲, 王自成, 等. 基于角色的访问控制在变电站网络安全中的应用[J]. 浙江电力, 2022, 41(7): 86-93.
- RUAN Lixiang, SHEN Yifei, WANG Zicheng, et al. Application of role-based access control in cyber security of substation[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(7): 86-93.
- [4] 李碧君, 李兆伟, 吴雪莲, 等. 基于能量变化的暂态频率安全紧急控制决策方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 150-157.
- LI Bijun, LI Zhaowei, WU Xuelian, et al. Research on the decision method of frequency security emergency control based on energy change[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 150-157.
- [5] 王超, 常海军, 摆世彬, 等. 高比例新能源与多直流场景下连锁故障防控策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(7): 49-57.
- WANG Chao, CHANG Haijun, BAI Shibin, et al. Study on the prevention and control strategy of cascading failure of bulk power system with multi-HVDC and high proportion of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(7): 49-57.
- [6] 常海军, 陈春萌, 刘福锁, 等. 综合多类型措施的频率紧急协调优化控制研究[J]. 电力工程技术, 2020, 39(3): 36-42.
- CHANG Haijun, CHEN Chunmeng, LIU Fusuo, et al. Coordinated optimization method for frequency safety emergency control strategy with multi-type control measures[J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2020, 39(3): 36-42.
- [7] 王超, 霍超, 常海军, 等. 多类型电源汇集直流外送系统切机策略优化研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(7): 16-23.
- WANG Chao, HUO Chao, CHANG Haijun, et al. A study on the optimization of generator tripping control of the HVDC sending system with multi-type power[J]. Advances of Power System & Hydroelectric Engineering, 2020, 36(7): 16-23.
- [8] 董希建, 罗剑波, 李雪明, 等. 交直流混联受端电网频率紧急协调控制技术及应用[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 59-66.
- DONG Xijian, LUO Jianbo, LI Xueming, et al. Research and application of frequency emergency coordination and control technology in hybrid AC/DC power grids[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 59-66.
- [9] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5493-5505.
- CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505.
- [10] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69.
- SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.
- [11] 贺鸿杰, 张宁, 杜尔顺, 等. 电网侧大规模电化学储能运行效率及寿命衰减建模方法综述[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(12): 193-207.
- HE Hongjie, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review on modeling method for operation efficiency and lifespan decay of large-scale electrochemical energy storage on power grid side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 193-207.
- [12] 张宗玖, 梁双, 严超. 碳达峰碳中和背景下电化学储能安全有序发展研究与建议[J]. 中国工程咨询, 2021(10): 41-45.
- [13] 李兆伟, 方勇杰, 李威, 等. 电化学储能应用于电网频率安全防御三道防线的探讨[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(8): 1-7.
- LI Zhaowei, FANG Yongjie, LI Wei, et al. Discussion on application of electrochemical energy storage in three defense lines of power grid frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(8): 1-7.
- [14] 韩晓娟, 牟志国, 魏梓轩. 基于云模型的电化学储能工况适应性综合评估[J]. 电力工程技术, 2022, 41(4): 213-219.
- HAN Xiaojuan, MU Zhiguo, WEI Zixuan. Comprehensive evaluation for the adaptability of electrochemical energy storage conditions based on cloud model[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4): 213-219.
- [15] 李朋, 李欣然, 韦肖燕, 等. 基于暂态势能控制的储能提高暂态稳定性研究[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(5): 41-47.
- LI Peng, LI Xinran, WEI Xiaoyan, et al. Research on improving transient stability by energy storage system based on transient potential energy control[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2017, 29(5): 41-47.
- [16] 李培强, 孙培栋, 李欣然, 等. 基于临界割集识别的储能系统提高电网暂态稳定裕度的研究[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(20): 6916-6926.
- LI Peiqiang, SUN Peidong, LI Xinran, et al. Study on improving transient stability margin of power grid by energy storage system based on critical - cutset identification[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(20): 6916-6926.
- [17] 孙培栋, 李培强, 曹鹏程, 等. 基于扩展等面积定则的储

- 能电站提高电网暂态稳定最优工作时间的研究[J]. 电工技术学报, 2020, 35(19): 3995-4008.
- SUN Peidong, LI Peiqiang, CAO Pengcheng, et al. The optimal working time of battery storage power station improving power grid transient stability based on extended equal area criteria rule[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(19): 3995-4008.
- [18] 郑玉平, 吴通华, 丁琰, 等. 基于贝瑞隆模型的线路差动保护实用判据[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(23): 50-55.
- ZHENG Yuping, WU Tonghua, DING Yan, et al. Applied criterion of current differential protection based on bergeron model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(23): 50-55.
- [19] 李兆伟, 吴雪莲, 曹路, 等. 抑制直流连续换相失败的调相机紧急控制[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(22): 91-97.
- LI Zhaowei, WU Xuelian, CAO Lu, et al. Emergency control of synchronous condenser to suppress DC continuous commutation failure[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(22): 91-97.
- [20] 韦肖燕, 李欣然, 钱军, 等. 采用储能电源辅助的暂态稳定紧急控制方法[J]. 电工技术学报, 2017, 32(18): 286-300.
- WEI Xiaoyan, LI Xinran, QIAN Jun, et al. Power system transient stability emergency control method assisted by energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(18): 286-300.
- [21] 国家电网公司企业标准 新能源场站全景监控通用技术规范: Q/GDW 12056—2020 [R], 2020.
- Enterprise standard of State Grid Corporation of China. General technical specifications for panoramic monitoring and control of renewable energy stations[R]. 2020. Q/GDW 12056—2020.
- [22] WANG Kaifeng, QIAO Ying, XIE Lirong, et al. A fuzzy hierarchical strategy for improving frequency regulation of battery energy storage system[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(4): 689-698.
- [23] FAN Feilong, XU Yan, ZHANG Rui, et al. Whole-lifetime coordinated service strategy for battery energy storage system considering multi-stage battery aging characteristics[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2022, 10(3): 689-699.
- [24] TEIXEIRA T P, BORGES C L T. Operation strategies for coordinating battery energy storage with wind power generation and their effects on system reliability[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(1): 190-198.
- [25] 王彦洋, 张大伟, 熊志杰, 等. 考虑线路阻塞的高渗透率风电电网暂态稳态量化分析方法[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(8): 138-143.
- WANG Yanfeng, ZHANG Dawei, XIONG Zhijie, et al. A quantitative analysis method for the transient and steady state of high permeability wind power grid considering line congestion[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(8): 138-143.
- [26] 张起瑞, 辛超山, 李凤婷, 等. 多直流协调的新能源送端地区暂态过电压抑制策略[J]. 电力工程技术, 2023, 42(1): 98-106.
- ZHANG Qirui, XIN Chaoshan, LI Fengting, et al. Multi DC coordinated transient overvoltage suppression strategy for high proportion new energy sending terminal area[J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(1): 98-106.
- [27] 周玉娟. 基于矢量匹配法的复杂土壤环境下接地棒雷击暂态电路模型研究[J]. 电瓷避雷器, 2022(5): 119-124.
- ZHOU Yujuan. Lightning transient circuit model of the grounding electrode under complex soil environment based on vector fitting method[J]. Insulators and Surge Arresters, 2022(5): 119-124.
- [28] 王龙飞, 张建承, 王博文, 等. 柔性励磁提升受端电网暂态稳定特性研究[J]. 浙江电力, 2022, 41(10): 72-77.
- WANG Longfei, ZHANG Jiancheng, WANG Bowen, et al. Research on flexible excitation system applied to improve transient stability characteristics of the receiving-end power grid[J]. Zhejiang Electric Power, 2022, 41(10): 72-77.
- [29] 夏武, 夏文. 低压电力电容器投入过程的暂态分析[J]. 电器与能效管理技术, 2020(4): 93-98.
- XIA Wu, XIA Wen. Transient analysis of switching low voltage power capacitors[J]. Electrical & Energy Management Technology, 2020(4): 93-98.

作者简介:

王超(1988—), 男, 高级工程师, 通信作者, 研究方向为电力系统安全分析与控制。E-mail: wangchao8@sgepri.sgcc.com.cn)。

汤凡(1984—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全分析与控制。

常海军(1981—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全分析与控制。

梁晓斌(1986—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全分析与控制。

刘福锁(1981—), 男, 正高级工程师, 研究方向为电力系统安全分析与控制。

张宇栋(1985—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统安全分析与控制。