

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200588

计及储能及负荷转供协同调度的城市电网弹性运行策略

刘畅^{1,2}, 黄杨³, 杨昕然⁴, 滕予非¹, 陈刚¹, 唐伟¹, 靳旦¹, 刘友波², 张曦²

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院, 四川 成都 610041; 2. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;
3. 国网成都供电公司, 四川 成都 610023; 4. 广东电网广州供电局, 广东 广州 510620)

摘要: 随着多种新型负荷的不断增长及新能源的大规模接入, 城市配电网输电阻塞问题日益频繁, 严重威胁电网安全运行和可靠供电。利用高压配电网网架重构以及储能电站充放电特性, 实现负荷及发电的时间-空间转移, 可有效缓解城市输电网局部阻塞问题, 降低负荷损失, 保证供电可靠性。因此, 提出了一种同时考虑高压配电网重构和储能电站充放电协同控制的弹性运行策略。首先, 建立了储能电站充放电功率调度模型及高压配电网可重构模型。然后, 定义安全距离作为安全裕度指标, 将线路传输容量和网络拓扑结构结合, 以全面评估所提协同控制策略对提升 220 kV 电网运行安全的效果。最后以我国某城市局部高压配电系统为算例验证所提协同控制的有效性。结果表明, 所提方法能有效均衡大尺度时空范畴内的源荷分布, 改善城市输电网运行阻塞问题, 提升 220 kV 输电网安全裕度。

关键词: 配电网重构; 储能电站; 协同调度; 安全裕度

Flexible operation strategy of an urban transmission network considering energy storage systems and load transfer characteristics

LIU Chang^{1,2}, HUANG Yang³, YANG Xinran⁴, TENG Yufei¹, CHEN Gang¹, TANG Wei¹, JIN Dan¹, LIU Youbo², ZHANG Xi²

(1. Electric Power Research Institute of State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China; 2. School of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China; 3. State Grid Chengdu Power Supply Company, Chengdu 610023, China; 4. Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid, Guangzhou 510620, China)

Abstract: With the growing multiple types of electricity load and greater integration of new energy into a power grid, congestion in and urban distribution network becomes more serious. This threatens the security of the power grid and the reliability of power supply. The local congestion of the urban transmission network can be alleviated by the spatial load transfer characteristics of high voltage distribution network reconfiguration and time load transfer characteristics of charge/discharge of battery energy storage systems. Thus, a coordinated dispatch strategy considering both these strategies is proposed. First, the model of the distributed network reconfiguration and the flexible scheduling model of a battery energy storage system are introduced. Then security distance is defined as the security index, which combines the available transmission capacity and topology to assess the effect of the proposed coordinated dispatch strategy comprehensively. Finally, a local high voltage distribution network of a city is used to verify the effectiveness of the proposed coordinated dispatch strategy. The simulation results show that the proposed method can improve the distribution of source and load over a large temporal-time scale. It is an effective way of alleviating congestion and promoting the security margin of a 220 kV transmission network.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977133) and the Science and Technology Project of State Grid Sichuan Electric Power Company (No. 52199718001J).

Key words: distribution network reconfiguration; battery energy storage system; coordinated dispatch; security margin

0 引言

由于能源短缺和环境污染问题备受世界各国

关注, 各国政府不遗余力地进行能源改革和创新, 能源行业具有广阔的市场前景和无可替代的战略价值。其中, 光伏发电凭借其技术成熟、无污染、无噪声、安全便捷等优势获得广泛应用^[1-4], 电动汽车作为一种绿色交通, 在节能减排方面具有不可比拟的优势^[5-6]。城市电网作为电力系统主要的负荷中心,

基金项目: 国家自然科学基金面上项目资助(51977133); 四川省电力公司科技项目资助(52199718001J)

保证其安全稳定运行对国民经济发展具有重要意义。但高渗透率光伏及电动汽车的接入将加剧未来城市电网源荷时空分布的不确定性和不均衡性。因此, 研究配电网多资源协同调度、提升未来电网供电能力具有极大的必要性。

目前我国大中型城市电网电压等级不断扩展, 涵盖了 220/110 kV(高压)配电网、35/10 kV(中压)配电网和 380 V 低压配电网^[7], 其中, 110 kV 高压配电网灵活多变的拓扑结构可实现负荷在较大空间尺度上转供, 保证城市电网运行时具有足够的安全裕度。同时, 近几年储能技术的快速发展使储能电站可通过双向工作模式实现发电和用电在时间和空间层面的分离, 成为平衡电网功率波动和缓解局部输电阻塞的重要手段^[8-12]。且城市电网大规模储能电站调度灵活、充放电效率高, 可有效平抑光伏及电动汽车等源荷波动, 提高城市电网运行的安全裕度, 降低电网运行风险, 优化电网的调度管理和运行控制。我国已有储能电站投入运行, 如北京首个电网侧储能电站示范项目——怀柔北房储能电站、江苏镇江百兆瓦级储能电站, 文献[13]分析了江苏电网侧百兆瓦级储能电站的运行情况, 通过实际运行数据验证了储能对电网侧的运行价值。

对于保障配电网运行安全稳定运行的研究分为两类, 一类是通过合理规划及预留裕度保证电网运行: 文献[14]在负荷预测结果的基础上, 提出一种分布式电源和储能系统联合选址定容规划模型, 保证配电系统在各种场景下能安全运行。文献[15]建立了具有防风抗灾能力的城市电网多目标规划模型, 以保证在极端情况下仍能向电力用户安全可靠供电。文献[16]综合考虑各类电厂和储能出力与负荷间的互动适应性, 提出一种储能与输电网联合规划模型, 保证大规模风电接入下系统安全运行。上述方法在一定程度上能够提升抵御负荷波动的能力, 然而对于存量配电网而言, 由于空间有限或经济约束很难再进行电网规划。第二类是通过建立安全裕度评价体系指导实际运行。传统的电网运行安全裕度指标与线路剩余容量和负载均衡度有关^[17-18]。目前已有研究提出评估电网运行安全的指标体系, 如文献[19]分析了威胁电网运行安全的风险源, 建立了静态安全评价指标模型; 文献[20]基于输电网运行的随机特性, 采用风险评估方法, 构建了安全性风险评估指标集的计算模型和方法; 文献[21]结合层次分析法和权重修正机制, 提出了一种能够全面表征电网运行安全性的综合指标计算方法。然而上述指标均无法体现网络拓扑结构特征, 也无法表

征电源出力和负荷功率波动对电网安全的影响。

灵活切换高压配电网拓扑结构可实现大尺度空间范围的负荷转移, 此外, 接入 110 kV 系统的储能电站灵活充放电功率特性可实现时间范畴的功率转移, 二者灵活配合可从时空角度应对 220 kV 输电网的输电通道阻塞问题。鉴于此, 本文充分考虑 110 kV 高压配电网灵活拓扑结构和运行方式以及储能电站灵活的充放电特性, 提出一种协同高压配电网拓扑特性和储能电站的调度策略, 通过切换 110 kV 变电站站内及站间的联络开关和断路器调整源-荷功率分布, 同时灵活调度储能电站充放电功率, 保证系统运行安全裕度最大, 此外, 定义安全距离(Security Distance, SD)作为指标评估电网安全裕度。最后, 仿真结果验证了本文所提调度方法的有效性。

1 110 kV 系统节点注入功率随机模型

1.1 光伏发电的随机模型

光伏发电大小随太阳光辐照度波动变化, 本文采用文献[22]的光伏发电随机模型, 光伏出力 P_{PV} 的概率密度函数如式(1)所示。

$$f(P_{PV}) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_{PV}}{R_{PV}}\right)^{\alpha-1} \left(1 - \frac{P_{PV}}{R_{PV}}\right)^{\beta-1} \quad (1)$$

式中: α 、 β 均为 Beta 分布形状参数, 与太阳光辐照度有关, 其取值随光伏安装位置不同而有差异; R_{PV} 为光伏最大输出功率, 计算如式(2)所示。

$$R_{PV} = r_{\max} A \eta_{PV} \quad (2)$$

式中: r_{\max} 为最大辐照度; A 为太阳能板面积; η_{PV} 为光电转换效率。

1.2 负荷的随机模型

城市电网负荷包括常规负荷和电动汽车充电负荷, 如式(3)所示。

$$P_L = a(t)P_{NL} + (1-a(t))P_{EV} \quad (3)$$

式中: P_{NL} 、 P_{EV} 分别为常规负荷和电动汽车充电负荷消耗功率; $a(t)$ 表示两种负荷占比, 为时变系数。

常规负荷较电动汽车充电负荷波动性小, 但仍具有随机性质, 常规负荷 P_{NL} 近似服从正态分布, 如式(4)所示。

$$f(P_{NL}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{NL}} \exp\left[-\frac{(P_{NL} - \mu_{NL})^2}{2\sigma_{NL}^2}\right] \quad (4)$$

式中, μ_{NL} 、 σ_{NL} 分别为常规负荷的期望值和标准差。

充电负荷的分布与电动汽车用户出行行为密切相关, 具有时空变化性, 本文采用文献[20]的电动

汽车充电负荷随机模型, 充电负荷 P_{EV} 近似服从正态分布, 如式(5)所示。

$$f(P_{EV}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\lambda_{EV}\mu_{EV}} \exp\left[-\frac{(P_{EV} - \mu_{EV})^2}{2\lambda_{EV}^2\mu_{EV}^2}\right] \quad (5)$$

式中: μ_{EV} 为电动汽车总体充电负荷的期望值; λ_{EV} 为电动汽车总体充电负荷的变异系数(标准差与期望值的绝对值之比)。

综合式(3)—式(5)可得 t 时刻负荷的概率密度函数, 如式(6)所示。

$$f_t(P_L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{L,t}} \exp\left[-\frac{(P_L - \mu_{L,t})^2}{2\sigma_{L,t}^2}\right] \quad (6)$$

式中, $\mu_{L,t}$ 、 $\sigma_{L,t}$ 分别为 t 时刻负荷期望值和标准差。

2 储能电站

储能电站具有较高的输出功率和充放电效率, 对于保证城市电网实时功率平衡和缓解局部阻塞具有明显的优势, 部分示范工程中锂电池储能输出功率已能达到 100 MW, 充放电效率 95%。因此本文充分考虑储能电站较强的充放电能力, 灵活调度储能电站充放电功率以保证城市电网在大规模光伏并网和电动汽车接入下仍能安全可靠运行。

储能电站结构如图 1 所示, 包括功率调度中心和多个充放电功率可调的电池系统, 其中每个电池系统 $A_a(a=1,2,\dots,n)$ 相互独立, 均由储能变流器(PCS)、电池管理系统(BMS)和电池堆(BP)组成, PCS 主要功能是实现电能交流与直流两种状态的双向转换, 并按储能电站功率调度中心的指令对电池发送充放电命令; BMS 通过采集电池的电压、电流等状态信息监视电池的运行状态; BP 用于存储电能, 根据调度任务对各个电池充电或放电。

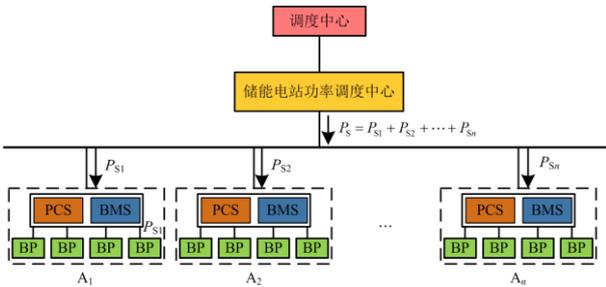


图 1 储能电站结构示意图

Fig. 1 Schematic of battery energy storage system

接于 110 kV 系统的储能电站功率调度过程中, 各个电池系统先通过通信网络将各电池运行状态参数上传给储能电站功率调度中心, 之后电网调度中心向储能电站功率调度中心发送指令, 储能电站再

根据各电池系统的状态分配调度任务, 确定各个电池组的充放电状态及充放电功率。

3 高压配电网运行方式

将 110 kV 系统中实现电能从高压侧变压到低压侧的设备组抽象为变电单元, 记为字母 U。220 kV 系统作为 110 kV 系统的上级电源, 二者的连接关系为“源”与“荷”的关系, 将 220 kV 系统称作 110 kV 电网的电源点, 记作字母 S。由 110 kV 变电单元组成集合, 若该集合内的任意两个变电单元之间至少存在一条可达路径, 且不经过电源点 S, 则称此集合为变电单元组, 记为 G。

调度过程中, 通过切换 110 kV 变电站站内高压侧母联开关开闭状态即可改变源荷连接关系, 因此 110 kV 变电站的站内结构可用变电单元与开关状态来表示。基于变电单元的 110 kV 变电站站内表达如图 2 所示, 图中, K_i 表示断路器, U_i 表示变电单元, 它们之间的连线表示开关, 实线代表开关处于闭合状态, 虚线代表开关处于断开状态。

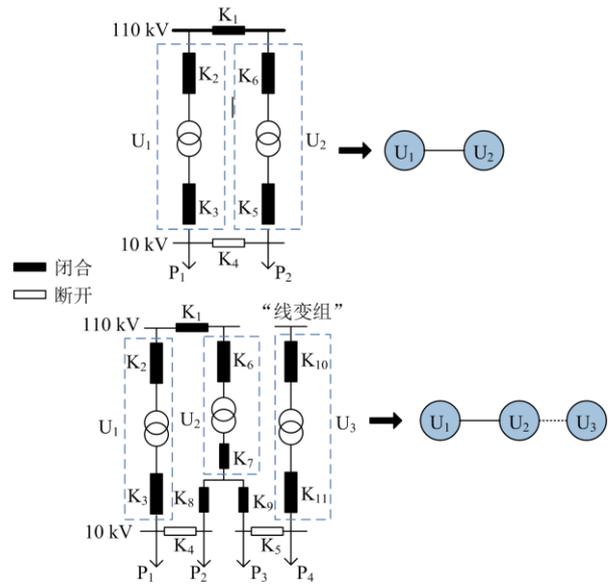


图 2 基于变电单元的 110 kV 变电站站内表达

Fig. 2 Inner diagram of 110 kV substation based on transformer units

高压配电网拓扑结构具有闭环建设开环运行的特点, 110 kV 变电站间联络丰富, 源荷间的供电路径组合极多, 每个 110 kV 变电站可通过多条供电路径连接至 220 kV 电源点, 因此运行方式灵活, 重构性强^[23]。将高压配电网中实现电能从高压侧传输至低压侧的所有设备简化为变电单元表示, 包括 110 kV 主变及两侧断路器。以变电单元为基本单

位, 110 kV 系统可表示为如图 3 所示, 通过切换变电单元组内的开关状态即可调整 110 kV 系统的拓扑结构实现负荷转供, 保证城市电网安全可靠运行。

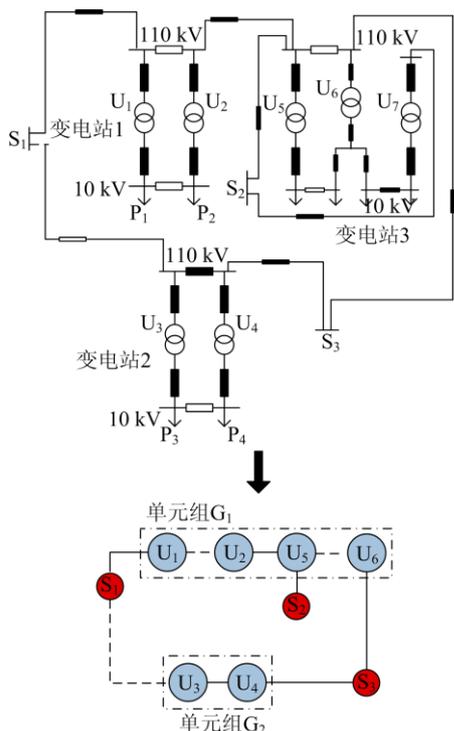


图 3 基于变电单元的高压电网拓扑结构表达
Fig. 3 Topology of high voltage distribution network based on transformer unit

以图 3 中的单元组 G_1 为例, 220 kV 电源点 S_1 、 S_2 、 S_3 均可作为 G_1 的电源, 通过组合开关 S_1U_1 、 U_1U_2 、 U_2U_5 、 S_2U_5 、 U_5U_6 、 S_3U_6 的开闭状态即可选择 G_1 内各变电单元的供电路径。以 0 表示开关处于断开状态, 以 1 表示开关处于闭合状态, 则 G_1 的拓扑结构共有 $2^6=64(000000-111111)$ 种状态。调度过程中, 以变电单元组为基本单位, 每个变电单元组的可行状态集为 $\Phi_{G,w}$, 通过组合开关状态选择的每个变电单元组的最佳拓扑状态均属于 $\Phi_{G,w}$, 以此构成整个 110 kV 网络重构后的拓扑结构。

4 弹性运行策略

4.1 安全裕度指标

安全裕度是指电网当前运行点至崩溃点的安全距离, 能够表征当前电网运行状态抵御外界风险的能力。将所有满足安全约束条件的运行点集合用一个二维多边形表示, 如图 4 所示, 其边界表示所有约束条件, 包括支路潮流约束、电源有功出力约束、储能电站充放电功率约束等。安全裕度则为当前运

行点至边界的最短欧式距离, 如图 4 中的 $d_5(d_1 > d_2 > d_3 > d_4 > d_5)$ 。若安全裕度为负值, 表示当前运行点不满足约束条件, 电网当前运行状态具有很大的风险。

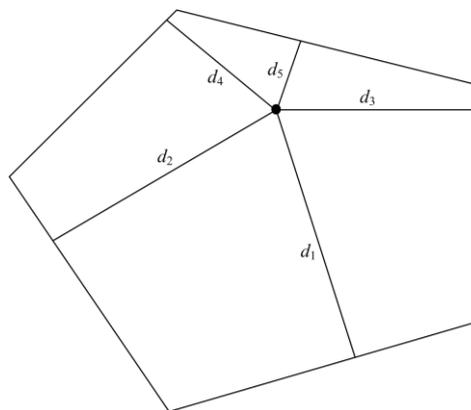


图 4 安全裕度示意图
Fig. 4 Schematic of security margin

通过切换高压配电网开关状态改变网络拓扑和调度储能电站的充放电功率两种手段改变电网运行状态, 而约束条件在整个调度过程中不会发生变化, 因此安全运行点集合的边界固定, 调度过程仅改变运行点在其中的位置, 进而改变安全裕度。为刻画 220 kV 电网的运行安全性, 定义安全距离 (Security Distance, SD) 作为安全裕度指标, 该指标相比于其他指标而言, 不仅考虑了支路的剩余传输容量, 还将支路位置考虑其中, 即考虑了网络的拓扑结构。当采用该指标作为安全裕度评估指标时, 网络的安全裕度由安全距离最小的支路决定则更能反映支路拓扑位置差异对 220 kV 输电网运行安全的影响。通过高压配电网重构和储能电站充放电行为会改变 220 kV 系统节点注入功率变化, 引起支路潮流改变, 然而各个节点对不同支路的潮流偏移影响程度不同, 因此, 为充分考虑所有节点对支路潮流的影响, 支路 i 的 SD 如式 (7) 所示。

$$M_{SD,i} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{N_n} (C_{k-i} (P_{i,\max} - P_i))^2}{N_n}} \quad (7)$$

式中: $P_{i,\max}$ 为支路 i 的最大传输容量; P_i 为支路 i 的当前传输容量; N_n 为节点数量; C_{k-i} 为节点 k 单位注入功率变化对支路 i 潮流的影响因子, 其计算如式 (8) 所示, 反映节点注入功率变化对支路 i 的剩余传输容量的影响程度。

$$C_{k-i} = \frac{\Delta P_i}{\Delta P_k} = \frac{X_{ik} - X_{mk}}{X_i} \quad (8)$$

式中: ΔP_k 为节点 k 的注入功率变化量; ΔP_i 为支路

i 的潮流变化量; X_i 为支路 i 的电抗; l, k 分别表示支路 i 的首末节点; X_{lk}, X_{mk} 分别表示电抗矩阵中的第 l 行 k 列和第 m 行 k 列。

高压配电网重构转供负荷和储能电站充放电功率大小改变 220 kV 系统节点的注入功率, 影响城市电网的潮流分布, 220 kV 系统的输电通道负载率改变。定义 220 kV 电网的 SD 由安全裕度最小的支路决定, 如式(9)所示。外界注入功率波动时, 因支路所在拓扑位置的差异, 部分支路会发生较大的潮流偏移甚至越限, 威胁 220 kV 系统运行安全。

$$M_{SD} = \min(M_{SD,i}) \quad i \in [1, N_b] \quad (9)$$

式中, N_b 为支路数量。

4.2 数学模型

城市电网实时运行过程中, 某些时间断面光照强度不足造成光伏出力较小, 同时负荷需求较大, 使当前运行点的安全裕度小, 威胁电网运行安全, 调度中心通过切换高压配电网开关状态改变源荷供电路径和调整储能电站充放电功率可改变运行点, 使 220 kV 电网具备足够大的安全裕度抵御运行风险, 协同调度示意图如图 5 所示。

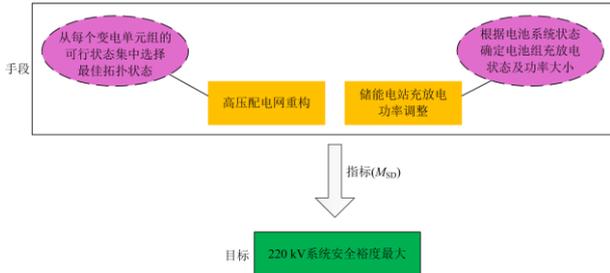


图 5 协同调度示意图

Fig. 5 Schematic of coordinated dispatch

本文构建的协同调度模型以 220 kV 系统安全裕度最大为目标, 如式(10)所示, 控制变量为高压配电网各个变电单元组的拓扑状态和储能电站的充放电功率。

$$F = \max M_{SD} - \lambda F_1 - \alpha \sum_{k=1}^{N_n} P_{C,k} \quad (10)$$

$$F_1 = \sum_{k=1}^{N_n} \varepsilon(u_k - u_{k,\max}) + \sum_{k=1}^{N_n} \varepsilon(u_{k,\min} - u_k) + \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^{N_b} \varepsilon(e_i - e_{i,\max}) + \sum_{i=1}^{N_b} \varepsilon(e_{i,\min} - e_i) \quad (12)$$

$$\varepsilon(R) = \begin{cases} 0 & R < 0 \\ 1 & R \geq 0 \end{cases}$$

式中: F_1 为状态变量约束, 包括节点电压约束、支路潮流约束; 为使求解结果满足状态变量约束条件,

添加惩罚系数 λ , 本文取值为 500; α 为切负荷惩罚项, 本文取 10 000。

功率平衡约束。任意时刻 220 kV 系统的节点注入功率包括上级电源出力、光伏出力、储能电站充放电功率、节点原有负荷、通过高压配电网重构在节点间转供的负荷, 所有功率之和保持平衡, 功率等式如式(13)所示。

$$\sum_{k=1}^{N_n} \begin{pmatrix} P_{L0,k}(t) + P_{fig,k}(t) - P_{G,k}(t) - \\ P_{PV,k}(t) - P_{S,k}(t) - P_{C,k}(t) \end{pmatrix} = 0 \quad (13)$$

$$P_{S,k}(t) = \sum_{a=1}^n (P_{S,a,d}(t) - P_{S,a,c}(t)) \quad (14)$$

式中: $P_{L0,k}(t)$ 为 t 时段高压配电网重构前节点 k 的负荷; $P_{fig,k}(t)$ 为 t 时段通过高压配电网重构由其他节点转供至节点 k 的负荷; $P_{G,k}$ 为上级电源注入节点 k 的功率; $P_{PV,k}(t)$ 为 t 时段节点 k 处的光伏出力; $P_{S,k}(t)$ 为 t 时段节点 k 处储能电站充放电功率之和; $P_{C,k}(t)$ 表示 t 时段的切负荷量。如式(14)所示, $P_{S,a,d}(t)$ 和 $P_{S,a,c}(t)$ 分别为 t 时段电池堆 A_a 的放电功率和充电功率。

潮流约束如式(15)所示。

$$\begin{cases} P_k(t) = u_k(t) \sum_{s \in k} u_s(t) (g_{ks} \cos \delta_{ks}(t) + b_{ks} \sin \delta_{ks}(t)) \\ Q_k(t) = u_k(t) \sum_{s \in k} u_s(t) (g_{ks} \sin \delta_{ks}(t) - b_{ks} \cos \delta_{ks}(t)) \end{cases} \quad (15)$$

式中: $u_k(t)$ 表示 t 时段节点 k 的电压; g_{ks} 和 b_{ks} 分别表示节点 k 与节点 s 之间的电导和电纳; $\delta_{ks}(t)$ 表示 t 时段节点 k 与节点 s 之间的电压相角差。

高压配电网拓扑结构约束。高压配电网重构时每个变电单元组的最佳拓扑状态从各自的可行状态集中选择, 如式(16)所示。

$$\varphi_{G,w} \in \Phi_{G,w} \quad (16)$$

高压配电网开关动作次数约束。考虑开关寿命和调度经济性, 重构时单元组的开关动作次数有限制, 如式(17)所示。

$$D \leq D_{w,\max} \quad (17)$$

式中, $D_{w,\max}$ 为变电单元组 w 的最大开关动作次数。

电池堆充放电功率约束。电池堆充放电功率满足一定的上下限约束, 如式(18)所示。

$$\begin{cases} P_{S,d,\min} \leq P_{S,d}(t) \leq P_{S,d,\max} \\ P_{S,c,\min} \leq P_{S,c}(t) \leq P_{S,c,\max} \end{cases} \quad (18)$$

电池堆荷电量约束。考虑电池堆使用寿命, 应避免电池过度充放电, 电池的荷电状态约束如式(19)所示。

$$SOC_{a,\min} \leq SOC_a(t) \leq SOC_{a,\max} \quad (19)$$

$$SOC_a(t) = SOC_a(t-1) + \frac{P_{s,a,c}(t)\eta_c\Delta t}{Q_a} - \frac{P_{s,a,d}(t)\Delta t}{\eta_d Q_a} \quad (20)$$

式中: η_c 、 η_d 分别为储能电站的充放电效率; Δt 为基本调度周期; Q_a 为电池系统 A_a 的额定容量。

储能电站调度循环约束。为保证储能电站在每个日调度期内都有足够的可调度性, 储能电站在一个日调度期的始末荷电状态应相同, 如式(21)所示。

$$SOC_b(0) = SOC_b(T) \quad (21)$$

$$\left\{ \begin{aligned} SOC_b(0) &= \frac{\sum_{b=1}^{N_s} SOC_b(0)Q_b}{\sum_{b=1}^{N_s} Q_b} \\ SOC_b(T) &= \frac{\sum_{b=1}^{N_s} SOC_b(T)Q_b}{\sum_{b=1}^{N_s} Q_b} \end{aligned} \right. \quad (22)$$

式中: $SOC_b(0)$ 和 $SOC_b(T)$ 分别为一个调度期始末储能电站 b 的荷电状态; Q_b 为储能电站 b 的额定容量; N_s 为储能电站数量。

4.3 求解流程

光伏出力和负荷波动对评估电网安全裕度具有随机性和不确定性影响, 本文基于三点估计法^[24]将光伏出力和负荷需求的不确定性问题转化为确定性问题求解。根据 1.1 节和 1.2 节所述的源荷随机模型, 利用三点估计法采样具有典型意义和特征的变量数值作为采样样本, 每个采样样本对应确定的光伏发电量和节点负荷需求, 这些采样样本构成典型运行场景, 对每一个运行场景由 4.2 节所述方法进行调度模拟。具体如下:

假设光伏出力和节点负荷用随机变量 $X = [X_1, X_2, \dots, X_h]$ 表示。每个随机变量 X_h 分别取三个采样值, 如式(23)所示。当 X_h 取采样值 $x_{h,p}$ 时, 剩余随机变量取均值, 以此构成一个采样样本。

$$x_{h,p} = \mu_h + \xi_{h,p}\sigma_h \quad p=1,2,3 \quad (23)$$

式中: μ_h 、 σ_h 分别为随机变量 X_h 的均值和标准差; $\xi_{h,p}$ 为随机变量 X_h 的位置系数, 计算如式(24)所示, 每个采样值的权重如式(25)所示。

$$\left\{ \begin{aligned} \xi_{h,p} &= \frac{\gamma_{h,3}}{2} + (-1)^{3-p} \sqrt{\gamma_{h,4} - \frac{3}{4}\gamma_{h,4}^2} & p=1,2 \\ \xi_{h,p} &= 0 & p=3 \end{aligned} \right. \quad (24)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \omega_{h,p} &= \frac{(-1)^{3-p}}{\xi_{h,p}(\xi_{h,1} - \xi_{h,2})} & p=1,2 \\ \omega_{h,p} &= \frac{1}{h} - \frac{1}{\gamma_{h,4} - \gamma_{h,3}^2} & p=3 \end{aligned} \right. \quad (25)$$

式中, $\gamma_{h,3}$ 和 $\gamma_{h,4}$ 分别为随机变量 X_h 的偏度和峰度。若 $p=3$, X_h 的采样值均为各自的均值, 因此实际总共有 $2h+1$ 个采样样本。

每个采样样本对应确定的光伏出力和节点负荷, 采用粒子群算法求解 4.2 节所述协同调度模型, 分别计算每个采样样本对应的最优高压配电网拓扑结构和储能电站充放电功率。具体流程如下:

1) 数据初始化。读入节点注入功率的随机模型; 输入网络的结构参数, 包括高压配电网的网架结构、光伏位置、储能电站位置等; 设置粒子群算法的参数, 包括种群规模、最大迭代次数、粒子初始位置、更新速度等。

2) 使用式(23)—式(25)所述的三点估计法得到光伏出力和节点负荷的采样样本。

3) 对每一个样本使用粒子群算法求解式(10)—式(22)所述的非线性调度模型。随机产生一组粒子(高压配电网变电单元组的拓扑结构和储能电站充放电功率), 进行潮流计算得到适应度值, 评价粒子位置, 更新粒子位置, 得到最优解即为该样本对应的调度策略。

4) 选取最终调度策略。选取 F 值最小的样本对应的调度策略为最终调度策略。

5 算例仿真

5.1 算例参数

本文以我国某城市局部高压配电系统为例进行分析, 结构如图 6 所示, 包括 6 个 220 kV 电源点, 34 个变电单元, 其中 G_1 和 G_2 所在区域为居民区, G_3 和 G_6 所在区域为商业区, G_4 和 G_5 所在区域为工业区。本文所有算例中的光伏和储能电站均假设安装在 110 kV 节点, 每个储能电站均由四组电池系统组成, 参数分别如表 1 和表 2 所示, 负荷节点的常规负荷和电动汽车充电负荷比例如表 3 所示。

表 1 光伏电站参数

类型	太阳能板面积/m ²	光电转换效率	最大辐照度/(W/m ²)	α	β
1	1 800	0.14	600	0.90	0.85
2	2 000	0.14	700	0.95	0.9
3	2 400	0.14	650	0.95	0.85

表 2 储能电站参数

Table 2 Parameters of battery energy storage system

参量	电池系统编号			
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
额定容量/ MWh	100	200	300	400
额定功率/ MW	20	40	60	80
充电效率	0.85	0.85	0.85	0.85
放电效率	0.85	0.85	0.85	0.85

表 3 常规负荷与充电负荷比例

Table 3 Proportion of normal load and charging load

时刻	居民区	商业区	工业区
0	0.354:0.646	0.560:0.440	0.611:0.389
1	0.348:0.652	0.563:0.437	0.618:0.382
2	0.334:0.666	0.597:0.403	0.619:0.381
3	0.351:0.649	0.572:0.428	0.609:0.391
4	0.355:0.645	0.587:0.413	0.699:0.301
5	0.298:0.702	0.745:0.255	0.751:0.249
6	0.287:0.713	0.749:0.251	0.766:0.234
7	0.277:0.723	0.750:0.250	0.762:0.238
8	0.778:0.222	0.691:0.309	0.750:0.250
9	0.769:0.231	0.688:0.312	0.754:0.246
10	0.781:0.219	0.677:0.323	0.759:0.241
11	0.792:0.208	0.669:0.331	0.761:0.239
12	0.800:0.200	0.762:0.238	0.865:0.135
13	0.812:0.188	0.812:0.188	0.871:0.129
14	0.807:0.193	0.823:0.177	0.876:0.124
15	0.805:0.195	0.835:0.165	0.864:0.136
16	0.794:0.206	0.841:0.159	0.836:0.164
17	0.712:0.288	0.839:0.161	0.829:0.171
18	0.707:0.293	0.872:0.129	0.830:0.170
19	0.701:0.291	0.888:0.112	0.824:0.176
20	0.694:0.306	0.601:0.399	0.817:0.183
21	0.512:0.488	0.571:0.429	0.657:0.343
22	0.503:0.497	0.561:0.439	0.645:0.355
23	0.497:0.503	0.563:0.437	0.547:0.453

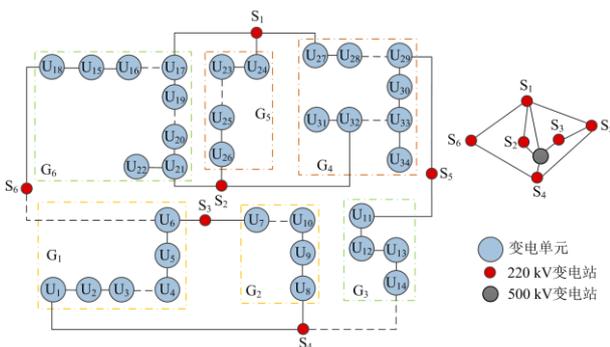


图 6 某城市局部高压配电系统

Fig. 6 Local high voltage distribution network in some city

5.2 结果分析

假设变电单元 U_1 、 U_7 、 U_{11} 、 U_{15} 、 U_{26} 、 U_{32} 均安装光伏电站，且参数均为表 1 中的类型 1；储能电站同时接在变电单元 U_4 、 U_{10} 、 U_{14} 、 U_{20} 、 U_{25} 、 U_{33} 。一个日调度期从时刻 0 开始，基本调度周期为 1 个小时，一个调度周期内高压配电网转供开关序列如表 4 所示，各储能电站的 SOC 如图 7 所示，220 kV 系统的安全裕度如图 8 所示。

表 4 高压配电网转供开关序列

Table 4 Switch of high voltage distribution network

初始断开开关	U_5-U_6 ; S_6-U_6 ; U_8-U_9 ; S_4-U_{14} ; $U_{15}-U_{16}$; $U_{20}-U_{21}$; $U_{23}-U_{25}$; $U_{28}-U_{29}$; $U_{30}-U_{33}$
重构时刻	变化开关
6	U_5-U_6 ; U_8-U_9 ; S_4-U_{14} ; $U_{20}-U_{21}$; $U_{30}-U_{33}$; S_3-U_6 ; S_4-U_8 ; S_5-U_{11} ; $U_{19}-U_{20}$; $U_{32}-U_{33}$
9	S_3-U_6 ; S_4-U_8 ; $U_{32}-U_{33}$; U_3-U_4 ; U_9-U_{10} ; $U_{30}-U_{33}$
12	$U_{19}-U_{20}$; $U_{23}-U_{25}$; $U_{30}-U_{33}$; $U_{20}-U_{21}$; S_1-U_{24} ; S_1-U_{27}
15	$U_{20}-U_{21}$; S_1-U_{24} ; S_1-U_{27} ; S_3-U_6 ; S_6-U_{18} ; $U_{19}-U_{20}$; $U_{23}-U_{25}$; S_2-U_{26} ; $U_{28}-U_{29}$; S_2-U_{32} ; $U_{32}-U_{33}$
20	$U_{23}-U_{25}$; $U_{32}-U_{33}$

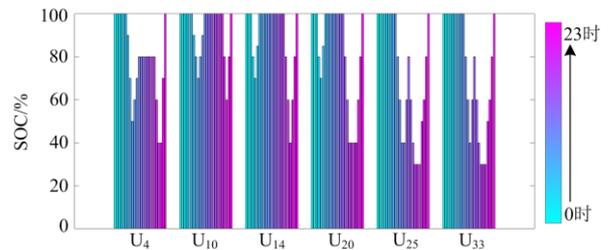


图 7 储能电站 SOC

Fig. 7 SOC of battery energy storage system

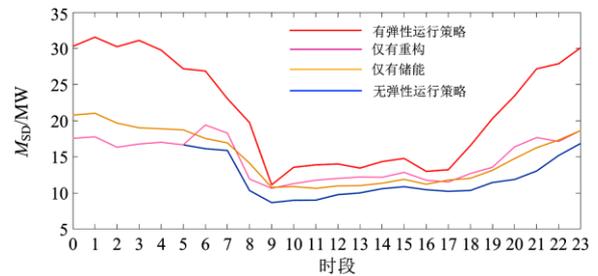


图 8 220 kV 电网的安全裕度

Fig. 8 Security margin of 220 kV network

从图 8 可看出，单独通过高压配电网重构进行负荷转供和单独调度储能电站充放电功率均能使城市输电网运行安全性得以提升，但安全裕度增大不多，然而采用协同储能电站和重构的弹性运行策略可明显提高 220 kV 电网的安全裕度，且提升效果明

显优于其他两种单独控制方法。一天中, 采用本文所提协同控制策略提升 220 kV 电网安全裕度最大值可达 17 MW。对应各个时刻安全裕度的高压配电网开关状态及储能电站充放电功率大小分别如表 4 和图 7 所示。由表 4 可知, 高压配电网在 6 时、9 时、12 时、15 时、20 时进行重构, 其余时间的拓扑结构与上一次重构后相同, 如 10 时、11 时与 9 时的高压配电网源荷供电电路径相同。由图 7 可知, 各储能电站分别在各自所在区域的负荷高峰时段放电, 负荷低谷时段充电, 如位于 U_{25} 、 U_{33} 变电单元的储能电站处于工业区, 在 9 时—12 时和 15 时—17 时时段工业区负荷较重, 该区域的储能电站处于放电状态, 而 13 时—14 时和 20 时—23 时时段该区域负荷处于低谷期, 储能电站充电。位于 U_4 和 U_{25} 变电单元的储能电站的具体调度管理模式如表 5 所示, 其中 U_4 位于居民区, 6 时—8 时居民区用电负荷较重, 该位置的储能电站开始放电, 8 时以后居民大多离开此区域, 负荷明显减少, 储能电站开始陆续充电, 19 时开始, 居民一天陆续返回居住点, 常规负荷和充电负荷急剧增加, 此时储能电站放电缓解电量不平衡和输电阻塞问题, 22 时该区域负荷处于低谷期, 此区域储能电站开始充电以保证下一调度周期的电能调度需求。以位于 U_4 的储能电站来说明图 7 与表 5 的对应关系, 该处储能电站 0—5 时均不充电也不放电, 此段时间内的 SOC 保持为 100%, 6—8 时进行放电, 该期间内 SOC 逐步下降, 9—11 时充电, 但充电功率小于之前放电功率, 因此此时段内 SOC 逐步增加, 但无法恢复至起始状态 100%, 晚间在经历 19—20 时的放电 SOC 再次下降后, 22—23 时时段开始大功率充电使 SOC 恢复至调度初期的 100%。

从全局角度看, 白天, 用户用电习惯导致常规负荷和充电负荷需求较晚上多, 整个系统的安全裕度白天比晚间小, 但通过采用协同调度策略, 对于安全裕度最小的时刻 9 也能保证系统处于一个抵御风险能力较大的水平。晚间和凌晨, 城市电网的主要负荷是工业区常规负荷和居民区充电负荷, 整体负荷消耗较小, 因此无论有无采用协同调度策略系统都处于很安全的状况, 但若采用该策略, 系统的安全水平能进一步明显提升, 更有益于电网的安全运行。

对于时刻 9, 具体的协同调度策略措施如图 9 和表 6 所示。对于一天中运行风险最大的时刻, 只要通过切换高压配电网 6 个开关状态和调度 4 个储能电站的充放电功率即可显著提高 220 kV 电网的安全裕度。该时刻用户出行使居民区的常规负荷和

充电负荷均较小, 用电需求小, 而光伏发电功率较大, 处于居民区的储能电站开始充电; 相反, 工业区负荷需求大, 光伏和上级电源供给电能不足, 该区域的储能电站放电供给电能。

表 5 储能电站调度管理模式

Table 5 Management mode of some battery

		energy storage system							
		储能电站调度功率/MW							
时刻	U_4				U_{25}				
	A_1	A_2	A_3	A_4	A_1	A_2	A_3	A_4	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	0	0	0	0	0	0	0	0	
2	0	0	0	0	0	0	0	0	
3	0	0	0	0	0	0	0	0	
4	0	0	0	0	0	0	0	0	
5	0	0	0	0	0	0	0	0	
6	20	0	0	0	0	0	0	0	
7	0	40	0	0	0	0	0	0	
8	20	40	60	80	0	0	0	0	
9	-20	-40	-60	-80	10	0	50	0	
10	0	-20	0	0	20	40	60	80	
11	-10	0	0	0	0	30	0	70	
12	0	0	0	0	10	20	30	50	
13	0	0	0	0	-20	-40	-60	-80	
14	0	0	0	0	-10	-40	-50	-70	
15	0	0	0	0	0	20	50	80	
16	0	0	0	0	0	40	60	60	
17	0	0	0	0	20	0	0	80	
18	0	0	0	0	0	0	0	0	
19	15	20	50	50	0	0	0	0	
20	20	40	60	80	-20	-20	0	0	
21	0	0	0	0	-20	-20	-40	-80	
22	-20	-40	-60	-80	0	-40	-60	-80	
23	-20	-40	-60	-80	0	0	-60	-80	

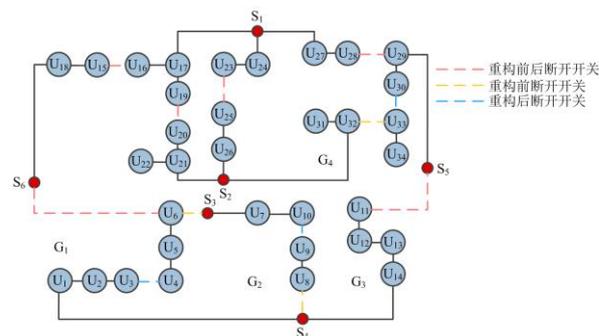


图 9 高压配电网开关状态变化

Fig. 9 Change of switch of high voltage distribution network

表 6 储能电站调度功率

Table 6 Dispatch power of battery energy storage system

储能电站	U ₄				U ₁₀			
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
调度功率/MW	-20	-40	-60	-80	-20	-40	0	0

储能电站	U ₁₄				U ₂₀			
	A ₁	A ₁	A ₁	A ₁	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
调度功率/MW	0	0	0	0	0	0	0	0

储能电站	U ₂₅				U ₃₃			
	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄
调度功率/MW	20	40	60	0	0	0	0	0

在不同 110 kV 节点安装相同容量的储能电站对提升 220 kV 电网运行安全的效果如图 10 所示,可明显得知,储能电站装置在工业区时 220 kV 系统的安全裕度最大。该时刻为早上 10 点,三个区域中工业区为重负荷区域,调度储能电站的放电功率可缓解负荷需求,提升 220 kV 电网运行安全最明显。储能电站分别位于 U₂₃ 和 U₃₀ 时提升 220 kV 系统安全效果较其他情形都好,但是由于本文所提安全裕度指标考虑了节点拓扑位置,因此两种情形下的 220 kV 系统安全裕度数值也有一定的差异。

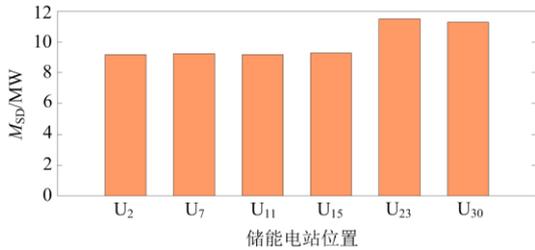


图 10 储能电站接入不同节点的 220 kV 电网安全裕度
Fig.10 Security margin of 220 kV of battery energy storage system connected to different nodes

为分析高压配电网重构时开关动作次数约束对提升 220 kV 电网运行安全效果的影响,本文设置三种场景进行对比:

- 场景 1: $D_{max}=10$;
- 场景 2: $D_{max}=8$;
- 场景 3: $D_{max}=4$ 。

三种情景的算例结果如图 11 所示,各个场景下高压配电网的实际开关动作情况如表 7 所示。

由图 11 和表 7 知,随着开关动作次数上限的降低,220 kV 电网安全裕度减小,但都仍大于不计高压配电网重构时 220 kV 系统的安全水平,由此可进一步说明通过高压配电网灵活多变的拓扑结构进行空间范围内的大幅度负荷转移可有效改善 220 kV 电网的运行安全。系统安全裕度越小,支路越容易

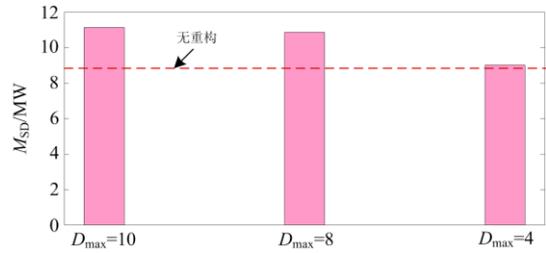


图 11 不同开关动作次数上限的 220 kV 电网安全裕度
Fig. 11 Security margin of 220 kV with different maximum times of switch

表 7 实际开关动作变化

Table 7 Change of switch in actual condition

重构前断开开关	U ₃ -U ₄ ; S ₆ -U ₆ ; U ₉ -U ₁₀ ; S ₄ -U ₁₄ ; U ₁₅ -U ₁₆ ; U ₁₉ -U ₂₀ ; U ₂₃ -U ₂₅ ;
重构后	U ₂₈ -U ₂₉ ; U ₃₀ -U ₃₃
重开	U ₃ -U ₄ ; S ₆ -U ₆ ; U ₉ -U ₁₀ ; S ₅ -U ₁₁ ; U ₁₉ -U ₂₀ ; U ₂₃ -U ₂₅ ; S ₂ -U ₃₂ ; U ₃₀ -U ₃₃
后断	U ₃ -U ₄ ; U ₉ -U ₁₀ ; S ₅ -U ₁₁ ; U ₁₆ -U ₁₇ ; U ₁₉ -U ₂₀ ; U ₂₃ -U ₂₅ ; U ₂₈ -U ₂₉ ; U ₃₀ -U ₃₃
开	U ₃ -U ₄ ; U ₉ -U ₁₀ ; U ₁₁ -U ₁₂ ; U ₁₅ -U ₁₆ ; U ₁₉ -U ₂₀ ; U ₂₃ -U ₂₅ ; U ₂₈ -U ₂₉ ; U ₃₀ -U ₃₃
关	U ₂₈ -U ₂₉ ; U ₃₀ -U ₃₃

发生潮流越限,说明 220 kV 系统输电阻塞越严重。高压配电网的开关动作次数上限约束了重构性,限制了源荷供电路径的切换选择,使负荷转供范围缩小,造成 220 kV 电网安全裕度减小,表明高压配网重构对城市输电网的潮流阻塞缓解效果变差,因此实际调度使用高压配电网重构提升 220 kV 电网的运行安全水平时,开关最大动作次数对其具有很大的影响和限制。

6 结论

日益增长的不确定性源荷接入城市电网后,协同高压配电网重构和调度储能电站充放电功率对于提升 220 kV 电网运行安全具有显著作用。研究结果表明,通过有限次切换高压配电网开关状态改变 110 kV 系统拓扑结构和储能电站灵活充放电特性均可保证 220 kV 系统在日内具备较强的抵御外界风险的能力。此外,本文所提安全裕度评估指标 SD 将支路安全裕度与支路拓扑位置结合,薄弱支路的安全裕度即可综合反映系统的安全裕度,通过该指标可得知,储能电站装置位置距离重负荷区域越近,提升 220 kV 电网运行安全效果越显著。

优化控制电动汽车充放电行为会在很大程度上影响充电负荷时空分布,进而影响 220 kV 电网运行特性。后续工作将研究电动汽车充放电控制策略协

同高压配电网重构和储能电站的调度模型, 实现城市电网安全可靠运行。

参考文献

- [1] 高晓帆, 田书, 常永强. 一种新的大型光伏并网系统稳定性分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 16-32.
GAO Xiaofan, TIAN Shu, CHANG Yongqiang. A novel stability analysis method for large-scale photovoltaic system[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 16-32.
- [2] 杜进桥, 徐诗鸿, 胡志豪, 等. 基于光伏出力区间预测的相变储能电-热联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(21): 109-116.
DU Jinqiao, XU Shihong, HU Zhihao, et al. Electric-thermal combined scheduling strategy by phase-change energy storage based on interval prediction of photovoltaic output[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(21): 109-116.
- [3] 路畅, 郭力, 柴园园, 等. 含高渗透分布式光伏的增量配电网日前优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(18): 90-98.
LU Chang, GUO Li, CHAI Yuanyuan, et al. Day-ahead optimal scheduling method for incremental distribution network with high penetration of distributed photovoltaic[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(18): 90-98.
- [4] 宫娅宁, 秦红, 付洪斌, 等. 考虑源荷不确定性的光伏发电系统优化调度策略[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(2): 112-118.
GONG Yaning, QIN Hong, FU Hongbin, et al. Optimal scheduling strategy for photovoltaic power generation system considering source-charge uncertainty[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(2): 112-118.
- [5] 陈旭, 杨柳, 杨振刚, 等. 住宅小区电动汽车有序充电潜力评估[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 122-128.
CHEN Xu, YANG Liu, YANG Zhengang, et al. Assessment of orderly charging potential of electric vehicles in residential areas[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 122-128.
- [6] 管志成, 丁晓群, 张木银, 等. 考虑时序特性含电动汽车配电网分布式电源优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(18): 24-31.
GUAN Zhicheng, DING Xiaoqun, ZHANG Muyin, et al. Optimal allocation of distributed generation of distributed network containing electric vehicle considering timing characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(18): 24-31.
- [7] 张曦, 刘友波, 吕林, 等. 计及高压配电网负荷转供的城市 220 kV 片区电网供电能力分析[J]. 电网技术, 2017, 41(5): 1612-1618.
ZHANG Xi, LIU Youbo, LÜ Lin, et al. Total supply capability analysis of urban 220 kV area power system considering load transfer capability of HV distribution network[J]. Power System Technology, 2017, 41(5): 1612-1618.
- [8] 王春梅, 熊斌宇. 基于储能调度模式的微电网不平衡功率平抑两阶段优化方法[J]. 智慧电力, 2019, 47(2): 22-28, 55.
WANG Chunmei, XIONG Binyu. Two stage optimization method for unbalanced power smoothing in microgrid based on energy storage scheduling mode[J]. Smart Power, 2019, 47(2): 22-28, 55.
- [9] 李姚旺, 苗世洪, 尹斌鑫, 等. 考虑先进绝热压缩空气储能电站备用特性的电力系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18): 5392-5404.
LI Yaowang, MIAO Shihong, YIN Binxin, et al. Power system optimal scheduling strategy considering reserve characteristics of advanced adiabatic compressed air energy storage plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18): 5392-5404.
- [10] KHANI H, FARAG H E Z. Optimal scheduling of energy storage to mitigate power quality issues in power systems [C] // IEEE Power & Energy Society General Meeting, July 16-20, 2017, Chicago, USA: 1-5.
- [11] GUO Binqi, NIU Meng, LAI Xiaokang, et al. Application research on large-scale battery energy storage system under global energy interconnection framework[J]. Global Energy Interconnection, 2018, 1(1): 79-86.
- [12] 肖安南, 张蔚翔, 张超, 等. 含光伏发电与储能的配电网基于源-网-荷互动模式下电压安全最优控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 120-127.
XIAO Annan, ZHANG Weixiang, ZHANG Chao, et al. Optimal voltage safety control strategy for distribution networks with photovoltaic power generation and energy storage based on source-grid-charge interaction mode[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 120-127.
- [13] 李建林, 牛萌, 王上行, 等. 江苏电网侧百兆瓦级电池储能电站运行与控制分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 28-35.
LI Jianlin, NIU Meng, WANG Shangxing, et al. Operation and control analysis of 100 MW class battery energy storage station on grid side in Jiangsu power grid of

China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 28-35.

[14] 郇嘉嘉, 韦斌, 隋宇, 等. 一种城市防风防灾保底电网的多目标规划方法[J]. 电网技术, 2018, 42(3): 927-932. HUAN Jiajia, WEI Bin, SUI Yu, et al. A multi-objective planning method of urban secure power networks guaranteed against typhoon and disaster[J]. Power System Technology, 2018, 42(3): 927-932.

[15] 黄英, 刘宝柱, 王坤宇, 等. 考虑风电接纳能力的储输联合规划[J]. 电网技术, 2018, 42(5): 1480-1487. HUANG Ying, LIU Baozhu, WANG Kunyu, et al. Joint planning of energy storage and transmission network considering wind power accommodation capability[J]. Power System Technology, 2018, 42(5): 1480-1487.

[16] 吴耀武, 蔡芝菁, 娄素华, 等. 考虑电网负载均衡度的输电网规划模型[J]. 华中科技大学学报: 自然科学版, 2013, 41(12): 96-100. WU Yaowu, CAI Zhijing, LOU Suhua, et al. Transmission network expansion planning model considering network load balance[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology: Natural Science Edition, 2013, 41(12): 96-100.

[17] 刘文颖, 蔡万通, 张宁, 等. 基于联合加权熵的电网自组织临界状态演化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(6): 1363-1370. LIU Wenyong, CAI Wantong, ZHANG Ning, et al. Evolution of self-organizing of grid critical state based on united weighted entropy theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(6): 1363-1370.

[18] 莫菲, 陈星莺, 余昆, 等. 计及风险的城市电网运行安全评价指标体系[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(2): 1-7. MO Fei, CHEN Xingying, YU Kun, et al. Operation security index system of urban power grid considering risk[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(2): 1-7.

[19] 黄文英, 邓兆云, 邓勇, 等. 输电网安全性需求评估指标集的构建[J]. 电力建设, 2014, 35(8): 12-17. HUANG Wenyong, DENG Zhaoyun, DENG Yong, et al. Evaluation indices set construction of security requirement for transmission network[J]. Electric Power Construction, 2014, 35(8): 12-17.

[20] 徐鹏, 杨胜春, 李峰, 等. 基于层次分析和变权重机制的电网安全指标计算及展示方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(8): 133-139. XU Peng, YANG Shengchun, LI Feng, et al. Power grid security index calculation and display method based on AHP and variable weight mechanism[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(8): 133-139.

[21] 王敏, 丁明. 考虑分布式电源的静态电压稳定概率评估[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 17-22. WANG Min, DING Ming. Probabilistic evaluation of static voltage stability taking account of distributed generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 17-22.

[22] 范婷婷, 杜松怀, 刘科研, 等. 计及输入变量相关性的有源配电网可靠性概率评估三点估计法[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2324-2331. FAN Tingting, DU Songhuai, LIU Keyan, et al. Probabilistic reliability evaluation of active distribution network based on three-point estimate method considering correlation of input variables[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2324-2331.

[23] 张曦, 吕林, 金勇, 等. 基于高压配电网变电单元分组重构的城市电网输电阻塞管控模型及算法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(20): 5403-5413. ZHANG Xi, LÜ Lin, JIN Yong, et al. Congestion mitigation model and algorithm for urban power grids considering reconfigurability of high-voltage distribution transformer unit groups[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(20): 5403-5413.

[25] ZHANG X, LIU Y B, GAO H J, et al. A bi-level corrective line switching model for urban power grid congestion mitigation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(4): 2959-2970.

收稿日期: 2020-05-26; 修回日期: 2020-08-04

作者简介:

刘畅(1991—), 女, 博士研究生, 工程师, 研究方向为电力系统分析与优化控制; E-mail: roseliuchang@126.com

黄杨(1986—), 男, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统调度; E-mail: y-huang05@163.com

杨昕然(1994—), 女, 通信作者, 研究方向为配电网规划与运行. E-mail: xinranyyy@126.com

(编辑 周金梅)