

兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划

胡泽春¹, 蔡福霖^{1,2}, 冯建洲¹

(1. 清华大学 电机工程与应用电子技术系, 北京 100084; 2. 中国华能集团有限公司, 北京 100031)

摘要:随着新能源发电占比的逐步提升, 电力系统消纳新能源发电的难度和压力增大, 电网的频率和电压稳定性面临巨大挑战。通过在电网中配置电池储能系统, 不仅可以提升新能源的消纳能力, 还可以提升系统频率和电压的支撑能力。因此, 研究电池储能系统优化规划方法, 考虑储能系统在电力系统正常运行时用于新能源消纳, 在紧急情况下对频率和电压进行快速支撑, 从而提高储能利用率, 降低系统成本。建立了考虑新能源消纳的电池储能系统协同规划模型, 可得到输电网中集中式电池储能系统和配电网中分布式电池储能系统的选址定容结果。提出了一种兼顾频率和电压支撑的电池储能系统规划方法, 分别对储能位置、无功功率容量、有功功率容量和能量容量进行优化规划。综合考虑储能的多重功能, 构建其支撑系统调频调压的约束, 建立了兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划模型, 得到电池储能系统的最终选址定容结果。基于IEEE 24节点输电网和IEEE 33节点配电网设计算例系统进行仿真分析, 验证了所提方法的有效性。

关键词: 电池储能系统; 选址定容; 新能源消纳; 频率支撑; 电压支撑

中图分类号: TM715

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202405026

0 引言

近年来, 随着以风电和光伏为代表的新能源在电网中渗透率明显上升^[1], 电力系统在新能源消纳、频率电压支撑等方面都面临更大挑战^[2]。电池储能系统(battery energy storage system, BESS)具有快速灵活的四象限调节能力^[3], 既可以提升电网消纳新能源的能力, 又可以提升系统频率和电压的支撑能力, 是电力系统中不可或缺的灵活性资源^[4,5]。在此背景下, 研究兼顾电池储能系统多重功能的规划方法具有重要意义。目前, 针对储能规划问题的研究一般只考虑储能的单一功能。

提升电网新能源消纳能力的储能优化规划是当前的研究热点。文献[6]建立了一种满足弃电率约束的储能容量优化配置方法, 通过时序生产模拟得到考虑新能源发电不确定性情况下的局部区域断面的弃电曲线。文献[7]基于机会约束和电网 $N-1$ 安全约束, 建立了一种风光联合储能系统的鲁棒规划方法, 能保证电网 $N-1$ 状态下运行的可靠性, 同时增加可再生能源的消纳比例。文献[8]针对配电网中分布式新能源消纳问题, 以储能的投资成本和系统运行成本最小为目标, 提出了一种分布式储能多阶段优化规划模型。

目前, 针对提升电网频率支撑能力的储能规划研究主要集中在如何解决高比例新能源系统中的低惯量问题。文献[9]针对高比例可再生能源接入下系统惯量下降的问题, 提出了一种考虑电网暂态频率下降率和最低点约束的储能规划模型, 利用储能的快速调节特性支撑系统的暂态频率。同样是针对低惯量电力系统, 文献[10]研究了通过配置储能提升电网惯量时的储能选址定容问题, 该方法使用平均方差映射法对优化问题进行了求解。

针对提升电网电压支撑能力的储能规划主要聚焦于调压资源分配和电压稳定性提升。文献[11]提出了一种风光储混合系统分区无功储备多目标优化方法, 通过构建典型故障场景集和电网分区技术对模型进行降维处理, 实现了电网电压稳定裕度的提升。文献[12]定义了直流闭锁后受端近区配电网的暂态电压稳定裕度、暂态脱网裕度和暂态可调裕度, 基于对所定义稳定裕度的灵敏度计算, 以预留无功储备最多为目标, 建立了一种分布式光伏和储能协同参与的无功协调优化模型。文献[13]针对高比例风电接入的配电网, 以提升配电网的电压稳定裕度并减少上级电网注入的无功功率为目标, 提出了一种分布式储能多目标优化配置模型。

在实际的电力系统中, 输、配电网均可能有大量新能源接入^[14], 新能源消纳需要在全网统筹^[15-16], 笔者在前序工作^[17]中构建了提升新能源消纳能力的集中式和分布式电池储能系统协同规划。但是, 目前电池储能系统的成本相对较高, 仅辅助新能源消纳或参与调频调压服务往往无法回收投资成本^[18]。因此, 基于前序工作^[17], 从输、配电网全局角度, 兼顾新能源消纳和频率电压支撑进行集中式和分布式电池

收稿日期: 2024-03-21; 修回日期: 2024-05-20

在线出版日期: 2024-06-07

基金项目: 国家重点研发计划项目(大规模风电/光伏多时间尺度供电能力预测技术)(2022YFB2403000)

Project supported by the National Key R&D Program of China (Multi-timescale Forecast Technology for Large-scale Wind/Photovoltaic Power Supply Capability)(2022YFB2403000)

储能系统的协同优化配置具有实际的意义。考虑储能系统在系统正常运行时促进新能源消纳,在紧急情况下对频率和电压进行快速支撑,通过充分发挥储能的多重功能提高储能利用率,并降低储能配置和系统运行总成本。

为了提高储能利用率、降低储能的配置成本,本文在全局层面建立了提升新能源消纳能力的集中式和分布式电池储能系统规划模型,并面向频率和电压支撑提出了电池储能系统的选址定容模型和方法,最后将两者相结合提出了兼顾新能源消纳和频率电压支撑的电池储能系统优化规划方法。

1 总体架构

考虑单一应用场景无法充分挖掘储能的应用潜力,本文在储能规划阶段综合考虑其多重功能,提出了一种兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划新方法,总体架构如图1所示。

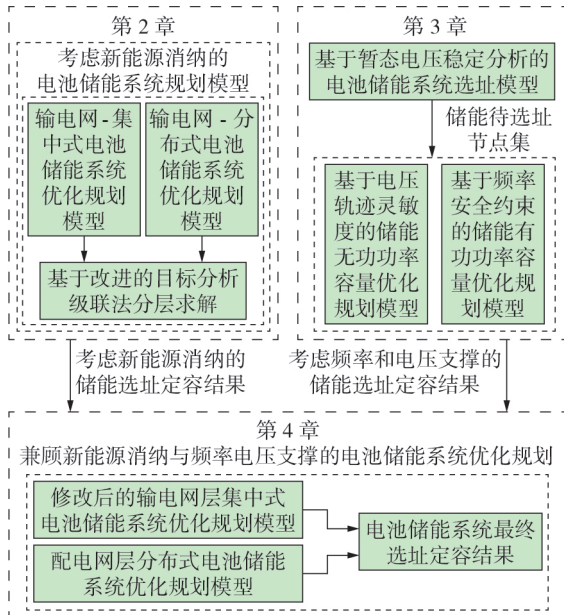


图1 本文所提方法的总体架构

Fig.1 Overall framework of proposed method

首先,构建考虑新能源消纳的电池储能系统规划模型和求解方法,得到输电网中集中式电池储能系统和配电网中分布式电池储能系统的选址定容结果;然后,提出一种兼顾频率和电压支撑的电池储能系统规划方法,分别对储能位置、无功功率容量、有功功率容量和能量容量进行优化规划,得到相应的储能选址定容结果;最后,综合考虑储能的多重功能,构建支撑系统调频调压的约束,从而建立兼顾新能源消纳和频率电压支撑的电池储能系统规划模型,求解得到电池储能系统的最终选址定容结果。

2 考虑新能源消纳的电池储能系统规划模型

从全局层面统筹考虑新能源消纳,同时考虑集

中式储能接入输电网、分布式储能接入配电网,构建计及新能源出力及负荷不确定性的电池储能系统分层优化规划模型,输、配电网之间通过在边界节点交换有功和无功功率进行耦合。图2为输、配电网功率交换关系示意图^[19]。图中: $P_1^{\text{Trans}} - P_n^{\text{Trans}}$ 和 $Q_1^{\text{Trans}} - Q_n^{\text{Trans}}$ 分别为输配电网耦合节点处输电网侧交换有功和无功功率, $P_1^{\text{Dis}} - P_n^{\text{Dis}}$ 和 $Q_1^{\text{Dis}} - Q_n^{\text{Dis}}$ 分别为对应的配电网侧交换有功和无功功率, n 为配电网数量。

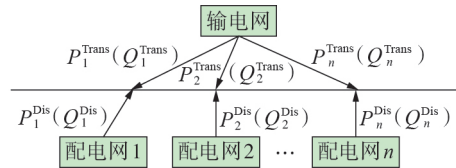


图2 输、配电网功率交换关系示意图

Fig.2 Schematic diagram of power exchange relationship between transmission network and distribution network

该模型以不同层级电网运行成本和储能投资成本之和最小为目标,由1个输电网层和多个配电网层的储能优化配置问题组成。配电网层分布式储能配置模型和输电网层集中式储能配置模型均可转化为混合整数二阶锥规划(mixed integer second-order cone programming, MISOCP)问题,可以利用考虑松弛整数约束的改进分析目标级联法进行求解。具体模型和求解方法可参考前序工作^[17]。

3 面向频率电压支撑的电池储能系统规划模型

首先,基于时域仿真计算暂态电压恢复时间,建立电池储能系统选址模型,确定储能最优选址集;然后,基于暂态电压轨迹灵敏度建立储能无功容量规划模型,并基于线性化的频率安全约束建立储能有功容量规划模型;最后,基于储能四象限充放电特性,得到储能的视在功率容量和电量。

3.1 基于暂态电压稳定性分析的电池储能系统选址模型

基于二元表判据^[19]和工程实用的暂态电压稳定性判据^[20],本文的暂态电压恢复时间计算方法为:取故障切除后暂态过程中电压低于0.75 p.u.的时长。以暂态电压恢复时间的长短来量化母线的暂态电压稳定性,若故障后母线暂态电压恢复时间越长,则表明此故障下母线的暂态电压稳定性越差^[21]。同时,考虑1台无功补偿设备同时对1个相邻母线群进行调节、提供无功支撑^[22-23],基于电气距离对敏感母线集进行优化聚类,以最优聚类数作为配置储能的个数。

为选出暂态电压稳定性最差的母线集(敏感母线集),以各故障下总暂态电压恢复时间最长为目标,考虑电气距离相近母线间的影响,建立基于暂态

电压稳定性分析的电池储能系统选址模型如下:

$$\max \sum_{b=1}^{N_{\text{Fault}}} \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{Node}}} t_{i,b}^{\text{Re}} x_i + \sum_{i,j=1}^{N_{\text{Node}}} t_{i,j,b}^{\text{Diff}} x_i x_j \right) \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{Node}}} x_i = N_{\text{Ess}} \quad x_i \in \{0, 1\} \quad (2)$$

式中: N_{Fault} 为时域仿真的故障总数; N_{Node} 为系统的母线总数; $t_{i,b}^{\text{Re}}$ 为母线 i 在故障 b 时的暂态电压恢复时间; x_i 为电池储能系统配置标志, 其为 0-1 变量; $t_{i,j,b}^{\text{Diff}}$ 为节点 i, j 在故障 b 下的暂态电压恢复时间差, 表示母线暂态电压特性的相似度, 对相似度太高的母线只需选择 1 条进行无功补偿即可; N_{Ess} 为配置电池储能系统的总数。

3.2 基于电压轨迹灵敏度的储能无功功率容量优化规划模型

3.2.1 基于电压轨迹灵敏度的储能无功功率容量优化规划模型建立

基于暂态时域仿真得到的各母线暂态电压变化情况, 以储能无功功率容量为参数进行暂态电压的轨迹灵敏度分析, 建立考虑暂态电压不越限的储能无功功率容量优化规划模型, 具体如下。

$$\min \sum_{m=1}^{N_{\text{Ess}}} Q_m \quad (3)$$

$$\begin{cases} \dot{x} = f(x, y, \lambda) \\ 0 = g(x, y, \lambda) \end{cases} \quad (4)$$

$$u_{i,b}(t^{\text{Cut}} + t^{\text{Lim}}) \geq u^{\text{Lim}} \quad (5)$$

$$u_{i,b}(t^{\text{Max}}) \leq u^{\text{Max}} \quad (6)$$

$$Q^{\text{Min}} \leq Q_m \leq Q^{\text{Max}} \quad (7)$$

式中: Q_m 为节点 m 上储能配置的无功功率容量; t^{Cut} 为故障清除时间; $u_{i,b}$ 为母线 i 在故障 b 下的暂态电压; u^{Lim} 为临界电压; t^{Lim} 为临界时间; u^{Max} 为系统电压的阈值上限; t^{Max} 为系统电压最大的时刻; Q^{Max} 和 Q^{Min} 分别为储能允许配置的无功功率容量最大值和最小值。式(4)为系统微分代数方程约束; 式(5)和式(6)分别为临界电压约束和最大电压约束, 表示在故障切除后临界时间后, 母线电压必须大于临界电压, 且母线电压的最大值必须小于系统稳态电压上限。

3.2.2 近似电压轨迹灵敏度

灵敏度表示网络函数关于元件参数相对变化时的变化率。本节以储能无功功率容量为参数变化量进行暂态电压的轨迹灵敏度分析。

$$S_Q^u(t_b) = \frac{\partial u}{\partial Q} \Big|_{t=t_b} \approx \frac{\Delta u}{\Delta Q} = \frac{u_1(t_b) - u_2(t_b)}{Q_1 - Q_2} \quad (8)$$

式中: $S_Q^u(t_b)$ 为电压 u 对储能无功功率容量 Q 在 t_b 时刻的灵敏度; u_1, u_2 分别为补偿 Q_1, Q_2 时的暂态电压。基于电压轨迹灵敏度, 可以将临界电压约束和最大电压约束改写为:

$$\sum_{m=1}^{N_{\text{Ess}}} \left(\frac{\partial u_{i,b}}{\partial Q_m} \Big|_{t=t^{\text{Cut}}+t^{\text{Lim}}} \Delta Q_m \right) + u_{i,b}(t^{\text{Cut}} + t^{\text{Lim}}) \geq u^{\text{Lim}} \quad (9)$$

$$\sum_{m=1}^{N_{\text{Ess}}} \left(\frac{\partial u_{i,b}}{\partial Q_m} \Big|_{t=t^{\text{Max}}} \Delta Q_m \right) + u_{i,b}(t^{\text{Max}}) \leq u^{\text{Max}} \quad (10)$$

3.2.3 储能无功功率容量迭代寻优

由于故障后电压变化与无功功率的非线性关系, 电压轨迹灵敏度存在误差, 可通过容量迭代和时域仿真进行修正寻优, 得到最终的储能无功功率容量。以 ΔQ_0 为配置储能的初始状态和储能无功补偿容量的精度, 进行暂态时域仿真。根据上述模型得到的储能无功容量配置结果, 再次进行时域仿真。

1) 储能无功功率容量不足。如果时域暂态仿真存在母线无法满足临界电压约束和最大电压约束, 则证明储能无功功率容量配置不足, 再次根据上述模型进行电压轨迹灵敏度计算, 对储能无功功率容量进行修正。

2) 储能无功功率容量过量。如果储能无功功率容量减少 ΔQ_0 时, 系统电压能够保持在安全裕度范围之内, 则认为储能无功功率容量配置过量。此时, 需要将无功功率容量 Q_{j+1} 修正为本次过量值 Q_j^{Ex} 与上一次不足值 Q_j^{Lss} 的平均值, 并再次进行无功功率容量验证。

3.3 考虑频率安全约束的储能有功功率容量优化规划模型

本节考虑电池储能系统参与一次调频。首先, 考虑储能采用有功-频率下垂控制方式, 分析储能有功功率容量与系统暂态频率最大偏差的函数关系, 并以此构建暂态频率安全约束, 考虑通过分段线性拟合模型将此约束线性化; 然后, 构建考虑系统潮流约束和暂态频率安全约束的电池储能系统有功功率容量优化模型, 得到储能有功功率容量的规划结果; 最后, 考虑到电池储能系统需要在二次调频介入之前保持稳定输出, 基于得到的有功功率容量和储能参与一次调频的时间, 计算得到储能的能量容量。

3.3.1 频率响应特性与暂态频率偏差

基于文献[23]中提出的新能源虚拟同步机控制策略, 当常规同步机组 g 非计划停运时, 电力系统的转子运动方程为:

$$\left(\sum_{i=1, i \neq g}^{n_g} T_i^{\text{J}} + \sum_{i=1}^{n_r} T_i^{\text{Re}} \right) \frac{d\Delta f}{dt} = -P_{g0}^{\text{C}} + \sum_{i=1, i \neq g}^{n_g} \Delta P_i^{\text{C}} + \sum_{i=1}^{n_r} \Delta P_i^{\text{Re}} + \sum_{i=1}^{n_e} \Delta P_i^{\text{Ess}} - \Delta P^{\text{L}} \quad (11)$$

$$\begin{cases} T_i^{\text{C}} \frac{d\Delta P_i^{\text{C}}}{dt} + \Delta P_i^{\text{C}} = -K_i^{\text{C}} P_i^{\text{C}, \text{max}} \Delta f \\ T_i^{\text{R}} \frac{d\Delta P_i^{\text{Re}}}{dt} + \Delta P_i^{\text{Re}} = -K_i^{\text{R}} P_i^{\text{Re}, \text{max}} \Delta f \\ \Delta P_i^{\text{Ess}} = -K_i^{\text{Ess}} P_i^{\text{Ess}} \Delta f \\ \Delta P^{\text{L}} = D \Delta f \end{cases} \quad (12)$$

式中: n_g, n_r, n_e 分别为发电机、新能源机组、电池的个

数; P_{g0}^C 为常规同步机组 g 的初始有功功率; T_i^J 和 T_i^{Re} 分别为常规同步机组和新能源机组的惯性时间常数; ΔP_i^C 、 ΔP_i^{Re} 、 ΔP_i^{Ess} 、 ΔP_i^L 分别为常规同步机组、新能源机组、电池储能系统、负荷的功率变化量; K_i^C 和 T_i^C 分别为常规机组的功频响应系数和调速器时间常数; $P_i^{C,max}$ 为常规机组 i 的额定功率; K_i^{Re} 和 T_i^R 分别为新能源机组的功频响应系数和调速器时间常数; $P_i^{Re,max}$ 为新能源机组 i 的额定功率; ΔP_i^{Ess} 为节点 i 处电池储能系统的有功功率变化量; P_i^{Ess} 为节点 i 处电池储能系统额定功率; K_i^{Ess} 为节点 i 处电池储能系统的功频响应系数; D 为负荷的功频响应系数; Δf 为系统频率的变化。

基于转子运动方程和各元件功频响应特性, 联立可得微分方程及其初始条件为:

$$T_C T_J \Delta f'' + [T_J + T_C (K_E + D)] \Delta f' + (K_C + K_E + D) \Delta f = \Delta P_{k0} \quad (13)$$

$$\begin{cases} \Delta f(0) = 0 \\ \Delta f'|_{t=0} = \frac{-P_{k0}^C}{T_J} \end{cases} \begin{cases} T_C = \sum_{i=1, i \neq g}^{n_g} T_i^C + \sum_{i=1}^{n_r} T_i^R \\ T_J = \sum_{i=1, i \neq g}^{n_g} T_i^J + \sum_{i=1}^{n_r} T_i^{Re} \\ K_E = K_{E0} \sum_{i=1}^n P_i^{Re} \\ K_C = \sum_{i=1, i \neq g}^{n_g} (K_i^C P_{k0}^C) + \sum_{i=1}^{n_r} (K_i^{Re} P_{i0}^{Re}) \end{cases} \quad (14)$$

式中: $\Delta f''$ 为 Δf 的二阶导数; $\Delta f'$ 为 Δf 的一阶导数; K_{E0} 为设定的储能功频响应系数; P_{i0}^{Re} 为新能源机组 i 的初始有功功率; ΔP_{k0} 为系统有功功率增加量。因此, 可以求得系统频率的变化过程为:

$$\Delta f = M^{\alpha(t-t_0)} \cos[\omega(t-t_0) + \varphi] + \frac{-P_{k0}^C}{K_C + K_E + D} \quad (15)$$

式中: ω 为角速度; $-\omega t_0 + \varphi$ 为初始相位。

对式(15)进行求导, 可以求解出机组故障停运后系统频率最大偏差 Δf_{max} 为:

$$\Delta f_{max} = \frac{-P_{k0}^C}{K_C + K_E + D} - M \frac{\alpha(\pi - \varphi - \gamma)}{w} \cos(\pi - \gamma) \quad (16)$$

$$\begin{cases} \alpha = -\frac{T_J + T_C (K_E + D)}{2T_C T_J} \\ w = \sqrt{\frac{K_C + K_E + D}{T_C T_J} - \alpha^2} \\ M = \frac{P_{k0}^C}{w T_J} \sqrt{\frac{K_C}{K_C + K_E + D}} \\ \varphi = \arccos \frac{w T_J}{\sqrt{K_C (K_C + K_E + D)}} \\ \gamma = \arctan \frac{w}{\alpha} \end{cases} \quad (17)$$

3.3.2 暂态频率安全约束线性化

假设仅有 P_i^{Ess} 是未知变量, 系统其他参数均已知, 则 α 、 ω 、 φ 、 γ 、 M 可以表示为仅与储能有功功率容量有关的函数, 系统的暂态频率最大偏差可以表示为:

$$\Delta f_{max}^g = g(P_{Sum}^{Ess}) \quad (18)$$

式中: P_{Sum}^{Ess} 为储能总有功功率容量。当常规同步机组 g 非计划停运时, 以各分段上误差总和最小为目标函数, 将式(18)拟合为多段线性函数。确定拟合参数的优化模型如下:

$$\min \sum_{z=1}^{N_{Line}} e_z^g \quad (19)$$

$$\begin{cases} e_z^g = |g(P_{Sum}^{Ess}) - (a_z^g + b_z^g P_{Sum}^{Ess})| \\ 0 \leq e_z^g \leq \theta^{Err} \end{cases} \quad (20)$$

式中: e_z^g 为第 z 个分段上的误差; a_z^g 和 b_z^g 分别为第 z 个拟合线段的斜率和截距; N_{Line} 为线性拟合的分段数; θ^{Err} 为分段拟合允许最大误差值。易知, N_{Line} 取值越大、分段越多, 线性拟合误差越小。

通过上述模型, 可以将非线性的暂态频率最大值函数转化为分段线性函数, 其在第 z 个分段上的表达式为:

$$a_z^g P_z^{Ess} - b_z^g = 0 \quad (21)$$

3.3.3 考虑频率安全约束的储能有功功率容量优化规划模型建立

本节的规划目标是得到满足暂态频率安全约束及潮流约束下的储能最小成本配置方案, 目标函数 F 的数学表达式为:

$$\min F = \sum_{i=1}^{N_{Ess}} G_{inv} (C_i^1 + C_i^2 E_i^{Ess} + C_i^3 S_i^{Ess}) \quad (22)$$

式中: S_i^{Ess} 为节点 i 安装的电池储能系统视在功率容量; E_i^{Ess} 为节点 i 安装的电池储能系统额定能量容量; G_{inv} 为规划期内投资成本折算到现值的等年值系数; C_i^1 — C_i^3 分别为输电网中节点 i 的储能基建成本、单位能量容量成本和单位功率容量成本。

约束条件主要包括6个部分, 即储能投资约束、储能运行约束、频率偏差最大时刻的潮流约束、电网运行安全约束、新能源出力及利用率约束、系统频率安全约束。采用考虑无功功率和电压幅值的输电网线性潮流模型^[19], 具体表达式见附录A式(A1)—(A18)。

3.4 储能视在功率容量计算

基于四象限出力特性, 储能有功、无功和视在功率容量之间的关系为:

$$(P_i^{Ess})^2 + (Q_i^{Ess})^2 = (S_i^{Ess})^2 \quad (23)$$

基于3.1—3.3节得到的电池储能系统无功功率容量和有功功率容量, 可得电池储能系统的视在功率容量。

4 兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划方法

4.1 兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划思路

第 2、3 章分别以提升新能源消纳能力和频率电压支撑为目标,构建了对应的电池储能系统优化规划方法。在此基础上,本节提出兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划方法,思路如图 3 所示。

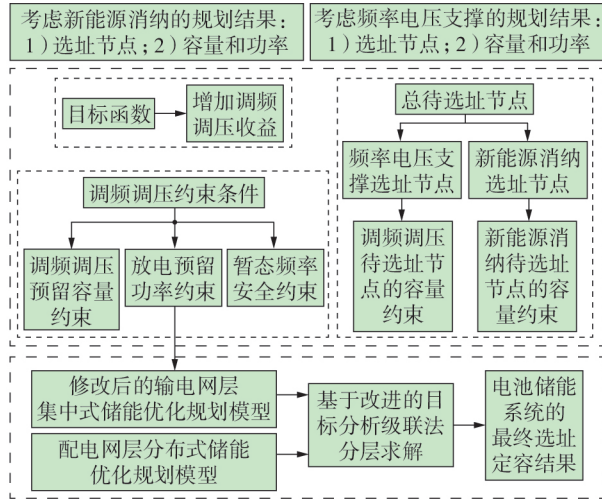


图 3 兼顾新能源消纳和频率电压支撑的电池储能系统优化规划方法

Fig.3 Optimal planning method of BESS considering renewable energy consumption and frequency and voltage support

首先,基于第 2、3 章中的方法,分别得到考虑新能源消纳和考虑频率电压支撑的电池储能系统选址定容结果。然后,以第 2 章中的集中式和分布式储能联合规划为基础,对输电网层的集中式储能优化规划模型进行改进,具体如下。

1) 在目标函数中增加储能参与调频调压的收益,以此体现考虑多重功能的储能复用收益。

2) 考虑到求解效率及优化选址,待选节点集取第 2、3 章中选址节点的并集。从直观上理解,若要在考虑新能源消纳的基础上兼顾频率和电压支撑配置储能,则可以在考虑新能源消纳的最优节点基础上,增加支撑系统频率和电压效率最高的节点作为待选址节点集,然后再通过优化规划求得最终选址节点。

3) 基于考虑调频调压支撑的储能定容结果,构建调频调压预留容量约束,保证储能能在任意时刻都预留相应的调频调压电量;同理,构建放电预留功率约束,保证储能能在放电状态时预留相应的功率容量以供频率和电压支撑。

4) 基于考虑调频调压支撑和新能源消纳的储能

定容结果,分别构建调频调压待选址节点和新能源消纳待选址节点的储能容量约束,保证考虑多重功能的储能配置结果小于单独考虑各因素的配置结果。

5) 增加暂态频率安全约束,保证储能的配置结果满足频率支撑的要求。最后,基于文献[19]提出的改进分析目标级联法,对修改后的输电网层集中式储能优化规划模型和原配电网层分布式储能优化规划模型进行分层迭代求解,得到兼顾新能源消纳和频率电压支撑的电池储能系统最终选址定容结果。

4.2 兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划模型

对第 2 章中集中式储能优化规划模型中的目标函数进行修改,增加储能参与调频调压的收益 C^{FreV} ,其他成本计算方式均不变。

$$C^{\text{FreV}} = \sum_{k \in A^{\text{Con}} \cup A^{\text{FreV}}} C^{\text{Fre}} m^{\text{Fre}} P_k + C^{\text{V}} m^{\text{V}} P_k \quad (24)$$

式中: C^{Fre} 为储能调频单位功率容量补贴收益; C^{V} 为储能调压单位功率容量补贴收益; m^{Fre} 为平均调频里程; m^{V} 为平均调压里程; P_k 为节点 k 处储能的有功功率容量; A^{Con} 和 A^{FreV} 分别为第 2、3 章的选址节点集。

最终修改后的目标函数如式(25)所示,其包括了输电网储能投资成本、储能参与调频调压的收益和输电网的运行成本。

$$\min F^{\text{Trans}} = C^{\text{Inv}} - C^{\text{FreV}} + \sum_{s \in \Omega_s} D_s \left(\sum_{k \in A^{\text{Con}} \cup A^{\text{FreV}}} C_k^{\text{OM}} + C_s^{\text{G}} + C_s^{\text{Aban}} - C_s^{\text{Sell}} + C_s^{\text{Ess_ope}} + C_s^{\text{Punish}} \right) \quad (25)$$

式中: F^{Trans} 为输电网总成本; C^{Inv} 为输电网储能投资成本; Ω_s 为典型日运行场景 s 的集合; D_s 为典型日运行场景在一年中所占天数; 在场景 s 下,输电网的运行成本包含储能运行维护成本 C_k^{OM} 、发电机发电成本 C_s^{G} 、新能源弃用惩罚 C_s^{Aban} 、输电网向配电网售电收入 C_s^{Sell} 、储能寿命折损成本 $C_s^{\text{Ess_ope}}$; C_s^{Punish} 为场景 s 下输、配电网交换功率偏差的惩罚成本。集中式储能优化规划模型中原有的约束条件不变,增加调频调压预留能量容量约束、放电预留容量约束、节点储能配置最大值约束和暂态频率安全约束。

1) 调频调压预留能量容量约束。

$$\sum_{k \in A^{\text{FreV}}} (S_{\text{SOC}}^{\text{max}} - S_{\text{SOC}}^{s,k,t}) E_k \geq \sum_{k \in A^{\text{FreV}}} E_k^{\text{FreV}} \quad (26)$$

$$\sum_{k \in A^{\text{FreV}}} (S_{\text{SOC}}^{s,k,t} - S_{\text{SOC}}^{\text{min}}) E_k \geq \sum_{k \in A^{\text{FreV}}} E_k^{\text{FreV}} \quad (27)$$

$$S_{\text{SOC}}^{s,k,t} = E_{s,k,t} / E_k \quad (28)$$

式中: $S_{\text{SOC}}^{s,k,t}$ 为场景 s 下节点 k 处储能能在 t 时刻的荷电状态; E_k 为节点 k 处储能的能量容量; E_k^{FreV} 为节点 k 处储能的调频调压预留能量容量。式(26)和式(27)分别表示电池储能系统至少需要预留 E_k^{FreV} 的充电和放

电容量。

2) 放电预留功率容量约束。

$$\sum_{k \in A^{\text{FreV}}} (P_k - P_{s,k,t}^{\text{d}}) \geq \sum_{k \in A^{\text{FreV}}} P_k^{\text{FreV}} \quad (29)$$

式中: $P_{s,k,t}^{\text{d}}$ 为场景 s 下节点 k 处储能在 t 时刻的放电有功功率; P_k^{FreV} 为节点 k 处储能的调频调压预留功率容量。

式(29)表示至少预留 $\sum_{k \in A^{\text{FreV}}} P_k^{\text{FreV}}$ 的放电功率, 以备进行电网频率电压支撑, 电池储能系统在运行中不允许满功率放电。

3) 节点储能配置最大值约束。

$$\begin{cases} 0 \leq E_k \leq E_k^{\text{Con}} \\ 0 \leq P_k \leq P_k^{\text{Con}} \end{cases} \quad k \in A^{\text{Con}} \quad (30)$$

$$\begin{cases} 0 \leq E_k \leq E_k^{\text{FreV}} \\ 0 \leq P_k \leq P_k^{\text{FreV}} \end{cases} \quad k \in A^{\text{FreV}} \quad (31)$$

式中: E_k^{Con} 和 P_k^{Con} 分别为节点 k 处储能的新能源消纳预留能量容量和功率容量。

式(30)和式(31)分别表示配置的储能功率容量和能量容量不超过第2、3章的结果。

4) 暂态频率安全约束与式(21)一致。

综上所述, 增加的4个约束均为线性约束。因此, 修改后的输电网层集中式储能优化规划模型仍然为MISOCP问题, 可采取成熟的算法和软件进行求解。

5 算例分析

仿真算例系统由IEEE 39节点输电网和2个IEEE 33节点配电网构成^[16]。第2章考虑新能源消纳的电池储能系统规划模型算例结果和仿真系统典型日运行场景集见文献[16], 下面主要给出面向频率电压支撑及兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统规划仿真结果及分析。

5.1 面向频率电压支撑的电池储能系统优化规划仿真结果及分析

5.1.1 储能待选址集合

对于IEEE 39节点算例系统中的34条输电线路, 挑选其中的6条线路在中间位置设置三相短路接地故障, 1 s时发生故障, 持续时间为0.5 s, 1.5 s时切除相应故障, 各故障序号及对应位置见表1, 部分时域仿真结果见附录B图B1。

基于电气距离对敏感母线集进行优化聚类, 取储能安装位置为3个, 计算各故障下各敏感母线的暂态电压恢复时间, 根据3.1节中构建的储能选址模型可得:

$$F = 10.44 \text{ s} \quad (32)$$

$$\begin{bmatrix} x_6, x_7, x_{20}, x_{21}, x_{22}, x_{24}, x_{28}, x_{29}, x_{31}, x_{34}, x_{38} \end{bmatrix} = [0, 0, 0, 0, 1, 0, 0, 1, 1, 0, 0] \quad (33)$$

表1 故障序号及故障位置

Table 1 Fault number and fault location

故障序号	故障线路两端母线	敏感母线
1	BUS-4与BUS-5	BUS-6 / BUS-7 / BUS-31
2	BUS-16与BUS-24	BUS-20 / BUS-24 / BUS-34
3	BUS-17与BUS-18	—
4	BUS-17与BUS-27	BUS-28 / BUS-29 / BUS-38
5	BUS-23与BUS-24	BUS-21 / BUS-22 / BUS-24
6	BUS-26与BUS-29	BUS-28 / BUS-29 / BUS-39

由此可得, 考虑暂态电压稳定性得到的电池储能系统3个最优安装位置为BUS-22、BUS-29、BUS-31。

5.1.2 储能无功功率容量

设置算例中的电池储能系统无功功率容量配置精度和初始容量均为10 Mvar, 再次进行暂态时域仿真, 可得各母线的暂态电压波动。

利用电压轨迹灵敏度对电池储能系统无功功率容量进行修正, 可以求出3条敏感母线上电池储能系统无功功率 Q_1 在 $t_1 = t^{\text{Cut}} + t^{\text{Lim}}$ 和 $t_2 = t^{\text{Max}}$ 时刻的电压轨迹灵敏度矩阵, 见附录C。在此基础上, 利用3.2节提出的基于电压轨迹灵敏度的储能无功功率容量优化模型进行优化, 可得到修正量为 $[\Delta Q_1, \Delta Q_2, \Delta Q_3] = [20.24, 34.10, 0]$ Mvar。

修正储能无功容量后, 再一次对各故障下的系统进行暂态电压稳定仿真, 可得各母线暂态电压特性都有所改善, 但仍有过电压现象。因此, 在当前储能无功功率容量配置结果上, 再次通过轨迹灵敏度求解模型, 对电池储能系统的无功功率容量进行再次修正, 可得修正量和修正后的储能无功功率容量分别为:

$$\begin{cases} \Delta Q_1 = 22.42 \text{ Mvar} \\ \Delta Q_2 = 16.16 \text{ Mvar} \\ \Delta Q_3 = 0 \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} Q_1 = 52.66 \text{ Mvar} \\ Q_2 = 60.26 \text{ Mvar} \\ Q_3 = 10 \text{ Mvar} \end{cases} \quad (35)$$

修正电池储能系统无功功率容量后, 再次进行暂态时域仿真, 结果见附录D图D1。此时, 母线电压虽然仍然有一定波动, 但基本稳定在0.95~1.10 p.u. 范围内, 可认为电池储能系统对电网暂态电压做到了可靠的支撑。

5.1.3 储能有功功率容量

假设仅有储能容量为未知变量, 系统其他参数均已知, 参考式(16)可得系统的暂态频率最大偏差和储能有功功率容量有关的函数。根据3.3.2节提出的暂态频率安全约束线性化方法对上述函数进行处理, 可得每一分段上拟合直线的斜率 a_i^f 和截距 b_i^f , 总误差为0.006。

通过3.3.3节构建的考虑频率安全约束的储能

有功功率容量优化模型可求得,在储能最优安装母线 BUS-22、BUS-29、BUS-31 上分别安装的储能有功功率容量为:

$$[P_1, P_2, P_3] = [56.94, 101.09, 10.81] \text{ MW} \quad (36)$$

5.1.4 储能视在功率和能量容量

根据 3.4 节对于储能功率四象限运行及视在功率的分析,设电池储能系统需要提供的一次调频支撑时间为 $1 \text{ min}^{[24]}$,可以得到储能的能量容量和视在功率。

至此,完成了面向频率电压支撑的电池储能系统选址定容,得到了电池储能系统最终的最优选址节点的能量容量和视在功率容量为:

$$\begin{cases} E_1^{\text{Ess}} = 0.949 \text{ MW}\cdot\text{h}, E_2^{\text{Ess}} = 1.685 \text{ MW}\cdot\text{h} \\ E_3^{\text{Ess}} = 0.180 \text{ MW}\cdot\text{h}, S_1 = 77.56 \text{ MV}\cdot\text{A} \\ S_2 = 117.69 \text{ MV}\cdot\text{A}, S_3 = 14.73 \text{ MV}\cdot\text{A} \end{cases} \quad (37)$$

5.2 兼顾新能源消纳与频率电压支撑的电池储能系统优化规划仿真结果及分析

根据第 2、3 章的模型,分别可得考虑新能源消纳或者频率电压支撑的储能选址定容结果,如附录 D 表 D1、D2 所示。考虑频率电压的输电网层集中式电池储能系统的功率和能量分别为 209.55 MW 和 $2.81 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

基于算例结果和第 4 章构建的模型,设置新增的约束,具体如下。

1) 调频调压预留能量容量约束:任何场景下任何时刻的储能预留充放电能量容量均不得小于 $2.81 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

2) 放电功率预留容量:任何场景下任何时刻储能至少需要预留 209.55 MW 的放电功率容量,以满足调频调压可能出现的需求。

3) 节点储能配置最大值约束:各节点的储能配置功率和能量容量小于第 2、3 章得到的储能配置功率容量和能量容量,以确保经济最优性。

设定储能一次调频单位功率容量补贴收益为 $15 \text{ 元} / \text{MW}$,平均调频里程为 $2.75 \text{ 元} / \text{MW}^{[25]}$,储能调压单位功率容量补贴收益为 $5 \text{ 元} / \text{Mvar}^{[26]}$,增加储能倍率约束为 $1/3 \sim 3 \text{ C}$ 。

基于以上设置,修改输电网层的集中式电池储能系统优化规划模型,采用分析目标级联法进行计算,对所得结果进行分析。

1) 算法收敛情况:修改后的模型在所提算法下经过 5 次迭代后收敛,最优性误差和一致性误差都收敛至各自的收敛判据内,输、配电网间交换功率趋于一致,且全局的经济性达到最优。

2) 储能配置及系统运行情况:输、配电网储能总规划成本为 16.65 亿元 ,储能配置结果如表 2—5 所示,集中式电池储能系统功率和能量配置总和分别

为 304.98 MW 、 $531.69 \text{ MW}\cdot\text{h}$,分布式电池储能系统功率和能量配置总和分别为 8.66 MW 、 $43.33 \text{ MW}\cdot\text{h}$ 。

表 2 分别考虑新能源消纳及电压频率支撑的集中式电池储能系统配置结果

Table 2 Planning results of centralized BESSs considering renewable energy consumption and voltage and frequency support respectively

场景	选址节点	功率 / MW	能量 / (MW·h)
考虑新能源消纳	18	0	0
	25	115.86	554.09
	28	0	0
考虑频率电压支撑	22	77.56	0.95
	29	117.26	1.68
	31	14.73	0.18
汇总		325.41	556.90

表 3 考虑多重功能的集中式电池储能系统配置结果

Table 3 Planning results of centralized BESSs considering multiple functions

场景	选址节点	功率 / MW	能量 / (MW·h)
考虑新能源消纳	18	0	0
	25	299.40	529.83
	28	0	0
考虑频率电压支撑	22	0	0
	29	5.04	1.68
	31	0.54	0.18
汇总		304.98	531.69

表 4 分别考虑新能源消纳及电压频率支撑的分布式电池储能系统配置结果

Table 4 Planning results of distributed BESSs considering renewable energy consumption and voltage and frequency support respectively

参数	配置结果				
	节点 2	节点 13	节点 22	节点 25	汇总
功率 / MW	3	1.39	1.84	2.45	8.68
能量 / (MW·h)	15	6.98	9.22	12.29	43.49

表 5 考虑多重功能的分布式电池储能系统配置结果

Table 5 Planning results of distributed BESSs considering multiple functions

参数	配置结果				
	节点 2	节点 13	节点 22	节点 25	汇总
功率 / MW	3	1.40	1.81	2.45	8.66
能量 / (MW·h)	15	7.00	9.04	12.29	43.33

综合考虑多重功能后,集中式电池储能系统的功率和容量分别减小了 19.57 MW 和 $23.29 \text{ MW}\cdot\text{h}$,分布式电池储能系统的功率和容量分别减小了 0.02 MW 和 $0.16 \text{ MW}\cdot\text{h}$,说明部分储能进行了多重功能的复用。储能在满足频率电压支撑的同时,促进了新能源的消纳,其应用潜力得到了更多的开发和挖掘。

以夏季场景为例,最优储能配置结果下电网和储能充放电功率分别如图 4、5 所示。输、配电网中

的储能主要在新能源高发时充电,在新能源低发时放电,以此促进对新能源发电的消纳。对于输、配电网间的协同运行而言,在新能源高发的中午时段,配电网辅助输电网进行新能源的消纳,在晚间则出现了明显的配电网向输电网反送电情况。

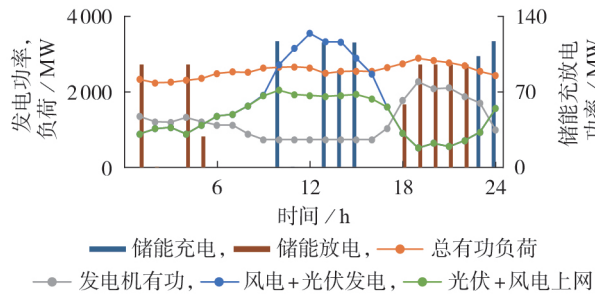


图4 输电网发电功率、负荷及储能充放电功率

Fig.4 Generated power, load and energy storage charging / discharging power of transmission network

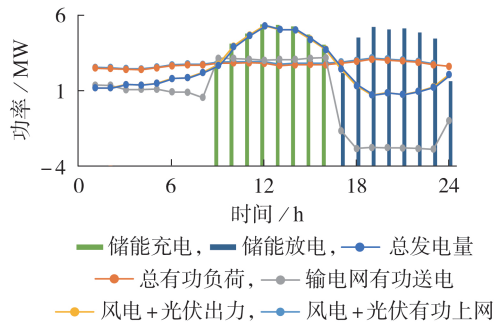


图5 配电网注入功率、负荷及储能充放电功率

Fig.5 Injected power, load and energy storage charging / discharging power of distribution network

储能预留的放电功率和充放电能量容量见图6。储能可在1~2 h和19~22 h预留的放电功率容量为209.55 MW,刚好满足支撑调频调压需要的最小放电功率,其余时间预留的放电功率容量均大于调频调压的需求。储能预留的充放电能量容量均大于满足频率电压支撑的最小充放电能量容量2.814 MW·h。其中,储能经过10~15 h的充电消纳多余的新能源发电,达到了荷电状态的最大值。此后直到18 h放电的

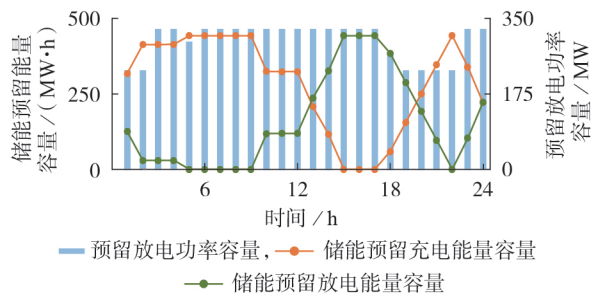


图6 储能预留充放电能量容量和放电功率容量

Fig.6 Reserved charging / discharging energy capacity and discharging power capacity of energy storage

这段时间,储能的荷电状态最大,预留的充电能量容量最小,刚好能满足电网频率电压的支撑。储能的预留放电能量容量最小值出现在5~9 h和22 h,即储能大量放电后,此时的储能荷电状态最小。

3)考虑储能单一和多重功能结果对比。

兼顾新能源消纳和电网频率电压支撑的输、配电网协同规划的成本如附录D表D3和D4所示。

增加考虑频率电压支撑的约束后,输、配电网总成本有了小幅度增加,增加了429.80万元。其中,输电网的储能配置容量有所增加,配电网的储能配置容量略微减小。然而,如果考虑第3章针对电网频率电压支撑配置的209.55 MW / 2.81 MW·h储能,通过等年值计算其成本为1002.54万元。因此,综合考虑新能源消纳、电压频率支撑可使系统总成本降低572.74万元。

除此之外,电池储能系统在每天的大部分时段预留的容量都大于调频调压的最小容量约束,如果紧急情况发生在这些时段,理论上还可以调用更多储能对电网的安全稳定性进行支撑。因此,综合综合考虑储能的多重功能,不仅可以提升电网的整体运行经济性,还可以提升电网的安全稳定性。

4)配置储能后的暂态电压和频率。

通过图6可知,电池储能系统在大部分时段预留的容量都大于调频调压需要的容量,有更多的功率来支撑电网的频率和电压。在午间新能源高发时,储能的充电功率和充电容量利用较多,在紧急情况下储能可以完全放弃新能源的消纳,用全部容量来满足频率电压支撑。因此,将配电网的储能等效至对应的输电网节点上,假设配置的所有储能都可以用来进行暂态电压、频率支撑,系统在各种故障下的暂态电压波动比之前更小,进一步提高了电网的安全稳定性。

由于考虑新能源消纳的储能能量容量一般较大,可满足1 min的调频能量容量支撑需求。当所有储能都可用于提升暂态电压稳定性时,系统在各种故障下的暂态电压波动比之前更小,基本在0.96~1.08 p.u.范围内,进一步提高了电网的稳定性,如附录D图D2所示。若所有储能(共304.98 MW)均可参与系统一次调频,则暂态频率波动范围将进一步减小,如附录D图D3所示。

6 结论

为了提高储能利用率、降低系统成本,本文基于前序工作提出的提升新能源消纳能力的电池储能系统规划模型,面向频率电压支撑提出了电池储能系统的选址定容模型和方法,分别对储能位置、无功功率容量、有功功率容量和能量容量进行优化规划;然后将两者相结合提出了兼顾新能源消纳和频率电压

支撑的电池储能系统优化规划方法,得到最终的储能视在功率容量和能量容量。通过对算例系统进行仿真验证,得到如下结论:

1)相比仅考虑单一应用场景的配置方法而言,所提出的兼顾新能源消纳和频率电压支撑的方法可以提升储能的利用效率,降低整体储能的配置功率容量和能量容量,提高系统的经济效益;

2)提出的兼顾新能源消纳和频率电压支撑的电池储能系统规划模型可通过分析目标级联法有效求解;所得储能配置结果既能满足电网频率电压的支撑,又能在全局层面最大限度地提升新能源的消纳能力;

3)所配置的储能每时每刻都能满足调频调压支撑要求,考虑储能大部分时间预留容量都大于调频调压约束,可以更好地进行电网频率电压支撑,进一步降低频率和电压的波动。

进一步的研究将考虑兼顾储能多重功能的站址全局优选、构网型电池储能系统的优化配置、储能与新能源发电的联合优化等问题。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 谢毓广,李金中,王川,等.考虑消纳水平的新能源配套储能和输电通道容量协调优化配置[J].电力自动化设备,2023,43(7):51-57,72.
XIE Yuguang, LI Jinzhong, WANG Chuan, et al. Coordinated optimal capacity configuration of energy storage equipped by new energy and transmission lines considering consumption level[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 51-57, 72.
- [2] 王雪一,郝文清,李振垚,等.计及光伏并网的电力系统频率特性和网络方程电压可解性分析[J].电力自动化设备,2023,43(10):167-175.
WANG Xueyi, HAO Wenqing, LI Zhenyao, et al. Analysis of frequency characteristic and voltage solvability of network equation considering photovoltaic grid-connected power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(10):167-175.
- [3] 谢小荣,马宁嘉,刘威,等.新型电力系统中储能应用功能的综述与展望[J].中国电机工程学报,2023,43(1):158-169.
XIE Xiaorong, MA Ningjia, LIU Wei, et al. Functions of energy storage in renewable energy dominated power systems: review and prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 158-169.
- [4] AKRAM U, NADARAJAH M, SHAH R, et al. A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 120:109626.
- [5] 李建林,袁晓冬,郁正纲,等.利用储能系统提升电网电能质量研究综述[J].电力系统自动化,2019,43(8):15-24.
LI Jianlin, YUAN Xiaodong, YU Zhenggang, et al. Comments on power quality enhancement research for power grid by energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8):15-24.
- [6] 代倩,吴俊玲,秦晓辉,等.提升局部区域新能源外送能力的储能容量优化配置方法[J].电力系统自动化,2022,46(3):67-74.
DAI Qian, WU Junling, QIN Xiaohui, et al. Optimal configuration method of energy storage capacity for improving delivery ability of renewable energy in regional area[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(3):67-74.
- [7] 孟源,樊小朝,史瑞静,等.基于机会约束及 $N-1$ 安全约束的风光联合储能系统选址定容优化[J].电网技术,2021,45(5):1886-1893.
MENG Yuan, FAN Xiaochao, SHI Ruijing, et al. Optimization of location and capacity for wind-solar-energy storage combined system based on chance constraints and $N-1$ security constraints[J]. Power System Technology, 2021, 45(5):1886-1893.
- [8] LIN Z, HU Z C, ZHANG H C, et al. Optimal ESS allocation in distribution network using accelerated generalised Benders decomposition[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(13):2738-2746.
- [9] YAN S C, ZHENG Y, HILL D J. Frequency constrained optimal siting and sizing of energy storage[J]. IEEE Access, 2019, 7:91785-91798.
- [10] ISRAJUDDIN, HARIYANTO N, LAI C Y, et al. Optimal placement of energy storage with synthetic inertia control on a grid with high penetration of renewables using mean-variance mapping optimization[C]//2019 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Macao, China: IEEE, 2019:1-6.
- [11] 陈光宇,吴文龙,戴则梅,等.计及故障场景集的风光储混合系统区域无功储备多目标优化[J].电力系统自动化,2022,46(17):194-204.
CHEN Guangyu, WU Wenlong, DAI Zemei, et al. Multi-objective optimization of regional reactive power reserve in hybrid system with wind, photovoltaic and energy storage considering fault scenario set[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(17):194-204.
- [12] 刘运鑫,姚良忠,廖思阳,等.分布式光储参与的直流受端近区配电网暂态电压控制方法[J].电网技术,2023,47(3):1250-1261.
LIU Yunxin, YAO Liangzhong, LIAO Siyang, et al. Transient voltage control of distribution network in near-zone of DC receiving end with distributed photovoltaics and energy storage participated[J]. Power System Technology, 2023, 47(3):1250-1261.
- [13] JALALI A, ALDEEN M. Risk-based stochastic allocation of ESS to ensure voltage stability margin for distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(2):1264-1277.
- [14] 杨修宇,穆钢,柴国峰,等.考虑灵活性供需平衡的源-储-网一体化规划方法[J].电网技术,2020,44(9):3238-3246.
YANG Xiuyu, MU Gang, CHAI Guofeng, et al. Source-storage-grid integrated planning considering flexible supply-demand balance[J]. Power System Technology, 2020, 44(9):3238-3246.
- [15] 张旭,王洪涛.高比例可再生能源电力系统的输配协同优化调度方法[J].电力系统自动化,2019,43(3):67-75.
ZHANG Xu, WANG Hongtao. Optimal dispatch method of transmission and distribution coordination for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3):67-75.
- [16] 刘佳,程浩忠,姚良忠,等.混合输配电系统的分布式随机优化规划[J].电工技术学报,2019,34(10):1987-1998.
LIU Jia, CHENG Haozhong, YAO Liangzhong, et al. A distributed stochastic optimization method for planning transmission and distribution systems[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(10):1987-1998.

- [17] 蔡福霖,胡泽春,曹敏健,等. 提升新能源消纳能力的集中式与分布式电池储能协同规划[J]. 电力系统自动化,2022,46(20):23-32.
CAI Fulin,HU Zechun,CAO Minjian,et al. Coordinated planning of centralized and distributed battery energy storage for improving renewable energy accommodation capability[J]. Automation of Electric Power Systems,2022,46(20):23-32.
- [18] CHENG B,POWELL W B. Co-optimizing battery storage for the frequency regulation and energy arbitrage using multi-scale dynamic programming[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2018,9(3):1997-2005.
- [19] 薛安成,周健,刘瑞煌,等. 采用多二元表判据的实用暂态电压稳定裕度指标研究[J]. 中国电机工程学报,2018,38(14):4117-4125,4317.
XUE Ancheng,ZHOU Jian,LIU Ruihuang,et al. A new practical transient voltage stability margin index based on multiple-two-element notation criterion[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(14):4117-4125,4317.
- [20] 中国南方电网电力调度通信中心. 南方电网安全稳定计算分析导则:Q/CSG 11004—2009[S]. 广州:中国南方电网有限责任公司,2009.
- [21] XIA R,HU Z C,ZHOU Q. Optimal planning of dynamic VAR compensation based on transient voltage stability analysis[C]//2014 International Conference on Power System Technology. Chengdu,China:IEEE,2014:916-921.
- [22] 许剑冰,薛禹胜,张启平,等. 基于系统同调性的PMU最优布点[J]. 电力系统自动化,2004,28(19):22-26.
XU Jianbing,XUE Yusheng,ZHANG Qiping,et al. Coherency based optimal placement of PMU with stability observability [J]. Automation of Electric Power Systems,2004,28(19):22-26.
- [23] SHINTAI T,MIURA Y,ISE T. Oscillation damping of a distributed generator using a virtual synchronous generator[J]. IEEE Transactions on Power Delivery,2014,29(2):668-676.
- [24] 王国腾. 高比例可再生能源电力系统频率调节与电压稳定性问题研究[D]. 杭州:浙江大学,2022.
WANG Guoteng. Research on frequency regulation and voltage stability of renewable energy dominated power systems[D]. Hangzhou:Zhejiang University,2022.
- [25] 胡泽春,夏睿,吴林林,等. 考虑储能参与调频的风储联合运行优化策略[J]. 电网技术,2016,40(8):2251-2257.
HU Zechun,XIA Rui,WU Linlin,et al. Joint operation optimization of wind-storage union with energy storage participating frequency regulation[J]. Power System Technology,2016,40(8):2251-2257.
- [26] 国家能源局山西监管办公室. 《山西并网发电厂辅助服务管理实施细则》[EB/OL]. (2021-06-28)[2024-05-27]. https://sxb.nea.gov.cn/xgk/zcjd/202401/t20240119_227444.html.

作者简介:

胡泽春(1979—),男,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为智能电网、电动汽车、电力系统优化与运行等(**E-mail**: zechhu@tsinghua.edu.cn);

蔡福霖(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为储能系统规划与运行(**E-mail**:caifulin1998@163.com);

冯建洲(1997—),男,博士研究生,主要研究方向为电动汽车、储能系统优化与运行(**E-mail**:fjz20@mails.tsinghua.edu.cn)。

(编辑 任思思)

Optimal planning of battery energy storage system considering renewable energy consumption and frequency and voltage support

HU Zechun¹,CAI Fulin^{1,2},FENG Jianzhou¹

(1. Department of Electrical Engineering,Tsinghua University,Beijing 100084,China;

2. China Huaneng Group Co.,Ltd.,Beijing 100031,China)

Abstract: With the gradual increase of renewable energy power generation proportion,it is more difficult and stressful for the power system to absorb renewable energy power generation,and the frequency and voltage stability of the power grid are facing great challenges. Battery energy storage system(BESS) can enhance both the renewable energy consumption and the frequency and voltage supporting capability. Therefore,for improving energy storage utilization and reducing system cost,the optimal method of BESS location and sizing is studied with the consideration of using BESS for renewable energy consumption under normal conditions and using BESS for frequency and voltage support under emergency conditions. A collaborative planning model considering renewable energy consumption is built to optimize the location and sizing of centralized BESSs in transmission network and distributed BESSs in distribution network. A planning method that accounts for frequency and voltage support is proposed to respectively optimize BESS location,reactive power capacity,active power capacity and energy capacity. The BESS planning model considering multiple functions of the renewable energy consumption and the frequency and voltage support is established by constructing reserve constraints for frequency and voltage support,so as to determine the final location and capacity of BESS. Simulation analysis is conducted based on the IEEE 24-bus transmission network and the IEEE 33-bus distribution network to verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: battery energy storage system;location and sizing;renewable energy consumption;frequency support;voltage support

附录 A

$$E_i^{\min} \leq E_i^{\text{Ess}} \leq E_i^{\max} \quad (\text{A1})$$

$$0 \leq P_i^{\text{Ess}} \leq P_i^{\max} \quad (\text{A2})$$

$$C^{\min} E_i^{\text{Ess}} \leq P_i^{\text{Ess}} \leq C^{\max} E_i^{\text{Ess}} \quad (\text{A3})$$

$$s_{i,t}^c + s_{i,t}^d \leq 1 \quad s_{i,t}^c, s_{i,t}^d \in \{0, 1\} \quad (\text{A4})$$

$$0 \leq P_{i,t}^{c(d)} \leq s_{i,t}^{c(d)} P_i^{\text{Ess}} \quad (\text{A5})$$

$$\left(Q_i^{\text{Ess}}\right)^2 + \left(P_i^{\text{Ess}}\right)^2 = \left(S_i^{\text{Ess}}\right)^2 \quad (\text{A6})$$

$$E_i^{\text{Ess}} S_{\text{SOC}}^{\min} \leq E_{i,t} \leq E_i^{\text{Ess}} S_{\text{SOC}}^{\max} \quad (\text{A7})$$

$$E_{i,t+1} = E_{i,t} + \eta_c P_{i,t}^c \Delta t - (1/\eta_d) P_{i,t}^d \Delta t \quad (\text{A8})$$

$$E_{i,0} = E_{i,T} = E_i^{\text{Ess}} S_{\text{SOC}}^{\text{ini}} \quad (\text{A9})$$

$$P_i^{\text{G,min}} \leq P_{i,t}^{\text{G}} \leq P_i^{\text{G,max}} \quad (\text{A10})$$

$$Q_i^{\text{G,min}} \leq Q_{i,t}^{\text{G}} \leq Q_i^{\text{G,max}} \quad (\text{A11})$$

$$L_{ij,t} \leq (I_{ij}^{\max})^2 \quad (\text{A12})$$

$$(V_i^{\min})^2 \leq U_{i,t} \leq (V_i^{\max})^2 \quad (\text{A13})$$

$$\left(P_{i,t}^{\text{Re}}\right)^2 + \left(Q_{i,t}^{\text{Re}}\right)^2 \leq \left(S_i^{\text{Re}}\right)^2 \quad (\text{A14})$$

$$P_{i,t}^{\text{Re,min}} \leq P_{i,t}^{\text{Re}} \leq P_{i,t}^{\text{Re,max}} \quad (\text{A15})$$

$$Q_{i,t}^{\text{Re,min}} \leq Q_{i,t}^{\text{Re}} \leq Q_{i,t}^{\text{Re,max}} \quad (\text{A16})$$

$$\left|\Delta f_{\max}^k\right| = \left|g\left(P_{\text{Sum}}^{\text{Ess}}\right)\right| \leq \Delta f_{\max,\text{set}} \quad (\text{A17})$$

$$E_i^{\text{Ess}} = T^{\text{Fre}} P_i^{\text{Ess}} \quad (\text{A18})$$

式中： E_i^{\max} 和 E_i^{\min} 分别为电池储能在节点 i 最大和最小投建容量； P_i^{\max} 为电池储能在节点 i 的最大投建功率； C^{\max} 和 C^{\min} 分别为电池储能的最大和最小充电倍率； $s_{i,t}^c$ 和 $s_{i,t}^d$ 分别为表示节点 i 电池储能在 t 时刻充电和放电状态的 0-1 变量； $P_{i,t}^c$ 和 $P_{i,t}^d$ 分别为节点 i 电池储能在 t 时刻充电和放电的有功功率； $E_{i,t}$ 为节点 i 电池储能在 t 时刻的存储电量； $E_{i,0}$ 和 $E_{i,T}$ 分别为节点 i 电池储能在每天初始和结束时刻的储存电量； η_c 、 η_d 分别表示电池储能的充电和放电效率； $S_{\text{SOC}}^{\text{ini}}$ 分别表示电池储能荷电状态的上下限和每天初始状态； $P_{i,t}^{\text{G}}$ 和 $Q_{i,t}^{\text{G}}$ 分别为节点 i 发电机在 t 时刻的有功出力和无功出力； $P_i^{\text{G,max}}$ 、 $P_i^{\text{G,min}}$ 和 $Q_i^{\text{G,max}}$ 、 $Q_i^{\text{G,min}}$ 分别为节点 i 发电机有功和无功出力的最大值、最小值； $L_{ij,t}$ 为线路 ij 上电流的平方； I_{ij}^{\max} 为线路 ij 上电流的最大值； $U_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻的电压的平方； V_i^{\max} 和 V_i^{\min} 分别为节点 i 电压幅值的最大和最小值； $P_{i,t}^{\text{Re}}$ 和 $Q_{i,t}^{\text{Re}}$ 分别为节点 i 处新能源机组在 t 时刻的有功出力和无功出力； S_i^{Re} 为节点 i 处新能源机组的最大视在功率； $P_{i,t}^{\text{Re,max}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{Re,min}}$ 和 $Q_{i,t}^{\text{Re,max}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{Re,min}}$ 分别为节点 i 新能源机组在 t 时刻的有功和无功出力的上、下限； $\Delta f_{\max,\text{set}}$ 为设定的最大频率允许误差； T^{Fre} 为一次调频时间。

附录 B

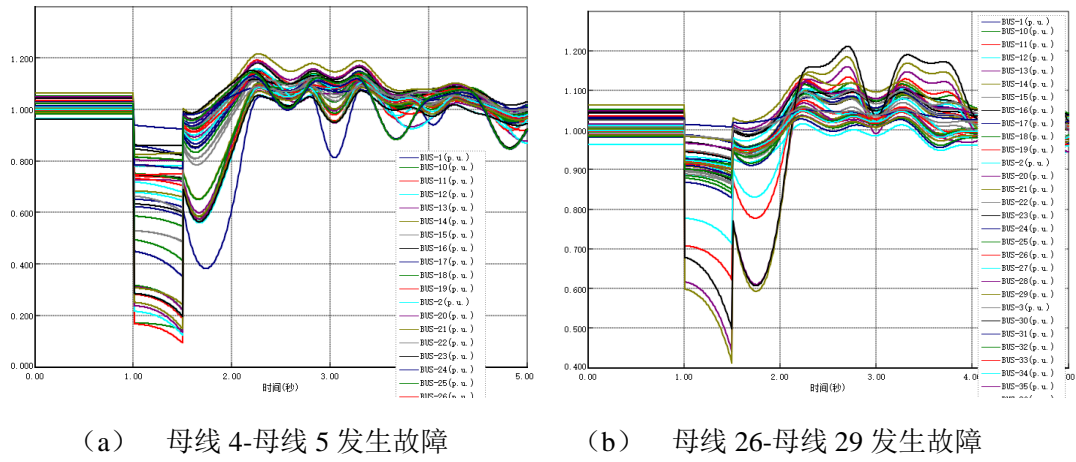


图 B1 不配置储能时系统发生故障的部分时域仿真结果
Fig.B1 Partial time-domain simulation results of system failure when energy storage is not configured

附录 C

$$\begin{aligned}
 \mathbf{A}_1|_{t=2.5} &= \begin{bmatrix} 1.0687 & 0.0325 & 0.6037 & 1.1625 & 1.0237 \\ 0.2362 & 0.0262 & -0.0505 & 0.0212 & 0.0675 \\ 0.7512 & -0.3145 & -0.0085 & 0.8237 & -0.0025 \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_1|_{t=t_{\max}} &= \begin{bmatrix} -0.5825 & -0.9617 & -0.7687 & -0.3922 & -1.6832 \\ -0.4725 & -1.3088 & -0.4862 & -0.6027 & -0.2537 \\ -0.2208 & -0.9357 & -0.5021 & -0.2827 & -0.7539 \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_2|_{t=2.5} &= \begin{bmatrix} 1.4337 & 0.2825 & 0.9787 & 0.8375 & 1.4137 \\ 0.6162 & -0.3637 & 0.1395 & 0.2412 & 0.0325 \\ 0.6512 & -0.0645 & -0.2435 & 0.9787 & 0.4125 \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_2|_{t=t_{\max}} &= \begin{bmatrix} -0.3865 & -1.0557 & -0.8747 & -0.2202 & -1.5012 \\ -0.3525 & -1.2252 & -0.5202 & -0.7155 & -0.0977 \\ -0.2088 & -1.0977 & -0.4421 & -0.4145 & -0.6619 \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_3|_{t=2.5} &= \begin{bmatrix} 1.1437 & 0.6625 & 1.3687 & 0.7025 & 1.8287 \\ 0.7112 & -0.2937 & 0.2145 & -0.2137 & -0.3625 \\ 0.5012 & -0.4095 & 0.0815 & 1.0487 & 0.4275 \end{bmatrix} \\
 \mathbf{A}_3|_{t=t_{\max}} &= \begin{bmatrix} -0.1905 & -1.0657 & -0.9527 & -0.4122 & -1.3972 \\ -0.3265 & -1.2250 & -0.6142 & -0.7955 & -0.0425 \\ -0.0728 & -1.0057 & -0.3981 & -0.2145 & -0.8099 \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

附录 D

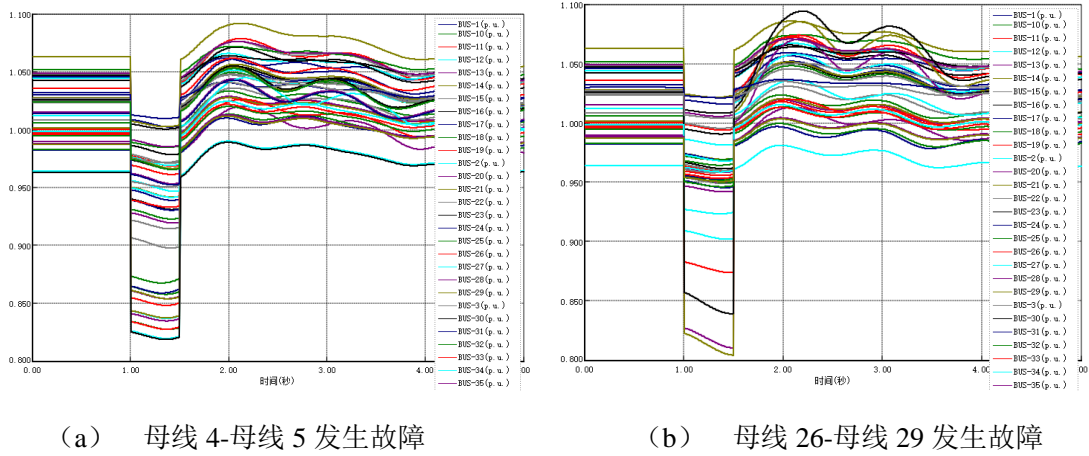


图 D1 第二次修正后系统发生故障的部分时域仿真结果

Fig.D1 Partial time-domain simulation results of system failure after second correction

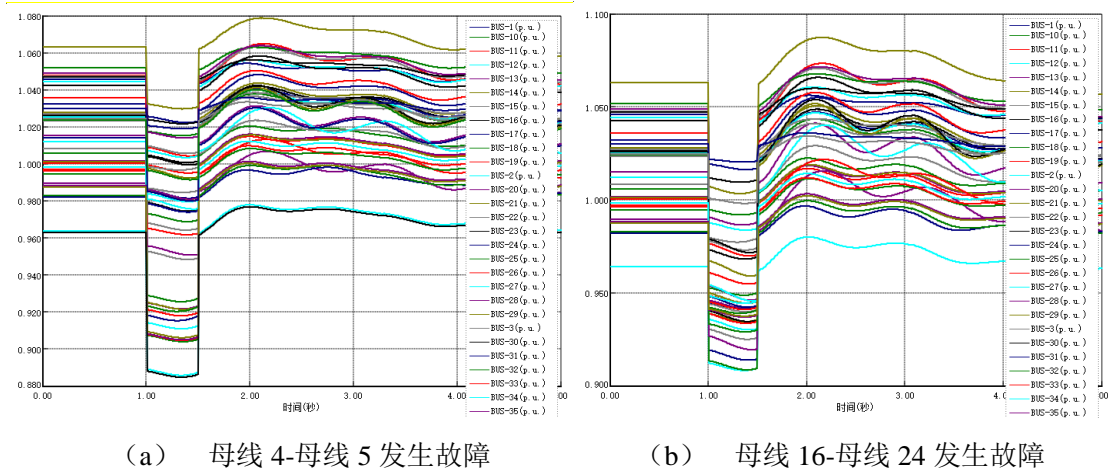


图 D2 全部储能参与调压的系统故障时域仿真结果

Fig.D2 Time domain simulation results of system fault with all energy storage participating in voltage regulation

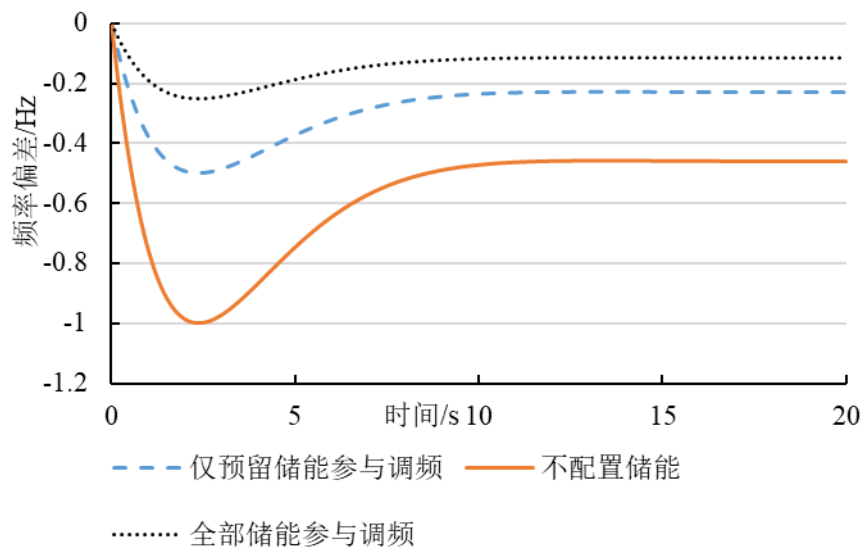


图 D3 全部储能参与调频的暂态频率变化情况

Fig.D3 Transient frequency profiles of all energy storage systems participating in frequency regulation

表 D1 考虑新能源消纳的输电网层电池储能系统选址定容结果

Table D1 Location and sizing results of BESS in transmission grid considering renewable energy consumption

参数	配置结果			
	节点 18	节点 25	节点 28	汇总
集中式储能功率/MW	0	115.86	0	115.86
集中式储能能量/(MW h)	0	554.09	0	554.09

表 D2 考虑频率电压支撑的输电网层电池储能系统选址定容结果

Table D2 Location and sizing results of BESS in transmission grid considering frequency and voltage support

参数	配置结果			
	节点 22	节点 29	节点 31	汇总
集中式储能功率/MW	77.56	117.26	14.73	209.55
集中式储能能量/(MW h)	0.95	1.68	0.18	2.81

表 D3 分别考虑新能源消纳及电压频率支撑的成本

Table D3 Costs of planning and operation considering renewable energy consumption and voltage frequency support respectively

电池储能系统类型	新能源弃用惩罚/万元	发电成本/万元	配置成本/万元	总成本/万元	输配总成本/万元
集中式	352493.02	426389.38	8674.49	787556.89	788218.13
分布式	9.87	0	651.37	661.24	

表 D4 考虑储能多重功能的成本

Table D4 Costs of planning and operation considering various functions

电池储能系统类型	新能源弃用惩罚/万元	发电成本/万元	配置成本/万元	总成本/万元	输配总成本/万元
集中式	352466.18	426442.19	9098.62	788006.99	788218.13
分布式	9.67	0	631.27	640.94	