

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.191256

主动配电网储能动态配置规划方法

尚龙龙¹, 魏碧桢², 王伟², 熊小伏², 慈海¹, 李健¹, 陈星田³

(1. 深圳供电局有限公司, 广东 深圳 518000; 2. 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室(重庆大学), 重庆 400044; 3. 重庆元虎科技有限公司, 重庆 400030)

摘要: 主动配电网中的负荷和分布式发电出力具有明显的周期变化特性, 已有的配电网储能规划方法, 其规划结果均是接入点和容量固定不变的储能配置, 储能的灵活性和价值尚存在较大的发挥空间。提出了一种主动配电网储能动态配置规划方法, 即伴随负荷需求和分布式发电出力场景变化, 在配电网中动态配置储能装置。以储能在不同场景下的接入点、容量、运行方式为决策变量, 以储能带来的综合经济效益最大为目标, 构建了主动配电网储能动态配置的混合整数二阶锥规划模型。以 IEEE 33 节点系统为例, 验证了所提方法的可行性和有效性。该方法是对储能装置灵活性运行方式的有益拓展, 使其能够服务于主动配电网多变的运行场景, 从而使储能价值得到充分发挥。

关键词: 主动配电网; 储能规划; 动态配置; 经济效益; 混合整数二阶锥规划

A planning method of dynamic energy storage configuration in an active distribution network

SHANG Longlong¹, WEI Bihui², WANG Wei², XIONG Xiaofu², CI Hai¹, LI Jian¹, CHEN Xingtian³

(1. Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd., Shenzhen 518000, China; 2. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology (Chongqing University), Chongqing 400044, China; 3. Chongqing Yuanhu Technology Co., Ltd., Chongqing 400030, China)

Abstract: The load and distributed generation output in an active distribution network have obvious cyclical variation characteristics. The existing energy storage planning methods for active distribution network always output a storage configuration with fixed installation location and capacity. There is still a large space for energy storage to fully exert its flexibility and value to the distribution network. This paper proposes a planning method of dynamic energy storage configuration in an active distribution network. Through this method, the energy storage devices are dynamically allocated between different operating scenarios of the distribution network regarding varying load demands as well as distributed generation outputs. The access points, capacities and operational modes of energy storage devices in different scenarios are taken as the decision variables, the maximum comprehensive economic benefit brought by energy storage is taken as the objective, and thus the Mixed-Integer Second-Order Cone Programming (MISOCP) model for dynamic energy storage configuration is constructed. Taking the IEEE 33-node system as an example, the feasibility and effectiveness of the proposed method are verified. The proposed method can be treated as a useful expansion to the flexible operation of an energy storage device, through which the energy storage can serve well for various operating scenarios of the active distribution network and thus its value can be fully developed.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2016YFB0900600) and Science and Technology Project of China Southern Power Grid Shenzhen Power Supply Bureau Co., Ltd. (No. 0900002019030304ZCPW00001).

Key words: active distribution network; energy storage planning; dynamic configuration; economic benefit; mixed-integer second-order cone programming (MISOCP)

0 引言

为充分利用可再生能源资源, 采取主动管理分

布式电源、储能系统和客户双向负荷的主动配电网 (Active Distribution Network, ADN) 已成为配电网的必然发展趋势^[1-4]。储能通过向 ADN 吸收与注入电能, 具有调节电压^[5]、削峰填谷^[6]、降低网络损耗^[7]等优点, 通过合理调节储能的充/放电运行方式, 可以有效弥补 ADN 中分布式发电出力与负荷需求间的失配, 缓解发电与负荷的实时平衡需求; 同时,

基金项目: 国家重点研发计划项目资助 (2016YFB0900600); 南方电网深圳供电局有限公司科技项目资助 (0900002019030304ZCPW00001)

储能利用峰谷电价差也可实现盈利^[8]。

目前已有较多有关配电网储能规划的文献。文献[9]以节点电压波动、负荷波动和储能总容量最小为目标,采用改进粒子群算法进行储能的选址、定容。文献[10-11]建立了储能的双层规划模型,其中文献[10]基于集群划分结果构建模型,采用嵌入潮流计算的双层迭代混合粒子群算法进行求解;文献[11]在电力市场机制下,建立了储能的优化配置模型。文献[12]计及 ADN 中分布式发电出力不确定性,综合考虑运行成本、供电可靠性、储能投资,优化求解定点储能的最优容量和 24 h 最优出力。文献[13]以配电网总成本最小为目标,考虑储能选址、定容及网架扩展,建立了基于二阶锥松弛的多变量协调规划模型。文献[14]详细建立了储能套利、网损减少、配电网可靠性提升、配电网升级延缓等收益的经济模型,进而对储能的配置方式进行规划。

但通过归纳已有的储能规划方法,其规划的结果大多是在规划周期内采用某种固定的储能配置。文献[13]虽有考虑多阶段储能配置,然而是由规划期内配电网网架结构改变和负荷整体增长引起的储能配置变化,即储能的配置若干年才变化一次。实际上,电力负荷以及分布式发电出力具有显著的季节周期特性,随着 ADN 中陆续接入众多的新能源分布式发电设备,源、荷的季节周期特性使 ADN 在季节或月时间尺度上呈现出不同的运行场景,固定不变的储能配置方式并不能对所有时段的 ADN 都充分发挥储能的价值。

本文提出一种储能配置伴随配电网运行场景动态改变的规划方法。以负荷与分布式发电出力的季节周期性划分配电网典型运行场景,充分发挥储能装置的灵活性特点,考虑不同运行场景下储能的接入位置与容量可变,使储能的配置、充/放电运行方式在配电网运行场景更替时动态更新,保证在配电网各个运行场景下都能充分发挥储能价值。将储能配置改变带来的成本计入目标函数中,以最大化储能接入配电网带来的价值为目标,建立了储能动态配置的混合整数二阶锥模型(Mixed-integer Second-Order Cone Programming, MISOCP)。

1 ADN 中的储能动态配置

目前应用于电网的储能技术可分为电热储能、机械储能、化学储能和电池储能四类^[15],其中应用最广的是机械储能,如抽水蓄能,但是机械储能对装设地点的严苛要求限制了其在电力系统中的推广。相对其他储能技术,电池储能具有效率高、响应速度快、维护成本低等优势^[16],成为最具发展空

间的储能技术之一。储能电池对安装地点并无特殊要求,因此电池储能方式具有较大的灵活移动潜力^[17]。从电力系统的角度来看,可移动电池储能并不是一个全新的概念,例如,V2G 技术中的电动汽车就等效于移动的储能系统^[18],只不过电动汽车受到用户出行需求的约束。随着储能及电力电子技术的日益发展,储能的能量密度将不断提升、占用空间将逐渐减小,即插即用也将成为储能装置的必然发展趋势,储能装置的运行灵活性将得到快速提升;而已有的配电网储能规划方法均假定储能装置安装后固定,并未考虑储能装置的可移动特性,储能的运行灵活性被极大限制,相应的规划思路及方法也亟需得到拓展^[19]。本文提出了一种计及储能动态配置的主动配电网储能规划方法,如图 1 所示。

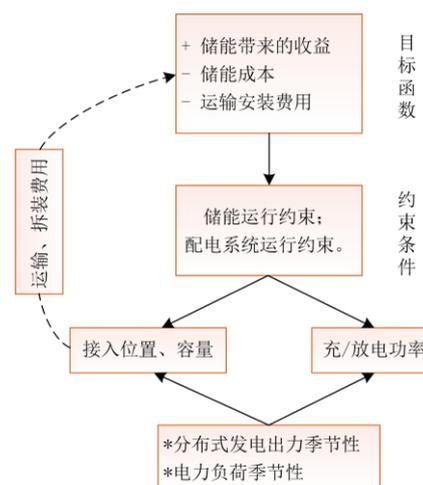


图 1 主动配电网动态储能配置规划

Fig. 1 Flow chart of planning of dynamic energy storage configuration for ADN

1.1 负荷与分布式发电出力的季节性

随着全球气候变化使极端高、低温天气频次日益增多,以及风、光分布式电源陆续接入电网,ADN 中源、荷的季节变化特性日益增大^[20]。

风、光分布式发电出力与气象参数具有强相关性,在时间尺度上具有较显著的季节周期性特征^[21]。例如,光伏发电(Photovoltaic Generation, PV)发出的功率大小与环境中的光照辐射强度、光照时长、环境温度相关,这些参数在不同季节间的较明显差异,会造成不同季节的光伏发电出力大小有所不同^[22-23]。类似地,由于风力的季节变化特性,风力发电出力在各个季节间也具有较明显差异^[24]。ADN 中各类型电力用户负荷也具有类似特性^[25]。对居民负荷来说,夏季降温设备用电负荷、冬季供暖设备用电负荷具有明显的季节性变化规律^[26];对工业负荷来

说, 工业生产通常也存在旺季、淡季之分, 如工业硅行业受雨季等因素影响, 其用电负荷主要集中在夏、秋季节^[27]。因此, 在时间维度上, 可根据季节简要划分得到典型的配电网运行场景, 不同的场景下均对应一种较优的储能配置及运行方式, 并随着季节或场景的改变而动态更新, 使储能装置充分发挥其效用; 同时, 该过程也需计及储能运输带来的相应成本。

1.2 储能动态配置的实现

高能量密度的电池储能能在体积上具有优势, 便于运输及安装, 例如已投入应用的 4 MW/24 MWh 微电网硫酸钠电池, 其模块化结构易于拆卸和扩展, 可灵活、方便地实现在配电网中的移动布置^[17], 因而储能的动态配置是可行的。可在配电网区域内成立一个储能配送中心, 作为储能装置的中转与检测、维护平台。在配电网运行场景更替、储能的配置方式需要变化时, 根据每个节点上的储能设备增减需求, 相应地从配送中心运出需要增加的储能设备, 或者将节点上多余的储能设备运回配送中心。相比以往的储能规划方法, 在储能设备投资及运维成本的基础上, 增加了因储能配置变化而产生的运输费用。储能动态配置过程示意图如图 2 所示。

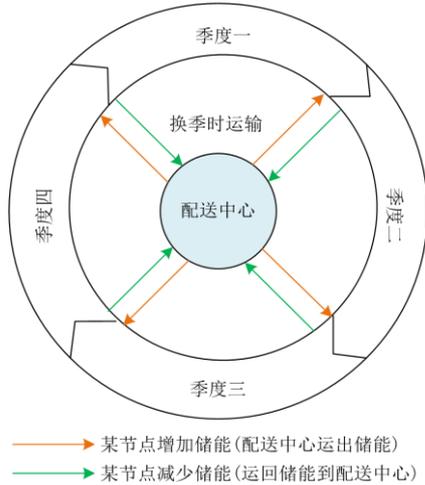


图 2 动态储能配置示意图

Fig. 2 Diagram of dynamic energy storage configuration

2 储能动态配置规划模型

2.1 目标函数

从配电网运营商(Distribution System Operator, DSO)的角度^[28], 储能装置的接入提升了 ADN 与主网电能交换的可控性, 通过合理规划储能的配置、运行方式, 可有效减少 DSO 向主网购电的费用。本文以减少 DSO 的购电费用为优化目标, 构建模型以

规划储能装置在四季的配置及运行方式。

增加储能前后, ADN 与主网功率交换示意图如图 3 所示。ADN 从主网吸收有功功率可用式(1)和式(2)表示。

$$p_1 = p^D - p^{DG} + p^{\text{loss},1} \quad (1)$$

$$p_2 = p^D + p^{\text{ESS}} - p^{DG} + p^{\text{loss},2} \quad (2)$$

式中: p_1 代表接入储能前 ADN 向主网的购电功率; p_2 代表接入储能后 ADN 向主网的购电功率; p^{DG} 表示配电网分布式发电出力; $p^{\text{loss},1}$ 和 $p^{\text{loss},2}$ 分别代表加入储能前、后的 ADN 网络损耗; p^D 代表 ADN 网内负荷; p^{ESS} 代表储能的功率, $p^{\text{ESS}} > 0$ 表示充电, $p^{\text{ESS}} < 0$ 表示放电。

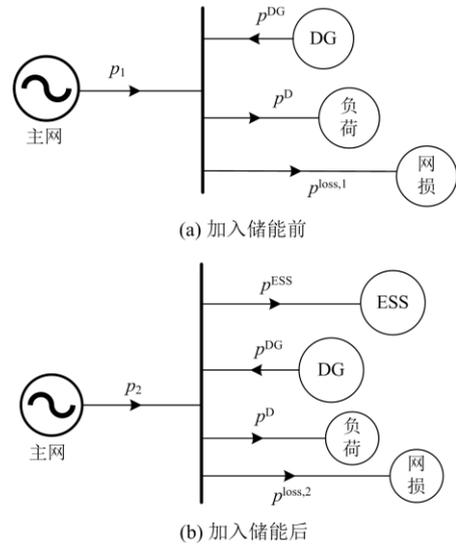


图 3 主动配电网与主网功率交换示意图

Fig. 3 Diagram of power exchange between ADN and the main grid

ADN 接入储能前后, 购电功率变化量 Δp 可由式(3)表示。

$$\Delta p = p_1 - p_2 = p^{\text{loss},1} - p^{\text{loss},2} - p^{\text{ESS}} \quad (3)$$

储能可通过降低 DSO 向主网的购电费用, 为 DSO 带来相关收益。由式(3)不难得知, 该部分收益包括两部分: 一是降低 ADN 网损带来的收益^[29]; 二是储能通过电价差套利带来的收益。其中, 降低 ADN 网损带来的年收益可由式(4)计算。

$$F_{\text{loss}}^{\text{ESS}} = -\sum_{s=1}^4 \sum_{h=1}^{24} D_s \cdot \eta_{s,h} \cdot \left(\sum_{l=1}^L f_{l,s,h}^{\text{ESS}} \cdot r_l - \sum_{l=1}^L f_{l,s,h} \cdot r_l \right) \quad (4)$$

式中: $F_{\text{loss}}^{\text{ESS}}$ 表示储能接入后, 降低 ADN 网损带来的年收益; $s \in \{1,2,3,4\}$, 分别表示春、夏、秋、冬四季; $h \in \{1,2,3,L,22,23,24\}$, 表示一天中对应的小时; L 为 ADN 内线路条数; $f_{l,s,h}$ 、 $f_{l,s,h}^{\text{ESS}}$ 分别为

接入储能前、后 ADN 内线路 l 电流的平方; r_l 为 ADN 内线路 l 的电阻; D_s 表示四个季节对应的天数; $\eta_{s,h}$ 表示第 s 季节、第 h 小时电价。

储能通过电价差套利带来的收益可由式(5)计算。

$$F_{\text{arb}}^{\text{ESS}} = -\sum_{s=1}^4 \sum_{h=1}^{24} \sum_{i=1}^n D_s \cdot \eta_{s,h} \cdot p_{i,s,h}^{\text{ESS}} \quad (5)$$

式中: $F_{\text{arb}}^{\text{ESS}}$ 表示储能全年的套利收益; n 表示 ADN 内节点数; $p_{i,s,h}^{\text{ESS}}$ 为节点 i 安装的储能在第 s 季节、第 h 小时的运行功率, $p_{i,s,h}^{\text{ESS}} > 0$ 表示储能充电, $p_{i,s,h}^{\text{ESS}} < 0$ 表示储能放电。

综上, 储能为 DSO 带来的净经济效益可由式(6)计算, 并将其作为储能动态配置规划的目标函数。

$$F_{\text{max}}^{\text{ESS}} = \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y (F_{\text{loss}}^{\text{ESS}} + F_{\text{arb}}^{\text{ESS}}) - F_{\text{cost}}^{\text{ESS}} \quad (6)$$

式中: $F_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 表示规划期内的总收益; Y 表示规划期年数; y 代表第 y 年; i_r 表示通货膨胀率; d_r 表示贴现率; $F_{\text{cost}}^{\text{ESS}}$ 为规划期内储能的总成本, 可由式(7)计算。

$$F_{\text{cost}}^{\text{ESS}} = FC + (1-\gamma) \cdot S_{\text{max}}^{\text{ESS}} \cdot CS^{\text{ESS}} + \sum_{y=1}^Y \left(\frac{1+i_r}{1+d_r} \right)^y OM^{\text{ESS}} + \sum_{j=1}^m TC_j \quad (7)$$

式中: FC 为储能设备安装费; γ 为回收系数; CS^{ESS} 为储能单位额定容量造价; $S_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 为四个季节中接入 ADN 储能最大总容量; OM^{ESS} 为储能设备年运营维护成本; m 表示储能配置更新的次数, 且 $m = 4 \times Y$; 第 j 次更新储能配置相应的运输费用为 TC_j 。

$$OM^{\text{ESS}} = c_{\text{op}} \cdot P_{\text{max}}^{\text{ESS}} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{max}}^{\text{ESS}}$ 为四个季节中接入 ADN 的储能最大总额定功率; c_{op} 为单位储能额定功率的年运行维护成本。

$$P^{\text{ESS},s} = [P_1^{\text{ESS},s}, P_2^{\text{ESS},s}, P_3^{\text{ESS},s}, L, P_{n-1}^{\text{ESS},s}, P_n^{\text{ESS},s}]^T \quad (9)$$

$$S^{\text{ESS},s} = [S_1^{\text{ESS},s}, S_2^{\text{ESS},s}, S_3^{\text{ESS},s}, L, S_{n-1}^{\text{ESS},s}, S_n^{\text{ESS},s}]^T \quad (10)$$

式中: $P^{\text{ESS},s}$ 和 $S^{\text{ESS},s}$ 均为 $n \times 1$ 维的向量, 分别表示第 s 季节 ADN 中各节点储能的额定功率和容量配置; $P_i^{\text{ESS},s}$ 、 $S_i^{\text{ESS},s}$ 分别表示第 s 季节的节点 i 接入的储能额定功率和容量; 当 $P_i^{\text{ESS},s}$ 与 $S_i^{\text{ESS},s}$ 均为 0 时, 代表节点 i 上没有安装储能。

式(7)中 TC_j 代表 ADN 运行场景或季节更替时, 储能配置更新所产生的费用。如图 2 所示, 每次换季时, 从配送中心运出储能设备到需要增加储能的节点, 将某些节点需要减少的储能运回配送中心, 该过程产生的运输费用与路程公里数以及储能重量

体积有关。假设每个节点到配送中心的最短路径已知, 第 j 次更新储能配置的 TC_j 可以由式(11)表示。

$$TC_j = d \cdot |S^{\text{ESS},\text{after}(j)} - S^{\text{ESS},\text{before}(j)}| \cdot DS \quad (11)$$

式中: d 表示节点 1—节点 n 到配送中心的最短径构成的向量($1 \times n$ 维); $S^{\text{ESS},\text{before}(j)}$ 、 $S^{\text{ESS},\text{after}(j)}$ 分别表示第 j 次更新前、后对应季节的储能容量配置; DS 表示单位距离运输单位容量的储能的费用。

式(11)属于伪线性形式, 为将其转化为线性形式, 引入辅助变量 y_j , 进行如下处理:

$$TC_j = d \cdot y_j \cdot DS \quad (12)$$

$$\begin{cases} y_j \geq S^{\text{ESS},\text{after}(j)} - S^{\text{ESS},\text{before}(j)} \\ y_j \geq -(S^{\text{ESS},\text{after}(j)} - S^{\text{ESS},\text{before}(j)}) \end{cases} \quad (13)$$

不难分析, 通过将 TC_j 替换为式(12), 并加入到式(6)所示目标函数中, 并将式(13)加入到约束条件中, 与式(11)是等效的。

2.2 约束条件

储能动态配置规划模型的约束条件包括配电网运行约束和储能运行约束两部分。

2.2.1 配电网运行约束

配电网运行约束包括节点功率平衡、线路载流约束和配电网节点电压约束^[30]。

1) 节点功率平衡

$$P_{ij,s,h} = \sum_{k:(j,k) \in C} (P_{jk,s,h}) + r_{ij} \cdot f_{ij,s,h} + p_{j,s,h}^D + p_{j,s,h}^{\text{ESS}} - p_{j,s,h}^{\text{DG}} \quad (14)$$

$$Q_{ij,s,h} = \sum_{k:(j,k) \in C} (Q_{jk,s,h}) + x_{ij} \cdot f_{ij,s,h} + q_{j,s,h}^D + q_{j,s,h}^{\text{ESS}} - q_{j,s,h}^{\text{DG}} \quad (15)$$

式中: $P_{ij,s,h}$ 和 $Q_{ij,s,h}$ 分别表示线路 ij (节点 i 到节点 j) 在第 s 季、第 h 小时的首端有功功率和无功功率; C 表示与节点 j 相连线路的集合; $f_{ij,s,h}$ 为线路 ij 在第 s 季、第 h 小时流过电流的平方; x_{ij} 和 r_{ij} 分别表示线路 ij 的电抗和电阻; $p_{j,s,h}^D$ 和 $q_{j,s,h}^D$ 分别为节点 j 在第 s 季、第 h 小时的有功和无功负荷; $p_{j,s,h}^{\text{DG}}$ 和 $q_{j,s,h}^{\text{DG}}$ 分别表示节点 j 在第 s 季、第 h 小时的分布式发电有功和无功出力; $p_{j,s,h}^{\text{ESS}}$ 和 $q_{j,s,h}^{\text{ESS}}$ 分别表示节点 j 在第 s 季、第 h 小时储能的运行功率。

2) 线路载流约束

$$f_{ij,s,h} \geq \frac{(P_{ij,s,h})^2 + (Q_{ij,s,h})^2}{v_{i,s,h}} \quad (16)$$

$$f_{ij}^{\text{max}} \geq f_{ij,s,h} \quad (17)$$

式中: f_{ij}^{max} 为线路电流平方的上限; $v_{i,s,h}$ 为节点 i

在第 s 季、第 h 小时的电压的平方。式(16)右边的二次部分,可以改写为二阶锥约束,如式(18)所示^[30]。

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{ij,s,h} \\ 2Q_{ij,s,h} \\ f_{ij,s,h} - v_{i,s,h} \end{array} \right\|_2 \leq f_{ij,s,h} + v_{i,s,h} \quad (18)$$

3) 节点电压约束

$$v_{j,s,h} = v_{i,s,h} - 2(r_{ij} \cdot P_{ij,s,h} + x_{ij} \cdot Q_{ij,s,h}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \left(\frac{(P_{ij,s,h})^2 + (Q_{ij,s,h})^2}{v_{i,s,h}} \right) \quad (19)$$

$$v^{\min} \leq v_{i,s,h} \leq v^{\max} \quad (20)$$

式中, v^{\min} 和 v^{\max} 分别代表节点电压平方的下限和上限。由于式(19)中二次项远远小于其他两项,因此可以忽略,从而约束(19)将变为线性。

2.2.2 储能运行约束

1) 容量约束

$$u_i \cdot P_i^{\text{ESS},\min} \leq P_i^{\text{ESS},s} \leq u_i \cdot P_i^{\text{ESS},\max} \quad (21)$$

$$u_i \cdot S_i^{\text{ESS},\min} \leq S_i^{\text{ESS},s} \leq u_i \cdot S_i^{\text{ESS},\max} \quad (22)$$

$$P^{\text{ESS},\min} \leq \sum_{i=1}^n P_i^{\text{ESS},s} \leq P^{\text{ESS},\max} \quad (23)$$

$$S^{\text{ESS},\min} \leq \sum_{i=1}^n S_i^{\text{ESS},s} \leq S^{\text{ESS},\max} \quad (24)$$

式中: $P_i^{\text{ESS},s}$ 和 $S_i^{\text{ESS},s}$ 分别表示某次配置中节点 i 接入储能的额定功率和额定容量; $\sum_{i=1}^n P_i^{\text{ESS},s}$ 和

$\sum_{i=1}^n S_i^{\text{ESS},s}$ 分别为接入 ADN 的储能装置总的额定功率和容量; u_i 为 0/1 变量,为 0/1 时表示节点 i 上不接入/接入储能; $P^{\text{ESS},\min}$ 、 $P^{\text{ESS},\max}$ 分别为能够接入 ADN 的最小、最大总储能功率; $S^{\text{ESS},\min}$ 、 $S^{\text{ESS},\max}$ 分别为能够接入 ADN 的最小、最大的总储能容量。

2) 荷电状态约束

假设储能处于日循环运行方式,即

$$s_{i,s,0}^{\text{ESS}} = s_{i,s,24}^{\text{ESS}} \quad (25)$$

式中, $s_{i,s,0}^{\text{ESS}}$ 为节点 i 的储能设备在第 s 季节、第 h 小时的荷电状态(State of Charge, SOC)。

$$(p_{i,s,h}^{\text{ESS}})^2 + (q_{i,s,h}^{\text{ESS}})^2 \leq (P_i^{\text{ESS},s})^2 \quad (26)$$

$$s_{i,s,h}^{\text{ESS}} + \beta_{\text{ch}} P_{i,s,h+1}^{\text{ESS}} = s_{i,s,h+1}^{\text{ESS}}, \quad h \in H_o \quad (27)$$

$$s_{i,s,h}^{\text{ESS}} + \frac{P_{i,s,h+1}^{\text{ESS}}}{\beta_{\text{dis}}} = s_{i,s,h+1}^{\text{ESS}}, \quad h \in H_p \quad (28)$$

$$s_{i,s,h}^{\text{ESS}} = s_{i,s,h+1}^{\text{ESS}}, \quad h \in H_n \quad (29)$$

$$s_{i,s,\min}^{\text{ESS}} \leq s_{i,s,h}^{\text{ESS}} \leq s_{i,s,\max}^{\text{ESS}} \quad (30)$$

$$\sum_{h \in H_p} P_{i,s,h}^{\text{ESS}} = \beta_{\text{dis}} \beta_{\text{ch}} \sum_{h \in H_o} P_{i,s,h}^{\text{ESS}} \quad (31)$$

式中: β_{ch} 为储能设备充电效率; β_{dis} 为储能设备放电效率; 本文借鉴文献[14]的方法,根据峰谷电价提前确定储能的充电或放电时刻,其中, H_p 为储能放电时段; H_o 为储能充电时段; H_n 为其余的时段。

同时,需考虑储能装置的充放电深度:

$$\beta_{\text{ch}} \sum_{h \in H_o} P_{i,s,h}^{\text{ESS}} \leq \gamma_{\text{DC}} \cdot S^{\text{ESS}} \quad (32)$$

式中, γ_{DC} 为储能的允许充放电深度。

2.3 规划模型及其求解

综上所述,储能动态配置规划模型可表示为

max 式(6)

s.t. 式(13)–式(15), 式(17)–式(32)

上述模型属于混合整数二阶锥规划(MISOCP),可用 CPLEX、GUROBI 等求解器有效求解。本文在 Matlab 平台上,借助 YALMIP 工具包编写相关程序,并调用 CPLEX 求解器对模型进行求解。

3 算例分析

为验证本文所提方法的有效性,采用 IEEE 33 节点配电网系统进行算例分析,如图 4 所示。

IEEE 33 节点系统包含 32 条支路,系统基准容量为 10 MVA,基准电压为 12.66 kV,在节点 1 接入额定功率为 200 kW 的 PV 装置。配电网的参数如表 1 所示,表 2 所示为深圳市峰谷电价。算例采用文献[13]中某实际配电网四季典型日的居民负荷曲线,并假设工业负荷曲线和商业负荷曲线如图 5 所示,同时假定夏、秋季为工业生产旺季。设定节点 24、14、12、13 接入的负荷为工业负荷,节点 10、19、15 接入的负荷为商业负荷,其余节点接入的负荷均为居民负荷,将表 1 负荷乘以图 5 给出的对应负荷系数可以得到 ADN 一年四季 24 h 负荷。设定通货膨胀率为 2%,贴现率为 10%,且固定不变。储能参数 CS^{ESS} 为 1 005 元/kWh, c_{op} 为 47 元/kW, γ_{DC} 为 0.75。假设储能能量密度为 500 Wh/kg,运输费用为 0.1 元/(t km)。并限制接入 ADN 的储能总容量上限为 3 MW。

储能固定配置规划模型是在储能动态配置规划模型的基础上增加以下约束。

$$S_i^{\text{ESS},1} = S_i^{\text{ESS},2} = S_i^{\text{ESS},3} = S_i^{\text{ESS},4} \quad (33)$$

$$P_i^{\text{ESS},1} = P_i^{\text{ESS},2} = P_i^{\text{ESS},3} = P_i^{\text{ESS},4} \quad (34)$$

$$u_i^{\text{ESS},1} = u_i^{\text{ESS},2} = u_i^{\text{ESS},3} = u_i^{\text{ESS},4} \quad (35)$$

式中: $S_i^{ESS,1}$ 、 $S_i^{ESS,2}$ 、 $S_i^{ESS,3}$ 和 $S_i^{ESS,4}$ 分别代表春、夏、秋和冬季节点 i 配置的储能额定容量; $P_i^{ESS,1}$ 、 $P_i^{ESS,2}$ 、 $P_i^{ESS,3}$ 和 $P_i^{ESS,4}$ 分别代表春、夏、秋和冬季节点 i 配置的储能额定功率; $u_i^{ESS,1}$ 、 $u_i^{ESS,2}$ 、 $u_i^{ESS,3}$ 和 $u_i^{ESS,4}$ 为 0/1 变量, 分别代表春、夏、秋和冬季节点 i 不接入/接入储能。

表 1 IEEE 33 节点配电网支路参数

Table 1 Branch parameters of IEEE 33 node distribution network

节点 i	节点 j	支路 ij 阻抗/ Ω	节点 j 负荷/kW	距离/km
0	1	0.0922+j0.047	100+j60	0
1	2	0.4930+j0.2511	90+j40	1
2	3	0.3660+j0.1864	120+j80	3
3	4	0.3811+j0.1941	60+j30	4
4	5	0.8190+j0.7070	60+j20	5
5	6	0.1872+j0.6188	200+j100	7
6	7	0.7114+j0.2351	200+j100	8
7	8	1.0300+j0.7400	60+j20	9
8	9	1.0440+j0.7400	60+j20	10
9	10	0.1966+j0.0650	45+j30	11
10	11	0.3744+j0.1238	60+j35	12
11	12	1.4680+j1.1550	60+j35	13
12	13	0.5416+j0.7129	120+j80	14
13	14	0.5910+j0.5260	60+j10	15
14	15	0.7463+j0.5450	60+j20	16
15	16	1.2890+j1.7210	60+j20	17
16	17	0.3720+j0.5740	90+j40	18
1	18	0.1640+j0.1565	90+j40	19
18	19	1.5042+j1.3554	90+j40	4
19	20	0.4095+j0.4784	90+j40	5
20	21	0.7089+j0.9373	90+j40	6
2	22	0.4512+j0.3083	90+j50	7
22	23	0.8980+j0.7091	420+j200	4
23	24	0.8960+j0.7011	420+j200	5
5	25	0.2030+j0.1034	60+j25	6
25	26	0.2842+j0.1447	60+j25	7
26	27	1.0590+j0.9337	60+j20	7
27	28	0.8042+j0.7006	120+j70	8
28	29	0.5075+j0.2585	200+j600	9
29	30	0.9744+j0.9630	150+j70	10
30	31	0.3105+j0.3619	210+j70	9
31	32	0.3410+j0.5362	60+j40	10

表 2 用户峰谷电价表

Table 2 Time-of-use tariff for customers

时段	时间	电价/(元/kWh)
谷	0:00—8:00	0.337 7
平	8:00—14:00	0.664 8
	17:00—19:00 22:00—24:00	
峰	14:00—17:00	1.090 0
	19:00—22:00	

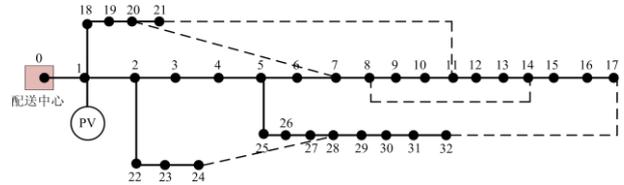
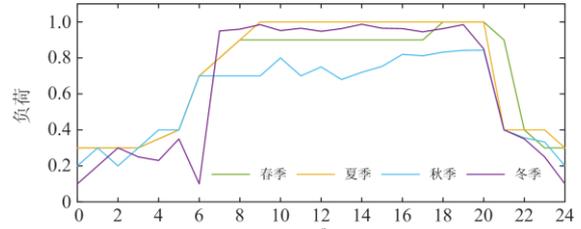
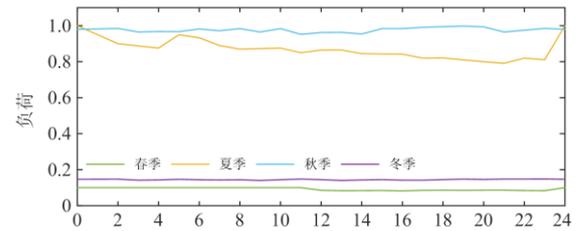


图 4 IEEE 33 节点配电网拓扑结构

Fig. 4 Topology of IEEE 33-node distribution network



(a) 商业负荷

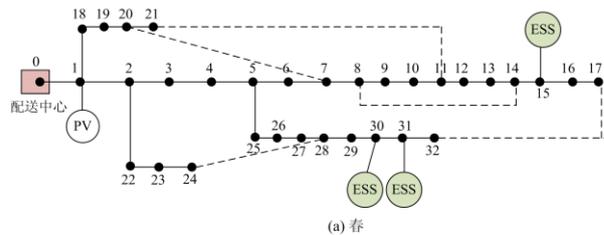


(b) 工业负荷

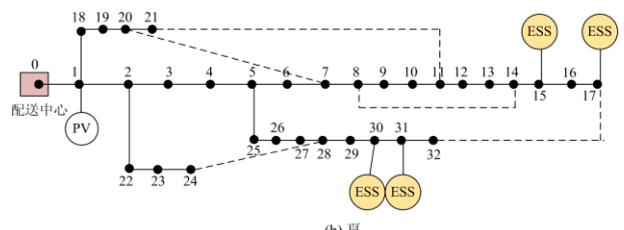
图 5 四季度典型负荷曲线

Fig. 5 Typical load curves in four seasons

通过求解本文建立的储能动态配置规划模型和储能固定配置规划模型, 得到四季度储能规划结果如图 6、图 7 及表 3 所示。在 20 年规划期内, 储能带来的净收益为 292.47 万元, 投资回报率约为 91.35%。固定储能配置净收益为 289.55 万元, 储能动态配置比储能固定配置净收益高出 2.92 万元。



(a) 春



(b) 夏

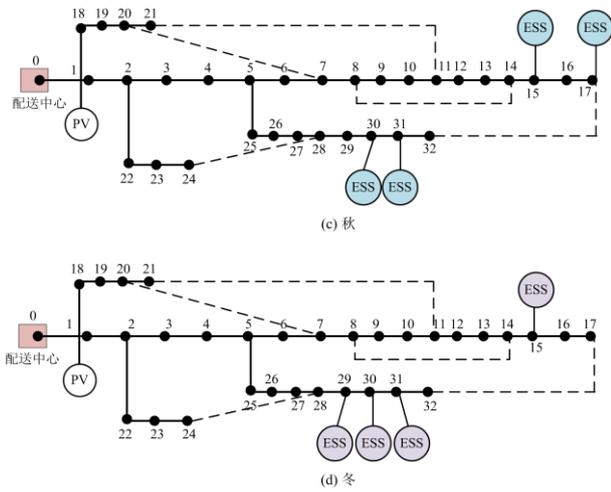


图 6 四季度储能接入节点示意图

Fig. 6 Diagram of energy storage configurations in four seasons

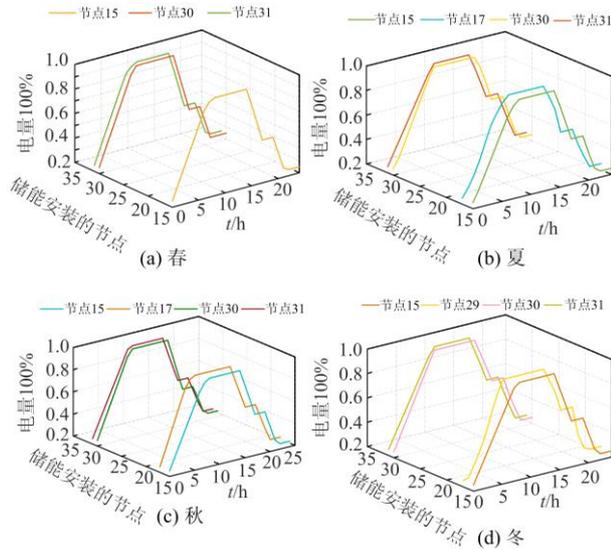


图 7 四季度储能 24 h SOC 示意图

Fig.7 Diagram of 24-hour SOC of energy storages in four seasons

由上述规划结果可知，四个季节配置储能的位置几乎都处于 ADN 较长支路的末端节点(如节点 15、17、30、31)，这是由于这些位置与变电站节点相隔电气距离较长，电能送达这些节点需要经过众多分支，在这些节点安装储能，可以有效调节由变电站节点到末端之间线路的潮流，从而达到降低网损的效果。

此外，由表 3 及图 6 看出，不同季节间，储能的安装地点与容量配置均存在一定差异。在春季，储能接入节点 15、30、31；在夏季，如图 5 所示，由于节点 12—14 的工业负荷相对春季有较大幅度的增加，因此规划结果在节点 17 增加了储能，即储能接入节点 15、17、30、31，且节点 12—14 所在

支路的储能容量有所增大；在秋季，工业负荷相对于夏季进一步增多，因此规划结果表现出，节点 17 的储能接入容量进一步增大；在冬季，工业负荷处于较低水平，因此节点 17 的储能被运回。由上述分析可知，负荷的季节性差异造成了配电网内储能动态配置方式的需求。通过本算例可以验证，本文提出的主动配电网储能动态配置规划方法是有意义的。

表 3 规划结果

Table 3 Planning results

季节	节点	P_r^{ESS} (10 MW)	S_r^{ESS} (10 MWh)
1	15	0.013 5	0.103 0
	30	0.012 7	0.094 1
	31	0.013 9	0.102 9
2	15	0.010 0	0.078 9
	17	0.010 0	0.058 6
	30	0.010 0	0.074 4
3	31	0.010 0	0.088 1
	15	0.010 0	0.078 9
	17	0.010 0	0.065 3
4	30	0.010 0	0.074 0
	31	0.010 0	0.081 8
	15	0.010 0	0.083 6
固定配置	29	0.010 0	0.049 9
	30	0.010 0	0.079 3
	31	0.010 0	0.087 2
配置	30	0.020 0	0.181 3
	31	0.013 1	0.118 7

4 结论

储能及配套技术的发展使储能装置的可移动性逐渐增强，进而使其配置方式变得更加灵活，本文从 ADN 中源、荷的典型季节周期性特征出发，创新地提出了储能动态配置规划方法，所得结论归纳如下：

1) 提出了储能动态配置的规划模式，为配电网储能规划问题提出了一种新的思路。通过划分配电网的典型运行场景，考虑场景更替时储能配置方式也随之更新，使储能能够在各个场景下均能够充分发挥其价值。

2) 以储能使配电网所获收益最大为目标，并考虑配电网运行时的功率平衡、线路载流及节点电压约束以及储能运行相关约束，建立了储能动态配置的混合整数二阶锥规划(MISOCP)模型。

3) 算例结果表明，储能的动态配置通过动态地调节配电网的潮流分布，可有效降低配电网网损成本；且网内负荷的季节性变化是储能配置发生变化的主要驱动因素。储能的动态配置比固定配置更具有经济性。

参考文献

- [1] 唐程辉, 张凡, 梁才, 等. 考虑电池损耗和分布式可再生能源的储能调度[J]. 智慧电力, 2018, 46(12): 1-6.
TANG Chenghui, ZHANG Fan, LIANG Cai, et al. Stochastic battery energy storage scheduling considering cell degradation and distributed renewable energy[J]. Smart Power, 2018, 46(12): 1-6.
- [2] 吴峰, 张涵. 用户光伏发电储能优化配置研究[J]. 智慧电力, 2018, 46(7): 1-6.
WU Feng, ZHANG Han. Study on optimized configuration of energy storage for photovoltaic power generation[J]. Smart Power, 2018, 46(7): 1-6.
- [3] 郭高鹏, 方佳良, 豆书亮, 等. 考虑海上风电接入的电网侧无功补偿策略[J]. 电网与清洁能源, 2018, 34(12): 65-70.
GUO Gaopeng, FANG Jialiang, DOU Shuliang, et al. A power network side reactive power compensation strategy considering offshore wind farms integrated[J]. Power System and Clean Energy, 2018, 34(12): 65-70.
- [4] 孙亮, 张秀琦, 吕凌虹, 等. 含分布式电源的配电网电压控制策略研究[J]. 电网与清洁能源, 2018, 34(10): 1-5, 20.
SUN Liang, ZHANG Xiuqi, LÜ Linghong, et al. Study on voltage control strategy for distribution network with distributed generation[J]. Power System and Clean Energy, 2018, 34(10): 1-5, 20.
- [5] ZHANG D, LI J, HUI D. Coordinated control for voltage regulation of distribution network voltage regulation by distributed energy storage systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(1): 35-42. DOI: 10.1186/s41601-018-0077-1.
- [6] 张浩. 储能系统用于配电网削峰填谷的经济性评估方法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
ZHANG Hao. Research of economic evaluation for load shifting in distribution network based on energy storage system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [7] 杜鹏, 米增强, 贾雨龙, 等. 基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置与容量优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 103-109.
DU Peng, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Optimal placement and capacity of distributed energy storage in distribution system based on the sensitivity variance of network loss[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 103-109.
- [8] DOE/EPRI 2013 electricity storage handbook in collaboration with NRECA[R]. Albuquerque, NM, USA: Sandia National Laboratories, 2013.
- [9] 吴小刚, 刘宗歧, 田立亭, 等. 基于改进多目标粒子群算法的配电网储能选址定容[J]. 电网技术, 2014, 38(12): 3405-3411.
WU Xiaogang, LIU Zongqi, TIAN Liting, et al. Energy storage device locating and sizing for distribution network based on improved multi-objective particle swarm optimizer[J]. Power System Technology, 2014, 38(12): 3405-3411.
- [10] 丁明, 方慧, 毕锐, 等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2187-2201.
DING Ming, FANG Hui, BI Rui, et al. Optimal siting and sizing of distributed PV-storage in distribution network based on cluster partition[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2187-2201.
- [11] 姜欣, 郑雪媛, 胡国宝, 等. 市场机制下面向电网的储能系统优化配置[J]. 电工技术学报, 2019, 34(21): 4601-4610.
JIANG Xin, ZHENG Xueyuan, HU Guobao, et al. Optimization of battery energy storage system locating and sizing for the grid under the market mechanism[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(21): 4601-4610.
- [12] 邱晓燕, 沙熠, 宁雪皎, 等. 计及智能电网多不确定性的多目标储能优化[J]. 高电压技术, 2016, 42(9): 2715-2722.
QIU Xiaoyan, SHA Yi, NING Xuejiao, et al. Multi-objective optimization of stored energy considering multi-uncertainty in smart grid[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(9): 2715-2722.
- [13] 吴志, 刘亚斐, 顾伟, 等. 基于改进 Benders 分解的储能、分布式电源与配电网多阶段规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4705-4715.
WU Zhi, LIU Yafei, GU Wei, et al. A modified decomposition method for multistage planning of energy storage, distributed generation and distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(16): 4705-4715.
- [14] DAMAVANDI M G, MARTI J R, KRISHNAMURTHY V. A methodology for optimal distributed storage planning in smart distribution grids[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 729-740.
- [15] CHEN H, CONG T N, YANG W, et al. Progress in electrical energy storage system: a critical review[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(3): 291-312.
- [16] DUNN B, KAMATH H, TARASCON J M. Electrical energy storage for the grid: a battery of choices[J]. Science, 2011, 334(6058): 928-935.

- [17] 艾博. 考虑可移动储能技术的 SCUC 模型与算法研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017.
AI Bo. Study on the SCUC model and algorithm considering mobile energy storage technology[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [18] SUN S, YANG Q, YAN W. Optimal temporal-spatial PEV charging scheduling in active power distribution networks[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 379-388. DOI: 10.1186/s41601-017-0065-x.
- [19] 韩晓娟, 程成, 籍天明, 等. 计及电池使用寿命的混合储能系统容量优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 91-97.
HAN Xiaojuan, CHENG Cheng, JI Tianming, et al. Capacity optimal modeling of hybrid energy storage systems considering battery life[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 91-97.
- [20] 张沈习, 程浩忠, 邢海军, 等. 配电网中考虑不确定性的分布式电源规划研究综述[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(8): 1-9.
ZHANG Shenxi, CHENG Haozhong, XING Haijun, et al. Review of DG planning considering uncertainties for distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(8): 1-9.
- [21] 钱科军, 袁越, ZHOU Chengke. 分布式发电对配电网可靠性的影响研究[J]. 电网技术, 2008, 32(11): 74-78.
QIAN Kejun, YUAN Yue, ZHOU Chengke. Study on impact of distributed generation on distribution system reliability[J]. Power System Technology, 2008, 32(11): 74-78.
- [22] 闫凯, 张保会, 瞿继平, 等. 光伏发电系统暂态建模与等值[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(1): 1-8.
YAN Kai, ZHANG Baohui, QU Jiping, et al. Photovoltaic power system transient modeling and equivalents[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(1): 1-8.
- [23] 陈世慧, 阮大兵. 光伏发电有功功率预测及其在电网频率控制中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(20): 125-129.
CHEN Shihui, RUAN Dabing. Prediction of photovoltaic power and its application in power grid frequency control[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(20): 125-129.
- [24] 梁霞. 两种时间序列预测模型在风力发电量上的探究[J]. 兰州工业学院学报, 2017, 24(4): 82-86.
LIANG Xia. Study on two time series forecasting models in wind power generation[J]. Journal of Lanzhou Institute of Technology, 2017, 24(4): 82-86.
- [25] 牛东晓, 陈志业, 邢棉, 等. 具有二重趋势性的季节性电力负荷预测组合优化灰色神经网络模型[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(1): 29-32.
NIU Dongxiao, CHEN Zhiye, XING Mian, et al. Combined optimum gray neural network model of the seasonal power load forecasting with the double trends[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(1): 29-32.
- [26] 朱成章. 季节性电力负荷的形成及解决途径[J]. 电力需求侧管理, 2003, 5(2): 6-8.
ZHU Chengzhang. The form and solving approach of season power load[J]. Power Demand Side Management, 2003, 5(2): 6-8.
- [27] 张秀钊, 严洪丽. 云南工业负荷用电特性分析[J]. 云南电力技术, 2015, 43(1): 29-32.
ZHANG Xiuzhao, YAN Hongli. Analysis on industry electrical load characteristic of Yunnan Province[J]. Yunnan Electric Power, 2015, 43(1): 29-32.
- [28] 唐权, 胥威汀, 叶希, 等. 考虑聚合商参与的配电网分布式储能系统优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 83-92.
TANG Quan, XU Weiting, YE Xi, et al. Optimized configuration of distributed energy storage system in distribution network considering the participation of aggregators[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 83-92.
- [29] CHEN Q, ZHAO X, GAN D. Active-reactive scheduling of active distribution system considering interactive load and battery storage[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(4): 320-330. DOI: 10.1186/s41601-017-0060-2.
- [30] NICK M, CHERKAoui R, PAOLONE M. Optimal allocation of dispersed energy storage systems in active distribution networks for energy balance and grid support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(5): 2300-2310.

收稿日期: 2019-10-14; 修回日期: 2020-01-06

作者简介:

尚龙龙(1988—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为城市配电网规划、智能电网研究; E-mail: 837561036@163.com

魏碧桢(1994—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为电力系统规划与优化运行; E-mail: 1010022475@qq.com

王伟(1993—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统规划与优化运行. E-mail: 1119656298@qq.com

(编辑 周金梅)