

考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划

朱建昆¹, 高红均¹, 贺帅佳¹, 李海波², 刘俊勇¹

(1. 四川大学电气工程学院, 成都 610065; 2. 清华四川能源互联网研究院, 成都 610042)

摘要: 构建具有可靠供电能力的低压配电网具有重要意义, 然而低压配电网供电能力受到低压配电变压器负载、低压配电网新能源消纳能力以及低压配电网供电电压 3 大要素影响。因此, 该文基于低压配电网柔性互联技术提出考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划方法, 通过抽取影响低压配电网供电能力的主要场景建立低压配电网柔性互联规划框架。另外, 针对该文多主体规划运行模型的不确定性, 采用信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)与基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒方法进行精细化建模。最后, 采用 MATLAB 和 CPLEX 求解器在 IEEE 38 节点配电网上进行算例分析。仿真结果表明, 该规划方法在有效提升低压配电网供电能力的同时具有更好的经济性。

关键词: 低压配电网; 供电能力; 柔性互联; 多主体不确定性; 信息间隙决策理论; 分布鲁棒

Flexible Interconnection Planning of Low-voltage Station Area Distribution Network Considering Power Supply Capacity Improvement

ZHU Jiankun¹, GAO Hongjun¹, HE Shuaijia¹, LI Haibo², LIU Junyong¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Energy Internet Research Institute, Tsinghua University, Chengdu 610042, China)

Abstract: It is important to build a low-voltage distribution network with reliable power supply capacity, however, the power supply capacity of low-voltage distribution network is affected by three major factors, namely, the load of distribution transformers in the station area, the capacity of new energy consumption in the station area, and the voltage supply in the station area distribution network. Therefore, this paper proposes a flexible interconnection planning method for low-voltage distribution networks based on the flexible interconnection technology of station area distribution networks, and establishes a flexible interconnection planning framework for low-voltage distribution networks by extracting the main scenarios affecting the power supply capacity of low-voltage distribution networks. In addition, for the uncertainty of the multi-subject planning operation model in this paper, the information gap decision theory (IGDT) and the Wasserstein distance-based distribution robustness method are used for refinement modeling. Finally, the MATLAB and the CPLEX solver are used to analyze the arithmetic cases on the IEEE 38-node distribution network. The simulation results show that the planning method has better economy while effectively improving the power supply capacity of the distribution network in the low-voltage station area.

Key words: low-voltage distribution network; power supply capacity; flexible interconnection; multi-subject uncertainty; information gap decision theory; distribution robustness

0 引言

电网负荷水平的不断增长使得构建具有可靠供电能力的低压配电网面临巨大挑战^[1-3]。一方面, 配电网中配电变压器负载、新能源消纳能力以及配电网末端电压均对低压配电网的供电能力具有重要

影响, 现有配电网规划方法却未充分考虑上述因素对低压配电网供电能力的影响。另一方面, 配电网间的柔性互联能够有效提升单一配电网的供电能力^[4-6]。因此, 开展充分考虑配电网供电能力提升的低压配电网柔性互联规划具有重要意义。

现阶段低压配电网供电能力主要受配电变压器负载率、新能源消纳能力以及配电网供电电压 3 大要素的影响。在配电变压器负载率方面, 当前低压配电变压器负载率常表现为空间与时间的 2 维差异化, 这可能导致在负荷高峰期, 部分配电网中配电变压器处于重载状态时某些配电变压器却长时间

基金资助项目: 国家自然科学基金(52077146); 四川省科技计划(2023NSFSC1945; 2023YFSY0032; 2023YFSY0036); 中央高校基本科研业务费专项基金(YJ202252)。

Project supported by National Natural Science Foundation of China (52077146), Sichuan Science and Technology Program (2023NSFSC1945, 2023YFSY0032, 2023YFSY0036), Fundamental Research Funds for the Central Universities (YJ202252).

处于轻载状态。对此, 现有文献常采用配电网扩展规划等方法解决, 例如: 文献[7]提出了计及有序充电的配电变压器扩展规划方法以应对集群电动汽车接入引起的配电容量不足的问题; 文献[8]提出采用配电网重构和配电网扩容等措施改善配电网的充电桩接纳能力; 文献[9]在计及可再生能源与负荷高维时序相关性的基础上提出了一种主动配电网扩展规划模型; 文献[10]基于配电网投资运营商与综合能源系统间的主从博弈关系进行配电网扩展规划。在新能源消纳能力方面, 电网对于新能源消纳能力不足的问题日益突出^[1], 全国新能源消纳监测预警中心发布的数据显示, 2023年1月全国光伏利用率为96.8%, 宁夏、河北地区的光伏利用率仅为91.1%, 而配电网中新能源渗透率却逐年提升。对此, 现有文献常采用配置储能或电网互联通道等方法以提高电网新能源消纳能力, 例如: 文献[12]提出了兼顾新能源消纳能力以及投资收益的电网互联通道双层规划模型; 文献[13]从输配电网全局的层面考虑集中式与分布式电池储能的协同优化规划以提升电网新能源消纳能力; 文献[14]将储能元件与传统配电设备进行信息、物理有机融合, 提出虚拟配电变压器与馈线概念以提升电网新能源消纳能力。在配电网供电电压方面, 特定时段部分配电网中负荷水平将急剧上升, 如农村地区的农业灌溉时期、采茶炒茶时期等, 这可能导致在该时期内配电网末端出现低电压问题。对此, 现有文献常采用配置无功补偿装置等方法予以解决, 例如: 文献[15]建立了结合规划和运行的无功补偿智能协调配置双层模型; 文献[16]提出一种考虑暂态电压稳定的含高渗透率风光的电网动态无功规划方法。

虽然上述文献通过配置或规划配电网资源解决配电变压器负载不均、新能源消纳能力不足或低压配电网末端低电压问题, 但均只考虑了单一问题, 而现阶段直流充电站、储能以及光伏的装机容量逐年提高, 可能导致上述各类问题频繁同时出现^[17-20]。配电网柔性互联则可将直流充电站、光储电站等直流源荷储设施配置于直流配电网中, 在减少换流装置投资与换流损耗、提升配电网对于直流源荷储设施承载能力的同时, 提升低压配电网供电能力^[21-22]。此外, 在实际中, 国网浙江省电力公司在宁波北仑3台区柔直互联集装箱工程中将3个低压配电台区通过柔性互联技术进行互联以达到均衡负载的目标^[4], 国网福建省电力公司泉州供电公司通过配电网柔性

互联技术助力配电网末端低电压治理, 将丰州蔬菜基地台区末端用户侧电压从180 V提升至217 V^[23]。上述案例充分证明了配电网柔性互联技术的可行性。因此, 在配电网规划中利用配电网柔性互联技术提升配电网供电能力具有很重要的研究意义。

另外, 清洁能源出力、负荷等不确定性因素对配电网规划具有重要影响。传统单主体规划运行只需要考虑单一主体的不确定性, 因而只需采用同一种方法对不确定性进行建模。而考虑到本文所采用多主体规划运行模型, 一方面各规划主体均包含独立的不确定性因素, 另一方面各不确定性因素又具有各自的特征, 此时需针对各主体特性采用不同的不确定性方法进行不确定性的建模。对此, 文献[24-25]将随机优化方法与信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)相结合, 文献[26]将鲁棒优化方法与IGDT方法相结合。而分布鲁棒优化方法因克服了随机优化部分随机变量概率分布参数难以获取以及鲁棒优化过于保守的问题^[27], 近年来得到了大量的研究, 但与IGDT方法结合层面相关研究尚属空白, 因此本文将分布鲁棒优化方法与IGDT方法相结合, 以期更好地兼顾规划的经济性与保守性。

综上, 本文基于配电网柔性互联技术, 提出考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划方法以期同时处理上述低压配电网中的所有问题, 有效提升低压配电网供电能力。具体而言, 本文首先构建影响低压配电网供电能力的主要场景, 根据各场景现状及需求确定规划对象, 建立考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划框架。其次, 建立了考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划模型, 其中光储联合电站和直流充电站以第三方投资者的获利最大为目标, 电网公司则以进行低压配电网柔性互联规划的获利最大为目标。随后针对多主体不确定性采用IGDT+分布鲁棒方法进行精细化建模, 并采用改进的IEEE 38节点进行算例仿真, 从而证明了上述内容的可行性与先进性。

1 考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划框架

本文将现阶段影响低压配电网供电能力的主要场景抽象为A、B、C3类配电网, 各配电网的详细情况如下:

1) 低压配电网A中需要新建大型直流充电站。

但低压配电网配变 A 的负载较重, 致使低压配电网 A 面临严峻的保供压力。此外, 由于土地资源紧张, 低压配电网内没有新建储能电站的条件。

2) 低压配电网 B 中分布式光伏的渗透率处于较高水平, 但受限于自身消纳水平, 弃光现象较为严重。此外, 低压配电网 B 同样有着较高的储能电站的建设潜力。

3) 低压配电网 C 负荷主要为农业负荷与居民负荷, 低压配电网配变 C 的负载较轻且有着较高的分布式光伏与储能电站的建设潜力。但在农业灌溉期间由于负荷较为集中, 配电网末端低电压时常发生。

因此, 本文拟在低压配电网 A 中配置直流充电站, 在低压配电网 B 中配置储能电站, 在低压配电网 C 中配置光储电站, 并采用分布式低压配电网柔性互联结构^[4], 具体如图 1 所示。

进行低压配电网柔性互联规划后, 低压配电网 A 可以通过柔性互联获得来自低压配电网 B 与低压配电网 C 的电, 从而降低配变的负载, 提高保供能力; 低压配电网 B 可在电能富余时通过柔性互联向其他低压配电网输送电能, 实现高比例新能源外送, 进而有效解决弃光的问题; 低压配电网 C 可以通过柔性互联装置提供的无功功率缓解配电网末端低电压的问题。此外, 通过柔性互联规划后, 诸如光储电站、直流充电站等直流源储荷能够直接接入直流配电网中, 节省了接入传统交流配电网繁琐的换流工作。

2 考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划模型

2.1 光储联合电站

2.1.1 光储联合电站结构

本文所规划的光储联合电站(photovoltaic storage union power station, PVSS)由光伏机组与储能设备组成, 其中储能设备又由与光伏机组配套的储能设备和独立的储能设备组成。与光伏机组配套的储能设备指与光伏机组配套并配合平抑光伏出力波动的储能, 在光伏机组出力阶段, 与光伏机组配套的储能设备根据光伏机组实时出力调整自身出力, 从而平抑光伏出力的波动性; 在光伏机组不出力阶段, 与光伏机组配套的储能设备则在满足相关约束的前提下自由决策充放电功率以获取更高的利润, 改善投资的经济性。独立的储能设备则指在每个调度周期内在满足相关约束的前提下自由决策充放电功

率, 根据电网公司发布的分时电价采取“低储高放”策略获取更高利润的储能, 可有效改善光储联合电站的经济性。具体结构如图 2 所示。

2.1.2 目标函数

对光储联合电站而言, 目标函数为:

$$C_{PVSS} = \max(C_{rev}^{PVSS} + C_{rev}^{BESS} - C_{invest}^{PVSS} - C_{invest}^{BESS}) \quad (1)$$

式中: C_{rev}^{PVSS} 为电站中光伏机组及其配套的储能设备带来的收益; C_{rev}^{BESS} 为独立储能设备带来的收益; C_{invest}^{PVSS} 为光伏机组及其配套的储能设备的投资成本; C_{invest}^{BESS} 为独立的储能设备的投资成本。其计算式分别为:

$$\begin{cases} C_{rev}^{PVSS} = 365 \sum_{t=1}^{24} \left(c_{PVSS}^{sell,t} P_{PVSS}^t - \frac{c_{PVSS}^{buy,t} P_{PVSS}^{t,input}}{\eta_{PVSS}} \right) \Delta t \\ C_{rev}^{BESS} = 365 \sum_{t=1}^{24} \left(c_{BESS}^{sell,t} \eta_{BESS} P_{BESS}^{t,output} - \frac{c_{BESS}^{buy,t} D_{BESS}^{t,input}}{\eta_{BESS}} \right) \Delta t \\ C_{invest}^{PVSS} = \alpha_{PV} \sum_{i=1}^n \beta_{PV}^i S_{PV}^i + \alpha_{PVSS} \sum_{i=1}^n \beta_{PVSS}^i S_{PVSS}^i \\ C_{invest}^{BESS} = \alpha_{BESS} \sum_{i=1}^n \beta_{BESS}^i S_{BESS}^i \end{cases} \quad (2)$$

式中: $c_{PVSS}^{sell,t}$ 为 t 时刻光储联合电站中光储系统(光伏

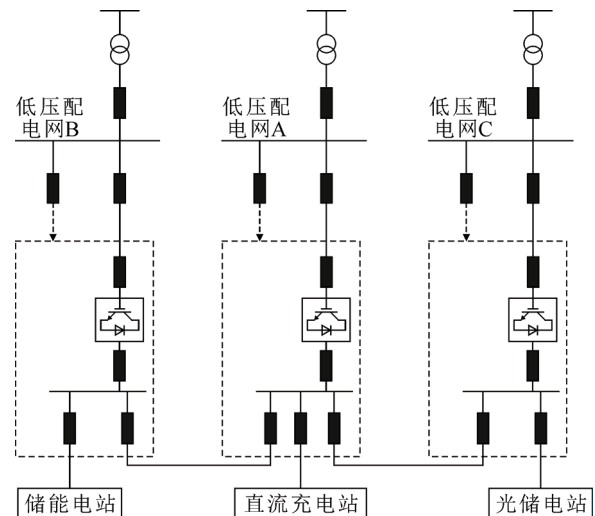


图 1 分布式低压配电网柔性互联结构图

Fig.1 Flexible interconnection structure of distributed low-voltage distribution network

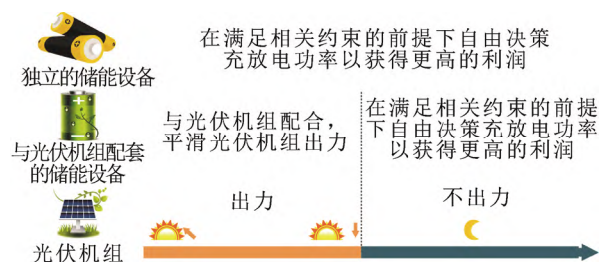


图 2 光储联合电站结构示意图

Fig.2 Structure diagram of PVSS

机组及其配套的储能设备)向电网公司售电的售电电价; $c_{PVSS}^{buy,t}$ 为 t 时刻光储联合电站中光储系统(光伏机组及其配套的储能设备)从电网公司购电的购电电价; $c_{BESS}^{sell,t}$ 为 t 时刻光储联合电站中独立的储能设备向电网公司售电的售电电价; $c_{BESS}^{buy,t}$ 为 t 时刻光储联合电站中独立的储能设备从电网公司购电的购电电价; P_{PVSS}^t 为 t 时刻光储系统的实时出力; $P_{PVSS}^{t,input}$ 为 t 时刻配套储能设备的输入功率; η_{PVSS} 为配套的储能设备的运行损耗折算系数; $P_{BESS}^{t,output}$ 和 $P_{BESS}^{t,input}$ 分别为 t 时刻独立储能设备的输出与输入功率; η_{BESS} 为独立储能设备的运行损耗折算系数; α_{PV} 为光伏机组的投资折算系数; β_{PV}^i 为型号为 i 的光伏机组的单位投资成本; S_{PV}^i 为型号为 i 的光伏机组的投资数量; α_{BESS} 为配套的储能设备的投资折算系数; β_{PVSS}^i 为型号为 i 的配套储能机组的单位投资成本; S_{PVSS}^i 为型号为 i 的配套储能机组的投资数量; α_{BESS} 为独立储能设备的投资折算系数; β_{BESS}^i 为型号为 i 的独立储能机组的单位投资成本; S_{BESS}^i 为型号为 i 的独立储能机组的投资数量。

2.1.3 约束条件

1) 投资约束

$$\begin{cases} S_{PV}^{\min} \leq \sum_{i=1}^n S_{PV}^i \leq S_{PV}^{\max} \\ S_{PVSS}^{\min} \leq \sum_{i=1}^n S_{PVSS}^i \leq S_{PVSS}^{\max} \\ S_{BESS}^{\min} \leq \sum_{i=1}^n S_{BESS}^i \leq S_{BESS}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: S_{PV}^{\max} 与 S_{PV}^{\min} 分别为光伏机组投资数量的上、下限; S_{PVSS}^{\max} 与 S_{PVSS}^{\min} 分别为配套储能机组投资数量的上、下限; S_{BESS}^{\max} 与 S_{BESS}^{\min} 分别为独立的储能机组投资数量的上、下限。值得注意的是当光伏机组及其配套储能电站的投资数量为 0 时, 该电站将成为储能电站; 而当储能机组的投资容量为 0 时, 该电站将成为光伏电站。由此, 该模型可对光伏电站、储能电站以及光储电站 3 类设备进行规划。

2) 储能运行约束

考虑到光储电站中配套的储能电站与独立的储能电站具有相同的运行机理, 因此这里以独立的储能电站为例进行阐述。储能的充放电约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{BESS}^{t,output} \leq P_{BESS}^{\max,output} \\ 0 \leq P_{BESS}^{t,input} \leq P_{BESS}^{\max,input} \end{cases} \quad (4)$$

式中: $P_{BESS}^{\max,output}$ 和 $P_{BESS}^{\max,input}$ 分别为储能机组的输出与

输入功率的上限值。储能的 SOC 约束为:

$$C_{SOC}^t = C_{SOC}^{t-1} + \frac{P_{BESS}^{t,input} - P_{BESS}^{t,output}}{\sum_{i=1}^n S_{BESS}^i} \quad (5)$$

$$\begin{cases} C_{SOC}^{\min} \leq C_{SOC}^t \leq C_{SOC}^{\max} \\ C_{SOC}^{\text{initial}} = C_{SOC}^{\text{end}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: C_{SOC}^t 为 t 时刻储能的 SOC 水平; C_{SOC}^{\max} 与 C_{SOC}^{\min} 分别为储能 SOC 水平的上、下限; C_{SOC}^{initial} 与 C_{SOC}^{end} 分别为一个调度周期的开始与结束阶段储能的 SOC 水平。

3) 光储系统出力约束

式(7)为光储电站中光伏机组及其配套储能设备组成的光储系统的出力约束, 该约束限制在光伏机组出力时, 在各时段 h 内光储系统具有恒定的运行状态(以恒定速率增加出力, 以恒定速率减少出力, 以恒定功率平稳出力)。

$$\begin{cases} \frac{P_{PVSS}^{t_2} - P_{PVSS}^{t_1}}{t_2 - t_1} = \frac{P_{PVSS}^{t_3} - P_{PVSS}^{t_2}}{t_3 - t_2} = \dots = \frac{P_{PVSS}^{t_n} - P_{PVSS}^{t_{n-1}}}{t_n - t_{n-1}} \\ P_{PV}^t > 0, t_n - t_2 = h \end{cases} \quad (7)$$

式中: t_n 为第 n 个采样时刻; P_{PVSS}^t 为第 t 个采样时刻下光储系统的出力; h 为相邻采样时刻的时间差。

2.2 直流充电站

2.2.1 目标函数

对直流充电站(DC charging station, DCCS)而言, 目标函数为:

$$C_{DCCS} = \max(C_{rev}^{DCCS} - C_{invest}^{DCCS}) \quad (8)$$

式中: C_{rev}^{DCCS} 为直流充电站提供充电服务的收益; C_{invest}^{DCCS} 为直流充电站的投资成本。其计算式分别为:

$$\begin{cases} C_{rev}^{DCCS} = \sum_{t=1}^{24} (c_{DCCS}^{sell,t} - c_{DCCS}^{buy,t} - \eta_{DCCS}) P_{DCCS}^t \Delta t \\ C_{invest}^{DCCS} = \alpha_{DCCS} \sum_{i=1}^n \beta_{DCCS}^i S_{DCCS}^i \end{cases} \quad (9)$$

式中: $c_{DCCS}^{sell,t}$ 为直流充电站发布的充电电价; $c_{DCCS}^{buy,t}$ 为电网公司对直流充电站的售电电价; η_{DCCS} 为直流充电站的运行损耗折算系数; P_{DCCS}^t 为 t 时刻充电站的实时出力; α_{DCCS} 为直流充电桩的投资折算系数; β_{DCCS}^i 为型号为 i 的直流充电桩的单位投资成本; S_{DCCS}^i 为型号为 i 的直流充电桩的投资数量。

2.2.2 约束条件

$$S_{DCCS}^{\min} \leq \sum_{i=1}^n S_{DCCS}^i \leq S_{DCCS}^{\max} \quad (10)$$

式中: S_{DCCS}^{\max} 与 S_{DCCS}^{\min} 分别为直流充电桩投资数量的上、下限。

2.3 电网公司

2.3.1 目标函数

对电网公司而言, 目标函数为:

$$C_{SGC} = \max(C_{rep}^{PVSS} + C_{rep}^{DCCS} - C_{invest} - C_{inout}^{VSC} - C_{loss}^{different}) \quad (11)$$

式中: C_{rep}^{PVSS} 为配置光储电站给电网公司带来的效益; C_{rep}^{DCCS} 为配置直流充电站给电网公司带来的效益; C_{invest} 为电网公司的投资总成本; C_{inout}^{VSC} 为 VSC 自身向电网中注入/吸收无功功率的成本; $C_{loss}^{different}$ 为进行低压配电网柔性互联规划前后电网中网损变化量。其计算式分别为:

$$\left\{ \begin{aligned} C_{rep}^{PVSS} &= 365 \sum_{t=1}^{24} (c_{pp}^t - c_{PVSS}^{sell,t}) P_{PVSS}^t \Delta t + \\ & 365 \sum_{t=1}^{24} \frac{(c_{PVSS}^{buy,t} - c_{pp}^t) P_{PVSS}^{t,input}}{\eta_{PVSS}} \Delta t + \\ & 365 \sum_{t=1}^{24} \frac{(c_{BESS}^{buy,t} - c_{pp}^t) P_{BESS}^{t,input}}{\eta_{BESS}} \Delta t + \\ & 365 \sum_{t=1}^{24} (c_{pp}^t - c_{BESS}^{sell,t}) \eta_{BESS} P_{BESS}^{t,output} \Delta t \quad (12) \\ C_{rep}^{DCCS} &= \sum_{t=1}^{24} (c_{DCCS}^{buy,t} - c_{pp}^t) P_{DCCS}^t \Delta t \\ C_{invest} &= \alpha_{VSC} \sum_{i=1}^n \beta_{VSC}^i x_{VSC}^i + \alpha_{Line} \sum_{i=1}^n \beta_{Line}^i x_{Line}^i \\ C_{inout}^{VSC} &= 365 \sum_{t=1}^{24} \gamma_{inout}^{VSC} Q_{t,inout}^{VSC} \Delta t \end{aligned} \right.$$

式中: c_{pp}^t 为电网公司发布的分时电价; α_{VSC} 为 VSC 机组的投资折算系数; β_{VSC}^i 为型号为 i 的 VSC 机组的投资成本; x_{VSC}^i 为型号为 i 的 VSC 机组的 0-1 投资变量; α_{Line} 为低压配电网间联络线的投资折算系数; β_{Line}^i 为型号为 i 的低压配电网间联络线的投资成本; x_{Line}^i 为型号为 i 的低压配电网间联络线的 0-1 投资变量; γ_{inout}^{VSC} 为 VSC 自身向电网中注入/吸收无功功率的单位成本; $Q_{t,inout}^{VSC}$ 为 t 时刻 VSC 自身向电网中注入/吸收的实时无功功率。

2.3.2 约束条件

1) 潮流约束

本文采用 Distflow 模型描述配电网潮流, 具体模型详见附录 A 式(A1)一式(A4)。

2) 安全约束

$$\left\{ \begin{aligned} U_{AC}^{\min} &\leq U_{AC}^m \leq U_{AC}^{\max} \\ I_{AC}^{\min} &\leq I_{AC}^m \leq I_{AC}^{\max} \\ U_{DC}^{\min} &\leq U_{DC}^n \leq U_{DC}^{\max} \\ I_{DC}^{\min} &\leq I_{DC}^n \leq I_{DC}^{\max} \\ 0 &\leq P_{t,trans} \leq v_{trans} S_{trans} \end{aligned} \right. \quad (13)$$

式中: m 为交流节点集合; n 为直流节点集合; U_{AC}^{\max} 与 U_{AC}^{\min} 、 U_{DC}^{\max} 与 U_{DC}^{\min} 分别为交流节点与直流节点的电压上、下限; I_{AC}^{\max} 与 I_{AC}^{\min} 、 I_{DC}^{\max} 与 I_{DC}^{\min} 分别为流经交流节点与直流节点的电流上、下限; $P_{t,trans}$ 为低压配电网配变在 t 时刻的实时功率; v_{trans} 为配变安全运行折算系数; S_{trans} 为低压配电网配变的额定容量。

3) 投资约束

$$S_{VSC}^{\min} \leq \sum_{i=1}^n S_{VSC}^i \leq S_{VSC}^{\max} \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^n x_{Line}^i = 1 \quad (15)$$

式中: S_{VSC}^i 为型号为 i 的 VSC 机组容量; S_{VSC}^{\max} 与 S_{VSC}^{\min} 分别为 VSC 投资容量的上、下限。

4) VSC 运行约束

$$\left\{ \begin{aligned} P_{VSC,AC}^{t,j} &= \eta_{VSC} P_{VSC,DC}^{t,j} \\ P_{VSC,AC}^{\min} &\leq P_{VSC,AC}^{t,j} \leq P_{VSC,AC}^{\max} \\ Q_{VSC,AC}^{\min} &\leq Q_{VSC,AC}^{t,input} \leq Q_{VSC,AC}^{\max} \end{aligned} \right. \quad (16)$$

式中: $P_{VSC,AC}^{t,j}$ 与 $P_{VSC,DC}^{t,j}$ 分别为 t 时刻下节点 j 处由 VSC 的交流端传递的有功功率和直流端注入的有功功率; η_{VSC} 为 VSC 的转换效率; $P_{VSC,AC}^{\max}$ 和 $P_{VSC,AC}^{\min}$ 分别为 VSC 传递的有功上、下限; $Q_{VSC,AC}^{\max}$ 和 $Q_{VSC,AC}^{\min}$ 分别为 VSC 发出无功功率的上、下限。

3 多主体不确定性的精细化建模

3.1 多主体不确定性的表征

针对本文提出的低压配电网柔性互联规划模型, 各规划主体的不确定性如表 1 所示。

对于光伏出力的不确定性与电动汽车充电负荷的不确定性, 本文采用盒式不确定性集合进行表征, 对于电网负荷的不确定性则通过建立基于 Wasserstein 距离的不确定集合进行表征, 具体有:

$$\left\{ \begin{aligned} \gamma_{PV} &\in \{ \gamma_{PV} | (\gamma_{PV} - \tilde{\gamma}_{PV}) / \tilde{\gamma}_{PV} \leq \alpha_{PV} \} \\ \gamma_{EV} &\in \{ \gamma_{EV} | (\gamma_{EV} - \tilde{\gamma}_{EV}) / \tilde{\gamma}_{EV} \leq \alpha_{EV} \} \\ \psi_{load} &\in \{ P | W(P_0, P) \leq \varepsilon \} \end{aligned} \right. \quad (17)$$

式中: γ_{PV} 、 γ_{EV} 、 ψ_{load} 分别为光伏出力、电动汽车

表 1 各规划主体的不确定性

| Table 1 Uncertainty of each planning subject | |
|--|---------------|
| 规划主体 | 不确定性 |
| 电网公司 | 电网负荷的不确定性 |
| 光储联合电站 | 光伏出力的不确定性 |
| 直流充电站 | 电动汽车充电负荷的不确定性 |

充电负荷以及电网负荷的实际值； $\tilde{\gamma}_{PV}$ 、 $\tilde{\gamma}_{EV}$ 分别为光伏出力和电动汽车充电负荷的预测值； α_{PV} 、 α_{EV} 分别为光伏出力和电动汽车充电负荷的不确定系数； $W(P_0, P)$ 为电网负荷的场景概率基准集合 P_0 与电网负荷的场景概率集合 P 间的 Wasserstein 距离； ε 为以场景概率基准集合 P_0 为球心的 Wasserstein 球的半径。

3.2 多主体不确定性的精细化建模

由于近年来极端天气出现概率不断增加，对于光储联合电站而言，直接根据历史光伏出力数据分析不确定性可能会因为极端天气出现概率水平较低而导致结果过于乐观。而随着电动汽车保有量的不断提高，对于直流充电站而言，直接由相关历史数据分析不确定性可能会因为电动汽车直流充电的需求水平较低而导致结果过于保守。而采用 IGDT 方法，通过对期望收益偏差系数的调节即可实现历史数据的乐观性和保守性控制，从而解决上述问题。IGDT 方法可分为投机套利策略模型和风险规避策略模型 2 类。考虑到极端天气概率不断增加会对光储联合电站带来一定的风险，因此光储联合电站采用的风险规避策略模型可表示为附录 A 式(A5)，其中 C_{PVSS} 为光储联合电站的预期收益值， σ_{PV} 为光储联合电站的期望收益偏差系数。

电动汽车保有量的增加会带来更高的电动汽车充电需求，进而为直流充电站带来更高的收益，因此直流充电站采用的投机套利策略可表示为附录 A 式(A6)，其中 C_{DCCS} 为直流充电站的预期收益值， σ_{EV} 为直流充电站的期望收益偏差系数。

由此，通过改变期望收益偏差系数 σ_{PV} 与 σ_{EV} ，即可改变投资商的运行投资策略，进而对冲因历史数据过于保守/乐观而对运行投资策略造成的影响。对于电网负荷的不确定性，考虑到电网负荷的年增长率较为固定且电网公司有较为详尽的历史数据，因此本文采用基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒方法加以处理，其模型可表示为附录 A 式(A7)。

由此，本文的算法流程图如附录 B 图 B1 所示，其中，光储电站与直流充电站规划模型采用 CPLEX 求解器求解，电网公司规划模型采用 CCG 算法进行求解。

4 仿真算例

本文使用改进的 IEEE 38 节点作为算例对象，

具体的网架结构以及算例详细参数详见附录 B 图 B2 以及附录 C 表 C1—表 C8。

4.1 仿真结果及分析

4.1.1 直流充电站

直流充电站的详细规划结果如表 2 所示，由于直流充电站的出力与电网负荷曲线较为一致，在电网中配置直流充电站将进一步增大低压配电网 A 的保供压力，因此在配置直流充电站的同时需要采取对应的措施以缓解保供压力，从侧面证明了本文研究内容的必要性。

4.1.2 储能电站

储能电站倾向于在分时电价较低的时段进行充电，在分时电价较高的时段进行放电，通过“低储高放”策略获取利润，详细规划结果如表 3 所示，各时段储能运行状态如附录 B 图 B3 所示。

4.1.3 光储电站

光储电站的详细规划结果如表 4 所示，各时段光储电站的充放电功率如附录 B 图 B4 所示，对于光伏机组以及与光伏机组配套的储能设备，数据采集频率为 6 min；对于独立的储能设备，数据采集的频率为 1 h。由图 B4 可知，光伏机组的出力曲线一直在进行高频小范围波动，但经过配套的储能机组平抑后光储电站的出力曲线较为光滑，进而便于光储电站参与相关的电力市场交易。

4.1.4 各低压配电网

电网公司对于各低压配电网的详细规划结果

表 2 直流充电站规划结果

| 参数名称 | 安装型号 (数量) | 配置年成 本/万元 | 配置年收 益/万元 | 配置年净收 益/万元 |
|------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 取值 | 4(15) | 110.63 | 221.47 | 110.84 |

表 3 储能电站规划结果

| 参数名称 | 安装型号 (数量) | 配置年成 本/万元 | 配置年收 益/万元 | 配置年净收 益/万元 |
|------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| 取值 | 1(20) | 125.29 | 140.92 | 15.63 |

表 4 光储电站规划结果

| 参数名称 | 取值 |
|----------------------|------------|
| 光伏机组安装型号(数量) | 2(1), 6(9) |
| 与光伏机组配套的储能设备安装型号(数量) | 1(1), 2(4) |
| 独立的储能设备安装型号(数量) | 1(5) |
| 配置年净收益/万元 | 64.23 |

如表 5 所示, 配电网中各时段配电变压器负载率以及节点电压水平如附录 B 图 B5、图 B6 所示。

由表 5 可知, 在低压配电网的规划中, 电网公司的收益主要来源于第三方投资商, 其中对于第三方投资商的光储电站与储能电站, 以低于分时电价的价格购买电能, 并以分时电价将电能出售给用户; 对于第三方投资商的直流充电站, 以高于分时电价的价格向其出售电能, 进而获取收益。

图 3 为各时段低压配电网 A 的 VSC 功率, 其中符号为正代表功率由 VSC 直流侧流向交流侧。由图 3 可知, 经低压配电网柔性互联规划, 在 18:00—21:00 时段低压配电网 B 与低压配电网 C 通过 VSC 机组向低压配电网 A 输送有功功率, 增加了低压配电网 A 获得有功功率的途径, 有效缓解了此时段低压配电网 A 变压器的压力; 而在 00:00—05:00 时段各低压配电网需通过 VSC 机组向直流配电网输送有功功率以满足储能设备与直流充电站的用能需求, 提高了此时段变压器的利用率。

图 4 为各时段低压配电网 C 的 VSC 功率。由图 4 可知, 在进行低压配电网柔性互联规划前, 低压配电网 C 的末端节点平均电压在 09:00 和 16:00 时出现了越界现象, 而在进行规划后, 通过低压配电网 C 的 VSC 的无功补偿, 显著改善了低压配电网 C 末端节点的电压水平, 避免了低电压现象的发生。

图 5 为各时段低压配电网 B 的弃光功率及 VSC 功率。由图 5 可知, 在进行低压配电网柔性互联规划前, 受限于低压配电网对新能源消纳能力, 尽管在 06:00—20:00 时段低压配电网 B 的配电变压器负载已接近为 0, 但仍存有一定的弃光功率。在进行规划后, 由于低压配电网 B 的 VSC 提供了有效的功率外送通道, 在电能富余时段低压配电网 B 可将富余电能通过 VSC 进行外送, 进而避免了弃光, 有效提升了低压配电网 B 的新能源消纳能力。

综上所述, 经低压配电网柔性互联规划后低压配电网 A 的配电变压器峰值负载率明显下降; 低压配电网 B 中弃光问题得以解决, 新能源消纳能力得到明显提升; 低压配电网 C 末端节点的电压水平得

表 5 低压配电网规划结果

| Table 5 Low-voltage distribution network planning results | | | | | |
|---|----------|----------------|----------|--------------|-----------------|
| 参数名称 | 年规划收益/万元 | VSC 年规划运行成本/万元 | 网损增加量/万元 | 直流线路年规划成本/万元 | 来自第三方投资商的年收益/万元 |
| 取值 | 1386.82 | 199.51 | 196.55 | 182.67 | 1965.55 |

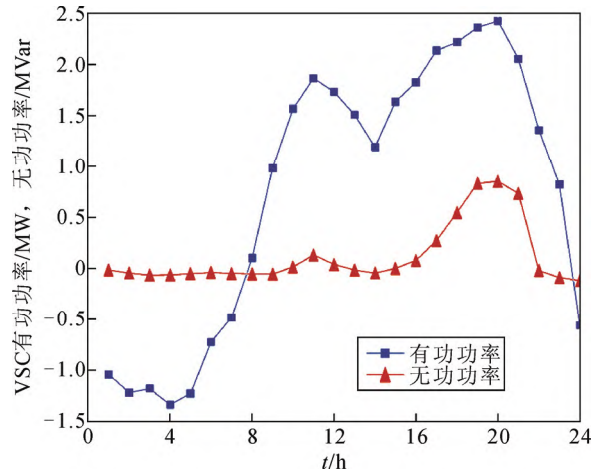


图 3 各时段低压配电网 A 的 VSC 功率

Fig.3 VSC power of LV distribution network A for each time period

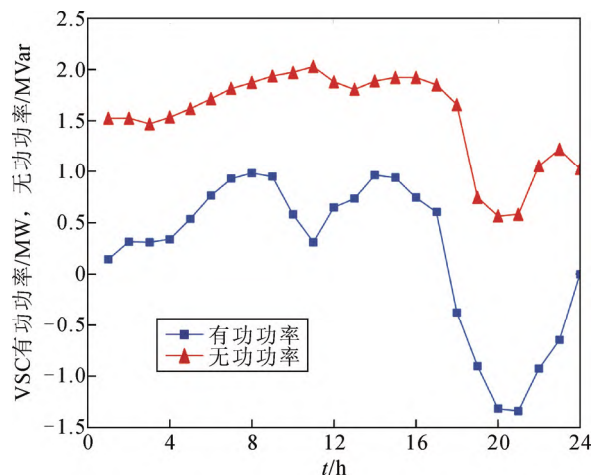


图 4 各时段低压配电网 C 的 VSC 功率

Fig.4 VSC power of LV distribution network C for each time period

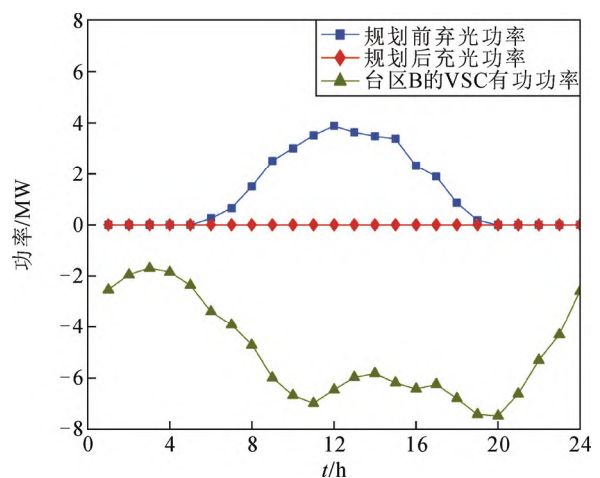


图 5 各时段低压配电网 B 的弃光功率及 VSC 功率

Fig.5 Abandoned light power and VSC power of LV distribution network B for each time period

以改善, 低电压问题得以解决。因此, 规划后低压配电网供电能力得以有效提升。

4.2 模型对比分析

4.2.1 IGDT 方法参数对比分析

本文采用 IGDT 方法的投机套利策略模型和风险规避策略模型处理电动汽车充电负荷的不确定性和光伏出力的不确定性, 附录 C 表 C9 与表 C10 展示了不同期望收益偏差系数对于直流充电站和光储电站规划的影响。由表 C9 与表 C10 可知, 随着期望收益偏差系数 σ_{EV} 的提高, 电动汽车充电负荷波动系数 α_{EV} 也随之提高, 对电动汽车充电负荷的增长也就越乐观, 直流充电站的规划收益也就越高; 而随着期望收益偏差系数 σ_{PV} 的降低, 光伏出力波动系数 α_{PV} 也随之提高, 对光伏出力的波动也就越悲观, 光储电站的规划收益也就越低。实际中应根据相关历史数据信息, 并结合当地电动汽车充电需求和影响光伏出力的因素确定对应的期望收益偏差系数。在本算例中, σ_{EV} 取 1.05, σ_{PV} 取 0.90。

4.2.2 基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒方法参数对比分析

本文采用基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒方法处理电网负荷的不确定性。该方法基于 Wasserstein 距离衡量候选概率分布与经验分布之间的距离, 从而构建概率分布的不确定集合, 不同 Wasserstein 球半径 e 与电网公司规划间的关系如附录 C 表 C11 所示。由表 C11 可知, 随着 Wasserstein 球半径 e 的增大, 电网公司规划收益不断降低, 因为 Wasserstein 球半径 e 的增大将导致候选概率分布与经验分布之间的距离增大, 所反映的候选概率分布也就越恶劣, 电网公司规划收益也就越低。

4.2.3 不确定性方法对比分析

为验证本文所采用的不确定性方法, 本节分别采用随机优化方法、鲁棒优化方法以及确定性方法处理电网负荷的不确定性, 电动汽车充电负荷的不确定性和光伏出力的不确定性采用 IGDT 方法和确定性方法处理, 具体结果如附录 C 表 C12 所示。由表 C12 可知, IGDT+鲁棒优化方法由于只考虑最恶劣场景, 因此具有最低的低压配电网 A 配电变压器最大负载额, 但相应的电网公司规划收益也是所有方法中最低; IGDT+随机优化方法与 IGDT+确定性方法虽然有着最高的电网公司规划收益, 但同时具有较高的低压配电网 A 配电变压器最大负载额与低压配电网 C 末端节点电压偏移率; 确定性+确定性

方法有着最高的低压配电网 A 配电变压器最大负载额; 而本文采用的 IGDT+分布鲁棒方法具有较低的低压配电网 A 配电变压器最大负载额与低压配电网 C 末端节点电压偏移率, 兼顾了规划的经济性与保守性。

4.2.4 传统交流配电网规划方法对比分析

为体现本文所提规划的先进性, 本节将比较本文所提低压配电网柔性互联规划与传统交流配电网规划结果。其中, 传统交流配电网规划是指: 对于低压配电网配电变压器重载采取变压器扩容的措施处理, 对于低压配电网末端节点低电压采取配置静止无功补偿器(static Var compensator, SVC)的措施处理, 对于低压配电网中弃光问题采取配置储能电站的手段处理, 对于直流充电站与光储电站采取配置整流装置后接入原 VSC 配置节点的方式处理, 具体结果如附录 C 表 C13 所示。由表 C13 可知, 由于静止无功补偿器的相关技术已趋于成熟, 能够配置更高容量的静止无功补偿器, 因此规划后低压配电网 C 末端节点电压偏移率低于本文所提低压配电网柔性互联规划。但本文所提低压配电网柔性互联规划方法有着更高的电网公司年规划收益, 原因: 一方面, 各低压配电网能通过 VSC 实现有功功率的传递, 从而有效降低网损; 另一方面, 直流充电站、储能电站以及光储电站可以通过直流配电网实现能量的传递, 不需要额外配置整流装置, 进而消除了整流过程中的能量损失, 从而提高来自第三方投资者的收益。此外, 随着 VSC 技术的不断成熟完善, 其规划成本将进一步降低, 对无功功率的调节能力将进一步提升, 因此未来本文所提低压配电网柔性互联规划将具有更大的优势。

5 结论

1) 对于低压配电网, 本文所提柔性互联规划能够有效解决低压配电网配电变压器负载不均、新能源消纳能力不足以及配电网末端低电压 3 大问题, 有效提升低压配电网供电能力。

2) 本文所提方法能够有效处理同时考虑光储电站、直流充电站以及电网公司的多主体规划运行问题; 在多主体不确定性的精细化建模的参数选取方面, IGDT 方法的期望收益偏差系数选取对规划结构影响较大, 实际中应根据相关历史数据信息并结合当地实际需求确定, 基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒方法的 Wasserstein 球半径越大, 候选概率分

布也就越恶劣, 电网公司规划收益也就越低; 在方法对比方面, 相较于其他方法, 本文采用的 IGDT+ 分布鲁棒方法能够兼顾规划的经济性与保守性。

3) 与传统交流配电网规划方法相比, 本文所提低压配电网柔性互联规划在经济效益上具有显著优势。此外, 随着相关技术的发展成熟, 本文所提规划的优势将进一步凸显。

后续的主要研究方向有以下几点:

1) 本文下一步将考虑低压配电网多场景下的长期规划研究。

2) 本文仅考虑低压配电网维度, 下一步将考虑中压配电网层面的配电网柔性互联工作。

附录见本刊网络版(<http://hve.epri.sgcc.com.cn>)。

参考文献 References

- [1] 辛保安, 单葆国, 李琼慧, 等. “双碳”目标下“能源三要素”再思考[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3117-3125.
XIN Baoan, SHAN Baoguo, LI Qionghui, et al. Rethinking of the “three elements of energy” toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3117-3125.
- [2] 康重庆, 杜尔顺, 郭鸿业, 等. 新型电力系统的六要素分析[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 1741-1750.
KANG Chongqing, DU Ershun, GUO Hongye, et al. Primary exploration of six essential factors in new power system[J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 1741-1750.
- [3] 韩肖清, 李廷钧, 张东霞, 等. 双碳目标下的新型电力系统规划新问题及关键技术[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3036-3046.
HAN Xiaoqing, LI Tingjun, ZHANG Dongxia, et al. New issues and key technologies of new power system planning under double carbon goals[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3036-3046.
- [4] 徐旖旋, 刘海涛, 熊雄, 等. 低压配电网台区柔性互联关键技术与发展模式[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(11): 3986-4000.
XU Yini, LIU Haitao, XIONG Xiong, et al. Key technologies and development modes of flexible interconnection of low-voltage distribution station area[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(11): 3986-4000.
- [5] 仇书山, 陈劲帆, 毛承雄, 等. 含能源路由器的交直流互联配电网协调动态优化[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 147-158.
QIU Shushan, CHEN Jingfan, MAO Chengxiong, et al. Coordinated dynamic optimization of AC-DC interconnected distribution network based on energy router[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 147-158.
- [6] 高红均, 郭明浩, 刘挺坚, 等. 新型电力系统电力电量平衡分析研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2683-2696.
GAO Hongjun, GUO Minghao, LIU Tingjian, et al. Review on electric power and energy balance analysis of new-generation power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2683-2696.
- [7] 范苏纯, 黄向敏, 张勇军, 等. 计及有序充电的配电变压器扩展规划建模[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(7): 62-70.
FAN Suchun, HUANG Xiangmin, ZHANG Yongjun, et al. Modeling of expansion planning for distribution transformer considering orderly charging[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(7): 62-70.
- [8] 曲大鹏, 范晋衡, 刘琦颖, 等. 考虑配电网综合运行风险的充电桩接纳能力评估与优化[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(3): 131-139.
QU Dapeng, FAN Jinheng, LIU Qiyang, et al. Assessment and optimization of charging pile acceptance capacity considering the comprehensive operational risk of a distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(3): 131-139.
- [9] 吴涵, 孙力文, 项晟, 等. 计及可再生能源与负荷高维时序相关性的主动配电网扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 40-51.
WU Han, SUN Liwen, XIANG Sheng, et al. Expansion planning of active distribution network considering high-dimensional temporal correlation between renewable energy and load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 40-51.
- [10] 刘畅, 刘文霞, 高雪倩, 等. 基于主从博弈的配电网-多综合能源系统协调规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(6): 45-52.
LIU Chang, LIU Wenxia, GAO Xueqian, et al. Coordinative planning of distribution network and multiple integrated energy systems based on Stackelberg game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(6): 45-52.
- [11] 邹鹏, 丁强, 任远, 等. 山西省融合调峰辅助服务的电力现货市场建设路径演化探析[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1279-1286.
ZOU Peng, DING Qiang, REN Yuan, et al. Analysis on construction path evolution of electricity spot market integrating load and renewables following ancillary services in Shanxi province[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1279-1286.
- [12] 周二彪, 孙阳, 谭捷, 等. 面向新能源消纳的电网互联互通规划[J]. 高电压技术, 2020, 46(8): 2933-2940.
ZHOU Erbiao, SUN Yang, TAN Jie, et al. Network interconnection channel planning for new energy consumption[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(8): 2933-2940.
- [13] 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.
- [14] 池源, 郭莹霏, 孟庆昊, 等. 主动配电网储能应用新形态: 虚拟配电变压器与馈线[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(12): 163-175.
CHI Yuan, GUO Yingfei, MENG Qinghao, et al. New form of energy storage application in active distribution network: virtual distribution transformers and feeders[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(12): 163-175.
- [15] 朱瞳彤, 顾洁, 金之俭, 等. 规划与运行融合的配电网无功补偿智能协调配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(2): 36-43.
ZHU Tongtong, GU Jie, JIN Zhijian, et al. Intelligent harmonious collocation for reactive power compensation of distribution network combining planning and operation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(2): 36-43.
- [16] 徐艳春, 蒋伟俊, 汪平, 等. 考虑暂态电压稳定的含高渗透率风光的电网动态无功规划方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(8): 79-88.
XU Yanchun, JIANG Weijun, WANG Ping, et al. Dynamic reactive power planning method for power grid with high permeability wind power and photovoltaic considering transient voltage stability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(8): 79-88.
- [17] 唐巍, 张起铭, 张璐, 等. 新型配电系统多层级交直流互联理念、关键技术与发展方向[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(6): 2-17.
TANG Wei, ZHANG Qiming, ZHANG Lu, et al. Concept, key tech-

- nologies and development direction of multilevel AC/DC interconnection in new distribution system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(6): 2-17.
- [18] 杨勇, 李继红, 周自强, 等. 智能配电柔性多状态开关技术、装备及示范应用[J]. 高电压技术, 2020, 46(4): 1105-1113.
YANG Yong, LI Jihong, ZHOU Ziqiang, et al. Technology, equipment and demonstration application of flexible multi-state switch in intelligent distribution network[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(4): 1105-1113.
- [19] 马骏超, 周洁洁, 彭琰, 等. 柔性多状态开关多端口协调优化调控方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(4): 1161-1170.
MA Junchao, ZHOU Jiejie, PENG Yan, et al. Multi-port-coordinated optimization control method for flexible multi-state switch[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(4): 1161-1170.
- [20] 陈焱煜, 耿光超, 江全元, 等. 考虑传统调控手段的配电网 SOP 选址定容方法[J]. 高电压技术, 2020, 46(4): 1181-1188.
CHEN Yaoyu, GENG Guangchao, JIANG Quanyuan, et al. Optimal siting and sizing method of soft open point in distribution network combined with traditional regulations[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(4): 1181-1188.
- [21] 孙勇, 张建文, 周剑桥, 等. 适用于交直流混联配电网的多端口柔性互联开关[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(13): 5151-5162.
SUN Yong, ZHANG Jianwen, ZHOU Jianqiao, et al. A novel multiport flexible interconnection switch for AC/DC hybrid distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(13): 5151-5162.
- [22] ZHANG L, TONG B, WANG Z Q, et al. Optimal configuration of hybrid AC/DC distribution network considering the temporal power flow complementarity on lines[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2022, 13(5): 3857-3866.
- [23] 林梅妹, 林永栋, 林丽平. 配电网台区治理经济又高效[N]. 国家电网报, 2022-02-08(007).
LIN Meimei, LIN Yongdong, LIN Liping. Distribution grid station area management is economical and efficient[N]. China Electric Power, 2022-02-08(007).
- [24] 陶然, 赵冬梅, 王浩翔. 基于信息间隙决策理论的配电网韧性提升规划方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 32-41.
TAO Ran, ZHAO Dongmei, WANG Haoxiang. Planning method for resilience enhancement of distribution network based on information gap decision theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 32-41.
- [25] LI J K, GE S Y, ZHANG S D, et al. A multi-objective stochastic-information gap decision model for soft open points planning considering power fluctuation and growth uncertainty[J]. Applied Energy, 2022, 317: 119141.
- [26] 卢佳, 李刚, 程春田, 等. 考虑多种变量不确定性的梯级水电站中期调度及交易决策方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 199-205.
LU Jia, LI Gang, CHENG Chuntian, et al. Medium-term dispatching and trading decision method of cascaded hydropower stations considering uncertainty of multiple variables[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 199-205.
- [27] 贺帅佳, 阮贺彬, 高红均, 等. 分布鲁棒优化方法在电力系统中的理论分析与应用综述[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 179-191.
HE Shuaijia, RUAN Hebin, GAO Hongjun, et al. Overview on theory analysis and application of distributionally robust optimization method in power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 179-191.



ZHU Jiankun

朱建昆

1999—, 男, 硕士生

主要从事交直流混合配电网规划方面的研究

E-mail: 1411993628@qq.com



GAO Hongjun

Ph.D.

Associate professor

高红均

1989—, 男, 博士, 副教授, 博导

主要从事配电网规划运行、综合能源系统化与市场交易等方面的研究

E-mail: gaohongjun@scu.edu.cn



HE Shuaijia

Ph.D.

Associate professor

Corresponding author

贺帅佳(通信作者)

1994—, 男, 博士, 副研究员

主要从事配电网规划、综合能源系统规划与运行、不确定性优化等方面的研究

E-mail: shuaijiahe@scu.edu.cn

收稿日期 2023-05-03 修回日期 2024-01-11 编辑 程子丰

附录 A

$$\left\{ \begin{aligned} \sum P_{t,j} &= \sum_{k \in \chi(j)} P_{DC}^{t,jk} - \sum_{i \in \delta(j)} (P_{DC}^{t,ij} - \tilde{I}_{DC}^{t,ij} R_{ij}) \\ U_{t,j}^{DC} &= U_{t,i}^{DC} - 2H_{DC}^{t,ij} + \tilde{I}_{DC}^{t,ij} R_{ij}^2 \\ \left\| \begin{matrix} 2P_{DC}^{t,ij} \\ \tilde{I}_{DC}^{t,ij} - U_{DC}^{t,j} \end{matrix} \right\|_2 &\leq \tilde{I}_{DC}^{t,ij} + U_{DC}^{t,j} \\ \sum P_{t,j} &= P_{VSC,DC}^{t,j} - P_{DCCS}^{t,j} + P_{PVSS}^{t,j} - P_{load,DC}^{t,j} \\ H_{t,ij}^{DC} &= R_{ij} P_{DC}^{t,ij} \\ \forall t, \forall ij &\in \Omega^{DC} \end{aligned} \right. \quad (A1)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \tilde{I}_{DC}^{t,ij} &= (I_{DC}^{t,ij})^2 \\ U_{DC}^{t,j} &= (U_{DC}^{t,i})^2, \forall t, \forall ij \in \Omega^{DC} \\ U_{DC}^{t,i} &= (U_{DC}^{t,i})^2 \end{aligned} \right. \quad (A2)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \sum P_{t,j} &= \sum_{k \in \chi(j)} P_{AC}^{t,jk} - \sum_{i \in \delta(j)} (P_{AC}^{t,ij} - \tilde{I}_{AC}^{t,ij} R_{ij}) \\ \sum Q_{t,j} &= \sum_{k \in \chi(j)} Q_{AC}^{t,jk} - \sum_{i \in \delta(j)} (Q_{AC}^{t,ij} - \tilde{I}_{AC}^{t,ij} X_{ij}) \\ U_{AC}^{t,j} &= U_{AC}^{t,i} - 2H_{AC}^{t,ij} + (R_{ij}^2 + X_{ij}^2) \tilde{I}_{AC}^{t,ij} \\ \left\| \begin{matrix} 2P_{AC}^{t,ij} \\ 2Q_{AC}^{t,ij} \\ \tilde{I}_{AC}^{t,ij} - U_{AC}^{t,j} \end{matrix} \right\|_2 &\leq \tilde{I}_{AC}^{t,ij} + U_{AC}^{t,j} \\ \sum P_{t,j} &= P_{TR}^{t,j} + P_{VSC,AC}^{t,j} - P_{load,AC}^{t,j} \\ \sum Q_{t,j} &= Q_{TR}^{t,j} + Q_{VSC}^{t,j} - Q_{load,AC}^{t,j} \\ H_{t,ij}^{AC} &= R_{ij} P_{AC}^{t,ij} + X_{ij} Q_{AC}^{t,ij} \\ \forall t, \forall ij &\in \Omega^{AC} \end{aligned} \right. \quad (A3)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \tilde{I}_{AC}^{t,ij} &= (I_{AC}^{t,ij})^2 \\ U_{AC}^{t,j} &= (U_{AC}^{t,i})^2, \forall t, \forall ij \in \Omega^{AC} \\ U_{AC}^{t,i} &= (U_{AC}^{t,i})^2 \end{aligned} \right. \quad (A4)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \max \alpha_{PV} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \min_{\gamma_{load}} f_0(\gamma_{PV}) \geq (1 - \sigma_{PV}) C_{PVSS} \\ \text{式(3)一式(7)} \end{cases} \end{aligned} \right. \quad (A5)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \min \alpha_{EV} \\ \text{s.t.} \begin{cases} \max_{\gamma_{EV}} f_0(\gamma_{EV}) \geq (1 + \sigma_{EV}) C_{DCCS} \\ \text{式(10)} \end{cases} \end{aligned} \right. \quad (A6)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \min_{x \in X} \left(\begin{matrix} C_{rep}^{PVSS} + C_{rep}^{DCCS} - C_{invest} \\ \max_{\{p_s\} \in \Psi_{load}} \min_{y_s \in Y_s} \sum_{s=1}^{N_s} p_s C_{ope} \end{matrix} \right) \\ C_{ope} = C_{inout}^{VSC} + C_{loss}^{different} \\ P = [p_1, p_2, \dots, p_s] \\ \Psi_{load} = \left\{ \begin{matrix} \{p_s\} \in R_{N_s}^+ \\ \sum_{s=1}^{N_s} p_s = 1 \\ W(P_0, P) \leq \varepsilon \end{matrix} \right\} \\ X \in [S_{VSC}^i, X_{Line}^i] \\ Y \in [Q_{inout}^{VSC}, P_{t,ij}^{AC}, P_{t,ij}^{DC}, P_{t,j}^{VSC,AC}] \end{aligned} \right. \quad (A7)$$

附录 B

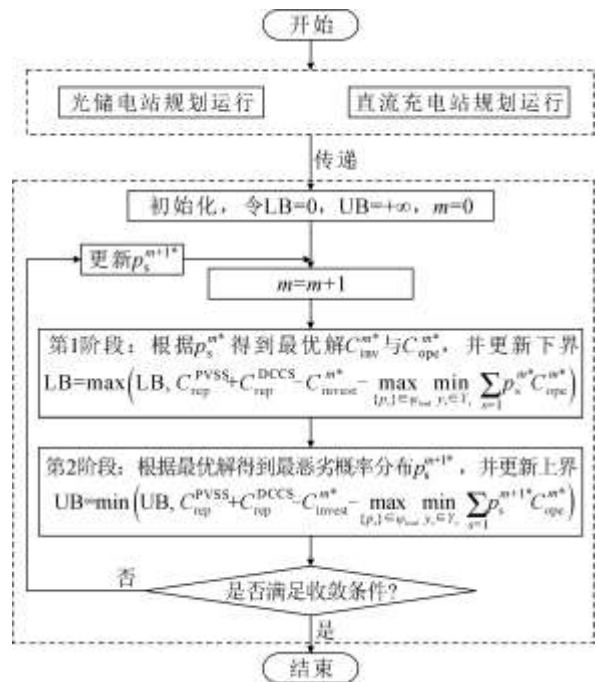


图 B1 算法流程图

Fig.B1 Algorithm flow chart

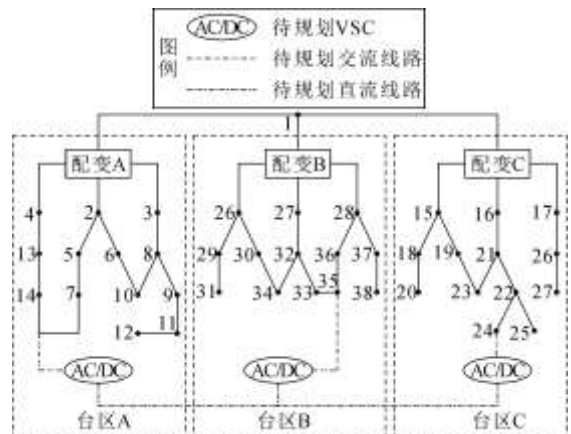


图 B2 改进的 IEEE 38 节点示意图

Fig.B2 Schematic of the improved IEEE 38 node

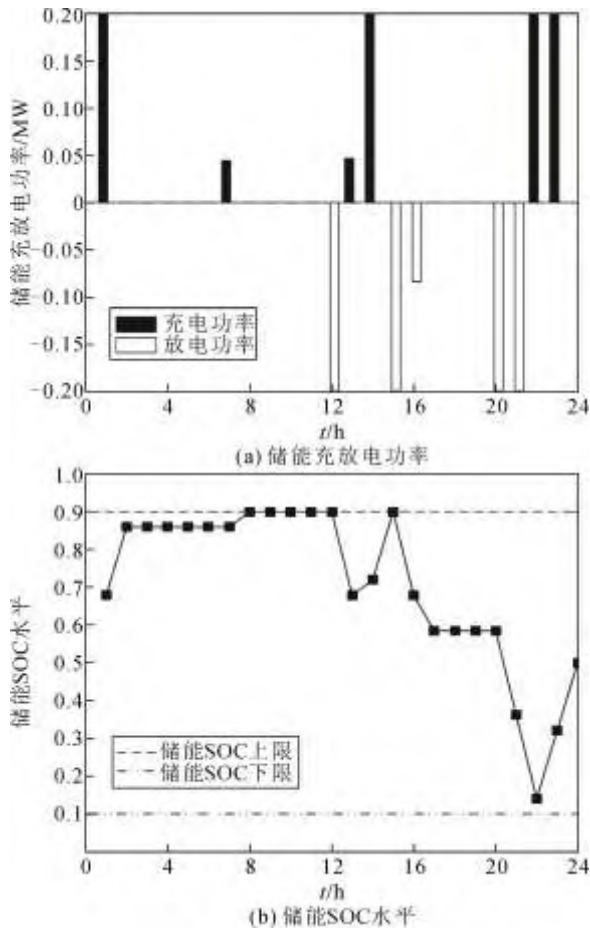


图 B3 各时段储能运行状态

Fig.B3 Energy storage operation status by time

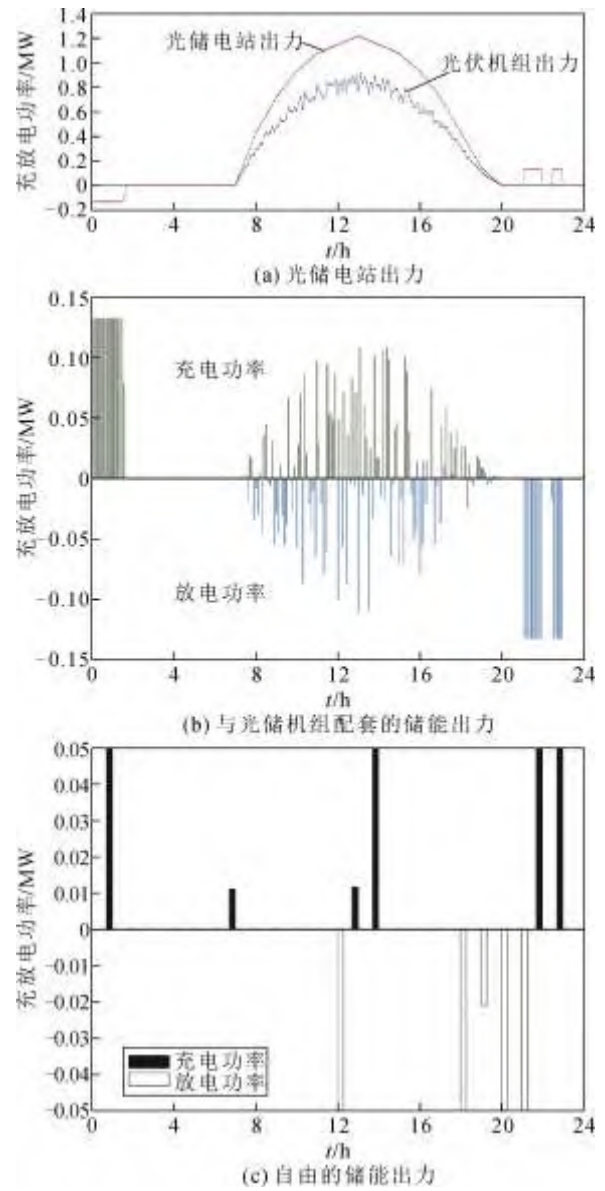
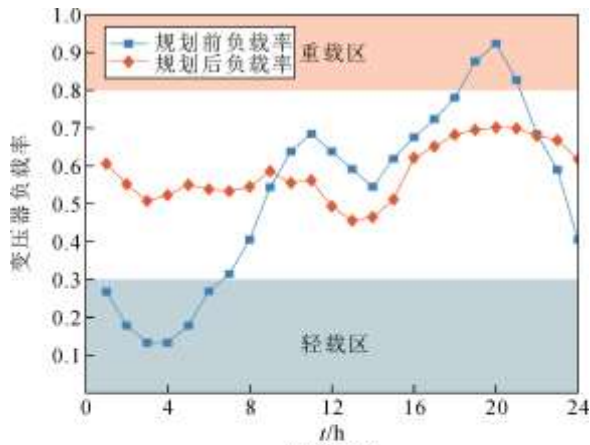
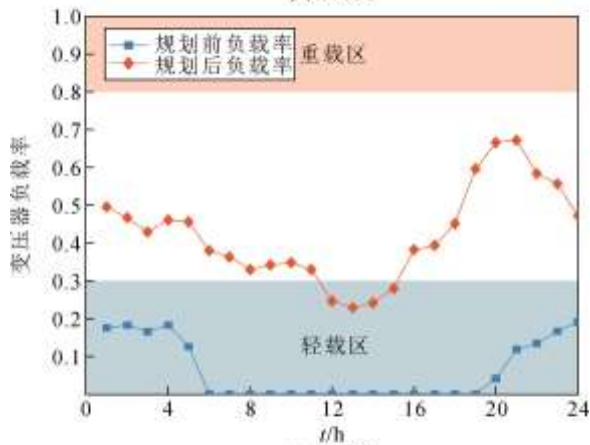


图 B4 各时段光储电站的充放电功率

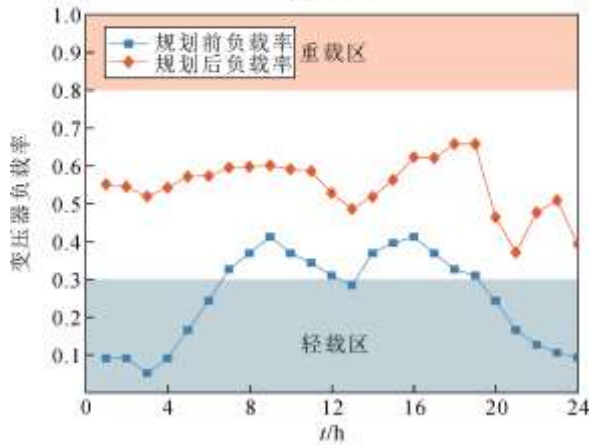
Fig.B4 Charging and discharging power of PVSS in each time period



(a) 台区A



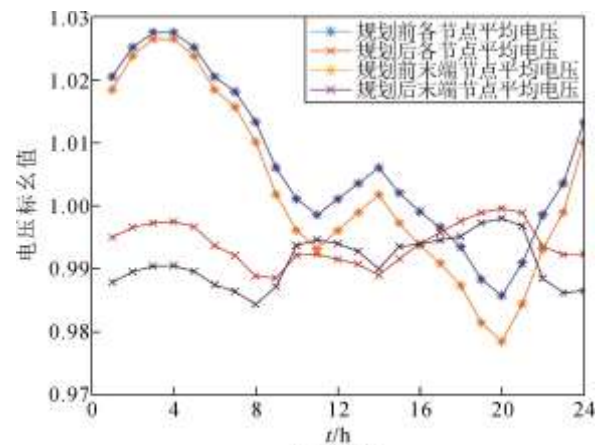
(b) 台区B



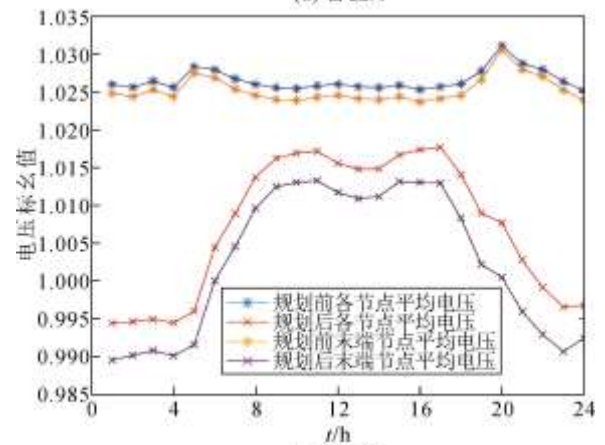
(c) 台区C

图 B5 各时段配电变压器负载率

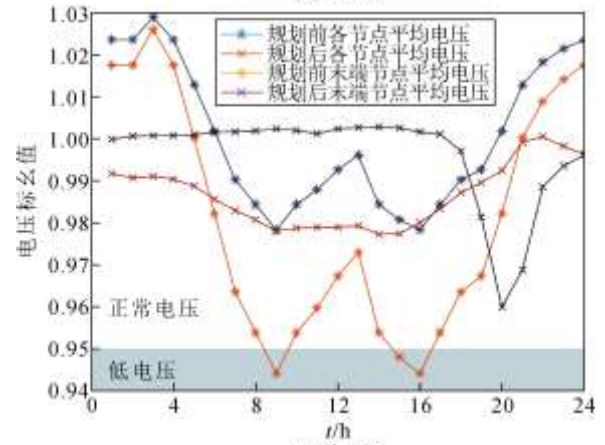
Fig.B5 Distribution transformer load factor for each time period



(a) 台区A



(b) 台区B



(c) 台区C

图 B6 各时段低压配电网节点电压水平

Fig.B6 Node voltage level of low-voltage distribution network for each time period

附录 C

表 C1 VSC 候选参数

Table C1 VSC candidate parameters

| 候选型号 | 有功功率上限 /MW | 无功功率上限/MVar | 配置成本/万元 |
|------|------------|-------------|---------|
| 1 | 1.45 | 3.00 | 280.00 |
| 2 | 1.50 | 2.55 | 264.75 |
| 3 | 1.50 | 2.95 | 282.75 |
| 4 | 2.50 | 1.35 | 310.75 |
| 5 | 2.55 | 1.20 | 309.00 |
| 6 | 2.60 | 1.10 | 309.50 |
| 7 | 7.55 | 0 | 755.00 |
| 8 | 7.65 | 0 | 765.00 |
| 9 | 7.70 | 0 | 770.00 |
| 10 | 7.80 | 0 | 780.00 |

表 C2 直流线路候选参数

Table C2 DC line candidate parameters

| 候选型号 | 最大传输容量/MW | 最大通过电流/kA | 电阻/ Ω | 造价/万元 |
|------|-----------|-----------|--------------|-------|
| 1 | 6.75 | 5.0 | 0.12 | 540 |
| 2 | 6.90 | 5.0 | 0.12 | 552 |
| 3 | 6.95 | 5.0 | 0.12 | 556 |
| 4 | 8.05 | 7.0 | 0.12 | 644 |
| 5 | 8.15 | 7.0 | 0.12 | 652 |
| 6 | 8.20 | 7.0 | 0.12 | 656 |
| 7 | 8.50 | 7.0 | 0.12 | 680 |

表 C3 规划 VSC 与直流线路型号

Table C3 Planning VSC and DC line models

| 参数名称 | 台区 A | 台区 B | 台区 C | 直流线路型号 |
|------|------|------|------|--------|
| 取值 | 5 | 2 | 8 | 2, 5 |

表 C4 候选直流充电桩参数

Table C4 Candidate DC charging post parameters

| 候选型号 | 容量/MW | 成本/万元 | 转化率 |
|------|-------|-------|-----|
| 1 | 0.06 | 7.5 | 0.9 |
| 2 | 0.09 | 12.6 | 0.9 |
| 3 | 0.12 | 21.6 | 0.9 |
| 4 | 0.16 | 38.4 | 0.9 |
| 5 | 0.18 | 55.8 | 0.9 |
| 6 | 0.24 | 96.0 | 0.9 |

表 C5 候选储能机组参数

Table C5 Candidate energy storage unit parameters

| 候选型号 | 容量/MW | 成本/万元 |
|------|-------|-------|
| 1 | 0.05 | 50.0 |
| 2 | 0.12 | 130.0 |
| 3 | 0.18 | 200.0 |

表 C6 候选光储电站中光伏机组参数

Table C6 Parameters of PV units in candidate PVSS

| 候选型号 | 容量/MW | 成本/万元 |
|------|-------|--------|
| 1 | 0.050 | 41.00 |
| 2 | 0.065 | 57.85 |
| 3 | 0.085 | 79.90 |
| 4 | 0.100 | 98.00 |
| 5 | 0.125 | 127.50 |
| 6 | 0.150 | 157.50 |

表 C7 候选光储电站中与光伏机组配套的储能参数

Table C7 Energy storage parameters in candidate PVSS with

| PV units | | |
|----------|-------|-------|
| 候选型号 | 容量/MW | 成本/万元 |
| 1 | 0.05 | 50.0 |
| 2 | 0.12 | 130.0 |
| 3 | 0.18 | 200.0 |

表 C8 候选光储电站中独立的储能参数

Table C8 Independent energy storage parameters in candidate

| PVSS | | |
|------|-------|-------|
| 候选型号 | 容量/MW | 成本/万元 |
| 1 | 0.05 | 36.0 |
| 2 | 0.12 | 93.6 |
| 3 | 0.18 | 144.0 |

表 C9 不同期望收益偏差系数对于直流充电站规划的影响

Table C9 Impact of different expected revenue deviation factors on DCCS planning

| 期望收益偏差系数 σ_{EV} | 电动汽车充电负荷波动系数 a_{EV} | 直流充电站规划收益 C_{DCCS} /万元 |
|------------------------|-----------------------|--------------------------|
| 1 | 0 | 105.33 |
| 1.01 | 0.04 | 106.70 |
| 1.02 | 0.07 | 107.74 |
| 1.05 | 0.16 | 110.84 |
| 1.07 | 0.22 | 112.91 |
| 1.09 | 0.28 | 114.98 |

表 C10 不同期望收益偏差系数对于光储电站规划的影响

Table C10 Impact of different expected revenue deviation factors on the planning of PVSS

| 期望收益偏差系数 σ_{PV} | 光伏出力波动系数 a_{PV} | 光储电站规划收益 C_{PVSS} /万元 |
|------------------------|-------------------|-------------------------|
| 1 | 0 | 71.90 |
| 0.99 | 0.01 | 70.36 |
| 0.97 | 0.02 | 68.83 |
| 0.95 | 0.03 | 67.30 |
| 0.91 | 0.05 | 64.23 |
| 0.86 | 0.07 | 61.16 |

表 C11 不同 Wasserstein 球半径对于低压配电网规划的影响

Table C11 Impact of different Wasserstein ball radii on low-voltage distribution network planning

| Wasserstein 球半径 e | 电网公司规划收益 C_{SGC} /万元 |
|---------------------|------------------------|
| 0.05 | 1388.88 |
| 0.08 | 1387.98 |
| 0.10 | 1386.82 |
| 0.12 | 1386.11 |
| 0.15 | 1385.87 |
| 0.20 | 1384.22 |

表 C12 不确定性方法对比分析结果

Table C12 Results of comparative analysis of uncertainty methods

| 不确定性处理方法 | 电网公司年规 低压配电网 A 配 低压配电网 C | | |
|------------|--------------------------|---------------|------------------------|
| | 划收益 C_{SGC} / 万元 | 电变压器最大负 载额/kW | 末端节点电压 偏移率 |
| IGDT+分布鲁棒 | 1386.82 | 8076.45 | 7.257×10^{-3} |
| IGDT+随机优化 | 1391.72 | 8078.75 | 7.510×10^{-3} |
| IGDT+鲁棒优化 | 1377.44 | 8067.25 | 7.275×10^{-3} |
| IGDT+确定性方法 | 1391.55 | 8116.70 | 7.437×10^{-3} |
| 确定性+确定性方法 | 1372.17 | 8150.05 | 7.139×10^{-3} |

表 C13 不同规划处理方法对比分析结果

Table C13 Comparative analysis results of different planning treatment methods

| 参数名称 | 本文所提低压配电网 柔性互联规划方法 | 传统交流配电网 规划方法 |
|-------------------------|------------------------|------------------------|
| 电网公司年规划收益 C_{SGC} /万元 | 1386.82 | 1293.85 |
| 电网公司年规划成本/万元 | 382.18 | 97.33 |
| 网损增加量/万元 | 196.55 | 205.73 |
| 来自第三方投资商的 收益/万元 | 1965.55 | 1596.91 |
| 低压配电网 A 配电变压器 最大负载率 | 0.7023 | 0.7121 |
| 低压配电网 B 弃光 功率/MW | 0 | 0 |
| 低压配电网 C 末端节点 电压偏移率 | 7.257×10^{-3} | 2.939×10^{-3} |