

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.240125

考虑移动储能车提升系统供电可靠性的配电网规划方法

巨云涛^{1,2}, 周伟鹏¹, 于宗民²

(1. 北方工业大学, 北京 100144; 2. 清华四川能源互联网研究院, 四川 成都 610213)

摘要: 传统配电网规划通常是先规划再进行可靠性的校核, 难以将可靠性校核结果反馈以有效修正网架规划方案, 因此需要建立考虑配电网可靠性的规划方法。而随着配电网发展, 移动和固定式储能得到广泛应用。通过多类型储能的优化配置, 可在故障发生时维持关键负荷的供电, 提高城市配电网可靠性。首先, 采用了一种基于故障时序逻辑的可靠性指标解析表达方法, 将可靠性指标约束嵌入传统配电网规划模型。然后, 在运行约束中考虑移动储能车以及固定式储能参与恢复供电的故障时序逻辑, 建立改进的配电网规划模型。该模型实现了计及移动和固定储能对可靠性影响的配电网规划, 可采用混合整数线性规划求解器求解。最后, 通过 24 节点实际配电网算例证明了所提方法的有效性。

关键词: 配电网规划; 可靠性评估; 故障时序逻辑; 移动储能车配置

A distribution network planning approach considering mobile energy storage vehicles to enhance system power supply reliability

JU Yuntao^{1,2}, ZHOU Weipeng¹, YU Zongmin²

(1. North China University of Technology, Beijing 100144, China; 2. Sichuan Energy Internet Research Institute Tsinghua University, Chengdu 610213, China)

Abstract: Traditional distribution network planning usually first plans and then checks reliability. It is difficult to feed back the reliability check results to effectively correct the grid planning scheme. Therefore, it is necessary to establish a planning method considering the reliability of the distribution network. As the distribution network develops, mobile and fixed energy storage are widely used. Through the optimal configuration of multiple types of energy storage, the power supply of key loads can be maintained when faults occur, and the reliability of the urban distribution network can be improved. Therefore, this paper first adopts an analytical expression method for a reliability index based on fault timing logic. It embeds the reliability index constraint into the traditional distribution network planning model. Then, an improved planning model is established by considering the fault timing logic of mobile energy storage vehicles and fixed energy storage participating in the restoration of power supply in the operational constraints. The model realizes the distribution network planning considering the influence of mobile and fixed energy storage on reliability. It can be solved by a mixed integer linear programming solver. Finally, the effectiveness of the proposed method is proved by a 24-node actual distribution network example.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 52177125).

Key words: distribution network planning; reliability assessment; fault timing logic; mobile energy storage vehicle configuration

0 引言

按照中国统计数据, 电力系统中大约 80% 的停电事故是由配电网故障引起的^[1], 随着电动汽车广

泛接入, 交通系统的运行与电网密切相关, 因此提高配电网的可靠性更加重要。同时, 大量分布式储能单元(distributed energy storage, DES)接入电网^[2-3], 其中固定式储能(stationary energy storage, SES)可在故障时保证接入节点的供电, 而移动储能车(mobile energy storage, MES)的调度则更加灵活^[4-5], 配置有

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(52177125)

MES 的系统可以在故障时有效保证重要负荷的供电, 因此两者在一定程度上有助于提高配电网供电可靠性。但传统配电网规划方法中却未充分考虑其对可靠性的影响^[6-7], 并且常用的可靠性评估方法都需要预先知道网络的拓扑信息, 因此通常是先规划再进行供电可靠性的校核, 难以将校核不合格的信息返回到需要修正的方案, 导致冗余的资源被规划到电网的建设中, 造成资源的浪费。

文献[8]提出了一种基于时空网络(time-space network, TSN)技术的移动储能规划方法, 提高输配电网之间能源的流动性, 减少运行投资。文献[9]提出了一种与固定和移动储能装置协调的长期输电网规划模型, 确定储能系统的最佳位置和规模, 使系统总成本最小。文献[10]则重点研究了如何利用 MES 减少新能源不确定性的影响, 并提出了一种 MES 的调度与运行方法, 通过调整 MES 的调度路线与时间, 提高系统的配电可靠性与运行稳定性。文献[11]使用一种创新的两阶段微电网重构模型, 利用 MES 能够灵活调度的特性, 并根据负载的优先级, 实现负载停电时间的最小化, 显著提高电网的恢复能力。文献[12]分析了分布式电源和电动汽车接入配电网对其可靠性的影响, 建立了包含分布式电源与电动汽车的配电网可靠性评估模型, 并基于二阶锥规划算法提出了一种可靠性优化与评估模型。文献[13]通过对一系列不确定因素的建模, 总结了 3 类考虑不确定性的配电网规划方法以及主动配电网的规划方法。文献[14-17]基于不同的模型与结构, 提出了几种计及分布式电源出力与多种不确定性因素影响的配电网规划方法。为了将可靠性指标解析建模, 文献[18]将可靠性指标以维修切换和仅切换停电来表征, 以一组二进制变量表征拓扑结构, 实现了可靠性约束显式化。文献[19]提出了将可靠性指标以成本的形式嵌入配电网扩展规划的混合整数线性规划模型中, 分析了分布式电源对可靠性评估的作用。但以上方法仍有一些不足: (1) 现有规划方法^[20-23]未考虑故障后的故障隔离与负荷转供对可靠性指标的影响; (2) 规划过程中未考虑不同节点的不同可靠性要求, 一般不进行差异化规划; (3) 配电网中存在的分布式储能与电动汽车可以提高配电网供电可靠性, 但现有规划方法^[24-26]未考虑二者的影响。

针对上述不足, 本文采用一种基于故障时序逻辑的可靠性解析评估方法, 充分考虑了馈线之间的故障隔离与恢复过程, 将可靠性指标显式表达并作为约束条件嵌入规划模型中。在此基础上, 充分计及 SES 和 MES 对可靠性的影响, 对可靠性约束进行了改进, 该模型可以针对不同系统和节点的可靠

性要求得到不同的规划方案。最后利用算例验证了所提模型的正确性。

1 考虑可靠性约束的配电网规划模型

1.1 目标函数

配电网规划设计方案应满足技术可靠、经济合理的要求, 为平衡配电网规划方案的经济性与可靠性, 常采用以下 3 种方案: (1) 以可靠性为约束最小化投资成本; (2) 以投资成本为约束最大化提升可靠性; (3) 将投资成本和可靠性指标都放入目标函数中, 构建多目标优化问题, 寻找帕累托最优。

本文的规划模型^[27-28]采取第一种规划方案, 以最小化总成本为目标函数^[29], 总成本包含设备投资成本 C_i^I 、运维成本 C_i^{OM} 和可靠性成本 C_i^R 。

$$\min C = \min \left[\sum_{t=1}^T \delta_t (C_i^I + C_i^{OM} + C_i^R) \right] \quad (1)$$

式中: T 表示规划周期; δ_t 表示经济学上的现值转换系数, 如式(2)所示。

$$\delta_t = \frac{1}{(1+I)^{\tau(t)}} \quad (2)$$

式中: I 表示通货膨胀率; $\tau(t)$ 表示规划阶段 t 离初始规划阶段的年限, 各规划周期配电网设备投资成本 C_i^I 、运维成本 C_i^{OM} 和可靠性成本 C_i^R 的计算公式如式(3)一式(5)所示。

$$C_i^I = \sum_{ij \in \Omega^L} d_{ij} \sum_{\alpha \in A^I} C_L^{\alpha, I} l_{ij}^{\alpha, t} + \sum_{f \in \Omega^F} \sum_{\beta \in A^{Tr}} C_{Tr}^{\beta, I} Tr_f^{\beta, t} + C_S^I \sum_{s \in \Omega^S} n_s^t + C_{SES}^I \sum_{i \in \Omega^{LN}} x_i^{SES, t} P_i^t + C_{MES}^I n_{MES}^t \quad (3)$$

$$C_i^{OM} = \sum_{ij \in \Omega^L} d_{ij} \sum_{\alpha \in A^I} C_L^{\alpha, OM} (I_{ij}^{\alpha, t} + I_{ij}^{\alpha, 0}) + \sum_{f \in \Omega^F} \sum_{\beta \in A^{Tr}} C_{Tr}^{\beta, OM} (Tr_f^{\beta, t} + Tr_f^{\beta, 0}) + \sum_{s \in \Omega^S} C_S^{OM} (n_s^t + n_s^0) + C_{SES}^{OM} \sum_{i \in \Omega^{LN}} (x_i^{SES, t} P_i^t + x_i^{SES, 0} P_i^0) + C_{MES}^{OM} (n_{MES}^t + n_{MES}^0) \quad (4)$$

$$C_i^R = \omega R^{EENS, t} \quad (5)$$

式中: d_{ij} 表示支路 ij 的长度; Ω^L 表示支路集合; A^I 表示备选导线型号集合; Ω^F 表示所有馈线集合, 本文假设每条馈线出线支路首端均安装一台变压器和断路器; A^{Tr} 表示备选变压器型号集合; Ω^S 表示所有变电站集合; Ω^{LN} 表示所有负荷节点集合; $C_L^{\alpha, I}$ 和 $C_L^{\alpha, OM}$ 分别表示 α 型备选导线的价格和年运维成本; $C_{Tr}^{\beta, I}$ 和 $C_{Tr}^{\beta, OM}$ 分别表示 β 型候选变压器的

投资和年运维成本； C_s^I 和 C_s^{OM} 分别表示变电站建设成本和年运维成本； C_{SES}^I 和 C_{SES}^{OM} 分别表示 SES 的单位容量投资成本和运维成本； C_{MES}^I 和 C_{MES}^{OM} 分别表示一辆移动储能车的投资成本和运维成本；二进制变量 $l_{ij}^{\alpha,t}$ 表示规划阶段 t 时是否在节点 i 与 j 之间新建 α 型线路；二进制变量 $Tr_f^{\beta,t}$ 表示规划阶段 t 时是否在馈线 f 出线支路首端新建 β 型变压器； n_s^t 表示规划阶段 t 时是否在节点 s 建设变电站；二进制变量 $x_i^{SES,t}$ 表示规划阶段 t 时是否在节点 i 上装设 SES； $x_i^{SES,0}$ 表示是否在节点 i 上已安装 SES； P_i^t 和 P_i^0 分别表示节点 i 上规划和现有 SES 的容量； n_{MES}^t 表示规划阶段 t 时布置的移动储能车数量； $l_{ij}^{\alpha,0}$ 表示是否在支路 ij 上已存在 α 型导线； $Tr_f^{\beta,0}$ 表示是否在馈线 f 出线支路首端已存在 β 型变压器； n_s^0 表示是否已存在变电站 s ； ω 表示可靠性成本权重； $R^{EENS,t}$ 表示规划阶段 t 时的系统缺供电量期望值。

1.2 约束条件

传统配电网规划模型的约束条件主要包括 3 个部分：(1) 正常和故障情况下的运行约束；(2) 关于故障波及变量和故障持续变量的约束；(3) 设备参数及耦合逻辑约束。

1) 正常和故障情况下的运行约束

该组约束描述了正常运行和故障情况下配电网的运行约束， xy 表示当前发生故障的支路，当 $xy = ij$ 、 $ij \in \Omega^L$ 时，对应的变量表示支路 ij 发生持续性故障时的变量。当 $xy = NO$ 时，对应的变量表示配电网正常运行时的变量。

$$\sum_{j \in \Omega} P_{ij}^{xy,t} + P_i^{xy,t} = 0, \forall i \in \Omega^{LN} \quad (6)$$

$$\sum_{j \in \Omega} Q_{ij}^{xy,t} + Q_i^{xy,t} = 0, \forall i \in \Omega^{LN} \quad (7)$$

$$\begin{cases} -MS_{ij}^{xy,t} \leq P_{ij}^{xy,t} \leq MS_{ij}^{xy,t} \\ -MS_{ij}^{xy,t} \leq Q_{ij}^{xy,t} \leq MS_{ij}^{xy,t} \end{cases}, \forall ij \in \Omega^L \quad (8)$$

$$\begin{cases} -S_{ij}^C \leq P_{ij}^{xy,t} \leq S_{ij}^C \\ -S_{ij}^C \leq Q_{ij}^{xy,t} \leq S_{ij}^C \end{cases}, \forall ij \in \Omega^L \quad (9)$$

$$-\sqrt{2}S_{ij}^C \leq P_{ij}^{xy,t} \pm Q_{ij}^{xy,t} \leq \sqrt{2}S_{ij}^C, \forall ij \in \Omega^L \quad (10)$$

$$P_{Tr}^{xy,t} = P_{tr^f}^{xy,t}, \forall f \in \Omega^F, tr^f \in \Omega^L \quad (11)$$

$$Q_{Tr}^{xy,t} = Q_{tr^f}^{xy,t}, \forall f \in \Omega^F, tr^f \in \Omega^L \quad (12)$$

$$P_{Tr}^{xy,t}, Q_{Tr}^{xy,t} \leq S_{Tr}^C, \forall f \in \Omega^F \quad (13)$$

$$P_{Tr}^{xy,t} \pm Q_{Tr}^{xy,t} \leq \sqrt{2}S_{Tr}^C, \forall f \in \Omega^F \quad (14)$$

$$S_{ij}^{xy,t} \leq l_{ij}^{\alpha,t}, \forall ij \in \Omega^L \quad (15)$$

$\forall xy \in \Omega^L \cup \{NO\}, \forall t \in T$ for 式(6)一式(15)

约束(6)和(7)分别表示支路 xy 故障时各负荷节点的有功功率和无功功率平衡约束，其中： $P_i^{xy,t}$ 和 $Q_i^{xy,t}$ 分别表示支路 xy 发生故障时各节点的有功功率和无功功率； Ω_i 表示与节点 i 相连的所有节点的集合。约束(8)表示支路潮流与支路通断状态的耦合约束，也表明支路 $xy(=ij)$ 发生故障时，支路 ij 上没有功率传输，其中： M 是一个足够大的常数，本文设置为 1×10^6 ； $P_{ij}^{xy,t}$ 和 $Q_{ij}^{xy,t}$ 分别表示支路 xy 发生故障时支路 ij 上传输的有功功率和无功功率；二进制变量 $S_{ij}^{xy,t}$ 表示支路 xy 发生故障时支路 ij 的通断状态，当支路 ij 连通时 $S_{ij}^{xy,t} = 1$ ，约束无效，当支路 ij 未连通时 $S_{ij}^{xy,t} = 0$ 。约束(9)和(10)表示支路 ij 的传输容量约束，其中 S_{ij}^C 表示支路 ij 的最大传输容量。约束(11)和(12)表示流经变压器的功率等于馈线出线支路传输的功率，这里忽略了变压器损耗功率，其中： $P_{tr^f}^{xy,t}$ 和 $Q_{tr^f}^{xy,t}$ 分别表示支路 xy 发生故障时馈线 f 出线支路 tr^f 的有功功率和无功功率； $P_{Tr}^{xy,t}$ 和 $Q_{Tr}^{xy,t}$ 分别表示支路 xy 发生故障时，流经变压器的有功功率和无功功率。约束(13)和(14)为变压器的传输容量约束，其中 S_{Tr}^C 表示变压器的额定容量；约束(15)表示当节点 i 与节点 j 之间没有导线连接时 ($l_{ij}^{\alpha,0} = 0$)，连接状态 $S_{ij}^{xy,t} = 0$ 。

2) 关于故障波及变量和故障持续变量的约束

$$S_{ij}^{xy,t} = 0, xy \in \Omega^L \quad (16)$$

$$B_i^{f,t} + B_{ij}^{f,t} - 1 \leq p_i^{xy,t}, \forall f \in \Omega^F, i \in \Omega^{LN} \quad (17)$$

$$q_i^{xy,t} \leq p_i^{xy,t}, i \in \Omega^{LN} \quad (18)$$

$$P_i^{xy,t} = P_i^t q_i^{xy,t}, i \in \Omega^{LN} \quad (19)$$

$$Q_i^{xy,t} = Q_i^t q_i^{xy,t}, i \in \Omega^{LN} \quad (20)$$

$$\sum_{ij \in \Omega^L} S_{ij}^{xy,t} = \sum_{i \in \Omega^{LN}} q_i^{xy,t} \quad (21)$$

$\forall xy \in \Omega^L, t \in T$ for 式(16)一式(21)

约束(16)表示支路 xy 处于故障状态并且该故障已经被隔离刀闸隔离。约束(17)表示如果节点 i 与支路 xy 隶属于同一条馈线，当支路 xy 发生持续性故障时，节点 i 的供电将受到影响，其中二进制变量 $B_i^{f,t}$ 为节点-馈线从属变量，表示节点 i 由馈线 f 供电，当节点 i 隶属于馈线 f 时， $B_i^{f,t} = 1$ (否则为 0)；二进制变量 $B_{ij}^{f,t}$ 为支路-馈线从属变量，表示支路 ij

由馈线 f 供电, 当支路 ij 隶属于馈线 f 时, $B_{ij}^{f,t} = 1$ (否则为 0); 二进制变量 $p_i^{xy,t}$ 为故障波及变量, 当支路 xy 发生持续性故障时, 若节点 i 停电则 $p_i^{xy,t} = 1$, 否则 $p_i^{xy,t} = 0$ 。约束(18)表示停电持续变量与故障波及变量的耦合逻辑约束, 其中二进制变量 $q_i^{xy,t}$ 表示停电持续变量, 当配电网进行负荷转供后, 若节点 i 仍未恢复供电, $q_i^{xy,t} = 1$, 若节点 i 恢复供电, $q_i^{xy,t} = 0$ 。约束(19)和(20)为支路 xy 发生持续性故障、在经历负荷转供后各节点的负荷 $P_i^{xy,t}$ 和 $Q_i^{xy,t}$ 的约束方程, 其中 P_i^t 和 Q_i^t 分别表示规划阶段 t 时各节点的有功功率和无功功率峰值负荷预测值。约束(21)可以保证负荷转供后配电网仍然辐射状运行。在不考虑 SES 和 MES 参与的情况下, 故障发生后各阶段配电网的操作流程如图 1 所示。

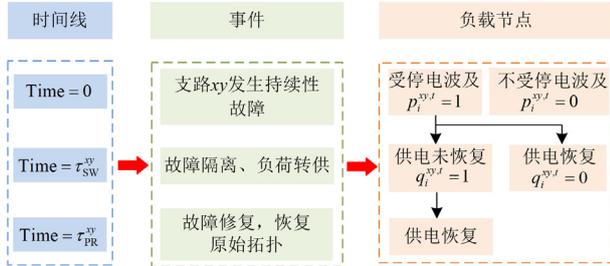


图 1 故障时序逻辑

Fig. 1 Fault timing logic

在经历断路器跳闸和故障隔离-负荷转供时间 τ_{SW}^{xy} 之后, 故障支路两端的开关断开以隔离故障。然后通过操作开关和断路器重新配置系统拓扑, 以恢复配电网的最大供电需求。对于不受停电影响的节点, 其供电在负荷转供后不受到影响。

$$P_i^{NO,t} = P_i^t, \forall i \in \Omega^N \quad (22)$$

$$Q_i^{NO,t} = Q_i^t, \forall i \in \Omega^N \quad (23)$$

$$-(1 - S_{ij}^{NO,t})M + B_{ij}^{f,t} \leq B_{ij}^{f,t} \leq B_{ij}^{f,t} + (1 - S_{ij}^{NO,t})M \quad (24)$$

$$-(1 - S_{ij}^{NO,t})M + B_j^{f,t} \leq B_{ij}^{f,t} \leq B_j^{f,t} + (1 - S_{ij}^{NO,t})M \quad (25)$$

$$B_{tr^f}^{f,t} = S_{tr^f}^{NO,t}, \forall f \in \Omega^F, tr^f \in \Omega^L \quad (26)$$

$$B_{ij}^{f,t} \leq S_{ij}^{NO,t}, \forall f \in \Omega^F, ij \in \Omega^L \quad (27)$$

$$\sum_f B_i^{f,t} \leq 1, \forall i \in \Omega^N \quad (28)$$

$$\sum_f B_{ij}^{f,t} \leq 1, \forall ij \in \Omega^L \quad (29)$$

$\forall ij \in \Omega^L, \forall f \in \Omega^F$ for 式(24)、式(25)

$\forall t \in T$ for 式(22)–式(29)

约束(22)–(29)表征正常运行时节点与支路的从属关系和配电网结构, 其中: 约束(22)和(23)表示

正常运行时各节点的峰值负荷; 约束(24)和(25)分别采用馈线-支路从属变量 $B_{ij}^{f,t}$ 和馈线-节点从属变量 $B_i^{f,t}$ 描述正常运行时节点、支路与馈线的从属关系, 如果支路 ij 处于连通状态 ($S_{ij}^{NO,t} = 1$), 可以得到 $B_{ij}^{f,t} = B_i^{f,t} = B_j^{f,t}$, 即正常运行时支路 ij 由馈线 f 提供电能, 且支路 ij 的两端节点 i 和 j 的电能也由馈线 f 提供; 约束(26)和(27)分别描述支路通断状态与馈线-支路从属变量之间的关系, 其中 $S_{tr^f}^{NO,t}$ 和 $B_{tr^f}^{f,t}$ 分别表示馈线出现支路的通断状态和馈线-支路从属变量; 约束(28)和(29)分别表示每个节点和支路仅能由一条馈线提供电能, 保证了正常运行时配电网辐射状运行。

3) 设备参数及耦合逻辑约束

第三组约束主要描述了导线、变压器和变电站等设备的存在状态及相关信息。

$$l_{ij}^t = \sum_{\alpha \in \mathcal{A}^t} \left(\sum_{\tau=1}^t l_{ij}^{\alpha,\tau} + l_{ij}^{\alpha,0} \right), \forall ij \in \Omega^L \quad (30)$$

$$S_{ij}^{C,t} = \sum_{\alpha \in \mathcal{A}^t} S_C^\alpha \left(\sum_{\tau=1}^t l_{ij}^{\alpha,\tau} + l_{ij}^{\alpha,0} \right), \forall ij \in \Omega^L \quad (31)$$

$$Tr_f^t = \sum_{\beta \in \mathcal{A}^{tr}} \left(\sum_{\tau=1}^t Tr_f^{\beta,\tau} + Tr_f^{\beta,0} \right), \forall f \in \Omega^F \quad (32)$$

$$S_{Tr}^{C,t} = \sum_{\beta \in \mathcal{A}^{tr}} S_{Tr}^\beta \left(\sum_{\tau=1}^t Tr_f^{\beta,\tau} + Tr_f^{\beta,0} \right), \forall f \in \Omega^F \quad (33)$$

$$\sum_{f \in \Omega_s^{Tr}} \sum_{\tau=1}^t Tr_f^{\tau} \leq N_s \left(\sum_{\tau=1}^t n_s^\tau + n_s^0 \right), \quad (34)$$

$$\forall s \in \Omega^S \sum_f B_{ij}^{f,t} \leq 1, \forall ij \in \Omega^L$$

$$\sum_{\tau=1}^t n_s^\tau + n_s^0 \leq 1, \forall s \in \Omega^S \quad (35)$$

约束(30)和(31)分别表示规划阶段为 t 时支路的存在状态 (l_{ij}^t)、容量 ($S_{ij}^{C,t}$), 其中: S_C^α 表示 α 型导线的最大传输容量; $l_{ij}^{\alpha,\tau}$ 表示第 τ 个阶段是否在支路 ij 上规划 α 型导线。约束(32)和(33)分别表示规划阶段 t 时变压器的存在状态 (Tr_f) 和容量 ($S_{Tr}^{C,t}$), 其中: S_{Tr}^β 表示 β 型变压器的容量; $Tr_f^{\beta,\tau}$ 表示第 τ 个阶段是否在馈线 f 出线支路首端规划 β 型变压器。约束(34)描述了变电站节点与该变电站所属变压器的从属关系, 其中: Ω_s^{Tr} 表示从属于变电站 s 的所有变压器的集合; n_s^τ 表示第 τ 个阶段是否规划变电站 s ; N_s 表示变电站 s 承载的最大变压器个数。约束(35)表示

在任意一个候选变电站节点上只能建一座变电站。

1.3 可靠性约束建模

可靠性指标的计算基于第二组约束中的故障波及变量 $p_i^{xy,t}$ 和停电持续变量 $q_i^{xy,t}$ 。约束(36)是关于每个负荷点的用户停电频率(customer average interruption frequency, CIF)的表达式,其中 λ_{ij} 表示支路 ij 的故障率。约束(37)是关于各负荷点用户停电时间(customer interruption duration, CID)的表达式,其中: τ_{SW}^{xy} 表示故障隔离负荷转供所需时间; τ_{PR}^{xy} 表示故障修复所需时间。约束(38)~(42)用于计算系统可靠性指标,其中: $R^{SAIFI,t}$ 、 $R^{SAIDI,t}$ 、 $R^{EENS,t}$ 和 $R^{ASAI,t}$ 分别表示规划阶段 t 时系统的年平均停电频率(system average interruption frequency index, SAIFI)、年平均停电时间(system average interruption duration index, SAIDI)、缺供负荷期望值(expected energy not supplied, EENS)和平均供电可靠率(average service availability index, ASAI); NC_i^t 表示节点 i 的用户数量; $R^{SAIDI,Plan}$ 表示系统年平均计划停电时间; $R_i^{CID,Plan}$ 表示用户年停电时间,本文取 8.21 h/(户·年); Δ_b 表示负荷水平; B 表示负荷水平集合; μ_b 表示负荷水平 Δ_b 对应的负荷水平百分数。

$$R_i^{CIF,t} = \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} p_i^{xy,t}, i \text{ and } j \in \Omega^{LN} \quad (36)$$

$$R_i^{CID,t} = \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} \tau_{SW}^{xy} p_i^{xy,t} + \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} (\tau_{PR}^{xy} - \tau_{SW}^{xy}) (1 - q_i^{xy,t}) \quad (37)$$

$$R^{SAIFI,t} = \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t R_i^{CIF,t} / \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t \quad (38)$$

$$R^{SAIDI,t} = \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t R_i^{CID,t} / \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t \quad (39)$$

$$R^{EENS,t} = \sum_{b \in B} \frac{\Delta_b}{8760} \sum_{i \in \Omega^{LN}} R_i^{CID,t} \mu_b P_i^t \quad (40)$$

$$R^{ASAI,t} = \left(1 - \frac{R^{SAIDI,t} + R^{SAIDI,Plan}}{8760} \right) \times 100\% \quad (41)$$

$$R^{SAIDI,Plan} = \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t R_i^{CID,Plan} / \sum_{i \in \Omega^{LN}} NC_i^t \quad (42)$$

约束(43)和(44)分别表示各负荷节点的用户停电频率和停电时间的约束,其中 $R_{i,max}^{CIF}$ 和 $R_{i,max}^{CID}$ 分别表示节点 i 的最大年停电频率和最大年停电时间,不同的节点可以按照需求设定最大停电频率和最大停电时间。约束(45)~(48)表示各规划阶段的系统可靠性约束,同样可以根据需求设定最大系统平均年停电频率 R_{max}^{SAIFI} 、最大系统平均年停电时间 R_{max}^{SAIDI} 、缺供负荷期望值最大值 R_{max}^{EENS} 和最低系统供电可靠

率 R_{min}^{ASAI} 。

$$R_i^{CIF,t} \leq R_{i,max}^{CIF}, \forall i \in \Omega^{LN} \quad (43)$$

$$R_i^{CID,t} \leq R_{i,max}^{CID}, \forall i \in \Omega^{LN} \quad (44)$$

$$R^{SAIFI,t} \leq R_{max}^{SAIFI} \quad (45)$$

$$R^{SAIDI,t} \leq R_{max}^{SAIDI} \quad (46)$$

$$R^{EENS,t} \leq R_{max}^{EENS} \quad (47)$$

$$R^{ASAI,t} \geq R_{min}^{ASAI} \quad (48)$$

$\forall t \in T$ for 式(43)~式(48)

1.4 SES 和 MES 提升可靠性的约束建模

分布式储能接入配电网会对系统供电可靠性产生影响,因此,要在规划模型中考虑可靠性约束,提出了两个新的约束来解析表示其对供电可靠性的影响:(1) SES 参与恢复供电约束;(2) MES 参与恢复供电约束。

1) SES 参与恢复供电约束

$$-M(1 - x_i^{SES}) \leq p_i^{xy,SES} \leq M(1 - x_i^{SES}) \quad (49)$$

$$-Mx_i^{SES} + p_i^{xy} \leq p_i^{xy,SES} \leq p_i^{xy} + Mx_i^{SES} \quad (50)$$

$$-Mp_i^{xy,SES} \leq q_i^{xy,SES} \leq Mp_i^{xy,SES} \quad (51)$$

$$-M(1 - p_i^{xy,SES}) + q_i^{xy} \leq q_i^{xy,SES} \leq q_i^{xy} + M(1 - p_i^{xy,SES}) \quad (52)$$

式中: M 是一个很大的常数;二进制变量 $p_i^{xy,SES,t}$ 和 $q_i^{xy,SES,t}$ 分别表示 SES 参与恢复供电后的各负荷节点的故障波及变量和停电持续变量,对于安装 SES ($x_i^{SES} = 1$) 的节点,当节点 i 的供电受持续性故障 xy 的影响时,SES 立即启动为该负荷点供电,对应的故障波及变量 $p_i^{xy,SES,t}$ 和停电持续变量 $q_i^{xy,SES,t}$ 均为零,这表明安装 SES 的节点不受故障停电的影响。

2) MES 参与恢复供电约束

MES 具有较强的机动性和灵活的充放电能力,当配电网发生故障时,可通过调动 MES 为重要负荷点提供稳定的功率支撑,最大程度上减少重要负荷的停电损失。移动储能装置在配电网故障后参与恢复供电的约束如下:

$$-M(1 - x_i^{xy,MES}) \leq q_i^{xy,MES} \leq M(1 - x_i^{xy,MES}) \quad (53)$$

$$-Mx_i^{xy,MES} + q_i^{xy,SES} \leq q_i^{xy,MES} \leq q_i^{xy,SES} + Mx_i^{xy,MES} \quad (54)$$

$$x_i^{xy,MES} + x_i^{xy,SES} \leq 1 \quad (55)$$

$$n_i^{xy,MES} = \left\lceil \frac{P_i^t x_i^{xy,MES}}{P_{MES}^{dis}} \right\rceil + 1 \quad (56)$$

$$n^{MES} = \max \left(\sum_{i \in \Omega^{LN}} n_i^{xy,MES} \right) \quad (57)$$

$i \in \Omega^{LN}, xy \in \Omega^L$ for 式(53)~式(57)

约束(53)和(54)表示配电网在经过网络重构、负

荷转供阶段后, MES参与恢复供电时的停电约束, 其中二进制变量 $q_i^{xy, MES, t}$ 表示MES参与恢复供电后的停电持续变量, 若节点 i 供电恢复, 则 $q_i^{xy, MES, t} = 0$, 二进制变量 $x_i^{xy, MES}$ 表示支路 xy 发生故障后, MES是否为节点 i 供电(1为是); 约束(55)表示如果节点 i 安装SES, 则MES不参与该负荷节点的恢复供电。约束(56)表示支路 xy 发生持续性故障时, 参与恢复节点 i 供电的MES个数($n_i^{xy, MES, t}$), 符号“ $[]$ ”表示取整, 其中 P_{MES}^{\max} 和 η^{dis} 分别表示移动储能装置最大输出功率和放电效率, 本文假设移动储能装置一直以最大输出功率为故障节点供电, 即 P_{MES}^{\max} 为常数。约束(57)表示支路 xy 发生持续性故障时, 参与整个配电网负荷恢复的移动储能装置个数; 本文对于移动储能车参与配电网负荷恢复时做如下假设: 不考虑交通约束, 假设所有MES在经历故障隔离负荷转供时间 τ_{SW}^{xy} 后均能及时到达指定区域参与恢复供电。

建立了SES和MES对可靠性的影响模型后, 可以将约束(36)和(37)改写为约束(58)和(59)。

$$R_i^{\text{CIF}, t} = \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} p_i^{xy, \text{SES}, t}, i \in \Omega^{\text{LN}} \quad (58)$$

$$R_i^{\text{CID}, t} = \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} \tau_{\text{SW}}^{xy} p_i^{xy, \text{SES}, t} + \sum_{xy \in \Omega^L} \lambda_{ij} (\tau_{\text{PR}}^{xy} - \tau_{\text{SW}}^{xy}) (1 - q_i^{xy, \text{MES}, t}), \forall i \in \Omega^{\text{LN}} \quad (59)$$

综上, 考虑移动储能车提升供电可靠性的配电网规划模型可表示为

$$\begin{cases} \min (1) \\ \text{s.t. 式(6)一式(59)} \end{cases} \quad (60)$$

设定配电网中节点、支路、变压器和变电站的数量分别为 N_n 、 N_b 、 N_t 和 N_s , 该模型是一个混合整数线性规划(MILP)模型, 可用求解器 Gurobi 进行求解。

2 算例分析

2.1 多场景规划算例

测试算例采用改进的 24 节点配电系统^[30], 该规划算例的已有线路和备选变电站节点、负荷节点和支路如图 2 所示。图 2 中包含 2 个变电站, 22 个负荷节点, 25 条候选规划线路、17 个候选规划负载节点和 1 个候选规划变电站, 各规划阶段负荷节点的峰值负荷和用户数如表 1 所示, 节点 1—6 为在规划前就已存在的负荷节点, 第 1 个规划阶段新增 4 个负荷节点 7、8、9、10, 第 2 个规划阶段新增 4 个负荷节点 11—14, 其余负荷节点为最后 1 个规划周期算例新增。

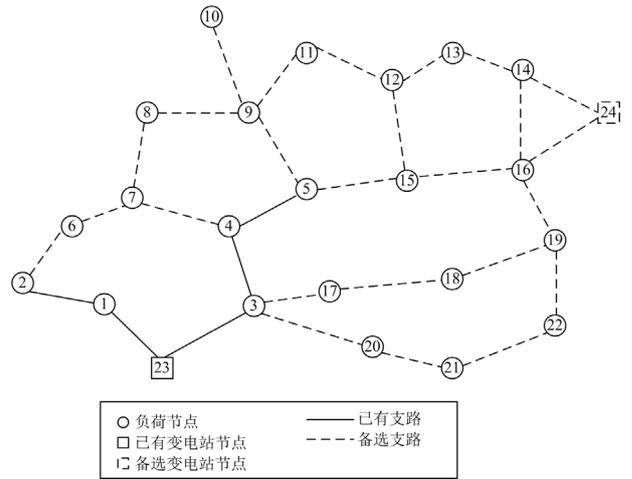


图 2 待规划 24 节点配电网规划算例示意图

Fig. 2 Schematic diagram of the 24-node distribution network planning example to be planned

表 1 各规划阶段节点数据

Table 1 Node data for each planning stage

节点	第 1 个阶段 负荷/kW	第 2 个阶段 负荷/kW	第 3 个阶段 负荷/kW	用户数
1	422.3	446.9	471.5	5207
2	160.68	170.04	179.4	1981
3	325.48	344.44	363.4	4013
4	65.92	69.76	73.6	812
5	57.68	61.04	64.4	711
6	241.02	255.06	269.1	2971
7	255.44	270.32	285.2	3149
8	148.32	156.96	165.6	1828
9	234.84	248.52	262.2	2895
10	321.36	340.08	358.8	3962
11	0	416.38	439.3	4851
12	0	202.74	213.9	2362
13	0	250.7	264.5	2921
14	0	294.3	310.5	3429
15	0	0	372.6	4114
16	0	0	496.8	5486
17	0	0	322	3556
18	0	0	483	5334
19	0	0	416.3	4597
20	0	0	288.96	3199
21	0	0	35.84	396
22	0	0	365.12	4042
23	0	0	0	0
24	0	0	0	0

考虑 3 种备选主变和 5 种备选导线类型, 两类设备的详细参数分别如表 2 和表 3 所示。支路故障率为 0.1 次/(年·km), 变压器故障率设置为 0.02 次/

年^[31], 各支路的故障隔离转供时间 τ_{SW}^{xy} 和故障修复时间 τ_{PR}^{xy} 分别设置为 0.5 h 和 3 h。

表 2 线路型号及参数

Table 2 Line type and parameters

型号	电阻/(Ω/km)	电抗/(Ω/km)	容量/kVA	单价/(元/km)
LGJ-35	0.910	0.380	2940	3920
LGJ-50	0.630	0.368	3810	5270
LGJ-70	0.450	0.358	4760	6920
LGJ-95	0.330	0.342	5800	8890
LGJ-120	0.270	0.335	6580	10 680

表 3 变压器型号及参数

Table 3 Transformer type and parameters

型号	空载 损耗/kW	短路 阻抗/%	容量/kVA	单价/ (万元/台)
SF11-6300/110	7.4	10.5	6300	65
SF11-8000/110	9.6	10.5	8000	75
SF11-10000/110	10.6	10.5	10 000	95

在求解缺供负荷期望值(EENS)时考虑 3 种负荷水平, 分别是 2000 h/年的 70%负荷水平、5760 h/年的 83%负荷水平以及 1000 h/年的 100%负荷水平。考虑基于该配电系统的 3 个阶段(每个阶段间隔 5 年)15 年期规划, 通货膨胀率设置为 10%。目标函数中的可靠性成本权重 ω 设置为 500 元/MWh。

下面设置 4 个场景来体现不同可靠性要求下的规划结果。

场景 1: 仅考虑系统可靠性要求, 不单独考虑节点可靠性要求, 设置较为宽松的可靠性指标要求, 且不考虑 SES 和 MES 对可靠性的影响。

场景 2: 同时考虑系统以及节点可靠性要求, 设置较严格的可靠性指标要求, 且不考虑 SES 和 MES 对可靠性的影响。

场景 3: 考虑系统以及节点可靠性要求, 设置非常严格的可靠性要求, 且不考虑 SES 和 MES 对可靠性的影响。

场景 4: 考虑系统以及节点可靠性要求, 为每个节点设置不同的停电时间上限, 设置非常严格的可靠性要求, 且考虑 SES 和 MES 的配置以提升供电可靠性。

2.2 规划结果分析

场景 1: 首先设置较为宽松的可靠性需求, 仅考虑系统可靠性要求, 设置各规划阶段的系统年平均停电时间上限 $R_{max}^{SAIDI} = 3$ h/年, 不考虑节点可靠性。采用本章所提的配电网网架结构规划模型求解, 结果如图 3 所示。图 3 中 A 表示导线型号, T 表示新

建该设备的规划周期。

图 3 的规划结果为 1 个辐射状结构的配电网, 因为未考虑节点可靠性需求(CID)且系统可靠性指标(SAIDI)要求不高, 为满足经济性, 规划结果中并没有联络线, 也未新建变电站和馈线。当线路发生故障后, 故障支路下游所有负荷点的供电需要到故障修复之后才能恢复, 各负荷节点容易因为线路故障停电, 尤其是位于馈线末端的负荷点, 系统整体供电可靠性不高。各规划周期的系统可靠性指标和总成本如表 4 所示, 随着规划周期的增加, 系统规模逐渐扩大, 系统可靠性指标也随之增大, 但均满足设定的可靠性要求。由于设定的可靠性要求较低, 模型求解所需计算时间较短, 仅需 3.2 min 即可求得正确结果。

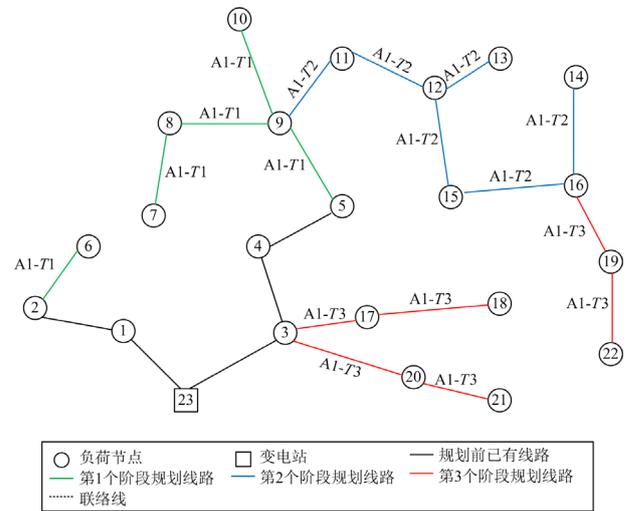


图 3 宽松可靠性要求下系统 3 个阶段的规划结果

Fig. 3 Results of three-phase planning for systems with relaxed reliability requirements

表 4 场景 1 中 3 个规划周期的可靠性指标及成本

Table 4 Reliability index and cost of three planning cycles of scenario 1

可靠性指标	第 1 个周期	第 2 个周期	第 3 个周期
SAIDI(h/年)	0.485	1.246	2.556
SAIFI(次/年)	0.274	1.029	2.063
EENS(MWh/年)	2.260	5.534	13.624
总成本/万元	8.729	10.730	11.354

场景 2: 设置较严格的可靠性要求, 系统年平均停电时间(SAIDI)和年平均停电频率(SAIFI)的上限分别设置为 0.78 h/年和 1.5 次/年, 各负荷节点的年停电时间和停电频率上限分别设置为 3 h/年和 3 次/年。

在较严格的可靠性要求下得到的规划结果如

图4所示, 其为1个网状结构、辐射状运行的配电网, 系统中共包含2条馈线。为满足设置的系统可靠性要求, 在节点15与节点16之间新建1条线路作为联络线。当馈线中某条支路发生故障导致其下游负荷停电时, 经过故障隔离负荷转供时间后, 通过联络线进行负荷转供, 可恢复故障支路下游部分停电节点的供电。场景2中3个规划周期的可靠性指标及成本如表5所示。与场景1的结果相比, 规划总成本仅增加了2.826万元, 但是系统可靠性得到了大幅度提升, 当第3个规划阶段完成后, 系统年平均停电时间(SAIDI)和年平均停电频率(SAIFI)分别为0.778 h/年和1.334次/年, 系统供电可靠率为99.897%。由于设定的可靠性要求提高, 经过2.15 h求得最优解。

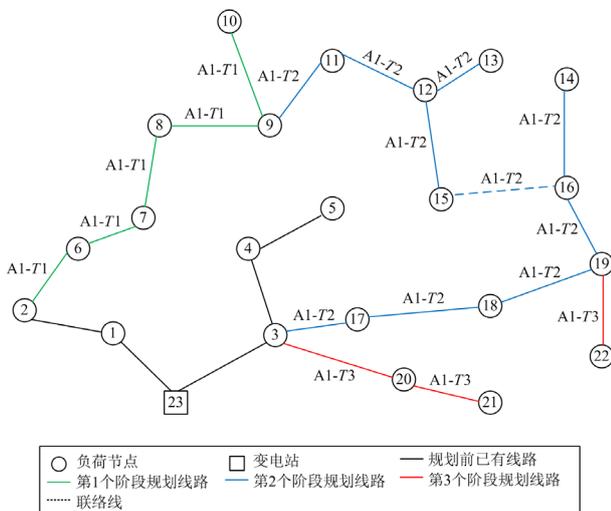


图4 较严格可靠性要求下系统3个阶段的规划结果

Fig. 4 Results of three-phase planning for systems with more stringent reliability requirements

表5 场景2中3个规划周期的可靠性指标及成本

Table 5 Reliability index and cost of three planning

cycles of scenario 2

可靠性指标	第1个周期	第2个周期	第3个周期
SAIDI/(h/年)	0.473	0.555	0.778
SAIFI/(次/年)	0.251	0.803	1.334
EENS/(MWh/年)	2.260	2.331	2.078
总成本/万元	8.729	10.730	13.525

场景3: 设置非常严格的可靠性要求, 系统年平均停电时间(SAIDI)和系统年平均停电频率(SAIFI)的上限分别设置为0.5 h/年和1次/年, 各负荷节点年停电时间(CID)上限如表6所示, 用所提网架结构规划模型计算得到的结果如图5所示, 图中Tr表示变压器型号。

图5的结果表明, 为了满足更高的系统和节点

可靠性要求, 需在第3个规划阶段新建1座变电站和新增1台变压器, 并在节点12与节点13之间、节点18与节点19之间以及节点20与节点21之间新建3条线路作为联络线, 此时系统中共包含3条馈线, 配电网的结构变得更复杂。由于变电站、变压器等设备的投资成本较大, 场景3的投资成本相较于前两个算例大幅增加。更高的投资成本意味着更高的可靠性, 第3个规划阶段系统年平均停电时间为0.496 h/年, 年平均停电频率为0.891次/年, 系统供电可靠性达到99.9%。

表6 第3个规划阶段各节点停电时间上限

Table 6 Maximum customer interruption duration for each node in the third planning phase

节点		节点		节点		节点	
节点	CID	节点	CID	节点	CID	节点	CID
指标	指标	编号	指标	编号	编号	编号	指标
1	0.542	7	1.425	13	0.625	19	0.671
2	0.801	8	1.707	14	0.625	20	0.471
3	0.625	9	1.925	15	0.866	21	0.474
4	0.862	10	0.742	16	0.866	22	0.519
5	1.425	11	0.525	17	0.780	23	—
6	1.012	12	0.525	18	0.625	24	—

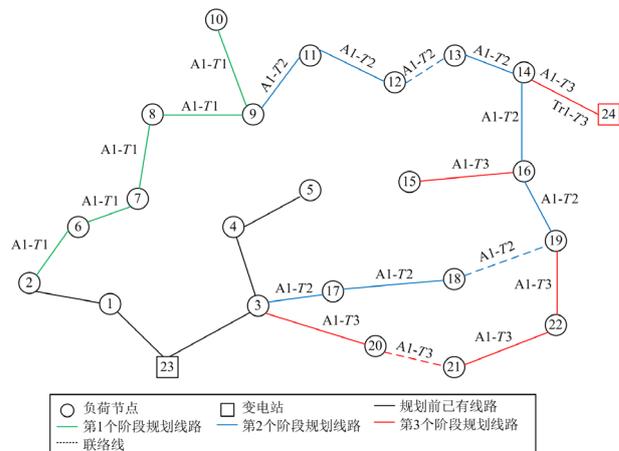


图5 非常严格的可靠性要求下系统3个阶段的规划结果

Fig. 5 Results of three-phase planning of a system with very stringent reliability requirements

各负荷节点的用户年停电时间(CID)如图6所示, 均满足表6中的可靠性要求。规划周期内的可靠性指标及成本如表7所示。结果表明所提模型可以实现配电网规划的精确设计, 针对不同负荷点和系统的可靠性要求得到不同的规划方案。由于所提可靠性要求较高, 经过13.76 h求得最优解。

场景4: 当系统可靠性要求进一步提升时, 仅依靠网架结构规划难以满足配电网中系统和节点的可靠性需求, 此时可以通过增加SES和MES来提

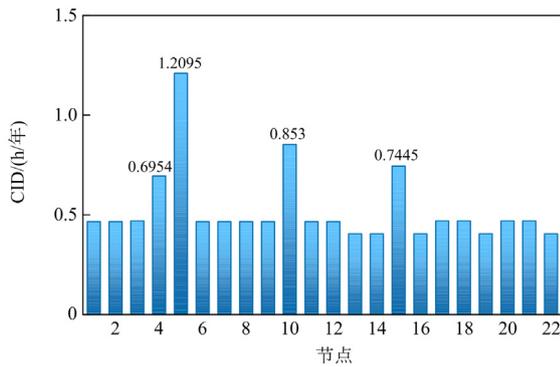


图 6 场景 3 中第 3 个周期各节点 CID

Fig. 6 CID of each node in the third cycle of Scenario 3

表 7 场景 3 中 3 个规划周期的可靠性指标及成本

Table 7 Reliability index and cost of three planning

cycles of Scenario 3

可靠性指标	第 1 个周期	第 2 个周期	第 3 个周期
SAIDI/(h/年)	0.450	0.499	0.496
SAIFI/(次/年)	0.262	0.935	0.891
EENS/(MWh/年)	2.148	1.637	2.646
总成本/万元	9.014	17.755	16.275

升供电可靠性。为 CID 要求较高的节点配置 SES，可以保证该负荷节点不受故障的影响，配置一定数量的 MES 可以为因持续性故障影响而停电的负荷节点灵活供电。设 1 辆 MES 的额定容量为 600 kWh，最大输出功率为 200 kW，可连续为功率为 200 kW 的负荷点供电 2.5 h，MES 的单位容量投资成本为 1200 元/kWh。SES 的单位容量投资成本为 700 元/kWh，其额定功率取节点 i 的峰值有功功率，容量取额定功率×配电网支路故障修复时间。其余参数设置与场景 3 相同，由于规划模型中含有大量二进制变量且各阶段决策变量之间的逻辑变量复杂，这导致求解困难，为降低求解难度，仅在最后一个规划阶段考虑可靠性需求以及 SES 与 MES 的配置。设系统年平均停电时间上限为 0.4 h/年。在表 6 的基础上，将节点 9 和节点 14 的用户年停电时间上限分别设置为 0.083 h/年和 0.075 h/年，求得的规划方案如图 7 所示。

规划效果如表 8 所示，由于节点 9 和 14 的供电可靠性需求高，所以为这两个节点配置 SES，在第 3 个规划周期内，需新建一座变电站和新增两台变压器，在节点 8 与节点 9 之间、节点 17 与节点 18 之间以及节点 20 与节点 21 之间新建 3 条线路作为联络线，为整个系统配置 1 台 MES，为节点 9、14 各配置 1 台容量为 700 kWh 和 750 kWh 的 SES。系统年平均停电时间为 0.3757 h/年，各负荷节点的用户年停电时间如图 8 所示，由于节点 9 和 14 安装了

SES，所以这两个节点不会因为线路故障而停电，两个节点的 CID 值均为 0。

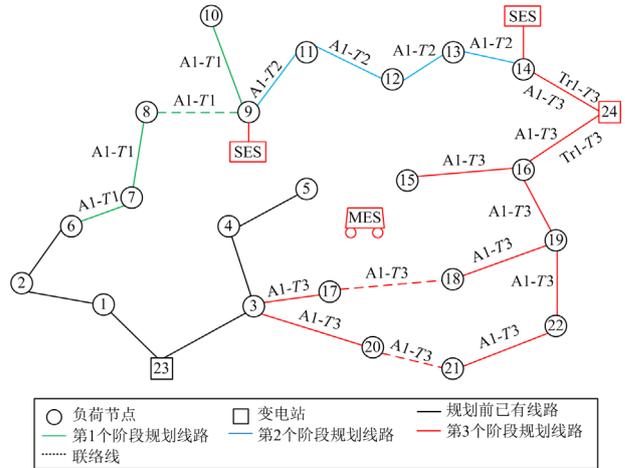


图 7 考虑 SES 与 MES 的规划结果

Fig. 7 Planning results considering SES and MES

表 8 场景 4 中 3 个规划周期的可靠性指标及成本

Table 8 Reliability index and cost of three planning

cycles of Scenario 4

可靠性指标	第 1 个周期	第 2 个周期	第 3 个周期
SAIDI/(h/年)	0.450	0.499	0.376
SAIFI/(次/年)	0.262	0.935	0.891
EENS/(MWh/年)	2.148	1.637	1.366
总成本/万元	9.014	17.755	55.276

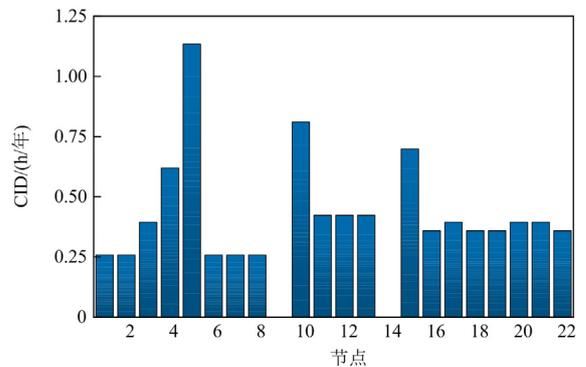


图 8 场景 4 中第 3 个周期各节点 CID

Fig. 8 CID of each node in the third cycle of Scenario 4

综上所述，该规划模型可以在差异化设置各负荷节点可靠性需求后，得到满足设定的规划结果。这表明所提模型可以实现配电网规划的精确设计，针对不同负荷点和系统的可靠性要求得到不同的规划方案。

在考虑储能装置的规划场景中，成功验证了储能装置能够有效地提高供电可靠性，并且模型实现了考虑储能装置提升供电可靠性的配电网规划。

系统可靠性要求与总投资成本之间的关系曲

线如图 9 所示, 当系统可靠性要求相对宽松时, 规划总投资成本先缓慢增长, 当可靠性要求进一步提升(表现为 SAIDI 上限值的下降)时, 由于需要投资建设变电站, 导致投资成本迅速上升。随着系统可靠性要求提升, 其规划成本也大幅提升, 所以在确定规划方案时, 应该在经济性和可靠性之间权衡决策。

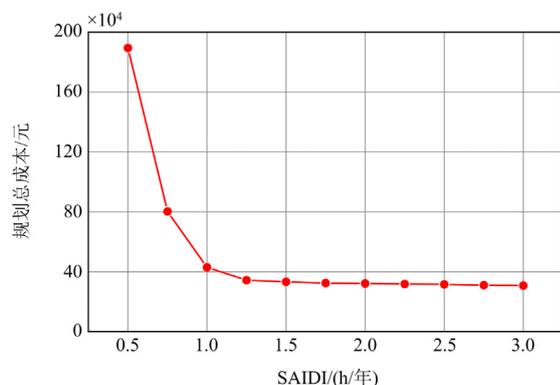


图 9 可靠性与经济性关系曲线

Fig. 9 Relation curve of reliability and economy

3 结论

本文提出了含可靠性约束的配电网 SES/MES 与网架协同规划模型, 将可靠性指标显式表达并嵌入规划模型中, 使得规划决策与可靠性评估同步进行, 并在规划模型中考虑了 SES 与 MES 装置对供电可靠性的影响。通过在规划过程对不同节点进行不同可靠性要求的设置, 可有效满足配电网差异化的规划需求, 实现了不同发展阶段的配电网规划差异化设计, 并给出不同阶段的规划结果。所提出的协同规划方法解决了仅依靠网架规划难以满足局部高可靠性要求的问题, 实现储能与网架协同规划。未来需要在算法求解效率方面, 针对规划问题的特点, 提升模型计算效率。

参考文献

- [1] ALLAN R, BILLINTON R. Probabilistic assessment of power systems[J]. Proceedings of the IEEE, 2000, 88(2): 140-162.
- [2] 潘建辉, 张宁, 雍培, 等. 面向海量灵活性资源的两阶段分布式协同调度方法[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(15): 67-79.
PAN Jianhui, ZHANG Ning, YONG Pei, et al. Two-stage distributed collaborative dispatching method for massive flexible resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(15): 67-79.
- [3] 王波, 张占营, 张霄, 等. 直流微电网分布式储能系统精确电流分配策略[J]. 中国电力, 2022, 55(8): 96-103, 112.
WANG Bo, ZHANG Zhanying, ZHANG Xiao, et al. Accurate current sharing strategy for distributed energy storage system in DC microgrids[J]. Electric Power, 2022, 55(8): 96-103, 112.
- [4] 罗轩, 黄云辉, 熊斌宇. 基于配电网-路网融合的移动储能车多场景时空协同优化调度策略[J]. 智慧电力, 2023, 51(8): 30-37, 66.
LUO Xuan, HUANG Yunhui, XIONG Binyu. Multi-scenario spatial-temporal collaborative optimal scheduling strategy for mobile energy storage vehicles based on distribution network and road network integration[J]. Smart Power, 2023, 51(8): 30-37, 66.
- [5] 方雨辰, 章姝俊, 陆海清, 等. 考虑调峰辅助服务的移动储能车路径优化与充放电策略[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(3): 47-53.
FANG Yuchen, ZHANG Shujun, LU Haiqing, et al. Research on route optimization and charging/discharging strategy of mobile energy storage vehicle considering peak shaving auxiliary service[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(3): 47-53.
- [6] MOREIRA J C, MIGUEZ E, VILACHA C, et al. Large-scale network layout optimization for radial distribution networks by parallel computing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, 26(3): 1946-1951.
- [7] SINGH S, GHOSE T, GOSWAMI S K. Optimal feeder routing based on the bacterial foraging technique[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2012, 27(1): 70-78.
- [8] HABIBI M, VAHIDINASAB V, SEPASIAN M S. Application of mobile energy storage to facilitate energy transfer between TSO and DSO networks[C] // 2020 10th Smart Grid Conference (SGC), December 16-17, 2020, Kashan, Iran.
- [9] PULAZZA G, ZHANG N, KANG C, et al. Transmission planning with battery-based energy storage transportation for power systems with high penetration of renewable energy[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(6): 4928-4940.
- [10] ABDELTAWAB H H, MOHAMED Y A I. Mobile energy storage scheduling and operation in active distribution systems[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2017, 64(9): 6828-6840.
- [11] CHEN X, LEI H, ZHANG T. A two-stage microgrid reconfiguration model with mobile energy storage[C] // 2019 IEEE 3rd Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), November 8-10, 2019, Changsha, China.
- [12] 吴志山. 计及分布式电源和电动汽车的配电网供电可靠性评估[D]. 广州: 广东工业大学, 2016.
- [13] 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.
- [14] 颜炯, 万涛, 李浩松, 等. 计及不确定性因素的配电网网架规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(18): 76-81.
YAN Jiong, WAN Tao, LI Haosong, et al. Distribution network planning considering the uncertainties[J]. Power

- System Protection and Control, 2017, 45(18): 76-81.
- [15] 田浩, 王可庆, 俞斌, 等. 考虑多类型负荷及风光不确定性的配电网优化规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(9): 144-150.
TIAN Hao, WANG Keqing, YU Bin, et al. Optimal planning for distribution network considering multi-type load and uncertainties in wind power and photovoltaic[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(9): 144-150.
- [16] 张漫, 王主丁, 王敬宇, 等. 计及发展不确定性的配电网柔性规划方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(13): 114-123, 168.
ZHANG Man, WANG Zhuding, WANG Jingyu, et al. Flexible planning methods for distribution network with uncertainties during development[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(13): 114-123, 168.
- [17] GAO Y, HU X, YANG W, et al. Multi-objective bilevel coordinated planning of distributed generation and distribution network frame based on multiscenario technique considering timing characteristics[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(4): 1415-1429.
- [18] MUNOZ-DELGADO G, CONTRERAS J, ARROYO J M. Distribution network expansion planning with an explicit formulation for reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2583-2596.
- [19] JOOSHAKI M, ABBASPOUR A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. MILP model of electricity distribution system expansion planning considering incentive reliability regulations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4300-4316.
- [20] ISLAM F R, PRAKASH K, MAMUN K A, et al. Aromatic network: a novel structure for power distribution system[J]. IEEE Access, 2017, 5: 25236-25257.
- [21] 林哲, 胡泽春, 宋永华. 考虑 $N-1$ 准则的配电网与分布式储能联合规划[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(13): 4390-4403.
LIN Zhe, HU Zechun, SONG Yonghua. Joint planning of distribution network expansion on distributed energy storage system under $N-1$ criterion[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(13): 4390-4403.
- [22] 程杉, 傅桐, 李洋洋, 等. 含高渗透可再生能源的配电网灵活性供需协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 1-12.
CHENG Shan, FU Tong, LI Fengyang, et al. Flexible supply demand collaborative planning for distribution networks with high penetration of renewable energy[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 1-12.
- [23] 柏昊阳, 李华强, 臧天磊, 等. 柔性网架结构下考虑双边交易的多微网与配网协同规划[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(6): 51-64.
BAI Haoyang, LI Huaqiang, ZANG Tianlei, et al. Collaborative planning of multiple microgrids and a distribution network considering bilateral transactions in a flexible network structure[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(6): 51-64.
- [24] 艾圣芳. 考虑电动汽车 V2G 效应的配电网规划研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2013.
AI Shengfang. Study of the distribution network planning considering V2G effect of electric vehicles[D]. Wuhan Huazhong University of Science Technology, 2013.
- [25] 艾圣芳, 林湘宁, 万云飞, 等. 考虑 V2G 模式的含多个电动汽车充电站有源配电网规划研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 105-112.
AI Shengfang, LIN Xiangning, WAN Yunfei, et al. Study of the active distribution network planning considering multiple electric vehicle charging stations participating in V2G applications[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 105-112.
- [26] 苏向敬, 张传坤, 符杨, 等. 考虑多场景运行的不平衡主动配网电池储能系统两阶段优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10): 88-97.
SU Xiangjing, ZHANG Chuankun, FU Yang, et al. Two-stage optimal placement of BESS in an unbalanced active distribution network considering multi-scenario operation[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(10): 88-97.
- [27] 彭静, 王军, 亓富军, 等. “双碳”目标下配电网多阶段扩展规划[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 153-161.
PENG Jing, WANG Jun, QI Fujun, et al. Multi-stage expansion planning of a distribution network with double-carbon policy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 153-161.
- [28] 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.
- [29] MUNOZ-DELGADO G, CONTRERAS J, ARROYO J M. Reliability assessment for distribution optimization models: a non-simulation-based linear programming approach[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3048-3059.
- [30] LI Z, WU W, TAI X, et al. A reliability-constrained expansion planning model for mesh distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(2): 948-960.
- [31] 赵洪山, 赵航宇. 考虑元件故障率变化的配电网可靠性评估[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(11): 56-62.
ZHAO Hongshan, ZHAO Hangyu. Distribution system reliability analysis considering the elements failure rate changes[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(11): 56-62.

收稿日期: 2024-01-25; 修回日期: 2024-04-18

作者简介:

巨云涛(1985—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为新型电力系统可靠性计算与规划; E-mail: juyuntao@ncut.edu.cn

周伟鹏(2002—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新型电力系统可靠性计算与规划; E-mail: 3032275102@qq.com

于宗民(1997—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新型电力系统可靠性计算与规划. E-mail: yuzongmin@tsinghua-eiri.org

(编辑 姜新丽)