

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241029

# 冰灾下考虑故障动态演变的配电网移动储能灾前预布局策略

李本新<sup>1</sup>, 高洋<sup>1</sup>, 孙勇<sup>2</sup>, 李德鑫<sup>2</sup>, 李宝聚<sup>2</sup>

(1. 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室(东北电力大学), 吉林 吉林 132012;  
2. 国网吉林省电力有限公司, 吉林 长春 130021)

**摘要:** 针对冰灾极端灾害下城市配电网重要负荷保供问题, 提出了一种考虑故障动态演变的配电网移动储能灾前预布局策略, 以提升配电网韧性。首先, 结合冰灾气象预测数据及配电网地理位置信息, 依据冰灾时空转移特性计算时变的配电线路故障概率, 进而采用时序蒙特卡洛模拟生成随时空演变的电网故障场景集合。然后, 综合考虑各故障场景下配电网负荷保供对灾前移动储能设备预布局的需求, 构建考虑故障动态演变的配电网移动储能灾前预布局随机优化模型, 最大限度地减少各种故障场景下移动储能设备并网点动态调整导致的负荷损失。最后, 通过改进的IEEE33节点配电系统算例验证了所提策略的有效性。

**关键词:** 韧性; 配电网; 移动储能; 预布局; 时空演变; 冰灾

## Pre-disaster mobile energy storage pre-deployment strategy for distribution networks considering time-varying faults under ice disasters

LI Benxin<sup>1</sup>, GAO Yang<sup>1</sup>, SUN Yong<sup>2</sup>, LI Dexin<sup>2</sup>, LI Baoju<sup>2</sup>

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology, Ministry of Education (Northeast Electric Power University), Jilin 132012, China; 2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130021, China)

**Abstract:** To address the issue of ensuring reliable power supply to critical loads in urban distribution networks during extreme ice disasters, a pre-disaster mobile energy storage pre-deployment strategy considering time-varying faults in distribution networks is proposed to enhance distribution network resilience. First, combining the meteorological forecast data and the geographical information of the distribution network, time-varying fault probabilities of distribution lines are calculated based on the spatiotemporal propagation characteristics of ice disasters. A set of time-varying distribution network fault scenarios are then generated using time-sequential Monte Carlo simulation. Next, considering the requirements of pre-deployment of mobile energy storage for reliable power consumption during ice disaster scenarios, a stochastic optimization model is constructed to determine the optimal pre-disaster deployment of mobile energy storage systems, to minimize the load losses caused by dynamic adjustment of mobile energy storage connection points under various fault scenarios. Finally, case studies using an improved IEEE33-bus distribution system are conducted to verify the effectiveness of the proposed strategy.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2022YFB2404000).

**Key words:** resilience; distribution network; mobile energy storage; pre-deployment; spatiotemporal evolution; ice disaster

## 0 引言

近年来, 冰灾等极端气象灾害频发给城市电力安全供应带来严重挑战<sup>[1-4]</sup>。冰灾下电力线路覆冰引

发的冰闪、倒塔、断线等故障容易造成城市配电网大面积停电, 产生巨大的社会经济损失<sup>[5-7]</sup>, 因此亟须提升冰灾下城市配电网的抗灾韧性。移动式储能设备(mobile energy storage systems, MESS)具有能量时空转移的特点<sup>[8-9]</sup>, 灾前对其合理部署可使其在冰灾侵袭过程中快速地为配电网重要负荷提供电量

**基金项目:** 国家重点研发计划项目资助(2022YFB2404000)

支援, 减少停电损失, 是提升城市配电网应对冰灾等极端灾害的重要移动应急资源。

目前, 国内外学者针对移动应急资源在极端灾害侵袭不同阶段的布局和调度策略展开了初步的研究。文献[10]考虑光伏出力不确定性构建了 MESS 灾前预布局两阶段鲁棒优化模型, 但未考虑故障的不确定性; 文献[11]提出了移动电源两阶段协调框架, 在灾前阶段基于线路断线不确定集合构建了移动电源预布局鲁棒优化模型, 并针对灾后给定故障场景, 以最大限度恢复负荷供电为目标构建了移动电源动态调度优化模型; 文献[12]考虑故障不确定性构建了灾前移动应急资源预布局随机优化模型。上述研究在进行移动资源的灾前布点优化时未考虑灾前布点方案对灾后移动资源布局位置再调整的影响, 可能因灾前布点位置距离故障点较远不利于移动应急资源快速调度而出现较大的负荷损失。

为发挥移动应急资源在灾害发生各阶段决策的协同效应, 进一步提升配电网韧性, 文献[13]考虑极端灾害下配电网故障和交通拥塞不确定性, 提出了协调灾后移动应急电源位置再调度的灾前预布局随机优化方法; 文献[14]综合考虑灾前正常运行场景和灾后故障场景不确定性, 提出了移动储能布点的两阶段随机优化模型; 文献[15]考虑灾前移动应急电源安放位置和数量对灾后移动电源及抢修人员调度安排的影响, 提出一种提升配电网韧性的灾前移动应急电源预布局随机优化方法; 文献[16]考虑路网-电网在各故障场景下的负荷恢复及线路抢修需求, 提出了一种多阶段协同的移动应急资源灾前布点策略。上述文献均通过生成故障场景模拟极端自然灾害下电网故障的不确定性, 但每个故障场景仅考虑灾害导致的线路最终故障状态, 未考虑灾害侵袭过程中电网故障的时序演变过程及其对移动应急资源灾前预布局的影响。

针对上述不足, 本文考虑冰灾动态演化对配电网线路故障时空分布的影响, 提出一种冰灾下考虑故障动态演变的配电网移动储能灾前预布局随机优化模型, 通过统筹考虑灾前布点方案和灾害发生后各故障场景下 MESS 再调度方案对负荷损失的影响, 优化灾前 MESS 布点位置, 以实现灾害发生后 MESS 的快速调度、配电网失电负荷的快速恢复, 提升配电网韧性水平。

## 1 冰灾影响的配电网动态故障场景建模

### 1.1 冰灾下配电网线路故障概率模型

如图 1 所示, 极端冰灾气象下, 暴露在空气中的覆冰配电网线路除了受到水平方向风荷载  $L_w$  作用

外, 还会受到垂直方向冰荷载  $L_i$  作用<sup>[17]</sup>。随着覆冰厚度的持续增加, 当配电网线路冰风力荷载  $L_{wi}$  超过其承载极限时将发生断线故障。为量化冰灾时空演变过程对配电网线路故障概率的影响, 本节首先依据冰灾气象数据构建配电网线路风荷载和冰荷载模型。

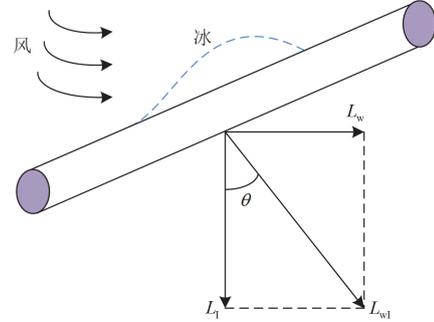


图 1 覆冰线路受力示意图

Fig. 1 Schematic diagram of force on ice line

参考文献[18], 各时段配电网线路所在地的风速可表示为

$$v_t = v_{\max} e^{-\frac{(r_t - r_{\max})^2 + (\theta_t - \theta_{\max})^2}{k_1}} \sin \beta_t \quad (1)$$

式中:  $v_t$  为  $t$  时段配电网线路所在地的风速(m/s);  $v_{\max}$  为环境中最大风速(m/s);  $r_t$  和  $\theta_t$  为分别  $t$  时段配电网线路到冰灾中心的极径和极角;  $r_{\max}$  和  $\theta_{\max}$  分别为最大风速点到冰灾中心的极径和极角;  $k_1$  为衰减系数;  $\beta_t$  为  $t$  时段配电网线路与风向之间的夹角。

依据配电网线路所在地风速, 配电网线路的累积覆冰厚度可表示<sup>[19]</sup>为

$$R_{eq,t} = \sum_{\tau=1}^t \frac{\Delta T}{\pi \rho_i} \sqrt{(r_s \rho_w)^2 + (3.6 v_{\tau} W)^2} \quad (2)$$

式中:  $R_{eq,t}$  为  $t$  时段配电网线路的累积覆冰厚度(mm);  $\Delta T$  为研究周期所划分的各时段延续时间, 本文取 15 min;  $\rho_i$  为冰的密度;  $\rho_w$  为水的密度;  $r_s$  为降雨率;  $W$  为空气中的含水量,  $W = 0.067 r_s^{0.864}$ 。

参考文献[20], 单位长度线路的冰荷载和风荷载可分别表示为式(3)、式(4)的形式。

$$L_{i,t} = 9.8 \times 10^{-3} \rho_i \pi (D + R_{eq,t}) R_{eq,t} \quad (3)$$

$$L_{w,t} = C S_1 v_t^2 (D + 2R_{eq,t}) \quad (4)$$

式中:  $L_{i,t}$  为  $t$  时段单位长度线路的冰荷载(N/m);  $L_{w,t}$  为  $t$  时段单位长度线路的风荷载(N/m);  $D$  为线路直径(mm);  $C$  为常数因子, 参考文献[20]取  $6.964 \times 10^{-3}$ ;  $S_1$  为线路跨度系数。

根据覆冰线路垂直方向的冰荷载  $L_{i,t}$  和水平方向的风荷载  $L_{w,t}$ , 可以得到风荷载和冰荷载共同作

用下的冰风力荷载  $L_{w1,t}$ 。

$$L_{w1,t} = \sqrt{(L_{1,t})^2 + (L_{w,t})^2} \quad (5)$$

根据各时段单位长度配电线路的冰风力荷载可计算单位长度的配电线路故障概率<sup>[21]</sup>，如式(6)所示。

$$P_{f,t} = \begin{cases} 0 & L_{w1,t} \leq a_{w1} \\ \exp\left[\frac{0.6931(L_{w1,t} - a_{w1})}{b_{w1} - a_{w1}}\right] - 1 & a_{w1} < L_{w1,t} < b_{w1} \\ 1 & L_{w1,t} \geq b_{w1} \end{cases} \quad (6)$$

式中： $P_{f,t}$ 为  $t$  时段单位长度线路的故障概率； $a_{w1}$  和  $b_{w1}$  分别为配电线路正常运行和故障 100%置信度下所对应的冰风力荷载门限值(N/m)。

由于长度为  $l$  的配电线路可以看作由  $l$  个单位长度的线路串联而成，因此，其发生故障的概率为

$$P_t = 1 - (1 - P_{f,t})^l \quad (7)$$

### 1.2 冰灾下配电网动态故障场景生成

如图 2 所示，为精准刻画冰灾对配电网的影响，本节计及冰灾侵袭过程的时空转移特性<sup>[22]</sup>，计算冰灾下时变的配电线路故障概率，并采用时序蒙特卡洛抽样法(Monte Carlo simulation, MCS)模拟冰灾下配电网动态故障场景，具体步骤如下。

1) 将冰灾侵袭配电网的过程等分为  $T$  个时段，根据提前获取的冰灾预报信息及配电网地理位置信息，考虑冰灾的时空转移特性，由式(2)计算各时段线路的累积覆冰厚度，然后根据式(3)一式(5)求取线路冰风力荷载，最终由式(6)、式(7)计算冰灾移动过程中各时段配电线路的故障概率。

2) 采用时序 MCS，依据式(8)确定配电网所有线路各时刻状态，完成冰灾下配电网故障场景的一次完整抽样。

$$\alpha_{k,t,s} = \begin{cases} 0 & R_{k,t,s} > P_{k,t} \text{ 且 } \alpha_{k,t-1,s} = 0 \quad \text{正常状态} \\ 1 & 0 \leq R_{k,t,s} \leq P_{k,t} \text{ 或 } \alpha_{k,t-1,s} = 1 \quad \text{故障状态} \end{cases} \quad (8)$$

式中： $\alpha_{k,t,s}$ 为线路  $k$  在场景  $s$  下  $t$  时段故障状态的布尔变量(0 表示正常，1 表示故障)； $R_{k,t,s}$ 为场景  $s$  下线路  $k$  在时段  $t$  抽取的位于[0,1]均匀分布的随机数<sup>[18]</sup>。由式(8)可知：对于场景  $s$  下的线路  $k$  而言，若  $t-1$  时段为正常状态，当时段  $t$  抽取的随机数  $R_{k,t,s}$  大于故障概率  $P_{k,t}$  时，线路仍维持正常状态，否则将由正常状态转变为故障状态。此外，在线路状态抽样过程中，考虑到冰灾侵袭过程中线路来不及抢修，因此若线路  $k$  在  $t-1$  时段故障，则在该场景随后的时段抽样中保持故障状态不变。

3) 重复步骤 2)的抽样过程，直至生成预设的  $N_s$  个配电网故障场景，然后参考文献[23]，利用  $K$  均值聚类法削减故障场景，生成  $S$  个冰灾下典型动态故障场景。

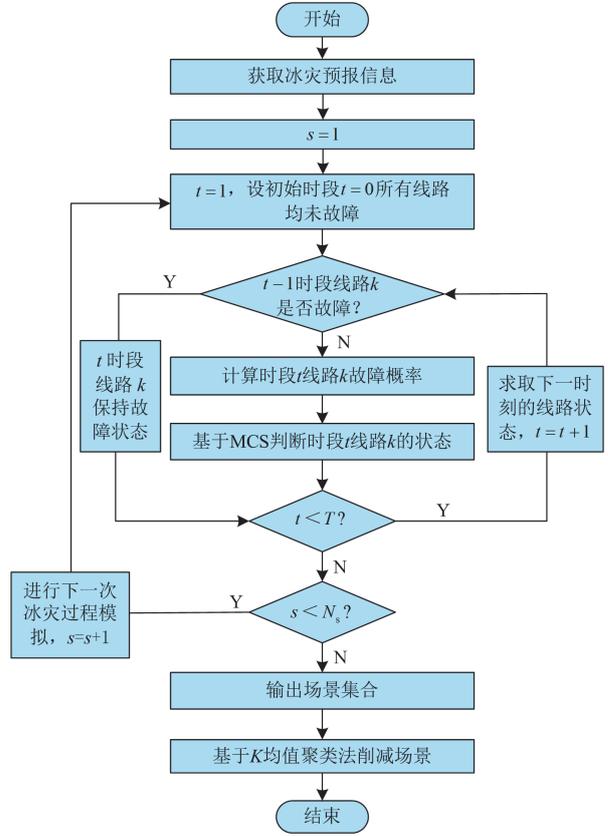


图 2 冰灾下配电网典型动态故障场景生成步骤

Fig. 2 Procedures of typical dynamic fault scenarios generation in distribution network under ice disaster

可以发现，由于计及了冰灾侵袭下配电网断线故障的时序动态过程，所生成的故障场景不仅包含线路最终的故障形态，还包含冰灾发展过程中断线故障演变的时序信息，可为 MESS 灾前布点及灾中并网点的动态调整提供更精确的场景支撑。

## 2 考虑故障动态演变的 MESS 灾前预布局随机优化模型

相比于传统的仅考虑线路最终故障形态的 MESS 灾前布点优化建模，本文计及冰灾下配电网断线故障的时序动态演进过程，综合考虑各动态故障场景下负荷保供对灾前 MESS 预布局的需求，构建考虑故障场景动态演变的配电网 MESS 灾前预布局随机优化模型。

### 2.1 目标函数

本文以冰灾侵袭过程中所有可能故障场景下各

节点负荷期望损失费用最小为目标, 即

$$\min \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^N \gamma_s c_j P_{j,t,s}^{\text{Lshd}} \Delta T \quad (9)$$

式中:  $S$  为典型动态故障场景数;  $N$  为配电网节点数;  $\gamma_s$  为故障场景  $s$  发生概率;  $c_j$  为节点  $j$  单位时间内的单位负荷削减成本;  $P_{j,t,s}^{\text{Lshd}}$  为场景  $s$  下节点  $j$  在  $t$  时段的负荷削减量。

## 2.2 约束条件

约束条件包括 MESS 灾前布点约束以及冰灾侵袭过程中可能发生的所有动态故障场景下 MESS 部署位置切换约束、MESS 充放电约束、分布式电源出力约束和配电网潮流安全约束。

### 2.2.1 灾前布点约束

在冰灾发生前, 需要将 MESS 部署到相应的节点位置上, 以保证冰灾对配电网造成损坏后 MESS 可从灾前布点位置及时调度至失负荷节点处为其供电。式(10)表示灾前每个配电网节点最多部署一个 MESS; 式(11)表示灾前阶段可部署的 MESS 总数限制。

$$\sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,0}^{\text{ME}} \leq 1 \quad (10)$$

$$\sum_{j=1}^N \sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,0}^{\text{ME}} \leq E \quad (11)$$

式中:  $\alpha_{e,j,0}^{\text{ME}}$  为灾前第  $e$  个 MESS 与节点  $j$  的连接状态 (1 表示连接, 0 表示未连接);  $E$  为可部署的 MESS 总数。

### 2.2.2 灾中动态调度约束

#### 1) 灾中 MESS 部署位置切换约束

冰灾侵袭过程中, 随着配电网断线故障的动态演变, MESS 需要动态调整其在电网中的并网位置以满足负荷恢复的潜在需求。式(12)表示场景  $s$  下线路发生断线故障前, MESS 并网位置不调整, 始终连接在灾前布点位置; 式(13)表示场景  $s$  下配电网各节点在每个时段最多部署一个 MESS; 式(14)表示场景  $s$  下配电网在时段  $t$  可部署的 MESS 总数限制; 式(15)和式(16)分别表示冰灾对节点间等效通行距离和 MESS 行驶速度的影响<sup>[10]</sup>; 式(17)和式(18)表示 MESS 并网位置由节点  $j$  切换至节点  $k$  所需最小时段数约束。

$$\alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} = \alpha_{e,j,0}^{\text{ME}}, \forall t < t_s^{\text{FL}} \quad (12)$$

$$\sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} \leq 1, \forall t \geq t_s^{\text{FL}} \quad (13)$$

$$\sum_{j=1}^N \sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} \leq E, \forall t \geq t_s^{\text{FL}} \quad (14)$$

$$D_{j,k,t} = D_{j,k,0} \left( 1 + \frac{1}{v_{e,t}^{\text{ME}}} \right) \quad (15)$$

$$v_{e,t}^{\text{ME}} = v_{e,0}^{\text{ME}} e^{-1.7c} \quad (16)$$

$$T_{e,j,k,t}^{\text{ME}} = \left\lceil \frac{D_{j,k,t}}{v_{e,t}^{\text{ME}} \Delta T} \right\rceil \quad (17)$$

$$\begin{cases} \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} + \alpha_{e,k,t-\tau,s}^{\text{ME}} \leq 1, \forall t \geq t_s^{\text{FL}} \\ \forall \tau = 1, 2, \dots, \min(T_{e,j,k,t}^{\text{ME}} - 1, t) \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $\alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}$  为场景  $s$  下第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  与节点  $j$  的连接状态 (1 表示连接, 0 表示未连接);  $t_s^{\text{FL}}$  为场景  $s$  下冰灾导致线路开始发生断线的时段;  $D_{j,k,t}$  为  $t$  时段节点  $j$  与节点  $k$  间的等效通行距离;  $D_{j,k,0}$  为节点  $j$  与节点  $k$  间的道路距离;  $v_{e,t}^{\text{ME}}$  为第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  的实际车速;  $v_{e,0}^{\text{ME}}$  为零交通流量条件下第  $e$  个 MESS 的理想车速;  $c$  为冰灾场景下城市道路的拥堵程度;  $T_{e,j,k,t}^{\text{ME}}$  为第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  部署位置由节点  $j$  切换至节点  $k$  所需最小时段数;  $\lceil \cdot \rceil$  为向上取整运算符。

#### 2) MESS 充放电约束

式(19)表示 MESS 充放电状态约束, 使其仅在并网状态时进行充电或放电; 式(20)和式(21)分别表示 MESS 的充放电功率上、下限约束<sup>[24]</sup>; 式(22)表示 MESS 的荷电状态约束; 式(23)表示 MESS 电量的时间耦合约束。

$$U_{e,t,s}^{\text{Mch}} + U_{e,t,s}^{\text{Mdch}} \leq \sum_{j=1}^N \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} \quad (19)$$

$$0 \leq P_{e,t,s}^{\text{Mdch}} \leq U_{e,t,s}^{\text{Mdch}} P_{e,\max}^{\text{Mdch}} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{e,t,s}^{\text{Mch}} \leq U_{e,t,s}^{\text{Mch}} P_{e,\max}^{\text{Mch}} \quad (21)$$

$$E_{e,\min}^{\text{ME}} \leq E_{e,t,s}^{\text{ME}} \leq E_{e,\max}^{\text{ME}} \quad (22)$$

$$E_{e,t+1,s}^{\text{ME}} = E_{e,t,s}^{\text{ME}} + \left( \eta_e^{\text{Mch}} P_{e,t,s}^{\text{Mch}} - \frac{P_{e,t,s}^{\text{Mdch}}}{\eta_e^{\text{Mdch}}} \right) \Delta T \quad (23)$$

式中:  $U_{e,t,s}^{\text{Mch}}$  为表征场景  $s$  下第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  的充电状态的布尔变量 (1 表示充电, 0 表示未充电);  $U_{e,t,s}^{\text{Mdch}}$  为表征场景  $s$  下第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  的放电状态的布尔变量 (1 表示放电, 0 表示未放电);  $P_{e,t,s}^{\text{Mdch}}$ 、 $P_{e,t,s}^{\text{Mch}}$  分别为场景  $s$  下第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  的放电功率和充电功率;  $P_{e,\max}^{\text{Mdch}}$ 、 $P_{e,\max}^{\text{Mch}}$  分别为第  $e$  个 MESS 放电和充电功率的最大限值;  $E_{e,t,s}^{\text{ME}}$  为场景  $s$  下第  $e$  个 MESS 在时段  $t$  的剩余电量;  $E_{e,\max}^{\text{ME}}$ 、 $E_{e,\min}^{\text{ME}}$  分别

为第  $e$  个 MESS 的储能容量上限和下限;  $\eta_e^{\text{Mch}}$ 、 $\eta_e^{\text{Mdch}}$  分别为第  $e$  个 MESS 的充电效率和放电效率。

### 3) 分布式电源出力约束

$$P_{i,\min}^{\text{DG}} \leq P_{i,t,s}^{\text{DG}} \leq P_{i,\max}^{\text{DG}} \quad (24)$$

$$Q_{i,\min}^{\text{DG}} \leq Q_{i,t,s}^{\text{DG}} \leq Q_{i,\max}^{\text{DG}} \quad (25)$$

式中:  $P_{i,t,s}^{\text{DG}}$ 、 $Q_{i,t,s}^{\text{DG}}$  分别为场景  $s$  下分布式电源  $i$  在时段  $t$  发出的有功功率和无功功率;  $P_{i,\max}^{\text{DG}}$ 、 $Q_{i,\max}^{\text{DG}}$  分别为分布式电源  $i$  允许发出的有功功率和无功功率最大值;  $P_{i,\min}^{\text{DG}}$ 、 $Q_{i,\min}^{\text{DG}}$  分别为分布式电源  $i$  允许发出的有功功率和无功功率最小值。

### 4) 配电网潮流安全约束

冰灾侵袭配电网导致线路发生动态断线故障过程中配电网要满足功率平衡和安全约束。式(26)和式(27)分别为节点有功、无功平衡约束; 式(28)和式(29)为计及线路故障状态演变的电压降方程约束; 式(30)为节点电压约束; 式(31)为计及线路故障状态演变的支路电流约束; 式(32)为二阶锥形式的线路潮流约束<sup>[25]</sup>; 式(33)为节点切负荷约束。

$$\sum_{i \in u(j)} (P_{ij,t,s} - l_{ij,t,s} r_{ij}) + \sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} P_{e,t,s}^{\text{Mdch}} + P_{j,\text{DG},t,s} = \sum_{k \in v(j)} P_{jk,t,s} + \sum_{e=1}^E \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} P_{e,t,s}^{\text{Mch}} + P_{j,t}^{\text{L}} - P_{j,t,s}^{\text{Lshd}} \quad (26)$$

$$\sum_{i \in u(j)} (Q_{ij,t,s} - l_{ij,t,s} x_{ij}) + Q_{j,\text{DG},t,s} = \sum_{k \in v(j)} Q_{jk,t,s} + Q_{j,t}^{\text{L}} - \frac{Q_{j,t}^{\text{L}}}{P_{j,t}^{\text{L}}} P_{j,t,s}^{\text{Lshd}} \quad (27)$$

$$u_{i,t,s} - u_{j,t,s} - 2(r_{ij} P_{ij,t,s} + x_{ij} Q_{ij,t,s}) + Z_{ij}^2 l_{ij,t,s} \geq -H \alpha_{ij,t,s} \quad (28)$$

$$u_{i,t,s} - u_{j,t,s} - 2(r_{ij} P_{ij,t,s} + x_{ij} Q_{ij,t,s}) + Z_{ij}^2 l_{ij,t,s} \leq H \alpha_{ij,t,s} \quad (29)$$

$$U_{i,\min}^2 \leq u_{i,t,s} \leq U_{i,\max}^2 \quad (30)$$

$$0 \leq l_{ij,t,s} \leq (1 - \alpha_{ij,t,s}) l_{ij,\max} \quad (31)$$

$$\left\| \begin{bmatrix} 2P_{ij,t,s} & 2Q_{ij,t,s} & l_{ij,t,s} - u_{i,t,s} \end{bmatrix}^T \right\|_2 \leq l_{ij,t,s} + u_{i,t,s} \quad (32)$$

$$0 \leq P_{j,t,s}^{\text{Lshd}} \leq P_{j,t}^{\text{L}} \quad (33)$$

式中:  $u(j)$  为以  $j$  为末节点的所有配电线路的首节点集合;  $v(j)$  为以  $j$  为首节点的所有配电线路的末节点集合;  $P_{ij,t,s}$  和  $Q_{ij,t,s}$  分别为场景  $s$  下线路  $ij$  在时段  $t$  的首端有功功率和无功功率;  $l_{ij,t,s}$  为场景  $s$  下线路  $ij$  在时段  $t$  流过电流幅值的平方;  $r_{ij}$  和  $x_{ij}$  分别为线路  $ij$  的电阻和电抗;  $P_{j,\text{DG},t,s}$  和  $Q_{j,\text{DG},t,s}$  分别为场景  $s$  下节点  $j$  分布式电源在时段  $t$  输出的有功功率和无

功功率;  $P_{j,t}^{\text{L}}$  和  $Q_{j,t}^{\text{L}}$  分别为节点  $j$  在时段  $t$  的有功和无功负荷;  $P_{j,t,s}^{\text{Lshd}}$  为场景  $s$  下节点  $j$  在时段  $t$  切除的负荷有功功率;  $u_{i,t,s}$  和  $u_{j,t,s}$  分别为场景  $s$  下在时段  $t$  节点  $i$  和节点  $j$  电压幅值的平方;  $Z_{ij}$  为线路  $ij$  上的阻抗;  $H$  为一充分大的正数;  $\alpha_{ij,t,s}$  为场景  $s$  下线路  $ij$  在时段  $t$  的故障状态, 各线路发生故障的时间因冰灾时空转移特性而存在差异;  $U_{i,\min}$  和  $U_{i,\max}$  分别为节点  $i$  电压的最小值和最大值;  $l_{ij,\max}$  为线路  $ij$  过载临界电流幅值的平方。

## 3 模型求解

对于本文建立的冰灾下考虑故障动态演化的配电网 MESS 灾前预布局优化模型, 由于约束式(26)含有  $\alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} P_{e,t,s}^{\text{Mdch}}$ 、 $\alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} P_{e,t,s}^{\text{Mch}}$  等非线性项而难以直接求解, 为此, 本文采用大  $M$  法对其进行线性化处理, 并将式(26)等价转换为如下形式。

$$\sum_{i \in u(j)} (P_{ij,t,s} - l_{ij,t,s} r_{ij}) + \sum_{e=1}^E \lambda_{e,j,t,s} + P_{j,\text{DG},t,s} = \sum_{k \in v(j)} P_{jk,t,s} + \sum_{e=1}^E \mu_{e,j,t,s} + P_{j,t}^{\text{L}} - P_{j,t,s}^{\text{Lshd}} \quad (34)$$

$$\begin{cases} 0 \leq \lambda_{e,j,t,s} \leq M \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} \\ 0 \leq \mu_{e,j,t,s} \leq M \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}} \end{cases} \quad (35)$$

$$-M(1 - \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}) \leq \lambda_{e,j,t,s} - P_{e,t,s}^{\text{Mdch}} \leq M(1 - \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}) \quad (36)$$

$$-M(1 - \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}) \leq \mu_{e,j,t,s} - P_{e,t,s}^{\text{Mch}} \leq M(1 - \alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}) \quad (37)$$

式中:  $\lambda_{e,j,t,s}$ 、 $\mu_{e,j,t,s}$  为非负连续变量;  $M$  为较大正数。

经过上述线性化处理后原模型可转化为混合整数线性规划模型, 通过调用 Gurobi 求解器进行配电网移动储能灾前预布局策略的求解, 实现整个冰灾侵袭过程中 MESS 与节点的连接状态  $\alpha_{e,j,t,s}^{\text{ME}}$ 、充电功率  $P_{e,t,s}^{\text{Mch}}$  和放电功率  $P_{e,t,s}^{\text{Mdch}}$  等参数的优化。

## 4 算例分析

### 4.1 算例概况

本文采用图 3 所示的改进 IEEE33 节点配电系统算例进行仿真分析, 其中的分布式电源参数如表 1 所示。MESS 参数在文献[26]的基础上稍作修改, 如附录 A 表 A1 所示。配电线路参数见文献[27]。重要和非重要负荷节点的设置参考文献[23]并略作修改, 冰灾期间重要负荷和非重要负荷的有功功率预测曲线见图 4, 重要负荷节点单位负荷削减成本

为 10.70 元/kWh, 非重要负荷节点单位负荷削减成本为 2.85 元/kWh<sup>[23]</sup>。此外本文假设耦合配电网的路网拓扑与电网拓扑结构相同<sup>[10]</sup>, 且设相邻电气节点间的通行距离均为 5 km。

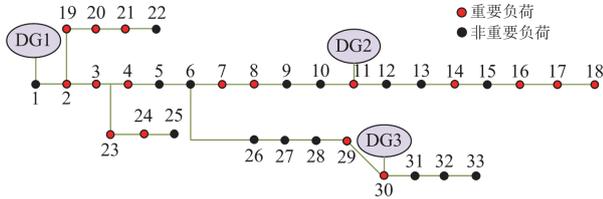


图 3 改进的 IEEE33 节点配电网

Fig. 3 Modified IEEE33-bus distribution network

表 1 DG 参数

Table 1 Parameters of DG

DG	所在节点	$P_{i,\min}^{\text{DG}} / \text{kW}$	$P_{i,\max}^{\text{DG}} / \text{kW}$
DG1	1	40	2000
DG2	11	40	1500
DG3	30	40	2000

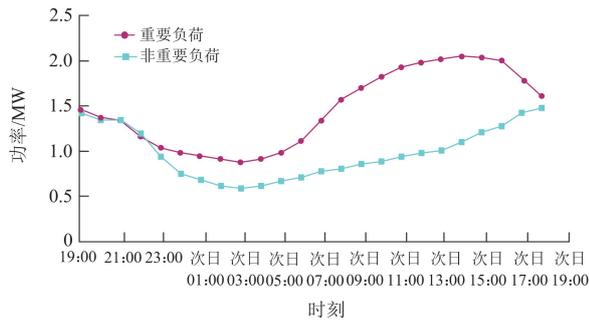


图 4 负荷的有功功率预测曲线

Fig. 4 Active power prediction curve of loads

本文假设冰灾发生在 19:00, 并于次日 19:00 结束, 持续时间为 24 h。冰灾气象数据采用 2008 年某地区典型冰灾数据<sup>[28]</sup>, 冰灾侵袭配电网的过程如图 5 所示, 冰灾中心初始位置为(-30 km, -20 km), 冰灾沿横轴成 60°角以 4 km/h 的速度移动, 导线直径为 26.6 mm, 导线设计冰厚为 15 mm, 参考文献<sup>[29]</sup>, 冰风力荷载的两个门限值  $a_{w1}$  和  $b_{w1}$  分别设为 15 N/m 和 75 N/m, 环境中最大风速为 23 m/s, 冰灾相关其他参数见文献<sup>[30]</sup>。同时, 本文假设冰灾发生后配电网与主网连接中断, 仅依赖分布式电源、MESS 等资源对负荷供电。

## 4.2 算例结果分析

### 4.2.1 冰灾下电网故障动态演化场景分析

依据冰灾时空演变过程计算的配电线路故障概率如图 6 所示。可以发现, 在 19:00—次日 06:00,

受冰灾影响线路覆冰厚度会持续增长, 逐渐接近或稍高于线路发生故障的门槛值, 该阶段线路故障概率较低且增长缓慢。次日 06:00 后, 随着覆冰厚度超过故障门槛下限并继续恶化, 线路故障概率迅速增长。随着线路覆冰接近线路发生随机故障的门槛上限, 线路故障概率的增速趋于平缓, 当线路上的冰风力荷载超过线路所能承受的极限时则线路断线。

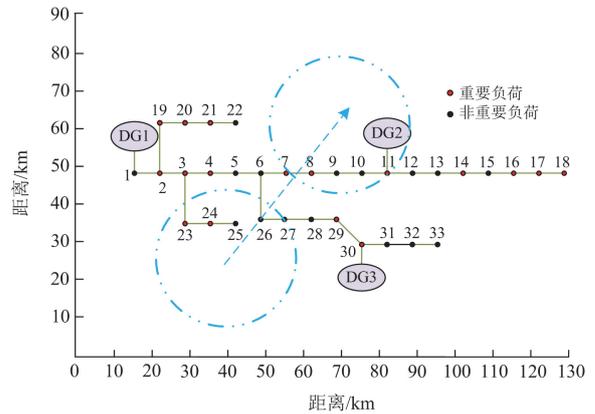


图 5 冰灾侵袭 IEEE33 节点配电网过程图

Fig. 5 Process diagram of ice disaster affecting IEEE33-bus distribution network

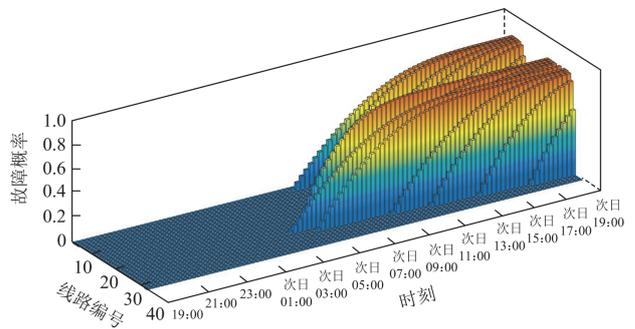


图 6 冰灾下时变的配电线路故障概率

Fig. 6 Time-varying distribution line failure rate under ice disaster

依据图 6 所示的冰灾下配电线路时变的故障概率, 采用时序 MCS 生成 400 个电网故障场景, 并利用  $K$  均值聚类进行场景削减得到的 30 个典型动态故障场景如图 7 所示, 各典型动态故障场景发生概率见图 8。

故障场景集合中线路发生断线的最早时刻为次日 09:00, 因此, 图 7 中仅给出了次日 09:00 至次日 19:00 各场景下配电网断线数量随冰灾演进的动态变化情况。冰灾发生后城市道路的拥堵程度变化情况见图 9<sup>[10]</sup>。

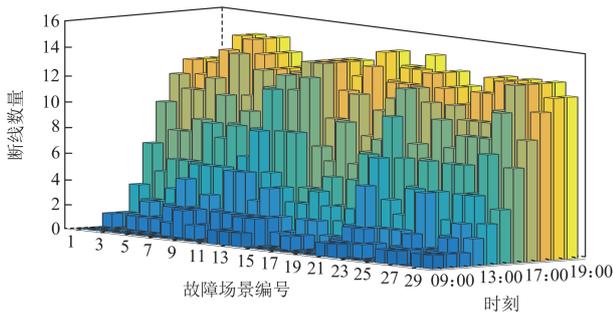


图 7 冰灾下各场景线路断线数量变化情况

Fig. 7 Quantity changes of fault lines in various scenarios under ice disaster

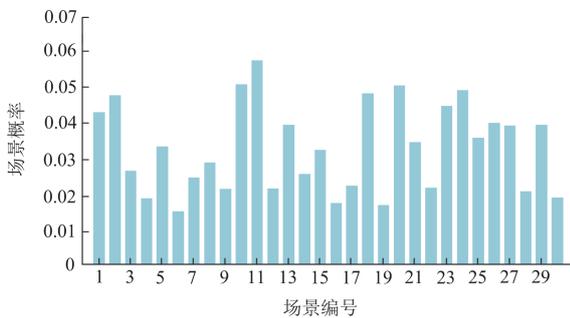


图 8 典型动态故障场景发生概率

Fig. 8 Probability of typically dynamic fault scenarios

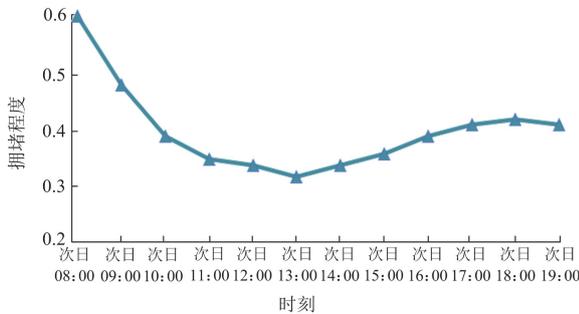


图 9 冰灾下城市道路拥堵程度

Fig. 9 Degree of urban road congestion under ice disasters

由图 7 可知, 各故障场景在同一时段发生断线的数量虽有些许差别, 但累计断线数随冰灾侵袭时间单调上升的变化趋势相同, 各故障场景下的断线数量呈现动态演化特征, 为方便分析, 图 10 给出了部分线路故障概率随时间变化的详细情况。

以场景 10 为例, 次日 11:00 时, 由于线路 6-26、21-22 持续受到冰灾的影响, 覆冰厚度累积导致线路故障概率较高, 经 MCS 生成的线路状态为故障状态, 此时配电网断线数量为 2。考虑到冰灾侵袭过程中故障线路来不及抢修, 因此线路 6-26、21-22

在冰灾结束前始终处于断线状态。随着冰灾时空演变, 更多线路受到冰灾影响, 次日 12:00, 线路 3-4、5-6、27-28 由于覆冰厚度的累积导致故障概率较高, 基于 MCS 判定这些线路也由正常状态变为故障状态, 此时配电网断线数量为 5。随着冰灾的继续演变, 更多的线路会因为覆冰厚度累积而导致故障概率增大, 配电网断线数量会越来越多, 直至冰灾结束, 由此体现冰灾下故障的时序动态演化特征。

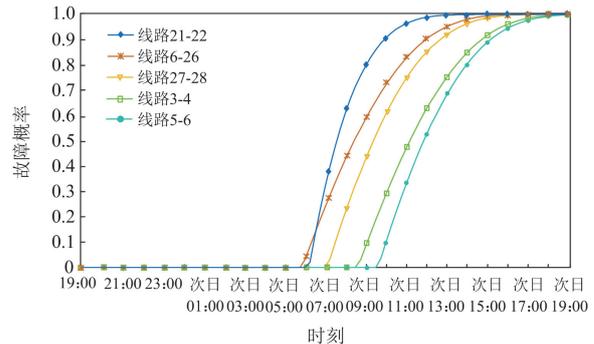


图 10 冰灾下部分配电线路故障概率变化情况

Fig. 10 Probability changes of partial distribution line failures under ice disasters

#### 4.2.2 MESS 灾前预布局结果分析

为说明所提考虑冰灾下故障时空演变特性的灾前 MESS 预布局策略的有效性, 按照是否考虑电网故障动态演化过程设计如下 2 个方案进行对比分析。

方案 1: 在 MESS 灾前预布局模型中不考虑冰灾下电网故障动态演变过程(图 7 故障场景下各时段断线情景均更改为对应场景次日 19:00 的断线情景, 忽略场景的动态演变过程);

方案 2: 本文方法, 在 MESS 灾前预布局模型中考虑冰灾下电网故障动态演变过程(故障场景取图 7 所示的故障场景)。

表 2 给出了上述两种方案在 30 个典型动态故障场景下的灾前 MESS 预布局结果, 其中的期望失负荷成本为依据本文模型分别将上述两种方案优化得到的灾前 MESS 预布局位置固定, 并代入图 7 所示的 30 个典型动态故障场景集合中计算所得。

表 2 两种方案下 MESS 灾前预布局结果

Table 2 Pre-disaster pre-layout of MESS in two cases

方案	接入节点位置		期望失负荷成本/元
	MESS1	MESS2	
方案 1	9	13	49 336
方案 2	5	9	46 122

分析可知, 方案 1 假定各场景各时段断线情景瞬变为冰灾结束时段累计的断线情景, 忽略了电网

断线故障发展的渐进动态过程, 因此为满足该严苛故障场景下的保电需求, MESS1 和 MESS2 在灾前分别部署在节点 9 和节点 13, 对应的期望失负荷成本为 49 336 元。

相比方案 1, 方案 2 考虑了故障的时空演化特性, 能够更精确地模拟冰灾发生后 MESS 的动态调度过程, 此时, MESS1 和 MESS2 在灾前分别部署在节点 5 和节点 9, 灾害发生后 MESS 可跟随冰灾下故障的动态演变更加精准快速地为重要负荷提供电量支撑, 使配电网期望失负荷成本从 49 336 元降为 46 122 元, 减少约 6.5%。

可见, 考虑电网故障时空演变过程可以提高灾前 MESS 布点方案的针对性和有效性, 减少灾害发生后的期望失负荷成本, 最大限度满足城市配电网保电需求。

#### 4.2.3 冰灾动态故障场景下储能设备调度策略分析

为分析 MESS 灾前预布局方案对其在冰灾动态故障场景下动态调度策略的影响, 本文以表 3 所示发生概率最大的典型故障场景 11 为例(次日 11:00 线路开始发生断线, 在 14:30 后不再发生新的断线情况, 累计故障线路数量为 12), 对表 2 所示两种 MESS 灾前预布局方案下 MESS 动态调度策略进行对比分析。

表 3 场景 11 故障时空演变情况

Table 3 Temporal and spatial evolution of fault in scenario 11

时刻	新故障线路数量	新故障线路编号
11:00	2	3-4、5-6
11:30	1	21-22
12:00	2	9-10、6-26
12:15	2	20-21、24-25
12:45	1	27-28
13:15	1	28-29
13:45	1	29-30
14:00	1	11-12
14:30	1	12-13

图 11 根据模型求解得到的冰灾下 MESS 各时刻的安装位置给出了两个方案下 MESS 动态调度路径。附录 A 表 A2、表 A3 分别给出了场景 11 中方案 1、方案 2 的 MESS 动态调度策略。

分析可知, 方案 1 中 MESS1、MESS2 灾前分别部署在节点 9 和节点 13。由于线路 3-4 和 5-6 在 11:00 发生断线导致节点 4 重要负荷失电, 而线路 9-10 和 6-26 在 12:00 发生断线会导致节点 7、8 更多重要负荷失去电量供给, 为最大限度减少失负荷损失, MESS1 在 11:00—12:00 部署位置不变, 并于 12:00 至 12:30 为节点 7、8 重要负荷供电, 并于 12:45 调度到节点 10 充电至 13:30。而部署于节

点 13 的 MESS2 距离节点 4 较远, 同时为避免节点 7、8 产生更大的负荷损失, MESS2 从 11:30 开始调度, 并于 12:30 部署在节点 9 代替 MESS1 供电至 13:45, 然后于 14:00 调度到节点 10 充电至 15:00。在 MESS2 转移充电期间, MESS1 于 13:45 调度至节点 9 代替 MESS2 供电至 15:15, 并在 15:15—17:00 与 MESS2 在节点 9 交替供电。在 17:00—19:00, 随着节点 7、8 负荷需求降低, MESS2 在 17:30 调度到节点 11 短暂充电后于 18:15 调度到节点 13 为节点 14、16、17、18 负荷进行供电直至冰灾结束。需要说明的是, 该故障场景下重要负荷节点 21、29 由于失负荷量较小且距离储能设备预布局节点较远, 因此 MESS1、MESS2 均未向这些节点转移供电。

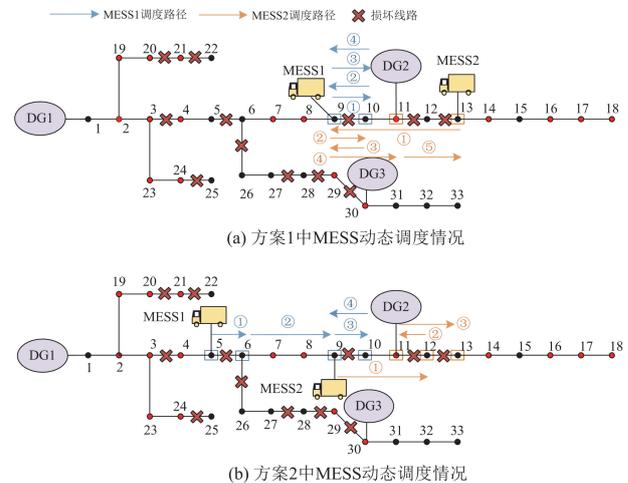


图 11 不同方案下 MESS 再调度路径

Fig. 11 Re-dispatch path of MESS in different cases

方案 2 中, MESS1、MESS2 在灾前分别部署在节点 5 和节点 9。在 11:00—11:30, 布局在节点 5 的 MESS1 可为节点 4 供电, 然后于 11:45—12:00 转移至节点 6 进行充电。在 12:00—12:45 时段, 部署在节点 9 的 MESS2 为节点 7、8 负荷供电, 然后于 13:30—14:00 调度到节点 12 进行充电。与此同时, MESS1 在 12:00 开始转移, 并于 12:45 调度到节点 9 代替 MESS2 供电至 14:45。由于 14:00—14:45 时段 MESS1 能满足节点 7、8 的保电需求, 为提高移动储能的利用效率, MESS2 于 14:00 充满电后继续在节点 12 处为线路 11-12 故障后的节点 14、16、17、18 供电至 15:00, 而 MESS1 需在 15:00—16:45 调度到节点 10 进行充电, 并于 17:00 调度回节点 9 继续供电直至冰灾结束。由于 MESS2 在 15:00 时电量较低, 且线路 12-13 发生故障, 为减少节点 14、16、17、18 的负荷损失, MESS2

需在 15:15 调度到节点 11 充电至 16:00, 然后于 16:30 调度到节点 13 上进行供电, 直至冰灾结束。

两方案中, 虽然方案 2 在 15:00—17:00 由于无 MESS 为节点 7、8 供电而产生一定的负荷损失, 但相较于方案 1 可以更早地为重要失负荷节点 4、14、16、17、18 供电, 使得方案 2 整体失负荷成本更小, 在该场景下具备更优的保供能力。

### 5 结论

本文提出了一种冰灾下考虑故障动态演化的配电网灾前预布局策略, 基于时序 MCS 生成的电网故障场景, 建立了以失负荷成本期望最小为目标的灾前移动储能预布局随机优化模型, 经分析验证结论如下所述。

1) 考虑冰灾时空转移特性对配电线路故障概

率的影响, 并采用时序 MCS 生成动态演变的电网故障场景集合, 能够更加准确地描述冰灾下电网故障不确定性, 为移动储能灾前布点与灾后动态调度的协同优化提供场景支撑。

2) 本文综合考虑各故障场景下负荷保供对 MESS 灾前预布局的需求, 构建了考虑故障时空演变的城市移动储能灾前预布局随机优化模型, 所得移动储能预布局策略能够最大限度地减少各种动态故障场景下 MESS 并网点动态调整导致的负荷损失, 期望失负荷成本相较于方案 1 减少了约 6.5%, 有效提高了冰灾下城市配电网韧性。

需要说明的是, 本文对交通网进行了简化, 并且未考虑灾后线路抢修措施, 在未来的工作中, 将考虑路电耦合下计及故障时空演变的多阶段协同的城市配电网韧性提升策略。

### 附录 A

表 A1 MESS 参数

Table A1 Parameters of MESS

MESS	$P_{e,max}^{Mch}$ /kW	$P_{e,max}^{Msch}$ /kW	$E_{e,max}^{ME}$ /kWh	$E_{e,min}^{ME}$ /kWh	$\eta_e^{Mch}$	$\eta_e^{Msch}$	$\gamma_{e,0}^{ME}$ /(km/h)
MESS1	500	500	900	100	0.98	0.98	42
MESS2	500	500	900	100	0.98	0.98	42

表 A2 方案 1 中 MESS 再调度过程的充放电情况

Table A2 MESS charge and discharge of the re-dispatch process in case 1

时段	接入节点		充放电/kWh		时段	接入节点		充放电/kWh	
	MESS1	MESS2	MESS1	MESS2		MESS1	MESS2	MESS1	MESS2
11:00—11:30	9	13	0	0	15:00—15:15	9	—	100	0
11:30—12:00	9	—	0	0	15:5—15:30	—	9	0	100
12:00—12:30	9	—	212	0	15:30—16:45	10	9	-613	476
12:30—12:45	—	9	0	89	16:45—17:00	—	9	0	102
12:45—13:30	10	9	-212	295	17:00—17:30	9	—	202	0
13:30—13:45	—	9	0	106	17:30—17:45	9	11	101	-123
13:45—14:00	9	—	102	0	17:45—18:15	9	—	200	0
14:00—15:00	9	10	411	-490	18:15—19:00	9	13	297	245

注: 充放电正数表示放电, 负数表示充电。

表 A3 方案 2 中 MESS 再调度过程的充放电情况

Table A3 MESS charge and discharge of the re-dispatch process in case 2

时段	接入节点		充放电/kWh		时段	接入节点		充放电/kWh	
	MESS1	MESS2	MESS1	MESS2		MESS1	MESS2	MESS1	MESS2
11:00—11:30	5	9	86	0	14:45—15:00	—	12	0	81
11:30—11:45	—	9	0	0	15:00—15:15	10	—	-123	0
11:45—12:00	6	9	-86	0	15:15—16:00	10	11	-368	-368
12:00—12:45	—	9	0	283	16:00—16:30	10	—	-245	0
12:45—13:30	9	—	297	0	16:30—16:45	10	13	-65	84
13:30—14:00	9	12	190	-245	16:45—17:00	—	13	0	84
14:00—14:45	9	12	313	249	17:00—19:00	9	13	800	633

注: 充放电正数表示放电, 负数表示充电。



## 参考文献

- [1] 李丰君, 姚福星, 孙芊, 等. 架空配电线路电杆抗倾覆能力仿真建模与分析[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(2): 67-74, 185.  
LI Fengjun, YAO Fuxing, SUN Qian, et al. Simulation modeling and analysis of anti-overturning ability of overhead distribution poles[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2): 67-74, 185.
- [2] 王振浩, 罗剑潇, 成龙, 等. 面向台风天气下主动配电网韧性提升的改进分级减载策略[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(22): 34-48.  
WANG Zhenhao, LUO Jianxiao, CHENG Long, et al. Improved graded load reduction strategy for resilience enhancement of an active distribution network in a typhoon[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(22): 34-48.
- [3] 许守东, 王建, 李铭益, 等. 极端气象灾害下考虑 MESS 主动调控的配电网故障恢复策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 45-57.  
XU Shoudong, WANG Jian, LI Mingyi, et al. Distribution network fault recovery strategy considering active control of an MESS in extreme weather[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 45-57.
- [4] 魏瑞增, 王磊, 梁永超, 等. 台风灾害下电力抢修队伍智能调拨技术研究[J]. 智慧电力, 2023, 51(1): 123-130.  
WEI Ruizeng, WANG Lei, LIANG Yongchao, et al. Intelligent allocation technology for electric emergency repair crew under typhoon disaster[J]. Smart Power, 2023, 51(1): 123-130.
- [5] 卢志刚, 李丹, 吕雪姣, 等. 含分布式电源的冰灾下配电网多故障抢修策略[J]. 电工技术学报, 2018, 33(2): 423-432.  
LU Zhigang, LI Dan, LÜ Xuejiao, et al. Multiple faults repair strategy under ice storm for distribution network with distributed generators[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 423-432.
- [6] 王志伟, 王伟, 李德鑫, 等. 冰灾天气下考虑输配协同的电-热联合系统韧性提升策略[J]. 电力建设, 2024, 45(5): 9-18.  
WANG Zhiwei, WANG Wei, LI Dexin, et al. Enhancing resilience in electric-heat combined system: coordinated approach for transmission and distribution network during ice disasters[J]. Electric Power Construction, 2024, 45(5): 9-18.
- [7] 荣烜曼, 别朝红, 黄玉雄, 等. 城市弹性电网极端灾害防御与恢复技术[J]. 供用电, 2024, 41(8): 15-24, 53.  
RONG Xuanman, BIE Zhaohong, HUANG Yuxiong, et al. Extreme disaster defense and recovery technologies for urban resilient grid[J]. Distribution & Utilization, 2024, 41(8): 15-24, 53.
- [8] 刘峰伟, 陈佳佳, 赵艳雷, 等. 端对端交易模式下基于移动储能共享的配电系统韧性提升[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 151-159.  
LIU Fengwei, CHEN Jiajia, ZHAO Yanlei, et al. Resilience enhancement for distribution system based on mobile energy storage sharing in peer-to-peer transaction mode[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 151-159.
- [9] 赵晶晶, 刘帅, 李梓博, 等. 考虑 SMESS 的多阶段配电网弹性提升策略[J]. 智慧电力, 2023, 51(5): 103-110.  
ZHAO Jingjing, LIU Shuai, LI Zibo, et al. Resilience improvement strategy of multi-stage distribution system considering separable mobile energy storage system[J]. Smart Power, 2023, 51(5): 103-110.
- [10] 王月汉, 刘文霞, 姚齐, 等. 面向配电网韧性提升的移动储能预布局与动态调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(15): 37-45.  
WANG Yuehan, LIU Wenxia, YAO Qi, et al. Pre-layout and dynamic scheduling strategy of mobile energy storage for resilience enhancement of distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(15): 37-45.
- [11] LEI Shunbo, CHEN Chen, ZHOU Hui, et al. Routing and scheduling of mobile power sources for distribution system resilience enhancement[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 5650-5662.
- [12] SHI Qingxin, WAN Haiyang, LIU Wenxia, et al. Preventive allocation and post-disaster cooperative dispatch of emergency mobile resources for improved distribution system resilience[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2023, 152.
- [13] LEI Shunbo, WANG Jianhui, CHEN Chen, et al. Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 2030-2041.
- [14] KIM J, DVORKIN Y. Enhancing distribution system resilience with mobile energy storage and microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 4996-5006.
- [15] TAHERI B, SAFDARIAN A, MOEINI-AGHTAIE M, et al. Distribution system resilience enhancement via mobile emergency generators[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, 36(4): 2308-2319.
- [16] 陈韵含, 许寅, 王颖, 等. 考虑潜在恢复需求的城市配电网移动应急资源灾前布点[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(14): 105-113.  
CHEN Yunhan, XU Yin, WANG Ying, et al. Pre-disaster

positioning of mobile emergency resources for urban distribution network considering potential restoration demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 105-113.

[17] 孙羽, 王秀丽, 王建学, 等. 架空线路冰风荷载风险建模及模糊预测[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(7): 21-28.  
SUN Yu, WANG Xiuli, WANG Jianxue, et al. Wind and ice loading risk model and fuzzy forecast for overhead transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(7): 21-28.

[18] 王建学, 张耀, 吴思, 等. 大规模冰灾对输电系统可靠性的影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(28): 49-56.  
WANG Jianxue, ZHANG Yao, WU Si, et al. Influence of large-scale ice disaster on transmission system reliability[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(28): 49-56.

[19] JONES K F. A simple model for freezing rain ice loads[J]. Atmospheric Research, 1998, 46(1): 87-97.

[20] KRISHNASAMY S G. Assessment of weather induced transmission line loads on a probabilistic basis[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985, 104(9): 2510-2516.

[21] ZHAO Ningyuan, YU Xiaodan, HOU Kai, et al. Full-time scale resilience enhancement framework for power transmission system under ice disasters[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 126.

[22] 谢云云, 薛禹胜, 文福拴, 等. 冰灾对输电线故障概率影响的时空评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(18): 32-41.  
XIE Yunyun, XUE Yusheng, WEN Fushuan, et al. Space-time evaluation for impact of ice disaster on transmission line fault probability[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 30(6): 32-41.

[23] SHI Qingxin, LI Fangxing, KURUGANTI T, et al. Resilience-oriented DG siting and sizing considering stochastic scenario reduction[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3715-3727.

[24] 孙科, 陈文钢, 陈佳佳, 等. 基于电动汽车的极端场景多微电网韧性提升策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 53-65.  
SUN Ke, CHEN Wengang, CHEN Jijia, et al. A resilience enhancement strategy for multi-microgrid in extreme scenarios based on electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 53-65.

[25] 裴蕾, 卫志农, 陈胜, 等. 交直流混合配电网多阶段随机优化调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14): 23-32.

PEI Lei, WEI Zhinong, CHEN Sheng, et al. Multi-stage stochastic optimization dispatch model for AC-DC hybrid distribution power networks[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 23-32.

[26] 王钰山, 邓晖, 王旭, 等. 考虑台风时空演变的配电网移动储能优化配置与运行策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(9): 42-51.  
WANG Yushan, DENG Hui, WANG Xu, et al. Optimal configuration and operation strategy of mobile energy storage in distribution network considering spatial-temporal evolution of typhoon[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(9): 42-51.

[27] BARAN M E, WU F F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1989, 4(2): 1401-1407.

[28] 孙亮, 孙萌萌, 赵海猛, 等. 考虑移动式储能的综合能源系统冰灾后抢修与调度协同优化[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(1): 10-16.  
SUN Liang, SUN Mengmeng, ZHAO Haimeng, et al. Cooperative optimization of emergency repair and dispatch for integrated energy system considering mobile energy storage after ice disaster[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(1): 10-16.

[29] 冯伟明. 考虑冰灾的电网运行风险评估及网络化保护[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2014.  
FENG Weiming. Operation risk assessment on power grid in ice storm and network protection[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2014.

[30] 侯雨伸, 王秀丽, 段杰, 等. 考虑系统风险的输电线路除冰优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(34): 6101-6108.  
HOU Yushen, WANG Xiuli, DUAN Jie, et al. Transmission lines de-icing optimal scheduling considering system risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6101-6108.

收稿日期: 2024-08-02; 修回日期: 2024-10-23

作者简介:

李本新(1987—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: bxli@necpu.edu.cn

高洋(1998—), 男, 硕士研究生, 研究方向为配电网韧性; E-mail: gy15106595935@aliyun.com

孙勇(1980—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统安全性和稳定性。

(编辑 周金梅)