

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.06.017

高比例可再生能源配电网两阶段自适应鲁棒弹性提升策略

邬嘉雨¹, 杨祺铭², 丁苒苒¹, 季陈林³, 李东森⁴, 李峰⁵

(1. 国网上海市电力公司市区供电公司, 上海 200080; 2. 国网上海市电力公司浦东供电公司, 上海 200122;
3. 国网江苏省电力有限公司无锡供电分公司, 江苏 无锡 214061; 4. 中国能源建设集团江苏省电力
设计院有限公司, 江苏 南京 211102; 5. 南京师范大学电气与自动化工程学院, 江苏 南京 210046)

摘要:针对极端灾害下高比例可再生能源接入的配电网供电恢复问题,文中提出灾前-灾后两阶段自适应鲁棒优化模型,采用不确定集和可调鲁棒参数对可再生能源出力及负荷需求不确定性进行建模。模型在灾前阶段进行小时级预防性机组组合,调整可控机组开停机状态及出力,优化网络拓扑,保障预防阶段潮流合理分布;灾后阶段执行网络拓扑重构、应急资源实时调度、调整发电机出力和差异化切负荷方案等操作以恢复供电。首先,采用列和约束生成算法(column and constraint generation algorithm, C&CG)将模型分解为主问题及子问题。然后,采用对偶理论、大M法对子问题进行对偶和线性化。最后,交替迭代求解得到最优弹性提升策略。在改进的PG&E 69节点系统进行算例仿真,验证所提模型在极端灾害场景下能够平衡系统鲁棒性及经济性,并有效应对可再生能源出力不确定性。

关键词:高比例可再生能源配电网;自适应鲁棒优化;网络重构;应急资源实时调度;可再生能源不确定性;负荷需求不确定性

中图分类号:TM732

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2025)06-0174-09

0 引言

电力系统是现代社会最重要的基础设施之一。然而,近年来发生了许多由自然灾害引起的停电事件,如2005年卡特里娜飓风停电、2011年日本大地震停电和2012年桑迪飓风停电^[1-4]。在全球变暖导致极端灾害频发的背景下,电力系统弹性概念应运而生^[5-7]。文献[8]将电力系统弹性定义为降低电力系统高冲击、低频次极端事件的持续时间及故障范围的能力。

灾害发生前可采取灾前预防策略抵御极端灾害,降低停电损失^[9-10]。不同灾前预防措施的时间尺度各异,文献[11-12]分别引入基于随机规划和鲁棒优化的电气-天然气耦合系统扩展规划方法,以增强系统弹性。系统扩展规划通常以长期利润为目标,需耗时数月甚至数年。文献[13-14]通过加固易故障元件,构建抵御极端灾害的弹性电力系统。文献[15]提出台风灾害下微网的灾前主动调度模型,以提升系统弹性。文献[13-15]所采用的方法,时间尺度均为天级。文献[16]提出多种分布式资源协同的配电网两阶段弹性提升策略,在灾前阶段建立应急移动储能车选址模型,以应对极端灾害。文献[17]提出灾前重构方案,优化配电网拓扑结构以减小故障范围。文献[16-17]中方法的时间尺度为小

收稿日期:2025-06-12;修回日期:2025-08-13

基金项目:江苏省自然科学青年基金资助项目(BK20230384);中国博士后科学基金资助项目(2023M733780)

时级。

灾后供电恢复策略主要包括应急资源实时调度、网络重构等^[18-19]。应急资源包括移动储能系统(mobile energy storage system, MESS)、移动应急发电机(mobile energy generator, MEG)、电动汽车车队等,其最优调度对负荷快速恢复具有重要意义^[20-22]。文献[23]提出在台风灾害下引导电动汽车移动至充电站作为储能元件参与车网互动(vehicle to grid, V2G),从而降低城市电网切负荷量。文献[24]通过MESS及MEG等移动电源提高配电网弹性,并研究移动电源在成本效益和调度方面用于配电系统恢复的可行性。网络重构可在灾后隔离故障并恢复非故障区域的负载。文献[25]根据关联矩阵的秩识别径向网络拓扑,通过切换联络线和分段线,开展分布式资源调度,并从所有径向拓扑中选择使累积成本最小的最优拓扑,从而提高系统弹性。上述方法验证了灾后应急资源的实时调度和网络重构的协调可以有效恢复系统负荷。

光伏、风电等间歇性分布式电源的接入,给配电网供电恢复带来不确定风险^[26]。分布式电源出力难以准确预测,且配电网中时变的负荷需求进一步增加了供电恢复的不确定性,因此需要提出一种更具鲁棒性的供电恢复策略,以提升系统弹性^[27]。文献[28]引入拟蒙特卡洛方法建模分布式电源出力的不确定性,但所提模型需给出随机变量的概率分布,且求解速率较慢。文献[29]提出两阶段鲁棒

恢复优化模型, 将分布式电源出力波动描述为预定义的不确定集。文献[30]考虑配电网可再生能源出力及负荷需求的不确定性, 提出考虑供电恢复多时段状态相关性的双层鲁棒供电恢复模型。文献[31]提出考虑最严重故障、最可能故障、连锁故障等多类型故障场景的鲁棒弹性提升模型。文献[29-31]验证了鲁棒优化方法在供电恢复模型中应对不确定参数的有效性。

配电网供电恢复问题是在满足运行约束的同时, 考虑可再生能源和负荷需求不确定性, 以最小化切负荷量为目标制定最优供电恢复策略。文中将配电网供电恢复问题描述为一个两阶段自适应鲁棒优化模型。配电网中波动的可再生能源输出和负载需求被描述为预定义的不确定性集, 不确定性集的边界可根据历史数据及调度员需求来构建。模型引入可调鲁棒参数调整不确定集全局范围, 以控制鲁棒模型保守性, 平衡所得供电恢复策略的鲁棒性与经济性。模型分为灾前-灾后两阶段, 在灾前阶段进行小时级预防性机组组合, 调整可控机组开停机状态及出力, 优化网络拓扑, 保障预防阶段潮流合理分布; 在灾后阶段进行网络拓扑重构、应急资源实时调度、调整发电机出力、差异化切负荷等操作, 以开展故障恢复。列和约束生成算法(column and constraint generation algorithm, C&CG)、对偶理论、大M法可对模型求解, 得到经济性及鲁棒性平衡的弹性提升策略。

1 两阶段自适应鲁棒优化模型

两阶段自适应鲁棒供电恢复模型包括在源端优化灾前可控机组开停机状态、出力及灾后调整量, 在网端考虑灾后网络拓扑重构, 在荷端考虑灾后差异化切负荷, 在储能端考虑灾后应急资源(如MESS、MEG)的实时调度, 得到协调源-网-荷-储的灾前-灾后弹性提升策略。模型为min-max-min结构, 其中min结构对应灾前阶段, 该阶段制定小时级预防性机组组合, 调整可控机组开停机状态及出力, 优化网络拓扑, 以保障预防阶段潮流合理分布。灾前阶段所得灾前预防策略涉及“源”、“网”两个环节。max-min结构对应灾后阶段, 该阶段进行网络拓扑重构、应急资源实时调度、调整发电机出力、差异化切负荷等操作, 进行故障恢复。灾后阶段所得灾后供电恢复策略涉及“源”、“网”、“荷”、“储”4个环节。

1.1 不确定性建模

模型结合可调鲁棒参数及多面体不确定集刻

画可再生能源出力不确定性, 具体可描述为:

$$\sum_m \left(\frac{P_{\text{res}}(m) - P_{\text{res}}^{\text{pre}}(m)}{p_m^+} \rho_m^+ + \frac{P_{\text{res}}^{\text{pre}}(m) - P_{\text{res}}(m)}{p_m^-} \rho_m^- \right) \leq \phi_{\text{res}} \quad (1)$$

$$\sum_n \left(\frac{P_{\text{load}}(n) - P_{\text{load}}^{\text{pre}}(n)}{p_n^+} \rho_n^+ + \frac{P_{\text{load}}^{\text{pre}}(n) - P_{\text{load}}(n)}{p_n^-} \rho_n^- \right) \leq \phi_{\text{load}} \quad (2)$$

式中: ϕ_{res} 、 ϕ_{load} 分别为配电网两阶段自适应鲁棒优化模型中, 可再生能源及负荷需求的可调鲁棒参数, 表征可再生能源出力及负荷需求最恶劣场景出现的频次, 可调节不确定场景的恶劣程度; m 、 n 分别为可再生能源机组及负荷节点个数; $P_{\text{res}}^{\text{pre}}(m)$ 、 $P_{\text{load}}^{\text{pre}}(n)$ 分别为第 m 个可再生能源出力及第 n 个负荷需求预测值; $P_{\text{res}}(m)$ 、 $P_{\text{load}}(n)$ 分别为第 m 个可再生能源出力和第 n 个负荷需求实际值; p_m^+ 、 p_m^- 、 p_n^+ 、 p_n^- 分别为第 m 个可再生能源出力及第 n 个负荷需求上、下波动范围; ρ_m^+ 、 ρ_m^- 、 ρ_n^+ 、 ρ_n^- 均为 0-1 变量, 若第 m 个可再生能源出力或第 n 个负荷需求大于预测出力, 则 $\rho_m^+=1$, $\rho_m^-=0$, $\rho_n^+=1$, $\rho_n^-=0$; 反之, 则 $\rho_m^+=0$, $\rho_m^-=1$, $\rho_n^+=0$, $\rho_n^-=1$ 。

1.2 模型目标函数

式(3)的模型目标函数为最小化故障场景下的运行成本, 包括灾前预防成本以及灾后供电恢复成本。灾前预防成本包括机组组合成本, 灾后供电恢复成本包括切负荷成本、开关操作成本。

$$\begin{aligned} & \min_{u_s, u_d, u_o, v} \left\{ \sum_{b \in G} (C_b^s u_s + C_b^d u_d) + \right. \\ & \left. \max_s \min_{p_g, \Delta D_1, \Delta D_2} \left[\sum_{g \in G} C_g p_g + \sum_{g \in G} (C_{r1} \Delta D_1 + C_{r2} \Delta D_2) \right] \right\} \end{aligned} \quad (3)$$

式中: u_s 、 u_d 、 u_o 分别为表征机组的启动、关停、运行状态的二进制变量; v 为表征配电网支路状态变量的二进制变量, 线路联通则为 1, 反之则为 0; G 为配电网机组集合; C_b^s 、 C_b^d 分别为第 b 个机组启、停成本系数; s 为最恶劣故障场景集; p_g 为第 g 个机组出力; C_g 为第 g 个机组出力成本系数; ΔD_1 、 ΔD_2 分别为重要负荷及常规负荷切负荷量; C_{r1} 、 C_{r2} 分别为重要及常规负荷切负荷成本系数。

1.3 模型约束条件

约束条件包括线性化的 Distflow 潮流模型约束、MEG 和 MESS 调度约束、重构辐射状约束、可控机组运行约束、可再生能源出力约束、负荷需求供给约束。

(1) 线性化的 Distflow 潮流模型约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{jk \in E} P_{jk} - \sum_{ij \in E} P_{ij} = P_j^{\text{inject}} \\ \sum_{jk \in E} Q_{jk} - \sum_{ij \in E} Q_{ij} = Q_j^{\text{inject}} \\ v_j = v_i - \frac{r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}}{U^{\text{ac},0}} \quad \forall ij \in E \\ V_j^{\min} \leq v_{j,t} \leq V_j^{\max} \quad \forall j \in N \\ \alpha_w P_{ij} + \beta_w Q_{ij} \leq \delta_w S_{ij} \quad w = 1, 2, \dots, 12; \forall ij \in E \end{array} \right. \quad (4)$$

式中: P_{jk} 、 P_{ij} 、 Q_{jk} 、 Q_{ij} 分别为配电网支路 jk 、支路 ij 的有功、无功潮流; P_j^{inject} 、 Q_j^{inject} 分别为节点 j 的有功、无功注入; v_j 、 v_i 分别为节点 j 、节点 i 的电压; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和电抗; $U^{\text{ac},0}$ 为交流配电网额定电压; E 为配电网支路集合; N 为配电网节点集合; $v_{j,t}$ 为节点 j 在 t 时刻的电压; V_j^{\min} 、 V_j^{\max} 分别为节点 j 的最小、最大电压; α_w 、 β_w 、 δ_w 为采用的 12 个逼近支路潮流安全约束的线性不等式的辅助参数, 取值参见文献[32]; S_{ij} 为支路 ij 的最大传输容量。

(2) MEG、MESS 调度约束。

MEG 输出有功功率、MESS 在相应节点输出无功功率的调度约束如式(5)所示。

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{k \in N} m_{k,w}^{\text{meg}} = 1 \quad \forall w \in \Omega_{\text{meg}} \\ m_{k,w}^{\text{meg}} p_{k,w}^{\text{meg,min}} \leq p_{k,w}^{\text{meg}} \leq m_{k,w}^{\text{meg}} p_{k,w}^{\text{meg,max}} \\ \sum_{k \in N} m_{k,w}^{\text{mess}} = 1 \quad \forall w \in \Omega_{\text{mess}} \\ m_{k,w}^{\text{mess}} q_{k,w}^{\text{mess,min}} \leq q_{k,w}^{\text{mess}} \leq m_{k,w}^{\text{mess}} q_{k,w}^{\text{mess,max}} \end{array} \right. \quad (5)$$

式中: Ω_{meg} 、 Ω_{mess} 分别为 MEG 和 MESS 的集合; $m_{k,w}^{\text{meg}}$ 、 $m_{k,w}^{\text{mess}}$ 分别为表征第 k 个配网节点上, 第 w 组 MEG、MESS 位置的二进制变量, 若为 1 则该组 MEG、MESS 移动至节点 k ; $p_{k,w}^{\text{meg}}$ 、 $q_{k,w}^{\text{mess}}$ 分别为第 w 组 MEG、MESS 在配网节点 k 的出力; $p_{k,w}^{\text{meg,max}}$ 、 $p_{k,w}^{\text{meg,min}}$ 、 $q_{k,w}^{\text{mess,max}}$ 、 $q_{k,w}^{\text{mess,min}}$ 分别为 MEG、MESS 的出力上、下限。

(3) 重构辐射状约束。

$$0 \leq d_{ij} + d_{ji} \leq 1 \quad \forall ij \in E \quad (6)$$

式中: d_{ij} 、 d_{ji} 分别为表征支路 ij 、 ji 潮流流向的二进制变量, 若为 1, 则方向为正; 若为 0, 则方向为负。

(4) 可控机组运行约束。

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 \leq P_{\text{cg}} \leq S_{\text{cg}} P_{\text{cg}}^{\max} \\ -R_{\text{cg}}^{\text{down}} \leq P_{\text{cg}}^{\text{after}} - P_{\text{cg}}^{\text{before}} \leq R_{\text{cg}}^{\text{up}} \\ 0 \leq P_{\text{cg}}^{\text{up}} \leq P_{\text{cg}}^{\text{up,max}} \\ 0 \leq P_{\text{cg}}^{\text{down}} \leq P_{\text{cg}}^{\text{down,max}} \\ -R_{\text{cg}}^{\text{down}} \leq P_{\text{cg}}^{\text{after}} + P_{\text{cg}}^{\text{up}} - P_{\text{cg}}^{\text{down}} - (P_{\text{cg}}^{\text{before}} + P_{\text{cg}}^{\text{up}} - P_{\text{cg}}^{\text{down}}) \leq R_{\text{cg}}^{\text{up}} \end{array} \right. \quad (7)$$

式中: S_{cg} 、 P_{cg} 分别为可控机组运行状态及出力; P_{cg}^{\max} 为可控机组最大出力; $P_{\text{cg}}^{\text{after}}$ 、 $P_{\text{cg}}^{\text{before}}$ 分别为可控

机组灾后、灾前出力; $R_{\text{cg}}^{\text{up}}$ 、 $R_{\text{cg}}^{\text{down}}$ 分别为可控机组最大上、下爬坡功率; $P_{\text{cg}}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{cg}}^{\text{down}}$ 分别为可控机组出力上调、下调整; $P_{\text{cg}}^{\text{up,max}}$ 、 $P_{\text{cg}}^{\text{down,max}}$ 分别为可控机组最大出力上调、下调整; $P_{\text{cg},\text{after}}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{cg},\text{after}}^{\text{down}}$ 、 $P_{\text{cg},\text{before}}^{\text{up}}$ 、 $P_{\text{cg},\text{before}}^{\text{down}}$ 分别为可控机组灾后、灾前的出力上调、下调整。

(5) 可再生能源出力约束。

$$0 \leq P_{\text{res}}^{\text{get}} \leq P_{\text{res}} \quad (8)$$

式中: $P_{\text{res}}^{\text{get}}$ 为可再生能源实际消纳值。

(6) 负荷需求供给约束。

$$0 \leq P_{\text{load}}^{\text{get}} \leq P_{\text{load}} \quad (9)$$

式中: $P_{\text{load}}^{\text{get}}$ 为实际供给负荷。

2 模型求解方法

模型结构为 min-max-min, 其中最外层 min 结构对应灾前预防阶段, 该阶段在已知最恶劣可再生能源出力及负荷需求场景集下求解最优灾前预防策略; max 层搜寻预防策略下的最恶劣场景; 内层 min 结构在灾前预防策略基础上针对搜寻得到的最恶劣场景进行灾后供电恢复。因此模型可采用 C&CG 分解为 min 结构灾前预防主问题以及 max-min 结构灾后恢复子问题。

可将上述模型整理为式(10)的矩阵形式。

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x [c^T x + \max_u \min_y (d^T y + e^T u)] \\ \text{s.t. } Ax = g \\ \quad Bx \leq h \\ \quad Cx + Dy = i \\ \quad Ex + Fy \leq j \\ \quad Gy \leq u \end{array} \right. \quad (10)$$

式中: x 为最优灾前预防策略; y 为该场景下的供电恢复策略; u 为搜寻得到的最恶劣场景; c 、 d 、 e 分别为机组启停成本系数矩阵、机组出力成本系数矩阵、切负荷成本系数矩阵; A 、 C 、 D 为等式约束的系数矩阵; g 、 i 分别为配电网节点有功负荷向量、无功负荷向量; B 、 E 、 F 、 G 为不等式约束的系数矩阵; h 、 j 分别为机组最大出力向量、支路最大传输容量向量。

采用 C&CG 将上述问题分解为 min 结构主问题及 max-min 结构子问题, 分解后的主问题为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_x c^T x + \theta \\ \text{s.t. } \theta \geq d^T y + e^T u \\ \quad Ax = g \\ \quad Bx \leq h \\ \quad Cx + Dy = i \\ \quad Ex + Fy \leq j \\ \quad Gy \leq u \end{array} \right. \quad (11)$$

式中: θ 为已知最恶劣场景下的应急资源实时调度成本。

分解后的子问题为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\mathbf{u}} \min_{\mathbf{y}} (\mathbf{d}^T \mathbf{y} + \mathbf{e}^T \mathbf{u}) \\ \text{s.t. } \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{y} = \mathbf{i} \\ \quad \mathbf{E}\mathbf{x} + \mathbf{F}\mathbf{y} \leq \mathbf{j} \\ \quad \mathbf{G}\mathbf{y} \leq \mathbf{u} \end{array} \right. \quad (12)$$

该模型无法直接求解, 因此采用对偶理论将 max-min 结构子问题转化为 max 结构, 转化后的子问题为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\mathbf{u}, \boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}, \boldsymbol{\gamma}} (\mathbf{u}^T \boldsymbol{\xi} + \mathbf{i}^T \boldsymbol{\alpha} - \mathbf{x}^T \mathbf{C}^T \boldsymbol{\alpha} + \mathbf{j}^T \boldsymbol{\beta} - \mathbf{x}^T \mathbf{E}^T \boldsymbol{\beta}) \\ \text{s.t. } \mathbf{D}^T \boldsymbol{\alpha} + \mathbf{F}^T \boldsymbol{\beta} + \mathbf{G}^T \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{d} \\ \quad \boldsymbol{\beta} \leq \mathbf{0} \\ \quad \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{0} \\ \quad \boldsymbol{\xi} = \mathbf{e} + \boldsymbol{\gamma} \end{array} \right. \quad (13)$$

式中: $\boldsymbol{\alpha}$ 、 $\boldsymbol{\beta}$ 、 $\boldsymbol{\gamma}$ 均为对偶向量; $\boldsymbol{\xi}$ 为辅助变量; $\mathbf{u}^T \boldsymbol{\xi}$ 为双线性项, 无法直接求解, 因此参考文献 [33] 采用大 M 法对其进行线性化。对偶及线性化后的子问题为混合整数线性规划问题, 可直接求解, 转化后的子问题表征为:

$$\left\{ \begin{array}{l} \max_{\mathbf{u}, \boldsymbol{\alpha}, \boldsymbol{\beta}, \boldsymbol{\gamma}} [\mathbf{u}^{\text{up}} \boldsymbol{\xi}^+ + \mathbf{u}^{\text{down}} \boldsymbol{\xi}^- + \mathbf{u}^{\text{pre}} (1 - \boldsymbol{\xi}^+ - \boldsymbol{\xi}^-) + \\ \quad \mathbf{i}^T \boldsymbol{\alpha} - \mathbf{x}^T \mathbf{C}^T \boldsymbol{\alpha} + \mathbf{j}^T \boldsymbol{\beta} - \mathbf{x}^T \mathbf{E}^T \boldsymbol{\beta}] \\ \text{s.t. } \mathbf{D}^T \boldsymbol{\alpha} + \mathbf{F}^T \boldsymbol{\beta} + \mathbf{G}^T \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{d} \\ \quad \boldsymbol{\beta} \leq \mathbf{0} \\ \quad \boldsymbol{\gamma} \leq \mathbf{0} \\ \quad \boldsymbol{\xi} = \mathbf{e} + \boldsymbol{\gamma} \\ \quad -M\mu_i^+ \leq \boldsymbol{\xi}_i^+ \leq M\mu_i^+ \\ \quad -M\mu_i^- \leq \boldsymbol{\xi}_i^- \leq M\mu_i^- \\ \quad \mu_i^+ + \mu_i^- \leq 1 \\ \quad \sum_i (\mu_i^+ + \mu_i^-) \leq \Gamma \\ \quad -M(1 - \mu_i^+) + \boldsymbol{\xi}_i \leq \boldsymbol{\xi}_i^+ \leq -M(1 - \mu_i^+) + \boldsymbol{\xi}_i \\ \quad -M(1 - \mu_i^-) + \boldsymbol{\xi}_i \leq \boldsymbol{\xi}_i^- \leq -M(1 - \mu_i^-) + \boldsymbol{\xi}_i \end{array} \right. \quad (14)$$

式中: \mathbf{u}^{pre} 为可再生能源出力及负荷需求预测向量; \mathbf{u}^{up} 、 \mathbf{u}^{down} 分别为可再生能源出力及负荷需求区间的上、下界向量; $\boldsymbol{\xi}^+$ 、 $\boldsymbol{\xi}^-$ 分别为辅助向量 $\boldsymbol{\xi}$ 的正、负值; μ_i^+ 、 μ_i^- 为新引入的辅助 0-1 变量; $\boldsymbol{\xi}_i^+$ 、 $\boldsymbol{\xi}_i^-$ 、 $\boldsymbol{\xi}_i$ 分别为向量 $\boldsymbol{\xi}^+$ 、 $\boldsymbol{\xi}^-$ 、 $\boldsymbol{\xi}$ 的第 i 个值; M 为一极大值; Γ 为可调鲁棒参数。

主-子问题迭代求解流程如图 1。其中, U_0 、 L_0 分别为初始设置的迭代上、下限; U_λ 为第 λ 次的迭代上限。

3 算例分析

采用改进的 PG&E 69 节点测试系统进行算例仿真, 在 MATLAB R2014b 下进行建模, 并利用

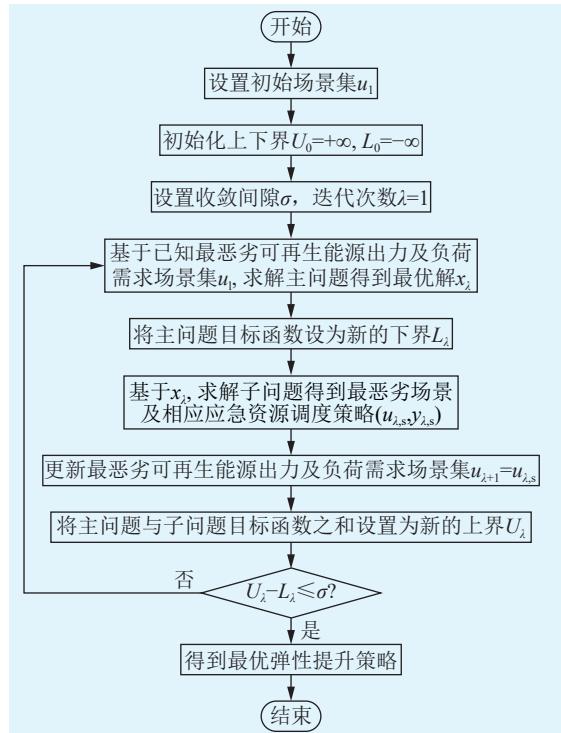


图 1 模型迭代求解流程

Fig.1 Model iteration solving process

Cplex 12.6.3 算法进行计算, 系统硬件环境为 Intel Core I5 CPU, 1.60 GHz, 8 GB 内存, 操作系统为 Win10 64bit。测试系统如图 2 所示。支路阻抗、节点负荷及各支路最大容量参数见文献 [29]。节点电压设置为 10.5 kV。假设改进的 PG&E 69 节点测试系统存在 10 个负荷波动节点, 其余节点负荷波动量较小忽略不计, 分布式可再生能源一天内各时段的实际出力如图 3 所示, 波动节点负荷需求及分布式可再生能源出力不确定集为实际值的 $\pm 20\%$ 偏差范围。负荷需求的可调鲁棒参数最大值为波动负荷节点数, 即为 10, 可再生能源的可调鲁棒参数最大值为机组数, 即为 3。可控电源参数见表 1。该区域配置 3 组 MEG 及 3 组 MESS, 每组 MEG 最大出力为 0.5 MW, 每组 MESS 最大出力为

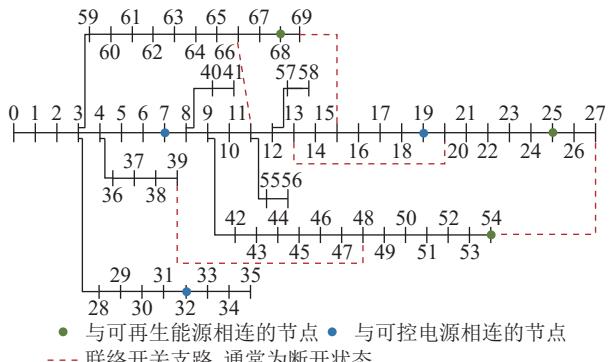


图 2 PG&E 69 节点测试系统

Fig.2 PG&E 69-node test system

0.8 MW。假设该区域各节点负荷的 20% 为一级负荷, 30% 为二级负荷, 50% 为三级负荷。

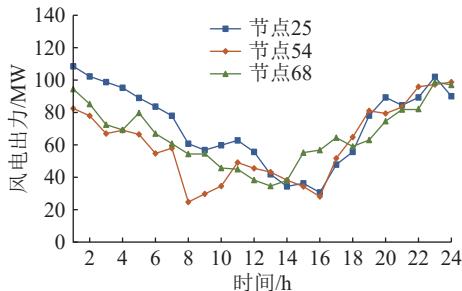


图 3 分布式可再生能源出力
Fig.3 Distributed renewable energy output

表 1 可控电源参数
Table 1 Controllable generator parameters

电源节点	最小出力/MW	最大出力/MW	上爬坡速率/MW·min ⁻¹	下爬坡速率/MW·min ⁻¹
7	10	100	10	5
19	10	100	10	5
32	10	100	10	5

3.1 供电恢复策略

文中分析 13:00 极端灾害发生后, 线路 17、24、44、62 同时发生故障的情况下, 系统的供电恢复情况。将负荷需求可调鲁棒参数设置为 3, 表征有 3 个负荷波动节点出现最恶劣场景。将可再生能源可调鲁棒参数设置为 2, 表征有 2 个可再生能源接入节点出现最恶劣场景, 在该参数设置下, 所得供电恢复策略能够应对任意 3 个负荷波动节点及任意 2 个可再生能源接入节点出现最恶劣场景的情况。图 4 为供电恢复策略示意, 包括网络重构策略及 MEG、MESS 应急资源实时调度策略。由图 4 可知, 在线路 17、24、44、62 故障停止运行后, 系统出现大量孤岛节点, 损失大量负荷, 另外 4 条原为备用状态的联络开关支路紧急投入运行, 为孤岛节点提供电源。应急资源 MEG、MESS 在调控中心指挥下移动至相应节点供给负荷。表 2 为系统各级负

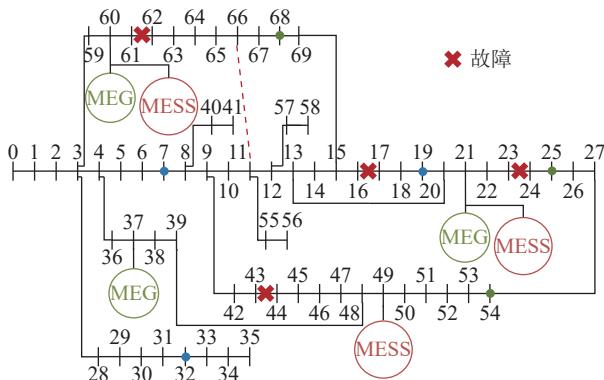


图 4 供电恢复策略
Fig.4 Power restoration strategy

荷切除量及恢复成本, 故障场景下系统依据负荷重要程度依次进行切除, 一级负荷切除量最小, 三级负荷切除量最大, 恢复成本包括可控机组上调及下调成本、切负荷惩罚成本、弃风成本等。

表 2 负荷切除量
Table 2 Load shedding amount

参数	数值
一级负荷切除量/MW	1.83
二级负荷切除量/MW	8.98
三级负荷切除量/MW	21.52
总负荷切除量/MW	32.33
恢复成本/元	38 967.90

3.2 不同优化方法对比

采用蒙特卡洛方法生成 200 个随机场景, 在随机场景下对采用自适应鲁棒优化(adaptive robust optimization, ARO)方法、鲁棒优化(robust optimization, RO)方法、确定性优化(deterministic optimization, DO)方法所得供电恢复策略进行对比, 如表 3 所示。设置 ARO 恢复策略中负荷需求可调鲁棒参数为 4, 可再生能源可调鲁棒参数为 1。

表 3 不同优化方法对比
Table 3 Comparison of different optimization methods

策略	恢复成本/元	平均失电量/MW	最大失电量/MW	失败场景/个	计算时间/s
DO	38 544.34	33.47	35.28	20	8.59
RO	41 098.74	32.22	33.51	2	8.43
ARO	39 082.92	31.76	33.02	5	119.98

由表 3 可知, DO 恢复策略成本最低, 但在 200 个随机场景下的平均失电量及最大失电量最大, 且在 20 个随机场景下无解。RO 恢复策略成本最高, 平均失电量及最大失电量较 DO 恢复策略低, 且无解场景最少。ARO 恢复策略平均失电量及最大失电量最低, 恢复成本较 DO 策略高, 较 RO 策略低。由于所提模型需要分解、迭代求解, 因此 ARO 恢复策略计算时间较 DO、RO 策略长。

图 5 为不同恢复策略在 200 个随机场景下切负荷量的箱型图, 可知 RO 恢复策略及 ARO 恢复策略切负荷量分布较为密集, DO 恢复策略恢复较为离散。图 6 为不同时间出现故障, 采用 DO、RO 及 ARO 供电恢复策略的切负荷量, 可知 DO 策略受时间影响较大, RO 及 ARO 恢复策略相对平缓。这是因为 DO 恢复策略未考虑故障场景及分布式可再生能源的不确定性, 因此在不同场景及不同时段表现差异较大。RO 及 ARO 恢复策略在灾前阶段考虑了最恶劣场景的影响, 因此在应对实际故障场景时, 鲁棒性较 DO 恢复策略强。

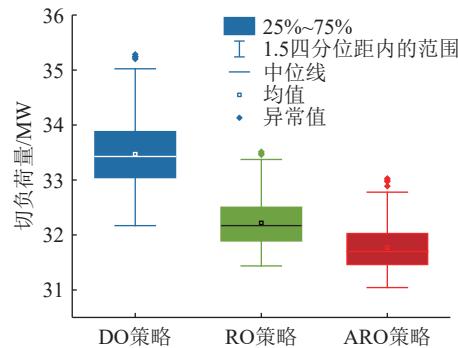


图 5 不同优化方法切负荷量对比

Fig.5 Comparison of load shedding amount among different optimization methods

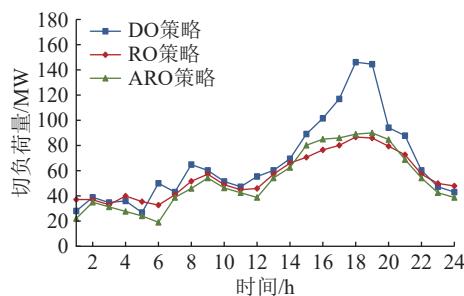


图 6 不同时间故障下失电量

Fig.6 Load shedding at different times

3.3 可调鲁棒参数对比

可通过式(1)、式(2)给出的不确定参数调节所提供的恢复策略的鲁棒性。 ϕ_{res} 设置为 1, 图 7 为不同 ϕ_{load} 下 ARO 恢复策略的恢复成本及切负荷量。由图 7 可知, 恢复成本与可调鲁棒参数成正相关, 这是因为可调鲁棒参数表征不确定场景的恶劣程度, 故障场景越恶劣, 恢复成本越高。系统切负荷量并未随可调鲁棒参数增大而逐步减小, 在可调鲁棒参数为 5 时, 系统切负荷量最低。这是因为实际中, 所有元件出现最恶劣场景的概率较小, 灾前制定过于保守的策略不利于系统供电恢复。

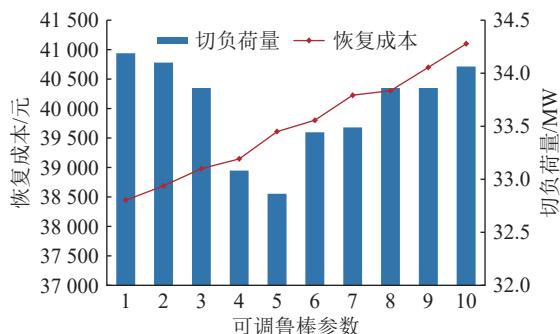


图 7 不同可调鲁棒参数下负荷切除量及恢复成本

Fig.7 Load shedding amount and recovery cost under different adjustable robust parameters

ϕ_{load} 设置为 5, 表 4 为不同 ϕ_{res} 下 ARO 策略的恢复成本及切负荷量。由表 4 可知切负荷量及恢复

成本与 ϕ_{res} 成正相关, 这是因为可再生能源在发电侧, 最恶劣场景下可再生能源的实际出力低于预测出力, 造成切负荷量增加及恢复成本增加。

表 4 不同可调鲁棒参数下负荷切除量及恢复成本
Table 4 Load shedding amount and recovery cost under different adjustable robust parameters

ϕ_{res}	切负荷量/MW	恢复成本/元
1	32.86	39 609.44
2	33.27	40 254.90
3	33.96	40 856.01

在实际应用中可以通过调节可调鲁棒参数, 平衡系统鲁棒性和经济性。

4 结论

配电网中可再生能源出力及负荷需求不确定性给传统确定性供电恢复方法带来挑战, 因此文中提出灾前-灾后两阶段自适应鲁棒优化模型, 以提升系统弹性。文中主要工作内容及创新点如下:

(1) 所提 min-max-min 结构供电恢复模型分为 min 结构灾前阶段及 max-min 结构灾后阶段。在灾前阶段进行小时级预防性机组组合, 调整可控机组开停机状态及出力, 保障预防阶段潮流合理分布; 在灾后阶段进行网络拓扑重构、应急资源实时调度、调整发电机出力和差异化切负荷等操作开展故障恢复。

(2) 所提模型采用不确定集和可调鲁棒参数对可再生能源出力及负荷需求不确定性进行建模, 由于模型无法直接求解, 采用 C&CG 算法将模型分解为灾前预防主问题及灾后恢复子问题, 迭代求解得到供电恢复策略。

在改进的 PG&E 69 节点测试系统进行算例仿真, 得到以下结论:

(1) 采用蒙特卡洛模拟对不同供电恢复策略进行性能比较, 验证所得供电恢复策略能够有效应对不确定性。

(2) 对比所提方法中不同可调鲁棒参数的影响, 参数的合理选择可实现供电恢复策略经济性和鲁棒性的平衡, 验证了所提方法的有效性。

参考文献:

- [1] 杨祺铭, 季陈林, 刘友波, 等. 多条公交线路的光储充电站日内滚动优化策略[J]. 智慧电力, 2020, 48(8): 44-50, 90.
YANG Qiming, JI Chenlin, LIU Youbo, et al. Day-rolling optimization strategy for photovoltaic-energy storage charging station with multiple electric bus lines[J]. Smart Power, 2020, 48(8): 44-50, 90.
- [2] 刘达夫, 钟剑, 杨祺铭, 等. 基于 V2G 与应急通信的配电网信

- 息物理协同快速恢复方法[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(7): 147-158.
- LIU Dafu, ZHONG Jian, YANG Qiming, et al. Fast recovery method for distribution network through cyber-physical collaboration based on vehicle to grid and emergency communication [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(7): 147-158.
- [3] 蔡田田, 姚浩, 杨英杰, 等. 基于云-边协同的配电网快速供电恢复智能决策方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(19): 94-103.
- CAI Tiantian, YAO Hao, YANG Yingjie, et al. Cloud-edge collaboration-based supply restoration intelligent decision-making method[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(19): 94-103.
- [4] 郭明鑫, 李少岩, 顾雪平. 计及台风灾害全过程模拟的配电网差异化加固规划韧性提升方法[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(3): 62-73.
- GUO Mingxin, LI Shaoyan, GU Xueping. Differentiated reinforcement planning method for a distribution network considering simulation of the whole process of typhoon disasters[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(3): 62-73.
- [5] 别朝红, 李更丰. 极端天气条件下新型电力系统风险评估与弹性提升[J]. 全球能源互联网, 2024, 7(1): 1-2.
- BIE Zhaohong, LI Gengfeng. Risk assessment and flexibility improvement of new power system under extreme weather conditions[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(1): 1-2.
- [6] 沈建良, 蒋建杰, 楼平, 等. 基于过程分解的电网弹性综合评估方法研究[J]. 电力科学与技术学报, 2023, 38(5): 226-235.
- SHEN Jianliang, JIANG Jianjie, LOU Ping, et al. Research on comprehensive evaluation method of power system resilience based on process decomposition[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(5): 226-235.
- [7] 葛延峰, 邱雨, 张云旭, 等. 计及多种灵活性资源的园区智能配电网灾时弹性提升策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(17): 139-149.
- GE Yanfeng, QIU Yu, ZHANG Yunxu, et al. Disaster resilience enhancement strategy of an intelligent distribution network in parks considering a variety of flexibility resources[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(17): 139-149.
- [8] 杨祺铭, 李更丰, 别朝红, 等. 计及间歇性新能源的弹性城市电网输配电协同供电恢复方法[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2764-2774.
- YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Coordinated power supply restoration method of resilient urban transmission and distribution networks considering intermittent new energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2764-2774.
- [9] 蔡胜, 谢云云, 张玉坪, 等. 计及动态频率稳定性的弹性配电网预防-紧急协同调度方法 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(24): 9607-9618.
- CAI Sheng, XIE Yunyun, ZHANG Yuping, et al. Coordination of preventive and emergency dispatch for resilient distribution networks considering dynamic frequency stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(24): 9607-9618.
- [10] 徐琴, 金海翔, 边晓燕, 等. 基于混合 IGDT 的电-气综合能源系统弹性提升灾前规划方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(21): 86-95.
- XU Qin, JIN Haixiang, BIAN Xiaoyan, et al. Pre-disaster planning method for resilience enhancement of integrated electric-gas energy system based on hybrid IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(21): 86-95.
- [11] ZHAO B N, CONEJO A J, SIOSHANSI R. Coordinated expansion planning of natural gas and electric power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 3064-3075.
- [12] SHAO C C, SHAHIDEHPOUR M, WANG X F, et al. Integrated planning of electricity and natural gas transportation systems for enhancing the power grid resilience[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(6): 4418-4429.
- [13] HE C, DAI C X, WU L, et al. Robust network hardening strategy for enhancing resilience of integrated electricity and natural gas distribution systems against natural disasters[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5787-5798.
- [14] WANG C, WEI W, WANG J H, et al. Robust defense strategy for gas-electric systems against malicious attacks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2953-2965.
- [15] AMIRIOUN M H, AMINIFAR F, SHAHIDEHPOUR M. Resilience-promoting proactive scheduling against hurricanes in multiple energy carrier microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 34(3): 2160-2168.
- [16] 李明昊, 杨祺铭, 李更丰, 等. 台风场景下基于多种分布式资源协同的弹性配电网两阶段供电恢复策略[J]. 高电压技术, 2024, 50(1): 93-104.
- LI Minghao, YANG Qiming, LI Gengfeng, et al. Two-stage power supply restoration strategy of resilient distribution network based on coordination of multiple distributed resources in typhoon scenario[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 93-104.
- [17] 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.
- [18] 董桂岑, 何川, 刘绚, 等. 考虑网络重构和应急资源的灾后配电网信息物理系统协调恢复方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(9): 106-113.
- DONG Guicen, HE Chuan, LIU Xuan, et al. Coordinated recovery method of post-disaster distribution network cyber-physical system considering network reconstruction and emergency resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(9): 106-113.
- [19] 王治然, 杨祺铭, 黄玉雄, 等. 考虑动态互联微电网与网络重构的弹性配电网多源序贯协同供电恢复方法[J]. 电力建设,

- 2025, 46(9): 13-26.
- WANG Zhiran, YANG Qiming, HUANG Yuxiong, et al. Multi-source sequential coordinated power-supply recovery method for resilient distribution networks considering dynamic networked microgrids and network reconfiguration[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(9): 13-26.
- [20] 肖娟霞, 李勇, 韩宇, 等. 计及台风时空特性和灵活性资源协同优化的配电网弹性提升策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(23): 7430-7446.
- XIAO Juanxia, LI Yong, HAN Yu, et al. Resilience enhancement strategy for distribution networks considering the spatiotemporal characteristics of typhoon and the collaborative optimization of flexible resources[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(23): 7430-7446.
- [21] 谢培坤, 李谅, 施元杰, 等. 考虑交通网影响的移动储能灾前灾后优化调度[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 123-135.
- XIE Peikun, LI Liang, SHI Yuanjie, et al. Optimal pre-disaster and post-disaster scheduling of mobile energy storage considering the influence of transportation network[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 123-135.
- [22] 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.
- [23] 杨祺铭, 李更丰, 别朝红, 等. 台风灾害下基于 V2G 的城市配电网弹性提升策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 130-139.
- YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Vehicle-to-grid based resilience promotion strategy for urban distribution network under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 130-139.
- [24] MISHRA D K, GHADI M J, LI L, et al. Active distribution system resilience quantification and enhancement through multi-microgrid and mobile energy storage[J]. Applied Energy, 2022, 311: 118665.
- [25] SHI Q X, LI F X, OLAMA M, et al. Network reconfiguration and distributed energy resource scheduling for improved distribution system resilience[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 124: 106355.
- [26] 程杉, 冉涛, 喻磊, 等. 考虑配电网全过程韧性提升的多类型韧性资源分布鲁棒机会约束规划[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 157-166.
- CHENG Shan, RAN Tao, YU Lei, et al. Distributionally robust joint chance constraint planning for multi-type resilience resources considering full process resilience enhancement in distribution network[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 157-166.
- [27] 王金岩, 丁坤, 孙亚璐, 等. 强沙尘暴下新能源基地的韧性评估及其提升方法[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 124-135.
- WANG Jinyan, DING Kun, SUN Yalu, et al. Research on resilience assessment and improvement methods of new energy bases under strong sandstorm[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 124-135.
- [28] 张磐, 唐萍, 丁一, 等. 考虑分布式发电波动性的有源配电网故障恢复策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(1): 115-120.
- ZHANG Pan, TANG Ping, DING Yi, et al. Service restoration strategy considering the volatility of distribution generations for active distribution network[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(1): 115-120.
- [29] CHEN X, WU W C, ZHANG B M. Robust restoration method for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(5): 4005-4015.
- [30] 谢云云, 杨正婷, 蔡胜, 等. 基于鲁棒模型预测控制的配电网供电恢复策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(23): 123-131.
- XIE Yunyun, YANG Zhengting, CAI Sheng, et al. Power supply restoration strategy for distribution network based on robust model prediction control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(23): 123-131.
- [31] 袁杨, 张衡, 程浩忠, 等. 台风灾害下考虑多类型故障不确定性的源网荷协同弹性提升模型[J]. 电网技术, 2024, 48(6): 2541-2549.
- YUAN Yang, ZHANG Heng, CHENG Haozhong, et al. Source-grid-load coordinated resilience enhancement model considering multi-type contingency uncertainty under typhoon disaster[J]. Power System Technology, 2024, 48(6): 2541-2549.
- [32] MEHRJERDI H, MAHDAVI S, HEMMATI R. Resilience maximization through mobile battery storage and diesel DG in integrated electrical and heating networks[J]. Energy, 2021, 237: 121195.
- [33] WU J Y, LIU Y, CHEN X B, et al. Data-driven adjustable robust Day-ahead economic dispatch strategy considering uncertainties of wind power generation and electric vehicles[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 138: 107898.

作者简介:



邬嘉雨

邬嘉雨(1998),女,硕士,从事调度自动化工作(E-mail: wujiayu0325@163.com);

杨祺铭(1999),男,硕士,从事电网安全生产工作;

丁苒苒(1998),女,硕士,工程师,从事继电保护工作。

Two stage adaptive robust resilience enhancement strategy for distribution network with high penetration of renewable energy

WU Jiayu¹, YANG Qiming², DING Ranran¹, JI Chenlin³, LI Dongsen⁴, LI Feng⁵

(1. State Grid Shanghai Urban Electric Power Supply Company, Shanghai 200080, China; 2. State Grid Shanghai Pudong Electric Power Supply Company, Shanghai 200122, China; 3. State Grid Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China;
4. China Energy Engineering Group Jiangsu Power Design Institute Co., Ltd., Nanjing 211102, China; 5. School of Electrical and Automation Engineering, Nanjing Normal University, Nanjing 210046, China)

Abstract: A two-stage adaptive robust optimization model for power restoration in distribution networks with high penetration of renewable energy under extreme disasters is proposed in this paper. Uncertainty sets and adjustable robust parameters are employed to depict the uncertainty of renewable energy output and load demand. In the pre-disaster stage, unit commitment strategy and dispatch strategy of controllable generators are obtained to guarantee the reasonable distribution of power flow. In the post-disaster stage, network reconfiguration, emergency resources dispatch, adjustment strategy of controllable generators and load shedding are employed to perform fault recovery on the distribution network. The column and constraint generation algorithm (C&CG) is used to decompose the model into the main problem and subproblem. The dual theory and the big M method are employed to dualize and linearize the subproblem. The optimal recovery strategy can be obtained by alternating iterations between the main problem and the transformed subproblem. Case studies conducted on the improved PG&E 69-node system indicate that the proposed model is able to balance the robustness and economy under extreme disaster scenarios.

Keywords: distribution network with high penetration of renewable energy; adaptive robust optimization; network reconfiguration; real-time emergency resources dispatch; renewable energy uncertainty; load demand uncertainty

(编辑 陈雯嘉)

(上接第 164 页)

Virtual capacitance cooperative allocation control strategy considering multiple factors in DC microgrid

MENG Jianhui¹, ZHOU Zixin¹, WANG Hui¹, GU Likang²

(1. North China Electric Power University (State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources), Baoding 071003, China; 2. State Grid Shandong Electric Power Company Binzhou Power Supply Company, Binzhou 256600, China)

Abstract: The virtual capacitor control strategy is applied to the converters at each port of DC microgrid to simulate the charge-discharge characteristics of capacitors, which provides an effective solution to solve the inertia problem of the system and improve the voltage quality. Aiming at the cooperative allocation problem of virtual capacitance control in parallel operation of multiple energy storage units, a cooperative allocation strategy of multiple energy storage units based on virtual capacitance control to give full play to the inertial support capability of each energy storage unit is proposed in this paper. The total value of the adjustable virtual capacitance is obtained according to the change rate of DC voltage and the state of charge. The entropy method and scoring matrix are used to comprehensively evaluate the indicators such as the state of charge of the battery and the adjustable capacity of the energy storage converter. The allocation coefficient is obtained according to the final evaluation score, so as to distribute the total virtual capacitance cooperatively. Finally, a hardware-in-the-loop simulation test platform is built to verify the proposed strategy. The results show that the energy storage units allocate virtual capacitors reasonably according to the inertia capacity, which avoids the energy storage converter from prematurely exiting due to excessive output power, and enhances the inertia level and safe and stable operation capability of the system.

Keywords: DC microgrid; virtual capacitance; cooperative control; multi-index comprehensive evaluation; entropy method; evaluation matrix

(编辑 方晶)