

不确定源荷下计及台风影响的配电网韧性扩展规划方法

樊安洁¹, 高正平¹, 张文嘉¹, 黄河², 高松²

(1. 国网江苏省电力有限公司 经济技术研究院,南京 210000;2. 国网江苏省电力有限公司,南京 210000)

摘要:针对台风这一极端自然灾害频发对配电网可靠性和稳定性带来的挑战,提出了一种不确定源荷下计及台风影响的配电网韧性扩展规划方法。首先,计及配电网在台风事件中的脆弱性,构建电力线路故障场景集。其次,针对常规场景,采用场景聚类方法生成涵盖源-荷波动性的典型场景集。随后,以最小化规划总成本和规划期内台风造成的停电损失为目标,综合考虑投资预算、电力潮流、节点失负荷及运行变量上下限等约束条件,基于随机优化方法,建立不确定源荷下计及韧性需求的配电网扩展规划模型。所建立模型为混合整数线性规划模型,可通过商业求解器有效求解。仿真结果表明,所提方法能够在规划期内显著提升配电系统的负荷供应能力和抗灾能力,为韧性增强型配电网的规划提供技术支持。

关键词:配电网规划;韧性提升;源荷不确定性;混合整数线性规划

Resilient-oriented expansion planning method for distribution networks considering typhoon impacts under uncertainties

FAN Anjie¹, GAO Zhengping¹, ZHANG Wenjia¹, HUANG He², GAO Song²

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Economic Research Institute, Nanjing 210000, China;2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210000, China)

Abstract: To address the challenges posed by the frequent occurrence of typhoons, which threaten the reliability and stability of distribution networks, a resilient-oriented expansion planning method for distribution networks considering typhoon impacts under uncertainties is proposed. First, considering the vulnerability of the distribution network during typhoon events, a fault scenario set for power lines is constructed. Second, for regular scenarios, a scenario clustering method is employed to generate typical scenarios that capture the fluctuations in power generation and load demand. Subsequently, with the objective of minimizing total planning costs and outage losses caused by typhoons during the planning period, constraints such as investment budget, power flow, load shedding at nodes, and operational variable limits are integrated into the model. Based on stochastic optimization, a distribution network expansion planning model is developed, incorporating resilience requirements under uncertainty. The model is formulated as a mixed-integer linear programming (MILP) problem, which can be effectively solved using commercial solvers. Simulation results demonstrate that the method significantly enhances the load supply capacity and disaster resistance of the distribution system during the planning period, providing technical support for planning resilient distribution networks.

Key words: distribution network planning; resilience enhancement; source and load uncertainty; mixed-integer linear programming

0 引言

随着全球气候变化加剧,台风、洪水、山火等极端灾害的发生频率与强度上升,给电力系统安全运行带来持续冲击^[1]。在沿海及台风高发区域,强风与伴随的强降雨易造成架空线路倒杆断线、设备受损与大范围停电,且影响范围广、恢复时间长,社会经济损失显著^[2]。因此,在配电网扩展规划中引入韧性诉求,使系统具备“抵御—吸收—适应—快速

恢复”的能力,已成为规划与设计的重要方向^[3]。

配电网扩展规划旨在在技术标准与运行约束下,优化设备建设的时间、位置与规模,以最低的规划期投资与运行代价满足负荷增长^[4]。但传统规划多以经济性为主,对灾害场景下的停电风险与恢复能力考虑不足,导致所得方案在极端事件中表现脆弱^[5]。现有韧性研究主要包括两类:其一通过网架与拓扑优化提升冗余与灵活性^[6];其二通过灾后故障隔离、恢复与调度策略提升复电速度^[7]。同时,分布式能源、储能与微电网等灵活资源的接入,为灾时孤岛供电与灾后支撑提供了新手段^[8]。需要指出的是,台风路径、强度与持续时间高度不确定,且常

与强降雨耦合,使配电网故障场景复杂多变。为此,随机优化、鲁棒优化与机会约束等方法被用于韧性规划:鲁棒方法不依赖概率信息但往往偏保守;机会约束可控风险但求解复杂;随机优化能利用已知概率信息,在经济性与风险应对之间取得较好权衡^[9]。然而,已有工作多聚焦“极端场景主导”的规划,较少同时刻画常规源—荷波动与台风不确定冲击,容易造成过度保守或难以兼顾日常经济性^[10-11]。

针对上述问题,本文提出一种不确定源荷下计及台风影响的配电网韧性扩展规划方法:首先,计及配电网在台风事件中的脆弱性,构建电力线路故障场景集,用以反映灾害冲击下的线路失效模式;其次,面向常规运行,采用场景聚类生成涵盖源—荷波动性的典型场景集,以在降低计算规模的同时保留不确定性特征;随后,以最小化规划总成本与规划期内台风造成的停电损失为目标,在投资预算、电力潮流、节点失负荷及运行变量上下限等约束下,建立基于随机优化的扩展规划模型。所建模型为混合整数线性规划,可通过商业求解器有效求解^[11]。最后,通过仿真验证,证明了该方法在提升配电网负荷供应能力及抗灾能力方面的有效性。

1 计及韧性需求的规划框架

1.1 不确定源荷下配电系统韧性规划框架

所提规划模型的框架结构如图1所示。本文中“不确定源荷”主要源自台风致灾不确定性及常规运行中源—荷波动的不确定性。模型首先建立台风下电力线路的典型故障场景集,并生成反映源—荷波动性的典型场景集。随后,综合考虑规划总成本与台风造成的停电损失,构建混合整数线性规划模型,形成韧性扩展规划方案。

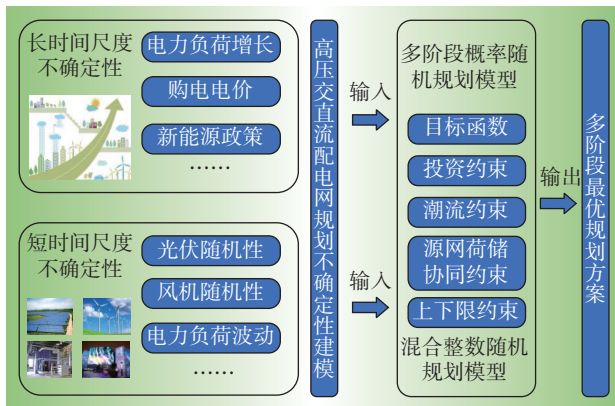


图1 韧性规划框架

Fig. 1 Resilience planning framework

配电网的组成如图2所示,架构包括变电站、配

电线路及相关设备等。配电线路负责输送电能并连接各配电设施;变电站将高电压电能转换为适合用户使用的低电压电能,保障供电安全与稳定。分布式电源分散接入配电网,如光伏和风电,可就近供电以减少输电损耗。各部件协同运行可增强台风期间电力供应的稳定性。

中高压配电网连接主干电网与用户侧,承担大量电力传输任务,一旦发生故障将影响大范围用户供电。因此,本文面向中高压配电网建立韧性规划模型。考虑规划期较长且负荷增长分布不均,部分区域扩展需求较早显现,其他区域则在后期逐步增加。为适应这种动态变化,采用分阶段规划方式,逐步推进系统扩展并合理配置资源,确保各阶段满足不同区域需求,实现经济性与可靠性的平衡。

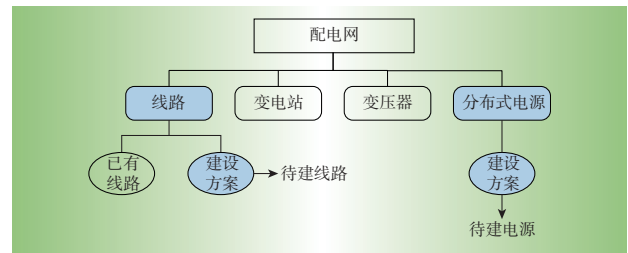


图2 配电网组成部件

Fig. 2 Components of the distribution network

1.2 台风下典型故障场景集生成

为表征台风对配电系统的随机性破坏,本节介绍典型故障场景集的生成方法。电力线路状态与台风对杆塔的破坏强度密切相关:台风强度以风速量化并确定其在各区域的分布;台风持续时间通过模拟台风路径,刻画调度期内不同时刻对各区域的影响。首先介绍台风风场模型及电力线路损坏概率的相关性模型^[13],以表征台风对电力线路的破坏性。电力线路附近的风速 w_t 通过与台风中心距离相关的函数进行计算,如下所示

$$w_t = \begin{cases} K_c \bar{w} [1 - \exp(-\mu D_t)] & \forall 0 \leq D_t < R_t^M \\ \bar{w} \exp\left[-\frac{\ln K_b}{R_t^B - R_t^M} (D_t - R_t^M)\right] & \forall R_t^M \leq D_t \leq R_t^B \\ 0 & \forall D_t > R_t^B \end{cases} \quad (1)$$

$$\mu = \frac{1}{R_t^M} \ln\left(\frac{K_c}{K_c - 1}\right) \quad K > 1$$

式中: w_t 为时刻 t 电杆周围的风速; $\bar{w}$ 为台风的最大风速; K_c 和 K_b 分别为台风速度和台风边界的相关参数; R_t^M 和 R_t^B 分别为从台风中心到最大风速点和台风边界的距离; D_t 为从台风中心到电力杆塔的距离。

在台风期间,电力线路的故障主要是由于支撑杆塔的故障,而杆塔的故障概率与风速 w_t 相关。本文采用脆弱性曲线对电力杆塔在台风下的故障概

率进行建模。脆弱性曲线是一种基于统计方法的故障概率模型,能够通过风速等参数表征台风强度与电力杆塔故障之间的关系。参照现有文献,使用风速 w_t 的对数正态累积分布函数对杆塔的脆弱性曲线进行刻画,如下所示

$$p_{ij,q,t}^{\text{pole}}(w_t) = \Phi\left[\frac{\ln(w_t/\mu)}{\sigma}\right] \quad (2)$$

$$p_{ij,t}^{\text{line}} = 1 - \prod_q (1 - p_{ij,q,t}^{\text{pole}}(w_t)) \quad (3)$$

式中: $p_{ij,q,t}^{\text{pole}}$ 为电力线路 ij 中杆塔 q 在时刻 t 的故障概率; μ 和 σ 分别为对数正态分布的中位数和对数标准差。线路 ij 在时刻 t 的损坏概率 $p_{ij,t}^{\text{line}}$ 如式(3)所示,线路 ij 的损坏状态在每个时段 t 遵循伯努利分布。基于式(1)一式(3)中对于台风致灾性的数学建模,本文采用蒙特卡洛方法生成随机线路故障场景,并通过场景聚类方法进行缩减,从而形成典型故障场景集^[13]。在规划模型中,场景集作为输入参数,结合每一故障场景下的系统拓扑结构,开展潮流计算与负荷供需匹配,进而评估每个场景下的失负荷量和对应的失负荷成本。

1.3 源荷波动场景生成

配电网中大规模接入的分布式光伏与风电受气象条件影响显著,输出功率具有较强不确定性,同时,电力负荷受季节变化与用户行为影响,呈现时变性与随机性。若未充分考虑源-荷波动性,规划方案在实际运行中可能难以应对供需变化。因此,本文在规划模型中对常规运行工况下的源荷不确定性进行建模。如图3所示,采用k-means算法对8 760 h源荷历史数据进行场景聚类^[3-4],形成不同典型日下的源-荷波动场景集,为规划模型提供数据支撑,以应对常规运行中的负荷不确定性。

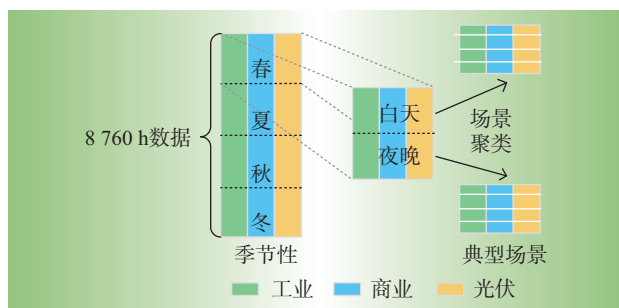


图3 典型负荷波动场景集

Fig. 3 Typical load fluctuation scenario set

2 模型构建

本节提出了不确定源荷下计及韧性需求的配电网扩展规划方法规划的数学模型。

2.1 目标函数

在规划模型中,韧性和成本效益往往是相互冲突的目标。韧性目标通常要求对系统进行额外的加固或冗余,以应对台风事件的影响,这会导致建设成本增加。本文将规划期内台风事件下的配电网失负荷成本纳入到规划总成本中,实现规划期内规划成本与韧性成本的优化平衡。规划模型的目标函数包含两部分,第一部分为常规场景下的规划成本,包含投资、维护和运行成本,考虑了电力线路、变电站的扩建投资和分布式光伏、风力发电机的选址定容;第二部分为台风下的失负荷成本,具体为

$$\min f = \sum_{i \in \Omega_i} \frac{1}{(1 + \psi)^{y_i}} (C_i^{\text{LP}} + C_i^{\text{MP}} + C_i^{\text{OP}}) + \sum_{i \in \Omega_i} C_i^{\text{UP}} \quad (4)$$

式中:下标 t 为规划阶段; Ω_i 为规划阶段的集合; y_i 为规划阶段 t 的初始年份; ψ 为年利率; C_i^{LP} 、 C_i^{MP} 和 C_i^{OP} 分别为配电网在阶段 t 的投资成本、维护成本和源荷波动场景下的运行成本,表达式分别如式(5)一式(8)所示; C_i^{UP} 分别为配电网在阶段 t 内发生台风灾害下的停电成本,表达式如式(8)所示。

$$C_i^{\text{LP}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{SS}}} x_{it}^{\text{SS}} C_i^{\text{L,SS}} + \sum_{m \in \Omega_L, k \in K_L} x_{akt}^{\text{L}} C_k^{\text{L,L}} l_a + \sum_{i \in \Omega_{\text{PV}}} (x_{it}^{\text{PV}} - x_{i,t-1}^{\text{PV}}) C_i^{\text{L,PV}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{WT}}} (x_{it}^{\text{WT}} - x_{i,t-1}^{\text{WT}}) C_i^{\text{L,WT}} \quad (5)$$

$$C_i^{\text{MP}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{SS}}} x_{it}^{\text{SS}} C_i^{\text{M,SS}} + \sum_{m \in \Omega_L, k \in K_L} x_{akt}^{\text{L}} C_k^{\text{M,L}} l_a + \sum_{i \in \Omega_{\text{PV}}} x_{it}^{\text{PV}} C_i^{\text{M,PV}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{WT}}} x_{it}^{\text{WT}} C_i^{\text{M,WT}} \quad (6)$$

$$C_i^{\text{OP}} = \sum_s D_s \sum_{\tau} \Delta_{\tau} \left(\sum_{i \in \Omega_{\text{SS}}} C_{\tau}^{\text{O,SS}} p_{ist}^{\text{SS}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{PV}}} C_{\tau}^{\text{O,PV}} p_{ist}^{\text{PV}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{WT}}} C_{\tau}^{\text{O,WT}} p_{ist}^{\text{WT}} \right) \quad (7)$$

$$C_i^{\text{UP}} = \gamma \sum_f \rho_f \sum_{\tau} \Delta_{\tau} \left(\sum_{i \in \Omega_{\text{PL}}} C_i^{\text{U,D}} p_{if\tau}^{\text{CD}} \right) \quad (8)$$

式中:标号 i 、 k 、 a 和 τ 分别为配电网节点、设备类型、线路、日内调度时段,标号 f 为台风下的极端故障场景;SS、L、PV 和 WT 分别为变电站、高压配电线路、分布式光伏和分布式风机; Ω_{SS} 、 Ω_L 、 Ω_{PV} 、 Ω_{WT} 和 Ω_{PL} 分别为变电站节点、线路、光伏电站节点、风力发电站节点和负荷节点的集合; K_L 分别为待建设线路类型集合; x_{it}^{SS} 和 x_{akt}^{L} 分别为变电站和线路的0-1投资变量; x_{it}^{PV} 和 x_{it}^{WT} 分别为光伏和风机的建设容量变量; $C_i^{\text{L,SS}}$ 、 $C_k^{\text{L,L}}$ 、 $C_i^{\text{L,PV}}$ 和 $C_i^{\text{L,WT}}$ 分别为变电站、线路、光伏电站和风力发电站的单位建设成本; $C_i^{\text{M,SS}}$ 、 $C_k^{\text{M,L}}$ 、 $C_i^{\text{M,PV}}$ 和 $C_i^{\text{M,WT}}$ 分别为变电站、线路、光伏电站和风力发电站的单位维护成本; $C_{\tau}^{\text{O,SS}}$ 、 $C_{\tau}^{\text{O,PV}}$ 和 $C_{\tau}^{\text{O,WT}}$ 分别为变电站、光伏电站和风力发电站的单位运行成本; $C_i^{\text{U,D}}$ 为负荷的单位失负荷成本; p_{ist}^{SS} 、 p_{ist}^{PV} 和 p_{ist}^{WT} 分别

为变电站、光伏和风机的有功功率； p_{ist}^{CD} 为失负荷功率； D_s 为典型日 s 天数； Δ_τ 为调度时段 τ 的时长； l_a 为线路长度； p_f 为故障场景概率； γ 为每个规划阶段的台风发生频次。

2.2 投资约束条件

式(9)一式(10)为变电站和线路在规划期内仅能建设一次，式(11)为光伏、风机设备的阶段间衔接约束，式(12)为设备投资容量上限约束。

$$x_u^{ss} \in \{0, 1\}, \sum_{i \in \Omega_i} x_u^{ss} \leq 1 \quad \forall i \in \Omega_{ss} \quad (9)$$

$$x_{akt}^L \in \{0, 1\}, \sum_{i \in \Omega_i} \sum_{k \in K_L} x_{akt}^L \leq 1 \quad \forall a \in \Omega_L \quad (10)$$

$$x_{i,t-1}^\sigma \leq x_{it}^\sigma \quad \forall i \in \Omega_\sigma, \sigma \in \{PV, WT\} \quad (11)$$

$$x_{it}^\sigma \leq \bar{X}_{it}^\sigma \quad \forall i \in \Omega_\sigma, \sigma \in \{PV, WT\} \quad (12)$$

式中： σ 为设备标号； x_{it}^σ 为设备投资容量； $\bar{X}_{it}^\sigma$ 为建设容量的上限。

2.3 常规场景下运行约束条件

配电网支路潮流约束如下^[3]，包括节点有功平衡约束式(13)、无功平衡约束式(14)、线路压降约束式(15)和线路功率平衡约束式(16)。

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} (p_{ast}^L - I_{ast}^L R_a) - \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} p_{ast}^L + p_{ist}^{ss} = p_{ist}^D \quad (13)$$

$$\forall i \in \Omega_N, t, s, \tau$$

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} (q_{ast}^L - I_{ast}^L X_a) - \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} q_{ast}^L + q_{ist}^{ss} = \tan \varphi_{PL} p_{ist}^D \quad (14)$$

$$\forall i \in \Omega_N, t, s, \tau$$

$$-M(1 - \gamma_{at}^{L+} - \gamma_{at}^{L-}) \leq \tilde{U}_{ist} - \tilde{U}_{jst} - 2(p_{ast}^L R_a + q_{ast}^L X_a) + I_{ast}^L (R_a^2 + X_a^2) \leq M(1 - \gamma_{at}^{L+} - \gamma_{at}^{L-}) \quad (15)$$

$$\forall a \in \Omega_L, (i, j) \in \Omega_a^L, t, s, \tau$$

$$-S_{ast}^{L, \max} \leq p_{ast}^L, q_{ast}^L \leq S_{ast}^{L, \max} \quad \forall a \in \Omega_L, t, s, \tau \quad (16)$$

式中： R_a 和 X_a 分别为线路 a 的电阻和电抗； Ω_i^{L+} 和 Ω_i^{L-} 分别为以节点 i 为起始、末尾节点的线路集合； Ω_N 为节点集合； φ_{PL} 为负荷功率因数； γ_{at}^{L+} 和 γ_{at}^{L-} 分别为高压交流线路正向和反向运行的0-1变量； p_{ast}^L 为线路有功功率； p_{ist}^D 为电力负荷有功功率； q_{ist}^{ss} 和 q_{ast}^L 为变电站和线路无功功率； U_{ist} 和 U_{jst} 为交流节点 i 和 j 电压的平方值； I_{ast}^L 为线路电流的平方值； $S_{ast}^{L, \max}$ 为线路最大容量， M 为大M法中一个较大的正整数。

配电网在日常运行中，网架需满足辐射状，具体约束如下所示^[14]。式(17)为未建设线路无法运行，式(18)一式(19)用树状图结构来约束网架辐射状状态，式(18)为变电站以外交流节点为叶节点，有功功率流入，式(19)为变电站为根节点，无功功率流入。

$$\gamma_{at}^{L+} + \gamma_{at}^{L-} \leq \sum_{v \leq t} \sum_{k \in K_L} x_{akv} \quad \forall a \in \Omega_L, t \quad (17)$$

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} \gamma_{at}^{L+} + \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} \gamma_{at}^{L-} = 1 \quad \forall i \in \Omega_N, t \quad (18)$$

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} \gamma_{at}^{L+} + \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} \gamma_{at}^{L-} = 0 \quad \forall i \in \Omega_{ss}, t \quad (19)$$

式中： v 为规划阶段。

变量运行的上下限约束如下所示。式(20)为变电站功率上限约束，式(21)为节点电压上下限约束，式(22)为线路电流上下限约束，式(23)和式(24)分别为光伏、风机功率上下限约束，式(25)为时变负荷约束。

$$-S_{ist}^{ss, \max} \leq p_{ist}^{ss}, p_{ist}^{ss} \leq S_{ist}^{ss, \max} \quad \forall i \in \Omega_{ss}, t, s, \tau \quad (20)$$

$$U_{\min}^2 \leq U_{ist}^2 \leq U_{\max}^2 \quad \forall i \in \Omega_N, t, s, \tau \quad (21)$$

$$0 \leq I_{ast} \leq (I_{\max, k})^2 x_{akt}^L \quad \forall a \in \Omega_L, t, s, \tau \quad (22)$$

$$0 \leq p_{ist}^{PV} \leq \xi_{st}^{PV} x_{it}^{PV} \quad \forall i \in \Omega_{PV}, t, s, \tau \quad (23)$$

$$0 \leq p_{ist}^{WT} \leq \xi_{st}^{WT} x_{it}^{WT} \quad \forall i \in \Omega_{WT}, t, s, \tau \quad (24)$$

$$p_{ist}^D = \xi_{st}^{PL} P_{it}^D \quad \forall i, t, s, \tau \quad (25)$$

式中： S_{ist}^{ss} 为变电站功率容量； $U_{\min}$ 和 $U_{\max}$ 分别为交流节点电压的下限、上限； $I_{\max, k}$ 为线路电流上限， ξ_{st}^{PV} 和 ξ_{st}^{WT} 为光伏、风机在典型日 s 时段 τ 的功率比例； ξ_{st}^{PL} 为负荷在典型日 s 时段 τ 的功率比例； P_{it}^D 为负荷基础功率值。

2.4 极端故障场景下运行约束条件

在台风引发的极端故障场景下，配电系统的运行约束与3.3节中基本一致，不同的约束条件如下所示。式(26)和式(27)为台风场景下含失负荷的节点有功和无功功率平衡约束。式(28)为节点失负荷上下限约束。式(29)为故障线路无法运行。

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} (p_{aft}^L - I_{aft}^L R_a) - \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} p_{aft}^L + p_{ift}^{ss} = p_{ift}^D - p_{ift}^{CD} \quad \forall i \in \Omega_N, t, f, \tau \quad (26)$$

$$\sum_{a \in \Omega_i^{L-}} (q_{aft}^L - I_{aft}^L X_a) - \sum_{a \in \Omega_i^{L+}} q_{aft}^L + q_{ift}^{ss} = \tan \varphi_{PL} (p_{ift}^D - p_{ift}^{CD}) \quad \forall i \in \Omega_N, t, f, \tau \quad (27)$$

$$0 \leq p_{ift}^{CD} \leq p_{ift}^D \quad \forall i, f, s, \tau \quad (28)$$

$$\gamma_{aft}^{L+} + \gamma_{aft}^{L-} \leq \xi_{aft}^L \quad \forall a \in \Omega_L, t, f, \tau \quad (29)$$

式中：标号 f 为故障场景； ξ_{aft}^L 为线路故障状态，1/0 分别为故障/非故障状态。

3 算例分析

本节基于测试系统对所提出规划方法的有效性进行验证。测试系统为24节点配电网^[3]，如图4所示。系统包括19个负荷节点和5个变电站节点，分别用圆圈和矩形为。此外，在系统的33条线路中，现有线路用实线为，候选线路用虚线为。基准电压设置为20 kV，电压标幺值的上下限设置为

0.95~1.05 p.u.。电力线路和负荷参数分别如表1和表2所示。光伏和风机的单位投资成本分别为800元/kW、1 300元/kW,候选安装节点为1、2、5、10、11、15、17和20。规划周期分为2个阶段,每个阶段分为5年,年利率设置为7.1%。源荷典型场景如图5所示。随机优化模型的规模与场景数量有关,为了平衡求解的复杂度和计算精度,设置故障场景集包含的场景数量为5,每个场景中的故障线路分别为[2,6,14,15,17,18,26;2,15,18,21,23;1,4,12,17,21,29;1,2,17,19,21,25;2,13,21,23,33]。每个阶段发生的台风次数取4次。

本文所建立规划模型为混合整数线性规划模型,使用MATLAB平台上的Yalmip工具包对模型中的目标函数和约束条件进行建模,并调用Gurobi求解器。Gurobi通过高效的分支定界等优化算法对规划问题进行求解,确保在合理时间内获得最优解。

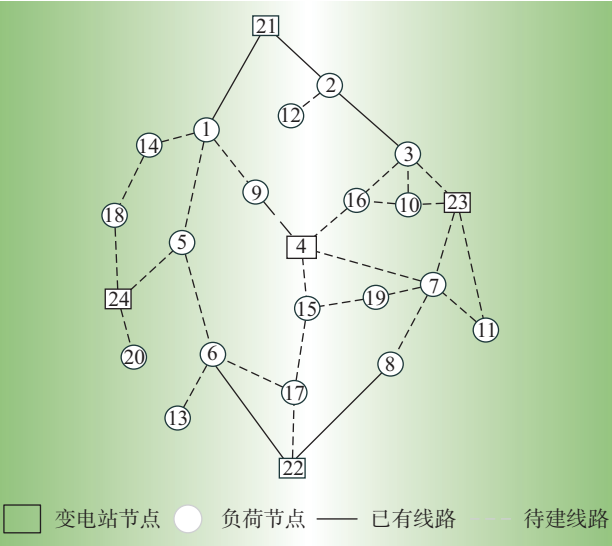


图4 测试算例拓扑
Fig. 4 Test case topology

表1 电力线路编号
Table 1 Power line number

支路			支路			支路		
i	j	编号	i	j	编号	i	j	编号
1	5	1	4	9	12	7	23	23
1	9	2	4	15	13	8	22	24
1	14	3	4	16	14	10	16	25
1	21	4	5	6	15	10	23	26
2	3	5	5	24	16	11	23	27
2	12	6	6	13	17	14	18	28
2	21	7	6	17	18	15	17	29
3	10	8	7	8	19	15	19	30
3	16	9	7	11	20	17	22	31
3	23	10	7	19	21	18	24	32
4	7	11	6	22	22	20	24	33

表2 负荷参数
Table 2 Load parameter

节点	阶段1	阶段2	节点	阶段1	阶段2
1	70.9	164.8	11	0	49.2
2	76.6	231.2	12	0	162.6
3	45.1	69.6	13	0	233.6
4	75.6	141.6	14	0	125.3
5	39.9	71.2	15	0	238.3
6	90.5	221.2	16	0	161.3
7	70.7	216.3	17	0	182.0
8	47.6	142.4	18	0	36.7
9	19.9	171.0	19	0	171.7
10	27.3	42.1	20	0	66.3

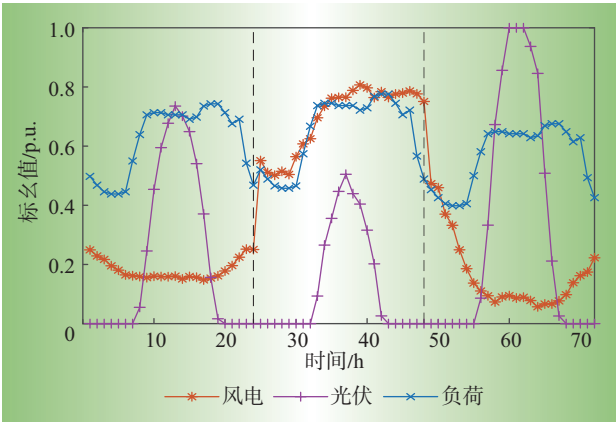


图5 源荷典型波动场景
Fig. 5 Typical source-load fluctuation scenarios

3.1 不同规划方法对比

为验证所提规划方法的有效性,本节对3种不同的情景进行了对比。情景1中,不考虑源-荷波动性和台风下的韧性提升需求;情景2中,仅考虑源-荷波动性,不考虑台风下的韧性提升需求;情景3为所提方法,同时考虑源-荷波动性和台风下的韧性提升需求。3种情景的规划成本对比如表3所示。

表3 3种情景的规划成本对比
Table 3 Comparison of planning costs in three cases
10⁷元

情景	投资成本	维护成本	运行成本	停电成本	总成本
情景1	8.43	0.56	45.27	12.72	66.98
情景2	10.03	0.71	47.21	11.31	69.26
情景3	10.32	0.74	46.33	5.64	63.03

可以看出,情景1在不考虑源荷波动性和韧性需求的情况下,其投资成本相对较低。尽管初期投资较小,但在台风等极端自然灾害发生时,系统的韧性受到严重影响,易导致大规模停电。这表明单纯追求成本最小化的规划策略并未能有效提升电力系统的抗风险能力,长期来看可能造成更大的经

济损失。情景2考虑源荷波动性,结果显示规划总成本有所上升,而情景1未考虑源荷波动性,低估了实际运行中可能遭遇的风险。情景2通过对负荷波动的合理估计,提高了系统的适应能力和运行效率。然而,未考虑韧性需求仍然限制了其效果,在面临极端天气事件时,可能导致较高的停电损失。情景3结合了源荷波动性与韧性需求,形成了综合性的规划方案。分析结果表明,该情景不仅降低了停电风险,还在提高系统抗灾能力方面取得显著成效。尽管其投资成本相对较高,但与潜在的停电损失相比,投资是合理的,最终带来了更高的经济效益和社会效益。

总体而言,综合考虑源-荷波动性与韧性需求的规划方法在规划期内的表现最佳,能够显著增强配电网的整体韧性,为供电提供了更强的保障。

3.2 台风发生频率对规划成本影响

为分析台风发生频率对配电网规划成本的影响,本小节设置5组案例,每组案例下设定的阶段内台风频次分别为2、3、4、5、6次。图6展示了3.1节中3种规划方法得到的规划方案在不同台风频率下的总成本变化趋势。

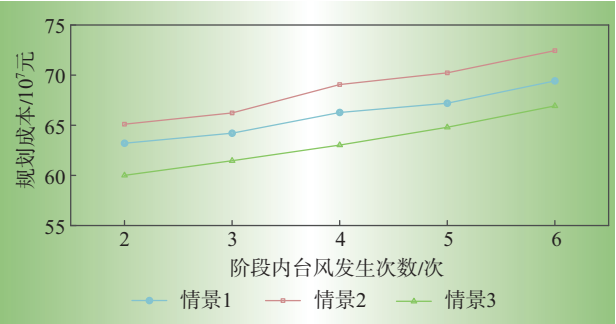


图6 不同台风发生频率下规划成本对比
Fig. 6 Comparison of planning costs under different typhoon occurrence frequencies

可以看出,随着台风发生频率的增加,规划成本也呈现出逐渐上升的趋势。这一现象反映了极端天气事件对配电网规划的重要影响。在台风发生频率较低的情况下,规划方法能够在一定程度上压缩成本,因为系统所需应对的风险较小。然而,随着台风频率的提高,配电网面临的停电成本随之上升。这意味着,为了保证在极端天气条件下的可靠性和安全性,必须投入更多的资源和成本,以增强配电网的抗灾能力。此外,频繁的台风发生将导致更多的故障和停电事件,从而增加了恢复成本和预防性维护的需要。不同台风发生频次下,所提规划方法的规划成本均小于方法1和方法2,体现了所提方法在极端事件下更优的保供电效果。

在制定配电网规划时,必须充分考虑台风发生频率对成本的影响,以确保规划方案能够有效应对潜在的风险并优化经济效益。

3.3 分布式能源对规划成本影响

本节分析分布式能源对配电网规划成本的对比,表4展示了考虑分布式能源和未考虑分布式能源下,两种情况下规划成本的对比。

表4 规划成本对比
Table 4 Comparison of planning costs
10⁷元

类别	投资成本	维护成本	运行成本	停电成本	总成本
考虑分布式新能源	10.32	0.74	46.33	5.64	63.03
不考虑分布式新能源	8.54	0.64	48.35	9.98	67.51

从表4可以看出,考虑分布式能源与不考虑分布式能源的两种规划成本之间存在显著差异。在考虑分布式能源的情况下,投资成本整体有所上升。这一现象主要源于分布式能源的额外投资,包括设备运行及维护等成本。虽然初期投资成本增加,但分布式能源的引入能够有效提升配电网的灵活性和可靠性,尤其是在应对台风等极端天气事件时。

具体分析,投资成本的上升并非无益。分布式能源可以在台风灾害发生时提供额外的电力供应,从而降低失负荷量。在长期运行中,分布式能源有助于降低因停电造成的经济损失成本。

4 结束语

本文提出了计及台风影响的配电网韧性扩展规划方法。通过构建极端灾害下的电力线路典型故障场景集以及反映源-荷波动性的规划场景集,综合考虑投资总成本与台风引发的停电损失,建立了基于随机优化的混合整数线性规划模型。相比传统规划方法,本文方法能够更全面地反映复杂不确定源荷下的风险因素,提升配电网规划方案的鲁棒性,具备良好的工程应用推广潜力。未来研究可进一步拓展至多灾种情景的耦合建模与评估、韧性需求的动态响应机制、以及分布式资源的协同优化配置等方向,同时引入多目标优化手段深入探讨韧性增强与成本控制之间的平衡关系,为构建更安全、灵活、可持续的新型配电系统提供理论支撑与实践路径。D

参考文献:

- [1] BIE Z, LIN Y, LI G, et al. Battling the extreme: a study on the power system resilience [J]. Proceedings of the IEEE, 2017, 105(7): 1 253–1 266.
- [2] 许寅, 和敬涵, 王颖, 等. 韧性背景下的配网故障恢复研究综述及展望[J]. 电工技术学报, 2019, 34(16): 14–23.
- XU Yin, HE Jinghan, WANG Ying, et al. Review and prospect of distribution network fault restoration under resilience background [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(16): 14–23.
- [3] LIMA T D, LEZAMA F, SOARES J, et al. Modern distribution system expansion planning considering new market designs: Review and future directions [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 202: 114 709.
- [4] 周晓敏, 葛少云, 李腾, 等. 极端天气条件下的配电网韧性分析及提升措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(2): 9–19.
- ZHOU Xiaomin, GE Shaoyun, LI Teng, et al. Research on resilience analysis methods and improvement measures of distribution networks under extreme weather conditions [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(2): 9–19.
- [5] 邹波, 孙可, 胡成鹏, 等. 台风天气下配电系统韧性提升策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(7): 8.
- ZOU Bo, SUN Ke, HU Chengpeng, et al. Strategies for enhancing the resilience of distribution systems under typhoon conditions [J]. Journal of Electric Power Systems and Automation, 2021, 33(7): 8.
- [6] 陈碧云, 李翠珍, 覃鸿, 等. 考虑网架重构和灾区复电过程的配电网抗台风韧性评估[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(6): 6.
- CHEN Biyun, LI Cuizhen, QIN Hong, et al. Resilience assessment of distribution networks against typhoons considering grid reconstruction and power restoration in disaster areas [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6): 6.
- [7] SHI Q, LIU W, ZENG B, et al. Enhancing distribution system resilience against extreme weather events: Concept review, algorithm summary, and future vision [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 138: 107 860.
- [8] POUDYAL A, POUDEL S, DUBEY A. Risk-based active distribution system planning for resilience against extreme weather events [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 14(2): 1 178–1 192.
- [9] WANG S, BO R. A resilience-oriented multi-stage adaptive distribution system planning considering multiple extreme weather events [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(2): 1 193–1 204.
- [10] NAZEMI M, DEHGHANIAN P, LU X, et al. Uncertainty-aware deployment of mobile energy storage systems for distribution grid resilience [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(4): 3 200–3 214.
- [11] 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 [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2024, 7(1): 1–2.
- [12] 沈宇同, 王国庆, 于雷. 极端自然灾害下配电网韧性研究进展[J]. 工程研究: 跨学科视野中的工程, 2022, 14(2): 93–103.
- SHEN Yutong, WANG Guoqing, YU Lei. Research progress on distribution network resilience under extreme natural disasters [J]. Engineering Research: An Interdisciplinary Perspective of Engineering, 2022, 14(2): 93–103.
- [13] SHAHIDEPOUR M, ZHOU Y, WEI Z, et al. Distributionally robust resilient operation of integrated energy distribution systems using moment and Wasserstein metric for contingencies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3 574–3 584.
- [14] WANG M, YANG M, FANG Z, et al. A practical feeder planning model for urban distribution system [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 38(2): 1 297–1 308.

(责任编辑 方德康)