

台风天气下面向充裕性与功角稳定提升的 协同控制决策方法

杨悟深, 胡俊杰, 陆家悦, 刘宝柱

(新能源电力系统全国重点实验室(华北电力大学), 北京 102206)

摘 要: 为降低台风天气下电力系统的安全充裕运行风险, 提出一种面向充裕性与功角稳定提升的协同控制决策方法。首先, 基于 Informer 模型预测系统内风电场站发电功率, 并构建台风天气下的故障场景集, 作为后续优化模型的输入。其次, 按照“解耦-迭代”的框架, 对系统充裕性优化和功角稳定控制决策进行解耦。在系统充裕性优化方面, 通过调度系统内源荷储可调资源降低运行风险成本; 在功角稳定控制决策方面, 基于扩展等面积准则量化系统的暂态稳定裕度, 通过预防-紧急控制协同保证各故障场景下系统功角稳定。在此基础上构建双层优化决策模型, 并提出迭代求解方法。最后经算例分析, 验证了所提模型在减小系统负荷损失及保证电网安全稳定运行等方面的优势。

关键词: 风电场; 台风天气; 风险分析; 暂态稳定; 充裕性; 扩展等面积准则

中图分类号: TM73

文献标志码: A

0 引 言

中央全面深化改革委员会第二次会议指出, 安全充裕已成为构建新型电力系统的基本要求^[1]。然而, 近年来极端事件频发^[2], 电力系统受扰程度激增, 易引发大规模故障, 导致安全充裕问题深度交织, 给电力系统安全充裕运行带来极大挑战。台风是典型的极端事件, 2019 年台风“利奇马”登陆浙江, 造成输变电设备短时间内密集故障, 电网供电能力大幅削弱, 台州地区负荷最大降幅达 67.8%^[3]。2024 年台风“摩羯”造成海南电网 10 kV 及以上线路跳闸 134 条, 影响台区 1.13 万个、用户 83 万户^[4]。台风天气下电力系统充裕性和功角安全问题交织影响, 单方面优化决策所得控制策略难以同时解决系统的安全充裕问题, 基于故障场景预测信息进行安全充裕协同决策可有效减少故障损失。

目前, 已有研究通过备用资源的优化配置来提升电力系统的充裕性。文献[5]基于相关机会目标规划, 建立源荷储多元参与的备用容量优化模型; 文献[6]建立多场景下电动汽车同时参与日前电能量市场和备用市场的联合调度优化模型; 文献[7]通过阻塞风险实现电网的动态分区, 在此基础上建立分区备用优化模型; 文献[8]提出考虑故障随机性的电热联合系统备用优化模型。上述文献均以解决新能源出力波动造成的保供问题为目标, 所提电力系统备用优化方法并不适用于台风天气下的优化决策。

在台风灾害防御策略方面, 已有研究通过调度源网荷储

可调资源来减小负荷损失。常规措施包括发电机再调度、线路加固、分级减载、储能调度等。文献[9]提出计及台风时空特性和灵活性资源协同优化的电力系统运行调度模型, 降低了台风天气下的运行成本; 文献[10]提出同时考虑分级减载和同级负荷削减的电力系统运行调度模型; 文献[11]基于滚动优化思想提出一种主动防御调度策略; 文献[12]建立了多阶段协同的电力系统运行调度模型; 文献[13]提出考虑不确定台风路径和线路停运的机组组合模型, 以减小台风天气下的故障损失。上述研究虽涵盖了源网荷储可调资源, 但均未考虑台风可能引发的功角安全问题, 无法保证电力系统的安全稳定运行。

在功角稳定控制决策方面, 文献[14]基于优势函数分解多智能体强化学习提出一种电力系统暂态稳定预防控制方法; 文献[15]通过微分代数方程表征紧急控制前后系统的动态过程, 建立暂态功角稳定最优紧急控制模型; 文献[16]提出一种暂态稳定预防-紧急协调控制方法; 文献[17]提出一种基于卷积神经网络的电力系统暂态稳定预防控制方法; 文献[18]基于扩展等面积定则(extended equal area criterion, EEAC)建立暂态稳定约束机组组合模型; 文献[19]建立预防-校正控制协调的双层优化模型。上述文献虽提出功角稳定控制决策方法, 但未考虑系统的充裕性优化问题。并非所有故障都会造成系统功角失稳, 若只进行功角稳定控制决策, 在发生一般故障时会产生较为严重的负荷损失。

现阶段对于充裕性和功角稳定的研究相对孤立, 难以应

收稿日期: 2025-02-18

基金项目: 江苏省自然科学基金(BK20232026); 国家自然科学基金(52177080)

通信作者: 胡俊杰(1986—), 男, 博士、教授, 主要从事新能源电力系统优化运行与控制方面的研究。junjiehu@ncepu.edu.cn

对台风天气下的安全充裕问题。为此,本文提出一种台风天气下面向充裕性与功角稳定提升的协同控制决策方法。首先,基于 Informer 模型预测系统内风电场站发电功率,并构建台风天气下的故障场景集,作为后续优化模型的输入。其次,基于“解耦-迭代”的思路对系统充裕性优化和功角稳定控制决策进行解耦。在系统充裕性优化方面,基于故障场景预测信息进行机组调度与需求侧备用资源配置,以降低系统运行风险成本。在功角稳定控制决策方面,基于 EEAC 量化暂态稳定裕度,通过预防控制阶段的发电机再调度与紧急控制阶段的切负荷协同,保证各故障场景下系统的功角稳定。在此基础上,构建充裕性与暂态功角稳定协同的双层优化模型,并提出迭代求解方法。基于改进的 IEEE39 节点系统的仿真算例,验证了所提控制决策方法在保证系统安全稳定运行方面的优势。

1 充裕性与暂态功角稳定协同决策框架

本文所提充裕性暂态功角稳定协同决策框架如图 1 所示。台风天气下安全充裕问题交织,机组出力调整及切负荷措施会同时影响系统的充裕性和功角稳定情况。由于功角稳定分析需进行时域仿真,系统安全充裕问题难以同时优化决策。因此,考虑台风对电网运行的影响,按照“解耦-迭代”的框架,将系统充裕性优化和功角稳定控制决策存在耦合的决策变量进行解耦,分别进行优化决策,并通过所得策略的交互迭代实现两者的协调。

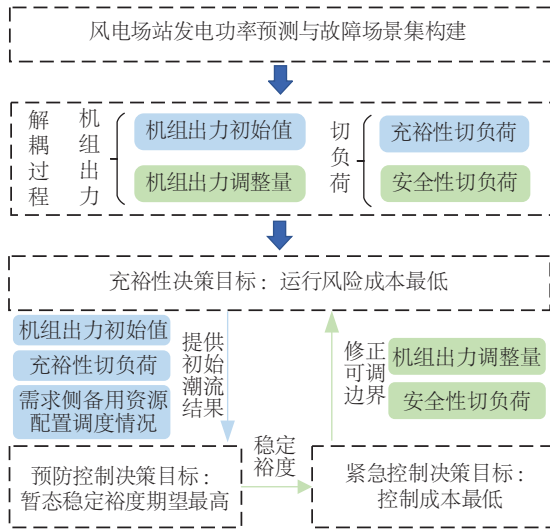


图1 充裕性与暂态功角稳定协同决策框架

Fig. 1 Coordinated decision-making framework for adequacy and transient power angle stabilization

在充裕性优化决策方面,考虑各种可能的故障场景,调节火电机组和抽水蓄能机组出力,同时,“适时、适量”地配置一些需求侧备用资源,以减小故障发生后的负荷损失。在功角稳定控制决策方面,通过预防-紧急控制协同实现系统暂态

功角稳定。预防控制阶段在充裕性优化结果的基础上,调节火电机组的出力分配,提升系统的暂态稳定裕度。对于预防控制后仍暂态失稳的场景,进行切负荷紧急控制,以保证系统的功角稳定。

台风天气下电力系统故障场景复杂,发电机调度等措施受爬坡约束的限制,无法针对每一场景做出特定决策,对于这类控制措施,综合考虑各种故障场景得到唯一的出力方案。对于切负荷等灵活性较强的控制措施,考虑可能的故障场景得到一组控制策略表,实际故障发生后,执行匹配的控制策略。

台风天气下故障场景数量随决策时段数量的增加呈指数级增长,可能导致计算时间过长甚至无法求解^[11],为此,本文基于滚动优化思想进行控制决策,所提电力系统运行操作框架如图 2 所示。当台风灾害即将到来时,气象部门发出预警,电力系统滚动执行以下 3 个步骤来减少故障损失。

1) 由相关监测系统收集系统控制决策所需信息并发送至控制中心,包括风电场发电功率预测信息、电网拓扑结构、气象预测数据、机组参数及功率需求等。控制中心基于气象预测数据和电网拓扑结构得到可能故障的线路及其故障率,构建故障场景集。

2) 控制中心基于所建立的控制决策模型得到机组的调度方案、需求侧备用配置方案及针对各预想故障的控制策略表,决策时考虑的约束条件包括火电及抽水蓄能机组出力、功率平衡、输电线路传输容量、暂态功角稳定等约束。

3) 控制中心根据优化结果配置需求侧备用资源并将调度方案以及控制策略表发送至各可控设备,各机组根据调度方案调整自身出力水平。实际故障发生后,基于控制策略表执行匹配的控制策略,减小台风天气下的故障损失。

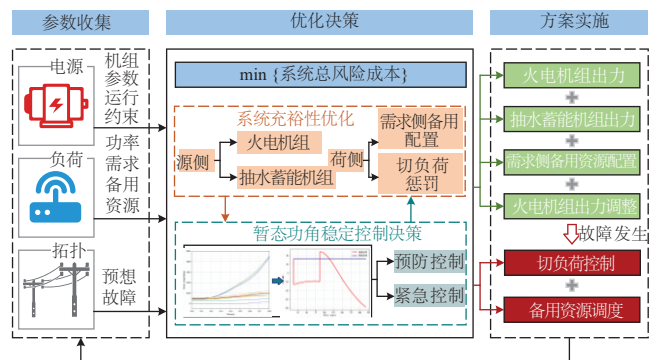


图2 电力系统运行操作框架

Fig. 2 Power system operating framework

2 风电场站出力预测及故障场景集构建

2.1 风电场站出力预测

本文基于 Informer 模型预测风电场站发电功率,模型结

构如图 3 所示,Informer 模型基本原理详见文献[20]。具体预测流程如下:首先,对原始功率序列及气象数据进行预处理,基于拉依达准则剔除原始数据中的异常值,采用线性插值法对剔除的异常值和缺失值进行填充,同时为降低计算复杂度,对数据作归一化处理。其次,通过编码器中的多头概率稀疏自注意力层挖掘数据间的依赖关系并提取关键特征,经“自注意力蒸馏”生成特征向量。在此基础上,通过解码器中的多头概率稀疏自注意力层处理输入数据与零值构成的组合序列,将其处理结果与编码器输出的特征向量进行多头注意力计算。最后,通过全连接层调整输出维度,经反归一化处理后得到风电场站的发电功率预测值。

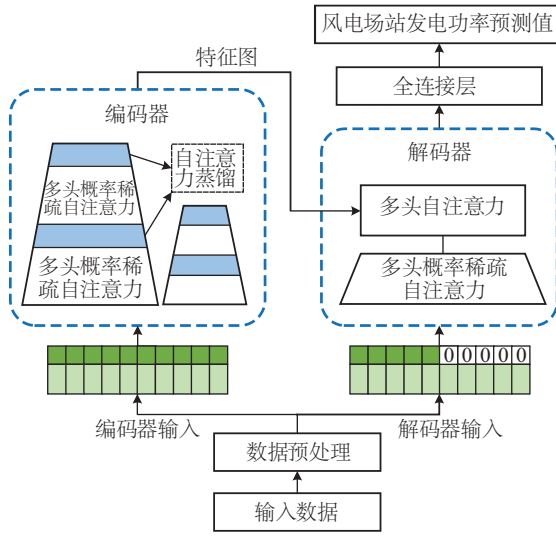


图 3 基于Informer的风电场站发电功率预测模型

Fig. 3 Informer-based power prediction model for wind farm stations

2.2 台风天气对电网的影响

台风会使电力系统产生群发性断线或短路故障,并导致其影响范围内的风电场站停运。为评估台风天气对电网的影响,本文采用 Batts 模型来模拟台风影响范围内各点的风速和风向。

$$v_t = \begin{cases} \frac{rV_{\max}}{R_{\max}}, & r \leq R_{\max} \\ \frac{V_{\max}(R_{\max})^{0.7}}{r^{0.7}}, & r > R_{\max} \end{cases} \quad (1)$$

式中: v_t ——观测点的风速大小, m/s, 风向为观测点与气旋中心连线的垂线方向; r ——观测点距气旋中心的距离, m; $V_{\max}$ ——台风最强烈风带处的风速, m/s; $R_{\max}$ ——最大风速半径, m。

台风会对线路和杆塔造成破坏,从而导致输电线路故障。本文采用基于易损性曲线的元件故障率模型刻画线路和杆塔故障率,如式(2)所示。

$$\lambda_{l,t}^{\text{ele}} = \begin{cases} 0, & v_t < v_r^l \\ \exp\left[\frac{0.6931(v_t - v_r^l)}{(a_t - 1)v_r^l}\right] - 1, & v_r^l \leq v_t < a_t v_r^l \\ 1, & v_t \geq a_t v_r^l \end{cases} \quad (2)$$

式中: $\lambda_{l,t}^{\text{ele}}$ ——元件 l 的故障率; v_r^l ——元件设计风速, m/s; a_t ——模型参数,可通过对同类型元件的历史数据统计分析得到。

输电线路正常运行的前提是线路和杆塔均正常工作,将输电线路等效为串联模型,由组成元件的故障率来计算输电线路的故障率。

$$\lambda_{i,t}^{\text{line}} = 1 - \prod_{m \in \Omega^T} (1 - \lambda_{m,t}^{\text{ele}}) \prod_{n \in \Omega^L} (1 - \lambda_{n,t}^{\text{ele}}) \quad (3)$$

式中: $\lambda_{i,t}^{\text{line}}$ ——输电线路 i 的故障率; Ω^T ——输电线路上的杆塔集合; Ω^L ——输电线路上的线路集合。

2.3 故障场景集构建

台风持续过程中,同一时刻可能有多条线路存在故障风险,同时,相较于输电线路总长来说,台风移动速度有限,一定时间内可能故障的线路相同。因此,设置合适的决策时间,使得可能故障的线路位于滚动优化的不同时段内,列举所有可能的故障场景,构成单次优化的故障场景集。其中,单个场景的发生概率由式(4)~式(6)计算得出。

$$\lambda_{k,t}^{\text{sce}} = \prod_{i=1}^{N_T} \lambda_{j,t+i\Delta T}^{\text{sce}0} \quad (4)$$

$$\lambda_{j,t}^{\text{sce}0} = \begin{cases} \lambda_{j,t}^{\text{line}0}, & j \in \Omega^R \\ 1 - \sum_{m \in \Omega^R} \lambda_{m,t}^{\text{line}0}, & j = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\lambda_{j,t}^{\text{line}0} = \begin{cases} \lambda_{j,t}^{\text{line}}, & j \notin \Omega^{F,t} \\ 0, & j \in \Omega^{F,t} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\lambda_{k,t}^{\text{sce}}$ ——场景 k 发生的概率; $\lambda_{j,t}^{\text{sce}0}$ ——发生特定故障情况的概率; $\lambda_{j,t}^{\text{line}0}$ ——经修正后线路 j 的故障概率; Ω^R ——输电线路集合; $\Omega^{F,t}$ ——故障线路集合; N_T ——滚动优化时考虑的时段数量; ΔT ——滚动优化的步长。

断线故障是台风引发的频率最高、最普遍的故障,三相短路故障是台风引发的最严重的故障,出于对模型完备性和有限计算时间的权衡考量,基于这两种故障形式进行优化决策。功角稳定控制决策以最严重的三相短路故障进行分析;短路故障切除后可视作断线故障,且充裕性时间尺度较长,因此系统充裕性优化以断线故障进行分析。短路点位置对于功角稳定的影响可通过对线路分段处理分别进行仿真计算,由于本文的重点是充裕性与暂态功角稳定的协同决策,对此问题作简化处理,假设短路点位于线路首段。

3 优化决策模型

系统充裕性优化涉及多时段的协同,需考虑决策时间内所有可能的故障场景进行优化决策。而功角稳定控制决策需进行时域仿真,无法在有限的计算时间内完成所有故障情

况的稳定分析,因此,只考虑各场景在第一个优化时段内的故障情况,通过滚动优化实现对所有故障情况的控制决策。

3.1 充裕性优化模型

3.1.1 目标函数

本节以台风场景下电力系统运行风险成本最小化为优化目标,建立电力系统充裕性优化模型。目标函数如式(7)~式(10)所示。

$$\min f_a = \sum_{t=t_0+N_p\Delta T}^{t=t_0+N_p\Delta T} (C_t^g + C_t^{\text{IL}} + \sum_{k \in K} \lambda_{k,t}^{\text{sce}} C_{k,t}^{\text{cut}}) \Delta t \quad (7)$$

$$C_t^g = \sum_{i \in G} [a_i (P_{i,t} + \Delta P_{i,t})^2 + b_i (P_{i,t} + \Delta P_{i,t}) + c_i] \quad (8)$$

$$C_t^{\text{IL}} = \sum_{j \in B} \sum_{n \in R_j} (\mu_{j,n,t}^e c_{j,n}^e L_{j,n,t}^{\text{IL}} + \sum_{k \in K} \lambda_{k,t}^{\text{sce}} c_{j,n}^p P_{k,j,n,t}^{\text{IL}}) \quad (9)$$

$$C_{k,t}^{\text{cut}} = \sum_{j \in B} c_{k,t}^{\text{cut}} (\Delta L_{k,j,t}^{\text{res}} + \Delta L_{k,j,t}^{\text{tra}}) \quad (10)$$

式中: C_t^g ——火电机组的发电成本,元; C_t^{IL} ——需求侧备用资源配置与调度成本,元; $C_{k,t}^{\text{cut}}$ ——负荷削减惩罚成本,元; $P_{i,t}$ 、 $\Delta P_{i,t}$ ——火电机组的初始出力 and 出力调整量,MW; a_i 、 b_i 、 c_i ——火电机组的成本系数; $c_{j,n}^e$ 、 $c_{j,n}^p$ ——节点 j 第 n 个备用资源的单位容量成本和单位电量成本,元/(MW·h); $L_{j,n,t}^{\text{IL}}$ ——节点 j 第 n 个备用资源 t 时刻的备用容量,MW; $\mu_{j,n,t}$ ——备用资源是否购置的0-1变量; $P_{k,j,n,t}^{\text{IL}}$ ——第 k 种场景下 j 节点第 n 个备用资源的调度量,MW; $c_{k,t}^{\text{cut}}$ ——单位负荷削减惩罚成本,元/(MW·h); $\Delta L_{k,j,t}^{\text{res}}$ 、 $\Delta L_{k,j,t}^{\text{tra}}$ ——充裕性切负荷量 and 安全性切负荷量,MW; K ——故障场景集合; G ——火电机组集合; B ——负荷节点集合; R_j ——节点 j 具有的需求侧备用资源集合。

3.1.2 约束条件

1) 火电机组运行约束

在运行过程中,火电机组应满足出力上下限约束 and 爬坡约束。

$$P_{i,\min} \leq P_{i,t} + \Delta P_{i,t} \leq P_{i,\max} \quad (11)$$

$$-P_{i,\text{down}}^{\text{ra}} \leq (P_{i,t+1} + \Delta P_{i,t+1}) - (P_{i,t} + \Delta P_{i,t}) \leq P_{i,\text{up}}^{\text{ra}} \quad (12)$$

式中: $P_{i,\max}$ 、 $P_{i,\min}$ ——火电机组的出力上下限,MW; $P_{i,\text{up}}^{\text{ra}}$ 、 $P_{i,\text{down}}^{\text{ra}}$ ——火电机组爬坡速率上下限,MW。

2) 抽水蓄能电站运行约束

抽水蓄能电站在运行过程中应满足出力约束 and 库容约束。

$$y_{i,t}^g P_{\text{pss},i,t}^{\text{g},\min} \leq P_{\text{pss},i,t}^g \leq y_{i,t}^g P_{\text{pss},i,t}^{\text{g},\max} \quad (13)$$

$$y_{i,t}^p P_{\text{pss},i,t}^{\text{p},\min} \leq P_{\text{pss},i,t}^p \leq y_{i,t}^p P_{\text{pss},i,t}^{\text{p},\max} \quad (14)$$

$$y_{i,t}^g + y_{i,t}^p \leq 1 \quad (15)$$

$$V_{\text{pss},i,t} = V_{\text{pss},i,t-1} + \mu_p P_{\text{pss},i,t}^p - \frac{P_{\text{pss},i,t}^g}{\mu_g} \quad (16)$$

$$V_{\text{pss},i,t}^{\min} \leq V_{\text{pss},i,t} \leq V_{\text{pss},i,t}^{\text{ra}} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{pss},i,t}^p$ 、 $P_{\text{pss},i,t}^g$ ——抽水蓄能电站的抽水功率 and 发电功率,MW; $P_{\text{pss},i,t}^{\text{g},\max}$ 、 $P_{\text{pss},i,t}^{\text{g},\min}$ ——抽水蓄能电站的发电功率上下限,MW;

$P_{\text{pss},i,t}^{\text{p},\max}$ 、 $P_{\text{pss},i,t}^{\text{p},\min}$ ——抽水蓄能电站的抽水功率上下限,MW; $y_{i,t}^g$ 、 $y_{i,t}^p$ ——抽水蓄能电站处在抽水 and 发电状态的0-1变量; $V_{\text{pss},i,t}$ ——抽水蓄能电站 t 时刻的库容,MW·h; $V_{\text{pss},i,t}^{\text{ra}}$ 、 $V_{\text{pss},i,t}^{\min}$ ——抽水蓄能电站的额定库容 and 最小库容,MW·h; μ_g 、 μ_p ——抽水蓄能电站的发电效率 and 抽水效率。

3) 需求侧备用资源约束

本文考虑需求侧备用资源,其调度应满足以下约束:

$$0 \leq P_{k,j,n,t}^{\text{IL}} \leq \mu_{j,n,t} L_{j,n,t}^{\text{IL}} \quad (18)$$

4) 切负荷约束

$$0 \leq \Delta L_{k,j,t}^{\text{res}} \leq L_{j,t} - \sum_{n \in R_j} \mu_{j,n,t} L_{j,n,t}^{\text{IL}} - \Delta L_{k,j,t}^{\text{tra}} \quad (19)$$

式中: $L_{j,t}$ ——节点 j 的负荷量,MW。

5) 节点功率平衡约束

$$P_{i,t} + \Delta P_{i,t} + P_{\text{pss},i,t}^g - P_{\text{pss},i,t}^p + \sum_{l \in L_i} P_{l,t}^{\text{Line}} + P_{i,t}^{\text{WF}} = L_{i,t} - \Delta L_{k,i,t}^{\text{res}} - \Delta L_{k,i,t}^{\text{tra}} - \sum_{n \in R_i} P_{k,i,n,t}^{\text{IL}} \quad (20)$$

式中: $P_{l,t}^{\text{Line}}$ ——线路 l 上流通的功率,MW; $P_{i,t}^{\text{WF}}$ ——节点 i 上风电场站的发电功率,MW; L_i ——与节点 i 连接的线路集合。

6) 传输容量约束

本文采用直流潮流模型对电力系统潮流进行建模,相关约束为:

$$B_l(\theta_{h,t} - \theta_{h',t}) = P_{l,t}^{\text{Line}}, h, h' \in W_l \quad (21)$$

$$-P_{l,\max}^{\text{Line}} \leq P_{l,t}^{\text{Line}} \leq P_{l,\max}^{\text{Line}} \quad (22)$$

式中: B_l ——线路电纳,S; $\theta_{h,t}$ ——节点相位,rad; W_l ——线路 l 两端的节点集合; $P_{l,\max}^{\text{Line}}$ ——输电线路 l 上最大的流通功率,MW,当 l 发生故障时,其等于0。

3.2 暂态功角稳定控制决策模型

3.2.1 暂态稳定裕度及灵敏度量化

EEAC是一种结合时域仿真方法和等面积法则的混合暂态稳定评估方法,其基本原理是将多机轨迹转化为单机无穷大系统轨迹,为研究原多机系统的稳定特性提供了一种较好的工程近似。

EEAC首先通过时域仿真获得多机轨迹,根据仿真结果将发电机组分为两个互斥的集群^[21]:领先群(critical machines, CMs)由导致失稳的关键机组构成,余下群(non-critical machines, NMs)由其他非关键机组构成,之后将两个集群轨迹分别等效为单机轨迹。在此基础上,将两机系统等效转化为单机无穷大系统。等效单机系统参数为:

$$\delta(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (23)$$

$$\omega(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (24)$$

$$P_m(t) = M \left[(M_C)^{-1} \sum_{i \in C} P_{mi}(t) - (M_N)^{-1} \sum_{j \in N} P_{mj}(t) \right] \quad (25)$$

$$P_e(t) = M \left[(M_C)^{-1} \sum_{i \in C} P_{ei}(t) - (M_N)^{-1} \sum_{j \in N} P_{ej}(t) \right] \quad (26)$$

$$M = (M_C \cdot M_N) \cdot (M_C + M_N)^{-1} \quad (27)$$

式中: $\delta(t)$ ——单机无穷大系统的功角, ($^\circ$); $\omega(t)$ ——单机无穷大系统的角速度, ($^\circ$)/s; $P_m(t)$ 、 $P_e(t)$ ——单机无穷大系统的机械功率和电磁功率, MW; M ——单机无穷大系统的惯量。

形成单机无穷大系统后, 可通过减速面积和加速面积的差值来量化暂态稳定裕度:

$$\eta = A_{\text{dec}} - A_{\text{acc}} \quad (28)$$

式中: A_{dec} 、 A_{acc} ——等效单机系统的减速面积和加速面积; η ——暂态稳定裕度, 其大于 0 代表系统暂态功角稳定, 反之则代表暂态功角失稳。

轨迹灵敏度分析可评估参数的微小变化对非线性系统动态行为的定量影响, 可通过轨迹灵敏度量化控制措施对暂态稳定裕度的影响^[18-19]。对于单个控制措施, 进行两次时域仿真, 可得到其一阶轨迹灵敏度:

$$\Phi(\eta, \gamma) = \frac{\eta - \eta_0}{\Delta\gamma} \quad (29)$$

式中: η_0 ——系统初始暂态稳定裕度; $\Phi(\eta, \gamma)$ ——调节措施 γ 对于暂态稳定裕度的一阶轨迹灵敏度。

3.2.2 预防控制决策模型

由 EEAC 可知, 调整两个发电机组集群之间的功率分配可提高系统的暂态稳定裕度。火电机组出力调整受爬坡率的限制, 由于滚动优化步长较短, 预防控制的效果有限, 因此预防控制阶段以系统暂态稳定裕度期望值最大化为优化目标, 如式(30)所示。

$$\max f_p = \sum_{k \in K} \sum_{i \in G} \lambda_{k,i}^{\text{sec}} [\Delta P_{i,d} \Phi_k(\eta_k, P_{i,d}) + \eta_k^0] \Delta t \quad (30)$$

式中: η_k ——第 k 种故障场景下系统的暂态稳定裕度; η_k^0 ——第 k 种故障场景下的暂态稳定裕度初值。

预防控制是针对各预想的故障场景进行机组出力调整, 实际故障此时还未发生。其需满足火电机组运行约束(式(11)和式(12))、节点功率平衡约束(式(20))以及输电线路传输容量约束(式(21)和式(22))。

机组出力调整后, 系统的暂态稳定情况发生变化, 预防控制后各故障场景的暂态稳定裕度为:

$$\eta_k^1 = \eta_k^0 + \sum_{i \in G} \Phi_k(\eta_k, P_{i,d}) \Delta P_{i,d} \quad (31)$$

式中: η_k^1 ——进行预防控制后第 k 种故障场景下系统的暂态稳定裕度。

3.2.3 紧急控制决策模型

如 3.2.2 节所述, 预防控制的效果有限, 只进行机组出力调整难以保证所有故障情况下系统的暂态稳定性。对于预防控制后暂态稳定裕度仍小于 0 的场景, 进行安全性切负荷。紧急控制阶段以切负荷成本最小化为优化目标:

$$\min f_e = \sum_{k \in K} \sum_{j \in B} \lambda_{k,j}^{\text{sec}} \Delta L_{k,j,d}^{\text{tra}} c_{\text{icut}} \Delta t \quad (32)$$

紧急控制后, 电力系统保持正常运行, 需满足抽水蓄能电站运行约束(式(13)~式(17))、节点功率平衡约束(式(20))以及输电线路传输容量约束(式(21)和式(22))。此外, 紧急控制阶段还需满足的约束条件如式(33)~式(35)所示, 其中式(33)为切负荷量约束, 式(34)、式(35)为暂态功角稳定约束。

$$0 \leq \Delta L_{k,j,d}^{\text{tra}} \leq L_{j,d} - \sum_{n \in R_j} \mu_{j,n,d} L_{j,n,d}^{\text{IL}} - \Delta L_{k,j,d}^{\text{res}} \quad (33)$$

$$\Delta \eta_k = \sum_{j \in B} \Delta L_{k,j,d}^{\text{tra}} \Phi_k(\eta_k, L_{i,d}) \quad (34)$$

$$\eta_k^1 + \Delta \eta_k \geq 0 \quad (35)$$

式中: $\Delta \eta_k$ ——第 k 个故障场景进行紧急控制后系统暂态稳定裕度的变化量。

3.3 迭代求解算法框架

按照“解耦-迭代”的框架, 在系统充裕性优化和功角稳定控制决策解耦为两个单独优化问题的基础上, 提出协调迭代求解策略, 迭代步骤如下。

- 1) 假设由暂态功角稳定控制决策模型得到的机组功率调整量和紧急切负荷量的初值为 0;
- 2) 将暂态功角稳定控制策略作为输入进行系统充裕性优化, 输出火电机组出力初值 $P_{i,d}^{(0)}$ 、抽水机组出力 $P_{\text{pss},d}^{(0)}$ 、需求侧备用资源调度量 $P_{k,j,d}^{\text{IL}(0)}$ 以及充裕性切负荷量 $\Delta L_{k,j,d}^{\text{res}(0)}$;
- 3) 将充裕性优化结果 $P_{i,d}^{(0)}$ 、 $P_{\text{pss},d}^{(0)}$ 、 $P_{k,j,d}^{\text{IL}(0)}$ 及 $\Delta L_{k,j,d}^{\text{res}(0)}$ 作为输入进行暂态功角稳定预防控制决策, 更新得到机组出力调整量为 $\Delta P_{i,d}^{(1)}$;
- 4) 将充裕性优化结果 $P_{i,d}^{(0)}$ 、 $P_{\text{pss},d}^{(0)}$ 、 $P_{k,j,d}^{\text{IL}(0)}$ 、 $\Delta L_{k,j,d}^{\text{res}(0)}$ 和预防控制决策 $\Delta P_{i,d}^{(1)}$ 作为输入进行暂态功角稳定紧急控制决策, 更新得到安全性切负荷量为 $\Delta L_{k,j,d}^{\text{tra}(1)}$;
- 5) 将暂态功角稳定控制策略 $\Delta P_{i,d}^{(1)}$ 及 $\Delta L_{k,j,d}^{\text{tra}(1)}$ 作为输入进行系统充裕性优化, 重复步骤 2)~4);
- 6) 设定模型终止迭代条件如式(36)所示, 满足此条件即输出控制策略。

步骤 6) 输出的控制策略实现了暂态功角稳定和系统充裕性的协调, 最终控制策略包括机组出力方案、需求侧备用资源配置调度方案以及针对各预想故障的紧急控制策略表, 实际故障发生后执行匹配的控制策略。本文所提迭代求解流程如图 4 所示。

以第一个优化时段系统总风险成本作为模型收敛指标:

$$\begin{cases} f^{(h)} = (C_i^g + C_i^{\text{IL}} + \sum_{k \in K} \lambda_{k,i}^{\text{sec}} C_{k,i}^{\text{cut}}) \Delta t \\ \left| \frac{f^{(h+1)} - f^{(h)}}{f^{(h)}} \right| \leq \left| \frac{f^{(h)} - f^{(h-1)}}{f^{(h-1)}} \right| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (36)$$

式中: $f^{(h)}$ ——第 h 次迭代优化时的系统总风险成本; ε ——收敛阈值。

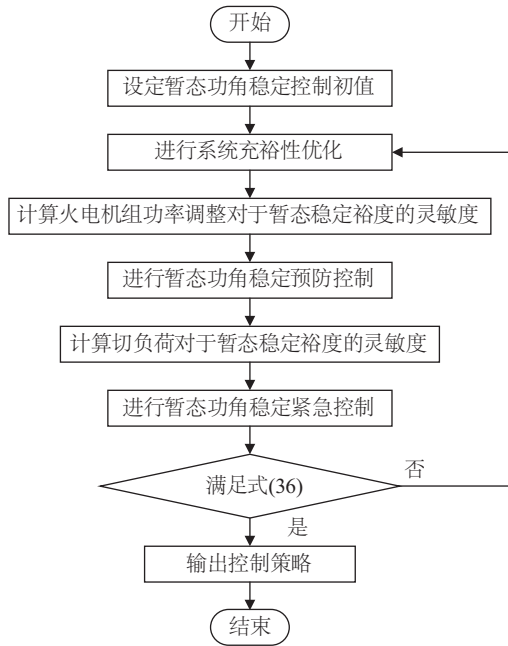


图4 迭代求解流程

Fig. 4 Iterative solution process

4 算例分析

4.1 参数设置

本文采用改进的 IEEE39 节点测试系统进行分析,其拓扑结构如图 5 所示,系统最大负荷为 6900 MW,火电总装机容量为 9249 MW。在系统原有 10 台火力发电机组的基础上新增 3 个抽水蓄能电站,操作人员可对其进行调度控制,以降低台风场景下的故障损失,相关参数如表 1 所示。系统内的节点 4、16 及 39 处各有两类需求侧备用资源,容量分别为该节点最大负荷的 5% 和 10%,其经济参数如表 2 所示。在节点 2、6 和 23 处分别接入一个风电场站,其装机容量依次为 230、400 和 300 MW。本文使用的原始数据集为中国多个风电场 2019 年全年实际监测数据及配套的数值天气预报(numerical weather prediction, NWP)数据,时间分辨率为 15 min。

设定该系统位于 9 万 km^2 的区域,台风数据由 Batts 模型生成,台风的最大风速为 40 m/s,最大风速半径为 50 km,台风的移动速度为 30 km/h,台风的预测路径已在图 5 中标出。元件故障率模型中,线路和杆塔的设计风速为 30 m/s,杆塔的平均距离设置为 500 m。双层优化模型的收敛阈值设置为 0.01。

通过 PSS/E 进行时域仿真,利用 Gurobi 进行模型求解。调度时间间隔设置为 5 min,选取台风持续过程中的 45 min 为例来说明模型的工作原理和有效性,在进行优化前,线路 8-9 和线路 21-22 已发生故障。

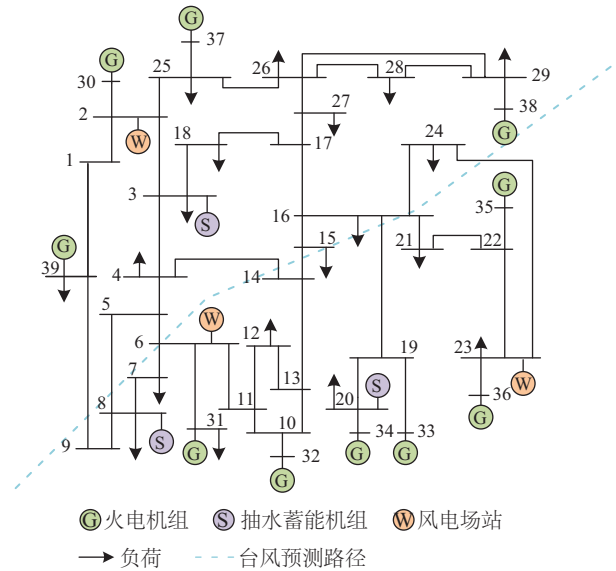


图5 测试系统及台风轨迹

Fig. 5 Test system and typhoon track

表1 抽水蓄能电站参数

Table 1 Parameters of pumped storage units

抽水蓄能电站	位置	额定库容/ (MW·h)	初始库容/ (MW·h)	最大发电 功率/MW	最大抽水 功率/MW
S1	3	300	200	100	100
S2	8	350	300	120	120
S3	20	400	320	150	150

表2 需求侧备用资源参数

Table 2 Parameters of demand-side reserve resources

需求侧 备用资源	位置	容量价格/ [元/(MW·h)]	电量价格/ [万元/(MW·h)]
L1	4	20.0	0.66
L2	4	18.5	0.60
L3	16	22.4	0.72
L4	16	21.6	0.69
L5	39	21.8	0.75
L6	39	20.6	0.72

4.2 充裕性与功角稳定协同决策的必要性分析

由于节点 6 处的风电场站位于台风影响范围内,为避免结构损伤,该风电场站将退出运行。节点 2 和节点 23 处的风电场站发电功率预测结果如图 6 所示,作为后续优化模型的输入。

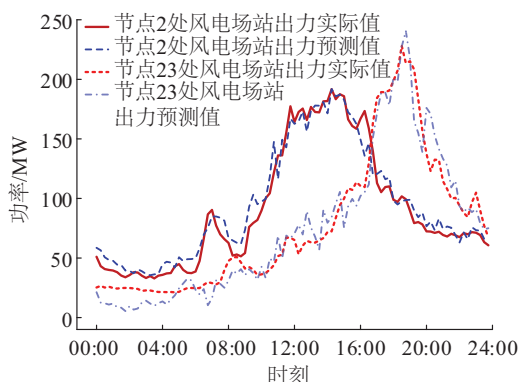


图6 风电场站发电功率预测结果

Fig. 6 Results of wind farm station power generation prediction

不同输电线路在不同时刻的故障概率如图7所示。从图7可看出,线路6-7的故障率逐时递减,线路5-8和线路9-39的故障率逐时递增,这是由于台风移动使得输电线路各处的风速发生变化,进而对故障率产生影响。

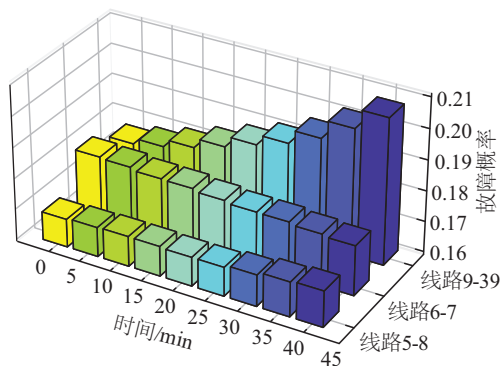


图7 输电线路故障概率

Fig. 7 Probability of transmission line failures

本文通过两种方法对比说明台风场景下充裕性与功角稳定协同决策的必要性。方法1采用本文所提充裕性与暂态功角稳定协同的控制决策方法;方法2在优化决策阶段忽略可能出现的暂态功角稳定问题,实际故障造成功角失稳后,通过切机保证系统的功角稳定性。由图7可知,各优化时段均存在可能故障的线路,单次优化的结果对整个决策过程具有代表性,以单次优化结果为例进行分析。方法1中系统总风险成本的迭代收敛过程如图8所示。由图8可知,双层优化模型经6次迭代后系统总风险成本的波动趋势逐渐减弱,在第12次迭代后满足式(36)所示的收敛条件,迭代终止。最后一次迭代所得结果即为协同控制策略,迭代过程验证了所提求解算法的可行性。表3为两种方法的优化结果对比。可看出,两种方法所得的备用成本期望值均为0,这是由于需求侧备用的配置与调度属于充裕性优化的决策变量,系统在滚动优化时段内可通过调节单位成本更低的火电机组出力实现功率平衡,无需需求侧备用资源的参与,因此其成本为0。

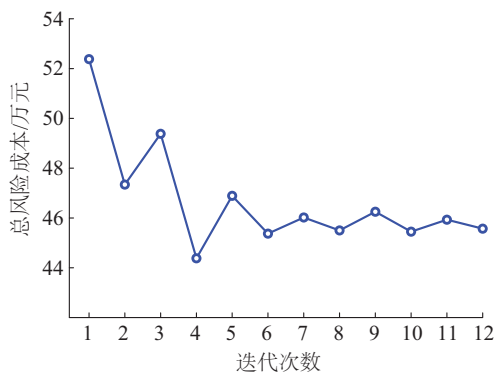


图8 迭代收敛曲线

Fig. 8 Iterative convergence curve

表3 不同方法下的优化结果

Table 3 Optimization results under different methods

方法	机组出力 成本期望值/ 万元	切负荷 风险成本/ 万元	备用成本 期望值/ 万元	总风险 成本/ 万元
1	45.57	0	0	45.57
2	41.79	27.35	0	69.14

对比可得,方法2的机组出力成本期望值略低于方法1,但切负荷风险成本远高于方法1,导致方法2总风险成本相较于方法1显著增加。主要原因为:在充裕性优化所得系统潮流的基础上,线路5-8和线路6-7发生故障均会导致系统暂态功角失稳。方法1通过预防控制增大了暂态稳定裕度,从而保证系统在各故障场景下的暂态稳定性。方法2在优化决策阶段忽略了可能出现的功角稳定问题,机组出力成本期望值较低,但在线路5-8或线路6-7发生故障后需切除G2和G3才能保证系统的功角稳定。在执行切机措施后,需切除大量负荷才能维持系统功率平衡。尽管对应故障场景发生概率较低,但每种故障场景下的切负荷惩罚成本较高,导致方法2的总风险成本显著偏高。综上,需进行充裕性与功角稳定协同决策。

4.3 有效性分析

由图7生成一种典型故障场景:10 min时线路6-7发生故障,30 min时线路9-39发生故障,其他时刻无故障发生。在该故障场景下设置3组算例验证本文所提方法的有效性。

算例1:采用本文所提充裕性与暂态功角稳定协同的控制决策方法,实际故障发生后匹配对应的控制策略。

算例2:在本文所提充裕性与暂态功角稳定协同的控制决策方法的基础上,不考虑充裕性优化中需求侧备用资源的配置与调度。

算例3:在本文所提充裕性与暂态功角稳定协同的控制决策方法的基础上,不考虑暂态功角稳定控制中的预防控制。

系统的响应情况如图9所示。可看出,在前两个优化时段,火电机组的调节能力充足,系统无需配置和调用需求侧备用资源,此时算例1和算例2的机组出力策略一致。在后续的7个优化时段,火电机组的调节能力开始不足,系统出现负荷削减情况。算例1和算例3可进行需求侧备用资源的配置与调度,与算例2相比,各时段切负荷量明显减少。

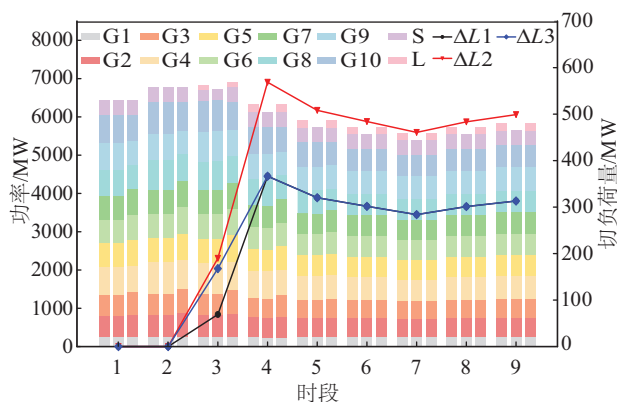


图9 系统响应情况对比

Fig. 9 Comparison of system response

由于算例3忽略了预防控制,未根据可能的暂态失稳情况提前进行发电机调度,在前3个优化时段中,算例1和算例3的机组出力策略存在差异。在第3个优化时段,线路6-7发生故障造成暂态失稳,算例1提前进行火力发电机组出力水平的调整,增大了暂态稳定裕度,相较于算例3减少了98.6 MW的切负荷量。在线路6-7发生故障后,系统潮流情况发生改变,后续的其他故障不会导致功角失稳,系统只进行充裕性优化,算例1和算例3的控制策略一致。

从经济性角度进一步分析各算例的优化结果,见表4。可看出,算例1的切负荷成本明显小于算例2,表明在台风持续过程中充分发挥需求侧备用资源的调节能力有助于提升系统充裕性,减小系统运行成本。算例1与算例3相比,由于预防控制阶段机组出力的调整造成算例1机组出力成本略高于算例3,但减小了实际故障发生后的切负荷成本,算例1的总成本小于算例3,表明进行暂态功角稳定预防控制有利于提高系统暂态稳定裕度,减小故障损失。

表4 经济性对比

Table 4 Economy comparison

算例	机组出力 成本/万元	切负荷 成本/万元	备用成本/ 万元	总成本/ 万元
1	373.23	195.59	35.03	603.85
2	375.15	319.43	0	694.58
3	367.08	205.46	35.03	607.57

4.4 功角稳定控制效果分析

本节以优化决策过程中的部分场景分析暂态功角稳定预防控制以及紧急控制的效果。

场景1:线路5-8在时段1发生故障,系统存在功角失稳风险,提前调节各火电机组出力进行预防控制。此时火电机组G2、G3、G6和G7属于CMs,其他机组属于NMs,经过预防控制两个集群之间交换了174.8 MW的功率。由EEAC形成的等效单机系统功角曲线如图10所示。可看出,经过两个集群之间的功率交换,等效单机系统的机械功率明显降低,增大了减速面积,减小了加速面积,从而提高了系统的暂态稳定裕度。预防控制后等效单机系统的电磁功率在穿越机械功率前返回,实现了系统的功角稳定。

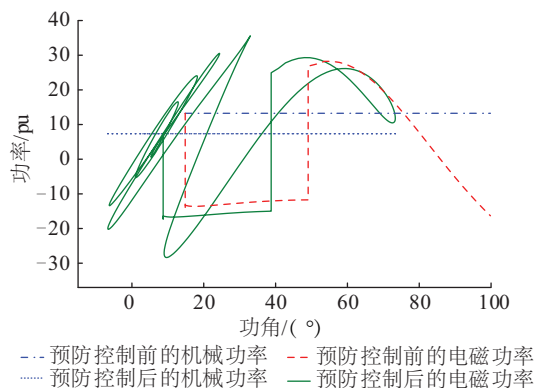


图10 场景1中等效单机系统的功角曲线

Fig. 10 Power angle curves for equivalent single machine system in scenario 1

场景2:线路6-7在时段3发生故障,存在功角失稳风险,系统进行预防控制和紧急控制。由EEAC形成的等效单机系统功角曲线如图11所示。可看出,仅执行预防控制无法保证系统的功角稳定,需紧急控制参与。执行切负荷紧急控制后,等效单机系统的电磁功率有所升高,增大了减速面积,从而提高了暂态稳定裕度。经预防控制和紧急控制后,等效单机系统的电磁功率在穿越机械功率前返回,实现了系统的功角稳定。

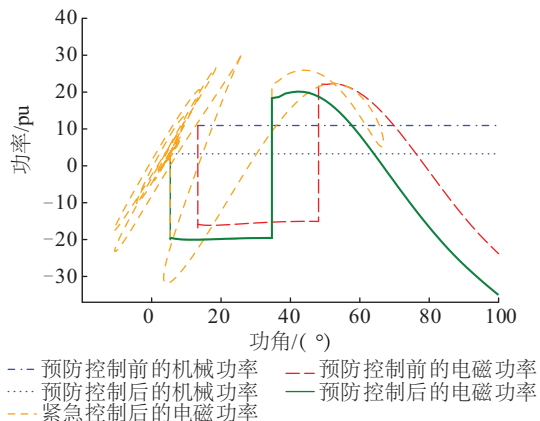


图11 场景2中等效单机系统的功角曲线

Fig. 11 Power angle curves for equivalent single machine system in scenario 2

综上,预防控制与紧急控制均可提高系统的暂态稳定裕度,两者协同实现了整个决策过程中系统的功角稳定。

4.5 不同预测误差水平下控制策略有效性分析

本文采用 Batts 模型来模拟台风影响范围内各点的风速和风向,其准确性受台风预测路径、最大风速及最大风速半径等参数预测精度的影响。

基于 4.3 节所设场景,以第 4 次滚动优化所得结果为例,分析台风预测路径、最大风速以及最大风速半径的预测误差对控制策略有效性的影响,结果分别如表 5~表 7 所示。

表 5 台风路径预测误差对控制策略有效性的影响

Table 5 Effect of typhoon path prediction error on control strategy effectiveness

预测 误差/%	偏差角 度/(°)	可能发生故障的 线路	总风险 成本/万元	总风险成 本增幅/%
4	-1.78	线路 5-8, 线路 9-39	88.44	0.28
2	-0.91	线路 5-8, 线路 9-39	88.49	0.34
0	0	线路 5-8, 线路 9-39	88.19	0
-2	0.95	线路 5-8, 线路 9-39	88.27	0.09
-4	1.94	线路 5-8, 线路 9-39	88.16	-0.03

表 6 最大风速预测误差对控制策略有效性的影响

Table 6 Effect of maximum wind speed prediction error on control strategy effectiveness

预测 误差/ %	实际最大 风速/ (m/s)	可能发生故障的 线路	总风险 成本/ 万元	总风险 成本 增幅/%
4	38.46	线路 5-8, 线路 9-39	86.33	-2.11
2	39.22	线路 5-8, 线路 9-39	87.91	-0.32
0	40	线路 5-8, 线路 9-39	88.19	0
-2	40.82	线路 5-8, 线路 9-39	89.01	0.93
-4	41.67	线路 5-8, 线路 9-39	89.81	1.84

表 7 最大风速半径预测误差对控制策略有效性的影响

Table 7 Effect of maximum wind speed radius prediction error on control strategy effectiveness

预测 误差/ %	实际最大 风速半径/ km	可能发生故障的 线路	总风险 成本/ 万元	总风险 成本 增幅/%
4	48.08	线路 5-8, 线路 9-39	87.21	-1.11
2	49.02	线路 5-8, 线路 9-39	88.03	-0.18
0	50.00	线路 5-8, 线路 9-39	88.19	0
-2	51.02	线路 5-8, 线路 9-39	88.70	0.58
-4	52.08	线路 5-8, 线路 9-39	89.26	1.21

可看出,各误差水平下,可能发生故障的线路保持不变,由此形成的故障场景集并未改变,控制策略对所有误差水平均有效。由于此时线路 6-7 已发生断线故障,各场景下均存在切负荷惩罚成本,因此相较于 4.2 节所得总风险成本显著增加。对于上述参数,系统总风险成本的变化幅度均小于预测误差,这表明在一定预测误差水平下,系统总风险成本不会发生显著变化,从侧面验证了控制策略的有效性。

随着最大风速以及最大风速半径的增加,输电线路故障概率增大,总风险成本呈上升趋势。但台风路径预测误差与线路故障率之间并非单调关系,总风险成本呈波动趋势。对比可得,最大风速预测误差对系统总风险成本的影响最大。

5 结 论

为减小台风天气下电力系统的运行风险,本文按照“解耦-迭代”的框架,提出一种充裕性与暂态功角稳定协同的控制决策方法,通过改进的 IEEE39 节点系统对其进行验证,得到如下主要结论:

1) 基于台风预测信息与系统拓扑结构生成故障场景集,采用滚动优化的思路对各场景进行优化决策,故障发生前调整机组出力,故障发生后执行匹配的控制措施,实现了“在线计算,实时匹配”。

2) 基于所提模型,对比分析了需求侧备用资源配置调度以及暂态功角稳定预防控制的作用。通过需求侧备用资源的配置与调度使系统的总运行成本减少了 13%,提升了系统的运行充裕性。通过暂态功角稳定预防控制,在降低总运行成本的同时,有效减少了切负荷量。

3) 暂态功角稳定预防控制和紧急控制分别通过降低等效单机系统的机械功率与提高等效单机系统的电磁功率来提升系统的暂态稳定裕度。通过预防控制与紧急控制协同保证了各故障场景下系统的暂态功角稳定。

[参考文献]

- [1] 新华网. 习近平主持召开中央全面深化改革委员会第二次会议强调 建设更高水平开放型经济新体制 推动能耗双控逐步转向碳排放双控 [EB/OL]. (2023-07-11) [2024-12-02]. http://www.news.cn/politics/2023-07/11/c_1129744148.htm.
Xinhuanet. Xi Jinping presided over the second meeting of the central committee for comprehensively deepening reform, emphasizing the need to build a new system for a higher-level open economy and to gradually shift from dual control of energy consumption to dual control of carbon emissions [EB/OL]. (2023-07-11) [2024-12-02]. http://www.news.cn/politics/2023-07/11/c_1129744148.htm.
- [2] 员亦雯, 柯世堂, 赵永发, 等. 台风过境全过程水平风速变化中海气交换作用机制与影响因子研究[J]. 太阳能学报, 2023, 44(8): 386-395.

- YUN Y W, KE S T, ZHAO Y F, et al. Study on mechanism and influencing factors of sea-air exchange in horizontal wind speed variation during whole process of typhoon transit[J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2023, 44(8): 386-395.
- [3] 谷炜, 朱炳铨, 沈绍斐, 等. 超强台风“利奇马”调度应急处置经验及启示[J]. *浙江电力*, 2020, 39(8): 35-41.
- GU W, ZHU B Q, SHEN S F, et al. Emergency dispatching experience in super typhoon lichma and the enlightenment[J]. *Zhejiang electric power*, 2020, 39(8): 35-41.
- [4] 新华网. “摩羯”冲击海南电网 83 万用户受影响[EB/OL]. (2022-04-01) [2024-09-06]. <http://www.news.cn/local/20240906/a8f64a40b7934ba5a1db91a3ebf2259d/c.html>.
- Xinhuanet. “Capricorn” hits hainan power grid, affecting 830000 customers [EB/OL]. (2022-04-01) [2024-09-06]. <http://www.news.cn/local/20240906/a8f64a40b7934ba5a1db91a3ebf2259d/c.html>.
- [5] 赵书强, 赵蓬飞, 李志伟, 等. 基于相关机会目标规划的电力系统备用优化研究[J]. *太阳能学报*, 2025, 46(1): 540-546.
- ZHAO S Q, ZHAO P F, LI Z W, et al. Reserve optimization of power system based on dependent-chance goal programming[J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2025, 46(1): 540-546.
- [6] 吴巨爱, 薛禹胜, 谢东亮, 等. 电动汽车参与电量市场与备用市场的联合风险调度[J]. *电工技术学报*, 2023, 38(23): 6407-6418.
- WU J A, XUE Y S, XIE D L, et al. The joint risk dispatch of electric vehicle in day-ahead electricity energy market and reserve market [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2023, 38(23): 6407-6418.
- [7] 陈鸿鑫, 惠恒宇, 包铭磊, 等. 考虑动态分区可靠性约束的新能源电力系统备用优化模型[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(23): 65-75.
- CHEN H X, HUI H Y, BAO M L, et al. Optimization model for reserve of power system with renewable energy considering reliability constraints of dynamic partitioning [J]. *Automation of electric power systems*, 2024, 48(23): 65-75.
- [8] 刘鸿鹏, 李宏伟, 马建伟, 等. 考虑系统故障随机性的电热联合系统备用与DNE分布鲁棒协同优化调度[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(2): 318-327.
- LIU H P, LI H W, MA J W, et al. Distributionally robust cooperative optimal scheduling of reserve and DNE of integrated electricity and heating system fault randomness [J]. *Acta energiae solaris sinica*, 2024, 45(2): 318-327.
- [9] 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 J X, LI Y, HAN Y, 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.
- [10] 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 Z H, LUO J X, CHENG L, 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.
- [11] 张焕青, 刘春明, 赵宇龙, 等. 一种提升电力系统韧性的新型主动防御策略[J]. *电网技术*, 2024, 48(5): 2012-2021, I0059, I0060.
- ZHANG H Q, LIU C M, ZHAO Y L, et al. A novel proactive operation strategy to enhance power system resilience [J]. *Power system technology*, 2024, 48(5): 2012-2021, I0059, I0060.
- [12] HUANG G, WANG J H, CHEN C, et al. Integration of preventive and emergency responses for power grid resilience enhancement [J]. *IEEE transactions on power systems*, 2017, 32(6): 4451-4463.
- [13] DING T, QU M, WANG Z K, et al. Power system resilience enhancement in typhoons using a three-stage day-ahead unit commitment [J]. *IEEE transactions on smart grid*, 2021, 12(3): 2153-2164.
- [14] 牛哲文, 冀岳, 李柏培, 等. 基于优势函数分解多智能体深度强化学习的电力系统暂态稳定预防控制方法[J]. *电网技术*, 2025, 49(6): 2311-2321, I0035, I0036.
- NIU Z W, JI Y, LI B Y, et al. Preventive control method of power system transient stability based on multi-agent deep reinforcement learning with advantage decomposition [J]. *Power system technology*, 2025, 49(6): 2311-2321, I0035, I0036.
- [15] 宋晓喆, 汪震, 甘德强, 等. 台风天气条件下的电网暂态稳定风险评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2012, 40(24): 1-8.
- SONG X Z, WANG Z, GAN D Q, et al. Transient stability risk assessment of power grid under typhoon weather [J]. *Power system protection and control*, 2012, 40(24): 1-8.
- [16] 汪震, 宋晓喆, 杨正清, 等. 考虑暂态安全的预防-紧急协调控制问题研究[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(34): 6159-6166.

- WANG Z, SONG X Z, YANG Z Q, et al. A coordinated preventive and emergency control considering system transient security [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34 (34): 6159-6166.
- [17] 田芳, 周孝信, 史东宇, 等. 基于卷积神经网络的电力系统暂态稳定预防控制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(18): 1-8.
- TIAN F, ZHOU X X, SHI D Y, et al. A preventive control method of power system transient stability based on a convolutional neural network [J]. Power system protection and control, 2020, 48(18): 1-8.
- [18] XU Y, DONG Z Y, ZHANG R, et al. A decomposition-based practical approach to transient stability-constrained unit commitment[J]. IEEE transactions on power systems, 2015, 30(3): 1455-1464.
- [19] YUAN H L, XU Y. Preventive-corrective coordinated transient stability dispatch of power systems with uncertain wind power [J]. IEEE transactions on power systems, 2020, 35(5): 3616-3626.
- [20] 王颀, 刘兴杰, 梁英, 等. 一种基于 MGWO-Informer 的超短期风电功率预测方法[J]. 太阳能学报, 2024, 45 (11): 477-485.
- WANG J, LIU X J, LIANG Y, et al. An ultra-short-term wind power prediction method based on MGWO-Informer [J]. Acta energiae solaris sinica, 2024, 45(11): 477-485.
- [21] 吕睿, 薛禹胜, 黄天罡, 等. 关于电力系统失稳判据病态研究的评述[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 169-178.
- LYU R, XUE Y S, HUANG T G, et al. Review on ill-condition research of power system instability criterion [J]. Automation of electric power systems, 2022, 46 (18) : 169-178.

SYNERGISTIC CONTROL DECISION-MAKING METHOD FOR ENHANCING ADEQUACY AND POWER ANGLE STABILITY UNDER STORM CONDITIONS

Yang Wushen, Hu Junjie, Lu Jiayue, Liu Baozhu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,
North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: To mitigate the risk to secure and adequate operation of power systems under storm conditions, this paper proposes a synergistic control decision-making method aimed at enhancing adequacy and power angle stability. Firstly, the output from wind farms outside storm-affected areas is predicted using the Informer model, providing input for subsequent optimization models. Secondly, based on a “decoupling optimization, aggregation and coordination” strategy, the method decouples system adequacy optimization from power angle stabilization control. For adequacy optimization, operational risk costs are reduced by scheduling adjustable resources. For power angle stabilization, the extended equal-area criterion quantifies the transient stability margin, and preventive-emergency control synergy is applied for each fault scenario to ensure stability. A two-layer optimization model is then constructed and solved iteratively. Finally, case studies on a modified IEEE 39-node system demonstrate the benefits of the proposed model in reducing system load loss and enhancing grid security.

Keywords: wind farm; typhoon weather; risk analysis; transient stability; adequacy; extended equal-area criterion