

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.241093

台风灾害下考虑源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策方法

杨楠¹, 产雪振¹, 张志², 许丹³, 郝俊聪¹, 王金鑫¹, 黄悦华¹, 张磊¹

(1. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 2. 国家电网有限公司, 北京 100031;
3. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192)

摘要: 随着全球气候变化导致台风灾害事件频发, 电力设备的故障率大幅上升, 严重威胁到电网的安全可靠运行。为提高电力系统韧性, 提出一种台风灾害下考虑源-网-荷协同优化的安全约束机组组合(security-constrained unit commitment, SCUC)复合决策方法。首先, 结合台风历史数据以及 Rankine 风场模型, 构建风机出力以及线路故障模型。在此基础上基于状态抽样法构建待决策故障场景不确定集。然后分别构建 SCUC、减载和线路恢复不同应对策略的决策模型。同时采用鲁棒优化处理线路故障的不确定性, 并将其作为虚拟主体“台风灾害”引入由上述各决策模型作为博弈主体所构建的多主体博弈模型。最后结合迭代搜索法进行求解。仿真结果验证了所提方法能够在保证系统运行经济性的同时最大限度地减少负荷损失, 提升电力系统在台风灾害下的韧性水平。

关键词: SCUC; 韧性提升; 鲁棒优化; 多主体博弈

A composite SCUC decision-making method considering source-network-load collaborative optimization in typhoon disasters

YANG Nan¹, CHAN Xuezheng¹, ZHANG Zhi², XU Dan³, HAO Juncong¹, WANG Jinxin¹, HUANG Yuehua¹, ZHANG Lei¹

(1. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station (China Three Gorges University), Yichang 443002, China; 2. State Grid Corporation of China, Beijing 100031, China;
3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: With the increasing frequency of typhoon disasters due to global climate change, the failure rates of power equipment have risen significantly, posing a serious threat to the safe and reliable operation of power grids. To enhance the resilience of power systems, a composite security-constrained unit commitment (SCUC) decision-making method when there are typhoon disasters is proposed, incorporating source-network-load collaborative optimization. First, based on historical typhoon data and the Rankine wind farm model, wind turbine output and line fault models are constructed. Then a set of uncertainty scenarios for fault decisions is created using the state sampling method. Next, separate decision models for SCUC, load shedding, and line restoration are developed for different response strategies. A robust optimization approach is employed to address the uncertainty of line faults, and is introduced as a virtual “typhoon disaster” agent in a multi-agent game framework, where each of the above decision models serves as an agent. Finally, an iterative search method is applied to solve the model. Simulation results demonstrate that the proposed approach can minimize load shedding while ensuring economic operation of the system, thereby improving the resilience of the power system during typhoon disasters.

This work is supported by the Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5108-202355040A-1-1-ZN).

Key words: SCUC; resilience enhancement; robust optimization; multi-agent game

0 引言

近年来, 台风灾害事件发生的频率显著增加,

给电力系统造成了严重影响, 也迫使人们对电力供应的稳定性和可靠性提出了更高的要求。在此背景下, 作为电力系统日前调度的基石, 传统安全约束机组组合(security-constrained unit commitment, SCUC)决策方法面临着前所未有的挑战, 无法充分应对台风灾害带来的不确定性和复杂性, 因此, 迫切需要

基金项目: 国家电网有限公司科技项目资助(5108-202355040A-1-1-ZN)

研究能够应对台风灾害的 SCUC 决策方法^[1-3]。

目前关于 SCUC 的研究,主要是面向计划运行场景构建混合整数优化模型,此外,为了提高系统运行的可靠性,还会在安全约束中加入 $N-1$ 或 $N-2$ 校核,可以大致分为基于 Benders 分解法^[4]和基于线路中断分布因子(line outage distribution factor, LODF)^[5]。虽然现有 SCUC 理论已经考虑了电力系统在应对常规安全风险事件时的鲁棒性,但在实际中现有理论还不足以应对大量线路同时发生故障的台风灾害事件。

针对台风灾害引发多条线路同时故障的 $N-K$ 场景,已有学者做了一些研究,大部分是通过扩展 SCUC 应对策略以满足电力系统在 $N-K$ 场景下的安全校核需求^[6-7]。文献[8-10]将切负荷量作为惩罚成本纳入目标函数,提出了一种防御-攻击(defend-attack, D-A)鲁棒优化模型,该模型利用脆弱设施加固、主动切负荷和 SCUC 等应对策略以最大限度地减少最严重 $N-K$ 情况下的切负荷。不同于只考虑最坏 $N-K$ 场景,文献[11]基于非精确 Dirichlet 构造了包含真实 $N-K$ 故障概率分布的模糊集,并提出了一种考虑负荷削减的分布鲁棒 SCUC 决策模型。文献[12-13]提出了一种用于台风灾害的随机混合整数线性规划 SCUC 模型,该模型考虑了常规机组和移动应急发电机的调度,旨在电力系统发生 $N-K$ 故障时制定整体负荷损失最小的复合决策方案。文献[14-16]构建了考虑具有联合概率约束可再生能源出力的 $N-K$ 随机优化 SCUC 模型,通过灵活的资源配置和与 SCUC 的协同调度,增强了电力系统负荷水平在 $N-K$ 场景下的快速恢复能力。尽管以上方法考虑了电力系统的 $N-K$ 安全校验需求,但其线路故障在整个台风灾害过程中被简单地视为一个固定的 $N-K$ 场景。然而,实际情况下台风灾害事件是一个动态演变的过程,大致可分为灾前预防、灾中响应和灾后恢复 3 个阶段^[17-18],在此期间,线路故障场景会受到灾害和故障恢复策略的影响动态变化。因此,只考虑静态场景下 $N-K$ 校验的 SCUC 方法不足以准确描述灾害期间系统故障和决策响应的动态过程,从而削弱了决策的有效性。

鉴于此,文献[19-20]提出了一种基于防御-攻击-防御(defend-attack-defend, D-A-D)的 SCUC 多阶段鲁棒优化模型,将应对策略、线路故障和预防策略分别作为内部防御者、攻击者和外部防御者,构建一个 min-max-min 模型并求解,以获取在最恶劣故障场景下成本最小的复合决策方案。在此基础上,态势感知^[21]、线路加固^[22]和储能调度^[23]等策略也被引入以提升电力系统在台风灾害下的韧性水平。尽

管上述研究考虑了故障场景跨多个阶段的演化过程,并将故障恢复和切负荷等应对策略与 SCUC 结合,但其包含不同策略的复合决策过程却被视为彼此独立同时按阶段时间顺序的依次决策,而应对台风灾害的 SCUC 是一个涉及整个台风灾害调度时间范围内的系统性决策,这种方法忽视了不同阶段不同策略之间的相互影响,从而无法实现整体最优的复合决策。同时,基于惩罚函数的 D-A-D 模型也难以准确平衡台风灾害下 SCUC 成本目标和系统韧性减载目标之间的整体效益。

对于涉及多个目标和多种应对策略及其相互依赖关系的 SCUC 复合决策问题,从理论上讲,博弈理论是一个比较合适的解决思路。目前,博弈理论已在电力系统的多类问题中得到了广泛应用,例如定价决策^[24-26]、收益分配^[27]和系统规划^[28-29]等方面,但是将其应用于台风灾害条件下的经济调度问题的研究尚未见报道。

因此本文基于博弈理论,以 SCUC、减载和线路恢复决策为博弈主体,同时引入“台风灾害”虚拟主体,提出了一种台风灾害下考虑源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策方法。通过考虑整个台风灾害中故障过程的动态特性,协调不同阶段以及不同策略之间的动态耦合关系。与传统方法相比,本文方法既可以从台风灾害的时间角度出发,计及不同阶段之间的相互影响,同时保证整体复合决策的经济性和安全性;又可以从不同策略主体角度出发,计及源-网-荷多种应对策略之间的复杂动态耦合关系,在博弈过程中实现各自收益最大化,进一步提升系统韧性和决策的有效性。

1 SCUC 复合决策模型

本文所提考虑不确定性和源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策模型框架如图 1 所示。

其策略主体包括 SCUC 策略主体独立系统运营商(independent system operator, ISO)、线路恢复策略主体运维部门以及减载策略主体电力用户。与传统以基于惩罚函数的 SCUC 为单一策略的多阶段调度问题不同,应对台风灾害的复合决策问题涉及多个策略主体且各主体彼此的利益诉求并不相同。对于 ISO 而言,希望在满足用户侧负荷需求的情况下降低 SCUC 的发电成本,从而使收益最大化;对于运维部门而言,希望在发生线路大规模故障后通过制定更优的线路修复方案,实现提高负荷可供应量的同时加快系统性能的恢复,从而使收益最大化;对于电力用户而言,则希望通过合理调整用电行为以

及预防调度主动切除部分负荷, 以减少系统受灾过程中的被动负荷损失, 尽可能保证负荷正常供电。不同策略主体在参与决策时目标偏向不同, 彼此在个体理性的前提下进行复合决策, 因此需要分别构建上述 3 个策略主体的决策模型。

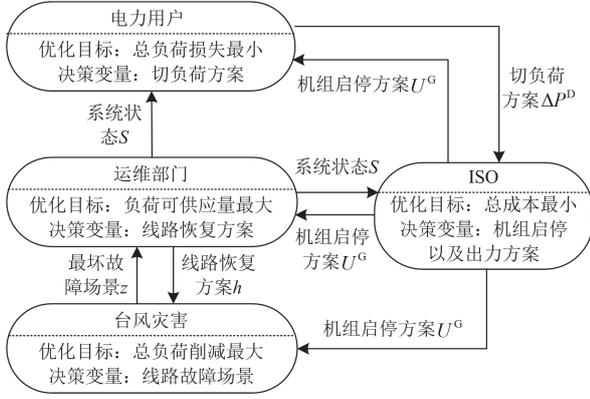


图 1 复合决策模型框架

Fig. 1 Composite decision model framework

1.1 SCUC 策略模型

1.1.1 目标函数

SCUC 策略模型的目标函数 C 主要包括机组的启停成本 C^{onoff} 和运行成本 C^{ope} 以及线路恢复成本 C^{rec} 。具体如下:

$$\min C(U_{i,t}^G, P_{i,t}^G) = \sum_{i=1}^{24} (C^{\text{onoff}} + C^{\text{ope}} + C^{\text{rec}}) \quad (1)$$

其中:

$$C^{\text{onoff}} = \sum_{i=1}^{N_G} (C_i^{\text{UP}} V_{i,t} + C_i^{\text{DN}} W_{i,t}) \quad (2)$$

$$C^{\text{ope}} = \sum_{i=1}^{N_G} [a_i (P_{i,t}^G)^2 + b_i P_{i,t}^G + c_i U_{i,t}^G] \quad (3)$$

$$C^{\text{rec}} = \sum_{l=1}^{N_L} C_l^{\text{rec}} h_{l,t} \quad (4)$$

式中: $P_{i,t}^G$ 表示机组 i 在时刻 t 的有功出力; $U_{i,t}^G$ 表示机组 i 在时刻 t 的启停状态; N_G 为系统机组总数; N_L 为系统线路总数; a_i 、 b_i 和 c_i 为机组 i 的运行成本参数; C_i^{UP} 、 C_i^{DN} 分别为机组 i 的启停成本; $V_{i,t}$ 、 $W_{i,t}$ 分别为机组 i 在时刻 t 的启动和停机信号; C_l^{rec} 表示线路 l 的维修成本; $h_{l,t}$ 表示线路 l 在时刻 t 的维修状态。

1.1.2 约束条件

SCUC 策略模型的约束条件主要包括功率平衡约束、线路潮流约束、机组出力约束、旋转备用约束、机组爬坡约束以及最小启停时间约束。

1) 功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G + P_t^W = \sum_{d=1}^{N_D} (P_{d,t}^D - \Delta P_{d,t}^D) \quad (5)$$

式中: P_t^W 表示风机在时刻 t 的出力; $P_{d,t}^D$ 表示节点 d 在时刻 t 的负荷; $\Delta P_{d,t}^D$ 表示节点 d 在时刻 t 的主动切负荷量; N_D 为系统节点总数。

2) 线路潮流约束

$$\left| \begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_G} (K_i^{\text{G,SF}} U_{i,t}^G P_{i,t}^G) + K^{\text{W,SF}} P_t^W \\ & \sum_{d=1}^{N_D} [K_d^{\text{D,SF}} (P_{d,t}^D - \Delta P_{d,t}^D)] \end{aligned} \right| \leq S_{l,t} P_{l,\max} \quad (6)$$

式中: $S_{l,t}$ 为线路 l 在时刻 t 的状态; $K_i^{\text{G,SF}}$ 、 $K^{\text{W,SF}}$ 和 $K_d^{\text{D,SF}}$ 分别表示火电机组、风电机组、负荷的网络转移因子; $P_{l,\max}$ 为线路 l 的潮流上限。

3) 机组出力约束

$$U_{i,t}^G P_{i,\min}^G \leq P_{i,t}^G \leq U_{i,t}^G P_{i,\max}^G \quad (7)$$

式中: $P_{i,\max}^G$ 和 $P_{i,\min}^G$ 分别表示机组 i 出力的上限和下限。

4) 旋转备用约束

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_G} (U_{i,t}^G P_{i,\max}^G) \geq \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t}^D + S_t^{\text{Dp}} + S_t^{\text{Wp}} \\ & \sum_{i=1}^{N_G} (U_{i,t}^G \Delta P_i^{\text{G,up}}) \geq S_t^{\text{Dp}} + S_t^{\text{Wp}} \\ & \sum_{i=1}^{N_G} (U_{i,t}^G P_{i,\min}^G) \geq \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t}^D - S_t^{\text{Dm}} - S_t^{\text{Wm}} \\ & \sum_{i=1}^{N_G} (U_{i,t}^G \Delta P_i^{\text{G,down}}) \geq S_t^{\text{Dm}} + S_t^{\text{Wm}} \end{aligned} \right. \quad (8)$$

式中: S_t^{Dp} 和 S_t^{Dm} 分别为负荷预测误差导致的系统正、负旋转备用需求; S_t^{Wp} 和 S_t^{Wm} 分别为风机出力预测误差导致的系统正、负旋转备用需求; $\Delta P_i^{\text{G,up}}$ 和 $\Delta P_i^{\text{G,down}}$ 分别表示机组 i 的爬坡上行、爬坡下行约束。

5) 机组爬坡约束

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum_{i=1}^{N_G} [\Delta P_i^{\text{G,up}} U_{i,t}^G + P_{i,\min}^G (U_{i,t}^G - U_{i,t-1}^G)] \geq \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \\ & \sum_{i=1}^{N_G} [\Delta P_i^{\text{G,down}} U_{i,t-1}^G + P_{i,\min}^G (U_{i,t-1}^G - U_{i,t}^G)] \geq \sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t-1}^G - P_{i,t}^G \end{aligned} \right. \quad (9)$$

6) 最小启停时间约束

$$\left\{ \begin{aligned} & (A_{i,(t-1)}^{\text{G,UP}} - T_i^{\text{G,UP}})(U_{i,t-1}^G - U_{i,t}^G) \geq 0 \\ & (A_{i,(t-1)}^{\text{G,DOWN}} - T_i^{\text{G,DOWN}})(U_{i,t}^G - U_{i,t-1}^G) \geq 0 \end{aligned} \right. \quad (10)$$

式中: $A_{i,(t-1)}^{G,UP}$ 和 $A_{i,(t-1)}^{G,DOWN}$ 分别表示机组 i 在时刻 $t-1$ 的连续启动和停止时间; $T_i^{G,UP}$ 和 $T_i^{G,DOWN}$ 分别表示机组 i 的最小连续启动和停止时间。

1.2 线路恢复策略模型

1.2.1 目标函数

台风灾害下运维部门的主要任务是以快速高效地恢复系统性能为目标, 修复故障线路以重新建立系统拓扑完整性。线路恢复模型的目标函数为最大化系统总体负荷供应量, 如式(11)所示。

$$\max H(h_{i,t}) = \sum_{t=1}^{24} \sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t}^{D,SUP} \quad (11)$$

式中: $P_{d,t}^{D,SUP}$ 表示节点 d 在时刻 t 的最大负荷供应量。

1.2.2 约束条件

线路恢复模型的约束条件主要包括功率平衡约束、线路潮流约束以及恢复资源约束。

1) 功率平衡约束

$$\sum_{d=1}^{N_D} P_{d,t}^{D,SUP} \leq \sum_{i=1}^{N_G} U_{i,t}^G P_{i,max}^G + P_t^W \quad (12)$$

2) 线路潮流约束

$$\left| \begin{array}{l} \sum_{i=1}^{N_G} (K_i^{G,SF} U_{i,t}^G P_{i,max}^G) + \\ K^{W,SF} P_t^W - \sum_{d=1}^{N_D} (K_d^{D,SF} P_{d,t}^{D,SUP}) \end{array} \right| \leq S_{l,t} P_{l,max} \quad (13)$$

3) 恢复资源约束

$$0 \leq P_{d,t}^{D,SUP} \leq P_{d,t}^D \quad (14)$$

$$\sum_{l=1}^{N_L} h_{l,t} - \sum_{l=1}^{N_L} h_{l,t-T^{REP}} \leq H_{max} \quad (15)$$

$$\sum_{t=1}^{24} r_{l,t} \leq 1 \quad (16)$$

式中: H_{max} 为最大可同时修复线路数; $r_{l,t} = 1$ 表示线路 l 在时刻 t 开始修复; T^{REP} 为线路修复所需时间。

其中, 由于线路修复是在一定时间 T^{REP} 内完成的, 所以 $r_{l,t}$ 和 $h_{l,t}$ 的关系如式(17)所示。

$$h_{l,t} = \sum_{t=T-T^{REP}}^T r_{l,t} \quad (17)$$

同时系统状态 $S_{l,t}$ 以及故障场景 $z_{l,t}$ 与 $r_{l,t}$ 的关系如式(18)所示。

$$S_{l,t} = z_{l,t} + \sum_{t=T^{REP}+1}^{24} r_{l,t-T^{REP}} \quad (18)$$

1.3 减载策略模型

1.3.1 目标函数

减载策略模型的目标函数 L 为最小化系统总体切负荷, 具体为

$$\min L(\Delta P_{d,t}^D) = \sum_{t=1}^{24} \sum_{d=1}^{N_D} \Delta P_{d,t}^D \quad (19)$$

1.3.2 约束条件

减载策略模型的约束条件中功率平衡约束、线路潮流约束、机组出力约束、旋转备用约束以及机组爬坡约束如式(5)—式(9)所示, 而切负荷约束为

$$0 \leq \Delta P_{d,t}^D \leq P_{d,t}^D \quad (20)$$

1.4 台风灾害场景构建

在台风灾害事件下, 电网组件故障的不确定性都是与台风的时空变化和影响相关的随机事件。输电线路在台风期间面临着高风速引发的故障风险, 从而导致线路潮流波动。因此, 有必要考虑台风对风力发电机和输电线路的影响, 各区域的风速 V 可用改进的 Rankine 风场模型计算。

$$V = \begin{cases} K_V \left(\frac{r}{R_{max}} \right)^{T_{typ}} V_{max} & r \in [0, R_{max}) \\ K_V \left(\frac{R_{max}}{r} \right)^{T_{typ}} V_{max} & r \in [R_{max}, \infty) \end{cases} \quad (21)$$

式中: T_{typ} 为风速分布的调整参数; r 为该区域距台风中心的距离; V_{max} 和 R_{max} 分别表示台风的最大风速以及最大风速半径; K_V 为校正因子。

风力发电机的出力取决于其额定功率和实时风速。在考虑风力发电机的切入和切出情景时, 发电机的出力可以通过分段线性化方法近似表示。

$$P_t^W = \begin{cases} 0 & V_t < V_{in} \\ C^W (V_t - V_{in})^3 & V_{in} \leq V_t < V_e \\ P_{W,max} & V_e \leq V_t < V_{out} \\ 0 & V_t \geq V_{out} \end{cases} \quad (22)$$

式中: C^W 为风机的输出系数; $P_{W,max}$ 为风机的最大输出功率; V_t 为风机在时刻 t 的实时风速; V_{in} 、 V_{out} 和 V_e 分别为风机的切入风速、切出风速和额定风速。

在台风的影响下, 电网侧需要考虑输电线路故障。线路故障率与台风风速之间的关系通过脆弱性曲线表示, 其具体表达式为

$$p_f = \begin{cases} 0 & V \leq v \\ \exp\left(\frac{\beta(V-v)}{v}\right) - 1 & v < V \leq 2v \\ 1 & V > 2v \end{cases} \quad (23)$$

式中: p_f 表示线路的故障率; v 表示线路能承受的最大风速; β 表示脆弱性曲线的系数。

假设系统由 m 条线路组成, X_k 代表线路 k 的

连接状态, 则 $z = (X_1, \dots, X_k, \dots, X_m)$ 。故障场景 z 取决于 m 条线路状态的组合, 因此只要确定了所有线路的状态, 故障场景 z 也就相应确定。线路状态可以通过对线路的故障概率特性进行随机抽样得到, 而线路的故障概率特性则可用一个 $[0,1]$ 之间的均匀分布来描述。假设每个线路只有故障和运行两种状态, 并且线路故障是彼此独立的事件, 抽取一个取值区间为 $[0,1]$ 的均匀分布随机数 Y_k , 结合式(23)有

$$X_k = \begin{cases} 1 & 1 \geq Y_k \geq p_f \\ 0 & p_f > Y_k > 0 \end{cases} \quad (24)$$

抽取 m 个随机数 $Y_1, \dots, Y_k, \dots, Y_m$, 确定一个线路故障场景 $z = (X_1, \dots, X_k, \dots, X_m)$, 重复上述过程 N 次, 则得到一个包含 N 个线路故障场景样本的场景不确定集 Z 。

2 SCUC 复合决策中的多主体博弈行为

2.1 博弈关系

在所提 SCUC 复合决策模型中, 策略主体分别为 ISO、运维部门和电力用户。此外台风灾害给输电线路故障所带来的不确定性会影响电力系统的运行安全, 对此人们总是希望决策出最优策略以使可能遭受的成本损失和运行风险达到最小, 最大程度地抑制不确定性造成的不利影响, 此过程与鲁棒优化的思想相契合。因此, 本文通过上述故障场景不确定集合 Z 描述线路故障的不确定性, 并采用基于鲁棒优化的经典 D-A-D 模型搜索最恶劣的故障场景, 同时将其作为虚拟主体“台风灾害”引入复合决策博弈模型。

$$\begin{cases} \min_{P_{i,t}^G \in F_1} \max_{z \in Z} \min_{P_{i,t}^D \in F_2} F(z, P_{i,t}^G) = \sum_{t=1}^{24} \left(C + \sum_{d=1}^{N_D} L_d \Delta P_{d,t}^D \right) \\ \text{s.t. 式(5)一式(9)、式(20)} \end{cases} \quad (25)$$

式中: F_1 、 F_2 分别为灾害前和灾害期间决策变量的可行域; L_d 为节点 d 的切负荷惩罚成本。

各主体在决策时的传递关系如图 2 所示。ISO 在当前系统状态以及负荷状态下进行机组组合决策, 并将机组的启停方案传递给运维部门、电力用户以及“台风灾害”主体; 电力用户则接受系统状态信息和机组启停信息后制定相应的应对策略, 即确定各负荷节点切负荷的功率, 并以等效负荷的形式反馈给 ISO; “台风灾害”在获知机组启停方案并结合当前的线路恢复方案, “决策”出最恶劣线路故障场景并将其传递给运维部门; 运维部门则接受来自其他主体传递的信息, 决策出线路恢复方案, 形成新的系统状态并将其传递给其他主体。

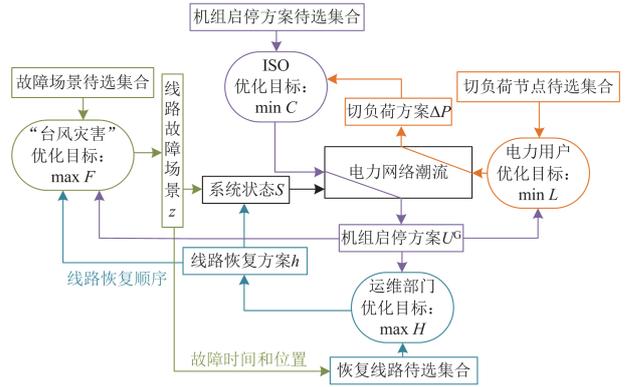


图 2 各主体传递关系图

Fig. 2 Transfer relationship chart between each subject

2.2 静态博弈框架

由于需要在独立决策的前提下共同完成 SCUC 决策和切负荷决策, 所以 ISO 和电力用户在复合决策的过程中互相掌握对方的全部策略信息, 并且同时做出决策, 不存在行动上的先后顺序。同时“台风灾害”和运维部门的决策结果被作为系统状态传递给其他主体。因此, ISO、电力用户和由运维部门与“台风灾害”形成的系统状态之间形成完全信息静态博弈格局, 博弈流程如图 3 所示。

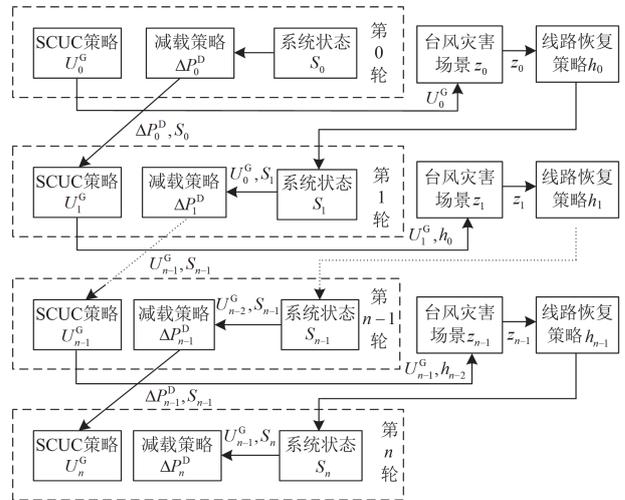


图 3 静态博弈流程图

Fig. 3 Static game flow chart

在一个博弈回合中, “台风灾害”在接受机组启停信息和上一轮线路恢复顺序信息后决策出最恶劣的故障场景, 运维部门在接受鲁棒优化后的线路故障信息和机组启停信息后确定最优的线路恢复方案, 形成新的系统状态并反馈给其他主体。ISO 根据上一轮决策出的等效负荷以及反馈的系统状态信息, 通过调整机组的启停以及出力方案使得总成本最小, 同时电力用户根据上一轮决策出的机组启停

方案以及反馈的系统状态信息，通过调整各节点切负荷的功率使得总负荷损失最小。在更新机组启停方案和等效负荷后，进入下一回合的博弈。

在博弈过程中，当 ISO、电力用户、“台风灾害”以及运维部门任意一方改变策略都无法获得更多收益时，博弈达到均衡状态，具体描述为

$$\begin{cases} \hat{U}^G \in \arg \min C(U^G, P^G, \hat{S}, \Delta \hat{P}^D) \\ \hat{h} \in \arg \max H(\hat{U}^G, h, \hat{z}, \Delta \hat{P}^D) \\ \hat{z} \in \arg \min \max \min F(\hat{U}^G, \hat{h}, z, \Delta \hat{P}^D) \\ \Delta \hat{P}^D \in \arg \min L(\hat{U}^G, \hat{S}, \Delta \hat{P}^D) \end{cases} \quad (26)$$

式中： \hat{U}^G 表示达到均衡状态时的机组启停方案； \hat{z} 、 \hat{h} 和 \hat{S} 分别表示达到均衡状态时的线路故障场景、线路恢复方案以及系统状态； $\Delta \hat{P}^D$ 表示达到均衡状态时的切负荷方案。

均衡状态下决策组合即为最优复合决策方案，该方案既考虑了各方利益的最大化，同时兼顾了台风灾害情况下复合决策的鲁棒性。

3 基于博弈理论的复合决策模型求解

3.1 均衡解的存在性和唯一性

根据纳什均衡的存在性定理，验证本文模型均衡解的存在性和唯一性需要同时满足以下两个条件：1) 各博弈主体的策略空间都是非空紧闭有界的集合；2) 对于其余主体发布的任意决策，本主体的最优决策存在且唯一。

1) 根据式(7)、式(15)~式(18)、式(20)和式(24)可知，各主体的策略空间都是非空紧闭有界的集合，满足条件 1)。

2) 对各主体的目标函数求取一阶偏导可得

$$\begin{cases} \frac{\partial C}{\partial P^G} = \frac{\partial F}{\partial P^G} = 2a_i P^G + b_i \\ \frac{\partial H}{\partial h} = -\frac{2P_{i,\max}^G (24 - T^{\text{REP}})}{K_d^{\text{D,SF}} T^{\text{REP}}} \\ \frac{\partial L}{\partial \Delta P^D} = 1 \end{cases} \quad (27)$$

由式(27)可知，线路恢复策略以及电力用户目标函数的一阶偏导为正负恒定的常数，而其策略空间满足条件 1)，所以存在唯一的最优解。同时对其余主体的目标函数继续求取二阶偏导可得

$$\frac{\partial^2 C}{\partial P_{i,t}^G \partial P_{i,t'}^G} = \frac{\partial^2 F}{\partial P_{i,t}^G \partial P_{i,t'}^G} = \begin{cases} 2a_i & t = t' \\ 0 & t \neq t' \end{cases} \quad (28)$$

由式(28)可知，ISO 与“台风灾害”的 Hessian

矩阵的所有对角元素均为正值，而非对角元素均为零，其 Hessian 矩阵是严格正定的，表明 ISO 与“台风灾害”的目标函数为凸函数。此外，由于其对应的策略空间满足条件 1)，所以当给定系统状态和切负荷方案时，ISO 与“台风灾害”有唯一的最优解，综上所述，所有主体满足条件 2)。

基于以上证明，本文提出的面向台风灾害考虑不确定性和源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策博弈模型存在唯一的均衡解。

3.2 模型求解

鉴于上述博弈模型的层次优化性质，以及博弈中每个主体的独立优化需求，本文采用迭代搜索法求解。具体算法过程以及求解流程图如附录 A 表 A1 和图 4 所示。

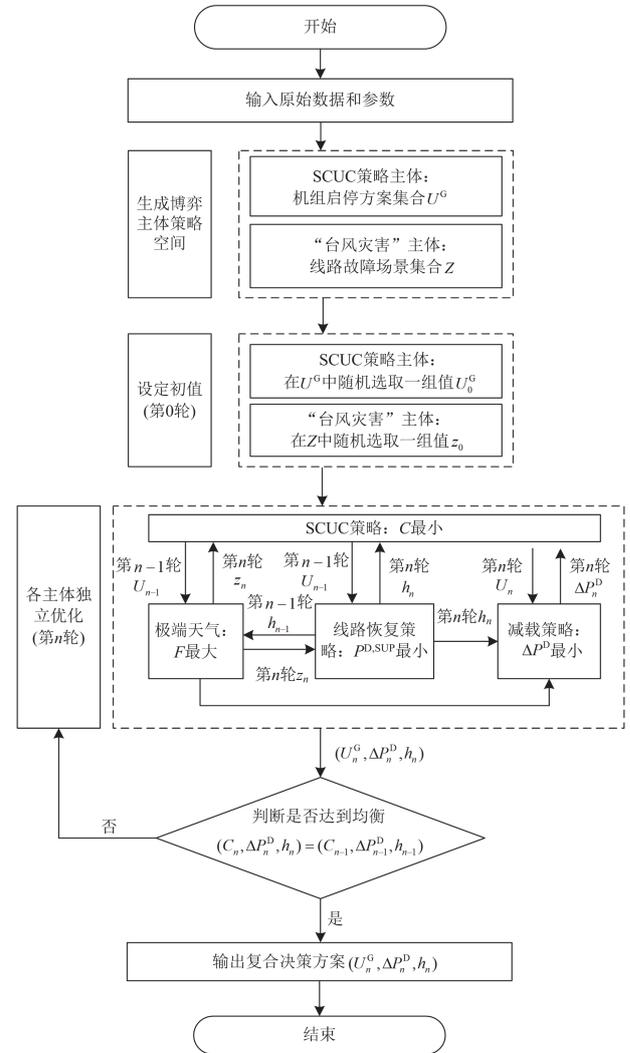


图 4 求解流程图

Fig. 4 Solution flow chart

步骤 1: 输入原始数据和参数。初始化建立博弈模型所需的数据及计算各主体收益必需的参数。

步骤 2: 生成博弈主体策略空间。ISO 的策略空间为机组的启停方案集合 U^G , “台风灾害”主体的策略空间为故障场景集合 Z , 其中每个元素为台风灾害下可能的线路故障场景。

步骤 3: 设定初值。在 ISO 和“台风灾害”主体的策略空间中分别随机选取一组初值, 确定运维部门的策略 h_0 , 生成系统状态 S_0 , 作为迭代初值。

步骤 4: 各主体进行独立优化。每一位主体根据上一轮所有主体的信息以及本轮其他主体反馈的系统状态, 对自身的方案再一次进行决策后得到此博弈回合下各主体的最终收益。

步骤 5: 判断是否达到均衡状态。若连续两次博弈回合的收益相同, 则视为达到均衡状态, 进入步骤 6; 若不是, 返回步骤 4。

步骤 6: 输出均衡解。均衡状态下的决策组合即为最终复合决策方案。

4 算例分析

4.1 算例设置

本文以改进的 IEEE118 节点系统为例, 对模型进行仿真验证。该系统包含 54 台火电机组、1 个风力发电场和 186 条线路, 其中风电场位于节点 95 上, 其额定功率为 100 MW, 系统中常规机组旋转备用需求为系统最大负荷的 5%。切负荷惩罚成本为 4830 美元/MWh, 电网的网络结构、发电机及负荷等参数见文献[30]。假设其位于我国东南沿海地区, 台风沿西北方向逐渐登陆并继续移动^[30], 台风风圈数据采用 2019 年登陆我国东南沿海地区的台风 Lekima 的历史数据, 03:00 开始登陆并于 10:00 结束侵扰, 所考虑的时间周期间隔为 1 h, 时长为 24 h。假设在资源有限的情况下可同时修复 10 条线路, 每条线路需要 3 h 的修复时间, 相关计算均在 i5-12400 处理器 2.5 GHz、24 GB 内存计算机上完成, 采用 Matlab 和 Cplex12.10 对算例进行编程求解。

在本例中, 采用 $\Phi A E \Pi$ (FLEP) 指标来评估系统在整个故障演化期间的韧性水平。各指标的含义和计算公式如表 1 所示。

表 1 中: R_0 为系统正常运行下的负荷水平; R_{pc} 为系统遭遇台风灾害侵袭降额运行后的最低负荷水平; t_c 为系统开始遭受台风灾害侵袭的时刻; t_{pr} 为

台风灾害侵袭结束时刻; t_r 为系统开始恢复性能时刻; t_{pr} 为系统恢复到正常运行状态时刻。

表 1 指标含义及计算公式

指标	含义	计算公式	单位
Φ	系统性能跌落速率	$\Phi = \frac{\int_{t_{pc}}^{t_c} R_0 - R_{pc}}{t_{pc} - t_c}$	MW/h
A	系统性能跌落幅值	$A = R_0 - R_{pc}$	MW
E	降额运行持续时间	$E = t_{pc} - t_c$	h
Π	系统性能恢复速率	$\Pi = \frac{\int_{t_r}^{t_{pr}} R_0 - R_{pc}}{t_{pr} - t_r}$	MW/h

为验证所提方法的正确性和有效性, 本文设置了以下 3 种方法对本算例进行仿真。

方法一: 不采用博弈论的传统三阶段 SCUC 鲁棒优化模型, 即文献[30]方法;

方法二: 采用博弈论但线路独立恢复^[30]的 SCUC 复合决策模型;

方法三: 采用博弈论的 SCUC 复合决策多主体博弈模型, 即本文方法。

4.2 过程性仿真

本文方法所得到的最坏线路故障场景与 3 种方法的系统韧性曲线分别如表 2 和图 5 所示, 3 种方法的机组启停和线路恢复方案如附录 B 图 B1 和附录 C 图 C1 所示。

表 2 台风期间线路故障

时刻	线路
03:00	165,166,168,169,170,171,172,173,174,175,176,177
04:00	145,148,150,152,153,154,155,158,159,160,163,164,167
05:00	123,125,126,127,144,146,147,149,151,156,157
06:00	96,108,116,118,120,121,122,128,129,185,186
07:00	30,109,110,111,112,113,114,115,117
08:00	54
09:00	46,47
10:00	44, 45, 48

从图 5 中可以看出, 方法三的韧性水平要明显优于其他方法。在 03:00 台风开始侵扰后, 3 种方法的系统负荷水平迅速下降, 并在 06:00—07:00 达到最低点, 在此期间方法三的负荷水平始终高于其他方法。在恢复阶段, 方法一和方法二由于采用独立的恢复模型, 忽略了不同应对策略之间相互影响, 导致无法及时修复关键线路, 恢复相对缓慢,

而方法三在源-网-荷多种应对策略协同优化下,系统负荷迅速恢复到正常水平,显著提高了电力系统的恢复能力。

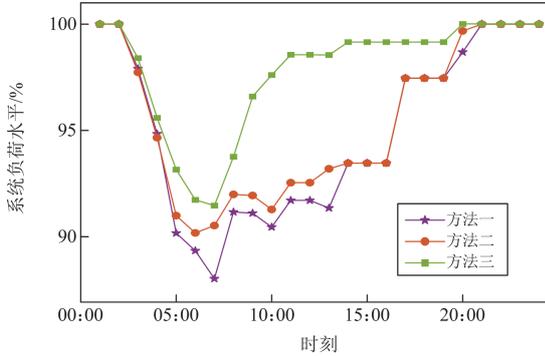


图 5 不同方法系统韧性曲线

Fig. 5 System resilience curves of different methods

4.3 对比验证

4.3.1 采用博弈论的必要性分析

本文通过方法一和方法二的各类韧性指标对比来说明本文方法采用博弈论的必要性。由于采用同一种恢复模型,两种方法的降额运行持续时间一致。具体结果如表 3 所示。

表 3 不同方法韧性指标对比

Table 3 Comparison of resilience indexes of different methods

方法	$\Phi/(MW/h)$	A/MW	E/h	$\Pi/(MW/h)$
方法一	35.65	285.21	11	17.83
方法二	38.68	270.80	11	15.93

由表 3 可知,方法二系统性能的跌落幅值比方法一低 14.41 MW。其原因是在方法二的博弈模型中,切负荷作为一个独立的博弈主体被给予了更高的优先级,通过启用一些经济效益较低的小容量机组,提高了系统整体出力的响应速度,从而避免了一些不必要的切负荷,减少了系统性能跌落幅值。

但方法二系统性能的跌落速率和恢复速率分别比方法一高 3.03 MW/h 和低 1.9 MW/h。其主要原因是方法二启用的小容量机组具有较高的爬坡速率,能够动态适应台风灾害响应和恢复阶段下系统状态的不断变化,快速拾起已损失的负荷,使得方法二在同一恢复方案下的系统性能开始恢复时间比方法一提前 1 h,最终导致跌落速率与恢复速率要略微劣于方法一。结合图 6 可知,方法二的系统性能水平要始终高于方法一,方法二在一定程度上提高了系统的韧性水平。为进一步说明方法二中采用博弈论的必要性,本文对两种方法的决策结果进行分析,

具体结果如表 4 所示。

表 4 不同方法决策结果对比

Table 4 Comparison of decision results of different methods

	运维成本 C /万元	切负荷量/MW	总成本 F /万元
方法一	4272.3101	3306.77	15 452.4995
方法二	5047.7961	3105.30	15 546.8154

由表 4 可知,方法二的运维成本与总成本分别比方法一多 775.486 和 94.3159 万元,但切负荷量则比方法一少 201.47 MW。其原因是,一方面方法一的决策目标是使运维成本与切负荷惩罚成本总和最小,但是由于静态罚函数仅作为一个附加成本项,优化过程中会更更多地关注发电成本的最小化,而忽略了切负荷的实际影响,损害了电力用户的利益。另一方面方法一所使用的静态罚函数采用固定的惩罚系数,无法动态适应台风灾害不同阶段系统状态和负荷的变化,导致在某些故障情景下切负荷量较大,而方法二采用博弈理论能够动态平衡成本与切负荷之间的利益冲突,充分考虑各方的利益和响应能力,在整个台风灾害过程中博弈平衡双方利益,能够在保证整体经济性的同时,最大限度地减少负荷损失。这种方法不仅能计及台风灾害不同阶段的相互影响提高电力系统韧性水平,而且更符合系统运行部门在台风灾害下以尽可能最小的成本来最大限度地减少损失的决策目标。

4.3.2 采用多主体博弈的必要性分析

本文通过方法二和方法三的各类韧性指标对比来说明本文方法采用多主体博弈的必要性。具体结果如表 5 所示。

表 5 不同方法韧性指标对比

Table 5 Comparison of resilience indexes of different methods

方法	$\Phi/(MW/h)$	A/MW	E/h	$\Pi/(MW/h)$
方法二	38.68	270.80	11	15.93
方法三	37.47	224.80	10	16.06

由表 5 可知,方法三的各项指标相对于方法二都有所提升,其中系统性能的跌落速率比方法二低 1.21 MW/h,跌落幅值比方法二低 46 MW,恢复速率比方法二高 0.14 MW/h,降额运行持续时间比方法二短 1 h。其原因是,方法三采用多主体博弈能够动态地适应系统状态变化,充分考虑不同策略之间的复杂关系,采取更优的恢复方案,加快系统性能的恢复速率,减少系统降额运行持续时间,降低系统性能跌落幅值,从而减小系统性能跌落速率。以

系统负载最大孤岛为例, 结合附录 B 图 B1 和附录 C 图 C1 可以看出, 在 04:00 与节点 106 相邻的 3 条线路 LN-167、169 和 172 断线导致节点孤岛。方法二根据线路重要度优先集中恢复与大容量机组 (如 TG-35、36) 相邻的所有线路, 以满足周围节点的负荷供应, 直至 16:00 恢复 LN-167 才使得孤岛节点 106 接入系统, 最终导致节点 106 在 04:00—16:00 孤岛时段共造成负荷损失 458.5 MW。而方法三则统筹考虑了不同策略之间的动态交互过程, 展现出了更为灵活的资源调配, 通过优先修复 LN-167、170 使节点 106 与系统相连的同时, 将 TG-49 接入由节点 103-105 和 108-112 组成的孤岛系统, 使得高负载节点 106 脱离孤岛系统, 并减轻了其负荷供应压力, 最终节点 106 只在 04:00—07:00 孤岛时段损失负荷 93.9 MW, 较方法二减少了 79.5%, 同时该孤岛系统的负荷损失也由方法二的 132.4 MW 降至 44 MW。

结合图 6 可以看出, 方法三较方法二大幅提高了系统的韧性水平。为进一步说明方法三中采用多主体博弈的必要性, 本文对两种方法的决策结果进行分析, 具体结果如表 6 所示。

表 6 不同方法决策结果对比

Table 6 Comparison of decision results of different methods

方法	运维成本 C /万元	切负荷量/MW	总成本 F /万元
方法二	5047.7961	3105.30	15 546.8154
方法三	6255.9193	1431.23	11 094.9079

由表 6 可知, 方法三的运维成本比方法二多 1208.1232 万元, 但由于切负荷量比方法二少 1674.07 MW, 总成本比方法一少 4451.9075 万元。其原因是, 方法二的线路重要度是根据基态情况下确定的, 忽略了不同策略对系统状态的影响, 而不同系统状态下线路重要度也不尽相同, 这种方法无法动态适应实际故障情景, 从而导致资源分配不合理, 降低了系统在故障期间的响应能力和恢复效率。方法三通过将 SCUC、切负荷和线路恢复进行多主体博弈, 能够实现各个应对策略的协同优化, 决策方案是在多个主体不断博弈后得出, 各主体的决策组合形成一种纳什均衡点, 即任何参与者都不能通过独立的策略改变来获得更优的结果。这种方法从台风灾害整体角度出发及不同应对策略之间的复杂动态耦合关系, 不仅更符合系统动态变化的机制, 而且统筹兼顾了各主体的利益。

5 结论

本文基于博弈理论提出了一种台风灾害下考虑源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策方法。仿真结果表明:

1) 所提 SCUC 复合决策方法能够计及台风灾害不同阶段之间的相互影响, 相比传统多阶段 D-A-D 模型的方法, 能够最大限度地减少系统整体负荷损失, 加快系统性能的恢复速度, 全面提升电力系统在台风灾害下的韧性水平。

2) 所构建的多主体博弈鲁棒优化模型, 可以计及不同应对策略之间的复杂动态耦合关系, 保证每个策略主体在博弈过程中不断优化自身决策, 以实现整体收益最大化, 进一步提升系统韧性和决策的有效性。

本文所提考虑源-网-荷协同优化的 SCUC 复合决策方法对于台风灾害下电力系统弹性提升、减小负荷损失具有重要意义。计及台风灾害多重不确定性, 引入灵活性资源与间歇式分布式能源进行协同恢复, 进一步提升电力系统弹性水平, 将是下一阶段工作的研究重点。

附录 A

表 A1 具体算法过程

Table A1 Specific algorithmic procedure

Step1	初始化 $\hat{L} = \inf, z_0, U_0^G, S_0, P_0^D, n = 1$
Step2	初始化 V_{\max}
Step3	基于式(21)—式(23)得到风机出力 P_i^W 和故障概率 p_i
Step4	for n do $i = 1$
Step5	for $z \in Z$ do
Step6	“台风灾害”接收启停方案 U^G 并启动优化程序, 基于式(25)得到最恶劣故障场景 z
Step7	end
Step8	运维部门接收故障场景 z 以及启停方案 U^G 并启动优化程序, 基于式(11)—式(18)得到恢复方案 h
Step9	if $ H_i - H_{i-1} < \varepsilon$ then break
Step10	end $i = i + 1$
Step11	基于式(19)、式(20)得到减载方案 ΔP^D 以及负荷损失 L
Step12	ISO 接收恢复方案 h , 故障场景 z 以及减载方案 ΔP^D 并启动优化程序, 基于式(1)—式(10)得到机组启停方案 U^G
Step13	if $L < \hat{L}$ then 更新 $\hat{L} = L, \hat{M} = M$
Step14	end
Step15	if $ L_n - L_{n-1} < \varepsilon$ then break
Step16	end $n = n + 1$
Step17	end
Step18	得到纳什均衡解: $\hat{M} = \{\hat{U}, \Delta \hat{P}^D, \hat{h}\}$

附录 B

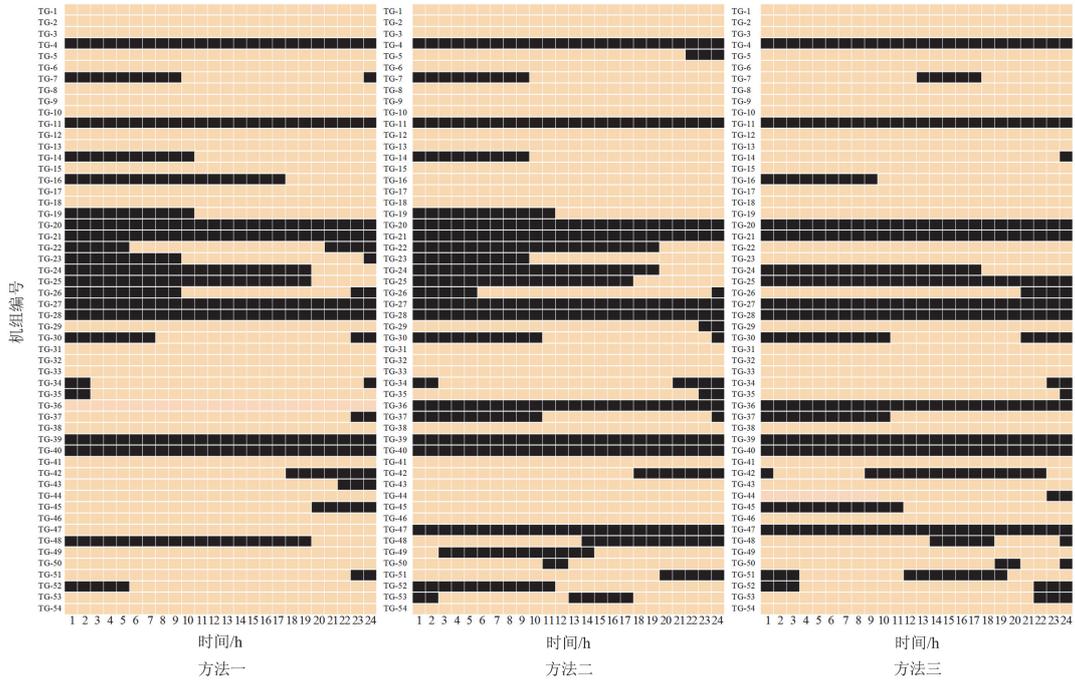


图 B1 不同方法机组启停方案

Fig. B1 Unit commitment startup/shutdown schemes of different methods

附录 C

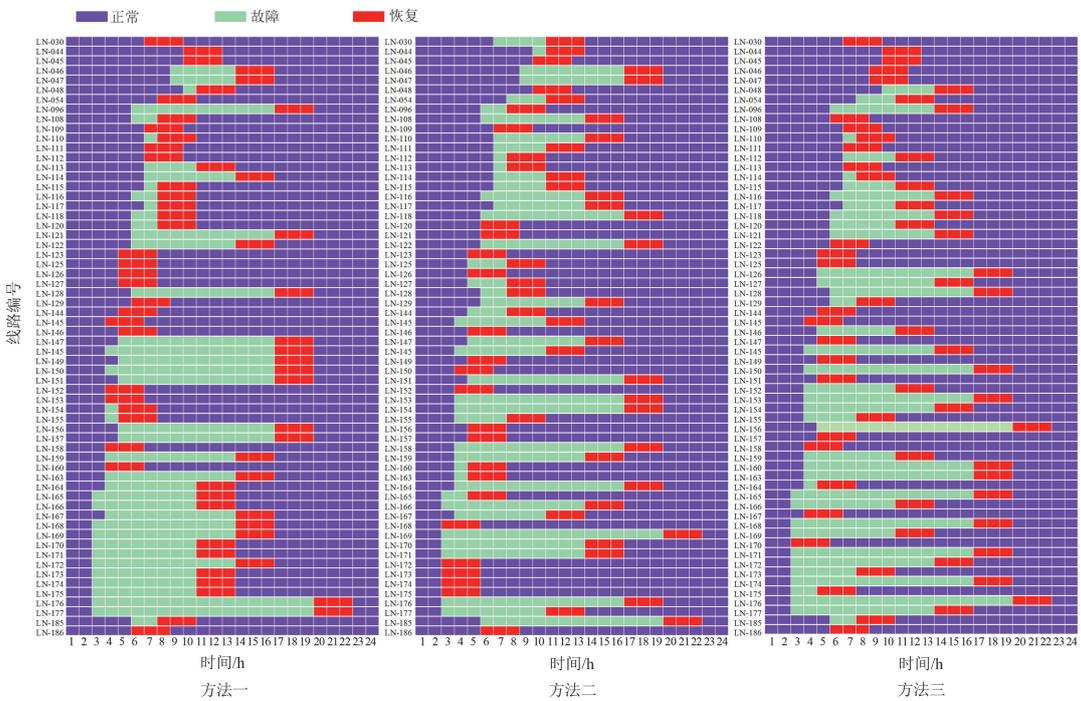


图 C1 不同方法线路恢复方案

Fig. C1 Line recovery schemes of different methods

参考文献

- [1] 杨楠, 郝俊聪, 产雪振, 等. 数据驱动的安全约束机组组合问题研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(9): 3654-3668.
YANG Nan, HAO Juncong, CHAN Xuezhen, et al. Review of data-driven security-constrained unit commitment[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3654-3668.
- [2] 杨楠, 贾俊杰, 邢超, 等. 基于 E-Seq2Seq 技术的数据驱动型机组组合智能决策方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(23): 7587-7600.
YANG Nan, JIA Junjie, XING Chao, et al. Data-driven intelligent decision-making method for unit commitment based on E-Seq2Seq technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(23): 7587-7600.
- [3] 朱进, 岳付昌, 汪楚暑, 等. 考虑增量配电网资源支撑的频率安全约束机组组合优化决策方法[J]. 电网与清洁能源, 2023, 39(8): 73-81, 88.
ZHU Jin, YUE Fuchang, WANG Chushu, et al. An optimal decision-making method for frequency security constrained unit combination considering incremental distribution network resource support[J]. Power System and Clean Energy, 2023, 39(8): 73-81, 88.
- [4] 田野, 李正烁, 高晗. 计及 N-1 线路故障的连续时间随机安全约束机组组合问题的双层分解算法[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3269-3282
TIAN Ye, LI Zhengshuo, GAO Han. Two-layer decomposition algorithm for continuous-time stochastic security-constrained unit commitment considering N-1 line contingency[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3269-3282.
- [5] 王砚平, 鲍威, 李赢, 等. 考虑 N-1 故障的安全约束机组组合模型及约束削减方法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(7): 167-175.
WANG Yanping, BAO Wei, LI Ying, et al. Model and constraint-reduction method for security-constrained unit commitment considering N-1 contingency[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(7): 167-175.
- [6] 黄梦旗, 李勇汇, 曾海燕, 等. 计及高渗透率分布式电源的韧性配电网数据驱动鲁棒规划方法[J]. 电力建设, 2023, 44(6): 79-90.
HUANG Mengqi, LI Yonghui, ZENG Haiyan, et al. Data-driven robust planning method for resilient distribution networks considering high-permeability distributed generation[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(6): 79-90.
- [7] 范馨予, 黄媛, 吴疆, 等. 考虑源网荷储协同优化的配电网韧性提升策略[J]. 电力建设, 2023, 44(4):63-73.
FAN Xinyu, HUANG Yuan, WU Jiang, et al. Resilience promotion strategy for distribution network considering source-network-load-storage coordination[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(4): 63-73.
- [8] ZHANG W, SHAO C, HU B, et al. Proactive security-constrained unit commitment against typhoon disasters: an approximate dynamic programming approach[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2022.
- [9] TRAKAS D N, HATZIARGYRIOU N D. Resilience constrained day-ahead unit commitment under extreme weather events[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(2): 1242-1253.
- [10] ZHANG H, WANG P, YAO S, et al. Resilience assessment of interdependent energy systems under hurricanes[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3682-3694.
- [11] 吉兴全, 郝晴, 张玉敏, 等. 分布不确定性条件下的 N-k 分布鲁棒优化机组组合[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(2): 56-64.
JI Xingquan, HAO Qing, ZHANG Yumin, et al. Unit commitment based on N-k distributionally robust optimization under uncertain distribution[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 56-64.
- [12] LEI S, WANG J, CHEN C, 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.
- [13] ZHU X, ZENG B, LI Y, et al. Co-optimization of supply and demand resources for load restoration of distribution system under extreme weather[J]. IEEE Access, 2021, 9: 122907-122923.
- [14] LEI S, CHEN C, LI Y, et al. Resilient disaster recovery logistics of distribution systems: co-optimize service restoration with repair crew and mobile power source dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6187-6202.
- [15] ZHANG Z, CHEN Y, LIU X, et al. Two-stage robust security-constrained unit commitment model considering time autocorrelation of wind/load prediction error and outage contingency probability of units[J]. IEEE Access, 2019, 7: 25398-25408.
- [16] DING T, WANG Z, JIA W, et al. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 4795-4808.
- [17] 张亚超, 丁志龙, 谢仕炜, 等. 面向能源互联网的配电网韧性提升研究综述及展望[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 2054-2069.
ZHANG Yachao, DING Zhilong, XIE Shiwei, et al. Review and prospect of power distribution network resilience enhancement for energy internet[J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 2054-2069.
- [18] 卢睿, 熊小伏, 陈红州. 考虑台风时空特性的海上风

- 电场群协同紧急防御策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(12): 13-24.
- LU Rui, XIONG Xiaofu, CHEN Hongzhou. Collaborative emergency defense strategy for offshore wind farm clusters considering the spatial-temporal characteristics of a typhoon[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(12): 13-24.
- [19] 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.
- [20] 李大虎, 袁志军, 何俊, 等. 面向台风气象的电网运行风险态势感知方法[J]. 高电压技术, 2021, 47(7): 2301-2313.
- LI Dahu, YUAN Zhijun, HE Jun, et al. Situation awareness method of power grid operation risk under typhoon weather[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(7): 2301-2313.
- [21] 黄文鑫, 吴军, 郭子辉, 等. 台风灾害下电网韧性评估及差异化规划[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 84-91.
- HUANG Wenxin, WU Jun, GUO Zihui, et al. Power grid resilience assessment and differentiated planning against typhoon disasters[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(5): 84-91.
- [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] 肖凯超, 邱伟强, 陶以彬, 等. 储能应急车优化调度的模糊机会约束方法[J]. 高压电器, 2021, 57(2): 116-124.
- XIAO Kaichao, QIU Weiqiang, TAO Yibin, et al. Fuzzy chance constrained method for optimal scheduling of mobile energy storage system in emergency support of power systems[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(2): 116-124.
- [24] 郑伟, 胡长斌, 丁丽, 等. 基于多智能体系统微电网分布式控制研究[J]. 高压电器, 2019, 55(3): 177-184.
- ZHENG Wei, HU Changbin, DING Li, et al. Research on distributed control of microgrid based on multi-agent system[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(3): 177-184.
- [25] 蒙军, 任洲洋, 王皓. 氢能交互下的多区域电氢综合能源系统可靠性提升策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5011-5027.
- MENG Jun, REN Zhouyang, WANG Hao. Reliability improvement strategies of multi-region electricity-hydrogen integrated energy systems considering hydrogen interaction between different regions[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5011-5027.
- [26] 杨楠, 刘钊, 鄢晶, 等. 考虑主变调整利用和安全效能成本的变电站规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(13): 4187-4200.
- YANG Nan, LIU Zhao, YAN Jing, et al. A planning method of substation considering main transformer adjustment utilization and safety efficiency cost[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(13): 4187-4200.
- [27] 夏威夷, 任洲洋, 潘珍. 考虑子母站灵活互联的分布式供氢网和配电网多主体协调规划方法[J]. 中国电机工程学报: 1-13[2024-07-28]. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.231215.
- XIA Wei, REN Zhouyang, PAN Zhen. A multi-agent cooperative planning method for the distributed hydrogen supply network and the power distribution network considering the flexible interconnections between on-site and off-site hydrogen refueling stations[J]. Proceedings of the CSEE: 1-13[2024-07-28]. DOI:10.13334/j.0258-8013.pcsee.231215.
- [28] 杨楠, 黄禹, 董邦天, 等. 基于多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6521-6533.
- YANG Nan, HUANG Yu, DONG Bangtian, et al. Research on the joint planning method of electricity-gas integrated energy system based on multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6521-6533.
- [29] 梁金正, 梁九龄, 熊振冬, 等. 基于全寿命周期成本的变电站设计方案比选方法研究[J]. 湖南电力, 2023, 43(3): 115-119.
- LIANG Jinzheng, LIANG Jiuling, XIONG Zhendong, et al. Research on comparison method of substation design scheme based on life cycle cost[J]. Hunan Electric Power, 2023, 43(3): 115-119.
- [30] DING T, QU M, WANG Z, et al. Power system resilience enhancement in typhoons using a three-stage day-ahead unit commitment[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 12(3): 2153-2164.

收稿日期: 2024-08-17; 修回日期: 2024-11-18

作者简介:

杨楠(1987—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 研究方向为电力系统运行与控制、电力系统的机组组合; E-mail: ynyyayy@ctgu.edu.cn

产雪振(2000—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统运行与控制。E-mail: chanxz@126.com

(编辑 许威)