

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.06.005

考虑调度措施的地区电网多风险场景柔性水平评价模型

周启航¹, 管霖¹, 洗玮宏¹, 禰培正², 程兰芬², 李梓希¹

(1. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510641;

2. 南方电网科学研究院有限责任公司, 广东 广州 510663)

摘要: 新能源大量接入地区电网导致地区电网潮流和电压波动增大, 设备重过载风险增加。面向新能源功率的强不确定性, 快速准确地识别设备重过载风险场景, 优化调用源-网-荷三方柔性资源消除潜在运行风险, 是高比例新能源地区电网安全运行的迫切需求。文中首先提出柔性需求指数、柔性裕度指数和柔性资源利用率等面向地区电网柔性运行水平的定量评估指标, 可以全面衡量地区电网的运行灵活性需求、柔性资源配置和运行调控水平; 其次, 以柔性评价指标为目标, 提出考虑多风险场景的柔性资源优化调度数学模型和计算方法, 模型考虑了地区电网运行方式和开环点灵活设置的调度措施; 最后, 与传统边界场景分析方法进行对比, 验证文中所提柔性评价模型和方法的有效性和优越性。结果表明, 文中所提指标、模型和算法可以全面反映地区电网的柔性运行需求和能力, 考虑的风险场景丰富, 应对风险的柔性资源调度方案能兼顾调度措施的经济性和全面性。

关键词: 分布式新能源; 地区电网; 运行调度; 风险分析; 多风险场景; 柔性评价

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)06-0043-10

0 引言

随着电网中风光等新能源的大量接入, 需要更加丰富的灵活调节型资源和调控手段来应对新能源出力的波动性和随机性对电力平衡和电网潮流分布的影响^[1-2]。电网综合应用灵活性资源和控制手段应对各种不确定性扰动的能力可以描述为电网的柔性化水平。柔性概念^[3]是在工业生产过程中设计中被提出的, 定义为对系统可控性与面临的不确定性之间的相互关系的科学评估。在电力系统中, 针对电网应对不同类型不确定性扰动的能力评价, 常常采用的同类术语还包括描述电源侧调节能力的灵活性评价, 描述极端灾害性事件下应对能力的韧性及弹性评估等^[4-9]。文献[10]则将智能电网的柔性描述为在确定的系统参数下, 系统运行状态可行域范围大小的评估。

在配网层面, 配网中光伏、储能等分布式电源大量涌现, 对配电系统调度运行的柔性化水平提出了越来越高的要求^[11]。与发输电系统的灵活性评价相比, 针对配电系统的柔性化运行研究刚刚起步。文献[12]将配电系统的柔性细分为被动柔性和主动柔性, 分别描述系统的柔性调节需求和柔性调节能力。文献[13]对配网中的主动性和不确定性要素分类建模, 研究考虑主动性和不确定性的配网柔性协调评估。

在柔性评价指标方面, 各国学者针对不同的应用领域, 提出了相应的电力系统柔性评价指标^[14-16], 如系统爬坡资源不足的期望值 (insufficient ramping resource expectation, IRRE)^[15]、技术不确定性灵活性指数-技术经济不确定性灵活性指数 (technical uncertainty scenarios flexibility index-technical economic uncertainty scenarios flexibility index, TUSFI-TEUSFI)^[16]等, 但这些指标侧重于大调频区域内电源的灵活性, 未考虑配电系统运行中应对风光不确定性的柔性水平。

在柔性评估方法方面, 对柔性资源, 如储能^[17-21]、线路控制^[22-23]、可控负荷^[24-30]等的数学模型研究成果较为丰富。柔性指标评估则多采用构建运行场景集, 逐一进行电网运行分析的思路, 代表性成果有基于多场景技术的电网柔性分析^[31-32]和基于不确定性理论的电网柔性分析^[33]等。该方法的关键点在于风险场景的构建, 多采用建立不确定性因素的概率模型并进行随机抽样的方式生成场景集, 或直接生成极端场景。前者的应用受到概率建模准确性的制约, 后者则难以全面反映电网柔性水平。

因此, 文中基于已有研究成果, 系统研究了含有高比例新能源的地区电网的柔性水平定量评估指标和评估方法, 提出了适用于地区配电网的三元柔性指标集, 即柔性需求指数、柔性裕度指数、柔性资源利用率, 综合反映地区电网的柔性需求和柔性资源配置水平。同时, 提出基于双层优化模型的柔

收稿日期: 2024-04-12; 修回日期: 2024-07-03

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (U22B6007)

性指标计算模型。模型可以嵌套搜索系统高风险场景集,以及对柔性资源的优化调度方案。场景集的构建不依赖不确定性因素的概率模型,易于应用推广。此外,针对该模型的求解提出一种基于粒子群算法模型,可以实现离散网架重构和连续调节型柔性资源联合优化求解。算例分析表明所提指标、模型和算法可以全面反映地区电网的柔性运行需求和能力,考虑的风险场景丰富,应对风险的柔性资源调度方案能兼顾调度措施的经济性和全面性。

1 地区电网柔性评价指标集

地区电网一般包括 110 kV 及以下配网(含 220 kV 主变),其中 110 kV 网架是分布式电源(风电、光伏、小水电等)接入和汇集的主要电压等级。地区电网安全运行对可接纳的新能源并网容量的限制是影响电网低碳转型的重要因素之一。通过优化配置和利用地区电网内的柔性资源,有望大幅提升地区电网对分布式新能源的消纳能力。文中研究的柔性评价指标是指对地区电网系统调度自有资源,抵御风光等新能源接入带来的外部不确定因素影响的固有能力的评估。

风光等波动性电源并网对地区电网的影响主要体现在线路和变压器重过载风险的增加,以及潮流短时间内大幅变化造成的电压波动和越限风险。应对重过载风险的柔性运行措施包括:拓扑重构和开环运行方式调整,储能、柔性负荷和新能源功率等柔性资源调度。应对电压风险的柔性运行措施则体现在无功补偿灵活性资源的调控。文中以重过载风险为例,研究柔性指标的定义和计算方法。

首先,分别定义风险场景 k 下线路和变压器的安全性指数 ζ_k^B 、 ζ_k^S 为:

$$\zeta_k^B = \min_{i \in N_b} \left\{ \frac{S_{\max}^B(i) - S_k(i)}{S_{\max}^B(i)} \right\} \quad (1)$$

$$\zeta_k^S = \min_{j \in N_s} \left\{ \frac{S_{\max}^S(j) - S_k(j)}{S_{\max}^S(j)} \right\} \quad (2)$$

式中: N_b 、 N_s 分别为输电线路集合和变压器集合; $S_{\max}^B(i)$ 、 $S_{\max}^S(j)$ 分别为线路 i 和变压器 j 所能承载的潮流上限; $S_k(i)$ 、 $S_k(j)$ 分别为风险场景 k 下线路 i 和变压器 j 的视在功率。

同时,为评价系统整体潮流安全性及供电能力,定义系统安全性指数 ζ_k ,反映风险场景 k 下系统的总体安全性。

$$\zeta_k = \min\{\zeta_k^B, \zeta_k^S\} - \eta \frac{P_{L,lost,k}^{\text{total}}}{P_L^{\text{total}}} \quad (3)$$

式中: $P_{L,lost,k}^{\text{total}}$ 为风险场景 k 下系统因网架拓扑改变

而造成的孤立节点或孤立区域的有功负荷总量; P_L^{total} 为系统的有功负荷总量; η 为惩罚权重,文中取 10。需要注意的是,若 η 的取值不够大,则可能会对后续双层优化模型的求解结果产生影响,因此 η 须取较大值,以确保出现孤立负荷对于电网的安全运行是不可接受的。文中为了调度运行人员在仅获知 ζ_k 的情况下也能够快速判断孤立负荷所占的大致比例,取 $\eta=10$ 。

风险场景 k 下,不考虑柔性资源调度措施计算的安全指数集 $\{\zeta_k, \zeta_k^B, \zeta_k^S, P_{L,lost,k}^{\text{total}}/P_L^{\text{total}}\}$ 表示为 ζ_k^I ; 考虑调度措施后,计算的安全指数集表示为 ζ_k^{II} ; 柔性资源 n 的已调度量占该类柔性资源总量的比例记为 $\lambda_{k,n}$ 。

据此,定义柔性需求指数 D 、柔性裕度指数 S 和柔性资源利用率 λ ,分别反映系统的柔性需求大小、柔性资源充裕度以及各类柔性资源的利用水平。

$$\begin{cases} D = -\min\{\zeta_k^I\} & k \in \Phi \\ S = \min\{\zeta_k^{II}\} & k \in \Phi \\ \lambda = \{\max\{\lambda_{k,1}\}, \max\{\lambda_{k,2}\}, \dots, \max\{\lambda_{k,n}\}\} & k \in \Phi \end{cases} \quad (4)$$

式中: Φ 为高风险场景集合。

在以上三元指标集中,柔性需求指数 D 具体表征的是不考虑柔性资源时系统的重过载程度以及失负荷风险大小;柔性裕度指数 S 具体表征的是经柔性资源调度后系统重过载程度以及失负荷风险大小;柔性资源利用率 λ 具体表征的是系统各类柔性资源的已调度占比。通过计算以上指标,可以量化反映系统柔性需求的风险程度、柔性资源的充裕程度和柔性资源的利用程度,综合反映地区电网的柔性水平。

2 考虑调度措施经济性的地区电网柔性评价模型

2.1 基于双层优化模型的地区电网柔性评价模型

根据前文的指标设计,对电力系统的柔性评价分为柔性需求分析、柔性资源配置与柔性需求匹配程度的评价 2 个方面。相应地,对地区电网柔性指标的计算可以解耦为 2 个优化模型,优化模型 1 解决柔性需求最大场景搜寻问题,优化模型 2 为柔性需求场景搜索最优的柔性资源调度方案。

优化模型 1 将配网不确定扰动源,包括风场功率、光伏电站功率、波动负荷功率以及 $N-1$ 故障线路运行状态作为待优化的决策变量,共同构成决策变量集 y ,以系统安全性最低为目标搜索高风险场景。

数学描述如式(5)一式(7)所示。

$$\min_y \zeta_t \quad (5)$$

约束如下:

$$\begin{cases} P_{\text{wg},i,\min} \leq P_{\text{wg},i} \leq P_{\text{wg},i,\max} & i \in N_{\text{wg}} \\ P_{\text{sg},i,\min} \leq P_{\text{sg},i} \leq P_{\text{sg},i,\max} & i \in N_{\text{sg}} \\ P_{\text{L},i,\min} \leq P_{\text{L},i} \leq P_{\text{L},i,\max} & i \in N_{\text{L}} \\ F_{\text{tran},-,i} \in \{0,1\} & i \in N_{\text{tran},-} \end{cases} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P_{\text{Gi}} - P_{\text{Li}} - V_i \sum V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{\text{Gi}} - Q_{\text{Li}} - V_i \sum V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{\text{wg},i}$ 、 $P_{\text{sg},i}$ 、 $P_{\text{L},i}$ 分别为风电机组、光伏电站与负荷节点的有功功率;下标 max、min 分别表示相应变量最大值和最小值,下文同; $F_{\text{tran},-,i}$ 为 $N-1$ 故障场景中线路的运行状态; N_{wg} 、 N_{sg} 、 N_{L} 、 $N_{\text{tran},-}$ 分别为风电机组集合、光伏电站集合、负荷节点集合和 $N-1$ 故障线路集合; V_i 、 V_j 分别为节点 i 、节点 j 电压; θ_{ij} 为节点 i 与节点 j 之间的相角差; P_{Gi} 、 P_{Li} 、 Q_{Gi} 、 Q_{Li} 分别为电源与负荷节点的有功和无功功率; G_{ij} 、 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵中第 i 行第 j 列元素的实部与虚部。

建立优化模型 1 的目的是找出未来一段时间(1~2 h)内可能出现的最危险场景进行风险分析,即需要考虑该时段内所有可能出现的运行方式,找出风险最大的若干场景。因此,将这些不确定性因素作为待优化的决策变量,探寻其为何值时风险最大。

优化模型 2 的数学描述如式(8)一式(10)所示。其中决策变量为电网柔性资源,包括储能功率、可控负荷有功、风/光新能源有功控制量以及地区电网开环点调整产生的线路开断状态变化量,这些变量共同构成决策变量集 u 。

$$\min_u F_{\text{total}} \quad (8)$$

约束如下:

$$\begin{cases} P_{\text{sto},i,\min} \leq P_{\text{sto},i} \leq P_{\text{sto},i,\max} & i \in N_{\text{sto}} \\ P_{\text{cL},i,\min} \leq P_{\text{cL},i} \leq P_{\text{cL},i,\max} & i \in N_{\text{cL}} \\ \Delta P_{\text{wg},i,\min} \leq \Delta P_{\text{wg},i} \leq 0 & i \in N_{\text{wg}} \\ \Delta P_{\text{sg},i,\min} \leq \Delta P_{\text{sg},i} \leq 0 & i \in N_{\text{sg}} \\ F_{\text{tran},+,i} \in \{0,1\} & i \in N_{\text{tran},+} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} P_{\text{Gi}} - P_{\text{Li}} - V_i \sum V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{\text{Gi}} - Q_{\text{Li}} - V_i \sum V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: F_{total} 为系统调用柔性资源后的总经济成本; $P_{\text{sto},i}$ 、 $P_{\text{cL},i}$ 分别为储能、可控负荷的有功功率;

$\Delta P_{\text{wg},i}$ 、 $\Delta P_{\text{sg},i}$ 分别为风电机组、光伏电站的有功控制量; $F_{\text{tran},+,i}$ 为可控线路的运行状态; N_{cL} 、 N_{sto} 、 $N_{\text{tran},+}$ 分别为可控负荷集合、储能场站集合和可控线路集合。

总经济成本 F_{total} 既考虑了柔性资源的直接调度成本 F_{T} ,也包括难以消除的重过载造成的负荷控制代价,后者直接采用优化后的过载量估计。

柔性资源调度成本 F_{T} 考虑负荷控制成本、储能调控成本、新能源控制成本以及网架拓扑控制成本;系统运行成本考虑线路过载成本 F_{B} 、主变过载成本 F_{S} 及系统因网架拓扑改变而丢失负荷的成本 $F_{\text{L,lost}}$ 。

$$F_{\text{total}} = F_{\text{T}} + \sum_{i \in N_{\text{b}}} F_{\text{B}}(i) + \sum_{i \in N_{\text{S}}} F_{\text{S}}(i) + \sum_{i \in N_{\text{lost}}} F_{\text{L,lost}}(i) \quad (11)$$

其中:

$$F_{\text{T}} = \sum_{i \in N_{\text{cL}}} a(i) \Delta P_{\text{cL}}(i) + \sum_{i \in N_{\text{sto}}} b(i) \Delta P_{\text{sto}}(i) + \sum_{i \in N_{\text{vg}}} c(i) \Delta P_{\text{vg}}(i) + \sum_{i \in N_{\text{tran},+}} d(i) \Delta S(i) \quad (12)$$

$$F_{\text{B}}(i) = \begin{cases} 0 & \Delta S_{\text{B}}(i) \geq 0 \\ \alpha \Delta S_{\text{B}}(i) & \Delta S_{\text{B}}(i) < 0 \end{cases} \quad (13)$$

$$F_{\text{S}}(i) = \begin{cases} 0 & \Delta S_{\text{S}}(i) \geq 0 \\ \beta \Delta S_{\text{S}}(i) & \Delta S_{\text{S}}(i) < 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$F_{\text{L,lost}}(i) = \gamma P_{\text{L,lost}}(i) \quad (15)$$

式中: $\Delta P_{\text{cL}}(i)$ 、 $\Delta P_{\text{sto}}(i)$ 、 $\Delta P_{\text{vg}}(i)$ 分别为负荷、储能和新能源的控制量; $a(i)$ 、 $b(i)$ 、 $c(i)$ 分别为负荷、储能和新能源单位控制量的调度成本; $\Delta S(i)$ 、 $d(i)$ 分别为可控线路的状态变化量和控制成本; ΔS_{B} 、 ΔS_{S} 分别为系统各支路和主变的潮流越限量; $P_{\text{L,lost}}(i)$ 为系统因网架拓扑改变而造成的孤立节点或孤立区域的有功负荷; N_{lost} 为孤立节点集合; N_{vg} 为新能源节点集合; α 、 β 、 γ 为相应的经济惩罚系数,根据不同措施相对代价给定。

优化模型 2 旨在寻找最佳的柔性资源调控策略,考虑到实际运行中存在柔性资源不足,难以完全消除过载风险的场景,模型 2 没有将不过载作为强制性约束条件,而是在目标函数中考虑过载造成的经济损失。对柔性资源短缺的地区电网而言,相当于将短时过载作为一种经济成本很高的隐性柔性资源。

此外,考虑到文中柔性评价模型面向的分析对象是地区电网,而地调的调管范围一般包括 220 kV 主变以及 110 kV 及以下电网,网内电源以风电、光伏以及径流式水电站为主,故以上模型重点考虑了这 3 种随机性较强的电源。

2.2 多风险场景柔性评价方法及指标计算

文中在双层优化模型的基础上提出了多风险场景柔性评价方法,可以在柔性指标计算时考虑多个风险场景。

仅对最危险的场景进行柔性指标计算并不能全面反映地区电网不同的风险场景和柔性资源的综合价值。此外,双层模型之间存在耦合关系,即优化模型 1 中找到的安全性指数最低的场景,并不一定是经过柔性资源的调控后安全性指数最低的场景。对此,文中设计了基于双层优化模型的多风险场景柔性分析方法,如图 1 所示。

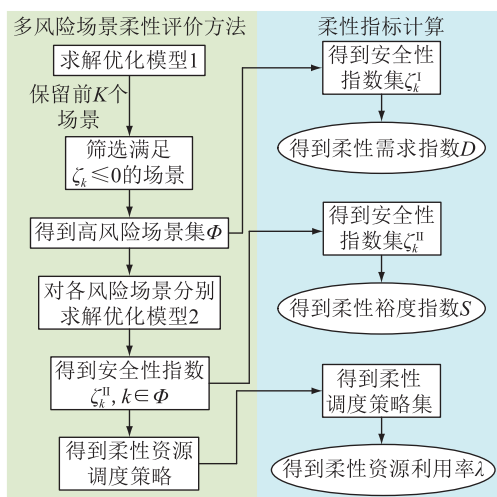


图 1 基于双层优化模型的多风险场景柔性分析方法

Fig.1 Flexibility analysis method under multiple risk scenarios based on a bi-level optimization model

如图 1 所示,对优化模型 1 求解时保留前 K 个安全性指数最低的场景,筛选出满足风险场景的判别条件,即 $\zeta_k \leq 0$ 的场景,构成高风险场景集 Φ 和安全性指数集 ζ_k^I 。继而对场景集中的每个柔性需求场景进行优化模型 2 的求解,得到安全性指数集 ζ_k^{II} 和柔性调度策略集。最后,根据 ζ_k^I 、 ζ_k^{II} 以及柔性调度策略集分别进行柔性需求指数 D 、柔性裕度指数 S 以及柔性资源利用率 λ 的计算。

3 优化求解算法

由于需要搜索和保留多个次优场景,适宜采用群体优化算法求解以上非线性规划问题,故文中采用改进的粒子群算法进行求解,算法改进的关键是混合变量的处理。

3.1 基于粒子群优化算法的混合整数问题优化求解方法

常规粒子群优化 (particle swarm optimization, PSO) 算法利用惯量学习+经验+社会知识的搜索策略,只适用于连续型变量的求解,对于离散型变量

特别是布尔型变量的求解能力有限。

对此,文中提出一种基于 PSO 算法的混合整数问题优化求解方法,在不破坏算法效率的同时,改善 PSO 算法在求解混合整数优化问题方面原有的局限性。该算法采用以下改进思路:在个体的连续型变量调整后,对布尔变量状态矩阵进行随机抽样,利用粒子群的进化特性寻优,如图 2 所示。

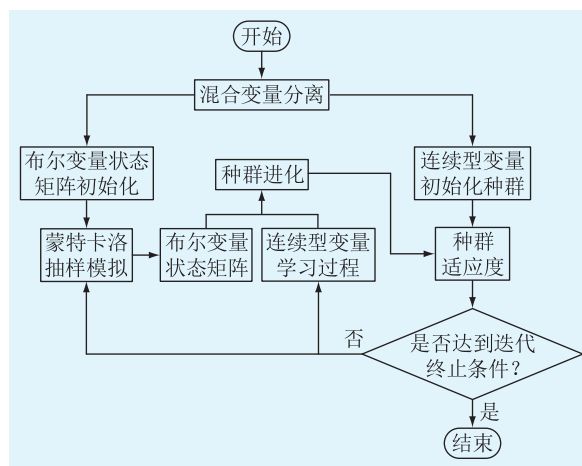


图 2 混合整数优化问题求解方法

Fig.2 Mixed integer optimization problem solving method

如图 2 所示,网架开环点的调整,即布尔变量,作为粒子群个体的一个维度参与进化过程,但不参与学习过程,即每次迭代过程中个体的布尔变量状态随机确定,并在连续型变量进行学习和调整后,综合计算该个体的适应度。由于在 PSO 算法中保留了种群中适应度最高的个体,每次算法迭代过程中若个体随机抽样得到的布尔变量状态有利于粒子群的进化,则该个体成为该次迭代的最优解,该布尔变量的状态得以保留,从而实现混合变量的综合寻优。

在每次迭代过程中,一个个体只保留一种确定的布尔变量状态,因此只需要进行一次潮流计算,个体的计算量没有改变,从而避免了枚举法中出现的个体计算量的规模级增长。由于该算法利用进化特性寻优,需要保证粒子群的物种多样性,尽可能避免在迭代过程中出现整个粒子群未能涵盖布尔变量全部状态的极端情况,影响收敛结果。因此,为了保证算法收敛结果的一致性,可以在算法初始设置时适当拓展种群大小。

文中优化模型 1 与优化模型 2 均为混合整数优化问题,均可以使用该算法进行求解。

3.2 潮流计算自动分区方法

以链式网络结构、开环运行为主的地区电网中,发生 $N-1$ 故障时可能出现孤立节点甚至孤立区

域,导致潮流计算不收敛。文中提出潮流计算的自动分区方法,用以识别模型求解中所出现的孤立节点,消除其对潮流计算收敛性的影响,如图3所示。

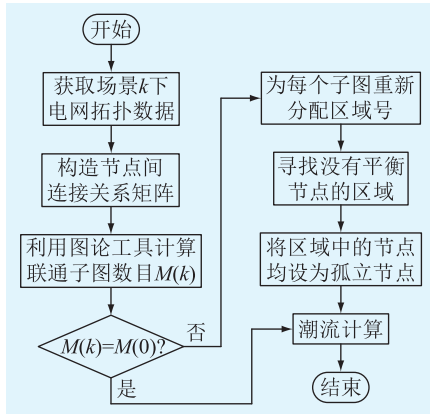


图3 潮流计算自动分区方法

Fig.3 Automatic partitioning method for power flow calculation

具体流程如下:

(1) 根据场景 k 下电网拓扑数据构造节点间连接关系矩阵;

(2) 采用图联通性搜索算法计算该场景下电网拓扑中连通子图的数目 $M(k)$;

(3) 若 $M(k)$ 等于电网原始拓扑连通子图数目 $M(0)$, 则该场景下没有出现新的孤立节点, 可以直接进行潮流计算, 否则进行步骤(4);

(4) 为每个子图重新分配区域号, 寻找没有平衡节点的区域, 将该区域中的节点均设置为孤立节点后进行潮流计算。

该潮流计算自动分区方法可以显著改善优化模型1和优化模型2求解过程中潮流计算的收敛性。此外, 该方法中的孤立节点识别模块对于模型的求解也是必要的: 在优化模型1求解过程中, 需要通过分析因 $N-1$ 故障造成的孤立节点有功负荷总量计算系统的安全性指数; 在优化模型2求解过程中, 孤立节点的影响体现为系统因网架拓扑改变而丢失负荷的经济惩罚成本, 此项惩罚用于激励系统恢复对孤立节点的供电, 同时避免系统为了潮流安全性而主动停运线路丢失负荷的情况, 保证系统的供电能力。

4 算例分析

4.1 算例介绍

文中选取某地区 220 kV 分网构造算例。算例系统包括 2 个 110 kV 片网, 分别为片网 A 和片网 B, 正常运行方式如图 4 所示。图中编号 T、H、S、W 分别表示变电站、水电站、光伏电站和风电场节点;

红色表示线路为断开状态, 黑色表示线路处于运行状态。

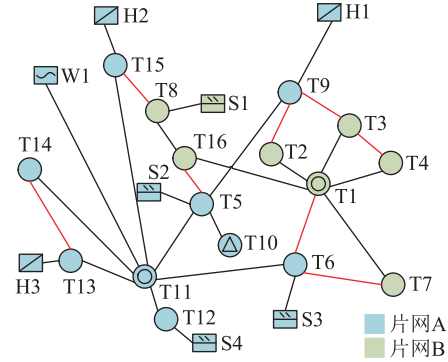


图4 算例系统正常运行方式

Fig.4 Normal operation mode of the study system

正常运行方式下, 片网 A 和片网 B 之间的联络线处于断开状态, 片网之间相互独立运行且均为开环运行方式。除用户站 T10 外, 各场站均设有 110 kV 备自投装置。电网经济成本参数设置见表 1。

表 1 电网经济成本参数

Table 1 Parameters of power grid economic cost

万元			
经济成本参数	单位调控成本	经济成本参数	单位调控成本
a	10	α	1
b	0.2	β	1
c	0.1	γ	5
d	0.01		

4.2 参数设置

取该算例系统某小时的日前预测数据构成分析场景, 根据日前新能源和负荷预测数据, 结合统计的预测误差上下限, 得到新能源和负荷可能的出力区间。算例的计算参数设置如下:

(1) 所有新能源场站的预测误差上下限设置为 $\pm 10\%$, 包括光伏电站 S1、S2、S3、S4 以及风电场 W1;

(2) 大负荷变电站的负荷预测误差上下限设置为 $\pm 5\%$, 包括变电站 T1、T3、T4、T9、T10、T15;

(3) $N-1$ 故障, 故障集设置为所有处于投入运行状态的线路。

该算例系统的柔性资源包括:

(1) 可调用的储能资源, 包括水电站 H1 (30 MW)、H2 (12 MW)、H3 (22 MW), 调节区间为 0 至装机容量;

(2) 变电站 T13 的负荷管理及负荷响应, 调节区间为 0~50 MW;

(3) 新能源控制, 新能源的控制考虑对新能源

出力进行部分削减,削减上限为 0.5;

(4) 线路控制,可控线路集设置为所有已建线路,线路控制数上限设置为 1 条。

4.3 结果分析

4.3.1 柔性需求场景集

在算例中,多场景柔性分析方法保留的风险场景数目设置为 $K=5$,安全性指数之差 $\Delta\zeta_k \leq 0.001$ 的场景视为同一场景。用于对照的边界场景 a 与边界场景 b 为使用传统边界分析方法得出的场景,即分别在高出力低需求场景和低出力高需求场景下,通过常规 $N-1$ 故障枚举计算得出的安全边界场景。

经求解,得到柔性需求场景 1—场景 5 及安全边界场景 a 和场景 b 下新能源场站出力及变电站负荷水平,如图 5 所示。场景 1—场景 5 及 2 个边界场景的 $N-1$ 故障线路均为 T5—T10。各场景的安全性指数如表 2 及表 3 所示。

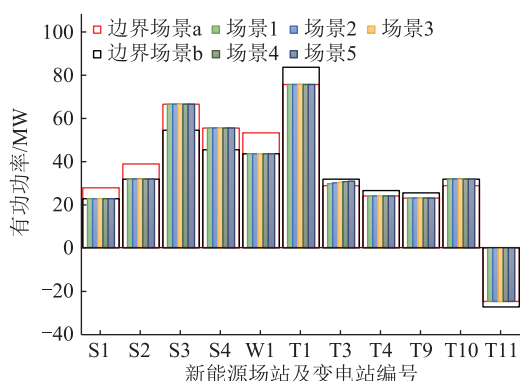


图 5 柔性需求场景集及边界场景示意

Fig.5 Flexibility requirement scenario set and boundary scene schematic diagram

表 2 各柔性需求场景的安全性指数

Table 2 Security indexes of each flexibility demand scenario

安全性指数	场景 1	场景 2	场景 3	场景 4	场景 5
ζ_k	-1.384	-1.383	-1.382	-1.381	-1.380
ζ_k^b	-0.310	-0.310	-0.310	-0.310	-0.310
ζ_k^s	0.514	0.514	0.514	0.514	0.514

表 3 安全边界场景的安全性指数

Table 3 Security indexes of traditional boundary scenarios

安全性指数	边界场景 a	边界场景 b
ζ_k	-1.292	-1.084
ζ_k^b	-0.310	-0.073
ζ_k^s	0.467	0.544

从表 2 及表 3 可知,场景 1 与边界场景 a 分别为柔性需求场景和安全边界场景中的最危险场景,场景 1 的安全性指数为 -1.384,而边界场景 a 为

-1.292。各柔性需求场景及安全边界场景的风险来源高度相似,均来自 T11 主变的过载风险以及 T5—T10 线路故障后 T10 变电站脱网后的失负荷风险,但从安全性指数计算结果可以看出,柔性需求场景下的过载及失负荷风险更大。

此外,在 0 至 20 区间内以 1 为步长改变惩罚权重 η 的值,结果表明,当 $\eta \geq 4$ 时,其取值只影响安全性指数集中 ζ_k 的数值,而不会影响双层优化模型中各变量的收敛结果。

总体而言,相较于传统边界分析方法,柔性分析方法找出的场景安全性指数更低,得到的风险场景集更加丰富。此外,柔性分析方法可以在优化过程中考虑 $N-1$ 故障,不需要额外进行 $N-1$ 校验就可以快速确定系统综合最危险的场景,这是柔性分析方法相较于传统边界分析方法的一个显著优势。

4.3.2 柔性资源调度策略

应用柔性分析方法求解该系统,得到各场景的柔性资源调度方案,如表 4 所示。

表 4 柔性资源调度方案

Table 4 Flexible resource dispatch schemes MW

场景	H1 出力	H2 出力	H3 出力	负荷控制总量	新能源控制总量	线路控制策略
1	0	6.312	0	0.066	15.758	不控制
2	0	9.886	0	-0.001	34.124	不控制
3	0.818	12.000	0.001	-0.001	21.296	不控制
4	0.028	0.026	0.003	-0.002	27.143	不控制
5	6.473	8.454	19.277	-0.026	8.195	不控制

经柔性资源调度后的系统安全性指数及运行调度成本如表 5 所示。

表 5 系统安全性指数及运行调度成本

Table 5 System security indexes and operation scheduling costs

场景	运行成本/万元	资源调度成本/万元	总经济成本/万元	安全性指数		
				ζ_k	ζ_k^b	ζ_k^s
1	157.50	3.509	161.01	-1.072	0.002	0.599
2	157.50	5.405	162.91	-1.070	0.002	0.598
3	157.50	4.710	162.21	-0.932	0.134	0.597
4	157.50	2.754	160.25	-0.965	0.105	0.573
5	157.50	7.931	165.43	-1.070	0	0.521

从表 5 可以看出,所有场景经柔性资源调度后运行成本均为 157.50 万元,该运行成本全部来自于用户站 T10 的失负荷,系统没有潮流越限发生。失负荷的原因是用户站 T10 仅通过单回线路 T5—T10 与主网相连,且没有其他的负荷转供通道;在此 $N-1$ 故障场景下用户站 T10 失负荷是无法避免的,因

此,在调度策略中没有对线路进行控制,但对其他柔性资源进行了调控,确保主网的潮流安全性。以场景1为例,运用柔性方法得到的调度策略主要是通过削减新能源出力 and 调用水电站 H2 的方式改善系统的潮流安全性。该调度策略花费3.509万元的柔性资源调度成本,将系统的安全性指数 ζ_1 从 -1.384改善到了-1.072,其中线路安全性指数 ζ_1^B 从 -0.310 改善到了 0.002,变压器安全性指数 ζ_1^S 从 0.514改善到了 0.599,系统的潮流安全性得到明显改善。

总体而言,对于使用柔性评价模型得到的每个风险场景,同时能够得到应对风险的最优柔性资源调度策略和应对方案。将场景搜索与方案搜寻在一个优化算法中完成,保持了整个求解过程的连贯性,这是柔性分析方法的另一个显著优势。此外,由于在目标函数中加入了成本约束,系统的柔性资源调度策略在最大程度上考虑了方案的经济性,在满足系统安全可靠的前提下能尽可能地减少柔性资源的调控成本。

4.3.3 系统柔性指标及评价

根据运行模拟结果及指标计算公式可以计算得到,该算例系统的柔性需求指数 D 为 $\{1.384, 0.310, -0.467, 0.107\}$,表明系统综合柔性需求指数为 1.384,线路存在越限 31.0% 的风险,变压器不存在越限风险,且至少具有 46.7% 的相对裕度,系统存在丢失 10.7% 的负荷的风险;柔性裕度指数 S 为 $\{-1.072, 0, 0.521, -0.107\}$,表明系统的综合柔性裕度指数为 -1.072,系统通过调用柔性资源满足柔性需求后,线路潮流不会越限,但已经没有裕度,变压器则至少具有 52.1% 的相对裕度,系统仍存在丢失 10.7% 的负荷的风险。

系统的柔性资源利用率 λ 为:

$$\lambda = \{\lambda_{sto}, \lambda_{cl,-}, \lambda_{cl,+}, \lambda_{cvg}\} = \{53.44\%, 0.44\%, 0.15\%, 31.31\%\} \quad (14)$$

式中: λ_{sto} 、 λ_{cvg} 分别为储能资源及新能源可控资源的利用率; $\lambda_{cl,-}$ 、 $\lambda_{cl,+}$ 分别为可控负荷向下和向上可调资源的利用率。

可以看出,该算例系统对于储能和新能源控制的利用率较高,分别达到了 53.44% 和 31.31%;而可控负荷向上/向下调节资源的利用率均接近于 0,几乎不对可控负荷资源进行调用。出现这种情况的原因是,各类可控资源的成本参数很大程度上影响了柔性资源的调用顺序,从而影响了各类柔性资源的利用率,而文中对于负荷控制的成本设置较高,故其在柔性资源调度时的优先级远低于其他柔性

资源,只有在其他柔性资源用尽时,才会对其进行大规模调用。

值得指出的是,文中仅提出了柔性指标的定义和计算方法,未能对指标数值的优劣进行准确合理地评价,指标的评判标准和合理区间分析将是后续工作的研究重点。

5 结论

文中同时考虑系统的柔性需求和柔性资源,提出适用于地区电网配电系统的 3 种柔性指标,即柔性需求指数、柔性裕度指数、柔性资源利用率;提出一种基于双层优化模型的多风险场景柔性评价方法,通过求解优化模型,可以寻找出系统的高风险场景集并给出调度方案,且场景集的构建不依赖于不确定性因素的概率模型;建立考虑调度措施经济性的多风险场景地区电网柔性评价的数学模型;提出一种基于 PSO 算法的模型求解方法。

在算例分析中,分别使用传统的边界场景分析方法和文中所提柔性评价模型对算例系统进行仿真模拟和结果对比,验证了文中所提方法的可行性和优越性。结果表明,相较于传统的边界场景风险分析方法,使用文中所提方法可以得到更加危险、更加丰富的风险场景;同时,对于每个风险场景,能够考虑调度措施的经济性,给出合理的应对风险的最佳柔性资源调度方法和应对方案。

需要指出的是,文中工作仅考虑了设备重过载风险的评价指标和应对重过载风险的有功柔性资源调度模型。大量风电、光伏接入地区电网带来的另一个运行风险是新能源功率频繁、大幅度的波动带来的电压波动和电压越限风险。电压波动风险的应对主要依靠优化调控无功-电压灵活控制资源,这是后续研究的重要关注点之一。

致 谢

本文得到南方电网科学研究院有限责任公司科技项目(SEPRI-K23B014)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 鲁宗相,李海波,乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战[J]. 电力系统自动化,2016,40(13):147-158. LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Power system flexibility planning and challenges considering high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(13):147-158.
- [2] 杜维柱,白恺,李海波,等. 兼顾保供电/消纳的源荷储灵活性资源优化规划[J]. 电力建设,2023,44(9):13-23. DU Weizhu, BAI Kai, LI Haibo, et al. Source-load-storage flexible resource optimization planning that takes into account power

- supply and accommodation [J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(9): 13-23.
- [3] 孙伟卿,王承民,张焰,等. 采用柔性化方法表示刚性约束的电力系统优化模型[J]. *电网技术*, 2012, 36(3): 120-126.
SUN Weiqing, WANG Chengmin, ZHANG Yan, et al. A power system optimization model adopting flexible expression of rigid constraints [J]. *Power System Technology*, 2012, 36(3): 120-126.
- [4] 刘阳,曹毅,赵欣. 适用于多直流馈入电网的频率弹性评估方法[J]. *电力工程技术*, 2021, 40(4): 195-199.
LIU Yang, CAO Yi, ZHAO Xin. Frequency resilience evaluation for multi-HVDC feed-in power grid [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2021, 40(4): 195-199.
- [5] HOLTINEN H, TUOHY A, MILLIGAN M, et al. The flexibility workout: managing variable resources and assessing the need for power system modification [J]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2013, 11(6): 53-62.
- [6] 张海春,陈望达,沈浚,等. 计及灵活性资源的配电网韧性研究评述[J]. *电力建设*, 2023, 44(12): 66-84.
ZHANG Haichun, CHEN Wangda, SHEN Jun, et al. Review of power distribution network resilience studies considering flexibility resources [J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(12): 66-84.
- [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] ZHAO J Y, ZHENG T X, LITVINOV E. A unified framework for defining and measuring flexibility in power system [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(1): 339-347.
- [9] 肖定垚,王承民,曾平良,等. 电力系统灵活性及其评价综述[J]. *电网技术*, 2014, 38(6): 1569-1576.
XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. A survey on power system flexibility and its evaluations [J]. *Power System Technology*, 2014, 38(6): 1569-1576.
- [10] 辛昊,蔡佳铭,王承民,等. 考虑不确定性和主动性的配电网柔性协调评估[J]. *电力系统自动化*, 2019, 43(11): 43-50, 180.
XIN Hao, CAI Jiaming, WANG Chengmin, et al. Flexibility coordination assessment of distribution network considering uncertainty and initiative [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2019, 43(11): 43-50, 180.
- [11] 徐加银,汪涛,王加庆,等. 考虑微电网灵活性资源属性的配电网规划方法[J]. *电力建设*, 2022, 43(6): 84-92.
XU Jiayin, WANG Tao, WANG Jiaqing, et al. Distribution network planning method considering flexibility resource attribute of microgrids [J]. *Electric Power Construction*, 2022, 43(6): 84-92.
- [12] 孙伟卿. 智能电网规划与运行控制的柔性评价及分析方法[D]. 上海:上海交通大学, 2013.
- SUN Weiqing. Flexible evaluation and analysis method of smart grid planning and operation control [D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2013.
- [13] 蔡佳铭. 配电网规划与运行的柔性评估及分析方法[D]. 上海:上海交通大学, 2019.
CAI Jiaming. Flexible evaluation and analysis method of distribution network planning and operation [D]. Shanghai: Shanghai Jiao Tong University, 2019.
- [14] 蔡佳铭,张涛,王承民,等. 计及源荷不确定性的主动配电网网架扩展柔性规划[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(10): 109-115.
CAI Jiaming, ZHANG Tao, WANG Chengmin, et al. Flexible planning of active distribution network expansion considering source and load uncertainty [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(10): 109-115.
- [15] ULBIG A, ANDERSSON G. On operational flexibility in power systems [C] // 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. San Diego, CA, USA. IEEE, 2012: 1-8.
- [16] LANNOYE E, FLYNN D, O'MALLEY M. Evaluation of power system flexibility [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2012, 27(2): 922-931.
- [17] 谢一,李姚旺,刘昱良,等. 减碳型用户侧储能模式初探: 运行模型和效益分析[J/OL]. *中国电机工程学报*: 1-13 [2023-11-28]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.23150>.
XIE Yi, LI Yaowang, LIU Yuliang, et al. Preliminary study on carbon-reducing user-side cloud energy storage mode: operation model and benefit analysis [J/OL]. *Proceedings of the CSEE*: 1-13 [2023-11-28]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.23150>.
- [18] 闫群民,穆佳豪,马永翔,等. 分布式储能应用模式及优化配置综述[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(2): 67-74.
YAN Qunmin, MU Jiahao, MA Yongxiang, et al. Review of distributed energy storage application mode and optimal configuration [J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(2): 67-74.
- [19] 王义,靳梓康,王要强,等. 考虑电动汽车共享储能特性的园区综合能源系统低碳运行[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(5): 21-29.
WANG Yi, JIN Zikang, WANG Yaoqiang, et al. Low-carbon operation of park integrated energy system considering shared energy storage characteristics of electric vehicles [J]. *Power System Automation*, 2024, 48(5): 21-29.
- [20] 李翠萍,闫佳琪,孙大朋,等. 配电网中储能参与多场景的多维经济性评估[J]. *全球能源互联网*, 2022, 5(5): 471-479.
LI Cuiping, YAN Jiaqi, SUN Dapeng, et al. Multi-dimensional economic evaluation of energy storage participating in multi-scenarios in distribution network [J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2022, 5(5): 471-479.
- [21] 周步祥,黄伟,臧天磊. 计及共享储能与柔性负荷的微电网鲁棒优化调度[J]. *电力科学与技术学报*, 2023, 38(2):

- 48-57.
- ZHOU Buxiang, HUANG Wei, ZANG Tianlei. Robust optimal scheduling of microgrid considering shared energy storage and flexible load[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2023, 38(2):48-57.
- [22] 姚建国, 杨胜春, 王珂, 等. 智能电网“源—网—荷”互动运行控制概念及研究框架[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(21):1-6, 12.
- YAO Jianguo, YANG Shengchun, WANG Ke, et al. Concept and research framework of smart grid “source-grid-load” interactive operation and control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(21):1-6, 12.
- [23] 朱永强, 贾利虎, 蔡冰倩, 等. 交直流混合微电网拓扑与基本控制策略综述[J]. 高电压技术, 2016, 42(9):2756-2767.
- ZHU Yongqiang, JIA Lihu, CAI Bingqian, et al. Overview on topologies and basic control strategies for hybrid AC/DC microgrid[J]. High Voltage Engineering, 2016, 42(9):2756-2767.
- [24] PAIDI E S N R, NECHIFOR A, ALBU M M, et al. Development and validation of a new oscillatory component load model for real-time estimation of dynamic load model parameters[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(2):618-629.
- [25] 詹红霞, 肖竣文, 邓小勇, 等. 计及柔性负荷的高比例风光渗透下配电网孤岛划分策略[J]. 电力工程技术, 2022, 41(4):108-116.
- ZHAN Hongxia, XIAO Junwen, DENG Xiaoyong, et al. Islanding strategy for distribution network with high proportion of wind/photovoltaic penetration considering flexible load[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(4):108-116.
- [26] 黄昊, 倪秋龙, 李震, 等. 考虑柔性负荷无功调节能力的配电网日前两阶段无功随机优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(16):23-33.
- HUANG Hao, NI Qiulong, LI Zhen, et al. Day-ahead two-stage stochastic reactive power scheduling optimization for a distribution network considering the reactive power regulation capability of flexible loads[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(16):23-33.
- [27] 颜湘武, 王庆澳, 卢俊达, 等. 计及电动汽车和柔性负荷的微电网能量调度[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(17):69-79.
- YAN Xiangwu, WANG Qing'ao, LU Junda, et al. Microgrid energy scheduling with electric vehicles and flexible loads[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(17):69-79.
- [28] 齐晓琳. 考虑新能源消纳的柔性负荷需求响应策略及优化调度[D]. 北京:华北电力大学, 2017.
- QI Xiaolin. Flexible load demand response strategy and optimal dispatch considering new energy consumption[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [29] 张俊潇, 高崇, 李京平, 等. 考虑低碳和柔性负荷的有源配电网混合整数二阶锥规划[J]. 电力建设, 2022, 43(12):66-73.
- ZHANG Junxiao, GAO Chong, LI Jingping, et al. Mixed-integer second-order cone programming for active distribution networks considering low-carbon and flexible loads[J]. Electric Power Construction, 2022, 43(12):66-73.
- [30] 谈竹奎, 刘斌, 王扬, 等. 基于多智能体协调的柔性温控负荷分布式分层控制策略[J]. 南方电网技术, 2023, 17(7):45-54.
- TAN Zhukui, LIU Bin, WANG Yang, et al. Distributed hierarchical control strategy of flexible thermostatically controlled loads based on multi-agent coordination[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(7):45-54.
- [31] 高亚静, 朱静, 程华新, 等. 计及不确定性因素基于多场景的主动配电系统短期供电能力评估[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(22):6076-6085.
- GAO Yajing, ZHU Jing, CHENG Huaxin, et al. Evaluation on the short-term power supply capacity of active distribution system based on multiple scenarios considering uncertainties[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(22):6076-6085.
- [32] 高亚静, 李瑞环, 梁海峰, 等. 考虑间歇性电源与负荷不确定性情况下基于多场景技术的主动配电系统两步优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(7):1657-1665.
- GAO Yajing, LI Ruihuan, LIANG Haifeng, et al. Two step optimal dispatch based on multiple scenarios technique considering uncertainties of intermittent distributed generations and loads in the active distribution system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(7):1657-1665.
- [33] 袁越, 吴博文, 李振杰, 等. 基于多场景概率的含大型风电场的输电网柔性规划[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(10):8-12.
- YUAN Yue, WU Bowen, LI Zhenjie, et al. Flexible planning of transmission system with large wind farm based on multi-scenario probability[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(10):8-12.

作者简介:



周启航

周启航(1999),男,硕士在读,研究方向为电力系统运行分析与控制(E-mail:hang.chou@foxmail.com);

管霖(1970),女,博士,教授,博士生导师,研究方向为人工智能在电力工程中的应用、电力系统运行分析与控制、电力系统规划与可靠性分析;

洗玮宏(2000),男,硕士在读,研究方向为电力系统运行分析与控制。

Multi-risk-scenarios flexibility evaluation model of regional power grid considering economic efficiency of dispatching measures

ZHOU Qihang¹, GUAN Lin¹, XIAN Weihong¹, XUAN Peizheng², CHENG Lanfen², LI Zixi¹

(1. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510641, China;

2. China Southern Power Grid Research Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China)

Abstract: Because of the integration of large amount of new energy sources, the power flow variation and voltage volatility in regional power system increase and it escalates the risk of equipment overload. In face of the uncertainty of new energy power, quick and accurate identification of the overload risk scenarios, and optimal utilization of various flexible resources from the source-grid-load parties to eliminate potential operational risks, are the urgent demands for the secure operation of the regional power grids. The flexibility evaluation indexes for the regional power grid are proposed, i.e. the flexibility demand index, the flexibility margin index and the flexibility resource utilization index, which comprehensively measure the requirements, resource and operation level of a regional power system for flexible operation. Under the target of the flexibility measurement, the mathematical models and computational method considering multiple risk scenarios are proposed, and the operation mode adjustment and the open-loop points scheduling are taken into account as the control measures. Case studies validate the feasibility and superiority of the proposed flexibility evaluation model, in comparison with the traditional boundary scenario analysis. The test results indicate that the proposed indicators, models, and algorithm can reflect the requirements and capabilities of regional power grids for operational flexibility with consideration of rich risk scenarios. The obtained dispatch solutions take into account both the economic and comprehensive aspects of various flexibility dispatch measures.

Keywords: distributed new energy; regional power grids; operation and dispatch; risk analysis; multi-risk-scenarios; flexibility evaluation

(编辑 方晶)

(上接第 20 页)

Power reserve control of photovoltaic system considering parameter correction in maximum power point estimation

YANG Jun¹, PENG Qiao¹, CAI Yongxiang², WANG Yang²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Electric Power Research Institute of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550007, China)

Abstract: The grid-connected photovoltaic (PV) systems generally operate in the maximum power mode, where they are unable to fully respond to the adjustment requirements of the power grid. Therefore, research on power reserve control (PRC) for PV systems is needed. The maximum power point estimation (MPPE)-based PRC applies the equivalent model of a PV module to realize power reserve in the PV system, where the MPPE is conducted based on curve fitting. However, with the aging of PV modules, the error in MPPE increases, potentially impacting the stability and security of the system. A PRC method for PV systems that considers the correction of model parameters in MPPE as PV modules age is proposed in this paper. Firstly, a correction method for model parameters in MPPE is proposed based on the sparrow search algorithm. Then, considering the aging characteristics of PV modules and the evolution trend of MPPE error, an improved assessment criterion for the correction of MPPE model and the tuning principle of correction periods are proposed and finally applied to the MPPE-PRC method. Simulation results show that the proposed method can automatically correct the model parameters in MPPE as PV modules age. It can significantly improve the MPPE accuracy and enhance the reliability of PRC in practical applications.

Keywords: photovoltaic (PV) system; power reserve control (PRC); photovoltaic single-diode model; maximum power point estimation (MPPE); model parameter correction; sparrow search algorithm

(编辑 方晶)