

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.05.019

# 嵌入轻量梯度提升机评估模型的暂态稳定预防-紧急协调控制

高书宇<sup>1</sup>, 刘友波<sup>1</sup>, 刘挺坚<sup>1</sup>, 沈力<sup>2</sup>, 文一字<sup>2</sup>, 邱高<sup>1</sup>

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 国家电网有限公司西南分部, 四川 成都 610041)

**摘要:**为了综合发挥运行方式控制和稳控切机控制对电网暂态稳定性的提升作用,提出一种嵌入轻量梯度提升机(light gradient boosting machine, LightGBM)评估模型的电力系统暂态稳定预防-紧急协调控制决策方法。为快速评估控制措施对稳定裕度的影响,首先利用混合控制样本生成方法和 LightGBM 算法构建预防-紧急控制对稳定裕度的评估模型,考虑到不合理的切机、切负荷控制可能破坏系统稳定性,利用 LightGBM 评估模型的数值灵敏度来辨识有效的控制地点、缩减决策空间。进一步将 LightGBM 模型嵌入暂态稳定双层优化控制模型、替代暂态稳定时域仿真校核,结合改进的非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm-II, NSGA-II)实现协调控制策略的快速求解。通过 IEEE 39 节点测试算例,验证了所提方法能够实现不同严重程度故障在发生前后的预防控制和紧急控制之间的协调配合,既提高了电网安全稳定性,又减小了优化调度成本。

**关键词:**暂态稳定;预防-紧急协调控制;数据驱动;轻量梯度提升机(LightGBM);评估模型;非支配排序遗传算法(NSGA-II)

中图分类号:TM712

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2023)05-0167-10

## 0 引言

随着电网互联互通规模的显著增长,电网的结构日益复杂,电力系统运行的暂态稳定区域被不断压缩,单独的预防控制与不同故障的暂态稳定控制策略的矛盾逐渐增大。因此,协调配合暂态稳定的预防与紧急控制对保证电网稳定运行有着重要意义<sup>[1-5]</sup>。

预防控制是在电网发生故障前,通过改变系统运行方式,保证故障后系统的稳定运行<sup>[6]</sup>,其控制措施为求解含暂态稳定约束的最优潮流模型<sup>[7-8]</sup>,其暂态稳定约束的建模方法主要包含了以数值离散差分法、能量函数法和轨迹灵敏度法<sup>[9-10]</sup>等为主的物理建模方法和以神经网络、决策树和深度学习<sup>[11-13]</sup>等为主的数据驱动建模方法。当预防控制措施无法同时满足多种故障的控制要求或出现经济性太差等问题时,紧急控制在故障发生后通过切机、切负荷等措施,来保证系统的暂态稳定性。除依靠人工经验外,已有研究通过利用控制变量的灵敏度分析方法建立暂态稳定状态,以得到紧急控制措施<sup>[14-16]</sup>。

预防控制通过转移系统运行点保证系统暂态稳定,紧急控制通过扩大暂态稳定域保证系统暂态稳定,二者本质上具有互补性<sup>[1]</sup>,预防控制与紧急控制的协调能有效避免单独预防控制或紧急控制

可能造成的控制代价过高或者不可行的情况<sup>[17-18]</sup>。目前针对协调控制的研究中,文献[19]以动态安全域为基础,将预防控制的系统运行可行点搜索和紧急控制策略搜索相结合,进行协调优化控制。文献[20]用双层优化模型描述预防控制与紧急控制的协调问题,再利用黄金分割法和线性规划法进行求解。

预防-紧急协调控制属于混合型(连续型和离散型)的高维非线性优化问题,特别是对于多故障集,上述研究需要计算大量的时域方程,难以满足在线要求。数据驱动的方法可以通过分析电网运行信息判断当前运行状态<sup>[21-23]</sup>,从而快速得到控制策略。目前,数据驱动的方法已分别在单独预防控制和单独紧急控制中进行尝试应用<sup>[24]</sup>,而将其用于二者协调配合的研究较少。

因此,文中提出了一种嵌入轻量梯度提升机(light gradient boosting machine, LightGBM)评估模型的暂态稳定预防-紧急协调控制方法。首先,给出协调控制的数学模型。针对该模型的数值求解方法需要重复进行时域仿真分析、难以满足在线决策需求的不足,提出基于 LightGBM 的暂态稳定评估模型,实现给定稳定控制措施下故障临界切除时间的快速估计;其次,由于评估模型难以提供梯度信息,因此采用不依赖梯度信息的非支配排序遗传算法(non-dominated sorting genetic algorithm-II, NSGA-II)求解协调控制模型;此外,考虑到寻优过程中不

收稿日期:2023-03-16;修回日期:2023-05-23

基金项目:四川省科技计划资助项目(2021LDTD0016)

合理的紧急控制措施会破坏系统的稳定性,导致寻优过程产生大量无效解,提出基于评估模型的切机、切负荷灵敏度估算方法,并对 NSGA-II 的寻优过程进行改进;最后在 IEEE 39 节点系统中进行算例测试,验证所提方法的有效性。

### 1 暂态稳定预防-紧急协调控制模型

图 1 为电网暂态稳定预防-紧急协调控制的示意图,  $t_0$  为预防控制生效的时间;  $t_1$  为故障发生前的一般时间;  $t_2$  为紧急控制生效的时间。当电网初始运行方式存在暂态失稳风险时,通过机组出力调整等预防控制措施提高系统稳定性。而对于部分失稳严重程度较高的预想故障,进行预防控制后并不能保证系统稳定性或控制代价过高,则须在故障发生后进一步采取相应的紧急切机、切负荷措施来保障故障后系统能恢复稳定运行。

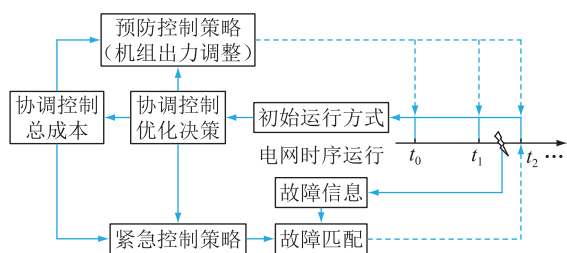


图 1 协调控制示意

Fig.1 Schematic diagram of coordinated control

协调控制优化目标如下:

$$\min C = C^P + \sum_{n=1}^{N_f} p_n C_n^E \quad (1)$$

式中:  $C$  为协调控制的总成本;  $C^P$  为改变发电机出力的预防控制成本;  $N_f$  为故障个数;  $p_n$  为故障  $n$  发生的可能性;  $C_n^E$  为针对故障  $n$  的切机、切负荷紧急控制成本;  $p_n C_n^E$  为故障  $n$  的风险代价成本。

其中,预防控制成本可表示为:

$$C^P = \sum_{i=1}^{N_G} (c_{Gi}^{up} \Delta P_{Gi}^{up} + c_{Gi}^{down} \Delta P_{Gi}^{down}) \quad (2)$$

式中:  $N_G$  为发电机的个数;  $c_{Gi}^{up}$ 、 $c_{Gi}^{down}$  分别为发电机  $i$  有功功率向上、向下调整的成本系数;  $\Delta P_{Gi}^{up}$ 、 $\Delta P_{Gi}^{down}$  分别为发电机  $i$  有功功率的增加量、减少量。

故障  $n$  的紧急控制成本为:

$$C_n^E = \sum_{i=1}^{N_G} c_{Gi}^{shed} \Delta P_{Gn,i}^{shed} + \sum_{j=1}^{N_D} c_{Dj}^{shed} \Delta P_{Dn,j}^{shed} \quad (3)$$

式中:  $N_D$  为负荷的个数;  $c_{Gi}^{shed}$ 、 $c_{Dj}^{shed}$  分别为发电机  $i$  和负荷  $j$  的成本系数;  $\Delta P_{Gn,i}^{shed}$ 、 $\Delta P_{Dn,j}^{shed}$  分别为切除发电机  $i$  和负荷  $j$  的有功功率。

约束条件包括:

(1) 稳态约束。

$$g(u_p, y_0) = 0 \quad (4)$$

$$h(u_p, y_0) \leq 0 \quad (5)$$

$$x_0 = \psi(u_p, y_0) \quad (6)$$

$$u_p^{\min} \leq u_p \leq u_p^{\max} \quad (7)$$

式中:  $x_0$  为稳态下的状态变量,如发电机转子的角度和角速度等;  $y_0$  为稳态下的代数变量,如节点电压的幅值和相角;  $u_p$  为预防控制变量;  $g$  为潮流方程的等式约束;  $h$  为稳态下系统运行约束,包括节点电压、支路负载、发电机无功出力等;  $\psi$  为状态变量初值方程;  $u_p^{\max}$ 、 $u_p^{\min}$  分别为预防控制变量的上、下限。

(2) 暂态约束。

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = f(x, y, u_p) \\ g(x, y, u_p) = 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = f(x, y, u_p, u_{e,n}) \\ g(x, y, u_p, u_{e,n}) = 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$\varphi(x, y) \geq \varepsilon \quad (10)$$

$$u_{e,n}^{\min} \leq u_{e,n} \leq u_{e,n}^{\max} \quad (11)$$

式中:  $x$ 、 $y$  分别为状态变量和代数变量;  $u_{e,n}$  为针对第  $n$  个故障的紧急控制变量;  $u_{e,n}^{\max}$ 、 $u_{e,n}^{\min}$  分别为针对第  $n$  个故障的紧急控制变量上、下限;  $f$  为系统的暂态微分方程;  $\varphi$  为暂态稳定的评估规则;  $\varepsilon$  为暂态稳定评估指标。式(8)、式(9)分别为预防和紧急控制后的暂态过程。

暂态稳定预防-紧急协调控制是复杂暂态稳定约束的混合非线性双层优化问题,其中上层优化模型如下:

$$\begin{cases} \min C = C^P + \sum_{n=1}^{N_f} p_n C_n^E \\ \text{s.t. } \rho > 1 \end{cases} \quad (12)$$

式中:  $\rho$  为协调参数。

下层优化模型包含预防控制和紧急控制 2 个部分,预防控制优化模型如下:

$$\begin{cases} \min C^P \\ \text{s.t. 式(4)一式(8)} \\ \varepsilon_p > \rho \varepsilon_{int} \end{cases} \quad (13)$$

式中:  $\varepsilon_{int}$ 、 $\varepsilon_p$  分别为预防控制前、后系统暂态稳定指标值。

紧急控制优化模型如下:

$$\begin{cases} \min C_n^E \quad n = 1, \dots, N_f \\ \text{s.t. 式(9)一式(11)} \end{cases} \quad (14)$$

该模型可以通过协调控制参数  $\rho$  来改变预防控制的可行域,进而影响紧急控制变量,从而达到协

调 2 种控制措施的目的。然而预防控制与紧急控制的控制时间和控制方式都有较大差异,二者协调优化问题的求解有一定困难,且式(8)一式(11)包含复杂的非线性微分代数方程,计算复杂度高,涉及多故障集时计算难度会进一步提高。因此通过 LightGBM 算法构建稳控措施映射暂态稳定裕度的模型替代复杂的暂态稳定计算,并通过改进的 NSGA-II 求解协调控制的双层优化问题。

## 2 暂态稳定的 LightGBM 评估模型

利用智能算法实现暂态稳定的快速计算是求解协调控制问题的重要步骤之一,且混合型的双层优化问题包含变量较为复杂,因此提出新的样本生成方法和基于 LightGBM 算法的暂态稳定评估模型。

### 2.1 LightGBM 的算法原理

LightGBM 算法是一种对梯度提升决策树 (gradient boosting decision tree, GBDT) 的改进算法<sup>[25]</sup>。GBDT 是对很多分类回归树 (classification and regression trees, CART) 求和,在迭代训练模型的过程中,后一颗树模型用于拟合之前模型预测结果与目标结果的残差,并与之前的模型相加,直至满足终止条件,最终结果即为所有模型之和。因此,GBDT 可以表示为:

$$f_M(x) = \sum_{m=1}^M H(x; \theta_m) \quad (15)$$

式中:  $H(x; \theta_m)$  为第  $m$  个树模型;  $\theta_m$  为第  $m$  个树的参数;  $M$  为树的个数。

以平方损失作为损失函数:

$$L(y_k, f_m(x_k)) = \frac{1}{2} (y_k - f_m(x_k))^2 \quad (16)$$

式中:  $y_k, f_m(x_k)$  分别为第  $k$  个样本的实际值和预测值。

用新的 CART 模型  $H(x; \theta_m)$  拟合自变量  $x_k$  与残差  $r_{mk}$ , 其中残差可用损失函数的负梯度计算:

$$r_{mk} = - \frac{\partial L(y_k, f_{m-1}(x_k))}{\partial f_{m-1}(x_k)} \quad (17)$$

更新模型所得最优参数  $\hat{\theta}_m$  为:

$$\hat{\theta}_m = \operatorname{argmin} \sum_{k=1}^M L(y_k, f_{m-1}(x) + H(x; \theta_m)) \quad (18)$$

则第  $m$  步的模型可以表示为:

$$f_m(x) = f_{m-1}(x) + H(x; \hat{\theta}_m) \quad (19)$$

通过多次迭代便可以得到最终的 GBDT 模型。

LightGBM 相对于 GBDT 加入了 2 种算法进行改进,分别为直方图算法和叶子生长 (Leaf-wise) 策

略算法。

LightGBM 寻找最优分割点没有使用将特征值预排序的方法,而是将连续浮点特征值离散化,以此构造相同宽度的直方图,不仅可以使计算复杂度大大降低,较粗略的分割点还可以提高模型的泛化能力,如图 2 所示。

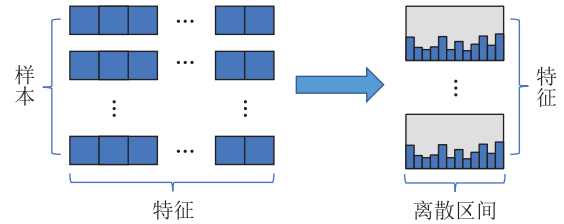


图 2 直方图算法示意

Fig.2 Schematic diagram of histogram algorithm

Leaf-wise 策略指当树分裂时,不分裂同一层的所有叶子,而是分裂最大增益的叶子,同时,增加树的最大深度限制,降低模型的复杂度,防止出现过拟合,如图 3 所示。

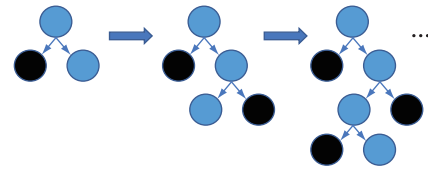


图 3 Leaf-wise 生长策略

Fig.3 Leaf-wise growth strategy

直方图算法和 Leaf-wise 策略主要是改进针对 GBDT 算法的工程实践性不足,使 LightGBM 算法在处理数据时有更好的精度、更快的训练速度。含多故障的预防-紧急协调控制问题需要训练多个暂态稳定评估模型,因此 LightGBM 算法在处理该问题时具有明显的优势。

### 2.2 暂态稳定裕度量化指标

临界切除时间 (critical clearing time, CCT) 由于变化趋势更加明确,相比暂态稳定系数 (transient stability index, TSI) 等功角差指标,是一种更可靠的量化指标,有利于之后控制优化模型的求解,因此文中选取 CCT 作为暂态稳定评估指标<sup>[26]</sup>。

### 2.3 暂态稳定评估模型的离线构建

不同于现有文献中单独考虑预防控制或紧急控制,文中协调控制的决策变量包含预防控制的机组出力和紧急控制的切机、切负荷量。文中所提出的基于 LightGBM 暂态稳定评估模型是统一的评估模型,其训练样本构造如表 1 所示。

表 1 中,  $P_C, P_D, Q_D$  分别为发电机有功出力、有功负荷和无功负荷向量;  $P_C^{\text{shed}}, P_D^{\text{shed}}$  分别为切机、切



表 1 LightGBM 模型训练样本构造

Table 1 Formation of training samples for LightGBM

输入特征	目标属性
预防控制措施: $P_G, P_D, Q_D$ 紧急控制措施: $P_G^{shed}, P_D^{shed}$ 第 $n$ 个故障的 CCT: $T_n$	$T_n$

负荷控制措施向量;  $T_n$  为对应控制措施下第  $n$  个故障的 CCT。

该模型的功能主要有 3 个:判断系统当前运行状态的稳定性;对预防-紧急协调控制策略的暂态稳定性进行快速评估;进行切机、切负荷快速灵敏度分析。因此不能简单地将预防控制与紧急控制策略混合作为训练样本,而需通过以下步骤进行处理。

(1) 步骤一。基于负荷预测得到日负荷曲线,收集日内各时段的开机计划以及相应的机组出力情况。考虑负荷需求的不确定性,可按历史数据的波动情况对电网各节点负荷进行整体波动,在负荷波动的基础上先对发电机有功出力进行整体调整,在一定范围内采用拉丁超立方抽样(Latin hypercube sampling, LHS)对其单独进行抽样<sup>[27]</sup>,从而得到电网运行方式样本。针对运行方式数据样本,通过时域仿真分析计算各预想故障的 CCT。

(2) 步骤二。针对步骤一中存在失稳风险的运行方式样本,在切机、切负荷的决策空间中仍按 LSH 随机生成离散型的紧急控制策略组,同样通过时域仿真分析计算预想故障的 CCT。

将步骤一中生成的样本切机与切负荷相应输入特征全部置 0,组成未考虑紧急控制策略的样本,可使模型在输入仅包含机组有功出力和负荷量时评估当前的暂态稳定性;步骤二中所生成的样本可使得模型在后续寻优过程中进行灵敏度分析和评估预防-紧急协调控制策略的暂态稳定性。样本生成方法如图 4 所示。

用该方法生成的样本来训练 LightGBM 模型,可以满足上述暂态稳定评估模型功能。

遍历各预想故障,得到所有预想故障的数据集,同时逐一利用数据集训练构建基于 LightGBM 的暂态稳定评估模型,存入人工智能模型库中以备实时调用。模型构建及调用过程如图 5 所示。

### 3 嵌入评估模型的启发式算法

#### 3.1 基于灵敏度的紧急控制措施预选

给定故障下,系统往往表现为一定的失稳模式,采取不同的切机、切负荷紧急控制策略将对系统稳定性产生不同影响,因此切机、切负荷的控制地点至关重要。而将无效的切机、切负荷控制措施包含

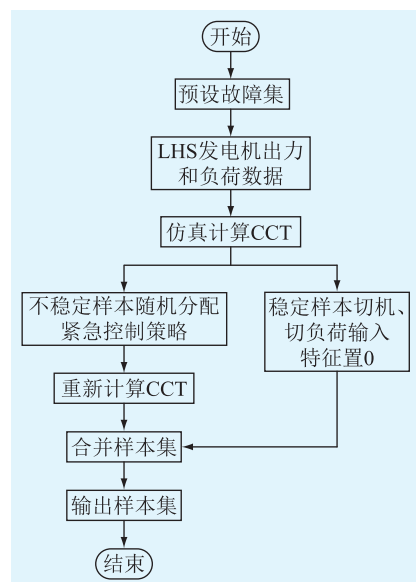


图 4 样本生成方法

Fig.4 Method of sample generation

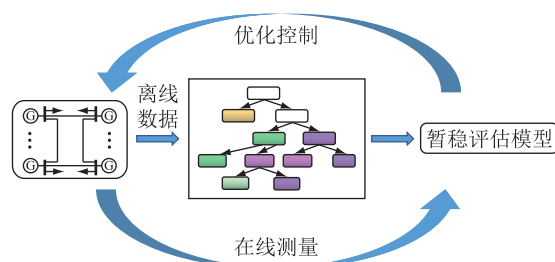


图 5 暂态稳定评估模型构建和调用

Fig.5 Construction and application of transient stability assessment model

在决策空间中只会产生大量无效解,不利于协调控制模型的快速求解。文中采用数值灵敏度计算切机、切负荷控制对故障后系统暂态稳定性的影响:

$$\begin{cases} S_{Gi} = \partial B / \partial P_{Gi} \approx B_{Gi} - B_0 \\ S_{Dj} = \partial B / \partial P_{Dj} \approx B_{Dj} - B_0 \end{cases} \quad (20)$$

式中:  $S_{Gi}$ 、 $S_{Dj}$  分别为切除发电机  $i$  和负荷  $j$  的暂态稳定灵敏度;  $P_{Gi}$ 、 $P_{Dj}$  分别为发电机  $i$  和负荷  $j$  的允许切除量;  $B_0$  为初始的 CCT;  $B_{Gi}$ 、 $B_{Dj}$  分别为以切除发电机  $i$  和负荷  $j$  为紧急控制措施时的 CCT。

通过预先辨识能达到系统暂态稳定性的切除目标,可以缩减紧急控制策略的决策空间,避免无效解,从而提高模型求解效率。

#### 3.2 基于改进 NSGA- II 的协调控制模型求解

通过构建基于 LightGBM 的暂态稳定评估模型,替代式(8)、式(9),实现暂态稳定快速评估。但该模型的外特性呈现“黑盒”特性,造成协调控制优化模型难以利用数值优化算法求解,因此采用不依赖于梯度信息的 NSGA- II。

然而由于用传统的 NSGA- II 直接求解预防-紧

急协调控制双层优化模型搜索解空间过大,难以求解,因此须对算法进行针对性改进。

(1) 通过暂态稳定评估模型快速计算各机组和负荷的切除灵敏度,明确最合理的切除目标。

(2) 以预防控制策略为初始主种群,先对预防控制种群进行暂态稳定评估,稳定个体得以保留,对于不满足控制要求的个体,根据上述进行的灵敏度分析生成紧急控制策略,二者组合生成新的种群,并再次进行暂态稳定评估,然后进行遗传算法操作,其步骤如图 6 所示。

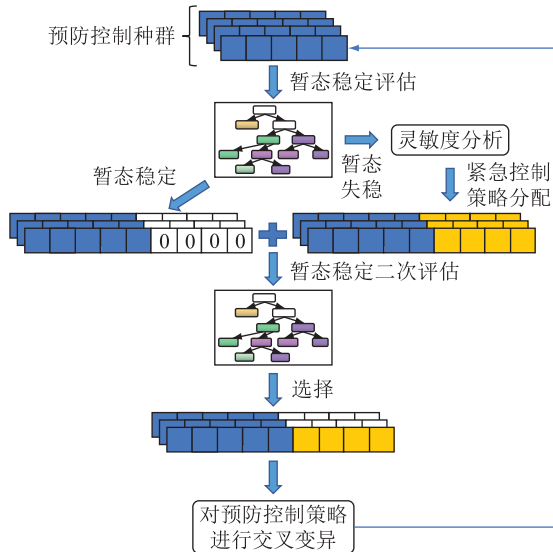


图 6 NSGA-II 的改进步骤

Fig.6 Improvement steps of NSGA-II

设置优化目标为协调控制成本、静态安全约束和暂态稳定约束。在实时运行中,将系统当前的发电机组有功出力、负荷量以及置 0 的切机、切负荷特征作为输入,利用 LightGBM 模型预测系统当前运行方式的 CCT,若 CCT 小于系统故障切除时间,则系统处于不稳定状态,触发协调控制优化。完整流程如图 7 所示。

## 4 算例分析

### 4.1 样本集生成

以 IEEE 39 节点系统为例进行研究,其中发电机采用二阶经典模型,负荷采用恒阻抗模型。采用图 4 所示的方法生成样本,电网整体负荷在 80%~120%电网负荷范围波动,各发电机独立在 90%~110%电网负荷之间变化,构成故障前系统的运行方式。预设故障集如表 2 所示。对各故障对应的样本数据进行时域仿真计算,设定三相短路故障发生时间为 0.1 s,总仿真时间为 5 s,认为当任意 2 台机组功角差大于 360°时系统暂态失稳,采用二分法求解

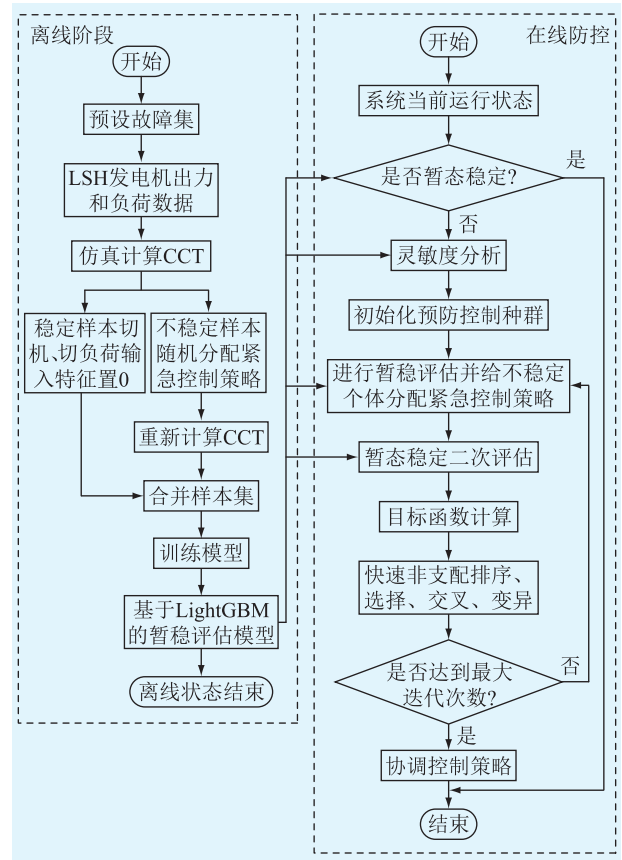


图 7 基于改进 NSGA-II 的协调控制模型求解流程

Fig.7 Solving process for coordinated control model based on improved NSGA-II

样本对应 CCT,误差要求设置为  $10^{-3}$  s。设置系统故障清除时间为 0.2 s。文中发电机和负荷的切除量范围为 0~80%,步长设置为 20%。采用 MATLAB 中的电力系统分析工具箱 (power system analysis toolbox, PSAT),对 CCT 小于 0.2 s 的不稳定样本的紧急控制策略进行时域仿真,设置紧急控制时间为切除故障后的 0.1 s。

表 2 预设故障集

Table 2 List of considered contingencies

故障编号	故障线路	故障概率
1	26—28	$2.0 \times 10^{-2}$
2	26—27	$1.5 \times 10^{-2}$
3	26—25	$2.5 \times 10^{-2}$
4	29—28	$1.0 \times 10^{-2}$

### 4.2 暂态稳定评估模型性能评估

模型所需的训练集和测试集比例设置为 4:1。文中采用 Scikitlearn 提供的 GridSearch<sup>[28]</sup> 对主要参数进行调优,主要参数设置如表 3 所示。同时构建三层卷积神经网络 (convolutional neural network, CNN) 和反向传播神经网络 (back propagation neural network, BPNN) 进行预测对比。其中, CNN 的卷积

层神经元个数分别为 64、32、16, BPNN 的隐含层神经元个数为 64。

表 3 LightGBM 重要参数含义及取值

Table 3 The meaning and value of important parameters of LightGBM

参数设置	含义	取值
num_boost_round	迭代次数	97
max_depth	树的最大深度	28
num_leaves	叶最大个数	95
learning_rate	学习率	0.1
bagging_fraction	迭代时的数据比例	0.8
feature_fraction	随机选择建树的参数比	0.9
min_data_in_leaf	叶子可能具有的最小记录数	4
early_stopping_rounds	提前停止训练的迭代次数	5

使用构造的样本对上述 3 种模型进行训练, 3 种模型不同故障集预测时间的均方根误差 (root mean square error, RMSE) 和训练时间对比如图 8 所示。

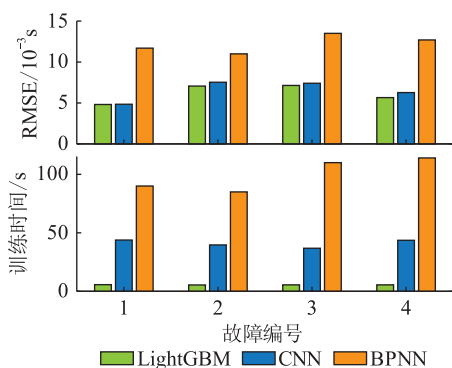


图 8 不同模型预测误差对比和训练时间对比

Fig.8 Comparison of prediction errors and training time for different models

可以看出, LightGBM 的预测误差略低于 CNN, 且明显低于 BPNN, 而对于训练时间来说, LightGBM 的训练时间远远小于其他 2 个模型的训练时间。

### 4.3 暂态稳定预防-紧急协调控制结果分析

将基于 LightGBM 的暂态稳定评估模型应用于 NSGA-II 中, 对不稳定的系统运行状态进行暂态稳定预防-紧急协调控制。式(2)中,  $c_{Gi}^{up}$ 、 $c_{Gi}^{down}$  均设置为 10 元/MW(相对成本系数); 式(3)中,  $c_{Gi}^{shed}$ 、 $c_{Dj}^{shed}$  分别设置为 100 元/MW、1 000 元/MW<sup>[20]</sup>。

对 IEEE 39 节点系统不稳定状态进行协调控制后, 控制前后发电机出力对比如图 9 所示, 各控制成本如表 4 所示, 其中总成本为 1 586.8 元, 各故障下的紧急控制预案及控制成本如表 5 所示。

通过 PSAT 对算例进行时域仿真, 控制前后各故障 CCT 和部分发电机功角曲线变化如图 10—图

12 所示。可以看出, 协调控制系统从暂态不稳定状态回归到暂态稳定状态。

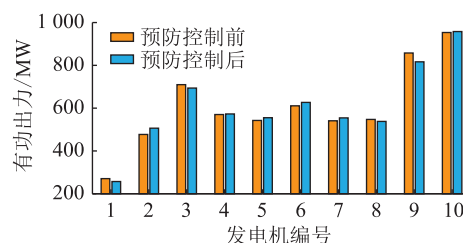


图 9 发电机出力结果

Fig.9 Generator output results

表 4 发电机控制成本

Table 4 Generator control costs

发电机	预防控制前 有功出力/ MW	预防控制后 有功出力/ MW	有功出力 调节差值/ MW	单位控 制成本/ 元	单机控 制成本/ 元
1	271.00	257.26	13.74	10	137.4
2	477.17	506.40	29.23	10	292.3
3	710.10	694.03	-16.07	10	160.7
4	570.29	572.88	2.59	10	25.9
5	542.72	555.52	12.80	10	128.0
6	611.08	626.94	15.86	10	158.6
7	541.12	554.58	13.46	10	134.6
8	547.49	538.26	-9.23	10	92.3
9	857.71	816.61	-41.10	10	411.0
10	953.46	958.06	4.60	10	46.0

表 5 各故障下紧急控制预案及其经济代价

Table 5 Plans of emergency control and cost for each contingency

故障 编号	切除 目标	切机、切 负荷/MW	紧急控制 成本/元	故障 概率	风险代价 成本/元
1	无	0	0	$2.0 \times 10^{-2}$	0
2	无	0	0	$1.5 \times 10^{-2}$	0
3	无	0	0	$2.5 \times 10^{-2}$	0
4	$P_{C9}$	514.63	51 463	$1.0 \times 10^{-2}$	514.63

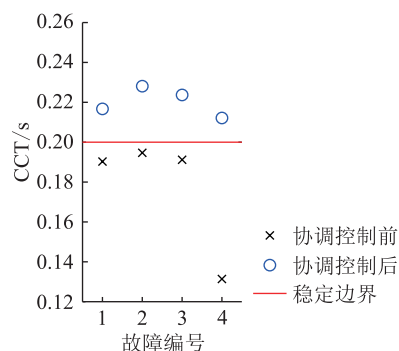


图 10 协调控制前后 CCT 对比

Fig.10 Comparison of CCT before and after coordinated control

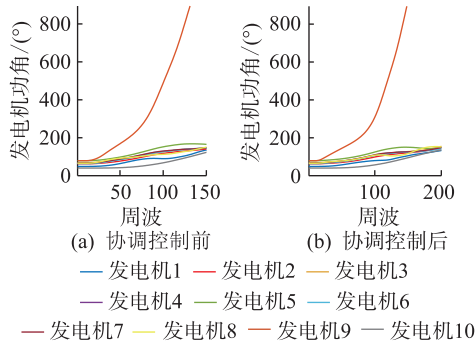


图 11 故障 1 协调控制前后发电机功角对比

Fig.11 Comparison of generators' rotor angle before and after coordinated control of fault 1

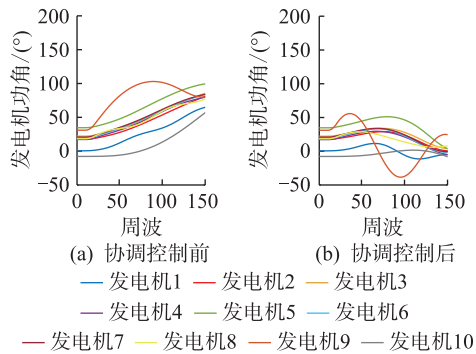


图 12 故障 4 协调控制前后发电机功角对比

Fig.12 Comparison of generators' rotor angle before and after coordinated control of fault 4

4.4 预防、紧急和协调控制效果对比

对于上述故障集也可采用单独的预防控制和单独的紧急控制,不同控制方法效果对比如图 13 所示,不同控制方法的控制成本对比如表 6 所示。

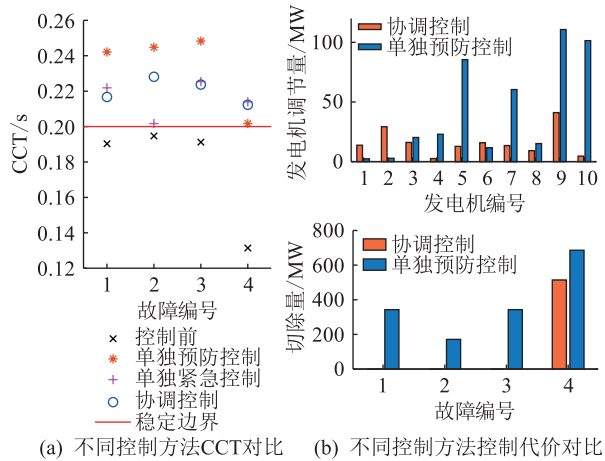


图 13 不同控制方法效果对比

Fig.13 Comparison of the effect of different control methods

从图 13 中可以看出,3 种控制方式均可使得系统保持暂态稳定,但是由于故障 4 的故障程度相较于其他故障更加严重,单独的预防控制是针对全故障集进行控制,因此为保证故障 4 下系统暂态稳定,只

表 6 不同控制方法控制成本对比  
Table 6 Comparison of costs among different control strategies

控制策略	控制成本 (预防控制成本+风险代价成本)/元
单独预防控制	4 336.46 (4 336.46+0)
单独紧急控制	2 487.34 (0+2 487.34)
协调控制	2 101.43 (1 586.8+514.63)

能提高控制成本以寻找所有故障都能保持稳定的运行点。而紧急控制须对每种故障都安排紧急控制预案,因此,协调控制的运行控制成本低于单独预防控制,风险代价成本低于单独紧急控制,切机、切负荷量少于单独紧急控制。

由于预防控制是在故障发生之前生效的,对于故障集中所有故障来说,即使某些故障在当前场景下是稳定的,也可能产生调节成本,同时,提高部分故障的暂态稳定性时,可能会降低其他故障的暂态稳定性,这种矛盾性所带来的影响就是预防控制成本的上升。紧急控制发生在故障发生之后,由于各个故障的紧急控制措施独立而不相互影响,针对性强,而故障发生后所采取的控制方式相对激烈,成本较高。协调控制综合了两者的优势,预防控制可以通过调节发电机出力来减小紧急控制措施的代价,通过故障发生后的紧急控制措施可以弥补预防控制针对某些故障控制程度过重或控制方式矛盾的问题,因此协调控制不仅降低了总控制成本,而且切机、切负荷代价更低。

4.5 与其他方法的对比

将文中方法与轨迹灵敏度方法<sup>[10]</sup>进行对比,对比结果如图 14、表 7 所示。

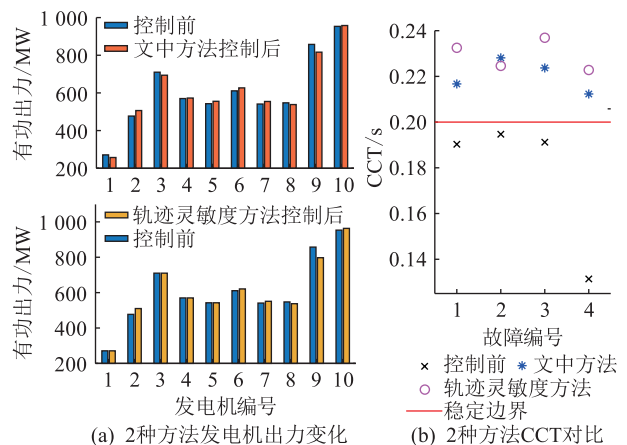


图 14 2 种方法控制结果对比

Fig.14 Comparison of control results from two methods



表 7 2 种方法优化效果对比  
Table 7 Comparison of the optimization from two methods

优化方法	协调控制成本/元	紧急控制策略	求解时间/s
文中方法	2 101.3	$P_{G9}$	23.06
轨迹灵敏度方法	1 909.4	$P_{G9}$	470.65

从图 14、表 7 中可以看出,文中方法与轨迹灵敏度方法均可求得防止暂态失稳的有效控制策略。在控制成本方面,文中方法略高于轨迹灵敏度方法,但模型求解耗时显著低于轨迹灵敏度方法。

## 5 结论

文中提出的电网暂态稳定预防-紧急协调控制方法,利用 LightGBM 算法构建数据知识模型,替代复杂的时域仿真计算,引入改进的 NSGA-II 对含数据知识模型的预防-紧急协调控制模型进行求解,得到面向预想故障的协调控制策略,并通过算例分析,得出以下结论。

(1) LightGBM 算法在预测精度、训练速度优于现有的神经网络模型,当预想故障庞大、构建评估模型较多时,可以满足模型的快速生成和更新。

(2) 构造包含预防控制和紧急控制策略的样本集,使暂态稳定评估模型所拥有的功能与改进的 NSGA-II 相适配,提高了寻优的效率。

(3) 基于 LightGBM 的暂态稳定评估模型和启发式优化算法的结合,能有效避免预防-紧急协调控制问题中复杂的时域仿真计算,实现协调控制策略的快速求取。相较于传统的优化方法,在电网调度运行资源将日益紧缩的情况下,协调控制能够适应趋势,更有效避免单独预防控制难以同时保证经济性与安全性和单独紧急控制切除量过大的问题。

### 参考文献:

[1] 薛禹胜. 暂态稳定预防控制和紧急控制的协调[J]. 电力系统自动化,2002,26(4):1-4,9.  
XUE Yusheng. Coordinations of preventive control and emergency control for transient stability[J]. Automation of Electric Power Systems,2002,26(4):1-4,9.

[2] 甘德强,辛焕海,王建全,等. 暂态稳定预防控制和优化新进展[J]. 电力系统自动化,2004,28(10):1-7.  
GAN Deqiang, XIN Huanhai, WANG Jianquan, et al. Progress in transient stability preventive control and optimization[J]. Automation of Electric Power Systems,2004,28(10):1-7.

[3] 彭鑫,刘俊,刘嘉诚,等. 图像化数据驱动的电力系统暂态稳定性在线评估方法[J]. 智慧电力,2022,50(11):17-24.  
PENG Xin, LIU Jun, LIU Jiacheng, et al. On-line evaluation method of power system transient stability driven by image data [J]. Smart Power,2022,50(11):17-24.

[4] 王龙飞,张建承,王博文,等. 柔性励磁提升受端电网暂态稳

定特性研究[J]. 浙江电力,2022,41(10):72-77.  
WANG Longfei, ZHANG Jiancheng, WANG Bowen, et al. Study on transient stability characteristics of flexible excitation to improve receiving power grid[J]. Zhejiang Electric Power,2022,41(10):72-77.

[5] 康卓然,张谦,陈民权,等. 适用于电力系统暂态稳定分析的网络电压解析算法研究[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(3):32-38.  
KANG Zhuoran, ZHANG Qian, CHEN Minquan, et al. Research on network voltage analysis algorithm suitable for power system transient stability analysis [J]. Power System Protection and Control,2021,49(3):32-38.

[6] 吕晓祥,王建全. 电力系统暂态稳定预防控制算法综述[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(20):144-153.  
LYU Xiaoxiang, WANG Jianquan. A comprehensive review of the preventive control methodology for the improvement of transient stability in power system[J]. Power System Protection and Control,2013,41(20):144-153.

[7] BATCHU S, TEEPARTHI K. A preventive transient stability control strategy through individual machine equal area criterion framework [J]. IEEE Access,2021,9:167776-167794.

[8] PIZANO-MARTINEZ A, FUERTE-ESQUIVEL C R, ZAMORA-CARDENAS E A, et al. Directional derivative-based transient stability-constrained optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2017,32(5):3415-3426.

[9] 夏小琴,徐伟. 考虑调整变化量和变步长的暂态稳定约束最优潮流模型[J]. 电力工程技术,2018,37(6):115-119.  
XIA Xiaoqin, XU Wei. Transient stability constrained optimal power flow model considering power adjustments and variable step size[J]. Electric Power Engineering Technology,2018,37(6):115-119.

[10] CHEN WIELER P L, KUIAVA R, SANTANA SOUZA W F. Transient stability constrained optimal power flow based on trajectory sensitivity for power dispatch of distributed synchronous generators [J]. IEEE Latin America Transactions,2020,18(7):1247-1254.

[11] LIU T J, LIU Y B, LIU J Y, et al. A Bayesian learning based scheme for online dynamic security assessment and preventive control [J]. IEEE Transactions on Power Systems,2020,35(5):4088-4099.

[12] XU Y, DONG Z Y, ZHANG R, et al. A decision tree-based online preventive control strategy for power system transient instability prevention [J]. International Journal of Systems Science,2014,45(2):176-186.

[13] 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 Fang, ZHOU Xiaoxin, SHI Dongyu, 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.

[14] 卢芳,于继来,李彧,等. 基于临界机组对的暂态稳定紧急



- 控制策略[J]. 电网技术,2012,36(10):153-158.
- LU Fang, YU Jilai, LI Yu, et al. Transient stability emergency control based on critical generator pairs [J]. Power System Technology, 2012, 36(10): 153-158.
- [15] 常海军,陈春萌,刘福锁,等. 综合多类型措施的频率紧急协调优化控制研究[J]. 电力工程技术,2020,39(3):36-42.
- CHANG Haijun, CHEN Chunmeng, LIU Fusuo, et al. Coordinated optimization method for frequency safety emergency control strategy with multi-type control measures [J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(3): 36-42.
- [16] 刘铖,张宇驰,蔡国伟,等. 基于网络能量的高比例DFIG并网电力系统暂态稳定紧急控制[J]. 高电压技术,2022,48(8):3109-3118.
- LIU Cheng, ZHANG Yuchi, CAI Guowei, et al. Transient stability emergency control of high proportion DFIG grid-connected power system based on network energy [J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(8): 3109-3118.
- [17] 周子恒,陈磊,吴明燕,等. 考虑风险的电力系统暂态稳定预防与紧急协调控制研究[J]. 三峡大学学报(自然科学版),2019,41(4):72-77.
- ZHOU Ziheng, CHEN Lei, WU Mingyan, et al. Study of coordinative control strategy combining preventive control and emergency control for transient instability problems by considering risk [J]. Journal of China Three Gorges University (Natural Sciences), 2019, 41(4): 72-77.
- [18] 姜盛波,杨军,王建雄,等. 基于预防-紧急协调控制的大电网连锁故障防御策略[J]. 电力自动化设备,2019,39(12):148-154.
- JIANG Shengbo, YANG Jun, WANG Jianxiong, et al. Defense strategy against large power grid cascading failure based on coordinated preventive-emergency control [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(12): 148-154.
- [19] 徐箭,陈允平. 基于动态安全域的电力系统暂态稳定预防控制、紧急控制及其协调[J]. 电力自动化设备,2009,29(8):1-7.
- XU Jian, CHEN Yunping. Coordination between preventive control and emergency control for transient stability of power system based on dynamic security region [J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(8): 1-7.
- [20] 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 Zhen, SONG Xiaozhe, YANG Zhengqing, et al. A coordinated preventive and emergency control considering system transient security [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(34): 6159-6166.
- [21] 周悦,谭本东,李森,等. 基于深度学习的电力系统暂态稳定评估方法[J]. 电力建设,2018,39(2):103-108.
- ZHOU Yue, TAN Bendong, LI Miao, et al. Transient stability assessment of power system based on deep learning technology [J]. Electric Power Construction, 2018, 39(2): 103-108.
- [22] 赵冬梅,谢家康,王闯,等. 基于Bagging集成学习的电力系统暂态稳定在线评估[J]. 电力系统保护与控制,2022,50(8):1-10.
- ZHAO Dongmei, XIE Jiakang, WANG Chuang, et al. On-line transient stability assessment of a power system based on Bagging ensemble learning [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(8): 1-10.
- [23] 温涛,张敏,王怀远. 基于堆叠稀疏降噪自编码器的暂态稳定评估模型[J]. 电力工程技术,2022,41(1):207-212.
- WEN Tao, ZHANG Min, WANG Huaiyuan. Transient stability assessment model based on stacked sparse denoising auto-encoders [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(1): 207-212.
- [24] 王彤,刘九良,朱劭璇,等. 基于随机森林的电力系统暂态稳定评估与紧急控制策略[J]. 电网技术,2020,44(12):4694-4701.
- WANG Tong, LIU Jiuliang, ZHU Shaoxuan, et al. Transient stability assessment and emergency control strategy based on random forest in power system [J]. Power System Technology, 2020, 44(12): 4694-4701.
- [25] 周挺,杨军,周强明,等. 基于改进LightGBM的电力系统暂态稳定评估方法[J]. 电网技术,2019,43(6):1931-1940.
- ZHOU Ting, YANG Jun, ZHOU Qiangming, et al. Power system transient stability assessment method based on modified LightGBM [J]. Power System Technology, 2019, 43(6): 1931-1940.
- [26] 田芳,周孝信,于之虹. 基于灵敏度分析和时域仿真的暂态稳定预防控制优化方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):155-161.
- TIAN Fang, ZHOU Xiaoxin, YU Zhihong. Optimization method of transient stability preventive control based on sensitivity analysis and time domain simulation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 155-161.
- [27] TAGHAVI R, SAMET H, SEIFI A R, et al. Stochastic optimal power flow in hybrid power system using reduced-discrete point estimation method and Latin hypercube sampling [J]. IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, 2022, 45(1): 63-67.
- [28] 余东昌,赵文芳,聂凯,等. 基于LightGBM算法的能见度预测模型[J]. 计算机应用,2021,41(4):1035-1041.
- YU Dongchang, ZHAO Wenfang, NIE Kai, et al. Visibility forecast model based on LightGBM algorithm [J]. Journal of Computer Applications, 2021, 41(4): 1035-1041.

#### 作者简介:



高书宇

高书宇(1999),男,硕士在读,研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail:516585366@qq.com);

刘友波(1983),男,博士,副教授,研究方向为电力系统机器学习算法、主动配电网规划与运行;

刘挺坚(1990),男,博士,助理研究员,研究方向为电力系统安全稳定。

## Transient stability prevention-emergency coordinated control embedded with assessment model of light gradient boosting machine

GAO Shuyu<sup>1</sup>, LIU Youbo<sup>1</sup>, LIU Tingjian<sup>1</sup>, SHEN Li<sup>2</sup>, WEN Yiyu<sup>2</sup>, QIU Gao<sup>1</sup>

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

2. Southwest Branch of State Grid Corporation of China, Chengdu 610041, China)

**Abstract:** To bring the improvement of the transient stability of the power grid by the operation mode control and generator tripping control into full play, a power system transient stability prevention-emergency coordinated control decision-making method embedded in the light gradient boosting machine (LightGBM) assessment model is proposed. In order to quickly evaluate the degree of improvement of the system stability margin by the control measures, firstly, the hybrid control sample generation method and the LightGBM algorithm is used to construct a assessment model of the prevention-emergency control on the system stability margin. Considering that the unreasonable generator tripping and load shedding control may deteriorate the system stability. The numerical sensitivity of the LightGBM surrogate model is used to identify effective control sites and reduce the decision space. The LightGBM model is further embedded in the transient stability two-layer optimal control model, which replaces the transient stability time-domain simulation, combines the improved non-dominated sorting genetic algorithm-II (NSGA-II) to realize the rapid solution of the coordinated control strategy. Through the IEEE 39-node test example, it is verified that the proposed method can realize the coordination and cooperation between the preventive control before the occurrence of faults and the emergency control after the occurrence of faults of different severity, improve the security and stability of the power grid, reduce the cost of optimal dispatching.

**Keywords:** transient stability; prevention-emergency coordinated control; data-driven; light gradient boosting machine (LightGBM); assessment model; non-dominated sorting genetic algorithm-II (NSGA-II)

(编辑 吴昊)

(上接第 127 页)

## A protection scheme of multi-terminal hybrid DC line based on measuring wave impedance phase characteristics

DAI Zhihui<sup>1</sup>, QIU Hongyi<sup>1</sup>, WANG Xingguo<sup>2</sup>, GUO Yarong<sup>2</sup>, YANG Guofeng<sup>3</sup>

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Beijing 100192, China;

3. State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd. UHV Branch, Urumqi 830002, China)

**Abstract:** Line commutated converter-modular multi-level converter (LCC-MMC) parallel multi-terminal hybrid DC transmission system combines the technical advantages of line commutated converter-high voltage direct current (LCC-HVDC) and modular multi-level converter-HVDC (MMC-HVDC). However, due to its inconsistent boundary characteristics, special busbar structures, and different control strategies for converter stations, the existing line protection schemes are difficult to apply directly. Therefore, a protection scheme of multi-terminal hybrid DC line based on measuring wave impedance phase characteristics is proposed. Firstly, the expressions of wave impedance measured at different fault locations are deduced, and it is found that in the high-frequency band, the phase of wave impedance measured at the measurement point is significantly different under the condition of internal and external faults. And the phase characteristics have nothing to do with factors such as fault distance, type and transition resistance. Then, the S-transform is used to extract the impedance phase information of the measured wave, and combined with the high-low frequency energy ratio criterion of the traveling wave to realise the fault identification. Finally, the simulation verification in PSCAD shows that the proposed protection can distinguish the faults of the T-zone bus and the adjacent line end, and has a certain anti-transition resistance (500  $\Omega$ ) and noise immunity (20 dB) while satisfying rapidity. The proposed protection meets the main protection requirements of the multi-terminal hybrid DC system line.

**Keywords:** multi-terminal hybrid direct current; wave impedance phase; transmission line fault; S-transform; protective relaying; T-zone bus

(编辑 陆海霞)