第 50 卷 第 11 期：4812-4826　　高电压技术　　Vol.50, No.11: 4812-4826
2024 年 11 月 30 日　　High Voltage Engineering　　November 30, 2024
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20231237

计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划

张侃君[1]，王　婷[1]，周虎兵[1]，黎恒烜[1]，李　晨[2]，唐爱红[2]
（1. 国网湖北省电力有限公司电力科学研究院，武汉 430077；2. 武汉理工大学自动化学院，武汉 430070）

摘　要：随着高比例可再生能源并网，电源侧的功率波动不断增强，变电站 220 kV 侧检修期间电网运行面临更多的不确定性风险，对检修规划方案的鲁棒性提出更高要求。但目前还没有成熟的方法能够辅助制定适应于多种不确定性因素耦合的输电环境下的变电站 220 kV 侧检修规划方案。为此，首先以输电网规划理论为基础，结合工程实践经验，以经济性成本与检修期间系统的可靠性运行能力为优化目标，综合考虑检修工程约束条件以及电网潮流安全条件，构建了变电站 220 kV 侧检修确定性模型。进一步地，以概率驱动自适应鲁棒优化理论为基础，将可再生能源出力与设备随机故障等不确定性因素嵌入至上述确定性模型中，进而得到了计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划模型，并基于 benders 分解与线性规划理论对模型进行优化，以提高模型的求解效率。通过对改进 IEEE-RTS79 算例及实际工程案例进行检修规划分析，验证了模型的有效性。

关键词：变电站 220 kV 侧检修；输电网规划；不确定性因素；鲁棒优化；benders

Maintenance Planning of 220 kV Side in Substation Considering Uncertain Factors

ZHANG Kanjun[1], WANG Ting[1], ZHOU Hubing[1], LI Hengxuan[1], LI Chen[2], TANG Aihong[2]
(1. Electric Power Research Institute, State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd., Wuhan 430077, China;
2. School of Automation, Wuhan University of Technology, Wuhan 430070, China)

Abstract: As the integration of high proportions of renewable energy sources into the grid increases, the power fluctuations on the supply side increase. During maintenance of the 220 kV side in a substation, the power grid operation faces more uncertainty and risks, which demands higher requirements for robustness in maintenance planning. However, currently there are no mature methods to assist in the development of maintenance plans that can adapt to the complex and changing transmission environment of the 220 kV side in a substation. To address this issue, this paper first builds a deterministic model for substation maintenance planning on the 220 kV side based on the transmission network planning theory and engineering practice experience. The model considers the optimization objective of economic cost and the reliability of the system's operation during maintenance, and takes into account maintenance project constraints and power grid flow safety conditions. Furthermore, by using the probability-driven self-adaptive robust optimization theory, renewable energy output and equipment failures are incorporated as uncertain factors into the aforementioned deterministic model, thus a maintenance planning model for the 220 kV side of a substation that considers the effects of uncertainty factors can be obtained. The model is optimized based on the benders decomposition and linear programming theory to improve the accuracy and speed of the model solution. The effectiveness of the model is verified by analyzing the maintenance planning of an improved IEEE-RTS79 example and a real case in the power grid.

Key words: maintenance of 220 kV side in substation; transmission system planning; uncertain factors; Robust optimization; benders

0　引言

在变电站 220 kV 侧检修期间，电网公司一般通过建设过渡工程来实现电力转供与网架加强，以满足用户供电的可靠性需求。在工程实施前，需要预先考虑电网运行安全等因素制定合理的变电站检修规划方案，包括站内电力供电通路搭建及站外停运线路组合方式等，以指导工程建设。此外，在新型电力系统的背景下，随着高比例可再生能源并网，电源侧的功率波动不断增强、电网设备发生随机故障的概率逐步增大[1]，将会导致检修期间电网运行面临更多的不确定性风险[2-4]，对检修规划方案的鲁

基金资助项目：湖北省重点研发计划(2023BAB002)；国网湖北省电力有限公司科技项目(52153223000A)。
Project supported by Key R&D Program of Hubei Province(2023BAB002), Science and Technology Project of State Grid Hubei Electric Power Co., Ltd.(52153223000A).

棒性提出更高的要求。从检修规划形式来看，变电站 220 kV 侧检修规划等价于以因变电站检修而形成的不稳固网络架构为基础，以站内电力转供通路建设与站外停运线路组合对接方式为决策变量，并以系统经济性与安全性最高为目标，寻找最优的检修方案，隶属于一类系统规划问题。现有研究方法中，对于规划方案的优化决策分为 2 种思路，一种是基于后验思想的电网风险评估方法，一种是基于优化理论的电网规划模型求解方法。

电力系统风险评估通过对检修规划中可能出现的各种规划方案进行组合枚举，综合考虑电网运行期间可能出现的各种风险因素，对规划方案下系统未来的运行风险指标进行计算，评定风险等级，进而横向比较不同方案的风险水平，优选最佳方案。如文献[5]构建了包括新能源预测层、电力调度层和风险评估层的面向高比例新能源的电力系统调度决策模型。文献[6-7]基于电网运行风险及其管理理论，通过建立风险体系，综合多种系统分析方法，对不同的方案进行分析，进而选择最优的规划、控制方案以降低系统风险。文献[8-10]在风险评估过程中，嵌入条件风险价值因素，以停电条件的风险价值作为评判指标，定量比较并选出最优规划方案。

虽然基于风险评估的决策方法可以综合考虑运行过程中各种概率风险，但当变电站结构较为复杂、备选方案较多时，逐一进行风险分析耗时巨大。此外，风险评估方法主要将系统安全性指标作为方案优选依据，无法详细考虑方案的经济性与环保性等指标，得出的结果无法反映系统最佳运行效益。

电网规划是指综合考虑系统运行时的各种约束条件，以多种成本为目标进行问题的组合优化求解[11-13]。由于变电站 220 kV 侧位于输电网，因此检修规划可以转化为一个输电网规划问题。相较于风险评估方法，利用输电网规划求解，可避免多种方案的重复计算工作，同时在目标中可以考虑不同种类的优化指标，如投资成本、运行成本、系统停电风险、新能源弃风弃光率等[14-16]，且各种概率风险因素也可以嵌入至约束条件中。但是对于得到的优化方案，可能无法获得如电网薄弱环节等详细信息。此时，可以利用潮流计算进行方案后验校核。

此外，在应用输电网规划进行检修规划决策时，考虑到系统可能面临多种不确定性风险，需要选择合适不确定性分析方法，将不确定性因素嵌入至检修规划模型中。现有计及不确定性因素的输电网规划存在 3 种模型表示方式，分别为：随机优化(stochastic programming，SP)模型[17-18]、鲁棒优化(robust optimization，RO)模型[19-21]以及概率驱动自适应鲁棒优化(probability driven adaptive robust optimization，PDARO)模型[22-23]。在变电站检修规划过程中，如果仅采用 SP 模型会引入过多约束条件，进而造成模型维度灾难[24]。而仅采用 RO 模型无法描述复杂的不确定性分布特征，如不同可再生能源出力之间的相关特性[25]。因此适用性最广的方法是将 SP 与 RO 模型相结合的 PDARO 建模方法。该方法一方面通过鲁棒不确定集对形式简单的不确定性模型加以简化，另一方面又通过场景建模弥补鲁棒优化适用范围小的缺陷。

综上所述，本文将以变电站 220 kV 侧检修方案制定方法为研究对象，拟研究如何将多种检修风险预控措施转化为相关约束条件以及如何对多种不确定性风险因素建模并将其嵌入至检修规划模型中，以提高规划结果的可靠性与鲁棒性，使检修方案能适应于未来复杂多变的输电网环境。首先明确变电站 220 kV 侧检修规划定义并以系统的经济性与可靠运行能力为优化目标，综合考虑检修规划工程实施约束以及电力系统潮流平衡约束条件，构建变电站 220 kV 侧确性检修规划模型；随后，以确定性模型为基础，结合多种不确定性因素模型以及概率驱动自适应鲁棒优化理论，进一步构建计及不确定性因素影响的检修规划模型。最后，通过对改进 IEEE-RTS79 系统及实际工程案例的仿真分析对上述模型的有效性进行验证。

1　变电站 220 kV 侧确定性检修规划

1.1　检修规划定义

变电站 220 kV 侧检修规划主要用于决策变电站检修期间电网临时运行方式，以最大限度地降低系统运行风险以及经济成本。具体包括 2 方面决策内容：一是如何搭建站内电力转供通路以实现检修期间被迫停运主变连续运行；二是因检修被迫停运的输电线路如何组合以提高网络的稳定性。

以图 1 所示典型 220 kV 变电站的 220 kV 侧结构为例说明检修规划的具体形式。图 1 中变电站 220 kV 侧结构为典型双母线接线形式，通过 A、B、C 和 D 4 条进线与 220 kV 系统相连，通过 2 台主变 T1 和 T2 与低电压系统相连。当变电站的 220 kV 侧母线全停检修时，图中虚线框内变电设备停电退出

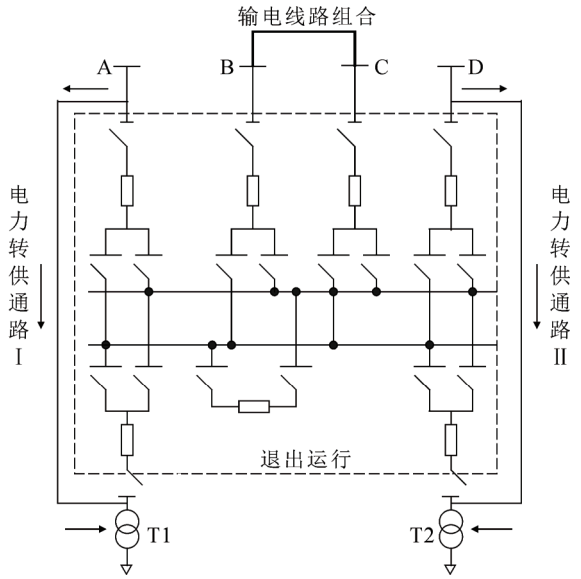


图 1 典型变电站 220 kV 侧站内主接线图

Fig.1 Main wiring diagram for the 220 kV side of a typical substation

运行，间接造成主变 T1、T2 与 220 kV 系统断开，等价于 220 kV 系统损失主变 T1、T2 所承担电力量大小的负荷。

此时，可以通过构建站内电力转供通路，实现该变电站检修期间的站内负荷转供。图 1 中分别在 A 与 T1 两侧以及 D 与 T2 两侧建立电力通道，可保证部分负荷的连续供应，供电通路所能传输的电量受线路额定容量与系统潮流分布决定。在系统负荷量不高且线路容量较高情况下，甚至可以保证全部负荷的不间断供应。

与此同时，变电站 220 kV 侧检修期间，图 1 中的 A、B、C、D 被迫停运。此时，可以通过多种对接方式，将输电线路进行组合运行，以稳固系统网架。例如图 1 中的 B、C 组合。

变电站 220 kV 侧检修规划模型由检修优化目标以及相关约束条件组成。其中，后者又可以分为检修约束条件(maintenance constraints, MC)和网络约束条件(network constraints, NC)。MC 是指检修作业实施中需要考虑的工程限制，NC 则是用于描述电网运行的潮流安全条件。

1.2 优化目标

变电站检修规划模型的优化目标可以分为 2 类：一类是投资建设成本，一类是机组运行成本。

1.2.1 投资建设成本

变电站检修规划的投资成本包括输电网重构与变电站内部建设成本之和 C^{cons} 及投资切负荷惩罚与裕度奖励综合成本 C^{relia}。

前者是指停运线路站外组合成本以及站内电力转供通路建设成本，具体定义如下：

$$C^{\text{cons}}=\sum_{i\in N_{\text{x}}}c_{\text{x}i}x_i+\sum_{i\in N_{\text{r}}}c_{\text{r}i}y_{\text{l}i} \tag{1}$$

式中：x_i 表示第 i 条电力转供通路建设与否；$y_{\text{l}i}$ 表示第 i 个站外停运线路组合建设与否；$c_{\text{x}i}$ 表示电力转供通路的建设与维护综合成本，美元；$c_{\text{r}i}$ 表示第 i 条临时线路组合的投资与施工综合成本，美元；N_{x} 表示电力转供通路数量；N_{r} 表示检修期间站外停运线路的数量。

而后者是由于转供对接线路容量不足或预计建设的电力通路数量不足以连通全部主变，进而产生负荷的惩罚成本以及用于衡量不同线路转供电力的裕度奖励指标，用于反映方案的可靠性，其表达式为：

$$C^{\text{relia}}=\begin{cases}c_{\text{p}}T_{\text{M}}(n_{\text{T}}-\sum\limits_{i\in L^-}x_i)p_t+\sum\limits_{i\in L^-}c_{\text{l}i}x_i(p_t-\bar{p}_{\text{l}i}),U=220\ \text{kV}\\ c_{\text{p}}T_{\text{M}}\min((\sum\limits_{i\in N_{\text{G}}}p'_{gi}+(n_{\text{T}}-\sum\limits_{i\in L^-}x_i)p_t-\sum\limits_{\substack{j\in N\\ j\neq i}}p_{\text{d}j}),0)+\\ \sum\limits_{i\in L^-}c_{\text{l}i}x_i(p_t-\bar{p}_{\text{l}i}),U=500\ \text{kV}\end{cases} \tag{2}$$

式中：c_{p} 表示由于预计电力转供通路不足导致的主变负荷损失而附加的惩罚成本，美元；T_{M} 表示检修时间，h；n_{T} 表示变电站出线的总数量；L^- 表示因检修而停运的进线集合；p_t 表示检修期间第 t 台变压器实际所流过的功率，MW；$\bar{p}_{\text{l}i}$ 表示线路 i 的额定容量值，MW；p'_{gi} 表示变电站出线为电源回路时，第 i 条线路所流过的功率，MW；N_{G} 表示系统发电机节点结合；$p_{\text{d}j}$ 表示建设站内电力转供通路后，节点 j 等效所接入的电源或负荷功率；$c_{\text{l}i}$ 表示用于衡量不同线路转供电力的奖励成本，美元；N 表示系统节点集合；U 表示变电站电压等级，kV。其中 $p_{\text{d}j}$ 计算式为：

$$p_{\text{d}j}=\sum_{t\in T}a_tp_t+\sum_{t\in T}a'_tp_t \tag{3}$$

式中：a_t 为第 t 台主变是否通过电力转供通路恢复供电；T 为主变数量；a'_t 表示该台主变是否在当前检修方式下断开连接，全停检修方式下该数值一定为 0，多间隔检修方式下该数值可能为 0。a_t 与 b_t 满足如下关系：

$$a_t+a'_t=1 \tag{4}$$

式(2)由 2 项成本组成：

第 1 项是由于检修中断联系的主变未连接电力转供通路而引起的负荷削减成本，当检修 220 kV 变

电站的 220 kV 侧时，切负荷量等于临时通路所能承载的负荷量减去该节点总负荷量；当检修 500 kV 变电站时，并未直接失去负荷，但等效电源量被削减，如果总发电备用充足，第 1 项数值为 0；否则等于系统总负荷量减去此时系统的发电上限。

第 2 项是用于衡量不同线路承接主变功率后的容量裕度，裕度越高，系统安全稳定性越好。本文将其定义为奖励成本附加至投资成本中，主要用于判比利用不同线路搭建负荷通路的优劣，当线路容量充足时该数值<0，以调节不同方案的差异性，作为一个中间量，在计算总的投资成本时，需要将该项加回。

1.2.2　机组运行成本

机组运行成本 C^{oper} 是指系统各机组发电所耗经济成本，即机组发电燃料成本，定义如下：

$$C^{\text{oper}}=\sum_{i\in N_{\text{G}}} f_{\text{p}}(p_{\text{g}i})T_{\text{M}} \tag{5}$$

式中：$p_{\text{g}i}$ 表示第 i 台发电机有功出力，MW；f_{p} 表示发电机的成本函数，一般用图 2 中分段线性函数近似表示。图 2 中，$p_{\text{g}i\min}$、$p_{\text{g}i\max}$ 分别表示发电机有功出力最小值和最大值；$C_{\text{g}i\min}$、$C_{\text{g}i\max}$ 分别表示发电机燃料成本的最小值和最大值；k_m、b_m 表示第 m 段线性化函数的系数；$p_{\text{g}i,m}$、$C_{\text{g}i,m}$ 分别表示发电机有功出力和燃料成本位于成本线性化函数第 m 段。

综上所述，变电站检修规划的优化成本定义为：

$$\min(C^{\text{cons}}+C^{\text{relia}}+C^{\text{oper}}) \tag{6}$$

1.3　约束条件—MC

设检修期间，变电站内共有 n_{t} 台变压器与 220 kV 输电系统断开连接，且有共计 a 条进线停运。将 a 条线路从 1 开始编号，每条线路记作 $L_i(i\in[1,a])$。由于主变数目小于等于停运的进线数目，因此可以建设的电力转供通路数目受到一定约束。

设 $\boldsymbol{X}=[x_1,\cdots,x_a]^{\text{T}}$ 表示 a 条进线在变电站检修时通过电力转供通路与主变的连接情况，$x_i(i\in[1,a])$ 为 0-1 整数变量，0 表示线路 L_i 不通过电力转供通路与主变相连，1 表示线路 L_i 通过电力转供通路与站内主变相连。则其满足如下约束条件：

$$\sum_{i=1}^{a} x_i\le n_{\text{t}} \tag{7}$$

式(7)含义为建设的负荷通路总数小于等于主变总数。

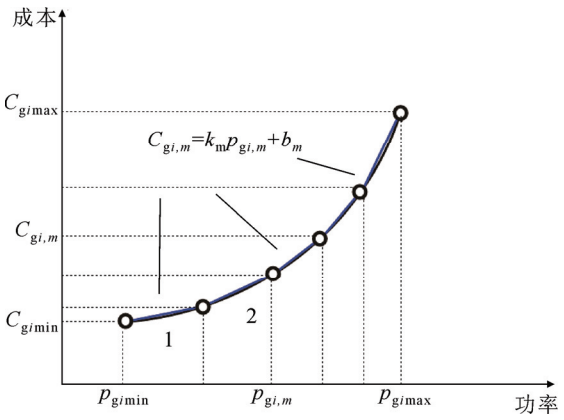


图 2　发电机机组运行成本线性化函数

Fig.2　Linearization function of operating costs for generators

站外停运的 a 条进线可以通过临时组合的方式以稳固网架，两两相互组合共有 $a(a-1)/2$ 种结果。但由于每条线路只可对接一次，且受工程实施条件约束、电力转供通路的接入影响，停运的进线并不能任意组合，需要满足一定的约束条件。

为定量描述临时对接线路建设情况，本文定义一个维度为 $a\times a$ 的线路连通矩阵 $\boldsymbol{R}$，矩阵内每个元素 r_{ij} 为 0-1 整数变量，用于表示检修期间被迫停运线路 L_i 与 L_j 之间是否对接。连通矩阵需要满足如下条件限制：

$$r_{ij}=r_{ji},\forall i,j\in[1,a] \tag{8}$$

$$0\le\sum_{i=1}^{a} r_{ij}\le 1,\forall j\in[1,a] \tag{9}$$

$$0\le\sum_{j=1}^{a} r_{ij}\le 1,\forall i\in[1,a] \tag{10}$$

$$0\le\sum_{i=1}^{a}\sum_{j=1}^{a} r_{ij}\le(a-n_{\text{t}})/2 \tag{11}$$

$$r_{ij}=0,i,j\in N_{\text{dl}} \tag{12}$$

式中：式(8)含义为该矩阵是对称矩阵；式(9)与式(10)含义为连通矩阵每一行或每一列元素和≤1，表明在每一个检修方案中，每条线路只能最多同时与一条其他线路对接；式(11)为对接线路对数总数限制；式(12)中 N_{dl} 表示首末端节点相同的双回线集合，该约束的含义为首末端节点相同的双回线之间不能对接。

此外，与主变之间通过电力转供通路连通的线路无法与其他线路对接，该约束描述为：

$$\sum_{i=1}^{a}(x_i\sum_{j=1}^{a} r_{ij})=0,i,j\in[1,a] \tag{13}$$

1.4 约束条件——NC

由于 220 kV 电压等级较高，因此可以用直流潮流简化原有的功率约束条件。变电站检修规划的 NC 条件[26-27]如下文所述。

1.4.1 支路潮流约束条件

与待检修变电站不相连的输电线路、变电站进线以及通过临时对接产生的新线路的支路潮流平衡方程分别为：

$$p_{\mathrm{l}i}-b_i(\theta_{\mathrm{f}i}-\theta_{\mathrm{t}i})=0,\forall i\in L_0 \tag{14}$$

$$p_{\mathrm{l}i}-x_i b_i(\theta_{\mathrm{f}i}-\theta_{\mathrm{t}i})=0,\forall i\in L^- \tag{15}$$

$$p_{\mathrm{l}i}-y_{\mathrm{l}i} b_i(\theta_{\mathrm{f}i}-\theta_{\mathrm{t}i})=0,\forall i\in L^+ \tag{16}$$

式中：$p_{\mathrm{l}i}$ 表示线路 i 流过的功率；b_i 表示支路 i 的导纳值；$\theta_{\mathrm{f}i}$ 表示支路 i 的首端节点相角；$\theta_{\mathrm{t}i}$ 表示支路 i 的尾端节点相角；L_0 表示原系统中与待检修厂站节点没有连接的线路以及与变电站相连却未检修而停运的线路集合；L^+表示变电站检修期间通过临时组合而产生的可能的对接线路集合；$y_{\mathrm{l}i}$ 表示 L^+ 中每个线路的状态，是 0-1 整数变量，值为 0 表示不建设该条线路，否则表示建设该线路。

其中，根据连通矩阵内元素与对接线路编号的对应情况，可以推导得到 $y_{\mathrm{l}i}$ 与连通矩阵的关系为：

$$y_{\mathrm{l}i}=\begin{cases} r_{1,i+1}, & \forall i\in[1,a-1] \\ r_{r_{\mathrm{ow}},r_{\mathrm{ow}}+i-((a-1)a-(a-r_{\mathrm{ow}}+1)(a-r_{\mathrm{ow}}))/2}, & \forall i\in(a-1,(a-1)a/2) \\ r_{a-1,a}, & i=(a-1)a/2 \end{cases} \tag{17}$$

式中：r_{ow} 的表达式如下：

$$r_{\mathrm{ow}}=\min(a-t-1\,|\,(t+1)t/2\le(a-1)a/2-i) \tag{18}$$

由于式(15)、(16)中包含非线性乘积，会影响模型的求解精度，因此利用大 M 法将其转化为下述线性化形式：

$$-M_{\mathrm{x}i}(1-x_i)\le p_{\mathrm{l}i}-b_i(\theta_{\mathrm{f}i}-\theta_{\mathrm{t}i})\le M_{\mathrm{x}i}(1-x_i),\forall i\in L^- \tag{19}$$

$$-M_{\mathrm{l}i}(1-y_{\mathrm{l}i})\le p_{\mathrm{l}i}-b_i(\theta_{\mathrm{f}i}-\theta_{\mathrm{t}i})\le M_{\mathrm{l}i}(1-y_{\mathrm{l}i}),\forall i\in L^+ \tag{20}$$

式中：$M_{\mathrm{x}i}$ 与 $M_{\mathrm{l}i}$ 为大 M 法的参数值。

1.4.2 节点功率平衡约束

$$\sum_{m\in N_{\mathrm{g}i}}p_{\mathrm{g}im}-p_{\mathrm{d}i}+\sum_j p_{\mathrm{l}j}-\sum_t p_{\mathrm{l}t}+p_{\mathrm{c}i}=0,\quad \forall i\in N_{\mathrm{G}},\forall j\in N_{\mathrm{f}i},\forall t\in N_{\mathrm{t}i} \tag{21}$$

$$-p_{\mathrm{d}i}+\sum_j p_{\mathrm{l}j}-\sum_t p_{\mathrm{l}t}+p_{\mathrm{c}i}=0,\quad \forall i\in N_{\mathrm{nonG}},\forall j\in N_{\mathrm{f}i},\forall t\in N_{\mathrm{t}i} \tag{22}$$

式中：式(21)为发电机节点功率守恒；$p_{\mathrm{c}i}$ 表示节点切负荷量；$N_{\mathrm{f}i}$ 表示支路 i 的首端节点集合；$N_{\mathrm{t}i}$ 表示支路 i 的尾端节点集合；式(22)为非发电机节点功率平衡；$p_{\mathrm{l}j}$ 与 $p_{\mathrm{l}t}$ 分别表示节点流入与流出支路功率；N_{nonG} 表示非发电机节点集合；由于部分发电机节点适用多台机组组合而来，因此利用 $p_{\mathrm{g}im}$ 来表示节点 i 所连的第 m 台发电机出力；$N_{\mathrm{g}i}$ 表示节点 i 上所连发电机的总数量，后文将用 $p_{\mathrm{g}i}$ 来统一描述每个发电机节点的总出力情况。

1.4.3 边界约束

$$\underline{p}_{\mathrm{l}i}\le p_{\mathrm{l}i}\le\overline{p}_{\mathrm{l}i},\forall i\in L_0\cup L^+\cup L^- \tag{23}$$

$$\theta_i\in[-2\pi,2\pi],i\in N \tag{24}$$

$$\underline{p}_{\mathrm{g}i}\le p_{\mathrm{g}i}\le\overline{p}_{\mathrm{g}i},i\in N_{\mathrm{G}} \tag{25}$$

$$0\le p_{\mathrm{c}i}\le p_{\mathrm{d}i},i\in N \tag{26}$$

式中：式(23)为支路潮流边界约束；式(24)为节点相角边界约束；式(25)为发电机出力边界约束；式(26)为节点切负荷量边界约束；$\overline{p}_{\mathrm{l}i}$ 表示支路额定容量；N 表示系统节点集合；$\overline{p}_{\mathrm{g}i}$ 与 $\underline{p}_{\mathrm{g}i}$ 分别表示发电机出力上、下限。

综上所述，由优化目标式(6)与约束条件式(7)—式(26)共同构成变电站 220 kV 检修确定性规划模型，该模型属于混合整数线性规划(mixed integer linear programming，MILP)模型，可以利用分枝定界法[28]快速求解。

2 概率驱动变电站 220 kV 侧检修鲁棒规划

在变电站检修期间，为了考虑多种不确定性因素带来的风险，需要在变电站确定性模型的基础上，进一步耦合不确定性因素的影响并将其转化为鲁棒优化模型加以求解。本章将首先对多种不确定性因素进行建模，随后构建计及不确定性因素影响下的概率驱动变电站 220 kV 侧检修鲁棒规划模型。

2.1 不确定性因素模型

在检修规划过程中，输电系统主要面临来自于高比例可再生能源功率波动与电网设备随机故障 2 方面的不确定性风险。

2.1.1 可再生能源不确定性模型

高比例可再生能源的不确定性主要体现在其出力数值波动特征与规划人员在进行出力预测时造成的预测误差。

考虑到可再生能源的概率分布特征较为复杂，同时不同场站之间、场站与负荷之间还存在明显的相关性，因此，本文利用场景法对其数值波动特征加以描述。

假设 n 维度可再生能源功率分布服从于概率密度函数 $f(x_1,x_2,\cdots,x_n)$，可以通过合适的抽样方法，如蒙特卡洛或拉丁超立方等[29]，产生多个出力场景集合 S_0。随后利用聚类算法，如 k-means 均值聚类法，筛选出 s 个典型场景集合中心 c_t 的出力情况 S_t 及其概率 P_{st}，如下所示：

$$c_t=\{S_t,P_{st}\},t=1,2,\cdots,s \tag{27}$$

$$S_t=(x_{1t},x_{2t},\cdots,x_{nt}),t=1,2,\cdots,s \tag{28}$$

式(27)为本文所采用的可再生能源数值不确定性模型。此时，基于场景法，可再生能源的预测误差可以表述为场景概率误差。依据文献[18]，可以利用 1 范数与无穷范数描述场景概率不确定性分布与峰值特征，具体如下：

$$\mathcal{H}_1=\left\{P_{st}\,|\,\left\|P_{st}-P_{st}^0\right\|_1\le\delta_1\right\} \tag{29}$$

$$\mathcal{H}_\infty=\left\{P_{st}\,|\,\left\|P_{st}-P_{st}^0\right\|_\infty\le\delta_\infty\right\} \tag{30}$$

式中：P_{st}^0 表示预测得到的原始场景概率；δ_1 与 δ_∞ 分别表示 1 范数与无穷范数的不确定度预算。

2.1.2　电网设备随机故障不确定性模型

假设系统输电线路与发电机元件集合分别为 L 和 G，则系统的设备发生 k 阶随机故障不确定性模型可以用如下伞形不确定集描述：

$$\sum_{i\in L}x_{\mathrm{l}i}+\sum_{i\in G}x_{\mathrm{g}i}=N_{\mathrm{S}}-k,k\le K \tag{31}$$

式中：$x_{\mathrm{l}i}$ 与 $x_{\mathrm{g}i}$ 分别表示输电线路和发电机的运行状态，其中 0 表示停运状态，1 表示正常工作状态；N_{S} 表示总元件数目；K 为不确定度预算值；k 表示最大故障阶数。

2.2　概率驱动变电站 220 kV 侧检修鲁棒规划模型

在将式(27)—式(30)所述的可再生能源不确定性模型与式(31)所述的电网设备不确定性模型嵌入至变电站检修规划确定性模型的过程中，如果直接采用随机优化的方法进行模型耦合，将会导致模型约束条件的个数增长至约原始模型的 sK 倍，增大求解难度。

因此，本节基于概率驱动自适应鲁棒优化理论[16-17]，首先用随机优化中的场景法描述不同可再生能源场景下的系统约束，然后利用鲁棒优化对设备不确定性进行转化，并将其嵌入至随机优化模型，得到计及不确定性因素的检修规划 3 层鲁棒优化对等模型(three level robust counter model，TLCM)。该模型的目标函数为：

$$U_{\mathrm{TLCM}}=\min_{\substack{p_{\mathrm{g}i},p_{\mathrm{l}i},\theta_i,x_i,\\ y_{\mathrm{l}i},p_{\mathrm{c}i}}}(C^{\mathrm{cons}}+C^{\mathrm{relia}}+C^{\mathrm{oper}}+M_{\mathrm{TLCM}}) \tag{32}$$

$$M_{\mathrm{TLCM}}=\max_{s_{\mathrm{l}i}^s,s_{\mathrm{g}i}^s}(L_{\mathrm{TLCM}}) \tag{33}$$

$$L_{\mathrm{TLCM}}=\min_{\substack{p_{\mathrm{g}i}^s,p_{\mathrm{l}i}^s,\\ \theta_i^s,p_{\mathrm{r}i}^s}}\Big(\sum_{t\le s}\Big(\sum_{i\in N_{\mathrm{G}}}k_{\mathrm{p}}^t(P_t^s p_{\mathrm{g}it}^s)+\sum_{i\in N}c_i P_t^s p_{\mathrm{c}it}^s+\sum_{i\in N_{\mathrm{W}}}c_{\mathrm{w}i}P_t^s p_{\mathrm{r}it}^s\Big)\Big) \tag{34}$$

式中：带上标 s 的字母表示不同场景下的参量；$s_{\mathrm{l}i}^s$ 表示第 i 条线路的运行状态；$s_{\mathrm{g}i}^s$ 表示第 i 台发电机的运行状态；P_t 表示场景的概率；$p_{\mathrm{r}i}$ 表示节点 i 的弃可再生能源发电量；k_{p}^t 表示发电机出力成本系数，美元/MW；c_i 表示负荷削减惩罚成本系数，美元/MW；$c_{\mathrm{w}i}$ 表示可再生发电无法消纳的惩罚成本系数，美元/MW。

式(32)—式(34)分别为 TLCM 的上、中、下 3 层优化目标。上层为投资决策层，用于决策最小的投资成本 U_{TLCM}；中层为鲁棒场景决策层，用于寻找最为恶劣的运行场景 M_{TLCM}；下层为运行决策层，用于决策在最差鲁棒场景下系统的运行成本 L_{TLCM}，包括机组运行成本与切负荷惩罚成本，需说明的是式(34)中的机组运行成本与切负荷惩罚成本与式(32)中 C^{oper}、C^{relia} 代表的机组固定运行成本及由于转供线路容量不足引起的负荷损失含义有所不同，式(34)表示最差鲁棒场景下系统可能出现的最大成本。

上层对应的约束条件为检修确定性模型的 MC，即式(7)—式(13)、式(17)、式(18)。

中层对应的约束条件包括可再生能源场景误差不确定集和设备故障不确定集，分别如式(35)—式(37)以及式(38)—式(40)所示。

$$\max|P_t^s-P_{st}|\le\delta_\infty,\forall s\in S,t=1,2,\cdots,s \tag{35}$$

$$\sum_{t\le s}|P_t^s-P_{st}|\le\delta_1,t=1,2,\cdots,s \tag{36}$$

$$\sum_{t\le s}P_t^s=1,P_t^s>0,t=1,2,\cdots,s \tag{37}$$

$$\sum_i s_{\mathrm{l}it}^s+\sum_j s_{\mathrm{g}jt}^s\le K,\forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-,\ \forall j\in N_{\mathrm{G}},t=1,2,\cdots,s \tag{38}$$

$$s_{\mathrm{l}it}^s\in\{0,1\},\forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-,\ t=1,2,\cdots,s \tag{39}$$

$$s_{\mathrm{g}it}^s\in\{0,1\},\forall i\in N_{\mathrm{G}},t=1,2,\cdots,s \tag{40}$$

下层对应的约束条件为不同可再生能源出力场景下，系统的网络约束条件。由于考虑到系统的负荷削减及可再生能源发电弃置情况，该部分的网络约束将与式(14)—式(26)有所区别，具体如下：

$$-p_{\mathrm{d}it}^{s}+\sum_{j\in N_{\mathrm{f}i}}p_{\mathrm{l}jt}^{s}-\sum_{o\in N_{ui}}p_{\mathrm{l}ot}^{s}+p_{\mathrm{c}it}^{s}=0,\quad \forall i\in N_{\mathrm{nonG}},t=1,2,\cdots,s \tag{41}$$

$$p_{\mathrm{g}it}^{s}s_{\mathrm{g}it}^{s}-p_{\mathrm{d}it}^{s}+p_{\mathrm{w}it}^{s}-p_{\mathrm{r}it}^{s}+\sum_{j\in N_{\mathrm{f}i}}p_{\mathrm{l}jt}^{s}-\sum_{o\in N_{ui}}p_{\mathrm{l}ot}^{s}+p_{\mathrm{c}it}^{s}=0,\forall i\in N_{\mathrm{G}},t=1,2,\cdots,s \tag{42}$$

$$-M_{\mathrm{l}it}^{s}(1-s_{\mathrm{l}it}^{s})\le p_{\mathrm{l}it}^{s}-b_i(\theta_{\mathrm{f}it}^{s}-\theta_{\mathrm{o}it}^{s})\le M_{\mathrm{l}it}^{s}(1-s_{\mathrm{l}it}^{s}),\forall i\in L_0,t=1,2,\cdots,s \tag{43}$$

$$-M_{\mathrm{l}it}^{s}(1-s_{\mathrm{l}it}^{s})\le p_{\mathrm{l}it}^{s}-b_i(\theta_{\mathrm{f}it}^{s}-\theta_{\mathrm{o}it}^{s})\le M_{\mathrm{l}it}^{s}(1-s_{\mathrm{l}it}^{s}),\forall i\in L_0,t=1,2,\cdots,s \tag{44}$$

$$-M_{\mathrm{x}it}^{s}(1-x_is_{\mathrm{l}it}^{s})\le p_{\mathrm{l}it}^{s}-b_i(\theta_{\mathrm{f}it}^{s}-\theta_{\mathrm{o}it}^{s})\le M_{\mathrm{x}it}^{s}(1-x_is_{\mathrm{l}it}^{s}),\forall i\in L^{-},t=1,2,\cdots,s \tag{45}$$

$$\theta_t^{s}\in[-2\pi,2\pi],t=1,2,\cdots,s \tag{46}$$

$$\underline{p}_{\mathrm{g}i}\le p_{\mathrm{g}it}^{s}\le\overline{p}_{\mathrm{g}i},i\in N_{\mathrm{G}},t=1,2,\cdots,s \tag{47}$$

$$\underline{p_{\mathrm{l}i}}\le p_{\mathrm{l}it}^{s}\le\overline{p_{\mathrm{l}i}},\forall i\in L_0\cup L^{+}\cup L^{-},t=1,2,\cdots,s \tag{48}$$

$$0\le p_{\mathrm{r}it}^{s}\le p_{\mathrm{w}it}^{s},i\in N_{\mathrm{G}},t=1,2,\cdots,s \tag{49}$$

$$0\le p_{\mathrm{c}it}^{s}\le p_{\mathrm{d}it}^{s},i\in N,t=1,2,\cdots,s \tag{50}$$

式中：带上标 s 的字母表示不同场景下的参量；$s_{\mathrm{l}i}$ 表示第 i 条线路的运行状态；$s_{\mathrm{y}j}$ 表示第 j 台发电机的运行状态；$M_{\mathrm{l}i}$、$M_{\mathrm{y}i}$ 以及 $M_{\mathrm{x}i}$ 为大 M 系数，表示第 i 个节点的可再生能源发电量。

综上所述，式(32)—式(50)构成了计及不确定性因素的变电站 220 kV 检修规划 TLCM 形式。

3 检修规划模型求解

本文所提出的 TLCM 模型无法直接用于通用的优化求解器求解，因此本文首先提出利用 benders 分解算法[30]对原模型进行分解，降低模型复杂度，同时基于线性规划理论将子模型转化为 MILP 模型，以进一步简化模型。

3.1 benders 分解

基于 benders 分解算法，可以将优化问题分解为主问题(master problem，MP)和子问题(sub problem，SP)，并通过可行割集实现 MP 与 SP 之间的参量交换与迭代求解。

本文所提出的 TLCM 对应的 MP 模型对应于原上层，主要结合 SP 求解返回可行割集，求解最优投资决策方案，其优化目标为：

$$C^{\mathrm{MP}}=\min_{\substack{p_{\mathrm{g}i},p_{\mathrm{l}i},\theta_i,x_i,\\ r_i,p_{ci}}}(C^{\mathrm{cons}}+C^{\mathrm{relia}}+C^{\mathrm{oper}}+\Delta) \tag{51}$$

式中：Δ 为松弛变量。

MP 模型的约束条件为：

$$\begin{cases}F_{\mathrm{M}}(\boldsymbol{x}^{j})\le 0\\ H_{\mathrm{M}}(\boldsymbol{x}^{j})=0\end{cases} \tag{52}$$

$$\Delta\ge\sum_{t\le s}(\sum_{i\in N_{\mathrm{G}}}k_{\mathrm{p}}^{t}(P_t^{s}p_{\mathrm{g}it}^{s})+\sum_{i\in N}c_iP_t^{s}p_{\mathrm{c}it}^{s}+\sum_{i\in N_{\mathrm{W}}}c_{\mathrm{w}i}P_t^{s}p_{\mathrm{r}it}^{s}) \tag{53}$$

$$\begin{cases}F_{\mathrm{N}}(\boldsymbol{y}^{j})\le 0\\ H_{\mathrm{N}}(\boldsymbol{y}^{j})=0\end{cases} \tag{54}$$

式中：$\boldsymbol{x}^{j}$ 表示第 j 次 benders 迭代下的检修决策变量参数；F_{M} 和 H_{M} 分别表示式(7)—式(13)对应 MC 中的等式与不等式条件；$\boldsymbol{y}^{j}$ 表示第 j 次 benders 迭代下 SP 返回的运行变量参数；F_{N} 和 H_{N} 分别表示式(42)—式(50)对应 NC 中的等式与不等式条件；式(54)为 benders 可行割集。

TLCM 对应的 SP 模型则是由原中层与下层组成的一个 max-min 双层模型。对于该双层模型，可以利用线性规划理论中的对偶原理转化为单层对偶模型(附录 A 式(A1)—式(A14))；同时，对于得到的单层对偶模型，应用线性化方法可以进一步将其简化为 MILP 模型(附录 A 式(A15)—式(A33))。

3.2 迭代求解

基于前文所构建的 MP 与 SP 模型，可以基于下述步骤进行迭代求解。设 MP 模型第 j 次迭代下的优化目标值为 $S-M^{j}$，设 SP 模型第 j 次迭代下的优化目标值为 $S-S^{j}$。

(1) 如果迭代次数 j=1，初始化模型求解的上边界 U_{B}^{0} 与下边界 L_{B}^{0}，分别设置为正无穷与负无穷；求解式(52)—式(55)所构成的 MP 模型($\Delta\ge 0$)，得到投资决策变量 $\boldsymbol{x}^{1}$ 以及 Δ^{1}，并得到优化目标值 $S-M^{1}$。此时，更新模型求解边界，使得 $L_{\mathrm{B}}^{1}=S-M^{1}$。

(2) 如果迭代次数 j>1，根据式(52)—式(54)所构成的 MP 模型，得到投资决策变量 $\boldsymbol{x}^{j}$ 以及 Δ^{j}，并得到优化目标值 $S-M^{j}$。此时，更新模型求解边界，使得 $L_{\mathrm{B}}^{j}=S-M^{j}$。

(3) 求解式附录 A 式(A1)、(A2)所构成的 SP 模型，该模型的输入变量为求解 MP 模型计算得到的 $\boldsymbol{x}^{*,j}$，求解得到决策变量 $\boldsymbol{y}^{j}$ 以及优化目标值 $S-S^{j}$。此时，更新模型求解边界为：

$$U_{\mathrm{B}}^{j}=(C^{\mathrm{cons}}+C^{\mathrm{relia}}+C^{\mathrm{oper}})^{j}+S-S^{j} \tag{55}$$

(4) 检查边界收敛条件，是否 $U_{\mathrm{B}}^{j}-L_{\mathrm{B}}^{j}<\varepsilon$，如果已经收敛，则终止迭代计算，并且返回此时的 $\boldsymbol{x}^{j}$ 作为最优决策方案；否则，将步骤(3)得到的 $\boldsymbol{x}^{*,j}$ 返回至步骤(2)进行修正，并且更新迭代次数：

$j=j+1$　。

本文所提出的计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划建模及求解框架如图 3 所示。

4　算例分析

4.1　IEEE-RTS79 系统分析

为验证所提出检修规划模型的正确性与有效性，本文基于 IEEE-RTS79 系统[31]设计算例。首先对原始的 IEEE-RTS79 算例进行改进，在其节点 18 与节点 22 处并入同等容量的风电场(风电场 A 与风电场 B)以替代原火电机组，并对节点 21 所在变电站的 220 kV 侧设备进行停电检修。2 座风电场所在区域风速分布信息取自华中地区实际风电场风速数据。假设该变电站为双母接线形式，电源经过该厂站内的 2 台主变向系统供电。改进后的 RTS79 系统结构及变电站主接线结构如图 4 所示。

4.1.1　不确定性因素建模分析

在对可再生能源出力建模时，考虑到 2 座风电场之间以及其与负荷之间的相关性特征，本文采用文献[27]所述的 C 藤 Copula 函数描述 3 者的相关性特征，并基于威布尔分布以及正态分布拟合风电场与负荷的概率分布，进而构造多元概率密度函数。

基于第 2.1.1 节所述的建模方法，利用拉丁超立方算法生成 N=1 000 个原始场景，并基于 k-means 均值聚类算法得到典型场景，经过指标校核，最佳场景数目 s=3，各个场景的分布情况见图 5，本文中所有负荷、风电场标幺值的基准值均为 100 MW。

依据式(27)、(28)，可再生能源与负荷的数值不确定性可由表 1 所示的 3 个场景中心表示。

依据式(29)、(30)，场景概率不确定性还需要进一步确定 2 个不确定性预算的数值。根据文献[32]，δ_1、δ_∞ 分别与置信度 α_1、α_∞ 相关。在不同置信度情况下，场景概率不确定性预算如表 2 所示。

依据式(31)，在对设备故障不确定性建模时需要预先确定最大故障阶数，为动态观测不同故障情况对规划结果的影响，本文将会从 0 阶逐渐提升故障阶数，直至发生切负荷损失。

4.1.2　检修规划方案求解

在本算例中，欲对图 4 所示的变电站进行全停检修规划，各项参数设置情况如下：每条电力转供通路的建设成本系数为 3×10^5 美元，单位长度线路临时对接成本为 2 000 美元(包含杆塔建设折算费用)，运行阶段的负荷惩罚成本系数为 5 000 美元/MWh，

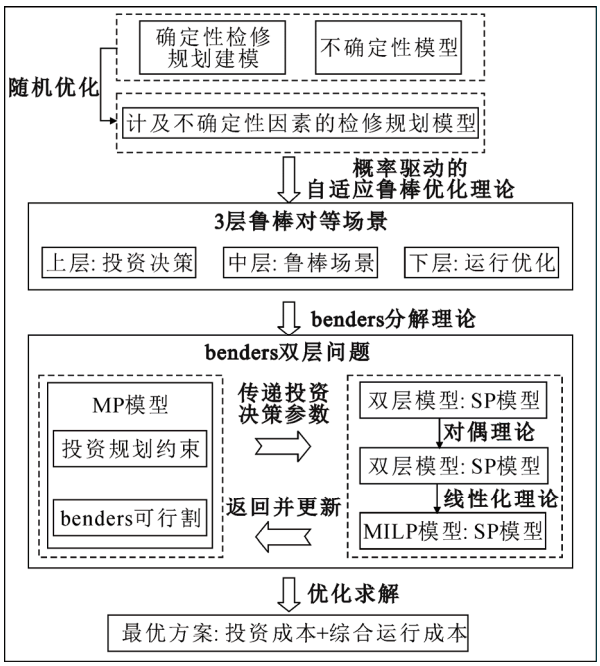


图 3　变电站 220 kV 侧检修规划建模及求解框架

Fig.3　Modeling and solving framework for maintenance planning of 220 kV side in substation

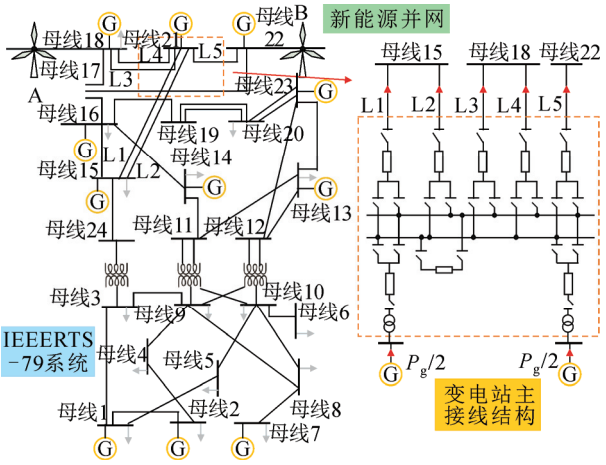


图 4　改进 IEEE-RTS79 系统结构图

Fig.4　Diagram of improved IEEE-RTS79 system

在本算例中，欲对图 4 所示的变电站进行全停检修规划，各项参数设置情况如下：每条电力转供通路的建设成本系数为 3×10^5 美元，单位长度线路临时对接成本为 2 000 美元(包含杆塔建设折算费用)，运行阶段的负荷惩罚成本系数为 5 000 美元/MWh，裕度奖励系数设置为 1 000，在投资阶段因未建设转供通路而导致电量损失按照平均电价 0.596 美元/kWh 计算，检修周期为 30 d。基于前文所提出的 benders 分解步骤，利用 Gurobi 求解器辅助求解。

(1)不同设备不确定性预算情况下的检修规划结果。

通过调整设备不确定性预算，在保持场景概率不确定预算 δ_1、δ_∞ 不变的条件下，得到改进系统检修规划方案的优化结果，如表 3、4 所示。

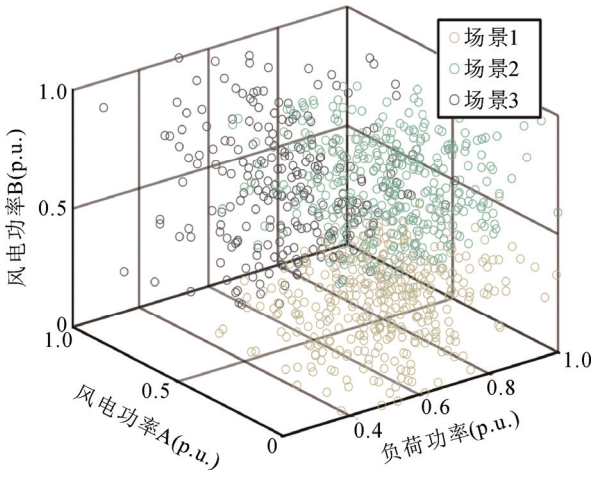


图 5 场景的分布情况

Fig.5 Distribution of scenes

表 1 场景中心数值

Table 1 Central value of the scenes

场景	场景概率	负荷功率(p.u.)	风电功率 A(p.u.)	风电功率 B(p.u.)
1	0.384	0.615 8	0.184 5	0.813 5
2	0.349	0.623 7	0.193 9	0.297 4
3	0.267	0.598 6	0.630 9	0.586 0

表 2 不同置信度情况下场景概率不确定性预算

Table 2 Budget of scene probability uncertainty under different confidence levels

α_1	α_∞	δ_1	δ_∞
0.99	0.99	0.009 6	0.003 2
0.95	0.95	0.007 2	0.002 4
0.90	0.90	0.006 1	0.002 0

表 3 不同设备随机故障不确定性预算下系统最优成本

Table 3 System optimal cost under uncertainty budgets for random failures of different equipment

K	总成本/万美元	投资成本/万美元		综合运行成本/万美元	
		投资建设	综合成本	机组运行	切负荷惩罚
0	3 434.2	86	−6	3 354.2	0
1	3 777.2	86	−6	3 691.2	0
2	5 187.1	86	−6	2 438.9	1 662.2
3	8 376.0	86	−6	3 250.5	5 049.5

表 4 不同设备随机故障不确定性预算下最优方案

Table 4 Optimal scheme under uncertainty budgets for random failures of different equipment

K	最严重运行鲁棒场景	最佳方案
0	无故障设备	L2-L3 对接，L1 与 L4 通过负荷转供装置与变压器对接
1	G23	
2	G23、G13	
3	G23、G13、G15	

表 3 中展示了设备故障不确定预算 K 的数值从 0 变化到 3 时系统的经济成本，表 4 描述了相应的鲁棒场景以及最优检修规划方案。

当故障阶数为 0 阶与 1 阶时，根据表 3，系统不发生切负荷故障，系统的经济成本主要由投资规划成本与发电机的经济运行成本构成；当故障阶数>1 阶时，随着故障阶数的增长，为维持电力平衡，系统的负荷切除量逐步增长。根据表 4，不同故障阶数下，系统最严重的故障场景均由发电机故障组成。这是因为原本系统的发电机容量很高，大容量发电机的随机故障很容易引起严重的供电不足问题。相较而言，IEEE-RTS79 系统的输电线路裕度较高且系统的输电线路分布较为可靠，负荷或电源较高的节点一般都会通过双回线对外连接，因此线路故障不如发电机故障所产生的后果严重。

另外由表 3、4 可知，随着 K 的变化，系统的最优检修规划方案并未变化，且投资成本也是固定的。这是因为在输电网中，由于不考虑网损影响，系统运行方式对投资规划的影响主要体现在对线路热稳极限的作用。当变电站检修时，涉及 L1—L5 停运，由于 L1 与 L2、L3 与 L4 属于双回线，因此存在 3 种对接线路类别，分别为 L1-L3、L1-L5 以及 L3-L5。由图 6 可知，L1-L3 与 L3-L5 上的潮流

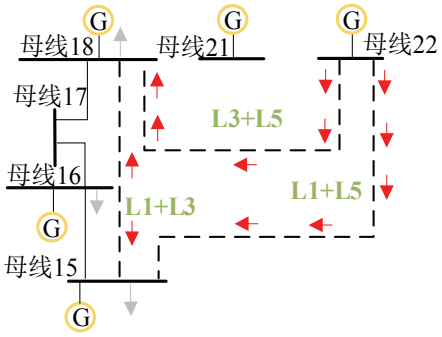


图 6 变电站周围潮流分布情况

Fig.6 Distribution of power flow around the substation

流向是从母线 22 流向母线 15 与母线 18，L1+L3 则是用于平衡母线 15、母线 16 以及母线 18 的功率，潮流流向不变。因此，上述线路上流过的有功极限情况为 15、18、22 这 3 台发电机最大发电量，即为 400 MW。而依据系统参数，3 种线路的额定容量均为 500 MW，即使发电机满发也不会发生线路过载情况。因此，在不同故障下，系统并不会因为 3 种线路而产生切负荷或减轻切负荷损失，所以不同故

障条件最优检修规划方案的决策完全取决于电力转供通路建设与线路对接的投资成本。

此外，为进一步验证利用本文提出的检修规划方案对系统可靠性的提升作用，分别对不采用任何措施的系统(system original，SO)与采用检修规划措施系统(system with maintenance measure，SMM)在不同的故障阶数下进行交流潮流分析，节点电压与线路有功功率计算结果分别如图 7 与图 8 所示，图中 k 为故障阶数。

由图 7 记载的节点电压情况可以看出，采用检修措施后，各阶故障下系统的整体电压水平(U_{M0}、U_{M1}、U_{M2})略高于不采用检修措施时(U_0、U_1、U_2)。这是因为利用检修装置时，节点 21 的电源可以正常为系统供电；而不采用检修措施时，节点 21 成为孤岛节点，故系统供电能力强，整体电压水平较高。特别地，当发生二阶故障情况时，SO 的可用发电

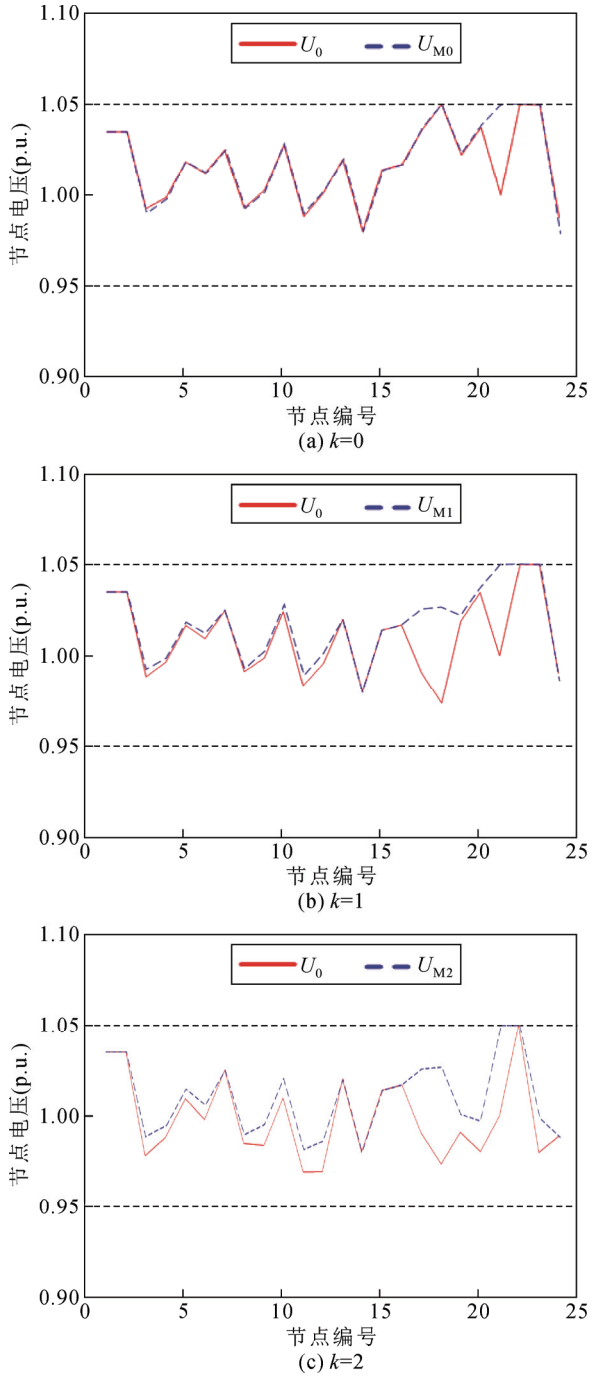


图 7　不同故障下采用检修措施前后节点电压比较

Fig.7　Comparison of node voltages with and without maintenance measures under different faults

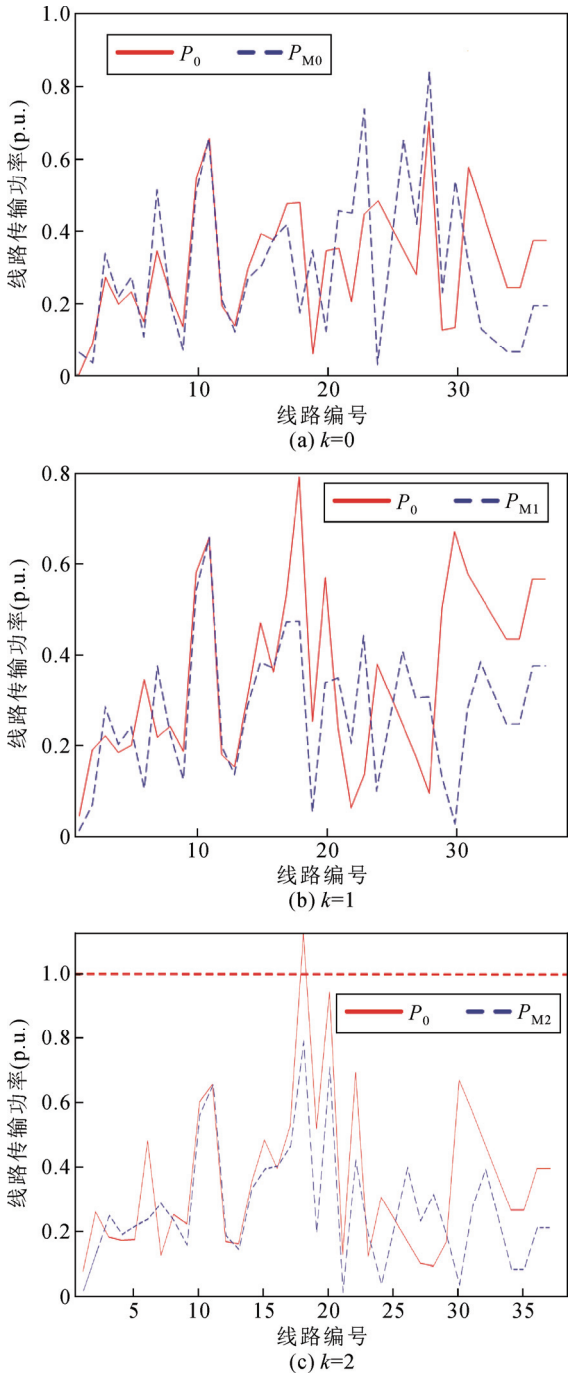


图 8　不同故障下采用检修措施前后线路功率比较

Fig.8　Comparison of line power with and without maintenance measures under different faults

机出力不足，节点电压下降严重，节点 11、节点 12 的电压标幺值降至约 0.96，系统电压稳定性水平较低。

由图 8 记载的线路潮流情况可以看出，采用检修措施后，各阶故障下各条线路的电力分布(P_{M0}、P_{M1}、P_{M2})相较于不采用检修措施时(P_0、P_1、P_2)更为均匀。例如在二阶故障下，SO 中线路 18 的有功标幺值高达 1.126，已经超出线路额定容量，线路 20 的有功标幺值也高达 0.946，接近热稳极限。相较而言，SMM 系统内线路所承载的最高有功潮流仅有 0.7 左右。这是因为在 SMM 系统的最佳检修规划方案中，一方面保留了节点 21 的 2 条供电通路，另一方面通过额外线路对接进一步增加了电力通路，减少了输电阻塞的发生。

因此，由上述分析可知，采用检修措施后，一方面可以保留原变电站的供电通路，进而避免直接减载或电源切断情况的发生，使得系统的电压情况贴近于检修前运行水平，避免电压过高或过低情况的发生，提高了系统的稳定性；另一方面，采用线路对接方案后，系统的潮流通路增加，分布更为均匀，避免输电阻塞的发生。尤其当系统发生随机故障时，可以减少线路过载情况的出现，提高了系统的输电能力。因此，采用检修规划方案对于提高系统电压稳定性与应对设备随机故障的能力有重要作用，进一步增加了系统的可靠性。

(2)可再生能源数值不确定性对检修规划的影响。

此外，依据不同故障阶数下系统的优化结果，可以同样得到 2 阶故障与 3 阶故障下系统在不同风电与负荷需求场景下的切负荷情况，如表 5 所示。

从表 5 可以看出，在场景 2 下系统发生的切负荷情况最为严重；在场景 3 下系统发生的切负荷情况较轻；在故障阶数为 2 情况下，场景 3 条件下系统没有切负荷情况发生，系统可以正常运行。这反映出风电与负荷数值组合不确定性对系统运行的影响，当风电与负荷同时出力水平较低时，系统在存在运行故障情况下面临严重的运行风险，而这种情况发生的概率较高，因此决策者需要对相关情景加以防范。

为进一步验证风电与负荷出力数值不确定性对规划方案的决策结果，将场景 2 对应的风电和负荷数值调整到与场景 3 数值一致，在此条件下再一次进行检修规划方案优化，得到系统的最佳规划方案为“在 L2 与 L3 主变 2 之间建立电力转供通路，停运线路 L4 与 L5 对接”。

表 5 不同风电与负荷需求场景下的切负荷情况

Table 5 Load shedding situation under different wind power and load demand scenarios

故障阶数	出力场景	场景概率	风电 A/风电 B 数值(p.u.)	负荷数值(p.u)	切负荷量/MW
2	1	0.384	0.184 5/0.813 5	0.651 8	31.2
	2	0.349	0.193 9/0.297 4	0.623 7	203.8
	3	0.267	0.630 9/0.586 0	0.598 6	0
3	1	0.384	0.184 5/0.813 5	0.651 8	133.9
	2	0.349	0.193 9/0.297 4	0.623 7	406.1
	3	0.267	0.630 9/0.586 0	0.598 6	77

从优化结果来看，改变出力数值后，系统的规划方案也发生改变，这证明了风电与负荷出力数值不确定性对规划方案是有影响的，也反映了本文所述的规划模型可以针对数值不确定性做出相应的调整。

(3)可再生能源概率不确定性对检修规划的影响。

下文将分析概率不确定性如何影响规划结果。在保持风电与负荷 3 种场景出力数值不变的前提下，调整置信水平 α，求解优化结果；根据优化结果，通过调整概率不确定性预算，系统的最优规划方案保持不变，均为“L2-L3 对接，L1 与 L4 通过负荷转供装置与变压器对接”。优化成本结果如图 9 所示。

从图 9 可以看出，虽然概率不确定性不会对检修规划方案最优解决策产生影响，但是会影响得到的最优成本。在本算例中，随着置信水平的上升，总成本也缓慢上升，且越接近 1，上升越快。

随后，在系统发生 $N-2$ 故障的情况下，再次调整概率不确定度，以检测在考虑设备不确定度情况下概率预算的影响，系统的最优规划方案仍保持不变，均为“L2-L3 对接，L1 与 L4 通过负荷转供装置与变压器对接”。成本优化结果如图 10 所示。

比较图 9、10 可以看出，在考虑设备故障情况下，系统总成本对概率不确定预算变化的灵敏度更大，这是因为在本文所提出的原始 TLCM 中，概率不确定度相关约束位于中层模型，与设备故障 $N-K$ 约束共同构成系统运行最为恶劣的运行场景。随着可信度的上升，2 种不确定性预算增大，系统的概率波动范围进一步增加，由于场景 2 情况下系统发生严重的切负荷故障，导致系统的运行与惩罚成本进一步提高，因此，随着不确定性预算的增长，在

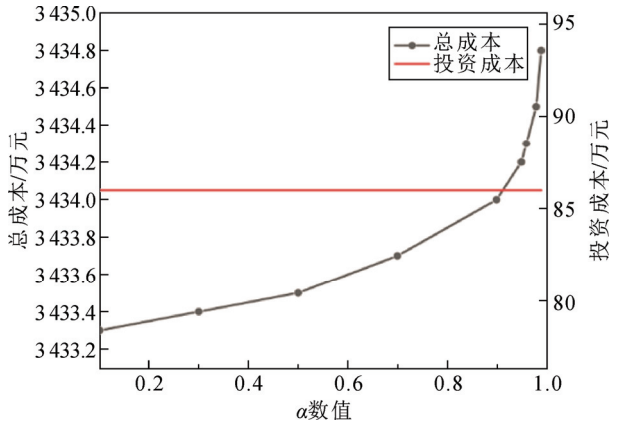


图 9　原始参数下概率不确定性对成本的影响

Fig.9　Impact of probability uncertainty on cost under original parameters

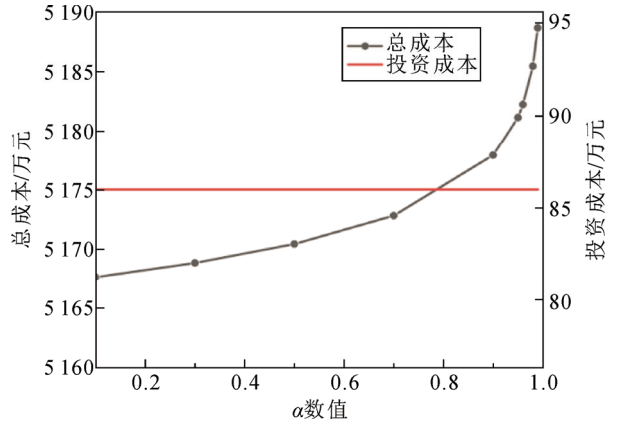


图 10　*N*−2 故障下概率不确定性对成本的影响

Fig.10　Impact of probability uncertainty on cost under *N*−2 fault

模型求解时会利用概率不确定性预算增大场景 2 的发生几率，进一步提高了系统的总成本。

4.2　工程案例分析

为验证计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划模型的工程可用性，本文结合某实际工程，对该变电站设备停电检修方案进行规划。系统拓扑如图 11 所示，区域电网共有 27 座变电站，火力发电厂 5 座，装机容量 2 850 MW；风力发电厂 2 座，装机容量 400 MW；系统总负荷 2 875 MW；变电站 A 位于图中母线 6 处，220 kV 侧主接线采用双母接线形式，站外有 L1—L4 共 4 回出线。现根据本文提出的停电检修规划方法，对变电站 A 的 220 kV 侧设备全停检修方案开展规划设计。

首先根据式(27)、(28)，得到风电与负荷出力数值不确定性场景最优场景概率，如表 6 所示。

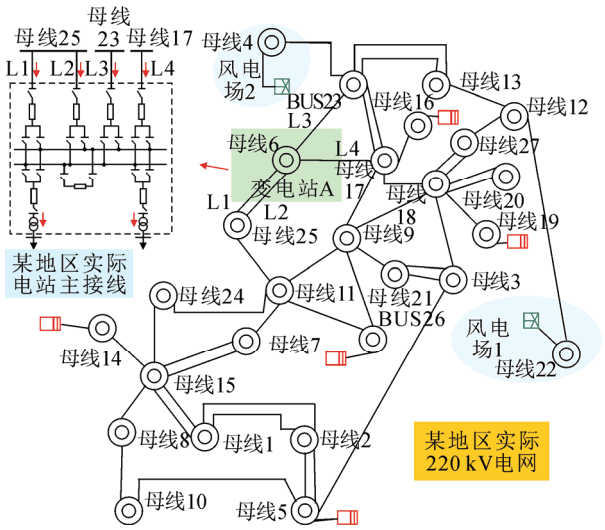


图 11　某地实际 220 kV 电网拓扑结构

Fig.11　Actual 220 kV power grid topology of a certain area

表 6　系统 A 最优场景结果

Table 6　System A optimal scenario result

场景	场景概率	负荷功率(p.u.)	风电场 1 功率(p.u.)	风电场 2 功率(p.u.)
1	0.212	0.589	0.763	0.497
2	0.401	0.624	0.262	0.193
3	0.387	0.571	0.612	0.549

该系统与变电站 A 直接相连的 4 条进线额定容量完全相同，因此裕度指标在任何接线方式下均相同。基于上述参数，对系统 A 中变电站 A 全停检修规划方案进行优化求解；求解过程中，场景概率置信度 α_1 与 α_∞ 水平设置为 0.95，调节设备不确定度从 0 变化至 2，优化结果如表 7、8 所示。

依据表 7 的计算结果，当系统最大故障阶数<2 阶时，系统不会发生切负荷情况，总成本的主要占比来自于机组运行成本，且 0 阶故障与 1 阶故障模式下系统的最优检修规划方案相同，均由 L2 与 L3 连接转供装置，并将 L1 与 L4 相组合对接。然而，当系统故障阶数达到 2 阶时，最差的故障情况下，系统发生 2 个节点发电机故障，此时，系统发生严重的切负荷情况。根据表 8 优化结果，最优检修规划方案发生改变，由 L1、L4 与主变之间建设电力通路，并将 L2 与 L3 相组合对接。相较而言，此时的设备投资成本略高于上一种方案，但是利用该种接线形式有利于改善系统潮流分布情况，并减轻由 2 个节点发电机同时故障引起的停电损失。因此，若考虑到系统发生发电机故障的概率较小，尤其是多台发电机同时故障几乎不可能发生，可以选择

表 7 不同阶数设备随机故障下系统的成本优化结果

Table 7 Cost optimization results of the system under random failure of different order equipment

K	总成本/万美元	投资成本/万美元		综合运行成本/万美元	
		投资建设	综合成本	机组运行	切负荷惩罚
0	779.52	80	0	699.52	0
1	847.86	80	0	767.86	0
2	11 868.8	81	0	1 222.7	10 565.1

表 8 不同阶数设备随机故障下系统的最佳结果

Table 8 Optimal system results under random failure of different order equipment

设备不确定预算	最严重运行鲁棒场景	最佳方案
0	无故障设备	L1-L4 对接，L2 与 L3 通过电力转供通路与变压器对接
1	G5	
2	G5、G19	L2-L3 对接，L1 与 L4 通过电力转供通路与变压器对接

“L1 与 L4 与主变之间建设电力通路并将 L2 与 L3 相组合”的检修规划方案，如果希望追求系统最好的安全性能，可以选择“L2 与 L3 与主变之间建设电力通路并将 L1 与 L4 相组合”的检修规划方案。同时，该实际工程算例表明，本文提出的计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划模型可有效实现设备停电检修期间变电站主接线及站外进线的最优方案拓扑规划。

5 结论

本文综合电网运行过程中可再生能源出力不及设备故障的不确定性，构建了计及不确定性因素影响的变电站 220 kV 侧检修规划模型。在变电站确定性模型的基础上，通过引入随机优化场景法构建变电站检修鲁棒规划模型，形成计及不确定性因素的检修规划 3 层鲁棒优化对等模型，并利用 benders 分解算法将模型转化为 MILP 模型简化求解，得到成本最优的检修方案。IEEE-RTS79 算例分析及实际工程案例计算结果表明：

1）设备故障不确定性、可再生能源出力不确定性以及场景概率不确定性对检修规划结果均有影响，随着设备不确定预算的增加，系统面临风险增大，当不确定预算调节至 2 阶及以上时，系统在最差的运行条件下，将出现功率不平衡现象，进而产生切负荷惩罚成本。

2）在可再生能源数值水平较低的场景下，系统的功率缺额现象进一步加重。而通过调节概率不确定预算，可以影响恶劣场景发生的比重，进而增大/减小系统成本。

3）模型基于概率驱动自适应鲁棒优化理论，实现了多种不确定性因素耦合下的约束简化，提高了求解效率与精度，可以有效辅助工作人员进行变电站 220 kV 侧检修时的规划方案制定。

附录见本刊网络版(http://hve.epri.sgcc.com.cn)。

参考文献 References

[1] 吴亚宁，罗 毅，周生存，等. 多时空视角下计及源-荷功率不确定性的故障严重度综合评估[J]. 电力自动化设备，2023，43(4)：192-200.
WU Yaning, LUO Yi, ZHOU Shengcun, et al. Comprehensive evaluation of fault severity considering source-load power uncertainty from multiple spatiotemporal perspectives[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(4): 192-200.

[2] 郭创新，刘祝平，冯 斌，等. 新型电力系统风险评估研究现状及展望[J]. 高电压技术，2022，48(9)：3394-3404.
GUO Chuangxin, LIU Zhuping, FENG Bin, et al. Research status and prospect of new-type power system risk assessment[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(9): 3394-3404.

[3] 李 哲，王成福，梁 军，等. 计及风电不确定性的电-气-热综合能源系统扩展规划方法[J]. 电网技术，2018，42(11)：3477-3485.
LI Zhe, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Expansion planning method of integrated energy system considering uncertainty of wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3477-3485.

[4] 桑 顺，张 琛，蔡 旭，等. 计及内、外部交互模态的电压源型风电场-电网稳定性量化分析[J]. 高电压技术，2022，48(7)：2840-2853.
SANG Shun, ZHANG Chen, CAI Xu, et al. Quantitative analysis of the voltage-source-type wind farm-weak grid’s stability considering the internal and external interaction modes[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(7): 2840-2853.

[5] 于 群，李知艺，谷 炜，等. 面向理想调度的高比例新能源电力系统端到端调度决策方法[J]. 中国电机工程学报，2023，43(S1)：31-43.
YU Qun, LI Zhiyi, GU Wei, et al. Perfect-dispatch-oriented End-to-end dispatch decision-making method for high proportion renewable energy power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(S1): 31-43.

[6] 侯 恺，刘泽宇，贾宏杰，等. 含高比例可再生能源的电力系统运行可靠性解析评估方法综述[J]. 高电压技术，2023，49(7)：2697-2710.
HOU Kai, LIU Zeyu, JIA Hongjie, et al. Review of analytical methods for operation reliability assessment of power systems with high-penetration renewable energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2697-2710.

[7] 何 俊，张博凯，甘德树，等. 计及台风的含高渗透率风电大电网多时间尺度防御调度策略[J]. 高电压技术，2023，49(4)：1724-1734.
HE Jun, ZHANG Bokai, GAN Deshu, et al. Multi-time scale defensive scheduling strategy for high wind power penetration grids under typhoon[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(4): 1724-1734.

[8] ZOU Q, QIAN J J, YOU D H, et al. Risk assessment for transmission network planning scheme based on conditional value-at-risk[C]//2018 8th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). Colombo, Sri Lanka: IEEE, 2018: 49-53.

[9] YOUSSEF H K, HACKAM R. New transmission planning model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(1): 9-18.

[10] 徐 政. 新型电力系统背景下电网强度的合理定义及其计算方法[J]. 高电压技术，2022，48(10)：3805-3819.
XU Zheng. Reasonable definition and calculation method of power grid strength under the background of new type power systems[J].

High Voltage Engineering, 2022, 48(10): 3805-3819.
[11] 杨　苓，黄泽杭，陈璟华，等. 基于纵横交叉算法的直流微电网趋优稳定性分析[J]. 高电压技术，2023，49(11)：4632-4641.
YANG Ling, HUANG Zehang, CHEN Jinghua, et al. Optimal stability analysis of DC microgrid based on crisscross optimization algorithm[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(11): 4632-4641.
[12] GU Y, MCCALLEY J D, NI M. Coordinating large-scale wind integration and transmission planning[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(4): 652-659.
[13] 朱建昆，高红均，贺帅佳，等. 考虑供电能力提升的低压配电网柔性互联规划[J]. 高电压技术，2024，50(8)：3545-3559.
ZHU Jiankun, GAO Hongjun, HE Shuaijia, et al. Flexible interconnection planning of low-voltage station area distribution network considering power supply capacity improvement[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(8): 3545-3559.
[14] PARK H, BALDICK R. Transmission planning under uncertainties of wind and load: sequential approximation approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2395-2402.
[15] PARK H, BALDICK R, MORTON D P. A stochastic transmission planning model with dependent load and wind forecasts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(6): 3003-3011.
[16] YU H, CHUNG C Y, WONG K P, et al. A chance constrained transmission network expansion planning method with consideration of load and wind farm uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(3): 1568-1576.
[17] QIU J, DONG Z Y, ZHAO J H, et al. Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2119-2129.
[18] MAJIDI-QADIKOLAI M, BALDICK R. Stochastic transmission capacity expansion planning with special scenario selection for integrating $N-1$ contingency analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4901-4912.
[19] JABR R A. Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4558-4567.
[20] GARCÍA-BERTRAND R, MÍNGUEZ R. Dynamic robust transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 2618-2628.
[21] MOREIRA A, STREET A, ARROYO J M. An adjustable robust optimization approach for contingency-constrained transmission expansion planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2013-2022.
[22] LIANG Z, CHEN H, CHEN S, et al. Probability-driven transmission expansion planning with high-penetration renewable power generation: a case study in northwestern China[J]. Applied Energy, 2019, 255: 113610.
[23] 王　灿，张雪菲，凌　凯，等. 基于区间概率不确定集的微电网两阶段自适应鲁棒优化调度[J]. 中国电机工程学报，2024，44(5)：1750-1764.
WANG Can, ZHANG Xuefei, LING Kai, et al. Two-stage adaptive robust optimal scheduling based on the interval probability uncertainty set for microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(5): 1750-1764.
[24] 柳　璐，程浩忠，吴耀武，等. 面向高比例可再生能源的输电网规划方法研究进展与展望[J]. 电力系统自动化，2021，45(13)：176-183.
LIU Lu, CHENG Haozhong, WU Yaowu, et al. Research progress and prospects of transmission expansion planning method for high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 176-183.
[25] SAMARAKOON H M D R H, SHRESTHA R M, FUJIWARA O. A mixed integer linear programming model for transmission expansion planning with generation location selection[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2001, 23(4): 285-293.
[26] 刘盾盾，柳　璐，程浩忠，等. 基于广义主从分裂理论与配电网相协同的输电网规划方法[J]. 中国电机工程学报，2021，41(17)：5856-5865.
LIU Dundun, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Transmission expansion planning coordinated with distribution networks based on generalized master-slave splitting theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(17): 5856-5865.
[27] YOKOYAMA R, SHINANO Y, TANIGUCHI S, et al. Optimization of energy supply systems by MILP branch and bound method in consideration of hierarchical relationship between design and operation[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 92: 92-104.
[28] 张巍峰，车延博，刘阳升. 电力系统可靠性评估中的改进拉丁超立方抽样方法[J]. 电力系统自动化，2015，39(4)：52-57.
ZHANG Weifeng, CHE Yanbo, LIU Yangsheng. Improved Latin hypercube sampling method for reliability evaluation of power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(4): 52-57.
[29] 孔顺飞，胡志坚，谢仕炜，等. 含电动汽车充电站的主动配电网二阶段鲁棒规划模型及其求解方法[J]. 电工技术学报，2020，35(5)：1093-1105.
KONG Shunfei, HU Zhijian, XIE Shiwei, et al. Two-stage robust planning model and its solution algorithm of active distribution network containing electric vehicle charging stations[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(5): 1093-1105.
[30] KIM Y K, LEE G S, YOON J S, et al. Evaluation for maximum allowable capacity of renewable energy source considering ac system strength measures[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(2): 1123-1134.
[31] WANG Z, WANG W S, LIU C, et al. Probabilistic forecast for multiple wind farms based on regular vine copulas[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(1): 578-589.
[32] DELAGE E, YE Y Y. Distributionally robust optimization under moment uncertainty with application to data-driven problems[J]. Operations Research, 2010, 58(3): 595-612.



张侃军
1977—，男，博士，教授级高工
主要研究方向为电力系统继电保护及自动控制
E-mail: 157789779@qq.com
ZHANG Kanjun
Ph.D., Professor



唐爱红(通信作者)
1969—，女，博士，教授，博导
主要研究方向为智能电网运行与控制、柔性交直流输电
E-mail: tah@whut.edu.cn
TANG Aihong
Ph.D., Professor
Corresponding author

收稿日期　2023-07-07　修回日期　2024-05-11　　编辑　程子丰

附录 A

由原始 TLCM 的中层和下层组成的 SP 模型经过对偶原理得到的对偶模型如下所示：

$$\max_{\substack{s_{\mathrm{li}}^s,s_{\mathrm{gi}}^s,\alpha_i^s,\beta_i^s,\chi_i^s,\delta_i^s,\\ \varepsilon_i^s,\phi_i^s,\varphi_i^s,\gamma_i^s,\eta_i^s,\kappa_i^s,\\ \lambda_i^s,\mu_i^s,\nu_i^s,\sigma_i^s,o_i^s,\varpi_i^s}} \left(\sum_{s\in S} \left(\begin{array}{l} \sum_{i\in N_{\mathrm{nonG}}} p_{\mathrm{d}i}^s\alpha_i^s + \sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} (p_{\mathrm{d}i}^s - p_{\mathrm{w}i}^s)\beta_i^s - \\ \sum_{i\in N} p_{\mathrm{d}i}^s\chi_i^s - \sum_{i\in L_0} M_{s\mathrm{l}i}(1-s_{\mathrm{l}i}^s)(\delta_i^s+\varepsilon_i^s) \\ -2\pi\sum_{i\in N}(\kappa_i^s+\lambda_i^s) - \sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} p_{\mathrm{w}i}^s\varpi_i^s \\ -\sum_{i\in L^-} M_{\mathrm{x}i}(1-x_i^*s_{\mathrm{l}i}^s)(\phi_i^s+\varphi_i^s) - \\ \sum_{i\in L^+} M_{\mathrm{y}i}(1-y_{\mathrm{l}i}^*s_{\mathrm{l}i}^s)(\gamma_i^s+\eta_i^s) + \\ \sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} (\underline{p_{\mathrm{g}i}}\mu_i^s s_{\mathrm{g}i}^s - \overline{p_{\mathrm{g}i}}\nu_i^s s_{\mathrm{g}i}^s) + \\ \sum_{i\in L_0\cup L^+\cup L^-} (\underline{p_{\mathrm{l}i}}o_i^s s_{\mathrm{l}i}^s - \overline{p_{\mathrm{l}i}}\sigma_i^s s_{\mathrm{l}i}^s) \end{array} \right) \right) \tag{A1}$$

$$(\beta_{\mathrm{f}it}^s(\alpha_{\mathrm{f}i}) - \beta_{\mathrm{o}it}^s(\alpha_{\mathrm{o}i})) + \delta_{it}^s - \varepsilon_{it}^s = 0, \quad \forall i\in L_0, t=1,2,\cdots,s \tag{A2}$$

$$(\beta_{\mathrm{f}it}^s(\alpha_{\mathrm{f}i}) - \beta_{\mathrm{o}it}^s(\alpha_{\mathrm{o}i})) + \phi_{it}^s - \varphi_{it}^s = 0, \quad \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A3}$$

$$(\beta_{\mathrm{f}it}^s(\alpha_{\mathrm{f}i}) - \beta_{\mathrm{o}it}^s(\alpha_{\mathrm{o}i})) + \gamma_{it}^s - \eta_{it}^s = 0, \quad \forall i\in L^+, t=1,2,\cdots,s \tag{A4}$$

$$-p_t^s c_i + \chi_{it}^s - \chi_{2it}^s + \beta_i(\alpha_i) \le 0, \quad \forall i\in N, t=1,2,\cdots,s \tag{A5}$$

$$\sum_{i\in L_0} b_i(-\delta_{ii}+\varepsilon_i) + \sum_{i\in L^-} b_i(-\phi_{ii}+\varphi_i) + \sum_{i\in L^+} b_i(-\gamma_i + \eta_i) + \sum_{i\in N}(\kappa_{it}^s - \lambda_{it}^s) = 0, t=1,2,\cdots,s \tag{A6}$$

$$\varpi_{it}^s - \varpi_{2it}^s - \beta_{it}^s = 0, \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A7}$$

$$\alpha_{it}^s \ge 0, \forall i\in N_{\mathrm{nonG}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A8}$$

$$\varpi_{it}^s,\ \varpi_{2it}^s, \beta_{it}^s, \mu_{it}^s, \nu_{it}^s \ge 0, \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A9}$$

$$\chi_{it}^s, \kappa_{it}^s, \lambda_{it}^s \ge 0, \forall i\in N, t=1,2,\cdots,s \tag{A10}$$

$$\delta_{it}^s, \varepsilon_{it}^s \ge 0, \forall i\in L_0, t=1,2,\cdots,s \tag{A11}$$

$$\phi_{it}^s, \varphi_{it}^s \ge 0, \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A12}$$

$$\gamma_{it}^s, \eta_{it}^s \ge 0, \forall i\in L^+, t=1,2,\cdots,s \tag{A13}$$

$$o_{it}^s, \sigma_{it}^s \ge 0, \forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A14}$$

式中：α_{it}^s 为式(42)的对偶变量；β_i 为式(43)的对偶变量；δ_{it}^s、ε_{it}^s 为式(44)的对偶变量；ϕ_{it}^s、φ_{it}^s 为式(45)的对偶变量；γ_{it}^s、η_{it}^s 为式(46)的对偶变量；$\kappa_{it}^s, \lambda_{it}^s$ 为式(47)的对偶变量；μ_{it}^s、ν_{it}^s 为式(49)的对偶变量；o_{it}^s、σ_{it}^s 为式(50)的对偶变量；ϖ_{it}^s 为式(51)的对偶变量；χ_{it}^s 为式(52)的对偶变量。

式(A1)中包含许多非线性乘积项，利用大 M 法进一步线性化，得到 SP 的对等 MILP 模型，具体如下：

$$\max_{\substack{s_{\mathrm{li}}^s,s_{\mathrm{gi}}^s,\alpha_i^s,\beta_i^s,\chi_i^s,\delta_i^s,\\ \varepsilon_i^s,\phi_i^s,\varphi_i^s,\gamma_i^s,\eta_i^s,\kappa_i^s,\\ \lambda_i^s,\mu_i^s,\nu_i^s,\sigma_i^s,o_i^s,\varpi_i^s,\\ \delta_{\mathrm{d}-i}^s,\varepsilon_{\mathrm{d}-i}^s,\phi_{\mathrm{d}-i}^s,\varphi_{\mathrm{d}-i}^s,\\ \mu_{\mathrm{d}-i}^s,\nu_{\mathrm{d}-i}^s,\gamma_{\mathrm{d}-i}^s,\eta_{\mathrm{d}-i}^s,\\ o_{\mathrm{d}-i}^s,\sigma_{\mathrm{d}-i}^s}} \left(\sum_{s\in S} \left(\begin{array}{l} \sum_{i\in N_{\mathrm{nonG}}} p_{\mathrm{d}i}^s\alpha_i^s + \sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} (p_{\mathrm{d}i}^s - p_{\mathrm{w}i}^s)\beta_i^s - \\ \sum_{i\in N} p_{\mathrm{d}i}^s\chi_i^s - \sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} p_{\mathrm{w}i}^s\varpi_i^s - 2\pi\sum_{i\in N}(\kappa_i^s+\lambda_i^s) \\ -\sum_{i\in L_0} M_{\mathrm{ls}i}(\delta_i^s+\varepsilon_i^s+\delta_{\mathrm{d}-i}^s+\varepsilon_{\mathrm{d}-i}^s) \\ -\sum_{i\in L^+} M_{x i}(\phi_i^s+\varphi_i^s+x_i^*\phi_{\mathrm{d}-i}^s+x_i^*\varphi_{\mathrm{d}-i}^s) \\ +\sum_{i\in N_{\mathrm{G}}} (\underline{p_{\mathrm{g}i}}\mu_{\mathrm{d}-i}^s - \overline{p_{\mathrm{g}i}}\nu_{\mathrm{d}-i}^s) \\ -\sum_{i\in L^-} M_{y i}(\gamma_i^s+\eta_i^s+y_{\mathrm{l}i}^*\gamma_{\mathrm{d}-i}^s+y_{\mathrm{l}i}^*\eta_{\mathrm{d}-i}^s) \\ +\sum_{i\in L_0\cup L^+\cup L^-} (\underline{p_{\mathrm{l}i}}o_{\mathrm{d}-i}^s - \overline{p_{\mathrm{l}i}}\sigma_{\mathrm{d}-i}^s) \end{array} \right) \right) \tag{A15}$$

$$-M_\delta(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \delta_{\mathrm{d}-it}^s - \delta_{it}^s \le M_\delta(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^0, t=1,2,\cdots,s \tag{A16}$$

$$-M_\varepsilon(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \varepsilon_{\mathrm{d}-it}^s - \varepsilon_{it}^s \le M_\varepsilon(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^0, t=1,2,\cdots,s \tag{A17}$$

$$-M_\Phi(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \phi_{\mathrm{d}-it}^s - \phi_{it}^s \le M_\Phi(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A18}$$

$$-M_\varphi(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \varphi_{\mathrm{d}-it}^s - \varphi_{it}^s \le M_\varphi(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A19}$$

$$-M_\gamma(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \gamma_{\mathrm{d}-it}^s - \gamma_{it}^s \le M_\gamma(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^+, t=1,2,\cdots,s \tag{A20}$$

$$-M_\eta(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \eta_{\mathrm{d}-i}^s - \eta_{it}^s \le M_\eta(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A21}$$

$$-M_\mu(1-s_{\mathrm{g}it}^s) \le \mu_{\mathrm{d}-i}^s - \mu_{it}^s \le M_\mu(1-s_{\mathrm{g}it}^s), \quad \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A22}$$

$$-M_\nu(1-s_{\mathrm{g}it}^s) \le \nu_{\mathrm{d}-it}^s - \nu_{it}^s \le M_\nu(1-s_{\mathrm{g}it}^s), \quad \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A23}$$

$$-M_{\mathrm{o}}(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le o_{\mathrm{d}-it}^s - o_{\mathrm{d}-it}^s \le M_{\mathrm{o}}(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A24}$$

$$-M_\sigma(1-s_{\mathrm{l}it}^s) \le \sigma_{\mathrm{d}-it}^s - \sigma_{it}^s \le M_\sigma(1-s_{\mathrm{l}it}^s), \quad \forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A25}$$

$$-M_\beta(1-s_{\mathrm{g}it}^s) \le \beta_{\mathrm{d}-it}^s - \beta_{it}^s \le M_\beta(1-s_{\mathrm{g}it}^s), \quad \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A26}$$

$$-k_{\mathrm{p}}^s p_t^{s,*} + \beta_{i-\mathrm{d}t}^s + \mu_{it}^s - \nu_{it}^s = 0, \quad \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A27}$$

$$\delta_{\mathrm{d}-it}^s, \varepsilon_{\mathrm{d}-it}^s \ge 0, \forall i\in L^0, t=1,2,\cdots,s \tag{A28}$$

$$\phi_{\mathrm{d}-it}^s, \varphi_{\mathrm{d}-it}^s \ge 0, \forall i\in L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A29}$$

$$\gamma_{\mathrm{d}-it}^s, \eta_{\mathrm{d}-it}^s \ge 0, \forall i\in L^+, t=1,2,\cdots,s \tag{A30}$$

$$\beta_{\mathrm{d}-it}^s, \mu_{\mathrm{d}-it}^s, \nu_{\mathrm{d}-it}^s \ge 0, \forall i\in N_{\mathrm{G}}, t=1,2,\cdots,s \tag{A31}$$

$$o_{\mathrm{d}-it}^s, \sigma_{\mathrm{d}-it}^s \ge 0, \forall i\in L_0\cup L^+\cup L^-, t=1,2,\cdots,s \tag{A32}$$