

doi: 10.7690/bgzd.2025.09.003

基于计算智能的输电网优化规划模型

严 昭

(贵州电网有限责任公司客户服务中心, 贵阳 550002)

摘要: 针对电力系统的运行场景趋于多样化和复杂化特点, 考虑传统输电网规划时忽略不确定性引起的输电阻塞场景问题, 提出一种考虑输电阻塞的网络规划模型。基于多约束模型确定不同传输场景下的发电机有功功率和用户负荷; 基于经济调度模型建立考虑阻塞场景的输电网规划约束模型; 基于改进的多约束缎蓝园丁鸟优化算法 (multi-constraints satin-bowerbird optimizer, MCSBO) 求解多约束条件输电网规划模型。以某市简化的 6 节点电力网络为例, 对所提规划方法的有效性进行验证。结果表明: 经过规划后, 不同场景阻塞程度明显得到改善, 规划前输电平均阻塞程度为 0.49, 规划后降低为 0.09, 约提高 4.4 倍。

关键词: 输电网络; 输电阻塞; 规划模型; 缎蓝园丁鸟优化算法; 经济调度模型

中图分类号: TP393 **文献标志码:** A

Transmission Network Optimal Planning Model Based on Computational Intelligence

Yan Zhao

(Customer Service Center of Guizhou Power Grid Co., Ltd., Guiyang 550002, China)

Abstract: In view of the diversification and complexity of power system operation scenarios, a network planning model considering transmission congestion is proposed, which considers the transmission congestion scenario caused by the neglect of uncertainty in traditional transmission network planning. The multi-constraint model is used to determine the active power of generators and user loads under different transmission scenarios; the economic dispatch model is used to establish the constraint model of transmission network planning considering congestion scenarios; and the improved multi-constraints satin-bowerbird optimizer (MCSBO) is used to solve the multi-constraint transmission network planning model. The effectiveness of the proposed planning method is verified by a simplified 6-node power network in a city. The results show that after the planning, the congestion degree of different scenarios is significantly improved, the average congestion degree of transmission is 0.49 before the planning, and it is reduced to 0.09 after the planning, which is about 4.4 times higher.

Keywords: transmission network; transmission congestion; programming model; satin blue bowerbird optimization algorithm; economic dispatch model

0 引言

随着计算机、网络、大数据、物联网、通信等技术^[1-2]的不断发展, 为电力系统^[3]的改革与创新带来了契机, 特别是为输电网络规划^[4-6]的发展奠定了基础。目前, 电力市场体系正处于从垄断和管制向竞争转变的加速过程中。电力市场中的发电、输电、配电和销售过程是分离的, 多个参与者的行为变得更加独立和复杂。当网络传输容量不足时, 由于安全稳定运行的物理约束, 通过传输线的功率流受到限制, 从而引发传输阻塞^[7]。输电阻塞地区的用户必须购买更昂贵的电力, 这使得位置边际价格 (location marginal price, LMP) 高于系统边际发电成本, 从而增加了输电网络的运营成本。

近年来, 大量学者对电力市场的输电网规划进行了研究。文献[8]提出一种考虑连锁故障的输电网

双层扩展规划模型; 文献[9]提出一种基于深度强化学习的输电网规划方法; 文献[10]提出一种可再生能源接入下满足短路电流限制的发电输电系统鲁棒规划方法; 文献[11]提出一种基于学习理论的含光储联合系统的输电网双层规划模型。然而, 目前大部分输电网规划方案并未考虑发电商市场力对输电网络的影响。当输电网络的输电能力有限时, 发电机可以人为地造成输电阻塞以增加收入, 从而导致电价上涨和电力有效分配失衡。此外, 许多研究也未考虑电力市场多个不确定性引起的输电阻塞场景。

针对上述问题, 笔者提出一种考虑电力市场输电阻塞的多阶段输电网规划方法, 以社会效益最大化为目标, 通过多约束缎蓝园丁鸟优化 (MCSBO) 求解多约束条件输电网规划模型中各种运行场景下的最优调度问题。

收稿日期: 2024-09-13; 修回日期: 2024-10-28

第一作者: 严 昭 (1982—), 男, 湖南人。

1 问题描述

1.1 输电网经济调度模型

在电力市场中,为实现配电商和用户之间利益分配最优,笔者基于输电网经济调度模型建立社会效益最大化模型。模型中的目标函数包括发电机的发电成本和用户利益,具体描述如下:

$$\max C^{sb} = \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} P_i^{\text{load}} c_i^{\text{load}} - \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{g \in \Omega_i^{\text{gen}}} P_{i,g}^{\text{gen}} c_{i,g}^{\text{gen}} \quad (1)$$

式中: C^{sb} 为输电网运行中的社会效益; P_i^{load} 为节点 i 的负载功率; c_i^{load} 为节点 i 的购电价格; $P_{i,g}^{\text{gen}}$ 为与节点 i 相连的发电机 g 的功率; $c_{i,g}^{\text{gen}}$ 为与节点 i 相连的发电机 g 的电价; Ω_{node} 为传输网络节点集合; Ω_i^{gen} 为与节点 i 相连的发电机集合。

进一步,输电网经济调度模型的约束条件定义如下:

电网节点功率平衡约束为:

$$\sum_{g \in \Omega_i^{\text{gen}}} P_{i,g}^{\text{gen}} + \sum_{i,j \in \Omega_i^{\text{line}}} P_{ij}^{\text{line}} = P_i^d \quad (2)$$

式中: P_{ij}^{line} 为输电线路 ij 之间的功率; P_i^d 为节点 i 处的负载需求; Ω_i^{line} 为从节点 i 开始的传输线路集合。

潮流约束为:

$$P_{ij}^{\text{line}} = \sum_{k \in L_{ij}} P_{ij,k}^{\text{line}} = \sum_{k \in L_{ij}} n_{ij,k} B_{ij,k} (\theta_i - \theta_j) \quad (3)$$

式中: $P_{ij,k}^{\text{line}}$ 为输电线路 ij 中第 k 个电路的功率; $n_{ij,k}$ 为输电线路 ij 中第 k 个电路的二元状态决策变量; $B_{ij,k}$ 为输电线路 ij 第 k 个电路的电纳; θ_i 和 θ_j 为节

$$\begin{aligned} L = & \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} P_i^{\text{load}} c_i^{\text{load}} (P_i^{\text{load}}) - \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{g \in \Omega_i^{\text{gen}}} P_{i,g}^{\text{gen}} c_{i,g}^{\text{gen}} (P_{i,g}^{\text{gen}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{k \in L_{ij}} \mu_{ij} \left(P_{ij}^{\text{line}} - \sum_{k \in L_{ij}} n_{ij,k} B_{ij,k} (\theta_i - \theta_j) \right) + \\ & \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{k \in L_{ij}} \bar{v}_{ij,k} (P_{ij,k}^{\text{line}} - n_{ij,k} S_{ij,k}^{\text{max}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{k \in L_{ij}} \underline{v}_{ij,k} (-n_{ij,k} S_{ij,k}^{\text{max}} - P_{ij,k}^{\text{line}}) + \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{g \in \Omega_{\text{gen},i}} \bar{\tau}_{i,g} (P_{i,g}^{\text{gen}} - P_{i,g}^{\text{gen,max}}) + \\ & \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{g \in \Omega_{\text{gen},i}} \underline{\tau}_{i,g} (P_{i,g}^{\text{gen,min}} - P_{i,g}^{\text{gen}}) + \pi \theta_{\text{ref}} + \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \bar{\omega}_i (P_i^{\text{load}} - P_i^d) + \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \underline{\omega}_i ((1 - \varepsilon_i^{\text{ENS}}) P_i^d - P_i^{\text{load}}) \end{aligned} \quad (8)$$

式中: c_i^{load} 为节点 i 处的电力购置价格; $c_{i,g}^{\text{gen}}$ 为与节点 i 相连的发电机 g 的电力价格; μ_{ij} 为输电线路 ij 潮流约束的拉格朗日乘数; $\bar{v}_{ij,k}$ 和 $\underline{v}_{ij,k}$ 分别为输电线路 ij 第 k 个电路容量限制上限和下限的拉格朗日乘数; $\bar{\tau}_{i,g}$ 和 $\underline{\tau}_{i,g}$ 分别为与节点 i 相连的发电机 g 功率约束上限和下限的拉格朗日乘数; π 为平衡点相角约束的拉格朗日乘子; $\bar{\omega}_i$ 和 $\underline{\omega}_i$ 分别为节点 i 处功率损耗上限和下限约束的拉格朗日乘数。

点 i 和节点 j 的电压相位角; L_{ij} 为传输线路 ij 的传输电路集合。

线路容量约束为:

$$-n_{ij,k} S_{ij,k}^{\text{max}} \leq P_{ij,k}^{\text{line}} \leq n_{ij,k} S_{ij,k}^{\text{max}} \quad (4)$$

式中 $S_{ij,k}^{\text{max}}$ 为传输线路 ij 第 k 个电路的最大传输功率。

发电机功率约束为:

$$P_{i,g}^{\text{gen,min}} \leq P_{i,g}^{\text{gen}} \leq P_{i,g}^{\text{gen,max}} \quad (5)$$

式中 $P_{i,g}^{\text{gen,min}}$ 和 $P_{i,g}^{\text{gen,max}}$ 分别为连接到节点 i 的发电机 g 的最小和最大功率。

平衡节点的相角约束为:

$$\theta_{\text{ref}} = 0; \quad (6)$$

式中 θ_{ref} 为平衡节点的电压相位角。

功率损耗约束为:

$$(1 - \varepsilon_i^{\text{ENS}}) P_i^d \leq P_i^{\text{load}} \leq P_i^d \quad (7)$$

式中: $\varepsilon_i^{\text{ENS}}$ 为节点 i 的最大负荷损失率; P_i^{load} 为节点 i 的负荷功率。

1.2 基于影子价格的 LMP 分解

电力传输网络中的 LMP 定义为节点的单位负荷需求改变时的边际成本或收入。在电力市场中, LMP 可以为市场参与者提供价格信号,实现公平贸易,从而帮助电力公司解决输电阻塞问题,用于指导输电网规划。在解决输电网络的最优潮流经济调度问题时,通过构造扩展拉格朗日函数以计算每个约束的拉格朗日乘数,该乘数表示与约束相关的网络资源(即线路和发电机)的影子价格。扩展拉格朗日函数的表达式描述如下所示:

进一步,每个节点的扩展拉格朗日函数的偏导数可计算如下:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_i^{\text{load}}} = & c_i^{\text{load}} (P_i^{\text{load}}) + P_i^{\text{load}} \frac{\partial c_i^{\text{load}} (P_i^{\text{load}})}{\partial P_i^{\text{load}}} - \\ & \lambda_i + \sum_{k \in L_{ij}} \mu_{ij} \frac{\partial P_{ij}^{\text{line}}}{\partial P_i^{\text{load}}} + \bar{\omega}_i - \underline{\omega}_i + \sum_{k \in L_{ij}} (\bar{v}_{ij,k} - \underline{v}_{ij,k}) \frac{\partial P_{ij,k}^{\text{line}}}{\partial P_i^{\text{load}}} \end{aligned} \quad (9)$$

式中 λ_i 为节点 i 的功率平衡约束的拉格朗日乘子。

此外,基于 Karush-Kuhn-Tucker(KKT)非线性规划最优解条件,节点 i 处的 LMP 可表示如下:

$$L_i^{\text{load}} = c_i^{\text{load}}(P_i^{\text{load}}) + P_i^{\text{load}} \partial c_i^{\text{load}}(P_i^{\text{load}}) / \partial P_i^{\text{load}} = \lambda_i - \sum_{k \in L_{ij}} \mu_{ij} \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_i^{\text{load}} - \bar{\omega}_i + \underline{\omega}_i - \sum_{k \in L_{ij}} (\bar{v}_{ij,k} - \underline{v}_{ij,k}) \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_i^{\text{load}}。 \quad (10)$$

式中 L_i^{load} 为节点 i 处的 LMP。

根据式(10)可以看出：负荷节点的 LMP 包括参考节点的电价、线路拥挤约束的拉格朗日乘数和功率损耗约束。拉格朗日乘数表示输电线路 ij 的第 k 个电路扩展单位容量时目标函数的增量。当输电线路容量不足且潮流超过最大限制时，拉格朗日乘数 $\bar{v}_{ij,k}$ 和 $\underline{v}_{ij,k}$ 并不都为 0。同时， $\bar{v}_{ij,k}$ 或 $\underline{v}_{ij,k}$ 越大，输电阻塞问题越严重，线路扩建对缓解输电阻塞的效果越好。

每个发电机的扩展拉格朗日函数的偏导数可表示如下：

$$\partial L / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} = c_{i,g}^{\text{gen}}(P_{i,g}^{\text{gen}}) + P_{i,g}^{\text{gen}} \partial c_{i,g}^{\text{gen}}(P_{i,g}^{\text{gen}}) / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} + \lambda_i + \sum_{k \in L_{ij}} \mu_{ij} \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} + \sum_{k \in L_{ij}} (\bar{v}_{ij,k} - \underline{v}_{ij,k}) \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} + \sum_{g \in \Omega_{\text{gen},i}} (\bar{\tau}_{i,g} - \underline{\tau}_{i,g})。 \quad (11)$$

同理，与节点 i 连接的发电机 g 的 LMP，包括参考节点价格、线路阻塞约束影子价格和发电机输出约束影子价格，可表示如下：

$$L_{i,g}^{\text{gen}} = c_{i,g}^{\text{gen}}(P_{i,g}^{\text{gen}}) + P_{i,g}^{\text{gen}} \partial c_{i,g}^{\text{gen}}(P_{i,g}^{\text{gen}}) / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} = \lambda_i + \sum_{k \in L_{ij}} \mu_{ij} \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_{i,g}^{\text{gen}} + \sum_{k \in L_{ij}} (\bar{v}_{ij,k} - \underline{v}_{ij,k}) \frac{\partial P_{ij}^{\text{line}}}{\partial P_{i,g}^{\text{gen}}} + \sum_{g \in \Omega_{\text{gen},i}} (\bar{\tau}_{i,g} - \underline{\tau}_{i,g})。 \quad (12)$$

综上，输电网经济调度问题中网络资源的影子价格与最优潮流模型中约束的拉格朗日乘数、发电边际成本、用电边际效益和流量转移相关系数有关。通过对每个节点的 LMP 进行分解，可有效地评估网络资源的价值，从而指导电力市场中电网资源的规划和使用。

1.3 输电网络阻塞

自新的电力结构调整以来，省内和省际电力交易量持续增长，电力市场对输电网规划和运行的影响日益扩大。除了输电网络中的传统风险源，如可再生能源整合、负荷波动和设备故障，来自电力市场的新风险源，如厂网分离、电价波动，发电商和用户之间的直接交易增加了输电网络阻塞的风险程度，增加了输电公司协调发电和网络资源的难度。基于场景分析方法，生成尽可能多的输电网运行场

景，并在规划决策中加以考虑，从而有助于充分模拟输电网的各种潜在阻塞风险，保证规划方案的经济性。场景越多，规划模型中的变量和约束就越多，这很可能导致维度灾难，降低求解效率。现有的输电网规划方法人为设置了最大负荷、高概率、故障等场景，忽略了潜在的阻塞场景阻塞问题的严重性。

在输电阻塞情况下，输电线路两端之间存在价格差异，导致输电阻塞盈余。输电阻塞盈余与最优潮流模型中的影子价格（即拉格朗日乘数） μ_{ij} ， $\bar{v}_{ij,k}$ 和 $\underline{v}_{ij,k}$ 以及传输系数 H_{ij} 相关。其中， H_{ij} 定义如下：

$$H_{ij} = \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_i^{\text{gen}} = \partial P_{ij}^{\text{line}} / \partial P_i^{\text{load}}。 \quad (13)$$

假设确定了网络帧，则 μ_{ij} ， $\bar{v}_{ij,k}$ 和 $\underline{v}_{ij,k}$ 可用于反映传输阻塞的严重程度。为此，笔者提出一种基于影子价格的输电阻塞度评价指标，用于指导考虑传输阻塞的传输网络规划。评价指标具体定义如下：

$$\eta_s = p_s \varphi_s = p_s \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{ij \in \Omega_{\text{line}}} \sum_{k \in L_{ij}} (\mu_{s,ij} \bar{v}_{ij,k} + \underline{v}_{ij,k})。 \quad (14)$$

式中： p_s 为场景 s 的概率； φ_s 为场景 s 的影子价格； Ω_{line} 为传输线路集合。

进一步，假定所有场景中输电阻塞程度综合考虑了风险的 2 个维度（即概率和影响），从而客观地描述了场景的输电阻塞风险，反映运营场景对网络规划的影响。为此，应将具有足够规划值的场景添加到规划场景集 Ω_{plan} ，具体描述如下：

$$\Omega_{\text{plan}} = \{s | \eta_s \geq \eta_0\}。 \quad (15)$$

式中： η_s 为场景 s 的传输阻塞程度； η_0 为传输阻塞程度的阈值。需注意，如果输电阻塞程度大于输电阻塞阈值 η_0 ，将该场景设置为主要阻塞场景，并纳入规划场景集；否则，该场景为轻微阻塞场景，且不需要在规划问题中考虑。传输阻塞场景筛选根据传输网络运行模拟结果为传输网络规划提供实际传输阻塞信息，从而助于获得更好的规划结果。

2 考虑输电阻塞的网络规划模型

为提高输电网规划模型缓解输电阻塞风险能力，笔者基于经济调度模型，根据运行场景优化调度结果和阻塞场景筛选结果，分析主要阻塞场景的输电网规划问题。进一步，根据当前规划方案对主要拥堵场景进行评估和筛选。

2.1 模型建立

笔者提出的输电网络规划模型主要从输电公司的角度出发，输电公司承担社会责任的同时，确定

输电线路的建设时间和线路数量。对于多阶段输电网规划,假设所有成本构成发生在每个规划阶段的末尾,规划期内总成本的净现值考虑了时间效益。规划模型的目标函数包括输电线路投资成本、输电线路维护成本和重大拥堵场景下输电网的社会效益,具体模型定义如下:

$$\max_{\Omega_{\text{dec}}} C^{\text{total}} = \sum_{t=1}^{N_{\text{plan}}} \left(\zeta_t \left(T_{\text{hr}} \sum_{s \in \Omega_{\text{plan},t}} p_s C_s^{\text{sb}} - C_t^{\text{om}} \right) - \sigma C_t^{\text{inv}} \right); \quad (16)$$

$$C_s^{\text{sb}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} P_{s,i}^{\text{load}} c_{s,i}^{\text{load}} - \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{g \in \Omega_{\text{gen}}} P_{s,i,g}^{\text{gen}} c_{s,i,g}^{\text{gen}}; \quad (17)$$

$$C_t^{\text{om}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{j \in \Omega_{\text{line}}} \sum_{k \in L_{ij}} C_{ij,k}^{\text{om}} n_{t,ij,k}; \quad (18)$$

$$C_t^{\text{inv}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{node}}} \sum_{j \in \Omega_{\text{line}}} \sum_{k \in L_{ij}} C_{ij,k}^{\text{inv}} x_{t,ij,k}; \quad (19)$$

$$\Omega_{\text{dec}} = \left\{ P_{s,i}^{\text{load}}, P_{s,i,g}^{\text{gen}}, n_{t,ij,k}, x_{t,ij,k} \right\}; \quad (20)$$

$$\zeta_t = (1+r)^{-t \times (T_{\text{plan}}/N_{\text{plan}})}; \quad (21)$$

$$\sigma = r(1+r)^{T_{\text{line}}} / ((1+r)^{T_{\text{plan}}} - 1)。 \quad (22)$$

式中: C^{total} 为社会效益盈余; ζ_t 为折扣系数; N_{plan} 为规划阶段的数量; T_{hr} 为每个规划阶段的负载持续时间; C_s^{sb} 为场景 s 下的社会效益; C_t^{om} 为规划阶段 t 的输电线路维护费用; C_t^{inv} 为输电线路在规划阶段 t 的投资成本; σ 为线路投资回收系数; T_{plan} 为规划周期的年数; N_{plan} 为规划阶段的数量; T_{line} 为输电线路资本回收周期的年数。

进一步,输电网规划模型的约束条件定义如下:

输电线路建造数量约束为:

$$0 \leq \sum_{t=1}^{N_{\text{plan}}} \sum_{k \in L_{ij}} x_{t,ij,k} \leq \bar{x}_{ij}。 \quad (23)$$

式中 \bar{x}_{ij} 为可建造的传输线路 ij 数量上限。

输电线路建设的时间约束为:

$$n_{t-1,ij,k} \leq n_{t,ij,k}。 \quad (24)$$

式中 $n_{t,ij,k}$ 为规划阶段 t 中输电线路 ij 的第 k 条线路的二元状态决策变量。

输电网年投资成本的制约因素为:

$$C_t^{\text{inv}} \leq C_t^{\text{bud}}。 \quad (25)$$

式中: C_t^{bud} 为规划阶段 t 中输电线路投资和维持的最大预算。此外,输电网规划方案应满足安全运行约束条件式(2)~(7)。

2.2 模型求解

缎蓝园丁鸟优化 (satin-bowerbird optimizer, SBO) 算法的灵感来源于雄性吸引雌性的原则,即通

过构建一个专门的园子,雄性园丁鸟吸引雌性进行繁殖。传统 SBO 用于解决多约束问题时存在易陷入局部最优、种群多样性较低、模型效果较差等缺点,为此,提出 MCSBO 求解多约束条件输电网规划模型题。MCSBO 主要包括个体选择策略和筑巢吸引策略,从而提高种群多样性以及算法效率。下面对各环节进行详细介绍。

2.2.1 个体选择策略

为提高种群多样性,笔者通过轮盘赌机制执行个体选择策略:

$$P_i = c / N_i。 \quad (26)$$

式中: N_i 为第 i 个解的邻域解的个数; c 为固定常数。

在每个迭代周期结束时,根据一定的概率随机突变位置 x_{ik} 。笔者选用正态分布用于突变过程具体计算:

$$x_{ik}^{\text{new}} \sim N(x_{ik}^{\text{old}}, \sigma^2); \quad (27)$$

$$N(x_{ik}^{\text{old}}, \sigma^2) = x_{ik}^{\text{old}} + (\sigma \times N(0, 1)); \quad (28)$$

$$\sigma = z \times (v_{\text{max}} - v_{\text{min}})。 \quad (29)$$

式中: v_{max} 和 v_{min} 分别为筑巢位置上限和下限; z 为下限和上限之间的百分比差。

2.2.2 筑巢吸引策略

为提高算法优化效率,笔者提出一种改进的筑巢吸引策略。算法迭代过程中,每个园丁鸟的新位置通过以下公式计算:

$$x_{ik}^{\text{new}} = x_{ik}^{\text{old}} + \lambda_k \left(((x_{jk} + x_{e,k}) / 2) - x_{ik}^{\text{old}} \right); \quad (30)$$

$$\lambda_k = w_1 e^{-w_2 t / T_{\text{max}}}。 \quad (31)$$

式中: x_i 为第 i 个筑巢; x_{ik} 为该筑巢 k 的向量; x_j 为第 j 个筑巢的位置; x_e 为精英筑巢; λ_k 为筑巢的吸引力; w_1 和 w_2 为超参数,用来度量 λ_k 空间范围; t 为当前迭代步长; T_{max} 为最大迭代次数。

2.2.3 模型执行过程

MCSBO 算法执行过程描述如下:

步骤 1 初始化种群。

步骤 2 计算每个群体成员的吸引力概率。根据计算出的概率,雌性鸟通过筑巢的位置和其装饰选择雄性鸟;同样其他雄性鸟通过根据相应的概率模仿其他雄性筑巢。

步骤 3 定义并使用精英解作为进化算法的主要特征,从而允许在优化过程中保留最佳解。

步骤 4 更新位置。

步骤 5 在每个迭代周期结束时, 根据一定的概率随机突变 \mathbf{x}_{ik} 。

步骤 6 计算每个种群的适应度函数, 并评估和排序。

步骤 7 根据评估和排序结果计算新种群。

步骤 8 判断算法是否满足终止条件, 若满足, 则停止该算法, 并获得最佳解; 否则返回步骤 2。

3 仿真与分析

3.1 数据集与环境设置

以某市简化的 6 节点电力网络为例, 对所提出规划方法的有效性进行验证。图 1 为简化电力网络, 共包含 6 个节点和 15 个传输走廊。为模拟电力市场的特点, 用户侧负荷分阶段报价, 每个节点的负荷分为 5 个区段, 价格分别为 30、28、26、24 和 23 元/MWh。假设电网中每个发电机组根据其边际成本报价, 负荷需求基于其实际电力效益报价。此外, 在节点处配置无功功率补偿设备, 以提供足够的无功功率进行平衡。

仿真环境设置如下: 多级输电网规划模型以及 MCSBO 算法由 Matlab 2019A 编译, 运行在 CPU

主频 3.8 GHz, 内存 128 G 的 Intel 酷睿 i7 12700k, 操作系统为 Win 10 64 位的工作站。表 1—4 分别为: 仿真相关参数、传输线路相关参数、发电机组及负荷参数、场景参数。

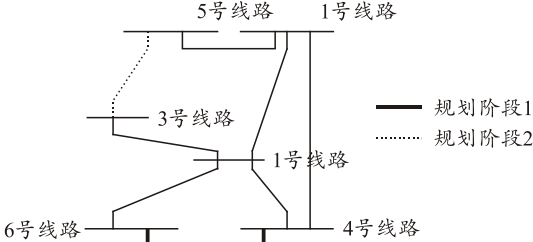


图 1 简化的电力网络

表 1 仿真相关参数

分类	参数	值
规划参数	规划周期/年	15
	规划阶段个数	5
	负荷增长率/%	5
	资本回收周期/年	25
	贴现率/%	8
	传输拥塞阈值	0.3
MCSBO	种群大小	100
	w_1	2.0
	w_2	-3.8
	最大迭代次数	300
	c	1 到 N_i 任意整数

表 2 传输线路相关参数

输电走廊	电抗/p.u	容量/MW	投资成本/ $\times 10^6$ 元	现有线路数量	长度/km	输电走廊	电抗/p.u	容量/MW	投资成本/ $\times 10^6$ 元	现有线路数量	长度/km
1-2	0.40	80.0	41	1	20	2-6	0.30	80.0	35	1	15
1-3	0.38	80.0	39	0	19	3-4	0.59	65.0	58	0	30
1-4	0.60	64.0	62	1	30	3-5	0.20	80.0	21	1	10
1-5	0.20	80.0	32	1	15	3-6	0.48	80.0	49	0	24
1-6	0.68	56.0	69	0	34	4-5	0.63	60.0	63	0	32
2-3	0.20	80.0	21	1	10	4-6	0.30	80.0	35	1	15
2-4	0.40	0	42	1	20	5-6	0.61	62.4	65	0	31
2-5	0.31	80.0	3	0	15						

表 3 发电机组及负荷参数

节点	发电机编号	容量/MW	最小输出	价格/(元/MWh)
1	G1	255	225	10
2	G2	145	0	20
3	G3	120	30	18
	G4	80	0	22
4	-	-	-	-
	G5	125	60	17
5	G6	100	50	12
	G7	100	0	20
	G8	90	50	15
6	G9	250	100	19
	G10	80	0	21

3.2 结果与分析

表 5 为应用所提方法后输电规划前后主要拥塞场景信息统计结果。可以看出, 经过规划后, 不同场景阻塞程度明显得到改善, 规划前输电平均阻塞程度为 0.49, 规划后降低为 0.09, 约改善 4.4 倍。

表 4 场景参数

场景	不同节点负荷需求						MW
	1	2	3	4	5	6	
1	120	120	200	150	170	130	
2	96	96	160	120	136	104	
3	84	84	140	105	119	91	
4	120	120	260	150	170	130	
5	120	120	200	150	220	130	
6	84	84	200	150	170	130	
7	138	108	180	135	119	91	
8	108	108	140	105	153	117	
9	108	108	180	135	119	91	
10	120	120	220	150	187	130	

表 6 为规划后输电网络社会效益(所有运营情景下的社会效益之和)统计结果。可以看出, 所提模型得出的电网规划方案社会效益为 170.55 万元, 较规划前 166.82 万元相比, 提升 3.73 万元。