

火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策方法

李瑜^{1*}, 孙东磊², 王明强³, 秦腾¹

(1. 国网济南市历城区供电公司, 山东省 济南市 250100;

2. 国网山东省电力公司经济技术研究院, 山东省 济南市 250021;

3. 电网智能化调度与控制教育部重点实验室(山东大学), 山东省 济南市 250061)

Multi-stage Joint Planning Decision-making for Transmission Network and Thermal Power Unit Flexibility Reformation

LI Yu^{1*}, SUN Donglei², WANG Mingqiang³, QIN Teng¹

(1. State Grid Jinan Licheng Power Supply Company, Jinan 250100, Shandong Province, China;

2. State Grid Shandong Electric Power Economic & Technology Research Institute, Jinan 250021, Shandong Province, China;

3. Key Laboratory of Power System Intelligent Dispatch and Control of Ministry of Education, Shandong University, Jinan 250061, Shandong Province, China)

Abstract: The flexibility of power systems is facing serious challenges with increasing wind power integration. In response to the wind power accommodation problem with large-scale wind power integration, this paper proposes a multi-stage joint planning decision-making method for transmission network and thermal power unit flexibility reformation. Through the integration of flexibility reformation schemes of thermal power units into a transmission planning optimization model, the flexibility resources and transmission capability of power systems are optimized to promote wind power accommodation. Based on the forecasted time-sequence characteristics of load and uncertain wind power scenarios, a novel multi-stage joint planning optimization model is built to minimize the total discount values of the investment cost of power grid construction and thermal power unit flexibility reformation, as well as the generation cost and wind power curtailment cost by considering the uncertainty of wind power output, in which the operation security constraints under normal and $N-1$ contingency conditions must be respected. The proposed model is converted into an easily solvable mixed-integer linear planning model using the big M method. Case studies were conducted to illustrate the effectiveness and economic efficiency of the proposed multi-stage joint planning method.

Keywords: power system; transmission network planning; thermal power unit flexibility reformation; wind power

accommodation; multi-stage decision-making

摘要: 大规模风电并网对电力系统灵活性提出了很高的要求。针对大规模风电并网背景下的消纳问题提出了一种火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策方法。通过将火电机组灵活性改造纳入输电网规划优化决策, 统筹优化系统灵活性及传输能力, 促进大规模风电并网消纳。基于规划周期内负荷功率预测曲线, 并计及风电时序出力不确定性情景, 以输电网建设投资成本、火电机组灵活性改造成本以及发电总成本、弃风电成本折现值之和最小为目标, 以系统正常运行状态以及 $N-1$ 事故状态下安全运行要求为约束条件构建火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合优化决策模型, 并通过大M法将所提模型转换为混合整数线性规划模型进行快速求解。算例分析验证了所提多阶段联合规划决策方法的有效性和经济效益。

关键词: 电力系统; 输电网规划; 火电机组灵活性改造; 风电消纳; 多阶段决策

0 引言

大力发展清洁能源是解决当前化石能源短缺和环境污染问题、实现“碳达峰、碳中和”目标的必然选择, 已成为全球共识。在新能源发电技术中, 风力发电是技术成熟、具有规模化开发价值的方式之一, 世界范围内风电呈现大规模发展态势。根据中国电力企业联合会数据, 截至2019年底, 全球风电装机规模达650 GW, 尤其是中国风电发展非常迅猛, 装机容量

基金项目: 国家电网公司科技项目(SGSDJY00GPJS1900179)。
Science and Technology Foundation of SGCC
(SGSDJY00GPJS1900179)。

已达210 GW。受自然因素影响，风电时序出力变化大，大规模风电并网对电力系统灵活性及电网传输能力提出了更高的要求^[1-5]。

输电网是承接发电与负荷功率实时平衡的载体，为满足日益增长的用电负荷需求和电源送出需要，需要对输电网进行超前规划。输电网规划的目标就是在负荷规模及电源布局已知的前提下，通过对输电网架构建方案进行决策以满足电力输送要求^[6-7]。传统的电网规划研究以规划目标年网架构建为对象进行优化决策，难以反映电网网架构建的时序特征。与传统集中式大电源建设周期不同，风、光等新能源发电建设周期短，建设规模相对较小，布局相对分散，在此背景下电网网架构建更应该关注规划周期内规划方案的过渡，进行多阶段协调的过程化规划决策^[8-10]。目前多阶段电网规划决策中各规划阶段运行情形的模拟通常选择用高峰负荷或风电等新能源满出力时的运行方式，而对规划各阶段内负荷和新能源功率的变化情景涉及较少。电源和负荷分布对输电网规划影响较大，随着系统中新能源占比攀升，源网间关联关系日趋紧密，需要开展发、输电协同规划^[11-13]。新形势下，电力发展限制传统化石能源发电形式，鼓励发展新能源，电网的发展规划应该关注新能源发展需求以及火电支撑源荷平衡的重要作用。

火电机组的输出功率可在一定范围内调节，其在平衡大规模风电功率变化、促进风电消纳中扮演着重要角色。火电机组的灵活性体现在可以一定速率跟踪由负荷变动或风电功率变化引起的系统功率不平衡量，在风电输出功率增加时降低出力，让位于清洁能源发电以促进风电消纳，在风电输出功率降低时增加出力，以满足负荷用电需求^[14]。在中国，火电机组普遍存在总量富裕但灵活性不足的问题，参与深度调峰的能力有限。在新能源占比较高的省级电网，或者是存在外电大容量接入的受端电网，火电机组调峰能力已接近极限，调峰压力日趋加剧，严重限制了新能源并网消纳^[15-18]。在某些区域电网，迫于可再生能源电力消纳考核指标压力，采取火电机组启停参与调峰手段，而火电机组启停涉及复杂的热力过程，短期的启停通常采用“停机不停炉”的方式，造成了能源的浪费，增加了社会总成本。截至2019年底，中国燃煤火电装机1190 GW，对传统火电机组进行灵活性改造将会很大程度上提升源侧灵活性空间^[19-20]。但对哪些火电机组进行灵活性改造，如何制定科学合理的火电机组灵活性改造时序值得深入研究。

火电机组的灵活性体现在应对源荷出力多变情形的备用响应，其有效响应范围与电网网架相关，输电阻塞或潮流断面受限情况下将限制区域电网的调节能力^[18,21-22]，由此为保证电力系统灵活性的可传递性，需要进行火电机组灵活性改造与输电网规划的联合优化。

为此，本文提出一种火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策方法。通过将火电机组灵活性改造纳入输电网规划优化决策，统筹优化系统灵活性及传输能力以促进大规模风电并网消纳。基于规划周期内风电功率预测曲线，并计及风电时序出力不确定性情景，以输电网建设投资成本、火电机组灵活性改造成本以及发电总成本、弃风电成本折现值之和最小为目标，构建火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合优化决策模型，并将所提模型转换为混合整数线性规划模型进行快速求解。通过算例分析验证所提多阶段联合规划决策方法的有效性。

1 火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策模型

火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策是以规划周期内经济性最优为目标，同时满足系统运行安全要求等约束条件，以实现对输电网规划建设方案及火电机组灵活性改造计划的联合优化。由于火电机组灵活性改造与输电网规划投产时间对系统灵活性影响较大，本文中建模投产时间颗粒度精确到月。模型中对风电出力的不确定性以场景形式表示，即以规划基准年往前推的历史相邻年份（如5年）的风电出力标幺曲线乘以规划各阶段的装机规模得到风电出力时序曲线簇，各月份典型日曲线选取该月度风电出力时序曲线簇中的风电出力日平均曲线、风电出力最大日功率曲线，得到风电出力场景集合，月度风电平均出力场景概率与最大出力场景概率比值根据当月总天数确定。火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策模型具体表述如下。

1.1 目标函数

经济性目标通常用投资费用来表示，包括建设费和运行费（涵盖生产费、线损费以及缺电、弃电损失费等）。本文研究目的侧重于对电网规划方案、火电机组灵活性改造方案进行联合决策，线损费等对研究目的的影响较小，参照已有电网规划研究^[6-12]的做法，

文中优化模型仅考虑建设投资费、生产费用和弃电损失费用,以整个规划期内输电网建设投资成本、火电机组灵活性改造成本以及发电总成本、弃风电成本之和的折现值最小为目标:

$$\min \sum_{m=1}^{n_M} \sum_{h=1}^{24} \sum_{w \in N_W} \sum_{s \in N_S} \frac{\lambda_s (C_g P_g^{m,h,s} + \alpha_w \Delta P_w^{m,h,s}) \tau^m}{(1+\rho)^{m-1}} + \sum_{m=1}^{n_M} \sum_{g \in N_G} \frac{\beta_g u_g^m}{(1+\rho)^{m-1}} + \sum_{m=1}^{n_M} \sum_{l \in N_L} \frac{C_l Z_l^m}{(1+\rho)^{m-1}} \quad (1)$$

式中: N_W 为风电场集合; n_M 为规划周期的总月份数, $n_M = 12 \cdot n_Y$, n_Y 为规划周期的年份数; τ^m 表示典型日场景时段持续长度,本文中为统一时间尺度按每个月的总天数来取值; N_G 为火电机组集合; N_L 为规划建设的输电线路走廊集合; N_S 为考虑的风电场场景集合; λ_s 为各风电场场景概率; C_g 表示火电机组 g 出力边际成本; $P_g^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下火电机组 g 有功功率; α_w 表示弃风惩罚成本; $\Delta P_w^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下风电场 w 的弃电功率; β_g 表示折算到投产月份的火电机组 g 灵活性改造成本; u_g^m 为二进制变量,表示在规划周期内第 m 月火电机组 g 是否灵活性改造投产, $u_g^m=1$ 表示进行灵活性改造, $u_g^m=0$ 表示不进行灵活性改造; C_l 为折算到投产月份的输电走廊 l 上单回输电线路建设投资成本; Z_l^m 表示输电线路走廊 l 上第 m 月投产输电线路条数; ρ 为月度贴现率。

1.2 约束条件

优化模型包括13个约束条件,具体如下。

1) 火电机组有功功率上、下限约束。

$$P_g^{\min} - P_g^m \leq P_g^{m,h,s} \leq P_g^{\max} \quad \forall g \in N_G; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (2)$$

$$P_g^m = \sum_{t=1}^m \Delta P_g^t \cdot u_g^t \quad \forall g \in N_G; m=1, \dots, n_M \quad (3)$$

$$\sum_{m=1}^{n_M} u_g^m = Z_g \quad \forall g \in N_G \quad (4)$$

式中: P_g^{\max} 和 P_g^{\min} 分别为火电机组 g 有功功率上、下限; P_g^m 表示截至规划周期内第 m 月火电机组通过灵活性改造增加的深度调峰功率; ΔP_g 表示火电机组 g 通过灵活性改造可增加的深度调峰功率; u_g^t 为二进制变量,表示在规划周期内第 t 月是否对火电机组 g 进行灵活性改造, $u_g^t=1$ 表示在规划周期内第 t 月对火电机组 g 进行灵活性改造, $u_g^t=0$ 表示在规划周期内第 t 月不对火电机组 g 进行灵活性改造; Z_g 为二进制变量,表示在规

划周期内火电机组 g 是否进行灵活性改造, $Z_g=1$ 表示进行灵活性改造, $Z_g=0$ 表示不进行灵活性改造。

2) 火电机组爬坡约束。

$$-R_g - \sum_{t=1}^m u_g^t \Delta R_g \leq P_g^{m,h,s} - P_g^{m,h-1,s} \leq R_g + \sum_{t=1}^m u_g^t \Delta R_g \quad \forall g \in N_G; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (5)$$

式中: R_g 为火电机组 g 未经改造时的爬坡速率; ΔR_g 为火电机组 g 灵活性改造后的爬坡速率变化量; $P_g^{m,h-1,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 $h-1$ 时段 s 场景下火电机组 g 输出有功功率。

3) 节点功率平衡约束。

$$\sum_{l \in N_{S,i}} P_l^{m,h,s} - \sum_{l \in N_{E,i}} P_l^{m,h,s} = \sum_{g \in N_{G,i}} P_g^{m,h,s} + \sum_{w \in N_{W,i}} (P_w^{m,h,s} - \Delta P_w^{m,h,s}) - \sum_{d \in N_{D,i}} P_d^{m,h,s} \quad \forall i \in N_B; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (6)$$

式中: $P_l^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下输电线路走廊 l 上线路传输有功功率; $P_w^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下风电场 w 输出有功功率; $P_d^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下负荷 d 有功功率; $N_{S,i}$ 和 $N_{E,i}$ 分别为以节点 i 为首、末端节点的输电线路走廊集合; $N_{G,i}$ 、 $N_{W,i}$ 和 $N_{D,i}$ 分别表示节点 i 上火电机组、风电场和负荷集合; N_B 为电网节点集合。

4) 弃风电约束。

$$\sum_{m=12y-11}^{12y} \sum_{h=1}^{24} \sum_{w \in N_W} \sum_{s \in N_S} \lambda_s \Delta P_w^{m,h,s} \tau^m \leq \gamma_y \sum_{m=12y-11}^{12y} \sum_{h=1}^{24} \sum_{w \in N_W} \sum_{s \in N_S} \lambda_s P_w^{m,h,s} \tau^m \quad y=1, \dots, n_Y \quad (7)$$

$$0 \leq \Delta P_w^{m,h,s} \leq P_w^{m,h,s} \quad \forall w \in N_W; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (8)$$

式中: γ_y 表示设定的第 y 年允许的风电弃电率阈值。

5) 输电线路传输容量约束。

$$P_l^{m,h,s} = B_l \left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t \right) (\theta_i^{m,h,s} - \theta_j^{m,h,s}) \quad \forall l \in N_L; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (9)$$

$$-\left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t \right) P_l^{\max} \leq P_l^{m,h,s} \leq \left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t \right) P_l^{\max} \quad \forall l \in N_L; \forall s \in N_S; m=1, \dots, n_M; h=1, \dots, 24 \quad (10)$$

式中: B_l 为输电线路走廊 l 上单回输电线路电纳; $\theta_i^{m,h,s}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景下节点 i 电压相角; Z_l^0 为输电线路走廊 l 上现有输电线路条数; Z_l^t 为输电线路走廊 l 上第 t 月投产新增输电线路条数; P_l^{\max} 为输

电线路走廊 l 上单回输电线路传输容量。

6) 输电线路走廊最大可扩建线路条数约束。

$$\sum_{m=1}^{12 \cdot n_M} Z_l^m \leq Z_l^{\max} \quad \forall l \in N_L \quad (11)$$

式中: Z_l^{\max} 为输电线路走廊 l 上最大可扩建输电线路条数。

7) 节点电压相角约束。

$$\theta_i^{m,h,s} = 0 \quad \forall s \in N_S; i = 1; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (12)$$

$$\begin{aligned} -\pi &\leq \theta_i^{m,h,s} \leq \pi \quad \forall i \in N_B, i \neq 1; \\ \forall s \in N_S; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (13)$$

8) $N-1$ 预想事故情况下火电机组有功功率上、下限约束。

$$\begin{cases} P_g^{\min} - P_g^m \leq P_g^{m,h,s,k} \leq P_g^{\max} \\ -\Delta P_g^C \leq P_g^{m,h,s,k} - P_g^{m,h,s} \leq \Delta P_g^C \end{cases} \quad \forall g \in N_G; \\ \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (14)$$

式中: $P_g^{m,h,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景预想事故 k 下火电机组 g 输出有功功率; N_K 为输电线路 $N-1$ 预想事故集合; ΔP_g^C 表示预想事故状态下所容许的紧急再调整时间(如10 min)对应的功率最大变化量。

9) $N-1$ 预想事故情况下火电机组爬坡约束。

$$\begin{aligned} -R_g - \sum_{t=1}^m u_g^t \Delta R_g \leq P_g^{m,h,s,k} - P_g^{m,h-1,s,k} \leq R_g + \sum_{t=1}^m u_g^t \Delta R_g \\ \forall g \in N_G; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (15)$$

式中: $P_g^{m,h-1,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 $h-1$ 时段 s 场景预想事故 k 下火电机组 g 的有功功率。

10) $N-1$ 预想事故情况下节点功率平衡约束。

$$\begin{aligned} \sum_{l=1}^{S_l} P_l^{m,h,s,k} - \sum_{l=1}^{E_l} P_l^{m,h,s,k} = \\ \sum_{g=1}^{G_i} P_g^{m,h,s,k} + \sum_{w=1}^{W_i} (P_w^{m,h,s} - \Delta P_w^{m,h,s,k}) - \sum_{d=1}^{D_i} P_d^{m,h} \\ \forall i \in N_B; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (16)$$

式中: $P_l^{m,h,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景预想事故 k 下输电线路走廊 l 上线路传输的有功功率; $\Delta P_w^{m,h,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景预想事故 k 下风电场 w 的弃电功率。

11) $N-1$ 预想事故情况下弃风电约束。

$$\begin{aligned} 0 \leq \Delta P_w^{m,h,s,k} \leq P_w^{m,h,s} \quad \forall w \in N_W; \forall s \in N_S; \\ \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (17)$$

式中: $\Delta P_w^{m,h,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景预想事故 k 下风电场 w 的弃电功率。

12) $N-1$ 预想事故情况下输电线路传输容量约束。

$$P_l^{m,h,s,k} = B_l \left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t - Z_l^k \right) (\theta_i^{m,h,s,k} - \theta_j^{m,h,s,k})$$

$$\forall l \in N_L; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (18)$$

$$-\left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t - Z_l^k \right) P_l^{\max} \leq P_l^{m,h,s,k} \leq \left(Z_l^0 + \sum_{t=1}^m Z_l^t - Z_l^k \right) P_l^{\max}$$

$$\forall l \in N_L; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (19)$$

式中: Z_l^k 表示预想事故 k 下输电线路走廊 l 上是否有线路停运, $Z_l^k=1$ 表示有线路停运, $Z_l^k=0$ 表示无线路停运; $\theta_i^{m,h,s,k}$ 为规划周期内第 m 月典型日 h 时段 s 场景预想事故 k 下节点 i 电压相角。

13) $N-1$ 预想事故情况下节点电压相角约束。

$$\begin{aligned} \theta_i^{m,h,s,k} = 0 \quad \forall s \in N_S; i = 1; \\ \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (20)$$

$$\begin{aligned} -\pi \leq \theta_i^{m,h,s,k} \leq \pi \quad \forall i \in N_B, i \neq 1; \forall s \in N_S; \\ \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (21)$$

2 模型求解方法

式(1)一式(21)构成了火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策模型,其在数学上为混合整数非线性规划模型,求解较为复杂。对此,参考文献[23]采用大M法将其转化为混合整数线性规划模型,并由理论上较为成熟的混合整数线性规划算法进行求解,具体阐述如下。

对于混合整数非线性约束表达式(9),通过引入二进制辅助变量将其转换为等价的混合整数线性表达式,即

$$\begin{aligned} P_l^{m,h,s} = B_l Z_l^0 (\theta_i^{m,h,s} - \theta_j^{m,h,s}) + \sum_{t=1}^m \sum_{f=1}^{Z_l^{\max}} P_l^{t,h,s,f} \\ \forall l \in N_L; \forall s \in N_S; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{cases} P_l^{t,h,s,f} - B_l (\theta_i^{t,h,s} - \theta_j^{t,h,s}) + (1 - Z_l^{t,f}) M \geq 0 \\ P_l^{t,h,s,f} - B_l (\theta_i^{t,h,s} - \theta_j^{t,h,s}) - (1 - Z_l^{t,f}) M \leq 0 \\ -Z_l^{t,f} P_l^{\max} \leq P_l^{t,h,s,f} \leq Z_l^{t,f} P_l^{\max} \end{cases} \\ \forall l \in N_L; \forall s \in N_S; t = 1, \dots, m; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (23)$$

式中: M 为非常大的常数; $P_l^{t,h,s,f}$ 和 $Z_l^{t,f}$ 为引入的辅助变量; $Z_l^{t,f}$ 为二进制变量,表示规划周期内第 t 月输电线路走廊 l 上是否投产第 f 回输电线路, $Z_l^{t,f}=1$ 表示投产, $Z_l^{t,f}=0$ 表示不建设; $P_l^{t,h,s,f}$ 为第 t 月输电线路走廊 l 上新增第 f 回输电线路上的输电功率,当 $Z_l^{t,f}=0$ 时, $P_l^{t,h,s,f}=0$ 。类似地将混合整数非线性约束表达式(18)转换为等价的混合整数线性表达式,即

$$P_l^{m,h,s,k} = B_l (Z_l^0 - Z_l^k) (\theta_l^{m,h,s,k} - \theta_j^{m,h,s,k}) + \sum_{t=1}^y \sum_{f=1}^{Z_l^{\max}} P_l^{t,h,s,k,f}$$

$$\forall l \in N_L; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (24)$$

$$\begin{cases} P_l^{t,h,s,k,f} - B_l (\theta_l^{t,h,s,k} - \theta_j^{t,h,s,k}) + (1 - Z_l^{t,f}) M \geq 0 \\ P_l^{t,h,s,k,f} - B_l (\theta_l^{t,h,s,k} - \theta_j^{t,h,s,k}) - (1 - Z_l^{t,f}) M \leq 0 \\ -Z_l^{t,f} P_l^{\max} \leq P_l^{t,h,s,k,f} \leq Z_l^{t,f} P_l^{\max} \end{cases}$$

$$\forall l \in N_L; \forall s \in N_S; \forall k \in N_K; t = 1, \dots, m; m = 1, \dots, n_M; h = 1, \dots, 24 \quad (25)$$

式中： $P_l^{t,h,s,k,f}$ 为引入的辅助变量，为预想事故 k 下第 t 月输电线路走廊 l 上新增第 f 回输电线路上的输电功率，当 $Z_l^{t,f} = 0$ 时， $P_l^{t,h,s,k,f} = 0$ 。

为提高模型转换后的求解计算效率，引入辅助约束条件：

$$\sum_{m=1}^{n_M} \sum_{t=1}^m \sum_{f=1}^{Z_l^{\max}} Z_l^{t,f} \leq Z_l^{\max} \quad (26)$$

由此所提模型转换为了混合整数线性规划模型，可直接由高效的混合整数线性规划商业求解器进行求解，得到最终的火电机组灵活性改造与输电网多阶段联合规划方案。

3 算例分析

基于Garver 6节点系统^[24]进行算例分析，该系统现状年有5个节点和6条输电线路，基准电压为220 kV，基准功率取1000 MVA。Garver 6节点系统现状年电气接线如图1所示。按照所在区域社会发展带来的负荷增长需求，该系统将增加至6个节点，目标年电网包括6台常规火电机组和3个风电场。传统火电机组参数、负荷数据、风电场数据及输电线路参数分别如表1—表4所示。参考中国某省域电网负荷及风电出力实际情况，基于规划基准年负荷功率曲线得到各年度的日平均负荷曲线，作为规划年典型日24 h电力负荷标幺值曲线，如图2所示；将规划基准年往前推的相邻5年的风电出力标幺曲线簇，视为各规划年风电出力的5个情景，将每个情景的月度风电出力日平均曲线、风电出力最大日功率曲线构成对应阶段的典型日风电功率的10个场景，如图3所示。算例分析中，电网规划周期取5个自然年，年度内风电场按3月底和6月底等量均衡投产，每个输电走廊最大允许建设线路回数为4，单位长度输电线路建设成本取值500 000美元，月度贴现率取0.5%。

算例仿真基于C++语言编制火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策程序，调用商业优化器CPLEX12.2求解混合整数线性规划模型。

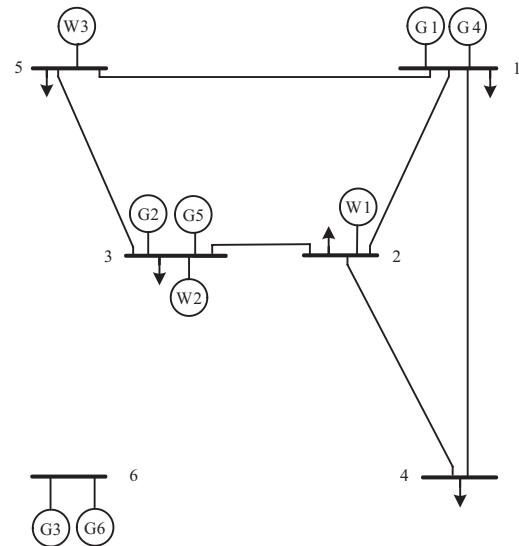


图1 用于算例分析的Garver 6节点系统
Fig. 1 The Garver 6-bus system for case studies

表1 Garver 6节点系统火电机组特性参数

Table 1 Thermal power unit parameters of the Garver 6-bus system

发电机	容量 /MW	最小出力/MW	边际成本 /(\$·MW ⁻¹)	可改造容量/MW	改造成本 /美元
G1	76	38	210	11.4	1 140 000
G2	155	77.5	160	23.25	2 325 000
G3	400	200	120	60	6 000 000
G4	20	10	300	3	300 000
G5	12	6	260	1.8	180 000
G6	20	10	300	3	300 000

表2 Garver 6节点系统负荷年度最大功率

Table 2 Maximum load of the Garver 6-bus system

母线	最大负荷/MW				
	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年
1	60	65	72	80	84
2	200	216	228	240	252
3	28	33	36	40	42
4	65	75	81	90	94.5
5	105	117	126	140	147

表 3 Garver 6节点系统风电场参数

Table 3 Wind farm data of the Garver 6-bus system

风电场	装机容量/MW					弃电边际价格/(美元·(MWh) ⁻¹)
	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年	
W1	22	33	44	66	88	600
W2	22	33	44	66	88	600
W3	22	33	44	66	88	600

表 4 Garver 6节点系统输电线路参数

Table 4 Transmission lines parameters of the Garver 6-bus system

序号	1	2	3	4	5
首节点	1	1	1	1	1
末节点	2	3	4	5	6
电抗/pu	0.4	0.38	0.6	0.2	0.68
容量/MW	100	100	80	100	70
现有回数	1	0	1	1	0
长度/km	40	38	60	20	68
序号	6	7	8	9	10
首节点	2	2	2	2	3
末节点	3	4	5	6	4
电抗/pu	0.2	0.4	0.3	0.3	0.59
容量/MW	100	100	100	100	82
现有回数	1	1	0	0	0
长度/km	20	40	31	30	59
序号	11	12	13	14	15
首节点	3	3	4	4	5
末节点	5	6	5	6	6
电抗/pu	0.2	0.48	0.63	0.3	0.61
容量/MW	100	100	75	100	78
现有回数	1	0	0	0	0
长度/km	20	48	63	30	61

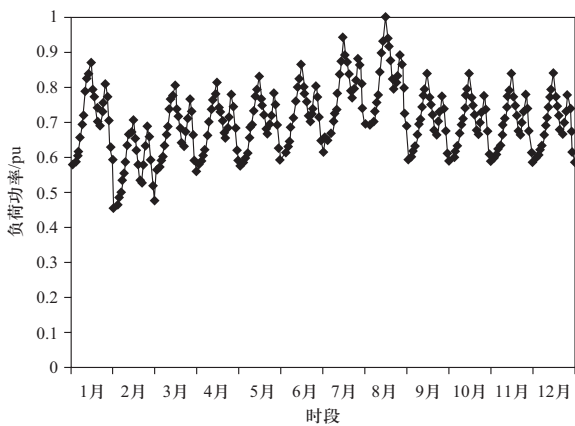


图 2 24小时负荷功率时序变化曲线

Fig. 2 24-hour time-sequence variation curve of load power

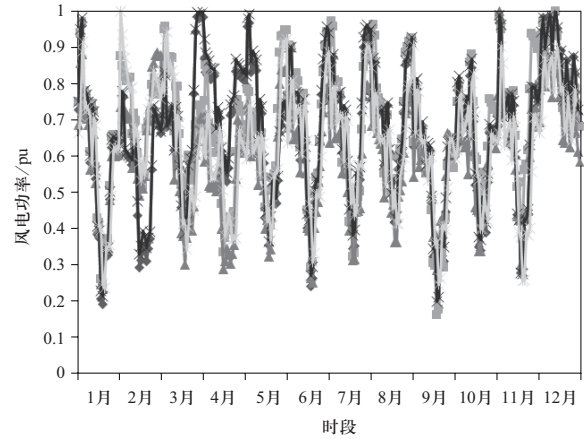


图 3 24小时风电功率时序变化场景曲线

Fig. 3 24-hour time-sequence variation scenarios curves of wind power

为了表明所提方法的有效性，在算例分析中将火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策方法同传统的不考虑火电机组灵活性改造的多阶段输电网规划方法^[10-12]进行对比，通过两种方法优化给出的规划方案对比分析如表5和表6所示，其中用 N_{i-j}^m 表示第 m 月在节点 i 和节点 j 之间投产新增线路回数。所提方法决策给出的火电机组灵活性改造方案如表7所示，Garver 6节点系统目标网架如图4所示。基于规划周期内各年度8760点时序曲线进行时序生产模拟计算分析风电消纳情况，经计算得出各年度的实际风电弃电率均在设定的弃电率阈值范围内，由此验证了所提方案的有效性。

表 5 不同规划方案对比

Table 5 Planning schemes comparison

规划方案	多阶段联合规划	传统多阶段电网规划
期望弃电量/MWh	2.814×10^4	1.703×10^5
期望弃电成本/美元	1.438×10^7	8.098×10^7
机组改造成本/美元	9.77×10^6	0
电网投资成本/美元	1.577×10^8	1.596×10^8
发电总成本/美元	1.363×10^9	1.394×10^9
总成本/美元	1.545×10^9	1.666×10^9

表 6 输电线路规划情况对比分析

Table 6 Planning result of transmission lines

时间	线路规划投产情况	
	多阶段联合规划	传统多阶段电网规划
第1年	$N_{2-6}^1 = 3,$ $N_{4-6}^1 = 2,$ $N_{2-5}^1 = 1,$ $N_{3-6}^1 = 1$	$N_{2-6}^1 = 3,$ $N_{4-6}^1 = 2,$ $N_{2-5}^1 = 1,$ $N_{3-6}^1 = 1$

续表

时间	线路规划投产情况	
	多阶段联合规划	传统多阶段电网规划
第2年	$N_{3-5}^3 = 1$	$N_{3-5}^1 = 1$
第3年	$N_{2-6}^7 = 1,$ $N_{4-6}^6 = 1$	$N_{2-6}^7 = 1,$ $N_{3-5}^1 = 1,$ $N_{4-6}^6 = 1$
第4年	$N_{3-5}^6 = 1$	—
第5年	—	—

表7 火电机组灵活性改造规划情况

Table 7 Planning result of thermal power unit flexibility reformation

火电机组	灵活性改造投产时间 (月份)				
	第1年	第2年	第3年	第4年	第5年
G1	1	—	—	—	—
G2	—	—	10	—	—
G3	1	—	—	—	—
G4	—	—	—	10	—
G5	1	—	—	—	—
G6	—	—	—	11	—

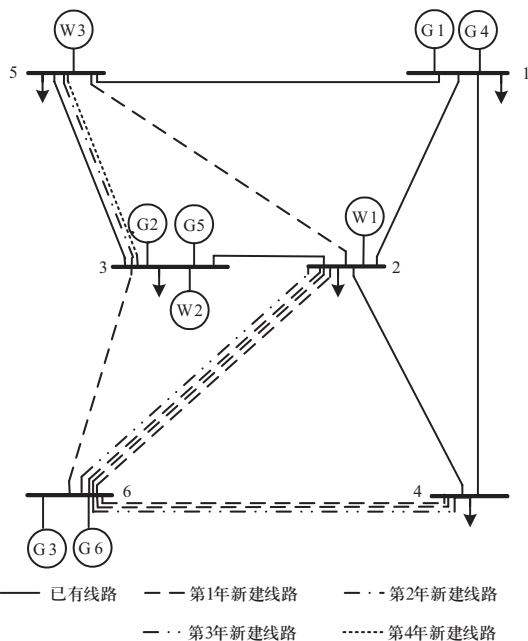


图4 Garver 6节点系统目标网架

Fig. 4 Target transmission network for Garver 6-bus system

由表5可知, 与传统的不考虑火电机组灵活性改造的多阶段电网规划相比, 所提方法决策给出的规划方案经济性更优, 弃风电量更少, 究其原因一是将火电机组灵活性改造纳入输电网规划决策, 调动了源

侧、网侧的灵活性, 很大程度上减少了弃风电量, 即使增加了火电机组改造成本, 但弃电成本大大降低; 二是考虑了资金的时间价值进行多阶段决策, 优化了电网建设投产时序, 一定程度上节省了总成本。由表6输电线路规划方案对比可知, 初始阶段线路规划投产数量较多, 主要是初始网架^[24]负荷较轻, 而随着负荷需求大幅增加和风电的接入加剧了传输容量需求; 输电线路规划投产时间主要集中在新的年度风电场增容接入以及年度高峰负荷时期; 考虑火电机组灵活性改造后使得输电走廊3-5上第三回线路规划投产时间推迟, 建设时序推迟将在一定程度上降低电网建设投资成本。图4给出了系统目标网架, 为了满足各规划目标年度传输能力和调峰需求, 在经济性目标引导下优化给出了电网建设投产时序, 由此明确了电网规划投资重点。由表7可知, 由于考虑了资金的时间价值, 所提的联合决策方法按照实时的负荷和风电并网需求决策给出了火电机组灵活性改造投产时序; 为满足新接入的风电消纳需求, 规划周期初始阶段对火电机组G1、G3和G5进行灵活性改造; 后续随着风电场增容接入, 在当前年末冬季风电大发时期分不同阶段对火电机组G2、G4和G6进行了灵活性改造以满足风电大发时期和次年风电场扩建后风电消纳对系统运行灵活性的需求。

4 结论

本文针对大规模风电并网背景下电力系统灵活性及传输容量需求, 提出了火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合决策方法, 实现了火电机组灵活性改造与输电网规划多阶段联合优化决策, 结论如下。

1) 所提方法考虑风电和负荷的时序变化特性, 将电网规划情景与运行实际衔接, 实现火电机组灵活性改造与输电网规划联合决策, 提升了电力系统灵活性, 有利于减少弃风, 提升系统运行的经济性。

2) 所提方法计及资金的时间价值, 在规划建设投资和弃风电成本最小引导下确定火电机组灵活性改造与输电网扩展规划建设时序, 提升规划投资的准确性。

本研究是适应大规模风电发展的电网扩展规划及灵活性提升技术研究的探索, 下一步将在模型中进一步考虑网络N-k安全约束, 以使模型更能适应电网安全运行要求。此外, 在所提模型基础上结合运行实际情况进一步考虑新能源时空分布特性、机组组合模式优化、需求侧响应策略, 探究源-网-荷协同机制对电网发展规划的影响也是下一步需要重点研究的内容。

参考文献

- [1] 鲁宗相, 李昊, 乔颖. 从灵活性平衡视角的高比例可再生能源电力系统形态演化分析[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(1): 12-18.
LU Zongxiang, LI Hao, QIAO Ying. Morphological evolution of power systems with high share of renewable energy generations from the perspective of flexibility balance[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(1): 12-18(in Chinese).
- [2] 孙东磊. 电力系统源、网协同调度的理论研究[D]. 济南: 山东大学, 2016.
SUN Donglei. Theoretical studies on synergistic dispatch of power source and electric network in power system[D]. Jinan: Shandong University, 2016(in Chinese).
- [3] LUO Kui, SHI Wenhui, WANG Weisheng. Extreme scenario extraction of a grid with large scale wind power integration by combined entropy-weighted clustering method[J]. Global Energy Interconnection, 2020, 3(2): 140-148.
- [4] QIU F, WANG J H. Chance-constrained transmission switching with guaranteed wind power utilization[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1270-1278.
- [5] 曹一家, 曹丽华, 黎灿兵, 等. 考虑大停电风险的输电网扩展规划模型和算法[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 138-145.
CAO Yijia, CAO Lihua, LI Canbing, et al. A model and algorithm for transmission expansion planning considering the blackout risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 138-145(in Chinese).
- [6] 刘万字, 李华强, 张弘历, 等. 考虑灵活性供需平衡的输电网扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(5): 56-63.
LIU Wanyu, LI Huaqiang, ZHANG Hongli, et al. Expansion planning of transmission grid based on coordination of flexible power supply and demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(5): 56-63(in Chinese).
- [7] 蒋霖, 郑倩薇, 王枫, 等. 考虑直接负荷控制与风电不确定性的输电网扩展规划[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 138-146.
JIANG Lin, ZHENG Qianwei, WANG Feng, et al. Transmission network expansion planning considering direct load control and wind power uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 138-146(in Chinese).
- [8] QIU J, DONG Z Y, ZHAO J H, et al. A risk-based approach to multi-stage probabilistic transmission network planning[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(6): 4867-4876.
- [9] 张衡, 程浩忠, 柳璐, 等. 基于点估计法随机潮流的输电网多阶段规划研究[J]. 电网技术, 2018, 42(10): 3204-3211.
ZHANG Heng, CHENG Haozhong, LIU Lu, et al. Research on multistage transmission network expansion planning using point estimation method based on stochastic power flow[J]. Power System Technology, 2018, 42(10): 3204-3211(in Chinese).
- [10] QIU T, XU B L, WANG Y S, et al. Stochastic multistage coplanning of transmission expansion and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(1): 643-651.
- [11] 洪绍云, 程浩忠, 曾平良, 等. 基于相关场景聚类的发输电联合扩展规划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(22): 71-76.
HONG Shaoyun, CHENG Haozhong, ZENG Pingliang, et al. Coordinated generation and transmission expansion planning with clusters of correlative scenarios[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(22): 71-76(in Chinese).
- [12] 张衡, 程浩忠, 张建平, 等. 高比例风电背景下计及N-1安全网络约束的发输电优化规划[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(20): 5929-5936.
ZHANG Heng, CHENG Haozhong, ZHANG Jianping, et al. Generation and transmission expansion planning considering N-1 security constraints with high penetration of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(20): 5929-5936(in Chinese).
- [13] 曹相阳, 李文博, 丛淼, 等. 考虑全寿命周期成本的发输电多阶段扩展规划[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(9): 123-129.
CAO Xiangyang, LI Wenbo, CONG Miao, et al. Multi-stage coordinated generation and transmission expansion planning considering life cycle cost[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2019, 31(9): 123-129(in Chinese).
- [14] GARDARSDÓTTIR S Ó, GÖRANSSON L, NORMANN F, et al. Improving the flexibility of coal-fired power generators: impact on the composition of a cost-optimal electricity system[J]. Applied Energy, 2018, 209: 277-289.
- [15] 赵文强, 马润生, 宋晓童, 等. 浅谈青海电网深度调峰辅助服务市场建设细则及改造思路[J]. 青海电力, 2018, 37(4): 65-66.
ZHAO Wenqiang, MA Runsheng, SONG Xiaotong, et al. Discussion on the detailed rules for construction of auxiliary service market for deep peak regulation in Qinghai power grid[J]. Qinghai Electric Power, 2018, 37(4): 65-66(in Chinese).
- [16] 李星梅, 钟志鸣, 阎洁. 大规模风电接入下的火电机组灵活性改造规划[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 51-57.
LI Xingmei, ZHONG Zhiming, YAN Jie. Flexibility reformation planning of thermal power units with large-scale integration of wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 51-57(in Chinese).
- [17] 元博, 徐志成, 刘俊, 等. 多区域新能源接纳能力评估模型研究及应用[J]. 中国电力, 2019, 52(12): 132-139.
YUAN Bo, XU Zhicheng, LIU Jun, et al. Research and application of multi-area new energy integration capability evaluation model[J]. Electric Power, 2019, 52(12): 132-139(in Chinese).
- [18] 郭莉, 吴晨, 陈立, 等. 可再生能源跨区消纳的受端电网阻塞机理分析[J]. 电力建设, 2020, 41(2): 21-29.

- GUO Li, WU Chen, CHEN Li, et al. Analysis on transmission congestion mechanism of cross-region renewable energy integration in receiving-end power grid[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(2): 21-29(in Chinese).
- [19] 徐昊亮, 靳攀润, 姜继恒, 等. 基于随机生产模拟的火电灵活性改造容量规划[J]. 全球能源互联网, 2020, 3(4): 393-403.
- XU Haoliang, JIN Panrun, JIANG Jiheng, et al. Capacity optimal plan of thermal power flexibility transformation based on probabilistic production simulation[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2020, 3(4): 393-403(in Chinese).
- [20] 马龙飞, 吴耀武, 梁彦杰, 等. 计及火电机组灵活性改造的电源扩展弱鲁棒规划[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 102-110.
- MA Longfei, WU Yaowu, LIANG Yanjie, et al. Light robust planning for generation expansion considering flexibility reformation of thermal power unit[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 102-110(in Chinese).
- [21] 武鹏, 程浩忠, 邢洁, 等. 考虑发电备用容量的输电网规划[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(7): 22-26.
- WU Peng, CHENG Haozhong, XING Jie, et al. A new transmission network planning model considering power reserve[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(7): 22-26(in Chinese).
- [22] 孙东磊, 韩学山, 张波. 电力系统运行协同的区间有功优化潮流[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(1): 97-104.
- SUN Donglei, HAN Xueshan, ZHANG Bo. Synergetic interval optimal active power flow of power system operation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1): 97-104(in Chinese).
- [23] 孙东磊, 李雪亮, 韩学山, 等. 考虑运行方式优化和拓扑校正控制的参考电网优化方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(13): 92-97.
- SUN Donglei, LI Xueliang, HAN Xueshan, et al. Optimization method for reference network considering operation mode optimization and topology correction control[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(13): 92-97(in Chinese).
- [24] GARVER L L. Transmission network estimation using linear programming[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970, PAS-89(7): 1688-1697.

收稿日期: 2021-01-10; 修回日期: 2021-04-01。



李瑜

作者简介:

李瑜(1971), 女, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划技术。通信作者, E-mail: liyu0218@sina.com。

孙东磊(1988), 男, 博士, 研究方向为电力系统源网协同理论与工程应用技术, E-mail: sdusdle@sina.com。

王明强(1982), 男, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统优化调度、电网规划技术。

(责任编辑 李锡)