

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200943

基于边际发电成本的联络线交换功率两阶段迭代优化方法

陆胜男, 张新松, 徐杨杨, 曹书秀

(南通大学电气工程学院, 江苏 南通 226019)

摘要: 为充分利用联络线功率输送能力, 降低电网总体运行成本, 提出一种基于边际发电成本的联络线交换功率两阶段迭代优化方法。从各区域电网初始机组组合方案与各联络线初始交换功率出发, 分两阶段对联络线交换功率进行迭代优化。首先, 在不改变机组开机方式的前提下, 基于各区域电网的边际发电成本对联络线交换功率进行第一阶段迭代优化。接着, 对区域电网中出力连续等于最小技术出力且发电成本最高的边际机组进行关机操作, 在此基础上进行第二阶段迭代优化。该方法与电网实际调度过程联系紧密, 且仅需各区域电网提供边际机组的运行信息, 保护了各区域电网的数据隐私。最后, 基于3个区域电网和3条联络线的仿真实验验证了所提模型和方法的有效性。

关键词: 联络线交换功率; 边际成本; 边际机组; 两阶段优化; 机组组合

Two-stage iterative method to optimize tie-line exchange power based on marginal power generation cost

LU Shengnan, ZHANG Xinsong, XU Yangyang, CAO Shuxiu

(School of Electrical Engineering, Nantong University, Nantong 226019, China)

Abstract: To fully use power transmission capacities of tie-lines and reduce the total operating costs of the power grid, a two-stage iterative optimization method is proposed to optimize exchange power of the tie-lines based on marginal power generation cost. The method iteratively optimizes exchange power of the tie-lines by successive two stages, starting from initial results of Unit Commitment (UC) of each regional power grid and initial exchange power of each tie-line. In the first stage, the exchange power of the tie-lines is optimized based on the marginal power generation costs of each regional power grid without changing the results of the UC. Then, the unit whose output power is continuously equal to the minimum technical outputs and with the highest marginal cost is turned off. After that, the second-stage iterative optimization of exchange power of the tie-lines is executed. The method can be easily applied to engineering practice because it is closely related to the actual dispatching process of the power grid, and only needs the regional power grid to provide the information of the marginal unit operation. This protects the data privacy of each regional power grid. Finally, a simulation is performed based on a case system of three regional grids and three tie-lines, and the simulation results verify the method.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51877112 and No. 61673226) and the Natural Science Foundation of the Jiangsu Higher Education Institutions of China (No. 17KJA470006 and No. 18KJA470003).

Key words: tie-line exchange power; marginal cost; marginal unit; two-stage optimization; unit commitment

0 引言

近年来, 随着特高压输电技术的日益成熟, 区

域电网间的联络日益紧密, 联络线功率传输能力显著提升, 为通过联络线交换功率优化实现发电资源在区域电网间的优化配置、降低区域电网总运行成本提供了可能^[1-2]。区域电网联络线优化是在保证电网安全、稳定的前提下, 通过区域间联络线交换功率的合理安排与调整, 协调全网发电资源, 在满足全网的电力、电量平衡的前提下, 降低全网的运行

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51877112, 61673226); 江苏省高校自然科学研究重大项目资助(17KJA470006, 18KJA470003)

成本^[3-4]。

本文中,区域电网泛指一定区域范围内,由同一调度机构运行、控制的电网,在我国,省级电网与西北、华东、华中等大区电网均属于该泛指区域电网的范畴。此外,文中考虑的区域间联络线指的是直联联络线,具有输送容量大、送电距离远、线路损耗小、调节速度快及运行稳定等优点^[5-6]。实际调度中,区域电网间联络线交换功率由上级调度机构核定,并未充分考虑通过联络线交换功率优化实现发电资源在区域电网间的优化配置^[7-8]。近年来,大量文献对区域电网间联络线交换功率的优化问题进行了研究。文献[9]从我国调度实际出发,结合跨区跨省电力交易现状,对跨区跨省电力交易的基本内涵、交易机制、交易模式等进行了分析和总结,为联络线交换功率优化问题的建模与求解提供了有效参考。文献[10]建立了电力交易与联络线的链表模型及跨区、跨省大电源与联络线的图论树模型,实现了面向调整量最小的联络线功率交换计划自动编制与灵活调整,从而解决了华中电网联络线功率交换计划编制工作量大、计划调整复杂等问题。文献[11-12]提出了用于联络线交换功率优化的双层优化模型:上层模型通过全网安全约束经济调度求取理想联络线计划,下层模型以理想联络线计划为优化目标、以交易合同实际执行为相关约束求解联络线功率交换计划。该模型提供了一种将联络线功率计划与电网运行状态相结合的可用方式,并在华中电网联络线功率交换计划编制中得到了成功应用。在将联络线建模为等值发电机的基础上,文献[13]提出了基于调峰形势的联络线交换功率优化模型,在考虑电网实际运行状态的基础上,基于负荷预测结果、机组发电与调峰能力等电网信息综合优化联络线交换功率。文献[14]采用多参数线性规划法对联络线交换功率进行了迭代优化,取得了良好的效果。在提取部分边际成本信息的基础上,文献[15]提出了考虑区域电网内部安全约束的多区域电网无迭代协调调度方法,可实现对联络线交换功率的优化,具有计算效率高、鲁棒性强的优点。

联络线交换功率优化是实现发电资源在区域电网间优化配置的关键,也是降低电网总运行成本的有效手段^[16]。然而,现有技术方法要么未充分考虑发电资源的全局优化配置,要么与电网调度实际联系不够紧密,具有一定的局限性。传统调度模式中,联络线交换功率由上级调度部门给定,由于并未掌握各区域电网所有发电的机组详细耗量特性(即发电成本),上级电网在制定联络线功率交换计划时,可能未充分考虑电网的整体运行成本。此外,与制

定联络线功率交换计划采用的负荷预测结果相比,日前时间尺度的负荷预测结果可能会发生变化,此时,联络线交换计划也应随之改变,因此,有必要在日前时间尺度对联络线功率交换计划进行再次调整。为此,本文提出了一种基于边际发电成本的联络线交换功率两阶段迭代优化方法,从各区域电网的初始运行状态和各联络线初始交换功率出发,分两阶段对联络线交换功率进行迭代优化,在满足电网运行技术限制的前提下,尽可能减少电网总运行成本。迭代优化后的联络线功率交换计划应上报上级调度部门,经批准后方可执行。然后,将各区域电网的发电计划更新部分下达给各区域电网。该方法与电网实际调度过程联系紧密,且仅需各区域电网提供边际机组的运行信息,保护了各区域电网的数据隐私,具有较强的工程实用价值。最后,基于3个区域电网和3条联络线的仿真实验验证了本文所提模型和方法的有效性。

1 联络线交换功率优化模型

1.1 优化目标

联络线交换功率优化模型的优化目标是区域电网总运行成本最小,包括发电成本与联络线功率输送成本,具体如式(1)所示。

$$\min F = \sum_{m=1}^M \sum_{i=1}^{N_m} \sum_{t=1}^T [F_{m,i,t} + S_{m,i,t} (1 - U_{m,i,t-1}) U_{m,i,t}] + \sum_{l=1}^L F_{\text{line},l} \quad (1)$$

式中: m 为区域电网索引 ($m=1,2,\dots,M$); M 为区域电网总数; i 为各区域电网中的机组索引 ($i=1,2,\dots,N_m$), N_m 为区域电网 m 中的机组数目; t 为调度时段索引 ($t=1,2,\dots,T$), T 为调度时段数; l 为区域电网间的联络线索引 ($l=1,2,\dots,L$), L 为联络线总数; $U_{m,i,t}$ 为区域电网 m 中机组 i 在调度时段 t 的运行状态,“0”表示关机状态,“1”表示工作状态; $F_{\text{line},l}$ 为联络线 l 在调度周期内的功率输送成本; $F_{m,i,t}$ 为区域电网 m 中机组 i 在调度时段 t 的发电燃料成本,由式(2)决定。

$$F_{m,i,t} = \begin{cases} a_{m,i} P_{m,i,t}^2 + b_{m,i} P_{m,i,t} + c_{m,i} & P_{m,i,t} > 0 \\ 0 & P_{m,i,t} = 0 \end{cases} \quad (2)$$

式中: $P_{m,i,t}$ 为区域电网 m 中机组 i 在调度时段 t 的出力; $a_{m,i}$ 、 $b_{m,i}$ 与 $c_{m,i}$ 为区域电网 m 中机组 i 的发电成本系数。 $S_{m,i,t}$ 为区域电网 m 中机组 i 在调度时段 t 的启动成本,与停机时间长短有关,由式(3)计算。

$$S_{m,i,t} = \begin{cases} S_{m,i}^h & T_{m,i}^{\text{off}} \in [T_{m,i}^{\text{down}}, T_{m,i}^{\text{down}} + T_{m,i}^{\text{cold}}] \\ S_{m,i}^c & T_{m,i}^{\text{off}} \in [T_{m,i}^{\text{down}} + T_{m,i}^{\text{cold}}, +\infty] \end{cases} \quad (3)$$

式中: $S_{m,i}^h$ 与 $S_{m,i}^c$ 分别为区域电网 m 中机组 i 的热启动成本与冷启动成本; $T_{m,i}^{\text{off}}$ 为区域电网 m 中机组 i 的连续停运时间; $T_{m,i}^{\text{down}}$ 为区域电网 m 中机组 i 的最短停机时间; $T_{m,i}^{\text{cold}}$ 为区域电网 m 中机组 i 的冷启动时间。

1.2 约束条件

1.2.1 区域电网内约束

区域电网内的约束与机组组合(Unit commitment, UC)问题中的约束类似, 主要包括: 功率平衡约束、备用约束、机组出力约束、爬坡约束与机组最小启停时间约束等^[17-18]。

1) 功率平衡约束

$$P_{D,m,t} = \sum_{i=1}^{N_m} P_{m,i,t} + \sum_{l,l \in \Omega_m} P_{\text{line},l,t} \quad (4)$$

式中: $P_{D,m,t}$ 为区域电网 m 在调度时段 t 的负荷需求; Ω_m 为与区域电网 m 相联的联络线集合; $P_{\text{line},l,t}$ 为联络线 l 在调度时段 t 的输送功率, 此处假定联络线交换功率流入区域电网 m 为正, 流出区域电网 m 为负。

2) 备用约束

$$\sum_{i=1}^{N_m} U_{m,i,t} P_{m,i}^{\text{max}} \geq P_{D,m,t} + S_{R,m,t} \quad (5)$$

式中: $P_{m,i}^{\text{max}}$ 为区域电网 m 中机组 i 的最大技术出力; $S_{R,m,t}$ 为区域电网 m 在调度时段 t 的备用需求, 由调度人员预先给定。

3) 机组出力约束

$$P_{m,i}^{\text{min}} \leq P_{m,i,t} \leq P_{m,i}^{\text{max}} \quad (6)$$

式中, $P_{m,i}^{\text{min}}$ 为区域电网 m 中机组 i 的最小技术出力。

4) 爬坡约束

$$-P_{\text{down},m,i} \leq P_{m,i,t} - P_{m,i,t-1} \leq P_{\text{up},m,i} \quad (7)$$

式中, $P_{\text{up},m,i}$ 与 $P_{\text{down},m,i}$ 分别为区域电网 m 中机组 i 的最大增、减出力速率, 即通常所说的爬坡率。

5) 最小启停时间约束

$$\begin{cases} T_{m,i}^{\text{off}} \geq T_{m,i}^{\text{down}} \\ T_{m,i}^{\text{on}} \geq T_{m,i}^{\text{up}} \end{cases} \quad (8)$$

1.2.2 联络线交换功率约束

联络线交换功率约束主要包括联络线功率输送能力约束与爬坡约束^[12]。

1) 联络线功率输送能力约束

$$|P_{\text{line},l,t}| \leq P_{\text{line},l}^{\text{max}} \quad (9)$$

式中, $P_{\text{line},l}^{\text{max}}$ 为联络线 l 可输送功率的上限。

2) 联络线输送功率爬坡约束

$$|P_{\text{line},l,t}| - |P_{\text{line},l,t-1}| \leq \lambda_{l,u} \quad (10)$$

$$|P_{\text{line},l,t-1}| - |P_{\text{line},l,t}| \leq \lambda_{l,d} \quad (11)$$

式中, $\lambda_{l,u}$ 与 $\lambda_{l,d}$ 分别为联络线输送功率的爬坡上限与下限。

2 模型求解

上文提出的联络线交换功率优化模型是与 UC 类似的大规模组合优化问题, 可采用以遗传算法为代表的智能优化算法或 CPLEX 等商业求解器进行求解^[19-20]。然而, 无论采用哪种方法求解, 均需所有区域电网提供全部运行参数, 无法保护各区域电网的数据隐私。此外, 与 UC 相比, 联络线交换功率优化模型的变量规模更大, 约束更多, 求解难度也随之增加。

为解决上述问题, 本文提出了一种用于联络线交换功率优化模型近似求解的两阶段迭代优化方法, 从上级调度部门给定的初始联络线交换功率和各区域电网的初始 UC 方案出发, 以各区域电网的边际发电成本为依据, 分两阶段对联络线交换功率进行迭代优化, 直至给出最优联络线交换功率。

下文将对该方法进行详细描述, 为便于描述, 规定从索引小的区域电网流向索引大的区域电网为联络线交换功率正方向。

2.1 第一阶段联络线交换功率迭代优化

第一阶段, 保持各区域电网中发电机组开机计划不变, 基于各区域电网的边际发电成本对联络线交换功率进行迭代更新, 具体步骤如下:

步骤 1: 按式(12)计算各区域电网中处于开机状态的机组在各调度时段的边际发电成本。

$$C_{m,i,t}^{\text{mu}} = \frac{dF_{m,i,t}}{dP_{m,i,t}} = 2a_{m,i} P_{m,i,t} + b_{m,i} \quad (12)$$

式中, $C_{m,i,t}^{\text{mu}}$ 为区域电网 m 中机组 i 在调度时段 t 的边际发电成本, 为该机组在当前时段增发 1 MW 有功功率而增加的发电成本。

步骤 2: 根据上一步给出的计算结果, 确定各区域电网在各调度时段的边际发电成本和边际机组。对于区域电网 m 来说, 所有开机机组在调度时段 t 边际发电成本的最大值为该区域电网在该调度时段的边际发电成本 $C_{m,t}^{\text{mg}}$ 。该最大值对应的机组称为区域电网 m 在调度时段 t 的边际机组, 其索引记为 k 。需强调的是, 在指定边际机组的时候, 若存

在多台机组的边际发电成本等于 $C_{m,t}^{\text{mg}}$ ，则可指定索引最小的机组作为边际机组。需指出的是：各区域电网不同调度时段的边际机组可能不同。此外，联络线交换功率变化后，各区域电网在相应调度时段的机组开机方式或出力安排将发生变化，边际机组也可能发生变化，也就是说，索引 k 的取值可能会发生改变。

步骤 3：从第 1 个调度时段开始，逐调度时段寻找在满足给定约束条件下，边际发电成本差值最大的两个区域电网。假定区域电网 m_1 与区域电网 m_2 在调度时段 t 的边际发电成本之差最大 ($m_1 < m_2$)，且满足式(13)或式(14)给出的约束。

$$(13) \quad \begin{cases} C_{m_1,t}^{\text{mg}} - C_{m_2,t}^{\text{mg}} > C_{\text{line},l_1} \\ |P_{\text{line},l_1,t} - P_{\text{step}}| \leq P_{\text{line,max},l_1} \\ P_{m_1,k,t} - P_{\text{step}} \geq P_{m_1,k}^{\text{min}} \\ P_{m_2,k,t} + P_{\text{step}} \leq P_{m_2,k}^{\text{max}} \\ |P_{\text{line},l_1,t} - P_{\text{step}}| - |P_{\text{line},l_1,t-1}| \leq \lambda_{l_1,u} \\ |P_{\text{line},l_1,t-1}| - |P_{\text{line},l_1,t} - P_{\text{step}}| \leq \lambda_{l_1,d} \end{cases}$$

$$(14) \quad \begin{cases} C_{m_2,t}^{\text{mg}} - C_{m_1,t}^{\text{mg}} > C_{\text{line},l_1} \\ |P_{\text{line},l_1,t} + P_{\text{step}}| \leq P_{\text{line,max},l_1} \\ P_{m_1,k,t} + P_{\text{step}} \leq P_{m_1,k}^{\text{max}} \\ P_{m_2,k,t} - P_{\text{step}} \geq P_{m_2,k}^{\text{min}} \\ |P_{\text{line},l_1,t} + P_{\text{step}}| - |P_{\text{line},l_1,t-1}| \leq \lambda_{l_1,u} \\ |P_{\text{line},l_1,t-1}| - |P_{\text{line},l_1,t} + P_{\text{step}}| \leq \lambda_{l_1,d} \end{cases}$$

式中： l_1 为区域电网 m_1 与区域电网 m_2 间联络线的索引； C_{line,l_1} 为联络线 l_1 的电能输送成本； P_{step} 为算法设定的联络线交换功率更新步长。式(13)给出的约束中，区域电网 m_1 在调度时段 t 的边际发电成本大于区域电网 m_2 的边际发电成本，且差值大于联络线 l_1 的电能输送成本。式(14)给出的约束中，区域电网 m_2 在调度时段 t 的边际发电成本大于区域电网 m_1 的边际发电成本，且差值大于联络线 l_1 的电能输送成本。

若满足式(13)给出的约束，按式(15)更新区域电网 m_1 、 m_2 在调度时段 t 的边际机组出力和联络线 l_1 的交换功率。

$$(15) \quad \begin{cases} P_{\text{line},l_1,t} = P_{\text{line},l_1,t} - P_{\text{step}} \\ P_{m_1,k,t} = P_{m_1,k,t} - P_{\text{step}} \\ P_{m_2,k,t} = P_{m_2,k,t} + P_{\text{step}} \end{cases}$$

此时，为降低区域电网的总体运行成本，区域电网 m_1 的边际机组出力下调 P_{step} ，区域电网 m_2 的边际机组出力上调 P_{step} 。区域电网 m_2 流向区域电网 m_1 的联络线交换功率相应增加 P_{step} 。算法定义区域电网 m_1 流向区域电网 m_2 为联络线交换功率的正方向，因此，式(15)中，联络线 l_2 的交换功率为更新前交换功率减去功率更新步长 P_{step} 。

若满足式(14)给出的约束，按式(16)更新区域电网 m_1 、 m_2 在调度时段 t 的边际机组出力和联络线 l_1 的交换功率。

$$(16) \quad \begin{cases} P_{\text{line},l_1,t} = P_{\text{line},l_1,t} + P_{\text{step}} \\ P_{m_1,k,t} = P_{m_1,k,t} + P_{\text{step}} \\ P_{m_2,k,t} = P_{m_2,k,t} - P_{\text{step}} \end{cases}$$

此时，为降低区域电网的总体运行成本，区域电网 m_1 的边际机组出力上调 P_{step} ，区域电网 m_2 的边际机组出力下调 P_{step} 。区域电网 m_1 流向区域电网 m_2 的联络线交换功率相应增加 P_{step} 。算法定义区域电网 m_1 流向区域电网 m_2 为联络线交换功率的正方向，因此，式(16)中，联络线 l_1 的交换功率为更新前交换功率加上功率更新步长 P_{step} 。

步骤 4：跳转至步骤 1，继续执行步骤 1—步骤 3，直至无法找到满足式(13)或式(14)给出约束的两个互联区域电网。

2.2 第二阶段联络线交换功率迭代优化

在第一阶段联络线交换功率更新的基础上，基于各区域电网的边际发电成本对联络线交换功率进行二步迭代更新，具体步骤如下。

步骤 1：根据各区域电网的机组开机计划和出力安排，计算处于开机状态的机组在各调度时段的边际发电成本。

步骤 2：根据上一步给出的计算结果，确定各区域电网在各调度时段的边际发电成本并记录边际机组的索引。

步骤 3：从调度时段 1 开始，在满足给定约束前提下，寻找所有区域电网中出力连续等于最小技术出力且发电成本最高的边际机组。假定区域电网 m_3 中的机组 k 在调度时段 t_1 至 t_2 处于开机状态，调度时段 t_3 至 t_4 内的出力始终等于最小技术出力，且边际发电成本大于其他区域电网在该时段的边际发电成本 ($t_1 \leq t_3 \leq t_4 \leq t_2$)。此时，若满足式(17)给出的约束，则可对调度时段 t_3 至 t_4 内联络线 l 的交换功率进行更新。

$$\begin{cases}
 C_{t_3, t_4}^{\text{down}} - C_{t_3, t_4}^{\text{up}} > \sum_{m, m \in I_{m_3}} C_{\text{line}, l} P_{m, t}^{\text{up}} (t_4 - t_3) \\
 \sum_{m, m \in I_{m_3}} P_{m, t}^{\text{up}} = P_{m_3, k}^{\text{min}} \\
 |P_{\text{line}, l, t} \pm P_{m, t}^{\text{up}}| \leq P_{\text{line}, l}^{\text{max}} \\
 |P_{\text{line}, l, t} \pm P_{m, t}^{\text{up}}| - |P_{\text{line}, l, t-1}| \leq \lambda_{l, u} \\
 |P_{\text{line}, l, t-1}| - |P_{\text{line}, l, t} \pm P_{m, t}^{\text{up}}| \leq \lambda_{l, d} \\
 t_3 - t_1 + 1 \geq T_{m_3, k}^{\text{up}} \\
 t_4 - t_3 + 1 \geq T_{m_2, k}^{\text{down}} \\
 t_2 - t_4 + 1 \geq T_{m_3, k}^{\text{up}}
 \end{cases} \quad l \in \Omega_{m_3}, t_3 \leq t \leq t_4 \quad (17)$$

式中: Ω_{m_3} 为与区域电网 m_3 相联的联络线集合;

$C_{t_3, t_4}^{\text{down}}$ 为区域电网 m_3 中的机组 k 在调度时段 t_3 至 t_4 内关机导致的发电成本减少额, 需指出的是, 机组 k 在关机操作后, 可能在日内再次开机, 因此, 计算 $C_{t_3, t_4}^{\text{down}}$ 时, 应减去再开机对应的开机成本; C_{t_3, t_4}^{up} 为所有与区域电网 m_3 互联的区域电网在调度时段 t_3 至 t_4 增发功率导致的总发电成本增加额; I_{m_3} 为与区域电网 m_3 互联的区域电网集合; $C_{\text{line}, l}$ 为联络线 l 的电能输送成本; $P_{m, t}^{\text{up}}$ 为区域电网 m 在调度时段 t 增发的功率, $m \in I_{m_3}$ 。 $P_{m, t}^{\text{up}}$ 、 C_{t_3, t_4}^{up} 是上述约束中的关键参数, 以调度时段 t 为例, 详述其求解方法: 首先, 计算与区域电网 m_3 互联的区域电网中所有开机机组在调度时段 t 的边际发电成本; 接着, 寻找增发功率 P_{step} 后仍满足机组技术约束、且边际发电成本最小的机组; 最后, 该机组出力增加 P_{step} , 该机组所在区域电网的增发功率 $P_{m, t}^{\text{up}}$ 增加 P_{step} 。上述过程迭代进行, 直至与区域电网 m_3 互联的所有区域电网在时段 t 增发的功率之和等于 $P_{m_3, k}^{\text{min}}$ 。 C_{t_3, t_4}^{up} 可根据所有与区域电网 m_3 互联的区域电网在调度时段 t_3 至 t_4 更新前后的机组出力求得。关于式(17)中“+”、“-”的选取, 规定如下: 如果区域电网 m 的索引大于区域电网 m_3 的索引, 则取“-”; 反之, 取“+”。

接下来, 按式(18)更新调度时段 t_3 至 t_4 内与区域电网 m_3 相连的联络线交换功率和区域电网 m_3 的机组开机方式。

$$\begin{cases}
 P_{\text{line}, l, t} = P_{\text{line}, l, t} \pm P_{m, t}^{\text{up}} & t_3 \leq t \leq t_4, l \in \Omega_{m_3}, m \in I_{m_3} \\
 P_{m_3, k, t} = 0 & t_3 \leq t \leq t_4 \\
 U_{m_3, k, t} = 0 & t_3 \leq t \leq t_4
 \end{cases} \quad (18)$$

关于式(18)中“+”、“-”的选取, 规定如下:

如果区域电网 m 的索引大于区域电网 m_3 的索引, 则取“-”, 联络线 l 的交换功率为更新前交换功率减去功率更新步长 P_{step} ; 反之, 取“+”, 联络线 l 的交换功率为更新前交换功率加上功率更新步长 P_{step} 。区域电网 m_3 中的机组开机方式改变后, 与区域电网 m_3 互联的区域电网中机组出力安排也将发生相应变化。

步骤 4: 跳转至步骤 1, 继续执行步骤 1—步骤 3, 直至无法找到满足式(17)约束的边际机组。

2.3 算法总体流程

联络线交换功率迭代优化流程分两阶段进行, 具体如图 1 所示。第一阶段迭代优化中, 以降低区

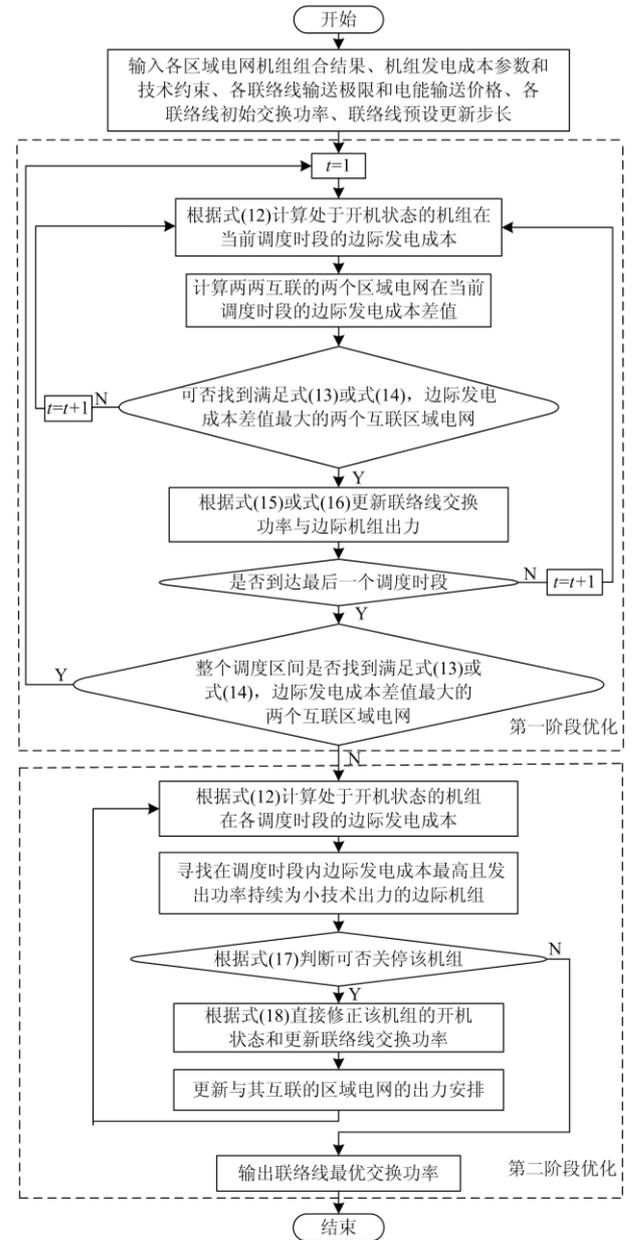


图 1 算法流程图

Fig. 1 Flowchart of the algorithm

域电网的总发电成本为目标, 在保持各区域电网机组开机方式不变的前提下, 根据各区域电网的边际发电成本差值、联络线可用输电能力、输电价格与机组参数等信息按照预设的联络线更新步长逐时段更新联络线交换功率。上述过程迭代进行, 直至联络线交换功率不再改变。第二阶段迭代优化中, 首先, 对区域电网中出力持续为最低出力且边际发电成本为最小的边际机组进行关机操作, 接着, 根据经济调度模型来逐时段更新各区域电网的出力安排, 最后, 根据联络线可用输电能力与输电价格等信息更新联络线交换功率。上述过程同样迭代进行, 直至联络线交换功率不再改变。

3 算例

3.1 算例数据

为了验证本文所提方法的有效性, 本章基于图 2 给出的简单算例进行仿真实验。该算例由 3 个区域电网构成, 各区域电网间均存在联络线。

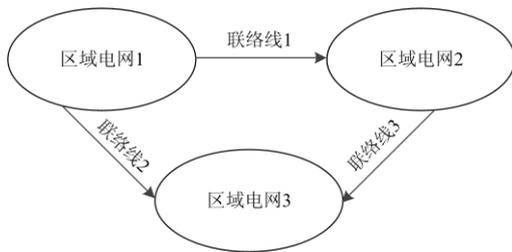


图 2 区域电网的总体结构
Fig. 2 Structure of the regional grids

各区域电网均由 10 机组组成, 详细参数见附表 1—附表 3^[21-22]; 调度日内的负荷需求见附表 4; 联络线初始交换功率均设为 0 MW, 正方向为图 2 中的箭头方向。采用 GAMS(The General Algebraic Modeling System)软件对各区域电网的初始 UC 方案进行优化, 结果见附表 5—附表 7。联络线 1、2、3 的输送极限分别为 100 MW、120 MW、150 MW, 输送成本分别为 0.2 美元/MW、0.3 美元/MW、0.1 美元/MW; 联络线交换功率更新步长设为 1 MW。

3.2 仿真结果

3.2.1 第一阶段迭代优化

第一阶段迭代优化中, 机组开机方式保持不变, 仅对边际机组的出力进行调整。该阶段, 共对边际机组出力和联络线交换功率进行了 91 次迭代更新, 结果如表 1—表 3、图 3 所示。其中, 表 1—表 3 给出了各区域电网机组出力和联络线交换功率的调整情况, 图 3 给出了第一阶段优化后的联络线交换功率。

表 1 第一阶段优化结果(区域电网 1)

时段	机组	机组出力/MW	对应联络线交换功率增加量/MW
1	2	-90	90(区域电网 3 流向区域 1)
4	5	-15	15(区域电网 2 流向区域 1)
8	5	-5	5(区域电网 1 流向区域 1)
19	5	-5	5(区域电网 3 流向区域 1)

表 2 第一阶段优化结果(区域电网 2)

时段	机组	机组出力/MW	对应联络线交换功率增加量/MW
4	6	15	15(区域电网 2 流向区域 1)
8	7	5	5(区域电网 2 流向区域 1)
17	9	-15	15(区域电网 3 流向区域 2)
18	6	-10	10(区域电网 3 流向区域 2)
18	8	-5	5(区域电网 3 流向区域 2)
18	9	-23	23(区域电网 3 流向区域 2)

表 3 第一阶段优化结果(区域电网 3)

时段	机组	机组出力/MW	对应联络线交换功率增加量/MW
1	2	90	90(区域电网 3 流向区域电网 1)
17	4	15	15(区域电网 3 流向区域电网 2)
18	4	38	38(区域电网 3 流向区域电网 2)
19	4	5	5(区域电网 3 流向区域电网 1)

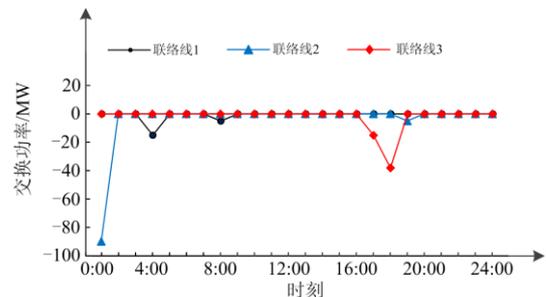


图 3 第一阶段优化后的联络线交换功率

Fig. 3 Tie-line exchange power after first-stage optimization

从表 1—表 3 与图 3 可看出: 第一阶段联络线交换功率迭代优化中, 调度时段 1、4、8、17-19 的联络线交换功率增加, 对应的联络线交换功率成本为 37.8 美元。此时, 区域电网 1 调度日内的发电成本由 632 947.69 美元下降为 630 884.56 美元, 下降额度为 2 016.13 美元; 区域电网 2 调度日内的发电成本由 775 723.68 美元下降为 775 175.11 美元, 下降额度为 548.57 美元; 区域电网 3 调度日内的发电成本由 630 274.49 美元增加为 632 732.44 美元, 增加额度为 2 457.95 美元。3 个区域电网调度日内的总发电成本下降 106.75 美元, 远大于联络线功率交换成本。因此, 第一阶段的联络线交换功率更新可

降低电网总运行成本。

下文以调度时段 1 为例对联络线交换功率的第一阶段更新进行详细说明。从表 1、表 3 可看出, 因边际发电成本较高, 区域电网 1 中的机组 2 在该调度时段的出力下降 90 MW, 发电成本减少 1 564.56 美元。此时, 区域电网 3 中的机组 2 因边际发电成本较低, 出力增加 90 MW, 发电成本增加 1 483.911 美元。区域电网 3 中机组 2 增发的 90 MW 功率经联络线 2 从区域电网 3 流向区域电网 1, 补偿区域电网 1 中的功率缺额, 对应的联络线交换功率成本为 27 美元。综合来看, 整个电网在调度时段 1 的总运行成本下降 53.649 美元。

3.2.2 第二阶段迭代优化

第二阶段迭代优化中, 共对边际机组开机方式进行 6 次迭代更新。某区域电网中边际机组开机方式改变后, 其他区域电网中边际发电成本较低的机组增加出力, 通过联络线补偿关机机组所在区域电网的功率缺额。也就是说, 第二阶段迭代优化中, 共对联线交换功率进行了 6 次迭代更新。表 4—表 6 给出了第二阶段迭代优化中各区域电网中的机组开机方式调整情况与对应的联络线交换功率变化情况。图 4 给出了第二阶段优化后的联络线交换功率。

表 4 第二阶段优化结果(区域电网 1)

Table 4 Second-stage optimization results (regional network 1)

关机机组	关机时段	对应联络线交换功率增加量/MW
5	3	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	4	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
6	9	20(区域电网 2 流向区域电网 1)
	23	20(区域电网 3 流向区域电网 1)
7	9	25(区域电网 3 流向区域电网 1)
	10	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	11	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	12	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	13	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	14	25(区域电网 2 流向区域电网 1)
	20	25(区域电网 3 流向区域电网 1)
	21	5(区域电网 2 流向区域电网 1)
	22	20(区域电网 3 流向区域电网 1)
	22	12(区域电网 2 流向区域电网 1)
8	10	10(区域电网 2 流向区域电网 1)
	11	10(区域电网 2 流向区域电网 1)
	13	10(区域电网 2 流向区域电网 1)
	20	10(区域电网 3 流向区域电网 1)
9	11	10(区域电网 2 流向区域电网 1)
	12	10(区域电网 2 流向区域电网 1)
10	12	10(区域电网 2 流向区域电网 1)

表 5 第二阶段优化结果(区域电网 2)

Table 5 Second-stage optimization results (regional network 2)

关机机组	关机时段	对应联络线交换功率增加量/MW
1	23	8(区域电网 1 流向区域电网 2) 7(区域电网 3 流向区域电网 2)
	24	5(区域电网 1 流向区域电网 2) 10(区域电网 3 流向区域电网 2)
2	24	20(区域电网 1 流向区域电网 2)

表 6 第二阶段优化结果(区域电网 3)

Table 6 Second-stage optimization results (regional network 3)

关机机组	关机时段	对应联络线交换功率增加量/MW
8	4	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	5	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	20	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	21	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
9	4	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	20	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	21	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	23	10(区域电网 1 流向区域电网 3)
10	24	10(区域电网 1 流向区域电网 3)
	3	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	4	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	5	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	20	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	21	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	22	10(区域电网 2 流向区域电网 3)
	23	10(区域电网 1 流向区域电网 3)
	24	10(区域电网 1 流向区域电网 3)

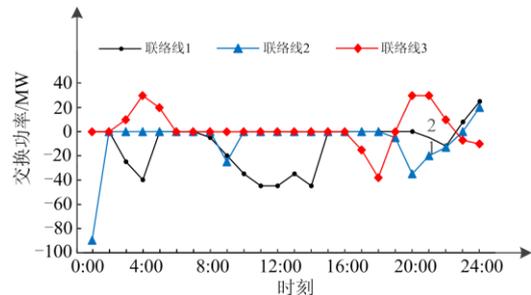


图 4 第二阶段优化后的联络线交换功率

Fig. 4 Tie-line exchange power after second-stage optimization

由表 4—表 6 与图 4 可以看出: 第二阶段联络线交换功率迭代优化中, 调度时段 3-5、9-14、20-24 的联络线交换功率增加, 对应的联络线交换功率成本由 37.8 美元增加为 151.4 美元, 增加额度为 113.6 美元。此时, 区域电网 1 调度日内的发电成本由 630 884.56 美元下降为 620 209.98 美元, 下降额度为 10 674.58 美元; 区域电网 2 调度日内的发电成本由 775 175.11 美元增加为 780 250.24 美元, 增加额度为 5 075.13 美元; 区域电网 3 调度日内的发电成

本 632 732.44 美元下降为 629 675.41 美元, 下降额度为 3 057.03 美元。3 个区域电网调度日内的总发电成本下降 8 656.48 美元, 远大于联络线交换功率成本。上述结果表明: 第二阶段的联络线交换功率更新可显著降低整个电网的总运行成本。

下文以区域电网 1 中的机组 5 为例对联络线交换功率的第二阶段更新进行详细说明。从表 4 可看出, 因出力连续等于最小技术出力 25 MW, 且发电成本较高, 区域电网 1 中的机组 5 在调度时段 3-4 关机, 发电成本减少 1 889.975 美元。在调度时段 3, 区域电网 2 中的机组 7 因边际发电成本较低, 出力增加 25 MW, 发电成本增加 439.014 美元。区域电网 2 中机组 7 增发的 25 MW 功率经联络线 1 从区域电网 2 流向区域电网 1, 补偿区域电网 1 中的功率缺额, 对应的联络线交换功率成本为 5 美元。在调度时段 4, 区域电网 2 中的机组 6 因边际发电成本较低, 出力增加 3 MW, 发电成本增加 52.903 美元; 区域电网 2 中的机组 7 因边际发电成本较低, 出力增加 22 MW, 发电成本增加 387.414 美元。区域电网 2 中机组 6、7 增发的 25 MW 功率经联络线 1 从区域电网 2 流向区域电网 1, 补偿区域电网 1 中的功率缺额, 对应的联络线交换功率成本为 5 美元。综合来看, 通过本次关机操作, 电网总运行成本下降 1 000.644 美元。

3.3 结果分析

经过两阶段优化, 三条联络线交换功率均增加, 联络线交换功率成本由 0 增加至 151.4 美元。此时, 区域电网 1 调度日内的发电成本由 632 947.69 美元下降为 620 209.98 美元; 区域电网 2 调度日内的发电成本由 775 723.68 美元增加为 780 250.24 美元; 区域电网 3 调度日内的发电成本由 630 274.49 美元下降为 629 675.41 美元。总地来看, 三个区域电网的总运行成本由 2 038 945.85 美元下降为 2 030 287.03 美元, 下降额度为 8 658.82 美元。

若进行全网统一优化, 三条联络线的交换功率同样会增加, 联络线交换功率成本由 0 增加为 250.2

美元。此时, 区域电网 1 调度日内的发电成本由 632 947.69 美元下降为 613 742.82 美元; 区域电网 2 调度日内的发电成本由 775 723.68 美元增加为 783 958.14 美元; 区域电网 3 调度日内的发电成本由 630 274.49 美元下降为 629 292.15 美元。总地来看, 三个区域电网的总运行成本由 2 038 945.85 美元下降为 2 027 243.31 美元, 下降额度为 11 702.54 美元。

从以上分析可看出, 本文提出的两阶段迭代优化可给出较好的联络线交换功率优化结果, 与全网统一优化给出的结果相比, 运行成本仅相差 3 043.72 美元。不过, 本文提出的方法仅需各区域电网提供边际机组运行信息, 保护了各区域电网的数据隐私, 具有较强的工程实用价值。

4 总结

为充分利用联络线功率输送能力, 降低区域电网总运行成本, 本文提出了基于边际发电成本的联络线交换功率两阶段迭代优化方法。方法从各区域电网的初始运行状态和各联络线初始交换功率出发, 分两阶段对联络线交换功率进行迭代优化, 最终给出最优联络线交换功率。

该方法与电网实际调度过程联系紧密, 且仅需各区域电网提供边际机组运行信息, 保护了各区域电网的数据隐私, 具有较强的工程实用价值。各区域电网仅需计算边际发电成本, 并上报至上级调度机构, 因此, 联络线交换功率迭代更新中, 数据传输量小, 传输速度快。此外, 联络线交换功率迭代更新时, 每次迭代对应的计算量较小, 因此, 该方法具有较快的计算速度。最后, 本文基于 3 个区域电网、3 条联络线组成的算例进行了仿真计算, 仿真结果验证了本文所提模型和方法的有效性。

本文提出的优化方法仅需对区域电网运行方式进行少量调整, 因此, 暂未考虑区域电网内部的潮流约束, 故而, 也暂未考虑联络线计划对各个区域电网的可执行性。下一步研究中, 作者将参照文献 [23] 的做法, 对此问题进行详细考虑。

附录

附表 1 区域电网 1 机组参数

Table 1 Unit parameters in regional power grid 1

参数	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
P_{\max}/MW	455	455	130	130	162	80	85	55	55	55
P_{\min}/MW	150	150	20	20	25	20	25	10	10	10
$a/(\text{美元}/\text{MW}^2)$	0.000 48	0.000 31	0.002	0.002 11	0.003 98	0.007 12	0.000 79	0.004 13	0.002 22	0.001 73
$b/(\text{美元}/\text{MW})$	16.19	17.26	16.6	16.5	19.7	22.26	27.74	25.92	27.27	27.79
$c/\text{美元}$	1 000	970	700	680	450	370	480	660	665	670
T^{sh}/h	8	8	5	5	6	3	3	1	1	1

续附表 1

参数	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
T^{down}/h	8	8	5	5	6	3	3	1	1	1
$S^{\text{h}}/\text{美元}$	4 500	5 000	550	560	900	170	260	30	30	30
$S^{\text{c}}/\text{美元}$	9 000	10 000	1 100	1 120	1 800	340	520	60	60	60
T^{cold}/h	5	5	4	4	4	2	2	0	0	0
初始状态/h	8	8	-5	-5	-6	-3	-3	-1	-1	-1

附表 2 区域电网 2 机组参数

Table 2 Unit parameters in regional power grid 2

参数	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
P_{max}/MW	60	80	100	120	150	280	320	445	520	550
P_{min}/MW	15	20	30	25	50	75	120	125	250	250
$a/(\text{美元}/\text{MW}^2)$	0.005 1	0.003 96	0.003 93	0.003 82	0.002 12	0.002 61	0.002 89	0.001 48	0.001 27	0.001 35
$b/(\text{美元}/\text{MW})$	27.034	27.101	27.518	19.966	18.015	16.354	16.643	16.13	15.954	15.285
$c/\text{美元}$	150	250	400	320	290	720	490	820	1 050	1 000
T^{up}/h	1	1	1	3	3	5	5	8	8	8
T^{down}/h	1	1	1	3	3	5	5	8	8	8
$S^{\text{h}}/\text{美元}$	100	360	500	700	800	2 000	2 500	4 500	4 700	5 000
$S^{\text{c}}/\text{美元}$	200	720	1 000	1 400	1 600	4 000	5 000	9 000	9 400	10 000
T^{cold}/h	0	0	0	2	2	4	4	5	5	5
初始状态/h	8	8	8	5	5	3	3	-2	-2	-2

附表 3 区域电网 3 机组参数

Table 3 Unit parameters in regional power grid 3

参数	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
P_{max}/MW	500	390	300	260	180	180	100	60	60	60
P_{min}/MW	200	160	140	80	25	25	20	10	10	10
$a/(\text{美元}/\text{MW}^2)$	0.000 78	0.000 91	0.001	0.001 5	0.003 4	0.003 5	0.003 8	0.004 1	0.006 4	0.004 9
$b/(\text{美元}/\text{MW})$	15.21	15.86	16.16	16.51	19.68	19.24	19.86	27.69	25.98	27.81
$c/\text{美元}$	1 100	1 000	800	780	555	550	500	365	360	340
T^{up}/h	8	8	5	5	3	3	3	1	1	1
T^{down}/h	8	8	5	5	3	3	3	1	1	1
$S^{\text{h}}/\text{美元}$	4 600	4 400	2 400	2 200	1 000	1 000	600	100	100	100
$S^{\text{c}}/\text{美元}$	9 200	8 800	4 800	4 400	2 000	2 000	1 200	200	200	200
T^{cold}/h	5	5	4	4	2	2	2	0	0	0
初始状态/h	8	8	-5	-5	-3	-3	-3	-1	-1	-1

附表 4 负荷预测数据

Table 4 Load forecasting data

时段	区域 1 负荷/MW	区域 2 负荷/MW	区域 3 负荷/MW	时段	区域 1 负荷/MW	区域 2 负荷/MW	区域 3 负荷/MW
1	700	2 000	800	13	1 400	1 200	1 500
2	750	1 980	850	14	1 300	1 160	1 400
3	850	1 940	950	15	1 200	1 140	1 300
4	950	1 990	1 000	16	1 050	1 160	1 200
5	1 000	1 840	1 050	17	1 000	1 260	1 050
6	1 100	1 870	1 100	18	1 100	1 380	1 150
7	1 150	1 820	1 200	19	1 200	1 560	1 250
8	1 200	1 700	1 300	20	1 400	1 700	1 400
9	1 300	1 510	1 350	21	1 300	1 820	1 200
10	1 400	1 410	1 400	22	1 100	1 900	1 100
11	1 450	1 320	1 500	23	900	1 955	1 000
12	1 500	1 200	1 600	24	800	1 990	900

附表 5 区域电网 1 初始机组出力安排

Table 5 Initial unit output arrangement in regional grid 1

										MW
时段	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
1	455	245	0	0	0	0	0	0	0	0
2	455	295	0	0	0	0	0	0	0	0
3	455	370	0	0	25	0	0	0	0	0
4	455	455	0	0	40	0	0	0	0	0
5	455	390	0	130	25	0	0	0	0	0
6	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
7	455	410	130	130	25	0	0	0	0	0
8	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
9	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
10	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
11	455	455	130	130	162	73	25	10	10	0
12	455	455	130	130	162	80	25	43	10	10
13	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
14	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
15	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
16	455	310	130	130	25	0	0	0	0	0
17	455	260	130	130	25	0	0	0	0	0
18	455	360	130	130	25	0	0	0	0	0
19	455	455	130	130	30	0	0	0	0	0
20	455	455	130	130	162	33	25	10	0	0
21	455	455	130	130	85	20	25	0	0	0
22	455	455	0	0	145	20	25	0	0	0
23	455	425	0	0	0	20	0	0	0	0
24	455	345	0	0	0	0	0	0	0	0

附表 6 区域电网 2 初始机组出力安排

Table 6 Initial unit output arrangement in regional grid 2

										MW
时段	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
1	0	0	0	0	50	265	170	445	520	550
2	0	0	0	0	50	245	170	445	520	550
3	0	0	0	0	50	228.75	146.25	445	520	550
4	0	0	0	0	0	228.75	156.25	445	520	550
5	0	0	0	0	0	205	120	445	520	550
6	0	0	0	0	0	228.75	126.25	445	520	550
7	0	0	0	0	0	185	120	445	520	550
8	0	0	0	0	0	177.5	120	365	487.5	550
9	0	0	0	0	0	126.25	120	285	428.75	550
10	0	0	0	0	0	75	120	280	385	550
11	0	0	0	0	0	100	0	285	385	550
12	0	0	0	0	0	75	0	205	370	550
13	0	0	0	0	0	75	0	205	370	550
14	0	0	0	0	0	75	0	205	330	550
15	0	0	0	0	0	75	0	205	310	550
16	0	0	0	0	0	75	0	205	330	550
17	0	0	0	0	0	75	0	250	385	550
18	0	0	0	0	0	126.25	0	285	418.75	550
19	0	0	0	0	0	126.25	120	311.25	452.5	550
20	0	0	0	0	0	177.5	120	365	487.5	550
21	0	0	0	0	0	185	120	445	520	550
22	15	0	0	0	0	228.75	141.25	445	520	550
23	15	0	0	0	0	250	170	445	520	550
24	15	20	0	0	0	270	170	445	520	550

附表 7 区域电网 3 初始机组出力安排

Table 7 Initial unit output arrangement in regional grid 3

										MW
时段	机组 1	机组 2	机组 3	机组 4	机组 5	机组 6	机组 7	机组 8	机组 9	机组 10
1	500	300	0	0	0	0	0	0	0	0
2	500	325	0	0	0	25	0	0	0	0
3	500	390	0	0	0	50	0	0	0	10
4	500	390	0	0	0	80	0	10	10	10
5	500	390	0	0	0	0	100	10	40	10
6	500	390	190	0	0	0	20	0	0	0
7	500	390	210	80	0	0	20	0	0	0
8	500	390	300	90	0	0	20	0	0	0
9	500	390	300	140	0	0	20	0	0	0
10	500	390	300	190	0	0	20	0	0	0
11	500	390	300	260	0	30	20	0	0	0
12	500	390	300	260	0	102.5	37.5	0	10	0
13	500	390	300	260	0	30	20	0	0	0
14	500	390	300	190	0	0	20	0	0	0
15	500	390	300	110	0	0	0	0	0	0
16	500	390	230	80	0	0	0	0	0	0
17	500	330	140	80	0	0	0	0	0	0
18	500	390	180	80	0	0	0	0	0	0
19	500	390	280	80	0	0	0	0	0	0
20	500	390	300	180	0	0	0	10	10	10
21	500	390	280	0	0	0	0	10	10	10
22	500	390	190	0	0	0	0	0	10	10
23	500	332.5	147.5	0	0	0	0	0	10	10
24	500	380	0	0	0	0	0	0	10	10

参考文献

- [1] 李林威, 林伟, 杨知方, 等. 考虑多时段耦合特性的联络线功率可行域确定方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(23): 64-72.
LI Linwei, LIN Wei, YANG Zhifang, et al. Characterizing a tie-line transfer capacity region considering time coupling in day-ahead multi-period dispatch[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(23): 64-72.
- [2] LI G D, LI G Y, ZHOU M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-12. DOI: 10.1186/s41601-019-0115-7.
- [3] SAHOO N C, GANGULY S, DAS D. Multi-objective planning of electrical distribution systems incorporating sectionalizing switches and tie-lines using particle swarm optimization[J]. Swarm and Evolutionary Computation, 2012, 3: 15-32.
- [4] 高宗和, 滕贤亮, 张小白. 适应大规模风电接入的互联电网有功调度与控制方案[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(17): 37-41.
GAO Zonghe, TENG Xianliang, ZHANG Xiaobai. Solutions of active power dispatch and control scheme for interconnected power grids with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(17): 37-41.
- [5] 张延, 唐昊, 王珂, 等. 考虑源荷随机性的跨区互联电网直流通线调度学习优化[J]. 控制理论与应用, 2019, 36(7): 1047-1056.
ZHANG Yan, TANG Hao, WANG Ke, et al. Learning-based optimization of direct current tie-line dispatch for inter-regional power grid considering the stochasticity of source-load[J]. Control Theory & Applications, 2019, 36(7): 1047-1056.
- [6] 梁旭明, 陈国平, 娄殿强, 等. 面向智能电网的跨区直流输电集控化运维体系[J]. 电网技术, 2011, 35(3): 1-7.
LIANG Xuming, CHEN Guoping, LOU Dianqiang, et al. A smart grid oriented architecture of operation and maintenance system based on centralized controlling and monitoring for inter-area HVDC power transmission project[J]. Power System Technology, 2011, 35(3): 1-7.
- [7] 罗玉春, 王毅, 戴则梅, 等. 基于多调度控制中心的分

- 解协调状态估计[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1516-1521.
LUO Yuchun, WANG Yi, DAI Zemei, et al. Decomposition and coordination state estimation for multi dispatching and control centers[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1516-1521.
- [8] 陈玮, 林言泰, 丁军策, 等. 国外区域电力市场对南方区域电力市场建设的启示[J]. 南方电网技术, 2018, 12(12): 3-8.
CHEN Wei, LIN Yantai, DING Junce, et al. Enlightenment of foreign regional electricity market to the construction of southern regional power market of China[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(12): 3-8.
- [9] 尚金成. 跨区跨省电力交易机制与风险控制策略[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(19): 53-58.
SHANG Jincheng. Mechanism and risk control strategies for trans-regional and trans-provincial power exchange[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(19): 53-58.
- [10] 许丹, 夏少连, 程燕军, 等. 华中电网联络线计划优化建模与求解[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(18): 139-142.
XU Dan, XIA Shaolian, CHENG Yanjun, et al. Optimization modeling and solution of tie line schedule in central China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18): 139-142.
- [11] 许丹, 丁强, 黄国栋, 等. 考虑安全约束的联络线供需协调计划模型[J]. 电网技术, 2015, 39(9): 2591-2596.
XU Dan, DING Qiang, HUANG Guodong, et al. Modeling for tie-line scheduling plan based on security constraints and supply-demand coordination[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2591-2596.
- [12] 许丹, 李晓磊, 丁强, 等. 基于全网统筹的联络线分层优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(2): 122-126.
XU Dan, LI Xiaolei, DING Qiang, et al. Optimization of tie-line hierarchical schedule based on network-wide coordination[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(2): 122-126.
- [13] 秦春申, 叶春, 翟海青. 基于调峰形势的联络线受电模型及其优化[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(2): 67-69.
QIN Chunshen, YE Chun, ZHAI Haiqing. Optimal model of power receiving based on the situation of dispatch[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(2): 67-69.
- [14] GUO Y, BOSE S, TONG L. On robust tie-line scheduling in multi-area power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(4): 4144-4154.
- [15] TAN Z, ZHONG H, XIA Q, et al. Non-iterative multi-area coordinated dispatch via condensed system representation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(2): 1594-1604.
- [16] 申建建, 陆建宇, 吴慧军, 等. 区域电网水火电系统短期协调控制方法及应用实践[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(10): 141-147.
SHEN Jianjian, LU Jianyu, WU Huijun, et al. Short-term coordinated control of regional hydro-thermal system and its application[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(10): 141-147.
- [17] 卢艺, 卢苑, 梁俊文, 等. 含抽水蓄能电网安全约束机组组合问题的混合整数线性规划算法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(3): 39-47.
LU Yi, LU Yuan, LIANG Junwen, et al. Mixed integer linear programming algorithm for solving security constrained unit commitment problem of power grid with pumped storage hydro[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(3): 39-47.
- [18] 沈海平, 陈铭, 钱磊, 等. 计及电转气耦合的电-气互联系统机组组合线性模型研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(8): 34-41.
SHEN Haiping, CHEN Ming, QIAN Lei, et al. Linear model research of unit commitment for integrated electricity and natural-gas systems considering power-to-gas coupling[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(8): 34-41.
- [19] TRIVEDI A, SRINIVASAN D, PAL K, et al. Enhanced multi-objective evolutionary algorithm based on decomposition for solving the unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2015, 11(6): 1346-1357.
- [20] HEMMATI R, SABOORI H. Short-term bulk energy storage system scheduling for load leveling in unit commitment: modeling, optimization, and sensitivity analysis[J]. Journal of Advanced Research, 2016, 7(3): 360-372.
- [21] 张晓花, 赵晋泉, 陈星莺. 节能减排多目标机组组合问题的模糊建模及优化[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(22): 71-76.
ZHANG Xiaohua, ZHAO Jinquan, CHEN Xingying. Multi-objective unit commitment fuzzy modeling and optimization for energy-saving and emission reduction[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(22): 71-76.
- [22] 马燕峰, 陈磊, 蒋云涛, 等. 基于负载均衡的含风电场电力系统优化调度方法[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 48-55.
MA Yanfeng, CHEN Lei, JIANG Yuntao, et al. Load balance-based optimal dispatching method for power systems with wind farms[J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 48-55.
- [23] TAN Z, ZHONG H, WANG J, et al. Enforcing intra-regional constraints in tie-line scheduling: a projection-based framework[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4751-4761.

收稿日期: 2020-08-05; 修回日期: 2020-12-29

作者简介:

陆胜男(1995—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统运行优化与可再生能源发电技术; E-mail: 1002797469@qq.com

张新松(1980—), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电动汽车并网, 可再生能源发电技术与电力系统规划。E-mail: prettypebble@163.com

(编辑 周金梅)