

基于随机生产模拟的火电灵活性改造容量规划

徐昊亮¹, 靳攀润¹, 姜继恒^{2*}, 鲁宗相², 乔颖²

(1. 国网甘肃省电力公司经济技术研究院, 甘肃省 兰州市 730050;

2. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学电机系), 北京市 海淀区 100084)

Capacity Optimal Plan of Thermal Power Flexibility Transformation Based on Probabilistic Production Simulation

XU Haoliang¹, JIN Panrun¹, JIANG Jiheng^{2*}, LU Zongxiang², QIAO Ying²

(1. State Grid Gansu Electric Power Company Economy and Technology Research Institute, Lanzhou 730050, China;

2. State Key Lab of Control and Simulation of Power Systems and Generation Equipment, (Dept. of Electrical Engineering, Tsinghua University), Haidian District, Beijing 100084, China)

Abstract: Flexibility transformation of thermal power, especially for reducing the minimum stable power of the unit to increase the downward adjustment capacity, can enhance the renewable energy accommodation. It is difficult to accurately estimate the demand of flexible regulation with the dynamic changes of wind power, load and power grid operation characteristics. Thermal power plants are easy to fall into the dilemma of excessive investment or disorderly competition and delay or even give up the transformation, resulting in the actual capacity of transformation far lower than the national planning. To effectively optimize the plan of flexibility transformation of thermal power units to enhance renewable energy consumption has become an important issue that need to be addressed by the regional energy management departments of power plants. This study comprehensively considers the transformation cost, peak regulation compensation, reduced electricity income, increased fuel consumption cost, and curtailment cost as the overall cost. Based on the probabilistic production of simulation method, various costs in the medium-and long-term perspective is calculated, where the change of energy generated before and after the transformation is revealed. This study aims at establishing the capacity planning model for the flexibility reformation of thermal unit, with the objective of the lowest overall cost of flexibility reformation. The model is solved using genetic algorithm. The simulation verifies that the proposed model can provide the units transformation scheme suitable for

the planning stage and analyzes the impact of renewable power price and other costs.

Keywords: flexibility transformation; capacity planning; probabilistic production simulation; genetic algorithm

摘要: 火电灵活性改造, 特别是降低机组最小稳定功率, 可有效增强系统调峰能力, 缓解弃风弃光问题。但灵活调节需求随风光电源、负荷和电网运行特性动态变化而难以准确估计, 火电厂易陷入过度投资或无序竞争的两难抉择而延迟乃至放弃改造, 导致实际改造容量远低于国家规划预期。因此, 如何在保证可再生能源消纳目标前提下科学规划火电机组的灵活性改造容量成为地区能源管理部门和火电厂共同关注的问题。首先建立了包括机组改造成本、调峰市场交易成本、售电收益损失、深调状态发电成本增量和系统弃电成本五部分费用在内的火电机组灵活性改造广义成本模型, 基于随机生产模拟方法在中长期时间尺度下给出了机组年度发电量和广义成本计算方法。以全体火电机组灵活性改造广义成本最低为目标, 建立了火电机组灵活性改造容量规划模型, 并利用遗传算法求解所提优化模型。仿真算例验证了灵活性改造规划方法的可行性, 同时分析了新能源电价等外部条件对规划结果的影响。

关键词: 灵活性改造; 容量规划; 随机生产模拟; 遗传算法

0 引言

近年来, 中国“三北”地区频发弃风弃光现象, 系统内灵活调节资源缺乏^[1], 尤其日内调峰能力不足是其关键原因之一。筹措灵活性资源成为解决问题的核心途径, 在现有技术经济条件下, 火电灵活性改造

基金项目: 国网甘肃电力公司科技项目(SGGSJY00P-SWT1700272); 国家重点研发计划项目(2017YFB0902200)。

State Grid Gansu Electric Power Company Science and Technology (SGGSJY00PSWT1700272); National Key Research and Development Program of China (2017YFB0902200).

的可行性最高。

火电机组灵活性改造包括3类^[2]：①具有更低的最小稳定功率；②实现更快的功率向上/向下调节变化率（上/下爬坡率）；③允许更加频繁的开/停机操作和更短的开/停机时间。机组最小稳定功率是决定新能源上网空间^[3]的关键因素，一般都将机组调节容量增加值或最小稳定功率减少值作为火电灵活性改造程度的主要指标。国家发展改革委、国家能源局在2016年推行火电机组灵活性改造试点工程，并在电力发展“十三五”规划中明确，至2020年底，“三北”地区内进行灵活性改造的火电机组总容量应达2.15亿kW，火电调峰能力增加4500万kW^[4]。

然而，系统的灵活调节需求随风/光电源、负荷和电网运行特性动态变化而难以准确预测。目前的调峰补偿机制以机组少发电量作为费用核算标准，因此，灵活性改造的需求和收益都存在很大的不确定性，火电厂易陷入过度投资或无序竞争的两难抉择而延迟乃至放弃改造。截至2019年初，“三北”地区完成灵活性改造的机组容量仅为4069万kW^[5]，远低于国家规划预期。因此，针对整个区域电网，如何根据精细成本和中长期电量评估科学规划灵活性改造容量，成为地区能源管理部门和火电厂共同关注的关键问题。

不同于常规电源规划方法^[6-7]，灵活性改造容量规划是既有电源的二次规划，其边界条件更为严苛，必须计入负荷、可再生能源以及常规电源运行特性，同时又要考虑市场环境的影响，因此，常规规划方法难以直接应用。已有研究关注单厂单机的最佳改造决策，文献[8]和[9]通过实物期权分析方法分别建立了燃煤机组和燃气机组的发电厂商改造决策模型，但未分析其可再生能源消纳效果，且未涉及多机组间的协调。文献[10]建立了多机组灵活性改造容量规划的系统长期调度模型，在灵活性改造投资主问题中综合考虑了改造后的实时运行子问题，实现了改造方案的多时段优化求解。类似地，也有研究探讨火电灵活改造和输电网联合规划^[11]，但都采用了基于机组组合的优化模型，对场景选择、可再生能源功率曲线数据要求较高^[12]。可见，现有研究都未能有效模拟源荷的概率运行特性，导致灵活性改造容量规划不够精确。另外，灵活性改造的成本效益分析方面有较多成果，着重讨论直接经济效益^[13]和环境效益^[14]，但未能从月度以上时间尺度分析改造后机组运行方式调整带来的成本变化。综上，灵活性规划需要在更为精细的成本分析基础上，建立一套考虑系统中长期概率特性的模型。

1 研究思路与规划模型

1.1 总体规划思路

本文聚焦非供热火电机组降低最低稳定功率的灵活性改造，最低稳定功率降低幅值即为增加的灵活性容量。火电灵活性改造容量优化规划是电源装机已经确定后的容量空间二次配置，受既有装机情况和技术经济性的共同约束。

本文的总体研究框架如图1所示。优化变量为各台火电机组的改造容量，优化目标为在计算周期内所有火电机组的灵活性改造广义成本之和最小，约束条件为各台机组改造容量技术上限。本文所述的计算周期为1年。

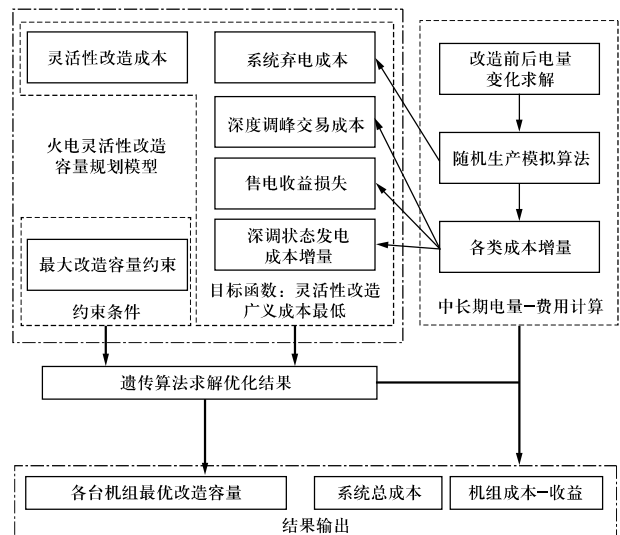


图1 灵活性改造容量规划的总体框架

Fig. 1 General framework of capacity plan of thermal power flexibility transformation

优化目标中，灵活性改造的设备更新等投资成本和调峰辅助交易成本反映电网的经济性；售电收益损失和发电成本增量反映发电商的经济性并兼顾环境效益等外部因素。

优化过程中，首先建模各类成本与发电量的函数关系，通过随机生产模拟技术^[15]求解灵活性改造前后的机组发电量变化，从而得到广义成本各部分费用与各机组改造容量间的量化关系。利用遗传算法求解以上优化模型，获得灵活性改造容量的规划结果。

1.2 优化模型

定义机组容量的相关变量如式（1）所示，

$$\begin{cases} P_i = P_{i,\min} + P_{i,\text{adj}} = P_{i,\min}^{\text{new}} + P_{i,\text{adj}}^{\text{new}} \\ P_{i,\min} = P_{i,\min}^{\text{new}} + \Delta P_i \end{cases} \quad (1)$$

式中： P_i 为机组*i*的额定容量； $P_{i,\min}$ 、 $P_{i,\min}^{\text{new}}$ 分别为灵活性改造前后的机组最低稳定功率； $P_{i,\text{adj}}$ 、 $P_{i,\text{adj}}^{\text{new}}$ 分别为机组灵活性前后的可调节容量； ΔP_i 为机组*i*经过灵活性改造后最低稳定功率减少量，即为灵活性改造容量。上述变量单位均取MW。

灵活性改造规划模型的优化目标为

$$\min \sum_{i=1}^N (C_t^i + C_b^i + C_c^i + C_d^i) + C_1 \quad (2)$$

约束条件为

$$\Delta P_i = \Delta P_{i,1} + \Delta P_{i,2} \quad (3)$$

$$P_{i,\min}^{\text{lim}} \leq P_{i,\min} - \Delta P_{i,1} - \Delta P_{i,2} \leq P_{i,\min} \quad (4)$$

$$[\Delta P_{i,1} - (P_{i,\min} - a_2 P_i)] \Delta P_{i,2} = 0 \quad (5)$$

$$\Delta P_{i,1}, \Delta P_{i,2} \geq 0 \quad (6)$$

式中： N 为整个区域内参与灵活改造的火电机组总数； C_t^i 、 C_b^i 、 C_c^i 、 C_d^i 分别为机组*i*的灵活改造成本、调峰补偿、深调状态发电成本增量、售电收益损失； C_1 为系统弃电成本； $P_{i,\min}^{\text{lim}}$ 为机组理论最低稳定功率。本文认为新能源的单位发电成本为0，弃电成本暂定为弃电量 E_1 与单位弃电量成本 k_1 的乘积，在不考虑新增机组的情况下，系统弃风弃光电量为火电改造容量的函数如式(7)所示，

$$C_1 = k_1 E_1 = k_1 f_1(\sum \Delta P_i) \quad (7)$$

国内普遍实行分档调峰补偿机制，约束条件(3)将优化变量 ΔP_i 分为一档改造容量 $\Delta P_{i,1}$ 和二档改造容量 $\Delta P_{i,2}$ ，在不同调峰深度下，单位电量补偿价格不同； a_2 为调峰补偿政策内第二档调峰深度系数，详见3.2节分析。式(4)和(6)为改造容量上下限约束；式(5)限制仅当 $\Delta P_{i,1} = P_{i,\min} - a_2 P_i$ 时， $\Delta P_{i,2}$ 容量空间方可进行改造。

2 灵活性改造广义成本分析

2.1 机组灵活改造投资成本

机组灵活改造的设备投资成本是影响发电厂参与深度调峰积极性的重要因素。实现灵活性改造的技术路径包括改变燃烧方式、单磨煤机运行、升级控制系统、加装辅助燃烧装置等^[16]，不同改造措施的效果-成

本曲线有所差异，但改造成本与最低稳定功率减少量基本满足线性关系，灵活性改造所需一次投资费用约为100~500欧元/kW^[16]。表1梳理了典型火电机组改造项目的效果及投资情况。

表1 典型灵活性改造工程投资及效果

Table 1 Investment and effect of flexibility reformation projects

国家	机组	改造措施	效果	投资成本
丹麦	Fynsværket 电厂7号410 MW 机组(背压式、热电联产) ^[17]	安装 73 000 m ³ 储热 水罐	背压状态下最小稳定功率由 80 MW降低 至43 MW	500万欧元, 平均135 欧元/kW
德国	Weisweiler发电厂 600 MW机组 ^[16]	控制系统 升级	最小负荷 水平降低 170 MW	总投资6000万 欧元, 平均 350欧元/kW
德国	Neurath发电厂 600 MW 纯凝机组 ^[16]	电厂工程 部件升级	最小负荷 水平降低 150 MW	总投资7000 万欧元, 平均 460欧元/kW

基于以上工程实践，假设改造一次总投资 C_1 为新增可调节容量的线性函数。

$$C_1 = (1 - \eta) k_i \Delta P \quad (8)$$

式中： η 为剩余利用价值系数^[18]，该值与电厂运行寿命相关； k_i 为改造投资系数； ΔP 为机组灵活性改造容量。

2.2 深度调峰市场交易成本

国内调峰市场基本以“分阶段报价、补偿费用由电源分摊”模式为主，现行规则一般将火电的40%~50%额定容量定为第一档，40%以下为第二档，各档内具有不同的报价上下限。单台机组的深度调峰交易成本 C_b 为^[19]

$$C_b = k_{b1} E_{b1} + k_{b2} E_{b2} \quad (9)$$

式中： k_{b1} 、 k_{b2} 为第一、第二档内的补偿价格，元/kWh； E_{b1} 、 E_{b2} 为第一、第二档的深度调峰补偿电量。

2.3 深调状态发电成本增量

机组在深度调峰状态下，由于煤炭燃烧效率下降而增排温室气体^[13]、寿命减少^[16]、投油稳燃^[17]、发电量减少造成的固定成本分摊上升^[20]等原因，等效的煤耗成本较原有状态有所增加。灵活性改造后的发电成本增量 C_c 可由式(10)进行计算，

$$C_c = (\bar{k}_c - k_o) E_c \quad (10)$$

式中： \bar{k}_c 为深调运行煤耗成本的平均值； k_o 为原始最

低稳定功率状态下的煤耗成本； E_c 为深调运行状态总发电量。

机组度电成本特性方程如式(11)所示^[21],

$$k_c(x) = \begin{cases} ax + b + \frac{c}{x}, & P_{i,nor} < x < P_i \\ dx + e, & 0 < x \leq P_{i,nor} \end{cases} \quad (11)$$

式中： x 为机组发电功率； $P_{i,nor}$ 为机组成本特性曲线拐点的容量点，本文取为机组未经灵活改造时的最低稳定功率容量点； a 、 b 、 c 分别对应传统成本特性的3个系数； d 、 e 分别为深度调峰段的度电成本，其中 $d < 0$ 且 $e > 0$ 。

2.4 售电收益损失

火电机组参与深调后必然减少常规发电量，造成收益下降，将其也纳入成本变动的构成部分，收益损失为

$$C_d = k_d E_d \quad (12)$$

式中： C_d 为灵活性改造后的发电收益减少量； k_d 为单位电价，元/kWh； E_d 为机组参与深度调峰后减少的发电量。

3 中长期电量计算方法

3.1 模型假设及方法基础

广义成本模型中，除灵活改造成本与机组改造容量直接关系外，其余成本均与发电量相关。本节利用随机生产模拟方法^[15]，建立发电量与机组改造容量关系模型，对火电机组灵活性改造前后的系统分别进行发电量估算。主要步骤为：

1) 根据历史数据生成研究周期（经典值为1年）内目标区域所有发电负荷的等效持续负荷曲线（equivalent load duration curve, ELDC）。

2) 确定模拟年内火电机组的开机台数，并按照煤耗率升序排列。

3) 依次安排火电机组最小负荷容量部分（最低稳定发电功率）参与生产。

4) 根据集中式风电场、光伏电站和分布式能源的年度可用功率曲线生成新能源最大发电能力概率密度函数，构建新能源电源多状态机组模型，安排新能源电源参与生产，计算其发电量。

5) 安排火电机组的可调节容量部分参与生产。

6) 计算系统弃能电量^[15]。

7) 返回步骤3)，在不同的火电灵活改造容量下，重新计算，获得对应的弃能电量，得到式(7)中的弃

能电量函数。

上述电量模型有以下假设：

1) 暂不考虑火电机组故障，即强迫停运率设为0。

2) 灵活性改造前后，火电机组的等效煤耗率排列顺序不变，各机组参与安排的次序不变。

3.2 补偿电量

本节将建立2.2节中深度调峰补偿电量 E_{b1} 、 E_{b2} 的计算模型，生产模拟过程示意如图2。假设某区域中有 N 台非供热火电机组，对第 i 台机组，图2(a)为其灵活性改造前的发电生产情况，其最低稳定功率容量部分承担B1区域电量，可调节容量部分承担C1部分电量。A1部分为1~ $i-1$ 台火电机组的最小负荷部分承担电量，W1为 $i+1$ ~ N 台火电机组最小负荷部分、新能源电源、CHP机组和1~ $i-1$ 台火电机组的可调节容量部分共同承担电量。当该区域内火电经过灵活性改造，机组的发电安排情况有所变化，如图2(b)所示。图2中各变量的关系如下：

$$x_{a1} - x_{a2} = \sum_{j=1}^{i-1} \Delta P_j \quad (13)$$

$$x_{b1} - x_{a1} = x_{b2} - x_{a2} + x_d - x_{w2} \quad (14)$$

$$x_{c1} - x_{w1} = x_{c2} - x_d \quad (15)$$

$$x_{c1} - x_{c2} = \sum_{j=i+1}^N \Delta P_j \quad (16)$$

$$x_{b2} - x_{a2} + x_{c2} - x_{w2} = a_2 P_i \quad (17)$$

$$x_{b2} - x_{a2} + x_{e3} - x_{w2} = a_1 P_i \quad (18)$$

式中： x_{a1} 、 x_{b1} 、 x_{w1} 、 x_{c1} 分别为图2(a)中的各部分电量的容量区间； x_{a2} 、 x_{b2} 、 x_{w2} 、 x_{c2} 、 x_{e3} 、 x_d 、 x_{c2} 分别为图2(b)中的各部分电量的容量区间。

式(13)为机组 i 的最小负荷容量部分位置变化，其在ELDC下前移容量为第1~ $i-1$ 台火电机组的灵活性改造容量。式(14)表示机组 i 原始的最低稳定功率B1部分与改造后的B2、E2、E1和D部分容量之和相等。式(15)为原有的可调节容量部分C1对应下图的C2部分。式(16)为机组 i 的参与生产结束位置变化关系，W1与W2区域相比，相差第 $i+1$ ~ N 台火电机组的最小负荷容量减少值。式(17)为第二档深度调峰电量的容量关系，E2区域为第二档调峰补偿电量， a_2 为第二档调峰深度系数。同理，式(18)为第一档深调容量位置公式， a_1 为第一档调峰深度系数。

定义第一、第二档灵活性改造容量为

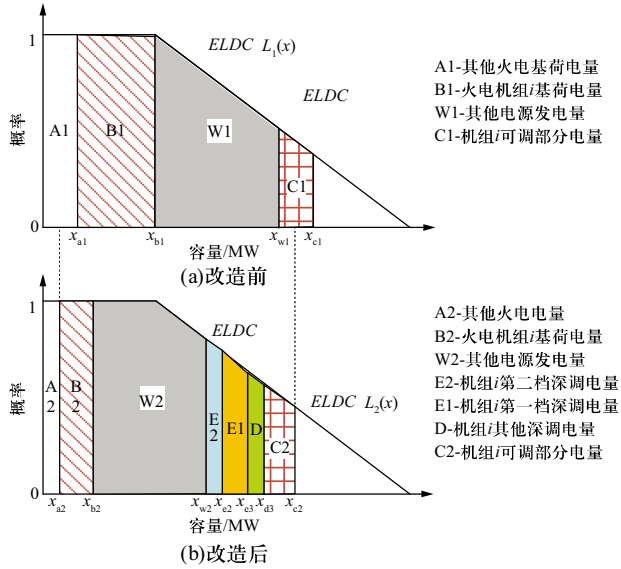


图2 火电机组灵活性改造前后生产模拟承担负荷示意图
Fig. 2 Diagram of electricity supplied by thermal units in production simulation before and after flexibility reformation

$$\begin{cases} \Delta P_{i,1} = x_{e3} - x_{e2} \\ \Delta P_{i,2} = x_{e2} - x_{w2} \end{cases} \quad (19)$$

进一步地，图2(b)中关键容量点的位置计算公式为

$$x_{a2} = \sum_{j=1}^{i-1} \Delta P_{j,\min} \quad (20)$$

$$x_{w2} = \sum_{j=1}^{i-1} P_j + \sum_{j=1}^N P_{j,\min} + \sum P_{\text{ther}} + \sum_k P_{w,k} \quad (21)$$

式中： $\sum P_{\text{ther}}$ 为区域内所有CHP机组容量之和； $P_{w,k}$ 为新能源电源第 k 个状态下的发电功率； $\sum P_{w,k}$ 为区域内的最大新能源电源功率。 x_{a2} 、 x_{w2} 确定后，结合式(14)~(18)可求出其他关键容量点位置。

进一步地，由于假设火电机组强迫停运率为0，因此，ELDC仅在新能源电源多状态模型的影响下进行修正，而所有火电机组的调峰容量部分均在新能源全容量之后参与，所以机组 i 的调峰容量改造前后参与生产模拟时所使用的ELDC完全相同，如式(22)所示。

$$L_2(x) = L_1(x) = \sum_k \Pr(P_{w,k}) L_0(x - \sum P_w + P_{w,k}) \quad (22)$$

以上分析给出了改造后火电机组的负荷承担位置和ELDC，假设在图2中E2和E1的ELDC为近似线性，则第一、第二档深调补偿电量为

$$E_{b1} = T \left[1 - L_2 \left(\frac{x_{e2} + x_{e3}}{2} \right) \right] (x_{e3} - x_{e2}) \quad (23)$$

$$E_{b2} = T \left[1 - L_2 \left(\frac{x_{e2} + x_{w2}}{2} \right) \right] (x_{e2} - x_{w2}) \quad (24)$$

式中 T 为研究周期。

3.3 深调运行状态总发电量

本节将建立2.3节中深调运行状态总发电量 E_c 的计算模型。图3为机组深度调峰后参与生产安排的示意图，假设 x_{e3} 为式(11)中的发电成本特性畸变点 $P_{i,\text{nor}}$ ，则在研究周期 T 内，机组 i 深度调峰的运行概率为 $L_2(x_{e3})$ ，图中 E_c 部分积分即为深调状态的总发电量。

$$E_c = T [1 - L_2(x_{e3})] (x_{b2} - x_{a2}) + \frac{T}{2} [L_2(x_{w2}) - L_2(x_{e3})] (x_{e3} - x_{w2}) \quad (25)$$

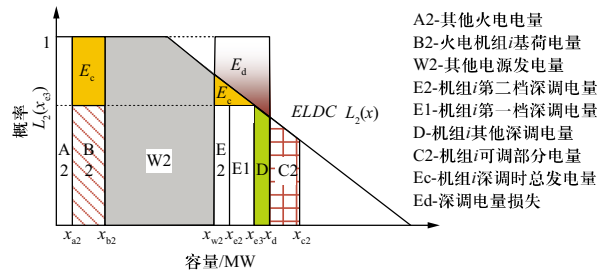


图3 深度调峰后最小负荷容量发电量计算示意图
Fig. 3 Diagram of electricity supplied by minimum load of thermal units after flexibility reformation

3.4 发电量减少量

本节将建立2.4节中减少的发电量 E_d 的计算模型。机组 i 经过灵活性改造，图3中的E1、E2、D为灵活性改造前的最小负荷容量，该部分容量在ELDC上方的电量 E_d 为深度调峰后的电量损失，计算公式如(26)所示。

$$E_d = T \left[1 - \frac{L_2(x_{w2}) + L_2(x_d)}{2} \right] (x_d - x_{w2}) \quad (26)$$

3.5 优化模型求解

前述所提灵活性改造容量配置模型中，目标函数构成复杂，与一般机组组合或容量规划模型在数学形式上有较大区别。一方面，优化目标中深度调峰交易成本、运行煤耗增加成本与发电量减少成本通过ELDC求解，ELDC为非显式数学描述，难以获得数学表达式，以内点法为代表的传统优化求解方法难以直接应用；另一方面，单台火电机组在ELDC下承担负荷位置受其他机组改造容量影响，因此，各机组的成本与其它机组优化变量高度耦合。

一般系统内的ELDC尾部往往可以通过三次函数进行拟合，在函数形式上，ELDC呈现非凸特性。因此，该优化模型具有多变量、强非线性、非凸特点。

本文利用遗传算法进行求解，通过模拟生物进化过程进行寻优，对目标函数的性质几乎没有要求，具有实现方便、原理明确的优点^[22-23]，详细流程如图4所示。

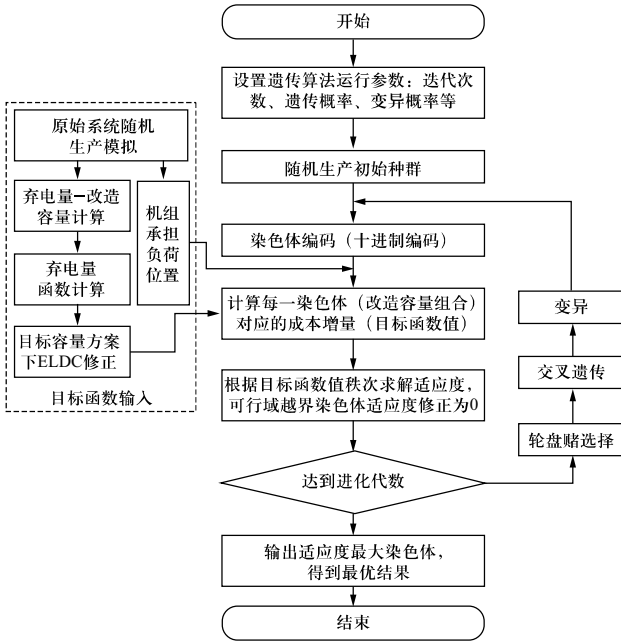


图4 优化模型求解流程
Fig. 4 Process of optimization calculation

4 算例分析

4.1 数据基础

基于北方某区域电网实际数据构建算例系统。电源包括火电和新能源场站，其中火电11台机组总容量为2590 MW，原始条件下火电机组总最小稳定功率为1315 MW，灵活性改造后的极限最低稳定功率为802 MW，具体机组参数见附录A。区域内新能源电源全年最大功率为1297 MW，最小功率为400 MW，功率均值为756 MW，新能源电源功率时序曲线、概率密度曲线见附录图B1—图B2。区域内负荷全年最大值为2200 MW，最小值为1 560.2 MW，均值为1 895.1 MW，负荷时序曲线见附录图B3。仿真模拟时间周期为8760 h。

在初始情况下，按照文献[24]所提方法进行弃电率评估，可得现有弃电率为24.6%，全年弃电量为1 629.0 GWh，消纳电量为4 993.1 GWh。

假设火电标杆上网电价为0.3元/kWh，单位弃电量成本取值范围为0.4~1.2元/kWh，第一档深度调峰补偿价格为0.4元/kWh，第二档深度调峰补偿价格为0.5元/kWh。

优化计算中，单次优化遗传代数按计算要求取100~400代不等，每代个体均为55个。遗传算法的参

数交叉概率设置为0.9，变异概率为0.20。计算中假设所有机组的灵活性改造寿命年限均为10年，剩余利用价值系数取0.9。

4.2 改造方案优化结果

4.2.1 系统弃电率与火电最低稳定功率关系

计算不同火电最低稳定功率下系统弃电率和弃电量，得到变化趋势结果如图5所示。随着火电最低稳定功率降低，弃电率下降速率减缓，当火电最低稳定功率分别为1250 MW、1150 MW时，系统弃电率可控制在20%、10%以下，此时，火电灵活性改造总容量分别为65 MW、165 MW。

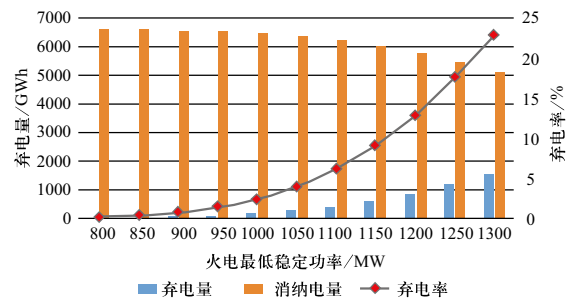


图5 不同火电最低稳定功率下系统弃电情况
Fig. 5 Changes of curtailment rate with different minimum stable power of thermal units

4.2.2 机组灵活性改造容量方案

进一步探讨不同弃电成本下的优化结果。计算获得不同单位弃电量成本下，广义成本最小时的火电机组改造总容量和系统弃电率（下称“最优弃电率”），结果如图6所示。由图可知，当单位弃电成本大于0.5元/kWh时，灵活性改造容量为正，说明灵活性改造能够减少广义成本。当单位弃电量成本超过1元/kWh时，改造容量增加缓慢，最优弃电率基本维持在5%水平上。若单位弃电成本直接取风电上网电价，考虑到国内大部分地区的新能源电价水平，则系统弃电率控制在8%水平的可行性最高。

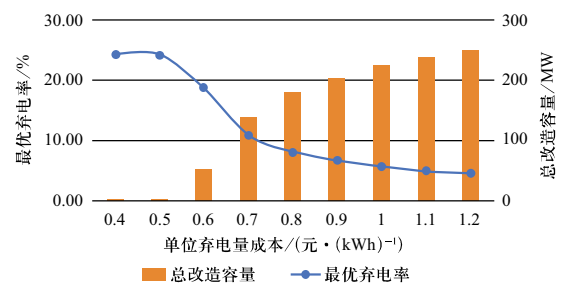


图6 不同单位弃电成本下的系统最优方案
Fig. 6 Changes of optimal scheme with different unit curtailed energy cost

11台机组的具体改造容量规划结果如表2所示。由表2可知，改造容量分配方案基本满足“大容量机组优先”原则，660 MW、350 MW、330 MW机组为主要改造机组。随着单位弃电量成本增加，各机组改造容量单调增加，但在弃电成本取1.0元/kWh时，125 MW机组的改造容量突然超过稍大容量的机组，结果局部存在波动，说明小容量机组的改造效果相近。在单位弃电成本由0.6元/kWh增加至0.7元/kWh时，660 MW机组的改造容量突然从52 MW增加至140 MW，这是由于在该价格范围内，灵活改造容量的总需求变化较为剧烈，同时，660 MW机组接受第二档深度调峰补偿的临界改造容量为68 MW，在弃电成本变为0.7元/kWh后，改造其他机组带来的成本增量将大于660 MW第二档深调补偿成本，所以继续优先改造660 MW机组。

表2 机组灵活性改造容量分配方案
Table 2 Reformation plan scheme

机组容量	MW										
	弃电成本 / (元 · (kWh) ⁻¹)										
	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2		
60 MW	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
100 MW	0	0	0	0	0	0	1	6	6		
125 MW	0	0	0	0	0	0	8	9	9		
135 MW	0	0	0	0	0	2	3	6	6		
150 MW	0	0	0	0	0	2	3	6	6		
180 MW	0	0	0	0	2	2	2	3	3		
200 MW	0	0	0	0	2	3	3	5	5		
300 MW	0	0	0	0	4	13	15	15	15		
330 MW	0	0	0	0	10	13	13	13	21		
350 MW	0	0	0	0	16	24	31	31	33		
660 MW	2	2	52	140	146	146	146	146	146		

4.3 优化结果分析

4.3.1 各类成本变化

图7展示了改造成本、调峰补偿成本、发电成本增量、售电收益损失、总弃电成本各部分成本总和以及目标函数值随单位弃电量成本的变化趋势。可以看出，随着单位弃电成本上升，最优结果下的目标函数值逐渐增加，但增速逐渐放缓。弃电总成本在单位弃电成本0.5~0.8元/kWh范围内下降明显，而后下降逐渐趋缓，结合图6，可知在较高的风电电价水平下，继续提高风电电价对灵活改造吸引力减弱。另一方面，火

电灵活性改造容量增加后，弃电成本降低意味着新能源电源收益上升，在新能源电价高于常规电源电价的情况下，灵活性改造导致系统整体用电成本增加。

另外，在算例所设场景下，改造成本、发电成本增量占比较小，与单位弃电成本成近似线性关系。除弃电成本外，火电机组的调峰补偿成本在其他4项成本中最多，并且在单位弃电电价超过0.9元/kWh后，高于弃电成本，维持在4亿元左右。由于两档补偿价格的不同，调峰补偿成本变化趋势与售电收益损失有所不同。

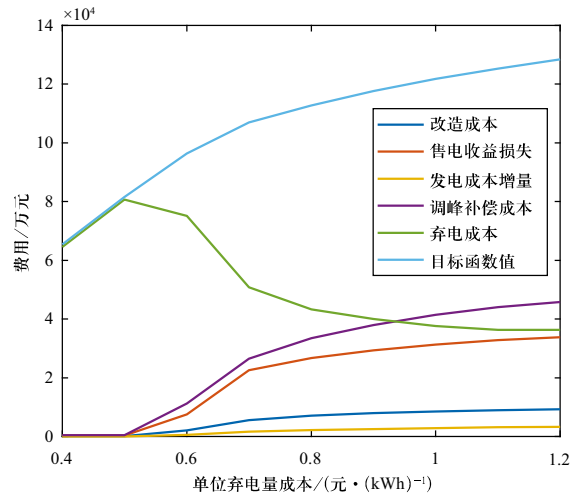


图7 各类成本总和变化趋势

Fig. 7 Changes of various cost with different unit curtailed energy cost

4.3.2 单台机组成本变化分析

对11台机组的成本进行详细分析，以研究不同机组改造容量对各类成本的影响。原始场景下火电最低稳定功率低于负荷最小值，任一机组减少同等水平的最低稳定功率，对减少弃电效果相同，因此，各机组的改造容量与弃电成本变化关系完全相同。

各台机组深调状态发电成本增量、售电收益损失随单位弃电成本的变化，分别如图8和图9所示。各台机组的两类成本整体上变化趋势类似，除660 MW机组外，各机组的两类费用随单位弃电成本增加逐步上升。从成本上看，所有机组的售电收益损失是其深调状态发电成本增量的10倍左右。在单位弃电成本大于0.8元/kWh时，对660 MW机组改造容量保持146 MW不变，但是其深调状态发电成本增量却呈下降趋势，说明其深调状态发电量受其他机组改造容量影响而发生改变。图8也反映出深调状态发电成本增量的与机组容量并不完全相关，如100 MW机组在局部的发电成本增量会高于稍大容量机组。该结果说明火电机组

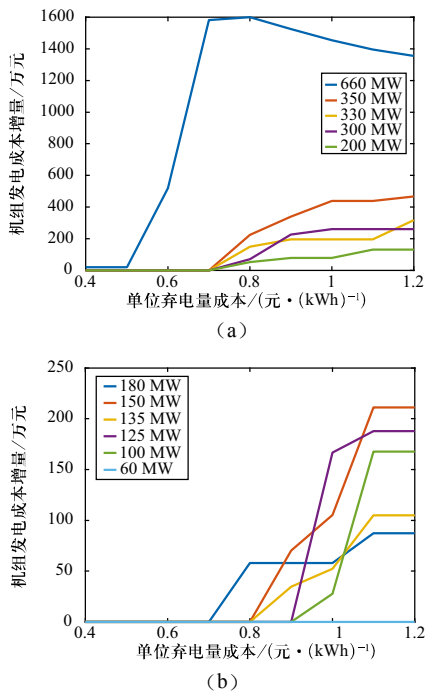


图8 各台机组深调状态发电成本增量变化
Fig. 8 Changes of base load cost of each unit

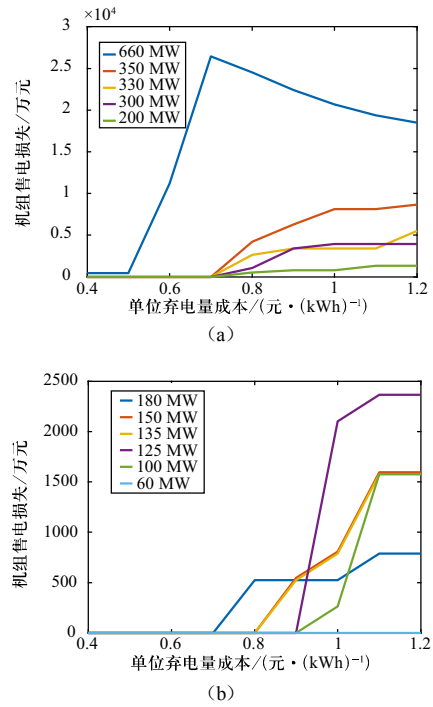


图9 各台机组售电收益损失变化
Fig. 9 Changes of reduced revenue of each unit

经灵活性改造后中长期电量变化较复杂，与本身改造容量和其他机组发电情况相关。

图9显示了经过灵活改造后机组发电量的复杂变化，对660 MW机组，当单位弃电成本在0.7元/kWh以下时，其承担了系统所有的灵活改造需求，发电量不断减少，电量收益减少值呈增加趋势。当单位弃电成本超过0.8元/kWh后，其他机组开始改造，660 MW机组的发电量有所上升，其售电收益损失曲线在后半段呈下降趋势。

4.3.3 不同机组改造容量对目标函数值的影响

表2所示结果说明灵活改造优先从大机组开始，下面对该结果进行验证分析。在不同的单位弃电量成本下，将各机组的发电成本增量、改造成本、售电收益损失、调峰补偿成本分别除以各自的改造容量，获得改造容量均摊成本，如图10所示。如前所述，各台机组改造对系统弃电缓解贡献程度相同，因此，机组的改造容量均摊成本决定了改造顺序。图中选取了几个典型机组在单位弃电成本分别为0.9、1.0、1.1、1.2元/kWh时进行计算。由图可知，随机组容量下降，单位改造容量的均摊成本增加，660 MW机组的均摊成本明显低于其他机组，且随单位弃电成本的上升而逐渐下降，其他机组则无明显变化。

该结论也可由图8和图9进行佐证，660 MW机组

的发电成本增量和售电收益损失均摊到单位改造容量后，明显低于其他机组。实际系统中，小容量机组本身已经作为调峰电源使用，其发电份额本身占比不大，而国内新能源富集大省发掘新能源消纳空间应优先开发基荷承担机组的发电份额，因此，也应首先对大机组进行改造。虽然大机组经过改造后，可能造成发电煤耗增加，但是从总成本上看，改造大机组的方案经济性占优。

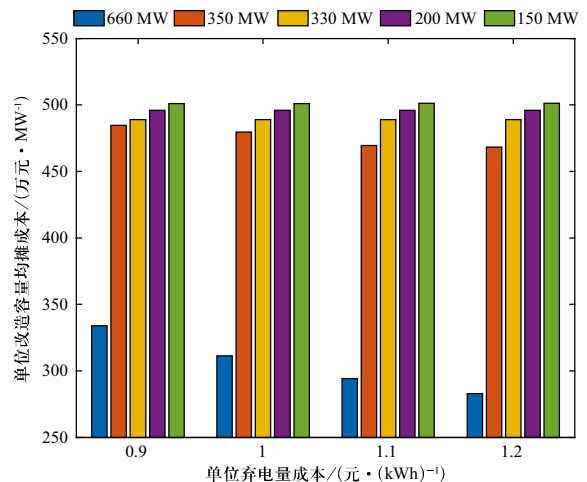


图10 不同单位弃电成本下各机组单位改造容量均摊成本
Fig. 10 Average cost of each unit reformation capacity with different curtailed energy cost

5 结论

本文建立了区域电网多台非供热发电机组的灵活性改造容量优化规划模型, 在火电改造成本、调峰交易成本、售电收益损失、深调状态发电成本增量、系统弃电成本五部分费用最小的优化目标下, 给出了各台机组的最优改造容量方案。通过理论建模和数值仿真, 本文得到以下结论。

1) 经济性最佳的灵活性改造顺序为大容量机组优先, 该方案能够有效减少大机组承担的系统基荷电量, 增强系统调峰能力。

2) 仿真算例中, 当新能源电价低于0.5元/kWh时, 不进行火电灵活改造时经济性最佳, 从广义成本上看, 火电灵活性改造不具备正效益。该结果表明风/光电源实现平价、竞价上网后, 新能源消纳增量收益难以补偿火电改造成本, 火电进行改造的积极性降低。

本文所提模型细致考虑了市场参数对整体经济性及各机组电量的影响, 能够从中长期角度进行火电机组改造规划。研究可为政府部门的规划提供量化分析基础, 同时为火电厂参与深度调峰市场提供中长期经济效益分析方法。

参考文献

- [1] NOSAIR H, BOUFFARD F. Reconstructing operating reserve: flexibility for sustainable power systems[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2015, 6(4): 1624-1637.
- [2] IEA. Status of power system transformation[R]. International Energy Agency, 2011.
- [3] LI G Y, LI G D, ZHOU M. Comprehensive evaluation model of wind power accommodation ability based on macroscopic and microscopic indicators[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2019, 4(4): 215-226.
- [4] 国家发展改革委, 国家能源局. 电力发展“十三五”规划[R]. 北京: 国家发展改革委, 国家能源局, 2016.
- [5] 李帅. “十三五”已过半, 煤电灵活性改造缘何仅完成两成? [J]. *能源*, 2019, (2): 34-37.
- [6] Kamalinia S, Shahidepour M. Generation expansion planning in wind-thermal power systems[J]. *IET GENERATION TRANSMISSION & DISTRIBUTION*, 2010, 4(8): 940-951.
- [7] 赵理威, 张新燕, 赵理飞, 等. 大规模风光火容量配置研究分析[J]. *电力建设*, 2016, 37(7): 105-111.
ZHAO Liwei, ZHANG Xinyan, ZHAO Lifei, et al. Research and analysis on capacity allocation of large scale wind-PV-thermal-bundled power[J]. *Electric Power Construction*, 2016, 37(7): 105-111(in Chinese).
- [8] GLENSK B, MADLENER R. Evaluating the enhanced flexibility of lignite-fired power plants: a real options analysis[J]. *Energy Conversion and Management*, 2018, 177: 737-749.
- [9] GLENSK B, MADLENER R. The value of enhanced flexibility of gas-fired power plants: a real options analysis[J]. *Applied Energy*, 2019, 251: 113-125.
- [10] 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).
- [11] WANG Y C, LOU S H, WU Y W, et al. Coordinated planning of transmission expansion and coal-fired power plants flexibility retrofits to accommodate the high penetration of wind power[J]. *IET Generation Transmission & Distribution*, 2019, 13(20): 4702-4711.
- [12] 田鑫, 张健, 李雪亮, 等. 基于时序运行模拟的山东电网光伏发电消纳能力评估[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(8): 34-43.
TIAN Xin, ZHANG Jian, LI Xueliang, et al. Evaluating photovoltaic accommodation ability for the Shandong power system based on sequential operation simulation[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(8): 34-43(in Chinese).
- [13] 林俐, 田欣雨. 基于火电机组分级深度调峰的电力系统经济调度及效益分析[J]. *电网技术*, 2017, 41(7): 2255-2262.
LIN Li, TIAN Xinyu. Analysis of deep peak regulation and its benefit of thermal units in power system with large scale wind power integrated[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(7): 2255-2262(in Chinese).
- [14] KUBIK M L, COKER P J, BARLOW J F. Increasing thermal plant flexibility in a high renewables power system[J]. *Applied Energy*, 2015, 154: 102-111.
- [15] 马彦宏, 姜继恒, 鲁宗相, 等. 基于随机生产模拟的火电机组深度调峰提升新能源消纳能力评估方法[J]. *全球能源互联网*, 2019, 2(1): 35-43.
MA Yanhong, JIANG Jiheng, LU Zongxiang, et al. Assessment method of conventional units with deep peak-shaving for renewable energy accommodation based on probabilistic production simulation[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2019, 2(1): 35-43(in Chinese).
- [16] Agora Energiewende. Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants[R]. Berlin: Agora, 2017.
- [17] Ea Energianalyse. Thermal power plant flexibility[R]. Denmark, 2018.
- [18] 王建学, 李清涛, 王秀丽, 等. 大规模新能源并网系统电源规划方法[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(10): 3114-3123.
WANG Jianxue, LI Qingtao, WANG Xiuli, et al. A generation expansion planning method for power systems with large-scale new energy[J]. *Proceeding of the CSEE*, 2020, 40(10): 3114-3123 (in Chinese).

- [19] 应益强, 王正风, 吴旭, 等. 计及新能源随机特性的电网深度调峰多目标策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(6): 34-42.
YING Yiqiang, WANG Zhengfeng, WU Xu, et al. Multi-objective strategy for deep peak shaving of power grid considering uncertainty of new energy[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(6): 34-42(in Chinese).
- [20] 杨志平, 李柯润, 王宁玲, 等. 大数据背景下燃煤发电机组调峰经济性分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(16): 4808-4818.
YANG Zhiping, LI Kerun, WANG Ningling, et al. Economic analysis of peaking regulation of coal-fired generating units under big data[J]. Proceeding of the CSEE, 2019, 39(16): 4808-4818(in Chinese).
- [21] 林俐, 邹兰青, 周鹏, 等. 规模风电并网条件下火电机组深度调峰的多角度经济性分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 21-27.
LIN Li, ZOU Lanqing, ZHOU Peng, et al. Multi-angle economic analysis on deep peak regulation of thermal power units with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 21-27(in Chinese).
- [22] ZHANG Q F, LI H. MOEA/D: a multiobjective evolutionary algorithm based on decomposition[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2007, 11(6): 712-731.
- [23] WHITLEY D. Using reproductive evaluation to improve genetic search and heuristic discovery[C]//Proceedings of the Second International Conference on Genetic Algorithms on Genetic Algorithms and Their Application. 1987: 108-115.
- [24] 李海波, 鲁宗相, 乔颖, 等. 基于非时序生产模拟的风电消纳评估方法[J]. 电力建设, 2015, 36(10): 129-137.
LI Haibo, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Evaluation method of wind power accommodation capacity based on non-sequential production simulation[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(10): 129-137(in Chinese).

附录 A 仿真系统火电机组参数

表 A1 仿真系统火电机组参数表

Table A1 Parameters of thermal units in case study

机组 编号	最小功率 /MW	额定容量 /MW	煤耗特性系数					功率畸变点 /MW	极限最小 容量/MW	单位改造费用 /(元·kW ⁻¹)
			A /(元·(MW ² h) ⁻¹)	B /(元·(MWh) ⁻¹)	C /(元·h ⁻¹)	d /(元·(MW ² h) ⁻¹)	e /(元·(MWh) ⁻¹)			
1	330	660	0.007 2	242.85	15 000	-0.24	369.83	330	184	4000
2	180	350	0.03	249	10 500	-0.55	411.29	180	101	3800
3	170	330	0.03	249	10 500	-0.59	416.83	170	99	3600
4	150	300	0.03	249	10 500	-0.72	431.90	150	93	3400
5	100	200	0.031 65	247.5	10 200	-1.56	508.88	100	64	3200
6	90	180	0.031 65	253.5	10 200	-1.89	539.71	90	59	3000
7	75	150	0.031 65	277.5	10 200	-2.64	613.50	75	51	2800
8	75	135	0.106 8	288.9	5550	-1.47	480.99	75	47	2600
9	65	125	0.106 8	318.9	5550	-1.79	527.62	65	45	2400
10	50	100	0.106 8	333.9	5550	-2.89	594.90	50	37	2200
11	30	60	0.061 95	358.8	6600	-9.94	878.80	30	22	2000

附录 B 新能源、负荷数据

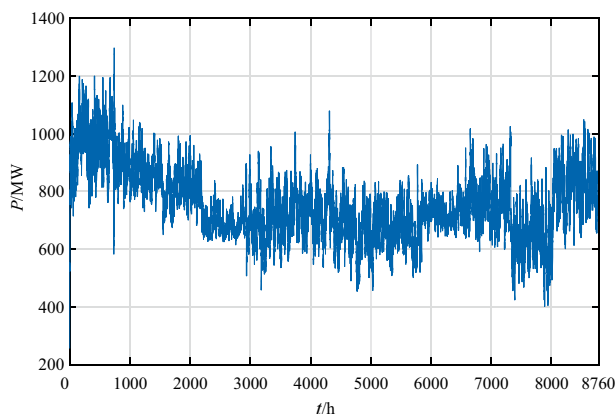


图 B1 新能源功率时序曲线 (全年)

Fig. B1 Renewable power annual profile

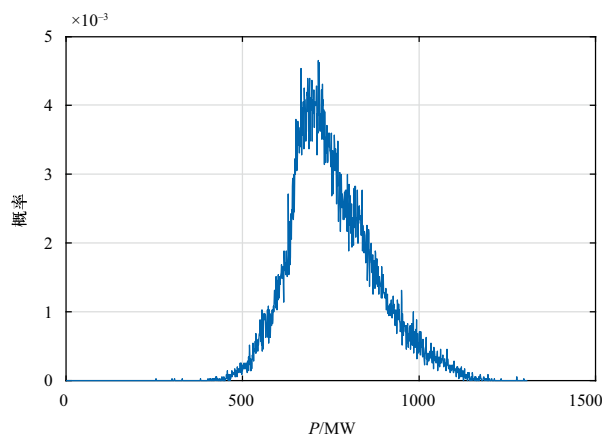


图 B2 新能源概率密度曲线 (全年)

Fig. B2 Probability distribution of renewable power

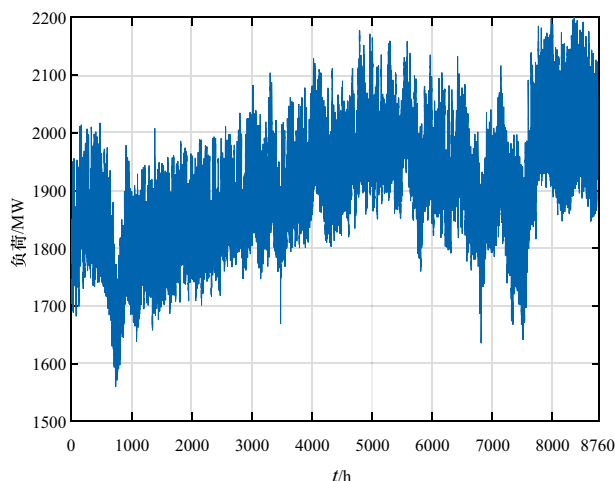


图 B3 负荷时序曲线 (全年)

Fig. B3 Power load annual profile

收稿日期：2020-06-03；修回日期：2020-07-02。

作者简介：



徐昊亮

徐昊亮 (1981)，男，硕士，高级工程师，从事电力系统自动化、电网智能化规划等方面研究，E-mail: 17523016@qq.com。

靳攀润 (1985)，男，硕士，高级工程师，从事电力系统继电保护、智能电网规划应用等相关研究，E-mail: pf1091@163.com。

姜继恒 (1994)，男，博士研究生，研究方向为电力系统规划。通信作者，E-mail: jiheng1020@163.com。

鲁宗相 (1974)，男，副教授，研究方向为风电/太阳能发电并网分析与控制、能源与电力宏观规划、电力系统可靠性、分布式电源及微电网，E-mail: luzongxiang98@tsinghua.edu.cn。

乔颖 (1981)，女，副研究员，研究方向为新能源、分布式发电、电力系统安全与控制，E-mail: qiaoying@tsinghua.edu.cn。

(责任编辑 张鹏)