

钢铁企业参与电力系统调度及风电消纳

叶兴杰,徐永海,黄子桐,祝涛

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,北京 102206)

摘要:针对钢铁企业参与电力系统调度及风电消纳的问题,提出调节电弧炉变压器分接头的电弧炉功率模型;考虑电弧炉功率与风电功率的随机波动性,采用蒙特卡罗法研究电弧炉功率与风电功率之间的交互影响,获得电网应对电弧炉功率与风电功率波动所需的备用容量;采用基于净负荷曲线的边界确定方法与峰-平-谷时段划分方法激励钢铁企业参与需求响应。算例分析结果验证了所提模型与方法的有效性。

关键词:电弧炉;蒙特卡罗法;时段划分;需求响应;风电

中图分类号:TM614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202301021

0 引言

近年来,随着我国风电资源的持续开发,常规机组的占比逐渐下降,电源侧的调节能力逐渐减弱,这导致系统调峰能力不足,风电外送受阻现象凸显^[1]。在此背景下,充分挖掘负荷侧的灵活可调节潜力,通过价格信号、激励机制等方式调动负荷侧响应电网调度的积极性,成为一条提高系统风电消纳能力、实现削峰填谷的重要途径。

在各类高载能负荷中,钢铁企业中的电弧炉具有很强的需求响应能力。电弧炉会消耗大量的电能,且以分批模式运行,可通过优化生产计划响应系统调度。电弧炉由变压器供电,通过调整变压器分接头的位置可以快速灵活地改变电弧炉消耗的功率^[2-3]。传统上,钢铁企业最优调度的目标是使生产周期最短,充分利用大量投资设施。近年来,钢铁企业参与需求侧管理受到了关注^[4]。文献[5]对冶炼炉负荷进行精细建模,构建高载能用户调度模型,为新能源-高载能协调调度提供基础。文献[6]利用资源任务网为能源约束下钢铁企业的生产调度提供一个通用模型,研究波动的能源价格对运行计划的影响以及钢铁企业参与基于价格和激励的工业需求侧管理后可获得的经济效益。文献[7]构建考虑负荷无功特性的高载能调度模型,以保证冶炼炉负荷与风电协调时的电压安全,避免电压越限可能带来的生产安全问题。文献[8]在考虑梯级水电站与冶炼炉负荷功率主动响应能力的基础上,构建双层规划模型,优化风光容量配置。上述文献在利用冶炼炉负荷促进风电消纳或使其参与需求响应方面取得了一定的成果,但仅考虑发电侧成本或负荷侧成本,无法同时保证双方的利益。

在用户侧参与需求侧管理,以促进风电消纳方面:文献[9]将用户侧具有代表性的电熔镁负荷结合

储能装置纳入调度主体;文献[10]考虑电动汽车与热泵的协调优化,但未考虑负荷运行的波动性与风电的不确定性;针对负荷与风电波动对优化调度的影响,文献[11]提出考虑电弧炉与风电功率双重不确定性的鲁棒机组组合模型,将电弧炉波动带来的切负荷风险与弃风风险纳入模型中,以保证系统调度的经济性与安全性;文献[12-14]研究负荷与风电波动对日前优化调度的影响,但未考虑风电与负荷运行功率的交互影响,得到的结果可能过于保守。

在通过电价激励钢铁企业参与调度方面:文献[15-16]通过分时电价的变化使需求响应成本最低时的电价为最优电价,以调动用户参与电网调度的积极性;文献[17]基于分时电价优化钢铁企业的生产计划,从而降低企业的电力成本;针对研究中未考虑分时电价时段划分变化的问题,文献[18]提出峰谷时段连续划分的错峰峰谷分时电价机制,激励高载能企业参与调峰,提高系统消纳风电的能力,但错峰峰谷电价的风电消纳效果不如多峰时段峰谷电价。

综上所述,针对电网与钢铁企业双方利益的协调、运行过程中风电与负荷的交互影响以及采用分时电价激励钢铁企业参与系统调度的问题,本文考虑电弧炉的灵活性,建立调节电弧炉变压器分接头的电弧炉功率模型,将风电与电弧炉功率交互影响后所需的备用容量纳入系统调度中,在此基础上,以净负荷各时段的均方差最小为目标,考虑钢铁企业的利益,提出基于净负荷曲线的移动峰-平-平-谷边界确定方法与峰-平-谷时段划分方法。最后,通过算例分析验证所提模型与方法在有效提高电网消纳风电能力的同时可降低钢铁企业的用电成本。

1 适用于电网调度的电弧炉负荷精细建模

钢铁企业中的能源消耗主要来源于电弧炉负荷,电弧炉的主要任务是将固体金属废料熔化,为下一工序的脱碳、精炼提供钢水。电弧炉冶炼过程中

的功率变化如图 1 所示,冶炼过程主要经历起弧、降低电极、打孔、调节变压器分接头升压、熔化、调节变压器分接头降压、提升电极与熄弧阶段^[19]。

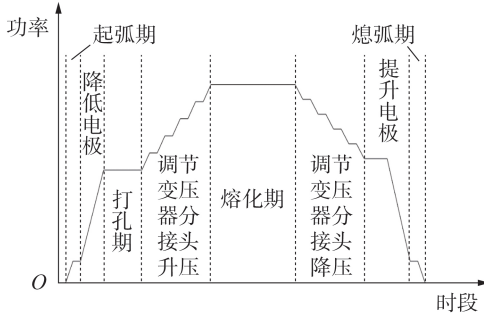


图 1 电弧炉冶炼过程中的功率变化

Fig.1 Power variation during electric arc furnace smelting process

1.1 电弧炉功率调度模型

本文在电弧炉功率模型中考虑电弧炉的启停,以优化钢铁企业的生产计划,并通过电弧炉变压器的分接头进行功率调节。相较于文献[5]中通过简单的约束调节功率的上下限,通过变压器分接头进行功率调节更符合电弧炉的实际运行情况。

基于图 1,一炉次的冶炼时间主要集中在调节变压器分接头与熔化期阶段,因此电弧炉的功率约束可表示为:

$$P_{i,t}^E = u_{i,t} [(1 + c\beta_{i,t}) P_{i,on}^E] \quad \beta_{i,t} = 1, 2, \dots, U \quad (1)$$

式中: $P_{i,t}^E$ 为时段 t 电弧炉 i 的计划功率; $u_{i,t}$ 为时段 t 电弧炉 i 的状态,其值为 1 时表示电弧炉处于运行状态,为 0 时表示电弧炉处于不工作状态; c 为初始位置额定功率百分比,为常量; $\beta_{i,t}$ 为时段 t 电弧炉 i 的变压器分接头所处档位; U 为变压器分接头档位总数; $P_{i,on}^E$ 为电弧炉 i 的变压器分接头处于初始位置时的额定功率。

由于运行过程中的物料坍塌、炉内温度变化、电极短路或开路等因素,电弧炉实际运行功率具有随机波动性。本文将电弧炉实际运行功率表示为电弧炉计划功率与在计划功率附近的随机波动量之和的形式,将随机波动量 $\Delta P_{i,t}^E$ 定义为服从期望为 0、方差为 σ_i^2 的正态分布,如式(2)所示。

$$\Delta P_{i,t}^E \sim N(0, \sigma_i^2) \quad (2)$$

考虑实际电弧炉运行过程中的功率波动范围,本文截取置信区间为 95% 的正态分布函数,截取后的区间宽度为设备装机容量的 20% (该比例可依据实际情况进行调整),将该函数作为电弧炉有功功率波动变量的概率函数,如附录 A 图 A1 所示。

时段 t 电弧炉 i 的实际运行功率 $\hat{P}_{i,t}^E$ 为:

$$\hat{P}_{i,t}^E = (u_{i,t} + cu_{i,t}\beta_{i,t}) P_{i,on}^E + \Delta P_{i,t}^E \quad (3)$$

由于模型为 0-1 变量与整数变量相乘的约束,

因此该模型为非线性规划问题,本文通过引入式(4)所示变量 $\omega_{i,t}$ 将非线性规划转化为线性规划。

$$\omega_{i,t} = u_{i,t}\beta_{i,t} \quad \omega_{i,t} = 0, 1, \dots, U \quad (4)$$

线性化约束为:

$$\begin{cases} \omega_{i,t} \leq u_{i,t}U \\ \omega_{i,t} \leq \beta_{i,t} \\ \omega_{i,t} \geq \beta_{i,t} - U(1 - u_{i,t}) \end{cases} \quad (5)$$

线性化后,将式(4)代入式(3)得到:

$$\hat{P}_{i,t}^E = (u_{i,t} + c\omega_{i,t}) P_{i,on}^E + \Delta P_{i,t}^E \quad (6)$$

在调度周期中,若频繁调节电弧炉变压器分接头,则会降低变压器的寿命,因此需要对调节次数进行约束。在 $\omega_{i,t} \neq 0$ 即 $u_{i,t} = 1$ 时,变压器调节次数约束可表示为:

$$v_{i,t} = \begin{cases} 1 & \omega_{i,t} - \omega_{i,t-1} \neq 0 \\ 0 & \omega_{i,t} - \omega_{i,t-1} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

$$\sum_{t=1}^T v_{i,t} \leq N_{i,max} \quad (8)$$

式中: $v_{i,t}$ 为时段 t 电弧炉 i 的变压器分接头的调节状态,其值为 1 表示调节变压器分接头的位置,为 0 表示不调节变压器分接头的位置; T 为一个调度周期的总时段数; $N_{i,max}$ 为在一个调度周期中允许调节电弧炉 i 的变压器分接头的最大次数。

在实际运行过程中,变压器分接头不能越级调节,约束表示为:

$$|\beta_{i,t} - \beta_{i,t-1}| \leq 1 \quad (9)$$

在电弧炉运行时,其冶炼周期在一定范围内,因此将电弧炉冶炼一炉次的最长、最短冶炼时间约束纳入模型中。

冶炼一炉次的最长冶炼时间约束为:

$$\sum_{t=\varepsilon}^{\varepsilon+T_{max}} u_{i,t} \leq T_{max} \quad \varepsilon \in [1, T - T_{max}] \quad (10)$$

冶炼一炉次的最短冶炼时间约束为:

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} \leq u_{i,\tau} \quad \tau \in [t, \min(T, t + T_{min} - 1)] \quad (11)$$

式中: T_{max} 、 T_{min} 分别为电弧炉冶炼一炉次最长、最短冶炼时间的时段数。

在钢铁企业参与电网优化调度中,在调度周期中所消耗的功率需满足产品产量最小约束,如式(12)所示。

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_E} P_{i,t}^E \Delta t \geq E_{order} \quad (12)$$

式中: N_E 为钢铁企业中电弧炉的数量; Δt 为间隔时间; E_{order} 为钢铁企业生产所需的最小能量。

1.2 钢铁企业有功功率冲击约束

在钢铁企业优化生产计划中,多台电弧炉同时启动或同时停止会给电网带来很大的冲击。文献[19]指出,电弧炉的有功功率冲击会对附近局部电网的频率造成明显影响,而且会对邻近发电机的寿

命及其安全稳定运行产生危害。文献[20-21]表明,通过对钢铁企业负荷进行启停时序上的调整可以有效抑制工业负荷给电网带来的冲击。基于此,在优化钢铁企业的生产计划时需要考虑电弧炉错峰启停,约束如式(13)~(16)所示。

$$\begin{cases} u_{i,t} - u_{i,t-1} \leq k_{i,t} \\ k_{i,t} \leq u_{i,t} \\ k_{i,t} \leq 1 - u_{i,t-1} \end{cases} \quad (13)$$

$$\begin{cases} u_{i,t-1} - u_{i,t} \leq g_{i,t} \\ g_{i,t} \leq u_{i,t-1} \\ g_{i,t} \leq 1 - u_{i,t} \end{cases} \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} k_{i,t} \leq M_{\max} \quad (15)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} g_{i,t} \leq M_{\max} \quad (16)$$

式中: $k_{i,t}$ 为时段 t 电弧炉 i 的启动状态变量,其值为1时表示启动,为0时表示不启动; $g_{i,t}$ 为时段 t 电弧炉 i 的关停状态变量,其值为1时表示关停,为0时表示不关停; $M_{\max}$ 为电弧炉的最大同时启停数量。式(13)表示启动变量与电弧炉运行变量间的约束;式(14)表示关停变量与电弧炉运行变量间的约束;式(15)、(16)分别表示电弧炉同时启动、关停的数量约束。

1.3 模型验证

以某钢铁企业铸钢车间电弧炉(45 MW)35 kV直供进线的实测功率数据为例,采样时间间隔为10 s,通过对每炉次启停起始时刻及变压器分接头调节时刻的辨识,得到电弧炉运行状态变量与变压器调节位置,进而根据实际变压器分接头每个档位可调额定功率百分比,由式(3)获得电弧炉功率,并与电弧炉实测功率进行对比,如附录A图A2所示。由图可知:实际电弧炉的功率调节是通过调节变压器分接头的位置实现的,本文的电弧炉功率模型可反映实际电弧炉的功率调节过程以及启停运行特性;由于电弧炉一炉次运行时间较长,而变压器分接头位置的调节过程非常迅速,因此,从实测数据中难以看出分接头的分级调节过程,由于本文优化调度的时间比分接头调节时间长,因此,在本文的后续分析中,在电弧炉功率模型中将不考虑分接头不能越级调节的约束,而对于调度时间较短的场景,如实时调度中,加入变压器不能越级调节的约束将更符合实际情况。

2 电弧炉功率与风电功率波动的交互影响

由于电弧炉功率与风电功率的不确定性,两者的波动存在交互影响,本节利用蒙特卡罗法对该影响进行研究,为确定系统应对电弧炉功率与风电功率波动所需的备用容量提供依据。

率波动所需的备用容量提供依据。

2.1 风电功率波动

研究表明,风电功率波动能通过Beta分布拟合^[22],因此,本文将风电功率波动刻画为在预测点附近服从Beta分布,即风电功率波动 ΔP^W 为:

$$\Delta P^W \sim \beta(\gamma, \eta) \quad (17)$$

式中: $\beta(\gamma, \eta)$ 为Beta分布,其表达式如附录A式(A1)、(A2)所示, γ, η 为Beta分布的形状参数。考虑到实际风电功率波动范围,本文截取置信区间为95%的Beta分布函数,截取后的区间宽度为装机容量的25%(该比例可依据实际情况进行调整),将该函数作为风电功率不确定变量的概率函数,如附录A图A3所示。

2.2 交互影响分析

本文采用蒙特卡罗法模拟可能出现的多种电弧炉功率与风电功率波动情况。根据式(2)、(17)的电弧炉功率与风电功率波动模型,利用蒙特卡罗法抽样得到电弧炉功率与风电功率波动样本,即:

$$\{\Delta P^E(1), \Delta P^E(2), \dots, \Delta P^E(n), \dots, \Delta P^E(N)\} \quad (18)$$

$$\{\Delta P^W(1), \Delta P^W(2), \dots, \Delta P^W(n), \dots, \Delta P^W(N)\} \quad (19)$$

$$\Delta P^E(n) = \{\Delta P_1^E(n), \Delta P_2^E(n), \dots, \Delta P_t^E(n), \dots, \Delta P_T^E(n)\} \quad (20)$$

$$\Delta P^W(n) =$$

$$\{\Delta P_1^W(n), \Delta P_2^W(n), \dots, \Delta P_t^W(n), \dots, \Delta P_T^W(n)\} \quad (21)$$

式中: N 为样本总数; $\Delta P^E(n), \Delta P^W(n) (n=1, 2, \dots, N)$ 分别为第 n 次抽样下 T 个时段电弧炉功率波动、风电功率波动样本集合; $\Delta P_t^E(n), \Delta P_t^W(n)$ 分别为第 n 次抽样下时段 t 电弧炉功率波动、风电功率波动样本。式(18)为电弧炉功率波动样本集合;式(19)为风电功率波动样本集合。

在蒙特卡罗模拟第 n 次抽样下的时段 t :当电弧炉功率波动为正(负)、风电(视作负的负荷)功率波动为负(正)时,两者之间为叠加影响;当电弧炉功率波动与风电功率波动同时为正(负)时,两者之间为互补影响。在电弧炉功率与风电功率波动的交互影响下,样本均值 ΔP_t^{mean} 、最大值 $\Delta P_{\max}$ 、最小值 $\Delta P_{\min}$ 分别为:

$$\Delta P_t^{\text{mean}} = \frac{\sum_{n=1}^N (\Delta P_t^E(n) - \Delta P_t^W(n))}{N} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (22)$$

$$\Delta P_{\max} = \max(\Delta P^E(n) - \Delta P^W(n)) \quad (23)$$

$$\Delta P_{\min} = \min(\Delta P^E(n) - \Delta P^W(n)) \quad (24)$$

样本均值用于反映电弧炉功率与风电功率波动的互补与叠加影响,最大值、最小值用于确定系统应对电弧炉功率与风电功率波动所需的备用容量。

3 考虑时段划分的调度方法

3.1 基于净负荷曲线的边界确定与时段划分方法

随着以新能源为主体的新型电力系统建设进程的不断加快,特别是新能源中不确定性电源装机比例的持续提高,现有时段划分方法存在难以促进新能源消纳、难以激励用户准确调整用电行为等问题,为此,本文将净负荷(总负荷减去风电出力)作为分时电价时段划分的依据,并在文献[23]中峰-平-谷移动边界方法的基础上引入时段限制,从而划分钢铁企业的峰-平-谷时段。这样划分的作用是,当负荷较大、风电大发时:若净负荷处于峰时段,则表明负荷有能力消纳风电,无需钢铁企业参与调控;若净负荷处于非高峰时段,则通过价格激励钢铁企业参与调控,使其在参与风电消纳的同时降低购电成本。

3.1.1 移动峰-平、平-谷边界确定方法

取一天的净负荷序列 $L_{\text{net}} = \{L_1, L_2, \dots, L_{24}\}$, L_t ($t = 1, 2, \dots, 24$) 为时段 t 的净负荷,将该序列按从小到大的顺序排序,得到新的序列 $L'_{\text{net}} = \{L'_1, L'_2, \dots, L'_{24}\}$ 。定义 B_{pf} 为峰-平边界,用于划分峰时段与平时段, B_{pf} 属于平时段;定义 B_{fv} 为平-谷边界,用于划分平时段与谷时段, B_{fv} 属于谷时段。 $B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}}$ 为序列 L'_{net} 中的元素,且 $B_{\text{pf}} > B_{\text{fv}}$ 。

在移动峰-平、平-谷边界确定方法中, $B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}}$ 为2个决策变量,以净负荷序列均方差 $F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}})$ 为目标函数。通过移动 $B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}}$ 值从 L'_1 到 L'_{24} 可以得到一系列 $F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}})$ 的值,其中使得 $F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}})$ 最小的 $B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}}$ 值为最优的时段划分边界。时段划分的目标函数为:

$$\min F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}}) = \frac{1}{24} \sum_{m \in \{p, f, v\}} \sum_{t=1}^{24} (L_t - \bar{L}_m)^2 \quad (25)$$

$$\bar{L}_m = \frac{1}{N_m} \sum_{t \in \Omega_m} L_t \quad (26)$$

式中: m 取值 p, f, v 分别表示峰时段、平时段、谷时段; $\bar{L}_m$ 为时段 m 下的净负荷均值; N_m 为时段 m 的时长; Ω_m 为峰时段、平时段、谷时段的集合。

3.1.2 峰-平-谷时段划分求解流程

考虑到钢铁企业的利益,峰时段越长、谷时段越短,企业的用电成本越高,用户响应的积极性越低。为了提高用户参与消纳风电的积极性,在移动峰-平、平-谷边界确定方法的基础上加入峰时段与谷时段限制,即:若峰时段长于8h,则取8h为峰时段时长;若谷时段短于8h,则取8h为谷时段时长。基于上述分析,可确定峰-平-谷时段求解流程如下。

1) 输入净负荷序列 $L_{\text{net}} = \{L_1, L_2, \dots, L_{24}\}$ 。

2) 将净负荷序列按从小到大的顺序排序,形成新的序列 $L'_{\text{net}} = \{L'_1, L'_2, \dots, L'_{24}\}$, 定义 $B_{\text{fv}} = L'_l$ ($l = 1, 2, \dots,$

23), $B_{\text{pf}} = L'_j$ ($j = 2, 3, \dots, 24$)。

3) 初始化平-谷、峰-平边界值。令 $B_{\text{fv}} = L'_1, B_{\text{pf}} = L'_{24}$, 计算均方差 $F(L'_1, L'_{24})$ 。

4) 更新边界值。若 $j < 24$, 则通过 $j = j + 1$ 对峰-平边界值进行更新; 否则通过 $l = l + 1, j = l + 1$ 对平-谷、峰-平边界值进行更新。计算相应的均方差 $F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}})$ 。

5) 判断 j 是否等于24, 若是, 则停止计算, 否则转至步骤4)。

6) 根据计算的 $F(B_{\text{pf}}, B_{\text{fv}})$, 选取使得其值最小的 $B_{\text{fv}}, B_{\text{pf}}$ 为最优平-谷、峰-平边界值, 从而得到最优峰时段、平时段、谷时段。

7) 根据步骤6) 计算的结果, 判断最优峰时段是否长于8h, 若是, 则取峰时段时长为8h, 否则选取峰时段时长为计算的最优峰时段的时长。判断最优谷时段是否短于8h, 若是, 则选取谷时段时长为8h, 否则选取谷时段时长为计算的最优谷时段的时长。

8) 输出结果, 确定峰时段、平时段、谷时段。

具体流程图如附录A图A4所示。

3.2 目标函数

在钢铁企业响应系统调度时, 除了考虑最小化系统运行成本的目标外, 还需要考虑钢铁企业的利益, 因此, 本文的目标函数为:

$$\min \sum_{g=1}^{N_G} \left(\sum_{t=1}^T f_g(P_{g,t}^G, u_{g,t}^G) + c_k k_{g,t}^G + c_c g_{g,t}^G \right) + \sum_{i=1}^{N_E} c_s P_{i,t}^E \quad (27)$$

式中: N_G 为机组数量; $f_g(\cdot)$ 为机组 g 分段线性化煤耗成本函数; $P_{g,t}^G, u_{g,t}^G, k_{g,t}^G, g_{g,t}^G$ 分别为时段 t 机组 g 的计划出力、运行状态变量、开机标志和关机标志; c_k, c_c, c_s 分别为机组开机成本、停机成本和钢铁企业的购电电价。

在统一优化发用电侧资源时, 还需满足系统功率平衡约束、机组输出功率上下限约束、风电出力约束、电弧炉功率与风电功率波动相互影响下的系统总备用约束、机组爬坡约束、机组最小运行与停机时间约束、线路容量约束等, 具体表达式如附录A式(A3)—(A11)所示。

3.3 钢铁企业参与调度的模式

钢铁企业参与调度的模式如图2所示。根据负荷曲线与风电预测出力获得净负荷曲线; 调度中心基于净负荷曲线, 采用移动边界方法确定峰-平-谷时段; 考虑电弧炉功率风电预测出力波动的互补与叠加影响, 获得系统应对波动所需的备用容量; 统一优化发用电侧资源, 获得火电厂和风电场调度计划以及钢铁企业生产计划。

本文通过引入变量将模型转化为混合整数线性规划问题, 可利用MATLAB平台上的YALMIP工具

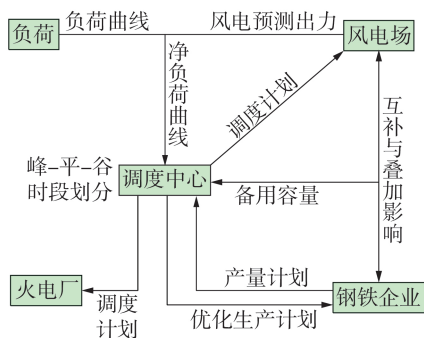


图2 钢铁企业参与调度的模式

Fig.2 Mode of iron and steel enterprises participating in scheduling

箱,通过调用CPLEX求解器进行求解。

4 算例分析

本文基于修改后的IEEE 30节点系统进行算例分析,修改后的网络拓扑如附录B图B1所示,其中火电机组参数如附录B表B1、B2所示。在钢铁企业集中区域有12台电弧炉,这些电弧炉接于节点25,单台电弧炉运行功率为28.636~45 MW,变压器分接头包含15个档位,其中9个档位用于功率调节,每个档位的调节功率为2.0455 MW,其余6个档位用于电压调节,调压方式为有载调压,为了避免电弧炉在参与调度过程中的有功功率冲击,限制电弧炉同时启动、关停的数量均不超过5台。系统包含1座风电场,容量为700 MW,风电场接于节点26。

4.1 电弧炉功率与风电功率波动交互影响下的系统备用分析

风电功率波动中非标准Beta分布的参数值参考文献[22],电弧炉正态分布的方差根据1.3节与实测数据的对比得到。在1000次抽样样本下各时段的功率波动均值如附录B图B2所示。功率波动情况对比如表1所示。

表1 功率波动情况对比

Table 1 Comparison of power fluctuation condition

单位:MW

波动	最大值	最小值
风电功率波动($-\Delta P^w$)	97.91	-66.37
电弧炉功率波动	49.75	-46.17
交互影响波动	113.75	-92.39
电弧炉功率与风电功率波动之和	147.66	-112.54

由图B2可知:在时段19, $-\Delta P^w$ 为正波动,电弧炉功率波动为负波动,此时两者之间为互补影响;在时段22, $-\Delta P^w$ 为正波动,电弧炉功率波动为正波动,此时两者之间为叠加影响。通过样本均值可以直观反映两者之间的交互影响,并得到交互影响下的最大正、负波动值,从而为确定系统备用容量提供依据。由表1可知,电弧炉功率与风电功率交互影响

的正、负最大波动量分别为113.75、92.39 MW,相较于两者最大正、负波动值之和的147.66、112.54 MW,电网应对电弧炉功率与风电功率波动所需的正、负旋转备用容量分别下降了22.96%、17.90%。考虑电弧炉功率与风电功率波动间的交互影响可以有效降低系统应对两者波动的备用容量,为确定系统调度中电网所需的备用容量提供依据。

4.2 时段划分对调度结果的影响

本文主要考虑如下3种模式。

模式1:不考虑钢铁企业参与需求响应,对用户实施固定电价,钢铁企业按照完成产量计划来安排生产。

模式2:考虑钢铁企业参与需求响应,对用户实施分时电价,按照大工业用户分时电价进行时段划分,如附录B表B3所示。

模式3:考虑钢铁企业参与需求响应,对用户实施分时电价,按照本文所提方法进行时段划分,如附录C图C1所示。峰时段为(08:00,12:00]、(14:00,17:00],平时段为(07:00,08:00]、(12:00,14:00]、(17:00,23:00],谷时段为23:00后至次日07:00。峰-平-谷时段的电价与模式2相同。

将根据4.1节得到的系统应对电弧炉功率与风电功率波动所需的备用容量纳入3种模式的调度中,调度周期为一天96个时段,每个时段为15 min。3种模式下的成本与弃风量对比如表2所示,3种模式下的风电调度出力如图3所示。

表2 3种模式下的成本与弃风量对比

Table 2 Comparison of costs and abandoned wind power among three modes

模式	总成本/元	系统成本/元	钢铁企业购电成本/元	弃风量/(MW·h)
1	7023741.43	3371074.34	3652667.09	2234.70
2	5861379.40	3266016.75	2595362.65	872.38
3	5807968.85	3254805.97	2553162.88	756.94

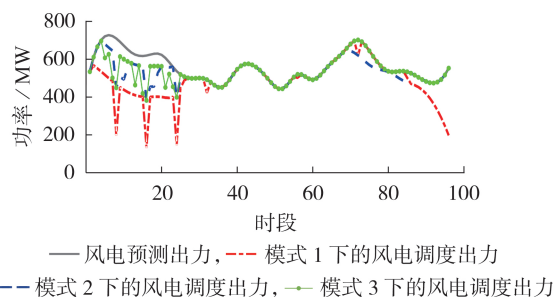


图3 3种模式下的风电调度出力

Fig.3 Wind power scheduling output under three modes

由表2可知:相较于模式1,在模式2与模式3下,通过分时电价激励钢铁企业参与需求响应,这使得钢铁企业在安排生产计划时向低电价时段转移,

从而使其购电成本明显降低;由于风电具有反调峰特性,在风力充足时大多处于模式2与模式3的非高峰期,这使模式2与模式3下的弃风量明显减少,系统成本也因风电消纳的增加而有所降低。通过对比模式2与模式3下的时段划分结果并结合图3可知,对于时段69—84:在传统的时段划分中,这些时段为峰时段,此时风电出力较大,但钢铁企业因价格激励而避开这些时段来安排生产计划,从而迫使风电场弃风,造成资源的浪费;在模式3下,这些时段为平时段,在统一调度资源时,钢铁企业可在这些时段安排生产计划,并且由附录C图C2中的电弧炉总用电功率可知,根据风电出力需求可通过调节变压器分接头灵活调节电弧炉功率,从而促进风电的消纳,因此,模式3在提升系统与钢铁企业的经济性以及促进风电消纳方面均优于模式2。

附录C图C3为模式3下12台电弧炉的生产计划。由图可知,通过调节变压器分接头可对电弧炉功率进行调节,这为钢铁企业参与需求响应提供了灵活性。由于产量的要求,若在某一炉次运行过程中经历了峰-平或平-谷时段,则可通过调节变压器分接头的位置降低峰时段的运行功率或提高谷时段的运行功率,从而降低钢铁企业的用电成本。本文是基于净负荷曲线对钢铁企业分时电价进行时段划分,因此提高谷时段的运行功率可以促进风电消纳。

5 结论

本文考虑电弧炉的灵活性,提出适用于电网调度的电弧炉功率模型,通过启停优化钢铁企业的生产计划,并通过调节变压器分接头的位置灵活调整电弧炉运行过程中的功率。与实测电弧炉数据的对比结果表明,所提模型可反映实际电弧炉功率的运行特性,为统一协调调度发用电侧资源提供基础。同时,本文针对传统时段划分方法难以适用于含高比例可再生能源的新型电力系统的问题,提出基于净负荷曲线的移动峰-平、平-谷边界确定方法与峰-平-谷时段划分方法,并考虑电弧炉功率与风电功率波动的互补与叠加影响,从而获得更小的备用容量,算例分析验证了电弧炉功率模型的灵活性,本文时段划分方法可以在提高系统与钢铁企业经济性的同时促进风电消纳。

调节电弧炉变压器分接头的位置会造成变压器运行恶化,后续笔者将会在优化中考虑恶化造成的经济损失。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 刘文颖,文晶,谢昶,等. 基于源荷互动的含风电场电力系统多目标模糊优化调度方法[J]. 电力自动化设备,2014,34(10):

56-63,68.

LIU Wenyong, WEN Jing, XIE Chang, et al. Multi-objective fuzzy optimal dispatch based on source-load interaction for power system with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(10): 56-63, 68.

[2] 王强,孙文强,徐宪东,等. 钢包精炼炉(LF)作为可削减负荷的灵活性评估[J]. 材料与冶金学报,2022,21(2):150-156.

WANG Qiang, SUN Wenqiang, XU Xiandong, et al. Quantification of flexibility of ladle furnaces in iron and steel industry as cuttable load[J]. Journal of Materials and Metallurgy, 2022, 21(2): 150-156.

[3] SAMET H, GHANBARI T, GHASISARI J. Maximum performance of electric arc furnace by optimal setting of the series reactor and transformer taps using a nonlinear model[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, 30(2): 764-772.

[4] ALONSO O G, DIEZ J R, CANO J M, et al. Coordinated management of electrical energy in a steelworks and a wind farm[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(4): 5488-5502.

[5] 晋宏杨,孙宏斌,郭庆来,等. 基于能源互联网用户核心理念的高载能-风电协调调度策略[J]. 电网技术,2016,40(1): 139-145.

JIN Hongyang, SUN Hongbin, GUO Qinglai, et al. Dispatch strategy based on energy Internet customer-centered concept for energy intensive enterprise and renewable generation to improve renewable integration[J]. Power System Technology, 2016, 40(1): 139-145.

[6] CASTRO P M, SUN L G, HARJUNKOSKI I. Resource-task network formulations for industrial demand side management of a steel plant[J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2013, 52(36): 13046-13058.

[7] 晋宏杨,王维洲,梁琛,等. 考虑高载能负荷无功特性的高载能-新能源协调调度[J]. 电网技术,2017,41(8):2618-2624.

JIN Hongyang, WANG Weizhou, LIANG Chen, et al. Dispatch strategy for energy intensive enterprise and renewable generation considering reactive power characteristics of devices[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2618-2624.

[8] 余千,杨洪明,刘俊鹏,等. 基于梯级水电和高载能负荷功率变化主动响应能力的风光容量优化配置[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):71-78.

YU Qian, YANG Hongming, LIU Junpeng, et al. Optimal configuration of wind and photovoltaic capacity based on power variation active response ability of cascade hydropower and energy intensive load[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(10): 71-78.

[9] 刘闯,孙傲,王艺博,等. 计及电熔镁负荷与储能联合调峰的电力系统日前-日内联合经济调度方法[J]. 电力自动化设备,2022,42(2):8-15.

LIU Chuang, SUN Ao, WANG Yibo, et al. Day-ahead and intra-day joint economic dispatching method of electric power system considering combined peak-shaving of fused magnesium load and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(2): 8-15.

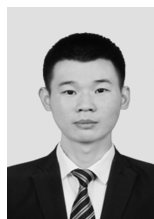
[10] 崔杨,姜涛,仲悟之,等. 电动汽车与热泵促进风电消纳的区域综合能源系统经济调度方法[J]. 电力自动化设备,2021,41(2):1-7.

CUI Yang, JIANG Tao, ZHONG Wuzhi, et al. Economic dispatch approach of RIES for electric vehicle and heat pump to promote wind power accommodation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(2): 1-7.

[11] 晋宏杨,孙宏斌,牛涛,等. 考虑风电与高载能负荷调度不确定性的鲁棒机组组合[J]. 电力系统自动化,2019,43(22):13-20.

- JIN Hongyang, SUN Hongbin, NIU Tao, et al. Robust unit commitment considering uncertainties of wind and energy intensive load dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(22): 13-20.
- [12] 徐箭, 曹慧秋, 唐程辉, 等. 基于扩展序列运算的含不确定性需求响应电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 152-160.
- XU Jian, CAO Huiqiu, TANG Chenghui, et al. Optimal dispatch of power system considering uncertainty of demand response based on extended sequence operation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 152-160.
- [13] 林毓军, 苗世洪, 杨炜晨, 等. 面向多重不确定性环境的虚拟电厂日前优化调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 143-150.
- LIN Yujun, MIAO Shihong, YANG Weichen, et al. Day-ahead optimal scheduling strategy of virtual power plant for environment with multiple uncertainties[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 143-150.
- [14] 宋晓芳, 周海强, 薛峰, 等. 计及源荷不确定性及频率安全的电力系统区间优化调度方法[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(7): 212-220.
- SONG Xiaofang, ZHOU Haiqiang, XUE Feng, et al. Interval optimal dispatching method of power system considering source-load uncertainty and frequency security[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(7): 212-220.
- [15] 王海波, 张利. 计及短流程钢铁企业生产过程的供需互动调度模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(15): 64-76.
- WANG Haibo, ZHANG Li. Supply-demand interactive scheduling model considering short production process of steel enterprises[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(15): 64-76.
- [16] CAO J H, PAN R L, XIA X, et al. An efficient scheduling approach for an iron-steel plant equipped with self-generation equipment under time-of-use electricity tariffs[J]. Swarm and Evolutionary Computation, 2021, 60: 100764.
- [17] ZHANG X, HUG G, HARJUNKOSKI I. Cost-effective scheduling of steel plants with flexible EAFs[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(1): 239-249.
- [18] 崔强, 王秀丽, 王维洲. 考虑风电消纳能力的高载能用户错峰峰谷电价研究[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 946-952.
- CUI Qiang, WANG Xiuli, WANG Weizhou. Stagger peak electricity price for heavy energy-consuming enterprises considering improvement of wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 946-952.
- [19] 林海雪. 电弧炉的有功功率冲击对发电机组的影响[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(增刊1): 232-238.
- LIN Haixue. Influence of active power impact caused by EAF on the generating sets[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(Supplement 1): 232-238.
- [20] 涂夏哲, 徐箭, 廖思阳, 等. 考虑过程控制的钢铁工业负荷用能行为分析与功率特性建模[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 114-120.
- TU Xiaozhe, XU Jian, LIAO Siyang, et al. Process controlling based energy consumption behavior analysis and power characteristic modeling for iron and steel industry[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 114-120.
- [21] 刘树, 王元超, 石山, 等. 大型工业企业生产负荷平抑优化策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2017, 29(10): 138-144.
- LIU Shu, WANG Yuanchao, SHI Shan, et al. Optimization strategy of production load leveling for large industrial enterprises[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2017, 29(10): 138-144.
- [22] 刘兴杰, 谢春雨. 基于贝塔分布的风电功率波动区间估计[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(12): 26-30, 57.
- LIU Xingjie, XIE Chunyu. Wind power fluctuation interval estimation based on beta distribution[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(12): 26-30, 57.
- [23] YANG H J, WANG L, MA Y H. Optimal time of use electricity pricing model and its application to electrical distribution system[J]. IEEE Access, 2019, 7: 123558-123568.

作者简介:



叶兴杰(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源并网、高载能需求响应优化调度(E-mail: yexingjie_1@163.com);

徐永海(1966—),男,教授,博士,通信作者,主要研究方向为电能质量分析与控制、新能源电力系统(E-mail: yonghaixu@263.net);

叶兴杰

黄子桐(1998—),男,硕士研究生,主要研究方向为配电网运行优化;

祝涛(1995—),男,硕士研究生,主要研究方向为新能源并网运行与控制技术。

(编辑 王锦秀)

Iron and steel enterprises participating in power system scheduling and wind power consumption

YE Xingjie, XU Yonghai, HUANG Zitong, ZHU Tao

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Aiming at the problems of iron and steel enterprises participating in power system scheduling and wind power consumption, an electric arc furnace(EAF) power model of adjusting EAF transformer tap is proposed. Considering the random fluctuation of EAF power and wind power, Monte Carlo method is adopted to research the interaction between EAF power and wind power, and the reserve capacity needed for power grid to cope with the fluctuation of EAF power and wind power is obtained. The net load curve based boundary determination method and peak-flat-valley time division method are adopted for encouraging the iron and steel enterprises to participate in demand response. The effectiveness of the proposed model and method is verified by the example analysis results.

Key words: electric arc furnace; Monte Carlo method; time division; demand response; wind power

附录 A

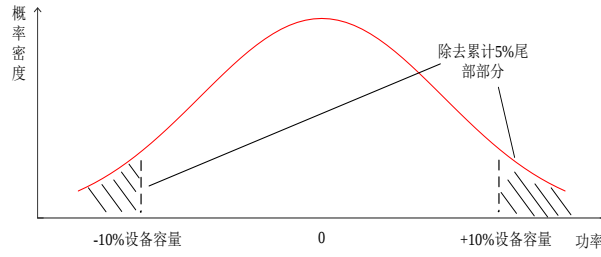


图 A1 电弧炉功率波动的概率密度函数示意图

Fig.A1 Schematic diagram of probability density function for furnace power fluctuation of electric arc

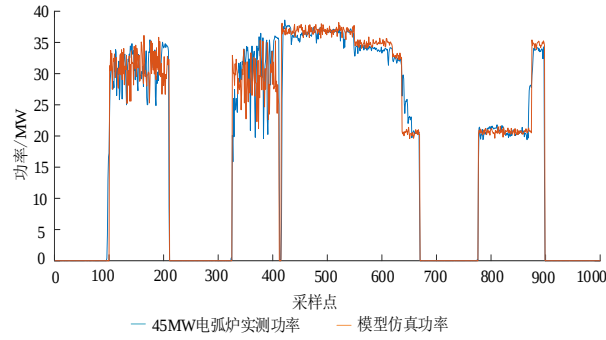


图 A2 实测与模型仿真功率对比

Fig.A2 Power comparison between measured and simulated models

Beta 分布表达式:

非标准 Beta 分布，随机变量的密度函数为

$$f(x, \gamma, \eta, a, b) = \begin{cases} \frac{1}{(b-a)\beta(\gamma, \eta)} \left(\frac{x-a}{b-a} \right)^{\gamma-1} \left(\frac{b-x}{b-a} \right)^{\eta-1} & a \leq x \leq b \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (\text{A1})$$

$$\beta(\gamma, \eta) = \int_0^1 \left(\frac{x-a}{b-a} \right)^{\gamma-1} \left(\frac{b-x}{b-a} \right)^{\eta-1} dx \quad (\text{A2})$$

称 x 服从 Beta 分布，记为 $x \sim \beta(\gamma, \eta)$ ， a 、 b 为 x 上下界。

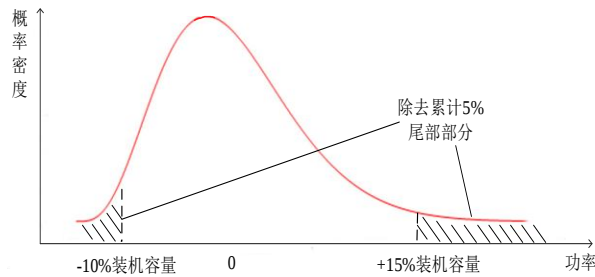


图 A3 风电功率波动的概率密度函数示意图

Fig.A3 Schematic diagram of probability density function for wind power fluctuation

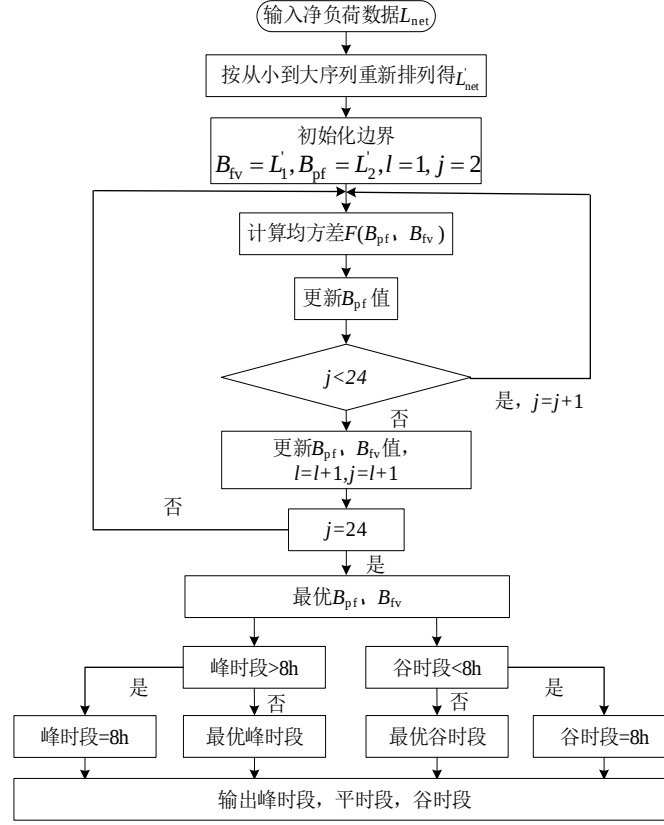


图 A4 峰-平-谷时段划分求解流程图

Fig.A4 Flowchart of peak-flat-valley division solution

约束表达式:

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{j,t}^G + \sum_{m=1}^{N_W} P_{m,t}^W = \sum_n^{N_d} P_{n,t}^d + \sum_{i=1}^{N_E} P_{i,t}^E \quad (A3)$$

$$u_{j,t}^G P_{j,\min}^G \leq P_{j,t}^G \leq u_{j,t}^G P_{j,\max}^G \quad (A4)$$

$$0 \leq \sum_{m=1}^{N_W} P_{m,t}^W \leq P_{\text{forecast},t}^W \quad (A5)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} u_{j,t}^G (P_{j,\max}^G - P_{j,t}^G) \geq r_{L,t}^{\text{up}} + r_{EW,t}^{\text{up}} \quad (A6)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} u_{j,t}^G (P_{j,t}^G - P_{j,\min}^G) \geq r_{L,t}^{\text{down}} + r_{EW,t}^{\text{down}} \quad (A7)$$

$$-R_j^{\text{down}} \leq P_{j,t}^G - P_{j,t-1}^G \leq R_j^{\text{up}} \quad (A8)$$

$$u_{j,t}^G - u_{j,t-1}^G \leq u_{j,\tau_G}^G \quad \tau_G \in [t, \min(T, t + T_{\text{jon},\min} - 1)] \quad (A9)$$

$$u_{j,t-1}^G - u_{j,t}^G \leq 1 - u_{j,\tau_G}^G \quad \tau_G \in [t, \min(T, t + T_{\text{joff},\min} - 1)] \quad (A10)$$

$$P_{l,\min} \leq P_{l,t} \leq P_{l,\max} \quad (A11)$$

式中: $P_{m,t}^W$ 和 $P_{n,t}^d$ 分别为 t 时段第 m 个风电场的调度出力和第 n 个节点负荷用电, N_d 和 N_W 分别为负荷总数与风电场个数; $P_{j,\max}^G$ 和 $P_{j,\min}^G$ 分别为机组 j 输出功率的上下限; $P_{\text{forecast},t}^W$ 为 t 时段风电场的预测出力; $r_{L,t}^{\text{up}}$ 和 $r_{L,t}^{\text{down}}$ 分别为 t 时段应对负荷预测所需的上下旋转备用; $r_{EW,t}^{\text{up}}$ 和 $r_{EW,t}^{\text{down}}$ 分别为 t 时段应对电弧炉与风电波动交互影响后所需的上下旋转备用; R_j^{up} 和 R_j^{down} 分别为机组 j 的爬坡功率上下限; $T_{\text{jon},\min}$

和 $T_{j\text{off},\min}$ 分别为机组 j 的最小开机、关机时间； $P_{l,t}$ 为线路 l 在 t 时段的传输功率， $P_{l,\max}$ 和 $P_{l,\min}$ 分别为线路 l 传输容量的上下限。

式(A3)表示系统的功率平衡约束；式(A4)表示机组输出功率上下限约束；式(A5)表示风电出力约束；式(A6)、(A7)描述了风电与电弧炉功率波动相互影响下系统总备用约束；式(A8)为机组爬坡约束；式(A9)、(A10)为机组最小运行与停机时间；式(A11)为线路容量约束。

附录 B

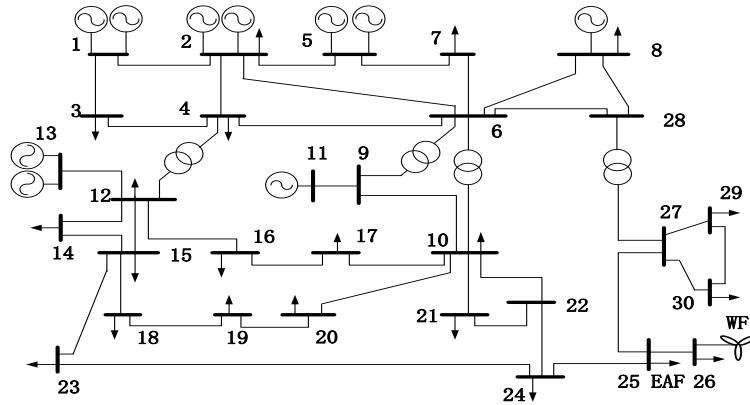


图 B1 修改后的 IEEE 30 节点系统网络拓扑图

Fig.B1 Network topology of modified IEEE 30-bus system

表 B1 算例系统发电机运行参数

Table B1 Generator operational parameters of case system

编号	所在节点	最大出力/MW	最小出力/MW	最小运行时间/h	最小停运时间/h	最大爬坡/(MW · h ⁻¹)
1	1	400	200	8	8	175
2	1	400	200	8	8	175
3	2	400	200	8	8	175
4	2	350	170	6	6	150
5	5	350	150	6	6	150
6	5	350	170	6	6	150
7	8	300	120	5	5	125
8	11	300	120	5	5	125
9	13	600	250	10	10	210
10	13	600	250	10	10	210

表 B2 算例系统发电机成本参数

Table B2 Generator cost parameters of case system

编号	启动成本/元	停机成本/元	$a/(\text{元} \cdot \text{MW}^2)$	$b/(\text{元}/\text{MW}^1)$	$c/\text{元}$
1	1000	1000	0.018	64.56	197.76
2	1000	1000	0.018	64.56	197.76
3	1000	1000	0.018	64.56	197.76
4	4400	4400	0.06528	77.331	40.68
5	1100	1100	0.06528	77.325	40.68
6	1100	1100	0.06528	77.331	40.68
7	1000	1000	0.0144	73.9794	168
8	1000	1000	0.0144	73.9794	168
9	2500	2500	0.06354	50.394	384.96
10	2500	2500	0.06354	50.394	384.96

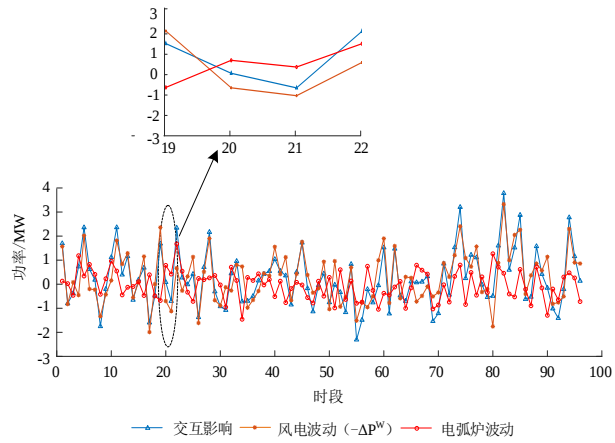


图 B2 波动均值

Fig.B2 Mean value of fluctuation

表 B3 大工业用户分时电价

Table B3 Time-of-use electricity price of large industrial customers

时段	区间划分	电价/[元 · (kW · h) ⁻¹]
峰	08:00—12:00, 17:00—21:00	0.8650
平	12:00—17:00, 21:00—24:00	0.5843
谷	00:00—08:00	0.3036

附录 C

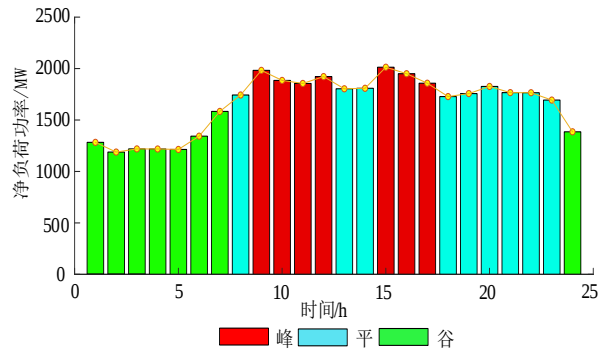


Fig.C1 Results of time division

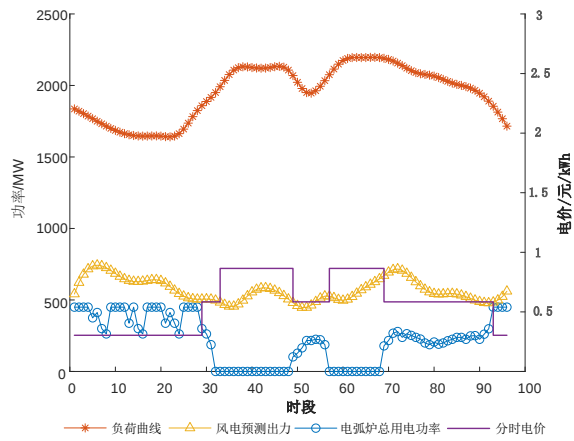


Fig.C2 Scheduling results of time division

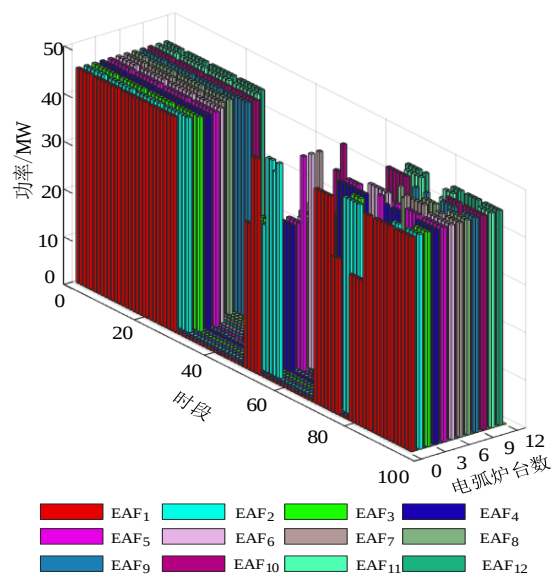


Fig.C3 EAF consumption plan under Mode 3