

# 考虑风电消纳的电热联合系统源荷协调优化调度

崔雪<sup>1</sup>, 邹晨露<sup>1</sup>, 王恒<sup>2</sup>, 周斌<sup>1</sup>

(1. 武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072; 2. 国网徐州供电公司, 江苏 徐州 221005)

**摘要:** 能源互联网的范畴内, 电热联合系统是消纳风电的一种有效手段, 为此构建了包含储热、热电联产和需求响应资源的综合电热系统调度模型。提出了风电消纳日前日内两阶段调度方法: 在日前调度阶段, 机组、储热装置以及电价型需求响应配合消纳风电短期预测出力; 在日内调度阶段, 机组以及激励型需求响应配合消纳风电超短期预测出力。以系统发电运行成本最小为目标函数, 综合考虑弃风惩罚费用和需求响应成本建立了电热联合系统调度模型, 使用改进帝国竞争算法解决电热系统约束条件过多的问题, 使得到的解更可行。算例分析表明, 使用所提调度模型和方法能够有效提高电热联合系统风电消纳水平。

**关键词:** 风电消纳; 储热; 热电联产; 需求响应; 调度模型; 改进帝国竞争算法

**中图分类号:** TM 761; TM 614

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.16081/j.issn.1006-6047.2018.07.010

## 0 引言

近年来, 我国风电装机容量迅速增多, 但对风电消纳的研究却并未跟上风电产业的发展脚步, 弃风问题非常严重。特别是在我国“三北”地区, 在供热季因热电联产 CHP (Combined Heat and Power) 机组“以热定电”的刚性约束使得机组调峰能力不足, 从而导致大量的弃风限电。

现常采用在电热联合系统中加装电锅炉<sup>[1]</sup>、热泵<sup>[2]</sup>、储热装置<sup>[3]</sup>等方式解耦热电耦合约束, 提高 CHP 机组的运行灵活性, 增强其调峰能力, 从而减少系统弃风。文献[4]将储热装置与 CHP 机组联合运行, 证实了储热装置对提升系统风电消纳能力的积极作用。文献[5]比较了安装在源荷侧的储热装置运行模式的差异及安装位置的差异对消纳弃风效果的影响此外, 也多考虑从采用风电供热、抽水蓄能等角度消纳弃风。文献[6]指出与采用风电供热及抽水蓄能相比, 安装储热装置消纳弃风的方式国民经济性最好、可靠性最高。

同时, 制定更优的调度策略, 使可再生能源被更合理的利用, 也是消纳大规模风电的重要方法, 主要有 3 种思路: 一是探索风电输出功率的预测方法, 提高预测精度<sup>[7]</sup>; 二是在计及风电出力概率及误差的基础上制定发电计划, 使发电计划更优<sup>[8]</sup>; 三是在系统中引入需求响应 DR (Demand Response), 利用其参与调峰来削弱风电出力波动性的不利影响<sup>[9]</sup>。文献[10]搭建一个包含电价型需求响应 PDR (Price Demand Response) 和激励型需求响应 IDR (Incentive Demand Response) 的两阶段随机规划模型, 证实了 DR 在参与风电消纳时的积极作用。文献[11]将用户满意度约束引入 DR 模型, 并通过电价引导用户改变用电方式, 使负荷侧能以很高的积极性配合发电侧消纳弃风。

本文基于以上研究, 在能源互联网的范畴内提出了包含储热、CHP 和 DR 资源的风电消纳日前日内两阶段调度方法。在日前调度中考虑机组、储热装置以及 PDR 协调调度, 在日内调度中考虑机组以及 IDR 协调调度。分析了这种调度方法的节能减排效应、机组出力情况和风电消纳情况, 并对储热装置的运行特性进行了分析。最后, 针对本文建立的电热联合系统调度模型约束条件过多的问题, 对传统帝国竞争算法 (ICA) 进行改进, 采用改进帝国竞争算法 (MICA) 对算例进行求解。算例分析表明: 本文所建立的调度模型和风电消纳方法, 可以在减少煤耗的基础上为风电上网提供更大的空间, 具有更好的环境效益和经济效益。

## 1 储热提升风电消纳的原理

在电热联合系统中选用我国普遍使用的抽汽式 CHP 机组, 为了能够解耦其“以热定电”的刚性约束, 提高机组调峰能力, 考虑在系统的热源侧加装大容量储热装置, 通过调度中心协调控制储热装置和 CHP 机组运行, 从而增加风电的消纳量。

在弃风现象发生十分频繁的电负荷的低谷时段, 可以由安装在热源侧的储热装置放热替代一部分本应由 CHP 机组产生的热出力, 进而降低 CHP 机组的电出力, 为风电提供更大的上网空间; 在电负荷较大的非弃风阶段增加 CHP 机组热出力为储热装置蓄热。抽汽式 CHP 机组配置储热装置之后的运行特性如图 1 所示。图中,  $c_m$ 、 $c_{v1}$ 、 $c_{v2}$  为斜率。

配置储热装置之前, CHP 机组运行于 ABCDA 所围成的区间; 配置之后, 机组运行于 AGIJKLA 所围成的区间。配置储热装置后, 机组供热功率相同时, 电出力可以相应减少, 能够增大调峰裕度, 从而可在弃风时段更多地消纳弃风电量。



$$\pi_1 = \sum_{q=1, q \in \text{IDR}}^{N_q} c_q^1 \Delta L_q^1 + \sum_{q=1, q \in \text{IDR}}^{N_q} \sum_{m=1}^{N_m} d_{q,m}^U \Delta L_{q,m,t}^U + \sum_{q=1, q \in \text{IDR}}^{N_q} \sum_{m=1}^{N_m} d_{q,m}^D \Delta L_{q,m,t}^D \quad (5)$$

其中,  $\pi_1$  为 IDR 调度成本;  $q \in \text{IDR}$  表示用户参与 IDR;  $\Delta L_q^1$  为 IDR 用户  $q$  的响应容量;  $c_q^1$  为 IDR 单位响应容量的成本;  $\Delta L_{q,m,t}^U$ 、 $\Delta L_{q,m,t}^D$  分别为时刻  $t$  用户响应量位于第  $m$  段的增、减电量;  $d_{q,m}^U$  和  $d_{q,m}^D$  分别为多阶段报价曲线第  $m$  段增、减电量单位成本;  $N_q$  为参与 IDR 用户的数目;  $N_m$  为多阶段报价曲线的分段数。

### 3 柔性配置源荷资源参与风电消纳两阶段调度策略

风电预测误差及负荷响应特性均与时间尺度相关,单一的日前调度无法充分利用源荷资源,在大规模风电并网的电热联合系统中执行度不高。本文中采用日前日内两阶段调度策略,按源荷资源的响应特性将其在日前、日内阶段灵活分配。PDR 以制定合理的 TOU 引导用户响应,用户响应与否以其意愿决定,不确定性较强,常被视为不可调度 DR,作为日前响应负荷;IDR 因其反向惩罚性质,响应可靠性较高,常被视为可调度 DR,作为日内响应负荷。

日前调度阶段调度周期为 24 h,调度时段为 1 h,调度计划每 24 h 更新一次。在此阶段中,PDR 与 CHP 机组、储热装置配合消纳概率较大的日前风电短期预测出力,通过经济优化调度模型,确定次日 24 h 各机组的电/热出力情况、储热装置储放热量及 PDR 响应情况。其中 CHP 机组热出力、储热装置储放热量以及 PDR 响应情况在日内阶段保持不变。

日内调度阶段以日前调度计划为基础,每 1 h 更新一次,安排即将到来的下一时段的调度计划。在此阶段中,IDR 与调峰机组、可调度的 CHP 机组配合消纳日内风电超短期预测出力,以解决日前风电短期预测误差较大导致的弃风及机组非经济运行问题,并确定 IDR 情况及各机组日内阶段的电出力。

## 4 综合模型

### 4.1 日前计划调度模型

#### 4.1.1 目标函数

日前调度阶段以系统发电运行成本最小为目标函数,考虑弃风惩罚费用和 PDR 成本,制定日前机组出力、储放热策略以及 PDR 时段和响应量,目标函数如下:

$$\min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{g=1}^{N_G} C_{g,t} + \sum_{c=1}^{N_C} C_{c,t} + \sum_{i=1}^{N_W} c^W w_{i,t}^{W1} + C_t^P \right) \quad (6)$$

其中,  $T$  为 1 个调度周期的总时段数;  $N_G$  为常规机

组数;  $N_C$  为 CHP 机组数;  $N_W$  为风电场个数;  $C_{g,t}$  和  $C_{c,t}$  分别为常规机组和 CHP 机组的煤耗成本;  $c^W$  和  $w_{i,t}^{W1}$  分别为弃风单位惩罚费用和日前弃风量,  $w_{i,t}^{W1} = |w_{i,t} - w_{i,t}^{1*}|$ ,  $w_{i,t}$  为时刻  $t$  风电场实际出力,  $w_{i,t}^{1*}$  为时刻  $t$  风电场的短期风电预测出力;  $C_t^P$  为单位时段 PDR 成本,  $C_t^P = j_t^0 P_{L,t}^0 - j_t P_{L,t}$ 。

常规机组的煤耗量  $F_{g,t}$  与电出力的关系为:

$$F_{g,t} = \alpha_g (P_{g,t}^G)^2 + \beta_g P_{g,t}^G + \gamma_g \quad (7)$$

常规机组的运行成本与电出力的关系为:

$$C_{g,t} = p^M F_{g,t} = a_g (P_{g,t}^G)^2 + b_g P_{g,t}^G + c_g \quad (8)$$

其中,  $\alpha_g$ 、 $\beta_g$ 、 $\gamma_g$  为常规机组的煤耗系数;  $p^M$  为燃煤价格;  $a_g$ 、 $b_g$ 、 $c_g$  为常规机组的运行成本参数;  $P_{g,t}^G$  为机组  $g$  在时刻  $t$  的发电功率。

根据抽汽式 CHP 机组的运行原理,其工作于纯凝工况下的电出力  $P_{c,t}^{\text{CN}}$  与其工作于供热工况下的热出力  $H_{c,t}^C$  及电出力  $P_{c,t}^C$  之间的关系式可表示为:

$$P_{c,t}^{\text{CN}} = P_{c,t}^C + c_v H_{c,t}^C \quad (9)$$

此时机组运行成本为:

$$C_{c,t} = p^M [\alpha_c (P_{c,t}^{\text{CN}})^2 + \beta_c P_{c,t}^{\text{CN}} + \gamma_c] \quad (10)$$

其中,  $\alpha_c$ 、 $\beta_c$ 、 $\gamma_c$  为 CHP 机组的煤耗系数。

#### 4.1.2 约束条件

(1) 电力平衡约束。

用户未参与 PDR:

$$\sum_{i=1}^{N_W} w_{i,t} + \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^G + \sum_{c=1}^{N_C} P_{c,t}^C = P_{L,t}^0 \quad (11)$$

用户已参与 PDR:

$$\sum_{i=1}^{N_W} w_{i,t} + \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^G + \sum_{c=1}^{N_C} P_{c,t}^C = P_{L,t} \quad (12)$$

(2) 供热功率约束。

$$\sum_{c=1}^{N_C} H_{c,t}^C - (S_t - S_{t-1}) = H_{L,t} \quad (13)$$

其中,  $H_{c,t}^C$ 、 $H_{L,t}$  分别为时刻  $t$  CHP 机组  $c$  的热出力和此时的热负荷;  $S_t$  为时刻  $t$  储热装置的储热量。

(3) 常规机组约束。

$$\begin{cases} P_{G,g}^{\min} \leq P_{g,t}^G \leq P_{G,g}^{\max} \\ -D_{G,g}^{\max} \cdot \Delta t \leq P_{g,t+1}^G - P_{g,t}^G \leq U_{G,g}^{\max} \cdot \Delta t \end{cases} \quad (14)$$

其中,  $P_{G,g}^{\min}$ 、 $P_{G,g}^{\max}$  和  $D_{G,g}^{\max}$ 、 $U_{G,g}^{\max}$  分别为常规机组最小出力、最大出力和向下爬坡率限值、向上爬坡率限值。

(4) 热电联产机组约束。

由抽汽式 CHP 机组的运行特性可以推出各约束条件。

机组有功出力约束为:

$$\max(c_m H_{c,t}^C + K, P_{\text{CN},c}^{\min} - c_{v1} H_{c,t}^C) \leq P_{c,t}^C \leq P_{\text{CN},c}^{\max} - c_{v2} H_{c,t}^C \quad (15)$$

其中,  $P_{CN,c}^{\min}$  和  $P_{CN,c}^{\max}$  分别为 CHP 机组  $c$  在时刻  $t$  纯凝工况下最小和最大电出力。

机组热出力约束为:

$$0 \leq H_{c,t}^C \leq H_{\max}^C \quad (16)$$

机组纯凝工况下爬坡率约束为:

$$-D_{C,c}^{\max} \cdot \Delta t \leq P_{C,c}^{\max} - P_{C,c}^{\min} \leq U_{C,c}^{\max} \cdot \Delta t \quad (17)$$

(5) 网络安全约束。

电网各支路潮流需要被限制在系统允许的安全限值之内:

$$P_{B,b}^{\min} \leq P_{B,b}^C \leq P_{B,b}^{\max} \quad (18)$$

其中,  $P_{B,b}^C$  为支路  $b$  在时刻  $t$  的潮流;  $P_{B,b}^{\min}$ 、 $P_{B,b}^{\max}$  分别为支路  $b$  潮流的下界和上界。

(6) 风电约束。

$$w_{i,t} \leq w_{i,t}^{\text{pre}} \quad (19)$$

其中,  $w_{i,t}^{\text{pre}}$  为风电预测出力。

(7) 储热装置约束。

由于调度周期较短, 不考虑储热装置热损失。

$$\begin{cases} S_N = S_0 \\ 0 \leq S_t \leq S_{\max} \\ 0 \leq H_t^{\text{in}} \leq H_{\text{in}}^{\max} \\ 0 \leq H_t^{\text{out}} \leq H_{\text{out}}^{\max} \end{cases} \quad (20)$$

其中,  $S_0$  和  $S_N$  分别为调度初始时刻和 1 个调度周期之后储热装置的储热量;  $S_t$  和  $S_{\max}$  分别为时刻  $t$  储热装置的储热量和最大储热量;  $H_t^{\text{in}}$ 、 $H_t^{\text{out}}$  分别为时刻  $t$  储热装置的储热功率和放热功率;  $H_{\text{in}}^{\max}$ 、 $H_{\text{out}}^{\max}$  分别为换热器的最大输入、输出功率。

(8) 负荷响应量约束。

对于 PDR 用户, 当负荷增加时:

$$0 \leq P_{L,t} - P_{L,t}^0 \leq P_{L,t}^{\max} - P_{L,t}^0 \quad (21)$$

当负荷减少时:

$$0 \leq P_{L,t}^0 - P_{L,t} \leq P_{L,t}^0 - P_{L,t}^{\min} \quad (22)$$

其中,  $P_{L,t}^{\max}$ 、 $P_{L,t}^{\min}$  分别为负荷的最大、最小功率值。

PDR 用户响应前后用电量不变, 即:

$$\sum_{t=1}^T (P_{L,t}^0 - P_{L,t}) = 0 \quad (23)$$

(9) 负荷响应用户满意度约束。

DR 用电方式的满意度  $\eta_i$ : 定义  $\eta_i$  建立在互动响应量与原负荷之比的基础之上。

$$\eta_i = 1 - \frac{|\Delta P_{L,t}|}{P_{L,t}^0} \geq \eta_i^{\min} \quad (24)$$

其中,  $\eta_i^{\min}$  为  $\eta_i$  的最小值。

DR 互动效益的满意度  $\varepsilon_i$ : 定义  $\varepsilon_i$  建立在 DR 互动效益与原负荷用电费用支出之比的基础之上。

$$\varepsilon_i = 1 + \frac{P_{L,t}^0 J_t^0 - P_{L,t} J_t}{P_{L,t}^0 J_t^0} \geq \varepsilon_i^{\min} \quad (25)$$

其中,  $\varepsilon_i^{\min}$  为  $\varepsilon_i$  的最小值。

## 4.2 日内计划调度模型

### 4.2.1 目标函数

日内调度阶段同样以系统发电运行成本最低为目标函数, 综合考虑 IDR 成本, 即:

$$\min \sum_{t=1}^T \left( \sum_{g=1}^{N_G} C_{g,t} + \sum_{c=1}^{N_C} C_{c,t} + \sum_{i=1}^{N_W} c^W w_{i,t}^{W2} + C_t^I \right) \quad (26)$$

其中,  $w_{i,t}^{W2}$  为日内弃风量,  $w_{i,t}^{W2} = |w_{i,t} - w_{i,t}^{2*}|$ ,  $w_{i,t}^{2*}$  为时刻  $t$  风电场  $i$  的超短期风电预测出力;  $C_t^I = \pi_I$  为 IDR 的调度成本。

### 4.2.2 约束条件

(1) 功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_W} w_{i,t} + \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^G + \sum_{c=1}^{N_C} P_{c,t}^C + \sum_{q=1}^{N_q} \Delta L_{q,t}^D = P_{L,t} + \sum_{q=1}^{N_q} \Delta L_{q,t}^U \quad (27)$$

其中,  $\Delta L_{q,t}^D$  和  $\Delta L_{q,t}^U$  分别为负荷代理  $q$  在时刻  $t$  的削减量和增加量。

(2) IDR 约束。

对于 IDR, 其分段报价曲线中的第  $m$  段的容量约束可表示为:

$$\begin{cases} 0 \leq \Delta L_{q,m,t}^U \leq \Delta L_{U,q,m}^{\max} \\ 0 \leq \Delta L_{q,m,t}^D \leq \Delta L_{D,q,m}^{\max} \end{cases} \quad (28)$$

其中,  $\Delta L_{U,q,m}^{\max}$  和  $\Delta L_{D,q,m}^{\max}$  分别为用户  $q$  分段报价曲线第  $m$  段增、减电量的最大值。

单个 IDR 用户响应容量的约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{m=1}^{N_m} \Delta L_{q,m,t}^U \leq \Delta L_q^I \\ 0 \leq \sum_{m=1}^{N_m} \Delta L_{q,m,t}^D \leq \Delta L_q^I \end{cases} \quad (29)$$

DR 总量约束:

$$\begin{cases} P_{L,t} - P_{L,t}^0 + \sum \Delta L_{q,t}^U \leq L_{DR,t}^{\max} \\ P_{L,t}^0 - P_{L,t} + \sum \Delta L_{q,t}^D \geq -L_{DR,t}^{\max} \end{cases} \quad (30)$$

其中,  $L_{DR,t}^{\max}$  为某一时刻 DR 总量限值, 即峰荷的 10%。

在日内调度模型中常规机组、CHP 机组、网络、风电出力的约束条件与式(14)——(19)相同。

## 4.3 ICA 改进

ICA 在求解本文具有多种约束的调度模型时不易收敛且易出现局部最优, 需进行改进。本文中所提 MICA 对 ICA 的创建初始国家、帝国同化其殖民地、殖民地发生革命 3 个阶段进行改进, 具体步骤如下。

### (1) 创建初始国家。

ICA 在决策变量上下限范围内随机取值从而创建初始国家,会使得模型的约束条件无法满足,导致收敛速度较慢。MICA 克服了这个缺陷,极大提高了收敛速度,改进后创建初始国家的步骤如下,流程图如附录图 A1 所示。

步骤 1: 对调度周期内的调度时刻  $t$ , 在式 (14) — (17)、(19) 确定的范围内随机取值,生成常规机组、CHP 机组以及风电在时刻  $t$  的电出力值。

步骤 2: 计算系统总电出力与总电负荷的差值, 即  $P_d = \sum P_{i,t} - P_{LD,t}$ 。

步骤 3: 判断步骤 2 中的差值  $P_d$  是否等于 0, 若不等于 0 则进行步骤 4, 若等于 0 则进行步骤 5。

步骤 4: 随机选取一个机组, 在其电出力上下限范围内更改其电出力值, 更改后重新进行步骤 2, 即

$$P'_{i,t} = \begin{cases} \min(P_{i,t} - P_d, P_{i,t}^{\max}) & P_d < 0 \\ \max(P_{i,t} - P_d, P_{i,t}^{\min}) & P_d > 0 \end{cases}$$

步骤 5: 由各 CHP 机组时刻  $t$  的电出力和式 (15)、(16) 确定各 CHP 机组时刻  $t$  热出力的范围, 在此范围内随机取值, 生成各 CHP 机组在时刻  $t$  的热出力值。

步骤 6: 计算系统总热出力与总热负荷的差值, 即  $H_d = \sum H_{i,t} - H_{LD,t}$ 。

步骤 7: 判断步骤 6 中的差值  $H_d$  是否等于 0, 若不等于 0 则进行步骤 8, 若等于 0 则进行步骤 9。

步骤 8: 随机选取一个 CHP 机组, 在其热出力上下限范围内更改其热出力值, 更改后重新进行步骤

$$6, \text{ 即 } H'_{i,t} = \begin{cases} \min(H_{i,t} - H_d, H_{i,t}^{\max}) & H_d < 0 \\ \max(H_{i,t} - H_d, H_{i,t}^{\min}) & H_d > 0 \end{cases}$$

步骤 9: 若调度周期内每个调度时刻各机组的电出力和热出力值均被确定, 则进行步骤 10, 否则循环步骤 1—8。

步骤 10: 调度结束后, 判断储热装置在调度周期始末的储热量是否不变, 若保持不变 ( $S_N = S_0$ ) 则结束, 若发生变化 ( $S_N \neq S_0$ ) 则进行步骤 11。

步骤 11: 选取调度周期内的某一时刻  $t$ , 在上下限范围内改变储放热量和 CHP 机组热出力, 并重新进行步骤 10。

### (2) 帝国同化其殖民地。

ICA 中殖民地的移动距离、方向仅由帝国决定, 全局搜索能力不高、易陷入局部最优。为解决这一问题, MICA 由帝国及帝国集团中势力最大的殖民地共同决定殖民地的移动, 其移动矢量为:

$$\vec{A} = \tau_1 \vec{A}_1 + \tau_2 \vec{A}_2 \quad (31)$$

其中,  $\vec{A}_1$  为被同化殖民地与帝国间的距离矢量;  $\vec{A}_2$  为被同化殖民地与帝国集团中势力最大的殖民地间

的距离矢量;  $\tau_1, \tau_2$  为权重系数, 且  $\tau_1 = 1.3, \tau_2 = 0.7$ 。

同化发生后, 各决策变量会发生改变, 有可能会不满足模型的约束条件。为了解决这一问题, MICA 在同化发生后进行了与创建初始国家阶段类似的改进步骤, 仅步骤 1 和步骤 5 有少许不同, 如下所示。

步骤 1: 同化后, 判断各机组在时刻  $t$  的电出力是否在在 (14) — (17)、(19) 确定的范围内, 若是则保持其值不变, 若否则更改其值, 随后进行步骤 2,

$$\text{即 } P_{i,t} = \begin{cases} P_{i,t} & P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} \leq P_{i,t}^{\max} \\ P_{i,t}^{\min} & P_{i,t} < P_{i,t}^{\min} \\ P_{i,t}^{\max} & P_{i,t} > P_{i,t}^{\max} \end{cases}。$$

步骤 5: 同化后, 判断各 CHP 机组在时刻  $t$  的热出力是否在在式 (15)、(16) 确定的范围内, 若是则保持其值不变, 若否则更改其值, 随后进行步骤 6,

$$\text{即 } H_{i,t} = \begin{cases} H_{i,t} & H_{i,t}^{\min} \leq H_{i,t} \leq H_{i,t}^{\max} \\ H_{i,t}^{\min} & H_{i,t} < H_{i,t}^{\min} \\ H_{i,t}^{\max} & H_{i,t} > H_{i,t}^{\max} \end{cases}。$$

### (3) 殖民地发生革命。

在此阶段中, 殖民地各决策变量会发生突变, 为使其满足模型约束, MICA 进行了与同化阶段完全一致的改进步骤。

利用 MICA 求解本文模型的具体流程图如附录图 A2 所示。

## 5 算例分析

### 5.1 基础数据

为了分析本文所建模型对电热联合系统中风电消纳的提升作用, 以我国“三北”地区某实际电网为例, 该实际电网中各类型电源的装机容量如附录表 A1 所示。

该地区共有 8 台发电机组, 其机组参数以文献 [15] 为依据, 如附录表 A2 所示。其中 1—6 号机组为大型抽汽式 CHP 机组, 且 1—3 号、4—6 号机组分属热电厂 A、B, 2 个热电厂中分别配置有 1 个容量为 500 MW·h 储热装置, 且最大蓄热、放热功率为 50 MW; 7、8 号为大型纯凝式常规机组。该系统中只有 1 个 600 MW 的风电场。  $p^M$  为 180 \$/t;  $c^W$  为 500 \$/(MW·h)。

算例中某典型日的电负荷及日前风功率预测值如附录表 A3 所示, 设该典型日内热负荷保持不变为 1 700 MW, 系统与其他电网并无电功率交换。依据文献 [16] 中的日前日内风电预测误差值得到该典型日 2 种时间尺度的风电预测结果如图 3 所示。

实施 TOU 前的平均用电价格为 65 \$/(MW·h), 实施 TOU 之后峰、谷时段的电价分别在原始电价的基础上提高与下降 25%, 平时段用电价格不变。  $\eta_i^{\min}$  为 0.8,  $e_i^{\min}$  为 1, PDR 后最大负荷不超过 2 400 MW,

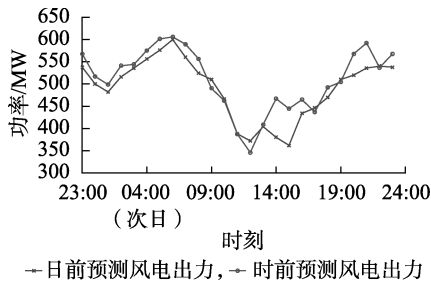


图 3 不同时间尺度的风电预测结果

Fig.3 Prediction results of wind power under different time scales

最小负荷不小于峰荷的 50%,各时刻响应量不超过峰荷的 10%。本文采用负荷的需求弹性矩阵为:

$$E = \begin{bmatrix} -0.2 & 0.10 & 0.04 \\ 0.20 & -0.2 & 0.13 \\ 0.12 & 0.20 & -0.2 \end{bmatrix} \quad (32)$$

采用基于模糊聚类的峰谷时段划分方法进行时段划分得到结果如下:谷时段 00:00—05:00、20:00—24:00,平时段 05:00—08:00、12:00—14:00、18:00—20:00,峰时段 08:00—12:00、14:00—18:00。TOU 优化前后的负荷曲线如图 4 所示。

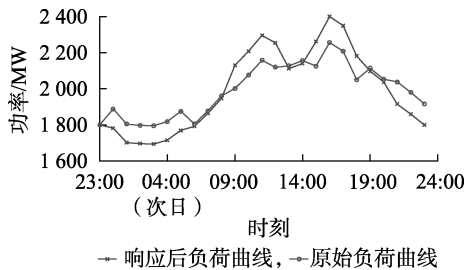


图 4 TOU 优化前后负荷曲线

Fig.4 Load curves before and after TOU

算例中将 IDR 设置为 2 个负荷代理,即代理 1 与代理 2,不考虑 2 个代理内部的统筹安排过程,将负荷代理看作一个整体,只考虑其外特性,具体参数如附录表 A4 所示。

## 5.2 调度结果分析

为了研究储热装置以及需求侧资源对电热联合系统风电消纳的影响,本文共设立了 5 个情景进行对比分析,详细的情景划分及优化调度结果如表 1 和表 2 所示。

由表中的数据可知,在日前调度阶段引入储热装置和 PDR 以及在日内调度阶段引入 IDR 均可在减少电热联合系统煤耗及发电运行成本的基础上增加系统的风电消纳量。并且在日前调度阶段同时引入储热装置和 PDR 比单独引入两者,系统消纳风电的效果更好、煤耗更少、发电运行成本更低。故本文提出的引入储热装置和 DR(即 PDR、IDR)的日前日内两阶段调度方式与其他调度方式相比具有更优的环境效益和经济效益,优越性显著。

表 1 情景划分

Table 1 Scenario setting

| 情景 | 运行方式                                                    |
|----|---------------------------------------------------------|
| 1  | 日前调度,无储热装置、无 PDR、无 IDR                                  |
| 2  | 日前调度,仅有储能装置                                             |
| 3  | 日前调度,仅有 PDR                                             |
| 4  | 两阶段调度,4-1 日前调度(有储热装置、有 PDR),4-2 日内调度(无 IDR)             |
| 5  | 两阶段调度(本文中选取的调度方式),5-1 日前调度(有储热装置、有 PDR),5-2 日内调度(有 IDR) |

表 2 5 种情景下优化调度结果

Table 2 Results of optimal dispatching under five scenarios

| 情景 | 煤耗量/t  | 风电消纳量/<br>(MW·h) | 凝汽发电量/<br>(MW·h) | 目标函数/\$   |
|----|--------|------------------|------------------|-----------|
| 1  | 15 360 | 11 389           | 36 618           | 2 933 300 |
| 2  | 15 264 | 11 703           | 36 304           | 2 759 020 |
| 3  | 15 245 | 11 691           | 36 316           | 2 787 995 |
| 4  | 4-1    | 15 167           | 36 281           | 2 756 455 |
|    | 4-2    | 15 111           | 36 112           | 2 871 980 |
| 5  | 5-1    | 15 167           | 36 281           | 2 756 455 |
|    | 5-2    | 15 079           | 35 965           | 2 718 304 |

(1) 日前第一阶段调度结果。

此阶段各机组电出力、CHP 机组热出力以及储热装置热量变化、风电消纳情况分别如附录图 A3—A5 所示。

由附录图 A3 可知,配置储热装置后,系统中 CHP 机组出力变化明显,其白天峰、平时段的电出力增加,将满足系统供热外多余的热量存储于储热装置中;在弃风频发的负荷低谷时段,其电出力减少,为风电提供额外的上网空间,并由储热装置放热弥补 CHP 机组供热不足的部分。PDR 的引入使得系统中常规机组出力变化明显,其电出力在白天峰时段随负荷削减而减少、在晚上谷时段随负荷的增加而变大,但夜间弃风高发时段其电出力增大不明显,能为风电提供一定上网空间。并且,同时引入储热装置和 PDR 与单独引入储热装置相比,由于 PDR 的引入使负荷曲线更加平滑,故前者 CHP 机组夜间的电出力并未降到后者那么小,白天的电出力也未增加到那么大,机组能更加平稳高效运行。

由附录图 A4 可知,将情景 5-1/4-1 与情景 2 相比,两者储热装置的储放热时段有所不同,其原因是实施 PDR 之后造成负荷曲线的峰谷时段发生了变化。并且在储热装置初始热量均设为 750 MW 时,前者的最小储热量为 190.4 MW,后者的最小储热量为 270.1 MW,即前者一个调度周期的储放热量较大。故同时引入储热装置和 PDR 可使储热装置得到更加充分的利用。

由附录图 A5 可知,当系统中同时引入了储热装置和 PDR 后,风电被完全消纳。与单独引入 PDR 相比,同时引入两者可使系统减少 78 t 的煤耗量且增加 35 MW·h 的风电消纳量;与单独引入储热装置

相比,则可使系统减少 97 t 的煤耗量且增加 23 MW·h 的风电消纳量。故在系统中同时引入储热装置和 PDR 风电消纳效果更好,经济、环境效益更优。

### (2) 日内第二阶段调度结果。

此阶段各机组的电出力、PDR 各时段的负荷、风电的消纳情况分别如附录图 A6—A8 所示。

由附录图 A6 可知,日内调度阶段各机组电出力均在日前调度阶段机组电出力的基础上进行了微调。并且日内阶段与日前阶段相比,前者在减少 88 t 煤耗量的同时增加了 470 MW·h 的风电消纳量,这部分增大的风电消纳量一部分是减少的凝汽发电量,另一部分是调用的 IDR。由附录图 A8 可知,情景 4-2 在夜间弃风高发时段及风电波动较大时段均有弃风,弃风量为 304 MW·h;与情景 4-2 相比,情景 5-2 引入 IDR 使超短期风电预测出力大部分被消纳,弃风量为 3 MW·h。故引入 IDR 可显著提高系统的风电消纳能力,使系统具有更好的经济、环境效益。

由附录图 A7 可知,日内调度阶段优先调度 IDR 跟踪两时间尺度风电出力预测误差。在负荷低谷且风电出力较大时段,系统调用的 IDR 明显增加;在负荷高峰且风电较小时段,系统有降负荷。故 IDR 起到削峰填谷和跟踪风电出力变化的作用。

### 5.3 算法性能分析

为了验证本文所提算法的有效性,选取标准遗传算法 GA (Genetic Algorithm)、ICA 与 MICA 分别对情景 5-2 进行求解,3 种算法的收敛曲线如图 5 所示。

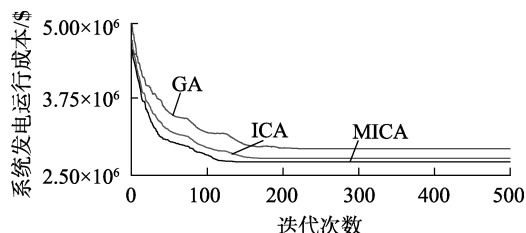


图 5 3 种算法收敛曲线

Fig.5 Convergence characteristics of three algorithms

由图 5 可知,3 种算法中 MICA 算法的迭代次数最少、求解的发电运行成本最小,故 MICA 算法与 GA 算法和 ICA 算法相比全局搜索能力更强、收敛性更好且不易产生局部最优解问题,优越性显著。

## 6 结论

本文通过在电热联合系统的源荷侧分别引入储热装置和 DR 来促进系统的风电消纳。在热源侧安装储热装置,可解耦 CHP 机组“以热定电”的刚性约束,提高机组运行的灵活性;在负荷侧引入 DR,能够改变系统的负荷特性,平滑风电出力波动。由于风电预测误差及负荷响应特性均与时间尺度相关,而

传统的电热调度模型仅采用单一的日前调度策略,故并不能满足大规模风电并网的电热联合系统调度要求。为解决这一问题,本文建立了日前日内两阶段调度模型,将可调用源荷资源按其响应特性灵活分配于日前、日内 2 个阶段。本文建立的优化调度模型可在减少系统发电运行成本及煤耗量的同时极大地提高系统的风电消纳量、经济效益和环境效益优越。

本文采用 MICA 求解调度模型,与 ICA 及 GA 相比,MICA 能够很好地求解约束条件过多的问题,全局搜索能力更强、收敛速度更快且更容易跳出局部最优,得到更为可行的解。

附录见本刊网络版 (<http://www.epae.cn>)。

### 参考文献:

- [1] 吕泉,胡炳廷,王海霞,等. 风热冲突下热电厂供热问题研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):236-244.  
LÜ Quan, HU Bingting, WANG Haixia, et al. Heat-supply of thermal power plant in wind-heat conflict[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 236-244.
- [2] NELSEN M G, MORALES J M, ZUGNO M, et al. Economic valuation of heat pumps and electric boilers in the Danish energy system[J]. Applied Energy, 2016, 167: 189-200.
- [3] NUYTTEN T, CLASESENS B, PAREDIS K, et al. Flexibility of combined heat and power system with thermal energy storage for district heating[J]. Applied Energy, 2013, 104: 583-591.
- [4] 于婧,孙宏斌,沈欣炜. 考虑储热装置的风电-热电机组合优化运行策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):139-145.  
YU Jing, SUN Hongbin, SHEN Xinwei. Optimal operating strategy of integrated power system with wind farm, CHP unit and heat storage device[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 139-145.
- [5] 陈磊,徐飞,王晓,等. 储热提升风电消纳能力的实施方式及效果分析[J]. 中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290.  
CHEN Lei, XU Fei, WANG Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation[J]. Proceeding of the CSEE, 2015, 35(17): 4283-4290.
- [6] 吕泉,李玲,朱全胜,等. 三种弃风消纳方案的节煤效果与国民经济性比较[J]. 电力系统自动化,2015,39(7):75-83.  
LÜ Quan, LI Ling, ZHU Quansheng, et al. Comparison of coal-saving effect and national economic indices of three feasible curtailed wind power accommodating strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 75-83.
- [7] HAQUE A U, NEHRIR M H, MANDAL P. A hybrid intelligent model for deterministic and quantile regression approach for probabilistic wind power forecasting[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1663-1672.
- [8] 李春燕,陈骁,张鹏,等. 计及风电功率预测误差的需求响应多时间尺度优化调度[J]. 电网技术,2018,42(2):487-494.  
LI Chunyan, CHEN Xiao, ZHANG Peng, et al. Multiple time scales demand response dispatch considering wind power forecast error[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 487-494.
- [9] NOJAVAN S, AALAMI H. Stochastic energy procurement of large electricity consumer considering photovoltaic, wind-turbine, micro-turbines, energy storage system in the presence of demand response

- program[J]. Energy conversion and Management, 2015, 10(103): 1008-1018.
- [10] HANANEH F, ALIREZA Z, SHAHRAM J. The role of demand response in single and multi-objective wind-thermal generation scheduling: a stochastic programming[J]. Energy, 2014, 64: 853-867.
- [11] 别朝红, 胡国伟, 谢海鹏, 等. 考虑需求响应的含风电电力系统的优化调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 115-120, 159. BIE Zhaohong, HU Guowei, XIE Haipeng, et al. Optimal dispatch for wind power integrated systems considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(13): 115-120, 159.
- [12] 杨胜春, 刘建涛, 姚建国, 等. 多时间尺度协调的柔性负荷互动响应调度模型与策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3664-3673. YANG Shengchun, LIU Jiantao, YAO Jianguo, et al. Model and strategy for multi-time scale coordinated flexible load interactive scheduling[J]. Proceeding of the CSEE, 2014, 34(22): 3664-3673.
- [13] 郑成, 田宇, 陈一怀. 基于模糊聚类的峰谷时段划分[J]. 电气技术, 2016(6): 13-17. ZHENG Cheng, TIAN Yu, CHEN Yihuai. Research of peak and valley time period partition based on fuzzy clustering[J]. Electrical Engineering, 2016(6): 13-17.
- [14] 翟娜娜. 基于用户需求响应的峰谷时段划分研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2011. ZHAI Nana. Peak and valley periods division based on customer's response[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [15] 吕泉, 陈天佑, 王海霞, 等. 含储热的电力系统电热综合调度模型[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(5): 79-85. LÜ Quan, CHEN Tianyou, WANG Haixia, et al. Combined heat and power dispatch model for power system with heat accumulator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(5): 79-85.
- [16] 唐振宇. 风电功率预测系统设计研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014. TANG Zhenning. Research on engineering design of wind power forecasting system[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.

#### 作者简介:



崔雪

崔雪(1974—),女,河南南阳人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统分析与规划(E-mail: xue\_cui\_whu@163.com);

邹晨露(1995—),女,湖北荆门人,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为电力系统分析与规划(E-mail: 516714550@qq.com);

王恒(1991—),男,河南新乡人,工程师,硕士,主要研究方向为电力系统及分布式电源优化规划(E-mail: 1352711870@qq.com)。

## Source and load coordinative optimal dispatching of combined heat and power system considering wind power accommodation

CUI Xue<sup>1</sup>, ZOU Chenlu<sup>1</sup>, WANG Heng<sup>2</sup>, ZHOU Bin<sup>1</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Xuzhou Power Supply Company, Xuzhou 221005, China)

**Abstract:** CHP(Combined Heat and Power) system is an effective measure to improve wind power accommodation in energy internet. A dispatching model containing thermal energy storage, CHP and demand response resources is constructed. A two-stage dispatching method in the time scales of day-ahead and in-day is proposed. In the day-ahead dispatching stage, the unit, thermal energy storage device and the price demand response participate in consuming short-term wind power forecasting. In the in-day dispatching stage, the unit and incentive demand response participate in consuming ultra-short-term wind power forecasting. The dispatching model is established for CHP system, which takes the minimum system operating costs as the objective function and synthetically considers the cost of wind abandoning penalty and demand response. The MICA(Modified Imperial Competition Algorithm) is used to solve the problem of too many constraints and make the solution more feasible. The case analysis shows that the proposed two-stage dispatching model and method can consume more wind power.

**Key words:** wind power accommodation; thermal energy storage; combined heat and power; demand response; dispatching model; MICA

附录

表 A1 电源装机容量结构

Table A1 Structure of power installed capacity

| 电源的类型 | 装机容量/MW | 所占比例/% |
|-------|---------|--------|
| 常规机组  | 700     | 22.6   |
| 热电机组  | 1800    | 58.1   |
| 风电    | 600     | 19.3   |

表 A2 机组参数

Table A2 Parameters of unit

| 机组 | 最大发电<br>功率/MW | 最小发电<br>功率/MW | 最大供热<br>功率/MW | $\alpha_i /$<br>(tMW <sup>-2</sup> h <sup>-1</sup> ) | $\beta_i /$<br>(tMW <sup>-1</sup> h <sup>-1</sup> ) | $\gamma_i /$<br>(t h <sup>-1</sup> ) | $c_{v1}$ | $c_{v2}$ | $c_m$ | 向上<br>爬坡<br>率 | 向下<br>爬坡<br>率 |
|----|---------------|---------------|---------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|--------------------------------------|----------|----------|-------|---------------|---------------|
| 1  | 200           | 100           | 250           | 0.000171                                             | 0.2705                                              | 11.537                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 50            | 50            |
| 2  | 350           | 175           | 450           | 0.000072                                             | 0.2292                                              | 14.618                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 70            | 70            |
| 3  | 350           | 175           | 450           | 0.000072                                             | 0.2292                                              | 14.618                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 70            | 70            |
| 4  | 300           | 150           | 400           | 0.000076                                             | 0.2716                                              | 18.822                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 80            | 80            |
| 5  | 300           | 150           | 400           | 0.000076                                             | 0.2716                                              | 18.822                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 80            | 80            |
| 6  | 300           | 150           | 400           | 0.000076                                             | 0.2716                                              | 18.822                               | 0.15     | 0.15     | 0.75  | 80            | 80            |
| 7  | 200           | 80            | 0             | 0.000171                                             | 0.2705                                              | 11.537                               | 0        | 0        | 0     | 50            | 50            |
| 8  | 500           | 200           | 0             | 0.000038                                             | 0.2716                                              | 37.645                               | 0        | 0        | 0     | 130           | 130           |

表 A3 典型日电负荷及风功率预测值

Table A3 Power loads and predictions of wind power On typical day

| 时刻    | 电负荷/MW | 风功率/MW | 时刻    | 电负荷/MW | 风功率/MW |
|-------|--------|--------|-------|--------|--------|
| 24:00 | 1782   | 500    | 12:00 | 2254   | 372    |
| 01:00 | 1702   | 482    | 13:00 | 2112   | 404    |
| 02:00 | 1696   | 516    | 14:00 | 2140   | 380    |
| 03:00 | 1694   | 536    | 15:00 | 2262   | 362    |
| 04:00 | 1716   | 556    | 16:00 | 2400   | 434    |
| 05:00 | 1770   | 576    | 17:00 | 2350   | 446    |
| 06:00 | 1792   | 600    | 18:00 | 2182   | 470    |
| 07:00 | 1864   | 560    | 19:00 | 2098   | 510    |
| 08:00 | 1946   | 524    | 20:00 | 2038   | 520    |
| 09:00 | 2130   | 510    | 21:00 | 1915   | 536    |
| 10:00 | 2208   | 466    | 22:00 | 1860   | 540    |
| 11:00 | 2296   | 388    | 23:00 | 1800   | 538    |

表 A4 IDR 参数

Table A4 Parameters of IDR

| 代理   | 可响应容量<br>分段区间/MW | 容量成本<br>/ (\$MW <sup>-1</sup> ) | 增/减电量单位成本<br>/[\$(MW h) <sup>-1</sup> ] |
|------|------------------|---------------------------------|-----------------------------------------|
| 代理 1 | [0, 12]          | 10                              | 7                                       |
|      | (12, 24]         |                                 | 12                                      |
|      | (24, 41]         |                                 | 15                                      |
| 代理 2 | [0, 16]          | 10                              | 7                                       |
|      | (16, 32]         |                                 | 12                                      |
|      | (32, 54]         |                                 | 15                                      |

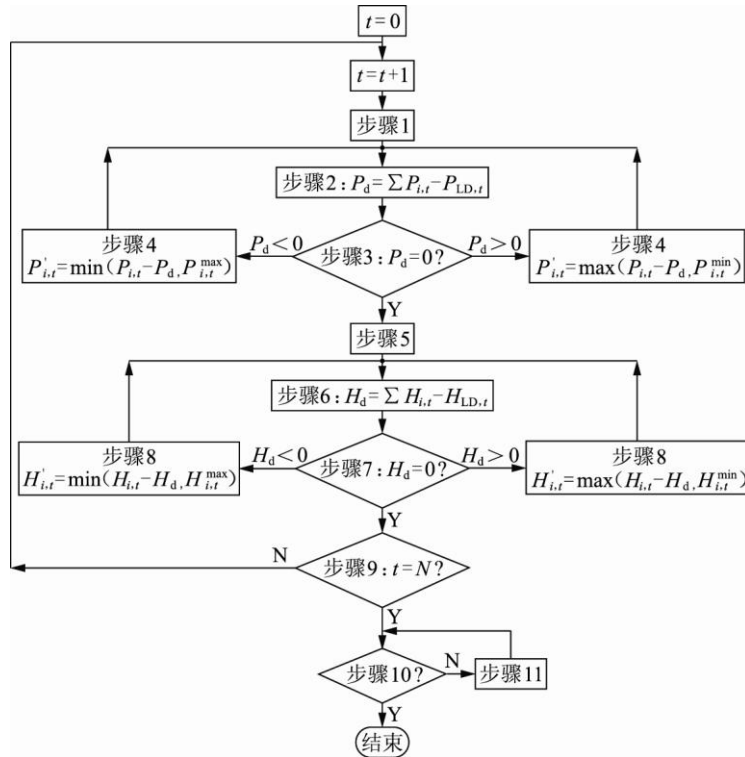


图 A1 创建初始国家改进步骤流程图

Fig.A1 Flowchart of creating initial country

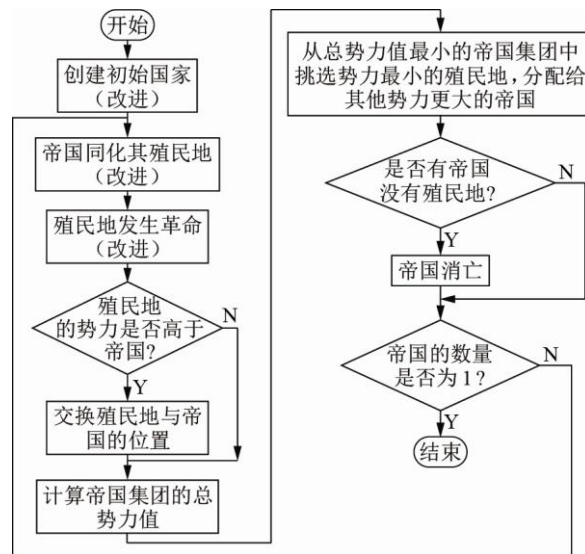


图 A2 MICA 算法求解流程图

Fig.A2 Flowchart of MICA algorithm

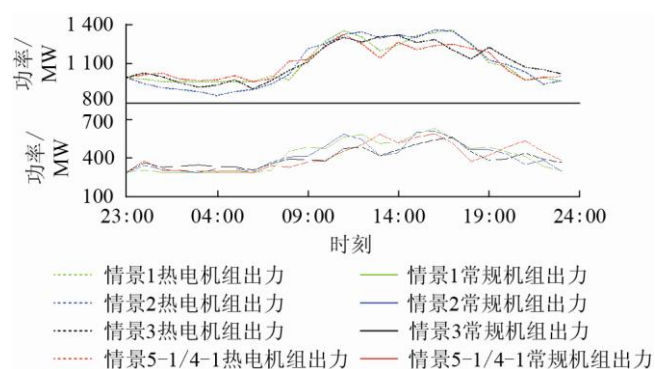


图 A3 不同场景下机组发电功率

Fig.A3 Power generation of units under different scenarios

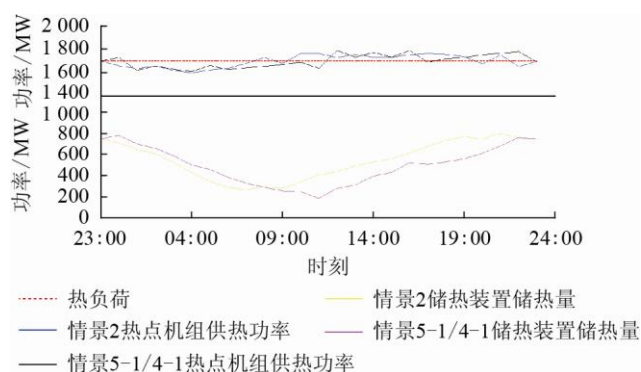


图 A4 不同场景下热电厂热功率与储热量

Fig.A4 Heat power and heat storage of thermal power plant under different scenarios

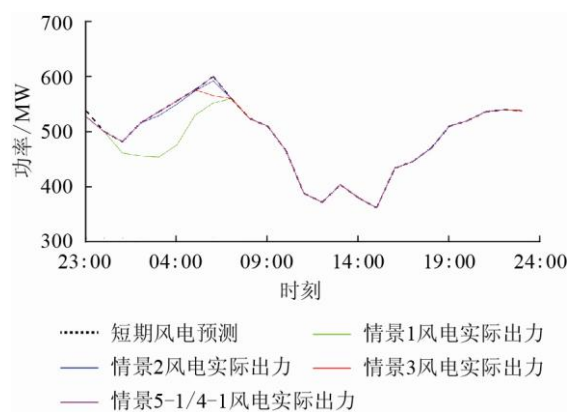


图 A5 不同场景下风电消纳情况

Fig.A5 Wind power accommodation under different scenarios

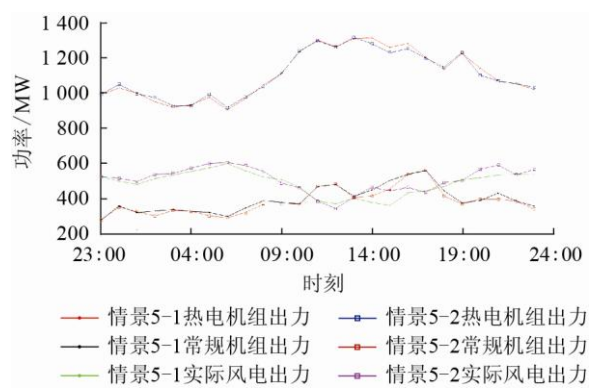


图 A6 日前及日内 2 个阶段不同机组出力

Fig.A6 Output of different units at day-ahead dispatch and in-day dispatch stage

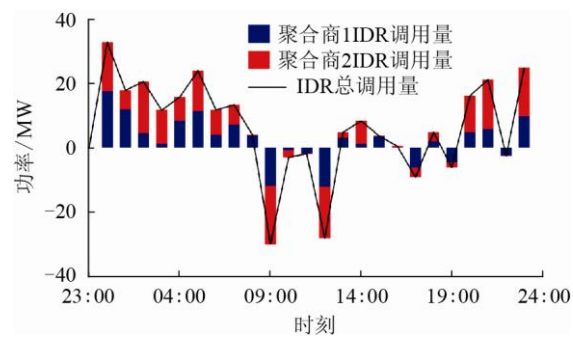


图 A7 IDR 各时段负荷变化

Fig.A7 Load change of IDR at different times

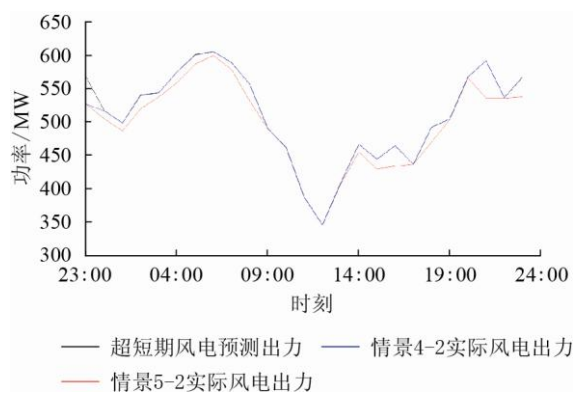


图 A8 日内调度阶段风电消纳情况

Fig.A8 Wind power accommodation at in-day dispatch stage