

An Optimal Dispatching Strategy of Combined Heat and Power System Considering Demand Response

Yuguo Chen¹, Peng Peng², Qin'gang Lu³

¹Guangdong Power Grid Dispatching Control Center, Guangzhou Guangdong

²Guangdong Baolihua Electric Power Limited Company, Meizhou Guangdong

³School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin Heilongjiang

Email: chenyg1987819@126.com, 13318168604@163.com, lqg_24@126.com

Received: Aug. 27th, 2018; accepted: Sep. 20th, 2018; published: Sep. 27th, 2018

Abstract

In the traditional dispatching strategy of CHPS, the peak shaving capacity of the system is insufficient, which results in high incidence of wind power curtailment. In view of this, an optimal dispatching strategy for CHPS considering DR is proposed in the paper. The DR is integrated into the traditional generation dispatching plan, and the day-ahead economic dispatching model is established. The dispatching model takes into account the TOU electricity price and the TOU heat price at the same time. The paper takes the minimum system coal consumption as the objective function. The constraints include the system operation constraints, unit operation constraints, heat storage constraints of the heat network and DR constraints. The dispatching strategy proposed in the paper is implemented in practical case of the CHPS and compared with the traditional dispatching strategy. Simulation result shows that the optimal dispatching strategy of the CHPS considering DR can improve the system economy and decrease the wind power curtailment.

Keywords

Combined Heat and Power System (CHPS), Wind Power Consumption, Dispatching Strategy, Demand Response (DR)

计及需求响应的热电联合系统优化调度策略

陈雨果¹, 彭 鹏², 吕钦刚³

¹广东电网电力调度控制中心, 广东 广州

²广东宝丽华电力有限公司, 广东 梅州

³哈尔滨工业大学, 电气工程及自动化学院, 电气工程系, 黑龙江 哈尔滨

Email: chenyg1987819@126.com, 13318168604@163.com, lqg_24@126.com

收稿日期：2018年8月27日；录用日期：2018年9月20日；发布日期：2018年9月27日

摘要

传统热电联合调度中，系统在负荷高峰时调峰能力不足，导致弃风现象高发。鉴于此，本文提出一种计及需求响应的热电联合系统优化调度策略，将需求响应融入传统发电日前调度计划，建立了同时考虑分时电价参与电力平衡和分时热价参与热力平衡的日前经济调度模型。以系统煤耗量最小为目标函数，考虑系统运行约束，机组运行约束，热网储热约束和需求响应约束进行日前调度。最后将本文提出的调度策略应用于热电联合系统实际算例，并与传统调度策略进行对比，算例分析结果表明，基于需求响应的热电联合系统优化调度策略可以提高系统经济性和消纳风电能力。

关键词

热电联合系统，风电消纳，调度策略，需求响应

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

近年来，热电联产系统(Combined Heat and Power System, CHPS)和风电大量并网成为研究热点，同时它们也是综合能源系统的重要组成部分[1] [2]。在我国的“三北”地区，冬季 60%以上的城市采暖和工业用热来源于热电联产机组。与此同时，我国新能源风电近年来得到了飞速的发展，2016 年新增装机容量 2337 万千瓦，其中“三北”地区到 2020 年规划装机容量达 1.53 亿千瓦，将占全国装机容量的 80% [3] [4] [5]。然而，我国风电装机容量虽大，却存在着弃风严重、利用率低的问题。尤其是在北方地区供暖季，由于热电机组“以热定电”的运行原则[6]，导致系统调峰能力下降，挤占风电上网空间，从而使得弃风问题更加突出[7]。而北方地区又是风电资源的集中区域，由于外送能力有限，就地消纳能力不足，所以造成了采暖期风电弃风量的上升。文献[8]指出，近年来吉林省风电弃风率达到 23%，其中采暖期的弃风电量占总弃风电量的 80%。

为解决热电联合系统的弃风难题，国内外做了大量研究。文献[9] [10] [11]提出在热电联产机组及供热系统处加装储热装置，通过对储热环节的控制来解耦电-热刚性耦合关系，提高风电消纳水平，但是储热装置有一定的热损耗，且建设周期较长，回收成本较慢。文献[12] [13] [14]提出在热电厂采用电锅炉、热泵等电制热措施可以在提高电负荷的同时削减热负荷，从而解耦“以热定电”约束来解决消纳难题。文献[15] [16]提出在负荷侧采取分时电价进行削峰填谷，构建了风、火联合运行的优化模型来促进风电消纳，但是此类方法没有考虑采暖期热电联合系统调峰能力下降的问题，对于热电联合系统采暖期风电的消纳问题依旧未能解决。

本文提出将电负荷需求响应(Demand Response, DR)和热负荷需求响应纳入热电联合系统的风电消纳模型中，以节能调度为导向，系统煤耗量最小为目标，构建了同时考虑分时电价(Time-of-Use Electricity Price)参与电力平衡和分时热价(Time-of-Use Heat Price)参与热力平衡的日前经济调度策略。模型采用 YALMIP 优化工具箱进行求解，算例分析结果表明：基于需求响应的热电联合系统优化调度策略可以提

高系统经济性和风电消纳能力。

2. 需求响应模型

2.1. 基于价格弹性的电价响应模型

用户的电力消费行为受多种因素影响,其中价格是最直接和关键的因素。本文应用文献[16][17]提出的需求价格弹性理论分析用户对电价的响应,电力需求价格弹性是指电价的相对变动引起的电能需求量的相对变动,即在一定时间段内,电量变化的百分率与相应的价格变化的百分率之比。由经济学原理知,典型的需求曲线如图1所示, p 表示电价, q 表示电量。

由于该曲线的确定很困难,所以在经济学中通常将其线性化处理。于是定义了公式(1)所示的电力需求价格弹性系数:

$$\varepsilon = \frac{\Delta q/q}{\Delta p/p} \quad (1)$$

式中: Δp 为电价增量; Δq 为电量增量。

一般来说,用户对于电价的响应主要有两种形式,即单一时段响应和多时段响应。单一时段响应指的是用户在某一时段的用电量只与当前时段的电价有关。例如居民的照明用电,当电价较高时,用户只能简单的将减少开灯作为反应,这种单一时段响应一般发生在用电量较少且非必需用电的情况。多时段响应指的是用户不再是简单地降低自身的用电量,而是将自身的用电需求从高电价时段转移到低电价时段,所以用户的用电行为不仅受当前时段电价有关,而且受到其他时段电价的影响。比如一个企业的生产不能因为电价的升高而停止,而是将生产时间转移到电价较低的时段进行,在保证生产同量产品的同时,花费的电费较少。

在实际情况下,多数用户在某一时刻的用电量不仅与该时段电价有关,还受到其他时段电价的影响。因此本文应用了自弹性系数和交叉弹性系数的概念。自弹性系数 ρ_{ii} 用以衡量当前单时段电价变化对用电需求的影响,即用户响应与该时段电价的关系[17],如公式(2)所示:

$$\rho_{ii} = \frac{\Delta Q_e^i / Q_e^i}{\Delta p_e^i / p_e^i} \quad (2)$$

式中: ΔQ_e^i 为实行峰谷分时电价前后 i 时段用户电负荷需求的变化值; Q_e^i 为未实施分时电价时 i 时段各用户的电负荷需求; Δp_e^i 为实行峰谷分时电价前后 i 时段的电价变化值; p_e^i 为未实施分时电价时 i 时段的原始电价。

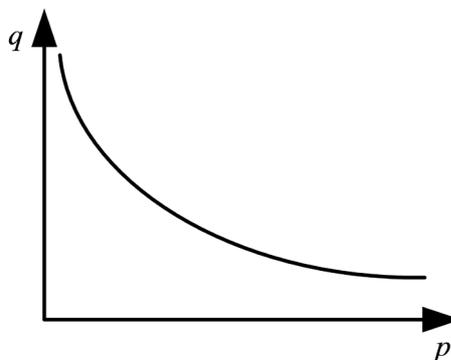


Figure 1. Typical demand curve
图 1. 典型的需求曲线

交叉弹性系数 ρ_{ij} 用以衡量多时段电价变化对多时段电负荷需求的影响。即某时段电负荷响应不仅与当前时段电价有关, 还受其他时段电价影响[18], 如公式(3)所示:

$$\rho_{ij} = \frac{\Delta Q_e^i / Q_e^i}{\Delta p_e^j / p_e^j} \quad (3)$$

式中: Δp_e^j 为实行峰谷分时电价前后 j 时段的电价变化值; p_e^j 为未实施分时电价时 j 时段的原始电价。

在实施分时电价后, 用户会根据当前电价以及未来电价改变自身的用电行为, 用户会将非必要用电行为调整到电价较低的时刻进行, 从而减少了高电价时刻的负荷量, 增加低电价时刻的负荷量。对于每个时刻用户通过改变自身用电行为而减少或者增加的负荷即为用户的电负荷响应。电负荷响应如公式(4)所示:

$$\Delta P_{L,r,e}^t = P_{L,r,e}^{t0} \left[E(t,t) \cdot \frac{p_e^t - p_e^{t0}}{p_e^{t0}} + \sum_{\substack{t,g \in T \\ t \neq g}} E(t,g) \cdot \frac{p_e^g - p_e^{g0}}{p_e^{g0}} \right] \quad (4)$$

式中: $\Delta P_{L,r,e}^t$ 为实施分时电价后各用户在 t 时段的电负荷响应; $P_{L,r,e}^{t0}$ 为未实施分时电价时各用户在 t 时段的电负荷需求; E 是由不同时段电价自弹性系数和交叉弹性系数组成的弹性系数矩阵; p_e^{t0} 和 p_e^t 分别为实施分时电价前后 t 时段的电价; p_e^{g0} 和 p_e^g 分别为实施分时电价前后 g 时段的电价; T 为调度时段数。

本文所研究的是需求响应对风电消纳率的影响, 即弃风率的降低是实施分时电价后用户响应的结果, 而非增加电负荷造成的风电消纳率的提高, 因此需要保证在一个调度周期内系统总电负荷保持不变, 即满足公式(5):

$$\sum_{\substack{t \in T \\ r \in R}} \Delta P_{L,r,e}^t = 0 \quad (5)$$

式中: R 为电负荷用户总数。

出于用户响应能力和防止电负荷峰谷倒置两方面的考虑, 用户在每个调度时段的电负荷响应量应该保持在一定的范围内, 即满足公式(6)。文献[19]指出, 总量约占峰荷 10%~15% 的响应负荷即可发挥需求响应的绝大部分效用, 本文取响应负荷为峰荷的 10%。

$$-\Delta P_{L,r,e}^{\max} \leq \Delta P_{L,r,e}^t \leq \Delta P_{L,r,e}^{\max} \quad (6)$$

式中: $\Delta P_{L,r,e}^{\max}$ 为各用户的电负荷响应上限。

在实行分时电价后, 每一时段的电价均应高于系统平均单位电能成本, 即满足公式(7):

$$p_e^t \geq \bar{p}_e \quad (7)$$

式中: \bar{p}_e 为系统平均单位电能成本。

2.2. 基于需求响应的热价响应模型

受分时电价对各电负荷用户用电行为影响的启发, 本文应用需求价格弹性理论建立了分时热价模型, 热力需求价格弹性反映了热量消费需求对热价变动的敏感程度, 可分为自弹性和交叉弹性。与电力需求价格弹性类似, 自弹性系数 μ_{ii} 用以衡量当前单时段热价变化对用热需求的影响, 即用户响应与该时段热价的关系, 如公式(8)所示。

$$\mu_{ii} = \frac{\Delta Q_h^i / Q_h^i}{\Delta p_h^i / p_h^i} \quad (8)$$

式中： ΔQ_h^i 为实行峰谷分时热价前后的 i 时段用户热负荷需求的变化值； Q_h^i 为未实施分时热价时 i 时段各用户的热负荷需求； Δp_h^i 为实施分时热价前后 i 时段的热价变化值； p_h^i 为未实施分时热价时 i 时段的原始热价。

交叉弹性系数 μ_{ij} 用以衡量多时段热价变化对多时段热负荷需求的影响，即当前时段热负荷响应与其他时段热价的关系，如公式(9)所示。

$$\mu_{ij} = \frac{\Delta Q_h^i / Q_h^i}{\Delta p_h^j / p_h^j} \quad (9)$$

式中： Δp_h^j 为实行分时热价前后 j 时段的热价变化值； p_h^j 为未实施分时热价时 j 时段的原始热价。

通过提高热负荷高峰时段的热价，降低低谷时段的热价来改变热负荷用户的用热行为。实施分时热价后，用户的热负荷响应如公式(10)所示：

$$\Delta P_{L,v,h}^t = P_{L,v,h}^{t0} \left[H(t,t) \cdot \frac{p_h^t - p_h^{t0}}{p_h^{t0}} + \sum_{\substack{t,g \in T \\ t \neq g}} H(t,g) \cdot \frac{p_h^g - p_h^{g0}}{p_h^{g0}} \right] \quad (10)$$

式中： $\Delta P_{L,v,h}^t$ 为各用户在 t 时段的热负荷响应； $P_{L,v,h}^{t0}$ 为未实施分时热价时各用户的热负荷需求； H 是由不同时段热力需求自弹性系数和交叉弹性系数构成的弹性系数矩阵； p_h^{t0} 和 p_h^t 分别为实施分时热价前后 t 时段的热价； p_h^{g0} 和 p_h^g 分别为实施分时热价前后 g 时段的热价。

同实施分时电价相同，在一个调度周期内，实施分时热价前后的热负荷总量应该保持不变，如公式(11)所示：

$$\sum_{\substack{t \in T \\ v \in V}} \Delta P_{L,v,h}^t = 0 \quad (11)$$

式中： V 为热负荷用户总数。

每一调度时段用户的热负荷响应量应该保持在一定的范围内，如公式(12)所示。公式(12)除考虑了用户的热负荷响应能力和防止热负荷峰谷倒置之外，还保证了热负荷用户在每一时段的热负荷需求均基本得到满足。本文取最大响应热负荷为峰荷的 8%。

$$-\Delta P_{L,v,h}^{\max} \leq \Delta P_{L,v,h}^t \leq \Delta P_{L,v,h}^{\max} \quad (12)$$

式中： $\Delta P_{L,v,h}^{\max}$ 为各用户的热负荷响应上限。

3. 计及需求响应的热电联合系统优化调度模型

3.1. 需求响应参与热电联合系统风电消纳的调度框架

需求响应可以灵活地响应系统运行要求，是目前消纳风电的一条有效途径。本节将介绍电、热需求响应参与热电联合系统风电消纳的调度框架，进而与后续调度模型结合，将需求侧资源与风电协调配合，统一优化发用电侧资源，提升风电的消纳能力。调度框架如图 2 所示，其中电网调度为本文的主要研究内容，即电网调度根据各参与方的上报信息，主要包括：火电机组(运行约束)、热电联产机组(运行约束)、风电场(风电预测信息)、电负荷用户(电负荷需求)、热负荷用户(热负荷需求)，并根据特定优化调度目标进行统一协调优化，分别向各方传达调度指令。

3.2. 计及需求响应的热电联合系统优化调度模型

本节在前述分析的基础上，考虑风电接入的影响，将电、热负荷需求响应融入传统热电联合系统经

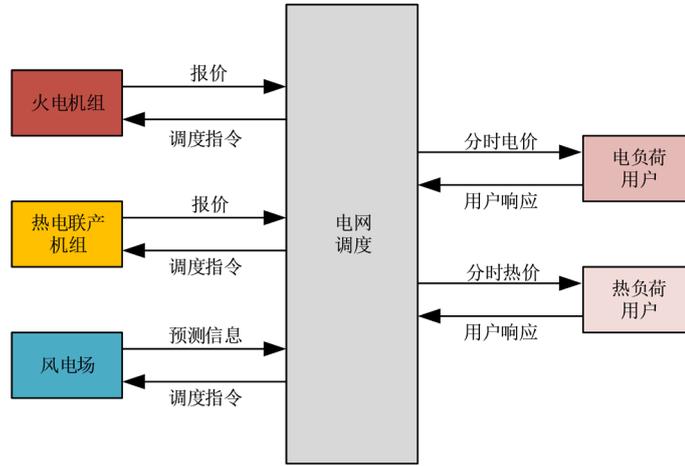


Figure 2. The dispatching framework of CHPS considering DR
图 2. 需求响应参与热电联合系统风电消纳的调度框架

济调度模型构建日前经济调度模型，其中分时电价和分时热价的制定参照欧洲分时电价运营规则，即采用固定时段划分，变动电价的形式。次日电价和次日热价会根据各方的上报信息于一个调度日之前制定并通知用户，方便用户根据电价和热价响调整次日的用电和用热行为。

3.2.1. 目标函数

为保证系统更好的经济性，目标函数为系统煤耗量最小，系统总煤耗量等于热电联产机组和传统火电机组的煤耗之和，如公式(13)所示。

$$\min F = \sum_{t=1}^T \left(\sum_{i=1}^N F_{CHP,i}^t + \sum_{j=1}^M F_{CON,j}^t \right) \Delta T \quad (13)$$

式中： F 为总煤耗量(t)； ΔT 为调度时段的时间间隔(h)； N 为热电联产机组数量； M 为纯凝火电机组数量； $F_{CHP,i}^t$ 为第 i 台热电联产机组在 t 时段的煤耗量(t/h)； $F_{CON,j}^t$ 为第 j 台纯凝火电机组在 t 时段的煤耗量(t/h)。

抽凝式热电联产机组运行煤耗量可表示为：

$$F_{CHP,i}^t = \alpha_i (P_{CHP,i,e}^t)^2 + \beta_i (P_{CHP,i,h}^t) + \gamma_i + \theta_i (P_{CHP,i,h}^t)^2 + \delta_i (P_{CHP,i,h}^t) + \xi_i P_{CHP,i,e}^t P_{CHP,i,h}^t \quad (14)$$

式中： α_i 、 β_i 、 γ_i 、 θ_i 、 δ_i 、 ξ_i 为热电联产机组 i 的运行成本系数； $P_{CHP,i,e}^t$ 为热电联产机组 i 在 t 时段的电出力(MW)； $P_{CHP,i,h}^t$ 为热电联产机组 i 在 t 时段的热出力(MW)。

传统纯凝式火电机组运行煤耗量：

$$F_{CON,j}^t = a_j (P_{CON,j,e}^t)^2 + b_j (P_{CON,j,e}^t) + c_j \quad (15)$$

式中： a_j 、 b_j 、 c_j 为火电机组 j 的运行成本系数； $P_{CON,j,e}^t$ 为火电机组 j 在 t 时段的电出力(MW)。

3.2.2. 约束条件

1) 功率平衡约束

为保证系统的频率稳定，电负荷应时刻保持平衡。

$$\sum_{i=1}^N P_{CON,i,e}^t + \sum_{j=1}^M P_{CHP,j,e}^t + \sum_{k=1}^S P_{WP,k,e}^t = P_{L,e}^t \quad (16)$$

式中: $P'_{WP,k,e}$ 为风电场 k 在 t 时段的电出力(MW); $P'_{L,e}$ 为 t 时段的电负荷需求(MW)。

2) 火电、热电和风电机组电出力约束

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},i,e}^{\min} \leq P'_{\text{CHP},i,e} \leq P_{\text{CHP},i,e}^{\max} \\ P_{\text{CON},j,e}^{\min} \leq P'_{\text{CON},j,e} \leq P_{\text{CON},j,e}^{\max} \\ P_{\text{WP},k,e}^{\min} \leq P'_{\text{WP},k,e} \leq P_{\text{WP},k,e}^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{\text{CHP},i,e}^{\max}$ 和 $P_{\text{CHP},i,e}^{\min}$ 分别为热电联产机组 i 的电出力上下限; $P_{\text{CON},j,e}^{\max}$ 和 $P_{\text{CON},j,e}^{\min}$ 分别为火电机组 j 的电出力上下限; $P_{\text{WP},k,e}^{\max}$ 和 $P_{\text{WP},k,e}^{\min}$ 分别为风电场 k 的电出力上下限。

3) 热电机组热出力约束

$$P_{\text{CHP},i,h}^{\min} \leq P'_{\text{CHP},i,h} \leq P_{\text{CHP},i,h}^{\max} \quad (18)$$

式中: $P_{\text{CHP},i,h}^{\max}$ 和 $P_{\text{CHP},i,h}^{\min}$ 分别为热电联产机组 i 的热出力上下限。

4) 热电联产机组热电耦合约束

$$C_{m,i} P'_{\text{CHP},i,h} + K_i \leq P'_{\text{CHP},i,e} \quad (19)$$

式中: $C_{m,i}$ 为热电联产机组 i 在背压工况下的热电比; K_i 为常数。

5) 爬坡速率约束

$$\begin{cases} -P_{\text{CHP},i,e}^{\text{down}} \Delta T \leq P'_{\text{CHP},i,e} - P_{\text{CHP},i,e}^{t-1} \leq P_{\text{CHP},i,e}^{\text{up}} \Delta T \\ -P_{\text{CON},j,e}^{\text{down}} \Delta T \leq P'_{\text{CON},j,e} - P_{\text{CON},j,e}^{t-1} \leq P_{\text{CON},j,e}^{\text{up}} \Delta T \\ -P_{\text{CHP},i,h}^{\text{down}} \Delta T \leq P'_{\text{CHP},i,h} - P_{\text{CHP},i,h}^{t-1} \leq P_{\text{CHP},i,h}^{\text{up}} \Delta T \end{cases} \quad (20)$$

式中: $P_{\text{CHP},i,e}^{\text{up}}$ 和 $P_{\text{CHP},i,e}^{\text{down}}$ 分别为热电联产机组 i 电出力爬坡上下限; $P_{\text{CON},j,e}^{\text{up}}$ 和 $P_{\text{CON},j,e}^{\text{down}}$ 分别为火电机组 j 电出力爬坡上下限; $P_{\text{CHP},i,h}^{\text{up}}$ 和 $P_{\text{CHP},i,h}^{\text{down}}$ 分别为热电联产机组 i 热出力爬坡上下限。

6) 热网储热约束

热网是一种特殊的储热装置, 供热管道内部的热媒存储着大量的能量, 为了使本文热网模型更接近热网储热的实际情况, 建立热网的储热模型约束如公式(21)和(22)所示。

$$P'_{S,h} = P_{S,h}^{t-1} + \sum_{j=1}^M P'_{\text{CHP},j,h} - P'_{L,h} \quad (21)$$

式中: $P'_{S,h}$ 为热网在 t 时段的储热量; $P_{S,h}^{t-1}$ 为热网在 $t-1$ 时段的储热量; $P'_{L,h}$ 为用户在 t 时段的热负荷需求。

$$P_{S,h}^{\min} \leq P'_{S,h} \leq P_{S,h}^{\max} \quad (22)$$

式中: $P_{S,h}^{\max}$ 和 $P_{S,h}^{\min}$ 分别为热网储热的上下限。

7) 需求响应约束

需求响应约束包括分时电价约束和分时热价约束, 如公式(2)至公式(12)所示。

4. 算例分析

算例系统如图 3 所示, 包含一座热电厂, 安装有两台热电联产机组; 一座火电厂, 安装有两台纯凝火电机组, 热电和火电总装机容量为 1000 MW, 风电场装机容量为 440 MW, 风电渗透率为 30.3%。电负荷、风电数据采用吉林省某地区 2017 年 1 月份连续七日实测平均值, 供热区域供暖面积为 7.12 mm², 调度时段时间间隔 ΔT 取 15 min。

各机组出力范围如表 1 所示。

热电联产机组经济运行参数如表 2 所示。

火电机组煤耗参数如表 3 所示。

4.1. 仿真分析

基于本文建立的调度策略，应用 YALMIP 优化工具箱对上述算例进行计算，结果如图 4~图 10 所示。

图 4 和图 5 分别为本文调度策略和传统调度策略下的电负荷曲线以及热负荷曲线。可以看出在调度模型中考虑分时电价和分时热价的作用后，用户对电价和热价的响应减小了电、热负荷的峰谷差。在电负荷和热负荷各自的高峰时段，负荷需求均有一定程度的降低；而在电负荷和热负荷各自的低谷时段，

Table 1. Electric and heat power output of each unit

表 1. 各机组出力范围

机组	装机容量(MW)	电出力调节范围(MW)	供热出力调节范围(MW)
CON1	200	[100, 250]	0
CON2	200	[100, 250]	0
CHP1	300	[150, 400]	[0, 500]
CHP2	300	[150, 400]	[0, 500]
风电	440	[0, 440]	0

Table 2. Economic operation parameters of CHP units

表 2. 热电联产机组经济运行参数

CHP	α	β	γ	θ	δ	ξ	C_m	K
1	7.60×10^{-5}	0.27	0.75	4.30×10^{-5}	0.20	1.14×10^{-4}	0.75	22.50
2	7.80×10^{-5}	0.20	0.75	5.20×10^{-5}	0.20	1.20×10^{-4}	0.75	22.50

Table 3. Coal consumption parameters of CON units

表 3. 火电机组煤耗参数

CON	a	b	c
1	7.20×10^{-5}	0.2292	14.618
2	7.10×10^{-5}	0.2705	11.537

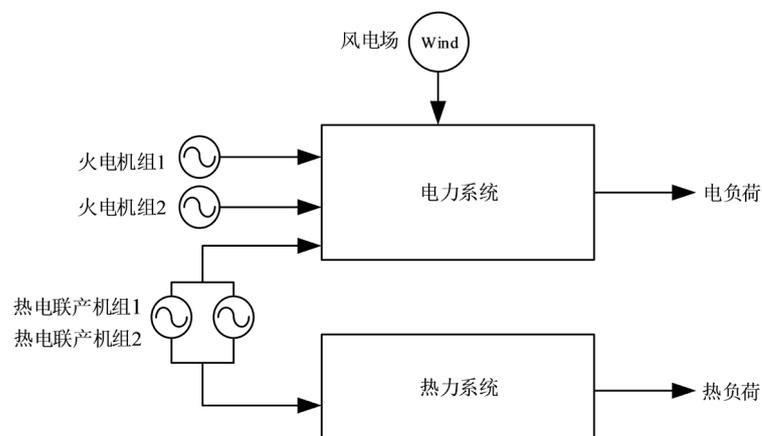


Figure 3. The sketch map of the simulation system

图 3. 热电联产系统示意图

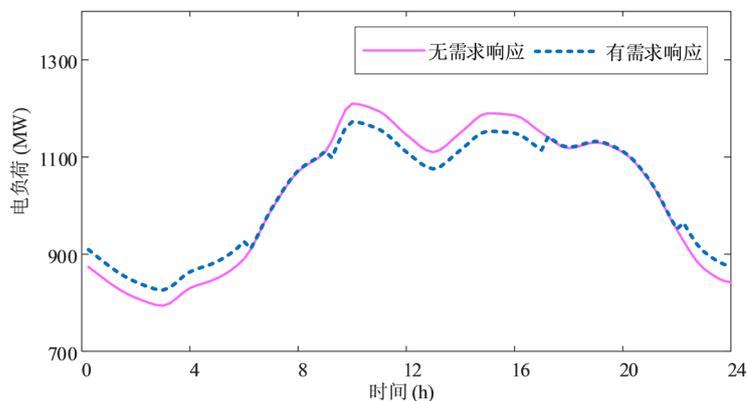


Figure 4. Electric load curves

图 4. 电负荷曲线

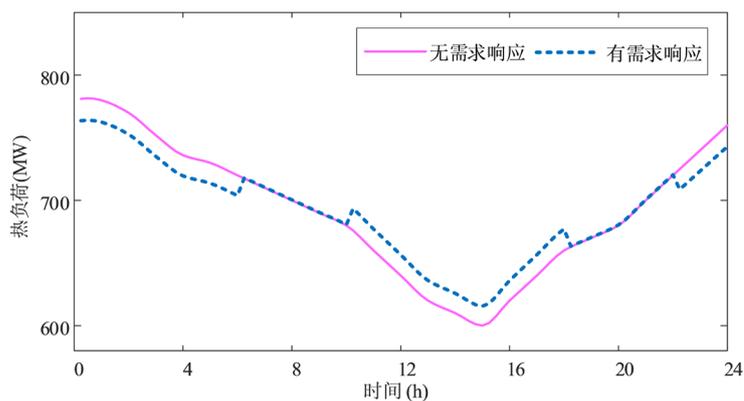


Figure 5. Heat load curves

图 5. 热负荷曲线

负荷需求均有一定程度的上升, 说明在分时电价和分时热价对于负荷曲线起到了“移峰填谷”的效用。特别是在电负荷的低谷时段, 用户通过对电价的响应增加了电负荷需求, 从而给予风电更大的上网空间, 可以有效地提高风电利用率。

图 6 和图 7 分别为各火电机组及热电机组在本文调度策略和传统调度策略下的电出力曲线。图 8 为热电联产机组的热出力曲线。由图分析可知, 在融入需求响应后, 热电联产机组在热负荷高峰时段电、热出力均降低, 而各机组电出力降低会给予风电更大的上网空间, 从而提高风电的消纳率。在将分时电价和分时热价应用于传统调度模型中后, 除了热电联产机组 1 在热负荷低谷时段的热出力有所增加外, 其他各机组的电出力和热出力均降低, 机组出力的降低自然也会降低整个系统的煤耗量, 从而降低生产成本。

综合分析图 4~图 8 可以看出, 在考虑分时电价和分时热价后, 风电的上网空间得到提升。风电上网空间的增加主要来自两个方面: 一方面来自于低谷时段电负荷的增加, 在需求响应的作用下, 用户调整了自身的用电行为, 将更多的电负荷转移到电价较低的时段, 而该时段恰好是风电资源最丰富的时段, 也是常规调度策略下弃风最为严重的调度时段, 此时增加电负荷给予了风电更多上网机会, 进而提高了风电的消纳率; 另一方面来自于热电机组出力的降低, 由于热负荷高峰和电负荷低谷在时段上是重合的, 在实施分时热价后, 热负荷高峰时段的热负荷需求有所降低, 热电机组的热出力随之降低, 同时热电机组的电出力也降低, 从而给予了风电上网的机会, 提高风电利用率。

图 9 给出了热电联合系统的风电消纳情况，相比于传统调度策略，本文提出的调度策略提高了电负荷低谷时段的风电出力，进而提高了热电联合系统的风电消纳能力。

4.2. 计及需求响应的热电联合系统优化调度策略优越性分析

本文提出的调度策略综合考虑了分时电价和分时热价，为分析本文调度策略的优越性，根据调度中是否考虑分时电价和分时热价可分为四种调度策略，其中传统调度策略未考虑分时电价和分时热价，对应策略 A，本文提出的调度策略对应策略 D。表 4 分别为各调度策略下的煤耗量、弃风电量和弃风率。

从表 4 可以看出，在实施分时电价和分时热价后，系统的煤耗量下降了 1.32%，这对于一个大规模电力系统而言将是一笔相当可观的成本节约；弃风率下降了 6.07%，在一定程度上增加了风电的上网空间。

图 10 为各调度策略下的弃风曲线。

分析表 4 和图 10 可知，相较于其他三种调度策略，本文提出的调度策略下煤耗量和弃风率都是最低的，说明本文提出的调度策略在降低生产成本和提高风电消纳能力两方面均有一定的作用。

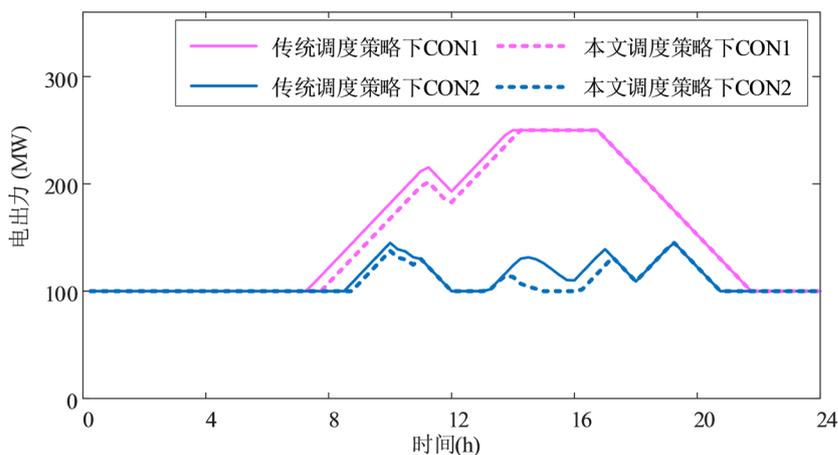


Figure 6. Electric power output curves of CON units

图 6. 火电机组电出力曲线

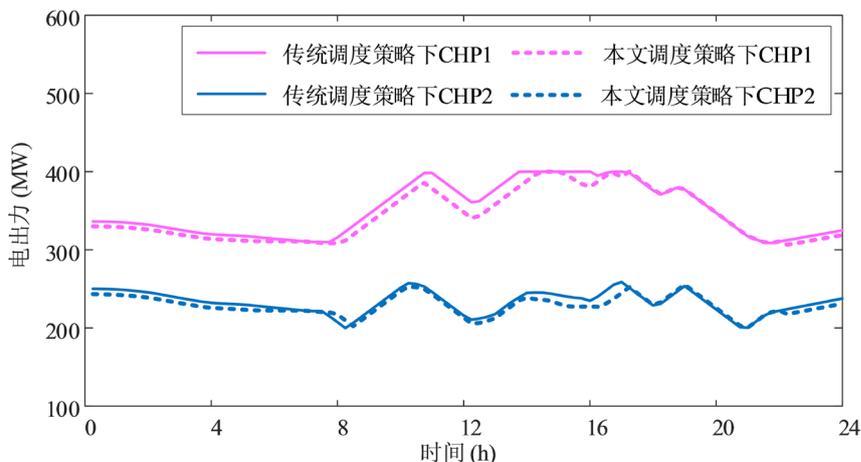


Figure 7. Electric power output curves of CHP units

图 7. 热电机组电出力曲线

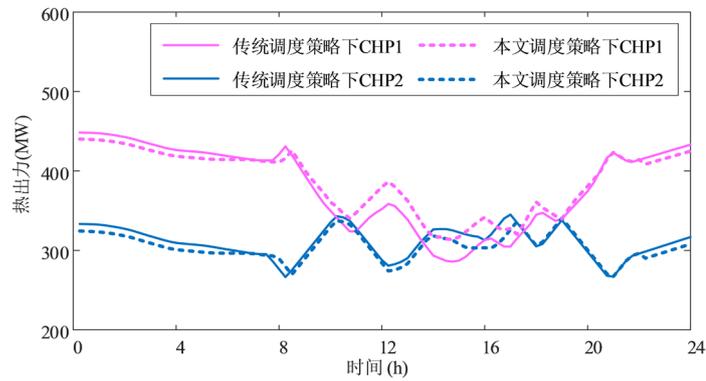


Figure 8. Heat power output curves of CHP units
图 8. 热电机组热出力曲线

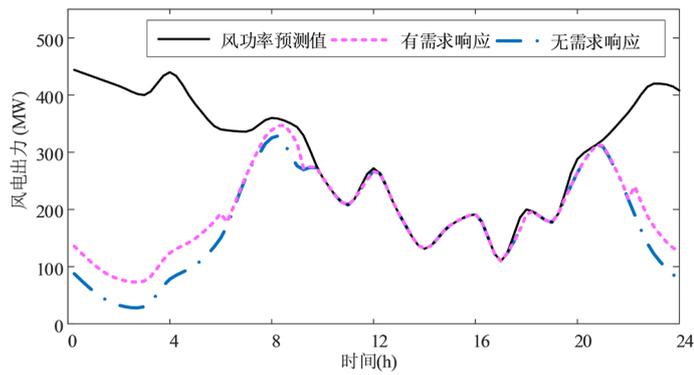


Figure 9. Electric power output curves of wind farm
图 9. 风电场出力曲线

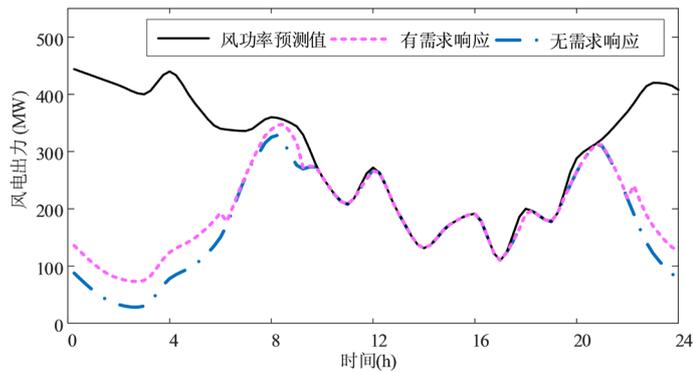


Figure 10. Wind power curtailment curves under 4 strategies
图 10. 4 种策略下的弃风曲线

Table 4. The quantity of coal consumption and wind power curtailment under 4 strategies
表 4. 4 种调度策略下的煤耗量、弃风电量及弃风率

调度策略	是否考虑分时电价	是否考虑分时热价	煤耗(t)	弃风电量(MWh)	弃风率
A	否	否	10,042.0	2975.8	43.04%
B	是	否	9948.9	2655.3	38.41%
C	否	是	10,008.0	2863.2	41.42%
D	是	是	9918.5	2555.8	36.97%

5. 结论

针对我国北方地区供暖季弃风严重的问题,建立了基于需求价格弹性的电负荷、热负荷响应模型,提出了计及需求响应的热电联合系统优化调度策略,并与传统调度策略进行对比,结合算例分析结果,得到以下结论:

1) 将电价和热价作为优化控制变量建立的电、热负荷需求响应模型能够改变用户的用电、用热行为,使得用户将自身的部分负荷需求调整到电价或者热价较低的时段,从而减小电、热负荷曲线的峰谷差。在需求响应的作用下,电价较低时段的电负荷得到增长,热价较高时段的热负荷需求降低,这就从增加电负荷和降低热电机出力两个角度增大了风电上网空间,能够有效提高系统的风电消纳能力。

2) 与其他3种调度策略比较,考虑电、热需求响应的热电联合系统调度策略降低了系统煤耗量,使得系统经济性更佳,这对热电联合调度具有较强的现实意义。

参考文献

- [1] Huang, A.Q., Crow, M.L., Heydt, G.T., et al. (2010) The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet. *Proceedings of the IEEE*, **99**, 133-148. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2081330>
- [2] Shao, C., Ding, Y., Wang, J., et al. (2017) Modeling and Integration of Flexible Demand in Heat and Electricity Integrated Energy System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, **99**, 361-370.
- [3] 徐涛. 2016 中国风电装机容量统计[J]. 风能产业, 2017(91): 44-52.
- [4] Sun, S., Liu, F., Xue, S., et al. (2015) Review on Wind Power Development in China: Current Situation and Improvement Strategies to Realize Future Development. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **45**, 589-599. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.02.018>
- [5] 夏云峰. 2016 年中国风电开发主要数据汇总[J]. 风能, 2017(4): 34-36.
- [6] Rong, S., Li, Z. and Li, W. (2015) Investigation of the Promotion of Wind Power Consumption Using the Thermal-Electric Decoupling Techniques. *Energies*, **8**, 8613-8629. <https://doi.org/10.3390/en8088613>
- [7] Chen, X., Kang, C., O'Malley, M., et al. (2015) Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications. *IEEE Transactions on Power Systems*, **30**, 1848-1857. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2356723>
- [8] Luo, G.L., Li, Y.L., Tang, W.J., et al. (2016) Wind Curtailment of China's Wind Power Operation: Evolution, Causes and Solutions. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, **53**, 1190-1201. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.075>
- [9] Chen, L., Xu, F., Wang, X., Yan, Y., Ding, M. and Huang, P. (2015) Implementation and Effect of Thermal Storage in Improving Wind Power Accommodation. *Proceedings of the CSEE*, **35**, 4283-4290.
- [10] 陈天佑. 基于储热的热电厂消纳风电方案研究[D]: [硕士学位论文]. 大连: 大连理工大学, 2014.
- [11] Fang, T. and Lahdelma, R. (2015) Optimization of Combined Heat and Power Production with Heat Storage Based on Sliding Time Window Method. *Applied Energy*, **162**, 723-732. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.135>
- [12] 李佳佳, 胡林献. 基于二级热网电锅炉调峰的消纳弃风方案研究[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3286-3291.
- [13] 荣爽. 促进供暖期风电消纳的多热源容量规划与协调调度策略[D]: [博士学位论文]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学电气工程系, 2016.
- [14] Wang, B., Liu, X. and Yang, L.I. (2013) Day-Ahead Generation Scheduling and Operation Simulation Considering Demand Response in Large-Capacity Wind Power Integrated Systems. *Proceedings of the CSEE*, **36**, 35-44.
- [15] Ai, X., Zhou, S. and Zhao, Y. (2016) Study on Time of Use Pricing of User Side Considering Wind Power Uncertainty. *Power System Technology*, **40**, 1529-1535.
- [16] Kirschen, D.S., Strbac, G., Cumperayot, P., et al. (2000) Factoring the Elasticity of Demand in Electricity Prices. *IEEE Transactions on Power Systems*, **15**, 612-617. <https://doi.org/10.1109/59.867149>
- [17] 丁伟, 袁家海, 胡兆光. 基于用户价格响应和满意度的峰谷分时电价决策模型[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(20): 10-14.
- [18] Stoft, S. (2002) Power System Economics: Designing Markets for Electricity. *Journal of Energy Reference*, **99**, 58-63.
- [19] Jin, S., Botterud, A. and Ryan, S. (2013) Impact of Demand Response on Thermal Generation Investment with High Wind Penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, **4**, 2374-2383. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2278882>

知网检索的两种方式：

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择：[ISSN]，输入期刊 ISSN：2161-8763，即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入，输入文章标题，即可查询

投稿请点击：<http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱：sg@hanspub.org