

考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应 协同的电热联合系统优化调度

朱伟业¹, 罗毅¹, 胡博², 罗桓桓², 张寅¹, 韩越¹, 汤木易¹, 童齐栋¹

(1. 华中科技大学电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430074; 2. 国网辽宁省电力有限公司, 辽宁 沈阳 110300)

摘要: 电热联合系统中电、热负荷在峰谷分布上存在互补特性, 考虑电、热负荷的互补特性实施电热联合系统优化运行可以有效增强系统调峰灵活性, 缓解电热强耦合造成的弃风。为此, 研究了考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度问题。阐述了电、热负荷协同促进风电消纳的机理。根据电、热负荷特性分别建立采暖建筑用户热负荷弹性模型以及分时电价需求侧响应模型, 并以此为基础建立电、热负荷协同响应模型。将负荷模型纳入调度模型, 构建考虑负荷协同优化的电热联合系统日前调度模型。算例分析表明, 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同可有效提升系统运行经济性并促进系统风电消纳。

关键词: 热负荷弹性; 分时电价需求侧响应; 电热联合系统; 风电消纳

Optimized combined heat and power dispatch considering the coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response

ZHU Weiye¹, LUO Yi¹, HU Bo², LUO Huanhuan², ZHANG Yin¹, HAN Yue¹, TANG MUYI¹, TONG Qidong¹

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China;
2. State Grid Liaoning Electric Power Co., Ltd., Shenyang 110300, China)

Abstract: Electrical and heat loads have complementary characteristics in the peak-valley distribution in combined heat and power systems. In optimal dispatch, these complementary characteristics can effectively enhance the peak load regulation and alleviate the wind power curtailment caused by the strong coupling in electricity and heat. Therefore, this paper studies the optimal dispatch of a combined heat and power system considering the coordination of heat load elasticity of heating buildings and the time-of-use electrical demand response. The synergistic promotion mechanism of wind power integration by electrical and heat loads is expounded. From the characteristics of heat and power loads, the heat elastic load model of heating building and the model of time-of-use demand response are established respectively. Then, the coordinated response model of the heat and power loads is established. Incorporating the multi-energy loads model, a day-ahead dispatch model of the combined heat and power system considering the coordination of loads is constructed. The analysis of the example shows that the coordination of heat load elasticity of heating building and time-of-use demand response can effectively improve the operational economy of the system and promote wind power accommodation.

This work is supported by the National Key Research and Development Program of China (No. 2017YFB0902100).

Key words: heat load elasticity; time-of-use demand response; combined heat and power system; wind power accommodation

0 引言

能源互联网的提出与发展为可再生能源的进一步消纳提供了新途径^[1-3], 在能源互联网框架下, 电网、热网、气网等多类型能源网络通过彼此联通与

支撑使传统的电力系统拓展成综合能源系统^[4-8]。电热联合系统作为综合能源系统的典型代表获得了广泛关注。

面对日益严峻的能源安全和环境污染问题, 全球已达成发展清洁可再生能源以优化能源结构的普遍共识^[9-14]: 一方面, 在清洁可再生能源中, 凭借成熟的技术与较低的发电成本, 风电在全球获得了

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2017YFB0902100)

快速发展并发挥了重要作用;另一方面,热电联产(Combined Heat and Power, CHP)凭借更高的能源利用效率迅速发展。在中国北方地区,其电源结构呈现高比例热电与高比例风电的特点,在供暖期,为满足供热要求,CHP机组按“以热定电”方式运行,导致其调节能力极大受限,加之风电出力本身具有反调峰特性,造成中国北方地区在供暖期出现了较为严峻的弃风问题^[15]。

针对北方供暖期的弃风问题,已有研究从多方面对电热联合系统调度问题展开工作,文献[16-18]在电热联合系统调度模型中考虑储热、电加热等辅助热源来实现电热解耦,提升电力系统调峰灵活性。其中,文献[16]构建了配置储热 CHP 机组与风电场联合运行的电热优化调度模型,仿真验证了储热可提升 CHP 机组调节能力。文献[17]在二级热网中配置电锅炉进行分布式调峰,构建了多时间尺度的电热联合滚动调度模型,在提升电力系统灵活性的同时解决了新能源的不确定问题。文献[19-22]利用热力系统动态特性来实现电热多能互补,促进电热联合系统协调运行。文献[19]采用节点法描绘热网水力-热力准动态特征,建立考虑热能传输特性的电热联合调度模型。以充分利用热网热特性促进多能协同。文献[20-22]则在联合优化模型中综合考虑了热网与热负荷的动态特性,仿真验证了所提模型可促进多能协调运行、提升运行经济性。以上研究对电热联合系统优化调度作出了重要贡献。

随着负荷侧智能量测设备引入,负荷侧广泛存在的灵活性资源受到研究人员的关注,负荷侧灵活性资源的引入可以有效增强系统的调峰能力。目前电热联合系统调度主要探究了单一能源的负荷参与与优化调度的场景,比如考虑热负荷参与系统优化^[20-21]或者考虑电负荷参与需求响应^[23]。而电热联合系统是多元系统,未有相关文献考虑多元负荷协同参与优化。电热联合系统中原始电、热负荷在峰谷分布上存在互补特性;且对于热负荷,采暖建筑热负荷用户分布广泛,同时由于热惯性,热负荷用能灵活性较强;而在电负荷侧,分时电价需求侧响应(Time-of-use Demand Response, TOU DR)等价格型需求响应已被证明其应用在负荷管理、电力系统调峰等方面的有效性^[24-26]。因此热负荷弹性与电力需求响应进行协同可有效增强系统调峰灵活性。

基于此,本文提出考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度模型,重点研究热负荷弹性与电力需求响应之间如何协同来促进系统风电消纳与运行经济性提升。本文首先分析了负荷侧采暖建筑用户热负荷弹

性与分时电价需求侧响应协同促进风电消纳的机制;接着构建了考虑热负荷弹性与电力需求响应协同的电热联合系统优化调度模型;进一步以参照中国北方地区实际装机比例情况设置的一个电热联合系统算例进行仿真,分析所提模型在促进风电消纳、提升系统经济性方面的效果,并对关键参数开展灵敏度分析。

1 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同促进风电消纳机制

风电短时间大规模接入、输电通道传输能力受限、灵活性资源不足是当前制约风电消纳的主要因素。为有效提升系统灵活性,考虑系统原始电、热负荷在时间分布上的互补性,通过采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同可促进风电消纳及系统优化运行。

图 1 给出了考虑热负荷弹性与电力需求响应协同的电热联合系统结构组成。

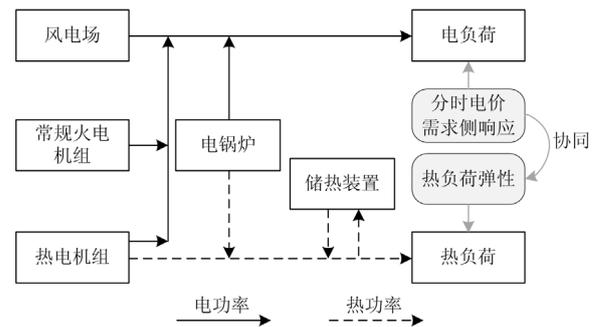


图 1 负荷侧灵活性资源协同参与的电热联合系统结构

Fig. 1 Structure of combined heat and power system with coordination of user-side flexibility resources

1.1 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同促进系统风电消纳原理

通过协同,一方面,系统热负荷“热能时移”与电负荷“电能时移”潜力效益得以有效挖掘,系统电热负荷曲线的峰谷分布优化且平整度提高,系统调峰压力减轻,从而系统因调峰能力不足而导致的弃风降低;另一方面,系统内 CHP 机组出力灵活调节能力提升,其可行出力范围拓展,从而系统因调峰能力不足而导致的弃风可有效减少。

1) 协同促进系统调峰压力降低

如图 2 所示,挖掘热负荷弹性可实现热负荷的“热能时移”,即系统在原始热负荷高峰时段的部分热负荷可转移到低谷时段,因此在原始热负荷高峰时段,CHP 机组“以热定电”的运行刚性限制有效解耦,系统风电消纳得以提升。电力需求侧响应引

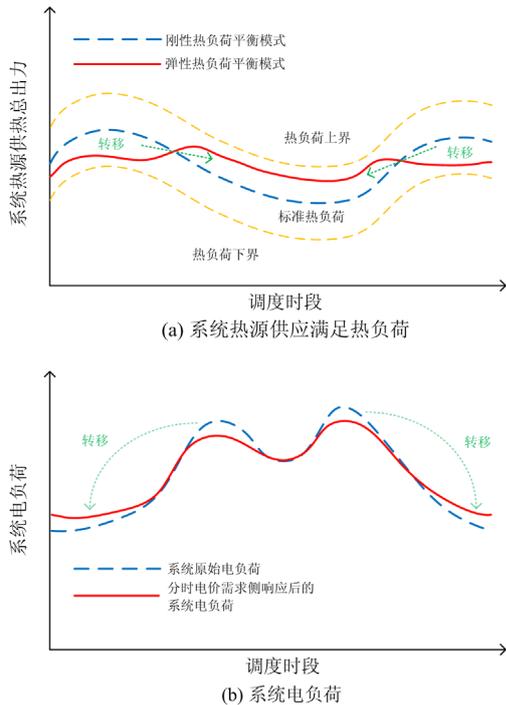


图 2 负荷侧灵活性资源协同促进系统负荷优化调峰结果
Fig. 2 Results of the optimized peak regulation of system load by coordination of user-side flexibility resources

入可使电负荷用户将其部分用电需求从峰荷时段转移到平、谷荷时段，即实现“电能时移”。系统电负荷曲线优化，其低谷时段电负荷增加且整体平稳性改善^[27-28]，进而系统电负荷调峰压力降低，风电消纳提高^[26]。

考虑系统原始电、热负荷时间分布上的峰谷互补特性，通过热负荷弹性与需求侧响应协同可增强热负荷“热能时移”同电负荷“电能时移”潜力的互补，从而可有效减少系统弃风。

(1) 系统原始标准热负荷的高峰时段同原始电负荷的低谷时段存在高契合度，故通过在谷电负荷时段利用需求侧响应提高电负荷，协同以利用热负荷弹性降低热源总供热出力，由此 CHP 机组电出力可降低，风电消纳可进一步提升。

(2) 系统原始标准热负荷的低谷时段同原始电负荷的高峰时段契合度高，故在峰电负荷时段利用需求侧响应减小电负荷，同时为保证热用户在调度周期内获热源供应的总热量一致，协同以利用热负荷弹性增加热源总供热出力，进而补偿系统在谷电负荷时段供应热量的降低。

(3) 在系统平电负荷时段，需求侧响应作用后系统的电负荷与响应前系统的原始电负荷基本重合，协同以利用热负荷弹性对应衔接系统在谷电负荷时段和峰电负荷时段热源总供热出力的变化调整。

2) 协同促进系统调节能力提升

图 3 对比了采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同前后抽汽式 CHP 机组调节能力的变化情况。ABCD 区域代表可行运行范围，其中，CD 为纯凝工况， $P_i^{chp,max}$ 与 $P_i^{chp,min}$ 为抽汽式 CHP 机组 i 在纯凝工况下的最大与最小电出力；CB 和 DA 分别为最大和最小进汽工况， c_i^v 代表抽汽式 CHP 机组 i 在进汽量不变情况下每多抽取单位供热量时机组发电功率的减少量；AB 为最小凝汽工况， c_i^m 代表抽汽式 CHP 机组 i 在最小凝汽工况下运行时机组电出力相对热出力的弹性系数。 $h_i^{chp,max}$ 和 0 分别代表抽汽式 CHP 机组的最大和最小热出力。

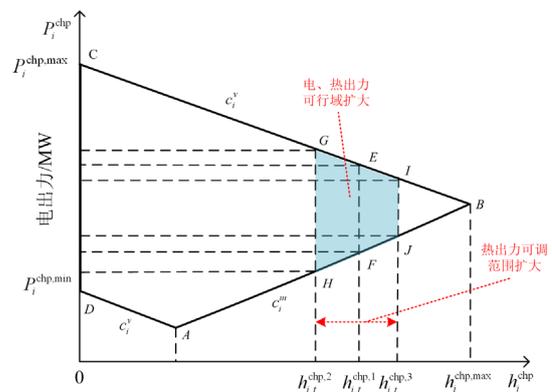


图 3 负荷侧灵活性资源协同促进 CHP 机组调节能力提升
Fig. 3 Improvement of the regulation capacity of CHP units by coordination of user-side flexibility resources

由图 3 可知，在引入热负荷弹性与需求侧响应协同前，各时刻抽汽式 CHP 机组的总热出力对应为固定值，以 t 时刻抽汽式 CHP 机组的总热出力在 $h_{i,t}^{chp,1}$ 水平条件下为例，此时 CHP 机组对应电、热出力可行调节范围是线段 E-F 对应的线型区间；而在用户热负荷弹性与需求侧响应协同后， t 时刻抽汽式 CHP 机组的热出力不再为固定数值 $h_{i,t}^{chp,1}$ ，而是介于 $h_{i,t}^{chp,2}$ 与 $h_{i,t}^{chp,3}$ 具有调节裕量的区间，对应抽汽式 CHP 机组电、热出力运行域由线段 E-F 对应的线型区间扩展成为多边形 G-H-J-I 对应区域，由此抽汽式 CHP 机组的调节灵活性得以提升，系统因调节能力不足而造成的弃风得以有效降低。

综合上述分析，通过采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同，一方面系统的电负荷“电能时移”潜力与热负荷“热能时移”潜力进一步得到有效挖掘，进而系统的电、热负荷调峰压力得到有效缓解；另一方面系统内 CHP 机组的调节能力得到有效增强。因此系统的风电消纳与运行优化均可得到进一步提升。

1.2 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同模型

1.2.1 采暖建筑用户热负荷弹性

对于弹性热负荷, 保证完整供热周期内的总功率恒定, 而在室内温度区间范围内根据系统调峰需求灵活供热, 可以充分挖掘其灵活性。

1) 热负荷热惯性模型

热能的传导特性使建筑物室内温度的耗散存在一定的过程, 即热负荷用能存在一定惯性, 本文采用文献[21]的离散化一阶惯性环节表示热负荷热惯性, 描述热负荷用户的室内温度与供热功率之间的多时段耦合关系, 如式(1)所示。

$$t_i^{\text{th,in}} = \alpha t_{i-1}^{\text{th,in}} + \beta h_i^{\text{ld,sp}} + \gamma t_i^{\text{th,out}} \quad (1)$$

式中: $t_i^{\text{th,in}}$ 、 $t_{i-1}^{\text{th,in}}$ 分别为热负荷 t 时刻和 $t-1$ 时刻的室内温度; $h_i^{\text{ld,sp}}$ 为热负荷 t 时刻的供热功率; $t_i^{\text{th,out}}$ 为 t 时刻室外温度; α 、 β 、 γ 为建筑物热特性参数, 具体含义见文献[21]。由式(1)可见, 热负荷的热功率与其室内温度存在时间耦合关系, 当室内温度允许在保证舒适的范围内波动时, 热功率拥有一定的灵活性。

利用热负荷室内温度惯性约束可计算热负荷的标准供热功率以及最低、最高供热功率。以 $t^{\text{th,in,st}}$ 、 $t^{\text{th,in,lb}}$ 及 $t^{\text{th,in,ub}}$ 分别表示热负荷标准室内温度、最低室内温度以及最高室内温度, 依据热惯性约束, 将室内温度维持在各基准温度, 如式(2)~式(4), 可获得在整个调度周期内系统标准供热功率 $h_i^{\text{ld,st}}$ 、最低供热功率 $h_i^{\text{ld,lb}}$ 及最高供热功率 $h_i^{\text{ld,ub}}$ 。

$$t_1^{\text{th,in}} = t_2^{\text{th,in}} = \dots = t_{N_T-1}^{\text{th,in}} = t_{N_T}^{\text{th,in}} = t^{\text{th,in,st}} \quad (2)$$

$$t_1^{\text{th,in}} = t_2^{\text{th,in}} = \dots = t_{N_T-1}^{\text{th,in}} = t_{N_T}^{\text{th,in}} = t^{\text{th,in,lb}} \quad (3)$$

$$t_1^{\text{th,in}} = t_2^{\text{th,in}} = \dots = t_{N_T-1}^{\text{th,in}} = t_{N_T}^{\text{th,in}} = t^{\text{th,in,ub}} \quad (4)$$

2) 考虑热负荷弹性的热功率平衡约束

不考虑热负荷弹性时, 热力系统供应标准热负荷, 以标准热负荷建立的热力系统功率平衡如式(5)所示。

$$h_i^{\text{ld,sp}} = \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{eb}}} h_{i,t}^{\text{eb}} = h_i^{\text{ld,st}} \quad (5)$$

式中: Ψ_{chp} 、 Ψ_{hs} 与 Ψ_{eb} 分别为 CHP 机组、储热装置与电加热的集合; $h_{i,t}^{\text{chp}}$ 、 $h_{i,t}^{\text{hs}}$ 与 $h_{i,t}^{\text{eb}}$ 分别代表 t 时刻 CHP 机组 i 、储热装置 i 与电加热装置 i 的热功率。各时刻标准热负荷是固定值, 热负荷的刚性约束将极大限制 CHP 机组出力的灵活性, 增加系统的调峰压力, 而考虑热负荷弹性则可以破除刚性约束。

考虑热负荷弹性时, 热力系统功率平衡如式(6)所示。

$$\begin{cases} h_i^{\text{ld,sp}} = \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{eb}}} h_{i,t}^{\text{eb}} \\ h_i^{\text{ld,lb}} \leq h_i^{\text{ld,sp}} \leq h_i^{\text{ld,ub}} \end{cases} \quad (6)$$

由式(6)可知, 考虑热负荷弹性时, 热负荷接受的热功率被允许在最低供热功率与最高供热功率之间变化, 破解了供热刚性约束, 系统则可在供热功率范围内根据调峰需求确定最合适的供热功率。

考虑热负荷弹性后, 在各时段, 系统热源供热出力在允许变动的热功率区间进行调整。为保证热用户的用能满足度, 在日前调度周期内, 热用户的热功率供应总量应与采用标准供热功率即不进行热功率调节情况下的总量相同, 需满足式(7)。

$$\sum_{t \in \Psi_T} \left(\sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{eb}}} h_{i,t}^{\text{eb}} \right) \Delta t = \sum_{t \in \Psi_T} h_i^{\text{st}} \Delta t \quad (7)$$

式中, Ψ_T 为调度周期集合。

1.2.2 分时电价需求侧响应

1) 电负荷需求响应模型

在分时电价需求响应中, 需求价格弹性系数是关键参数, 描述了参与需求响应的电负荷的电力需求对系统电价调整的灵敏度, 如式(8)所示。

$$e^{ij} = (\Delta P^{\text{ld},i} / P^{\text{ld},i,0}) / (\Delta \lambda^j / \lambda^{j,0}) \quad (8)$$

式中: e^{ij} 代表需求价格弹性系数; $P^{\text{ld},i,0}$ 、 $\lambda^{j,0}$ 分别表示 i 时刻参与需求响应的电负荷功率响应前的功率以及 j 时刻的电价; $\Delta P^{\text{ld},i}$ 、 $\Delta \lambda^j$ 分别表示 i 时刻需求响应电负荷的调整功率以及 j 时刻的系统电价变化量。根据负荷水平, 按调度周期将完整周期分为峰谷平三种时段, 3 个时段之间电负荷可以交叉响应, 可得到需求价格弹性系数矩阵如式(9)所示。

$$E = \begin{bmatrix} e^{\text{pp}} & e^{\text{pf}} & e^{\text{pv}} \\ e^{\text{fp}} & e^{\text{ff}} & e^{\text{fv}} \\ e^{\text{vp}} & e^{\text{vf}} & e^{\text{vv}} \end{bmatrix} \quad (9)$$

结合需求价格弹性系数定义及弹性系数矩阵, 电负荷的需求响应模型如式(10)所示。

$$\begin{bmatrix} P^{\text{ld,p}} \\ P^{\text{ld,f}} \\ P^{\text{ld,v}} \end{bmatrix} = \text{diag}(P^{\text{ld,p},0}, P^{\text{ld,f},0}, P^{\text{ld,v},0}) E \begin{bmatrix} \frac{\Delta \lambda^{\text{p}}}{\lambda^{\text{p},0}} \\ \frac{\Delta \lambda^{\text{f}}}{\lambda^{\text{f},0}} \\ \frac{\Delta \lambda^{\text{v}}}{\lambda^{\text{v},0}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} P^{\text{ld,p},0} \\ P^{\text{ld,f},0} \\ P^{\text{ld,v},0} \end{bmatrix} \quad (10)$$

式中: $P^{\text{ld,p},0}$ 、 $P^{\text{ld,f},0}$ 、 $P^{\text{ld,v},0}$ 与 $P^{\text{ld,p}}$ 、 $P^{\text{ld,f}}$ 、 $P^{\text{ld,v}}$ 分别为在峰、平、谷荷时段参与响应的电负荷响应前后的功率; $\lambda^{\text{p},0}$ 、 $\lambda^{\text{f},0}$ 、 $\lambda^{\text{v},0}$ 分别为需求响应前系统

峰、平、谷时段电价, 通常均为基本电价 λ^0 ; $\Delta\lambda^p$ 、 $\Delta\lambda^f$ 、 $\Delta\lambda^v$ 分别为需求响应峰、平、谷电价变化值。

2) 需求响应负荷用能满意度约束

用户参与需求响应后, 在基本负荷基础上用能进行了较大调整, 用户自身对于用能方式的满意度可能会发生改变。同时, 用户根据能量价格调整功率, 享受时序价格带来的用能支出降低, 用户用能成本满意度一般会得到提高。需求响应模型中, 需保证用户的用能方式满意度与用能成本满意度, 参考文献[27]将满意度约束表示为式(11)、式(12)所示。

$$\chi = 1 - \frac{\sum_{t \in \mathcal{V}_T} |\Delta P_t^{\text{ld}}|}{\sum_{t \in \mathcal{V}_T} P_t^{\text{ld},0}} \geq \chi^{\min} \quad (11)$$

$$\varepsilon = 1 + \frac{\sum_{t \in \mathcal{V}_T} (P_t^{\text{ld},0} \cdot \lambda_t^0) - \sum_{t \in \mathcal{V}_T} (P_t^{\text{ld}} \cdot \lambda_t)}{\sum_{t \in \mathcal{V}_T} (P_t^{\text{ld},0} \cdot \lambda_t^0)} \geq \varepsilon^{\min} \quad (12)$$

式中: χ 、 ε 分别为电负荷用电方式满意度和用电成本满意度; ΔP_t^{ld} 为 t 时刻电负荷响应的功率调整量; $P_t^{\text{ld},0}$ 为 t 时刻电负荷响应前的功率; P_t^{ld} 为 t 时刻电负荷响应后的功率; χ^{\min} 、 ε^{\min} 分别为需求响应电负荷用电方式满意度与用电成本满意度下限; λ_t^0 与 λ_t 为实施需求响应前后 t 时刻的系统电价。

3) 需求响应电价变化率约束

对于分时电价需求响应, 不同的峰、谷电价水平会对电负荷的调峰结果产生影响, 进而对系统机组的出力、备用配置造成影响。故本文通过允许峰、谷电负荷时段的电价变化率作为优化变量一起参与优化问题求解, 从而将分时电价需求响应应用到优化调度模型中, 也可进一步挖掘其与采暖建筑用户热负荷弹性相协同的潜力。而电价变化率需满足上下限约束式(13)、式(14)。

$$\omega^{\text{p,lb}} \leq \omega^{\text{p}} = \Delta\lambda^{\text{p}} / \lambda^{\text{p},0} \leq \omega^{\text{p,ub}} \quad (13)$$

$$\omega^{\text{v,lb}} \leq \omega^{\text{v}} = \Delta\lambda^{\text{v}} / \lambda^{\text{v},0} \leq \omega^{\text{v,ub}} \quad (14)$$

式中: ω^{p} 为峰荷时段电价变化率; $\omega^{\text{p,ub}}$ 、 $\omega^{\text{p,lb}}$ 分别为其上下限; $\Delta\lambda^{\text{p}}$ 为实施需求响应后峰荷时段系统的电价调整; ω^{v} 为谷荷时段电价变化率; $\omega^{\text{v,ub}}$ 、 $\omega^{\text{v,lb}}$ 分别其上下限; $\Delta\lambda^{\text{v}}$ 为实施需求响应谷荷时段系统的电价调整。

1.2.3 弹性热负荷与电力需求响应协同模型

根据电、热负荷特性, 可总结出在系统调峰需求下弹性热负荷与电力需求响应的一般协同模式。

1) 在谷荷时段, 系统供热功率应在标准供热功率以及最低供热功率之间合理优化。

$$\begin{cases} h_t^{\text{ld,sp}} = \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{cb}}} h_{i,t}^{\text{cb}} \\ h_t^{\text{ld,lb}} \leq h_t^{\text{ld,sp}} \leq h_t^{\text{ld,st}} \end{cases} \quad (15)$$

2) 在峰荷时段, 系统供热功率应在标准供热功率以及最高供热功率之间合理优化。

$$\begin{cases} h_t^{\text{ld,sp}} = \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{cb}}} h_{i,t}^{\text{cb}} \\ h_t^{\text{ld,st}} \leq h_t^{\text{ld,sp}} \leq h_t^{\text{ld,ub}} \end{cases} \quad (16)$$

3) 在平荷时段, 为对接峰荷时刻与谷荷时刻供热出力, 系统供热功率可在最低供热功率以及最高供热功率之间合理优化。

$$\begin{cases} h_t^{\text{ld,sp}} = \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{chp}}} h_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{hs}}} h_{i,t}^{\text{hs}} + \sum_{i \in \mathcal{V}_{\text{cb}}} h_{i,t}^{\text{cb}} \\ h_t^{\text{ld,lb}} \leq h_t^{\text{ld,sp}} \leq h_t^{\text{ld,ub}} \end{cases} \quad (17)$$

2 考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度模型

负荷侧热负荷弹性与电力需求侧响应协同可有效促进风电消纳, 基于此构建考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度模型并进行研究。

2.1 目标函数

1) 综合目标函数

为保证系统经济运行与促进弃风降低, 电热联合系统的优化调度是一个多目标优化问题, 本文采用对多目标问题的一般处理方法, 即线性加权的方式, 将多目标问题转成单目标问题, 构建如式(18)所示的目标函数。

$$\min F = \min(R_1 F_1 + R_2 F_2) \quad (18)$$

式中: F_1 为系统运行成本; F_2 为弃风成本; R_1 和 R_2 分别为系统经济目标和风电消纳目标的权重, 满足式(19)。

$$\begin{cases} R_1 + R_2 = 1 \\ 0 \leq R_1 \leq 1 \\ 0 \leq R_2 \leq 1 \end{cases} \quad (19)$$

在单目标优化中, 各部分权重的选取体现了优化模型的侧重, 本文认为经济与弃风目标地位一致, 将两部分的权重均设为 0.5。下面将具体阐述目标函数中的经济目标与风电消纳目标。

2) 经济调度目标

经济调度以系统耗量成本最小为优化目标, 电热联合系统中的主要产能设备为纯凝火电机组与 CHP 机组。

$$\min F_1 = F^{\text{con}} + F^{\text{chp}} \quad (20)$$

式中, F^{con} 、 F^{chp} 分别为火电机组和 CHP 机组耗量成本。

火电机组的耗量成本一般采用二次函数表示, 如式(21)所示。

$$F^{\text{con}} = \sum_{t \in \Psi_T} \sum_{i \in \Psi_{\text{con}}} \Delta t [a_i (P_{i,t}^{\text{con}})^2 + b_i P_{i,t}^{\text{con}} + c_i] \quad (21)$$

式中: Δt 为每调度周期时长; Ψ_{con} 代表系统火电机组集合; $P_{i,t}^{\text{con}}$ 代表 t 时刻火电机组 i 的电功率; a_i 、 b_i 、 c_i 为火电机组 i 的成本系数。

背压式 CHP 机组的耗量成本函数与常规火电机组类似, 不再列出。抽汽式 CHP 机组的耗量成本如式(22)所示。

$$F^{\text{chp}} = \sum_{t \in \Psi_T} \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} \Delta t \left[\begin{array}{l} a_i (P_{i,t}^{\text{chp}})^2 + b_i (P_{i,t}^{\text{chp}}) + \\ c_i (h_{i,t}^{\text{chp}})^2 + d_i h_{i,t}^{\text{chp}} + \\ e_i P_{i,t}^{\text{chp}} h_{i,t}^{\text{chp}} + f_i \end{array} \right] \quad (22)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{chp}}$ 、 $h_{i,t}^{\text{chp}}$ 分别为 t 时刻抽汽式 CHP 机组 i 的电、热功率; a_i 、 b_i 、 c_i 、 d_i 、 e_i 、 f_i 分别为抽汽式 CHP 机组 i 的成本系数。

3) 风电消纳目标

风电消纳目标一般采用式(23)所示的系统弃风惩罚最小表示。

$$\min F_2 = \sum_{t \in \Psi_T} \sum_{i \in \Psi_{\text{wind}}} \Delta t [\phi_i (P_{i,t}^{\text{w},f} - P_{i,t}^{\text{w}})] \quad (23)$$

式中: Ψ_{wind} 为系统风电场集合; ϕ_i 为弃风惩罚系数; $P_{i,t}^{\text{w},f}$ 为 t 时刻风电场 i 的预测出力; $P_{i,t}^{\text{w}}$ 为 t 时刻风电场 i 的实际功率。

2.2 约束条件

本文所述的电热联合优化模型包含以下约束。

1) 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同约束

热负荷弹性和电力需求响应是本文的重点研究对象, 其模型约束包括弹性热负荷与电力需求响应协同模型, 如式(15)~式(17)所示; 电力需求响应用户满意度约束, 如式(11)、式(12)所示; 电力需求响应电价变化率约束, 如式(13)、式(14)所示; 弹性热负荷供热功率总量守恒约束, 如式(7)所示。

2) 电功率平衡约束

$$\left(\begin{array}{l} \sum_{i \in \Psi_{\text{con}}} P_{i,t}^{\text{con}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} P_{i,t}^{\text{chp}} + \\ \sum_{i \in \Psi_{\text{wind}}} P_{i,t}^{\text{w}} \end{array} \right) = \sum_{i \in \Psi_{\text{ld}}} P_{i,t}^{\text{ld}} + \sum_{i \in \Psi_{\text{eb}}} P_{i,t}^{\text{eb}} \quad (24)$$

式中: Ψ_{ld}^e 为系统电负荷集合; Ψ_{eb} 为电加热装置集合; $P_{i,t}^{\text{ld}}$ 为 t 时刻参与需求响应的电负荷 i 的功率, 本文假设需求响应电负荷在峰、平、谷时段的功

率调整比例一致^[24]; $P_{i,t}^{\text{eb}}$ 为 t 时刻电加热装置 i 的电功率。

3) 抽汽式 CHP 机组运行约束

CHP 机组电热出力存在强耦合关系, 抽汽式 CHP 机组的电热功率约束如式(25)所示, 爬坡率约束如式(26)、式(27)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq h_{i,t}^{\text{chp}} \leq h_{i,t}^{\text{chp,max}} \\ P_{i,t}^{\text{chp,lb}} \leq P_{i,t}^{\text{chp}} \leq P_{i,t}^{\text{chp,ub}} \\ P_{i,t}^{\text{chp,lb}} = \max \{ P_{i,t}^{\text{chp,min}} - c_i^y h_{i,t}^{\text{chp}}, K_i + c_i^m h_{i,t}^{\text{chp}} \} \\ P_{i,t}^{\text{chp,ub}} = P_{i,t}^{\text{chp,max}} - c_i^y h_{i,t}^{\text{chp}} \end{cases} \quad (25)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{chp}} - P_{i,t-1}^{\text{chp}} \leq \Delta t \cdot UP_i^{\text{chp}} \\ P_{i,t-1}^{\text{chp}} - P_{i,t}^{\text{chp}} \leq \Delta t \cdot DP_i^{\text{chp}} \end{cases} \quad (26)$$

$$\begin{cases} h_{i,t}^{\text{chp}} - h_{i,t-1}^{\text{chp}} \leq \Delta t \cdot Uh_i^{\text{chp}} \\ h_{i,t-1}^{\text{chp}} - h_{i,t}^{\text{chp}} \leq \Delta t \cdot Dh_i^{\text{chp}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: K_i 为抽汽式 CHP 机组 i 的电热运行域系数; UP_i^{chp} 、 DP_i^{chp} 分别为抽汽式 CHP 机组 i 的电功率最大上、下爬坡速率; Uh_i^{chp} 、 Dh_i^{chp} 分别为抽汽式 CHP 机组 i 的热功率最大上下爬坡速率。

4) 火电机组运行约束

火电机组的运行约束包含电出力上下限约束式(28)以及爬坡约束式(29)。

$$P_{i,t}^{\text{con,lb}} \leq P_{i,t}^{\text{con}} \leq P_{i,t}^{\text{con,ub}} \quad (28)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{con}} - P_{i,t-1}^{\text{con}} \leq \Delta t \cdot UP_i^{\text{con}} \\ P_{i,t-1}^{\text{con}} - P_{i,t}^{\text{con}} \leq \Delta t \cdot DP_i^{\text{con}} \end{cases} \quad (29)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{con,lb}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{con,ub}}$ 分别为火电机组 i 的电功率下限和上限; UP_i^{con} 、 DP_i^{con} 分别为火电机组 i 电功率的最大上下爬坡速率。

5) 风电场电出力约束

风电功率不得超过预测出力, 如式(30)所示。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{w}} \leq P_{i,t}^{\text{w},f} \quad (30)$$

6) 系统旋转备用约束

为应对广泛存在不确定因素, 系统需保持一定的备用功率。

$$\left[\begin{array}{l} \sum_{i \in \Psi_{\text{con}}} \min(\Delta t \cdot UP_i, P_{i,t}^{\text{ub}} - P_{i,t}) + \\ \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} \min(\Delta t \cdot UP_i, P_{i,t}^{\text{ub}} - P_{i,t}) \end{array} \right] \geq P_{\text{sr}} \quad (31)$$

$$\left[\begin{array}{l} \sum_{i \in \Psi_{\text{con}}} \min(\Delta t \cdot DP_i, P_{i,t} - P_{i,t}^{\text{lb}}) + \\ \sum_{i \in \Psi_{\text{chp}}} \min(\Delta t \cdot DP_i, P_{i,t} - P_{i,t}^{\text{lb}}) \end{array} \right] \geq P_{\text{sr}} \quad (32)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{ub}}$ 和 $P_{i,t}^{\text{lb}}$ 分别为 t 时刻机组 i 电功率上下限;

UP_i 和 DP_i 分别为机组 i 电功率最大上下爬坡速率;
 P_{sr} 为电力系统旋转备用下限。

7) 支路电功率传输约束

$$P_l^{\min} \leq \sum_{j \in \Psi_{bus}^c} S_{l,j} P_{j,t}^{\text{net,injet}} \leq P_l^{\max} \quad (33)$$

$$P_{j,t}^{\text{net,injet}} = \sum_{i \in \Psi_{con}^j} P_{i,t}^{\text{con}} + \sum_{i \in \Psi_{chp}^j} P_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i \in \Psi_{wind}^j} P_{i,t}^w - \sum_{i \in \Psi_{ld}^{s,j}} P_{i,t}^{\text{ld}} - \sum_{i \in \Psi_{eb}^j} P_{i,t}^{\text{eb}} \quad (34)$$

式中： Ψ_{bus}^c 为电网节点集合； $S_{l,j}$ 为节点 j 的注入功率对支路 l 功率的灵敏度因子； $P_{j,t}^{\text{net,injet}}$ 为 t 时刻节点 j 的注入电功率； P_l^{\max} 、 P_l^{\min} 分别为支路 l 传输功率上、下限； Ψ_{con}^j 、 Ψ_{chp}^j 、 Ψ_{wind}^j 、 $\Psi_{ld}^{s,j}$ 与 Ψ_{eb}^j 分别为与节点 j 关联的火电机组、CHP机组、风电场、电负荷与电加热装置集合。

本文强调通过负荷侧资源提升系统灵活性，储热装置模型与电加热装置模型不再具体列出，可参考文献[18]。需要说明的是，本文着重以多能负荷的灵活性来促进电力系统灵活性，因此未考虑热力系统热网模型等。

3 算例分析

3.1 算例参数设置

本文算例由改进 IEEE10 机 39 节点电力系统和一个热力系统构成。系统包含 6 个火电厂、2 个热电厂和 2 个风电场，火电机组、热电厂分别参考文献[30]与文献[31]。需求响应参数参考文献[26]。系统旋转备用下限为预测风电的 2%与电负荷功率的 5%之和。图 4 为电、热负荷与风电出力预测曲线。建筑热特性参数参考文献[21, 32]。室外温度参考文献[33]，其他参数见表 1。采用 Matlab/yalmip 中 ipopt 求解器对上述优化模型进行求解[34-36]。

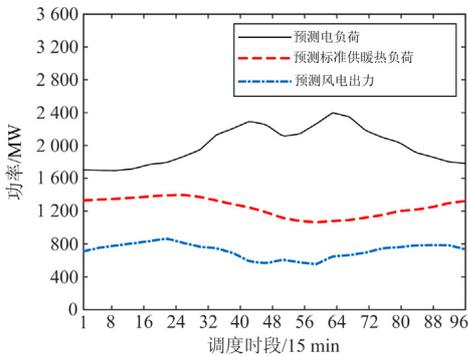


图 4 系统预测电负荷、预测标准供暖热负荷与预测风电出力曲线

Fig. 4 Profiles of the predicted electric load, standard heat load and wind power output

表 1 算例系统参数

Table 1 Parameters of case study

煤价/ (美元/吨)	弃风惩罚/ (美元/MWh)	供暖面积/ m ²	温度波动/ ℃	需求响应负荷 比例
86	50	1.8×10 ⁷	20±2	0.3

3.2 场景对比分析

研究对 3 类场景进行分析，具体设置如下：

case1，负荷采用传统固定负荷模型，不考虑电、热负荷协同；case2，负荷侧仅考虑采暖建筑用户热负荷弹性；case3，负荷侧考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应相协同。3 类场景下的系统调度结果以及风电消纳状况如表 2 和图 5 所示。

相比场景 1，场景 2 系统的弃风率从 19.75%降低至 17.13%，系统的运行燃料成本从 100.72 万美元下降至 99.88 万美元，其原因为场景 2 在场景 1 的基础上进一步对采暖建筑用户的热负荷弹性调节潜力进行了挖掘。在场景 2 基础上，场景 3 进一步在负荷侧引入分时电价需求侧响应，相比场景 2，场景 3 系统的弃风率由 17.13%进一步降低至 13.29%，系统的运行燃料成本由 99.88 万美元进一步降低至 99.21 万美元，即场景 3 的风电消纳和运行经济性均得到进一步提升。分析可知，负荷侧采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同可有效释放系统的灵活调节能力，进而系统风电消纳和运行经济性均得到有效提升。

表 2 3 类场景调度结果综合对比

Table 2 Dispatch results comparison of three cases

场景	运行燃料成本/ 万美元	弃风惩罚/ 万美元	弃风比例/ %
case1	100.72	17.06	19.75
case2	99.88	14.79	17.13
case3	99.21	11.48	13.29

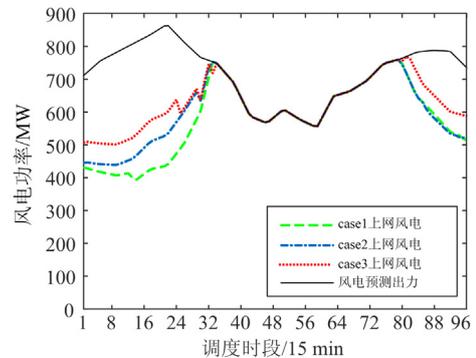


图 5 3 类场景的风电消纳情况对比结果

Fig. 5 Wind power accommodation result comparison under three cases

3.3 采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同优化结果

为进一步对采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同机制进行分析, 场景 1 与场景 3 两类场景条件下的热负荷平衡情况、电负荷调峰情况与 CHP 机组热出力情况分别如图 6—图 8 所示。

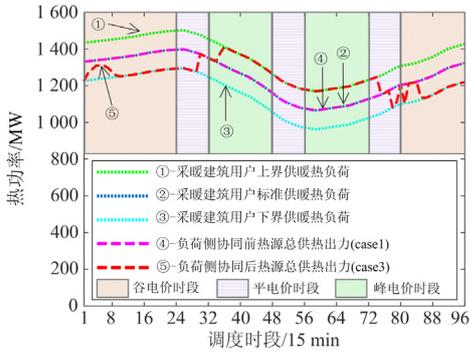


图 6 case1 与 case3 两类场景下的热功率平衡情况

Fig. 6 Heat power balancing curve under case1 and case3

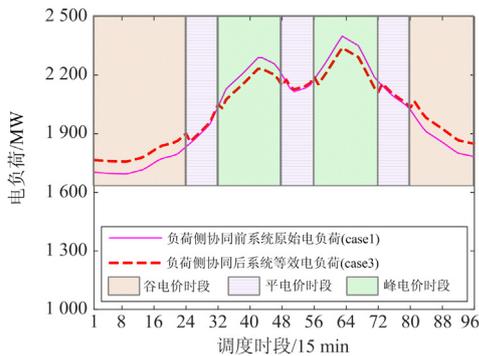


图 7 case1 与 case3 两类场景下的电负荷

Fig. 7 Electric power load curve under case1 and case3

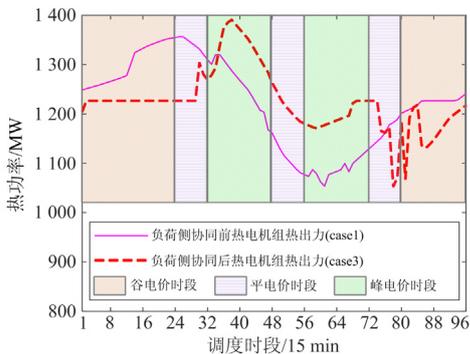


图 8 case1 与 case3 两类场景下的系统 CHP 机组热出力

Fig. 8 Heat power output of CHP units under case1 and case3

在系统谷荷时段, 系统电负荷较小, 而标准供暖热负荷处于高峰, 如图 7 所示, 电力需求侧响应

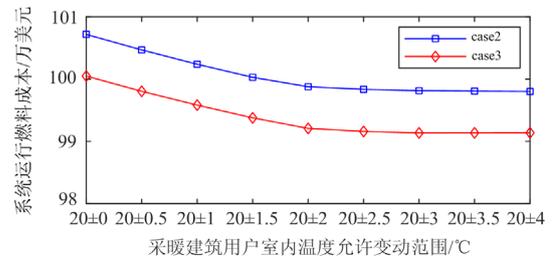
作用后系统等效电负荷得到有效提高, 对应为系统风电消纳腾出增量空间, 与此协同, 热负荷弹性作用后系统热源总供热出力在允许变动范围内降低, 并介于最低与标准供热功率之间, 具体如图 6 所示。图 8 表明通过协同系统主体热源 CHP 机组的热出力有效降低, 由此 CHP 机组最低强迫电出力也可有效降低, 从而系统风电消纳可得进一步提升。

在系统峰荷时段, 系统电负荷最大, 而标准供暖热负荷处于低谷, 如图 7 所示, 电力需求侧响应作用后系统等效电负荷有效降低, 与此协同, 热负荷弹性作用后系统热源总供热出力在允许变动范围内相应提高, 并介于标准与最大供热功率之间, 具体如图 6 所示。图 8 显示通过协同系统内主体热源 CHP 机组的热出力有效提高, 系统于谷荷时段减少供应的热负荷供热量得以补偿。

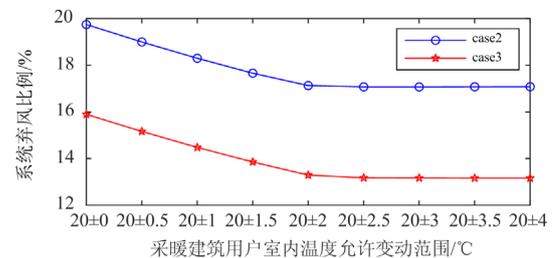
在系统平荷时段, 如图 7 所示, 需求侧响应作用后系统的等效电负荷与响应前系统的原始电负荷基本一致, 与此协同, 热负荷弹性作用后系统热源总供热出力介于最低与最大供热功率之间, 主要实现峰、谷荷时段热源总供热出力的过渡衔接, 具体如图 6 所示。

3.4 不同热负荷弹性水平条件下的结果对比

针对于 case2 与 case3 两类场景, 分别将室内温度允许变动区间范围设置在不同水平, 以此研究在不同热负荷弹性水平下系统的风电消纳与经济运行情况, 结果如图 9 所示。



(a) 系统运行燃料成本



(b) 系统弃风比例

图 9 不同采暖建筑用户室内温度允许变动范围条件下的系统运行经济性与弃风情况对比

Fig. 9 System operation economy and curtailed wind power under different indoor temperature ranges of heating building

分析结果表明,在 case2 与 case3 两类场景下,随着室内温度允许变动范围从 $20\pm 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 扩大至 $20\pm 4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($20\pm 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 代表室内温度维持在 $20\text{ }^{\circ}\text{C}$),系统运行燃料成本分别从 100.72 万美元、100.05 万美元减低至 99.80 万美元、99.14 万美元;系统弃风比例分别从 19.75%、15.90% 减低至 17.08%、13.16%。这表明室内温度允许变动范围的扩大可提升系统的风电消纳及运行经济性。但随着室内温度允许变动范围持续放宽,系统运行燃料成本和弃风比例降低的速度放缓。分析其原因,室内温度允许变动范围的放宽可以有效解耦热发电机组的电、热出力刚性约束,从而对风电消纳及运行燃料成本降低起到促进作用。但随着室内温度允许变动范围进一步放宽,系统内机组(重点针对抽汽式 CHP 机组)的调节、备用能力以及可进一步挖掘的潜力将对应降低。

3.5 不同分时电价需求侧响应水平条件下的结果对比

针对 case3,需求响应电负荷用户用电方式满意度及用电成本满意度下限设置为 0.85 和 1,改变峰、谷电负荷时段电价相对平电负荷时段电价最大允许的上、下调整比例,研究不同分时电价需求侧响应水平对系统调度的影响,结果如图 10、图 11 所示。

分析图 10 所得结果,随着系统峰、谷电价相对于平电价最大允许上、下调整比例区间范围的增大,case3 场景下系统的燃料成本与弃风均相应随之下降。随着系统峰、谷时段电价相对平时段电价最大

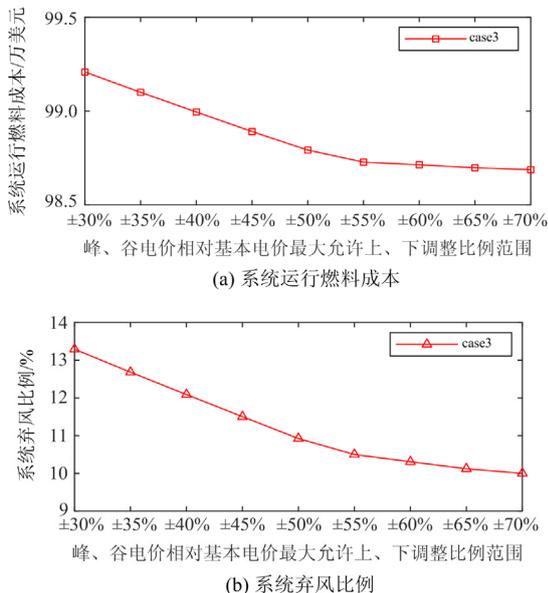


图 10 不同分时电价允许变动范围条件下的系统运行经济性与弃风情况对比结果

Fig. 10 System operation economy and curtailed wind power under different allowed variation ranges of TOU price

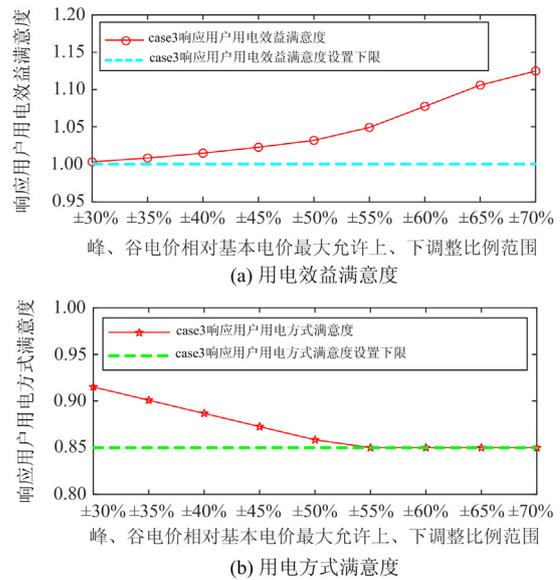


图 11 不同分时电价允许变动范围条件下的用户用电满意度对比结果

Fig. 11 Satisfaction value of electric load users under different allowed variation ranges of TOU price

允许上、下调整比例区间范围由 $\pm 30\%$ 增大至 $\pm 70\%$,系统的燃料成本相应由 99.21 万美元下降至 98.64 万美元,系统的弃风比例对应由 13.29% 下降至 10.80%。这表明分时电价需求侧响应电负荷用户的调节潜力可随着峰、谷时段电价相对平时段电价最大允许上、下调整比例区间范围的增大而得以进一步挖掘,从而系统的风电消纳与经济运行均得到促进提升。

进一步对图 11 所得结果进行分析,随着峰、谷电价相对平电价最大允许上、下调整比例区间范围的增大,参与分时电价需求侧响应电负荷用户的用电方式满意度也随之降低。该结果表明,尽管峰、谷电价相对平电价最大允许上、下调整比例区间范围的扩大可有效提升系统的运行经济性及风电消纳,但同时参与响应电负荷用户的用电方式满意度对其用电行为和方式调整造成的影响也逐渐明显。

3.6 不同系统风电接入比例条件下的结果对比

风电接入比例对电热联合系统的优化运行可起到重要影响,在 3 类场景下,改变系统风电接入比例,研究系统在不同风电接入容量水平条件下的运行经济性及风电消纳情况,结果如图 12 所示。

分析所得结果可知,随着系统风电接入比例的提高,case1—case3 场景下系统的燃料成本均随之降低,表明风电接入比例的提高有利于提升电热联

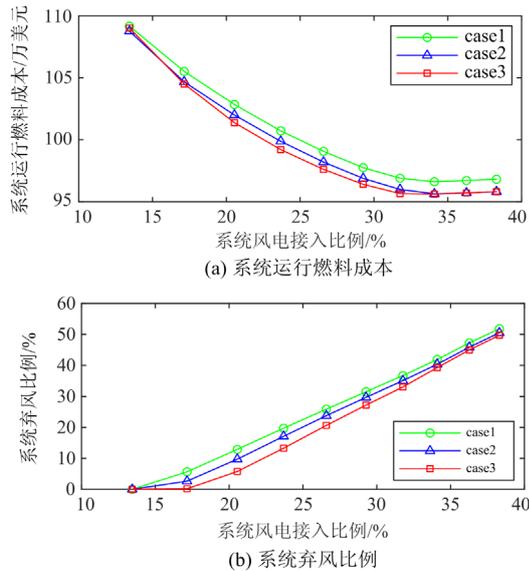


图 12 不同风电接入比例条件下的系统运行经济性与弃风情况对比

Fig. 12 System operation economy and curtailed percentage of wind power under different wind penetration ratios

合系统的运行经济性。在系统风电接入比例位于较低水平时,系统可实现对风电的全额消纳;而随着系统风电接入比例持续提高,系统开始出现弃风并不断增加,相应系统的弃风比例不断增加。进一步分析可知,随着系统风电接入比例的持续增加,在不同系统风电接入比例条件下,优化结果中 case3 的系统运行燃料成本及弃风比例在 case1—case3 中均为最低,这进一步表明在不同风电接入比例下,采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同均可有效促进系统运行经济性及风电消纳。

4 结论

本文建立了考虑采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同的电热联合系统优化调度模型,重点旨在通过负荷侧采暖建筑用户热负荷弹性与分时电价需求侧响应的协同来促进电热联合系统的风电消纳与运行经济性提升。

算例验证了模型的可行性,表明:(1)通过多时段措施配合,在谷荷时段限制热源供热出力,在峰荷时段提升热源供热出力,在平荷时段调整热源供热出力以衔接谷、峰荷时段的热负荷,热负荷弹性与电力需求响应实现了合理协同,从而提升了电热联合系统的调峰灵活性,系统运行经济性及风电消纳得到有效优化;(2)当热用户室内温度允许波动范围变大时,热负荷的灵活性增强,系统的运行成本与弃风可有效降低;(3)随着分时电价需求侧响应峰、谷电价相对平电价允许变动比例范围的扩大,

系统运行成本与弃风均得到有效降低,但同时参与响应电负荷用户的积极性会随着其用电方式满意度的减小而有所下降。

参考文献

- [1] 代琼丹, 邓昕, 吴雪妍, 等. 能源互联网下综合能源服务商业模式综述[J]. 高压电器, 2021, 57(2): 135-144.
DAI Qiongdan, DENG Xin, WU Xueyan, et al. Overview on integrated energy service business model under energy internet[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(2): 135-144.
- [2] 艾崧溥, 胡殿凯, 张桐, 等. 能源互联网电力交易区块链中的关键技术[J]. 电力建设, 2021, 42(6): 44-57.
AI Songpu, HU Diankai, ZHANG Tong, et al. Key technologies of electricity transaction blockchain in energy internet[J]. Electric Power Construction, 2021, 42(6): 44-57.
- [3] 董文杰, 田廓, 陈云斐, 等. 能源互联网下基于博弈与证据理论的综合能源系统评价方法研究[J]. 智慧电力, 2020, 48(7): 73-80.
DONG Wenjie, TIAN Kuo, CHEN Yunfei, et al. Evaluation method of comprehensive energy system based on game theory & evidence theory under energy internet[J]. Smart Power, 2020, 48(7): 73-80.
- [4] HUANG A Q, CROW M L, HEYDT G T, et al. The future renewable electric energy delivery and management (FREEDM) system: the energy internet[J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 133-148.
- [5] 马国真, 林毓军, 张泽亚, 等. 计及源荷多重不确定性的综合能源系统鲁棒经济调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(20): 43-52.
MA Guozhen, LIN Yujun, ZHANG Zeya, et al. A robust economic dispatch method for an integrated energy system considering multiple uncertainties of source and load[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(20): 43-52.
- [6] 李政洁, 撒奥洋, 周生奇, 等. 计及综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(21): 36-43.
LI Zhengjie, HAN Aoyang, ZHOU Shengqi, et al. Optimization of an integrated energy system considering integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(21): 36-43.
- [7] 刘奇, 周海全, 何浩, 等. 基于非均衡蛛网模型的区域能源互联网协调优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(17): 93-107.
LIU Qi, ZHOU Haiquan, HE Hao, et al. Coordinated optimal operation strategy of a regional energy internet

- based on the non-equilibrium cobweb model[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(17): 93-107.
- [8] 李秋燕, 王利利, 张艺涵, 等. 能源互联网多能流的耦合模型及动态优化方法综述[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(19): 179-186.
- LI Qiuyan, WANG Lili, ZHANG Yihan, et al. A review of coupling models and dynamic optimization methods for energy internet multi-energy flow[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(19): 179-186.
- [9] 卢操, 管霖, 陈恒安, 等. 考虑储能调度的可再生能源独立微电网电源规划[J]. *电测与仪表*, 2021, 58(4): 84-91.
- LU Cao, GUAN Lin, CHEN Heng'an, et al. Generation planning for renewable energy isolated micro-grid considering energy storage dispatching[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2021, 58(4): 84-91.
- [10] 洪博文, ASAMI M, DOLF G, 等. 基于可再生能源的全球电气化路径与远景分析[J]. *中国电力*, 2020, 53(3): 159-166.
- HONG Bowen, ASAMI M, DOLF G, et al. Global renewable-based electrification pathways and its long-term scenario analysis[J]. *Electric Power*, 2020, 53(3): 159-166.
- [11] PricewaterhouseCoopers LLP (PwC), Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). 100% renewable electricity: a roadmap to 2050 for Europe and North Africa[R]. London: PricewaterhouseCoopers LLP (PwC), Germany: Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK), Austria: International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), 2014.
- [12] HAND M M, BALDWIN S, DEMEO E, et al. Renewable electricity futures study[R]. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2014.
- [13] NDRC. China wind energy development roadmap of 2050[R]. National Development and Reform Commission, 2011.
- [14] XU Jingjing, XIAO Ziniu, LIN Zhaohui, et al. System bias correction of short-term hub-height wind forecasts using the Kalman filter[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(4): 473-481.
- [15] CHEN Xinyu, KANG Chongqing, O'MALLEY M, et al. Increasing the flexibility of combined heat and power for wind power integration in China: modeling and implications[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(4): 1848-1857.
- [16] 戴远航, 陈磊, 闵勇, 等. 风电场与含储热的热电联产联合运行的优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2017, 37(12): 3470-3479.
- DAI Yuanhang, CHEN Lei, MIN Yong, et al. Optimal dispatch for joint operation of wind farm and combined heat and power plant with thermal energy storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2017, 37(12): 3470-3479.
- [17] 邓佳乐, 胡林献, 邵世圻, 等. 电热联合系统多时间尺度滚动调度策略[J]. *电网技术*, 2016, 40(12): 3796-3803.
- DENG Jiale, HU Linxian, SHAO Shiqi, et al. Multi-time scale rolling scheduling method for combined heat and power system[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(12): 3796-3803.
- [18] 崔杨, 陈志, 严干贵, 等. 基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(15): 4072-4080.
- CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(15): 4072-4080.
- [19] LI Zhigang, WU Wenchuan, SHAHIDEHPOUR M, et al. Combined heat and power dispatch considering pipeline energy storage of district heating network[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2016, 7(1): 12-22.
- [20] PAN Zhaoguang, GUO Qinglai, SUN Hongbin. Feasible region method based integrated heat and electricity dispatch considering building thermal inertia[J]. *Applied Energy*, 2017, 192: 395-407.
- [21] 仪忠凯, 李志民. 计及热网储热和供热区域热惯性的热电联合调度策略[J]. *电网技术*, 2018, 42(5): 1378-1384.
- YI Zhongkai, LI Zhimin. Combined heat and power dispatching strategy considering heat storage characteristics of heating network and thermal inertia in heating area[J]. *Power System Technology*, 2018, 42(5): 1378-1384.
- [22] 李平, 王海霞, 王漪, 等. 利用建筑物与热网热动态特性提高热电联产机组调峰能力[J]. *电力系统自动化*, 2017, 41(15): 26-33.
- LI Ping, WANG Haixia, WANG Yi, et al. Improvement of peak load regulation capacity of combined heat and power units considering dynamic thermal performance of buildings and district heating pipelines networks[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2017, 41(15): 26-33.
- [23] 黄培东, 詹红霞, 彭光斌, 等. 促进风电消纳的需求响应与储热 CHP 联合优化模型[J]. *电测与仪表*, 2017, 54(14): 1-6.
- HUANG Peidong, ZHAN Hongxia, PENG Guangbin, et al. An optimization model of promoting accommodation of wind power combining demand response and CHP with

- heat storage[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2017, 54(14): 1-6.
- [24] 邓婷婷. 考虑源荷两端灵活性的电力系统优化调度研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2019.
DENG Tingting. Research on power system optimal dispatch considering source-load double-terminal flexibility[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2019.
- [25] 张晨, 谭忠富, 董安有. 分时电价下大用户直接消纳风电优化模型[J]. *可再生能源*, 2015, 33(2): 244-250.
ZHANG Chen, TAN Zhongfu, DONG Anyou. Optimization model for large users accommodate wind power on implementing time-of-use tariff[J]. *Renewable Energy Resources*, 2015, 33(2): 244-250.
- [26] 宋艺航, 谭忠富, 李欢欢, 等. 促进风电消纳的发电侧、储能及需求侧联合优化模型[J]. *电网技术*, 2014, 38(3): 610-615.
SONG Yihang, TAN Zhongfu, LI Huanhuan, et al. An optimization model combining generation side and energy storage system with demand side to promote accommodation of wind power[J]. *Power System Technology*, 2014, 38(3): 610-615.
- [27] 阮文俊, 王蓓蓓, 李扬, 等. 峰谷分时电价下的用户响应行为研究[J]. *电网技术*, 2012, 36(7): 86-93.
RUAN Wenjun, WANG Beibei, LI Yang, et al. Customer response behavior in time-of-use price[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(7): 86-93.
- [28] 谈金晶, 王蓓蓓, 李扬, 等. 基于多智能体的用户分时电价响应模型[J]. *电网技术*, 2012, 36(2): 257-263.
TAN Jinjing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Modeling of user response to time-of-use price based on multi-agent technology[J]. *Power System Technology*, 2012, 36(2): 257-263.
- [29] 曾丹, 姚建国, 杨胜春, 等. 应对风电消纳中基于安全约束的价格型需求响应优化调度建模[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(31): 5571-5578.
ZENG Dan, YAO Jianguo, YANG Shengchun, et al. Optimization dispatch modeling for price-based demand response considering security constraints to accommodate the wind power[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(31): 5571-5578.
- [30] 赵书强, 王扬, 徐岩, 等. 基于机会约束目标规划的高风电接入比例下大规模储能与火电协调调度[J]. *中国电机工程学报*, 2016, 36(4): 969-977.
ZHAO Shuqiang, WANG Yang, XU Yan, et al. Coordinated dispatch of large scale energy storage system and thermal generation in high wind power penetration level system based on chance constrained goal programming[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2016, 36(4): 969-977.
- [31] 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.
- [32] 王芃. 集中供暖系统动态仿真与优化调节[D]. 哈尔滨: 哈尔滨工业大学, 2006.
WANG Peng. Dynamic simulation and optimal adjustment for central heating system[D]. Harbin: Harbin Institute of Technology, 2006.
- [33] DAI Y, CHEN L, MIN Y, et al. Dispatch model for CHP with pipeline and building thermal energy storage considering heat transfer process[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2019, 10(1): 192-203.
- [34] WACHTER A, BIEGLER L T. On the implementation of an interior-point filter line-search algorithm for large-scale nonlinear programming[J]. *Mathematical Programming*, 2006, 106(1): 25-57.
- [35] 王斌, 夏叶, 夏清, 等. 考虑风电接入的交直流互联电网动态最优潮流[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(24): 34-41.
WANG Bin, XIA Ye, XIA Qing, et al. Wind power integrated dynamic optimal power flow for AC/DC interconnected system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(24): 34-41.
- [36] 李杨, 刘伟佳, 赵俊华, 等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. *电网技术*, 2016, 40(12): 3680-3689.
LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation[J]. *Power System Technology*, 2016, 40(12): 3680-3689.

收稿日期: 2021-03-06; 修回日期: 2021-06-27

作者简介:

朱伟业(1995—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统优化调度、综合能源系统等; E-mail: 2720108530@qq.com

罗毅(1966—), 男, 通信作者, 副教授, 研究方向为电力系统优化运行与控制等。E-mail: luoyee2007@163.com

(编辑 许威)