

考虑综合需求响应的电热系统调度

王颖杰¹, 詹红霞¹, 杨孝华², 王博¹

(1. 西华大学电气与电子信息学院, 四川 成都 610039;

2. 国网重庆市电力公司云阳供电分公司, 重庆 404500)

摘要:随着综合能源中电、热负荷不断增长以及热电联产(CHP)装置、风机等电源迅速发展,弃风现象愈发严重。为解决弃风问题,提出考虑电、热综合需求响应的优化模型。首先,在负荷侧分析电、热负荷的可调度价值,对电负荷建立实时电价模型,并采用价格型需求响应进行调整;其次,采用自回归滑动平均(ARMA)模型描述热负荷的传输延迟特性,并考虑模糊性供热舒适度,使得热负荷具有一定的弹性,即热力需求响应,通过2种响应模式对电、热负荷进行调整可增大风电上网空间;然后,在源侧增加电锅炉和储热装置,增加系统的灵活性,解耦CHP“以热定电”的刚性需求;最后,以系统的日运行费用与弃风成本最小为目标,在Matlab中调用CPLEX对模型进行求解。算例表明,所提方法可显著提升风电消纳能力,降低系统运行成本,提高能源利用效率。

关键词:热电联产(CHP);综合需求响应;弃风;以热定电;风电消纳

中图分类号:TM715

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2021)01-0017-08

0 引言

开源节流是降低运行成本、减少弃风的有效途径。“开源”即寻找更加清洁的能源,“节流”即提高能源利用效率。在此背景下,大力使用分布式能源、提高综合能源利用效率已成为研究热点^[1]。热电联产(combined heat and power, CHP)、电锅炉和燃气锅炉为电、热、气等多种能源建立了耦合转换的桥梁,弥补了多能联供的不足^[2]。由于热、电冲突,“以热定电”模式导致风电上网能力有限,弃风现象严重。综合需求响应和CHP加装电锅炉、储热是促进可再生能源消纳的有效方式。文献[3]利用储能技术的时空平移特性消纳可再生能源。文献[4]协调电力系统和区域供热系统,建立考虑热网特性的电热联合调度模型,研究热网特性对风电消纳的影响。文献[5]以CHP联供为研究对象,考虑电锅炉的作用,解决了弃风问题。上述文献考虑了综合能源协同优化,针对CHP热电耦合导致的弃风问题进行研究,但实际运行费用较高、效率较低,且储能容量小,对可再生能源波动的平抑效果欠佳。

需求响应分为价格型和激励型,价格型是通过电价引导用户进行用电自主调整,激励型是通过经济补偿激励用户进行负荷中断^[6]。文献[7]指出,用户侧储能响应是需求侧的重要组成部分,把储能融入需求响应,可求解储能的充放电过程,计算储能系统的容量。需求响应已拓展至电、热、气、冷的

综合需求响应^[8],文献[9]以上级调峰需求为优化目标,提高高峰负荷的电价,增加CHP出力,减少向大电网购电的功率。文献[10]以光热电站解决太阳能发电的消纳问题,对电、热负荷设定分时电价,降低高峰电、热需求。上述文献鲜有针对考虑综合需求响应的可再生能源消纳问题的研究。

为此,文中提出计及综合需求响应的源荷优化方法,分析综合需求响应和电锅炉、储热对风电消纳的作用。首先,在电力侧构建价格需求响应,在热力侧以热网的延迟性、模糊性供热舒适度建立电、热综合需求响应模型;然后,在源侧建立电锅炉和储热,增加CHP的灵活性;最后,建立包含CHP、风电和燃气锅炉多种能源耦合设备的能源模型,以系统的日运行费用及弃风成本最小为目标,在Matlab中调用CPLEX对模型进行求解。

1 综合需求响应

1.1 价格型需求响应

价格型需求响应可以引导用户合理用能,平衡能量供应和用户侧需求,在削峰填谷中起着重要作用^[11]。实时电价较分时电价更能反映不同时段价格和用电需求的关系,实时电价模型为^[12]:

$$\begin{cases} W_p = \sum_{t=1}^T P_0(t) \\ P_{av} = W_p / T \\ \gamma = P_0(t) / P_{av} \\ D(t) = \gamma D_0 \\ D_{min} \leq D(t) \leq D_{max} \end{cases} \quad (1)$$

收稿日期:2020-07-20;修回日期:2020-08-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51877181)

式中: W_p 为一天的总电负荷; $P_0(t)$ 为 t 时刻的电负荷; T 为一天 24 个时段; P_{av} 为平均电负荷; γ 为电价浮动因子; D_0 为基准电价, 文中取分时电价; $D(t)$ 为需求响应后的实时电价; D_{\min} , D_{\max} 分别为电价的最小和最大值。

价格型需求响应采用价格弹性矩阵描述可控电力负荷。

$$\begin{cases} E(i, i) = \frac{\Delta P_i / P_{0i}}{\Delta D_i / D_{0i}} \\ E(i, j) = \frac{\Delta P_i / P_{0i}}{\Delta D_j / D_{0j}} \end{cases} \quad (2)$$

式中: $E(i, i)$ 为自弹性系数; $E(i, j)$ 为交叉弹性系数; P_{0i} 为初始电负荷; D_{0i} 为需求响应前的分时电价; ΔP_i , ΔD_i 分别为用能需求和电价的改变量。

价格需求响应模型为:

$$P_{de,t} = P_0 + P_0 E(D_t - D_0) / D_0 \quad (3)$$

式中: $P_{de,t}$ 为需求响应后的电量; P_0 为初始电负荷需求; E 为价格弹性矩阵; D_t 为需求响应后的实时电价; D_0 为初始时刻的分时电价。

为了防止用户响应过度, 将用电满意度引入需求响应中, 用电改变量越大, 满意度越低。用电满意度 r_{se} 为:

$$r_{se} = 1 - \frac{\sum_{t=1}^T |\Delta P(t)|}{\sum_{t=1}^T P_0(t)} \quad (4)$$

式中: $\Delta P(t)$ 为用电改变量。

1.2 热负荷响应

可调热负荷以温度作为调节尺度, 保证用户室内温度在适合的区间内进行调控, 从而调度热负荷需求, 达到节能减排的作用^[13]。热负荷采用一阶热力学模型, 描述功率与温度变化关系的计算模型为:

$$Q_{load,t} = \frac{N}{R} \left[\frac{(T_{in,t+1} - T_{in,t} e^{-\Delta t/\tau})}{1 - e^{-\Delta t/\tau}} - T_{out,t} \right] \quad (5)$$

式中: $Q_{load,t}$ 为 t 时刻的热负荷; N 为用户数量; R 为建筑物热阻; $T_{in,t+1}$, $T_{in,t}$ 分别为 $t+1$ 时刻和 t 时刻的室内温度; $T_{out,t}$ 为 t 时刻的室外温度; τ 为热惯性常数, $\tau = RC$, 其中 C 为建筑物比热容; Δt 为单位调度时间。

供热舒适度有一定的模糊性, 故可在一定范围内调节温度, 用户对此范围内的温度不敏感, 其约束为:

$$\begin{cases} T_{in,t} = T_{0,t} + \Delta T_{s,t} \\ |\Delta T_{s,t}| \leq \Delta T_{\max} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $T_{0,t}$ 为原始室内温度; $\Delta T_{s,t}$ 为改变的温度;

ΔT_{\max} 为温度改变量最大值。

另一方面, 考虑到热负荷有一定的延续性, 受热物体总是在时间上滞后供热物体, 建立供热系统温度自回归滑动平均(auto regression moving average, ARMA)模型^[14]:

$$\begin{cases} T_{h,t} = \sum_{j=0}^J \alpha_j T_{in,t-j} + \sum_{j=0}^J \beta_j T_{g,t-j} + \sum_{j=0}^J \gamma_j T_{out,t-j} \\ T_{in,t} = \sum_{j=0}^J \theta_j T_{in,t-j} + \sum_{j=0}^J \varphi_j T_{g,t-j} + \sum_{j=0}^J \omega_j T_{out,t-j} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $T_{g,t}$ 为 t 时刻的供水温度; $T_{h,t}$ 为 t 时刻的回水温度; J 为系统热惯性阶数大小; $\alpha, \beta, \gamma, \theta, \varphi, \omega$ 均为供热系统参数。

1.3 需求响应约束条件

需求响应需要综合考虑负荷调整、用电满意度及用户的自身利益, 故有如下约束。

(1) 负荷调整的上限约束。

$$|\Delta P(t)| \leq \alpha_{\max}(t) P_0(t) \quad (8)$$

式中: α_{\max} 为负荷的最大变化率。

(2) 为保证用户在可接受范围内调整用电习惯, 采用用电满意度来约束电负荷调节量。

$$r_{se, \min} \leq r_{se} \quad (9)$$

式中: $r_{se, \min}$ 为用户用电满意度的下限。

(3) 用户只有购电成本更小才会参加需求响应, 故需求响应后的购电成本应小于或等于需求响应前的购电成本。

$$\sum_{t=1}^T D_t P_{de,t} \leq \sum_{t=1}^T D_0 P_0 \quad (10)$$

1.4 电、热综合需求响应的风电上网空间

电、热综合需求响应的风电上网空间见图 1。

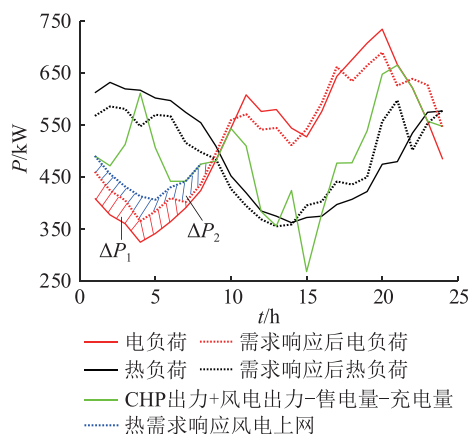


图 1 电、热综合需求响应的风电上网空间

Fig.1 Wind accommodation improvement space of electro-thermal integrated demand response

图 1 中, ΔP_1 为电价需求响应后用电负荷在低谷时期的抬升负荷, 如式 (11) 所示; ΔP_2 为热负荷

需求响应,如式(12)所示,其在用户不敏感温度范围内进行调节,降低夜间热负荷的需求,减少 CHP “以热定电”的电功率,增加风电上网。 ΔP_1 与 ΔP_2 构成了电、热综合响应,促进风电消纳。

$$\Delta P_1 = \sum_{t=1}^T |\Delta P| \quad (11)$$

$$\Delta P_2 = \sum_{t=1}^T \frac{[Q_h(t) - Q_{dh}(t)]\lambda_{gt}}{\varepsilon_{rec} \mu_{lb,h}(1 - \lambda_{gt} - \lambda_{loss})} \quad (12)$$

式中: $Q_h(t)$ 为需求响应前的热负荷; $Q_{dh}(t)$ 为需求响应后的热负荷; λ_{gt} 为燃气轮机发电效率; λ_{loss} 为散热损失系数; ε_{rec} 为余热回收率; $\mu_{lb,h}$ 为溴冷机制热效率。

2 运行优化模型

文中研究的综合能源系统,主网主要包括风力发电机、CHP、电锅炉、电储能和热储能、燃气锅炉。文中研究的为并网运行模式,通过风机、CHP、储电、微网与大电网的交互功率共同满足电力负荷平衡。CHP、电锅炉、燃气锅炉和储热配合满足热负荷需求,运行模型如图 2 所示。

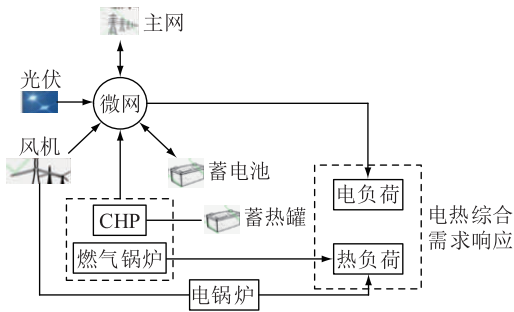


图 2 系统运行模型

Fig.2 System operation model

2.1 微能源网的主要设备模型

2.1.1 风电机组模型

风电机组的输出功率为:

$$P_{w,t} = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v > v_{co} \\ \frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} P_{we} & v_{ci} \leq v \leq v_r \\ P_{we} & v_r \leq v \leq v_{co} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{w,t}$ 为风电出力; v 为实际风速; v_{ci} , v_{co} 分别为切入和切出风速; P_{we} 为风电装机容量; v_r 为额定风速。

2.1.2 光伏模型

光伏阵列输出功率为^[15]:

$$P_{pv,t} = P_{STC} G(t) \{1 - k[T(t) - T_{STC}]\} / G_{STC} \quad (14)$$

式中: $P_{pv,t}$ 为光伏输出功率; P_{STC} 为标准测试环境下最大输出功率; $G(t)$, G_{STC} 分别为 t 时刻的光照

强度和标准光照强度; k 为温度系数,文中取 -0.5 ; $T(t)$ 为光伏表面温度; T_{STC} 为标准条件下的光伏表面温度。

2.1.3 CHP 模型

CHP 是集线器中最重要的设备,实现了天然气与电、热力的连接,通过余热回收装置对余热进行回收,实现能源的梯级利用^[16],其模型为:

$$\begin{aligned} Q_{gt,t} &= P_{gt,t}(1 - \lambda_{gt} - \lambda_{loss}) / \lambda_{gt} \\ Q_{lb,h,t} &= Q_{gt,t} \varepsilon_{rec} \mu_{lb,h} \end{aligned} \quad (15)$$

式中: $P_{gt,t}$ 为燃气轮机发电功率; $Q_{gt,t}$ 为微燃机的余热; $Q_{lb,h,t}$ 为溴冷机制热功率。

2.1.4 储能模型

储能装置是能源网重要的设备之一,实现能量在不同时间尺度的转移,储能装置在能源过剩或者价格低廉时进行能源存储,在需求高峰时刻或价格高昂时进行放能。储电和储热的充放过程类似,故采用广义储能模型为^[17]:

$$\begin{cases} E_{x,t+1} = E_{x,t}(1 - \delta_x) + [P_{x,c,t} \eta_{x,c} - (P_{x,d,t} / \eta_{x,d})] \Delta t \\ 0 \leq P_{x,c,t} \leq \mu_x P_{x,c,max} \\ 0 \leq P_{x,d,t} \leq (1 - \mu_x) P_{x,d,max} \\ E_{x,min} \leq E_{x,t} \leq E_{x,max} \end{cases} \quad (16)$$

式中: x 为能量类型, x 为 e 表示电, x 为 h 表示热; $E_{x,t+1}$ 为充或放能后的能量; $E_{x,t}$ 为充或放能前的能量; δ_x 为储能系统能量损失率; $P_{x,c,t}$, $P_{x,d,t}$ 分别为充、放能功率; μ_x 为 $0-1$ 变量, μ_x 为 0 表示放能, μ_x 为 1 表示充能; $E_{x,min}$, $E_{x,max}$ 分别为最小和最大储能; Δt 为 1 h; 调度周期取 24 h。

2.2 电锅炉与储热配合供热系统的风电提升空间

储热与电锅炉配合供热系统的风电提升空间如图 3 所示。

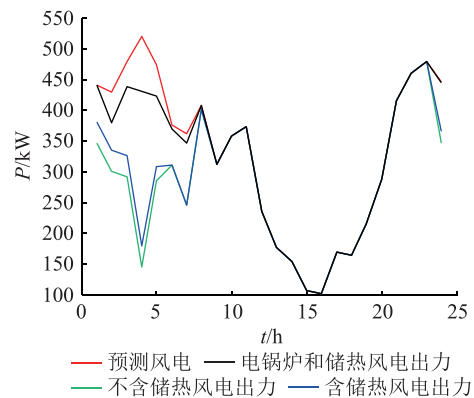


图 3 储热与电锅炉配合供热系统的风电提升空间

Fig.3 Wind accommodation improvement space of heat storage and electric boiler

图 3 中,风电消纳提升空间包括两部分:电锅炉

用电消纳的风电为 ΔP_3 , 如式 (17) 所示; 电锅炉产热和储能放热使 CHP “以热定电” 减少的电量为 ΔP_4 , 如式 (18) 所示; ΔP_3 与 ΔP_4 共同构成了风电上网的空间。

$$\Delta P_3 = \sum_{t=1}^T P_{EB,t} \quad (17)$$

$$\Delta P_4 = \sum_{t=1}^T \frac{(Q_{EB,t}/\eta_{EB} + P_{h,d,t})\lambda_{gt}}{\varepsilon_{rec} \mu_{lb,h}(1 - \lambda_{gt} - \lambda_{loss})} \quad (18)$$

式中: $P_{EB,t}$ 为电锅炉的用电量; $Q_{EB,t}$ 为电锅炉消纳风电量的产热量; η_{EB} 为电锅炉的效率; $P_{h,d,t}$ 为储热的放热量。

3 电、热综合系统的优化模型

3.1 目标函数

电、热综合系统中, 考虑一天的经济性和环保成本最优, 即以购电成本、购气成本、碳排放成本、弃风成本和运行维护成本最小为优化目标。具体表达式为:

$$\min F = F_1(X) + F_2(X) + F_3(X) + F_4(X) + F_5(X) \quad (19)$$

其中, 电、热综合系统与电网的交互成本为:

$$F_1(X) = \sum_{t=1}^T (C_{b,t}P_{b,t} + C_{s,t}P_{s,t}) \quad (20)$$

式中: $C_{b,t}$, $P_{b,t}$ 分别为购电电价和购电电量; $C_{s,t}$, $P_{s,t}$ 分别为售电电价和售电电量。

购买天然气的成本可表示为:

$$F_2(X) = c_g \sum_{t=1}^T \left(\frac{P_{gt,t}}{\eta_{ge}} + \frac{H_{gb,t}}{\eta_{gh,gb}} \right) \quad (21)$$

式中: c_g 为天然气单价; $P_{gt,t}$, $H_{gb,t}$ 分别为 CHP 和燃气锅炉的功率; η_{ge} , $\eta_{gh,gb}$ 分别为 CHP 的产电效率和产热效率。

碳排放成本为:

$$F_3(X) = \varepsilon \sum_{t=1}^T \left[\beta_e P_{b,t} + \beta_g \left(\frac{P_{gt,t}}{\eta_{ge}} + \frac{H_{gb,t}}{\eta_{gh,gb}} \right) \right] \Delta t \quad (22)$$

式中: ε 为二氧化碳的单位排放费用; β_e , β_g 分别为购电和用气的等效碳排放系数。

弃风成本为:

$$F_4(X) = \omega \sum_{t=1}^T (P_{w,t} - P_w) \quad (23)$$

式中: ω 为弃风惩罚成本; $P_{w,t}$ 为预测的风电功率; P_w 为风电上网功率。

CHP、燃气锅炉、电锅炉、风电和光伏的运行维护成本为:

$$F_5(X) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_i |P_{t,i}| \quad (24)$$

式中: C_i 为机组 i 的运行维护成本; $P_{t,i}$ 为机组 i 出力值; N 为机组总数。

3.2 系统运行的约束条件

(1) 功率平衡约束。

电功率的平衡关系为:

$$\begin{aligned} P_{b,t} + P_{pv,t} + P_{w,t} + P_{CHP,t} = \\ P_{s,t} + P_{dec,t} + P_{EB,t} + P_{ES,t} \end{aligned} \quad (25)$$

式中: $P_{w,t}$ 为风电功率; $P_{CHP,t}$ 为 CHP 产电功率; $P_{dec,t}$ 为需求响应后的电负荷功率; $P_{EB,t}$ 为电锅炉消耗电功率; $P_{ES,t}$ 为储能充放电功率, 充电为正, 放电为负。

热力子系统的功率平衡关系为:

$$Q_{GB,t} + Q_{LB,h,t} + Q_{EB,t} = Q_{dh,t} + Q_{HS,t} \quad (26)$$

式中: $Q_{GB,t}$, $Q_{LB,h,t}$, $Q_{EB,t}$ 分别为燃气锅炉、CHP 和电锅炉产热功率; $Q_{dh,t}$ 为需求响应后热负荷; $Q_{HS,t}$ 为储热的充放热功率, 充热为正, 放热为负。

(2) CHP、燃气锅炉和电锅炉机组的出力约束。

$$\begin{cases} P_{i,\min} \leq P_i(t) \leq P_{i,\max} \\ -\gamma_{i,\downarrow} \Delta t \leq P_i(t) - P_i(t-1) \leq \gamma_{i,\uparrow} \Delta t \end{cases} \quad (27)$$

式中: $P_{i,\min}$, $P_{i,\max}$ 分别为机组 i 的最小、最大出力; $\gamma_{i,\downarrow}$, $\gamma_{i,\uparrow}$ 分别为机组 i 的向下、向上爬坡率。

(3) 大电网交互功率约束。

$$\begin{cases} P_{\min} \leq P_{b,t} \\ |P_{s,t}| \leq P_{\max} \end{cases} \quad (28)$$

式中: P_{\min} , P_{\max} 分别为大电网交互的最小和最大功率。

4 算例分析

4.1 场景描述

模型中 CHP、风电、大电网交互、储能和电锅炉配合满足电负荷的需求, CHP 产热、燃气锅炉和储热配合满足热负荷的需求。文中建立的调度模型为混合整数线性规划问题, 在 Matlab 中调用 CPLEX 求解器进行求解。为验证模型的通用性, 分 4 个情景对模型进行对比分析。

情景一: 系统为 CHP+储热, 且不考虑综合需求响应; 情景二: 系统为 CHP+储热+电锅炉, 且不考虑综合需求响应; 情景三: 系统为 CHP+储热+电锅炉, 仅考虑电力需求响应; 情景四: 系统为 CHP+储热+电锅炉, 考虑综合需求响应。

天然气流量与功率的转换系数 a_{LHV} 为 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$; 调度周期为 24 h; 供暖用户数 M 为 400; R 为 16; C 为 0.525; 最舒适的温度 θ_{com} 为 21; 不敏感温度区域的上、下限 θ_{up} , θ_{lo} 分别为 22, 20; $r_{se,\min}$ 为 0.85; α_{\max} 为 0.1; 热网阶次 J 为 2; 风机的额定功率

为 600 kW; 光伏最大输出功率为 250 kW。暂不考虑电、热功率和风电、光伏功率的预测误差, 日出力曲线见图 4。微网各机组参数见表 1, 储能参数见表 2, 分时电价见表 3。

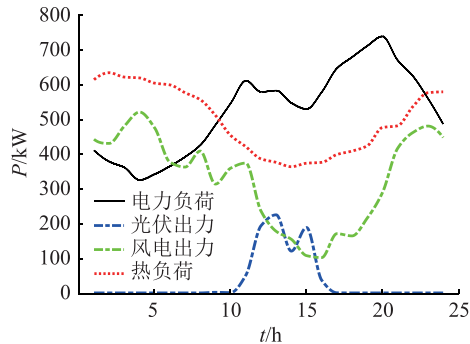


图 4 电、热负荷和风电、光伏的日功率曲线

Fig.4 Daily power curve of electricity, heat load and wind power, photovoltaic

表 1 微网机组参数

Table 1 Unit parameters of micro grid

类型	最小出力/kW	最大出力/kW	维护成本/ [元·(kW·h) ⁻¹]
CHP	150	600	0.025
燃气锅炉	0	200	0.026
电锅炉	0	50	0.017
风电	0	600	0.02
光伏	0	250	0.024
电网交互	-160	160	

表 2 储能参数

Table 2 Parameters of energy storage

类型	充放率	自耗率	充放功率/kW	容量/kW	最小储能状态	最大储能状态	维护成本/元
电储能	0.9	0.001	60	300	0.2	0.9	0.018
热储能	0.9	0.010	50	300	0.1	0.9	0.016

表 3 分时电价

Table 3 Time of use price

峰谷划分	时段	购电价格/ [元·(kW·h) ⁻¹]	售电价格/ [元·(kW·h) ⁻¹]
峰	10:00—14:00, 17:00—21:00	1.35	1.16
平	06:00—10:00, 14:00—17:00	0.88	0.75
谷	00:00—06:00, 21:00—24:00	0.42	0.36

4.2 优化结果

情景一优化结果如图 5 所示。系统内的电负荷由 CHP、风电、光伏、储电池和大电网交互功率共同满足, 热负荷由 CHP、燃气锅炉和储热配合共同满足。CHP 受“以热定电”刚性需求、储热罐容量限

制, 使其调节裕度、风电上网空间有限。在 01:00—07:00 和 23:00—24:00, 储电和大电网交互达到上限, 多余的风电被迫弃用。在 06:00—07:00 虽有弃电, 但储电池达到容量最大值, 继而在 07:00 被迫进行放电, 使储电池有一定的容量, 在 08:00 再次进行充电, 避免弃风。

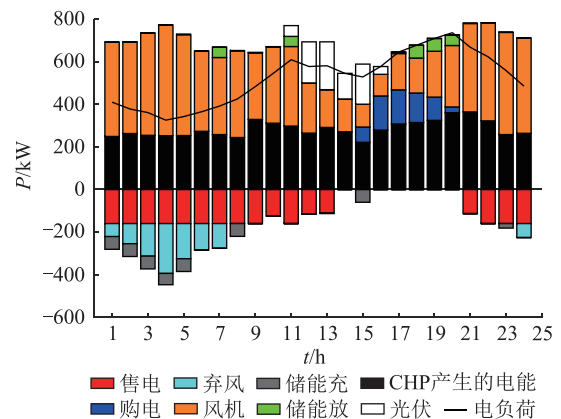


图 5 情景一调度结果

Fig.5 Scheduling results of scenario one

情景二优化结果如图 6 所示。加入电锅炉后, 增加了 CHP 的调节裕度, 在消纳风电的同时进行供热。在 00:00—01:00 和 01:00—06:00, 处于电价低谷时期, 相比于燃气锅炉, 电锅炉的供热成本更低, 优先使用电锅炉进行供热, 其不足的热量再由燃气锅炉补充。在 07:00—08:00, 处于电价平时段, 但为避免弃风, 电锅炉保持出力。在 09:00—19:00, 电价在平、峰时段, CHP 的发电成本更低, 热负荷先由 CHP 提供, 电锅炉停机。

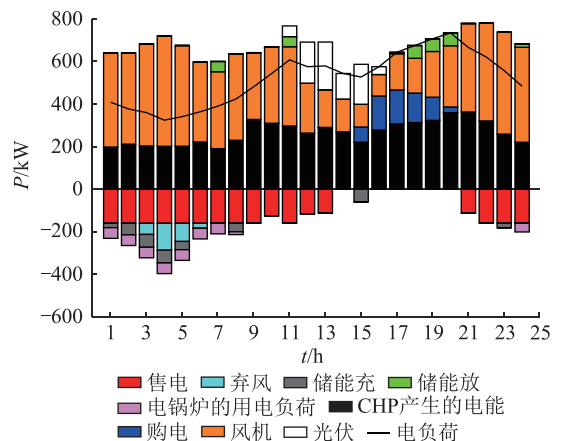


图 6 情景二调度结果

Fig.6 Scheduling results of scenario two

情景三优化结果见图 7。实时电价需求响应后, 其对电负荷的削峰填谷能力更强, 电负荷在实时电价引导下进行调整。在 01:00—07:00 电价较低时, 增加用电量。在 11:00—14:00 和 18:00—21:00 购售电价较高时, 减少电负荷使用, 增加

11:00—14:00的售电收益,减少 18:00—21:00 的购电成本,提升风电的上网空间,降低系统运行成本。

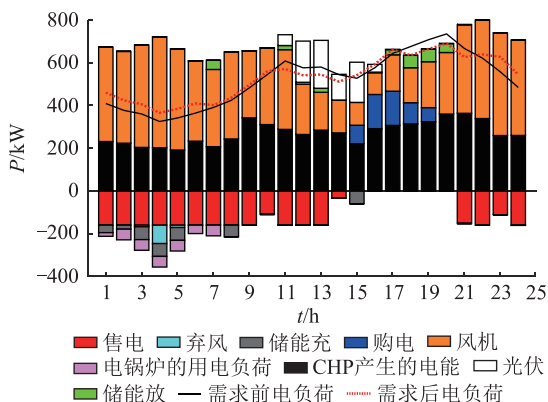


图7 情景三调度结果

Fig.7 Scheduling results of scenario three

情景四优化结果如图 8 和图 9 所示。考虑热负荷需求响应后热负荷受供热舒适度和热惯性两方面的影响,其温度在 20~22 °C 之间变化。在不影响用户舒适度的前提下,使 01:00—07:00 和 23:00—24:00 的热负荷减少,故 CHP“以热定电”的发电功率减少。15:00—21:00 提高热负荷需求,CHP“以热定电”减少电价较高时段的购电成本。将热负荷作为柔性负荷参与微网调度,一定程度上弥补了储电、储热充放功率和储能容量有限的缺点。

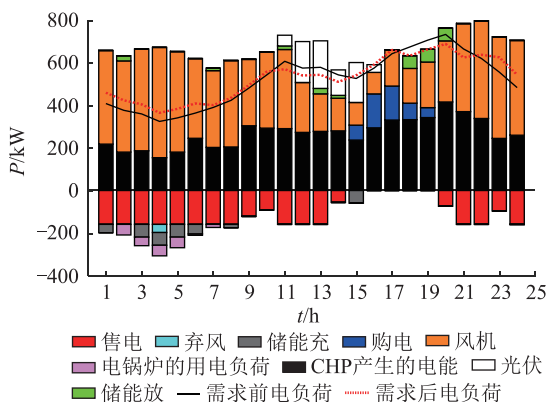


图8 情景四电调度结果

Fig.8 Scheduling results of scenario four

情景一至情景四的经济指标对比如表 4 所示。由表 4 可知,相比于情景一,情景二加装电锅炉的弃风消纳量显著提升,因为其消纳一定弃风的同时,转换成热,解耦了 CHP“以热定电”的刚性需求,加大了风电的上网空间。情景一至情景四的风电消纳率分别为 86.42%,91.29%,94.81%,96.83%,证明该模型可提高风电消纳能力。相比于情景一,情景四的购电成本减少了 271.5 元,碳排放处理成本减少了 4.36 元,总的经济成本减少了 2 633.2 元,系统运行更加环保。

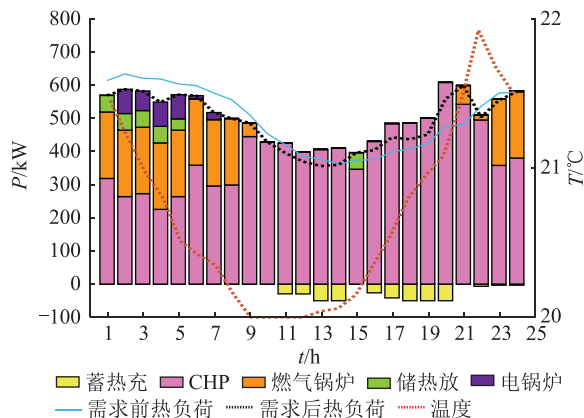


图9 情景四热调度结果

Fig.9 Thermal scheduling results of scenario four

表4 经济指标对比

Table 4 Comparison of economic indices 元

类型	情景一	情景二	情景三	情景四
购电成本	884.84	884.84	699.70	613.34
售电收益	1 571.20	1 571.20	1 759.00	1 873.42
购气成本	8 872.62	9 183.10	9 128.10	8 881.30
碳排放成本	198.76	205.00	201.10	194.40
弃风成本	2 157.90	576.90	209.50	76.70
维护成本	407.00	425.40	427.20	424.30
总成本	10 949.90	9 703.96	8 906.50	8 316.70

4.3 电、气和碳价的分析

情景四中,分别将购电价格和售电价格提高和降低,对比电价对系统的影响,气价和碳价不变,同理对气价和碳价采用相同的措施,进行算例分析。分析结果如表 5—表 7 所示。

表5 电价变动对优化结果的影响

Table 5 Impact of electricity price change on optimization results 元

类型	电价升高 0.2 元	电价不变	电价降低 0.2 元
购电成本	747.48	613.34	462.80
售电收益	2 281.00	1 873.42	1 281.30
购气成本	8 867.00	8 881.30	8 786.10
碳排放成本	194.60	194.40	191.10
弃风成本	52.84	76.70	103.60
维护成本	422.88	424.30	427.60
总成本	8 004.30	8 316.70	8 689.90

由表 5 可知,电价变化对购电成本和售电收益的影响较大,电价降低使得弃风成本增加。由表 6 可知,当气价变化时,购电价格不变,但售电价格有所变动,购气成本增加,其余成本基本不变。由表 7 可知,碳价变化时,只对碳排放成本有影响,而对其他成本影响较小。综上,系统的运行成本主要受电价和气价的影响,且电价的变化会影响多个成本的

表6 气价变动对优化结果的影响
Table 6 Impact of gas price change on optimization results

类型	气价升高 7.8%	气价不变	气价降低 7.8%
购电成本	613.34	613.34	613.34
售电收益	1 797.90	1 873.42	1 877.85
购气成本	11 305.30	8 881.30	6 376.15
碳排放成本	193.10	194.40	194.50
弃风成本	76.70	76.70	76.70
维护成本	425.75	424.30	423.85
总成本	10 816.30	8 316.70	5 806.68

表7 碳价变动对优化结果的影响
Table 7 Impact of carbon dioxide price change on optimization results

类型	碳价升高 2.8%	碳价不变	碳价降低 2.8%
购电成本	613.34	613.34	613.34
售电收益	1 876.92	1 873.42	1 876.92
购气成本	8 885.41	8 881.30	8 885.41
碳排放成本	257.21	194.40	131.74
弃风成本	76.70	76.70	76.70
维护成本	423.80	424.30	423.80
总成本	8 379.60	8 316.70	8 254.10

变化,气价只对购气成本产生影响。

5 结语

文中建立了考虑综合需求响应的多能互补微网模型,以经济成本最小为目标,优化了供能侧和负荷侧的平衡关系。得到如下结论:

(1) 在负荷侧,随着电、热负荷的耦合加深,文中在建立价格型需求响应的基础上,考虑热网的温度模糊性和热负荷的热惯性,将柔性热负荷参与调度,建立热网的需求响应,减少购电和购气成本。

(2) 在电源侧,加装电锅炉,相比于 CHP+储热,电锅炉的消纳风电能力更强。在消纳风电的同时,解耦 CHP“以热定电”的需求,促进风电上网。

(3) 文中考虑了微能源网电、热系统间的协调调度,分析了发电机组和产热机组的协调优化,提高了能源利用效率,降低了系统经济运行成本。

参考文献:

- [1] SHEIKHI A,BAHRAMI S,RANJBAR A M. An autonomous demand response program for electricity and natural gas networks in smart energy hubs[J]. Energy,2015,89:490-499.
- [2] 余晓丹,徐宪东,陈硕翼,等. 综合能源系统与能源互联网简述[J]. 电工技术学报,2016,31(1):1-13.
YU Xiaodan,XU Xiandong,CHEN Shuoyi,et al. A brief review to integrated energy system and energy Internet[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2016,31(1):1-13.
- [3] ZHAO H R,WU Q W,HU S J,et al. Review of energy storage

system for wind power integration support[J]. Applied Energy, 2015,137:545-553.

- [4] 邵世圻,戴赛,胡林献,等. 计及热网特性的电热联合系统调度方法[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(10):24-30.
SHAO Shiqi,DAI Sai,HU Linxian,et al. Research on heat-electricity combined scheduling method considering the characteristics of the heating network[J]. Power System Protection and Control,2018,46(10):24-30.
- [5] ZHANG X P,SHAHIDEHPOUR M,ALABDULWAHAB A S,et al. Security-constrained co-optimization planning of electricity and natural gas transportation infrastructures[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2014,30(6):1-10.
- [6] 方逸波,袁晓冬,费骏韬,等. 基于需求侧响应的配电网储能容量识别[J]. 电力工程技术,2019,38(6):61-68.
FANG Yibo,YUAN Xiaodong,FEI Juntao,et al. Capacity identification of energy storage in distribution grids based on demand response[J]. Electric Power Engineering Technology,2019,38(6):61-68.
- [7] 郭创新,王惠如,张伊宁,等. 面向区域能源互联网的“源-网-荷”协同规划综述[J]. 电网技术,2019,43(9):3071-3080.
GUO Chuangxin,WANG Huiru,ZHANG Yining,et al. Review of "source-grid-load" co-planning orienting to regional energy internet[J]. Power System Technology,2019,43(9):3071-3080.
- [8] 徐航,董树锋,何仲潇,等. 基于多能互补的电/热综合需求响应[J]. 电网技术,2019,43(2):480-489.
XU Hang,DONG Shufeng,HE Zhongxiao,et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology,2019,43(2):480-489.
- [9] 王佳颖,史俊伟,文福拴,等. 计及需求响应的光热电站热电联供型微网的优化运行[J]. 电力系统自动化,2019,43(1):176-189.
WANG Jiaying,SHI Junyi,WEN Fushuan,et al. Optimal operation of CHP microgrid with concentrating solar power plants considering demand response[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(1):176-189.
- [10] 徐箏,孙宏斌,郭庆来. 综合需求响应研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报,2018,38(24):7194-7205,7446.
XU Zheng,SUN Hongbin,GUO Qinglai. Review and prospect of integrated demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(24):7194-7205,7446.
- [11] 路红池,谢开贵,王学斌,等. 计及多能存储和综合需求响应的多能源系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):72-78.
LU Hongchi,XIE Kaigui,WANG Xuebin,et al. Reliability assessment of multi-energy system considering multi-storage and integrated demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):72-78.
- [12] 马腾飞,吴俊勇,郝亮亮,等. 基于能源集线器的微能源网能量流建模及优化运行分析[J]. 电网技术,2018,42(1):179-186.

- MA Tengfei, WU Junyong, HAO Liangliang, et al. Energy flow modeling and optimal operation analysis of micro energy grid based on energy hub[J]. Power System Technology, 2018, 42(1):179-186.
- [13] 高山, 邹子卿, 刘宇, 等. 考虑多类型需求响应负荷的热电联供系统协调优化运行[J]. 电力建设, 2019, 40(10):9-17. GAO Shan, ZOU Ziqing, LIU Yu, et al. Coordination and optimization of combined heat and power system considering multi-type demand-response load[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(10):9-17.
- [14] FU Lin, JIANG Yi. Optimal operation of a CHP plant for space heating as a peak load regulating plant[J]. Energy, 2000, 25(3):283-298.
- [15] 王金全, 黄丽, 杨毅. 基于多目标粒子群算法的微电网优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2014(1):54-59. WANG Jinquan, HUANG Li, YANG Yi. Optimal dispatch of microgrid based on multi-objective particle swarm optimization [J]. Power System and Clean Energy, 2014(1):54-59.
- [16] 李正茂, 张峰, 梁军, 等. 含电热联合系统的微电网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14):3569-3576. LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14):3569-3576.
- [17] JIANG Quanyuan, XUE Meidong, GENG Guangchao. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):3380-3389.

作者简介:



王颖杰

王颖杰(1993),男,硕士在读,研究方向为综合能源系统的建模与优化(E-mail:9510384-15@qq.com);

詹红霞(1971),女,硕士,副教授,研究方向为电力系统保护与控制、新能源并网;

杨孝华(1971),男,学士,高级工程师,从事电力系统稳定与控制相关工作。

Optimal dispatching strategy of combined heat and power system considering integrated demand response

WANG Yingjie¹, ZHAN Hongxia¹, YANG Xiaohua², WANG Bo¹

(1. School of Electrical Engineering and Electronic Information, Xihua University, Chengdu 610039, China;

2. State Grid Yunyang Power Supply Company of Chongqing Electric Power Company, Chongqing 404500, China)

Abstract: Considering the continuous electricity and heat load growth of integrated energy, as well as the rapid development of power sources such as combined heat and power(CHP) and wind turbine, an optimization model that considers the integrated demand response of electricity and heat is proposed. Firstly, the dispatchable value of electric load and thermal load are analyzed on the load side and a real-time electricity price model is established for electric load. The model is adjusted by price-based demand response. The transmission delay characteristics of thermal load are taken into account and auto regression moving average(ARMA) model is used to describe. The fuzzy comfort characteristics of heat load are taken into account so that the thermal load is flexible. It is the thermal demand response. Based on the two response modes, the electric and thermal loads are adjusted to increase the space for wind power to connect to the grid. Secondly, electric boilers and heat storage devices are added on the source side. They increase the flexibility of the system and decouple the rigid demand of CHP "power determined by heat". Finally, minimizing the daily operating costs and wind abandon costs of the system is the target. CPLEX in Matlab is used to solve the model. The calculation example shows that the method can significantly improve the absorption capacity of wind power, which can reduce the operating cost of the system and improve the efficiency of energy utilization.

Keywords: combined heat and power(CHP); integrated demand response; wind abandon; power determined by heat; wind power consumption

(编辑 吴楠)