

DOI:10.12158/j.2096-3203.2021.01.001

计及电力需求响应的多能源协同系统优化运行研究

王俐英¹, 曾鸣¹, 赵嘉欣¹, 李波², 王永利¹

(1. 华北电力大学经济与管理学院, 北京 102206;

2. 国网江苏省电力有限公司营销服务中心, 江苏 南京 210024)

摘要:多能源协同系统中冷、热、电等多种能源耦合互补,通过多能协调共济,能够显著提升其运行效率与经济效益。电力需求响应作为一种多能供需平衡手段,可进一步提升系统灵活性和经济性,已在多个省份实施。为明确电力需求响应对多能协同系统最优运行方式的影响,文中提出一种基于市场弹性价格型需求响应的多能源协同系统优化运行模型。首先分析多能源协同系统的主体构成,基于能源集线器模型,研究多能耦合特性,构建基于市场弹性的价格型需求响应模型;然后,基于此,建立以多能源协同系统日运行成本最低为目标的优化运行模型;最后结合实际案例计算分析,验证了价格型需求响应措施的采用能够显著提升多能源协同系统的经济性。

关键词:多能源协同系统;能源集线器;电力需求响应;市场弹性;优化运行

中图分类号:TM732

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2021)01-0002-08

0 引言

近年来,环境污染和能源危机等问题日益凸显。多能源协同系统充分考虑能源供需协调性,借助各种能源间的互补耦合,有效提高了能源综合利用效率,有利于解决大规模可再生能源消纳、能源梯次利用等问题,逐渐成为能源领域的重要研究方向之一^[1-2]。

目前,国内外关于多能源协同系统的研究主要集中在优化调度、容量配置等方面。在优化调度研究方面,文献[3]以低成本、低碳排放为目标函数设计了结合冷热电联产(combined cooling heating and power, CCHP)的多能源系统优化调度方法;文献[4]以经济成本最小化和污染气体排放量最小化为目标,构建了多能源系统多目标最优潮流模型;文献[5]以总费用最低、缺电率最低和减排率最高为目标构建了多能源系统的多目标协同优化模型。在容量配置方面,文献[6]以最小化年运行费用为优化目标,采用遗传算法优化CCHP系统中各设备的容量;文献[7]建立了双层优化规划与设计模型,外层模型确定能量枢纽中能源转换设备及储能单元的投建与否和安装容量,内层模型则优化典型日的运行工况。

在基于电价的需求响应研究方面,文献[8]根据负荷预测的结果,考虑温控负荷和电动汽车响应

电价的调度,同时比较了集中式、层级式和分布式3种控制调度方法的优缺点;文献[9-10]通过确定需求响应的项目类型、聚类分析用户的用电特性、辨识需求响应项目参与率、计算价格弹性和评估用户需求响应潜力等步骤,提出适用于大型工商业用户细分用户群的价格弹性系数计算方法。

综上所述,现有研究成果中,针对基于市场弹性的价格型电力需求响应对多能源协同系统最优运行策略的影响研究较少。因此,文中在现有研究的基础上,基于多能源协同系统中多种能源的耦合转换特性,提出计及价格型需求响应的多能源协同系统优化模型。首先,介绍多能源协同系统的主体构成和主要设备模型,建立基于市场弹性的价格型需求响应模型;然后,以系统运营商日运行成本最低为目标,构建多能源协同系统优化调度模型;最后,以实际数据为基础进行算例分析。结果表明,所提的基于市场弹性的价格型需求响应优化调度模型能够显著降低多能源协同系统的总运行费用。

1 多能源协同系统概述

1.1 多能源协同系统主体构成

多能源协同系统是利用各个能源系统在时空上的耦合机制,采用“自发自用、余量上网”的运行机制,实现多能互补、能源梯级利用的一种综合能源系统。多能源协同系统有并网和孤网2种运行状态,文中主要考虑多能源协同系统的并网运行,以系统运行成本最低的方式调整各机组的出力,包括风电、光伏、CCHP等机组,同时与大电网进行连接,按照市场规则进行电量交易。

收稿日期:2020-07-13;修回日期:2020-08-26

基金项目:国家电网有限公司总部科技项目“电力弹性负荷快速响应及柔性调节关键技术研究及应用”(SCJSDK00JLJ-S1800094)

文中所述多能源协同系统由系统运营商和综合能源用户两大利益主体构成,各主体在系统运行中承担的角色如下:

(1) 系统运营商,承担多能协同系统运营责任的同时,扮演调度中心的角色。保证系统稳定运行前提下,销售能源赚取收益。能够通过配置能源生产设备、能源耦合转化设备、储能设备以及实行基于需求响应的调度策略以提高自身经济收益,保障能源可靠供给,并承担自身和能源生产商设备的运行维护成本。

(2) 综合能源用户,指具有多种负荷需求且各负荷需求存在耦合特性的用户。文中仅考虑不具备能源生产与存储要素的理性综合能源用户,即当外部价格信号变化时,用户能够以购能成本最低为目标自主调整部分非刚性电负荷需求。

1.2 能源集线器模型

能源集线器(energy hub, EH)是多能源协同系统中源、网、荷之间的接口平台,包含对各种形式能源的相互转化、分配和储存,从而实现能源资源的优化配置,为多能源协同系统的规划设计和运行优化提供了理论支撑。文中计及冷热电气4种能源构建EH,输入和输出关系如式(1)所示。基于不同优化目标,EH能够通过调整供能设备出力满足用能设备需求。

$$\begin{bmatrix} L_e \\ L_c \\ L_h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_e & k\eta_{e,GT} \\ \eta_{e,ER} & \eta_{e,AC}[(1-k)\eta_{h,GB} + \eta_{h,WHB}(1-k\eta_{e,GT})] \\ 0 & (1-k)\eta_{h,GB} + \eta_{h,WHB}(1-k\eta_{e,GT}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_e \\ E_{gas} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中: η_e 为电力变压器的平均转换效率; $\eta_{e,GT}$ 为燃气轮机(gas turbine, GT)的效率; $\eta_{h,GB}$ 为燃气锅炉(gas boiler, GB)输出热功率的效率; $\eta_{e,AC}$ 为吸收式制冷机(absorption chiller, AC)的制冷效率; $\eta_{e,ER}$ 为电制冷机(electric refrigerator, ER)的效率; $\eta_{h,WHB}$ 为余热锅炉(waste heat boiler, WHB)输出热功率效率; L_e , L_c , L_h 分别为用户的电、冷、热负荷需求量; E_e , E_{gas} 分别为风力与光伏产生的电能与输入的天然气; k 为分配系数。系统中的具体能源流见图1。

1.3 具体设备模型

文中从能源生产、能源存储、能源转换3个环节介绍具体设备模型^[11-12]。

(1) 能源生产设备模型。具体生产设备的模型为:

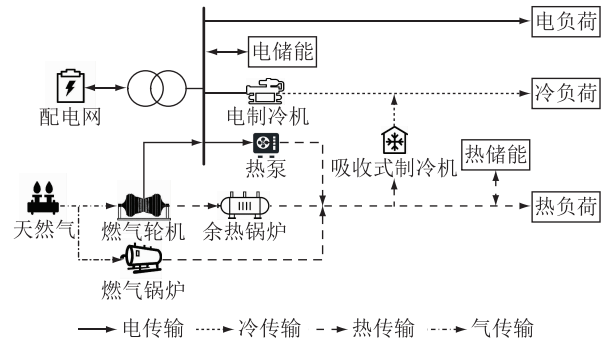


图1 多能源系统内部能流过程示意

Fig.1 Schematic diagram of internal energy flow process of multi-energy system

$$E_e = E_{PV,e,t} + E_{WT,e,t} \quad (2)$$

式中: $E_{WT,e,t}$, $E_{PV,e,t}$ 分别为风电、光伏机组的输出电功率。

$$\begin{cases} E_{GT,e,t} = \eta_{e,GT} q_{gas} E_{GT,g,t} \\ E_{WHB,h,t} = \eta_{h,WHB} (1 - \eta_{e,GT}) q_{gas} E_{GT,g,t} \\ E_{GB,h,t} = \eta_{h,GB} q_{gas} E_{GB,g,t} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $E_{GT,e,t}$ 为 t 时刻燃气轮机输出的电功率; q_{gas} 为天然气热值; $E_{GT,g,t}$ 为 t 时刻燃气轮机的天然气消耗功率; $E_{WHB,h,t}$ 为 t 时刻余热锅炉的输出热功率; $E_{GB,h,t}$ 为 t 时刻燃气锅炉输出的热功率; $E_{GB,g,t}$ 为 t 时刻燃气锅炉的天然气消耗功率。

(2) 能源存储设备模型。

① 储电设备模型。

$$E_{ESS,t} = (1 - \alpha) E_{ESS,t-1} + \left(E_{ESS,ch,t} \eta_{ESS,ch} \gamma_{ESS,ch} - \frac{E_{ESS,dis,t}}{\eta_{ESS,dis}} \gamma_{ESS,dis} \right) \Delta t_1 \quad (4)$$

式中: $E_{ESS,t}$ 为 t 时刻的储电容量; α 为储电设备的自损率; $E_{ESS,t-1}$ 为 $t-1$ 时刻的储电容量; $E_{ESS,ch,t}$, $E_{ESS,dis,t}$ 分别为 t 时刻的充、放电功率; $\eta_{ESS,ch}$, $\eta_{ESS,dis}$ 分别为充、放电效率; $\gamma_{ESS,ch}$, $\gamma_{ESS,dis}$ 分别为充电与放电状态,为0-1变量; Δt_1 为充放电时间,取1h。

② 储热设备模型。

$$E_{TSS,t} = (1 - \beta) E_{TSS,t-1} + \left(E_{TSS,ch,t} \eta_{TSS,ch} \gamma_{TSS,ch} - \frac{E_{TSS,dis,t}}{\eta_{TSS,dis}} \gamma_{TSS,dis} \right) \Delta t_2 \quad (5)$$

式中: $E_{TSS,t}$ 为 t 时刻的储热容量; β 为储热设备的自损率; $E_{TSS,t-1}$ 为 $t-1$ 时刻的储热容量; $E_{TSS,ch,t}$, $E_{TSS,dis,t}$ 分别为 t 时刻的充、放热功率; $\eta_{TSS,ch}$, $\eta_{TSS,dis}$ 分别为充、放热效率; $\gamma_{TSS,ch}$, $\gamma_{TSS,dis}$ 分别为充热与放热状态,为0-1变量; Δt_2 为充放热时间,取1h。

(3) 能源转换设备模型。根据图1的能流过

程,对溴化锂吸收式制冷机、热泵以及电制冷机等主要能源耦合设备进行建模,从而得到各种能源之间的耦合特性。溴化锂吸收式制冷机是一种热转冷设备,能够利用生产过程中的余热进行制冷作业,是冷、热耦合的关键设备;热泵是一种利用低品位热能的高效节能装置,消耗少部分电能,将地下水、暖气管道存在的少量低品位热能提取出来;电制冷机是一种电转冷设备,在消耗电能的情况下产生冷量。

① 溴化锂吸收式制冷机模型。

$$E_{AC,e,t} = E_{AC,h,t} \eta_{e,AC} \quad (6)$$

式中: $E_{AC,e,t}$ 为 t 时刻溴化锂制冷机输出的冷功率; $E_{AC,h,t}$ 为 t 时刻所消耗的热功率。

② 热泵模型。

$$E_{HP,h,t} = E_{HP,e,t} \eta_{h,HP} \quad (7)$$

式中: $E_{HP,h,t}$ 为 t 时刻热泵输出的热功率; $E_{HP,e,t}$ 为 t 时刻热泵所消耗的电功率; $\eta_{h,HP}$ 为电转热的效率。

③ 电制冷机模型。

$$E_{ER,c,t} = E_{ER,e,t} \eta_{e,ER} \quad (8)$$

式中: $E_{ER,c,t}$ 为 t 时刻电制冷机输出的冷功率; $E_{ER,e,t}$ 为 t 时刻电制冷机所消耗的电功率。

2 基于市场弹性的需求响应模型

2.1 市场弹性模型

需求响应的手段包括激励手段与价格手段,文中主要考虑用户的非刚性电负荷,利用市场弹性模型建立基于分时电价的价格型需求响应模型。根据经济学原理,市场弹性包括自弹性和交叉弹性,其中自弹性用来衡量当前单时段电价变化对于用电需求的影响,而交叉弹性用来衡量多时段电价变化对于多时段用电需求的影响。电力负荷的自弹性系数和交叉弹性系数分别为^[13]:

$$\varepsilon(i,i) = \frac{\partial p(i) q_0(i)}{p_0(i) \partial q(i)} \quad (9)$$

$$\varepsilon(i,j) = \frac{\partial p(j) q_0(i)}{p_0(j) \partial q(i)} \quad (10)$$

式中: $\varepsilon(i,i)$ 为自弹性系数; $\varepsilon(i,j)$ 为交叉弹性系数; $p_0(i)$ 为第 i 时刻的原始价格; $q_0(i)$ 为第 i 时刻的原始电负荷; $p(i)$ 为第 i 时刻的价格; $q(i)$ 为第 i 时刻的电负荷。

2.2 需求响应模型

此处所构建的需求响应模型综合考虑了单时段需求响应模型和多时段需求响应模型,分别基于电力负荷的自弹性系数和交叉弹性系数计算分时电价下用户第 t 时刻用电量的变化和跨时段电量

转移。

(1) 单时段需求响应模型。用户参与需求响应而改变的用电负荷量为:

$$\Delta q(i) = q(i) - q_0(i) \quad (11)$$

为计算用户参与需求响应之后的负荷需求 $q(i)$,定义用户消费电量 $q(i)$ 的电力价值 $B(q(i))$ 和用户消费电能的净利润 $L(i)$ ^[14],具体为:

$$L(i) = B(q(i)) - q(i)p(i) \quad (12)$$

两端求偏导可得:

$$\frac{\partial L(i)}{\partial q(i)} = 0 \longrightarrow \frac{\partial B(q(i))}{\partial q(i)} = p(i) + q(i) \frac{\partial p(i)}{\partial q(i)} \quad (13)$$

将原始负荷需求代入式(13)得:

$$\frac{\partial B(q_0(i))}{\partial q(i)} = p_0(i) + q_0(i) \frac{\partial p(i)}{\partial q(i)} \quad (14)$$

对电力价值 $B(q(i))$ 进行泰勒展开,可得:

$$B(q(i)) = B(q_0(i)) + \frac{\partial B(q_0(i))}{\partial q(i)} [q(i) - q_0(i)] \quad (15)$$

基于上述模型,可求得单时段需求响应模型:

$$q(i) = q_0(i) \left[1 + \frac{p_0(i) - p(i)}{p_0(i) \varepsilon(i,i)} \right] \quad (16)$$

(2) 多时段需求响应模型。单时段的需求响应模型仅考虑了电力负荷的自弹性系数,而分时电价的存在使用户能够自主决定不同时刻的用电量,因此多时段电价变化将影响多时段的用电需求。

通过扩展式(16),基于交叉弹性的多时段需求响应模型可表示为:

$$q(i) = q_0(i) \left[1 + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} \frac{p_0(j) - p(j)}{p_0(j) \varepsilon(i,j)} \right] \quad (17)$$

(3) 最终需求响应模型。结合单时段和多时段需求响应模型可得到最终的需求响应模型:

$$q(i) = q_0(i) \left[1 + \frac{p_0(i) - p(i)}{p_0(i) \varepsilon(i,i)} + \sum_{j=1, j \neq i}^{24} \frac{p_0(j) - p(j)}{p_0(j) \varepsilon(i,j)} \right] \quad (18)$$

3 多能源协同系统优化运行模型

3.1 目标函数

以系统日运行成本最小为目标,包括设备运行维护成本 C_{OM} ,购电成本 C_E 和购气成本 C_G ,并网型多能源协同系统的具体优化目标函数为:

$$\min C = C_{OM} + C_E + C_G \quad (19)$$

(1) 运行维护成本^[15]。

$$C_{OM} = \sum_m \sum_t \xi_{m,OM} E_{m,t} T \quad (20)$$

式中: $\xi_{m,OM}$ 为设备 m 单位输出功率的运行维护费用; $E_{m,t}$ 为设备 m 在 t 时刻的输出功率; T 为调度时长。

(2) 购电成本。

$$C_E = \sum_t p_{buy,e,t} E_{buy,e,t} T \quad (21)$$

式中: $p_{buy,e,t}$ 为 t 时刻从电网购电的电价; $E_{buy,e,t}$ 为 t 时刻从电网购电的购电功率。

(3) 购气成本。

$$C_G = \sum_t p_{g,t} (E_{CT,g,t} + E_{GB,g,t}) q_{gas} T \quad (22)$$

式中: $p_{g,t}$ 为 t 时刻的气价, 天然气热值 q_{gas} 取值为 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$ 。

3.2 约束条件

(1) 功率平衡约束。多能源协同系统调度运行中需满足电、热、冷功率平衡约束, 且在电功率平衡约束中应考虑需求响应量。

① 电功率平衡约束。

$$E_{buy,e,t} + E_e + E_{CT,e,t} + E_{ESS,t} - \frac{E_{ER,c,t}}{\eta_{c,ER}} - \frac{E_{HP,h,t}}{\eta_{h,HP}} = E_{user,e,t} - \Delta q_t \quad (23)$$

式中: $E_{user,e,t}$ 为用户在 t 时刻进行需求响应之前的用电负荷; Δq_t 为用户参与需求响应后而改变的负荷量。

② 热功率平衡约束。

$$E_{GB,h,t} + E_{WHB,h,t} + E_{HP,h,t} - \frac{E_{AC,c,t}}{\eta_{c,AC}} + E_{TSS,t} = E_{user,th,t} \quad (24)$$

式中: $E_{user,th,t}$ 为 t 时刻的用户实际用热负荷。

③ 冷功率平衡约束。

$$E_{ER,c,t} + E_{AC,c,t} = E_{user,c,t} \quad (25)$$

式中: $E_{user,c,t}$ 为 t 时刻的用户实际用冷负荷。

(2) 联络线约束。

$$P_{grid,min} \leq E_{buy,e,t} \leq P_{grid,max} \quad (26)$$

式中: $P_{grid,min}$, $P_{grid,max}$ 分别为配电网交互功率的最小、最大值。

(3) 储能装置约束。

$$\begin{cases} 0 \leq E_{ESS,ch,t} \leq 0.3E_{ESS,t}, 0 \leq E_{ESS,dis,t} \leq 0.3E_{ESS,t} \\ 0 \leq E_{TSS,ch,t} \leq 0.3E_{TSS,t}, 0 \leq E_{TSS,dis,t} \leq 0.3E_{TSS,t} \\ E_{ESS,min} \leq E_{ESS,t} \leq E_{ESS,max}, E_{TSS,min} \leq E_{TSS,t} \leq E_{TSS,max} \\ \gamma_{ESS,ch} + \gamma_{ESS,dis} \leq 1, \gamma_{TSS,ch} + \gamma_{TSS,dis} \leq 1 \\ E_{ESS,0} = E_{ESS,24}, E_{TSS,0} = E_{TSS,24} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $E_{ESS,min}$, $E_{ESS,max}$ 分别为储电装置的最小、最大容量; $E_{TSS,min}$, $E_{TSS,max}$ 分别为储能装置的最小、最大容量。

(4) 设备出力约束。

$$\begin{cases} 0 \leq E_{CT,e,t} \leq E_{CT,e,max} \\ 0 \leq E_{WHB,h,t} \leq E_{WHB,h,max} \\ 0 \leq E_{GB,h,t} \leq E_{GB,h,max} \\ 0 \leq E_{AC,c,t} \leq E_{AC,c,max} \\ 0 \leq E_{HP,h,t} \leq E_{HP,h,max} \\ 0 \leq E_{ER,c,t} \leq E_{ER,c,max} \end{cases} \quad (28)$$

式中: $E_{CT,e,max}$, $E_{WHB,h,max}$, $E_{GB,h,max}$, $E_{AC,c,max}$, $E_{HP,h,max}$, $E_{ER,c,max}$ 分别为燃气轮机、余热锅炉、燃气锅炉、吸收式制冷机、热泵、电制冷机的最大容量。

(5) 机组爬坡约束。

$$|E_{m,t+1} - E_{m,t}| \leq \Delta P_{m,max} \quad (29)$$

式中: $\Delta P_{m,max}$ 为设备 m 的爬坡上限。

4 算例分析

4.1 算例基本参数

算例选取了北方某工业园区夏季某一日的实际数据, 时间尺度为 1 h , 在 Matlab 环境下调用 CPLEX 求解, 验证文中所建立的模型的合理性与有效性。图 2 为某一典型日电、热、冷负荷曲线和可再生能源(风电、光伏)出力曲线, 其中 HP 为热泵。为了充分利用可再生能源, 减少弃风弃光现象, 假设优先保证可再生能源全额消纳。从电网购电电价为 $1.2 \text{ 元}/(\text{kW} \cdot \text{h})$, 各种能源价格如表 1 所示, 自弹性和交叉弹性如表 2 所示, 各设备具体参数如表 3、表 4 所示^[11]。

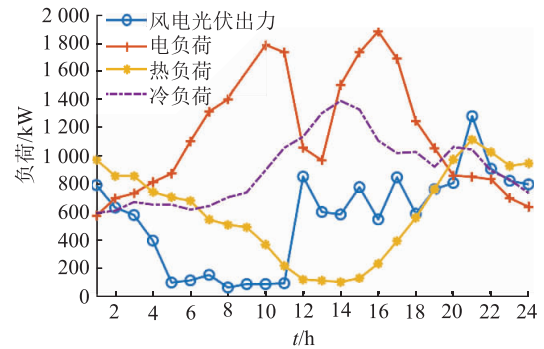


图 2 负荷曲线

Fig.2 Load situation

表 1 能源价格

Table 1 Energy price $\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}$

项目类型	时间段	电价	热价	气价
峰时	08:00—11:00, 16:00—20:00	1.2	0.3	0.25
平时	06:00—08:00, 11:00—16:00, 20:00—22:00	0.7	0.3	0.25
谷时	22:00—次日 06:00	0.4	0.3	0.25

表2 峰、平、谷时段的自弹性和交叉弹性
Table 2 Self elasticity and cross elasticity in peak, flat and valley periods

时段	弹性系数		
	峰时段	平时段	谷时段
峰时段	40	-90	-75
平时段	-90	40	-100
谷时段	-75	-100	40

表3 储能设备主要参数

Table 3 Main parameters of energy storage equipment

参数	设备	
	电储能	热储能
配置容量/(kW·h)	1 500	1 500
充、放效率	0.9	0.9
自损耗系数	0.003 5	0.003 5
储能占比上、下限	0.9, 0.1	0.9, 0.1
初始容量/(kW·h)	750	750
运行维护费用/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.001 8	0.001 8

表4 其他设备主要参数

Table 4 Main parameters of other equipment

设备	电/热效率	能效比	运行维护费用/[元·(kW·h) ⁻¹]
燃气锅炉	0.93		0.020
燃气轮机	0.3		0.020
余热锅炉	0.8		0.025
电制冷机		4	0.025
热泵		4.5	0.025
吸收式制冷机		0.7	0.025

注:配置容量均为1 000 kW·h;向上、下爬坡速率均为500 kW/h。

4.2 算例结果

为验证文中所建模型的有效性,根据储能设备的配置和需求响应的设置,分别构建4种场景进行对比,如表5所示,以系统运营商的日运行成本最低为优化目标,寻求最优的调度策略。

表5 4种场景

Table 5 Four scenarios

场景	储电设备	储热设备	需求响应
一	无	无	无
二	有	无	无
三	有	有	无
四	有	有	有

(1) 场景一。场景一是未考虑储电、储热设备以及用户需求响应的基础场景,该场景中电功率、热功率和冷功率平衡情况如图3所示。可以看出,由于可再生能源出力具有反调峰特性,00:00—04:00, 12:00—16:00, 21:00—24:00的出力较高,

且22:00—次日06:00为谷时段,电价较低,因此燃气轮机和余热锅炉不工作,可再生能源出力和购买的电能可满足系统的用电需求,热负荷主要由热泵提供。而燃气轮机输出电功率主要集中在电价高的时段(08:00—11:00, 17:00—20:00),在满足系统电负荷需求的同时,由余热锅炉回收多余的热量作为系统供热。系统的冷负荷需求主要由电制冷机满足,在用热需求较低的时段(10:00—16:00),通过吸收式制冷机将一部分热负荷转换成冷负荷,满足部分的用冷需求。在此场景下,系统的购气量为27 588.4 kW·h,购电量为13 781.5 kW·h。

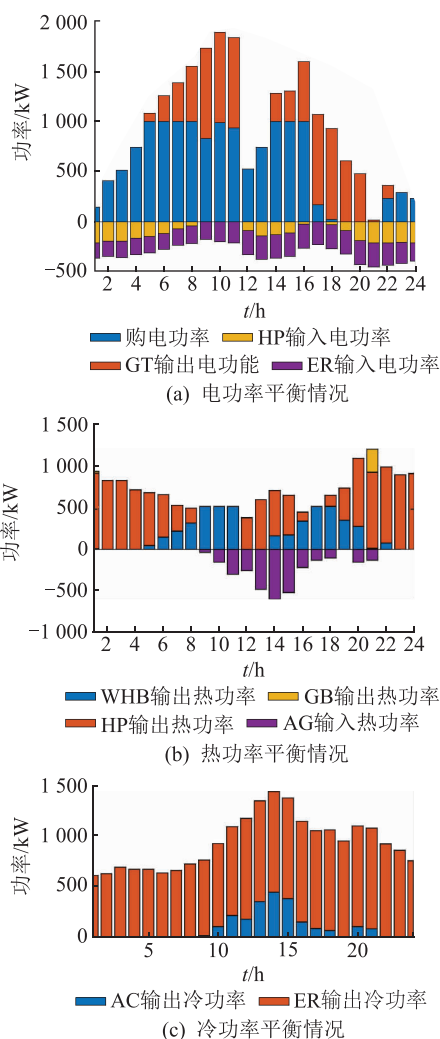


图3 场景一电热冷功率平衡

Fig.3 Scenario one electrical thermal and cold power balance

(2) 场景二。场景二在场景一的基础上增加了储电设备,该场景中的电功率、热功率和冷功率平衡情况见图4。与基础场景相比,储电设备在高电价时段放电,低电价时段充电,承担了部分电负荷需求,因此燃气轮机组出力、余热锅炉回收的热量以及高电价时段的购电量明显减少。系统的热负

荷需求主要通过热泵满足,仅有一小部分通过燃气锅炉满足。电制冷机和吸收式制冷机出力的变化较小,系统的冷负荷需求仍主要通过电制冷机满足。在此场景下,系统的购气量为 26 761.2 kW·h,购电量为 13 971.6 kW·h。

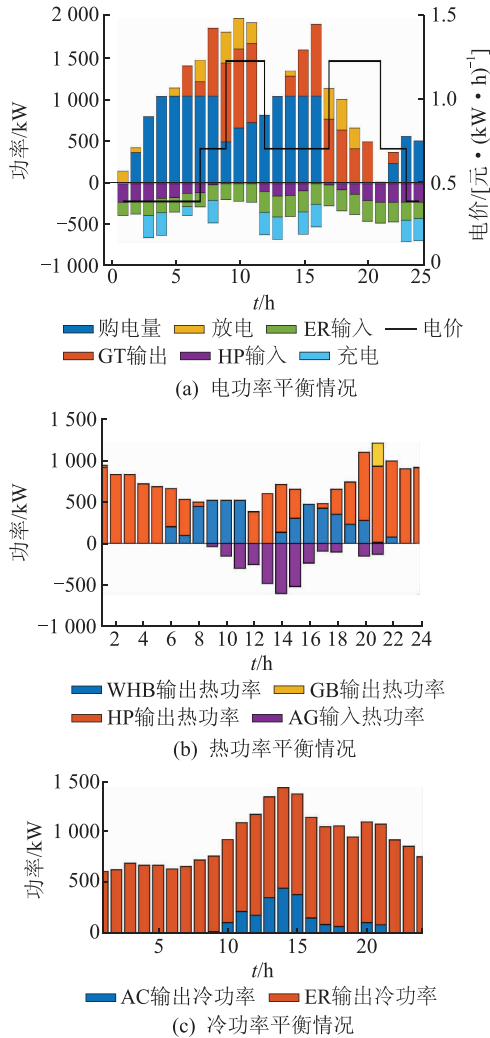


图4 场景二电热冷功率平衡

Fig.4 Scenario two electrical thermal and cold power balance

(3) 场景三。与场景一和场景二相比,场景三在其基础上增加了储电和储热设备,该场景中的电功率、热功率和冷功率平衡情况如图 5 所示。与场景二相比,场景三的储电设备在低谷时段和平时段的输出电功率减少,而购电功率增加,燃气轮机的输出电功率减少。其主要原因是储热设备承担了部分热负荷需求,从而导致余热锅炉和燃气轮机等设备出力减少,系统热负荷需求主要通过能效更高的热泵满足。电制冷机和吸收式制冷机出力的变化较小,在 16:00—17:00,该时段电价较高,吸收式制冷机的出力增加,电制冷机的出力减少,但系统的冷负荷需求仍主要通过电制冷机满足。在此场

景下,系统的购气量为 26 403.8 kW·h,购电量为 14 114.1 kW·h。

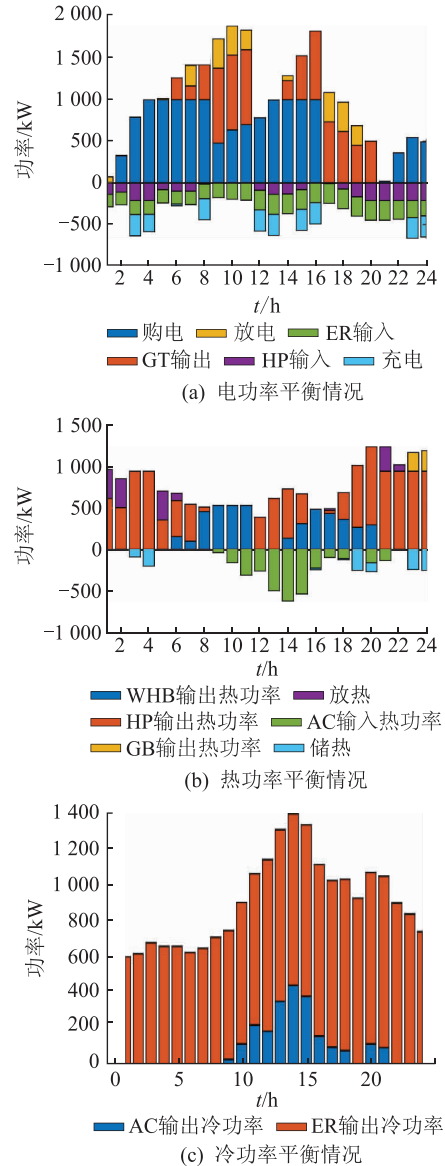


图5 场景三电热冷功率平衡

Fig.5 Scenario three electrical thermal and cold power balance

(4) 场景四。场景四在场景三的基础上增加了用户的价格型需求响应,用户根据电价的高低调整用电负荷,在减少自身的用电费用的同时能够缓解系统调峰的压力,该场景中的电功率、热功率和冷功率平衡情况如图 6 所示。与前面 3 个场景相比,用户各个时段的用电负荷产生了变化,在低电价时段的用电量增加,高电价时段的用电量减少,总需求响应量大约为原始负荷的 5%。因此燃气轮机的发电量、向电网购买的电量以及储电设备输出的电量均显著减少。余热锅炉输出的热功率以及储热设备输出的热功率减少,从而导致热泵的产热量增加。燃气锅炉、电制冷机、吸收式制冷机以及储电

储热设备的出力变化较小。在此场景下,系统的购气量为 24 220.4 kW·h,购电量为 13 796.2 kW·h。

5 结论

针对多能源协同系统的优化调度问题,以系统日运行成本最低为目标,建立了考虑价格型需求响应的多能源协同系统运行策略的调度优化模型,通过实际案例比较和分析多场景的优化结果,得出的主要结论为:

(1) 基于市场弹性的价格型需求响应能够有效地结合电源侧与用户侧,利用用户对价格的敏感度,引导用户削减和转移其用电负荷,从而显著降低系统的运行成本。

(2) 相比于仅含储能设备的多能源协同系统,考虑储能与电力需求响应相互配合的多能源协同系统运行方式降低了系统从外部购电的成本,减少了总运行成本,具有推广价值。

参考文献:

[1] ZHANG Xiaping, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2302-2311.

[2] 王毅,张宁,康重庆. 能源互联网中能量枢纽的优化规划与运行研究综述及展望 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(22): 5669-5681.

WANG Yi, ZHANG Ning, KANG Chongqing. Summary and prospect of research on optimization planning and operation of energy hub in energy Internet [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2015, 35(22): 5669-5681.

[3] 董福贵,张也,尚美美. 分布式能源系统多指标综合评价研究 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(12): 3214-3223.

DONG Fugui, ZHANG Ye, SHANG Meimei. Research on multi index comprehensive evaluation of distributed energy system [J]. Chinese Journal of Electrical Engineering, 2016, 36(12): 3214-3223.

[4] 林威,靳小龙,穆云飞,等. 区域综合能源系统多目标最优混合潮流算法 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(20): 5829-5839.

LIN Wei, JIN Xiaolong, MU Yunfei, et al. Multi-objective optimal mixed power flow algorithm for regional integrated energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(20): 5829-5839.

[5] 曾鸣,韩旭,李源非,等. 基于 Tent 映射混沌优化 NSGA-II 算法的综合能源系统多目标协同优化运行 [J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 220-228.

ZENG Ming, HAN Xu, LI Yuanfei, et al. Multi-objective cooperative optimization operation of integrated energy system based on Tent map chaos optimization NSGA-II algorithm [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 220-228.

[6] BENNEK J, BUHLIGEN U, ROTHE K, et al. Design and optimization of CCHP system incorporated into kraft process, using pinch analysis with pressure drop consideration [J]. Applied

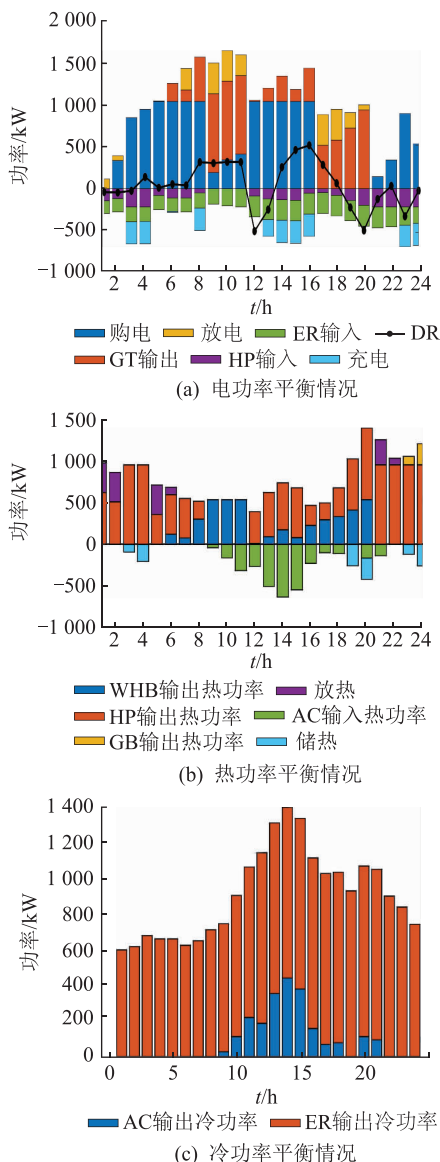


图6 场景四电热冷功率平衡

Fig.6 Scenario four electrical thermal and cold power balance

综合比较以上 4 个场景的结果可知,得益于分时电价机制下的用户需求响应,在多能源协同系统中配置储电、储热设备,系统的日总运行成本将显著降低,具体结果表 6 所示。

表 6 购气、购电成本与系统日总运行成本

Table 6 Gas purchase, power purchase cost and total daily operation cost of the system 元

场景	购气成本	购电成本	总运行成本	效益
一	12 935	6 695	21 001	46 943
二	13 763	5 204	19 556	81 628
三	13 852	5 024	19 444	84 317
四	13 037	5 003	19 383	84 929

- Thermal Engineering, 2013, 61(1): 88-97.
- [7] GUO Li, LIU Wenjia, CAI Jiejia, et al. A two-stage optimal planning and design method for combined cooling, heat and power microgrid system [J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74(10): 433-445.
- [8] CALLAWAY D S, HISKENS I A. Achieving controllability of electric loads [J]. Proceedings of the IEEE, 2011, 99(1): 184-199.
- [9] VAHID S T, GHASSEMZADEH S, TOHIDI S. Energy management in hybrid microgrid with considering multiple power market and real time demand response [J]. Energy, 2019(174): 10-23.
- [10] CONEJO A J, MORALES J M, BARINGO L. Real-time demand response mode [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2010, 1(3): 236-242.
- [11] 方绍凤, 周任军, 许福鹿, 等. 考虑电热多种负荷综合需求响应的园区微网综合能源系统优化运行 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(1): 50-57.
- FANG Shaofeng, ZHOU Renjun, XU Fulu, et al. Optimized operation of integrated energy system of park microgrid considering comprehensive demand response of electric heating and multiple loads [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(1): 50-57.
- [12] 孙强, 高松, 谢典, 等. 协调可靠性与经济性的园区综合能源系统优化规划 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(4): 76-82.
- SUN Qiang, GAO Song, XIE Dian, et al. Optimum planning for integrated community energy system with coordination of reliability and economy [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(4): 76-82.
- [13] YU Dongmin, XU Xinyi, DONG Mingyu, et al. Modeling and prioritizing dynamic demand response programs in the electricity markets [J]. Sustainable Cities and Society, 2020(53): 101921.
- [14] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R. Modeling and prioritizing demand response programs in power markets [J]. Electric power systems research, 2010, 80(4): 426-435.
- [15] 崔鹏程, 史俊祎, 文福拴, 等. 计及综合需求侧响应的能量枢纽优化配置 [J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 101-109.
- CUI Pengcheng, SHI Junyi, WEN Fushuan, et al. Optimal configuration of energy hub considering comprehensive demand-side response [J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 101-109.

作者简介:



王俐英

王俐英(1997),女,博士在读,研究方向为综合能源系统,电力市场(E-mail:595910434@qq.com);

曾鸣(1957),男,硕士,教授,博士生导师,研究方向为综合能源系统,电力市场,能源互联网;

赵嘉欣(1997),女,硕士在读,研究方向为综合能源系统,电力市场。

Optimal operation of multi-energy collaborative system considering electricity demand response

WANG Liying¹, ZENG Ming¹, ZHAO Jiabin¹, LI Bo², WANG Yongli¹

(1. School of Economics and Management, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Marketing Service Center, Nanjing 210024, China)

Abstract: In a multi-energy collaborative system, cooling, heating, electricity and other energy sources are coupled to complement each other. Through multi-energy coordination and solidarity, their operating efficiency and economic benefits can be significantly improved. Demand response as a multi-energy supply-demand balance method can further improve system flexibility and economy, and electricity demand response as a viable method has been implemented in multiple provinces. In order to clarify the impact of electricity demand response on the optimal operation mode of multi-energy cooperative system, a multi-energy cooperative system optimized operation model that considers market-based elastic price-type demand response is proposed. Firstly, the main components of the multi-energy collaborative system is analyzed, based on the energy hub model, the multi-energy coupling characteristics are studied, and a price-based demand response model based on market elasticity is constructed. Based on this, an optimal operation model is established to minimize the daily operation cost of multi energy collaborative system. Finally, combined with actual case calculation analysis, it is verified that the adoption of price-based demand response measures can be significant to improve the economy of multi-energy collaboration systems.

Keywords: multi energy collaborative system; energy hub; electricity demand response; market elasticity; optimized operation

(编辑 钱悦)