

计及电热耦合需求响应的综合能源协同调度优化策略

梁宝全¹,张旭东¹,李 飞¹,王鸿玺¹,王昊天²,孙 毅²,李泽坤²

(1. 国网河北省电力有限公司,石家庄 050000;
2. 华北电力大学 电气与电子工程学院,北京 102206)

Optimizing strategy of integrated energy coordination dispatching considering electric and heating demand response

LIANG Baoquan¹, ZHANG Xudong¹, LI Fei¹, WANG Hongxi¹, WANG Haotian², SUN Yi², LI Zekun²

(1. State Grid Hebei Electric Power Co., Ltd., Shijiazhuang 050000, China; 2. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

摘要:需求响应对优化负荷分布、降低系统经济成本等方面的作用逐渐得到重视,为了满足用户的冷热电等综合能源需求,较多工业园区高峰时需从主网大量购电,不仅增加了园区自身运行成本,也加深了主网高峰时的调度压力。针对上述问题,以工业园区微能网系统为场景,考虑了热电耦合下的联合响应,以系统总运行成本最低为目标,最终形成工业园区综合能源协同调度策略。模型选取某智能园区一个典型日的用电情景进行优化,通过热电联合响应调整用户对不同形式能源的负荷曲线,实现能源优化配置。算例表明所提方法能够在峰时减少主网购电,增加园区内本地机组调用,并满足用户的冷热电需求,具备良好的经济性。

关键词:综合能源;工业园区微能网;热电联供;需求响应

Abstract: The role of demand response in optimizing load distribution and reducing system economic costs is gradually being emphasized. In order to meet users' comprehensive energy demand such as cooling, heating and power, many industrial parks need to purchase a large amount of electricity from the main network at peak time which not only increases the park itself operating costs also increases the scheduling pressure during the peak hours of the main network. In response to the problems, under the scenario of a industrial park micro-energy network system, with the goal of the lowest total operating cost of the system, a comprehensive energy coordinated dispatch strategy for the industrial park will be formed, considering the joint response under the coupling of heat and electricity. This model selects a typical daily electricity consumption scenario in a smart park to optimize, and adjusts the user's load curve for different forms of energy through the combined response of heat and power to achieve optimal energy allocation. The calculation example shows that the proposed method can reduce the main network power purchase during peak hours and increase the local generating units in the park meeting the needs of users for cooling, heating and electricity, which has good economic benefits.

Key words: integrated energy; industrial park microgrid; combined heat and power; demand response

0 引言

传统工业园区中能源形式单一,用户在各个时段用能需求量差异较大,具有冷、热、电等多种用能需求,以综合能源集成为基础的新型工业园区微能网系统建设正逐步推进,多种形式的能源互补优化与协同调度问题成为研究热点。

现有的综合能源优化问题已有较多研究^[1-2],分别聚焦在综合能源服务商盈利策略^[1]、综合能源评价方法、综合能源集成的微能网运营场景优化^[2]等

收稿日期:2020-05-17;修回日期:2020-09-15

基金项目:国家电网公司科技项目(SGHEDK00DYJS200044)

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation (No.SGHEDK00DYJS200044)

方面,但相关研究多以考虑供给侧的综合能源配置为主,如文献[3]通过对冷热电联供机组进行出力优化,面向微能网运营成本最小化目标,利用内点法求得成本最优模型的最优解,降低了运营成本;文献[4]利用双层优化方法,在考虑了多能源运行复杂耦合性的基础上实现供能系统的出力优化。

工业园区能耗巨大,高峰时向主网大量购电时有发生。需求响应为负荷优化配置、用能优化提供了有效技术手段。因此,不少文献将综合能源与需求响应结合,但多以考虑电负荷或热负荷单独响应的综合能源调度为主,如文献[5]基于碳排放约束在用户侧进行了电力需求响应,实现了面向风电消纳的热、电联合优化调度;文献[6]通过电转热、引入储热设备等方式,将谷时段电能或多余的电能转换为热能储存,再在峰时段放热,实现了供热需求

的灵活调度。文献[7]提出市场环境下以负荷聚合商为实施需求响应主体时电热负荷互动模型。

综上所述,现有研究聚焦在综合能源供能优化居多,而考虑需求响应的研究多为对电负荷响应下的调度。本文对综合能源的冷、热、电耦合关系进行分析,考虑了电热联合响应场景,构建了热负荷和电负荷联合需求响应下的运行成本最优模型,实现工业园区综合能源系统运行经济优化。

1 电-冷-热综合能源工业园区微能网建模分析

1.1 微能网系统的组成

本文将主网引入所研究的综合能源系统中,并在系统供给侧配置热电联产机组(即CHP机组)、燃气锅炉等出力装置,系统需求侧的用户具有冷、热、电等多种能源需求,需求侧的用能负荷包括电负荷、蓄电池以及电制冷机等,如图1所示。

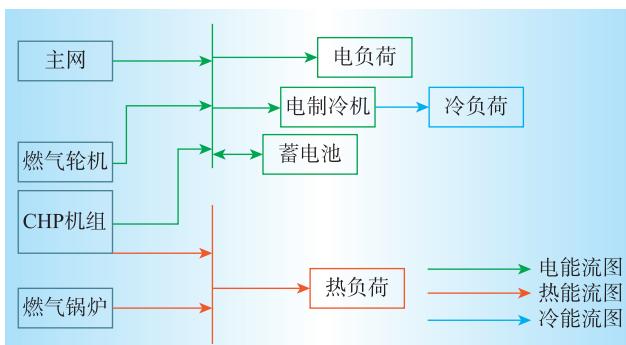


图1 工业园区微能网综合能量流动结构

Fig. 1 Energy flow structure of the micro-energy integrated energy in industrial park

1.2 供给侧出力机组模型

1.2.1 燃汽轮机组模型

燃汽轮机组具有运行稳定、出力平缓的特性,是工业园区的核心分布式电源设备。燃汽轮机组输出功率、发电功率、余热功率分别如式(1)、式(2)、式(3)所示

$$P_{\text{GT}}(t) = P_{\text{gas}}(t)\eta_{\text{GT}} \quad (1)$$

$$Q_{\text{FT}}(t) = F_{\text{GT}}(t)L_{\text{GT}}\eta_{\text{GT}} \quad (2)$$

$$H_{\text{GT}}(t) = P_{\text{GT}}(t)\gamma_{\text{GT}} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{GT}}(t)$ 为 t 时段燃汽轮机的输出功率; $P_{\text{gas}}(t)$ 为燃汽轮机消耗的燃气功率; η_{GT} 为燃汽轮机的发电效率; $Q_{\text{FT}}(t)$ 为燃汽轮机在 t 时段的电能出力; $F_{\text{GT}}(t)$ 为燃汽轮机在 t 时段的消耗燃气量; L_{GT} 为燃汽热值,取 9.7 kWh/m^3 ; $H_{\text{GT}}(t)$ 为燃汽轮机在 t 时段的回收余热功率; γ_{GT} 为燃汽轮机的热电比。

1.2.2 CHP机组模型

热电联产机组通过燃烧燃气发电,同时机组内部含有余热锅炉,收集余热传送到给热管道,满足用户的热能需求。根据CHP机组常见的热电耦合关系,CHP机组模型如式(4)、式(5)、式(6)表述

$$P_{\text{CHP}}^e(t) = \eta_{\text{CHP}}^e P_{\text{CHP},t} L_{\text{GT}} \quad (4)$$

$$P_{\text{CHP}}^h(t) = \eta_{\text{CHP}}^h P_{\text{CHP},t} L_{\text{GT}} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{\text{CHP}}^e(t) \leq P_{\text{CHP},\text{max}}^e \quad (6)$$

式中: $P_{\text{CHP}}^e(t)$ 为CHP机组 t 时段的电能输出功率; $P_{\text{CHP}}^h(t)$ 为CHP机组 t 时段的热能输出功率; η_{CHP}^e 和 η_{CHP}^h 分别为CHP的发电和产热效率; $P_{\text{CHP},t}$ 为CHP机组在 t 时段的耗能功率; $P_{\text{CHP},\text{max}}^e$ 为CHP机组的发电功率上限。

1.2.3 燃气锅炉模型

燃气锅炉通过燃烧燃气释放热能的方式来满足用户热能需求,其线性模型如式(7)

$$Q_{\text{GB}}(t) = F_{\text{GB}}(t)L_{\text{NG}}\eta_{\text{GB}} \quad (7)$$

式中: $Q_{\text{GB}}(t)$ 为燃气锅炉在 t 时段的输出热量; $F_{\text{GB}}(t)$ 为燃气锅炉在 t 时段的消耗燃气量; L_{NG} 为燃气热值,取 9.7 kWh/m^3 ; η_{GB} 为燃气锅炉的效率。

1.3 需求侧用能负荷模型

1.3.1 电制冷机模型

电制冷机通过压缩机实现电转冷,满足用户的冷能需求,其模型如式(8)所示

$$Q_{\text{EC}}(t) = P_{\text{EC}}(t)COP_{\text{EC}} \quad (8)$$

式中: $Q_{\text{EC}}(t)$ 为电制冷机的输出制冷功率; $P_{\text{EC}}(t)$ 为电制冷机输出功率; COP_{EC} 为能效比。

1.3.2 蓄电池模型

蓄电池是化学能与电能相转换,其模型如式(9)

$$E_{\text{BT}}(t) = E_{\text{BT}}(t-1) + [\eta^{\text{abs}} P_{\text{BT,abs}}(t) - \frac{1}{\eta^{\text{relea}}} P_{\text{BT,relea}}(t)]\Delta t \quad (9)$$

式中: $E_{\text{BT}}(t)$ 为 t 时刻装置存储的能量; η^{abs} 为装置的充电效率; η^{relea} 为装置的放电效率; $P_{\text{BT,abs}}(t)$ 为装置 t 时刻的充电功率; $P_{\text{BT,relea}}(t)$ 为 t 时刻装置的放电功率。

2 综合能源优化调度模型

2.1 目标函数

本文以微能网运营商为视角,对工业园区综合能源系统进行优化调度,对用户同时实施热、电响应,以总运营成本最低为目标,其成本包括综合能源机组运行成本和需求响应补贴成本。目标函数如式(10)所示

$$P = \min(F_{\text{Ef}} + C_{\text{Ef}}) \quad (10)$$

式中: P 为微能网典型日的全天总运营成本; F_{Ef} 为

微能网运营商支付的能源费用; C_{EF} 为削减补偿成本。

其中能源费用可以表示为式(11)

$$F_{\text{EF}} = F_{\text{GT}} + F_{\text{GB}} + F_{\text{CHP}}^e + F_{\text{CHP}}^h + F_g \quad (11)$$

式中: F_{GT} 为燃气轮机用能成本; F_{GB} 为燃气锅炉成本费用; F_{CHP}^e 为 CHP 机组产生电能的用气成本; F_{CHP}^h 为 CHP 机组产生热能的用气成本; F_g 为向主网购电费用。

其中燃气轮机的日成本如式(12)所示

$$F_{\text{GT}} = \sum_{t=1}^{24} \frac{F_{\text{fuel}}}{L_{\text{GT}}} \cdot \frac{Q_{\text{FT}}(t)}{\eta_{\text{GT}}} \quad (12)$$

式中: F_{fuel} 为燃气费用。

燃气锅炉的日成本如式(13)所示

$$F_{\text{GB}} = \sum_{t=1}^{24} \frac{F_{\text{fuel}}}{L_{\text{GT}}} \cdot \frac{Q_{\text{GB}}(t)}{\eta_{\text{GB}}} \quad (13)$$

CHP 机组的日成本如式(14)、式(15)所示

$$F_{\text{CHP}}^e = \sum_{t=1}^{24} \frac{F_{\text{fuel}}}{L_{\text{GT}}} \cdot \frac{F_{\text{CHP}}^e(t)}{\eta_{\text{CHP}}^e} \quad (14)$$

$$F_{\text{CHP}}^h = \sum_{t=1}^{24} \frac{F_{\text{fuel}}}{L_{\text{GT}}} \cdot \frac{F_{\text{CHP}}^h(t)}{\eta_{\text{CHP}}^h} \quad (15)$$

购电成本如式(16)所示

$$F_g = \sum_{t=1}^{24} p^e(t) P_g(t) \quad (16)$$

式中: $p^e(t)$ 为分时电价; $P_g(t)$ 为购电功率。

通过综合能源需求响应降低工业园区微能网运行成本,对用户需求响应的补贴由式(17)计算

$$C_{\text{EF}} = \sum_{t=1}^{24} K_{1t} P_{\text{L}}^{\text{dE}}(t)^2 + K_{2t} P_{\text{L}}^{\text{dE}}(t) + K_{3t} P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t)^2 + K_{4t} P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t) \quad (17)$$

式中: K_{1t} 、 K_{2t} 分别为补偿金额在全微能网范围削减电负荷量的一次项与二次项系数; K_{3t} 、 K_{4t} 分别为补偿金额在全微能网范围削减热负荷量的一次项与二次项系数; $P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t)$ 为 t 时段微能网削减热负荷量; $P_{\text{L}}^{\text{dE}}(t)$ 为 t 时段微能网削减电负荷量。

2.2 约束条件

2.2.1 主网购电约束

考虑微能网购电能力有限等因素设置式(18)

$$0 \leq P_g(t) \leq P_{\text{gmax}}(t) \quad (18)$$

式中: $P_g(t)$ 为微能网在 t 时段从电网的购电功率; $P_{\text{gmax}}(t)$ 为微能网在 t 时段最大的购电能力。

2.2.2 发电机组出力上下限约束

考虑到机组与微能网系统安全稳定运行因素,对机组进行式(19)的约束

$$P_{\text{Gmin}} \leq P_{\text{G}}(t) \leq P_{\text{Gmax}} \quad (19)$$

式中: P_{Gmax} 为燃气轮机组发电功率的最大值; P_{Gmin} 为燃气轮机组发电功率的最小值。

2.2.3 冷负荷功率平衡约束

冷热电联供型微能网中的冷负荷由电制冷机

提供,因而冷负荷功率平衡方程如式(20)所示

$$P_{\text{cold}}(t) = Q_{\text{EC}}(t) \quad (20)$$

式中: $P_{\text{cold}}(t)$ 为冷负荷; $Q_{\text{EC}}(t)$ 为电制冷机输出冷功率。

2.2.4 热负荷功率平衡

热负荷由 CHP 机组余热锅炉和燃气锅炉提供,因而热负荷功率平衡方程如式(21)所示

$$Q_{\text{GB}}(t) + P_{\text{CHP}}^h(t) = P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t) \quad (21)$$

式中: $P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t)$ 为目前微能网中的热需求量。

2.2.5 电负荷功率平衡

电-冷-热联供型微能网中,电功率平衡约束方程为

$$\begin{aligned} P_g(t) + P_{\text{BT,rela}}(t) + Q_{\text{FT}}(t) + P_{\text{CHP}}^e(t) = \\ P_{\text{load}}(t) + P_{\text{BT,abs}}(t) + P_{\text{EC}}(t) - P_{\text{L}}^{\text{dE}}(t) \end{aligned} \quad (22)$$

式中: $P_{\text{load}}(t)$ 为电负荷。

2.2.6 削减负荷量功率平衡

削减负荷量需遵循式(23)、式(24)所示的约束

$$0 \leq P_{\text{L}}^{\text{dE}}(t) \leq P_{\text{L,max}}^{\text{dE}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_{\text{L}}^{\text{dh}}(t) \leq P_{\text{L,max}}^{\text{dh}} \quad (24)$$

式中: $P_{\text{L,max}}^{\text{dE}}$ 为 t 时段微能网削减最大电负荷量; $P_{\text{L,max}}^{\text{dh}}$ 为 t 时段微能网削减最大热负荷量。

3 算例分析

3.1 仿真实验设置

本文以某智能园区^[8]一个典型日为例进行仿真分析,算例中涉及一个 CHP 机组,一个燃气轮机,一个燃气锅炉,微能网间不存在电功率、冷功率、热功率和天然气的交互。针对本文目标函数,使用 MATLAB-Gurobi 工具对算例进行求解,算例中所涉及的约束及参数是燃气价格 F_{fuel} 为 4 元/ m^3 ; 燃气轮机效率 η_{GT} 为 0.9; 燃气锅炉效率 η_{GB} 为 0.9; CHP 机组发电效率 η_{CHP}^e 为 0.33; CHP 机组发热效率 η_{CHP}^h 为 0.379; 蓄电池充电效率 η^{abs} 为 0.95; 蓄电池放电效率 η^{rela} 为 0.95; 电制冷机能效比 COP_{EC} 为 4; 切负荷激励价格系数 K_{1t} 为 10^{-3} ; 切负荷激励价格系数 K_{2t} 为 10^{-4} ; 切负荷激励价格系数 K_{3t} 为 1.3×10^{-2} ; 切负荷激励价格系数 K_{4t} 为 10^{-3} 。

仿真中设置的电价采用国内典型大工业分时电价数据,其峰谷平价格数据为谷时段 23:00–7:00,电价 0.376 元/ kWh ; 峰时段为 7:00–8:00、11:00–18:00,电价为 1.076 元/ kWh ; 平时段为 8:00–11:00、18:00–23:00,电价为 0.677 元/ kWh 。对于用户侧冷、热、电负荷需求设置如图 2 所示。

本文算例设置了 4 个典型场景,即场景 1 不响

应、场景2电负荷响应、场景3热负荷响应及场景4电热负荷联合响应。

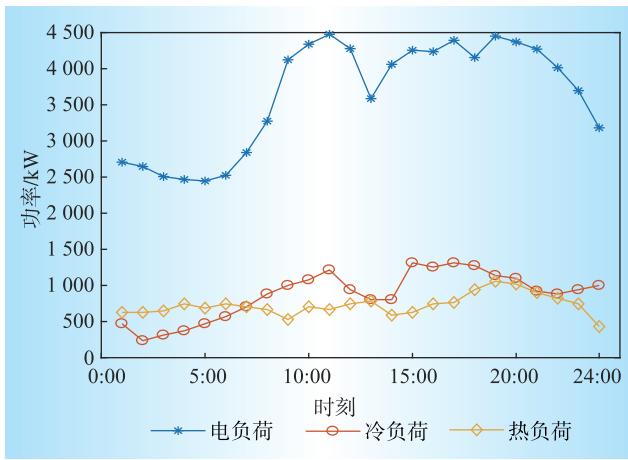


图2 冷、热、电负荷需求曲线

Fig. 2 Demand curves of cold, heat, and electricity load

3.2 电热联合响应结果分析

本文的场景4同时计及用户的热、电需求响应，用户的热负荷与电负荷需求曲线如图3中的(a)、(b)所示。

图3体现了响应电、热负荷的情境下用户的分时用电、用热需求曲线，用户的电负荷需求响应多发生在用电峰时，尤其是工作时段。而用户的热负荷需求响应多发生在凌晨时段，即0:00–7:00，用热高峰则发生在傍晚20:00–3:00左右。

在此场景下，我们进一步对比分析仿真结果，在此场景下的各机组出力配比如图4、图5所示。

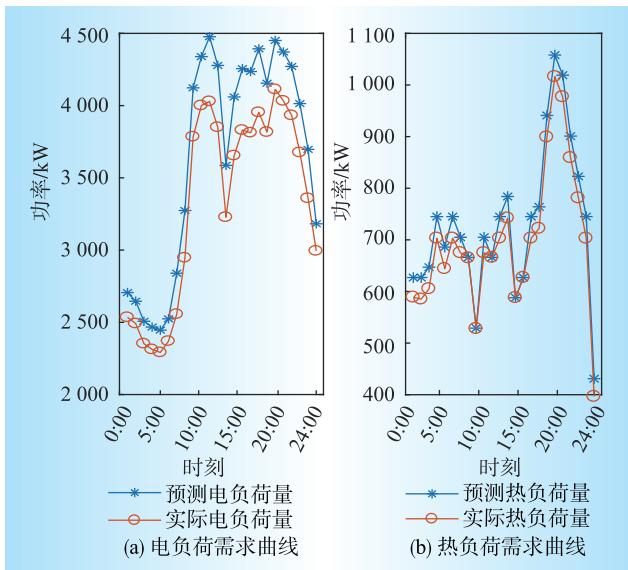


图3 热、电负荷需求曲线

Fig. 3 Demand curves of heat and electricity load

由于同时考虑了两种负荷的响应，此场景下的电能总出力曲线低于预计的电总负荷曲线，各机组出力配比如图4所示。其中主网购电量的调度一般

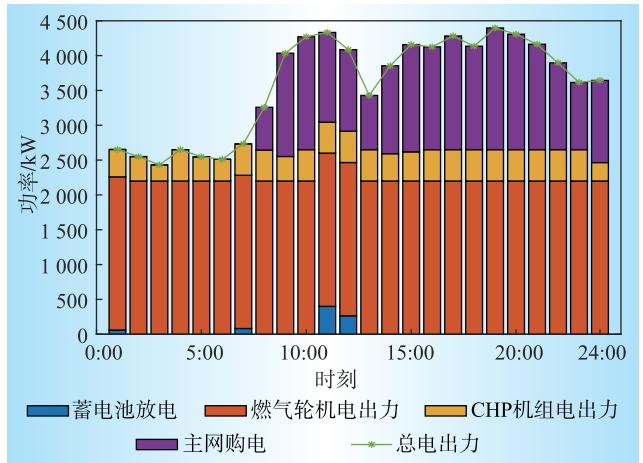


图4 放电输出机组配比图

Fig. 4 Electricity output of various units

为峰时少购、谷时多购，符合经济性的预期；燃气轮机组作为综合能源系统中分布式电源的主要电输出机组，在一天时段进行横向对比，可发现其在峰时段多出力，其出力波动小，在稳定的燃气价格下，燃气轮机在各个时段首先满足用户用电需求，符合经济性的要求；CHP机组的出力也同样受到电价影响，在峰时段CHP出力增多，有利于增加综合能源系统的经济效益；在用电负荷最高峰即11:00左右，蓄电池处于放电状态，可有效减少分布式电源的供电压力。满足用户的热能需求机组出力如图5所示。

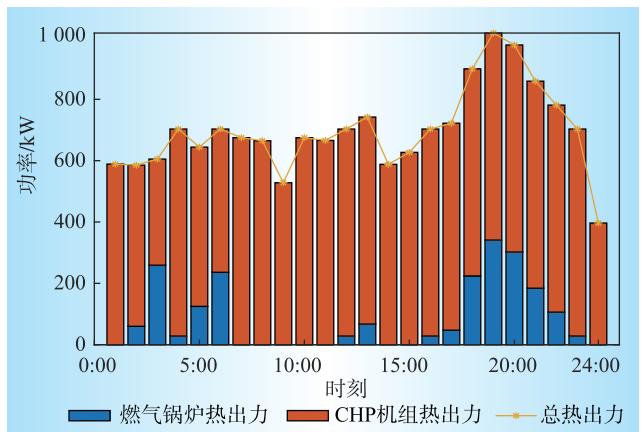


图5 放热输出机组配比图

Fig. 5 Heat power output of various units

考虑到CHP的热电耦合，其机组出力多受电价影响，在电价峰时，CHP机组提供电能的同时，其余热锅炉也将可利用的余热从管道中输送到用户端。CHP机组的供电与供热是同时进行的，因此CHP机组供热多集中在用户用电较多时段，即7:00–22:00。

3.3 方案对比

3.3.1 满足电负荷的出力机组不同场景对比

本节设置4个场景进行仿真算例，以对比综合能源系统中的各个机组在不同场景下的分时出力。

其中,主网购电分时多情景曲线如图6所示,在峰时段大量减少了从主网的购电量,而谷时段增加了从主网的购电量,对主网起到削峰填谷的作用。在考虑电负荷需求响应时,微能网运营商在峰时购电量较低,大大减少了峰时园区内的运行成本。

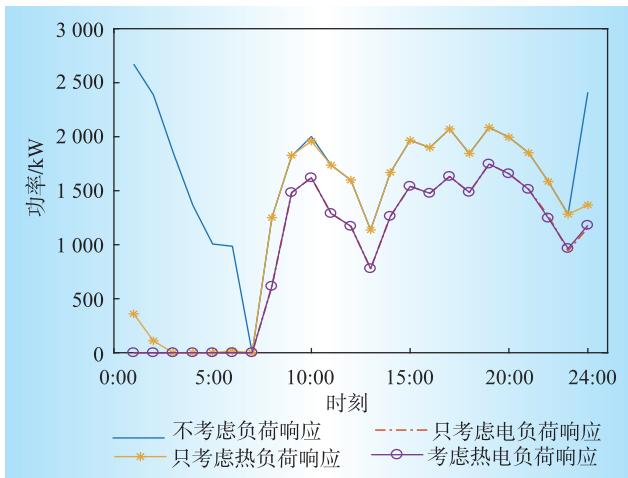


图6 主网购电情景对比

Fig. 6 Electricity purchase in various scenarios

CHP 机组电出力如图7所示,本文考虑了 CHP 的热电耦合性,其出力特点体现在,电、热出力存在一定配比关系。在日间时段,当用户做出电能的需求响应,微能网大幅削减了从主网的购电功率,此时 CHP 机组不随总的电能负荷量削减而减少出力,符合了本模型的预期。在夜间电价谷时段热负荷量的需求对本机组影响更大。

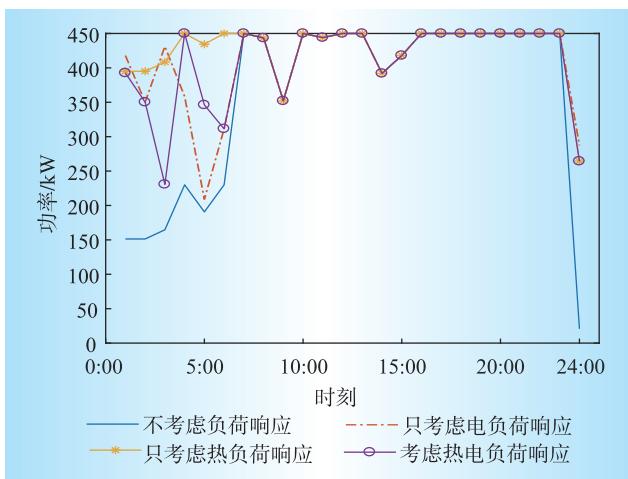


图7 CHP 机组不同情景电出力

Fig. 7 Electricity power output of CHP in various scenarios

3.3.2 满足热负荷的出力机组不同情景对比

由图5可知,在本微能网中首先满足热负荷需求的是 CHP 机组余热锅炉,热负荷响应对本机组影响为增加本机组出力。

满足用户热负荷需求的还有燃气锅炉,其在不同场境下的出力曲线如图8所示。

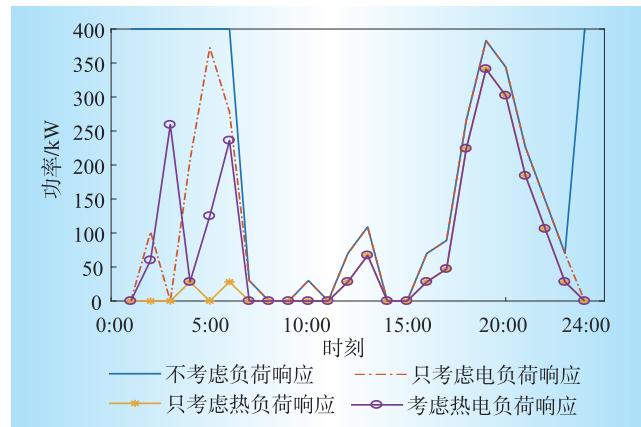


图8 燃气锅炉不同情景出力

Fig. 8 Output of gas boiler in various scenarios

当用户做出热能需求响应时,对比 CHP 机组调度灵活的燃气锅炉首先大幅度减少了热能出力。当用户做出电能需求响应,CHP 机组出力变化,其余热锅炉也增加了热能出力,这也导致燃气锅炉机组在用户做出电能需求响应时减少了自身的热能出力。在 17:00–23:00 左右为用户热负荷需求量较大而燃气锅炉参与较少时段,此时主要是 CHP 机组承担;当午间时段时,用户做出热能需求响应会减少燃气锅炉负担,从而减少了此机组的出力,有益于系统的经济运行。

3.4 综合能源的调度成本对比

本节对综合能源系统优化前的成本对比,以量化优化前后对微能网经济性的影响,优化前用户的电需求主要由主网购电满足,热负荷需求主要由燃气锅炉出力满足,优化前系统建模如式(25)、式(26)、式(27)所示

$$\sum_{t=1}^{24} P_g(t)P^*(t) + \sum_{t=1}^{24} F_{GB}F_{fuel} = P_{day} \quad (25)$$

式中: P_{day} 为一天用能的成本。

$$P_g(t) = P_{load}(t) + \frac{P_{cold}(t)}{COP_{EC}} \quad (26)$$

$$F_{GB}(t) = \frac{P_{L}^{nh}(t)}{L_{NG}\eta_{GB}} \quad (27)$$

所有情景的成本对比如图9所示,从图9中明显看出,本文考虑热电联合响应的策略调度成本约为 41 805.611 元,在各场景对比中经济最优。不使用本调度优化模型的园区微能网运行成本远高于优化各机组出力配比后的成本。

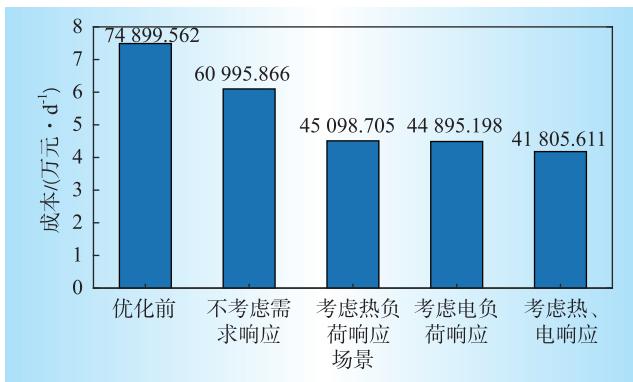


图9 多情景日成本核算

Fig. 9 Daily cost in various scenarios

在不同场境下对比优化前的日成本经济效益优化比例为不响应时是18.563%;热负荷响应时是39.787%;电负荷响应时是40.059%;电热联合响应时是44.184%。

对比优化后的4个场景,单独激励电负荷用户做需求响应的综合能源系统购能成本低于单独激励用户的热能需求响应,而对整个系统而言,计及热、电联合响应调度的方案是成本最低的,证明了本文策略对促进系统经济运行有积极作用。

4 结束语

本文提出了一种计及用户热、电联合需求响应的工业园区综合能源协同调度策略,通过对机组出力、热负荷、电负荷进行成本建模,构建运行成本最优函数,实现园区综合能源系统各机组出力优化,主要包括:以燃气轮机、CHP机组、燃气锅炉构建供能架构,以蓄电池、电制冷、冷热电负荷构建用能架构,通过热、电负荷联合响应,构建含多供能机组和需求响应的运行成本最优模型,并基于此求解得到园区综合能源系统的优化出力方案;以某智能园区某日用电场景为例,设计了优化模型的仿真算例,结果表明本文所提调度策略能够在峰时减少主网购电,增加园区内本地机组调用,降低用能成本。■

参考文献:

- [1] 李夫宝,李明轩.园区综合能源服务各利益方诉求和耦合关系研究[J].电力需求侧管理,2020,22(4):62-65.
LI Fubao, LI Mingxuan. Evaluation and analysis of integrated energy service stake holders in the park [J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(4):62-65.
- [2] 徐海华,王旭东,朱星阳,等.用户侧综合能源系统中

能源储能优化配置模型研究[J].电力需求侧管理,2020,22(2):13-20.

XU Haihua, WANG Xudong, ZHU Xingyang, et al. Research on the optimal configuration of energy storage in user side integrated energy system [J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(2):13-20.

- [3] 徐青山,曾艾东,王凯,等.基于Hessian内点法的微型能源网日前冷热电联供经济优化调度[J].电网技术,2016,40(6):1 657-1 665.

XU Qingshan, ZENG Aidong, WANG Kai, et al. Day-ahead optimized economic dispatching for combined cooling, heating and power in micro energy-grid based on Hessian interior point method [J]. Power System Technology, 2016, 40(6):1 657-1 665.

- [4] 杨丽君,王晨,赵优,等.基于双层优化模型的电-气耦合综合能源障恢复策略[J/OL].电网技术,1-10[2020-08-08].<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2019.0912>.

YANG Lijun, WANG Chen, ZHAO You, et al. Evaluation and analysis of integrated energy service stakeholders in the park [J]. Power System Technology, 1- 10[2020-08- 08].<https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2019.0912>.

- [5] 崔杨,纪银锁,仲悟之,等.计及需求响应及环保成本的含储热 CHP 与风电联合优化调度[J].电网技术,2020,44(2):655-663.

CUI Yang, JI Yinsuo, ZHONG Wuzhi, et al. Joint optimal dispatching of CHP with heat storage and wind power considering demand response and environmental protection cost [J]. Power System Technology, 2020,44 (2) : 655-663.

- [6] 刘天琪,卢俊,何川,等.考虑联合热电需求响应与高比例新能源消纳的多能源园区日前经济调度[J].电力自动化设备,2019,39(8):261-268.

LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, et al. Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):261-268.

- [7] 郑广宇,李嘉媚,殷爽睿,等.基于负荷聚合商的电热耦合系统需求侧管理[J].电器与能效管理技术,2019 (16):78-83.

ZHENG Guangyu, LI Jiamei, YIN Shuangrui, et al. Demand side management of electric - themal coupling system based on load aggregator [J]. Electrical & Energy Management Technology, 2019 (16):78-83.

- [8] 李琳.冷热电联供型多微能网主动配电系统优化经济调度研究[D].南京:东南大学,2019.

LI Lin. Optional economic dispatch of active distribution power system with combined cooling, heating and power-based microgrids[D]. Nanjing:Southeast University, 2019.

(责任编辑 郝洁)