

综合能源系统分层分布式协调控制方法

赵曰浩, 彭 克, 徐丙垠, 赵学深, 张 聪

(山东理工大学 电气与电子工程学院, 山东 淄博 255000)

摘要: 针对综合能源系统多能流相互耦合、协同互补、多利益主体的特点, 提出一种分层分布式的协调控制方法。当系统正常运行时, 上层园区与下层用户控制系统均以运行费用最小为目标对自身资源进行优化控制; 当园区负荷峰值越限时, 上层控制系统以总的削峰成本最小为目标, 通过协调园区内直调资源与用户需求响应资源进行综合削峰, 实现与电网的友好互动。实际工业园区案例的计算结果验证了所提方法的有效性和正确性。

关键词: 综合能源系统; 分层分布式控制; 协调控制; 优化控制; 互动; 协同互补; 削峰; 需求响应

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.06.033

0 引言

能源是国民经济发展的重要物质基础, 在国民经济中处于极其重要的战略地位。随着经济和社会的发展, 能源短缺问题越来越严峻, 常规的化石能源日益供应不足, 同时过度使用化石能源所带来的一系列环境污染问题严重威胁着人类的生存和发展^[1-2]。

在传统的能源系统中, 冷/热/电/气往往相互独立设计、规划、运行和控制, 不同的供能、用能系统主体不能进行整体上的协调、配合和优化, 导致能源整体利用率不高。面对日益严重的资源和环境问题, 许多国家将综合能源系统 IES (Integrated Energy System)^[3-8]作为未来的发展战略。

目前, 针对综合能源系统协调控制的研究较少。文献[9]对冷热电联供(CCHP)系统提出一种通用五母线结构的建模方法, 对各设备的运行方式进行优化, 实现了经济运行, 但针对的只是单用户冷、热、气的优化调度, 没有涉及多用户联合协调优化。文献[10]提出一种综合能源微网的优化调度方法, 以系统综合费用最低为目标, 采用统一建模的方法, 建立综合能源微网的优化调度模型, 但不涉及冷负荷与多用户联合优化。文献[11]对智慧工业园区进行双层调度, 以电网侧在保证系统安全稳定的前提下, 实现运行费用最小, 兼顾用户侧利益, 以最大化消纳可再生能源为目标, 但更侧重于电网侧的优化运行控制。文献[12]考虑放电深度、充放电次数以及峰谷电价、补偿电价等电力需求响应机制对储能进行评估, 并研究了蓄电池的充放电控制策略, 但没有提及对冷、热的优化调度。文献[13]对并网微电网提出了一种多 Agent 能量管理模型。文献[14]对智能配电网优化调度及其关键技术进行了研究, 但更多地是面

向传统的电力系统, 没有涉及冷、热的优化控制。

本文针对综合能源系统, 提出一种分层分布式协调控制方法。该控制方法分为上、下 2 层。下层的决策者为各用户控制系统, 以用户收益最大化作为优化目标, 对各设备的运行方式和工作状况进行合理控制, 达到用户购能费用最小的自趋优控制效果。上层的决策者为园区控制系统, 当系统正常运行时, 对所辖直调设备进行优化控制, 以利润最大化为目标保证设备经济运行; 当负荷出现较大波动时, 以园区削峰需求下的关口功率限值作为约束条件, 以补偿费用最小为目标, 通过控制上层直调资源和下层互动用户的可调控资源进行削峰, 实现与电网的友好互动。

1 综合能源系统的概念和特点

综合能源系统集成冷/热/电/气多种能源的生产、输送、分配、转换、存储等环节于一体, 一方面实现了能源的梯级利用, 提高能源的综合利用水平^[15]; 另一方面利用各个能源系统之间在时空上的耦合机制, 实现对多种能源的综合管理与协调互补, 对冷/热/电负荷进行转供, 实现削峰填谷, 提高能源综合利用效率, 同时实现与电网的友好互动。

综合能源系统是一个冷/热/电/气等多种能源相互耦合的复杂系统, 系统内可再生能源和负荷的波动性、系统内可能存在的多利益主体使得能量供需平衡的调控变得相当复杂^[16]。传统集中式的能量管理系统(EMS)难以满足综合能源系统协同互补与多利益主体的要求, 因而需要研究“分布自治”和“集中协调”的分层分布式的协调控制方法。图 1 为一种典型综合能源系统分层分布式协调控制的示意图。

下层用户控制系统通过对自身用能情况、分布式电源出力、储能状态等信息进行采集处理, 对厂区内的资源进行自趋优控制。上层园区控制系统通过对园区所辖设备、关口功率等数据信息进行采集处

收稿日期: 2017-03-08; 修回日期: 2017-05-01

基金项目: 国家重点研发计划项目(2016YFB0901303)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2016YFB0901303)

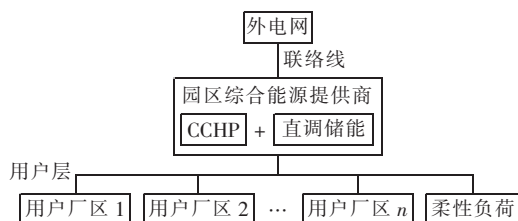


图 1 综合能源系统分层分布式协调控制示意图

Fig.1 Schematic diagram of hierarchical and distributed coordination control of IES

理,并利用冷/热/电/气等负荷历史数据进行负荷预测,进行上层的优化调度,当园区关口功率越限时,向园区设备以及可互动的用户下发指令进行削峰。

2 双层协调控制方法

2.1 下层分布自治控制方法

下层控制系统内的各个厂区用户,其控制目标是通过自身可控资源的合理调度,减少购能费用,提高经济效益,达到自趋优运行的目的。

图 2 给出了典型用户配置示意图,具体的下层控制模型将在下文给出。

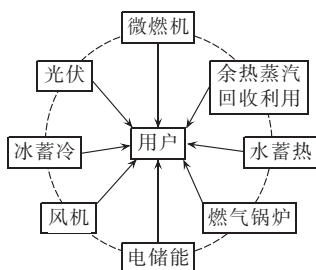


图 2 典型用户配置示意图

Fig.2 Schematic diagram of typical user configuration

2.1.1 目标函数

以用户总购能费用最小为目标:

$$\min f_1 = C_{\text{grid}} + C_{\text{gas}} \quad (1)$$

其中, f_1 为各用户总的购能费用; C_{grid} 为各用户总的购电费用; C_{gas} 为需消耗燃气的用户购买天然气的费用。购电费用、购气费用的计算公式为:

$$\begin{cases} C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^H c_{\text{grid}}^t P_{\text{grid}}^t \Delta t \\ C_{\text{gas}} = c_{\text{gas}}^t \sum_{t=1}^H \left(\frac{P_{\text{MT}}^t}{\eta_{\text{MT}}} + \frac{Q_{\text{GFB}}^t}{\eta_{\text{GFB}}} \right) \Delta t \end{cases} \quad (2)$$

其中, H 为调度周期时段数; $P_{\text{grid}}^t (t=1, 2, \dots, H)$ 为用户在调度时段 t 从配电网的购电量; c_{grid}^t 为时段 t 的分时电价; c_{gas}^t 为购买燃气的单位热值价格; P_{MT}^t 、 Q_{GFB}^t 分别为时段 t 微燃机的发电功率和燃气锅炉的产热功率; η_{MT} 、 η_{GFB} 分别为微燃机、燃气锅炉的效率。

2.1.2 约束条件

(1) 电功率平衡约束。

$$P_{\text{grid}}^t + P_{\text{MT}}^t + P_{\text{PV}}^t + P_{\text{WT}}^t + P_{\text{BS,D}}^t = L_{\text{E}}^t + P_{\text{A/C}}^t + P_{\text{HP}}^t + P_{\text{DMME}}^{\text{ice},t} + P_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t} + P_{\text{BS,C}}^t \quad (3)$$

(2) 烟气平衡约束^[9]。

$$Q_{\text{CHP,smoke}}^t = Q_{\text{HRSG,smoke}}^t + Q_{\text{HX,smoke}}^t \quad (4)$$

(3) 蒸汽功率平衡约束^[9]。

$$\eta_{\text{HRSG,smoke}} Q_{\text{HRSG,smoke}}^t + Q_{\text{GFB,steam}}^t = Q_{\text{TS}}^t + Q_{\text{HX,steam}}^t \quad (5)$$

(4) 热功率平衡约束。

$$Q_{\text{HRSG,heat}}^t + Q_{\text{GFB,heat}}^t + Q_{\text{RA,D}}^t = Q_{\text{HL}}^t + Q_{\text{RA,C}}^t \quad (6)$$

(5) 冷功率平衡约束。

$$\begin{cases} Q_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t} + Q_{\text{IS,D}}^t + Q_{\text{A/C}}^t = Q_{\text{CL}}^t + Q_{\text{DMME}}^{\text{ice},t} \\ Q_{\text{A/C}}^t = \gamma_{\text{A/C}} P_{\text{A/C}}^t \\ Q_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t} = \gamma_{\text{DMME}}^{\text{cooling}} P_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t} \\ Q_{\text{DMME}}^{\text{ice},t} = \gamma_{\text{DMME}}^{\text{ice}} P_{\text{DMME}}^{\text{ice},t} \end{cases} \quad (7)$$

(6) 各设备运行的电、热功率约束。

$$\begin{cases} P_{\text{min},k} \leq P_k^t \leq P_{\text{max},k} \\ Q_{\text{min},k} \leq Q_k^t \leq Q_{\text{max},k} \end{cases} \quad k \text{ 代表各运行设备} \quad (8)$$

(7) 热电联产 (CHP) 机组可分为定热电比 (如背压式机组) 和变热电比 (如抽凝式机组) 2 种类型。

a. 定热电比的 CHP 机组的电出力 P_{CHP}^t 和热出力 Q_{CHP}^t 的关系为:

$$\alpha_{\text{CHP}} = \frac{Q_{\text{CHP}}^t}{P_{\text{CHP}}^t} \quad (9)$$

b. 变热电比的 CHP 机组的热电比是可变的, 满足以下关系^[17]:

$$Z = \frac{Q_{\text{CHP}}^t}{P_{\text{con}}^t - P_{\text{CHP}}^t} \quad (10)$$

(8) 蓄电池应同时满足充放电功率约束、储能量约束以及充放电前后储能量的等式约束^[9]。

a. 蓄电池的充电约束:

$$0 \leq P_{\text{BS,C}}^t \leq C_{\text{apBS}} \gamma_{\text{BS,C}} \quad (11)$$

b. 蓄电池的放电约束:

$$0 \leq P_{\text{BS,D}}^t \leq C_{\text{apBS}} \gamma_{\text{BS,D}} \quad (12)$$

c. 蓄电池电量约束:

$$W_{\text{BS,min}} \leq W_{\text{BS}}^t \leq W_{\text{BS,max}} \quad (13)$$

d. 蓄电池充放电前后的储电量约束:

$$W_{\text{BS}}^{t+1} = W_{\text{BS}}^t (1 - \sigma_{\text{BS}}) + \left(P_{\text{BS,C}}^t \eta_{\text{BS,C}} - \frac{P_{\text{BS,D}}^t}{\eta_{\text{BS,D}}} \right) \Delta t \quad (14)$$

其中, P_{PV}^t 为时段 t 光伏发电功率; P_{WT}^t 为时段 t 风机发电功率; L_{E}^t 为时段 t 电负荷功率; $P_{\text{A/C}}^t$ 为时段 t 基载主机的功率; P_{HP}^t 为时段 t 热泵的功率; $P_{\text{BS,C}}^t$ 、 $P_{\text{BS,D}}^t$ 分别为时段 t 电储能的充、放电功率; $P_{\text{DMME}}^{\text{ice},t}$ 、 $P_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t}$ 分别为时段 t 双工况主机制冰、制冷的功率; $Q_{\text{CHP,smoke}}^t$ 为时段 t CHP 机组回收的烟气热功率; $Q_{\text{HRSG,smoke}}^t$ 、 $Q_{\text{HX,smoke}}^t$ 分别为时段 t 余热锅炉回收装置、烟气换热器吸收烟气的热功率; $\eta_{\text{HRSG,smoke}}$ 为余热锅炉吸收烟气的效率; $Q_{\text{GFB,steam}}^t$ 为时段 t 燃气锅炉产蒸汽的热功率; $Q_{\text{HRSG,heat}}^t$ 为时段 t 余热锅炉输出的热功率; Q_{TS}^t 、 Q_{HL}^t 分别为时段 t 蒸汽负荷、热负荷; $Q_{\text{HX,steam}}^t$ 为时段 t 蒸汽换热器的热功率; $Q_{\text{RA,D}}^t$ 、 $Q_{\text{RA,C}}^t$ 分别为时段 t 蓄热装置输出和输入的热功率; $Q_{\text{DMME}}^{\text{cooling},t}$ 、 $Q_{\text{DMME}}^{\text{ice},t}$ 分别为时段 t 双工况主

机工作在制冷、制冰工况输出的冷功率; $Q'_{A/C}$ 为时段 t 基载主机的制冷功率; $Q'_{IS,D}$ 为时段 t 融冰制冷功率; Q'_{CL} 为时段 t 冷负荷; $\gamma_{A/C}$ 、 $\gamma_{DMME}^{cooling}$ 、 γ_{DMME}^{ice} 分别为基载主机制冷能效比、双工况主机制冷工况能效比、双工况主机制冰工况能效比; α_{CHP} 为定热电比的 CHP 机组的热电比; P'_{CHP} 、 Q'_{CHP} 分别为时段 t CHP 机组的电、热出力; P'_{con} 为时段 t 变热电比的 CHP 机组在纯冷凝方式下的电出力; Z 为一常数,是热出力与因抽汽减少的电出力的比值; C_{apBS} 为蓄电池的容量; $\gamma_{BS,C}$ 、 $\gamma_{BS,D}$ 分别为蓄电池的最大充电倍率、最大放电倍率; $W_{BS,min}$ 、 $W_{BS,max}$ 分别为蓄电池的最小、最大储电量; W_{BS}^t 、 W_{BS}^{t+1} 分别为时段 t 、时段 $t+1$ 蓄电池的电量; σ_{BS} 为自放电率; $\eta_{BS,C}$ 、 $\eta_{BS,D}$ 分别为蓄电池的充、放电效率; Δt 为单位调度时段时长。

蓄热装置、冰蓄冷装置等储能装置的约束条件与蓄电池类似,在此不再赘述。

2.2 上层集中协调控制策略

上层园区控制系统在正常运行状态下的控制目标为保证园区内冷/热/电供需平衡,在保证削峰需求下园区关口负荷峰值不越限的前提下,实现所辖直调设备的经济运行。当削峰需求下园区关口负荷峰值越限时,通过园区直调设备与下层需求响应 DR (Demand Response) 进行削峰,分析参加响应的不同互动用户的电价补贴,以补偿费用最小为目标(也即园区综合能源提供商净利润最大),合理选择可调控资源进行削峰。

DR 能改善电网的负荷曲线,参加响应的用户能获得一定的电价补偿^[18-19]。如用户侧某些柔性负荷可通过功率调整、有序用电、降压节能 CVR(Conservation Voltage Reduction)等措施获得一定的可调节能力^[20]。在紧急情况下也可中断部分用户实现削峰。通过事先签订协议,用户参与 DR 会获得调节补偿和中断补偿,对第 i 个用户的实施成本可表示为:

$$C_{DR,i} = \sum_{t=1}^T \alpha_{DR,i} \Delta L_{DR,i}^t \tag{15}$$

其中, T 为第 i 个用户参与互动的时段数; $\alpha_{DR,i}$ 为第 i 个用户削减负荷所获得的单位削减量电价补偿; $\Delta L_{DR,i}^t$ 为第 i 个用户在时段 t 参与互动减少的峰荷。

2.2.1 目标函数

以园区综合能源提供商净利润为优化目标:

$$\max f_2 = E_{selling} - C_{source} - \sum_{i=1}^m C_{DR,i} \tag{16}$$

$$E_{selling} = E_{ele} + E_{heat} + E_{cooling} \tag{17}$$

$$C_{source} = C'_{grid} + C'_{gas} \tag{18}$$

其中 f_2 为园区综合能源提供商净利润; $E_{selling}$ 为园区综合能源提供商向用户供冷、供热、供电所获得的收入; C_{source} 为综合能源提供商的购能成本; $C_{DR,i}$ 为综合

能源提供商向第 i 个用户支付的电价补偿; m 为园区内参与互动的用户总数; E_{ele} 为综合能源提供商获得的售电收入; E_{heat} 为综合能源提供商获得的售热收入; $E_{cooling}$ 为综合能源提供商获得的售冷收入;园区综合能源提供商的购能成本 C_{source} 的计算方法与用户购能成本计算方法类似,在此不再赘述。

2.2.2 约束条件

为了实现与电网的友好互动,园区综合能源提供商须保证园区关口功率不越限。削峰需求下的园区关口负荷功率约束为:

$$P_g \leq P_{line}^{max} \tag{19}$$

其中, P_g 为园区关口负荷功率; P_{line}^{max} 为削峰需求下园区关口功率上限值。

除此之外,上层所辖直调设备还需满足园区内电平衡、热平衡、烟气平衡等约束,模型与 2.1.2 节类似,在此不再赘述。

2.3 求解方法

本文上、下层模型均为 0-1 混合整数线性规划模型。下层模型由式(1) — (14) 组成,上层模型由式(15) — (19) 组成。为了处理上、下层模型的约束条件中含有的耦合变量,如微燃机的启动与否,冰蓄冷装置的蓄、释冷等状态,引入 0-1 变量,采用线性规划软件 Lingo 进行求解。

3 算例分析

算例以广州某工业园区综合能源系统示范工程试点现场情况为基础构建,该园区内共有 13 个下层用户厂区和 1 个上层综合能源提供商(1 组无蓄热装置的背压式 CHP 机组和电储能),结构示意图如图 3 所示。选取园区内 3 个重要用户进行计算分析。3 个重要用户和综合能源提供商的配置情况如下:用户厂区 1,光伏峰值容量为 500 kW,电储能容量为 6 MW·h,仅有电负荷需求;用户厂区 2,光伏峰值容量为 500 kW,冰蓄冷容量为 20 MW·h,有电负荷、冷负荷需求;用户厂区 3,微燃机最大功率为 100 kW,蒸汽换热换水装置最大功率为 120 kW,余热锅炉最大功率为 120 kW,燃气锅炉最大功率为 100 kW,有电负荷、热负荷需求;综合能源提供商,燃气轮机

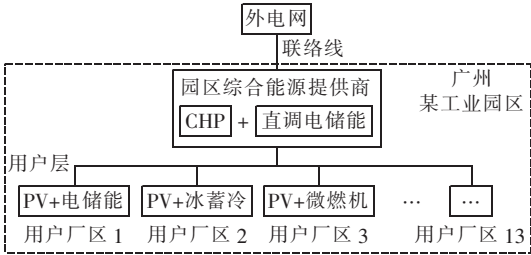


图 3 广州某工业园区示意图
Fig.3 Schematic diagram of an industrial park in Guangzhou

最大功率为 25 MW, 余热锅炉最大功率为 50 MW, 蒸汽换热装置最大功率为 50 MW, 电储能容量为 10 MW·h, 能提供电能、热能。用户厂区 1—3 的日负荷和光伏出力预测曲线分别如图 4—6 所示。图 7 为本文所采用的分时电价曲线。天然气价格按照当地的实际价格取 3.45 元/m³, 可折合单位热值价格 0.349 元/(kW·h)。

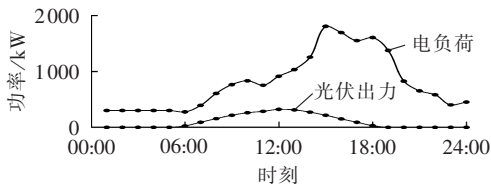


图 4 用户厂区 1 的电负荷和光伏出力预测曲线
Fig.4 Predicted power load and PV output of User 1

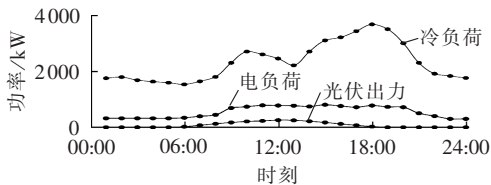


图 5 用户厂区 2 的电、冷负荷和光伏出力预测曲线
Fig.5 Predicted power load, cooling load and PV output of User 2

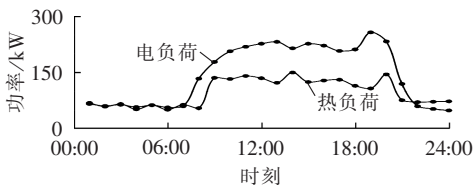


图 6 用户厂区 3 的电、热负荷预测曲线
Fig.6 Predicted power load and heating load of User 3

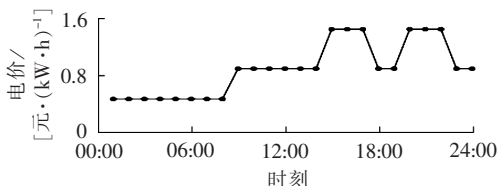


图 7 分时电价

Fig.7 Time-of-use tariffs of electricity

3.1 下层分布自治控制

利用本文提出的下层优化控制方法对上述 3 个重要用户厂区进行计算。算例相关参数如下: 微燃机效率 $\eta_{MT}=0.3$, 用户侧余热锅炉效率 $\eta_{GFB}=0.73$, 燃气轮机效率 $\eta_{GT}=0.348$, 综合能源提供商的余热锅炉效率 $\eta'_{GFB}=0.808$, CHP 机组的热电比 $\alpha_{CHP}=1.8$, 蒸汽换热器的换水效率 $\eta_{HX, steam}=0.9$, 蓄电池的最大充电率 $\gamma_{BS,C}=0.2$, 蓄电池的最大放电率 $\gamma_{BS,D}=0.4$, 蓄电池的充电效率 $\eta_{BS,C}=0.95$, 蓄电池的放电效率 $\eta_{BS,D}=0.95$, 蓄电池的自放电率 $\sigma_{BS}=0.02$, 蓄电池的最大储能量 $W_{BS,max}=0.9C_{apBS}$, 蓄电池的最小储能量 $W_{BS,min}=0.1C_{apBS}$,

冰蓄冷装置最大制冰率 $\gamma_{DMME}^{ice}=0.5$, 冰蓄冷的最大融冰制冷率 $\gamma_{IS,D}=0.5$, 冰蓄冷的自放热率 $\sigma_{IS}=0.03$, 冰蓄冷的最大储冷量 $W_{IS,max}=0.9C_{apIS}$, 冰蓄冷的最小储冷量 $W_{IS,min}=0.1C_{apIS}$, 基载制冷机制冷能效比 $\gamma_{A/C}=4$, 双工况主机制冷工况能效比 $\gamma_{DMME}^{cooling}=3.68$, 双工况主机制冰工况能效比 $\gamma_{DMME}^{ice}=2.94$ 。调度周期为 1 d, 单位时段调度时长 1 h。厂区 1—3 的优化调度结果分别如图 8—10 所示。各厂区在各自优化调度下进行生产达到运行费用最少的目标。厂区 1 的总运行成本为 13 884.72 元, 厂区 2 的总运行成本为 22 928.57 元, 厂区 3 的总运行成本为 3 791.938 元。

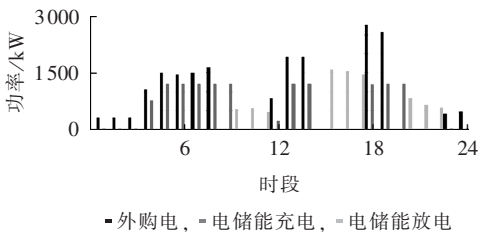


图 8 用户厂区 1 的优化控制结果
Fig.8 Results of optimal control for User 1

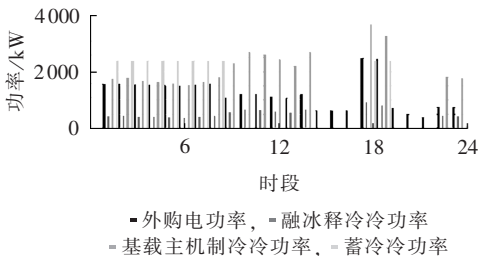


图 9 用户厂区 2 的优化控制结果
Fig.9 Results of optimal control for User 2

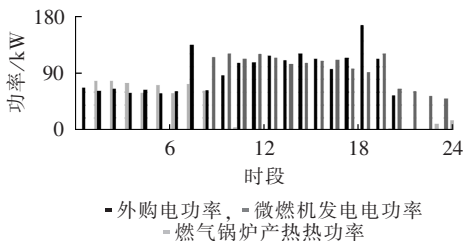


图 10 用户厂区 3 的优化控制结果
Fig.10 Results of optimal control for User 3

由图 8—10 可得结论如下。

a. 蓄电池在低谷电价时进行充电, 在高峰电价时进行放电, 用户在节省自身运行电费的同时, 对电网峰值进行削减, 达到用户与电网的双赢。

b. 冷负荷由基载主机和冰蓄冷系统供应。冰蓄冷系统具有与蓄电池类似的削峰填谷的效果。在电价低谷时期, 双工况主机工作在制冰模式进行蓄冰, 冷负荷由基载主机进行供应; 在电价高峰时期, 双工况主机进行单融冰制冷, 为用户节约电费。冰蓄冷系统实现了电-冷的能量转化与互补。

c. 热负荷由微燃机和燃气锅炉共同供应。受电

价、燃气价格的限制,微燃机仅在电价平时段与峰时段开启,为用户供热并发电,电量不足部分由园区综合能源提供商供应。在电价低谷时期,由燃气锅炉为用户提供全部的热负荷。此种运行方式下,微燃机实现了气-电、气-热的能量转化与互补。

3.2 上层集中协调优化调度

综合能源提供商由于使用燃气的数量比较大,在购气时将会获得一定的优惠,购气价格为 2.66 元/m³,可折合单位热值价格为 0.269 元/(kW·h)。整个园区的日电负荷、热负荷曲线如图 11 所示。

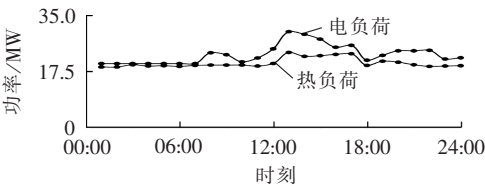


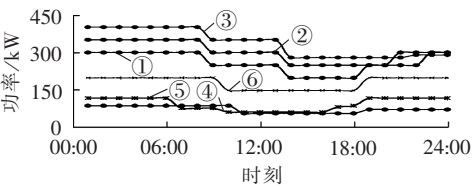
图 11 园区的电、热负荷预测曲线

Fig.11 Predicted power load and heating load of industrial park

园区综合能源提供商对可调节用户制定相应的补偿价格,对可中断用户参考财政部、国家发展改革委《电力需求侧管理城市综合试点工作中中央财政奖励资金管理暂行办法》的通知制定相应的补偿价格,具体的电价补贴如表 1 所示。互动用户在不同时刻的响应能力如图 12 所示。假定该削峰需求下工业园区关口负荷峰值功率上限为 9 MW,不同场景下的结果分析如下。

表 1 补偿电价
Table 1 Compensation rates

类型	用户	补偿电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
可调节负荷	用户 1	2.3
	用户 2	2.5
	用户 3	2.8
可中断负荷	用户 1	100
	用户 2	105
	用户 3	108



①可中断用户 1, ②可中断用户 2, ③可中断用户 3
④可调节用户 1, ⑤可调节用户 2, ⑥可调节用户 3

图 12 互动用户的响应能力预测曲线

Fig.12 Predicted response capacities of interactive users

(1)情形 1:综合能源提供商设备经济运行。

通过园区管理系统的优化控制策略计算分析,得到的优化调度策略如图 13 所示。此时综合能源提供商只需对自身 CHP 机组和电储能进行协同控制,

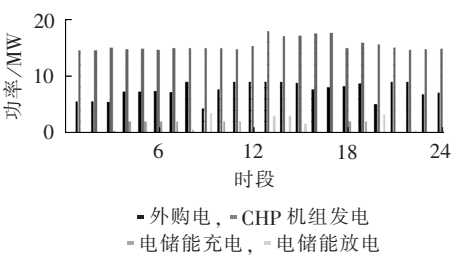


图 13 综合能源提供商的优化控制结果(情形 1)
Fig.13 Results of optimal control for multi-energy supplier(Case 1)

无需通过与下层用户厂区的 DR,就可达到园区内各种功率平衡。此种情形下综合能源提供商的总运行成本为 452 474.8 元,综合能源提供商的净利润为 180 848.7 元。

(2)情形 2:可调节用户参与响应。

若根据日前预测第二日时段 13 用户需要增加 350 kW 的电负荷,其余时段用电量、用热量保持不变。通过园区管理系统的优化控制策略计算分析得到优化调度策略如图 14 所示。对互动用户资源的控制结果如图 15 所示。此情形下需要 CHP 机组、电储能、用户的可调节负荷进行协同控制以达到园区内各种功率平衡。此种情形下综合能源提供商的总运行成本为 453 107.9 元,对参与互动的可调节用户的总补偿实施成本为 338.533 66 元,综合能源提供商的净利润为 180 529.999 6 元。

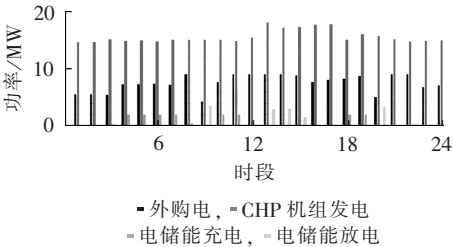


图 14 综合能源提供商的优化控制结果(情形 2)
Fig.14 Results of optimal control for multi-energy supplier(Case 2)

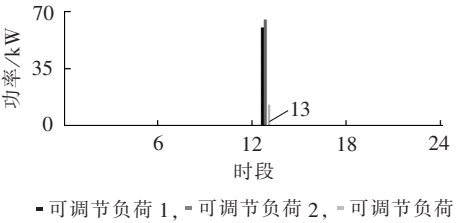


图 15 综合能源提供商对互动用户的控制结果(情形 2)

Fig.15 Results of optimal interactive user control for multi-energy supplier(Case 2)

(3)情形 3:可中断用户参与响应。

若根据日前预测第二日时段 13 用户需要增加 700 kW 的电负荷,其余时段用电量、用热量保持不变。通过园区管理系统的优化控制策略计算分析得

到优化调度策略如图 16 所示。对互动用户资源的控制结果如图 17 所示。此情形下需要 CHP 机组、电储能、用户的可调节负荷和可中断负荷进行协同控制,才能达到园区内各种功率平衡。此种情形下综合能源提供商的总运行费用为 474916.1 元,对参与互动的可调节用户的总补偿实施成本为 720.5 元,对可中断用户的总补偿实施成本为 21426.26225 元,综合能源提供商的净利润为 159036.2046 元。

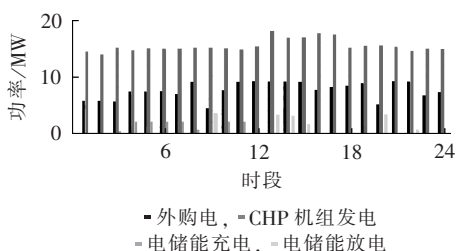


图 16 综合能源提供商的优化控制结果(情形 3)

Fig.16 Results of optimal control for multi-energy supplier(Case 3)

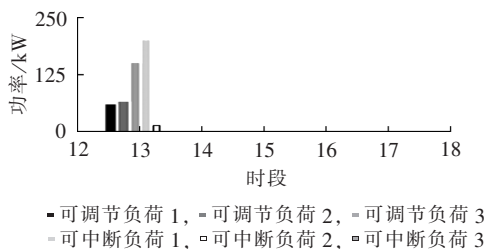


图 17 综合能源提供商对互动用户的控制结果(情形 3)

Fig.17 Results of optimal interactive user control for multi-energy supplier(Case 3)

通过对上层集中协调优化调度的各情景分析,可得如下结论。

a. 热负荷完全由 CHP 机组供应。CHP 机组采取以热定电的工作方式,为园区同时供热、供电,电量不足部分由园区综合能源提供商通过联络线从外电网获取。

b. 由于受到园区关口负荷功率上限约束,园区直调电储能不完全遵循“谷储峰发”的原则。电储能可在削峰需求下园区关口功率超过最大允许值时进行放电削峰,保证满足联络线的功率约束。在某些高峰电价时段、关口功率不越限时,若电储能内有剩余电量,电储能将对外放电,达到减少能源提供商向外电网购电费用的效果。

c. 由于补偿电价相对较高,上层控制系统在用户负荷增大导致削峰需求下关口功率越限时才要求用户互动进行负荷调整和中断,而在正常运行时不对用户的用电行为做出限制。

通过 3 种不同情形下的控制策略分析可知,相较于传统的以电网侧目标为核心的集中式调度方法,本文提出的分层分布式的协调控制方法能更好

地保障下层用户的利益,提高用户参与互动的积极性,并在保证园区安全稳定运行的前提下,最大限度地保障园区能源提供商的利益,减轻上层园区能源提供商对园区内各类资源协调控制的难度。

4 结论

本文提出了一种综合能源系统分层分布式的协调控制方法,通过对不同情形控制策略的计算分析,得到如下结论:

a. 通过下层“分布自治”的控制方法,能够对下层用户的冷、热、电资源进行合理控制,达到用户侧优化运行的效果;

b. 通过上层“集中协调”的控制方法,能够对园区进行整体削峰,在保证园区安全稳定运行的前提下,达到上层综合能源提供商的利益最大化;

c. 分层分布式的协调控制方法能够实现综合能源系统的源-网-荷-储协同,减少上层调度的难度,实现整个园区能源系统的分层协同和优化,保障区域综合能源系统的安全经济运行。

本文的研究主要基于日前的负荷预测结果对园区内上、下层的资源进行协调控制,尚未涉及实时优化控制,后续将针对多种能源不同时间尺度的动态响应特性,研究分层分布式的紧急控制策略。

参考文献:

- [1] JIN H,HONG H,WANG B,et al. A new principle of synthetic cascade utilization of chemical energy and physical energy[J]. Science China Technological Sciences,2005,48(2):163-179.
- [2] GU W,WU Z,BO R,et al. Modeling,planning and optimal energy management of combined cooling,heating and power micro-grid:a review[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2014,54(1):26-37.
- [3] BEUZKOM I V,MAZAIRAC L A J,GIBESCU M,et al. Optimal design and operation of an integrated multi-energy system for smart cities[C]//IEEE International Energy Conference. Leuven,Belgium:IEEE,2016:1-7.
- [4] ZHANG X,SHAHIDEHPOUR M,ALABDULWAHAB A,et al. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2015,6(99):2302-2311.
- [5] MITTAL S,RUTH M,PRATT A,et al. A system-of-systems approach for integrated energy systems modeling and simulation[C]//Summer Computer Simulation Conference. Chicago,Illinois,USA:[s.n.],2015:1-10.
- [6] FIRESTONE R,STADLER M,MARNAY C. Integrated energy system dispatch optimization[C]//IEEE International Conference on Industrial Informatics. Singapore:IEEE,2006:357-362.
- [7] 吴建中. 欧洲综合能源系统发展的驱动与现状[J]. 电力系统自动化,2016,40(5):1-7.

WU Jianzhong. Drivers and state-of-the-art of integrated energy systems in Europe[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016,40(5):1-7.

- [8] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等. 区域综合能源系统若干问题研究[J]. 电力系统自动化,2015,39(4):198-207.
JIA Hongjie,WANG Dan,XU Xiandong,et al. Research on some key problems related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(4):198-207.
- [9] 王成山,洪博文,郭力,等. 冷热电联供微网优化调度通用建模方法[J]. 中国电机工程学报,2013,33(31):26-33.
WANG Chengshan,HONG Bowen,GUO Li,et al. A general modeling method for optimal dispatch of combined cooling,heating and power microgrid[J]. Proceedings of the CSEE,2013,33(31):26-33.
- [10] 肖浩,裴玮,孔力,等. 综合能源微网运行优化调度方法研究[J]. 电工电能新技术,2016,35(12):1-9.
XIAO Hao,PEI Wei,KONG Li,et al. Research on optimal operation method of integrated energy microgrid system[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2016,35(12):1-9.
- [11] 智勇,郭帅,何欣,等. 面向智慧工业园区的双层优化调度模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(1):31-37.
ZHI Yong,GUO Shuai,HE Xin,et al. Bilevel optimal dispatch of intelligent industrial park[J]. Automation of Electric Power Systems,2017,41(1):31-37.
- [12] 熊雄,叶林,杨仁刚. 电力需求侧规模储能容量优化和经济性分析[J]. 电力系统自动化,2015,39(17):42-48.
XIONG Xiong,YE Lin,YANG Rengang. Optimal allocation and economic benefits analysis of energy storage system on power demand side[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(17):42-48.
- [13] 郝雨辰,窦晓波,吴在军,等. 微电网分层分布式能量优化管理[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):154-162.
HAO Yuchen,DOU Xiaobo,WU Zaijun,et al. Hierarchical and distributed optimization of energy management for microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(1):154-162.
- [14] 鲁文,李卫星,杜红卫,等. 主动配电网综合能量管理系统设计与应用[J]. 电力系统自动化,2016,40(8):133-139.
LU Wen,LI Weixing,DU Hongwei,et al. Design and application of integrated energy management system in active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(8):133-139.
- [15] 王伟亮,王丹,贾宏杰,等. 能源互联网背景下的典型区域综合能源系统稳态分析研究综述[J]. 中国电机工程学报,2016,36(12):3292-3305.
WANG Weiliang,WANG Dan,JIA Hongjie,et al. Review of steady-state analysis of typical regional integrated energy system under the background of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(12):3292-3305.
- [16] 孙宏斌,潘昭光,郭庆来,等. 多能流能量管理研究:挑战与展望[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):1-8.
SUN Hongbin,PAN Zhaoguang,GUO Qinglai,et al. Energy management for multi-energy flow:challenges and prospects[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(15):1-8.
- [17] LIU X,JENKINS N,WU J,et al. Combined analysis of electricity and heat networks[D]. Cardiff,Britain:Cardiff University,2014.
- [18] 肖欣,周渝慧,郑凯中,等. 台湾实施可中断电价进行削峰填谷的需求响应策略及其成本效益分析[J]. 中国电机工程学报,2014,34(22):3615-3622.
XIAO Xin,ZHOU Yuhui,ZHENG Kaizhong,et al. Research on strategy of interruptible price and its cost-benefit model aimed at peak load shifting in Taiwan[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(22):3615-3622.
- [19] 罗运虎,薛禹胜,LEDWICH Gerard,等. 低价与高赔偿2种可中断负荷的协调[J]. 电力系统自动化,2007,31(11):17-21.
LUO Yunhu,XUE Yusheng,LEDWICH Gerard,et al. Coordination of low price interruptible load and high compensation interruptible load[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(11):17-21.
- [20] 蔡宇,林今,万灿,等. 市场环境考虑降压节能调节的主动配电网运行优化策略[J]. 电网技术,2016,40(10):2951-2958.
CAI Yu,LIN Jin,WAN Can,et al. Optimal operation strategy for active distribution company with conservation voltage reduction in competitive electricity markets[J]. Power System Technology,2016,40(10):2951-2958.

作者简介:



赵曰浩

赵曰浩(1992—),男,山东滕州人,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统优化控制(E-mail:hpuhao@163.com);

彭克(1983—),男,山东淄博人,讲师,博士,通信作者,主要研究方向为分布式发电系统、交直流智能配电网等(E-mail:pkbest@tju.edu.cn);

徐丙垠(1961—),男,山东滕州人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力线路故障监测和智能配电网(E-mail:xuby@vip.163.com)。

Hierarchical and distributed coordination control of integrated energy system

ZHAO Yuehao,PENG Ke,XU Bingyin,ZHAO Xueshen,ZHANG Cong

(School of Electrical and Electronic Engineering,Shandong University of Technology,Zibo 255000,China)

Abstract: A method of hierarchical and distributed coordination control is proposed according to the features of integrated energy system;coupling among multiple energy flow,cooperative complementation and multiple benefit-related parties. During normal system operation,the upper control system at industrial park level and the lower control system at user level both take the minimum operational cost as their objective to optimally control their own resources. When the peak load of industrial park violates its upper limit,the upper control system takes the minimum peak-shaving cost as its objective to coordinate the directly-adjustable resources within industrial park and the resources of user demand side for the peak shaving to realize the friendly interaction between park and grid. The validity and correctness of the proposed method are verified by the calculative results of an actual industrial park.

Key words: integrated energy system; hierarchical and distributed control; coordination control; optimal control; interaction; cooperative complementation; peak-shaving; demand response