

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

刘天琪, 卢俊, 何川, 谢彦祥

(四川大学 电气信息学院, 四川 成都 610065)

摘要:在由风机、光伏电池、燃气轮机、热电联产机组、电锅炉、储气设备、储热设备以及电、热负荷构成的热电联供园区系统的基础上,提出考虑联合热电需求响应的多能源园区日前经济调度模型,进一步提高可再生能源渗透率。仿真结果说明了电转气、电转热、储气、储热设备以及联合热电需求响应对高比例新能源的消纳能力及园区经济效益的提升。

关键词:多能源系统;热电联供;电转气;储能设备;联合热电需求响应;新能源消纳

中图分类号:TM 73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.201908039

0 引言

能源是社会、经济发展的基础和动力^[1]。随着化石能源逐渐枯竭、环境污染问题不断加剧,传统化石燃料发电逐渐被可再生能源替代,以电力系统为核心,可再生能源为一次能源,与天然气网等其他网络耦合的能源互联网正在兴起^[2-3]。能源互联网是指不同能源之间相互融合,旨在降低对传统能源的依赖,转变能源的生产和消费模式^[4]。区域多能源综合系统作为能源互联网发展的重要组成,对可再生能源发展、消纳和提高社会能源利用效率以及国家节能减排具有重要意义^[5]。

热、电分立调度系统严重制约了可再生能源接入的空间,将电力转换为其他形式能源存储,这将在很大程度上改善弃风、光现象^[6]。逐渐成熟的电转气P2G(Power to Gas)技术将多余电能转换为天然气进行储存和传输,加强电-气之间的耦合,使得电-气之间能够相互转换^[7]。热电联产CHP(Combined Heat and Power)机组实现了能源的梯级利用,是一种经济、环境友好的设备。电转热和储热技术能打破CHP机组的热电耦合约束,灵活运行CHP,间接与可再生能源互动,有效提高系统的灵活性和经济性^[8]。储能设备的引入能提升可再生能源不能上网部分的电力消纳^[9]。在区域型多能源电热联合调度系统中引入储能设备有利于可再生能源出力与电、热负荷之间的匹配,提高系统可控性^[10]。园区热力系统以温度作为调节尺度,用户对温度敏感度较低,将温度控制在人体舒适范围内即可,利用此特性可调控热力系统热负荷^[11]。

文献[12]通过对储热设备的控制,打破以热定电的电热刚性耦合关系,仿真说明了储热对风电消纳和系统可调节能力的提升。文献[13]综合分时电价特性、弃风光惩罚,建立包含风能、太阳能、天然气及储电设备的多能互补系统的冷热电联供协调优化调度模型,分析了多种清洁能源互补发电的优势。文献[14]提出一种含P2G设备的电-气-热多能源系统优化调度模型,分析了P2G技术对风电消纳和系统经济性的提升。文献[15]构建了考虑用户可响应电负荷的区域多能源系统优化模型,仿真说明了该模型能够有效地降低运行成本。文献[16]建立冷热电储能调度规划双层优化模型,表明蓄冷和储热在多能互补系统中具有较大盈利空间。文献[17]考虑了电、气、热储能设备,形成了多元储能和多元消纳技术,提高了可再生能源利用率。同时,该文献指出电力存储成本较高,储气成本相对较低。通过阅读此类文献,笔者发现在电热联合调度中存在以下不足。

(1)传统CHP机组工作在特定区域,热电之间具有强耦合关系,储热设备的引入在一定程度上实现了热电解耦,但是热电解耦仍有很大的挖掘潜力,这与可再生能源接入空间及园区经济效益的提升紧密相关。

(2)现有考虑储能的文章大多关注储电和储热设备,将储气和储热设备同时作为储能设备的文献不多。与电力相比,天然气易于长时间、大容量存储,能够实现可再生能源的时空转移。储电设备大多为蓄电池,蓄电池的寿命与其充放电时间及充放电次数有关,从长远的经济和环境效益来看,储气设备优于储电设备。

(3)传统需求侧负荷响应大多仅考虑电负荷需求响应,未能考虑电热耦合关系,没有充分发挥需求响应的作用。

随着清洁供热设备的大力发展,在负荷高峰期,通过降低电/热负荷,能有效减轻热/电负荷的需

收稿日期:2019-04-09;修回日期:2019-07-03

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(YJ-201859)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(YJ201859)

求。如在供电不足时,通过减少部分热负荷降低电锅炉用电负荷,以减少电负荷缺额。需求响应可灵活参与到供需协调中,成为促进新能源消纳的重要组成部分,降低园区运行成本^[18]。本文的需求侧可响应负荷考虑了电、热2种负荷,结合电热之间的互补耦合特性,充分发挥热电联合需求响应在园区日前经济调度和新能源消纳方面的作用。热电联合需求响应在电价高峰期转出或切断负荷,在谷期转入负荷,其调峰特性能有效减轻上级电网运行压力。在上述背景下,为应对未来高比例可再生能源接入,本文在含P2G、电转热及储气、储热设备的园区多能源综合系统的基础上,考虑热电联合需求响应,建立了以园区运行成本最低为目标函数的多能源园区日前经济调度模型,进一步实现了CHP热电解耦并更好地匹配新能源出力。在MATLAB环境下调用YALMIP工具箱,利用Gurobi求解器进行仿真分析,结果表明本文模型能有效提升园区可再生能源发电消纳能力和园区经济效益。

1 园区多能源综合系统结构

园区多能源综合系统的能量流向如图1所示。系统由风机WT(Wind Turbine)、光伏电池PV(Photo-Voltaic cell)、CHP机组、燃气轮机GT(Gas Turbine)、电锅炉EB(Electric Boiler)、气储能GS(Gas Storage)、热储能HS(Heat Storage)、电负荷以及热负荷构成。园区系统的电负荷由风机、光伏、CHP机组、燃气轮机及上级电网供给;热负荷由电锅炉、CHP机组和储

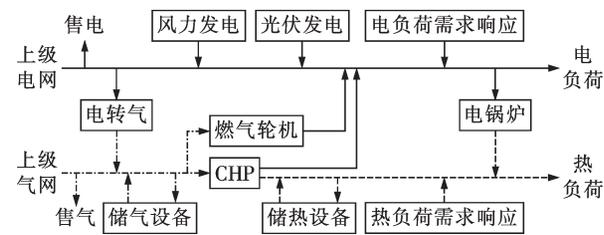


图1 园区多能源综合系统
Fig.1 Park level multi-energy system

热设备供给;园区系统与上级电网、气网进行双向能量交换;电、热负荷需求响应灵活参与调度。

2 园区日前经济调度模型

2.1 目标函数

园区日前经济调度模型以园区向上级电网、气网购电、气及园区内机组启停费用之和最小为优化目标,同时考虑可再生能源消纳与电、热负荷不平衡影响和需求响应中断电负荷的补偿成本,将弃风、弃光和失负荷以惩罚项的形式加至目标函数中,并考虑向上级电、气网售电、气的附加收益^[19]。本文参考文献^[20],对园区可控设备的启停成本采用线性化不等式约束进行建模,即:

$$\min \sum_{t=1}^{N_t} \left(C_t^{E,\text{in}} + C_t^{G,\text{in}} + \sum_{p=1}^{N_{\text{CHP}}} C_{p,t}^{\text{su,CHP}} + \sum_{p=1}^{N_{\text{CHP}}} C_{p,t}^{\text{sd,CHP}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{EB}}} C_{n,t}^{\text{su,EB}} + \sum_{n=1}^{N_{\text{EB}}} C_{n,t}^{\text{sd,EB}} + C_t^{\text{WT,loss}} + C_t^{\text{PV,loss}} + C_t^{\text{E,loss}} + C_t^{\text{H,loss}} - C_t^{\text{E,out}} - C_t^{\text{G,out}} - C_{E,\text{cc}} \right) \quad (1)$$

$$C_t^{E,\text{in}} = c_t^{E,\text{in}} P_t^{\text{in}} \Delta t \quad (2)$$

$$C_t^{G,\text{in}} = c_t^{G,\text{in}} G_t^{\text{in}} \Delta t \quad (3)$$

$$C_{p,t}^{\text{su,CHP}} \geq (I_{p,t}^{\text{CHP}} - I_{p,t-1}^{\text{CHP}}) c_p^{\text{su,CHP}}, C_{p,t}^{\text{sd,CHP}} \geq 0 \quad (4)$$

$$C_{p,t}^{\text{sd,CHP}} \geq (I_{p,t}^{\text{CHP}} - I_{m,t}^{\text{CHP}}) c_p^{\text{sd,CHP}}, C_{p,t}^{\text{su,CHP}} \geq 0 \quad (5)$$

$$C_{n,t}^{\text{su,EB}} \geq (I_{n,t}^{\text{EB}} - I_{n,t-1}^{\text{EB}}) c_n^{\text{su,EB}}, C_{n,t}^{\text{sd,EB}} \geq 0 \quad (6)$$

$$C_{n,t}^{\text{sd,EB}} \geq (I_{n,t}^{\text{EB}} - I_{n,t-1}^{\text{EB}}) c_n^{\text{sd,EB}}, C_{n,t}^{\text{su,EB}} \geq 0 \quad (7)$$

$$C_t^{\text{WT,loss}} = \phi_t^{\text{WT}} \sum_{i=1}^{N_{\text{WT}}} P_{i,t}^{\text{WT,loss}} \Delta t \quad (8)$$

$$C_t^{\text{PV,loss}} = \phi_t^{\text{PV}} \sum_{j=1}^{N_{\text{PV}}} P_{j,t}^{\text{PV,loss}} \Delta t \quad (9)$$

$$C_t^{\text{E,loss}} = \phi_t^{\text{E}} P_t^{\text{loss}} \Delta t \quad (10)$$

$$C_t^{\text{H,loss}} = \phi_t^{\text{H}} H_t^{\text{loss}} \Delta t \quad (11)$$

$$C_t^{\text{E,out}} = c_t^{\text{E,out}} P_t^{\text{out}} \Delta t \quad (12)$$

$$C_t^{\text{G,out}} = c_t^{\text{G,out}} G_t^{\text{out}} \Delta t \quad (13)$$

$$C_{E,\text{cc}} = \varphi_t^{\text{cc}} P_t^{\text{DR,inte}} \Delta t \quad (14)$$

其中, $C_t^{E,\text{in}}$ 、 $C_t^{G,\text{in}}$ 分别为时段 t 的购电、购气费用; $C_{p,t}^{\text{su,CHP}}$ 、 $C_{p,t}^{\text{sd,CHP}}$ 和 $C_{n,t}^{\text{su,EB}}$ 、 $C_{n,t}^{\text{sd,EB}}$ 分别为第 p 台 CHP 机组和第 n 台电锅炉在时段 t 的开机、关机费用; $C_t^{\text{WT,loss}}$ 为时段 t 的弃风惩罚费用; $C_t^{\text{PV,loss}}$ 为时段 t 的弃光惩罚费用; $C_t^{\text{E,loss}}$ 为时段 t 的失电负荷惩罚费用; $C_t^{\text{H,loss}}$ 为时段 t 的失热负荷惩罚费用; $C_t^{\text{E,out}}$ 为时段 t 的售电收益; $C_t^{\text{G,out}}$ 为时段 t 的售气收益; $C_{E,\text{cc}}$ 为需求响应中断电负荷的补偿成本; P_t^{in} 为时段 t 的购电功率; G_t^{in} 为时段 t 的购气功率; $P_{i,t}^{\text{WT,loss}}$ 为第 i 台风机在时段 t 的弃风功率; $P_{j,t}^{\text{PV,loss}}$ 为第 j 组光伏电池在时段 t 的弃光功率; P_t^{loss} 、 H_t^{loss} 分别为时段 t 的失电、失热负荷功率; P_t^{out} 为时段 t 的售电功率; G_t^{out} 为时段 t 的售气功率; $P_t^{\text{DR,inte}}$ 为时段 t 的需求侧中断电负荷; Δt 为调度时间间隔; N_t 为调度时段数; $c_t^{E,\text{in}}$ 、 $c_t^{G,\text{in}}$ 、 $c_t^{E,\text{out}}$ 、 $c_t^{G,\text{out}}$ 分别为时段 t 的单位购电、购气、售电、售气价格; ϕ_t^{WT} 、 ϕ_t^{PV} 、 ϕ_t^{E} 、 ϕ_t^{H} 分别为时段 t 的单位弃风、弃光、失电负荷、失热负荷的惩罚价格; φ_t^{cc} 为时段 t 的单位需求响应中断电负荷的补偿价格; $I_{p,t}^{\text{CHP}}$ 、 $I_{n,t}^{\text{EB}}$ 分别为第 p 台 CHP 机组、第 n 台电锅炉在时段 t 的启停状态,取值 1 表示开机、取值 0 表示停机; $c_p^{\text{su,CHP}}$ 、 $c_p^{\text{sd,CHP}}$ 和 $c_n^{\text{su,EB}}$ 、 $c_n^{\text{sd,EB}}$ 分别为第 p 台 CHP 和第 n 台电锅炉的开机、停机一次的费用; N_{WT} 、 N_{PV} 、 N_{EB} 、 N_{CHP} 分别为风机、光伏电池、电锅炉、CHP 设备的数量。

2.2 约束条件

2.2.1 能量平衡约束

园区调度运行中需满足电力平衡、热量平衡及天然气平衡约束。

(1) 电力平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_{WT}} (P_{i,t}^{WT} - P_{i,t}^{WT,loss}) + \sum_{j=1}^{N_{PV}} (P_{j,t}^{PV} - P_{j,t}^{PV,loss}) + P_t^{in} = P_t^{LDR} + \sum_{m=1}^{N_{P2G}} P_{m,t}^{P2G} + \sum_{n=1}^{N_{EB}} P_{n,t}^{EB} + P_t^{out} - \sum_{p=1}^{N_{CHP}} P_{p,t}^{CHP} - \sum_{q=1}^{N_{GT}} P_{q,t}^{GT} \quad (15)$$

$$P_t^{LDR} = P_t^{LD} + P_t^{loss} \quad (16)$$

其中, P_t^{LDR} 为时段 t 考虑需求响应后的电负荷; P_t^{LD} 为时段 t 的园区实际供电负荷; $P_{i,t}^{WT}$ 、 $P_{j,t}^{PV}$ 、 $P_{p,t}^{CHP}$ 、 $P_{q,t}^{GT}$ 分别为第 i 台风机、第 j 组光伏电池、第 p 台 CHP 机组、第 q 台燃气轮机在时段 t 的发电功率; $P_{m,t}^{P2G}$ 、 $P_{n,t}^{EB}$ 分别为第 m 台 P2G 设备、第 n 台电锅炉在时段 t 的用电功率; N_{GT} 、 N_{P2G} 分别为燃气轮机、P2G 设备的数量。

(2) 天然气平衡约束。

$$G_t^{in} + \sum_{m=1}^{N_{P2G}} G_{m,t}^{P2G} = \sum_{p=1}^{N_{CHP}} G_{p,t}^{CHP} + \sum_{q=1}^{N_{GT}} G_{q,t}^{GT} + G_t^{out} + G_t^{CS} / \eta_{GS} \quad (17)$$

其中, $G_{p,t}^{CHP}$ 和 $G_{q,t}^{GT}$ 分别为第 p 台 CHP 机组和第 q 台燃气轮机在时段 t 的耗气功率; $G_{m,t}^{P2G}$ 为第 m 台 P2G 设备在时段 t 的产气功率; G_t^{CS} 为储气装置在时段 t 的储气 / 放气功率, 其为正值表示储气, 为负值表示放气; η_{GS} 为储气装置的储气 / 放气效率。

(3) 热量平衡约束。

$$H_t^{LDR} = \eta_{heat} \left(\sum_{p=1}^{N_{CHP}} H_{p,t}^{CHP} + \sum_{n=1}^{N_{EB}} H_{n,t}^{EB} - H_t^{HS} / \eta_{HS} \right) \quad (18)$$

$$H_t^{LDR} = H_t^{LD} + H_t^{loss} \quad (19)$$

其中, H_t^{LDR} 为考虑需求响应后时段 t 的热负荷; H_t^{LD} 为时段 t 的园区实际供热负荷; H_t^{HS} 为储热装置在时段 t 的储热 / 放热功率, 其值为正表示储热, 为负表示放热; η_{HS} 为储热装置在时段 t 的储热 / 放热效率; $H_{p,t}^{CHP}$ 、 $H_{n,t}^{EB}$ 分别为第 p 台 CHP 设备、第 n 台电锅炉在时段 t 的制热功率; η_{heat} 为供热网络的热能利用比例。

2.2.2 能量转换约束

(1) P2G 设备约束^[8,14]。

$$G_{m,t}^{P2G} = \eta_m^{P2G} P_{m,t}^{P2G} / L_{HANG} \quad (20)$$

$$G_m^{P2G, \min} \leq G_{m,t}^{P2G} \leq G_m^{P2G, \max} \quad (21)$$

其中, $G_m^{P2G, \min}$ 、 $G_m^{P2G, \max}$ 分别为第 m 台 P2G 设备的最小、最大气功率; η_m^{P2G} 为第 m 台 P2G 设备的 P2G 效率; L_{HANG} 为天然气低热值, 取为 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3$ 。

(2) 电锅炉约束^[21]。

电锅炉制热量与耗电量间的关系为:

$$H_{n,t}^{EB} = \eta_n^{EB} P_{n,t}^{EB} \quad (22)$$

其中, $H_{n,t}^{EB}$ 为第 n 台电锅炉在时段 t 的制热量; η_n^{EB} 为第 n 台电锅炉的电热转换效率。

电锅炉的制热量约束见式(23), 爬坡率约束见式(24)、(25), 最小启停时间约束见式(26)、(27)。

$$H_n^{EB, \min} I_{n,t}^{EB} \leq H_{n,t}^{EB} \leq H_n^{EB, \max} I_{n,t}^{EB} \quad (23)$$

$$H_{n,t}^{EB} - H_{n,t-1}^{EB} \leq H_n^{EB, \max} (1 - I_{n,t}^{EB}) + S_n^{UR, EB} I_{n,t-1}^{EB} + H_n^{EB, \min} (I_{n,t}^{EB} - I_{n,t-1}^{EB}) \quad (24)$$

$$H_{n,t-1}^{EB} - H_{n,t}^{EB} \leq H_n^{EB, \max} (1 - I_{n,t-1}^{EB}) + S_n^{DR, EB} I_{n,t}^{EB} + H_n^{EB, \min} (I_{n,t-1}^{EB} - I_{n,t}^{EB}) \quad (25)$$

$$(I_{n,t-1}^{EB} - I_{n,t}^{EB})(T_{n,t-1}^{EB, on} - T_n^{EB, on}) \geq 0 \quad (26)$$

$$(I_{n,t-1}^{EB} - I_{n,t}^{EB})(T_{n,t-1}^{EB, off} - T_n^{EB, off}) \geq 0 \quad (27)$$

其中, $H_n^{EB, \min}$ 、 $H_n^{EB, \max}$ 分别为第 n 台电锅炉的最小、最大制热功率; $I_{n,t}^{EB}$ 为第 n 台电锅炉在时段 t 的启停状态, 其值为 1 表示开机, 其值为 0 表示停机; $S_n^{UR, EB}$ 、 $S_n^{DR, EB}$ 分别为第 n 台燃气轮机的上爬坡率、下爬坡率; $T_{n,t-1}^{EB, on}$ 、 $T_{n,t-1}^{EB, off}$ 分别为第 n 台电锅炉在时段 $t-1$ 内连续开机、停机时间; $T_n^{EB, on}$ 、 $T_n^{EB, off}$ 分别为第 n 台电锅炉在时段 t 内的最小开机、停机时间。

(3) 燃气轮机约束^[20]。

燃气轮机燃气功率与发电功率间的关系为:

$$G_{q,t}^{GT} = [F(P_{q,t}^{GT}) + G_{q,t}^{su, GT} + G_{q,t}^{sd, GT}] / L_{HANG} \quad (28)$$

$$F(P_{q,t}^{GT}) = a_q + b_q P_{q,t}^{GT} + c_q (P_{q,t}^{GT})^2 \quad (29)$$

其中, $F(\cdot)$ 为热耗率曲线(heat rate curve); $G_{q,t}^{su, GT}$ 和 $G_{q,t}^{sd, GT}$ 分别为第 q 台燃气机组在时段 t 的开启和关停天然气消耗; a_q 、 b_q 、 c_q 为第 q 台燃气轮机的燃气系数。燃气轮机出力约束、爬坡约束、最小启停时间约束与电锅炉约束类似。

(4) CHP 约束。

CHP 机组主要是由微型燃气轮机和溴冷机构成。天然气燃烧时的高品位热能做功驱动微燃机发电, 所排出的高温余热烟气经溴冷机后用于取暖及供应生活热水^[20]。选取 Capstone 公司的 C65 型微燃机, 忽略外界环境变化对发电、燃料燃烧效率的影响, 热电关系数学模型为^[12]:

$$H_{p,t}^{CHP} = \eta_p^h C_p^{OPh} P_{p,t}^{CHP} (1 - \eta_{p,t}^{MT} - \eta_p^L) / \eta_{p,t}^{MT} \quad (30)$$

其中, $\eta_{p,t}^{MT}$ 为第 p 台微燃机在时段 t 的发电效率; η_p^L 为散热损失率; C_p^{OPh} 和 η_p^h 分别为第 p 台溴冷机的制热系数和烟气回收率。

CHP 机组用气功率为:

$$G_{p,t}^{CHP} = P_{p,t}^{CHP} / (\eta_{p,t}^{MT} L_{HANG}) \quad (31)$$

根据文献[20]中 C65 型燃气轮机的净发电效率与净输出功率的关系曲线, 对 C65 型燃气轮机的耗气量与发电功率间进行一次拟合, 可得:

$$G_{p,t}^{CHP} = 2.9049 P_{p,t}^{CHP} + 34.643 \quad (32)$$

CHP 发电量约束、爬坡约束、最小启停时间约束与电锅炉约束类似^[7]。

2.2.3 园区与上级网络功率交换约束

$$P^{in, \min} \leq P_t^{in} \leq P^{in, \max} \quad (33)$$

$$P^{out, \min} \leq P_t^{out} \leq P^{out, \max} \quad (34)$$

$$G^{in, \min} \leq G_t^{in} \leq G^{in, \max} \quad (35)$$

$$G^{out, \min} \leq G_t^{out} \leq G^{out, \max} \quad (36)$$

其中, $P^{\text{in},\text{min}}$ 、 $P^{\text{in},\text{max}}$ 和 $P^{\text{out},\text{min}}$ 、 $P^{\text{out},\text{max}}$ 分别为最小、最大购电和售电功率; $G^{\text{in},\text{min}}$ 、 $G^{\text{in},\text{max}}$ 和 $G^{\text{out},\text{min}}$ 、 $G^{\text{out},\text{max}}$ 分别为最小、最大购气和售气功率。

2.2.4 气、热储能约束^[12,20]

储热设备可以在制热成本低时存储热能,在制热成本高时释放热能。储气和储热设备的引入,可灵活参与系统调度,提高系统可控性和灵活性,有效降低系统的运行成本。

式(37)为储气设备的储/放气功率约束,式(40)为储热设备的储/放热功率约束,式(38)、(39)和式(41)、(42)分别表示时段 t 储气、储热设备的储气、储热量和时段 $t-1$ 储气、储热量与时段 t 储/放气、储/放热功率之间的关系。

$$G_t^{\text{GS},\text{min}} \leq G_t^{\text{GS}} \leq G_t^{\text{GS},\text{max}} \quad (37)$$

$$C_t^{\text{GS},\text{min}} \leq C_t^{\text{GS}} \leq C_t^{\text{GS},\text{max}} \quad (38)$$

$$C_t^{\text{GS}} = (1 - \eta_{\text{CCS}}) C_{t-1}^{\text{GS}} + G_t^{\text{GS}} \Delta t \quad (39)$$

$$H_t^{\text{HS},\text{min}} \leq H_t^{\text{HS}} \leq H_t^{\text{HS},\text{max}} \quad (40)$$

$$C_t^{\text{HS},\text{min}} \leq C_t^{\text{HS}} \leq C_t^{\text{HS},\text{max}} \quad (41)$$

$$C_t^{\text{HS}} = (1 - \eta_{\text{CHS}}) C_{t-1}^{\text{HS}} + H_t^{\text{HS}} \Delta t \quad (42)$$

其中, G_t^{GS} 为时段 t 的储/放气功率,其为正值表示储气,其为负值表示放气; $G_t^{\text{GS},\text{min}}$ 、 $G_t^{\text{GS},\text{max}}$ 分别为储气设备在时段 t 的最小、最大放/储气功率; C_t^{GS} 为储气设备在时段 t 的储气量; $C_t^{\text{GS},\text{min}}$ 、 $C_t^{\text{GS},\text{max}}$ 分别为储气设备的最小、最大储气容量; η_{CCS} 为储气设备自耗率; H_t^{HS} 为时段 t 的储/放热功率,其为正值表示储热,其为负值表示放热; $H_t^{\text{HS},\text{min}}$ 、 $H_t^{\text{HS},\text{max}}$ 分别为储热设备的最小、最大放/储热功率; C_t^{HS} 为时段 t 储热设备的储热量; $C_t^{\text{HS},\text{min}}$ 、 $C_t^{\text{HS},\text{max}}$ 分别为储热设备的最小、最大储热容量; η_{CHS} 为储热设备自耗率。

2.2.5 需求响应

需求侧可响应负荷包括可中断负荷及可转移负荷,通过调整负荷大小和转移负荷的用电时间,可响应上级电网分时电价,更好地匹配可再生能源的出力。联合热电需求响应,相互配合,充分发挥需求响应优势,降低园区对电价峰期电力和储能的需求,提高园区可控性和经济效益。本文重点利用电热间的耦合关系,充分挖掘需求响应的作用,提升园区新能源的接入比例,同时降低园区运行成本,因此在考虑需求响应模型时,对园区负荷采用整体建模。

(1)需求侧可响应电负荷约束^[19,23]。

本文在文献[23]的基础上,将需求侧可响应电负荷分为可平移电负荷和可中断电负荷,对于可中断电负荷考虑其中断成本,需求侧响应电负荷与当前时段电负荷需求之和必须小于当前时段允许的最大电负荷,即:

$$0 \leq P_t^{\text{DR},\text{inte}} \leq \alpha_t^{\text{P},\text{inte}} \bar{P}_t^{\text{LD}} \quad (43)$$

$$P_t^{\text{DR},\text{shif}} \leq \alpha_t^{\text{P},\text{shif}} \bar{P}_t^{\text{LD}} \quad (44)$$

$$0 \leq \sum_{t=1}^{N_t} P_t^{\text{DR},\text{inte}} \leq P^{\text{inte},\text{max}} \quad (45)$$

$$\sum_{t=1}^{N_t} P_t^{\text{DR},\text{shif}} = 0 \quad (46)$$

$$P_t^{\text{DR}} \geq \bar{P}_t^{\text{LD}} - P_t^{\text{LD},\text{max}} \quad (47)$$

$$P_t^{\text{DR}} = P_t^{\text{DR},\text{inte}} + P_t^{\text{DR},\text{shif}} \quad (48)$$

其中, \bar{P}_t^{LD} 、 P_t^{DR} 、 $P_t^{\text{DR},\text{shif}}$ 、 $P_t^{\text{LD},\text{max}}$ 分别为时段 t 的电负荷预测值、需求侧响应电负荷、需求侧转移电负荷、系统允许的最大电负荷, $P_t^{\text{DR},\text{shif}}$ 为正表示转出可平移电负荷,反之表示转入可平移电负荷; $P^{\text{inte},\text{max}}$ 为调度时间内的最大可中断电负荷; $\alpha_t^{\text{P},\text{inte}}$ 、 $\alpha_t^{\text{P},\text{shif}}$ 分别为时段 t 的最大可中断和可转出的电负荷比例。

电负荷预测值与需求响应后电负荷的关系为:

$$\bar{P}_t^{\text{LD}} = P_t^{\text{LDR}} + P_t^{\text{DR}} \quad (49)$$

(2)需求侧可响应热负荷约束^[11,23]。

$$\bar{H}_t^{\text{LD}} - H_t^{\text{LD},\text{max}} \leq H_t^{\text{DR}} \leq \alpha_t^{\text{HLD}} \bar{H}_t^{\text{LD}} \quad (50)$$

其中, \bar{H}_t^{LD} 、 H_t^{DR} 、 α_t^{HLD} 、 $H_t^{\text{LD},\text{max}}$ 分别为时段 t 的热负荷预测值、需求侧响应热负荷、需求侧可响应热负荷比例和系统允许的最大热负荷。

当 H_t^{DR} 为正时,表示转出热负荷,此时 H_t^{DR} 需小于当前时刻可响应的热负荷;当 H_t^{DR} 为负时,表示转入热负荷,此时转入的热负荷与当前时段热负荷需求之和必须小于当前时段允许的最大热负荷。

$$0 \leq \sum_{t=1}^{N_t} H_t^{\text{DR}} \leq H^{\text{DR},\text{max}} \quad (51)$$

其中, $\sum_{t=1}^{N_t} H_t^{\text{DR}}$ 为调度周期内的热负荷中断总量; $H^{\text{DR},\text{max}}$ 为调度时间内的最大可中断热负荷。

整个调度周期内需求侧响应热负荷总和必须大于等于0,当 $H^{\text{DR},\text{max}} = 0$ 时,可响应热负荷全部为可转移热负荷,热负荷预测值与需求响应后热负荷的关系为:

$$\bar{H}_t^{\text{LD}} = H_t^{\text{LDR}} + H_t^{\text{DR}} \quad (52)$$

由文献[11]可知,对于冬季供暖的热力系统的热负荷是关于室内外温度的函数,需求侧可响应热负荷比例可参考文献[11]计算得出。

2.2.6 失负荷约束

(1)失电负荷约束。

$$0 \leq P_t^{\text{loss}} \leq \alpha_p \bar{P}_t^{\text{LD}} \quad (53)$$

其中, α_p 为最大可失电负荷比例。

(2)失热负荷约束。

$$0 \leq H_t^{\text{loss}} \leq \alpha_H \bar{H}_t^{\text{LD}} \quad (54)$$

其中, α_H 为最大可失热负荷比例。

2.3 模型求解

本文所建立园区日前经济调度模型为混合整数线性规划问题,可以通过成熟的商业软件进行求解。本文在 MATLAB 运行环境下调用 YALMIP 工具箱中的 Gurobi 求解器对模型进行求解。

3 算例仿真分析

3.1 仿真基础数据

仿真选取包含风、光、气、储和考虑 P2G、电转热技术的多能互补园区系统模型。该系统包含燃气轮机、风力发电机、CHP 设备、电锅炉、P2G 设备、储热设备、储气设备各 1 台和 1 组光伏电池。溴冷机的制热系数 C_p^{OPh} 和烟气回收率 η_p^h 分别为 0.9、1.2, 燃气轮机、CHP 设备、电锅炉的一次开机和停机成本分别为 3.5、1.94、2.74 元^[10]。设备参数及取值见附录 A 中的表 A1^[3,10,14,16]。假设 CHP 机组、燃气轮机初始状态为停运状态,电锅炉处于半满发状态,储气设备初始储气量为 10 m³,储热设备初始储热量为 100 kW·h,储气、储热设备自耗率为 0.01。

调度时间段数 $N_t=24$,单位调度时间 $\Delta t=1$ h, Δt 内各设备功率恒定。电价采用分时电价,电价如附录 A 中的表 A2 所示^[12]。为保证系统在安全条件下运行,假设失负荷价格为当前电价的 100 倍,弃风、弃光的惩罚成本为 0.1 元/(kW·h)。上级电网、气网的传输功率限制如附录 A 中的表 A3 所示。考虑需求响应时,最大可中断负荷总量为总预测负荷的 3%,园区需求侧响应中断电负荷按当前电价补偿;园区内最大失负荷比例为 0.1。

园区多能源综合系统冬季典型日的风机、光伏出力、电负荷和热负荷的预测值见附录 A 中的图 A1^[3]。

3.2 算例 1

为验证 P2G、电转热技术、储气加储热设备以及考虑联合热电需求响应的优势,本算例选取 6 种调度运行方式进行仿真验证,如附录 B 中的表 B1 所示。方式 4—6 在调度时间内的需求侧可响应负荷比例如附录 B 中的表 B2 所示。

方式 1—6 下园区的总运行成本如表 1 所示。可见,方式 1—6 均未出现弃风、弃光和失负荷现象。

表 1 6 种运行方式下园区运行成本
Table 1 Operation costs of six modes

方 式	购电 成本	购气 成本	机组启停 成本	售电 收益	售气 收益	中断电 负荷补偿	总成本 元
1	655.4	1560.4	4.68	99.3	0	—	2121.2
2	638.6	1566.3	15.64	315.6	0	—	1904.9
3	851.4	1304.4	15.64	15.64	0	—	1855.9
4	812.5	1291.5	15.64	345.3	0	22.42	1796.8
5	738.7	1288.7	15.64	345.3	0	22.42	1720.1
6	736.8	1242.0	15.64	401.2	0	29.50	1622.6

分析表 1 可知,与方式 1 相比,方式 2 引入储热设备,在电价谷时段,利用电转热技术储存热能,降低电价峰时段电锅炉对电的需求,提高电价峰时段售电量,增加附加收益。方式 3 在方式 2 的基础上考虑了 P2G 及储气设备,电价谷时段的 P2G 成本低于

直接购气成本,P2G 和储气设备的引入,将低价天然气存储,降低购气成本。方式 4 在方式 3 的基础上考虑电负荷需求响应,在电价峰时段和平时段降低电负荷提高售电收益,在电价谷时段和平时段转入电负荷,减少供电运行成本。与方式 4 相比,方式 5 考虑热负荷响应,在电价峰时段和平时段的降低热负荷,一定程度上能降低对电负荷的需求,在电价谷时段和平时段转入热负荷,可降低供热成本。方式 6 在方式 5 的基础上将需求响应加倍,可响应负荷比例越大,系统灵活性和可控性越高,系统运行成本越低。

方式 6 下电锅炉、CHP 机组和燃气轮机机组的启停状态如附录 B 中的表 B3 所示。方式 1—5 下 CHP 机组和燃气轮机启停状态与方式 6 一致,方式 1—5 下电锅炉的启停状态如附录 B 中的表 B4 所示。从表 B3 可以看出,方式 1—6 下,CHP 机组和燃气轮机在谷时段均不开机,峰时段均处于开机状态。

分析表 B3 和 B4 可知:方式 1 下电锅炉全时段处于开机状态;方式 2 引入储热设备,电锅炉开机时间变为 16 h;方式 5 考虑需求响应和储能设备,电锅炉开机时间变为 15 h;方式 6 在方式 5 的基础上提高了需求响应比例,电锅炉开机时间减少了 1 h。引入储能设备和考虑需求响应能减少电锅炉开机时间,延长电锅炉的使用寿命。

方式 5、6 的需求响应后园区的净电、热负荷见图 2。

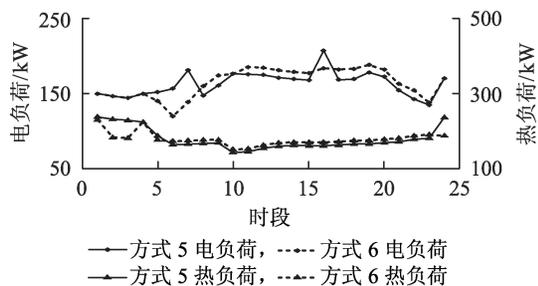


图 2 方式 5、6 下园区的净电、热负荷
Fig.2 Net power and heat load of park under Mode 5 and Mode 6

由图 2 可知,方式 5 需求侧响应中断电负荷为 68 kW·h,转移电负荷为 163 kW·h,转出和转入热负荷分别为 202、69 kW·h;方式 6 需求侧中断电负荷为 98 kW·h,转移电负荷为 274 kW·h,转出和转入热负荷分别为 326、194 kW·h。需求侧可响应负荷比例越大,可转移的负荷也越多。受本文电负荷及热负荷需求响应机制和参数影响,响应后的热负荷和电负荷变化不完全相同,但大体方向一致,在电价峰时段负荷降低。

方式 6 的电、热、天然气平衡情况分别如附录 B 中的图 B1—B3 所示,储能设备的储能状态变化如附

录B中的图B4所示。

由图B1可知,在电价谷时段00:00—07:00和23:00—24:00,由于谷时段电价较低,园区内电负荷由风机、光伏电池和上级电网满足,在满足园区内负荷需求的基础上,P2G设备将多余电能转换为天然气储存。在电价峰时段10:00—15:00、18:00—21:00,由于CHP设备和燃气轮机发电成本低于向上级电网购电成本,园区电负荷由风机、光伏电池、CHP设备和燃气轮机满足,同时园区内可发多余电售给上级电网,提高售电附加收益。需求侧可响应电负荷从电价平时段、峰时段转出或中断,在电价谷时段转入。

由图B2可知,在电价谷时段03:00—07:00和23:00—24:00,P2G优于气转电,P2G设备工作,1635 kW·h的电能转换为108 m³的天然气。在电价平时段及峰时段,气转电优于P2G,P2G设备不工作。园区机组消耗的天然气,在时段07:00—10:00内全部由储气设备满足;在时段10:00—11:00内由上级气网和储气设备共同满足;当储气设备容量不允许参与调节后,园区机组消耗的天然气全部由上级气网供给。

由图B1、B2可知,在电价谷时段,燃气轮机和CHP机组不出力,在峰时段,燃气轮机和CHP机组处于满发状态;在平时段,由于CHP的热电联供能源利用效率高,一直处于满发状态,燃气轮机根据前后时段电价、负荷及储能状态共同决策出力。分时电价引导园区购电、发电行为,增加谷时段购电和峰时段售电,其调峰特性利于减轻上级电网运行压力。

由图B3可知,在电价谷时段00:00—07:00和23:00—24:00,电转热成本较低,园区内热负荷主要由电锅炉供给;在电价峰时段,电转热成本较高,电锅炉不工作,园区热负荷由CHP设备和储热设备共同满足;在电价平时段,电锅炉工作状态由前后时段电价、负荷及储热设备储能状态共同决定。

由图B4可知,在电价谷时段,储气、储热设备在时段04:00—07:00开始储能,储气、储热容量在时段06:00—07:00达到最大值;在时段07:00—24:00内,储气设备不再储气。由于储气、储热设备的容量限制及时段04:00—07:00风光出力较大,在时段00:00—03:00内,储气和储热设备不工作。储能设备在电价的引导下工作,谷时段储能,峰时段放能,平时段电转气成本过高,P2G设备和储气设备不工作,储热依据前后运行状态选择性储热或放热。

3.3 算例2

为验证可再生能源高渗透率下,储气和储热设备及联合热电需求响应的优越性,在3.2节运行方式1—3、6基础上,将风电、光伏出力分别增大至原来的2倍和6倍(可再生能源最大出力大于园区负荷需

求与最大可售电量之和),得到运行方式7—10。

方式7—10的弃风、弃光功率如图3所示。

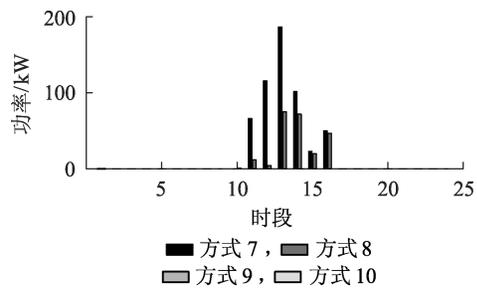


图3 方式7—10的园区弃风、弃光

Fig.3 Wind and solar curtailment of park under Mode 7-10

由图3可以看出,方式7、8在时段11:00—15:00出现了不同程度的弃风、弃光现象,与方式7相比,方式8考虑储热设备,弃风、弃光现象明显降低;在方式8基础上考虑引入P2G及储气设备的方式9、10均未出现弃风、弃光现象。引入储热设备,系统能将多余的电转换为热储存,增强可再生能源的消纳,P2G和储气设备的引入能将多余电转换为天然气储存,进一步提高了可再生能源消纳能力和渗透率。

方式7—10均未出现失负荷,园区运行成本见附录C中的表C1。由表C1可知,对比运行方式7、8,方式8引入储热设备,在电价谷时段将多余电能转为热能储存,电价峰时段释放热能,平时段灵活参与调度,提高电价峰时段和平时段园区的售电量,增加园区收益。对比运行方式8、9,P2G和储气设备的引入可进一步消纳储热不能消纳的风光,降低购气成本,提升经济效益。对比运行方式9、10可知,考虑联合热电需求响应,将可响应电热负荷从电价峰时段转出或中断,从电价谷时段转入,在电价平时段根据前后电价及园区设备运行状态灵活转入、转出或中断,合理匹配可再生能源出力,更好地消纳可再生能源,降低购气成本的同时提高售电收益。

由以上分析可得,园区多能源系统通过多种能源间相互转换配合,依据可再生能源出力特性合理转入或转出负荷,提高可再生能源渗透率,同时使园区经济运行最优,有效降低园区运行成本或增大园区收益。

3.4 算例3

为验证联合热电需求响应的优势,在3.2节中运行方式3的基础上,将电负荷调至原来的1.5倍,同时将园区向上级电网的最大购电功率调至200 kW,得到运行方式11。在运行方式11的基础上,分别考虑仅有电负荷需求响应、仅有热负荷响应和热电联合需求响应得到运行方式12—14。

运行方式11—14下的园区失负荷情况见表2。

如表2所示,与方式11相比,方式12考虑电负

表 2 方式 11—14 园区失负荷
Table 2 Load loss of park under Mode 11-14

方式	失负荷总量/(kW·h)	
	失电负荷	失热负荷
11	93.6	7.1
12	73.4	0
13	79.5	0
14	51.4	0

荷需求响应,园区失热负荷为 0,失电负荷下降了 20.2 kW·h。方式 13 在方式 11 基础上,考虑热负荷需求响应,园区能满足热负荷需求,失电负荷下降了 14.1 kW·h。相较于方式 12,方式 14 多考虑电负荷需求响应,园区失负荷进一步下降了 22 kW·h。在电负荷需求较高时,园区可采用降低一定比例的热负荷减轻电负荷需求。热电联合需求响应能利用电热之间的耦合性,充分发挥需求响应优势,提高系统供能能力。

4 结论

本文提出一种联合热电需求响应的日前调度方式。在 P2G、电转热、储气、储热设备的多能源园区热电联供系统的基础上,以考虑可再生能源消纳的园区运行成本最低为目标函数,建立了多能源园区热电联供日前经济调度模型。通过园区不同场景下不同调度运行方式的仿真结果分析对比,验证了本文所提模型的有效性,并得出以下结论。

(1) P2G、电转热设备实现能源间的相互转换,实现园区多能互补。同时在可再生能源出力较大时,分别将电能转换为的天然气和热能,有效降低弃风、弃光现象,提高新能源消纳能力。

(2) 储热设备的引入,打破传统“以热定电方式”,将谷时段电能或多余电能转换为热能储存,在电价峰时段放热,灵活参与到电热调度中;储气设备的引入可通过 P2G 设备将谷时段电能或多余电能转换为天然气储存。储能设备的引入能有效加强园区对可再生能源的消纳,提高可再生能源的渗透率,同时有效降低园区购气和制热成本。

(3) 考虑联合热电需求响应,可响应负荷在分时电价及可再生能源出力特性的引导下,在不同时段转入、转出或中断,可达到园区日前经济调度最优,降低园区运行成本。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 邵成成,王锡凡,王秀丽,等. 多能源系统分析规划初探[J]. 中国电机工程学报,2016,36(14):3817-3829.
SHAO Chengcheng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Probe into analysis and planning of multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(14):3817-3829.

[2] 程林,张靖,黄仁乐,等. 基于多能互补的综合能源系统多场景规划案例分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):282-287.
CHENG Lin, ZHANG Jing, HUANG Renle, et al. Case analysis of multi-scenario planning based on multi-energy complementation for integrated energy[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):282-287.

[3] 王锐,顾伟,吴志. 含可再生能源的热电联供型微网经济运行优化[J]. 电力系统自动化,2011,35(8):22-27.
WANG Rui, GU Wei, WU Zhi. Economic and optimal operation of a combined heat and power microgrid with renewable energy resources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(8): 22-27.

[4] 张巍,董昕昕,孙伟卿,等. 能源互联网中的综合能源系统研究[J]. 自动化仪表,2017,38(1):12-15.
ZHANG Wei, DONG Xinxin, SUN Weiqin, et al. Research on the integrated energy system in energy internet[J]. Process Automation Instrumentation, 2017, 38(1):12-15.

[5] 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(7):198-207.
JA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problem related to integrated energy systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7):198-207.

[6] 杨经纬,张宁,王毅,等. 面向可再生能源消纳的多能源系统:述评与展望[J]. 电力系统自动化,2018,42(4):11-24.
YANG Jingwei, ZHANG Ning, WANG Yi, et al. Multi-energy system towards renewable energy accommodation: review and prospect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4):11-24.

[7] 魏震波,黄宇涵,高红均,等. 含电转气和热电联产机组的区域能源互联网联合经济调度[J]. 电网技术,2018,42(11):3512-3520.
WEI Zhenbo, HUANG Yuhuan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling chp in regional energy internet[J]. Power System Technology, 2018, 42(11):3512-3520.

[8] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.
PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6):3-10.

[9] 李兆旺,苗世洪,尹斌鑫,等. 考虑先进绝热压缩空气储能电站备用特性的电力系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(18):5392-5404.
LI Yaowang, MIAO Shihong, YIN Binxin, et al. Power system optimal scheduling strategy considering research characteristics of advanced adiabatic compressed air energy storage plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(18):5392-5404.

[10] 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.

[11] 周亦洲,孙国强,黄文进,等. 计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J]. 电网技术,2017,41(6):1759-1767.
ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic

- bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(6):1759-1767.
- [12] 陈磊,徐飞,王晓,等. 储热提升风电消纳能力的实施方式及效果分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(17):4283-4290.
CHEN Lei, XU Fei, WANG Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17):4283-4290.
- [13] 熊焰,吴杰康,王强,等. 风光气储互补发电的冷热电联供优化协调模型及求解方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14):3616-3625.
XIONG Yan, WU Jiekang, WANG Qiang, et al. An optimization coordination model and solution for combined cooling, heating and electric power systems with complimentary generation of wind, PV, gas and energy storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14):3616-3625.
- [14] 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.
- [15] 汪涛,崔怀宇,武庚,等. 计及用户可响应负荷的区域多能源系统运行优化模型[J]. 电力建设, 2018, 39(9):30-38.
WANG Tao, CUI Huaiyu, WU Geng, et al. Multi-objective optimization model of regional hybrid energy system compatible with responsive load[J]. Electric Power Construction, 2018, 39(9):30-38.
- [16] 熊文,刘育权,苏万煌,等. 考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(1):118-126.
XIONG Wen, LIU Yuquan, SU Wanhuang, et al. Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(1):118-126.
- [17] 陈沼宇,王丹,贾宏杰,等. 考虑P2G多源储能型微网日前最优经济调度策略研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11):3067-3077, 3362.
CHEN Zhaoyu, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Research on optimal day-ahead economic dispatching strategy for microgrid considering P2G and multi-source energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11):3067-3077, 3362.
- [18] 宋阳阳,王艳松,衣京波. 计及需求侧响应和热/电耦合的微网能源优化规划[J]. 电网技术, 2018, 42(11):3469-3476.
SONG Yangyang, WANG Yansong, YI Jingbo. Microgrid energy source optimization planning consider demand side response and thermoelectric coupling[J]. Power System Technology, 2018, 42(11):3469-3476.
- [19] 邹云阳,杨莉,冯丽,等. 考虑热负荷二维可控性的微网热协调调度[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(6):13-19.
ZOU Yunyang, YANG Li, FENG Li, et al. Coordinated heat and power dispatch of microgrid considering two-dimensional controllability of heat[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(6):13-19.
- [20] HE C, WU L, LIU T, et al. Co-optimization scheduling of interdependent power and gas systems with electricity and gas uncertainties[J]. Energy, 2018, 159:1003-1015.
- [21] 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.
- [22] 李乐. 微网的经济运行研究[D]. 北京:华北电力大学, 2011.
LI Le. Study of economic operation in micogrid[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2011.
- [23] ZHANG X, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Hourly electricity demand response in the stochastic day-ahead scheduling of coordinated electricity and natural gas networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(1):592-601.

作者简介:



刘天琪

刘天琪(1962—),女,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统分析稳定与控制、高压直流输电、调度自动化等(E-mail: tqliu@scu.edu.cn);

卢俊(1997—),女,四川泸州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制、综合能源(E-mail: 904905006@qq.com);

何川(1988—),男,四川眉山人,副研究员,博士,通信作者,主要研究方向为综合能源系统(E-mail: he_chuan@scu.edu.cn);

谢彦祥(1995—),男,甘肃天水人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制(E-mail: 1289948500@qq.com)。

Day-ahead economic dispatch of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response and high penetration of renewable energy

LIU Tianqi, LU Jun, HE Chuan, XIE Yanxiang

(College of Electrical Engineering and Information Technology, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Based on a multi-energy park consisting of wind turbines, photovoltaic cells, gas turbines, combined heat and power units, electric boilers, gas storage equipments, heat storage equipments, electrical loads and heat loads, a day-ahead economic dispatch model of multi-energy parks considering integrated thermo-electric demand response is proposed, which can further deepen the penetration of renewable energy. Simulative results show that the integrated thermo-electric demand response, power to gas, power to heat, gas storage equipments and heat storage equipments can improve both the accommodation of renewable energy and the economic benefits of park.

Key words: multi-energy system; combined heat and power; power to gas; energy storage equipment; integrated thermo-electric demand response; renewable energy accommodation

附录 A

表 A1 园区多能源系统设备参数

TableA1 Parameters of park level multi-energy system

设备	参数	参数值	设备	参数	参数值
燃气轮机	$P_q^{GT,min}$ /kW	30	CHP	$P_p^{CHP,min}$ /kW	15
	$P_q^{GT,max}$ /kW	100		$P_p^{CHP,max}$ /kW	65
	$T_q^{GT,on}$ /h	2		$T_p^{CHP,on}$ /h	2
	$T_q^{GT,off}$ /h	1		$T_p^{CHP,off}$ /h	1
	$S_q^{UR,GT}$ /kW	55	$S_p^{UR,CHP}$ /kW	35.75	
	$S_q^{DR,GT}$ /kW	55	$S_p^{DR,CHP}$ /kW	35.75	
	燃气系数 a_q	44.38	P2G	η_m^{P2G}	0.64
	燃气系数 b_q	1.589		$G_m^{P2G,min}$ /m ³	0
燃气系数 c_q	0	$G_m^{P2G,max}$ /m ³		50	
电锅炉	η_n^{EB}	0.9	储热设备	$H^{HS,min}$ /kW	-100
	$H_n^{EB,min}$ /kW	40		$H^{HS,max}$ /kW	100
	$H_n^{EB,max}$ /kW	200	$C^{HS,min}$ / (kW · h)	100	
	$T_n^{EB,on}$ /h	2	$C^{HS,max}$ / (kW · h)	300	
	$T_n^{EB,off}$ /h	1	η_{CHS}	0.98	
	$S_n^{UR,EB}$ /kW	100	热网	η_{heat}	0.98
储气设备	$S_n^{DR,EB}$ /kW	100	储气设备	$G^{GS,min}$ / (m ³ · h ⁻¹)	-50
	$C^{GS,max}$ /m ³	100		$G^{GS,max}$ / (m ³ · h ⁻¹)	50
	η_{CCGS}	0.95		$C^{GS,min}$ /m ³	10

表 A2 园区多能源系统分时电价

TableA2 TOU price of park level multi-energy system

时段	购电价格	售电价格
	/[元 · (kW · h) ⁻¹]	/[元 · (kW · h) ⁻¹]
谷时	00:00—07:00, 23:00—24:00	0.17 0.13
平时	07:00—10:00, 15:00—18:00, 21:00—23:00	0.49 0.38
峰时	10:00—15:00, 18:00—21:00	0.83 0.65

表 A3 上级电、气网传输功率限制

TableA3 Limitation of energy exchange with power and gas network

网络	参数	参数值
电网	$p^{in,min}$ /kW	0
	$p^{in,max}$ /kW	800
	$p^{out,min}$ /kW	0
	$p^{out,max}$ /kW	100
气网	$G^{in,min}$ /m ³	0
	$G^{in,max}$ /m ³	80
	$G^{out,min}$ /m ³	0
	$G^{out,max}$ /m ³	10

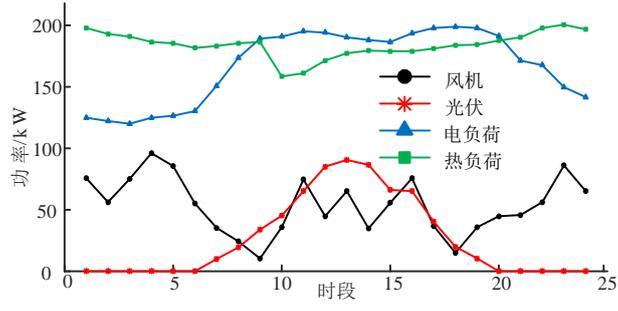


图 A1 园区冬季典型日风机光伏出力及电热负荷预测值

Fig.A1 Forecasted values of wind/ photovoltaic power generation and power/heat load in winter

附录 B

表 B1 6 种调度运行方式

Table B1 Six operation modes

方式	储热	P2G+储气	电负荷响应	热负荷响应
1	×	×	×	×
2	√	×	×	×
3	√	√	×	×
4	√	√	√	×
5	√	√	√	√
6	√	√	√	√

表 B2 方式 4—6 的需求侧可响应负荷比例

Table B2 Ratio of demand response about Mode 4 to Mode 6

方式	需求侧可响应电负荷比例		需求侧可响应热负荷比例
	可平移	可中断	
4	0.05	0.03	—
5	0.05	0.03	0.05
6	0.10	0.05	0.10

表 B3 方式 6 下园区机组启停状态

Table B3 Start-stop status of units under Mode 6

机组	24 个时段的启停状态																												
电锅炉	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
CHP	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
燃气轮机	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0

表 B4 方式 1—5 下园区电锅炉启停状态

Table B4 Start-stop status of electric boiler under Mode 1 to Mode 5

方式	24 个时段的启停状态																												
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1

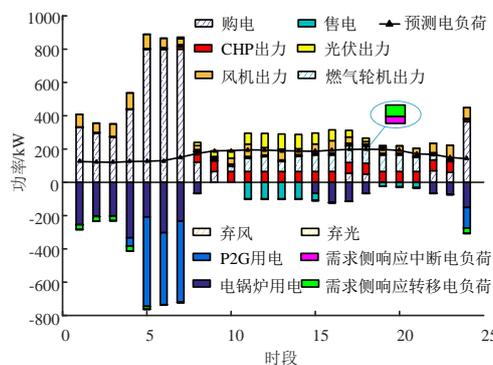
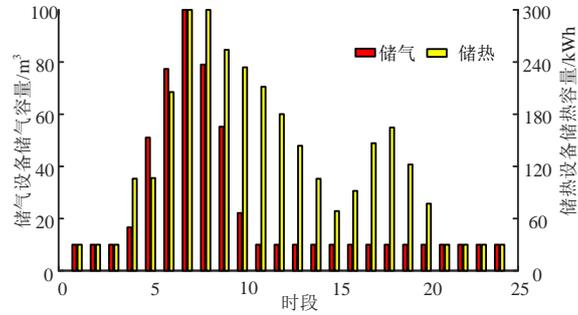
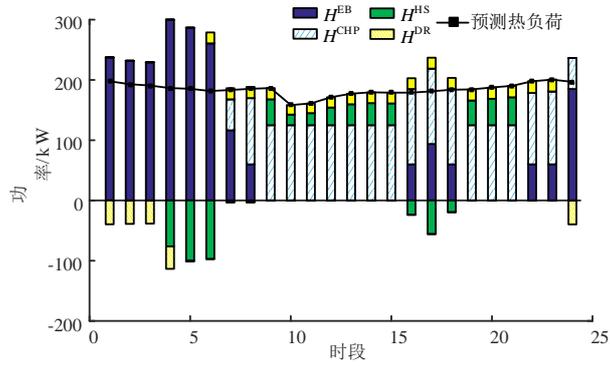
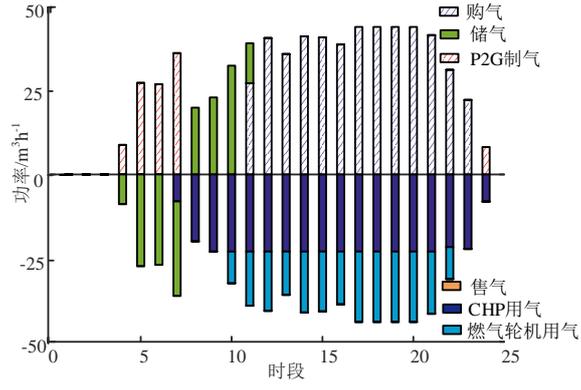


图 B1 方式 6 下园区电力平衡

Fig.B1 Power balance of park in Mode 6



附录 C

表 C1 方式 7—10 的园区运行成本

Table C1 Operation costs of park in Mode 7 to Mode 10

单位：元

方式	购电成本	购气成本	机组启停成本	弃风惩罚	弃光惩罚	售电收益	售气收益	中断电负荷成本	总成本
7	235.2	732.8	8.6	36.3	18.0	407.9	0	—	623.0
8	239.3	728.3	19.5	13.9	9.2	626.4	0	—	383.8
9	440.6	479.2	19.5	0	0	661.6	0	—	277.7
10	480.0	383.0	19.5	0	0	729.5	0	6.8	160.1