

考虑多能互补的区域综合能源系统多种储能优化配置

熊文¹, 刘育权¹, 苏万煌¹, 郝然², 王玥², 艾芊²

(1. 南方电网广州供电公司, 广东 广州 510000; 2. 上海交通大学 电子信息与电气工程学院, 上海 200240)

摘要:在区域综合能源系统中配置多种储能装置可提高系统的经济效益,是区域综合能源系统规划的重要研究方向。基于区域综合能源系统的基础架构和模型,研究了蓄冷、储热、储电和混合储能在冷热电联供(CCHP)机组和电制冷等设备多能互补协同运行情况下的盈利策略,讨论了系统配置不同储能的经济性和可行性,建立了全寿命周期的冷热电储能调度规划双层优化模型,并利用确定性迭代算法进行求解。针对某实际区域综合能源系统的多个供能季不同日负荷曲线,应用双层优化模型求解运行调度方案和储能配置容量。算例结果表明:配置蓄冷和储热在多能互补协同运行系统中有一定的盈利空间,而配置储电的利润空间较小,且考虑多能互补的混合储能方法可以进一步挖掘系统的盈利能力。

关键词:冷热电储能;混合储能;双层优化;区域综合能源系统;多能互补;优化配置

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2019.01.018

0 引言

随着工业生产和居民用户的能源需求日趋多样,供能设备和形式向着高品位、低成本的方向发展,供能能源的革新促使能源系统间的进一步耦合,使得综合能源系统从理论概念逐渐转变为一种有效的能源整合手段。区域综合能源系统 RIES (Regional Integrated Energy System) 是能源互联网中的胞元,涉及能源的生产、转换与协调,其核心是实现能源的高效利用^[1]。

由于不同能源系统间发展的差异,供能往往都是单独规划、单独设计、独立运行,彼此间缺乏协调,由此造成了能源利用率低、供能系统整体安全性和自愈能力不强等问题。冷热电联供 CCHP (Combined Cooling, Heating and Power) 通常以天然气、沼气、汽油、柴油等为主要燃料带动燃气轮机、微燃机或内燃机发电机等燃气发电设备发电,供应用户电力需求,通过余热锅炉或者余热直燃机等余热回收利用设备回收系统发电后排出的余热,向用户供热、供冷,极大地提高了系统的一次能源利用率,实现了能源的梯级利用,是分布式能源发展的重要方向^[2-3],已成为国内外研究的热点。

在多能流协同优化方面,瑞士联邦理工学院的 Geidl M 和 Andersson 在“能源网络未来展望”^[4]中首次提出了能源集线器 EH (Energy Hub) 的概念^[5],其概念和模型被应用到欧盟的 EPIC-HUB 项目中。EH 模型反映了综合能源系统间的静态转换环节,大量的相关研究已用于含有冷、热、电、气系统的耦合关系描述,并被广泛应用于各类综合能源系统的相关

研究中,如文献[6-7]引入 EH 的概念以刻画综合能源系统中电、气、冷、热等不同形式能源的耦合关系。

多种储能作为能量的时间转换装置可提高区域综合能源系统的效率和经济性,现阶段针对多能流储能的研究较少,研究大多基于不同的效益目标,确定系统的设备选型、设备容量、运行策略。文献[8-12]运用规划方法和智能优化算法,以经济效益、节能等指标为目标,研究区域综合能源系统的环境、能耗、经济特性,优化其运行策略,但综合能源系统内储能的调度方法较少涉及。文献[11]以实际园区为对象,建立了含可再生能源及多种能源形式的系统优化运行模型,以运营成本最小为目标,考虑多能流间的转化及多种能量的耦合与储能的约束条件,协同优化多能流系统。文献[12]将冷、热、电多能流需求纳入广义需求侧资源的范畴中,统筹考虑多能源在价格、需求特性上的差异性和联产机组的工作特性,提出了基于多能互补的广义需求响应互动方法。文献[13]提出了综合能源系统两阶段规划方法,第一阶段采用多目标遗传算法优化系统配置,第二阶段运用混合整数规划方法求解日前最优运行问题。另外,随着能源交易服务方式的改革,在规划问题中也越来越多地考虑到日前调度和市场的不确定性因素^[14-15]。现阶段,多能互补规划已经形成一套较为成熟的规划方法。然而,相关研究的规划对象大多集中于源、网、荷,较少涉及多种储能的配置方法^[16-17]。关于储能的研究大多基于蓄电池模型^[18],考虑到储冷、储热特性和盈利方法的研究较少。

本文提出了综合能源多种储能利用的基本架构,并建立了调度-规划双层优化模型,研究了蓄冷、储热、储电和混合储能在综合能源系统中的盈利策略并分析了其盈利潜力;设计了一种冷、热、电、储能的配置方法,并分别建立全寿命周期收益模型,衡量冷、热、电、储能在多能互补系统中的经济性,为工程

收稿日期:2018-06-25;修回日期:2018-10-23

基金项目:国家重点研发计划项目(2016YFB0901304)

Project supported by the National Key R&D Program of China (2016YFB0901304)

实践提供参考。

1 EH 建模

1.1 EH 概述

多能流转化路径为协同优化提供了基础,系统优化的目的是在系统约束下搜索较优的耦合矩阵。典型的描述能量转化关系的 EH 模型如图 1 所示。

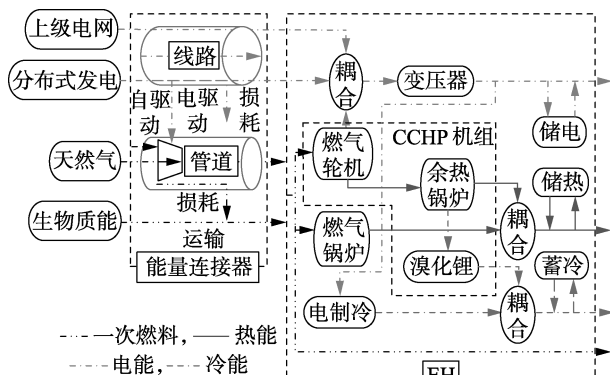


图 1 EH 模型

Fig.1 EH model

EH 可等效为某一区域能源多输入、多输出的转化系统,输入变量为一次能源向量 $\mathbf{P}$,表示所有输入该区域的一次能源;输出变量一般为负荷向量 $\mathbf{L}$,表示该区域所有终端负荷。EH 模型可表示为:

$$\mathbf{L} = \mathbf{C}\mathbf{P} \quad (1)$$

其中, C 为转换矩阵, 其元素表示特定能源与负荷对应的耦合关系。多能流调度的实质是对其转化关系的调整。设 C_{ij} 为矩阵 C 的元素, 表示第 i 种能源与第 j 类负荷之间的转化系数, 其由转化机组特性和调度参数决定, 可统一表达如下:

$$C_{ij} = \sum_{n=1}^N \left[v_{i,n}(t) \prod_{m=1}^M \eta_{n,m}^j(\Theta, t) \right] \quad (2)$$

其中, N 为能源转化机组数; M 为生产环节数, $v_{i,n}(t)$ 为调度参数, 表示第 i 种能源在机组 n 中的分配系数; $\eta_{i,n,m}^j(\Theta, t)$ 为能源转化机组 n 在环节 m 生产第 j 类负荷的转化效率, 其与机组运行参数集合 Θ 和时间 t 有关。

1.2 CCHP 机组建模

CCHP 机组通过燃气轮机或内燃机发电,利用余热锅炉等余热回收设备向用户供热,也可通过溴化锂或通过电制冷的方式实现供冷,CCHP 机组的能源利用率可以达到 65%~75%,相比能源利用率仅为 45%的传统发电厂有显著提升,实现了能源的梯级利用^[19]。常规 CCHP 机组采取以热定电的工作模式,在非供热季,余热锅炉承担所有热负荷,当余热锅炉的功率不足时,通过燃气锅炉补充以满足分布热负荷。冷负荷由电制冷机供应,电负荷通过与电网交易来维持供需平衡。

以热定电工作模式下 CCHP 机组的成本函数为:

$$C = \min \{ C_{CAS} - C_{ELE} \} \quad (3)$$

其中, C_{ELE} 为 CCHP 机组的购售电费用, 如式(4)所示, 从电网购电时为正, 向电网售电时为负; C_{GAS} 为购买天然气的费用, 如式(5)所示。

$$C_{\text{ELE}} = Y \sum_{d=1}^3 \left\{ D_d \sum_{l=1}^{24} \left[c_{\text{ELE}}^d(t) P_{\text{GRID}}^d(t) \right] \right\} \quad (4)$$

$$C_{\text{GAS}} = Y \sum_{d=1}^3 \left[D_d c_{\text{gas}}^d \sum_{t=1}^{24} g^{-1}(H_{\text{WH}}^d(t)) \right] \quad (5)$$

其中, Y 为计算年份; D_d 为供能季 d 的天数; $c_{\text{ELE}}^d(t)$ 为供能季 d 在 t 时刻的电价; $P_{\text{GRID}}^d(t)$ 为供能季 d 在 t 时刻与电网的交易电量, 购电时为正, 售电时为负; c_{gas}^d 为供能季 d 的天然气价格。

CCHP 系统内联供机组在 ISO 工况下的电热耦合关系可以概括为发电量和供热量关于天然气用气量的函数关系,分别如式(6)、(7)所示。

$$P_{\text{CHP}}^d(t) = f(H_{\text{WH}}^d(t)) \quad (6)$$

$$H_{\text{WH}}^d(t) = g(F_{\text{CHP}}^d(t)) \quad (7)$$

其中, $H_{\text{WH}}^d(t)$ 为 t 时刻余热锅炉的热功率; $F_{\text{CHP}}^d(t)$ 为 t 时刻天然气低热值下的输入功率。观察离散实验数据, 分别对 f 和 g 建立二次和一次函数模型。

1.3 电动制冷机组建模

电动制冷机组可在允许工况下将电能转化为冷能。设 P_{EC}^d 和 C_{EC}^d 分别为机组在供能季 d 的电功率输入和制冷功率输出,其工作模式可以表示为:

$$C_{\text{EC}}^d(t) = \eta_{\text{COP}} P_{\text{EC}}^d(t) \quad (8)$$

其中, η_{COP} 为制冷机组的性能系数 COP (Coefficient Of Performance), 即冷功率与电功率之比。

1.4 燃气锅炉建模

燃气锅炉可在允许工况下燃烧天然气产生热能。设 H_{GB}^d 和 F_{GB}^d 分别为供暖季 d 燃气锅炉的热功率输出和低热值下的输入功率,其工作模式可表示为:

$$H_{\text{GB}}^d(t) = \eta_{\text{b}}^{\text{GB}} F_{\text{GB}}^d(t) \quad (9)$$

其中, η_h^{GB} 为燃气锅炉的一次能源转化效率。

2 冷、热、电储能的工作模型

对于含冷、热、电 3 种负荷的综合能源系统而言,其储能存在蓄冷、储热、储电以及混合储能这 4 种不同的形式。

2.1 电储能模型

考虑电储能充放电的最大功率、容量约束以及充放电效率和互补约束。电储能能量随储能时间的耗散可忽略不计。设 $P_{\text{char}}(t)$ 和 $P_{\text{dis}}(t)$ 分别为电储能在 t 时刻的充、放电功率, $S_{\text{E}}(t)$ 为 t 时刻储能的剩余电量, 则有:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{dis}}(t) \leq P_{\text{max}}, 0 \leq P_{\text{char}}(t) \leq P_{\text{max}} \\ S_{\text{E}}(t) = S_{\text{E}}(0) + \int_0^t [\eta_{\text{c}} P_{\text{char}}(t) - P_{\text{dis}}(t) / \eta_{\text{d}}] dt \\ S_{\text{Emin}} \leq S_{\text{E}}(t) \leq S_{\text{Emax}} \\ P_{\text{dis}}(t) P_{\text{char}}(t) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

其中, η_{c} 、 η_{d} 分别为电储能的充、放电效率; $S_{\text{E}}(0)$ 为电储能的初始剩余电量; P_{max} 为电储能最大充放电功率; S_{Emin} 、 S_{Emax} 为储能剩余电量的运行域; $P_{\text{dis}}(t) \times P_{\text{char}}(t) = 0$ 为电储能的互补约束, 限制了储能状态的统一。

电储能的经济性主要通过“低储高发”进行套利, 在一般的峰谷电价中, 其一天只能充放电 1 次进行套利, 盈利空间较小, 主要用途仍局限在平抑新能源波动、协助电能质量治理等辅助服务。

2.2 蓄冷、储热设备模型

相变储能和显热储能是典型的冷/热储能方式。显热储能是较为常见的一种储能方式, 其成本最为低廉。相变储能的价格相对较高, 其存储热量和释放热量主要是在材料发生物理状态改变的过程中进行的, 不产生大的温度波动。与显热储能相比, 相变储能有以下两大优势: 储能密度高, 在相同的蓄热量和相同温差的前提下, 相变材料的蓄热相对体积仅为显热材料的 1/5~1/4; 存/释能过程中温度恒定、可控。

储热与蓄冷模型相似, 均有以下特征: 随时间耗散; 储能、释能时存在能量耗散。以储热为例, 其一般模型可以表示如下:

$$\begin{cases} 0 \leq H_{\text{TI}}(t) \leq H_{\text{max}}, 0 \leq H_{\text{TO}}(t) \leq H_{\text{max}} \\ S_{\text{H}}(t) = \eta_{\text{T}} S_{\text{H}}(t-1) + \eta_{\text{TI}} H_{\text{TI}}(t) - H_{\text{TO}}(t) / \eta_{\text{TO}} \\ 0 \leq S_{\text{H}}(t) \leq R_{\text{HS}} \\ H_{\text{TI}}(t) H_{\text{TO}}(t) = 0 \end{cases} \quad (11)$$

其中, $S_{\text{H}}(t)$ 为 t 时刻储热装置的剩余热量; η_{TI} 、 η_{TO} 分别为储热装置的储热和释热效率; $1-\eta_{\text{T}}$ 为储热装置经过单位时间后的损耗率; R_{HS} 为储热装置的最大容量; $H_{\text{TI}}(t)$ 和 $H_{\text{TO}}(t)$ 分别为 t 时刻储热装置的储热和释热功率; H_{max} 为储热装置的最大储释热功率。

2.3 熔融盐压缩空气混合储能模型

考虑储能系统内部的能量互补, 熔融盐储热的非补燃压缩空气储能系统可耦合熔融盐储热与压缩空气储能 2 种方式^[20], 通过多种能量储能的互补取得不错的经济效益。该混合储能利用熔融盐储热系统中的热量为涡轮机进口空气加热, 实现部分热能向电能的转化; 同时可以配置电热装置将电能转换为热能, 最终实现混合储能对热、电 2 种能量流的四象限运行。混合储能系统的运行机理如图 2 所示。

根据混合储能系统的四象限运行机理, 设混合储能的电、热输入功率分别为 P_{in} 和 H_{in} , 电、热输出功率分别为 P_{o} 和 H_{o} , 能量输入、输出时间间隔分别

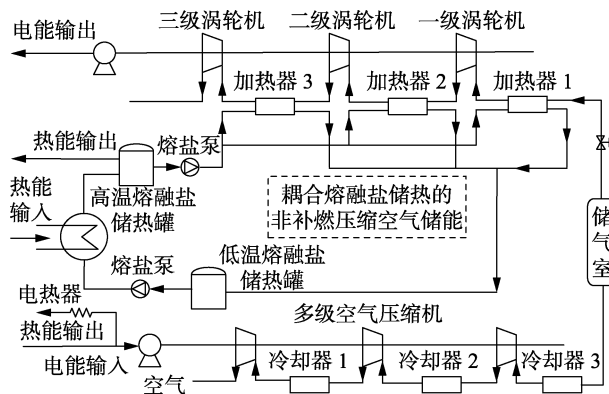


图 2 混合储能系统运行机理

Fig.2 Operation mechanism of hybrid energy storage system
为 τ_1 和 τ_2 , 则系统模型表示如下:

$$\begin{bmatrix} P_{\text{o}}(t) \\ H_{\text{o}}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta_{\text{Com}} \eta_{\text{Tur}} & \eta_{\text{Tur}} \eta_{\text{HS}} \eta_{\text{H-E}} \\ \eta_{\text{Heat}} (1 - \eta_{\text{T}} \tau_1) & \eta_{\text{HS}} (1 - \eta_{\text{T}} \tau_2) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{\text{in}}(t - \tau_1) \\ H_{\text{in}}(t - \tau_2) \end{bmatrix} \quad (12)$$

其中, η_{Com} 、 η_{Tur} 分别为压缩机和涡轮的效率; η_{HS} 为储热效率; $\eta_{\text{H-E}}$ 、 η_{Heat} 分别为涡轮机进口空气加热和电热器效率。

2.4 综合能源系统储能盈利策略

在储能成本方面, 冷、热储能在满足用户需求的同时能以相对低廉的价格进行能量存储。在计入建设工程、配套设施造价的情况下, 当前一般电池储能的成本最低达 3 185 000 元/(MW·h); 而压缩空气储能的成本略高, 约为 4 000 000 元/(MW·h)^[21]; 而相变储能的成本可低至 210 000 元/(MW·h) (冷负荷)^[22], 考虑到其存储的电能量可以全部用于电空调制冷, 假设 COP 为 4, 那么相变储能相当于成本为 800 000 元/(MW·h) (电负荷) 的电池储能, 造价仅为相应电池储能的 1/4 左右^[23]。

综上, 利用价格相对低廉的低谷电进行制热、制冷, 在白天电负荷高峰时段替代供热系统行供热、电空调系统进行供冷。某实际综合能源园区在 3 个典型季的冷能和热能价格如表 1 所示; 非夏季谷时电价仅为 0.479 元/(kW·h), 夏季峰时电价达到 1.071 元/(kW·h), 不考虑尖峰电价的因素, 峰谷电价差达 0.592 元/(kW·h), 如果相变储能能够较好地实现移峰填谷, 则经济效益相当可观。

表 1 某实际综合能源园区在 3 个典型季的冷能、热能价格

Table 1 Cooling and heating energy price of an actual integrated energy park in three typical periods
元/(kW·h)

典型季	冷能价格	热能价格	典型季	冷能价格	热能价格
供冷季	0.563	0.587	过渡季	0.550	0.587
供热季	0.550	0.620			

从相变储能利用低谷电替代供热、供冷 2 个角度初步分析其应用方式。

a. 由于一天内热能价格不变,储热无法和电能一样通过电价差获益。因此,储热应与 CCHP 等能量耦合元件配合进行联合调度才有盈利的空间。一般而言,CCHP 机组的最小工作功率为额定功率的 40%,且 CCHP 机组的边际成本随着出力的增大而减小,而 CCHP 机组为了追求较大的经济效益,一般选择在峰时电价时段运行并售电,且为了降低发电成本,希望其工作点接近额定运行状态,并在夜间选择停机。因此,储热显得尤为重要。一般而言,储热装置配合 CCHP 机组运行,储热装置在电负荷峰时段储热,CCHP 机组停运或在热负荷高峰时段放热。

b. 从相变储能替代电空调供冷角度来看,该措施有明显的收益。低谷电通过相变储能系统制冷的 COP 为 4.2,与电空调在峰时制冷的 COP 一致,且最高峰谷电价差为 0.592 元/(kW·h),经济效益较为可观。当在城市地区引入相变储能应用时,应当主要考虑利用低谷电替代电空调制冷的方案。

基于上述储能盈利策略的分析,冷、热、电储能的应用场景与方法可归纳为图 3。

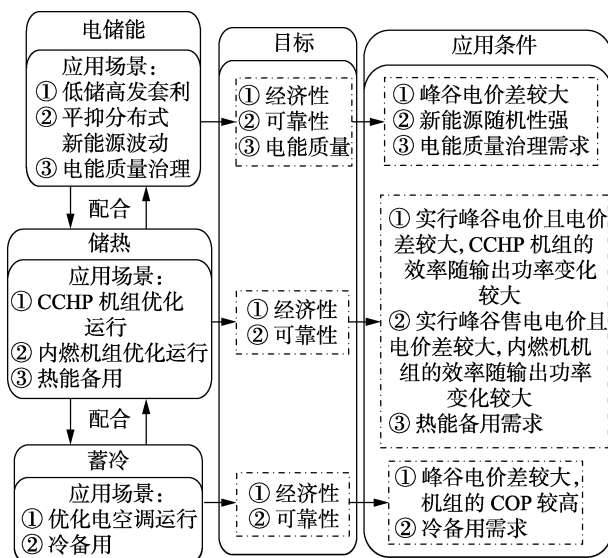


图 3 冷、热、电储能的应用场景与方法

Fig.3 Application scenario and method for cooling, heating and power energy storage

混合储能系统在传统储能系统规划的基础上有所扩展。对于电储能的配置而言,一般按照时间尺度从大到小将其划分为 3 个目标:低储高发套利、平抑分布式新能源波动以及电能质量治理。综合能源系统包含冷、热、电、气多个网络,不仅需要考考虑不同能源网的传统储能,还要考虑能源网之间的耦合关系。

国内外众多工程案例表明^[24-25],多能互补能够提高一次能源利用效率、减少 CO₂ 排放、带来运行经济性收益。为了配合 CCHP 机组的经济运行,即机

组在额定点附近运行,储热装置可在用热低谷且电价较高的时刻充当需求响应的角色,在用热低谷时储热并在用热高峰时放热,因此需配置适当容量的储热装置。另外,电空调的运行成本与实时电价密切相关,加入蓄冷装置可降低电空调的运行成本和配置功率、提高综合能源系统的经济性。

3 储能调度-规划双层优化

对于上述多种储能而言,本文在原有能源转换设备给出的调度曲线以及典型日负荷曲线的基础上,计算储能需求。建立典型日储能调度优化和储能协调规划的调度-规划双层优化问题,通过调度方案和规划方案的多次内部迭代,寻找这一双层规划问题的最优解。储能调度-规划双层优化如图 4 所示。

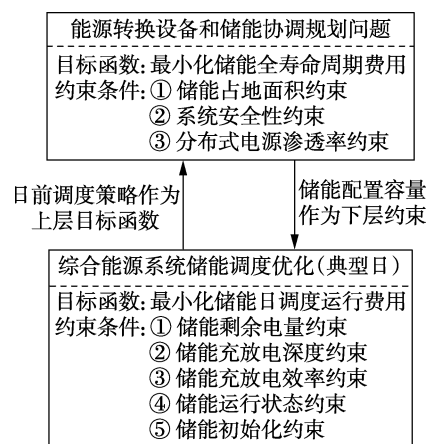


图 4 储能调度-规划双层优化

Fig.4 Dispatching and planning bi-level optimization for energy storage

上层问题的目标函数为最小化多个供能季内储能设备的全生命周期费用,决策变量为储能配置容量。其中,典型日机组的调度策略作为下层决策变量,对上层目标函数而言是已知量;下层问题是日前的最优调度问题,储能配置容量为其调度约束。当下层问题无解时,寻找不满足的平衡约束并按比例适当增大对应的储能配置容量。

3.1 不考虑多能互补运行的储能配置

当不考虑多能互补运行时,单独优化每个系统,电储能通过低储高发套利,除此之外,冷、热、电储能可在供能不足时提供支撑。取日调度参数为决策变量,其下层调度运行的目标函数如式(13)所示。因为负荷实时满足,其供能收益为常数,因此式(13)未涉及负荷。

$$\min F_{\text{low}} = \sum_{d=1}^3 \left\{ D_d \sum_{t=1}^{24} [c_{\text{ELE}}^d(t) (P_{\text{EC}}^d(t) + P_{\text{GRID}}^d(t))] \right\} \quad (13)$$

约束条件包括:冷、热、电功率平衡约束,如式(14)所示;设备约束式(6)~(8);储能约束式(10)、(11)。

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}^d(t) + P_{\text{ES}}^d(t) + P_{\text{GRID}}^d(t) + P_{\text{dis}}^d(t) - P_{\text{char}}^d(t) = L_e^d(t) \\ H_{\text{CHP}}^d(t) + H_{\text{GB}}^d(t) + H_{\text{TO}}^d(t) - H_{\text{TI}}^d(t) = L_h^d(t) \\ C_{\text{EC}}^d(t) + C_{\text{TO}}^d(t) - C_{\text{TI}}^d(t) = L_c^d(t) \end{cases} \quad (14)$$

其中, $L_e^d(t)$ 、 $L_h^d(t)$ 和 $L_c^d(t)$ 分别为供能季 d 在 t 时刻的实时电、热、冷负荷; $C_{\text{TI}}^d(t)$ 、 $C_{\text{TO}}^d(t)$ 分别为供能季 d 蓄冷设备在 t 时刻的储冷和释冷功率。

上层调度模型的目标函数为多种不同储能的全周期经济效益最大化,决策变量为多种储能的配置容量,如式(15)所示。

$$\begin{cases} \max_{R_{\text{ES}}, R_{\text{HS}}, R_{\text{CS}}} f_{\text{up}} = YF_{\text{low}}(R_{\text{ES}}, R_{\text{HS}}, R_{\text{CS}}) - \\ \sum_{i \in \varpi} [Y(f_i^{\text{OM}} + f_i^{\text{DP}}) - m_i R_i] \\ \text{s.t. } R_{i, \min} \leq R_i \leq R_{i, \max} \quad i \in \varpi, \varpi = \{\text{ES}, \text{HS}, \text{CS}\} \end{cases} \quad (15)$$

其中, R_i ($i \in \varpi, \varpi = \{\text{ES}, \text{HS}, \text{CS}\}$) 为各种储能装置的配置容量; $R_{i, \min}$ 为了保证系统安全性的储能 i 的最低容量约束; $R_{i, \max}$ 为考虑占地面积的储能 i 的最大容量约束; f_i^{OM} 为单位年限的储能运行维护成本,可表示为储能单位容量运行维护成本 k_i^{OM} 和 R_i 的乘积,如式(16)所示; f_i^{DP} 为折旧成本,如式(17)所示。

$$f_i^{\text{OM}} = k_i^{\text{OM}} R_i \quad (16)$$

$$f_i^{\text{DP}} = C_{\text{FRi}} k_i^{\text{DP}} R_i \quad (17)$$

$$C_{\text{FRi}} = \frac{d_i(1+d_i)^{N_i}}{(1+d_i)^{N_i}-1} \quad (18)$$

其中, k_i^{DP} 为储能 i 的单位容量折旧成本; C_{FRi} 为储能 i 的资本回收系数^[26]; d_i 、 N_i 分别为储能 i 的折旧率和折旧年限。

3.2 考虑多能互补运行的储能优化

电制冷机组的 COP 可达到 4,而吸收式溴化锂设备的效率较低且容量较小,可用于回收多余供热量,因此制冷成本与电价有强耦合关系。蓄冷装置通过电价信号低储高发获得收益,蓄冷装置的最优策略为电价低谷期储存所有高峰电价时段所需的冷负荷。因此,蓄冷装置的经济性体现在峰谷电价的响应上。

不同供能季的热负荷量差异巨大,储热装置的日电能收益来自于 CCHP 机组向电网售电。当所需储热容量 R_{HS} 小于当前储能容量时,储能无需全部被利用,调度储能配置容量为 R_{HS} 。当热负荷较少时,余热锅炉足以供给热能需求,在具备储热的系统中,

热电联供机组无需频繁开停机以满足热负荷,而是在电负荷峰时段满功率运行并存储多余热能。在热负荷不超过余热锅炉最大功率的时段,余热锅炉可以满功率运行,保证余热锅炉的高效运行,在电价较低时,可停止 CCHP 机组的工作,由储热提供联供机组停机时的热负荷。因此,储热装置的经济性体现在提高余热锅炉运行效率和在提高电价峰时段的发电量两方面。

综上所述,考虑多能互补运行的储能优化上层模型不变,下层模型的目标函数应替换为式(19)。

$$\min F_{\text{low}} = \sum_{d=1}^3 D_d \sum_{t=1}^{24} \{ c_{\text{ELE}}^d(t) \times [P_{\text{EC}}(t) + P_{\text{GRID}}^d(t) - P_{\text{CHP}}^d(t)] + c_{\text{gas}}^d [g^{-1} f^{-1}(P_{\text{CHP}}^d(t)) + H_{\text{GB}}^d(t) / \eta_{\text{h}}^{\text{GB}}] \} \quad (19)$$

EH 模型中的输入包括两部分:区域的用电成本和天然气成本。功率平衡约束使得供能收益为常数,故目标函数不考虑收益。

3.3 考虑多能互补运行的混合储能优化

考虑利用熔融盐压缩空气混合储能代替原有的电池储能和单独的相变储热装置,目标函数同 3.2 节。假设混合储能的实时电容量和储热容量分别为 S_{E} 、 S_{H} ,约束条件中的电储能和储热运行约束应被替换为:

$$\begin{cases} P_{\text{CHP}}^d(t) + P_{\text{ES}}^d(t) + P_{\text{GRID}}^d(t) + P_{\text{in}}^d(t) - P_{\text{o}}^d(t) = L_e^d(t) \\ H_{\text{CHP}}^d(t) + H_{\text{GB}}^d(t) + H_{\text{in}}^d(t) - H_{\text{o}}^d(t) = L_h^d(t) \\ C_{\text{EC}}^d(t) + C_{\text{TO}}^d(t) - C_{\text{TI}}^d(t) = L_c^d(t) \\ \text{设备约束式(6)~(8)} \\ \text{储热与蓄冷约束式(11),混合储能 EH 约束式(12)} \\ 0 \leq S_{\text{E}}(t) \leq R_{\text{ES}}, 0 \leq S_{\text{H}}(t) \leq R_{\text{HS}} \end{cases} \quad (20)$$

其中, R_{ES} 和 R_{HS} 分别为电储能和储热的配置容量,在上层目标中应为决策量。考虑储能型号、占地面积等限制储能配置容量的因素,上层目标改写为:

$$\begin{cases} \max_{R_{\text{ES}}, R_{\text{HS}}, R_{\text{CS}}} f_{\text{up}} = YF_{\text{low}}(R_{\text{ES}}, R_{\text{HS}}, R_{\text{CS}}) - \\ \sum_{i \in \varpi} [Y(f_i^{\text{OM}} + f_i^{\text{DP}}) - m_i R_i] \\ \text{s.t. } R_{i, \min} \leq R_i \leq R_{i, \max} \quad i \in \varpi, \varpi = \{\text{ES}, \text{HS}, \text{CS}\} \end{cases} \quad (21)$$

4 算例分析

根据某工业园区真实区域综合能源系统的数据, CCHP 单元的燃气-发电-发热关系均由 ISO 工况下的实验数据得到,将 1 a 分为供冷季、过渡季和供热季,分别持续 91 d、183 d 和 91 d。系统设备配置和全年电价、实际 CCHP 机组运行特性和供能季历史典型冷/热/电日负荷曲线见附录。优化配置模型

利用 Gurobi 7.01 求解器在 Yalmip 平台上运行求解。

4.1 考虑多能互补运行的调度优化

分析可知,电池储能“低储高发”的盈利空间小,按照表 1 中电价,1 MW 电池储能年最高套利 20.6 万元,按照 15 a 的标准寿命电池储能一共可以盈利 309.3 万元,低于 318 万元/MW 的蓄电池配置费用和若干维护费用的总和,因此电池储能只需根据系统安全稳定运行的要求适当配置,而其盈利能力有限。

对于蓄冷设备的优化配置,假设蓄冷设备的固定投资成本为 210 000 元/(MW·h),寿命为 10 a,单位容量运行维护成本为 2 元/(kW·h),忽略损耗,计算得到供冷季、过渡季、供热季的最佳蓄冷容量分别为 713.15 MW·h、147.25 MW·h、5.9 MW·h。根据式(19)计算得到全寿命周期蓄冷经济效益见表 2。

表 2 不同容量蓄冷收益

Table 2 Benefits of cooling energy storage with different capacities

容量/(MW·h)	收益/元	容量/(MW·h)	收益/元
5.90	2 089 211	713.15	-28 673 926
147.25	23 002 176		

由于供冷季的冷负荷需求较大,供冷季的峰谷电价差高达 0.592 元/(kW·h),因此蓄冷“低储高发”的利润率较高,供冷季的最佳运行储能容量大,但是这部分的储能仅能在供冷季使用,在过渡季和供热季闲置,通过计算综合收益可得配置 147.25 MW·h 蓄冷装置的收益最高。蓄冷装置的全寿命周期“低储高发”收益为 5 422 万元,投资成本为 3 746 万元,则净收益为 1 676 万元。考虑到蓄冷储能时间变长而损耗增加的特性,各供能季典型日冷能调度结果如图 5 所示。

分析图 5 可得知,由于相变储能的能量耗散特性,蓄冷设备的最佳储能时间在电价谷时段的末期 07:00—08:00,这一时段的电价较低且即将开始用冷,存储的冷能可以立即释放来减少储能的能量耗散。供热季和过渡季的冷负荷有限,电制冷机组集中在电价谷时段制冷,其他时段的冷量由蓄冷设备提供。而在冷负荷较大的供冷季,由于蓄冷设备容量的限制,蓄冷设备仅能提供 2~3 h 的冷负荷,其余时段仍需由电制冷机组持续提供冷负荷。

对于储热设备的优化配置而言,储热设备的固定投资成本为 210 000 元/(MW·h),寿命为 10 a,单位容量运行维护成本为 2 元/(kW·h),忽略损耗。供冷季,余热锅炉足以供给全日的热负荷,储热容量为 5.29 MW·h。过渡季、供热季,余热锅炉不足以供给全日的热负荷,可得到储热设备的容量分别为 21.07 MW·h 和 1.84 MW·h。根据式(19)计算所得的全寿命周期内热储能系统的收益见表 3。

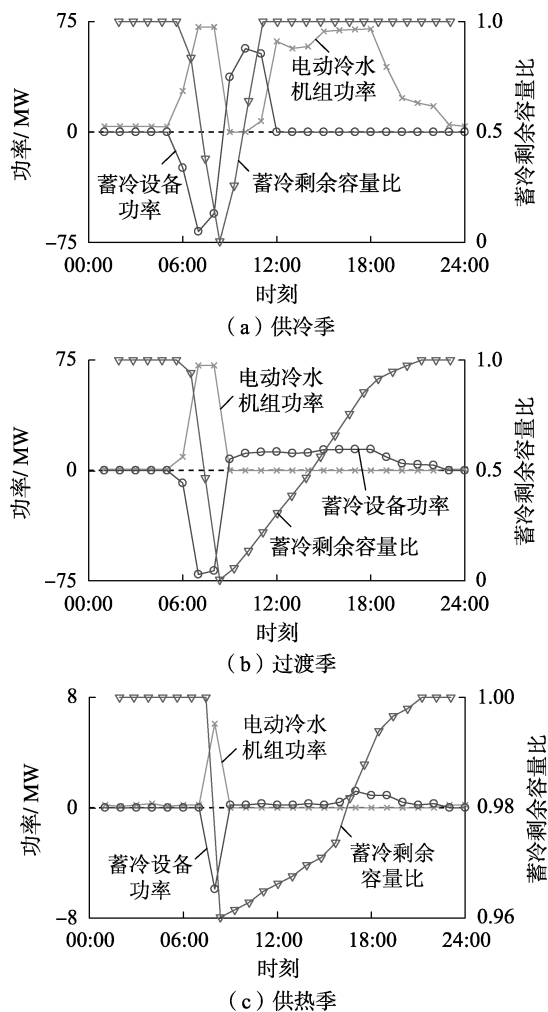


图 5 典型日冷能调度结果

Fig.5 Dispatch results of cooling energy in three typical days

表 3 不同容量热储能收益

Table 3 Benefits of heating energy storage with different capacities

容量/(MW·h)	收益/元	容量/(MW·h)	收益/元
1.84	25 777 838	21.07	53 977 107
5.29	34 877 375		

由于储热的调度策略是优化机组的运行状态,储热配置的容量一般不多,通过计算综合收益可以得配置 21.07 MW·h 储热的收益最高。假定天然气的价格为 3.45 元/m³,折合成单位热值价格为 0.349 元/(kW·h)。燃气锅炉效率为 0.9,余热锅炉效率为 0.73。全寿命周期通过合理调度热电联供系统获益,相比未配置储热的调度策略,共收益 3 468 万元,储热的投资维护成本为 536 万元,净收益约为 2 932 万元。此时,各供能季典型日热能调度曲线见图 6。

分析图 6 可知,由于供冷季热负荷较少,而 CCHP 机组的经济效益较高,余热锅炉仅需要在额定工作点附近工作 1 h,多余的热负荷由储热吸收,其他时段的热负荷由储热提供,可以优化 CCHP 机组的运行。供热季的热负荷较多,CCHP 机组基本

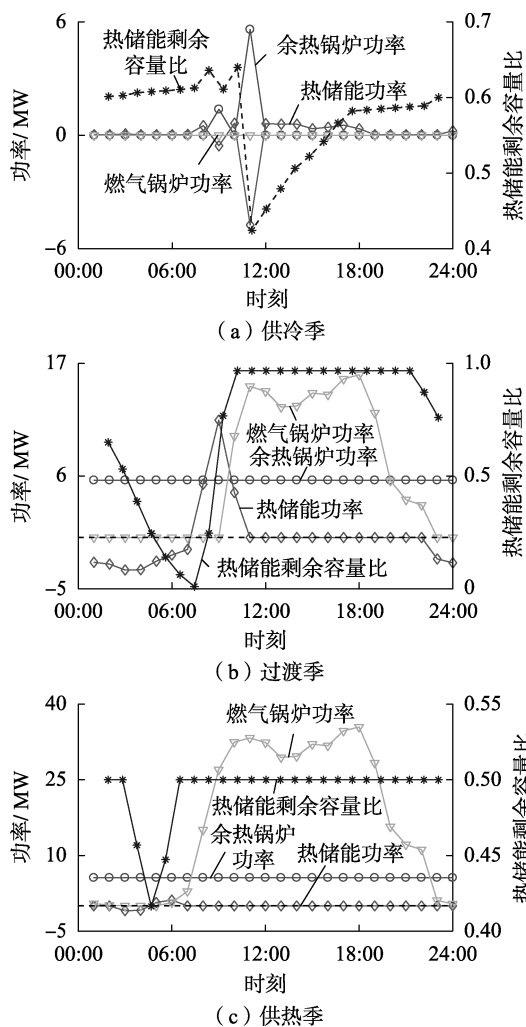


图 6 典型日热能调度结果

Fig.6 Dispatch results of heating energy in typical day

全天工作在额定功率点附近,需要储热设备调整的功率较少,而过渡季夜间和清晨的热负荷不足,需要配合储热设备收集余热锅炉多余的热功率,因此过渡季使用的储热容量最大。

4.2 不同模式下储能配置经济性对比

针对第 3 节中的 3 种不同模式:不考虑多能互补运行、考虑多能互补运行以及储能侧混合储能参与多能互补的情况,对比分析不同模式下的储能经济性。

比较本文所提多能互补的蓄冷盈利策略和不考虑蓄冷通过电价套利的储能盈利策略,不同蓄冷容量下的蓄冷盈利如图 7 所示。由图 7 可知,不考虑多能互补运行时的蓄冷盈利能力明显低于考虑多能互补运行时的蓄冷盈利能力,由此可知本文所提策略对提升蓄冷盈利能力的作用。

比较本文所提多能互补的热储能盈利策略、不考虑多能互补协同运行的储热盈利策略以及在多能互补运行情况下配置混合储能的策略。混合储能参数设置如表 4 所示。假设有足够的压缩空气储能的容量,3 种模式下储热容量对应的收益如图 8 所示。

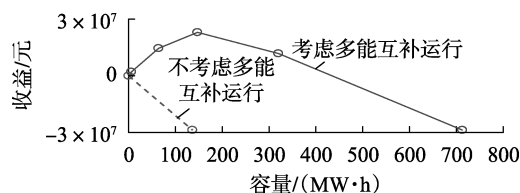


图 7 不同模式下的蓄冷收益对比

Fig.7 Comparison of cooling energy storage benefit between two strategies

表 4 混合储能参数设置

Table 4 Parameter setting of hybrid energy storage

$\eta_{\text{Com}}/\%$	$\eta_{\text{Tur}}/\%$	$\eta_{\text{H-E}}/\%$	$\eta_{\text{Heat}}/\%$	$\eta_{\text{Hs}}/\%$
90	85	45	95	92

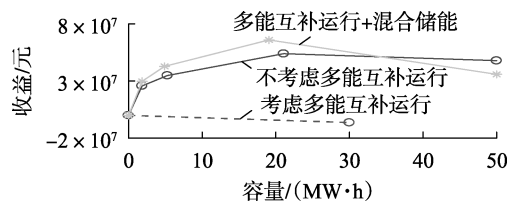


图 8 不同模式下储热收益对比

Fig.8 Comparison of heating energy storage benefit among three strategies

由图 8 可知,不考虑多能互补运行时的热储能盈利能力明显低于考虑多能互补运行时的热储能盈利能力,由此验证了本文所提多能互补协同运行策略对提升储热盈利能力的作用。而在多能互补运行系统中配置混合储能可以进一步挖掘储能的盈利能力,虽然混合储能中压缩空气储能的造价较高,但是配置合理容量的混合储能可以获得比单独配置储能更高的经济效益。一方面,混合储能可以将低品质的部分热能转化为高品质的电能;另一方面,混合储能发挥多种能量互补的优势,可以在配置较少储能容量的情况下达到预期的调度效果。

5 结论

综合能源系统是能源互联网集成优化发展的重要方向。本文通过分析 CCHP 机组的组成和结构,选取一种可行的系统组成并建立模型。基于分析得到的冷、热储能盈利方式,研究了冷、热储能容量配置及调度运行方案,从不同供能季出发计算配置容量,并分别建立冷、热储能效益模型以评判不同容量的收益。为了提高区域综合能源系统的收益,本文研究蓄冷、储热、储电以及多种不同储能在区域综合能源系统中的经济性,发现系统中配置蓄冷和储热在多能互补协同运行系统中有较大的盈利空间,而配置储电的利润空间较小,并且,考虑多能互补的混合储能方法可以进一步挖掘系统的盈利能力。测试算例结果验证了储热、蓄冷和混合储能在多能互补系统的优势,具有一定的工程实践参考性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 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.
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(7): 198-207.
- [3] 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.
- [4] GEIDL M, KOEPEL G, FAVRE-PERROD P, et al. Energy hubs for the future[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(1): 24-30.
- [5] GEIDL M, ANDERSSON G. A modeling and optimization approach for multiple energy carrier power flow[C]// 2005 IEEE Russia Power Tech. St. Petersburg, Russia; IEEE, 2005: 1-7.
- [6] KOEPEL G A. Reliability considerations of future energy systems: multi-carrier systems and the effect of energy storage[D]. Zurich, Switzerland: Swiss Federal Institute of Technology, 2007.
- [7] 郝然, 艾芊, 朱宇超, 等. 基于能源集线器的区域综合能源系统分层优化调度[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 171-178.
HAO Ran, AI Qian, ZHU Yuchao, et al. Hierarchical optimal dispatch based on energy hub for regional integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 171-178.
- [8] MAGO P J, CHAMRA L M. Analysis and optimization of CHP systems based on energy, economical, and environmental considerations[J]. Energy and Buildings, 2009, 41(10): 1099-1106.
- [9] LIU M X, SHI Y, FANG F. A new operation strategy for CCHP systems with hybrid chillers[J]. Applied Energy, 2012, 95(2): 164-173.
- [10] 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.
- [11] 姜子卿, 郝然, 艾芊. 基于冷热电多能互补的工业园区互动机制研究[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 260-267.
JIANG Ziqing, HAO Ran, AI Qian. Interaction mechanism of industrial park based on multi-energy complementation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 260-267.
- [12] 甘霖, 陈瑜玮, 刘育权, 等. 含可再生能源的微网冷-热-电多能流协同优化与案例分析[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(6): 275-281.
GAN Lin, CHEN Yuwei, LIU Yuquan, et al. Coordinative optimization of multiple energy flows for microgrid with renewable energy resources and case study[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 275-281.
- [13] GUO Li, LIU Wenjian, CAI Jiejin, 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: 433-445.
- [14] BARATI F, SEIFI H, SEPASIAN M S, et al. Multi-period integrated framework of generation, transmission, and natural gas grid expansion planning for large-scale systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(5): 2527-2537.
- [15] 赵峰, 张承慧, 孙波, 等. 冷热电联供系统的三级协同整体优化设计方法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(15): 3785-3793.
ZHAO Feng, ZHANG Chenghui, SUN bo, et al. Three-stage collaborative global optimization design method of combined cooling heating and power[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(15): 3785-3793.
- [16] QIU J, DONG Z Y, ZHAO J H, et al. Multi-stage flexible expansion co-planning under uncertainties in a combined electricity and gas market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(4): 2119-2129.
- [17] 别朝红, 王旭, 胡源. 能源互联网规划研究综述及展望[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(22): 6445-6462, 6757.
BIE Zhaohong, WANG Xu, HU Yuan. Review and prospect of planning of energy internet[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(22): 6445-6462, 6757.
- [18] 向育鹏, 卫志农, 孙国强, 等. 基于全寿命周期成本的配电网蓄电池储能系统的优化配置[J]. 电网技术, 2015, 39(1): 264-270.
XIANG Yupeng, WEI Zhinong, SUN Guoqiang, et al. Optimal allocation of battery energy storage system in distribution network based on life cycle cost[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 264-270.
- [19] 肖小清, 阚伟民, 杨允, 等. 有蓄能的联供系统超结构优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(32): 8-14.
XIAO Xiaoqing, KAN Weimin, YANG Yun, et al. Superstructure-based optimal planning of cogeneration systems with storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(32): 8-14.
- [20] 薛小代, 陈晓毅, 梅生伟, 等. 采用熔融盐蓄热的非补燃压缩空气储能发电系统性能[J]. 电工技术学报, 2016, 31(14): 11-20.
XUE Xiaodai, CHEN Xiaotao, MEI Shengwei, et al. Performance of non-supplementary fired compressed air energy storage with molten salt heat storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(14): 11-20.
- [21] 田崇翼, 张承慧, 李珂, 等. 含压缩空气储能的微网复合储能技术及其成本分析[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(10): 36-41.
TIAN Chongyi, ZHANG Chenghui, LI Ke, et al. Composite energy storage technology with compressed air energy storage in microgrid and its cost analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(10): 36-41.
- [22] 张仁元. 相变材料与相变储能技术[M]. 北京: 科学出版社, 2009: 285-293.
- [23] 杨艳红, 裴玮, 齐智平. 基于动态运行策略的混合能源微网规划方法[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(19): 30-36.
YANG Yanhong, PEI Wei, QI Zhiping. Planning method for hybrid energy microgrid based on dynamic operation strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 30-36.
- [24] BDI initiative. Internet of energy ICT for energy markets of the future, BDI no. 439[R]. Berlin, Germany: Federation of German Industries, 2008.
- [25] 黄仁乐, 蒲天骄, 刘克文, 等. 城市能源互联网功能体系及应用

方案设计[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9): 26-33.

HUANG Renle, PU Tianjiao, LIU Kewen, et al. Design of hierarchy and functions of regional energy internet and its demonstration applications[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9): 26-33.

[26] 邱海伟. 基于多目标的微电网优化调度研究[D]. 上海: 上海电力学院, 2013.

QIU Haiwei. Research of microgrid optimal operation based on multi-objective[D]. Shanghai: Shanghai University of Electric Power, 2013.

作者简介:



熊文

熊文(1973—),男,湖南常德人,高级工程师,硕士,主要从事电力系统分析与调度控制以及智能电网技术等方面的工作(E-mail: haoranxjtu@126.com);

刘育权(1971—),男,湖南株洲人,教授级高级工程师,硕士,主要从事电力系统运行优化与控制、智能电网技术等方面的工作(E-mail: 927962335@qq.com)。

Optimal configuration of multi-energy storage in regional integrated energy system considering multi-energy complementation

XIONG Wen¹, LIU Yuquan¹, SU Wanhua¹, HAO Ran², WANG Yue², AI Qian²

(1. Guangzhou Power Supply Company of China Southern Grid, Guangzhou 510000, China;

2. School of Electrical and Information Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China)

Abstract: The configuration of multi-energy storage devices in the RIES (Regional Integrated Energy System) can greatly improve the economic benefits of the system and it is an important research direction of RIES planning. Based on the infrastructure and model of RIES, the profit strategies of cooling storage, heating storage, power energy storage and hybrid energy storage in the multi-energy complementation synergistic operation of CCHP (Combined Cooling, Heating and Power) units and electric refrigeration equipment are studied, the economy and feasibility of different energy storage configurations are discussed. A bi-level optimization model for life-cycle dispatching planning of cooling-heating-power energy storage is established, which is solved by the deterministic iterative algorithm. Based on the different daily load curves in multiple power-supply seasons of an actual RIES, the proposed bi-level optimization model is used to solve the operation scheduling scheme and the capacity configuration of energy storages. Simulative results show that the configuration of cooling storage and heating storage in the RIES has a greater profit margin, while the configuration of power energy storage has a smaller profit margin and the configuration of hybrid energy storage can further excavate the profitability of the system.

Key words: cooling-heating-power energy storage; hybrid energy storage; bi-level optimization; regional integrated energy system; multi-energy complementation; optimal configuration

(上接第117页 continued from page 117)

Ordered charging strategy of electric vehicles at charging station on highway

CHEN Lixing¹, HUANG Xueliang²

(1. School of Electrical & Information Engineering, Jiangsu University of Technology, Changzhou 213001, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: In order to solve the disordered charging problem of EVs (Electric Vehicles) at charging station on highway, an ordered charging strategy based on the new electricity pricing mechanism, which can motivate the users to adjust their charging time, is proposed considering the operation state of charging station and the charging behavior of EV users. The queuing model of charging station is established to verify the effectiveness of the ordered charging strategy, and the charging behaviors of 746, 480 and 240 battery EVs in the charging station from 00:00 to 24:00 are simulated respectively by Monte Carlo method and queuing algorithm according to related data. Simulative results show that compared with the disordered charging strategy, the ordered charging strategy can not only reduce the charging costs and waiting times of EV users, but also increase the utilization ratio of charging facilities in the charging station and reduce the influence on the highway traffic.

Key words: charging station on highway; electric vehicles; charging price; ordered charging; queuing algorithm; Monte Carlo method; models

附录

根据某工业园区区域综合能源系统的真实情况，系统设备配置和全年电价分别如表 A1、表 A2 所示。

表 A1 设备配置

Table A1 Configuration of equipments

设备	功率/MW	备注	设备	功率/MW	备注
燃气轮机	5.6	—	电动冷水机组	17	COP 为 4.2
余热锅炉	5.6	—	燃气锅炉	37.2	$\eta_h^{GB} = 0.9$

表 A2 区域综合能源系统全年峰谷分时电价

Table A2 Annual peak valley TOU price of regional comprehensive energy system

时段		电价/[元 (kW h) ⁻¹]	
		非夏季	夏季
峰时段	08:00—22:00	1.036	1.071
谷时段	22:00 至次日 08:00	0.479	0.514

CCHP 单元的燃气-发电-发热关系均由 ISO 工况下的出厂实验数据得到，根据机组实验数据特性（如图 A1 所示）。余热锅炉发热-燃气功率关系由一次函数拟合，得到 $H_{WH}^d = 3.98F_{CHP}^d$ 。其中 F_{CHP}^d 为天然气消耗量，单位为 m³/h。CCHP 机组发电的边际成本随燃气的增加而降低，二次函数拟合得到的结果如下：

$$P_{CHP}^d = 0.1764(H_{WH}^d)^2 + 0.0121H_{WH}^d \quad P_{CHP}^d \leq 5.6, H_{WH}^d \leq 5.6$$

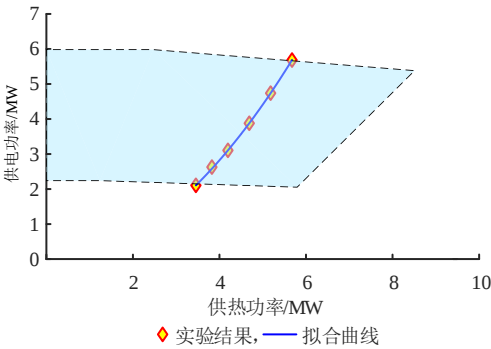
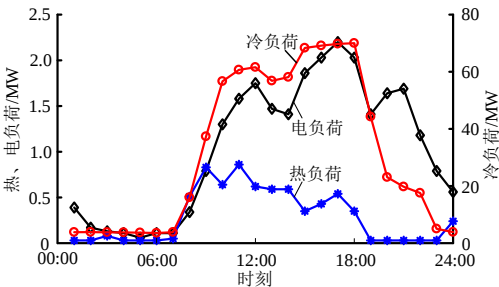


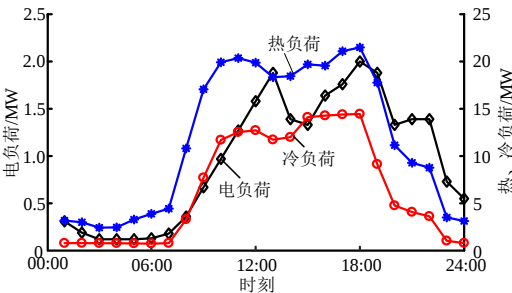
图 A1 CCHP 机组的运行特性

Fig.A1 Operation characteristic of CCHP units

将 2017 全年运行数据进行场景削减和聚类操作，通过相关性检验发现典型季可以较好地概括工业园区的实际运行情况，供能季历史典型冷、热、电日负荷曲线如图 A2 所示。



(a) 供冷季



(b) 过渡季

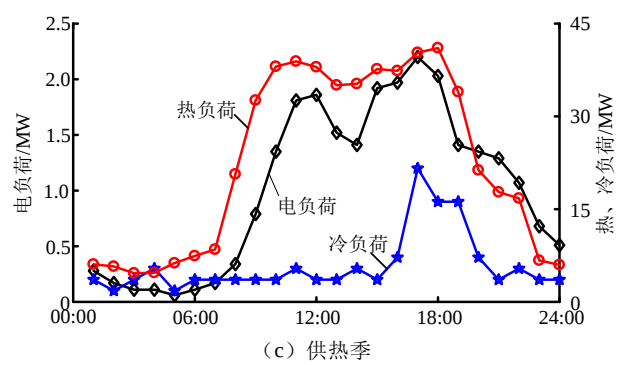


图 A2 典型日负荷曲线

Fig.A2 Load curves of typical day