

# 考虑电热需求响应的区域综合能源系统 储能容量优化配置

周任军<sup>1</sup>, 吴燕榕<sup>1</sup>, 潘 轩<sup>1</sup>, 禹海峰<sup>2,3</sup>, 蒋诗谣<sup>2,3</sup>, 文 汀<sup>2,3</sup>

(1.长沙理工大学湖南省清洁能源与智能电网协同创新中心, 湖南长沙 410114; 2.国网湖南省电力有限公司经济技术研究院, 湖南长沙 410007; 3.能源互联网供需运营湖南省重点实验室, 湖南长沙 410004)

**摘 要:**综合能源系统中储能优化配置和需求侧响应的应用,可解耦热电联产机组(CHP)运行的“以热定电”约束,提高能源利用效率。因此,考虑源荷双侧发电、供热、用电、用热性能,在源侧加电、热储能实现热电联产机组的热电解耦,荷侧充分利用电、热综合需求(IDR)资源可调度资源,建立考虑综合需求响应的区域综合能源系统电、热储能容量优化配置模型。该模型考虑储电储热约束、功率平衡约束等,以区域综合能源系统年总费用最小为目标,解决电、热储能的经济配置最优问题。算例结果表明,电、热储能与负荷侧协调运行可降低运行成本,考虑综合需求响应可减少储能配置容量。源侧储能配置和负荷侧的综合需求响应促进风电消纳,提高综合能源系统运行的经济性、精准性和灵活性。

**关 键 词:**风电消纳;储能容量优化配置;综合需求响应;区域综合能源系统

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.01.002 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2023)01-0011-07

## Optimal placement of energy storage in a regional integrated energy system considering electric and thermal demand responses

ZHOU Renjun<sup>1</sup>, WU Yanrong<sup>1</sup>, PAN Xuan<sup>1</sup>, YU Haifeng<sup>2,3</sup>, JIANG Shiyao<sup>2,3</sup>, WEN Ting<sup>2,3</sup>

(1.Hunan Province Collaborative Innovation Center of Clean Energy and Smart Grid, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China; 2.Economic & Technological Research Institute, State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Changsha 410007, China; 3.Hunan Key Laboratory of Energy Internet Supply-demand and Operation, Changsha 410004, China)

**Abstract:** The application of energy storage optimization configuration and demand-side response in the integrated energy system can decouple the constraints of "heating to determine power" in the operation of combined heat and power (CHP) units, and improve energy utilization efficiency. Therefore, taking the performance of power generation, heating, electricity consumption and heat consumption on both sides of the source and charge into account, installing the electricity-heat energy storage equipment on the source side to realize the thermoelectric decoupling of CHP, and fully utilizing the dispatching value of the electricity-heat integrated demand response (IDR) resources on the load side, an optimal configuration model for electric and thermal energy storage capacity of regional integrated energy systems considering the integrated demand responses is established. The model considers the constraints of electricity storage and

收稿日期:2021-03-07;修回日期:2021-08-08

基金项目:国家自然科学基金(52077009);湖南省自然科学基金(2019JJ40302);湖南电网新能源消纳能力提升及支撑政策建议研究(5216A2200004);湖南省科技创新平台与人才计划(2019TP1053)

通信作者:周任军(1964—),女,博士,教授,主要从事电力系统优化、电网规划与运行研究;E-mail:zrj0731@163.com

heat storage, power balance constraints, etc., and aims to minimize the total annual cost of the regional comprehensive energy system to solve the problem of optimal economic allocation of electricity and thermal energy storage. The results of case study show that coordinated operation of multiple energy storage and load side can reduce operating cost, and considering the integrated demand response reduces the configuration capacity of energy storage. The energy storage configuration on the source side and the integrated demand response on the load side promote wind power consumption, and improve the economy, precision and flexibility of the integrated energy system operation.

**Key words:** wind power consumption; optimal configuration of energy storage capacity; integrated demand response; regional integrated energy system

区域综合能源系统(regional integrated energy system, RIES)是将源、荷、储三方在规划运行时进行有机协调和优化结合后,形成一个独立且可控制的单元,从而使能源得到充分灵活应用<sup>[1]</sup>。在 RIES 中,由于夜间风电高发、热电联供机组“以热定电”运行和存在热电负荷供需矛盾,容易导致弃风<sup>[2]</sup>。其中,“三北地区”供暖期弃风现象尤其严重。添加电、热储能设备是提高风电消纳率的主要方式<sup>[3]</sup>,虽然电、热储能方式消纳弃风带来了经济效益,但是也增加了成本的投入,所以如何进行各储能装置的储能容量优化配置是解决风电消纳问题的关键因素。

储能技术在解决弃风消纳问题中的角色逐渐重要<sup>[4-5]</sup>,合理利用广义储能资源可促进可再生能源消纳并提升系统效益<sup>[6]</sup>,目前对储能容量优化配置的研究也有很多,文献[7]针对清洁能源消纳弃风的有效性,对不同的组合配置情况进行全局搜索后,求解各特定组合项目的日内净收益,进而确定最优容量配置,将储能配置组合进行选择 and 进行精确容量配置;文献[8]考虑可靠性与经济性,对微电网进行最优储能容量配置。上述文献大多通过热负荷的水平,来确定各储能装置的容量大小,对于多储能消纳弃风的经济优化配置的研究与分析不够全面。

需求响应(demand response, DR)通过对需求侧的管理和控制使负荷适应风电输出功率的波动,以实现负荷曲线的削峰填谷并促进新能源的消纳,同时降低储能调节容量的需求。需求响应与电源侧的协调互动可以有效实现配电网电力供需平衡<sup>[9]</sup>。文献[10]为满足上级调峰需求建立电/热综合需求响应机制,通过提升电价减少高峰用户购热需求以增加 CHP 出力,减少园区购电功率。也有文献考虑

需求侧管理对系统配置的影响,文献[11]考虑多能耦合需求响应对微网进行多储能容量配置。由上述文献可知,目前电热综合需求响应多为解决热电耦合导致的用电高峰供电不足问题。

由上述电、热储能和综合需求响应分析可知,电储能有灵活的储蓄能力,热储能具有良好的调峰特性,但目前仍面临购置、运行维护成本高等因素,仅依靠储能较难带来可观经济效益;综合需求响应能挖掘并利用用户的调节能力,但其调控效果易受用户的主观意愿和不可控因素影响,且易受用户用能满意度约束,仅依靠需求响应资源不能满足调节需要。在新能源大规模接入电网的情形下,仅从源端考虑储能或荷端考虑综合需求响应已不能满足电、热能协调调度和风电消纳要求<sup>[12-13]</sup>。

因此,本文考虑源荷双侧电、热能的性能,通过分析源侧加电、热储能以及负荷侧电、热综合需求响应对促进风电消纳的价值,以系统年总费用最小为目标进行电热储能容量配置,建立考虑电、热综合需求响应的区域综合能源系统电、热储能容量优化配置模型。以某风电场实测数据为基础,对不同场景下模型求解结果进行对比分析,以验证所提模型的优势。

## 1 综合能源系统及其运维费用函数

### 1.1 区域综合能源系统结构

本文以北方地区某小型区域综合能源系统冬季供能为例进行分析,主要包含风电机组、CHP、电锅炉、电储能、热储能,考虑了电、热综合需求响应。系统包含电、热 2 种能源形式,通过联络线与主网进行电能交互,其结构如图 1 所示。

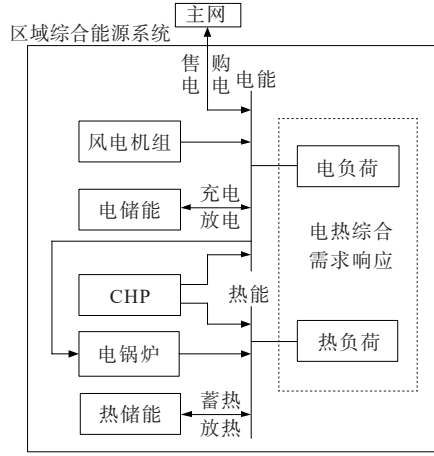


图1 区域综合能源系统结构

Figure 1 Regional integrated energy system structure

## 1.2 热电联产机组

抽汽式热电联产机组的成本包括燃料成本和运行维护成本:

$$C_{\text{CHP}} = F_{\text{CHP}}^{\text{R}} + F_{\text{CHP}}^{\text{W}} \quad (1)$$

式中,  $F_{\text{CHP}}^{\text{R}}$  为 CHP 燃料成本;  $F_{\text{CHP}}^{\text{W}}$  为 CHP 运行维护成本。

1) 燃料成本。

$$F_{\text{CHP}}^{\text{R}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (a_i P_{\text{CHP},i,t}^2 + b_i P_{\text{CHP},i,t} + c_i H_{\text{CHP},i,t} P_{\text{CHP},i,t} + d_i H_{\text{CHP},i,t}^2 + e_i H_{\text{CHP},i,t} + f_i) \quad (2)$$

式中,  $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i$  均为机组煤耗系数;  $M$  为抽汽式机组的数量;  $H_{\text{CHP},i,t}$  为热出力功率;  $P_{\text{CHP},i,t}$  为电出力功率。

2) 运行维护成本。

$$F_{\text{CHP}}^{\text{W}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M C_{mi} |P_{\text{CHP},i,t}| \Delta t \quad (3)$$

式中,  $C_{mi}$  为 CHP 单位维护成本, 取 0.025 元/kW。

## 1.3 电、热储能费用

假设电、热储能系统设备不需要更换, 电、热储能费用包括投资等年值和年运行维护成本。

1) 投资等年值。

$$C_1 = C_{\text{B0}} f_{\text{cr}} + C_{\text{inv}} f_{\text{ch}} \quad (4)$$

$$C_{\text{B0}} = C_{\text{E}} E_{\text{ESS}} + C_{\text{P}} P_{\text{ESS},t} \quad (5)$$

$$C_{\text{inv}} = V_{\text{hs}} \cdot C_{\text{hs}} \quad (6)$$

式(4)~(6)中,  $C_1$  为电、热储能装置初始总投资的年折算费用;  $C_{\text{B0}}$  为电储能的初始总投资成本;  $C_{\text{inv}}$  是热储能的初始总投资成本;  $f_{\text{cr}}, f_{\text{ch}}$  分别为电、热储

能成本回收系数;  $C_{\text{E}}$  为单位电储能容量价格;  $E_{\text{ESS}}$  为电储能配置容量;  $C_{\text{P}}$  为单位电储能功率价格;  $P_{\text{ESS},t}$  为电储能的充放电功率;  $V_{\text{hs}}$  为储热装置所需的配置容量;  $C_{\text{hs}}$  是储热装置的容量单价。热储能功率对热储能容量配置影响很小, 在此忽略。

2) 年运行维护成本。

$$C_2 = \lambda_{\text{m}} C_{\text{B0}} + R_{\text{m}} C_{\text{inv}} \quad (7)$$

式中,  $C_2$  为电、热储能系统的年运行维护成本;  $\lambda_{\text{m}}, R_{\text{m}}$  分别为电、热储能的运行维修费用比例, 均取 2%。

## 2 电热综合需求响应函数

### 2.1 价格型电力需求响应

价格型需求响应指电力负荷可以随电价变化而变化, 价格型电力需求响应函数如下:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_1}{P_1} \\ \frac{\Delta P_2}{P_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n}{P_n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \epsilon_{1,1} & \epsilon_{1,2} & \cdots & \epsilon_{1,n} \\ \epsilon_{2,1} & \epsilon_{2,2} & \cdots & \epsilon_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \epsilon_{n,1} & \epsilon_{n,2} & \cdots & \epsilon_{n,n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta \rho_1}{\rho_1} \\ \frac{\Delta \rho_2}{\rho_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta \rho_n}{\rho_n} \end{bmatrix} \quad (8)$$

其中, 需求弹性系数  $\epsilon$  的表达式为

$$\epsilon = \frac{\Delta P}{P} \left( \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)^{-1} \quad (9)$$

式中,  $\Delta P, \Delta \rho$  分别为负荷需求  $P$  和电价  $\rho$  的相对增加量。

电价的变化对本时段和其他时段的负荷均会产生影响。因此价格弹性系数分为自弹性系数和交叉弹性系数, 表达式如下:

$$\epsilon_{ii} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \left( \frac{\Delta \rho_i}{\rho_i} \right)^{-1} \quad (10)$$

$$\epsilon_{ij} = \frac{\Delta P_i}{P_i} \left( \frac{\Delta \rho_j}{\rho_j} \right)^{-1} \quad (11)$$

式中,  $\epsilon_{ii}, \epsilon_{ij}$  分别为自弹性系数与交叉弹性系数;  $i, j$  分别为第  $i$  时段和第  $j$  时段。自弹性系数  $\epsilon_{ii}$  取 -0.3, 互弹性系数  $\epsilon_{ij}$  取 0.033。

### 2.2 激励型热力需求侧响应函数

对参与需求侧响应的用户可进行如下补偿: 给

予一定的经济补偿;提供相对优惠的热能单价。本文采用前一种方式对用户进行补偿,且针对可转移负荷进行研究,具体公式如下:

$$B = \sum_{t=1}^T k_{h,t} |\Delta P_{h,t}| \beta \quad (12)$$

式中, $B$ 为给热用户的经济补偿; $\Delta P_{h,t}$ 为 $t$ 时刻用户侧实际响应负荷; $\beta$ 为单位响应负荷补偿系数, $\beta = 2 \sim 3$ ;  $k_{h,t}$ 为 $t$ 时刻原热能单价,取 $0.3$ 元/(kW·h)。

### 3 考虑综合需求响应的 RIES 储能容量优化配置模型

#### 3.1 IES 年总费用最小目标函数

$$f = \min (C_{\text{CHP}} + C_1 + C_2 + C_{\text{wind}} + C_q^0 - C_q^1 + B + F^{\text{EX}}) \quad (13)$$

$$C_{\text{wind}} = \sum_{i=1}^R (P_{\text{FORECAST},i,t} - P_{w,i,t}) \cdot C_w \quad (14)$$

$$C_q^0 = \sum_{t=1}^T r_p P_{L,0,t} \Delta t \quad (15)$$

$$C_q^1 = \sum_{t=1}^T R \cdot P_{L,1,t} \rho(t) \Delta t \quad (16)$$

$$F^{\text{EX}} = \sum_{t=1}^T \left[ \frac{C_{\text{buy}} + C_{\text{sell}}}{2} P_t^{\text{ex}} + \frac{C_{\text{buy}} - C_{\text{sell}}}{2} |P_t^{\text{ex}}| \right] \Delta t \quad (17)$$

式(13)~(17)中, $C_{\text{wind}}$ 为弃风惩罚成本; $P_{\text{FORECAST},i,t}$ 为风电机组 $i$ 在 $t$ 时刻的预测出力; $P_{w,i,t}$ 为风电机组 $i$ 在 $t$ 时刻的实际出力; $C_q^0$ 、 $C_q^1$ 分别为考虑需求响应前、后电网的收入,两者之差为需求响应成本; $P_{L,0,t}$ 、 $P_{L,1,t}$ 分别为实行需求响应前、后的负荷曲线; $\rho(t)$ 为分时电价; $r_p$ 为实行需求响应前的固定电价; $R$ 为对用户的电价优惠系数; $F^{\text{EX}}$ 为从大电网购电的成本; $C_{\text{buy}}$ 为购电电价取 $0.6$ 元/(kW·h); $C_{\text{sell}}$ 为售电电价取 $0.2$ 元/(kW·h); $P_t^{\text{ex}}$ 为 $t$ 时段该系统与大电网的交互功率。

#### 3.2 约束条件

##### 3.2.1 功率平衡约束

1) 电功率平衡。

$$\sum_{i=1}^M P_{\text{CHP},i,t} + \sum_{i=1}^D P_{w,i,t} + P_{\text{ESS},t} + P_t^{\text{ex}} = P_{L,1,t} + P_{\text{EB},t} \quad (18)$$

式中, $D$ 为风电机组数量; $P_{\text{EB},i,t}$ 为 $t$ 时刻电锅炉耗电功率。

2) 热功率平衡。

$$\sum_{i=1}^N H_{\text{CHP},i,t} + H_{\text{EB},t} + H_{\text{HS},t} = H_{\text{LD},t} \quad (19)$$

式中, $H_{\text{HS},t}$ 为储热装置 $t$ 时刻储放热功率; $H_{\text{EB},i,t}$ 为 $t$ 时刻电锅炉产热功率。

3) 热电联产机组出力约束。

CHP运行特性约束详见文献[14]。

##### 3.2.2 电储能约束

1) 容量约束。

$$E_{\text{EES},\min} \leq E_{\text{EES},t} \leq E_{\text{EES}} \quad (20)$$

式中, $E_{\text{EES},\min}$ 为储电设备容量下限。

2) 功率约束。

$$\begin{cases} S_t = S_{t-1} + P_{\text{ESS}} \eta_{\text{in}}, & P_{\text{ESS}} \geq 0 \\ S_t = S_{t-1} + P_{\text{ESS}} / \eta_{\text{on}}, & P_{\text{ESS}} \leq 0 \\ S_{\min} \leq S_t \leq S_{\max} \\ S_1 = S_{24} \end{cases} \quad (21)$$

式中, $S_t$ 为电储能 $t$ 时刻荷电状态; $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$ 分别为荷电状态上下限,分别取 $0.1$ 和 $0.9$ ;  $\eta_{\text{in}}$ 、 $\eta_{\text{on}}$ 分别为充、放电效率,均取值 $0.9$ 。

##### 3.2.3 热储能约束

储热装置运行约束为

$$S_{\text{HS},t} = (1 - \mu) S_{\text{HS},t-1} + (H_{\text{HS-in},t} \lambda_{\text{HS-in},t} - \frac{H_{\text{HS-out},t}}{\lambda_{\text{HS-out},t}}) \Delta t \quad (22)$$

$$\begin{cases} S_{\text{HS},T} = S_{\text{HS},0} \\ 0 \leq H_{\text{HS},t} \leq V_{\text{hs}} \\ 0 \leq H_{\text{HS-in},t} \leq \lambda_{\text{HS-in}} S_{\text{HS},\text{nom}} \\ 0 \leq H_{\text{HS-out},t} \leq \lambda_{\text{HS-out}} S_{\text{HS},\text{nom}} \\ H_{\text{HS-in},t} H_{\text{HS-out},t} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

式(22)、(23)中, $S_{\text{HS},T}$ 、 $S_{\text{HS},0}$ 分别为储热装置运行状态前后值; $S_{\text{HS},t}$ 为 $t$ 时刻蓄热储热状态; $H_{\text{HS-in},t}$ 、 $H_{\text{HS-out},t}$ 分别为 $t$ 时刻的吸放热功率; $\lambda_{\text{HS-in},t}$ 、 $\lambda_{\text{HS-out},t}$ 分别为 $t$ 时刻的吸放热效率,均取 $0.88$ ;  $S_{\text{HS},\text{nom}}$ 为储热装置的最大储热状态; $\mu$ 为散热损失率,取 $0.01$ 。

##### 3.2.4 电锅炉约束

$$H_{\text{EB},i,t} = P_{\text{EB},i,t} \eta_h \quad (24)$$

$$0 \leq P_{\text{EB},t} \leq P_{\text{EB},\max} \quad (25)$$

式(24)、(25)中, $\eta_h$ 为转换系数取 $0.98$ ;  $P_{\text{EB},\max}$ 为电锅炉最大功率。

3.2.5 可转移负荷约束

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_{h,t} = 0 \tag{26}$$

$$|\Delta P_{h,t}| \leq 5\% P_{h,t} \tag{27}$$

式中,  $P_{h,t}$  为  $t$  时刻的负荷功率。

3.3 静态投资回收期

本文通过静态投资回收期对投资风险进行评估,即投资增添设备后在设备寿命周期内回本所需时间为

$$\sum_{j=1}^J C_{\text{vest},j} = \sum_{m=1}^{H_m} L_{\text{NCF},m} \tag{28}$$

式中,  $C_{\text{vest},j}$  为设备  $j$  的投资;  $H_m$  为静态投资回收期;  $L_{\text{NCF},m}$  为第  $m$  年的净收益;  $J$  为设备台数。  $H_m$  越小, 则回本越快, 投资风险越小。

4 算例分析

4.1 算例及参数

本文选取中国北方某区域综合能源系统作为对象进行分析。该区域综合能源系统风电装机容量为 300 kW。以一天 24 h 为调度时长, 单位调度时间为 1 h, 春夏秋冬 4 个典型日的系统负荷曲线和风电出力预测曲线如图 2 所示。储能成本系数取值参见文献[15]。单位弃风成本取为 0.6 元/(kW·h), 原始电价为 0.6 元/(kW·h), 电价的波动范围为 0.4~1.0 元/(kW·h), 价格型电力需求响应分时电价参数如表 1 所示。需求响应用户的电价折扣取 0.8<sup>[16]</sup>。

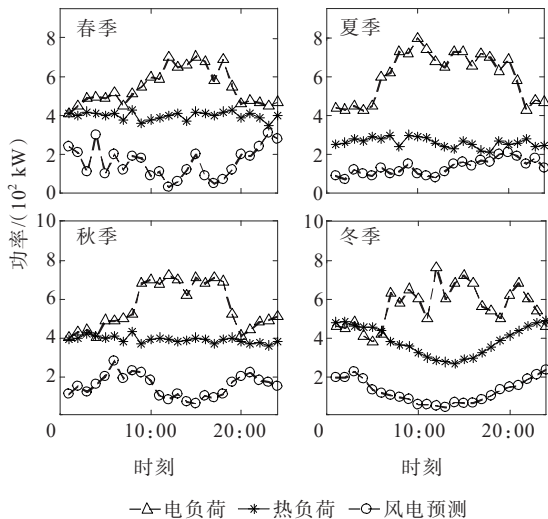


Figure 2 Wind turbine forecast curves and electrical and thermal load curves in typical days

表 1 价格型电力需求响应分时电价参数

Table 1 Time of use electricity price parameters for price-based electricity demand response

时段	价格/(元/(kW·h))
高峰 10:00-15:00, 18:00-21:00	1.0
07:00-10:00	
平时 15:00-18:00	0.6
21:00-23:00	
低谷 23:00-次日 07:00	0.4

4.2 4 种不同系统运行方式仿真结果及分析

以 RIES 年总费用最小为优化目标, 利用 CPLEX 求解器对模型进行求解, 选取冬季典型日在 4 种不同优化运行方式下进行对比分析。

方式 1 不加电、热储能装置且不考虑电、热综合需求响应;

方式 2 仅考虑电、热综合需求响应;

方式 3 仅加电、热储能装置;

方式 4 加电、热储能装置且考虑负荷电、热综合需求响应。

由图 3、4 可知, 与方式 1 相比, 方式 2、3 的电、热负荷峰谷差减小, 方式 4 同时考虑综合需求响应和储能后, 负荷曲线波动改进效果更加明显。因此, 考虑电、热储能和电、热负荷综合需求响应能使电、热负荷曲线更加平稳。

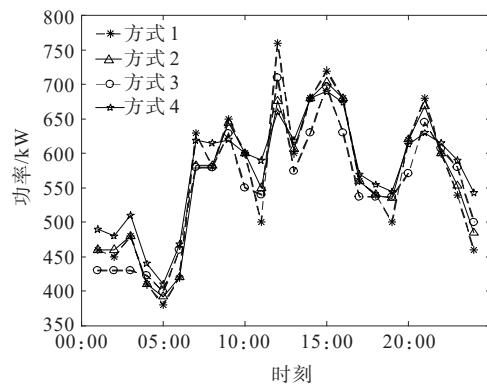


Figure 3 4 种运行方式下电负荷曲线

Figure 3 Electrical load curves under four operating modes

由图 5 可知, 方式 1、2 的 CHP 出力波动较大, 方式 3 通过加储能装置进行热电解耦, CHP 出力变得相对平稳, 方式 4 在方式 3 的基础上多考虑了综合需求响应, 电、热负荷用户错峰用电, 有效地降低了负荷曲线峰谷差, CHP 电出力波动随之变小, 运行

稳定。由此可知,考虑电、热储能和电、热综合需求响应,能够使CHP运行更灵活,出力更平稳,系统运行更经济。

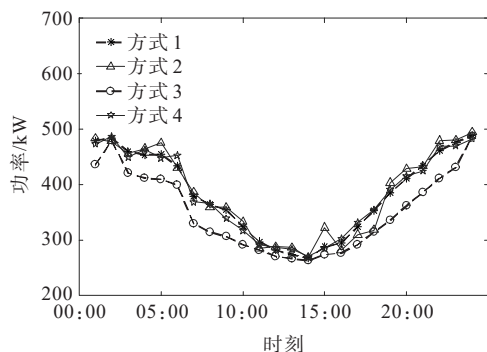


图4 4种运行方式下热负荷曲线

Figure 4 Thermal load curves under four operating mode

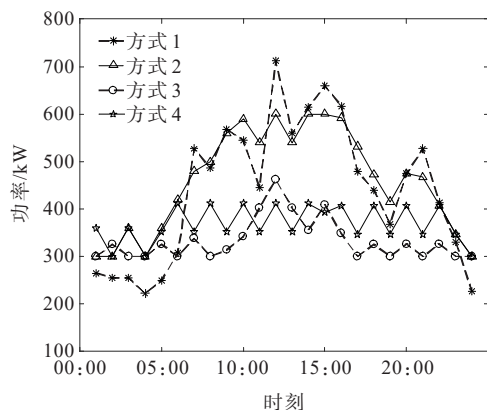


图5 4种运行方式下CHP出力曲线

Figure 5 CHP output curves under four operating mode

各方式下的最优储能容量配置及其经济性和风电消纳率对比如表2、3所示。由表2、3可知,方式1虽然总成本较小,可是弃风为4种运行方式中最多;方式2相较于方式1,减少了一定的弃风但效果不显著,且运行成本最高;方式4较方式3储热和储电最优储能配置容量均减小,总成本减小,且风电消纳率为4种运行方式最大。由表3可知,方式4比方式3的储能设备投资回收期要短,则投资更为保险。因此,考虑综合需求响应提升了综合能源系统经济性和安全性。

表2 各方式下的最优储能容量配置

Table 2 The optimal configuration of energy storage capacity under each operation mode

方式	$E_{ESS}/$ (kW·h)	$V_{hs}/$ (kW·h)	$P_{ESS}/$ kW	投资回 收期/a
3	430	220	102	2.23
4	365	190	89	1.17

表3 各方式下的经济性和风电消纳率对比

Table 3 Comparison of economic efficiency and wind power consumption rate under each operation

方式	燃料 成本/ 万元	储能 投资/ 万元	弃风 惩罚/ 万元	综合需 求响应/ 万元	运维 成本/ 万元	年总 费用/ 万元	风电 消纳 率/%
1	96.93	0.00	23.97	0.00	9.59	132.91	58.82
2	91.65	0.00	21.16	5.20	9.04	129.73	63.65
3	85.77	6.81	10.43	0.00	8.17	111.18	82.18
4	81.72	5.79	1.54	7.29	7.82	109.46	97.36

## 5 结语

1) 电源侧合理配置电、热储能装置,能提高能源利用效率,并使CHP更加平稳、灵活运行。

2) 利用电、热综合需求响应后,明显地改善了电、热负荷峰谷差较大的问题,且可大大降低储能配置容量,减少储能投资,提高综合能源系统运行经济性。

3) 合理的电、热储能配置与电热需求侧调控,实现源、储、荷协调运行,可提高对风电等新能源的消纳能力,提高供能系统运行的经济性、灵活性。若进一步考虑风电和负荷不确定性,则电、热储能配置会进一步获取不同置信水平的选择和应用。

## 参考文献:

- [1] 张涛,郭羽彤,李逸鸿,等. 计及电气热综合需求响应的区域综合能源系统优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2021,49(1):52-61.  
ZHANG Tao, GUO Yuetong, LI Yihong, et al. Optimization scheduling of regional integrated energy systems based on electric-thermal-gas integrated demand response[J]. Power System Protection and Control, 2021,49(1):52-61.
- [2] SHAHIDEHPOUR M, ZHOU Y, WEI Z, et al. Distributionally robust co-optimization of energy and reserve for combined distribution networks of power and district heating[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020,35(3):2388-2398.
- [3] 肖丽,谢尧平,胡华锋,等. 基于V2G的电动汽车充放电双层优化调度策略[J]. 高压电器, 2022,58(5):164-171.  
XIAO Li, XIE Yaoping, HU Huafeng, et al. Two-level optimization scheduling strategy for EV's charging and discharging based on V2G[J]. High Voltage Apparatus,

- 2022,58(5):164-171.
- [4] HAO J, CHEN Q, HE K, et al. A heat current model for heat transfer/storage systems and its application in integrated analysis and optimization with power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(1):175-184.
- [5] ACCETTA A, PUCCI M. Energy management system in DC micro-grids of smart ships: main gen-set fuel consumption minimization and fault compensation[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(3):3097-3113.
- [6] 蔡颖凯, 张冶, 曹世龙, 等. 面向综合需求响应的综合能源系统优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2022, 38(9):65-72.
- CAI Yingkai, ZHANG Ye, CAO Shilong, et al. Optimal scheduling of the integrated electricity and natural gas system considering the integrated demand response[J]. Power System and Clean Energy, 2022, 38(9):65-72.
- [7] 刘海南, 蒯红, 樊国旗, 等. 基于风荷耦合特性的源荷储的优化调度[J]. 智慧电力, 2021, 49(1):42-47.
- LIU Hainan, LIN Hong, FAN Guoqi, et al. Optimal scheduling of source-load-storage based on wind-load coupling characteristics[J]. Smart Power, 2021, 49(1):42-47.
- [8] 李彦哲, 郭小嘉, 董海鹰, 等. 风/光/储微电网混合储能系统容量优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(6):123-128.
- LI Yanzhe, GUO Xiaojia, DONG Haiying, et al. Optimal capacity configuration of wind/PV/storage hybrid energy storage system in microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(6):123-128.
- [9] JIANG Z, AI Q, Hao R. Integrated demand response mechanism for industrial energy system based on multi-energy interaction[J]. IEEE Access, 2019, 7:66336-66346.
- [10] 徐航, 董树锋, 何仲潇, 等. 基于多能互补的电/热综合需求响应[J]. 电网技术, 2019, 43(2):480-489.
- XU Hang, DONG Shufeng, HE Zhongxiao, et al. Electro-thermal comprehensive demand response based on multi-energy complementarity[J]. Power System Technology, 2019, 43(2):480-489.
- [11] 李蕊睿, 李奇, 蒲雨辰, 等. 计及功率交互约束的含电—氢混合储能的多微电网系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14):53-64.
- LI Xinrui, LI Qi, PU Yuchen, et al. Optimal configuration of an electric-hydrogen hybrid energy storage multi-microgrid system considering power interaction constraints[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14):53-64.
- [12] 彭院院, 周任军, 方绍凤, 等. 含柔性电热负荷响应阈值的源—荷—储协调优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(5):30-37.
- PENG Yuanyuan, ZHOU Renjun, FANG Shaofeng, et al. Source-load-storage cooperative optimization model with flexible electric and thermal load response threshold[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2020, 32(5):30-37.
- [13] 邱纯, 应展烽, 冯奕, 等. 计及碳配额的混合储能综合微电网优化运行研究[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2):119-127.
- QIU Chun, YING Zhanfeng, FENG Yi, et al. Optimal operation of hybrid energy storage integrated micro-energy network considering carbon quote[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2):119-127.
- [14] WANG Q, LIU J, HU Y, et al. Optimal operation strategy of multi-energy complementary distributed CCHP system and its application on commercial building[J]. IEEE Access, 2019, 7:127839-127849.
- [15] 门向阳, 曹军, 王泽森, 等. 能源互联微网型多能互补系统的构建与储能模式分析[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(19):5727-5737+5929.
- MEN Xiangyang, CAO Jun, WANG Zesen, et al. The constructing of multi-energy complementary system of energy internet microgrid and energy storage model analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(19):5727-5737+5929.
- [16] 刘新元, 程雪婷, 薄利明, 等. 考虑源荷协调的含储热光热电站和风电系统的日前—日内调度策略[J]. 中国电力, 2021, 54(8):144-153.
- LIU Xinyuan, CHENG Xueting, BO Liming, et al. Day-ahead and intra-day scheduling strategy of concentrated solar power station with thermal energy storage and wind farm considering coordination between generation and load[J]. Electric Power, 2021, 54(8):144-153.