

碳交易与综合需求响应下的微能源网优化调度

王江磊¹, 樊小朝^{1,2}, 史瑞静^{1,2}, 王维庆¹, 李文亮², 熊瑞峰¹

(1. 新疆大学 电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830017;

2. 新疆工程学院 新能源科学与工程系, 新疆 乌鲁木齐 830017)

摘要:“双碳”目标推动我国能源领域向绿色、低碳、安全、高效方向发展。为提升风光等可再生能源的渗透率,平抑用户侧多元化负荷波动,提高能源利用效率,发展安全、低碳的清洁能源,构建了基于碳交易机制下考虑综合需求响应微能源网(MEG)优化运行模型,利用CPLEX求解工具箱对模型在不同场景下求解。结果显示,未考虑碳交易与综合需求响应的MEG系统运行成本为18 853.30元,而考虑碳交易与综合需求响应后的MEG系统运行成本为15 540.57元,成本下降了3 312.73元,同时用户侧电、热、冷、气负荷峰谷差分别下降了5.9%,3.4%,10%,9.13%。结果表明,所建立MEG优化运行模型能够进一步提高系统运行经济性,并有效降低系统碳排放量。

关键词:“双碳”目标;微能源网;综合需求响应;碳交易;优化调度

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd24220

Optimal Scheduling of Micro Energy Grid Under Carbon Trading and Comprehensive Demand Response

WANG Jianglei¹, FAN Xiaochao^{1,2}, SHI Ruijing^{1,2}, WANG Weiqing¹, LI Wenliang², XIONG Ruifeng¹

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830017, Xinjiang, China;

2. Department of New Energy Science and Engineering, Xinjiang Engineering College, Urumqi 830017, Xinjiang, China)

Abstract: The "double carbon" goal promotes the development of China's energy sector in the direction of green, low-carbon, safe and efficient. In order to improve the penetration of renewable energy such as scenery, stabilize the diversified load fluctuation on the user side, improve energy utilization efficiency and develop safe, low-carbon and clean energy, based on the carbon trading mechanism, the optimal operation model of micro energy grid (MEG) considering comprehensive demand response was constructed, and the CPLEX solution toolbox was used to solve the model for different scenarios. The results display that the operation cost of MEG system without considering carbon trading and comprehensive demand response is ¥18 853.30, while the operation cost of MEG system after considering carbon trading and comprehensive demand response is ¥15 540.57, which decreases by ¥3 312.73. At the same time, the peak-valley difference of electric, heating, cool and air conditioning load on the user side decreases by 5.9%, 3.4%, 10% and 9.13%. The results show that the established MEG optimal operation model can further improve the operation economy of the system and effectively reduce the carbon emission of the system.

Key words: "double carbon" goal; micro energy grid (MEG); comprehensive demand response; carbon trading; optimal scheduling

“双碳”目标的提出、环境问题的不断涌现、风光等可再生能源的利用率不高等问题,使得能源系统的结构必须不断进步^[1-2]。能源互联网耦合电、热、冷、气多种能源形式,打破了各能源系统互相独立的传统形式^[3-4]。能源互联网可

满足多元化负荷需求,实现能量梯级利用,安全可靠,是能源系统结构发展的重要方向。微能源网(micro energy grid, MEG)作为能源互联网的“最后一公里”,将系统内多种能源进行合理调度,以能源的优化利用为导向,通过互联网技术,

基金项目:国家自然科学基金(51666017)

作者简介:王江磊(1991—),男,硕士研究生,Email:598076300@qq.com

通讯作者:樊小朝(1979—),男,博士,副教授,Email:fx0102@126.com

实现多种能源相互耦合转换,满足用户侧多类型负荷需求,减少污染气体排放,提高能源利用率^[5]。

目前,很多科研团队对 MEG 进行了许多研究。MEG 利用互联网技术,对多类型能源系统调控,在考虑能源系统多能互补的基础上,进一步提升能源利用效率,并提升系统经济环保性。文献[6]基于能源互联网的能量流概念,建立了多能源互补耦合模型。文献[7]考虑电、热、冷、气多能耦合的特性,分析了 MEG 在孤岛和并网不同状态下的运行差异。文献[8]通过热电联产实现了能源的分级利用,提升了 MEG 对电热的利用率。文献[9]细化电转气(power to gas, P2G)过程,在促进可再生能源消纳的同时,能够发挥氢能高效的优势,减少能量的梯级损耗,提升了系统经济性。上述文献对 MEG 优化运行研究仅考虑了经济性,忽略了碳排放等因素对 MEG 的影响。

碳交易是利用市场机制作为导向,从而达到降低系统碳排放的目的。文献[10]在能源系统中考虑了碳交易机制,有效降低了系统的运行成本。文献[11]考虑系统供热动态特性,构建了以运维成本及碳交易成本最低的协调调度模型,实现了能源高效利用。文献[12]基于低碳技术和低碳政策,搭建考虑碳交易的“风+光热”电站系统运行模型,提升了系统风电消纳率。文献[13]提出了减少碳排放的多源微网低碳调度模型,提升了风光能源的调度权和优先权,拓展了风光的消纳空间,实现了碳减排目标。上述文献对 MEG 优化运行研究虽然考虑了碳排放对 MEG 的影响,但未能发挥用户侧柔性负荷的需求响应在 MEG 优化运行中的作用。

综合需求响应的概念是在传统的需求响应的基础上演变而来,通过能源市场价格信号引导用户更深层次地参与到系统调控,平抑用户侧负荷波动,实现资源协调优化,降本增效^[14]。文献[15]构建了含需求响应的电能平衡的成本评估体系,为解决电能供需平衡提供了一种新思路。文献[16]将参与需求响应的用户从负荷角度分为刚性负荷和价格敏感性负荷,表明需求响应可促使系统运行综合成本有效降低。文献[17]建立了考虑热、电舒适度的热电需求响应的经济调度模型,在用户舒适范围内调整热电负荷,缓解用能紧张,降低系统运行成本。

综上现状与问题,本文提出一种碳交易机制下考虑综合需求响应的微能源网系统优化运行

模型。首先,面对 MEG 中多种能源的耦合互补关系,建立了考虑电、热、冷、气多能耦合互补优化模型;其次,分析用户电、热、冷、气负荷需求的特性和弹性区间,建立了计及电、热、冷、气综合需求响应模型;然后,以碳交易市场机制为导向,限制系统的碳排放量,将可支配的碳排放配额投入到市场当中,建立在碳交易机制下以系统运行成本最小为目标的 MEG 优化模型;最后,通过算例仿真验证碳交易机制下考虑需求响应,能够实现削峰填谷、提升系统的经济性和低碳性。

1 MEG 系统碳交易机制

本文所建立的 MEG 系统包含的能源类型有冷、热、电、气 4 种,其结构如图 1 所示。系统内,能源设备主要包括风电(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、燃气轮机(gas turbine, GT)和燃气锅炉(gas boiler, GB);储能系统包含储能设备(energy storage, ES)、储热设备(heat storage, HS)和储气设备(gas storage, GS);能量转换设备包括余热锅炉(waste heat boiler, WHB)、电锅炉(electric boiler, EB)、冰蓄冷空调(ice-storage air-conditioners, ISAC)、吸收式制冷机(absorption refrigerator, AR)、电转气(P2G)等。

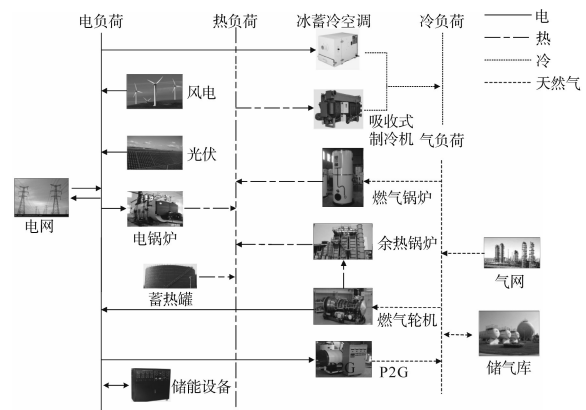


图 1 MEG 结构图

Fig.1 MEG structure diagram

1.1 燃气轮机(GT)

GT 是一种热力发电机,它加强了气能源与电能源的耦合联系,其数学模型如下:

$$P_{GT}(t) = C_{GT}(t) \lambda_{GT} L_{NG} \quad (1)$$

式中: $P_{GT}(t)$ 为 GT 在 t 时刻输出电功率; $C_{GT}(t)$ 为机组在 t 时刻天然气消耗量; λ_{GT} 为 GT 电效率; L_{NG} 为天然气热值,取 $9.7 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^3$ 。

1.2 余热锅炉(WHB)

WHB 是 GT 的重要补充,将 GT 产生的废烟中

的热量回收利用,用来满足MEG热负荷需求,是气能源多级利用的重要手段,其数学模型如下:

$$H_{WHB}(t) = P_{GT}(t) \frac{1 - \lambda_{GT} - \lambda_{GT,s}}{\lambda_{GT}} \quad (2)$$

式中: $H_{WHB}(t)$ 为余热锅炉在 t 时刻输出的热功率; $\lambda_{GT,s}$ 为热损系数。

1.3 燃气锅炉(GB)

当WHB制热量低于MEG热负荷需求时,由GB补足MEG热负荷缺口,其数学模型如下:

$$H_{GB}(t) = C_{GB}(t) L_{NG} \lambda_{GB} \quad (3)$$

式中: $H_{GB}(t)$ 为GB在 t 时刻产生的热量; $C_{GB}(t)$ 为GB在 t 时刻消耗的天然气; λ_{GB} 为GB效率。

1.4 电锅炉(EB)

EB消耗低价电能满足用户热负荷需求,数学模型如下:

$$H_{eb}(t) = P_{eb}(t) \eta_{eb} \quad (4)$$

$$0 \leq P_{eb}(t) \leq P_{eb,max} \quad (5)$$

式中: $P_{eb}(t)$ 为 t 时刻EB消耗的电功率; $H_{eb}(t)$ 为 t 时刻EB的输出热功率; $P_{eb,max}$ 为EB的额定容量; η_{eb} 为效率系数。

1.5 吸收式制冷机(AR)

AR利用热网络中的热量,在低温低压模式下气化制冷,其数学模型如下:

$$Q_{AR}(t) = H_{AR}(t) \lambda_{AR} \quad (6)$$

式中: $Q_{AR}(t)$ 为在 t 时刻输出制冷量; $H_{AR}(t)$ 为 t 时刻消耗热功率; λ_{AR} 为制冷效率。

1.6 冰蓄冷空调(ISAC)

ISAC基于相变潜热制冰模式制冷储冷,在低电价时制冰蓄冷,在高电价时和冷负荷需求量大时,制冷并融冰,缓解电网压力,使需求响应更加灵活。通过消耗电能制冷,以补充负荷侧冷负荷所需,其数学模型如下:

$$Q_{a,min} \leq Q_a(t) \leq Q_{a,max} \quad (7)$$

$$0 \leq Q_c(t) \leq Q_{a,max} U_c(t) \quad U_c(t) = 0, t \notin T_{valley} \quad (8)$$

$$Q_{a,min} \leq Q_c(t) + Q_a(t) \leq Q_{a,max} \quad (9)$$

$$0 \leq Q_d(t) \leq Q_{d,max} U_d(t) \quad U_d(t) = 0, t \in T_{valley} \quad (10)$$

式中: $Q_a(t)$ 为输出冷功率; $Q_c(t)$ 为制冰功率; $Q_d(t)$ 为蓄冷罐的融冰功率; $U_c(t)$, $U_d(t)$ 分别为 $Q_c(t)$, $Q_d(t)$ 对应的状态标记位,0表示停止,1表示运行; T_{valley} 为分时电价低谷时段; $Q_{a,min}$, $Q_{a,max}$, $Q_{d,max}$ 分别为ISAC最小输出冷功率、最大输出冷功率、最大融冰功率。

1.7 电转气设备(P2G)

P2G设备能够提高MEG系统中气网和电网间的联系和耦合,提升系统的可靠性,其中电功率和天然气功率之间的关系满下式:

$$G_{p2g}(t) = \eta_{p2g} P_{p2g}(t) \quad (11)$$

式中: $G_{p2g}(t)$ 为 t 时刻P2G输出的天然气功率; $P_{p2g}(t)$ 为 t 时刻P2G消耗的电功率; η_{p2g} 为P2G设备的能源转换效率。

P2G设备的运行约束需要满足上、下限约束:

$$0 \leq P_{p2g}(t) \leq P_{p2g,max} \quad (12)$$

式中: $P_{p2g,max}$ 为P2G消耗的最大电功率。

1.8 储能设备

本文储能设备包括蓄电池(battery, BT)、蓄热槽和储气罐3类储能设备,它们的运行方式类似。

蓄电池迅速灵活,但储能成本较高,且需要考虑其寿命,同时需保持其荷电状态(SOC)在安全约束范围内,并满足充放电功率、爬坡约束和充放互斥约束等。其数学模型如下:

1)充放电功率约束:

$$\begin{cases} P_{bt,chr,min} \leq P_{bt,chr}(t) \leq P_{bt,chr,max} \\ P_{bt,dis,min} \leq P_{bt,dis}(t) \leq P_{bt,dis,max} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $P_{bt,chr}(t)$, $P_{bt,dis}(t)$ 分别为 t 时刻蓄电池的充、放电功率; $P_{bt,chr,min}$, $P_{bt,chr,max}$ 和 $P_{bt,dis,min}$, $P_{bt,dis,max}$ 分别为蓄电池最小/最大充、放电功率。

2)荷电状态计算式及其安全约束:

$$SOC_{bt}(t) = SOC_{bt}(t-1)(1 - \gamma_n) + \eta_{bt,chr} P_{bt,chr}(t) - P_{bt,dis}(t) / \eta_{bt,dis} \quad (14)$$

$$SOC_{bt,min} \leq SOC_{bt}(t) \leq SOC_{bt,max} \quad (15)$$

式中: $SOC_{bt}(t)$ 为 t 时刻末的荷电状态; $\eta_{bt,chr}$, $\eta_{bt,dis}$, γ_n 分别为蓄电池充电、放电和自放电功率系数; $SOC_{bt,min}$, $SOC_{bt,max}$ 分别为蓄电池荷电状态的最小值与最大值。

3)蓄电池充、放电爬坡约束以及充放互斥约束:

$$\begin{cases} P_{bt,chr,d} \leq P_{bt,chr}(t+1) - P_{bt,chr}(t) \leq P_{bt,chr,u} \\ P_{bt,dis,d} \leq P_{bt,dis}(t+1) - P_{bt,dis}(t) \leq P_{bt,dis,u} \end{cases} \quad (16)$$

$$\begin{cases} U_{bt,dis}(t) + U_{bt,chr}(t) \leq 1 \\ \sum_{t=1}^{24} [U_{bt,dis}(t) + U_{bt,chr}(t)] \leq N \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{bt,chr,u}$, $P_{bt,chr,d}$ 和 $P_{bt,dis,u}$, $P_{bt,dis,d}$ 分别为蓄电池充、放的爬坡约束; $U_{bt,chr}(t)$, $U_{bt,dis}(t)$ 分别为 t 时刻蓄电池充、放能状态,0表示停止,1表示运行;

N 为蓄电池的充放电次数约束。

蓄热槽和储气罐都是在 MEG 能量盈余时,进行能量存贮,在热/气需求大时,对 MEG 进行能量补充,其数学模型可参考蓄电池。

2 碳交易机制

碳交易市场遵循“总量控制—交易”的原则,指的是以碳排放权为标的资产进行交易的市场,由政府确定并分配给各排放主体碳排放配额,各排放主体实际碳排放量须低于配额,否则将在市场上购买碳排放配额,而排放低于配额的排放主体也可以将过剩的额度拿到市场上交易。在这一市场交易的过程中,碳配额价格得以确定。碳排放量的多少直接影响其主体的收支,故可以促使较多社会资源加入到碳市场中,最终实现碳减排。

2.1 MEG 系统碳排放量额分配

当下,全国碳交易市场建设一直在紧锣密鼓推进之中,根据我国实际情况,本文确定系统的无偿碳排放配额为基准线法,所建立的 MEG 的碳排放配额主要包括燃气轮机、燃气锅炉和常规发电机组。将 GT 的发电量折算成供热量,根据总的等效发热量分配碳排放配额^[14]。碳排放配额计算如下:

$$E_p(t) = E_{\text{grid}} + E_{\text{GT}} + E_{\text{GB}} \quad (18)$$

其中

$$E_{\text{grid}}(t) = q \cdot P_{\text{buy}}(t) \quad (19)$$

$$E_{\text{GT}}(t) = k [H_{\text{WHB}}(t) + \omega P_{\text{GT}}(t)] \quad (20)$$

$$E_{\text{GB}}(t) = k H_{\text{GB}}(t) \quad (21)$$

式中: $E_{\text{grid}}(t)$, $E_{\text{GB}}(t)$, $E_{\text{GT}}(t)$ 分别为系统购电、GB 和 GT 的无偿碳排放配额; $E_p(t)$ 为总的系统碳排放分配额; q 为单位电量碳排放分配额,取 $0.728 \text{ t}/(\text{MW} \cdot \text{h})$ ^[14]; k 为单位热量碳排放分配额,取 $0.102 \text{ t}/\text{GJ}$ ^[14]; $P_{\text{buy}}(t)$ 为 t 时刻 MEG 从外部电网购买的电功率; ω 为发电量折算成供热量的折算系数。

2.2 MEG 系统碳排放成本

在 t 时刻 MEG 实际碳排放量 $E_{\text{real}}(t)$ 包括系统购电、GB 和 GT 排放之和,本文近似认为各微源出力与碳排放量成正比,则有:

$$E_{\text{real}}(t) = C_{\text{grid}}(t) + C_{\text{GT}}(t) + C_{\text{GB}}(t) - C_{\text{p2g}}(t) \quad (22)$$

其中

$$C_{\text{grid}}(t) = \lambda_g P_{\text{buy}}(t) \quad (23)$$

$$C_{\text{GT}}(t) = \lambda_h [H_{\text{WHB}}(t) + \omega P_{\text{GT}}(t)] \quad (24)$$

$$C_{\text{GB}}(t) = \lambda_h H_{\text{GB}}(t) \quad (25)$$

$$C_{\text{p2g}}(t) = \lambda_{\text{p2g}} G_{\text{p2g}}(t) \quad (26)$$

式中: $C_{\text{grid}}(t)$, $C_{\text{GT}}(t)$, $C_{\text{GB}}(t)$ 分别为 t 时刻系统购电、GT 和 GB 实际的碳排放量; λ_g 为系统单位购电量的实际碳排放量,取 $1.08 \text{ t}/(\text{MW} \cdot \text{h})$; λ_h 为 GB 单位热量的实际碳排放量,取 $0.065 \text{ t}/\text{GJ}$;GT 等效供热量与 GB 接近,其单位热碳排放量也取 $0.065 \text{ t}/\text{GJ}$; C_{p2g} 为 P2G 设备吸收的二氧化碳量; λ_{p2g} 为碳捕获系数^[14]。

本文的碳交易策略为:若用户的实际碳排放量小于无偿配额,即可出售其多余配额获取收益,反之,则需购买配额。故 t 时刻碳交易成本 $F_{\text{MEG}}(t)$ 为

$$F_{\text{MEG}}(t) = c [E_{\text{real}}(t) - E_p(t)] \quad (27)$$

式中: c 为碳交易市场价格。

3 MEG 综合需求响应模型

需求响应是通过能源市场价格信号引导用户更深层次地参与到系统调控,改变其传统用电方式。在 MEG 系统中,具有电、热、冷、气等多种用能形式,冷、热、气负荷根据用户需求不同,具有一定弹性,故其均可参与系统内的需求响应调节。同时,MEG 中包含能源转换设备,可实现电、热、冷、气能源间的耦合互补。本文综合需求响应模型是基于用户的可转移负荷,根据电、热、冷、气间的耦合性,进行优化调节。

3.1 电负荷需求响应

分时电价是当下能源市场中需求侧管理的重要手段之一,其将电能负荷峰时段作为紧缺商品,运用价格的差异引导用户根据自身用能习惯的可调性和费用改变用能方式,从而对系统负荷产生影响。

本文的电负荷需求响应,以分时电价激励引导用户侧合理改变自身用能状态,平滑负荷曲线,削峰填谷。根据经济学原理,电能负荷电价的弹性系数是指在一段时间内用户用电需求量跟随电能价格变化而变化的现象,其公式为

$$e(i,j) = \frac{d(i) - d_0(i)}{p(j) - p_0(j)} \cdot \frac{p_0(j)}{d_0(i)} \quad (28)$$

式中: e 为电能的需求弹性系数, i, j 为不同的时间段,当 $i=j$ 时,为自弹性系数,当 $i \neq j$ 时,为交叉弹性系数; p_0, d_0 分别为需求响应前的电能价格和电负荷量; p, d 分别为需求响应后的电能价格和电负荷量。

令 $\delta(i)$ 表示需求响应后电负荷量 d 在 i 时刻的用电量变化率,则有:

$$\delta(i) = \frac{d(i) - d_0(i)}{d_0(i)} = \sum_{j=1}^{24} \left[e(i,j) \cdot \frac{p(j) - p_0(j)}{p_0(j)} \right] \quad (29)$$

令 $k(i)$ 表示 i 时刻前、后的电价浮动比,并将其定义为

$$k(i) = [p(i) - p_0(i)]/p_0(i) \quad (30)$$

则式(29)可改写为

$$\delta(i) = \frac{d(i) - d_0(i)}{d_0(i)} = \sum_{j=1}^{24} [e(i,j) \cdot k(j)] \quad (31)$$

当 i, j 分别属于峰、平、谷时段电价时,其电量变化比例系数为

$$\begin{cases} \delta_{tt} = k_t e(i) & \forall i \in T_t \\ \delta_{mm} = 0 & \forall i \in T_m \\ \delta_{vv} = k_v e(i) & \forall i \in T_v \end{cases} \quad (32)$$

负荷转移后,电量变化的比例系数为

$$\begin{cases} \delta_{tm} = k_t e(i,j) & \forall i \in T_t, j \in T_m \\ \delta_{tv} = (k_t - k_v) e(i,j) & \forall i \in T_t, j \in T_v \\ \delta_{mv} = -k_v e(i,j) & \forall i \in T_m, j \in T_v \end{cases} \quad (33)$$

式中: T_t, T_m, T_v 分别为划分的峰、平、谷时段; i 为其中的任一时段; k_t, k_v 分别为峰、谷电价浮动比; $\delta_{tt}, \delta_{mm}, \delta_{vv}$ 分别为在峰时段、平时段和谷时段削峰填谷后的电量变化比例系数; $\delta_{tm}, \delta_{tv}, \delta_{mv}$ 为负荷转移后的比例系数。

基于上述定义,可得需求响应后电负荷量为

$$\begin{cases} d_t + \delta_{tt} d_t - \delta_{tm} d_t - \delta_{tv} d_t & i \in T_t \\ d_m + \delta_{tm} d_m + \delta_{mm} d_m - \delta_{mv} d_m & i \in T_m \\ d_v + \delta_{tv} d_v + \delta_{mv} d_v + \delta_{vv} d_v & i \in T_v \end{cases} \quad (34)$$

式中: d_t, d_m, d_v 分别为各时段高、平、谷负荷值。

将式(34)写成矩阵形式,即

$$d' = d + \delta \times d \quad (35)$$

其中

$$\delta = \begin{bmatrix} \delta_{tt} & -\delta_{tm} & -\delta_{tv} \\ \delta_{tm} & \delta_{mm} & -\delta_{mv} \\ \delta_{tv} & \delta_{mv} & \delta_{vv} \end{bmatrix} \quad d = \begin{bmatrix} d_t \\ d_m \\ d_v \end{bmatrix}$$

式中: 向量 d, d' 分别为需求响应前、后用户的电负荷量; δ 为电量电价弹性矩阵。

3.2 气负荷需求响应

价格型气负荷随分时气价变化,同电负荷相似,如下式所示:

$$\begin{cases} g_t + \gamma_{tt} g_t - \gamma_{tm} g_t - \gamma_{tv} g_t & i \in T_t \\ g_m + \gamma_{tm} g_m + \gamma_{mm} g_m - \gamma_{mv} g_m & i \in T_m \\ g_v + \gamma_{tv} g_v + \gamma_{mv} g_v + \gamma_{vv} g_v & i \in T_v \end{cases} \quad (36)$$

式中: g_t, g_m, g_v 分别为需求响应前峰、谷、平时段的用气量。

将式(36)写成矩阵形式,即

$$g' = g + \gamma \times g \quad (37)$$

其中

$$\gamma = \begin{bmatrix} \gamma_{tt} & -\gamma_{tm} & -\gamma_{tv} \\ \gamma_{tm} & \gamma_{mm} & -\gamma_{mv} \\ \gamma_{tv} & \gamma_{mv} & \gamma_{vv} \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_t \\ g_m \\ g_v \end{bmatrix}$$

式中: 向量 g, g' 分别为需求响应前、后用户的气负荷量; γ 为气量气价弹性矩阵。

3.3 热/冷负荷需求响应

本文热负荷主要考虑的是热水负荷,由于每个用户所需热水温度不同,热水温度可在一定范围内波动,可表示为 $[T_{\min}, T_{\max}]$,将其可调控性加入到系统的优化调度当中,维持用户所需的热负荷功率可表示为^[18]

$$H_d(t) = L_w \rho_w V_{\text{cold}}(t) (T_{\text{set}} - T_{\text{cw}}) / \Delta t \quad (38)$$

式中: L_w 为水的比热容; ρ_w 为水的密度; $V_{\text{cold}}(t)$ 为 t 时刻加入冷水的体积,即此刻的热水需求; T_{set} 为用户所设置的舒适温度, $T_{\min} \leq T_{\text{set}} \leq T_{\max}$; T_{cw} 为初始温度, 15°C ; Δt 为时间步长。

本文冷负荷主要考虑的是室内温度,室内温度在人体温度舒适区间 $[T_{d,\min}, T_{d,\max}]$ 发生改变,用户对其敏感度较低,将其可调控性加入到系统的优化调度当中,维持人体舒适度的冷负荷功率可表示为^[18]

$$C_d(t) = \frac{1}{R} [T_{\text{out}}(t) - T_{\text{set,in}}] \quad (39)$$

式中: T_{out} 为室外温度; $T_{\text{set,in}}$ 为人体期望的温度, $T_{d,\min} \leq T_{\text{set,in}} \leq T_{d,\max}$; R 为房屋建筑材料的热阻。

3.4 碳交易与综合需求响应下的MEG优化模型

为实现MEG的经济环保性,本文考虑电、热、冷、气4种能源的耦合互补特性,提出了以运行成本和碳交易成本最小为目标函数,即

$$F_{\min} = F_{\text{grid}} + F_{\text{gas}} + F_{\text{op}} + F_{\text{MEG}} \quad (40)$$

式中: $F_{\text{grid}}, F_{\text{gas}}, F_{\text{op}}, F_{\text{MEG}}$ 分别为MEG电网交互成本、购气成本、运维成本及碳交易成本。

1) 电网交互成本:

$$F_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^{24} [v_{\text{grid,b}}(t) P_{\text{buy}}(t) + v_{\text{grid,s}}(t) P_{\text{sell}}(t)] \quad (41)$$

式中: $v_{\text{grid,b}}(t), v_{\text{grid,s}}(t)$ 分别为 t 时刻购电价格和售电价格; $P_{\text{sell}}(t)$ 为 t 时刻的售电功率。

2) 购气成本:

$$F_{\text{gas}} = \sum_{t=1}^{24} [v_{\text{gas}}(t) \cdot G_{\text{net}}(t) / L_{\text{NG}}] \quad (42)$$

式中: $v_{\text{gas}}(t)$ 为 t 时刻购气价格; $G_{\text{net}}(t)$ 为 t 时刻购气功率。

3) 设备运行维护成本:

$$F_{\text{op}} = \sum_n [K_n P_n(t)] \quad (43)$$

式中: K_n 为系统内设备 n 的单位运行维护费用; $P_n(t)$ 为设备 n 在 t 时刻工作的输入功率。

3.5 功率平衡约束

所提模型除了满足设备约束条件之外, 还需满足电、热、冷、气功率平衡约束和电网交互功率约束。

1) 电功率平衡约束:

$$P_{\text{WT}}(t) + P_{\text{PV}}(t) + P_{\text{GT}}(t) + P_{\text{buy}}(t) - P_{\text{sell}}(t) - P_{\text{bt,chr}}(t) + P_{\text{bt,dis}}(t) - P_{\text{eb}}(t) - Q_{\text{C}}(t) - P_{\text{p2g}}(t) = \text{Load}_{\text{ele}}(t) \quad (44)$$

式中: $P_{\text{WT}}(t)$, $P_{\text{PV}}(t)$ 分别为 t 时刻 WT, PV 输出功率; $\text{Load}_{\text{ele}}(t)$ 为系统 t 时刻电负荷。

2) 热功率平衡约束:

$$H_{\text{GB}}(t) + H_{\text{WHB}}(t) - H_{\text{lst,chr}}(t) + H_{\text{lst,dis}}(t) + H_{\text{eb}}(t) - H_{\text{AR}}(t) = \text{Load}_{\text{heat}}(t) \quad (45)$$

式中: $H_{\text{lst,chr}}(t)$, $H_{\text{lst,dis}}(t)$ 分别为 t 时刻蓄热槽充、放功率; $\text{Load}_{\text{heat}}(t)$ 为系统 t 时刻热负荷。

3) 冷功率平衡约束:

$$Q_{\text{AR}}(t) + Q_{\text{a}}(t) + Q_{\text{d}}(t) = \text{Load}_{\text{cold}}(t) \quad (46)$$

式中: $\text{Load}_{\text{cold}}(t)$ 为系统 t 时刻冷负荷。

4) 气功率平衡约束:

$$G_{\text{p2g}}(t) + G_{\text{net}}(t) - G_{\text{gs,chr}}(t) + G_{\text{gs,dis}}(t) - C_{\text{CT}}(t) - C_{\text{GB}}(t) = \text{Load}_{\text{gas}}(t) \quad (47)$$

式中: $G_{\text{gs,chr}}(t)$, $G_{\text{gs,dis}}(t)$ 分别为 t 时刻储气罐的充、放功率; $G_{\text{net}}(t)$ 为 t 时刻购气功率; $\text{Load}_{\text{gas}}(t)$ 为系统 t 时刻气负荷。

5) 电网交互功率约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{sell}}(t) \leq P_{\text{sell,max}} \\ 0 \leq P_{\text{buy}}(t) \leq P_{\text{buy,max}} \\ U_{\text{sell}}(t) + U_{\text{buy}}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (48)$$

式中: $U_{\text{sell}}(t)$, $U_{\text{buy}}(t)$ 分别为向电网购、售电工作状态量, 分别为 0, 1 变量。

本文所求问题为混合整数线性规划问题, 首先根据分时电/气价, 得到需求响应后的负荷曲线; 然后, 引入碳交易成本作为目标函数的组成部分; 最后, 在满足能量平衡约束、储能设备约束及设备运行约束的条件下, 基于 Matlab 平台调用 Cplex 求解器求解。示意图如图 2 所示。

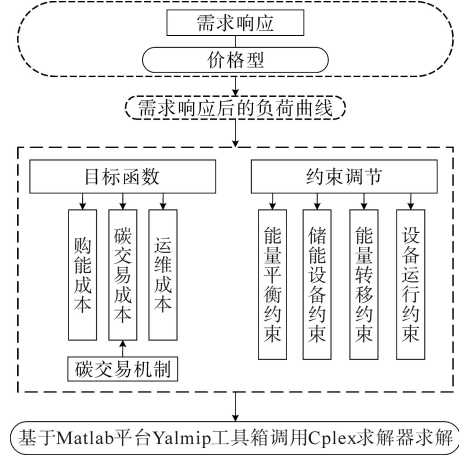


图2 求解示意图

Fig.2 Solution diagram

4 算例分析

4.1 算例分析基础数据

为了验证本文所提 MEG 优化模型在经济运行、碳减排及削峰填谷的有效性, 本文基于文献 [14, 19] 中设备机制参数, 对光伏、风机和负荷预测数据等进行仿真分析。由于冬季工况与夏季工况的优化运行调度模式类似, 只是用户负荷量有所变化, 所以本文只对典型用户负荷的预测曲线进行了仿真分析。风、光出力预测如图 3 所示, 多元负荷预测曲线如图 4 所示, 分时电价和分时气价如图 5 所示, MEG 内部设备参数如表 1 所示。

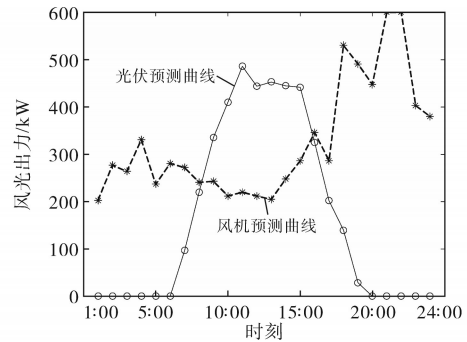


图3 风电、光伏预测出力曲线

Fig.3 Wind power and photovoltaic forecasting curves

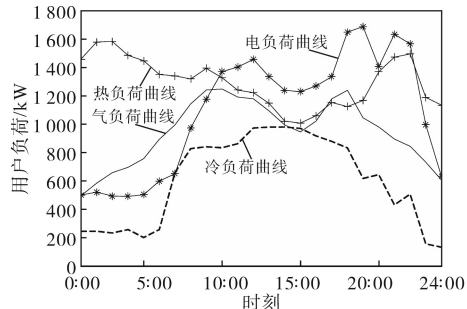


图4 典型日各种负荷预测值

Fig.4 Load forecasting curves of typical users

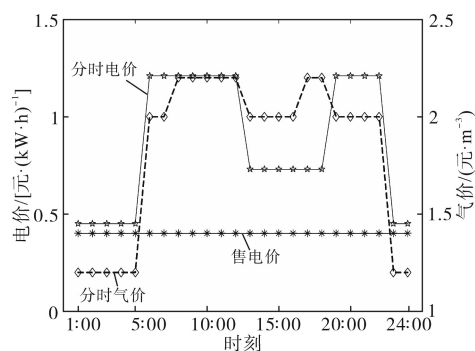


图5 分时电价与气价

Fig.5 Time of use electricity price and gas price

表1 设备参数

Tab.1 Parameters of devices

微源	运行功率上限/ kW	运行功率下限/ kW	运维价格/ (元·kW ⁻¹)
风机	600	20	0.045
光伏	500	20	0.01
燃气轮机	600	100	0.04
蓄热槽	1 500	3 000	0.02
蓄电池	1 600	400	0.045
吸收式制冷机	400	50	0.01
	500(制冷)	30	
冰蓄冷空调	300(制冰)	30	0.03
	120(融冰)	20	
电锅炉	500	50	0.02
燃气锅炉	1 000	200	0.03

4.2 不同调度模型对仿真结果的影响分析

为了验证本文所提MEG模型优势,设置了以下3种方案进行仿真分析。方案1:含P2G设备和多源储能的MEG,不考虑综合需求响应和碳交易机制;方案2:基于方案1,考虑综合需求响应,不考虑碳交易机制;方案3:基于方案2,考虑碳交易机制。不同方案下的优化调度结果如表2所示。

表2 不同方案下的成本对比

Tab.2 Cost comparison under different schemes

方案	总成本/ 元	交互 成本/元	运维 成本/元	碳交易 成本/元	碳排 放量/kg
1	18 853.30	1 456.20	17 457.10	—	14 349.96
2	17 058.88	920.92	16 137.97	—	12 905.04
3	15 540.57	791.34	16 164.44	-1 415.25	12 871.25

4.2.1 方案1和方案2的对比分析

相比于方案1,方案2进一步考虑了用户负荷的综合需求响应模式,MEG通过电/气价的变化,促使用户根据自身习惯调节用能策略,在电/气价高峰时段,将用能负荷转移到电/气价低谷时段,从而降低了MEG设备的供能压力,并达到削

峰填谷的效果,平滑负荷曲线。由表2可知,相比方案1,方案2中MEG总成本下降了1 794.42元,MEG总碳排放量下降了10.07%。

4.2.2 方案2和方案3的对比分析

相比于方案2,方案3考虑了碳交易机制,即考虑了MEG中天然气消耗产生的碳排放量以及电网购能产生的碳排放量,由于天然气消耗产生的碳排放量小于其对应的碳排放配额,故可将富余的配额在碳交易市场中出售,产生经济效益,增大系统内部出力,减少从外部大电网的购电量,进一步降低系统的成本。由表2可知,相比方案2,方案3总成本下降了1 518.31元,其中系统的购能成本增加了,交互成本下降了,碳排放量呈下降趋势。

4.3 电、热、冷、气调度结果分析

本文所提出的MEG优化运行方案(方案3)的电、热、冷、气4种能源优化后的调度结果如图6~图9所示。

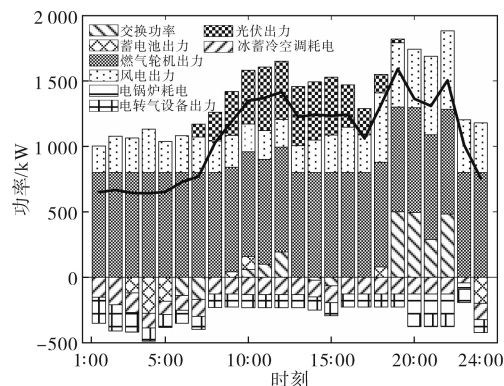


图6 各设备电出力

Fig.6 Power output of each equipment

图6表明,在电价低谷时段,用户耗电量较低,此时电负荷主要由GT和WT满足,富余的电能通过ISAC和P2G设备转换成冷能和气能,或者对蓄电池进行充电;在平时段,用户电负荷处于平值时段,此时电负荷主要由GT,WT和PV提供,不足的部分需要从外部电网购电补充;在谷时段,用户耗电量处于高峰期,用户电负荷除了由GT,PV和WT出力提供之外,还需要通过蓄电池放电和外购电量进行补充。

图7表明,在23:00—次日6:00时段热负荷处于高峰时期,主要通过GB和WHB提供,不足的部分通过蓄热槽补充;在7:00—9:00和15:00—17:00时段热负荷处于谷段,AR开始运作,用来提供冷能;在10:00—4:00和18:00—22:00时段,EB也开始运作为热负荷提供热量。

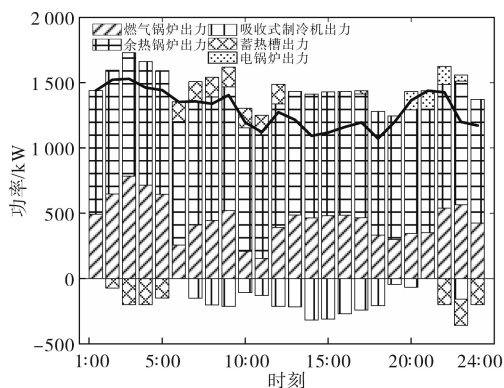


图7 各设备热出力

Fig.7 Heat output of each equipment

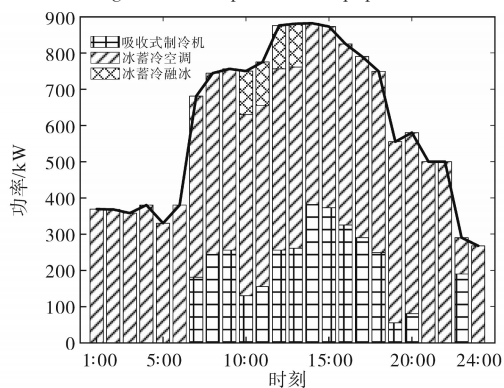


图8 各设备冷出力

Fig.8 Cold output of each equipment

图8表明,在23:00—次日6:00时段冷负荷由ISAC提供;在7:00—9:00和15:00—17:00时段冷负荷由ISAC和AR提供;在10:00—14:00和18:00—22:00时段,冷负荷主要由ISAC和AR提供,不足的部分通过ISAC的融冰模式补充。

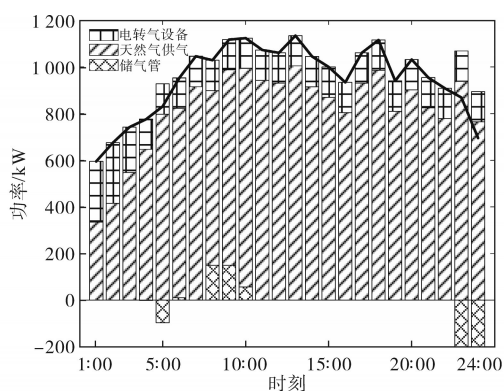
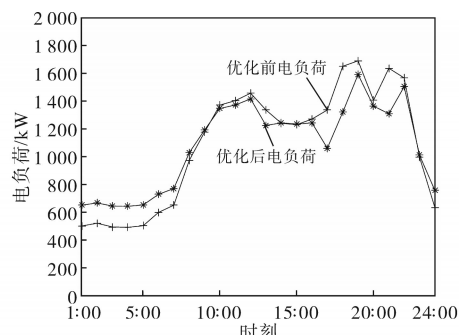


图9 各设备气出力

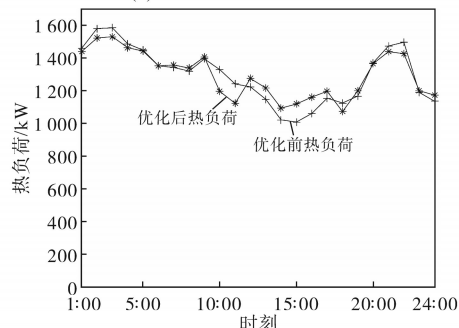
Fig.9 Gas output of each equipment

图9表明,在23:00—次日6:00时段气价较低,故系统进行储气;在7:00—9:00和15:00—17:00时段气负荷通过购气和P2G设备满足,不足由储气罐继续提供;在10:00—14:00和18:00—22:00时段,气负荷由P2G设备和储气罐以及向气网购气提供。

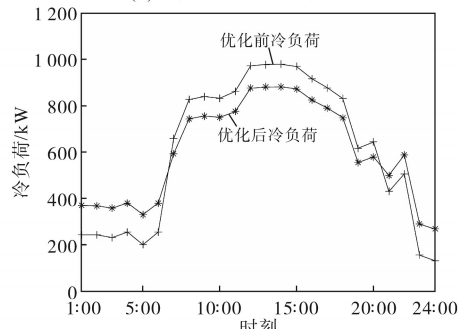
图10为MEG需求响应前、后用户的电、热、冷及气负荷曲线。



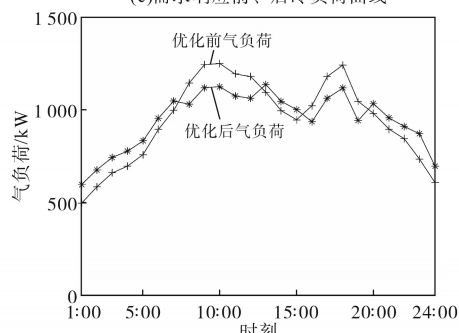
(a)需求响应前、后电负荷曲线



(b)需求响应前、后热负荷曲线



(c)需求响应前、后冷负荷曲线



(d)需求响应前、后气负荷曲线

图10 综合需求响应前、后用户用能曲线

Fig.10 User energy consumption curves before and after integrated demand response

从图10可以看出,用户负荷峰谷差明显降低,分别下降了5.9%,3.4%,10%和9.13%。在分时电/气价格激励下,用户改变了其用电/气习惯,平滑了用户负荷曲线。针对不同人群对温度的适应范围,建立冷、热负荷需求响应机制,经优化后,同

样表现出削峰填谷的作用。由此可见,本文所提优化模型能够有效地平滑用户的多种负荷曲线。

5 结论

在电、热、冷、气多能耦合的微能源网中,为提升新能源消纳,节能降碳,提升能源的耦合互补性,平滑负荷曲线,本文提出基于碳交易机制下的考虑综合需求响应的微能源网优化模型,通过对不同场景算例仿真对比分析,可得出以下结论:

1)引入分时电/气价激励可促进用户改变自身用能习惯,能够进一步达到削峰填谷的效果,可进一步提升风电、光伏等可再生能源的消纳,减少微能源网的运行成本。

2)考虑电、热、冷、气负荷的弹性变化,其可作为柔性负荷参与微能源网的需求调度响应,可以有效降低负荷的峰谷差,并且提升微能源网的经济性和环保性。

3)考虑碳交易机制,采用经济手段促使各企业积极加入碳交易市场,主动降低自身碳排放量,从而降低企业成本,保护自然环境。

参考文献

- [1] 康重庆. 能源互联网促进实现“双碳”目标[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(3): 205-206.
KANG Chongqing. Energy internet promotes the achievement of carbon peak and neutrality targets[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 205-206.
- [2] LI Peng, WANG Zixuan, WANG Nan, et al. Stochastic robust optimal operation of community integrated energy system based on integrated demand response[J]. International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2021, 128: 106735.
- [3] 孙亮, 杜琳, 陈厚合. 电-气互联系统中考虑经济性的电转气工程选址多准则优化[J]. 太阳能学报, 2018, 39(4): 900-908.
SUN Liang, DU Lin, CHEN Houhe. Multi-criteria optimization of location selection for electricity-to-gas project considering economical efficiency in electricity-gas interconnection system [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(4): 900-908.
- [4] AMERI M, BESHARATI Z. Optimal design and operation of district heating and cooling networks with CCHP systems in a residential complex[J]. Energy and Buildings, 2016, 110: 135-148.
- [5] 陈灵敏, 吴杰康, 唐惠玲, 等. 考虑可再生能源消纳的CCHP微能源网优化配置模型[J]. 电力工程技术, 2019, 38(5): 121-129.
CHEN Lingmin, WU Jiekang, TANG Huiling, et al. Optimal configuration model of CCHP micro-energy network considering renewable energy consumption[J]. Electric Power Engineering Technology, 2019, 38(5): 121-129.
- [6] MARTINEZ-MARES A, FUERTE-ESQUIVEL C R. Aunified gas and power flow analysis in natural gas and electricity coupled networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(5): 2156-2166.
- [7] 杨志鹏. 含冷热电联供和储能的微能源网优化调度研究[D]. 济南: 山东大学, 2019.
YANG Zhipeng. Research on optimal scheduling of micro-energy network with combined cooling, heating and power and energy storage[D]. Jinan: Shandong University, 2019.
- [8] 王蓉, 赵斌, 刘文章, 等. 考虑高比例新能源消纳的微能源网日前经济调度[J]. 现代电力, 2022, 39(2): 236-245.
WANG Rong, ZHAO Bin, LIU Wenzhang, et al. Day-ahead economic dispatch of micro-energy grid considering high proportion of renewable energy consumption[J]. Modern Electric Power, 2022, 39(2): 236-245.
- [9] 赵有林, 邱晓燕, 赵长枢, 等. 考虑电转气精细化模型的气电联合微网日前优化调度[J]. 电气传动, 2021, 51(11): 68-74.
ZHAO Youlin, QIU Xiaoyan, ZHAO Changshu, et al. Day ahead optimal scheduling of microgrid in gas-electricity combined system considering refined model of power to gas[J]. Electric Drive, 2021, 51(11): 68-74.
- [10] ZHAI Jingjing, WU Xiaobei, ZHU Xiaoje, et al. Low carbon economic dispatch of regional integrated energy system considering load uncertainty[C]//34rd Youth Academic Annual Conference of Chinese Association of Automation (YAC), Jinzhou, China, 2019: 642-647.
- [11] 杨秀, 柴梓轩, 刘方, 等. 考虑热动态和碳交易的电-气-热综合能源系统协调调度[J]. 电测与仪表, 2021, 58(11): 49-58.
YANG Xiu, CHAI Zixuan, LIU Fang, et al. Coordinated scheduling of electricity-gas-heat integrated energy system considering thermal dynamics and carbon trading[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(11): 49-58.
- [12] 崔杨, 邓贵波, 王铮, 等. 计及碳交易的光热电站与风电系统低碳经济调度策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(9): 232-239.
CUI Yang, DENG Guibo, WANG Zheng, et al. Low-carbon economic scheduling strategy for power system with concentrated solar power plant and wind power considering carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 232-239.
- [13] 崔杨, 周慧娟, 崔成伟, 等. 考虑降低碳排放的多源微网经济调度方法[J]. 东北电力大学学报, 2021, 41(3): 85-92.
CUI Yang, ZHOU Huijuan, CUI Chengwei, et al. Economic scheduling of multi-source microgrid considering carbon emissions reduction[J]. Journal of Northeast Electric Power University, 2021, 41(3): 85-92.
- [14] 邱彬, 宋绍鑫, 王凯, 等. 计及需求响应和阶梯型碳交易机制的区域综合能源系统优化运行[J]. 电力系统及其自动化学报, 2022, 34(5): 87-95, 101.
QIU Bin, SONG Shaoxin, WANG Kai, et al. Optimal operation of regional integrated energy system considering demand re-

- sponse and ladder-type carbon trading mechanism[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2022, 34(5): 87-95, 101.
- [15] 代贤忠, 韩新阳, 靳晓凌. 需求响应参与电力平衡的成本效益评估方法[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 170-177.
DAI Xianzhong, HAN Xinyang, JIN Xiaoling. Cost-benefit assessment method for demand response participation in power balance[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 170-177.
- [16] 黄文轩, 刘道兵, 李世春, 等. 双碳目标下含 P2G 与需求响应的综合能源系统双层优化[J]. 电测与仪表, 2022, 59(11): 8-17.
HUANG Wenxuan, LIU Daobing, LI Shichun, et al. Two-level optimization of integrated energy system with P2G and demand response under dual carbon objective[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(11): 8-17.
- [17] 王仕炬, 刘天琪, 何川, 等. 基于舒适度的需求响应与碳交易的园区综合能源经济调度[J]. 电测与仪表, 2022, 59(11): 1-7.
WANG Shiju, LIU Tianqi, HE Chuan, et al. Comfort demand response and carbon trading based comprehensive energy economic dispatching in industrial parks[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(11): 1-7.
- [18] 李鹏, 吴迪凡, 李雨薇, 等. 基于综合需求响应和主从博弈的多微网综合能源系统优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
LI Peng, WU Difan, LI Yuwei, et al. Optimal dispatch of multi-microgrids integrated energy system based on integrated demand response and stackelberg game[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(4): 1307-1321, 1538.
- [19] 尹硕, 张鹏, 杨萌, 等. 计及需求侧响应的综合能源系统多时间尺度优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(11): 35-42.
YIN Shuo, ZHANG Peng, YANG Meng, et al. Multi-time scale optimal scheduling of integrated energy systems considering demand-side response[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2020, 32(11): 35-42.
- 收稿日期: 2022-03-06
修改稿日期: 2022-03-17
- ~~~~~
- (上接第 18 页)
- [12] SHANG L, LI P, LI Z. Low voltage ride through control method of photovoltaic grid-connected inverter based on model current predictive control[C]//2018 Chinese Control and Decision Conference (CCDC), 2018: 5209-5214.
- [13] 姜惠兰, 王邵辉, 贾燕琪, 等. 基于定子电流微分前馈控制的双馈异步风力发电机低电压穿越复合控制策略[J]. 高电压技术, 2021, 47(1): 198-204.
JIANG Huilan, WANG Shaohui, JIA Yanqi, et al. Low-voltage ride-through compound control strategy of doubly-fed induction generator based on stator current differential feedforward control[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(1): 198-204.
- [14] 孙丽玲, 王艳娟. 基于 Crowbar 串联电容的双馈风机低电压穿越综合控制策略[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2089-2095.
SUN Liling, WANG Yanjuan. LV ride through control strategy of doubly fed induction generator based on Crowbar series capacitor[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2089-2095.
- [15] 张谦, 李凤婷, 蒋永梅, 等. 提高直驱永磁风机低电压穿越能力的控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(6): 62-67.
ZHANG Qian, LI Fengting, JIANG Yongmei, et al. Comprehensive control strategy for improving low-voltage ride-through capability of permanent magnet synchronous generator[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(6): 62-67.
- [16] WEISE B. Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability[J]. IET Renewable Power Generation, 2015, 9(1): 25-36.
- [17] 阮新波, 王学华, 潘冬华, 等. LCL 型并网逆变器的控制技术[M]. 北京: 科学出版社, 2015.
RUAN Xinbo, WANG Xuehua, PAN Donghua, et al. Control technology of LCL grid connected inverter[M]. Beijing: Science Press, 2015.
- 收稿日期: 2021-11-08
修改稿日期: 2022-02-14