

考虑碳捕集与综合需求响应互补的综合能源系统优化调度

齐先军¹, 蒋中琦¹, 张晶晶¹, 华玉婷²

(1. 合肥工业大学 新能源利用与节能安徽省重点实验室, 安徽 合肥 230009;
2. 合肥综合性国家科学中心能源研究院(安徽省能源实验室), 安徽 合肥 230031)

摘要:能源产业是当前碳排放的主要来源,实现“双碳”目标亟需能源产业提高碳减排力度。基于此背景,提出一种阶梯型碳交易机制下源荷低碳互补的综合能源系统优化调度方法。分析源侧碳捕集与负荷侧综合需求响应的低碳互补机理;引入阶梯型碳交易机制,以综合能源系统运行总成本最小为目标建立源荷低碳互补的优化调度模型;求解模型时,为应对风力发电的不确定性,采用序列运算理论将风电的概率分布离散化,将机会约束转化为确定性约束。通过算例分析验证了所提调度模型在不同碳交易机制下都能优化电热负荷曲线,提高风电消纳水平和减少碳排放量,并且该模型在阶梯型碳交易机制下具有更好的低碳经济性。

关键词:综合能源系统;碳捕集;综合需求响应;风电消纳;阶梯型碳交易机制

中图分类号:TM73;TK01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202208026

0 引言

全球变暖已经成为人类社会面临的重大问题之一,发展低碳经济对可持续发展具有重要意义。火力发电是当前碳排放的主要来源,其碳排放量占总量的1/3以上^[1],因此,“双碳”背景下,发展可再生能源发电和燃气发电以取代燃煤发电的重要性日益凸显。燃气电厂相较于燃煤电厂具有更高的发电效率和更低的碳排放强度,在我国得到迅速发展。预计到2035年,燃气电厂在我国的装机容量将达到2.4 GW。本文对含有风机和燃气机组的综合能源系统(integrated energy system, IES)低碳经济调度展开研究,通过源侧和负荷侧的协同实现节能减排、降低成本的目标。

随着能源互联网理念的兴起,将电网与天然气网、热网等其他能源形式的网络耦合而构造 IES 成为研究热点。热电联产(combined heat and power, CHP)机组作为 IES 的重要组成部分,有效提高了能源利用率,但仍然受到传统“以热定电”的运行限制^[2],导致碳排放量难以降低。在源侧降低 IES 碳排放可以从如下2个层面展开:第一,从技术角度,引入碳捕集装置和新能源发电机组;第二,从政策角度,设立碳交易机制引导清洁能源机组多发电。从技术角度,碳捕集与封存(carbon capture and storage, CCS)技术是实现碳中和目标的关键手段^[3]。

收稿日期:2022-03-10;修回日期:2022-07-07

在线出版日期:2022-08-19

基金项目:合肥综合性国家科学中心能源研究院资助项目(21KZS211);高等学校学科创新引智计划资助项目(BP0719039)
Project supported by the Institute of Energy of Hefei Comprehensive National Science Center(21KZS211) and the “111” Project(BP0719039)

目前国内首套天然气电厂碳捕集工业级示范装置已经在大唐国际北京高井热电厂成功投产^[4]。随着清洁能源发电比例的提高,其较强的不确定性也使得系统的等效负荷峰谷差增大,加剧电网调峰压力和火电机组承担的备用压力,使高碳机组开机时长无法减少,严重制约新能源的消纳能力^[5]。高碳机组加装碳捕集装置可以有效降低碳排放量和消纳新能源,因此综合考虑新能源不确定性与碳捕集电厂特性成为一种低碳经济调度的新思路^[6]。从政策角度,自2011年10月我国7个省市开展碳排放权交易试点以来,研究表明在低碳调度中引入碳交易机制能有效降低碳排放量^[7]。研究人员针对固定碳价的碳交易机制进行改进,构建了阶梯型碳交易机制,通过每个区间逐步增长的碳价进一步限制了碳排放量^[8-10]。关于负荷侧低碳方式的研究主要聚焦于需求响应。文献[11]在源侧引入碳捕集装置,在负荷侧引入电负荷需求响应,探讨源荷两侧低碳特性互补的原理和优势。文献[12]提出将电负荷需求响应与碳交易相结合的调度方式,结果表明在碳交易机制下通过价格型需求响应调节负荷,可有效减少碳排放量。文献[13]提出将热负荷需求响应与储热装置相结合的优化调度方式,验证了该方法有助于减少负荷峰值和优化生产。

目前的研究主要集中于分析单一能源系统引入碳捕集或电负荷需求响应的调度情况,其存在如下2个问题:第一,目前多数文献使用碳价固定的传统碳交易机制,未充分挖掘碳交易市场的引导价值;第二,随着CHP的发展,电与热的结合日渐紧密,热负荷的变动对于热电厂调度也具有一定的影响,少有文献对碳捕集热电厂与综合需求响应的源荷配合进行详细验证,探究其在不同碳交易机制下的低碳表现。

因此,本文提出一种阶梯型碳交易机制下源荷低碳互补的 IES 优化调度方法。首先,定性分析源侧的碳捕集与负荷侧综合需求响应相结合的低碳机理,引入阶梯型碳交易机制。然后,以调度周期内 IES 运行总成本最小为目标函数建立优化调度模型,通过机会约束规划确定备用容量以应对风电不确定性。并采用商业优化软件 CPLEX 进行求解。最后,通过算例分析验证了在不同的碳交易机制下,源荷低碳互补的调度模型都能优化电热负荷曲线,提高风电消纳水平和减少碳排放量,阶梯型碳交易机制、碳捕集与综合需求响应相结合能更好地满足 IES 经济性和低碳性的要求。

1 源荷低碳互补原理与模型

1.1 源荷低碳互补系统结构介绍

系统内新能源发电仅考虑风电,系统结构如图 1 所示。为了降低碳排放量,在源侧燃气 CHP 机组加装碳捕集装置;为了实现热能时移和增加风电消纳空间,配置储热装置和电锅炉;在负荷侧引入电热负荷综合需求响应以优化负荷曲线。

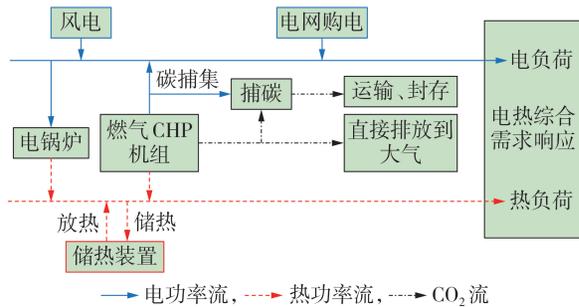


图 1 IES 结构图

Fig.1 Structural diagram of IES

1.2 源侧碳捕集与辅助装置模型及协调配合原理

1.2.1 燃气 CHP 机组碳捕集模型

采用燃烧后捕集技术和烟气分流式运行可以控制烟气旁路系统,使部分烟气进入吸收塔进行捕集,调整捕集能耗和净出力的分配可以控制 CO₂ 捕集量。

CHP 机组在燃气发电的过程中,可以利用余热回收装置对外供热,使得整个系统的经济性能和效率得到提升^[13],模型如下:

$$\begin{cases} P_{\text{CHP},t}^e = P_{\text{gi},t} \eta_{\text{GT}}^e \\ P_{\text{CHP},t}^h = P_{\text{gi},t} \eta_{\text{GT}}^h \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{gi},t}$ 为 t 时段第 i 台燃气 CHP 机组消耗的天然气的功率; $P_{\text{CHP},t}^e$ 、 $P_{\text{CHP},t}^h$ 分别为 t 时段第 i 台燃气 CHP 机组输出电功率和热功率; η_{GT}^e 、 η_{GT}^h 分别为燃气 CHP 机组气转电和气转热的效率。

改造为碳捕集电厂后,燃气 CHP 机组总输出功

率包括净输出功率与碳捕集能耗两部分。其中,碳捕集能耗包括固定能耗和运行能耗,运行能耗和捕碳量有关。碳捕集模型如下:

$$E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{total}} = e_g (\varphi P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^h) \Delta t \quad (2)$$

$$E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}} = \eta_{\text{CHP},t} E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{total}} \quad (3)$$

$$P_{\text{CHP},t}^{\text{R}} = \lambda_{\text{CHP}}^{\text{cap}} E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}} / \Delta t \quad (4)$$

$$P_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}} = P_{\text{CHP},t}^{\text{R}} + P_{\text{CHP}}^{\text{B}} \quad (5)$$

$$P_{\text{CHP},t}^{\text{e,J}} = \begin{cases} P_{\text{CHP},t}^e & \text{机组无碳捕集} \\ P_{\text{CHP},t}^e - P_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}} & \text{机组含碳捕集} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{total}}$ 为 t 时段第 i 台燃气 CHP 机组总碳排放量; e_g 为燃气 CHP 机组单位能量的碳排放强度; φ 为燃气 CHP 机组电功率折算成热功率的折算系数^[9]; Δt 为单位时段时长,取 1 h; $E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}}$ 为 t 时段第 i 台装设碳捕集装置的燃气 CHP 机组捕集的碳排放量; $\eta_{\text{CHP},t}$ 为 t 时段第 i 台装设碳捕集装置的燃气 CHP 机组的碳捕集率; $P_{\text{CHP},t}^{\text{R}}$ 为 t 时段第 i 台装设碳捕集装置的燃气 CHP 机组捕碳造成的运行能耗; $\lambda_{\text{CHP}}^{\text{cap}}$ 为捕集单位 CO₂ 的能耗; $P_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}}$ 为 t 时段第 i 台装设碳捕集装置的燃气 CHP 机组捕碳造成的总能耗; $P_{\text{CHP}}^{\text{B}}$ 为碳捕集固定能耗; $P_{\text{CHP},t}^{\text{e,J}}$ 为 t 时段第 i 台燃气 CHP 机组净出力。

1.2.2 储热模型

储热模型如下:

$$E_{t+1}^{\text{HSS}} = E_t^{\text{HSS}} + \left(H_{\text{CH},t}^{\text{HSS}} \eta_{\text{CH}}^{\text{HSS}} - \frac{H_{\text{DC},t}^{\text{HSS}}}{\eta_{\text{DC}}^{\text{HSS}}} \right) \Delta t \quad (7)$$

$$E_{\text{min}}^{\text{HSS}} \leq E_t^{\text{HSS}} \leq E_{\text{max}}^{\text{HSS}} \quad (8)$$

$$E_{24}^{\text{HSS}} = E_1^{\text{HSS}} \quad (9)$$

$$\begin{cases} 0 \leq H_{\text{DC},t}^{\text{HSS}} \leq H_{\text{DC},\text{max}}^{\text{HSS}} \\ 0 \leq H_{\text{CH},t}^{\text{HSS}} \leq H_{\text{CH},\text{max}}^{\text{HSS}} \end{cases} \quad \forall t \quad (10)$$

式中: E_t^{HSS} 为 t 时段储热装置的储热量; $H_{\text{CH},t}^{\text{HSS}}$ 、 $H_{\text{DC},t}^{\text{HSS}}$ 分别为 t 时段储热装置的充、放热功率; $\eta_{\text{CH}}^{\text{HSS}}$ 、 $\eta_{\text{DC}}^{\text{HSS}}$ 分别为储热装置的充、放热效率; $E_{\text{max}}^{\text{HSS}}$ 、 $E_{\text{min}}^{\text{HSS}}$ 分别为储热装置存储容量上、下限; E_1^{HSS} 、 E_{24}^{HSS} 分别为一个调度周期始、末的存储热量; $H_{\text{CH},\text{max}}^{\text{HSS}}$ 、 $H_{\text{DC},\text{max}}^{\text{HSS}}$ 分别为储热装置的充、放热功率上限。

1.2.3 电锅炉模型

电锅炉在风电高发时期工作,利用风电产热,同时也降低了燃气 CHP 机组承担的电热耦合出力,进一步扩大风电供给电负荷的空间。电锅炉运行模型如下:

$$H_{\text{eb},t} = \eta_{\text{eb}} P_{\text{eb},t} \quad (11)$$

$$0 \leq H_{\text{eb},t} \leq H_{\text{eb}} \quad (12)$$

式中: $P_{\text{eb},t}$ 为 t 时段电锅炉的耗电功率; $H_{\text{eb},t}$ 为 t 时段电锅炉的产热功率; H_{eb} 为电锅炉的额定供热功率; η_{eb} 为电锅炉性能系数。

1.3 负荷侧电热负荷综合需求响应模型

在负荷侧电负荷需求响应中联合热负荷需求响应,可以充分挖掘热负荷的调节能力,平滑电热负荷曲线,弱化电和热相反的峰谷特性。

1.3.1 电负荷需求响应

电力负荷分为固定负荷和柔性负荷。电力柔性负荷根据需求响应的特点分为可时移负荷和可中断负荷 2 种类型^[15]。电负荷建模如下:

$$P_t^{\text{DR}} = P_t^{\text{L}} + P_t^{\text{TSL}} - P_t^{\text{IL}} \quad (13)$$

式中: P_t^{L} 、 P_t^{DR} 分别为 t 时段需求响应前、后的电负荷; P_t^{TSL} 为 t 时段可时移电负荷,移入该时段为正,移出为负; P_t^{IL} 为 t 时段可中断电负荷。

可时移负荷的特点是用电总量不变,用电时间可灵活改变,具体描述如下:

$$P_{t,\min}^{\text{TSL}} \leq P_t^{\text{TSL}} \leq P_{t,\max}^{\text{TSL}} \quad (14)$$

$$\sum_{t=1}^T P_t^{\text{TSL}} = 0 \quad (15)$$

式中: $P_{t,\max}^{\text{TSL}}$ 、 $P_{t,\min}^{\text{TSL}}$ 分别为 t 时段可时移电负荷上、下限; T 为一个周期总时段数。

可中断负荷是在电力紧张或电价高的时期,用户可以中断的部分负荷,以缓解供电压力,其可描述为:

$$0 \leq P_t^{\text{IL}} \leq P_{t,\max}^{\text{IL}} \quad (16)$$

式中: $P_{t,\max}^{\text{IL}}$ 为 t 时段可中断负荷最大值。

1.3.2 热负荷需求响应

引入可时移热负荷概念,热负荷建模如下:

$$H_t^{\text{DR}} = H_t^{\text{L}} + H_t^{\text{TSL}} \quad (17)$$

式中: H_t^{L} 、 H_t^{DR} 分别为 t 时段需求响应前、后的热负荷; H_t^{TSL} 为 t 时段可时移热负荷,移入该时段为正,移出为负。

可时移热负荷满足如下约束:

$$0 \leq H_t^{\text{TSL}} \leq H_{t,\max}^{\text{TSL}} \quad (18)$$

$$\sum_{t=1}^T H_t^{\text{TSL}} = 0 \quad (19)$$

式中: $H_{t,\max}^{\text{TSL}}$ 为 t 时段可时移热负荷上限。

1.4 源荷低碳互补实现原理

仅在源侧 CHP 机组进行碳捕集改造会在电负荷高峰期暴露明显缺陷:在此期间燃气机组发电产生的碳排放量较大,高供电需求使得机组无法调用更多能量捕捉过多的 CO_2 ,能提供的旋转备用容量也急剧减小,此时机组难以承担风电不确定性造成的备用压力,不利于系统稳定性。为解决此问题,需要需求响应对负荷曲线削峰填谷,减少峰荷时期 CHP 机组的工作压力。

低碳总目标主要从两方面实现:消纳风电和减少碳排放。改造后风电高发期的风电消纳量增加原理和负荷高峰期的碳排放量减少原理见附录 A 图

A1。在风电高发期,源侧碳捕集与辅助装置降低了原机组净出力,以此扩大风电消纳量;负荷侧综合需求响应弱化了风电反调峰特性,用风电满足从其他时段转移来的负荷需求。在负荷高峰期,源侧碳捕集直接减少碳排放量;负荷侧综合需求响应通过削峰填谷将原本负荷峰时大量的 CO_2 转移到谷时进行捕集,减轻燃气机组生产压力,间接减少碳排放量。

2 阶梯型碳交易机制

监管部门对 IES 发放免费的碳排放权配额,当 IES 产生的碳排放低于该配额时,可以出售剩余配额获得盈利,反之则需要购买超额部分的配额。传统碳交易机制的单位碳配额价格是固定的,约束碳排放的能力有限;阶梯型碳交易机制划分了多个碳排放区间,碳排放量超出碳配额越多,对应区间的碳交易单价越高。

碳排放源为燃气 CHP 机组,碳捕集装置捕捉其中的部分 CO_2 并封存起来。一个调度周期内的系统(含 N_g 台燃气 CHP 机组)实际碳排放量 E_{CO_2} 计算公式如下:

$$E_{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{total}} - E_{\text{CHP},t}^{\text{CO}_2,\text{cap}}) \quad (20)$$

碳配额计算公式如下:

$$E_c = \delta_h \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} (\varphi P_{\text{CHP},t}^e + P_{\text{CHP},t}^h) \Delta t \quad (21)$$

式中: E_c 为一个调度周期内的碳配额; δ_h 为碳排放配额系数。

阶梯型碳交易成本计算公式如下:

$$C_{\text{CT}} = \begin{cases} c_0(E_{\text{CO}_2} - E_c) & 0 \leq E_{\text{CO}_2} \leq E_c \\ c_1(E_{\text{CO}_2} - E_c) & E_c < E_{\text{CO}_2} \leq E_c + v_1 \\ c_1 v_1 + c_2(E_{\text{CO}_2} - E_c - v_1) & E_c + v_1 < E_{\text{CO}_2} \leq E_c + v_2 \\ c_1 v_1 + c_2(v_2 - v_1) + c_3(E_{\text{CO}_2} - E_c - v_2) & E_{\text{CO}_2} > E_c + v_2 \end{cases} \quad (22)$$

式中: C_{CT} 为一个调度周期内的碳交易成本; c_0 为出售多余碳配额的价格; c_1 、 c_2 、 c_3 为递增的区间碳交易价格; v_1 、 v_2 分别为碳排放量在第一区间、第二区间的上限。

3 IES 源荷互补优化调度模型

3.1 风力发电概率模型

研究表明风速服从 Weibull 分布, t 时段风速的概率密度函数 $f_w(v_t)$ 计算方法见附录 B 式(B1), t 时段风力发电输出功率 P_t^w 为不确定量,其与实际风速 v_t 之间的关系见附录 B 式(B2),由式(B1)和式(B2)可以推导出风电出力概率密度函数 $f_o(P_t^w)$ ^[16],计算

方法见附录B式(B3)和式(B4)。

3.2 目标函数

IES总运行成本由IES从电网购电成本、燃气机组产电产热及提供备用的成本、碳交易成本、运输封存CO₂成本、弃风惩罚成本、调用可中断电负荷补偿成本组成。

$$\min F = \min(C_b + C_g + C_{CT} + C_{TY} + C_w + C_{IL}) \quad (23)$$

式中： F 为调度模型总成本； C_b 为IES从电网购电成本； C_g 为燃气CHP机组产电产热及提供备用的成本； C_{CT} 为碳交易成本，见式(22)； C_{TY} 为运输封存CO₂成本； C_w 为弃风惩罚成本； C_{IL} 为调用可中断负荷的补偿成本。

IES从电网购电成本如下：

$$C_b = \sum_{t=1}^T c_t^b P_t^b \Delta t \quad (24)$$

式中： c_t^b 为 t 时段电价； P_t^b 为 t 时段从电网购电功率。

燃气CHP机组产电产热及提供备用的成本如下：

$$C_g = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} \left(\frac{P_{g,i,t} \Delta t}{Q_{gas}} \lambda_t^g + C_i^{open} S_{i,t} + r_{g,i} R_{CHP,i,t} \Delta t \right) \quad (25)$$

式中： Q_{gas} 为天然气低热值； λ_t^g 为 t 时段天然气价格； C_i^{open} 为第 i 台燃气CHP机组开机成本； $S_{i,t}$ 为 t 时段第 i 台燃气CHP机组的开机变量； $r_{g,i}$ 为第 i 台燃气CHP机组备用成本； $R_{CHP,i,t}$ 为 t 时段第 i 台燃气CHP机组的备用容量。

运输封存CO₂成本如下：

$$C_{TY} = \sigma_{ty} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} E_{CHP,i,t}^{CO_2, cap} \quad (26)$$

式中： σ_{ty} 为运输封存单位CO₂的价格。

弃风惩罚成本如下：

$$C_w = \sum_{t=1}^T K_w P_{wq,t} \Delta t \quad (27)$$

$$P_{wq,t} = E(P_t^w) - P_{w,t} - P_{eb,t} \quad (28)$$

式中： K_w 为单位弃风量惩罚成本； $P_{wq,t}$ 为 t 时段弃风功率； $E(P_t^w)$ 为 t 时段风电出力期望值，计算方式见4.1节； $P_{w,t}$ 为 t 时段风电供给电负荷功率。

调用可中断负荷的补偿成本如下：

$$C_{IL} = \sum_{t=1}^T K_{IL} P_t^{IL} \Delta t \quad (29)$$

式中： K_{IL} 为调用单位可中断电负荷的补偿系数。

3.3 约束条件

1) 电热功率平衡约束。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{CHP,i,t}^{e,j} + P_{w,t} + P_t^b = P_t^{DR} \quad (30)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{CHP,i,t}^h + H_{DC,t}^{HSS} - H_{CH,t}^{HSS} + H_{eb,t} = H_t^{DR} \quad (31)$$

2) 燃气CHP机组约束。

a) 运行约束：机组的出力上下限约束及爬坡速率约束见附录B式(B5)–(B8)。

b) 碳捕集约束见式(2)–(6)。

3) 储热约束见式(7)–(10)。

4) 电锅炉约束见式(11)、(12)。

5) 风电出力约束。

$$0 \leq P_{w,t} + P_{eb,t} \leq E(P_t^w) \quad (32)$$

6) 旋转备用约束。

由于含有风电随机变量，备用容量是不确定的约束条件，采用机会约束规划来处理不确定问题。

$$P_{rob} \left\{ \sum_{i=1}^{N_g} R_{CHP,i,t} \geq E(P_t^w) - P_t^w \right\} \geq \alpha \quad (33)$$

式中： $P_{rob}\{\cdot\}$ 为求事件 $\{\cdot\}$ 发生的概率； α 为人为设置的置信度，可以平衡经济性和可靠性。4.2节将此机会约束转化为确定性约束。

7) 电热负荷需求响应约束。

电负荷需求响应约束见式(13)–(16)，热负荷需求响应约束见式(17)–(19)。

4 模型求解方法

4.1 风电出力的概率序列化处理

利用序列运算理论^[17]将风电出力的概率密度函数离散化后，机会约束可转化为确定性约束。

概率序列的一般形式可以表示为：

$$\sum_{i=0}^{N_a} a(i) = 1, \quad a(i) \geq 0 \quad (34)$$

式中： N_a 为一般形式下的概率序列长度，本文概率序列长度 $N_{a,t}$ 如式(35)所示。

$$N_{a,t} = \left\lceil \frac{P_{max,t}^w}{q} \right\rceil \quad (35)$$

式中： $\lceil \cdot \rceil$ 表示取整； q 为离散步长； $P_{max,t}^w$ 为 t 时段最大可能风电出力。离散化得到的概率序列一共有 $N_{a,t} + 1$ 个状态，其中第 $u_{a,t}$ ($u_{a,t} = 0, 1, \dots, N_{a,t}$)个状态的风电出力为 $u_{a,t}q$ ，该出力状态对应的概率序列为 $a(u_{a,t})$ 。根据风电出力的概率密度函数 $f_o(P_t^w)$ 可以得到相应的概率序列 $a(u_{a,t})$ 为：

$$a(u_{a,t}) = \begin{cases} \int_0^{q/2} f_o(P_t^w) dP_t^w & u_{a,t} = 0 \\ \int_{u_{a,t}q - q/2}^{u_{a,t}q + q/2} f_o(P_t^w) dP_t^w & 0 < u_{a,t} < N_{a,t} \\ \int_{u_{a,t}q - q/2}^{u_{a,t}q} f_o(P_t^w) dP_t^w & u_{a,t} = N_{a,t} \end{cases} \quad (36)$$

由概率序列可以求得 t 时段风电出力期望 $E(P_t^w)$ 为：

$$E(P_t^w) = \sum_{u_{a,t}=0}^{N_{a,t}} u_{a,t} q a(u_{a,t}) \quad (37)$$

4.2 机会约束的处理

为了处理机会约束式(33)，引入一个0-1变量

$\omega_{u_{a,t}}$,计算公式如下:

$$\omega_{u_{a,t}} = \begin{cases} 1 & \sum_{i=1}^{N_g} R_{\text{CHP}_{i,t}} \geq E(P_t^W) - u_{a,t}q \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad \forall t, u_{a,t} = 0, 1, \dots, N_{a,t} \quad (38)$$

式(38)表示在任一时段 t ,若总备用容量不小于风电出力与其期望值的差值则 $\omega_{u_{a,t}}=1$,否则 $\omega_{u_{a,t}}=0$,从而将机会约束转化为确定性约束。

结合风电出力概率序列,可将式(33)转化为式(39)。

$$\sum_{u_{a,t}=0}^{N_{a,t}} \omega_{u_{a,t}} a(u_{a,t}) \geq \alpha \quad (39)$$

由于式(38)所示的表达式与混合整数线性规划的解决方案格式不兼容,用式(40)代替式(38)。

$$\left(\sum_{i=1}^{N_g} R_{\text{CHP}_{i,t}} - E(P_t^W) + u_{a,t}q \right) / \tau \leq \omega_{u_{a,t}} \leq 1 + \left(\sum_{i=1}^{N_g} R_{\text{CHP}_{i,t}} - E(P_t^W) + u_{a,t}q \right) / \tau \quad \forall t, u_{a,t} = 0, 1, \dots, N_{a,t} \quad (40)$$

式中: τ 为一个极大的正数。

式(39)、(40)可以代替式(33),将备用容量的机会约束转化成确定性约束,以使用CPLEX编程求解混合整数线性规划。

5 算例分析

为验证所提调度模型的有效性,以华北某地区冬季IES为例进行仿真分析。

5.1 测试系统设置

IES从上级电网的购电价格见附录C表C1,风机相关参数参考文献[16],共设置2台燃气CHP机组,仅在燃气机组1上加装碳捕集设备,燃气机组2不做改造,电热功率折算系数 φ 为1.66。移入、移出电负荷的最大功率分别设定为各时段电负荷需求的10%、20%,可中断电负荷的最大功率设定为各时段电负荷需求的15%,移入、移出热负荷的最大功率分别设定为各时段热负荷需求的10%、20%。系统其他参数及碳交易阶梯价格见附录C表C2,燃气CHP机组参数见附录C表C3。

一个调度周期内,风电期望出力、电负荷需求、热负荷需求见附录C图C1。

5.2 IES最优调度计划

本节分析IES供电、供热系统的最优调度计划,具体如图2所示,一个周期内碳捕集和电锅炉的运行情况见附录C图C2,碳捕集量及各阶梯碳排放量情况见附录C图C3。

图2(a)展示了IES供电系统最优运行策略,结合

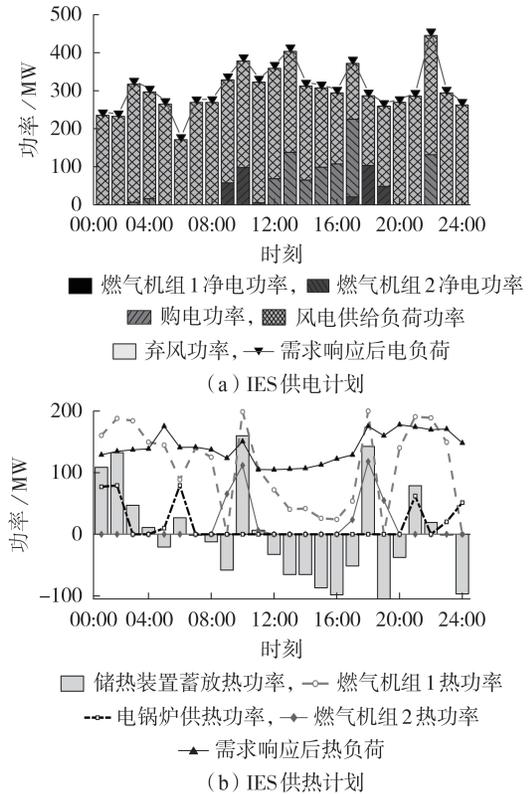


图2 IES优化调度结果

Fig.2 Optimal dispatching results of IES

图2可见,在电价较高时段(08:00—11:00、16:00—19:00时段)IES通过增加燃气机组2出力、降低碳捕集功率以减少电网购电量,提高IES的经济性。电负荷需求与电价都较低、热负荷较高的时段(00:00—03:00、21:00—24:00时段),碳捕集功率相对较高,能够增大捕碳量,降低燃气机组的净电功率,在捕集 CO_2 的同时给风电提供上网空间,保障IES的低碳性。由于只有燃气机组1加装了碳捕集装置,碳捕集功率全由其提供,因此其净电功率近乎为0。此外,调度周期内弃风功率始终为0,这说明风电被IES系统100%消纳。燃气机组备用容量分配见附录C图C4。

图2(b)展示了IES供热系统最优运行策略,储能装置蓄放热功率取值为正表示蓄热,取值为负表示放热。从图中可以看出,在电价较高时段(08:00—11:00、16:00—19:00时段),IES热负荷需求由2台燃气机组共同承担,并为储热装置蓄热。结合附录C图C1所示的电热负荷曲线可见,在电热负荷峰谷矛盾时段(00:00—06:00、11:00—17:00、20:00—24:00时段)主要由电锅炉与储热装置供热,具体分析可知,09:00—10:00时段和17:00—18:00时段的原始电负荷需求较高、热负荷需求较低,燃气机组为满足供电需求,所发电量和热量都较大,因此综合需求响应提高了该时段内的热负荷,并且储热装置在此时将多余的热量存储起来,以便在接下来的电热负荷

峰谷矛盾时段放热缓解燃气机组生产压力;夜间风电高发时段电锅炉消耗风电供热,减少燃气机组承担的热电耦合功率,进一步促进风电的消纳,实现热量在时间上的转移。由附录C图C3可见碳排放量被有效控制在第一阶梯和第二阶梯内。

5.3 不同碳交易机制下的源荷低碳互补性分析

为了进一步分析碳交易机制、碳捕集和综合需求响应对 IES 运行的影响,本节设置了8种场景,传统碳交易机制(即采用固定碳价的碳交易机制)的碳交易价格设置为400元/t,场景设置如表1所示,表中“√”表示考虑,“×”表示不考虑,各场景具体调度结果见附录C表C4。

表1 不同场景设置

Table 1 Setting of different scenarios

考虑因素	场景1	场景2	场景3	场景4	场景5	场景6	场景7	场景8
传统碳交易机制	√	√	√	√	×	×	×	×
阶梯型碳交易机制	×	×	×	×	√	√	√	√
碳捕集	×	√	×	√	×	√	×	√
综合需求响应	×	×	√	√	×	×	√	√

5.3.1 碳捕集的作用

表2展示了考虑碳捕集前、后的调度结果对比,结合表C4可知,源侧加装碳捕集装置能显著降低碳排放量和弃风量。这是由于燃气机组生产出的部分电功率用于捕集CO₂,机组净出力降低,从而增加了风电消纳空间。虽然分出部分电功率捕碳会使得在电负荷高峰期必须加大电网购电量和燃气机组发电量,造成这两方面成本的增加,但是碳交易成本的剧减使得总成本降低,说明碳捕集在保证低碳性之外还能提高系统的经济性。

表2 考虑碳捕集前、后的调度结果对比

Table 2 Comparison of dispatching results between before and after considering carbon capture

调度结果	场景2 vs 场景1	场景4 vs 场景3	场景6 vs 场景5	场景8 vs 场景7
实际碳排放量变化率/%	-40.84	-61.47	-43.63	-64.37
弃风量变化率/%	-70.73	-100	-70.73	-100
总成本变化率/%	-6.60	-9.12	-13.75	-14.55

注:百分数表示“vs”前的场景相比“vs”后的场景各项指标变化的百分比(“-”表示减少,“+”表示增加),均以“vs”后的场景为参考值,后同。

5.3.2 综合需求响应作用

表3展示了考虑综合需求响应前、后的调度结果对比,结合表C4可知,综合需求响应能显著降低弃风量,对于实际碳排放量的减少效果不如碳捕集明显。这是由于综合需求响应的本质是根据各时段生产电热的成本高低重新制定负荷曲线,由于风电高发期供电成本低廉,供热成本也因为电锅炉利用

风电产热而相对较低,系统会将可时移的电热负荷移入这些时段,尽可能消纳风电,并且高电价时段部分负荷移出或中断,从而大幅减少电网购电量,使得总成本降低,验证了综合需求响应的经济性。

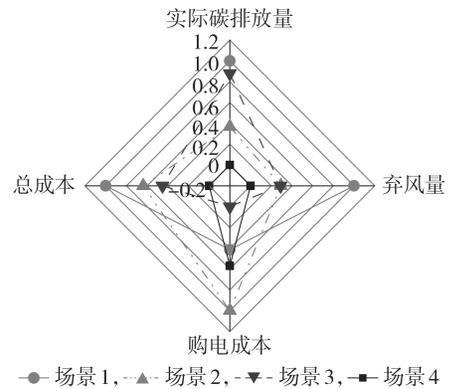
表3 考虑综合需求响应前、后的调度结果对比

Table 3 Comparison of dispatching results between before and after considering integrated demand response

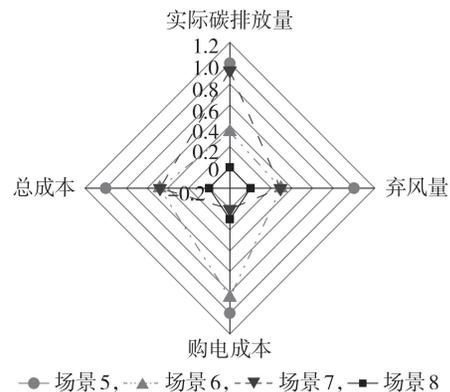
调度结果	场景3 vs 场景1	场景4 vs 场景2	场景7 vs 场景5	场景8 vs 场景6
实际碳排放量变化率/%	-7.88	-40.01	-4.65	-39.74
弃风量变化率/%	-70.97	-100	-70.97	-100
总成本变化率/%	-9.98	-12.42	-13.83	-14.63

5.3.3 源荷低碳方式互补性分析

图3为2种碳交易机制下不同场景的对比图,每个指标对应的数据已做归一化处理。由图3及上述对于碳捕集与综合需求响应单独作用的效果分析可知:碳捕集的优势在于显著降低碳排放量,缺陷在于高峰期燃气轮机运行压力较大,购电成本过大;综合需求响应的优势在于优化负荷曲线,降低购电成本,缺陷在于碳排放量降低效果微弱,碳交易成本居高不下。而将两者结合起来的明显更优。场景4相比场景3总成本降低了9.12%,场景2相比场景1



(a) 传统碳交易机制下的场景对比



(b) 阶梯型碳交易机制下的场景对比

图3 不同碳交易机制下的场景对比

Fig.3 Comparison of scenarios under different carbon trading mechanisms

总成本降低了6.60%,并且弃风和碳排放降低效果均不如前一组好,这是由于场景3和场景4均考虑了综合需求响应,相比场景1和场景2下的负荷曲线得到了优化,缓解了负荷高峰期需要大量从电网购电的问题,因此总成本降低得更显著,并且使这些时段有余力加大碳捕集功率,充分吸收因燃气机组出力增加而增大的碳排放量,更符合低碳环保的要求。同理,场景8相比场景7的提升效果比场景6相比场景5更好。说明在2种不同的碳交易机制下,碳捕集和综合需求响应都存在相似的互补性质,将二者结合起来可以发现:燃气机组出力虽然比原先大幅增加,但实际碳排放量与总成本反而降低了,验证了本文的互补模型在保障可靠供电的基础上具备显著的减碳、消纳风电、控制成本的效果。

在以上8种场景中,场景8下的碳排放量、弃风量和总成本均为最低,说明将阶梯型碳交易机制、源侧碳捕集与负荷侧综合需求响应相结合能在保障电热功率可靠供应的前提下提高运行的灵活性,有效激发系统的低碳经济潜能。

5.4 综合需求响应的效果分析

为更详细地阐述综合需求响应的效果,本节分析了其对电、热负荷曲线和IES运行结果的影响。

图4展示了考虑综合需求响应前、后电热负荷曲线对比。从图4(a)可以看出,综合需求响应对电负荷具有明显的削峰填谷作用,通过在电负荷较高

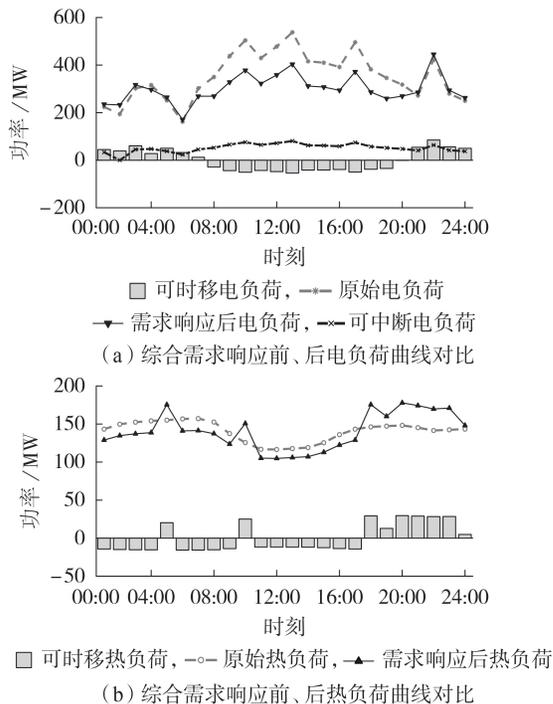


图4 综合需求响应前、后电热负荷曲线对比

Fig.4 Comparison of electric and heating load curves between before and after considering integrated demand response

时段(06:00—20:00时段)移出和中断部分电负荷,可以降低IES用电峰荷。图4(b)显示综合需求响应使热负荷向两侧移动,热负荷在04:00—05:00、09:00—10:00、17:00—18:00、19:00—24:00时段比原先显著增加,结合图2(b)发现这与电锅炉和燃气机组出力较高的时段重合,这是由于优化后较多的可时移热负荷移入供能成本较低的风电高发时段,由电锅炉供给;燃气机组在09:00—10:00、17:00—18:00时段因为较大的供电和碳捕集需求而电出力增加,CHP机组的电热耦合特性使得热出力同步增加,热负荷需求响应提高了该时段热负荷。由上述分析可见,电热负荷综合需求响应不仅将电热负荷都适当移入风电充沛时段,并且缓解了电热负荷各自的峰谷特性在时间上的矛盾。

为验证本文所提综合需求响应策略相比单一电负荷或热负荷需求响应的优越性,设置如下4种调度方案进行对比分析:

方案1,不考虑电热负荷需求响应;

方案2,仅考虑热负荷需求响应,不考虑电负荷需求响应;

方案3,仅考虑电负荷需求响应,不考虑热负荷需求响应;

方案4,同时考虑电、热负荷需求响应。

4种方案下的运行结果对比如图5所示,图5的数据处理方法同图3。分析图5可知,与方案1相比,考虑综合需求响应的方案4实际碳排放量有效降低了39.73%,实现弃风完全消纳,总成本有效降低了14.63%。仅考虑热负荷需求响应的方案2弃风量未发生明显变化,总成本略有减少。仅考虑电负荷需求响应的方案3比方案1碳排放量降低了37.97%,弃风完全消纳,总成本降低了14.59%。分析表明,考虑综合需求响应可以有效降低IES总成本和碳排放量、弃风量,此外,电负荷需求响应对IES的影响明显大于热负荷需求响应的影响,弃风量和碳排放的减少主要依靠前者实现,但如果将电热结合起来减碳效果会更好。

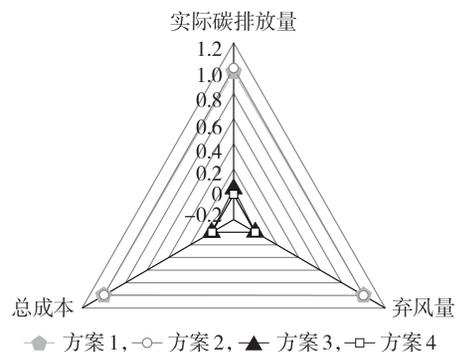


图5 需求响应方案对IES调度的影响

Fig.5 Impact of demand response scheme on IES dispatching

6 结论

本文提出一种考虑阶梯型碳交易下源荷低碳互补的IES优化调度方法,通过阶梯型碳交易和源侧碳捕集、负荷侧综合需求响应的配合实现系统灵活调度,增强系统的低碳经济性,通过算例分析得到如下结论。

1)场景对比分析凸显了源侧碳捕集与负荷侧综合需求响应各自的优缺点:碳捕集的优势在于显著降低碳排放量,缺陷在于负荷高峰期燃气轮机运行压力较大,购电成本过大;综合需求响应的优势在于优化负荷曲线,降低购电成本,缺陷在于碳排放量降低效果微弱,碳交易成本居高不下。由此可见两者是互补的。

2)本文所提调度模型将源侧碳捕集与负荷侧综合需求响应相结合,验证了两者在不同碳交易机制下都具有相似的特征及互补性质,两者相结合使得燃气机组出力增加的情况下,实际碳排放量反而降低,从而使IES在保障供电可靠性的基础上具备良好的低碳经济性,并且该模型在阶梯型碳交易下的成本、风电消纳量、碳排放量都是最优的。

3)综合需求响应不完全是对电热负荷削峰填谷,其本质是将电热负荷适当地转移到风电充沛时段以提高风电消纳量,降低供能成本,并且缓解了电热负荷各自的峰谷特性在时间上的矛盾。电负荷需求响应对于IES的影响比热负荷需求响应更显著,然而单一的电负荷或者热负荷需求响应降低碳排放量和成本的能力均不如综合需求响应。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

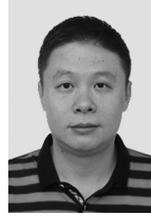
- [1] 喻小宝,郑丹丹,杨康,等. “双碳”目标下能源电力行业的机遇与挑战[J]. 华电技术,2021,43(6):21-32.
YU Xiaobao, ZHENG Dandan, YANG Kang, et al. Opportunities and challenges faced by energy and power industry with the goal of carbon neutrality and carbon peak[J]. Huadian Technology, 2021, 43(6): 21-32.
- [2] 裴哲义,王新雷,董存,等. 东北供热机组对新能源消纳的影响分析及热电解耦措施[J]. 电网技术,2017,41(6):1786-1792.
PEI Zheyi, WANG Xinlei, DONG Cun, et al. Analysis of impact of CHP plant on renewable energy accommodation in Northeast China and thermoelectric decoupling measures[J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 1786-1792.
- [3] WEE J H. A review on carbon dioxide capture and storage technology using coal fly ash[J]. Applied Energy, 2013, 106: 143-151.
- [4] 黄忠源,李进,安洪光,等. 燃烧后CO₂捕获与燃气-蒸汽联合循环机组热力能源整合研究[J]. 中国电机工程学报,2017,37(9):2644-2652.
HUANG Zhongyuan, LI Jin, AN Hongguang, et al. Study on the thermal energy integration of post-combustion CO₂ capture in natural gas combined cycle plant[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(9): 2644-2652.
- [5] YARAMASU V, WU B, SEN P C, et al. High-power wind energy conversion systems: state-of-the-art and emerging technologies[J]. Proceedings of the IEEE, 2015, 103(5): 740-788.
- [6] 周任军,孙洪,唐夏菲,等. 双碳量约束下风电-碳捕集虚拟电厂低碳经济调度[J]. 中国电机工程学报,2018,38(6):1675-1683.
ZHOU Renjun, SUN Hong, TANG Xiafei, et al. Low-carbon economic dispatch based on virtual power plant made up of carbon capture unit and wind power under double carbon constraint[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1675-1683.
- [7] 周迪,刘奕淳. 中国碳交易试点政策对城市碳排放绩效的影响及机制[J]. 中国环境科学,2020,40(1):453-464.
ZHOU Di, LIU Yichun. Impact of China's carbon emission trading policy on the performance of urban carbon emission and its mechanism[J]. China Environmental Science, 2020, 40(1): 453-464.
- [8] 陈锦鹏,胡志坚,陈颖光,等. 考虑阶梯式碳交易机制与电制氢的综合能源系统热电优化[J]. 电力自动化设备,2021,41(9):48-55.
CHEN Jinpeng, HU Zhijian, CHEN Yingguang, et al. Thermoelectric optimization of integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and electric hydrogen production[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(9): 48-55.
- [9] 张晓辉,刘小琰,钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报,2020,40(19):6132-6142.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [10] 崔杨,曾鹏,仲悟之,等. 考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):10-17.
CUI Yang, ZENG Peng, ZHONG Wuzhi, et al. Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(3): 10-17.
- [11] 崔杨,邓贵波,赵钰婷,等. 考虑源荷低碳特性互补的含风电电力系统经济调度[J]. 中国电机工程学报,2021,41(14):4799-4815.
CUI Yang, DENG Guibo, ZHAO Yuting, et al. Economic dispatch of power system with wind power considering the complementarity of low-carbon characteristics of source side and load side[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(14): 4799-4815.
- [12] 卢志刚,郭凯,闫桂红,等. 考虑需求响应虚拟机组和碳交易的含风电电力系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2017,41(15):58-65.
LU Zhigang, GUO Kai, YAN Guihong, et al. Optimal dispatch of power system integrated with wind power considering virtual generator units of demand response and carbon trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15): 58-65.
- [13] CAPONE M, GUELPA E, MANCÒ G, et al. Integration of storage and thermal demand response to unlock flexibility in district multi-energy systems[J]. Energy, 2021, 237: 121601.
- [14] 魏震波,黄宇涵,高红均,等. 含电转气和热电解耦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 Yuhan, GAO Hongjun, et al. Joint economic scheduling of power-to-gas and thermoelectric decoupling CHP in regional energy internet[J]. Power System Tech-

nology, 2018, 42(11):3512-3520.

- [15] MA K, YAO T, YANG J, et al. Residential power scheduling for demand response in smart grid[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2016, 78:320-325.
- [16] LI Y, WANG C, LI G, et al. Improving operational flexibility of integrated energy system with uncertain renewable generations considering thermal inertia of buildings[J]. Energy Conversion & Management, 2020, 207:112526.
- [17] 金鹏, 艾欣, 许佳佳. 基于序列运算理论的孤立微电网经济运行模型[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25):52-59.
JIN Peng, AI Xin, XU Jiajia. An economic operation model for isolated microgrid based on sequence operation theory[J].

Proceedings of the CSEE, 2012, 32(25):52-59.

作者简介:



齐先军

齐先军(1977—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统可靠性、新能源规划及调度运行(**E-mail**:qxj_216@163.com);

蒋中琦(1998—),女,硕士研究生,主要研究方向为综合能源系统调度(**E-mail**:hfutjiangzhongqi@163.com)。

(编辑 李玮)

Optimal dispatching of integrated energy system considering complementation of carbon capture and integrated demand response

QI Xianjun¹, JIANG Zhongqi¹, ZHANG Jingjing¹, HUA Yuting²

(1. Anhui Province Key Laboratory of Renewable Energy Utilization and Energy Saving, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China;

2. Institute of Energy, Hefei Comprehensive National Science Center, Hefei 230031, China)

Abstract: Energy industry is the main source of the carbon emission at present, it is urgent for the energy industry to reduce its carbon emission to meet the “dual carbon” goal. Based on the background, an optimal dispatching method for the integrated energy system with source-load low-carbon complementation under the ladder-type carbon trading mechanism is proposed. The low-carbon complementary mechanism of source-side carbon capture and load-side integrated demand response is analyzed. The ladder-type carbon trading mechanism is then introduced, and the optimal dispatching model with source-load low-carbon complementation is built, which takes the minimum overall operating cost of integrated energy system as the objective. To deal with the uncertainty of wind power generation when solving the model, the sequence calculation theory is adopted to discrete the probability distribution of wind power, so that the chance constraint is transformed into the deterministic constraint. Case study analysis verifies that the proposed dispatching model can optimize the electric and heating load curves under different carbon trading mechanisms, improve the consumption level of wind power and reduce carbon emissions, and the model has better low-carbon economic characteristics under the ladder-type carbon trading mechanism.

Key words: integrated energy system; carbon capture; integrated demand response; wind power consumption; ladder-type carbon trading mechanism

附录 A

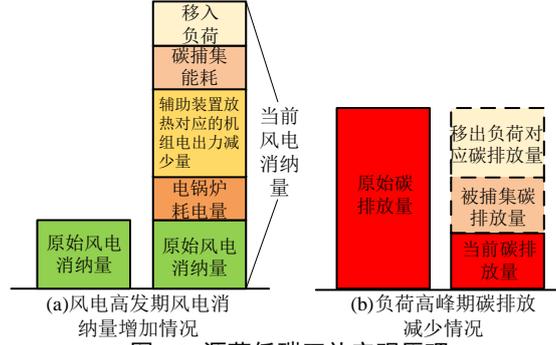


图 A1 源荷低碳互补实现原理

Fig.A1 Realization principle of source-load low-carbon complementation

附录 B

此处给出具体的概率风力发电模型。

风速服从 Weibull 分布， t 时段风速的概率密度函数如下：

$$f_w(v_t) = (k_t / \gamma_t)(v_t / \gamma_t)^{k_t - 1} \exp[-(v_t / \gamma_t)^{k_t}] \quad (B1)$$

式中： $f_w(v_t)$ 为 t 时段风速的概率密度函数； v_t 为 t 时段实际风速； k_t 为形状系数，描述了 t 时段风速概率密度函数的形状； γ_t 为尺度系数，反映 t 时段的平均风速。

风力发电输出功率与实际风速之间的关系可以描述为：

$$P_t^W(v_t) = \begin{cases} 0 & v_t < v_{in}, v_t > v_{out} \\ \frac{v_t - v_{in}}{v_* - v_{in}} P_* & v_{in} \leq v_t < v_* \\ P_* & v_* \leq v_t < v_{out} \end{cases} \quad (B2)$$

式中： P_t^W 为 t 时段风力发电输出功率，为不确定量； v_{in} 为切入风速； v_{out} 为切出风速； v_* 为额定风速； P_* 为风机额定输出功率。

根据式(B1)、(B2)可以推导出风电出力概率密度函数为^[16]：

$$f_o(P_t^W) = \begin{cases} (k_t h v_{in} / \gamma_t P_*) \left[((1 + h P_t^W / P_*) v_{in}) / \gamma_t \right]^{k_t - 1} \times \exp \left\{ - \left[((1 + h P_t^W / P_*) v_{in}) / \gamma_t \right]^{k_t} \right\}, P_t^W \in [0, P_*] \\ 0, P_t^W > P_* \end{cases} \quad (B3)$$

$$h = (v_* / v_{in}) - 1 \quad (B4)$$

燃气 CHP 机组运行约束如下：

$$P_{CHP_i, \min}^c \leq P_{CHP_i, t}^c + R_{CHP_i, t} \leq P_{CHP_i, \max}^c \quad (B5)$$

$$\begin{cases} P_{CHP_i, t}^c - P_{CHP_i, t-1}^c \leq U_{i, t} r_{CHP_i}^u \\ P_{CHP_i, t-1}^c - P_{CHP_i, t}^c \leq U_{i, t-1} r_{CHP_i}^d \end{cases} \quad (B6)$$

$$R_{CHP_i, t} \leq r_{CHP_i}^u \quad (B7)$$

$$\begin{cases} 0 \leq S_{i, t} + Z_{i, t} \leq 1 \\ U_{i, 1} = S_{i, 1} \\ -U_{i, t} + S_{i, t} - Z_{i, t} + U_{i, t-1} = 0 \end{cases} \quad (B8)$$

式中： $P_{CHP_i, \min}^c$ 、 $P_{CHP_i, \max}^c$ 分别为第 i 台燃气 CHP 机组电出力下限和出力上限； $r_{CHP_i}^u$ 、 $r_{CHP_i}^d$ 分别为第 i 台燃气 CHP 机组上、下坡爬坡速率； $U_{i, t}$ 为第 i 台燃气 CHP 机组 t 时段运行状态， $U_{i, t} = 1$ 表示开机状态， $U_{i, t} = 0$ 表示关机状态； $Z_{i, t}$ 为普通二元变量，用来构建式(B6)所示的状态变量和开机变量之间的约束关系。

附录 C

表 C1 电网分时电价
Table C1 Time-of-use price

时段	具体时间	电价[元 · (kW · h) ⁻¹]
峰时段	08:00-12:00, 18:00-22:00	1.206
平时段	06:00-08:00, 12:00-18:00	0.825
谷时段	01:00-06:00, 22:00 至次日 01:00	0.4425

表 C2 系统参数
Table C2 Parameters of the system

参数	数值	参数	数值
K_w	200 元/(MW · h)	η_{GT}^e	0.35
K_{IL}	350 元/(MW · h)	η_{GT}^h	0.4
η_{CH}^{HSS}	1	e_g	1.07 t / (MW · h)
η_{DC}^{HSS}	1	δ_b	0.7 t / (MW · h)
$P_{CH,max}^{HSS}$	160MW	c_1	300 元/t
$P_{DC,max}^{HSS}$	160MW	c_2	450 元/t
E_{max}^{HSS}	400MW	c_3	700 元/t
H_{eb}	80MW	c_0	300 元/t
η_{eb}	0.99	σ_{ty}	5 元/t
Q_{gas}	0.00997 MW · h/m ³	λ_{CHP}^{cap}	0.269 MW · h/t
λ_r^g	2.67 元/m ³	P_{CHP}^B	5 MW · h
V_1	100t	V_2	400t

表 C3 燃气 CHP 机组参数
Table C3 Parameters of CHP units

组号	$P_{CHPi,max}^c$ /MW	$P_{CHPi,min}^c$ /MW	r_{CHPi}^u /MW	r_{CHPi}^d /MW	C_i^{open} /元	r_{gt} / [元 · (kW · h) ⁻¹]
1	200	50	150	150	100	40
2	300	50	150	150	160	40

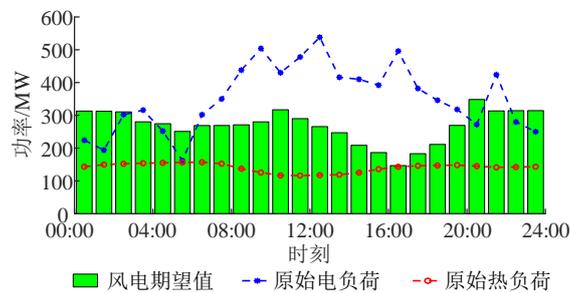


图 C1 IES 基础数据
Fig.C1 Basic data of IES

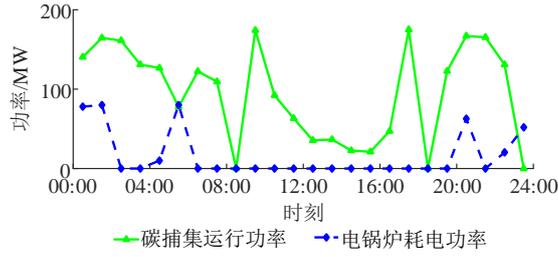


图 C2 碳捕集运行功率及电锅炉耗电功率

Fig.C2 Power consumption of the carbon capture device and electric boiler

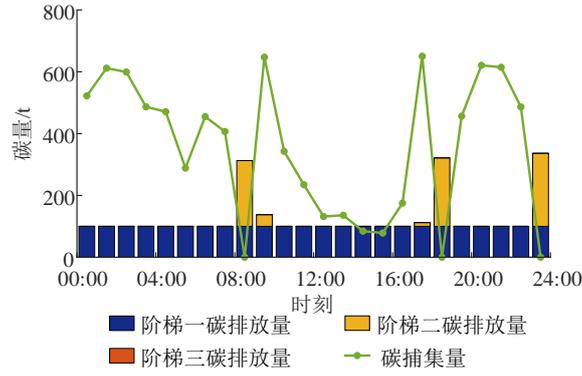


图 C3 捕碳量及各阶梯碳排放量

Fig.C3 Amount of carbon captured and carbon emission of each ladder

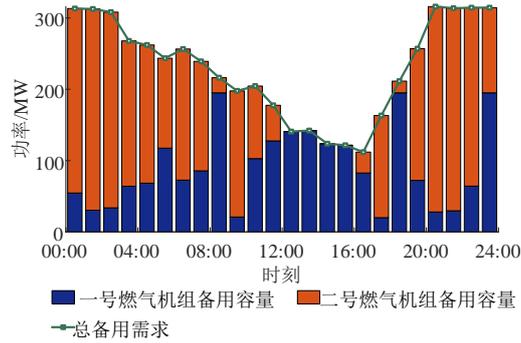


图 C4 备用容量最优分配

Fig.C4 Optimal distribution of reserve capacity

表 C4 不同场景调度结果

Table C4 Dispatch results in different scenarios

场景	1	2	3	4	5	6	7	8
弃风量/MW	193.8475	56.7300	56.2675	0	193.8475	56.7300	56.2675	0
实际碳排放量/t	10933	6468.45	10071.52	3880.47	10068.47	5676.08	9600.05	3420.52
碳交易成本/元	4253199	2467382	3908610	1432188	4163040	2059235	3825024	1044233
购电成本/元	657394	1349089	167074	840271	1444891	1310100	542905	630800
燃气机组运行成本/元	1551545	2221162	1342350	2575344	1341474	2616091	1227652	2993349
碳运输封存成本/元	0	23158.3	0	35884.4	0	30595.9	0	42503.1
弃风惩罚成本/元	38769.5	11346	11253.5	0	38769.5	11346	11253.5	0
中断负荷补偿成本/元	0	0	422730	434570	0	0	414540	434570
总成本/元	6500908	6072136	5852019	5318257	6988174	6027369	6021375	5145456