

## 考虑灵活爬坡产品的能源枢纽低碳经济调度

朱西平<sup>1</sup>, 罗健<sup>1</sup>, 李姿霖<sup>1</sup>, 姚显億<sup>1</sup>, 刘明航<sup>1</sup>, 文红<sup>2</sup>

(1. 西南石油大学 电气信息学院, 四川 成都 610500; 2. 电子科技大学 航空航天学院, 四川 成都 611731)

**摘要:**在碳达峰、碳中和与能源互联网背景下,能源枢纽成为碳减排的重要环节。随着能源枢纽中可再生能源渗透率不断提高,对能源枢纽爬坡能力提出了挑战。对此,提出了考虑灵活爬坡产品(FRP)的能源枢纽调度模型;将碳交易机制引入调度模型中,基于碳排放权配额与碳交易价格建立考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度模型。针对低碳经济调度模型中碳排放量不确定性问题,采用信息间隙决策理论(IGDT)来模拟碳排放量不确定性,建立考虑FRP的能源枢纽IGDT低碳经济调度模型。最后,通过IEEE 34节点系统的算例分析,验证了所提模型的有效性,同时研究了碳交易价格、FRP价格、预期部署概率、模型规避系数对调度结果的影响。

**关键词:**能源枢纽;碳交易;灵活爬坡产品;信息间隙决策理论;低碳经济调度

**中图分类号:**TM 73;TK 01

**文献标志码:**A

**DOI:**10.16081/j.epae.202204050

### 0 引言

在碳达峰、碳中和背景下,低碳可持续是未来能源系统的发展方向。风能、光伏等可再生能源将成为未来能源系统的重要能源,但随着可再生能源渗透率不断提高,其波动性、随机性给能源基础设施调度带来了巨大挑战。可再生能源反调峰出力、短时净负荷快速增加等问题会造成能源系统灵活调节资源短缺,甚至导致大规模弃风、弃光现象<sup>[1]</sup>,而传统调频与备用辅助服务无法很好地应对这一问题。

为此,美国加州独立系统运营商与美国中西部电力运营商提出了灵活爬坡产品(flexible ramping product, FRP)的概念来缓解灵活调节资源短缺问题<sup>[2]</sup>。自FRP提出以来便得到学术界广泛关注。文献[3]概述了FRP的基本概念、均衡模型与研究方向。而对于FRP调度的研究,已有一些研究成果。文献[4]提出了基于分布鲁棒优化的灵活爬坡备用调度方法;文献[5]提出了储能系统参与能源和FRP联合市场的随机调度模型;文献[6]提出了考虑FRP需求确定、虚拟竞标曲线的市场出清模型,以提高可再生能源消纳能力。上述研究从FRP需求不确定性、经济性等方面进行调度,但都是基于单一能量流的FRP调度,并未考虑到多种能量流下的FRP调度。

能源互联网中的能源枢纽耦合了电、气、热等多种形式的能源。相较于电力市场仅由火电机组、水电机组、储能设备单一提供FRP,能源枢纽能由电、气、热等多种能源设备协同提供FRP,具有效率高、提供FRP速度快等优点。文献[7]提出了FRP在联合运行市场机制下的多主体互动决策模型,证明FRP能促进可再生能源消纳与增强系统运行灵活性;文献[8]在电、气联合能源系统中基于鲁棒方法调度FRP;文献[9]基于间隔鲁棒优化研究能源枢纽运行中的FRP调度。上述研究均证明FRP能够有效降低系统运行成本和风电出力不确定性对能源枢纽的影响,但文献[8]所提模型直接将机组爬坡容量作为FRP,未考虑因机组将爬坡容量用于提供FRP时的机组出力调整情况;文献[9]所提模型未考虑热电联产(combined heat and power, CHP)机组可运行区域(feasible operating region, FOR)对运行成本、灵活爬坡备用调度的影响。文献[10]研究了电、热系统参与能源和FRP联合市场的出清模型,但未考虑FRP在日前市场与实时市场的部署情况。同时以上研究鲜有考虑能源枢纽调度FRP时辅以碳交易机制,达到碳减排目的。而能源互联网作为未来能源系统低碳转型的重要手段与实现碳达峰、碳中和目标的巨大助力,研究其如何通过经济调度FRP解决灵活资源短缺问题,同时达到碳减排的目的,具有重要价值与意义。

基于此,本文提出了考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度模型,实现既降低枢纽运行成本,又降低碳排放量的目标。在FRP调度方面,能源枢纽中CHP机组、火电机组、储能设备分别基于FOR、机组爬坡能力、充放电状态来提供FRP,并考虑因机组提供FRP时的出力调整,同时引入日前市场与实时市场部署概率构建机会成本与风险成本。在碳减排方

收稿日期:2021-07-14;修回日期:2021-10-04

在线出版日期:2022-04-19

基金项目:国家重点研发计划项目(2018YFB0904900, 2018YFB0904905);四川省科技计划项目(2020YFN0019);四川省科技服务业示范项目(2019GFW150)

Project supported by the National Key R&D Program of China(2018YFB0904900, 2018YFB0904905), the Science and Technology Plan Program of Sichuan Province(2020YFN0019) and the Science and Technology Service Demonstration Program of Sichuan Province(2019GFW150)

面,利用碳交易机制挖掘能源枢纽碳减排潜力,提高枢纽碳减排积极性。最后,采用信息间隙决策理论(information gap decision theory, IGDT)来模拟碳排放量不确定性,寻找应对碳排放量不确定性问题的最优成本,以协同提高能源枢纽的经济性与低碳性。

## 1 考虑FRP的能源枢纽调度模型

### 1.1 目标函数

能源枢纽定义为各种能源基础设施之间的接口,它耦合了电、气、热等多种形式能源,其模型即为电-气-热混合供能系统模型<sup>[11]</sup>,见附录A图A1。

考虑FRP的能源枢纽调度模型在常规能源枢纽调度模型基础上增加了上行、下行灵活爬坡容量等变量与灵活爬坡需求约束。对于灵活爬坡需求的确由预测负荷波动与不确定性需求组成,如图1所示。本文用日前市场、实时市场预期部署概率来模拟市场灵活爬坡需求。

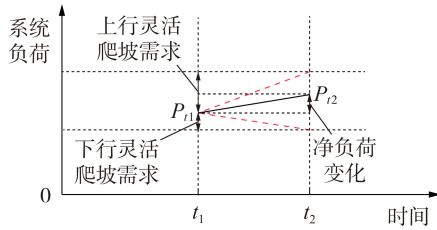


图1 灵活爬坡需求的确定

Fig.1 Determination of flexible ramping demand

基于多时段确定性机组组合模型,考虑FRP的能源枢纽调度模型的目标函数为:

$$\min(C_{\text{cost}} + C_{\text{frp}} - R_{\text{frp}}) \quad (1)$$

式中: $C_{\text{cost}}$ 为机组燃料成本; $C_{\text{frp}}$ 为FRP风险成本; $R_{\text{frp}}$ 为FRP机会收益。

$C_{\text{cost}}$ 包含CHP机组、火电机组、燃气锅炉的燃料成本以及火电机组关启成本等,计算公式如下:

$$C_{\text{cost}} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^T F_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^T (F_{j,t}^{\text{th}} + S_{j,t}^{\text{U}} + S_{j,t}^{\text{D}}) + \sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^T F_{k,t}^{\text{h}} \quad (2)$$

式中: $F_{i,t}^{\text{chp}}$ 为 $t$ 时刻第 $i$ 台CHP机组的燃料成本; $F_{j,t}^{\text{th}}$ 为 $t$ 时刻第 $j$ 台火电机组的燃料成本; $F_{k,t}^{\text{h}}$ 为 $t$ 时刻第 $k$ 台燃气锅炉的燃料成本; $S_{j,t}^{\text{U}}$ 、 $S_{j,t}^{\text{D}}$ 分别为 $t$ 时刻第 $j$ 台火电机组的启动成本和关闭成本; $T$ 为调度时长。

$R_{\text{frp}}$ 包含日前市场预期部署FRP收益与实时市场预期部署FRP收益两部分,计算公式如下:

$$R_{\text{frp}} = \Delta t \sum_{i=1}^T (\alpha^{\text{u}} R_i^{\text{up}} \lambda_i^{\text{r}} + \alpha^{\text{dn}} R_i^{\text{dn}} \lambda_i^{\text{r}}) + \Delta t \sum_{i=1}^T \alpha^{\text{u}} \beta^{\text{u}} R_i^{\text{up}} \lambda_i^{\text{e}} \quad (3)$$

式中: $\alpha^{\text{u}}$ 、 $\alpha^{\text{dn}}$ 分别为日前市场预期部署上行、下行灵活爬坡的概率; $\beta^{\text{u}}$ 为实时市场预期部署上行灵活爬坡的概率; $\lambda_i^{\text{r}}$ 为 $t$ 时刻灵活爬坡价格; $R_i^{\text{up}}$ 、 $R_i^{\text{dn}}$ 分别为

$t$ 时刻提供的上行、下行灵活爬坡的容量; $\lambda_i^{\text{e}}$ 为 $t$ 时刻实时电价; $\Delta t$ 为调度时间间隔。

$C_{\text{frp}}$ 包含过度提供上行、下行灵活爬坡容量两部分,能源枢纽在日前市场保留预期爬坡容量,在实时市场中未部署部分即为过度提供灵活爬坡容量, $C_{\text{frp}}$ 计算公式如下:

$$C_{\text{frp}} = \gamma^{\text{u}} \sum_{i=1}^T \lambda_i^{\text{e}} p_i^{\text{u}} + \gamma^{\text{dn}} \sum_{i=1}^T \lambda_i^{\text{e}} p_i^{\text{dn}} \quad (4)$$

$$\gamma^{\text{u}} = \alpha^{\text{u}} \beta^{\text{u}} (1 - \beta^{\text{u}}) \quad (5)$$

$$\gamma^{\text{dn}} = \alpha^{\text{dn}} \beta^{\text{dn}} (1 - \beta^{\text{dn}}) \quad (6)$$

$$p_i^{\text{u}} = R_i^{\text{up}} - \alpha^{\text{u}} \beta^{\text{u}} R_i^{\text{up}} \quad (7)$$

$$p_i^{\text{dn}} = R_i^{\text{dn}} - \alpha^{\text{dn}} \beta^{\text{dn}} R_i^{\text{dn}} \quad (8)$$

式中: $p_i^{\text{u}}$ 、 $p_i^{\text{dn}}$ 分别为 $t$ 时刻能源枢纽过度提供的上行、下行灵活爬坡容量; $\gamma^{\text{u}}$ 、 $\gamma^{\text{dn}}$ 分别为 $t$ 时刻能源枢纽过度提供向上、向下灵活爬坡的概率; $\beta^{\text{u}}$ 为实时市场预期部署下行灵活爬坡的概率。

### 1.2 燃料成本约束

CHP机组燃料成本由发电量、产热量决定。火电机组燃料成本由发电量决定,启动、关停成本与启动状态及关闭状态有关。燃气锅炉燃料成本由产热量决定。相关公式约束部分见附录B。

### 1.3 灵活爬坡约束

在能源枢纽中,CHP机组、火电机组、储能设备等均能提供灵活爬坡储备容量。

#### 1.3.1 CHP机组提供灵活爬坡储备容量

CHP机组的发电量与产热量有关,可以由CHP机组FOR表示,因此CHP机组在提供灵活爬坡储备容量时需要考虑FOR。本文采用可线性表示FOR,具体见附录C图C1,则有:

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,A}^{\text{chp}} + R_{i,t}^{\text{up, chp}} \leq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} - q_{i,A}^{\text{chp}})(p_{i,A}^{\text{chp}} - p_{i,B}^{\text{chp}})}{q_{i,A}^{\text{chp}} - q_{i,B}^{\text{chp}}} \quad (9)$$

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,A}^{\text{chp}} + R_{i,t}^{\text{up, chp}} + p_{i,t}^{\text{u}} \leq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} + q_{i,t}^{\text{u}} - q_{i,A}^{\text{chp}})(p_{i,A}^{\text{chp}} - p_{i,B}^{\text{chp}})}{q_{i,A}^{\text{chp}} - q_{i,B}^{\text{chp}}} \quad (10)$$

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,B}^{\text{chp}} - R_{i,t}^{\text{dn, chp}} \geq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} - q_{i,B}^{\text{chp}})(p_{i,B}^{\text{chp}} - p_{i,C}^{\text{chp}})}{q_{i,B}^{\text{chp}} - q_{i,C}^{\text{chp}}} \quad (11)$$

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,B}^{\text{chp}} - R_{i,t}^{\text{dn, chp}} - p_{i,t}^{\text{d}} \geq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} - q_{i,t}^{\text{d}} - q_{i,B}^{\text{chp}})(p_{i,B}^{\text{chp}} - p_{i,C}^{\text{chp}})}{q_{i,B}^{\text{chp}} - q_{i,C}^{\text{chp}}} \quad (12)$$

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,C}^{\text{chp}} - R_{i,t}^{\text{dn, chp}} \geq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} - q_{i,C}^{\text{chp}})(p_{i,C}^{\text{chp}} - p_{i,D}^{\text{chp}})}{q_{i,C}^{\text{chp}} - q_{i,D}^{\text{chp}}} \quad (13)$$

$$p_{i,t}^{\text{chp}} - p_{i,C}^{\text{chp}} - R_{i,t}^{\text{dn, chp}} - p_{i,t}^{\text{d}} \geq \frac{(q_{i,t}^{\text{chp}} - q_{i,t}^{\text{d}} - q_{i,C}^{\text{chp}})(p_{i,C}^{\text{chp}} - p_{i,D}^{\text{chp}})}{q_{i,C}^{\text{chp}} - q_{i,D}^{\text{chp}}} \quad (14)$$

$$0 \leq p_{i,t}^{\text{chp}} + p_{i,t}^{\text{u}} - p_{i,t}^{\text{d}} \leq p_{i,A}^{\text{chp}} \quad (15)$$

$$0 \leq q_{i,t}^{\text{chp}} + q_{i,t}^{\text{u}} - q_{i,t}^{\text{d}} \leq q_{i,B}^{\text{chp}} \quad (16)$$

式中: $p_{i,t}^{\text{chp}}$ 、 $q_{i,t}^{\text{chp}}$ 分别为 $t$ 时刻第 $i$ 台CHP机组发电量、产热量; $p_{i,A}^{\text{chp}}$ 、 $p_{i,B}^{\text{chp}}$ 、 $p_{i,C}^{\text{chp}}$ 、 $p_{i,D}^{\text{chp}}$ 为第 $i$ 台CHP发电量FOR边界点; $q_{i,A}^{\text{chp}}$ 、 $q_{i,B}^{\text{chp}}$ 、 $q_{i,C}^{\text{chp}}$ 、 $q_{i,D}^{\text{chp}}$ 为第 $i$ 台CHP产热量边界点;

$R_{i,t}^{\text{up, chp}}$ 、 $R_{i,t}^{\text{dn, chp}}$  分别为  $t$  时刻第  $i$  台 CHP 机组提供的上行、下行灵活爬坡储备容量;  $p_{i,t}^{\text{u}}$ 、 $p_{i,t}^{\text{d}}$  分别为  $t$  时刻第  $i$  台 CHP 机组发电量向上、向下的调整量;  $q_{i,t}^{\text{u}}$ 、 $q_{i,t}^{\text{d}}$  分别为  $t$  时刻第  $i$  台 CHP 机组产热量向上、向下的调整量。

### 1.3.2 火电机组提供灵活爬坡储备容量

火电机组基于机组爬坡能力提供灵活爬坡储备容量<sup>[12]</sup>。机组提供的灵活爬坡储备容量不能超过机组本身向上、向下爬坡能力,即:

$$0 \leq R_{j,t}^{\text{up, th}} \leq R_j^{\text{u}} \quad (17)$$

$$0 \leq R_{j,t}^{\text{up, th}} + p_{j,t}^{\text{u}} \leq R_j^{\text{u}} \quad (18)$$

$$0 \leq R_{j,t}^{\text{dn, th}} \leq R_j^{\text{d}} \quad (19)$$

$$0 \leq R_{j,t}^{\text{dn, th}} + p_{j,t}^{\text{d}} \leq R_j^{\text{d}} \quad (20)$$

$$R_{j,t}^{\text{up, th}} + p_{j,t}^{\text{th}} \leq p_j^{\text{th, max}} u_{j,t} \quad (21)$$

$$R_{j,t}^{\text{up, th}} + p_{j,t}^{\text{th}} + p_{j,t}^{\text{u}} \leq p_j^{\text{th, max}} u_{j,t} \quad (22)$$

$$p_{j,t}^{\text{th}} - R_{j,t}^{\text{dn, th}} \geq p_j^{\text{th, min}} u_{j,t} \quad (23)$$

$$p_{j,t}^{\text{th}} - R_{j,t}^{\text{dn, th}} - p_{j,t}^{\text{d}} \geq p_j^{\text{th, min}} u_{j,t} \quad (24)$$

式中:  $p_{j,t}^{\text{th}}$  为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组发电量;  $R_{j,t}^{\text{up, th}}$ 、 $R_{j,t}^{\text{dn, th}}$  分别为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组提供的上行、下行灵活爬坡储备容量;  $p_{j,t}^{\text{u}}$ 、 $p_{j,t}^{\text{d}}$  分别为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组发电量向上、向下的调整量;  $R_j^{\text{u}}$ 、 $R_j^{\text{d}}$  分别为第  $j$  台火电机组向上、向下爬坡能力的最大值;  $p_j^{\text{th, max}}$ 、 $p_j^{\text{th, min}}$  分别为第  $j$  台火电机组额定最大、最小功率;  $u_{j,t}$  为表征  $t$  时刻第  $j$  台火电机组开关状态的 0-1 变量,  $u_{j,t}=1$  表示处于开机状态,  $u_{j,t}=0$  表示处于关机状态。

火电机组发电量上下限受到机组爬坡能力, 机组额定最大、最小功率和机组关、启状态的影响, 即:

$$\bar{p}_{j,t}^{\text{th}} \leq p_j^{\text{th, max}} (u_{j,t} - z_{j,t} + 1) + D_j^{\text{d}} z_{j,t+1} \quad (25)$$

$$\bar{p}_{j,t}^{\text{th}} \leq p_{j,t-1}^{\text{th}} + R_j^{\text{u}} u_{j,t-1} + D_j^{\text{u}} y_{j,t} \quad (26)$$

$$\underline{p}_{j,t}^{\text{th}} \geq p_j^{\text{th, min}} u_{j,t} \quad (27)$$

$$\underline{p}_{j,t}^{\text{th}} \geq p_{j,t-1}^{\text{th}} - R_j^{\text{d}} u_{j,t} - D_j^{\text{d}} z_{j,t} \quad (28)$$

式中:  $\bar{p}_{j,t}^{\text{th}}$ 、 $\underline{p}_{j,t}^{\text{th}}$  分别为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组发电容量上、下限;  $D_j^{\text{d}}$ 、 $D_j^{\text{u}}$  分别为火电机组关闭时减少功率、启动时增加功率最大值;  $y_{j,t}$  为表征  $t$  时刻第  $j$  台火电机组是否启动的 0-1 变量,  $y_{j,t}=1$  表示启动,  $y_{j,t}=0$  表示不启动;  $z_{j,t}$  为表征  $t$  时刻第  $j$  台火电机组是否关闭的 0-1 变量,  $z_{j,t}=1$  表示关闭,  $z_{j,t}=0$  表示不关闭。

### 1.3.3 储能设备提供灵活爬坡储备容量

储能设备通过充放电来提供上行、下行灵活性爬坡储备<sup>[13]</sup>, 即:

$$\begin{cases} E_t^{\text{b}} = E_{t-1}^{\text{b}} + \left( \eta^{\text{b, ch}} p_t^{\text{b, ch}} - \frac{p_t^{\text{b, dch}}}{\eta^{\text{b, dch}}} \right) \Delta t \\ E_0^{\text{b}} = E_{\text{int}}^{\text{b}} \end{cases} \quad (29)$$

$$p_t^{\text{b, ch}} + R_t^{\text{dn, ch}} \leq p_{\text{max}}^{\text{b, ch}} m_t \quad (30)$$

$$p_t^{\text{b, ch}} - R_t^{\text{up, ch}} \geq p_{\text{min}}^{\text{b, ch}} m_t \quad (31)$$

$$p_t^{\text{b, dch}} + R_t^{\text{up, dch}} \leq p_{\text{max}}^{\text{b, dch}} n_t \quad (32)$$

$$p_t^{\text{b, dch}} - R_t^{\text{dn, dch}} \geq p_{\text{min}}^{\text{b, dch}} n_t \quad (33)$$

$$E_t^{\text{b}} + R_t^{\text{dn, ch}} \leq E_{\text{max}}^{\text{b}} \quad (34)$$

$$E_t^{\text{b}} - R_t^{\text{up, dch}} \geq E_{\text{min}}^{\text{b}} \quad (35)$$

式中:  $E_{t-1}^{\text{b}}$ 、 $E_t^{\text{b}}$  分别为  $t-1$ 、 $t$  时刻储能设备荷电状态;  $\eta^{\text{b, ch}}$ 、 $\eta^{\text{b, dch}}$  分别为储能设备充电效率、放电效率;  $p_t^{\text{b, ch}}$ 、 $p_t^{\text{b, dch}}$  分别为  $t$  时刻储能设备充电功率、放电功率;  $E_{\text{int}}^{\text{b}}$  为储能设备初始容量;  $R_t^{\text{up, ch}}$ 、 $R_t^{\text{dn, ch}}$  分别为  $t$  时刻储能设备在充电状态下提供的上行、下行灵活爬坡储备容量;  $R_t^{\text{up, dch}}$ 、 $R_t^{\text{dn, dch}}$  分别为  $t$  时刻储能设备在放电状态下提供的上行、下行灵活爬坡储备容量;  $p_{\text{max}}^{\text{b, ch}}$ 、 $p_{\text{min}}^{\text{b, ch}}$  分别为储能设备充电最大、最小功率;  $p_{\text{max}}^{\text{b, dch}}$ 、 $p_{\text{min}}^{\text{b, dch}}$  分别为储能设备放电最大、最小功率;  $E_{\text{max}}^{\text{b}}$ 、 $E_{\text{min}}^{\text{b}}$  分别为储能设备荷电状态的最大值、最小值;  $m_t$ 、 $n_t$  为表示  $t$  时刻储能设备充放电状态的 0-1 变量, 当  $m_t=1$ 、 $n_t=0$  时, 储能设备处于充电状态, 当  $n_t=1$ 、 $m_t=0$  时, 储能设备处于放电状态。

### 1.3.4 能源枢纽灵活爬坡储备与实时市场调用

能源枢纽预期部署在实时市场的灵活爬坡容量包含 CHP 机组、火电机组与储能设备三部分提供的灵活爬坡储备容量, 即:

$$R_{i,t}^{\text{up, chp}} + R_{j,t}^{\text{up, th}} + R_t^{\text{up, ch}} + R_t^{\text{up, dch}} = \alpha^{\text{ru}} \beta^{\text{ru}} R_t^{\text{up}} \quad (36)$$

$$R_{i,t}^{\text{dn, chp}} + R_{j,t}^{\text{dn, th}} + R_t^{\text{dn, ch}} + R_t^{\text{dn, dch}} = \alpha^{\text{rd}} \beta^{\text{rd}} R_t^{\text{dn}} \quad (37)$$

### 1.4 网络功率平衡约束

能源枢纽在满足负荷需求条件下, 提供灵活爬坡储备容量, 而因提供灵活爬坡储备容量所导致的功率变化也应考虑在内。通过调整各机组出力来提高机组利用率。网络功率平衡约束如下:

$$\sum_i p_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_j p_{j,t}^{\text{th}} + p_t^{\text{w}} - p_t^{\text{b, ch}} + p_t^{\text{b, dch}} + p_t^{\text{buy}} - p_t^{\text{sell}} \geq \sum_{l \in L} P_{l,t} \quad (38)$$

$$\begin{aligned} & \sum_i (p_{i,t}^{\text{chp}} + p_{i,t}^{\text{u}} - p_{i,t}^{\text{d}}) + \sum_j (p_{j,t}^{\text{th}} + p_{j,t}^{\text{u}} - p_{j,t}^{\text{d}}) + \\ & p_t^{\text{w}} - p_t^{\text{b, ch}} + p_t^{\text{b, dch}} + p_t^{\text{buy}} - p_t^{\text{sell}} \geq \sum_{l \in L} P_{l,t} \end{aligned} \quad (39)$$

$$\begin{aligned} -P_l^{\text{max}} \leq & \sum_{l \in L} f_l \left( \sum_i p_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_j p_{j,t}^{\text{th}} + p_t^{\text{w}} - p_t^{\text{b, ch}} + \right. \\ & \left. p_t^{\text{b, dch}} + p_t^{\text{buy}} - p_t^{\text{sell}} - P_{l,t} \right) \leq P_l^{\text{max}} \end{aligned} \quad (40)$$

$$\begin{aligned} -P_l^{\text{max}} \leq & \sum_{l \in L} f_l \left[ \sum_i (p_{i,t}^{\text{chp}} + p_{i,t}^{\text{u}} - p_{i,t}^{\text{d}}) + \sum_j (p_{j,t}^{\text{th}} + p_{j,t}^{\text{u}} - p_{j,t}^{\text{d}}) + \right. \\ & \left. p_t^{\text{w}} - p_t^{\text{b, ch}} + p_t^{\text{b, dch}} + p_t^{\text{buy}} - p_t^{\text{sell}} - P_{l,t} \right] \leq P_l^{\text{max}} \end{aligned} \quad (41)$$

$$\sum_i q_{i,t}^{\text{chp}} + \sum_k q_{k,t}^{\text{h}} \geq Q_t \quad (42)$$

$$\sum_i (q_{i,t}^{\text{chp}} + q_{i,t}^{\text{u}} - q_{i,t}^{\text{d}}) + \sum_k q_{k,t}^{\text{h}} \geq Q_t \quad (43)$$

式中:  $p_t^{\text{w}}$  为  $t$  时刻风电出力;  $p_t^{\text{buy}}$ 、 $p_t^{\text{sell}}$  分别为  $t$  时刻向电网购入、售出的功率;  $L$  为输电线路集合;  $P_{l,t}$  为  $t$  时

流过输电线路 $l$ 的功率; $f_l$ 为输电线路 $l$ 的功率传输分布因子(power transfer distribution factor,PTDF); $P_l^{\max}$ 为线路 $l$ 的最大传输容量; $q_{k,t}^h$ 为 $t$ 时刻第 $k$ 台燃气锅炉产热量; $Q_t$ 为 $t$ 时刻能源枢纽热负荷。

### 1.5 天然气网络功率平衡约束

天然气网络考虑管道处节点压力,其管道流量是关于管道两端节点压力的二次函数<sup>[14]</sup>,具体如下:

$$L_{ab,t} = \begin{cases} \omega_{ab} \sqrt{\omega_{a,t}^2 - \omega_{b,t}^2} & \omega_{a,t} > \omega_{b,t} \\ -\omega_{ab} \sqrt{\omega_{b,t}^2 - \omega_{a,t}^2} & \omega_{b,t} > \omega_{a,t} \end{cases} \quad (44)$$

式中: $L_{ab,t}$ 为 $t$ 时刻流过管道 $ab$ 的天然气流量; $\omega_{ab}$ 为有关管道 $ab$ 的常数,取决于管道直径、长度、摩擦等; $\omega_{a,t}$ 、 $\omega_{b,t}$ 分别为 $t$ 时刻节点 $a$ 、 $b$ 处的节点压力。

能源枢纽各机组消耗的天然气流量不大于天然气管道流量,即:

$$L_{i,t} = \frac{F_{i,t}^{\text{chp}} + L_{i,t}^{\text{up, chp}}}{h^{\text{HV}}} \quad (45)$$

$$L_{j,t} = \frac{F_{j,t}^{\text{th}} + S_{j,t}^{\text{U}} + S_{j,t}^{\text{D}} + L_{j,t}^{\text{up, th}}}{h^{\text{HV}}} \quad (46)$$

$$L_{k,t} = \frac{F_{k,t}^{\text{h}}}{h^{\text{HV}}} \quad (47)$$

$$L_{i,t} + L_{j,t} + L_{k,t} \leq L_{ab,t} \quad (48)$$

式中: $L_{i,t}$ 为 $t$ 时刻第 $i$ 台CHP机组消耗的天然气流量; $L_{i,t}^{\text{up, chp}}$ 为 $t$ 时刻第 $i$ 台CHP机组提供向上爬坡储备消耗的天然气流量; $h^{\text{HV}}$ 为天然气热值; $L_{j,t}$ 为 $t$ 时刻第 $j$ 台火电机组消耗的天然气流量; $L_{j,t}^{\text{up, th}}$ 为 $t$ 时刻第 $j$ 台火电机组提供向上爬坡储备消耗的天然气流量; $L_{k,t}$ 为 $t$ 时刻第 $k$ 台燃气锅炉消耗的天然气流量。

## 2 考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度

### 2.1 碳交易机制

碳交易机制是把碳排放权当作商品交易市场机制来促进碳减排。目前有2种模式:一种是基于碳排放权配额,另一种是基于“基准排放与信用”机制<sup>[15]</sup>。为了降低碳排放主体经济负担,提高碳减排积极性,直观展现碳排放对碳交易机制的影响,本文采用碳排放权无偿配额模式,即政府或监管机构根据碳排放量基准值免费给予碳排放主体碳排放权配额。若碳排放量大于碳排放权配额则必须购买额外碳排放权,若碳排放量小于碳排放权配额则可售出剩余配额,具体如下:

$$C_{\text{car}} = \xi (M_{\text{car}} - M_0) \quad (49)$$

$$M_{\text{car}} = \sum_{i=1}^T \sum_i \left[ a'_i (p_{i,t}^{\text{chp}})^2 + b'_i p_{i,t}^{\text{chp}} + c'_i + d'_i (q_{i,t}^{\text{chp}})^2 + e'_i q_{i,t}^{\text{chp}} + f'_i p_{i,t}^{\text{chp}} q_{i,t}^{\text{chp}} \right] + \sum_{j=1}^T \sum_j \left[ a'_j (p_{j,t}^{\text{th}})^2 + b'_j p_{j,t}^{\text{th}} + c'_j \right] \quad (50)$$

$$M_0 = \tau \sum_{i=1}^T \left[ \sum_i (p_{i,t}^{\text{chp}} + 0.15 q_{i,t}^{\text{chp}}) + \sum_j p_{j,t}^{\text{th}} \right] \quad (51)$$

式中: $C_{\text{car}}$ 为碳交易成本; $\xi$ 为碳交易价格; $M_{\text{car}}$ 为能源枢纽碳排放量; $M_0$ 为能源枢纽无偿碳排放分配额; $a'_i$ 、 $b'_i$ 、 $c'_i$ 、 $d'_i$ 、 $e'_i$ 、 $f'_i$ 为第 $i$ 台CHP机组碳排放系数; $a'_j$ 、 $b'_j$ 、 $c'_j$ 为第 $j$ 台火电机组碳排放系数; $\tau$ 为单位无偿碳排放权配额。

### 2.2 碳交易下考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度

基于碳交易机制,结合上文考虑FRP的能源枢纽调度模型,以运行成本、碳排放量联合最优建立综合优化目标函数 $C_{\text{total}}$ ,包含各机组燃料成本、FRP风险成本、FRP收益与碳交易成本,即:

$$C_{\text{total}} = \min (C_{\text{cost}} + C_{\text{frp}} - R_{\text{frp}} + C_{\text{car}}) \quad (52)$$

## 3 考虑FRP能源枢纽IGDT低碳经济调度

FRP需求不确定性会使得机组出力调整,从而导致碳排放量发生变化,此时碳排放量变化的概率分布、隶属区间是模糊未知的。为达到碳减排、降低运行成本的目的,本文引入IGDT方法来量化碳排放量,IGDT方法从不确定性预测值与实际值“间隙”入手,通过不确定性是产生积极影响还是消极影响来模拟不确定性<sup>[16]</sup>,在保证达到预期目标同时使不确定量变化范围最小。

考虑FRP的能源枢纽IGDT低碳经济调度整体流程见附录C图C2。利用IGDT模拟不确定性碳排放量,则有:

$$\begin{cases} \widehat{M}_{\text{car}} \in U(\phi, M_{\text{car}}) \\ U(\phi, M_{\text{car}}) = \left\{ M_{\text{car}} : \left| \frac{\widehat{M}_{\text{car}} - M_{\text{car}}}{M_{\text{car}}} \right| \leq \phi \right\} \end{cases} \quad (53)$$

式中: $\widehat{M}_{\text{car}}$ 为碳排放量的实际值; $\phi$ 为不确定量偏差系数。

在第2节目标函数 $C_{\text{total}}$ 基础上,以 $\Delta_r$ 为规避系数,其表示能源枢纽可接受的由不确定性问题引起成本变化的比例系数。在保证能源枢纽运行与碳交易综合成本不大于 $(1 - \Delta_r)C_{\text{total}}$ 时,碳排放量以最小不确定度朝有利方向 $\widehat{M}_{\text{car}} = (1 - \phi)M_{\text{car}}$ 发展,则考虑FRP的能源枢纽IGDT低碳经济调度模型为:

$$\min \phi \quad (54)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} F_1 \leq (1 - \Delta_r) C_{\text{total}} \\ F_1 = \min (C_{\text{cost}} + C_{\text{frp}} - R_{\text{frp}} + \widehat{C}_{\text{car}}) = \\ \min [C_{\text{cost}} + C_{\text{frp}} - R_{\text{frp}} + \xi (\widehat{M}_{\text{car}} - M_0)] \\ \widehat{M}_{\text{car}} = (1 - \phi) M_{\text{car}} \\ \text{式(1)---(50)} \end{cases} \quad (55)$$

式中: $\hat{C}_{car}$ 为基于 $\hat{M}_{car}$ 的碳交易成本; $F_1$ 为基于 $\hat{M}_{car}$ 的综合成本。

上述所提模型求解步骤如下:根据碳排量预测值 $M_{car}$ ,求解第2节中考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度模型,获得最优解 $C_{total}$ ,并将其作为基准值;设置规避系数 $\Delta_r$ ,确定模型期望目标值 $(1-\Delta_r)C_{total}$ ;求解模型获得不确定量偏差系数 $\phi$ 、综合成本 $F_1$ 和各机组实时出力。

## 4 算例分析

### 4.1 算例数据

为了验证本文所提模型的有效性,以改进IEEE 34节点系统为例进行仿真分析<sup>[17]</sup>,其结构见附录C图C3。风电出力基于风速概率密度函数(probability density function, PDF),由蒙特卡罗方法生成随机场景。能源枢纽电、热负荷数据见文献[17-18]。CHP机组、火电机组、燃气锅炉参数见文献[19]。模型调度周期为24 h,调度间隔为15 min。碳交易价格为20元/t,单位无偿碳排放权配额为0.06 t/(MW·h)。上行FRP与下行FRP日前市场预期部署概率均为0.5,实时市场预期部署概率均为0.3。针对本文模型,在GAMS平台上利用CPLEX求解器进行求解。

### 4.2 FRP影响分析

为了验证模型的有效性,对3类模型进行仿真分析。模型1是考虑FRP的能源枢纽调度模型;模型2是考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度模型;模型3是考虑FRP的能源枢纽IGDT低碳经济调度模型。运行结果如表1所示,各运行成本组成如附录C表C1所示。

表1 3类模型运行结果对比  
Table 1 Comparison of operation results among three models

| 模型 | 规避系数 | 总运行成本/元   | 碳排量/t    |
|----|------|-----------|----------|
| 1  | —    | 40263.73  | 14952.79 |
| 2  | —    | 166235.58 | 4898.01  |
| 3  | 0.08 | 160871.23 | 4671.07  |
|    | 0.10 | 157374.03 | 4516.59  |
|    | 0.12 | 153876.83 | 4363.35  |

在计算效率方面,模型1因不考虑碳排量影响,模型复杂度较模型2、模型3低,故单次求解速度最快。而对比模型2与模型3,模型3引入IGDT方法,单次求解速度较模型2快。

对比模型1与模型2,考虑FRP的能源枢纽低碳经济调度模型,碳排量显著减少,燃料成本增大。这是由于碳交易机制使得采用模型2可提高低碳机组利用率,但低碳机组燃料成本更高,故燃料成本均增加。同时加入碳交易成本,虽然减少了碳排量,但增

加了运行成本。

而对比模型1—3,考虑FRP的能源枢纽IGDT低碳经济调度在牺牲部分灵活爬坡收益、降低机组出力的同时,提高低碳机组出力占比,因此碳排量比模型1、模型2均有所下降。但低碳机组燃料成本更高,故燃料成本较模型1增加,较模型2略微减少。

### 4.3 碳交易价格影响分析

碳交易价格变化对枢纽运行与碳交易结果的影响如图2所示。可见随着碳交易价格增大,碳排量明显减少,碳交易机制能明显促进碳减排,碳交易成本与燃料成本不断增加。由于碳交易价格增大,低碳机组利用率增大,但低碳机组单位燃料成本更高,故燃料成本不断增大。同时机组成本系数增加量大于碳减排效益,故碳交易成本增加。FRP的部署收益与风险成本先增加后减小。由于收益小于成本增加,故枢纽运行总成本持续增大。因此可通过提高无偿碳排放分配额,使系统在高碳交易价格时提高碳减排效益,从而促进碳排放主体减排积极性。

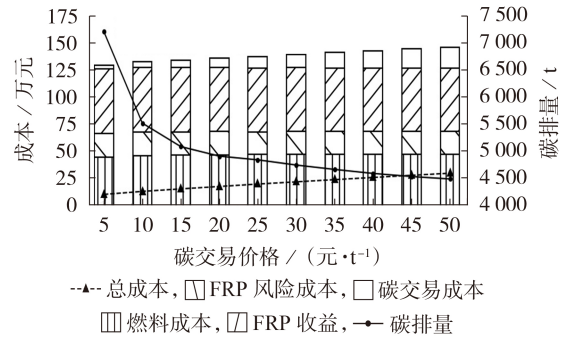


图2 碳交易价格对能源枢纽运行的影响  
Fig.2 Effect of carbon trading price on energy hub operation

单位无偿碳排放分配额为0.6、0.06 t/(MW·h)时不同碳交易价格下碳交易成本与碳排量如图3所示。可见无偿碳排放分配额为0.6 t/(MW·h)时碳

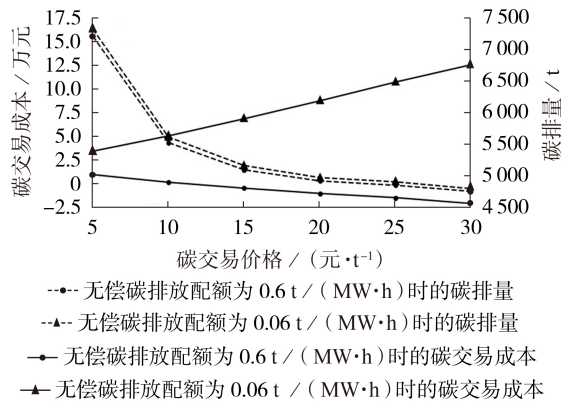


图3 单位无偿碳排放配额对碳交易的影响  
Fig.3 Effect of unit free carbon emission quota on carbon trading

交易成本、碳排放量明显减少。随着碳交易价格增大,机组成本系数增加量小于碳减排效益,能源枢纽可从碳交易机制中获得收益(碳交易成本为负,即获得收益),从而减少能源枢纽运行成本。

#### 4.4 FRP 价格影响分析

FRP 价格直接影响 FRP 收益,其对能源枢纽运行结果的影响如图 4 所示。可见随着 FRP 价格增大,FRP 收益大幅增长,FRP 风险成本持续增加,碳排放量、碳交易成本与燃料成本先增加后减少,系统总运行成本持续减少。原因在于 FRP 价格提高使枢纽调度更倾向于利用 FRP 来获取收益,从而减少运行成本,调度爬坡能力强的机组来尽可能多提供 FRP,因此碳排放量、燃料成本与碳交易成本先增加。而随着 FRP 价格继续增加,在碳交易成本与 FRP 风险成本影响下,能源枢纽更倾向于提供下行灵活爬坡储备容量(FRP 价格分别为 800、1 200 元/MW 时枢纽提供的 FRP 如图 5 所示),使得机组出力减少的同时获取 FRP 收益,碳排放量、燃料成本开始减少,故碳排放量、碳交易成本、燃料成本先增加后减少。枢纽效益增量大于成本增量,故能源枢纽运行成本降低。

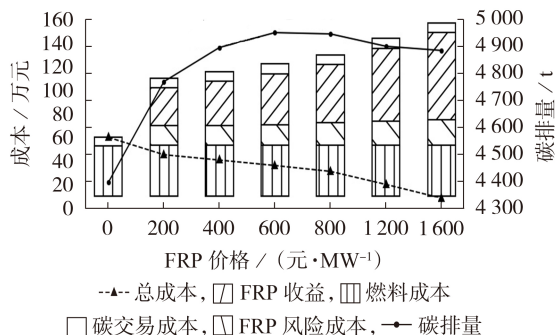


图 4 FRP 价格对能源枢纽运行的影响

Fig.4 Effect of FRP price on energy hub operation

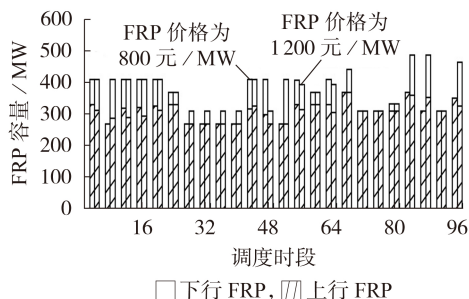


图 5 不同 FRP 价格时能源枢纽提供的 FRP

Fig.5 FRP provided by energy hub with different FRP prices

#### 4.5 实时市场预期部署概率影响分析

实时市场预期部署概率会影响 FRP 收益、风险成本,其对能源枢纽运行的影响结果如图 6 所示。

由图 6 可知,随着实时市场预期部署概率增加,碳排放量、碳交易成本先减少后增加,FRP 收益、风险

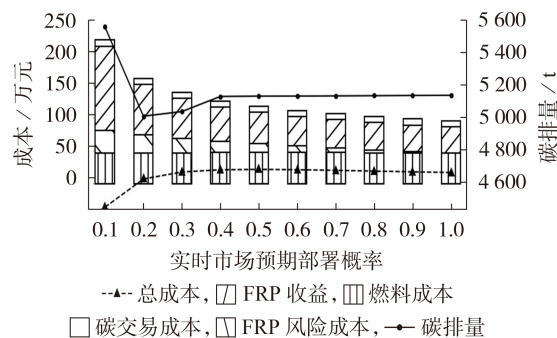


图 6 实时市场预期部署概率对能源枢纽运行的影响

Fig.6 Effect of real-time market expected deployment probability on energy hub operation

成本减少,总运行成本先增加后缓慢减少。本质上,FRP 收益是对枢纽内各机组因提供灵活爬坡备用容量,而不提供其他服务所损失机会成本的补偿。无论在实时市场中是否调用,都将获得收益。市场预期部署概率增加表示能源枢纽将保留 FRP 容量部署到实时市场可能性更大。能源枢纽保留 FRP 容量所损失机会成本的补偿降低,且获得补偿的 FRP 容量远大于部署于实时市场的 FRP 容量,故总运行成本先增加;当部署概率继续增大,FRP 部署于实时市场收益持续增加,故随后运行成本缓慢减少。而随着 FRP 容量部署于实时市场概率增大,机组出力增大,故碳排放量、碳交易成本在部署概率大于 0.2 之后持续增加。

另外,规避系数影响分析见附录 D。

## 5 结论

本文建立了碳交易机制下考虑 FRP 的能源枢纽低碳经济模型,并基于 IGDT 方法对该模型进行优化,在碳减排的同时降低能源枢纽运行成本,同时分析了各种因素对运行结果的影响,为能源枢纽合理规划机组运行提供依据,得到结论如下。

1) 能源枢纽将部分资源安排到 FRP 中,在提高电力系统灵活性的同时,可以提高枢纽整体收益。但 FRP 部署使调度爬坡能力强机组利用率提高,从而增加碳排放量与碳交易成本。基于 IGDT 方法在枢纽运行与碳交易综合成本小于等于基准值时,使碳排放量以最小不确定度朝碳减排有利方向发展。

2) 碳交易价格、单位无偿碳排放配额作为碳交易机制中的重要环节,合理配置其数值,能促进碳排放主体碳减排积极性。

3) FRP 价格增加时鼓励能源枢纽增加 FRP 供应,在较高 FRP 价格影响下,能促进碳减排,降低碳交易成本。FRP 实时市场预期部署概率增加会降低能源枢纽提供 FRP 实际收益,使能源枢纽运行成本增加。

但是,本文未考虑风电、光伏等可再生能源机组提供 FRP,风电、光伏机组如何在出力波动性与随机性下提供 FRP 将会是下一步的研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 骆钊,卢涛,马瑞,等. 可再生能源配额制下多园区综合能源系统优化调度[J]. 电力自动化设备,2021,41(4):8-14.  
LUO Zhao, LU Tao, MA Rui, et al. Optimal scheduling of multi-park integrated energy system under renewable portfolio standard[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(4):8-14.
- [2] 王蓓蓓,丛小涵,高正平,等. 高比例新能源接入下电网灵活性爬坡能力市场化获取机制现状分析及思考[J]. 电网技术,2019,43(8):2691-2702.  
WANG Beibei, CONG Xiaohan, GAO Zhengping, et al. Status analysis and thoughts of market-oriented acquisition mechanism on flexible ramp capability for power grid with high proportion of renewable energy[J]. Power System Technology, 2019, 43(8):2691-2702.
- [3] 郭鸿业,陈启鑫,夏清,等. 电力市场中的灵活调节服务:基本概念、均衡模型与研究方向[J]. 中国电机工程学报,2017,37(11):3057-3066,3361.  
GUO Hongye, CHEN Qixin, XIA Qing, et al. Flexible ramping product in electricity markets: basic concept, equilibrium model and research prospect[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11):3057-3066, 3361.
- [4] 马洪艳,负靖洋,严正. 基于分布鲁棒优化的灵活爬坡备用调度方法[J]. 中国电机工程学报,2020,40(19):6121-6132.  
MA Hongyan, YUN Jingyang, YAN Zheng. Distributionally robust optimization based dispatch methodology of flexible ramping products[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19):6121-6132.
- [5] KHOSHJAHAN M, MOEINI-AGHTAIE M, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Advanced bidding strategy for participation of energy storage systems in joint energy and flexible ramping product market[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(22):5202-5210.
- [6] 钟佳宇,陈皓勇,陈武涛,等. 含灵活性资源交易的电力市场实时出清[J]. 电网技术,2021,45(3):1032-1041.  
ZHONG Jiayu, CHEN Haoyong, CHEN Wutao, et al. Real-time clearing of electricity markets with flexible resource transactions[J]. Power System Technology, 2021, 45(3):1032-1041.
- [7] 王雪纯,陈红坤,陈磊. 提升区域综合能源系统运行灵活性的多主体互动决策模型[J]. 电工技术学报,2021,36(11):2207-2219.  
WANG Xuechun, CHEN Hongkun, CHEN Lei. Multi-player interactive decision-making model for operational flexibility improvement of regional integrated energy system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(11):2207-2219.
- [8] MIRZAEI M A, SADEGHI-YAZDANKHAH A, MOHAMMADI-IVATLOO B, et al. Integration of emerging resources in IGDT-based robust scheduling of combined power and natural gas systems considering flexible ramping products[J]. Energy, 2019, 189:116195.
- [9] ZHU X, ZENG B, DONG H, et al. An interval-prediction based robust optimization approach for energy-hub operation scheduling considering flexible ramping products[J]. Energy, 2020, 194:116821.
- [10] MIRZAEI M A, NAZARI-HERIS M, MOHAMMADI-IVATLOO B, et al. Network-constrained joint energy and flexible ramping reserve market clearing of power- and heat-based energy systems: a two-stage hybrid IGDT-stochastic framework[J]. IEEE Systems Journal, 2021, 15(2):1547-1556.
- [11] 杨秀,杨云蔚,张美霞,等. 气网动态潮流下多能源网与能量枢纽的联合调度[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):16-25.  
YANG Xiu, YANG Yunwei, ZHANG Meixia, et al. Coordinated dispatch of multi-energy network and energy hubs considering dynamic natural gas flow[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(5):16-25.
- [12] 胡嘉骅,文福拴,马莉,等. 电力系统运行灵活性与灵活调节产品[J]. 电力建设,2019,40(4):70-80.  
HU Jiahua, WEN Fushuan, MA Li, et al. Power system operation flexibility and flexible ramping products[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(4):70-80.
- [13] 朱晓荣,鹿国微,谢婉莹. 考虑源网荷灵活性资源的配电网储能鲁棒规划[J]. 电力自动化设备,2021,41(8):8-16.  
ZHU Xiaorong, LU Guowei, XIE Wanying. Robust planning of energy storage in distribution network considering source-network-load flexible resources[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(8):8-16.
- [14] 杨楠,黄禹,董邦天,等. 基于多主体博弈的电力-天然气综合能源系统联合规划方法研究[J]. 中国电机工程学报,2019,39(22):6521-6533.  
YANG Nan, HUANG Yu, DONG Bangtian, et al. Research on the joint planning method of electricity-gas integrated energy system based on multi-agent game[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22):6521-6533.
- [15] 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.
- [16] 王祺,王承民,谢宁,等. 混合 CVaR-IGDT 的区域综合能源系统扩展规划模型[J]. 电网技术,2020,44(2):505-515.  
WANG Qi, WANG Chengmin, XIE Ning, et al. A hybrid CVaR-IGDT expansion planning model for regional integrated energy system[J]. Power System Technology, 2020, 44(2):505-515.
- [17] DOLATABADI A, JADIDBONAB M, MOHAMMADI-IVATLOO B. Short-term scheduling strategy for wind-based energy hub: a hybrid stochastic / IGDT approach[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(1):438-448.
- [18] Independent Electricity System Operator (IESO). Power data [EB/OL]. [2021-07-14]. <http://www.ieso.ca>.
- [19] 朱伟业,罗毅,胡博,等. 热负荷弹性与分时电价需求侧响应协同促进碳减排的电热优化调度[J]. 电网技术,2021,45(10):3803-3813.  
ZHU Weiye, LUO Yi, HU Bo, et al. Optimized combined heat and power dispatch considering decreasing carbon emission by coordination of heat load elasticity and time-of-use demand response[J]. Power System Technology, 2021, 45(10):3803-3813.

## 作者简介:



朱西平

朱西平(1971—),男,教授,博士,主要研究方向为能源区块链技术及服务、能源互联网与大数据、无线传感器网与车载自组网等(E-mail:171372240@qq.com);

罗健(1996—),男,硕士研究生,主要研究方向为能源互联网中的能源调度规划、能量枢纽建模优化以及需求响应技术(E-mail:1057282032@qq.com)。

(编辑 李玮)

(下转第24页 continued on page 24)

## Multi-time scale low-carbon operation optimization strategy of integrated energy system considering electricity-gas-heat-hydrogen demand response

LI Tiange, HU Zhijian, CHEN Zhi, LIU Shenghui

(School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

**Abstract:** In order to better promote the low-carbon economic operation of integrated energy system (IES) and improve the multi-time scale operation optimization management level, a multi-time scale low-carbon operation optimization strategy considering the electricity-gas-heat-hydrogen demand response and the stepped carbon emission cost mechanism is proposed. The stepped carbon emission cost mechanism is comprehensively considered, and the hydrogen load demand besides electricity-gas-heat load demand is concerned, the three-stage multi-time scale optimization model for day-ahead, intra-day rolling and real-time is established by optimizing the adjustability of the gas turbine's heat-electricity ratio in the coupled equipments. Taking the minimum of the overall IES operation cost, the carbon emission cost, and the cost of abandoning wind and light as the economic objective, and the original nonlinear problem is transformed into the mixed integer linear problem solved by the Gurobi solver. Through the simulation comparison and analysis of the optimization results under various situations, the effectiveness of the proposed strategy from aspects of promoting low-carbon operation, giving full play to the flexibility of system equipment and promoting clean energy consumption is verified.

**Key words:** multi-time scale; demand response; integrated energy system; stepped carbon emission cost mechanism; adjustable heat-electricity ratio; hydrogen energy

(上接第15页 continued from page 15)

## Low-carbon economic dispatching of energy hub considering flexible ramping product

ZHU Xiping<sup>1</sup>, LUO Jian<sup>1</sup>, LI Zilin<sup>1</sup>, YAO Xianyi<sup>1</sup>, LIU Minghang<sup>1</sup>, WEN Hong<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Information, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China;

2. School of Aeronautics and Astronautics, University of Electronic Science and Technology of China, Chengdu 611731, China)

**Abstract:** Under the background of carbon peak, carbon neutral and energy internet, the energy hub has become an important part of carbon emission reduction. With the increasing penetration rate of renewable energy in energy hub, it poses a challenge for the ramping ability of energy hub. For that, the dispatching model of energy hub considering flexible ramping product (FRP) is proposed, and the carbon trading mechanism is introduced into the dispatching model. Based on the carbon emission quota and carbon trading price, the low-carbon economic dispatching model of energy hub considering FRP is established. Aiming at the uncertainty problem of carbon emissions in the low-carbon economic dispatching model, the information gap decision theory (IGDT) is used to simulate the uncertainty of carbon emissions, then the low-carbon economic dispatching model of energy hub based on IGDT considering FRP is built. Finally, the case study analysis of IEEE 34-bus system is given to verify the effectiveness of the proposed model. At the same time, the impacts of carbon trading price, FRP price, expected deployment probability and model avoidance coefficient on the dispatching results are studied.

**Key words:** energy hub; carbon trading; flexible ramping product; IGDT; low-carbon economic dispatching

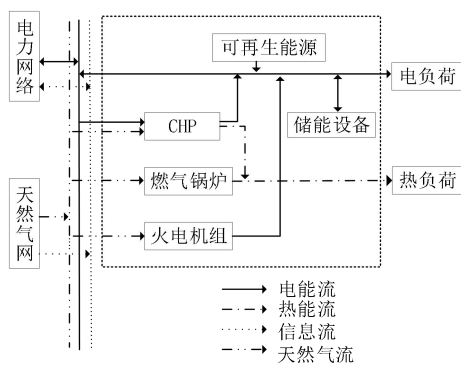


图 A1 能源枢纽模型  
Fig.A1 Model of energy hub

## 附录 B：燃料成本约束

### 1) CHP 机组燃料成本。

CHP 机组是能源枢纽中热-电-气耦合最密切设备。其燃料成本由发电量、产热量决定。

$$F_{i,t}^{\text{chp}} = a_i \left( p_{i,t}^{\text{chp}} \right)^2 + b_i p_{i,t}^{\text{chp}} + c_i + d_i \left( q_{i,t}^{\text{chp}} \right)^2 + e_i q_{i,t}^{\text{chp}} + f_i p_{i,t}^{\text{chp}} q_{i,t}^{\text{chp}} \quad (\text{B1})$$

式中：  $p_{i,t}^{\text{chp}}$ 、 $q_{i,t}^{\text{chp}}$  分别为  $t$  时刻第  $i$  台 CHP 机组发电量、产热量；  $a_i$ 、 $b_i$ 、 $c_i$ 、 $d_i$ 、 $e_i$ 、 $f_i$  分别为第  $i$  台 CHP 燃料成本特征系数。

### 2) 火电机组燃料成本。

火电机组燃料成本由发电量决定。机组启动、关停成本与启动状态  $y_{j,t}$ 、关闭状态  $z_{j,t}$  有关。  $y_{j,t}$ 、 $z_{j,t}$  与机组运行状态  $u_{j,t}$  之间互相影响。

$$F_{j,t}^{\text{th}} = a_j \left( p_{j,t}^{\text{th}} \right)^2 + b_j p_{j,t}^{\text{th}} + c_j \quad (\text{B2})$$

$$S_{j,t}^{\text{U}} = C_j^{\text{U}} y_{j,t} \quad (\text{B3})$$

$$S_{j,t}^{\text{D}} = C_j^{\text{D}} z_{j,t} \quad (\text{B4})$$

$$y_{j,t} - z_{j,t} = u_{j,t} - u_{j,t-1} \quad (\text{B5})$$

$$y_{j,t} + z_{j,t} \leq 1 \quad (\text{B6})$$

式中：  $p_{j,t}^{\text{th}}$  为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组发电量；  $a_j$ 、 $b_j$ 、 $c_j$  分别为第  $j$  台火电机组燃料成本特征系数；  $C_j^{\text{U}}$ 、 $C_j^{\text{D}}$  分别为第  $j$  台火电机组启动与关闭费用；  $y_{j,t}$ 、 $z_{j,t}$ 、 $u_{j,t}$  分别为  $t$  时刻第  $j$  台火电机组状态的 0,1 变量；当  $y_{j,t}$ 、 $z_{j,t}$  =1 时，表示  $t$  时刻第  $j$  台火电机组开始启动、关闭状态；当  $u_{j,t}$  =1 时，表示  $t$  时刻第  $j$  台火电机组处于运行状态。

### 3) 燃气锅炉燃料成本。

燃气锅炉燃料成本由产热量决定。

$$F_{k,t}^{\text{h}} = a_k \left( q_{k,t}^{\text{h}} \right)^2 + b_k q_{k,t}^{\text{h}} + c_k \quad (\text{B7})$$

$$q_k^{\text{h,min}} \leq q_{k,t}^{\text{h}} \leq q_k^{\text{h,max}} \quad (\text{B8})$$

式中：  $q_{k,t}^{\text{h}}$  为  $t$  时刻第  $k$  台燃气锅炉产热量；  $a_k$ 、 $b_k$ 、 $c_k$  分别为第  $k$  台燃气锅炉燃料成本特征系数；  $q_k^{\text{h,min}}$ 、 $q_k^{\text{h,max}}$  分别为第  $k$  台燃气锅炉最小、最大功率。

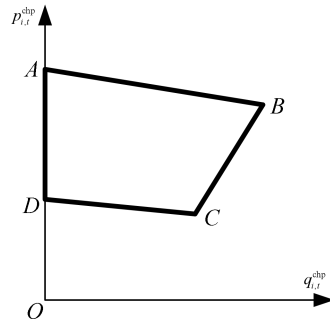


图 C1 CHP 机组 FOR  
Fig.C1 FOR of CHP unit

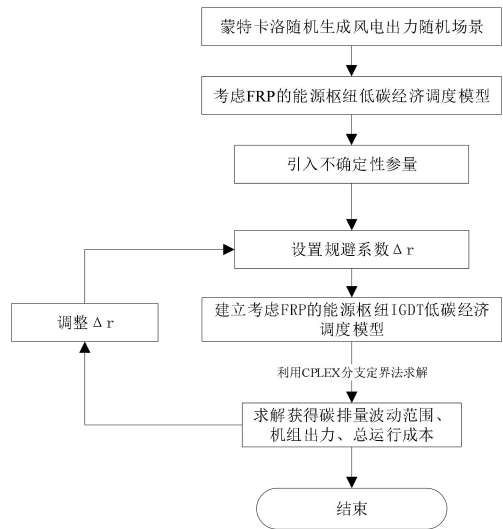


图 C2 考虑 FRP 的能源枢纽 IGDT 低碳经济调度  
Fig.C2 IGDT low-carbon economic dispatching of energy hub considering FRP

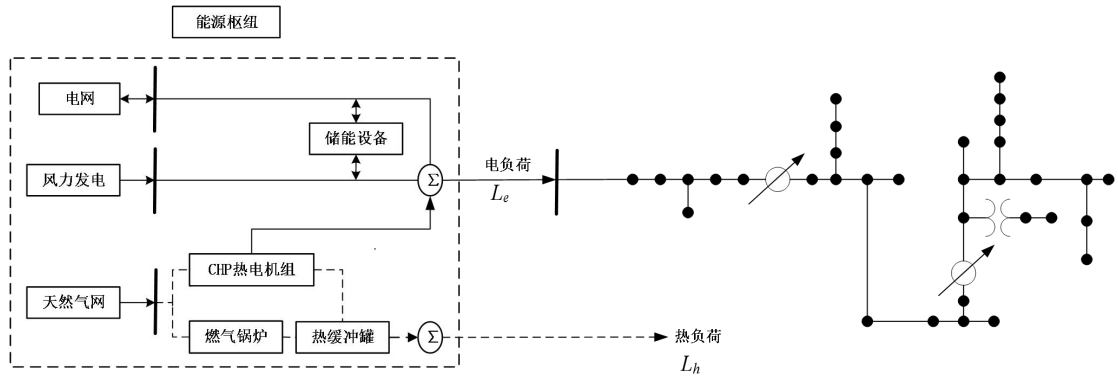


图 C3 改进 IEEE-34 节点测试系统  
Fig.C3 The modified IEEE 34-bus test system

表 C1 3 类模型运行成本组成对比

Table C1 Comparison of operating cost components of three models

| 模型   | 成本/元       |           |            |            |
|------|------------|-----------|------------|------------|
|      | 燃料成本       | 碳交易       | FRP 风险     | FRP 收益     |
| 模型 1 | 421 827.96 | -         | 217 808.13 | 599 372.36 |
| 模型 2 | 462 277.90 | 86 894.36 | 215 275.77 | 598 212.45 |
| 模型 3 | 462 159.22 | 82 334.22 | 212 131.75 | 595 753.96 |
|      | 461 762.70 | 79 239.77 | 212 120.20 | 595 748.64 |
|      | 461 341.98 | 76 169.97 | 212 107.91 | 595 743.02 |

附录 D：规避系数影响分析

图 D1 为考虑 FRP 的能源枢纽 IGDT 低碳经济调度中总运行成本与偏差系数相对于规避系数的变化趋势。可见随着规避系数由 0.08 增加到 0.2，系统机会偏差系数由 5.87%增加到 26.69%，系统总运行成本由 16.09 万元减少到 13.99 万元。即模型对不确定性承受能力增强，能源枢纽倾向于利用碳排放量的波动带来机会收益，在降低成本时尽可能多调用低碳机组与风电机组。

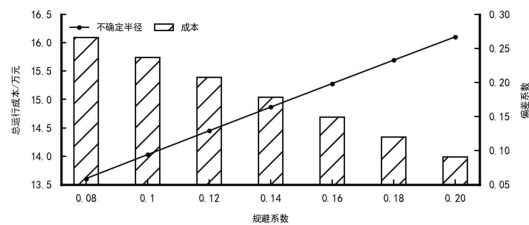


图 D1 不同规避系数下的运行结果

Fig.D1 Operation results under different values of  $\Delta_t$