

考虑阶梯式碳交易的电-气-热综合能源系统低碳经济调度

崔 杨¹, 曾 鹏¹, 仲悟之², 崔文利³, 赵钰婷¹

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室, 吉林 吉林 132012;

2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192;

3. 内蒙古电力集团有限责任公司 乌兰察布电业局察右中旗供电分局, 内蒙古 乌兰察 013550)

摘要:针对如何实现系统低碳经济调度的问题,将阶梯式碳交易引入电-气-热综合能源系统低碳经济调度模型中,综合考虑系统的低碳性和经济性。首先,分析传统碳交易机制和阶梯式碳交易机制的区别,并说明阶梯式碳交易机制的合理性。然后,建立含电转气和燃气机组的电-气-热综合能源系统模型,并在模型中引入碳交易机制,比较不同碳交易机制下系统的低碳性和经济性。最后,基于改进的IEEE 30节点电网模型、6节点热网模型、7节点气网模型的系统,利用CPLEX软件对此系统进行仿真,验证所提的阶梯式碳交易机制对降低系统碳排放的有效性,从而为综合能源系统低碳调度运行提供参考。

关键词:低碳;综合能源系统;碳交易;碳排放;经济调度

中图分类号:TM 73;TK 01

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202011030

0 引言

当今世界碳排放量与日俱增,减少碳排放量成为各国共识,我国在《巴黎协定》中承诺,到2030年实现碳排放强度下降60%~65%的目标^[1]。为此,我国提出设立碳税、碳交易市场等政策机制,同时综合能源系统概念的提出为碳减排提供了新思路^[2]。综合能源系统指将能源产生、传输、分配、转换、消费等各环节统一协调规划所产生的能源产供销一体化系统^[3]。在环境问题日渐突出的背景下,建立综合能源系统被认为是降低碳排放量的有效举措^[2],电-气-热综合能源系统的运行优化一直是该领域的研究热点。

目前,有关电-气-热综合能源系统的研究集中在经济调度方面。文献[4]考虑电转气设备在电-气-热综合能源系统中对风电消纳的作用,提升系统经济性。文献[5]提出一种含电转气和热电联产机组的经济调度模型,此模型可以通过电转气和热电联产的协调运作提高经济性。上述文献考虑了系统总体调度情况,并未考虑市场参与下系统的经济调度。文献[6]提出在参与多种市场下电-气-热综合能源系统优化调度模型,同时考虑市场收益和运行成本,结果证明通过系统协调配合可实现综合收益的最大化。上述模型尽管考虑了电-气-热综合能源系统的经济性,却忽略了环境问题。

碳交易被认为是减少碳排放量的有效措施之一^[7-8],其主要分为传统碳交易机制和阶梯式碳交易机制。文献[9]提出考虑场景概率含风电的低碳经

济调度模型,通过引入传统碳交易机制,证明可有效减少碳排放量,提高低碳机组出力。文献[10]在含光伏的电力系统调度中引入阶梯式碳交易机制,证明阶梯式碳交易机制对碳排放量有更严格的控制。在综合能源系统方面,文献[11]提出引入碳交易机制的电-气互联综合能源系统优化调度模型,分析碳交易的制定对经济性和碳排放量的影响,这对综合能源系统低碳经济调度有指导意义,但该模型只考虑了传统碳交易情况。文献[12]在综合能源系统调度中引入阶梯式碳交易机制,在考虑火电外购的情况下,协调综合能源系统的经济性和低碳性,但外购火电并不能使全局系统经济性最优。文献[13]指出建立全网集中调度模型可以使全局经济性最优。

综上,目前研究主要是将碳交易机制引入综合能源系统,并未对碳交易机制原理进行分析,同时,鲜有文献将碳交易机制引入电-气-热综合能源系统源侧集中调度。为此,本文提出电-气-热综合能源系统低碳经济调度模型。对阶梯式碳交易和传统碳交易的原理进行分析比较,并将其引入电-气-热综合能源系统,综合考虑其经济性和环境效益。最后,通过仿真验证阶梯式碳交易机制中引入综合能源系统低碳经济调度的合理性。

1 碳交易机制的分析比较

碳交易实质上是通过建立合法的碳排放权,并允许通过市场对碳排放权进行交易从而达到控制二氧化碳排放的交易机制。

1.1 碳交易配额

我国碳交易机制目前处于摸索阶段,对于不同电厂其无偿配额也不同。对于燃煤机组,其配额与其输出功率有关:

收稿日期:2020-03-01;修回日期:2020-09-27

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777027)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777027)

$$D_i = \lambda_h P_{Gi} \quad (1)$$

其中, D_i 为第 i 台燃煤机组的碳排放配额; λ_h 为燃煤机组的配额系数; P_{Gi} 为第 i 台燃煤机组的输出功率。

对于燃气轮机, 根据文献[14], 其供电量的碳排放配额可以按供热量进行折算, 即将其供电量折算成热量和原本供热量相加得出总热量, 按总热量进行配额; 对于燃气锅炉, 因其仅提供热量, 故仅按热量配额, 总体如式(2)所示。

$$D_j = \begin{cases} \lambda_r (P_{Rj} + \beta P_{Ej}) & \text{燃气机组 } j \text{ 为燃气轮机} \\ \lambda_r P_{Rj} & \text{燃气机组 } j \text{ 为燃气锅炉} \end{cases} \quad (2)$$

其中, D_j 为第 j 台燃气机组(包括燃气轮机和燃气锅炉)的碳排放配额; λ_r 为燃气机组的配额系数; P_{Rj} 为第 j 台燃气机组的输出热量; P_{Ej} 为第 j 台燃气机组的输出电量; β 为电量的折算系数。

1.2 碳交易机制

碳交易机制在我国主要分为2种形式: 一是传统碳交易; 二是阶梯式碳交易。

传统碳交易指在一定的调度周期内, 若系统主体的二氧化碳排放量没有超过排放配额, 则可以获得交易额度, 将该部分卖掉获得收益; 否则需要对超标的部分进行购买, 可用式(3)表示。

$$F_p = \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j \right) \quad (3)$$

其中, F_p 为需要支付的碳交易费用; σ 为单位碳排放权交易价格; E_c 为系统的实际碳排放量; n_h 为燃煤机组总数; n_r 为燃气机组总数。

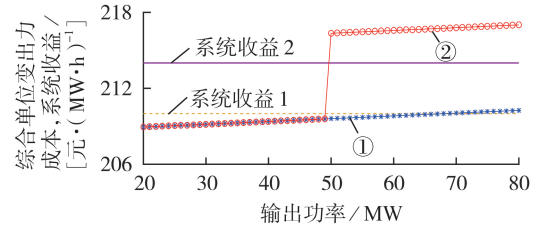
阶梯式碳交易指将二氧化碳排放量分为多个区间, 碳排放量越多的区间, 单位碳排放权交易(碳交易)价格越高, 系统所需的花费越多。碳交易成本表达式如下:

$$F_p = \begin{cases} \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j \right) & E_c \leq \sum_{i=1}^{n_h} D_i + \sum_{j=1}^{n_r} D_j + p \\ \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j - p \right) \delta + \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j \right) & \sum_{i=1}^{n_h} D_i + \sum_{j=1}^{n_r} D_j + p < E_c \leq \sum_{i=1}^{n_h} D_i + \sum_{j=1}^{n_r} D_j + 2p \\ \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j - 2p \right) \delta + & \\ \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j - p \right) \delta + \sigma \left(E_c - \sum_{i=1}^{n_h} D_i - \sum_{j=1}^{n_r} D_j \right) & \sum_{i=1}^{n_h} D_i + \sum_{j=1}^{n_r} D_j + 2p < E_c \leq \sum_{i=1}^{n_h} D_i + \sum_{j=1}^{n_r} D_j + 3p \\ \vdots & \end{cases} \quad (4)$$

其中, p 为关于碳交易的碳排放区间长度, 本文中取

25 t; δ 为碳交易价格的增长幅度, 本文中取 25%。

设 80 MW 常规燃煤机组碳排在 48.5 t(输出功率为 50 MW) 处形成阶梯, 则对于传统碳交易和阶梯式碳交易的区别可以用图 1 表示。具体地, 图 1 为常规燃煤机组在传统碳交易和阶梯式碳交易机制下的综合单位变出力成本(单位时间内变化单位电量所需的综合成本变化量, 其中综合成本指碳交易成本与机组燃料成本之和)和此时系统收益(本文中系统收益指电转气所获收益)与机组输出功率之间的关系。



① 传统碳交易机制下综合单位变出力成本
② 阶梯式碳交易机制下综合单位变出力成本

图1 传统碳交易和阶梯式碳交易原理

Fig.1 Principle of traditional carbon trading and ladder-type carbon trading

从图 1 可以看出, 不同于传统碳交易, 阶梯式碳交易在输出功率为 50 MW 时存在综合单位变出力成本分段点。当系统收益为 210 元/(MW·h)(系统收益 1) 时, 传统碳交易不存在分段点, 该燃煤机组输出功率只要小于 68 MW 就会尽量发至 68 MW 以获取最大利益, 此时系统对输出功率小于 68 MW 的燃煤机组没有抑制能力。而阶梯式碳交易存在分段点, 当燃煤机组输出功率小于 50 MW 时, 系统收益大于燃煤机组综合单位变出力成本, 则其最多能多发到 50 MW, 使系统收益最优, 此时系统可以将燃煤机组出力限制在 50 MW 以内, 抑制了二氧化碳的排放。当系统收益为 214 元/(MW·h)(系统收益 2) 时, 在满足基本负荷约束情况下, 传统碳交易中燃煤机组输出功率只要大于 20 MW, 系统对该燃煤机组输出功率就没有了抑制能力, 使碳排放增多。而在阶梯式碳交易中, 系统收益大于燃煤机组综合单位变出力成本存在一段, 即输出功率为 20~50 MW。在满足基本约束情况下, 当输出功率达到 50 MW 时, 系统对碳排放存在抑制能力; 当输出功率为 20~50 MW 时, 考虑到总体收益问题, 输出功率不会越过 20~50 MW 区间到 50 MW 以上的区间, 使输出功率限制在 50 MW 内, 此时碳排放得到抑制。

如果单纯地将传统碳交易价格提高, 对碳排放量抑制能力得到提高, 但系统总成本会大幅上涨。因此, 在保证一定经济性条件下, 阶梯式碳交易对系统碳排放量的抑制能力更强, 有利于碳排放的减少。

上述原理分析针对的是单一燃煤机组情况, 当全系统存在多种燃煤机组时, 系统分析情况如下

所示。

碳交易成本公式可简化为:

$$F_p = \begin{cases} \sigma \sum_{i=1}^{n_h} (\lambda_i - \lambda_h) P_{Gi} & \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_i P_{Gi} \leq \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_h P_{Gi} + p \\ \sigma \left[\sum_{i=1}^{n_h} \left(\lambda_i - \lambda_h - \frac{p}{P_Z} \right) P_{Gi} \right] \delta + \sigma \sum_{i=1}^{n_h} (\lambda_i - \lambda_h) P_{Gi} & (5) \\ \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_h P_{Gi} + p < \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_i P_{Gi} \leq \sum_{i=1}^{n_h} \lambda_h P_{Gi} + 2p \\ \vdots \end{cases}$$

其中, P_Z 为燃煤机组总功率; λ_i 为机组 i 的碳排放强度。

式(5)对阶梯式碳交易公式(式(4))前2个公式进行了简化处理,当碳排量没有超过第一区间时,碳交易成本和燃煤机组的碳排放系数有关;当碳排量超过第一区间时,碳交易成本除了和碳排放系数相关,也和碳排放的增长区间、碳交易价格的增长幅度有关。从 $\sigma \left[\sum_{i=1}^{n_h} (\lambda_i - \lambda_h - p/P_Z) P_{Gi} \right] \delta$ 可知,对于不同的燃煤机组,碳排放少的机组在第二区间甚至可获得收益(相对于碳排放第一区间单位碳交易成本减少),碳排放多的机组则会得到惩罚(相对于第一区间单位碳交易成本提高),低碳和高碳燃煤机组的成本差值进一步扩大。因为目标为成本最低,所以可压制碳排放,促进低碳燃煤机组的发展。而传统碳交易仅通过碳排放系数进行碳惩罚(碳排放第一区间),并不足以制约高碳燃煤机组,如图2所示。图中单位成本指每单位电量所需的成本,如碳交易单位成本是单位电量下的碳交易成本,燃煤机组单位成本为单位电量下的燃煤机组燃料成本。

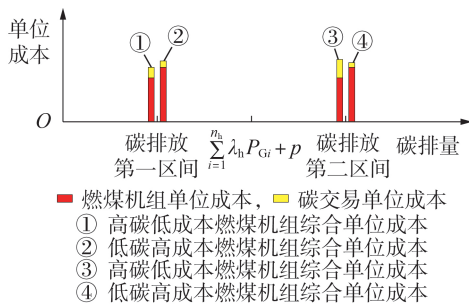


图2 燃煤机组成本分析图

Fig.2 Cost analysis diagram of coal-fired unit

2 基于碳交易的电-气-热低碳经济调度模型

本文借鉴文献[13]中全网集中调度思路,考虑大型能源转换装置从而建立电-气-热综合能源系统低碳经济调度模型。该模型中由燃煤机组、燃气轮机和风电机组供电,由燃气轮机和燃气锅炉供热,由电转气设备将电能转化为氢气和天然气,由储气罐

进行天然气存储,总体模型构架如附录A图A1所示。

在该系统中,为了应对风电的反调峰特性,设置电转气设备用以消纳弃风^[15],将多余的风电转化为氢气和天然气。考虑到当前中国氢能消费需求的上涨,2018年氢能消耗量超 2×10^7 t,而天然气消耗量仅为 2.78×10^{11} m³,因此可将电转气技术产生的一部分氢气售出,另一部分转化为天然气。由于氢气的运输性差和易于就近消纳,本文将10%的氢气用于售出,其余转换成天然气供应给燃气机组,若转换得到的天然气过多,则将多余部分售出。

当在综合能源系统中引入碳交易机制时,系统所受影响如图3所示。

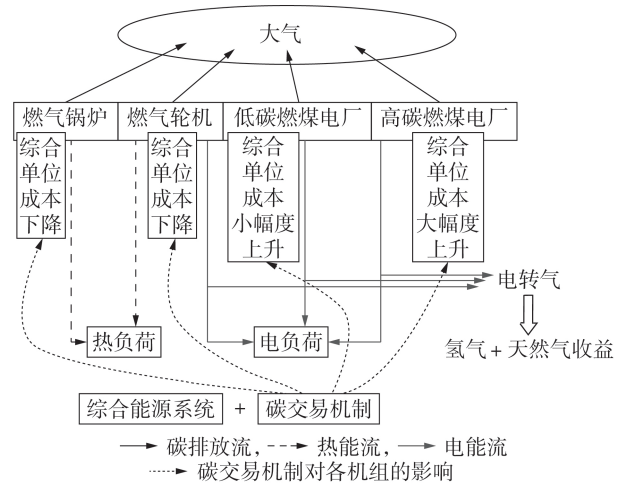


图3 碳交易机制的影响

Fig.3 Impact of carbon trading mechanism

从图3可知,在综合能源系统中引入碳交易机制,会对各机组综合单位成本造成影响。因为我国鼓励燃气机组的发展,燃气机组单位热量的碳排放量小于配额^[14],所以综合单位成本降低。而一般的燃煤电厂会提升综合单位成本,高碳燃煤电厂提升多,低碳提升少,故碳交易机制可引导低碳燃煤机组多发。

电转气设备可用于消纳弃风,但文献[13]指出应适当考虑其产出经济性问题,制定更加灵活的调度方式可使系统经济性得到提高,即在适当的市场条件下,通过将火电输入电转气设备可以获取收益,而当火电成本超过收益时则不会将火电输入电转气设备。

2.1 目标函数

电-气-热综合能源系统经济调度模型考虑一天24 h的经济调度问题,以碳交易成本 F_p 、燃煤机组成本 C_h 、外购天然气成本 C_t 与电转气设备所获得的收益 I_{P2G} 之差最小为目标函数:

$$\min F = \min (C_h + C_t + F_p - I_{P2G}) \quad (6)$$

$$\begin{cases} C_h = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^{n_h} (a_i P_{he,i,t}^2 + b_i P_{he,i,t} + c_i) \\ C_r = \sum_{t=1}^{24} \left[\frac{\rho_{gas}}{q_g} Q_{RZ} \left(\sum_{i=1}^{n_{rg}} \frac{P_{rg,i,t}}{\eta_{rg}} + \sum_{i=1}^{n_{rq}} \frac{P_{re,i,t}}{\eta_{rq}} \right) \right] \\ I_{P2G} = \rho_{H_2} Y_{H_2} + \rho_{gas} Y_{CH_4} \end{cases}$$

其中, F 为系统运行总成本; ρ_{gas} 为天然气价格; q_g 为天然气热值, 取 36 MJ/m^3 ; Q_{RZ} 为单位电能所能转化的热能, 取 $3600 \text{ MJ/(MW} \cdot \text{h)}$; $P_{he,i,t}$ 为在 t 时段上网的燃煤机组 i 输出功率; a_i 、 b_i 、 c_i 为燃煤机组成本系数; $P_{rg,i,t}$ 为在 t 时段燃气锅炉 i 输出的热功率; $P_{re,i,t}$ 为在 t 时段上网的燃气轮机 i 输出的电功率; η_{rg} 为燃气锅炉的效率, 取 0.8 ; η_{rq} 为燃气轮机的电效率, 取 0.35 , 同时其热效率也为 0.35 ; n_{rg} 为燃气锅炉总数, n_{rq} 为燃气轮机总数, $n_{rg} + n_{rq} = n_r$; ρ_{H_2} 为氢气价格; Y_{H_2} 为氢气产生量; Y_{CH_4} 为天然气产生量。

2.2 约束条件

2.2.1 负荷平衡约束

电负荷和热负荷满足以下约束:

$$\begin{cases} P_{el,t} = P_{we,t} + \sum_{i=1}^{n_h} P_{he,i,t} + \sum_{i=1}^{n_{rq}} P_{re,i,t} - P_{p2g,t} \\ P_{rl,t} = \sum_{i=1}^{n_{rq}} P_{rh,i,t} + \sum_{i=1}^{n_{rg}} P_{rg,i,t} - P_{loss,t} \end{cases} \quad (7)$$

其中, $P_{el,t}$ 为在 t 时段的电负荷; $P_{we,t}$ 为在 t 时段可利用的风电功率; $P_{p2g,t}$ 为在 t 时段电转气设备消耗的功率; $P_{rl,t}$ 为在 t 时段的热负荷; $P_{rh,i,t}$ 为在 t 时段燃气轮机 i 输出的热功率; $P_{loss,t}$ 为在 t 时段的热网损耗。

2.2.2 元件约束

本文涉及电转气设备、燃煤机组、燃气轮机、燃气锅炉、风电机组、储气罐等多种元件, 其约束为常规约束, 此处不再赘述, 详见附录 B。

2.2.3 直流潮流约束

本文采用的电力网络约束为直流潮流约束, 包括传输线功率约束、电压相角约束, 不考虑电压幅值约束:

$$\begin{cases} f_{ij,t} = (\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) / x_{ij} \\ -f_{ij}^{\max} \leq f_{ij,t} \leq f_{ij}^{\max} \\ -\theta_{i\max} \leq \theta_{i,t} \leq \theta_{i\max} \\ \theta_{ref} = 0 \end{cases} \quad (8)$$

其中, $f_{ij,t}$ 为节点 i 和节点 j 间在 t 时段的传输功率; x_{ij} 为节点 i 和节点 j 间的电抗; $\theta_{i,t}$ 、 $\theta_{j,t}$ 分别为节点 i 和节点 j 在 t 时段的电压相角; $f_{ij}^{\max}$ 为传输线功率最大值(容量); $\theta_{i\max}$ 为节点 i 电压相角的最大限值; θ_{ref} 为平衡节点电压相角。

2.2.4 天然气网约束

本文模型参考文献[16], 主要考虑天然气流量平衡约束、管存约束、气网管道约束、节点气压约束、

气源约束, 具体如下:

$$\begin{cases} Q_{Yi,t} - Q_{Hi,t} + Q_{P2Gi,t} + E_{Di,t} - E_{Ci,t} + \sum_{j \in N(i)} L_{ij,t} = 0 \\ L_{ij,t} + L_{ji,t} = K_{ij} (C_{ij,t} - C_{ij,t-1}) \\ C_{ij,t} = \frac{p_{i,t} + p_{j,t}}{2} l_{gas,ij} \\ \begin{cases} L_{ij,t}^p = n_{1,t} S_{ij} \sqrt{p_{i,t}^2 - p_{j,t}^2} \\ n_{1,t} = \begin{cases} 1 & p_{i,t} \geq p_{j,t} \\ -1 & p_{i,t} < p_{j,t} \end{cases} \end{cases} \\ L_{ijmin} \leq L_{ij,t} \leq L_{ijmax} \\ p_{imin} \leq p_{i,t} \leq p_{imax} \\ Q_{Yimin} \leq Q_{Yi,t} \leq Q_{Yimax} \end{cases} \quad (9)$$

其中, $Q_{Yi,t}$ 为节点 i 的气源在 t 时段的产气量; $Q_{Hi,t}$ 为节点 i 的气负荷在 t 时段的耗气量; $Q_{P2Gi,t}$ 为节点 i 的电转气设备在 t 时段的产气量; $E_{Ci,t}$ 为节点 i 的储气罐在 t 时段的进气量; $E_{Di,t}$ 为节点 i 的储气罐在 t 时段的放气量; $N(i)$ 为与节点 i 相连的所有天然气节点集合; $L_{ij,t}$ 为管道 ij 在 t 时段的气流量; $L_{ij,t}^p$ 为管道 ij 在 t 时段气流量的平均值; $C_{ij,t}$ 为管道 ij 在 t 时段的管存量; $l_{gas,ij}$ 为天然气管道 ij 长度; K_{ij} 、 S_{ij} 为和管道长度等相关的固定参数; $p_{i,t}$ 、 $p_{j,t}$ 分别为节点 i 和节点 j 在 t 时段的气压; L_{ijmin} 和 L_{ijmax} 分别为管道 ij 的最小、最大气流量; p_{imin} 和 p_{imax} 分别为节点 i 的最小、最大气压; Q_{Yimin} 和 Q_{Yimax} 分别为节点 i 的气源产气量最小、最大值。

考虑气网约束的非凸问题, 参考文献[17]的连续锥算法进行求解, 具体步骤不再赘述。

2.2.5 热网约束

热网主要分为供水管网和回水管网, 热网约束包括温度约束、水流结合温变约束、热源功率换算约束、热负荷功率换算约束, 具体如下:

$$\begin{cases} T_{sout} = (T_s - T_a) e^{-\frac{U l_{re,ij}}{C_p M_{ij}}} + T_a \\ T_{rout} = (T_r - T_a) e^{-\frac{U l_{re,ij}}{C_p M_{ij}}} + T_a \\ \left(\sum_{n=1}^k M_{OUT,n} \right) T_{NODEOUT} = \sum_{n_1=1}^{k_1} M_{IN,n_1} T_{NODEIN,n_1} \\ H_{RY} = C_p M_{RY} (T_s - T_r) \\ H_{FH} = C_p M_{FH} (T_{SF} - T_{RF}) \end{cases} \quad (10)$$

其中, T_{sout} 为供水管网水通过管道 ij 的温度; T_{rout} 为回水管网水通过管道 ij 的温度; T_s 为供水管网水流入管道 ij 的温度; T_r 为回水管网水流入管道 ij 的温度; T_a 为环境温度; U 为传热系数; $l_{re,ij}$ 为热网管道 ij 的长度; C_p 为水的比热容; M_{ij} 为通过管道 ij 的流量; k 为节点处的输出管道总数; k_1 为节点处的输入管道总数; $M_{OUT,n}$ 为节点处第 n 条输出管道的水流量;

M_{IN, n_1} 为节点处第 n_1 条输入管道的水流量; $T_{NODEOUT}$ 为节点处输出管道水流量的温度; T_{NODEIN, n_1} 为节点处第 n_1 条输入管道水流量的温度; H_{RY} 为供热机组的输出热功率; H_{FH} 为负荷热功率; M_{RY} 为通过供热机组的水流量; M_{FH} 为通过负荷的水流量; T_s 为通过供热机组的供水温度; T_R 为通过供热机组的回水温度; T_{SF} 为通过热负荷的供水温度; T_{RF} 为通过热负荷的回水温度。

考虑热网约束的非线性问题,参考文献[18]的质调节方法进行线性化求解,具体步骤不再赘述。

2.3 模型求解

模型的求解流程图如附录C图C1所示。通过选取不同的碳交易机制,在满足基本约束的情况下,根据不同时段机组综合单位变出力成本和电转气收益的比较,确定各时段机组变出力大小使综合经济最优。

3 算例分析

3.1 算例简介

本文采用改进的IEEE 30节点电网、6节点热网、7节点气网进行算例分析,热网、气网数据分别见附录D表D1和表D2。系统拓扑图如图4所示。

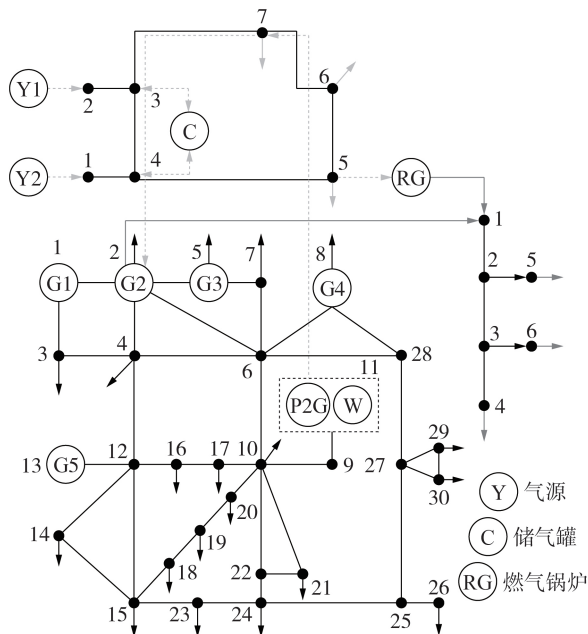


图4 系统拓扑图

Fig.4 System topology diagram

图4中, G1、G3—G5为常规燃煤机组,碳排放配额系数取 $0.7 \text{ t} / (\text{MW} \cdot \text{h})^{[10]}$, 机组参数如附录D表D3所示。G2为燃气轮机,其输出电功率上限为80 MW,下限为10 MW。燃气锅炉的输出热功率上限为80 MW,下限为10 MW。燃气机组成本和天然气的售价有关,本文取 $3 \text{ 元} / \text{m}^3^{[19]}$,其碳排放强度取 $0.065 \text{ t} / \text{GJ}$,配额系数为 $0.102 \text{ t} / \text{GJ}^{[14]}$ 。碳交易价格设定为 $100 \text{ 元} / \text{t}^{[14]}$ 。在节点11处,将原燃煤机组

替换为200 MW风电场和150 MW电转气设备的组合。电制氢效率设为 $0.7^{[20]}$,综合电制天然气效率为 $0.6^{[5]}$ 。氢气市场售价为 $53 \text{ 元} / \text{kg}$,考虑其运输储存成本,厂端售价定为 $40 \text{ 元} / \text{kg}^{[13]}$ 。

本文通过CPLEX软件进行优化求解,系统以24 h为周期、1 h为步长进行仿真。对不同碳交易机制下,同一系统的情况进行分析,分为以下3种场景:场景1,在阶梯式碳交易情况下,以不考虑碳交易成本仅考虑运行成本为目标函数;场景2,考虑传统碳交易机制;场景3,考虑阶梯式碳交易机制。

3.2 低碳经济调度结果分析

本文根据上述3种场景,得到系统运行情况如表1所示。

表1 系统运行情况

Table 1 System operation situation

场景	碳排放量 / t	系统运行成本 / 元	碳交易成本 / 元	综合运行成本 / 元
1	6669.1	1781355	133270	1914625
2	6417.9	1783200	105190	1888390
3	5369.2	1818400	79976	1898376

从表1中可知,场景3下的碳排放量相比于场景1减少了1299.9 t,即减少了19.49%,而场景2下的碳排放量相比于场景1仅减少了251.2 t,即减少了3.77%。在综合运行成本方面,场景2相比于场景1成本下降了26235元,即下降了1.37%,场景3虽然比场景2成本高了9986元,但相比于场景1下降了16249元,即下降了0.85%。综合来看,场景3相比于场景2综合运行成本虽高了0.52%,但碳排放量减少了15.72%,证明了阶梯式碳交易在低碳经济调度方面的有效性。

图5为3种场景下电负荷机组运行情况。从图5可知,在05:00之前,3种场景下燃煤机组和电转气设备出力无差别,因为此时风电较大,燃气轮机受以热定电影响,出力较高,而负荷较低,燃煤机组在较低出力下,综合单位变出力成本低于电转气设备收益,可以使电转气维持额定出力。在05:00—08:00时段,燃煤机组出力在场景1、2中开始升高,在场景3中电转气设备出力却降低,这是因为考虑阶梯式碳交易后的燃煤机组综合单位变出力成本高于电转气收益,抑制燃煤机组输出功率的上涨。在08:00—11:00时段,场景1、2中的燃煤机组综合单位变出力成本都低于电转气收益,因此电转气设备都维持额定出力。场景3考虑到传输线容量使风电只有65 MW可上网,因此燃煤机组输出功率需上涨补足负荷需求,此时燃煤机组不会对电转气供电,相对于场景1、2碳排放量得到减小。在11:00—19:00时段的负荷高峰期,场景1中燃煤机组皆为满足电转气需求而增加出力;场景2因考虑传统碳交易使成本最高机组不能对电转气设备供电;场景3与

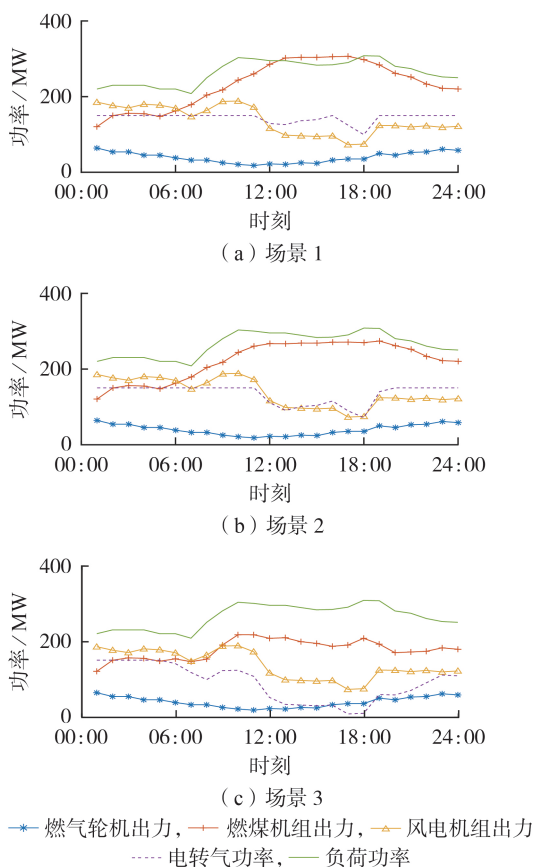


图5 不同碳交易机制下各机组运行情况

Fig.5 Operation situation of units under different carbon trading mechanisms

08:00—11:00时段一致,只能上网65 MW风电。在19:00—24:00时段,场景1、2中电转气设备维持额定出力,燃煤机组输出功率随负荷下降而下降;场景3中负荷下降但燃煤机组输出功率基本不变,这是因为此时燃煤机组综合单位变出力成本低于电转气收益,使电转气功率提高。

图6为3种场景下热负荷机组运行情况,图7为3种场景下全天各类机组上网总电量对比图。

从图6、7可知,碳交易对燃气轮机和燃气锅炉的出力无影响。一是因为燃气锅炉效率高于燃气轮机,因此热负荷主要由燃气锅炉供给,燃气轮机补足,致使以热定电现象的发生;二是由于碳交易价格不足,使燃气轮机变出力产生的成本减少量不可能抑制燃煤机组和燃气锅炉变化的成本增加量。

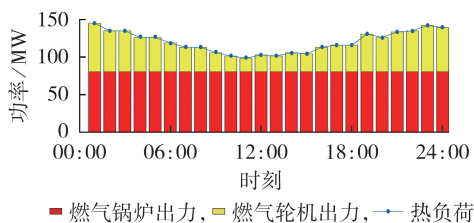


图6 3种场景下热负荷机组出力情况

Fig.6 Heat load unit output in three scenarios

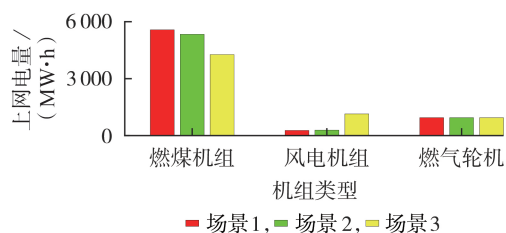


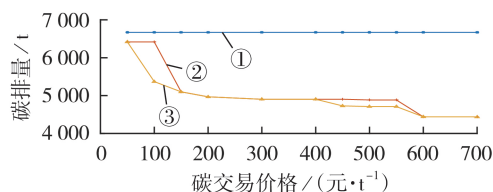
图7 3种场景下各类机组上网电量情况

Fig.7 On-grid electric quantity of various types of units in three scenarios

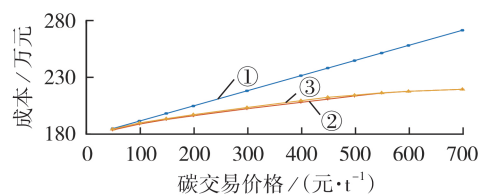
从图7可知,在一天的调度周期内,场景1中燃煤机组上网电量最高而风电上网电量(风电经传输线送入电网的电量)最低,而场景3中燃煤机组上网电量最低而风电上网电量最高,证明采用阶梯式碳交易有利于抑制高碳机组出力,提高清洁机组的竞争力,减少系统碳排放。

3.3 碳交易价格影响分析

随着经济发展,未来为了阻止环境恶化,碳交易价格会发生改变。碳交易价格的变化会对系统各机组出力产生影响,图8为随着碳交易价格的变化,系统碳排放量和系统总成本的变化曲线。



(a) 碳交易价格对系统碳排放量的影响



(b) 碳交易价格对系统成本的影响

①场景1, ②场景2, ③场景3

图8 碳交易价格对系统的影响

Fig.8 Impact of carbon trading price on system

由图8(a)可知,随着碳交易价格的提高,场景2和场景3的碳排量都在下降,而场景3的碳排量低于场景2。原因如下:碳交易价格小于400元/t时主要是通过抑制提供电转气的燃煤机组出力从而使碳排放量减少;大于400元/t时,通过提高燃气轮机出力对燃煤机组进行压制,使碳排放量得到降低。对于场景2,碳交易价格大于550元/t时才能对燃气轮机产生影响,说明考虑阶梯式碳交易更有利于清洁机组的上网。

由图8(b)可知,碳交易价格大于400元/t时,场景2和场景3的成本变化曲线逐渐靠近。原因在于场景3通过改变燃气轮机出力抑制燃煤机组出

力,使碳排放量逐渐低于过量碳排放量,造成阶梯式碳交易成本逐渐接近传统碳交易成本,但因燃气轮机容量较燃煤机组容量小,其系统碳排放量不可能小于总体配额,因此随碳交易价格的提高,总成本一直处于上升趋势。

3.4 风电上网传输线容量影响分析

随着经济发展,电网向越来越便捷的方向发展,且在全网集中调度中为了保证系统总体收益最高,传输线容量越大越好,本文分析风电上网的传输线容量对系统碳排放量和总成本的影响,如附录E图E1所示。由图E1(a)可知,随着传输线容量的上升,场景1碳排放量上升,场景2碳排放量略微下降,场景3碳排放量大幅下降,最终趋于平稳。原因在于场景1通过增大燃煤机组出力用来供应电转气使系统运行成本降低,但会提高碳排放量。场景3可以通过提高传输线容量使更多的风电上网用以压制燃煤机组出力,使碳排放量减少。由图E1(b)可知,随着传输线容量的上升,3种场景下系统总成本都处于下降趋势,且场景2和场景3间的系统成本差逐渐减少。原因是在场景3中,传输线容量的上升使风电上网更多,系统总成本减小。而在场景2中,较小的传输线容量(40 MW)已足够燃煤机组供应电转气或风电供应负荷,因此其系统成本在传输线容量大于40 MW时不会发生变化。

4 结论

本文针对源侧集中调度模式中的综合能源系统引入阶梯式碳交易机制,建立电-气-热综合能源系统低碳经济调度模型。分析了不考虑碳交易机制、考虑传统碳交易机制、考虑阶梯式碳交易机制下系统碳排放量和系统总成本的情况,得出以下结论。

(1)虽然考虑阶梯式碳交易的系统总成本相对于考虑传统碳交易增加了0.52%,但碳排放量减少了15.72%,证明了阶梯式碳交易的有效性。

(2)考虑了碳交易价格对系统碳排放量和总成本的影响。证明采用阶梯式碳交易更有利于清洁机组的上网,对碳排放量有更为严格的控制,且随着碳交易价格的提升,阶梯式碳交易和传统碳交易的系统成本差逐渐减小。

(3)考虑了风电上网传输线容量对系统碳排放量和成本的影响。随着传输线容量提高,考虑阶梯式碳交易的系统碳排放量逐渐下降,而考虑传统碳交易的几乎不变,且2种场景下系统成本差逐渐减少,证明采用阶梯式碳交易机制对综合能源系统低碳经济调度的合理性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 米剑锋,马晓芳. 中国CCUS技术发展趋势分析[J]. 中国电机

工程学报,2019,39(9):2537-2544.

MI Jianfeng, MA Xiaofang. Development trend analysis of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2537-2544.

[2] 李更丰,黄玉雄,别朝红,等. 综合能源系统运行可靠性评估综述及展望[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):12-21.

LI Gengfeng, HUANG Yuxiong, BIE Zhaohong, et al. Review and prospect of operational reliability evaluation of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 12-21.

[3] 彭克,张聪,徐丙垠,等. 多能协同综合能源系统示范工程现状与展望[J]. 电力自动化设备,2017,37(6):3-10.

PENG Ke, ZHANG Cong, XU Bingyin, et al. Status and prospect of pilot projects of integrated energy system with multi-energy collaboration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(6): 3-10.

[4] 李杨,刘伟佳,赵俊华,等. 含电转气的电-气-热系统协同调度与消纳风电效益分析[J]. 电网技术,2016,40(12):3680-3689.

LI Yang, LIU Weijia, ZHAO Junhua, et al. Optimal dispatch of combined electricity-gas-heat energy systems with power-to-gas devices and benefit analysis of wind power accommodation[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 3680-3689.

[5] 魏震波,黄宇涵,高红均,等. 含电转气和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 Technology, 2018, 42(11): 3512-3520.

[6] 许福鹿,周任军,曹俊波,等. 多种市场下虚拟电厂电-热-气协调优化调度[J]. 电力系统及其自动化学报,2019,31(9):35-42.

XU Fulu, ZHOU Renjun, CAO Junbo, et al. Coordination optimization dispatch of electricity-heat-gas for virtual power plant under various markets[J]. Proceedings of the CSU-EPSS, 2019, 31(9): 35-42.

[7] 檀勤良,丁毅宏. 考虑碳交易的火电节能调度优化模型及应对模式[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):175-181,188.

TAN Qinliang, DING Yihong. Optimal energy-saving dispatching model for thermal power considering carbon trading and its coping mode[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 175-181, 188.

[8] 宋旭东,莫娟,向铁元. 电力行业碳排放权的初始分配机制[J]. 电力自动化设备,2013,33(1):44-49.

SONG Xudong, MO Juan, XIANG Tieyuan. Initial allocation mechanism of carbon emission permit in electric power industry[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 44-49.

[9] 张晓辉,闫柯柯,卢志刚,等. 基于场景概率的含风电系统多目标低碳经济调度[J]. 电网技术,2014,38(7):1835-1841.

ZHANG Xiaohui, YAN Keke, LU Zhigang, et al. Scenario probability based multi-objective optimized low-carbon economic dispatching for power grid integrated with wind farms[J]. Power System Technology, 2014, 38(7): 1835-1841.

[10] 车泉辉,吴耀武,祝志刚,等. 基于碳交易的含大规模光伏发电系统复合储能优化调度[J]. 电力系统自动化,2019,43(3):76-83,154.

CHE Quanhui, WU Yaowu, ZHU Zhigang, et al. Carbon trading based optimal scheduling of hybrid energy storage system in power systems with large-scale photovoltaic power generation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 76-83, 154.

- [11] 卫志农,张思德,孙国强,等. 基于碳交易机制的电-气互联综合能源系统低碳经济运行[J]. 电力系统自动化,2016,40(15):9-16.
- WEI Zhinong,ZHANG Side,SUN Guoqiang,et al. Carbon trading based low-carbon economic operation for integrated electricity and natural gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(15):9-16.
- [12] 秦婷,刘怀东,王锦桥,等. 基于碳交易的电-热-气综合能源系统低碳经济调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(14):8-13,22.
- QIN Ting,LIU Huaidong,WANG Jinqiao,et al. Carbon trading based low-carbon economic dispatch for integrated electricity-heat-gas energy system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(14):8-13,22.
- [13] 魏繁荣,随权,林湘宁,等. 考虑制氢设备效率特性的煤风氢能源网调度优化策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(5):1428-1439.
- WEI Fanrong,SUI Quan,LIN Xiangning,et al. Energy control scheduling optimization strategy for coal-wind-hydrogen energy grid under consideration of the efficiency features of hydrogen production equipment[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(5):1428-1439.
- [14] 瞿凯平,黄琳妮,余涛,等. 碳交易机制下多区域综合能源系统的分散调度[J]. 中国电机工程学报,2018,38(3):697-707.
- QU Kaiping,HUANG Linni,YU Tao,et al. Decentralized dispatch of multi-area integrated energy systems with carbon trading[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(3):697-707.
- [15] CLEGG S,MANCARELLA P. Integrated modeling and assessment of the operational impact of Power-to-Gas(P2G) on electrical and gas transmission networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2017,6(4):1234-1244.
- [16] 陈胜,卫志农,孙国强,等. 电-气互联综合能源系统安全分析与优化控制研究综述[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):3-11.
- CHEN Sheng,WEI Zhinong,SUN Guoqiang,et al. Review on security analysis and optimal control of electricity-gas integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):3-11.
- [17] 张伊宁,何宇斌,晏鸣宇,等. 计及需求响应与动态气潮流的

电-气综合能源系统优化调度[J]. 电力系统自动化,2018,42(20):7-14.

ZHANG Yining,HE Yubin,YAN Mingyu,et al. Optimal dispatch of integrated electricity-natural gas system considering demand response and dynamic natural gas flow[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(20):7-14.

- [18] LI Z,WU W,WANG J,et al. Transmission-constrained unit commitment considering combined electricity and district heating networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy,2015,7(2):480-492.

- [19] 杨承,王平,刘焕新,等. 分布式燃气-蒸汽联合循环供能系统热经济性分析[J]. 中国电机工程学报,2019,39(18):5424-5432,5590.

YANG Cheng,WANG Ping,LIU Huanxin,et al. Thermo-economic analysis on gas-steam combined cycle-based distributed energy supply system[J]. Proceedings of the CSEE,2019,39(18):5424-5432,5590.

- [20] 魏繁荣,随权,林湘宁,等. 一种电网多主体场景下的制氢装置新运营模式及其调度策略[J]. 中国电机工程学报,2018,38(11):3214-3225.

WEI Fanrong,SUI Quan,LIN Xiangning,et al. A new equity mode and scheduling strategy of hydrogen production equipment in the multi-subject scene of the grid[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(11):3214-3225.

作者简介:



崔 杨

崔 杨(1980—),男,内蒙古包头人,教授,博士,主要研究方向为电力系统运行分析、新能源并网发电关键技术等(E-mail: cuiyang0432@163.com);

曾 鹏(1996—),男,山东青岛人,硕士研究生,通信作者,主要研究方向为综合能源系统的运行控制(E-mail: 752873348@qq.com)。

(编辑 李玮)

Low-carbon economic dispatch of electricity-gas-heat integrated energy system based on ladder-type carbon trading

CUI Yang¹, ZENG Peng¹, ZHONG Wuzhi², CUI Wenli³, ZHAO Yuting¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 3. Chayouzhongqi Power Supply Branch of

Ulanqab Electric Power Bureau, Inner Mongolia Power Group Co., Ltd., Ulanqab 013550, China)

Abstract: To realize the low-carbon economic operation of the whole system, a ladder-type carbon trading is introduced in the operation model of electricity-gas-heat integrated energy system, and the low-carbon and economic conditions of the system are considered comprehensively. Firstly, the difference between traditional carbon trading mechanism and ladder-type carbon trading mechanism is analyzed, and the rationality of developing the ladder-type carbon trading mechanism is explained. Secondly, an electricity-gas-heat integrated energy system dispatching model for power-to-gas and gas-fired units is established, and a carbon trading mechanism is introduced in the model to compare the low-carbon and economy of the system under different carbon trading mechanisms. Finally, the simulation of system is carried on CPLEX software based on the coupled modified IEEE 30-bus system model, 6-node heat network model and 7-node gas network model. The effectiveness of reducing carbon emissions through the ladder-type carbon trading mechanism is verified, thus providing reference for low-carbon operation of integrated energy system.

Key words: low-carbon; integrated energy system; carbon trading; carbon emission; economic dispatch

附录

附录 A

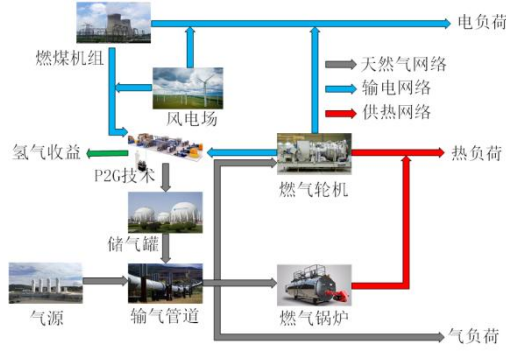


图 A1 电-气-热综合能源系统结构示意图

Fig.A1 Schematic diagram of electricity-gas-heat integrated energy system

附录 B

(1) 电转气设备约束。

电转气设备主要满足其最大功率约束：

$$0 \leq P_{p2g,t} \leq P_{p2g\max} \quad (B1)$$

其中， $P_{p2g\max}$ 为电转气设备的额定功率。

(2) 风电机组约束。

风电机组主要满足其最大功率约束和允许弃风约束：

$$\begin{cases} 0 \leq P_{w,t} \leq P_{w\max} \\ 0 \leq P_{we,t} \leq P_{w,t} \end{cases} \quad (B2)$$

其中， $P_{w,t}$ 为风电预测功率； $P_{w\max}$ 为风电场额定功率。

(3) 燃煤机组约束。

燃煤机组主要满足额定功率上下限约束和爬坡率约束：

$$\begin{cases} P_{hi\min} \leq P_{he,i,t} \leq P_{hi\max} \\ P_{Xi\max} \leq P_{he,i,t} - P_{he,i,t-1} \leq P_{Si\max} \end{cases} \quad (B3)$$

其中， $P_{hi\min}$ 为燃煤机组 i 最小出力值； $P_{hi\max}$ 为燃煤机组 i 最大出力值； $P_{Xi\max}$ 为燃煤机组 i 最大下爬坡率； $P_{Si\max}$ 为燃煤机组 i 最大上爬坡率。

(4) 燃气轮机约束。

燃气轮机主要满足出力上下限约束、爬坡率约束和热电比约束：

$$\begin{cases} P_{rei\min} \leq P_{re,i,t} \leq P_{rei\max} \\ \alpha = P_{re,i,t} / P_{rh,i,t} \\ P_{reiX\max} \leq P_{re,i,t} - P_{re,i,t-1} \leq P_{reiS\max} \end{cases} \quad (B4)$$

其中， $P_{re,i,t}$ 为在 t 时段燃气轮机 i 电出力值； $P_{rh,i,t}$ 为在 t 时段燃气轮机 i 热出力值； $P_{rei\min}$ 为燃气轮机 i 最小出力值； $P_{rei\max}$ 为燃气轮机 i 最大出力值； $P_{reiX\max}$ 为燃气轮机 i 最大下爬坡率； $P_{reiS\max}$ 为燃气轮机 i 最大上爬坡率； α 为燃气轮机的热电比，本文取 1。

(5) 燃气锅炉约束。

燃气锅炉主要满足出力上下限约束和爬坡率约束：

附录 D

表 D1 热力管道数据

Table D1 Data of thermal pipeline

管道	起始节点	结束节点	长度/km	$U/[W\cdot(m\cdot K)^{-1}]$	$T_{\min}/^{\circ}C$	$T_{\max}/^{\circ}C$	最大流量/($t\cdot h^{-1}$)	最小流量/($t\cdot h^{-1}$)	$T_{\min}/^{\circ}C$	$T_{\max}/^{\circ}C$
1	1	2	3.5	0.2	120	130	2000	0	40	50
2	2	3	1.75	0.2	120	130	1000	0	40	50
3	3	4	1.75	0.2	120	130	1000	0	40	50
4	2	5	1.75	0.2	120	130	1000	0	40	50
5	3	6	0.75	0.2	120	130	1000	0	40	50

表 D2 天然气管道数据

Table D2 Data of natural gas pipeline

管道	起始节点	结束节点	S_{ij}	压力上限/Psig	压力下限/Psig
1	1	4	210	400	115
2	2	3	210	400	150
3	3	4	180	400	130
4	4	5	135	400	130
5	5	6	135	400	115
6	3	7	135	400	100
7	6	7	135	400	115

表 D3 燃煤机组参数

Table D3 Coal-fired unit parameters

机组	出力上限 $P_{\max}/MW$	出力下限 $P_{\min}/MW$	机组爬坡速率 $r_u/(MW\cdot h^{-1})$	燃料成本系数			碳排放强度/ [$t\cdot(MW\cdot h)^{-1}$]
				$a_i/(\text{元}\cdot MW^{-2})$	$b_i/(\text{元}\cdot MW^{-1})$	$c_i/\text{元}$	
G1	200	50	100	0.001 4	200	75	0.98
G3	50	15	25	0.001 5	225	167	1.08
G4	35	10	18	0.002 3	100	1 250	0.97
G5	30	10	15	0.000 9	150	500	1.15

附录 E

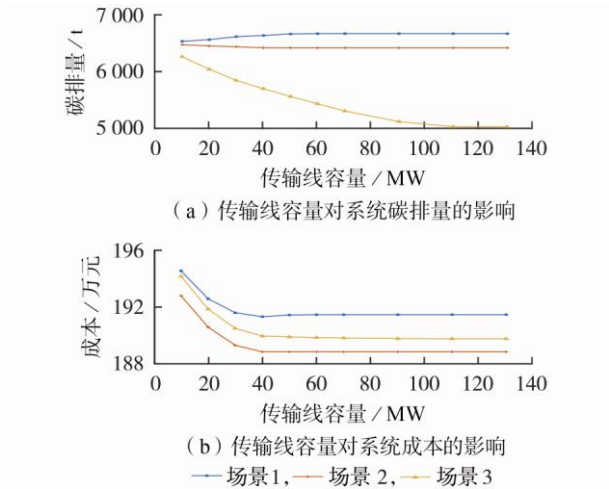


图 E1 传输线容量对系统影响
Fig.E1 Impact of transmission line capacity on system