

# 电力行业碳排放权的初始分配机制

宋旭东, 莫 娟, 向铁元

(武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072)

**摘要:** 在传统碳排放权分配模式的基础上, 结合我国电力行业发展的实际情况以及发电资源分布的特点, 提出基于区域比较的两级分配机制, 并建立相应的分配模型。该分配机制中, 一级区域间分配考虑各区域发展的不平衡性和发电资源分布的不均衡性, 保证分配的公平性; 二级区域内分配以发电效率和效益为主, 保证分配的高效性。仿真结果表明该分配机制能合理分配碳排放权。

**关键词:** 电力行业; 碳排放权; 分配机制; 公平; 效率; 模型

**中图分类号:** TM 73

**文献标识码:** A

**DOI:** 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.01.009

## 0 引言

人类生存和发展所产生的 CO<sub>2</sub> 排放已经成为日益严重的环境问题。发达国家所推行的“总量管制与排放交易”的措施能够在限制 CO<sub>2</sub> 排放的同时, 利用市场作用吸引资金流向低碳产业, 实现低碳化可持续发展。而推行该方案的关键在于如何分配碳排放权<sup>[1-4]</sup>。电力行业作为国民经济中最大的 CO<sub>2</sub> 排放部门, 占总排放量的 38.76%。因此, 低碳经济时代下, 电力行业尤其是发电企业, 如何合理分配碳排放权将显得尤为重要。

文献[5-6]从发展中国家的角度出发, 提出“2 个趋同”的碳排放权分配方法, 保障了发展中国家的合理发展权; 文献[7]针对退出和进入欧洲排放交易体系 EUETS(European Union Emission Trading System)的企业, 提出了一种 10 年期的分配规则; 文献[8]提出以产量和排放量为基础的随时更新的分配规则; 文献[9]提出了一种可调的碳排放权分配机制, 最大限度地减弱市场力的作用; 文献[10]采用基于历史排放量和历史产量 2 种分配规则, 对比研究澳大利亚电力市场环境下, 碳交易带来的潜在收益和补偿对发电企业的影响。

基于上述研究成果, 同时考虑到碳排放权的性质和作用, 结合我国电力行业的特色, 本文对我国电力行业的碳排放权分配机制进行深入研究。

## 1 基于区域比较的两级分配机制

### 1.1 碳排放权的分配原则

碳排放权作为一种环境资源, 属于全人类共有, 人人享有相同的碳排放权以及实现相同生活质量所必须的碳排放权。而作为一种稀缺资源, 碳排放权必须优化配置, 以高效为前提, 最大限度地创造价值。因此, 碳排放权分配的总原则是公平和效率<sup>[11-13]</sup>。

### 1.2 基于区域比较的两级分配机制的原理

目前电力行业关于碳排放权的分配方式并没有考虑我国各区域电力行业发展程度的差异以及区域间发电资源分布的不均衡。单纯地从效率和效益角度进行碳排放权的分配, 将使得电力发展落后以及发电资源贫乏的区域, 由于发达以及发电资源丰富区域大量的 CO<sub>2</sub> 排放, 而承受与之相同的 CO<sub>2</sub> 减排约束。这种分配方式将进一步抑制前者的电力发展, 不能保障该区域合理的发展权, 无法体现公平性<sup>[14-15]</sup>。

因此, 结合 EUETS 的运行经验, 在我国实行强制 CO<sub>2</sub> 减排政策、政府免费分配碳排放权的前提下, 提出基于区域比较的两级分配机制。该分配机制原理如图 1 所示。

如图 1 所示, 基于区域比较两级分配的碳排放权分配机制借鉴“2 个趋同”的分配思想(即在趋同目标年实现相同的人均碳排放权和从趋同基准年算起

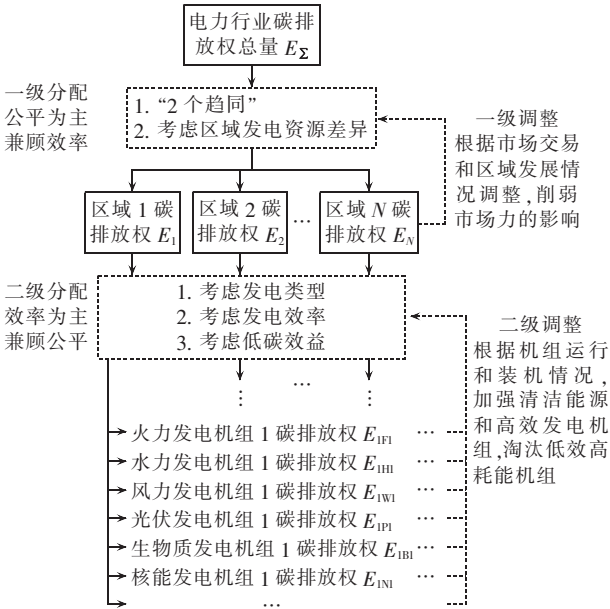


图 1 基于区域比较的两级分配机制示意图

Fig.1 Schematic diagram of two-level allocation mechanism based on regional comparison

到趋同目标年实现相同的人均积累碳排放量),并对各区域内发电资源的分布情况进行协调,同时考虑区域内各类发电资源的发电效率和效益,实现碳排放权的合理分配。该机制的原理如下。

#### a. 区域间的一级分配。

假设人均 GDP 与区域发展水平正相关。在电力行业范畴内,将全国划分为多个区域。根据人均 GDP 将各区域降序排列;将排名在待分配碳排放权的目标区域的前一位区域作为比较区域;以比较区域在达到目标区域的人均用电量时,所产生的人均碳排放量(本文均指人均碳排放量的电力部分)作为目标区域分配碳排放权的依据;同时,根据各区域发电资源(主要考虑清洁发电资源)的分布情况,将碳排放权按资源分布的比例,从发电资源丰富的区域让渡一部分给发电资源贫乏的区域;此外,与排名第一的区域比较,考虑历史积累的碳排放量。

#### b. 区域内的二级分配。

区域内的二级分配,以区域总体的发电经济性为目标进行碳排放权的二次分配,即考虑不同发电类型发电机组的发电成本、发电效率和低碳效益,形成区域发电经济成本的最小值优化问题。其中,碳排放权按发电机组的发电量比例进行分配<sup>[16]</sup>。

总之,一级分配能够保证区域发展的公平性,以比较区域为参考进行碳排放权的分配能够在一定程度上引导目标区域的优化发展;二级分配有利于推进清洁能源、高效发电机组和低碳电力技术的发展,引导和加速低效高耗能发电机组的淘汰。因此,基于区域比较的两级分配机制能够充分体现碳排放权分配的公平性和效率性原则。

## 2 基于区域比较的两级分配机制建模

根据第 1 节基于区域比较的两级分配机制的原理,可将模型分为 2 块:区域间的一级分配模型和区域内的二级分配模型。

### 2.1 一级分配模型

假设在电力行业范畴内,将全国划分为  $N$  个区域,则区域  $i$  的碳排放权一级分配模型如式(1)所示:

$$E_i^t = \alpha(E_{i,c_p}^t + E_{i,r_s}^t + \Delta E_i^t) \quad (1)$$

其中,  $E_i^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年分配的碳排放权;  $E_{i,c_p}^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年根据相应的比较区域  $c_p$  分配的碳排放权比较分量;  $E_{i,r_s}^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年根据自身发电资源分布情况分配的碳排放权补偿分量;  $\Delta E_i^t$  为区域  $i$  与排名第一位的区域比较,并根据自身发展情况,在第  $t$  年获取的碳排放权历史积累分量;  $\alpha$  为碳排放权的分配系数。

#### a. 比较分量 $E_{i,c_p}^t$

该分量从区域发展的角度,保障各区域的合理发

展权和各区域人均享有相同发展时期同等碳排放量的权利。

若  $c_p \neq i$ ,  $E_{i,c_p}^t$  可由式(2)表示:

$$E_{i,c_p}^t = e_{c_p}(q_i^t) p_i^t \quad (2)$$

其中,  $q_i^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年的人均用电量;  $p_i^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年的人口数;  $e_{c_p}(q_i^t)$  为区域  $c_p$  在对应的历史人均用电量为  $q_i^t$  时的人均碳排放量,其值可根据历史数据进行拟合求取。

若  $c_p = i$ , 则表明区域  $i$  为最发达区域。此时,区域  $i$  以给定的目标年人均碳排放权为目标,实行递减分配,则有:

$$E_{i,c_p}^t = p_i^t [e_i^{t-1} - (e_i^{t-1} - e^T) / (T - t + 1)] \quad (3)$$

其中,  $e_i^{t-1}$  为区域  $i$  在第  $t-1$  年的人均碳排放权;  $e^T$  为设定的目标年  $T$  的人均碳排放权。

#### b. 补偿分量 $E_{i,r_s}^t$

令  $r$  为清洁发电资源类型;  $W_{i,r}^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年所存有的未开发利用的发电资源  $r$  (表示为相应的装机容量);  $\sigma_{i,r}^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年发电资源  $r$  的技术开发率;  $W_{i,c}^{t-1}$  为区域  $i$  在第  $t-1$  年的清洁能源装机容量;  $W_i^t$  为第  $t$  年区域  $i$  的电力需求;  $Q_\Sigma^t$  为第  $t$  年全国的电量需求;  $W_\Sigma^t$  为第  $t$  年全国的电力需求;  $H_c^t$  为第  $t$  年全国清洁能源发电设备平均利用小时数;  $H_f^t$  为第  $t$  年全国化石类能源发电设备平均利用小时数;  $\delta_f^t$  为第  $t$  年化石类能源发电的  $\text{CO}_2$  排放强度;  $\delta_\Sigma^t$  为第  $t$  年全国发电的  $\text{CO}_2$  排放强度目标值。

第  $t$  年全国的清洁能源有效装机容量  $W_c^t$  为:

$$W_c^t = Q_\Sigma^t (1 - \delta_\Sigma^t / \delta_f^t) / H_c^t \quad (4)$$

第  $t$  年区域  $i$  由于清洁发电资源缺乏而需要增加的化石类能源发电装机容量  $W_{i,f}^t$  为:

$$W_{i,f}^t = \max \{0, W_i^t W_c^t / W_\Sigma^t - W_{i,c}^{t-1} - W_{i,\Sigma}^t\} \quad (5)$$

其中,  $W_{i,\Sigma}^t = \sum_r W_{i,r}^t \sigma_{i,r}^t$ 。则第  $t$  年区域  $i$  需补偿的碳排放权如式(6)和式(7)所示。

若  $W_{i,f}^t > 0$ , 则表示区域  $i$  资源匮乏, 有:

$$E_{i,r_s}^t = W_{i,f}^t H_f^t \delta_f^t \quad (6)$$

若  $W_{i,f}^t \leq 0$ , 则表示区域  $i$  资源丰富, 有:

$$E_{i,r_s}^t = \frac{W_{i,\Sigma}^t}{\sum_i W_{i,\Sigma}^t} \sum_i (W_{i,f}^t H_f^t \delta_f^t) \quad (7)$$

该分量从资源分布和人均共享资源的角度,使得清洁发电资源丰富的区域向匮乏的区域按资源比例让渡合理的碳排放权,保障了各区域对于清洁发电资源公平使用的权利。

#### c. 历史积累分量 $\Delta E_i^t$

该分量的作用在于均衡各区域的人均积累碳排放量,保障落后区域拥有足够的发展空间。

$$\Delta E_i^t = \frac{q_i^t p_i^t}{\sum_{k=t}^T q_i^k p_i^k} \sum_{k=T_0}^{t-1} (e_{\text{first}}^k - e_i^k) p_i^k \quad (8)$$

其中,  $T_0$  为参考基准年;  $T$  为分配终止年;  $e_{\text{first}}^k$ 、 $e_i^k$  分别为排名第一的区域和目标区域在第  $k$  年的人均碳排放量。

d. 分配系数  $\alpha$ 。

$$\alpha = E_{\Sigma}^t / \sum E_i^t \tag{9}$$

其中,  $E_{\Sigma}^t$  为电力行业第  $t$  年待分配碳排放权总量。

2.2 二级分配模型

假设  $E_i^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年通过一级分配获得的碳排放权;  $N_i$  为区域  $i$  中发电机组的总数;  $Q_{i,\Sigma}^t$  为区域  $i$  在第  $t$  年的电量需求;  $Q_{i,j}^t$  为区域  $i$  中第  $j$  台发电机组在第  $t$  年的计划发电量;  $C_{i,j}^t(Q)$  为区域  $i$  中第  $j$  台发电机组在第  $t$  年的发电量成本函数;  $\xi_i^t$  为区域  $i$  内第  $t$  年的碳交易价格;  $\gamma_{i,j}^t$  为区域  $i$  中第  $j$  台发电机组的  $\text{CO}_2$  排放强度;  $E_{i,j}^t$  为区域  $i$  中第  $j$  台发电机组在第  $t$  年通过二级分配获得的碳排放权。以区域  $i$  总发电经济成本最小为目标, 则有:

$$\min F = \sum_{j \in N_i} [C_{i,j}^t(Q_{i,j}^t) + \xi_i^t(Q_{i,j}^t \gamma_{i,j}^t - E_{i,j}^t)] \tag{10}$$

$$E_{i,j}^t = E_i^t Q_{i,j}^t / Q_{i,\Sigma}^t \tag{11}$$

此外, 式(10)必须满足电量平衡约束式(12)和最大发电量约束式(13):

$$Q_{i,\Sigma}^t = \sum Q_{i,j}^t \tag{12}$$

$$Q_{i,j}^t \leq Q_{i,j\text{max}}^t \tag{13}$$

其中,  $Q_{i,j\text{max}}^t$  为发电机组  $j$  在第  $t$  年的最大发电量。

二级分配模型在确保区域电量需求的同时, 考虑低碳效益, 以总成本最小化为目标, 符合发电企业的逐利本质, 使其在进行发电行为和电源规划时更加趋向于环保, 有利于实现  $\text{CO}_2$  减排。

3 仿真算例

3.1 基础数据

本文根据中国某 3 个省份的相关数据构建一个只含有 3 个区域 A、B、C 的总区域。设参考基准年为 2001 年, 分配年为 2011 年至 2020 年。根据所提分配模型分配 2011 年至 2020 年各区域的碳排放权(一级分配), 及 2020 年区域 A 内碳排放权(二级分配)。基础数据如表 1—6 所示<sup>[17-19]</sup>。表 3 中区域 A、B、C 可用装机容量合计分别为 40 400、42 400、13 300 MW。表 6 中数据基于以下假设: 设碳交易价格保持为 100 元/t<sup>[20]</sup>; 本文仅考虑火电的  $\text{CO}_2$  排放, 而忽略其他清洁能源的  $\text{CO}_2$  排放; 为简化计算, 将相同发电类型的机组合并为一类。

为简化计算, 令碳排放权分配期内, 总区域的清洁能源发电设备平均利用小时数  $H_c^t$ 、化石类能源发电设备平均利用小时数  $H_f^t$  分别为 3 000 h 和 4 500 h, 且保持不变; 化石类能源发电的  $\text{CO}_2$  排放强度保持 0.85 kg/(kW·h) 不变。设总区域计划在 2020 年实现  $\text{CO}_2$  排放强度比 2001 年降低约 25%, 则预期分配年

的  $\text{CO}_2$  排放强度和碳排放权如表 5 所示。

3.2 结果分析

根据一级分配模型以及表 1—5 的基础数据, 得到 2011 年至 2020 年各区域分配的碳排放权和人均碳排放量, 如表 7 所示。各区域分配的具体情况如表 8、表 9 所示。

表 1 2001 年至 2020 年各区域人口与经济  
Tab.1 Population and economics of each region from 2001 to 2020

| 年份   | 区域 A       |             | 区域 B       |             | 区域 C       |             |
|------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
|      | 人口数/<br>万人 | 人均<br>GDP/元 | 人口数/<br>万人 | 人均<br>GDP/元 | 人口数/<br>万人 | 人均<br>GDP/元 |
| 2001 | 7 355      | 12 882      | 6 699      | 8 264       | 5 957      | 6 867       |
| 2002 | 7 381      | 14 396      | 6 753      | 8 967       | 5 978      | 7 437       |
| 2003 | 7 406      | 16 830      | 6 769      | 10 259      | 6 001      | 8 378       |
| 2004 | 7 433      | 20 223      | 6 809      | 12 490      | 6 016      | 9 898       |
| 2005 | 7 475      | 24 560      | 6 851      | 14 660      | 5 710      | 11 554      |
| 2006 | 7 550      | 28 814      | 6 898      | 16 678      | 5 693      | 13 360      |
| 2007 | 7 625      | 33 928      | 6 943      | 19 661      | 5 699      | 16 386      |
| 2008 | 7 677      | 39 622      | 6 989      | 22 979      | 5 711      | 19 858      |
| 2009 | 7 725      | 44 231      | 7 034      | 24 574      | 5 720      | 22 677      |
| 2010 | 7 788      | 53 191      | 7 185      | 28 384      | 5 724      | 27 906      |
| 2011 | 7 971      | 57 688      | 7 232      | 29 320      | 5 790      | 30 169      |
| 2012 | 8 186      | 62 353      | 7 279      | 30 288      | 5 806      | 32 735      |
| 2013 | 8 345      | 67 895      | 7 326      | 31 288      | 5 819      | 35 518      |
| 2014 | 8 511      | 73 892      | 7 374      | 32 320      | 5 850      | 38 539      |
| 2015 | 8 612      | 81 056      | 7 422      | 40 500      | 5 910      | 41 816      |
| 2016 | 8 653      | 87 125      | 7 470      | 48 368      | 5 990      | 44 751      |
| 2017 | 8 694      | 93 648      | 7 518      | 52 861      | 6 130      | 47 892      |
| 2018 | 8 736      | 100 659     | 7 567      | 57 771      | 6 180      | 51 254      |
| 2019 | 8 778      | 108 195     | 7 616      | 63 138      | 6 220      | 54 851      |
| 2020 | 8 816      | 116 345     | 7 666      | 69 003      | 6 260      | 58 701      |

表 2 历史碳排放量与用电量  
Tab.2 Historic data of carbon emission and electricity consumption

| 年份   | 区域 A         |                  | 区域 B         |                  | 区域 C         |                  |
|------|--------------|------------------|--------------|------------------|--------------|------------------|
|      | 人均碳排放<br>量/t | 人均用电量/<br>(kW·h) | 人均碳排放<br>量/t | 人均用电量/<br>(kW·h) | 人均碳排放<br>量/t | 人均用电量/<br>(kW·h) |
| 2001 | 1.373        | 1 466            | 0.776        | 1 295            | 0.751        | 883              |
| 2002 | 1.694        | 1 687            | 0.817        | 1 434            | 0.793        | 940              |
| 2003 | 1.931        | 2 032            | 0.985        | 1 624            | 0.978        | 1 049            |
| 2004 | 2.179        | 2 449            | 1.212        | 1 897            | 1.195        | 1 164            |
| 2005 | 2.381        | 2 934            | 1.590        | 2 192            | 1.493        | 1 382            |
| 2006 | 2.552        | 3 404            | 1.915        | 2 515            | 1.849        | 1 540            |
| 2007 | 2.638        | 3 872            | 2.361        | 2 900            | 2.268        | 1 736            |
| 2008 | 2.735        | 4 062            | 2.447        | 2 998            | 2.334        | 1 853            |
| 2009 | 2.861        | 4 290            | 2.715        | 3 332            | 2.558        | 2 159            |
| 2010 | 3.404        | 4 637            | 2.833        | 3 417            | 2.802        | 2 970            |

表 3 2011 年至 2020 年各区域可用的清洁能源发电资源  
Tab.3 Clean power resources available from 2011 to 2020 for different regions

| 区域 | 2010 年已<br>装机/MW | 水电/<br>MW | 风电/<br>MW | 光伏/<br>MW | 生物质/<br>MW | 海洋能/<br>MW |
|----|------------------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|
| A  | 10 170           | 0         | 28 000    | 8 000     | 4 400      | 0          |
| B  | 8 580            | 1 600     | 16 000    | 6 000     | 4 000      | 14 800     |
| C  | 7 030            | 3 300     | 5 500     | 3 000     | 1 500      | 0          |

注: 假设清洁发电资源的技术开发率不变, 已折算为可用装机容量。

表 4 2011 年至 2020 年各区域电力和电量需求  
Tab.4 Power and energy demand from 2011 to 2020 for different regions

| 年份   | 区域 A      |               | 区域 B      |               | 区域 C      |               |
|------|-----------|---------------|-----------|---------------|-----------|---------------|
|      | 电力/<br>MW | 电量/<br>(TW·h) | 电力/<br>MW | 电量/<br>(TW·h) | 电力/<br>MW | 电量/<br>(TW·h) |
| 2011 | 71 470    | 384.4         | 50 510    | 261.3         | 53 560    | 209.5         |
| 2012 | 75 010    | 412.4         | 54 870    | 283.5         | 57 320    | 227.0         |
| 2013 | 78 720    | 435.3         | 59 660    | 303.4         | 60 550    | 243.1         |
| 2014 | 82 630    | 456.7         | 64 910    | 319.7         | 63 270    | 255.8         |
| 2015 | 86 730    | 478.3         | 70 650    | 332.9         | 65 000    | 266.3         |
| 2016 | 89 740    | 496.2         | 72 620    | 351.7         | 68 220    | 277.4         |
| 2017 | 93 870    | 507.8         | 76 650    | 362.6         | 68 580    | 291.0         |
| 2018 | 97 100    | 520.8         | 81 560    | 373.6         | 69 320    | 302.0         |
| 2019 | 100 450   | 528.9         | 85 720    | 391.6         | 71 030    | 309.8         |
| 2020 | 104 000   | 536.1         | 87 820    | 417.1         | 74 600    | 317.0         |

表 5 2011 年至 2020 年预期 CO<sub>2</sub> 排放强度和碳排放权  
Tab.5 Expected CO<sub>2</sub> emission intensity and permit from 2011 to 2020

| 年份   | CO <sub>2</sub> 排放强度/<br>[kg·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 碳排放权/<br>kt | 年份   | CO <sub>2</sub> 排放强度/<br>[kg·(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 碳排放权/<br>kt |
|------|-----------------------------------------------------|-------------|------|-----------------------------------------------------|-------------|
| 2001 | 0.81                                                | —           | 2016 | 0.67                                                | 753 950     |
| 2011 | 0.78                                                | 667 060     | 2017 | 0.65                                                | 754 910     |
| 2012 | 0.75                                                | 692 180     | 2018 | 0.63                                                | 753 730     |
| 2013 | 0.73                                                | 716 710     | 2019 | 0.61                                                | 750 480     |
| 2014 | 0.71                                                | 732 860     | 2020 | 0.59                                                | 749 420     |
| 2015 | 0.69                                                | 743 480     |      |                                                     |             |

表 6 2020 年区域 A 装机容量及相关费用

Tab.6 Power installation and corresponding cost of region A in 2020

| 发电类型  | 2020 年<br>装机/<br>MW | 运行维<br>护成本/<br>(元·kW <sup>-1</sup> ) | 发电成<br>本/[元·<br>(kW·h) <sup>-1</sup> ] | CO <sub>2</sub> 排<br>放强度/[kg·<br>(kW·h) <sup>-1</sup> ] | 年最大<br>运行小<br>时数/h |
|-------|---------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|---------------------------------------------------------|--------------------|
| 火电(老) | 47 200              | 135                                  | 0.21                                   | 0.85                                                    | 8 000              |
| 火电(新) | 10 000              | 120                                  | 0.20                                   | 0.80                                                    | 8 000              |
| 水电    | 10 170              | 200                                  | 0                                      | 0                                                       | 4 000              |
| 风电    | 24 500              | 200                                  | 0                                      | 0                                                       | 3 500              |
| 光伏    | 8 000               | 480                                  | 0                                      | 0                                                       | 2 000              |
| 生物质   | 4 000               | 400                                  | 0.30                                   | 0                                                       | 4 000              |

表 7 2011 年至 2020 年各区域分配的碳排放权  
Tab.7 Allocated carbon emission permits from 2011 to 2020 for different regions

| 年份   | 区域 A        |              | 区域 B        |              | 区域 C        |              |
|------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|      | 碳排放权/<br>kt | 人均碳排放量/<br>t | 碳排放权/<br>kt | 人均碳排放量/<br>t | 碳排放权/<br>kt | 人均碳排放量/<br>t |
| 2011 | 259 040     | 3.250        | 244 910     | 3.387        | 171 660     | 2.965        |
| 2012 | 258 570     | 3.159        | 266 750     | 3.665        | 185 330     | 3.192        |
| 2013 | 255 960     | 3.067        | 283 080     | 3.864        | 197 340     | 3.391        |
| 2014 | 247 850     | 2.912        | 295 450     | 4.007        | 210 220     | 3.594        |
| 2015 | 234 750     | 2.726        | 306 550     | 4.131        | 223 750     | 3.786        |
| 2016 | 237 200     | 2.741        | 263 750     | 3.531        | 275 470     | 4.599        |
| 2017 | 251 040     | 2.887        | 256 990     | 3.418        | 270 130     | 4.407        |
| 2018 | 269 060     | 3.080        | 246 690     | 3.260        | 261 940     | 4.238        |
| 2019 | 287 550     | 3.276        | 235 840     | 3.096        | 251 750     | 4.047        |
| 2020 | 315 610     | 3.580        | 228 180     | 2.977        | 231 020     | 3.690        |

表 8 2011 年至 2020 年区域 A 分配的碳排放权  
Tab.8 Allocated carbon emission permits from 2011 to 2020 of region A

| 年份   | 比较分量    | 补偿分量    | 积累分量 |
|------|---------|---------|------|
| 2011 | 259 040 | 0       | 0    |
| 2012 | 258 570 | 0       | 0    |
| 2013 | 255 960 | 0       | 0    |
| 2014 | 247 850 | 0       | 0    |
| 2015 | 234 750 | 0       | 0    |
| 2016 | 238 110 | -920    | 0    |
| 2017 | 256 310 | -5 270  | 0    |
| 2018 | 278 640 | -9 580  | 0    |
| 2019 | 300 950 | -13 400 | 0    |
| 2020 | 329 520 | -13 910 | 0    |

表 9 2011 年至 2020 年区域 B、C 分配的碳排放权  
Tab.9 Allocated carbon emission permits from 2011 to 2020 of region B and C

| 年份   | 区域 B    |         |        | 区域 C    |        |         |
|------|---------|---------|--------|---------|--------|---------|
|      | 比较分量    | 补偿分量    | 积累分量   | 比较分量    | 补偿分量   | 积累分量    |
| 2011 | 214 240 | 0       | 30 670 | 142 480 | 0      | 29 180  |
| 2012 | 231 110 | 0       | 35 640 | 149 150 | 0      | 36 170  |
| 2013 | 245 140 | 0       | 37 940 | 155 140 | 0      | 42 200  |
| 2014 | 258 800 | 0       | 36 650 | 164 100 | 0      | 46 120  |
| 2015 | 275 030 | 0       | 31 520 | 175 680 | 0      | 48 060  |
| 2016 | 242 120 | -1 140  | 22 760 | 222 280 | 2 060  | 51 130  |
| 2017 | 247 720 | -7 080  | 16 350 | 215 270 | 12 350 | 42 510  |
| 2018 | 251 160 | -13 940 | 9 480  | 210 410 | 23 520 | 28 000  |
| 2019 | 251 020 | -22 940 | 7 760  | 209 660 | 36 330 | 5 760   |
| 2020 | 237 810 | -41 250 | 31 630 | 216 400 | 55 160 | -40 540 |

由表 8 和表 9 可以看出,根据区域发展情况分配的比较分量占有最大比重,表明了碳排放权的分配保证了区域的发展。

由于仿真算例中各区域的历史人均碳排放量差距不是很大,且历史积累分量根据区域的发展情况进行了再分配,因此积累分量所占比重不大,不会影响到区域发展所需的碳排放量,但是实现了在目标年人均历史积累碳排放量相同的权利。

根据清洁发电资源分布情况设置的补偿分量,随着区域发展对清洁发电资源需求的增加,其所占比重逐步增大。从清洁发电资源的分布情况看,区域 A 能够满足自身要求;区域 B 存在大量盈余;区域 C 不能满足自身要求,且存在大量缺额。在 2011 年至 2015 年间,各区域分布的清洁发电资源均能满足自身的需求,因此该分量不起作用;在 2016 年至 2020 年间,区域 C 所需的清洁发电资源严重不足,只能使用化石能源类发电资源满足电力需求,从而造成了 CO<sub>2</sub> 的超量排放。对于这种由清洁发电资源分布不均导致的碳排放量,区域 A 和区域 B 根据自身剩余清洁发电资源的比例让渡出一定的碳排放权给区域 C。因此,该分量有效地协调了各区域清洁发电资源分布不均的矛盾。

此外,从表 1 和表 9 可以看出,在 2011 年至 2015

年间,区域 C 发展领先于区域 B,而人均碳排放量低于区域 B。因此,在此期间区域 B 按区域 C 的人均碳排放量分配比较分量,起到了约束区域 B 降低单位 GDP 的 CO<sub>2</sub> 排放量的作用。

图 2 是 2011 年至 2020 年根据本文提出的基于区域比较的两级分配机制所得的人均碳排放量(对应图中实线 A、B、C)与按区域电量需求比例分配碳排放权所得到的人均碳排放量(对应图中虚线 A'、B'、C')的对比图。从图中可以明显看出,若按电量需求比例进行分配,区域 C 分配的碳排放权难以满足发展的要求;而区域 A 则获得了过多的碳排放权。

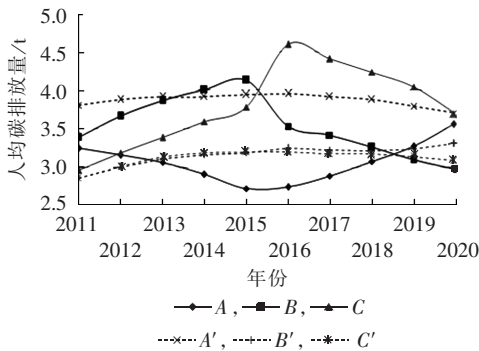


图 2 人均碳排放量对比图

Fig.2 Comparison of per capita carbon emission permit

根据区域 A 通过一级分配在 2020 年获得的碳排放权,以及二级分配模型和表 6 的基础数据,得到 2020 年区域 A 内的碳排放权分配方案及相应的对比方案如表 10 所示。

表 10 区域 A 碳排放权分配方案对比  
Tab.10 Comparison of carbon emission permit for region A

| 方案 | 火电(老)   | 火电(新)  | 水电     | 风电     | 光伏     | 生物质    | kt |
|----|---------|--------|--------|--------|--------|--------|----|
| 1  | 175 240 | 47 100 | 23 950 | 50 480 | 9 420  | 9 420  |    |
| 2  | 143 630 | 30 350 | 30 860 | 74 350 | 24 280 | 12 140 |    |
| 3  | 193 660 | 40 920 | 20 810 | 43 860 | 8 180  | 8 180  |    |

表 10 为碳排放权分配方案 1(本文所得分配方案)、方案 2(按各类发电设备装机容量比例分配)和方案 3(按发电设备最大发电量比例分配)对比。从表 10 可以看出,与方案 1 相比,方案 2 中光伏发电和生物质发电能够获得更多的碳排放权,但并没有体现出实际的发电效率;方案 3 与方案 1 相接近,能够体现发电效率,但是并不能有效地区分相同发电效率的发电设备间的效益,如新、旧火电设备间的差异。总之,与方案 2、3 相比,方案 1 能够有效地兼顾效率和效益,是最佳的分配方案。

4 结论

本文针对电力行业碳排放权的分配问题,提出了基于区域比较的两级分配机制,所得结论如下。

a. 区域间的一级分配是整个碳排放权分配的核心。比较区域的人均碳排放量多于目标区域时,能保障目标区域享有相同的碳排放权;反之,则能约束目标区域发展所需的碳排放量。

b. 仿真结果表明,一级分配中的历史积累分量和资源补偿分量,在没有影响各区域发展所需的碳排放权的前提下,保障了同等的人均历史积累碳排放权,并有效协调了资源分布的不均衡性。

c. 二级分配方案对比结果表明,区域内的二级分配作为碳排放权的初始分配体现了各类发电设备的发电效率和效益,保证了碳排放权在各类发电设备间分配的高效性。

参考文献:

[1] 康重庆,周天睿,陈启鑫,等. 电网低碳效益评估模型及其应用[J]. 电网技术,2009,33(17):1-7.  
KANG Chongqing,ZHOU Tianrui,CHEN Qixin,et al. Assessment model on low-carbon effects of power grid and its application[J]. Power System Technology,2009,33(17):1-7.

[2] TOBIAS A P,CHRISTIAN A,KRISTIAN L. Allocation of CO<sub>2</sub> emission permits-economic incentives for emission reductions in developing countries[J]. Energy Policy,2006,34(14):1889-1899.

[3] HU Zhaoguang,ZHOU Jinghong,TAN Xiandong,et al. A low-carbon electricity model:integrated resource strategic planning and its application[C]//2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Minneapolis,MN,USA:[s.n.],2010:1-7.

[4] RAYMOND R T,DOMINIC C Y F. Pinch analysis approach to carbon-constrained energy sector planning[J]. Energy,2007,32(8):1422-1429.

[5] 陈文颖,吴宗鑫,何建坤. 全球未来碳排放权“两个趋同”的分配方法[J]. 清华大学学报:自然科学版,2005,45(6):850-853,857.  
CHEN Wenying,WU Zongxin,HE Jiankun. Two-convergence approach for future global carbon permit allocation[J]. Journal of Tsinghua University:Science and Technology,2005,45(6):850-853,857.

[6] CHEN Wenying,WU Zongxin,HE Jiankun,et al. Carbon emission control strategies for China:a comparative study with partial and general equilibrium versions of the China MARKAL model[J]. Energy,2007,32(1):59-72.

[7] ÅHMAN M,BURTRAW D,KRUGER J,et al. A ten-year rule to guide the allocation of EU emission allowances[J]. Energy Policy,2007,35(3):1718-1730.

[8] THI B,THAO P,KASEMSAN M,et al. Development of an inventory and temporal allocation profiles of emissions from power plants and industrial facilities in Thailand[J]. Science of the Total Environment,2008,397(1-3):103-118.

[9] 曾鸣,马向春,杨玲玲. 电力市场碳排放权可调配机制设计与分析[J]. 电网技术,2010,34(5):141-145.  
ZENG Ming,MA Xiangchun,YANG Lingling. Design and analysis of adjustable carbon emissions allocation mechanism in electricity market[J]. Power System Technology,2010,34(5):141-145.

[10] ZHOU Xun,GEOFF J,ARIEL L,et al. Partial carbon permits allocation of potential emission trading scheme in Australian electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems,2010,25(1):543-553.

[11] SUJATA G,PREETY M B. An effective allocation criterion for CO<sub>2</sub> emissions[J]. Energy Policy,1999,27(12):727-736.

[12] CARLOS B,JULIAN B. Emission rights allocation criteria[C]//2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. Tampa, FL,USA:[s.n.],2007:1-3.

[13] SPIERRE S G,SEAGER T,SELINGER E. Determining an equitable allocation of global carbon dioxide emissions[C]//2010 IEEE International Symposium on Sustainable Systems and Technology (ISSST). Arlington,VA,USA:[s.n.],2010:1-5.

[14] FILAR J A,GAERTNER P S. A regional allocation of world CO<sub>2</sub> emission reductions[J]. Mathematics and Computers in Simulation,1997,43(3-6):269-275.

[15] YI Wenjing,ZOU Lele,GUO Jie,et al. How can China reach its CO<sub>2</sub> intensity reduction targets by 2020? A regional allocation based on equity and development[J]. Energy Policy,2011,39(5):2407-2415.

[16] 安丽,赵国杰. 电力行业二氧化碳排放指标分配模式仿真[J]. 西安电子科技大学学报:社会科学版,2008,18(1):45-50.  
AN Li,ZHAO Guojie. Simulation of allocation pattern of carbon dioxide emission in electric sector[J]. Journal of Xidian University:Social Science Edition,2008,18(1):45-50.

[17] 国家发展和改革委员会能源研究所课题组. 中国 2050 年低碳发展之路——能源需求暨碳排放情景分析[M]. 北京:科学出版社,2009.

[18] 高虎,樊京春. 中国可再生能源发电经济性和经济总量[M]. 北京:中国环境科学出版社,2010.

[19] HE Jiankun,DENG jing,SU Mingshan. CO<sub>2</sub> emission form China's energy sector and strategy for its control[J]. Energy,2010,35(11):4494-4498.

[20] 魏一鸣,王恺,凤振华,等. 碳金融与碳市场——方法与实证[M]. 北京:科学出版社,2010.

作者简介:

宋旭东(1984-),男,湖北武汉人,博士研究生,主要研究方向为电力系统运行与控制,以及电力系统规划(E-mail: XudongSong\_ee@163.com);

莫娟(1987-),女,湖北洪湖人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划(E-mail:mojuan0715@163.com);

向铁元(1953-),男,湖北仙桃人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统运行与控制、电力系统规划(E-mail: xty01@163.com)。

Initial allocation mechanism of carbon emission permit in electric power industry

SONG Xudong,MO Juan,XIANG Tieyuan

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

**Abstract:** Combined with the traditional allocation mode of carbon emission permit,and according to the actual situation of electric power industry development and the distribution of power generation resources in China,a two-level allocation mechanism based on regional comparison is proposed and a corresponding model is established. The first level of allocation among regions ensures the fairness by considering the unbalance of regional development and the maldistribution of power generation resources while the second level ensures the efficiency by focusing on the generating efficiency and benefit. Simulative result shows that the proposed mechanism allocates the carbon emission permit rationally.

**Key words:** electric power industry; carbon emission permit; allocation mechanism; fairness; efficiency; models

国电南自承接的苏丹项目成功投运

近日,由国电南京自动化股份有限公司(简称国电南自)承接的苏丹项目 35 kV、11 kV 共计 8 座变电站成功投运。

该项目是苏丹的工业建设项目,位于非洲东北部红海沿岸,撒哈拉沙漠东端,属热带气候,常年高温少雨,旱季炎热干燥,条件艰苦。国电南自承担该项目中的电力供电系统工程,包括 8 座变电站的全套电力设备:电力变压器、配电变压器、断路器、高/低压开关柜设备、继电保护装置、变电站综自监控系统、调度模拟屏、交直流电源系统、应急发电机组等设备成套供货、出口通关商检集港、外方人员培训和技术设计服务,以及设计图审核、设备选型优化、系统调试等现场技术服务。

该项目是国电南自贯彻落实华电集团公司“走出去”的战略部署的举措,项目的成功实施对于推进中非合作以及帮助苏丹当地工业经济建设、提升该国工业的发展水平具有积极意义。

(国电南京自动化股份有限公司 邱凯漆)