

# 中国电力行业参与碳交易介绍

Herausgegeben von:

**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

On behalf of



Federal Ministry for the  
Environment, Nature Conservation  
and Nuclear Safety

of the Federal Republic of Germany

## 说明

德国国际合作机构（GIZ）是一家联邦企业，旨在帮助德国政府实现国际合作项目的各项目标，实现可持续发展。

## 出版方

德国国际合作机构（GIZ）

## 注册办事处

德国波恩和埃施波恩

## 地址

北京市朝阳区麦子店街37号，盛福大厦1100，100125

电话：+86 10 8527 5180

传真：+86 10 8527 5185

电子邮箱：ets-china@giz.de

网址：www.giz.de

## 作者

北京中创碳投科技有限公司

## 项目名称

中德合作-中国碳排放权交易体系能力建设项目

中国碳排放权交易体系能力建设项目受德国联邦环境、自然资源保护和核安全部委托，由德国国际合作机构和中国国家发展改革委员会联合执行。项目致力于，使中国的关键机构具有在国家和地方层面上构建和运行碳排放权交易体系的能力和决策抉择。目标群体是国家及地方的发展改革委员会的政策制定及决策人员、核查机构、被纳入碳排放权交易体系的企业以及其他利益相关方。

## 项目委托方

德国联邦环境、自然资源保护和核安全部

## 声明

本文所表达的观点、解释和结论由作者所有，并不代表德国国际合作机构或德国联邦环境、自然保护和核安全部的观点。本文对所提供的信息不提供任何类型的担保。

北京 2018

# 目录

引言.....	1
<b>1.中国电力行业整体介绍 .....</b>	<b>3</b>
1.1 最新中国电力版图 .....	3
1.2 全国电力供需近况 .....	4
1.3 新电改加速落地 .....	5
<b>2.中国电力行业参与区域碳市场情况.....</b>	<b>8</b>
2.1 区域碳市场电力行业纳入边界及配额分配介绍 .....	8
2.2 区域碳市场对电力行业的影响 .....	11
2.3 电力行业应对区域碳市场的行动 .....	11
<b>3.中国电力行业参与全国碳市场展望.....</b>	<b>133</b>
3.1 全国碳市场电力行业配额分配方法 .....	133
3.2 全国碳市场对电力行业的影响 .....	155
3.3 电力行业应对全国碳市场的行动 .....	155



## 引言

在世界能源格局深刻调整、环境资源约束不断加强的新时期，中国电力行业发展面临碳排放管控和体制机制市场化等新形势、新挑战。一方面我国大气污染防治力度加强，气候变化形势日益严峻，生态与环保刚性约束进一步趋紧，作为碳排放大户的电力行业成为首批纳入全国碳市场的重点行业，将受到严格的碳排放管控；另一方面，由于市场化定价机制尚未完全形成、各类规划协调机制不完善等问题，电力行业将进行新一轮电力体制改革，在发电和售电侧引入市场竞争，形成主体多元、竞争有序的交易格局。

碳市场和电力体制改革在体制机制独立运作的同时，也保持着密切的联系。一方面，二者都有利于优化电力行业能源结构，促进电力行业绿色低碳发展。碳市场直接对电力行业施加碳排放管控，倒逼电力行业调整以煤为主的能源消费结构；电力市场化交易机制将使环保高效的机组将得到更大空间，促进大容量高效机组和清洁能源优先发电。另一方面，二者存在价格传导效应。碳市场将在一定程度上增加了部分电力行业重点排放单位的减排成本，电力行业可以通过电力市场化交易机制，将减排成本将直接反应在电价中，传递给用电侧。

在新形势下，碳市场和电力体制改革如何发挥协同效应？电力企业应如何应对新的政策约束，并利用两项政策促进自身发展？本次“中国电力行业碳排放与碳交易高层论坛”的分论坛之一——“碳交易与电力市场管制国际研讨会”希望能就相关热点问题进行深入探讨，为电力行业参与中国碳市场的发展和新一轮电力体制改革的实践提供有益建议。

为加深与会专家对中国电力行业发展现状及参与碳市场情况的了解，提高各位专家的参与积极性与讨论成果的针对性，特提供本报告。本报告共分为三部分：

第一部分中国电力行业整体介绍，整理了全国发电装机容量及地域分布情况，分析了全国电力供需近况，介绍了新一轮电改的核心内容及主要影响。第二部分中国电力行业参与区域碳市场情况，介绍了区域碳市场电力行业纳入边界及配额分配方法，分析了区域碳市场对电力行业的影响，以及电力行业应对区域碳市场的行动。第三部分中国电力行业参与全国碳市场展望，介绍了全国碳市场配额分配方法、对电力行业的影响，以及电力行业应对全国碳市场的举措。

## 1.中国电力行业整体介绍

电力行业作为我国的基础性支柱行业，在电源结构优化、市场供需平衡和体制机制市场化方面正面临新的发展形势。在电源结构方面，我国水能、风能、太阳能和核能等非化石电源发展明显加快，但火电仍占据主导地位，电源结构仍需进一步优化。在市场供需方面，随着我国经济发展进入新常态，电力市场需求增长放缓，全国电力供应能力总体富余，供需关系有待平衡调整。在体制机制方面，新一轮电力体制改革（以下简称“新电改”）加速落地，将打破电网企业的垄断，改变发电企业和售电企业的盈利模式。

### 1.1 最新中国电力版图

截至 2016 年底，全国发电装机容量达到 16.5 亿千瓦，同比增长 8.2%。其中火电装机 105,388 万千瓦、水电 33,211 万千瓦、风电 14,864 万千瓦、太阳能发电 7,742 万千瓦、核电 3,364 万千瓦。全国装机容量前十大省份为内蒙古、山东、广东、江苏、四川、云南、浙江、新疆、山西和河南。

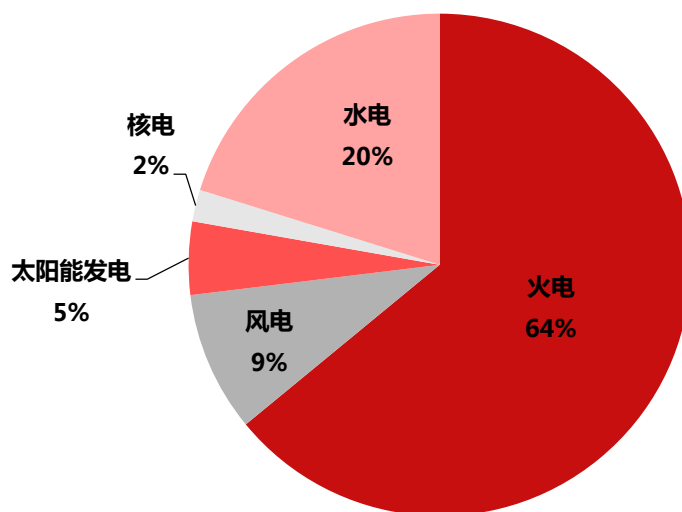


图 1 截至 2016 年底全国电力装机结构图

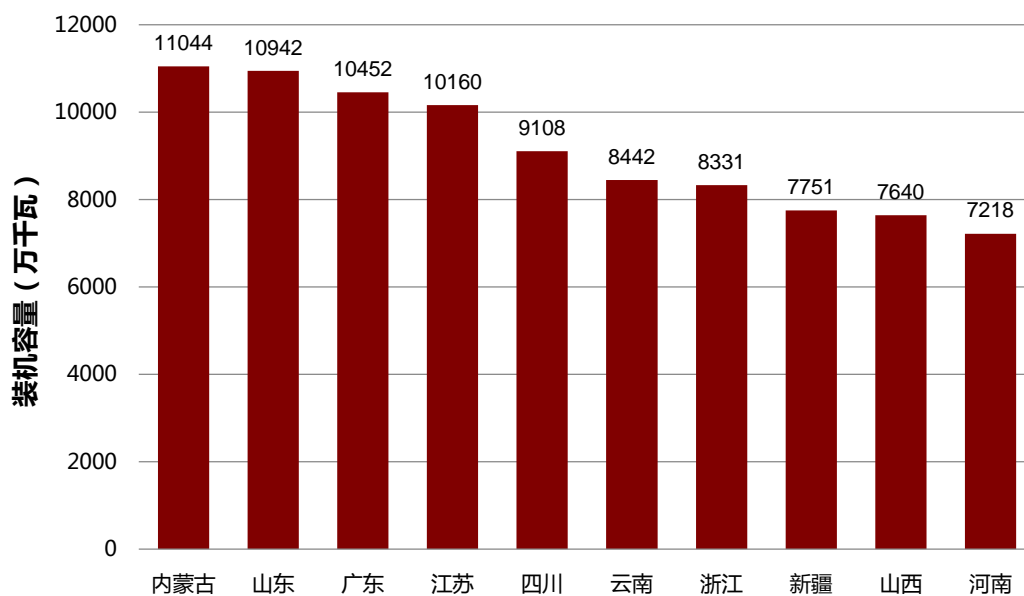


图 2 截至 2016 年底全国十大电力省份装机图

《电力发展“十三五”规划》预期 2020 年，全国发电装机容量 20 亿千瓦，年均增长 5.5%。非化石能源发电装机达到 7.7 亿千瓦左右，比 2015 年增加 2.5 亿千瓦左右，占比约 39%，提高 4 个百分点，发电量占比提高到 31%；气电装机增加 5000 万千瓦，达到 1.1 亿千瓦以上，占比超过 5%；煤电装机力争控制在 11 亿千瓦以内，占比降至约 55%。

## 1.2 全国电力供需近况

中国电力市场需求增长放缓，全国电力供应能力总体富余，交易价格不断下降。其中，华北电网区域电力供需总体平衡，华东、华中、南方电网区域电力供需总体宽松，东北、西北电网区域电力供应能力过剩较多。预计 2017 年全国发电设备利用小时 3600 小时左右，其中火电设备利用小时将下降至 4000 小时左右。



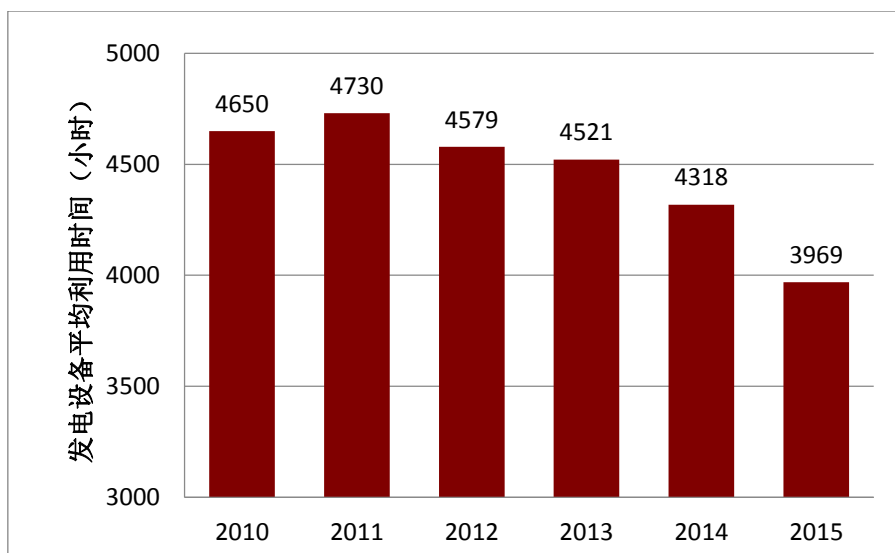


图3 全国发电设备平均利用时间变化图

### 1.3 新电改加速落地

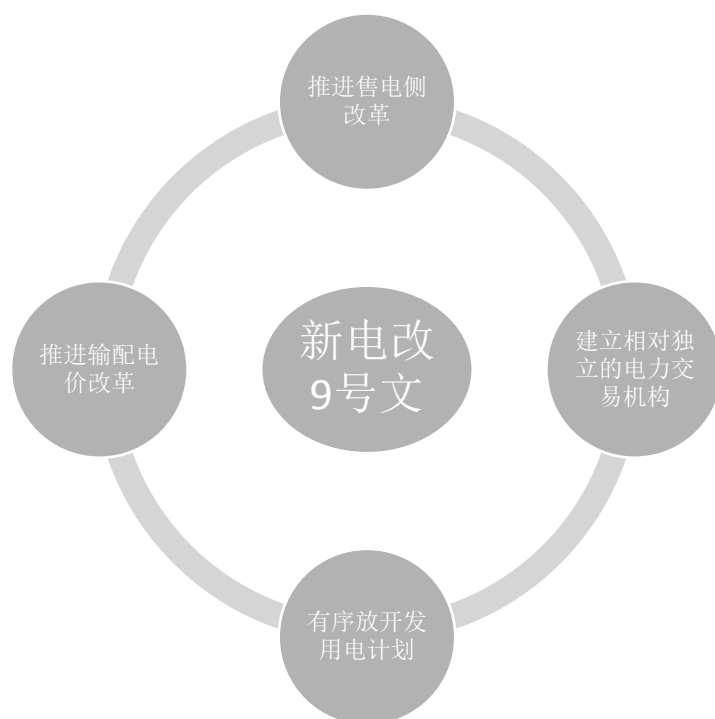
我国电力体制改革主要经历了四个阶段：

第一阶段，解决电力供应严重短缺问题，鼓励地方政府筹资办电。

第二阶段，《电力部机构改革方案》的出台，国家电力公司的成立实现了“政企分离”。

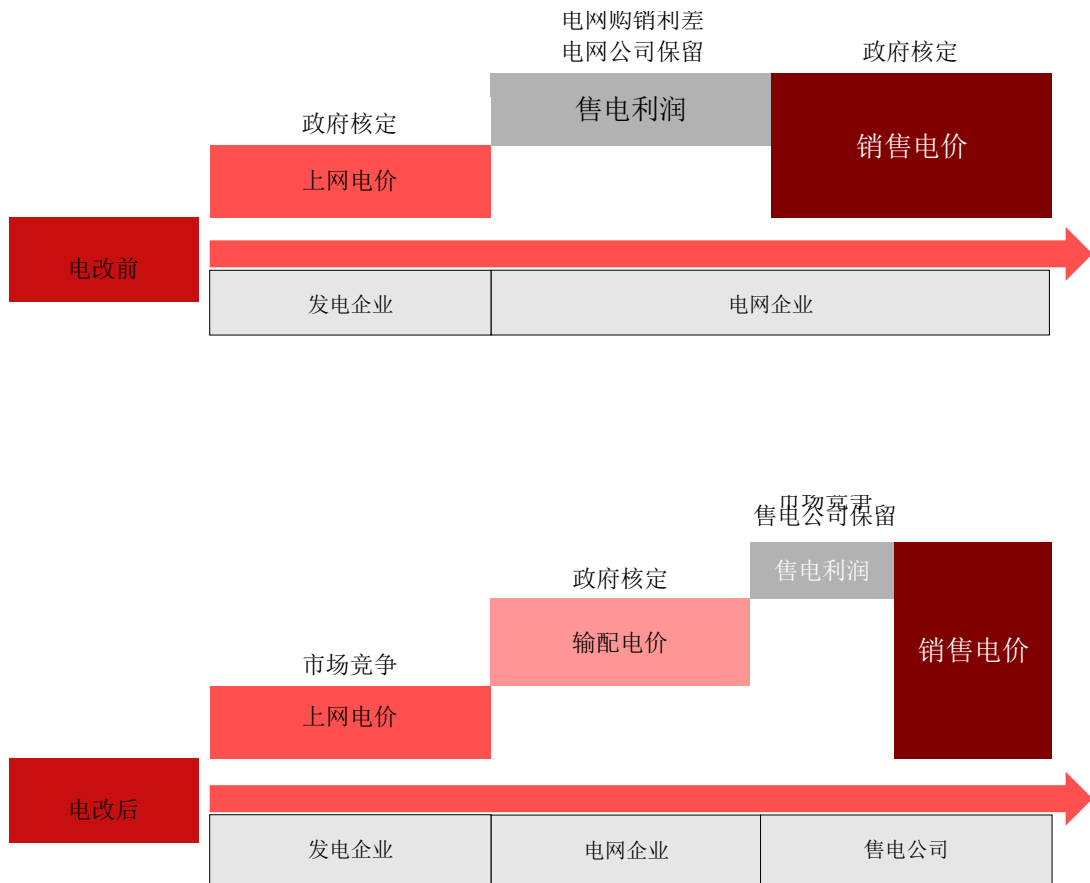
第三阶段，《电力体制改革方案》提出“厂网分开，主辅分离，输配分开，竞价上网”。

第四阶段《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》提出“以管住中间、放开两头为核心”，即放开发电、售电等属于竞争性环节的价格，管住输电、配电等属于自然垄断环节的价格，新一轮电力市场化改革（以下简称“新电改”）拉开序幕。随后陆续推出6个配套文件，对输配电价、交易机制、发用电计划、售电侧改革等重点领域进行了详细部署，这些配套文件贯彻新电改精神，为新电改的具体实施从制度上铺平了道路。



**图 4 新电改 9 号文改革示意图**

新电改的核心内容是打破电网企业的垄断,改变发电企业和售电企业的盈利模式。在新电改之前,电网企业集输电、配电、售电于一体,发电端和售电端电力价格由国家发改委确定,电网企业利润来源于买卖利差;新电改之后,发电端和售电端电力市场价格由市场竞争决定,售电公司负责电力交易,电网企业只负责输、配电,收取输送费用。



**图 5 新电改前后发售电企业盈利模式示意图**

随着新电改的深入推进，电力行业迎来深层次的变革，推动发电侧和售电侧有效竞争，推动电网协调健康发展，使电力市场更有活力、更有效率、更加公平、更加便利，将为我国经济发展释放巨大的红利：（1）发电和售电环节引入竞争，建立购售电竞争新格局；（2）建立市场化价格机制，引导资源优化配置；（3）降低用电成本，为电力用户带来改革红利；（4）用户拥有选择权，提升用户服务水平；（5）促进节能减排和清洁能源发展；（6）促进电力行业整体运行效率提升；（7）吸引社会资本投资，促进地方经济发展。

## 2.中国电力行业参与区域碳市场情况

电力行业排放量大，是控制温室气体排放的重点行业；同时电力还具有行业集中度高、数据基础好、碳泄漏风险小的特点，管理成本较低。因此七个碳交易试点加上福建碳市场均纳入了电力行业。各个区域碳市场的政策设计略有差异，为全国碳市场设计提供了宝贵的经验；八个市场的电力行业逐步建立起相应的碳管理制度，碳排放控制正式成为中国电力行业的重要工作。

### 2.1 区域碳市场电力行业纳入边界及配额分配介绍

各区域市场电力行业的纳入边界及配额分配方法如表 1-3 所示。可以看出，化石燃料燃烧排放、脱硫排放、外购电力排放是普遍被纳入的排放源。同时由于电力行业产品相对单一、数据基础较好，大部分地区选择采用基准线法进行分配。

表 1 区域碳市场发电行业碳排放核算范围

	直接排放				间接排放		
	固定设施化石燃料燃烧排放	移动源化石燃料燃烧排放	脱硫排放	其它	外购电力排放	外购热力排放	其它
深圳	√	√	√	逸散排放	√	√	外购蒸汽、冷排放
上海	√						
北京	√				√		
广东	√	√	√				
天津	√	√	√		√	√	
湖北	√	√	√		√		
重庆	√	√			√	√	
福建	√	√	√		√		

表 2 区域碳市场发电行业配额分配方案

试点	免费配额分配方法
深圳	基准线法
上海	基准线法
北京	既有：历史强度法 新增：基准线法（先进值）
广东	电力行业的燃煤燃气发电（含供热、热电联产）机组：基准线法； 电力行业资源综合利用发电机组（使用煤矸石、油页岩、水煤浆等燃料） 及供热锅炉：历史强度法。
天津	既有：历史强度法 新增：基准线法（先进值）
湖北	基准线法
重庆	企业自主申报
福建	基准线法

表 3 各区域碳市场电力基准线对比

	深圳 (2016年)		广东 (2017年)		上海 (2016年)			湖北 (2016年)	福建 (2016年)		北京 (新建设施)	
燃煤机组 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	0.8718		1000MW以上	0.800	超超临界	1000MW以上	0.7440	0.7524	超超临界	0.8206		
			600-1000 MW	超超临界		0.825	660-1000MW	0.7686				0.7650
				超临界	0.845	超临界	900MW以上	0.7951	0.7841			
				亚临界	0.800		600-900MW	0.7954	0.8050			
			300-600MW	非循环流化床机组	0.905	亚临界	600MW以上	0.8155	—	亚临界	0.8789	
				循环流化床机组	0.927		300-600MW	0.8218	0.8135			
			300MW以下	非循环流化床机组	0.965	中压	12-300MW	1.1203	—		超高压	1.0607
循环流化床机组	0.988	高压及以下		1.2616								
燃气机组 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	9E 机组气态天然气电厂	0.4657	390MW以下	0.440	E <sup>1</sup>	0.4636	—	0.3682	E (热电比≤0.3)		0.368	
	热电联产 9E 机组 LNG 电厂	0.4765										E (热电比>0.3)
	9E 机组 LNG 电厂	0.4604	390MW以上	0.390	F	0.3800	F (热电比≤0.3)		0.345			
	9F 机组 LNG 电厂	0.4098								F (热电比>0.3)		0.312
	燃油机组 (tCO <sub>2</sub> /MWh)	—					—		0.7658			
供热 (tCO <sub>2</sub> /GJ)	—		—		—			0.1101 (燃煤)		0.05978 (燃气)		

<sup>1</sup> E、F 分别表示 E 型燃气机组和 F 型燃气机组

## 2.2 区域碳市场对电力行业的影响

目前各区域碳市场中，共有 179 家发电企业被纳入，其中广东 86 家（含新建项目）、湖北 24 家、福建 23 家、天津 17 家、上海 14 家、深圳 8 家、北京 7 家。

区域碳市场对电力行业的影响主要体现在配额管控以及相应的履约风险上。北京、天津主要采用历史排放强度法，侧重于根据企业过去年份的碳排放强度来确定发放的配额量，这种分配方式对于控排企业而言可接受性强，但不利于鼓励行业先进；广东、上海、深圳、湖北和福建采用基准法，这种分配方法侧重于根据行业基准值确定发放的配额量，以此鼓励行业先进，倒逼企业进行技术革新和节能减排，但相应的电力企业的减排压力也会增大。

总体而言，目前区域碳市场之间相互分立、规模有限，同时市场流动性不足、碳价较低，碳交易市场对电力企业的生产经营、节能改造、发电成本等与经济效益直接挂钩的领域产生的影响仍然较为有限。但随着各碳市场的运行完善，企业意识的提升，越来越多的电力企业已经意识到碳市场将对企业的发展带来的影响，并开始采取应对措施。

## 2.3 电力行业应对区域碳市场的行动

在区域碳市场中，各电力企业应对碳市场的行动主要在二级公司和电厂层面，而集团层面的行动较为有限。主要行动包括：

（1）积极推进配额清缴和履约。自 2013 年深圳试点启动以来，各区域碳市场的纳入电力企业积极参与数据报送、核查、交易，并按照相关规定进行碳排放履约。各市场的履约率基本能达到 95% 以上，其中电力行业几乎达 100%。

（2）科学梳理碳减排项目资源，积极开发减排量碳资产。多家电力企业已

经对旗下项目资源进行科学梳理，并成功开发了多个 CCER 项目。

(3) 积极开展碳金融创新，以盘活碳资产、拓宽投融资渠道。广州大学城华电新能源有限公司在广东试点开展国内首单碳排放配额在线抵押融资业务；中广核风电有限公司在深圳发行国内首支碳债券，债券收益由固定收益和浮动收益两部分构成，固定收益与基准利率挂钩，以风电项目投资收益为保障，浮动收益为碳资产收益，与已完成投资的风电项目产生的 CCER 挂钩。



### 3.中国电力行业参与全国碳市场展望

电力行业作为我国国民经济重要的基础产业,其能源消费量占全国能源消费总量的 60%以上,二氧化碳排放量占全国总排放量的 40%左右。因此,电力行业实施碳排放管理的效果将直接影响全国碳排放交易体系的健康运行和国民经济的绿色低碳发展,也将是全国碳市场管控的核心行业。

全国碳市场电力行业分配拟采用基准线法进行,在分配方法制定的过程中广泛征求了行业和企业代表的意见,相关计算已基本完成。与此同时,国内主要电力集团总结参与区域碳市场的经验,开展应对全国碳市场的准备工作,为电力行业迎接全国碳市场打下了良好的基础。

#### 3.1 全国碳市场电力行业配额分配方法

2017 年 5 月,全国碳交易市场碳配额分配试算工作培训会(四川)公开了电力行业的配额分配方案讨论稿,配额分配的总体思路为基准线法+预分配的思路,其具体计算公式为:

$$\text{发电企业配额分配总量} = \text{供电配额总量} + \text{供热配额总量}$$

- 供电配额计算方法:

$$\text{供电配额总量} = \text{供电量} \times \text{排放基准} \times \text{冷却方式修正系数} \times \text{供热量修正系数} \times \text{燃料热值修正系数}$$

排放基准根据压力、机组容量和燃料类型分了 11 个类型,各类型的排放基准值如下:

表 4 全国碳市场电力行业基准线

划分基准	配额分配基准值 ( tCO <sub>2</sub> /MWh )
超超临界 1000MW 机组	0.8066
超超临界 600MW 机组	0.8267
超临界 600MW 机组	0.8610
超临界 300MW 机组	0.8748
亚临界 600MW 机组	0.8928
亚临界 300MW 机组	0.9266
高压超高压 300MW 以下机组	1.0177
循环流化床 IGCC300MW 及以上机组	0.9565
循环流化床 IGCC300MW 以下机组	1.1597
燃气 F 级以上机组	0.3795
燃气 F 级以下机组	0.5192

冷却方式修正系数水冷为 1，空冷为 1.05；供热量修正系数燃煤电厂为  $1-0.25 \times$  供热比，燃气电厂为  $1-0.6 \times$  供热比；燃料热值修正系数只存在于流化床 IGCC 机组的情况，其它机组可以默认为 1 或者认为没有这系数。对于流化床、IGCC 机组，低于 3000 大卡的取 1.03，高于 3000 大卡的取 1。

- 供热配额计算方法：供热配额=供热量×供热基准值

其中供热基准值所有燃煤机组为 0.1118tCO<sub>2</sub>/GJ，所有燃气机组的值为 0.0602tCO<sub>2</sub>/GJ。

配额分配时以 2015 年的产量为基准，初始分配 70%的配额，实际配额待核算出实际产量以后多退少补。

电力行业按照基准线法分配配额，较为先进的机组更容易获得较多的配额盈余，而相对落后的机组有可能面临较大的配额缺口。随着市场的运行和配额分配方法的不断完善，电力行业基准线数目可能会进一步减少，这也就意味着小机组、落后机组面临的配额压力会进一步加大。

### 3.2 全国碳市场对电力行业的影响

全国碳市场的启动将对电力企业带来巨大影响。一方面，全国碳市场会给电力企业带来一定的减排压力，并对企业发电成本、节能管理、发电投资结构、企业利润等产生影响。另一方面，全国碳市场的启动也给电力行业带来全新的机遇：

(1) 碳市场为电力企业拓宽了减排渠道，企业可通过市场手段完成减排任务。

我国电力行业的一些关键技术指标如发电煤耗、电网线损率等已处于国际先进水平，减排空间较为有限。借助市场机制，电力企业可降低自身减排成本，以更低的代价完成节能降碳目标。(2) 碳市场也为减排技术领先的企业提供了新的利润增长点。在我国碳市场以行业基准法为主的配额分配模式下，减排工作领先的电力企业有望从碳市场中获取利润，提升自身的盈利水平。

### 3.3 电力行业应对全国碳市场的行动

为了更好地应对即将到来的全国碳市场，2015年中电联牵头成立电力行业碳交易工作组，成员单位包括华能、大唐、华电、国电、国电投、神华、粤电七家大型发电集团公司。其主要任务是在行业层面建立碳交易沟通协调机制，加强电力企业参与碳交易、开展碳减排等相关工作的经验和信息沟通交流。

同时，国内多家电力企业已在集团层面采取行动，加紧部署碳排放和碳资产管理，推动节能降碳工作的开展，包括：

(1) 建立企业碳资产管理制度，打造碳资产管理信息平台。以五大发电集团为代表的多家大型电力企业相继成立了专门的碳资产管理机构，并在企业总部层面出台碳排放管理办法，形成了低碳考核管理机制。此外，华电等企业还打造企业碳资产管理信息平台，汇集多方面数据来源，形成信息互联互通，从而提升企业碳资产管理效率。

(2) 开展温室气体排放数据盘查。排放数据是开展碳排放管理的基础，也是制定集团碳排放管理战略的依据。华电等企业已经根据相关标准，对集团内电厂进行了全方位的碳排放统计和盘查工作，以厘清自身排放总量和排放特点。

(3) 系统推进电力企业碳排放管理能力建设工作。碳排放管理具有很强的专业性，从碳排放的核算、报送、核查（MRV）到交易、履约，都需要执行人员有专业的碳排放管理知识和经验。以五大发电集团为代表的电力企业已经系统性地开展碳排放和碳资产管理能力建设活动，进一步强化各级管理人员对碳排放管理和碳市场应对的专业知识和技能。