



# 基于动态碳排放责任因子的终端自律调节方法 及碳交易机制研究

Research on the self-discipline regulation method of the terminals and carbon emission permits trade mechanism based on the dynamic emission responsibility factor

中科华跃能源互联网研究院

**2024 年 1 月**

ZKHY Energy Internet Research Institute Co., Ltd.

January , 2024

## 关于作者:

薛志峰, 张吉, 林慧, 刘晓华, 张涛, 高长征, 章永洁

邮箱: [xuezhifeng@taihor.cn](mailto:xuezhifeng@taihor.cn)

## 致谢

本研究由中科华跃能源互联网研究院统筹撰写, 由能源基金会提供资金支持。  
本研究是【能源基金会项目《中国光储直柔建筑发展战略路径研究(二期)》的子课题 6: 基于动态碳排放责任因子的终端自律调节方法及碳交易机制研究】。

## 免责声明

- 若无特别声明, 报告中陈述的观点仅代表作者个人意见, 不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性, 不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时, 并不意味着它们已为能源基金会所认可或推荐, 或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

## 摘要

本研究是清华大学牵头的《中国光储直柔建筑发展战略路径研究（二期）》的子课题 6：基于动态碳排放责任因子的终端自律调节方法及碳交易机制研究（以下简称“本课题”）。

准确、全面的电力系统碳计量与分析方法是量化电力相关碳排放数据，厘清电力行业碳排放现状与趋势，挖掘电力系统全环节碳减排潜力，引导电力用户互动减碳，支撑电碳耦合市场建设的关键技术。电力系统碳排放的计量与分析方法研究对于电力系统乃至整个能源系统的低碳发展具有重大意义。

未来的新型电力系统要应对两方面的变化：负荷侧峰谷变化和电源侧风电光电的变化。同时电力负载侧已不是简单的刚性负载，而具有一定的储能和弹性。如何利用好这些终端的可调蓄的资源，协助电力系统解决峰谷调节问题，是需要解决的重要问题。欧洲、北美实行动态实时电价制度，根据供需平衡的多方面因素动态地决定电价，以此调动末端的调节和蓄能。但是中国的电价体系涉及因素过于复杂，很难以其作为调动终端用能调节的工具。本课题基于双碳战略，研究提出破解上述难题的新思路和新方法。

课题组在国内外文献综述的基础上，基于促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放的目标，提出基于用户侧承担碳排放责任的动态碳排放责任因子  $Cr$ ，通过理论计算和建模仿真手段，给出了包括风电、光电、水电、核电、燃煤机组、燃气机组、集中储能等各种电源的碳排放责任  $R$  的计算方法，以及电力调度部门可以每 15 分钟核算发布统一的碳排放责任因子  $Cr$ 。 $Cr$  综合考虑可再生发电占比、机组负荷率、蓄能对碳排放因子的影响，在保证全年总排放不变的情况下，扩大了日内的波动性，激励作用与期望终端用电行动一致，及时反应电网供需关系，既适应目前大比例煤电下电力系统的调节需要，也适应未来大比例风电光电下的调节需要，还可以在这两种状态的过渡期同样发生作用。

给出了零碳终端充分发挥终端的柔性用电和储电的功能、协助电网的削峰填谷的自律调节方法：电力调度部门可以每 15 分钟核算发布统一的  $Cr$ ，将  $Cr$  的高低作为建筑自身用电功率调节的实时引导信号，海量用户在  $Cr$  调度、引导下，根据自身具有的柔性用电能力确定响应调节策略，对电网调节实现有效反馈响应。 $Cr$  较高时，尽可能少的从电网取电、并释放储存的电力来满足自身用

电需求，降低用电功率； $Cr$  较低时，鼓励用户提高用电功率，用电终端尽可能多的从电网取电、多储电。同时，结合实际区域电网的调度工况，分析了基于  $Cr$  的调控效果与影响。

研究成果已在国网华北分部调控中心、北京市电力公司、家电厂商、电动车运营平台、楼宇能源管理聚合商全环节实现了实验室场景下，计算、下发、传输、接收、调节的全环节技术验证贯通。

课题组跟踪了二期项目中的四类模式与示范子课题的进展，汇总分析应用案例的经济性比较数据，和电力技术经济研究机构开展了技术交流。电动汽车与建筑协同参与电网调节的 V2B 模式，在满足电动汽车需求并且不为建筑带来额外配电压力的同时，投资回收期在 4 年左右，已具备很好的经济可行性。孤网系统光储直柔建筑的经济驱动力和建设距离及建设成本直接相关。城市光储直柔建筑和农村光储直柔建筑，由于直流配电系统的造价高，在现有的电价条件下，投资回收期要 7 年~15 年。光储直柔建筑规模化发展降低配网损耗以及通过提高供电可靠性和系统调节能力等减低电力系统投资规模和运行成本的效益，尚未能得到有效的反映及相应的回报。

“碳达峰、碳中和”目标下，我国电力市场、碳市场、绿证市场等在产品属性、价格形成、治理监管等方面的联系日益密切，而且市场的建设发展与我国国情联系紧密，在机制设计和制度安排上与国外不尽相同。项目组在光储直柔建筑的实践案例和碳排放责任因子的技术验证基础上，结合对国内碳交易政策梳理市场建设情况调研访谈，提出了机制模式建议。

电力间接  $CO_2$  排放量的核算问题是目前推进电、碳、绿证市场建设发展的关键问题。遵循“生产侧抓效率、消费侧控总量”的思路，以促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放为目标，在电网真实碳排放量的基础上引入责任分摊理念，全面推行动态碳排放责任因子  $Cr$  的核算体系。

## **Executive Summary**

Chinese PEDF building research Phase II is led by Tsinghua University. Research on the self-discipline regulation method of the terminals and carbon emission permits trade mechanism based on the dynamic emission responsibility factor is the sixth sub project.

Accurate and comprehensive power system carbon measurement and analysis method is a key technology to quantify power-related carbon emission data, clarify the current situation and trend of carbon emissions in the power industry, tap the carbon emission reduction potential of the whole link of the power system, guide users to interactive carbon reduction, and support the construction of the electric carbon coupling market. The research on carbon emission measurement and analysis of power system is of great significance to the low-carbon development of power system and even the whole energy system.

The new power systems of the future need to cope with two changes: the load peak and trough difference, increase of wind and photoelectric power in the generation side. At the same time, the power load side is no longer a simple rigid load, but has a certain storage capacity and flexibility. How to make good use of the adjustable terminal resources to assist the power system to solve the peak and trough regulation is an important problem to be solved. In Europe and North America, the dynamic real-time electricity price system is implemented, and the electricity price is determined dynamically according to various factors of generation and demand balance, so as to mobilize the regulation and energy storage in the users' side. But China's electricity pricing system is different from that of Europe and the United States, making it difficult to use the same tools. Based on the Double Carbon strategy, this project proposes new ideas and methods to solve the above problems.

Based on the literature review of domestic and foreign, the research group will creatively put forward the definition method of dynamic real-time carbon emission responsibility factor considering the relationship between supply and demand, and give the calculation method of carbon emission responsibility of various power sources including wind power, photovoltaic, hydropower, nuclear power, coal-fired units, gas-fired units, centralized energy storage, etc., through theoretical calculation and modeling simulation. And the power dispatching department can calculate and release a unified carbon emission

responsibility factor every 15 minutes.  $C_r$ , comprehensively considering the proportion of renewable power generation, unit load rate, and the impact of energy storage on carbon emission factors, expands the volatility in a day, and keep the consistent between the the incentive effect and the expected terminal electricity consumption action, while ensuring the total emissions remain unchanged throughout the year and timely reflects the supply and demand relationship of the power grid. It is suitable for both the current regulation needs of the power system under a large proportion of coal electricity and also the large proportion of wind power and photovoltaic system in the future, and it can also take effect during the transition period between these two stages.

Combined with an actual regional power grid dispatching condition, the self-regulation method of zero carbon terminals is given to give full play to the flexible power consumption and storage functions of the terminals and assist the peak shaving and trough filling of the grid. Using the level of  $C_r$  as a real-time guidance signal for the power regulation of the building's own electricity consumption, a large number of users, under  $C_r$  scheduling and guidance, determine response adjustment strategies based on their own flexible electricity consumption capabilities, and achieve effective feedback response to power grid regulation. When  $C_r$  is high, try to take as little electricity from the power grid as possible and release the stored electricity to meet own electricity demand, reducing power consumption; When  $C_r$  is low, the electricity terminals are encouraged to increase their electricity consumption power, they should take as much electricity as possible from the grid and store more electricity. At the same time, combined with the actual dispatching conditions of regional power grids, the regulation effect and impact based on  $C_r$  were analyzed.

The research results have been implemented in the control center of North China Branch of State Grid, Beijing Electric Power Company, home appliance manufacturers, electric vehicle operation platform, and building energy management aggregator in the laboratory scene

The V2B model, in which electric vehicles and buildings cooperate to participate in grid regulation, has good economic feasibility in meeting the needs of electric vehicles and not bringing additional power distribution pressure to buildings, and the payback period is about 4 years. The economic driving force of isolated network system PEDF building is

directly related to the construction distance and construction cost. Due to the high cost of the DC power distribution system, the investment payback period of urban and rural PEDF buildings will be 7 to 15 years under the existing electricity price conditions. Through the large-scale development of PEDF buildings, the benefits of reducing the loss of the distribution network and reducing the scale of investment and operating costs of the power system by improving the reliability of the power supply and the adjustment capacity of the system have not been effectively reflected and the corresponding returns.

Under the goal of "reaching the peak of carbon and carbon neutrality", China's electricity market, carbon market and green certificate market are increasingly closely related to product attributes, price formation, governance and supervision, and the construction and development of the market are closely related to China's national conditions, and the mechanism design and institutional arrangements are not the same as foreign countries. On the basis of practical cases of PEDF buildings and technical verification of carbon emission responsibility factors, the project team combined with research and interview of domestic carbon trading policies and market construction, put forward mechanism model suggestions.

The accounting of indirect CO<sub>2</sub> emissions from electricity is a key issue to promote the construction and development of electricity, carbon and green certificate markets. Following the idea of "production side to grasp efficiency, consumption side to control the total amount", in order to promote the balance of supply and demand of the power system and reduce the carbon emissions of the power system as the goal, the concept of responsibility allocation is introduced on the basis of the real carbon emissions of the power grid, and the dynamic carbon emission responsibility factor  $C_r$  accounting system is fully implemented.

# 目 录

第一章 引言.....	1
1.1 研究背景和意义.....	1
1.2 研究目标与内容.....	1
1.3 研究方法和技术路线.....	2
第二章 电力碳排放因子研究与应用现状.....	3
2.1 电力碳排放核算现状.....	3
2.2 电力碳排放因子研究与应用现状.....	5
2.3 电力碳排放因子存在的问题.....	8
第三章 动态碳排放责任因子计算方法及实证.....	10
3.1 动态碳责任因子的定义与计算.....	10
3.2 基于动态碳责任因子的实证研究.....	16
3.3 小结.....	23
第四章 碳责任因子平台搭建和终端自律调节方法.....	24
4.1 碳责任因子数据传输平台搭建.....	25
4.2 碳责任因子用户终端接收和自律调节实验平台搭建.....	26
第五章 光储直柔建筑对配电网的影响分析.....	32
5.1 电气化水平提升对电力系统投资的影响.....	32
5.2 建筑电气化对电力系统运行效率的影响.....	34
5.3 二期项目光储直柔示范工程投资收益案例分析.....	36
5.4 建筑柔性资源的评价和激励.....	41
第六章 光储直柔建筑参与碳交易市场的机制.....	43
6.1 中国碳交易市场建设进展.....	43
6.2 市场机制实践案例.....	54
6.3 机制设计思考.....	57
第七章 结论.....	59
参考文献.....	61



# 第一章 引言

## 1.1 研究背景和意义

《中国“光储直柔”建筑研究项目（二期）》属于国际合作的智库性质研究项目，设置有技术方法、标准体系、场景构建、应用示范相关的 9 个研究课题，分别由相应的优势研究单位牵头承担。

本课题为项目的子课题 6——基于动态碳排放责任因子的终端自律调节方法及碳交易机制研究。

未来的新型电力系统要应对两方面的变化：负荷侧峰谷变化和电源侧风电光电的变化。同时电力负载侧已不是简单的刚性负载，而具有一定的储能和弹性。如何利用好这些终端的可调蓄的资源，协助电力系统解决峰谷调节问题，是需要解决的重要问题。欧洲、北美实行动态实时电价制度，根据供需平衡的多方面因素动态地决定电价，以此调动末端的调节和蓄能。但是中国的电价体系涉及因素过于复杂，很难以其作为调动终端用能调节的工具。本课题将基于双碳战略，研究提出破解上述难题的新思路和新方法。

## 1.2 研究目标与内容

本课题的主要目标是完成考虑供需关系的动态实时碳排放责任因子计算和零碳终端自律调节方法，基于各种应用场景下案例分析光储直柔建筑对配电网的投资影响，最终提出光储直柔建筑参与碳市场交易的途径和机制建议。具体开展如下三方面的研究内容：

### （一）动态碳排放因子计算及零碳终端自律调节方法研究及实证

#### 1. 考虑供需关系的动态实时碳排放因子计算方法研究及实证

研究给出既适应目前大比例煤电下电力系统的调节需要，也适应未来大比例风电光电下的调节需要，还可以在这两种状态的过渡期同样发生作用的动态碳排放责任因子，结合一个实际区域电网的调度工况，给出包括风电、光电、

水电、核电、燃煤机组、燃气机组、集中储能等各种电源的碳排放责任  $R$  的计算方法，并和区域电网调度部门开展可行论证，形成共识。

## 2. 基于动态碳排放责任因子的零碳终端自律调节方法研究

电力调度部门可以每 15 分钟核算发布统一的碳排放责任因子  $Cr$ ，用电终端就可以在  $Cr$  值低的时间段尽可能多的从电网取电、多储电；在  $Cr$  值高的时间段尽可能少的从电网取电、并释放储存的电力来满足自身用电需求。研究给出基于上述规律的零碳终端自律调节方法，充分发挥终端的柔性用电和储电的功能，协助电网的削峰填谷。

### (二) 光储直柔建筑对配电网投资造价的影响分析

跟踪二期项目中城市建筑、农村建筑、离网系统、电动车与建筑协同、城市区域级等各类模式与示范子课题的进展，汇总分析应用案例的经济性比较数据，和电力技术经济研究机构开展技术交流，给出光储直柔建筑对配电网投资造价影响的量化分析结果。

### (三) 光储直柔建筑参与碳交易市场的机制研究

调研国内现有的碳交易市场，深度访谈碳排放核算领域的行业专家，与碳排放权和定额制定的主管部门沟通交流，形成推动发展光储直柔建筑参与碳交易市场的政策建议，组织利益相关者研讨和广泛开展行业宣传。

## 1.3 研究方法和技术路线

课题在文献、资料搜集、整理基础上，提出考虑供需关系的动态实时碳排放责任因子的定义方法，采取理论计算、建模仿真、案例实证，以及与区域电网调度部门开展可行论证等方式，给出碳排放责任因子  $Cr$  的计算方法，同时结合实际给出基于动态碳排放责任因子的零碳终端自律调节方法；

结合项目示范案例分析，并与电力技术经济研究机构开展技术交流，给出光储直柔建筑对配电网投资造价影响的量化分析结果；通过调研国内现有的碳交易市场，深度访谈碳排放核算领域的行业专家，与碳排放权和定额制定的主管部门沟通交流，形成推动发展光储直柔建筑参与碳交易市场的政策建议。

## 第二章 电力碳排放因子研究与应用现状

电力行业是中国碳排放总量最大的单一行业，减排效果对实现碳达峰、碳中和目标至关重要。构建以新能源为主体的新型电力系统，是我国实现碳达峰与碳中和最主要的举措之一，是实现双碳目标的核心，该任务的完成需要电源侧转型为风光电等新能源为主体，需要供需两端由“源随荷动”转变为“荷随源变”，电源侧、负荷侧和电网侧需要系统性重塑。

### 2.1 电力碳排放核算现状

#### 2.1.1 碳排放核算方法

碳排放核算可以直接量化碳排放数据，还可以通过分析各环节碳排放数据，找出潜在的减排环节和方式，对碳资产管理和碳市场建设至关重要。目前，碳计量方法与标准已受到国内外政府与研究机构的高度关注。国际上公认的碳计量原则是在 2007 年《联合国气候变化公约》第 13 次缔约方会议中《巴厘行动计划》里提出的“三可”原则，即可测量、可报告、可核查。

目前，碳排放核算主要有两种方法：碳计量和碳监测。碳计量数据是基于现有数据计算而来，碳监测数据是直接从排放端测量而来。碳计量计算方式可以概括为两种：排放因子法 (Emission-Factor Approach) 和质量平衡法 (Mass-Balance Approach)。排放因子法是联合国政府间气候变化专门委员会 (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) 提出的一种碳排放估算方法，可以简单理解为能源消耗量附加一个排放因子，排放因子是与能源消耗量相对应的系数。在碳质量平衡法下，碳排放由输入碳含量减去非二氧化碳的碳输出量得到。相对而言，排放因子法是目前适用范围最广、应用最为普遍的方法。

根据 2012 年世界可持续发展工商理事会和世界资源研究所发布的《温室气体核算体系：企业核算与报告标准（修订版）》（以下简称《企业标准》）、2018 年国际标准化组织 ISO 发布的《ISO 14064-1: 2018 组织层面温室气体排放及消减的量化及报告指导性规范》（以下简称 ISO 14064-1）定义，依据企业是否拥有或控制排放源，温室气体排放可以分为直接排放和间接排放。其中，直接排放被划定为范围一排放，指由企业直接控制或拥有的排放源所产生的排放。间

接排放是指由企业活动导致的、但发生在其他企业拥有或控制的排放源的排放。

《企业标准》将间接排放进一步区分为范围二排放和范围三排放。范围二排放是指企业外购的电力、蒸汽、热力或冷力产生的温室气体排放（在 ISO 14064-1 中称为“能源间接排放”），范围三排放则包括其他所有间接排放（ISO 14064-1 中称为“其他间接排放”）。

### 2.1.2 电力碳排放核算方法

电力系统中的碳计量问题包含对直接碳排放的测量和对间接碳排放的测量。其中，基于发电燃料消耗法的直接碳排放测量方法是全球广泛应用的主流方法之一。2006年，联合国气候变化委员会（Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC）颁布了各类燃料的典型碳排放因子，为基于燃料消耗的发电直接碳排放测量方法提供了参考。该测量方法已形成诸多技术标准或行业标准，受到了国际上的广泛认可，不论是测量对策本身，还是测量的结果，都能够满足“三可”原则。

此外，为了实现更加自动化的碳排放连续监测，基于烟气排放连续监测系统的实测法近年来逐渐受到关注。该方法主要通过直接测量排放源的碳排放浓度、流速、流量等数据得到排放源的碳排放量。与发电燃料消耗法相比，实测法自动化程度更高，监测数据实时性更强，但其投入成本相对高昂。目前，中国仅小部分火电企业安装了二氧化碳排放监测模块，该方法尚未普及，但是，在欧美等发达国家和地区，实测法已获得较为广泛的应用，受到国际上的广泛认可，满足“三可”原则的要求。

目前电力系统源、网、荷全环节的精确碳排放计量理论、方法、标准与设备还尚未完善。国内，现阶段电力系统的直接碳排放计量主要基于宏观统计法，即根据全年、全省/大区的发电总燃料消耗换算得到总碳排放量，用电间接碳排放计量主要基于平均碳排放因子法，该方法基于省级或大区电网级全年燃料统计值和发电量计算得到用户的单位用电碳排放因子，通过平均碳排放因子与用电量得到用户的用电间接碳排放量。

## 2.2 电力碳排放因子研究与应用现状

电网二氧化碳排放因子种类多且受时间和空间变化的影响。

### 2.2.1 我国电力碳排放因子应用现状

我国目前主要使用的相关电碳因子包括全国电网电碳因子、区域电网电碳因子、区域电网基准线电碳因子与省级电网平均电碳因子：

#### 1. 全国电网碳排放因子

国家发改委于 2017 年印发《关于做好 2016、2017 年度碳排放报告与核查及排放监测计划制定工作的通知》，首次发布了全国电网碳排放因子 2015 年的数据（0.6101 kgCO<sub>2</sub>/kWh），此数据自发布起沿用至 2021 年，主要用于核算纳入全国碳市场的企业履约边界的电力间接排放。2022 年，生态环境部印发《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施（2022 年修订版）》，将全国电网电碳因子更新为 0.5810 kgCO<sub>2</sub>/kWh，并提出在核算 2021 及 2022 年度组织层面外购电力的碳排放量时均采用此数值。

#### 2. 区域电网平均碳排放因子

我国电网划分为东北、华北、西北、华中、华东、南方六大区域电网，区域电网之间相互独立，区域电网平均碳排放因子相比全国碳排放因子更能反映不同区域发电量构成的差异。2011 年国家发改委发布《省级温室气体清单编制指南（试行）》中提出各省在计算外购电力碳排放时应采用所在区域电网平均碳排放因子，并首次公布了 2005 年数据，后又在 2013 年公布了 2010 年数据、2014 年公布了 2011 和 2012 年数据，此后暂停更新。

#### 3. 区域电网基准线碳排放因子

区域电网基准线电碳因子包括电量边际排放因子和容量边际排放因子，主要用于重点减排领域清洁发展机制（Clean Development Mechanism, CDM）项目的减碳量核算。电量边际电碳因子定值剔除了水电、核电等低运行成本和必须运行机组，因此其实际反映燃煤电厂等高排放电厂的平均水平；容量边际排放因子是以电量为权重，对选定的若干个新增机组样本的电碳因子进行加权平均得出，反映新增电力容量的排放水平。此数据由国家发改委气候司于 2009 年首次公布，用于 2008 年 CDM 项目减碳量核算，后又于 2017 年公布了 2016 年数据，2018 年之后生态环境部国家气候战略中心分 4 次发布了 2016-2019 年

以来的数据，此后未作更新。

#### 4. 省级电网平均碳排放因子

2012 年国家发改委发布了 30 个省市 2010 年的平均电碳因子，但由于区域电网内部高度调度，省级电网平均电碳因子适用于政府的省级碳排放目标考核。2013 年启动碳排放试点交易后，北京、上海根据电力调入调出量进行计算，公布用于核算重点企业碳排放的电力碳排放因子，重庆采用在区域电网平均电碳因子，深圳采用 2011 年区域电网基准线电碳因子，2021 年后与广东省取值保持一致，调整为国家发改委公布的 2010 年的省级电碳因子。2021 生态环境部发布《碳排放权交易管理暂行条例（草案修改稿）》，提出将不再建设地方碳排放权交易市场，已存在的地方碳交易市场将逐步纳入全国碳市场，碳交易市场中电碳因子的差异预计在中长期内也将逐步统一。

#### 2.2.2 电力动态碳排放因子研究现状

实际上“碳排放量”往往应当被理解为“碳排放责任”，并与直接碳排放加以区分。直接碳排放指的是在定义明确的边界内各种活动排放到大气中的物理排放，其数值可以直接测量，是一个客观物理量。而“碳排放量”往往不仅仅包含物理排放，还包括由于使用上游产品而间接导致的上游生产过程的直接碳排放，可以理解为在某种视角下，个体应当承担责任的碳排放量，因此可以称为“碳排放责任”。

从上述视角出发，碳排放责任可以定义为经济活动的参与者由于其行为和决策所应当为之承担责任的二氧化碳排放量。通常来说，产业链中的每个参与者不仅会直接排放二氧化碳，也会作为消费者购买其他参与者所产出的产品，或作为生产者将其所产出的产品出售给消费者。因而碳排放责任的界定往往不仅要考虑参与者本身所产生的直接碳排放，也要考虑其由于经济活动关联所应当承担的责任。责任的评价和分摊往往是基于相应的观点和视角，因此碳排放责任是一个主观量，其所基于的目的和视角不同，所得到的责任分摊方法也就不同。

但由于碳排放责任核算的主观性，在不同的责任分摊视角下，其分摊方法完全不同，所核算出的碳排放责任量也差异巨大，进而也会带来完全不同的减碳激励导向。以发电和电力消费的碳排放责任分摊为例，如果将发电过程产生

直接碳排放的责任全部划归到发电厂一方，则主要会产生对电厂的激励，促使其改进发电流程提高效率实现减碳；而如果将责任全部划归到电力消费者一方，则主要会激励消费者节约用电实现减碳。因此，碳排放责任的分摊实际上包含了激励各方减碳的价值导向，这关系到后续减碳政策的基本出发点，不能科学合理地分摊各方的碳排放责任，就无法利用这些政策工具去公平、有效地推动减排。开展减碳行动首先要对各方的碳排放责任进行合理界定，科学合理地核算各方的碳排放责任可以建立正确的减碳价值导向，进而促进各方采取科学的减碳行动，这是开展减碳政策实现碳排放总量控制的基础。碳排放责任核算最主要的目的是有效促进各方的减碳行动，实现碳排放总量的控制，推动气候变化问题的解决。能否有效促进经济活动各参与方采取正确的减碳行动，并最终实现碳排放总量的控制，是评价碳排放责任核算方法科学合理与否的最重要的标准。

电力系统“源随荷动”的特性导致电力系统碳排放“权责分离”。尽管源侧是碳排放的主力，但荷侧才是电力系统碳排放的主要责任人。用电碳排放因子是将电力系统碳排放责任从源侧传递到荷侧的关键信号，用户主要通过用电碳排放因子来获知自身用电行为产生的碳排放量。然而，现在普遍采用的“平均用电碳排放因子”无法让用户感知到不同时段下其用电行为所产生的碳排放差异，导致用户没有动力通过调整自身用电行为来实现减碳目的。

目前国内外已有诸多机构对电网电力的动态碳排放因子开展了研究。例如，加拿大安大略省可根据电网需求、发电机等参数等，应用潮流模型计算电网中每小时的动态碳排放因子；美国马里兰大学等机构研究提出电力每日小时边际损害因子，以表征额外使用 1 度电造成污染物排放所产生的的损害。

在国内，清华大学、河海大学、江苏省配用电与能效工程技术中心与国网江苏电力有限公司合作，完成了国内第一个电力系统源、网、荷全环节实时、精准碳计量项目。该项目基于电力系统碳排放流分析理论，对电力系统中每一度电的碳排放来源进行追踪，得到实时变化的动态用电碳排放因子。此外，还应用人工智能算法预测了未来 48 小时的用电碳排放因子。电力消费者可以通过发布的实时和预测碳排放因子改变自身用电行为，最大限度地减少二氧化碳排放。电力系统碳排放流是依附于电力潮流存在且随系统有功潮流定向移动的耦合碳排放，是电力系统中一类虚拟的网络流。直观上，电力系统碳排放流相当

于给每条支路上的潮流加上碳排放的标签，给出电力系统碳排放从源侧经过网侧，流向荷侧的路径。碳排放流理论通过耦合潮流的方式实现电力系统碳排放责任的转移与分摊。

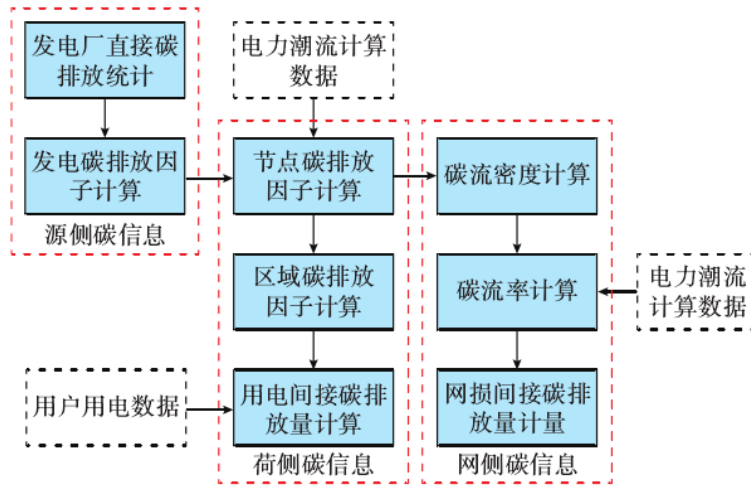


图 2-1 基于碳排放流理论的电力系统碳排放指标计算过程

### 2.3 电力碳排放因子存在的问题

电力系统中电能量的转移也伴随着碳排放责任的转移，电力系统间接碳排放的本质是电能量中隐含的碳排放责任。准确、公平、全面的间接碳排放核算对于明确电力系统中各主体碳排放责任并开展碳排放总量管控意义重大。对于电力系统，发电机组和负荷是相互依存的关系，缺少其中的任何一方都不会产生发电行为，并且发电机组和负荷都具有节能减排的潜力，仅在单一侧进行碳责任的分摊也是不公平的。

供电侧与需求侧的不确定性共同构成了未来电网运行所面临的最大挑战。大量分布式可再生能源和用户侧能量管理系统的接入提高了电力系统终端(如配电网、微电网、工厂、建筑和家庭)的供需不确定性。解决该问题的关键在于实现不确定性的就地(终端)解决，未来电网必须将责任分摊到终端承担。仅在发电侧分摊碳责任对负荷成员没有直接的激励信号；同样地，仅在负荷侧分摊碳责任不会直接对发电机组产生激励。

电力系统具有严格的“发电-用能”实时平衡特性，而电网连接着电力生产和消费，是重要的能源网络平台，是引领电力碳减排的核心枢纽，既要保障新能源大规模开发和高效利用，又要满足经济社会发展的用电需求。以上特性决定了电力系统的“减碳”绝不仅仅是源侧的任务，而是需要源、网、荷全环节



的协同配合。因此，电力系统中的碳计量问题不仅仅需要包含对源侧直接碳排放的计量，更要包含对网侧和荷侧间接碳排放的计量。实时、准确、全面的计量电力系统源、网、荷全环节的碳排放是掌握电力行业碳排放现状与趋势、挖掘电力碳减排潜力、引导电力用户互动减碳、促进电力经济低碳转型的基础与前提，也是支撑碳市场健康发展的基础保障。但现有的碳排放因子存在以下三个方面的问题：

### 1. 碳排放责任分摊不尽合理

如果按照真实动态碳排放因子  $C$  核算用电终端的碳排放责任，电源侧就不再承担任何碳排放责任，这也不利于激励发电侧的减碳工作。更为重要的是，碳排放因子  $C$  的激励作用与电网期望终端用电行动很多时间不一致。

针对电力系统碳排放责任分摊问题，当前研究主要关注化石燃料类电源的直接碳排放责任，或者将碳排放责任转移至用户侧。针对源荷共同碳责任分摊问题，现有研究大多采用对半分摊原则，或重点从需求响应角度考虑负荷侧碳责任，发电侧只考虑直接排放型火电，但在未来新型电力系统中，风光等新能源的强不确定性与波动性可能导致其出力无法满足所在节点的实时负荷需求。

### 2. 变化范围小，难以有效促进电碳联动

电网平均碳排放因子更新时间长，现已不具有时效性。另外，目前煤电为主的情况下，电网平均碳排放因子的取值相对固定，真实碳排放因子  $C$  在一天内变化很小（ $0.5\sim 0.7 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}$ ），很难调动用电终端的调节和蓄能的积极性，难以有效促进电碳联动，也难以促进碳市场与电力市场(包括绿电市场)的有机结合与协调发展。

### 3. 空间不一致，不利于全国统一电力市场交易市场建设

随着全国统一电力市场建设，区域电网之间调度逐步加强，电碳因子取值将趋于全国统一。2022年1月，国家发改委、国家能源局发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出要实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，到2025年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行。因此，未来全国将需要选用统一的电力碳排放因子进行碳排放计算、碳交易、碳核查等工作。

## 第三章 动态碳排放责任因子计算方法及实证

国务院《2030年前碳达峰行动方案》文件中明确写明“提高建筑终端电气化水平，建设集光伏发电、储能、直流配电、柔性用电于一体的‘光储直柔’建筑”。“光储直柔”建筑是十四五时期城乡建设领域的前沿科技，“光储直柔”建筑新型配电系统能够使建筑在电力系统中从单一的消费者转型成为“产、消、调蓄”三位一体的新角色，从而有效解决发展新型电力系统时出现的缺少风电光电安装空间、缺少有效调蓄能力等关键问题。建筑等用户侧用电特性对整个电力系统的供需匹配具有重要影响，未来随着建筑领域电气化、电动汽车发展，如何协调用户侧用电需求与电源侧可再生能源波动特点，如何更好地引导用户参与电力系统调度响应，是新型电力系统建设、未来电力系统调控中需要解决的重大问题。

在双碳目标背景下，电力用户侧逐渐具备发电、用电、储电、调节“四位一体”的柔性灵活能力，是构建新型电力系统的重要支撑。然而，用户侧的柔性资源具有量大、分散的特征。如何实现海量用户响应电网调节需求，已成为构建新型电力系统的关键问题。

本课题遵循“生产侧以效率为导向，促进能源结构的调整、生产过程能源及原材料利用效率的提高；消费侧以总量为导向，提倡节约消费和绿色消费”的思路，以促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放为目标，在电网真实碳排放量的基础上引入责任分摊理念，提出动态碳排放责任因子  $Cr$ 。

### 3.1 动态碳责任因子的定义与计算

每个瞬间电力系统的真实碳排放量是区域内各个火电厂碳排放量之和除以此区域供电量之和，即为该瞬间的真实动态碳排放因子  $C$ 。然而，在目前煤电为主的情况下，真实动态碳排放因子  $C$  在一天内变化很小（0.5~0.7 kgCO<sub>2</sub>/kWh，如图 3-1 所示），很难调动用电终端的调节和蓄能的积极性。同时，如果按照真实动态碳排放因子  $C$  核算用电终端的碳排放责任，电源侧就不再承担任何碳排放责任，这也不利于激励发电侧的减碳工作。更为重要的是，碳排放因子  $C$  的激励作用与电网期望终端用电行动很多时间不一致。

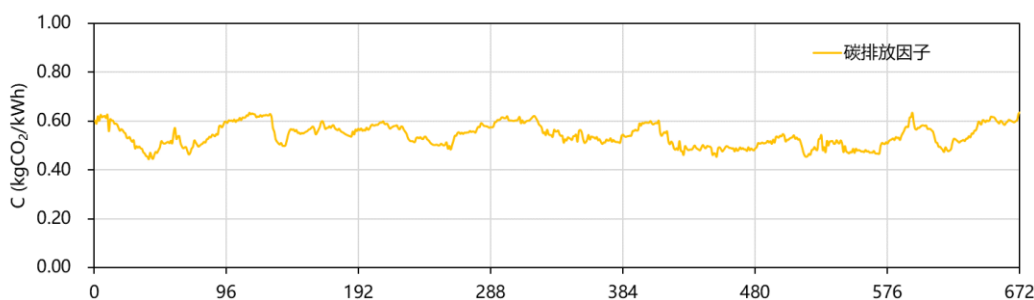


图 3-1 电源侧碳排放因子  $C$

因此，本课题以促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳为目标，在电网真实碳排放量的基础上引入责任分摊理念，提出动态碳责任因子  $C_r$ 。 $C_r$  是反映电网真实调节需求的有效参数，有望成为海量用户与电网互动的重要引导性指标。用电终端在  $C_r$  数值较低的时间段尽可能多的从电网取电、多储电；在  $C_r$  数值较高的时间段尽可能少的从电网取电、并释放储存的电力来满足自身用电需求。由此，就有可能充分发挥终端的柔性用电和储电的功能，协助电网的削峰填谷。

### 3.1.1 动态碳责任因子 $C_r$ 定义

动态碳责任因子  $C_r$  是度电对应的碳排放责任量（后文简称“碳责任”），由电力调度部门定时发布（15min），指的是在某一供电区域内每个时刻，所有运行电源转移到用电侧承担的碳责任量之和与发电总量的比值。（每个电源的用电侧碳责任  $r(t)$  详见本章节 3.1.3 内容。）

### 3.1.2 动态碳责任因子 $C_r$ 设计原则

要实现以动态碳责任因子  $C_r$  作为海量用户参与电网互动的重要引导性指标，进一步促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳为目标，需要其遵循如下涉及原则：

#### （1）一致性原则

对于电力系统而言，动态碳责任因子  $C_r$  的激励作用要与电网期望终端用电行动一致，即： $C_r$  低时，碳责任小，激励用户多用电； $C_r$  高时，碳责任大，激励用户少用电；

## (2) 平衡性原则

对于国家而言，动态碳责任因子  $C_r$  需要被社会认可，并可以作为核算用电对应的碳排放、可作为碳减排的考核指标、可进入碳交易市场。因此，碳责任因子  $C_r$  需要与真实碳排放因子  $C$  满足两个维度的平衡性原则：

### 1) 瞬时平衡

每个瞬间，所有终端用户从电网取电量的碳责任  $C_r(t)$  与所有电源应承担的碳责任  $C_r(t)$  之和等于发电侧此时实际碳排放  $C(t)$ ，即：发电侧碳责任  $C_r(t)$  + 用电侧碳责任  $C_r(t)$  = 发电侧碳排放  $C(t)$ 。

发电侧碳责任  $C_r(t)$  = 发电侧碳排放  $C(t)$  - 用电侧碳责任  $C_r(t)$ ，结果为正表示此刻该电厂应承担的碳责任，结果为负则表示这个电厂此刻所做的贡献大于其排放的二氧化碳，可视作为社会减排做了贡献，可出售负值对应的碳排放权。

用电侧碳责任  $C_r(t)$  永远为正。

### 2) 全年平衡

全年用电侧每个瞬间碳责任  $C_r(t)$  之和应等于发电侧全年碳排放  $C$ ，即：用电侧全年碳责任  $C_r$  = 发电侧全年碳排放  $C$ 。

## (3) 普适性原则

对于政策制定而言，动态碳责任因子  $C_r$  的确定方法应长期不变，计算方法需要适应目前大比例火电下电力系统削峰填谷的调节需要、未来大比例风电光电下消纳可再生能源的调节需要，以及这两种状态的过渡期也要同样发挥有效作用；

## (4) 灵敏性原则

对于终端用户而言，不同时刻碳责任  $C_r(t)$  在一天内会由于电网电源状况的变化，可在较大范围变化（例如 3 倍以上的变化），以对终端用户产生足够的激励作用，否则不会引起用电终端的关注。

### 3.1.3 动态碳责任因子 $C_r$ 计算方法

动态碳责任因子  $C_r$  是度电对应的碳责任量，指的是在某一供电区域内每个时刻，所有运行电源转移到用电侧承担的碳责任量之和与发电总量的比值，计算公式如式 (3.1)，符号定义及缩写说明如表 3.1 所示。涉及电源包含火电机

组（燃煤和燃气机组）、可再生能源（核电、风电、光电、水电等）、储能设备以及外部联络线。

$$C_r(t) = \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,j}(t) + P_n(t) \cdot r_n(t) + P_w(t) \cdot r_w(t) + P_{pv}(t) \cdot r_{pv}(t) + P_h(t) \cdot r_h(t) + P_s(t) \cdot r_s(t) - P_l(t) \cdot r_l(t)}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_n(t) + P_w(t) + P_{pv}(t) + P_h(t) + P_s(t) - P_l(t)}$$

式 (3.1)

表 3-1 式 (3.1) 中符号定义及缩写说明

电源类型	下标	发电功率 $P(t)$ (kW)	碳责任 $r(t)$ (kg CO <sub>2</sub> /kWh)	修正系数 $\varepsilon$	备注
燃煤	c	$P_c(t)$	$r_{c,i}(t) = \varepsilon_c \cdot C_c(t)$	$\varepsilon_c$	每台燃煤机组用 $i$ 表示, 共 $I$ 个
燃气	g	$P_g(t)$	$r_{g,j}(t) = \varepsilon_g \cdot C_g(t)$	$\varepsilon_g$	每台燃气机组用 $j$ 表示, 共 $J$ 个
核电	n	$P_n(t)$	$r_n(t) = C_r(t)$	-	-
风电	w	$P_w(t)$	$r_w(t) = C_r(t)$	-	-
光电	pv	$P_{pv}(t)$	$r_{pv}(t) = C_r(t)$	-	-
水电	h	$P_h(t)$	$r_h(t) = C_r(t)$	-	-
储能	s	$P_s(t)$	$r_s(t) = \varepsilon_s \cdot C_0$	$\varepsilon_s$	$P_s(t)$ 正值为放电, 负值为充电; $C_0$ 为电网平均排放因子
联络线	l	$P_l(t)$	$r_l(t) = \begin{cases} C_r(t), & \text{if } P_l(t) > 0 \\ C_0, & \text{if } P_l(t) < 0 \end{cases}$	-	$P_l(t)$ 正值为送出, $r_l(t) = C_r(t)$ ; 联络线净受入时, $r_l(t) = C_0$

注:  $C_0$  为电网平均排放因子 (2022 年: 0.5703 kgCO<sub>2</sub>/kWh), 不同电源碳责任  $r(t)$  修正系数  $\varepsilon$  详见表 3-2。

其中, 定义可再生能源 (核电、风电、光电、水电) 的碳责任等于该区域电网总碳责任, 即  $r(t) = C_r(t)$ , 将其带入式 (3.1) 得到:

$$C_r(t) = \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,j}(t) + P_s(t) \cdot r_s(t) - P_l(t) \cdot r_l(t)}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_s(t) - P_l(t)}$$

式 (3.2)

定义储能 (抽水蓄能电站和集中化学储能, 或其他方式的储能/释放的电力) 的碳责任为储能设备负荷率与全国电网碳排放  $C_0$  乘积, 即  $r_s(t) = \varepsilon_s \cdot C_0$ , 将其带入式 (3.2) 得到:

$$C_r(t) = \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,i}(t) + P_s(t) \cdot \varepsilon_s \cdot C_0 - P_1(t) \cdot r_{1,i}(t)}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_s(t) - P_1(t)} \quad \text{式 (3.3)}$$

定义联络线净送出时的碳责任为该区域电网总碳责任，即  $r_1(t) = C_r(t)$ ；联络线净受入时的碳责任为国电网碳排放  $C_0$ ，即  $r_1(t) = C_0$ ，将其带入式 (3.3) 得到：

$$C_r(t) = \begin{cases} \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,i}(t) + P_s(t) \cdot \varepsilon_s \cdot C_0}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_s(t)} & , \text{if } P_1(t) > 0 \quad \text{式 (4)} \\ \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,i}(t) + (P_s(t) \cdot \varepsilon_s - P_1(t)) \cdot C_0}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_s(t) - P_1(t)} & , \text{if } P_1(t) < 0 \quad \text{式 (5)} \end{cases}$$

最终动态碳责任因子  $C_r$  可化简为：

$$C_r = \frac{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) \cdot r_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) \cdot r_{g,i}(t) + (P_s(t) \cdot \varepsilon_s - \min(P_1(t), 0)) \cdot C_0}{\sum_{i=1}^I P_{c,i}(t) + \sum_{j=1}^J P_{g,j}(t) + P_s(t) - \min(P_1(t), 0)} \quad \text{式 (3.6)}$$

除此之外，设置储能、燃煤和燃气机组的碳责任均与负荷率相关，具体修正方法和不同机组容量在不同负荷率下的碳排放如表 3-2 所示。

其中，燃煤机组负荷率小于  $b_c$  时，处于低负荷运行，可视为该燃煤电厂深调压火行为，定义此时碳责任为 0；负荷率大于  $b_c$  时，处于高负荷运行，可视为该燃煤电厂调峰工况全功率发电，需要承担较高的碳排放责任。

同理，燃气机组负荷率小于  $b_g$  时，处于低负荷运行，可视为该燃气电厂深调压火行为，定义此时碳责任为 0；负荷率大于  $b_g$  时，处于高负荷运行，可视为该燃气电厂调峰工况全功率发电，用户需要承担较高的碳责任。

由此可见， $C_r$  取值却大，电厂承担的碳排放责任越小，甚至可实现负的碳排放责任，从而出售碳排放权。这样，目前的燃煤电厂在处于调峰工况全功率发电时，属于负的碳排放责任，可获得并出售碳排放权；而当处在低负荷运行时（<50%），则需要承担较高的碳排放责任。

表 3-2 不同电源碳责任  $r(t)$  的修正系数  $\varepsilon$

电源类型	碳责任 $r$ (kg CO <sub>2</sub> /kWh)	修正系数 $\varepsilon$	碳排放因子 $C(t)$ (kg CO <sub>2</sub> /kWh)
储能	$r_s(t) = C_r(t) + \varepsilon_s C_0$	$\varepsilon_s = \frac{P_s(t)}{P_s^{\max}(t)}$	$C_0$ —电网平均排放因子 (2022 年: 0.5703 kgCO <sub>2</sub> /kWh)
燃煤	$r_{c,i}(t) = \varepsilon_c C_c(t)$	$\varepsilon_c = k_c \cdot \max\left(\frac{P_{c,i}(t)}{P_{c,i}^{\max}} - b_c, 0\right)$ $k_c=5.3, b_c=0.5$	$C_c(t) = \begin{cases} -0.168x + 0.953, & \text{if } Cap_c = 1000 \\ -0.043x + 0.955, & \text{if } Cap_c = 600 \\ -0.060x + 0.878, & \text{if } Cap_c = 350 \end{cases}$
燃气	$r_{g,j}(t) = \varepsilon_g C_g(t)$	$\varepsilon_g = k_g \cdot \max\left(\frac{P_{g,j}(t)}{P_{g,j}^{\max}} - b_g, 0\right)$ $k_g=5.5, b_g=0.5$	$C_g(t) = \begin{cases} -0.089x + 0.451, & \text{if } Cap_g = 900 \\ -0.129x + 0.492, & \text{if } Cap_g = 450 \\ -0.134x + 0.536, & \text{if } Cap_g = 250 \\ -0.203x + 0.623, & \text{if } Cap_g = 80 \end{cases}$

注:  $Cap_c$  和  $Cap_g$  分别为燃煤机组和燃气机组的装机容量上限, 单位: MW。

表 3-2 中储能、燃煤机组和燃气机组的修正系数  $\varepsilon$  如图 3-2 所示。

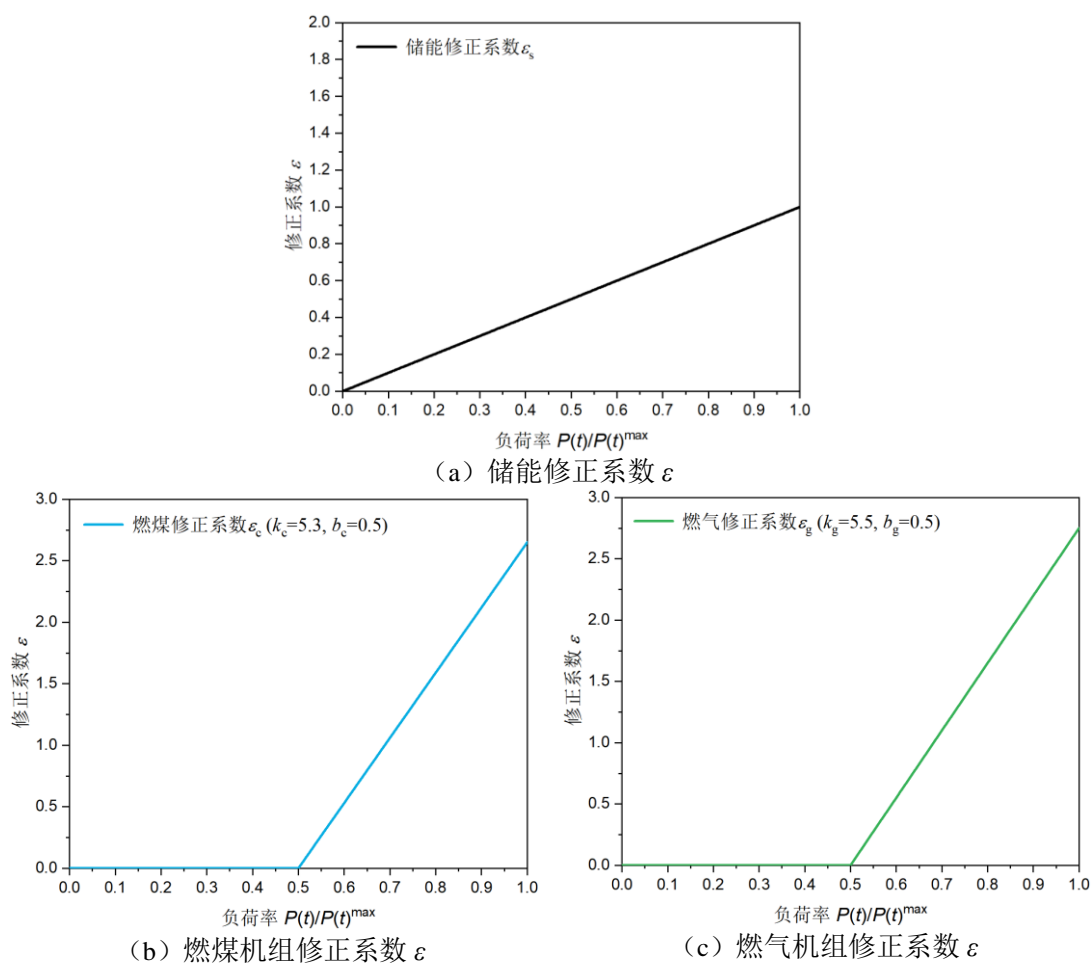
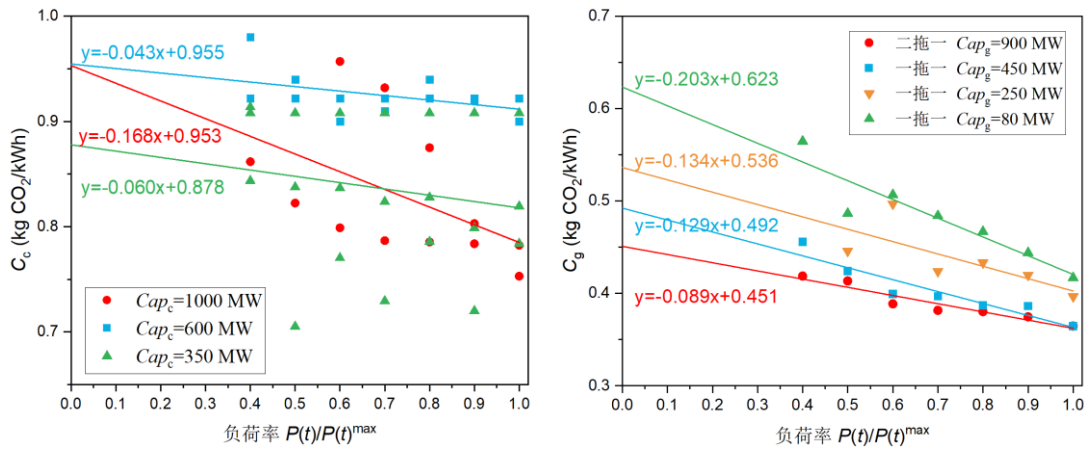


图 3-2 储能、燃煤机组和燃气机组修正系数  $\varepsilon$

燃煤机组和燃气机组的碳排放因子与机组容量和负荷率相关，经调研，燃煤机组和燃气机组的碳排放因子  $C$  如图 3-3 所示。



(a) 燃煤机组碳排放因子

(b) 燃气机组碳排放因子

图 3-3 燃煤机组和燃气机组的碳排放因子  $C$

- 用电的碳排放责任：实时用电量  $\times$  实时的  $Cr$ 。恒为正
- 发电侧的碳排放责任：真实碳排放量 - 实时输出电量  $\times$  实时  $Cr$ 
  - ✓ 火电厂：真实碳排放量 - 输出的电量  $\times Cr =$  输出的电量  $\times (Co - Cr)$ 。可正负；
  - ✓ 风电光电：0 - 输出的电量  $\times Cr$ 。恒为负；
  - ✓ 集中储能：储能时 = 电量  $\times Cr$ ；放电时 = 0 - 输出电量  $\times Cr$ 。收益为二者差。

### 3.2 基于动态碳责任因子的实证研究

为验证本研究提出动态碳责任因子  $C_r$  的有效性，即 3.1.2 章节提出的一致性、平衡性、普适性和灵敏性四大原则，本课题以某一区域为例，实证分析动态碳责任因子  $C_r$  在典型周内的计算结果。

#### 3.2.1 动态碳责任 $C_r$ 计算结果

某区域电网电源装机容量情况如表 3-3 所示，设计电源种类包含燃煤机组、燃气机组、水电机组、风电、光电和抽水蓄能机组，电源装机容量占比情况如



图 3-4 所示。其中燃煤机组和燃气机组分别占总电源装机的 60%和 12%，风电和光电分别占总电源装机的 16%和 9%，由此可见，火电机组是目前该区域的主要能源形式。以该区域为例，实证分析动态碳责任因子  $C_r$  在典型周内的计算结果。

表 3-3 某区域电源装机容量情况

类型	总容量/MW	数目	单台机组容量/MW	备注
燃煤机组	77564	160	165-1000	扣除退运 4 台
燃气机组	15822	68	12-453	-
水电机组	150	1	150	-
风电	19822	-	-	4 周最大功率
光电	10354	-	-	4 周最大功率
抽蓄机组	3770	16	90-300	-

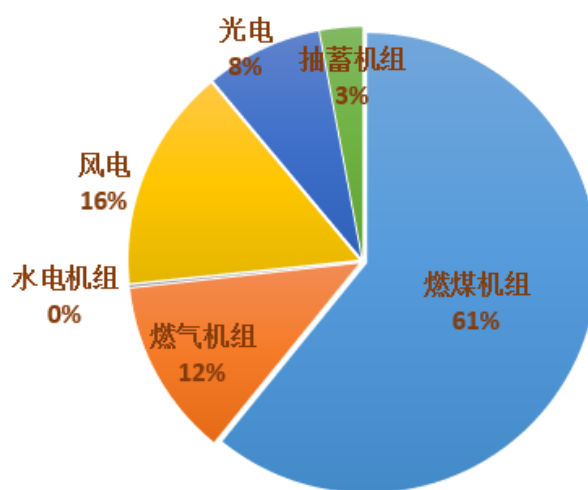
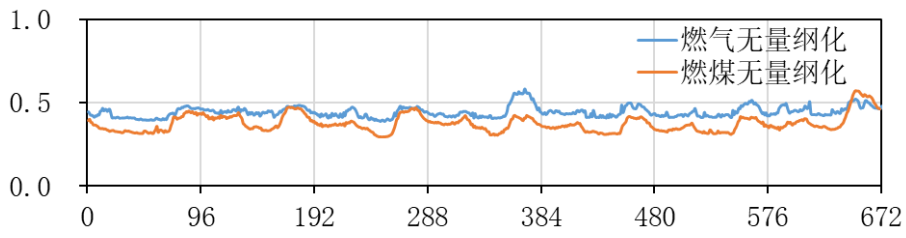
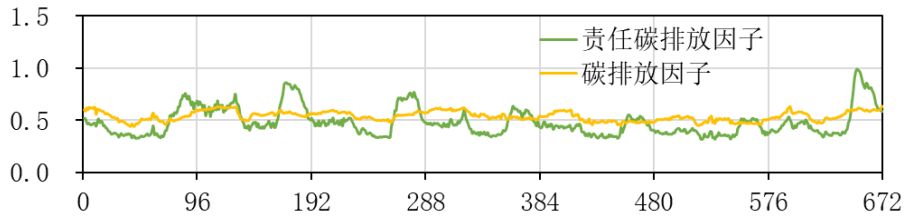


图 3-4 某区域电源装机容量占比情况

根据 3.1.3 章节的计算方法，得到该区域碳排放和碳责任因子的变化情况。其中，不同季节（一月、四月、八月、十一月）的计算结果分别如图 3-5-3-8 所示。由图可知，碳责任因子的波动范围明显大于碳排放因子，且与燃煤和燃气机组的负荷率强相关。

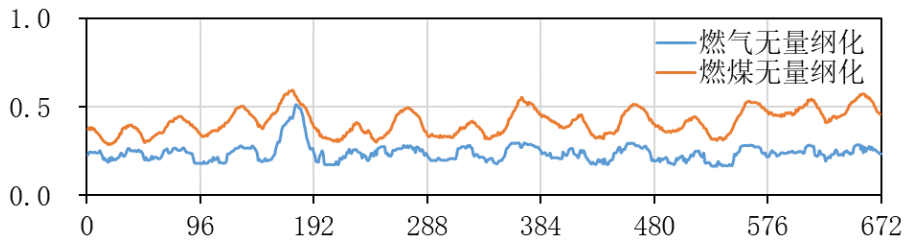


(a) 电机组运行负荷率情况

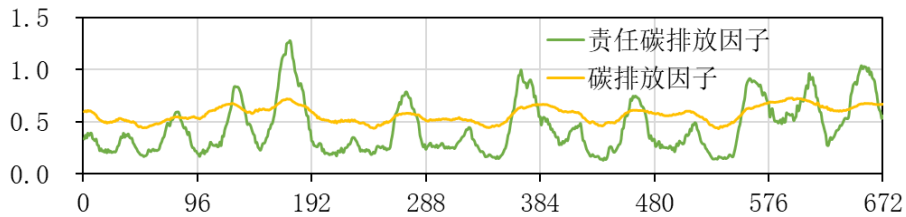


(b) 碳排放因子计算结果

图 3-5 某区域火电机组运行负荷情况与碳排放因子计算（一月）

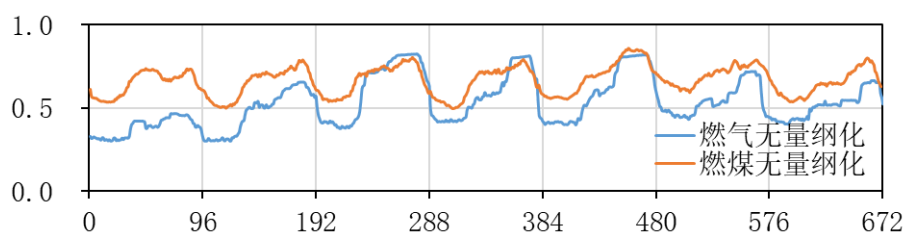


(a) 电机组运行负荷率情况

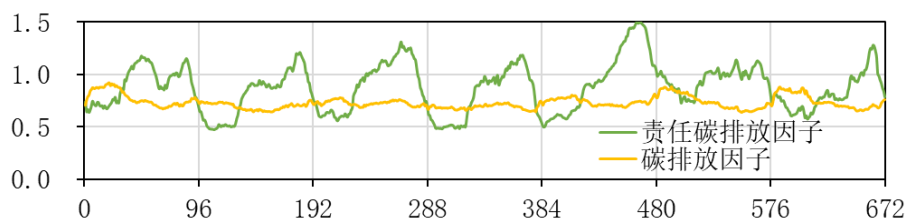


(b) 碳排放因子计算结果

图 3-6 某区域火电机组运行负荷情况与碳排放因子计算（四月）

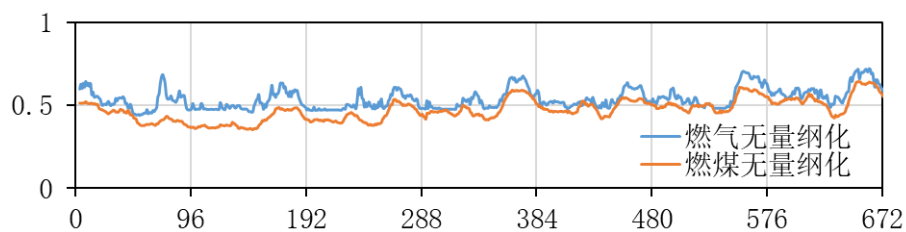


(a) 电机组运行负荷率情况

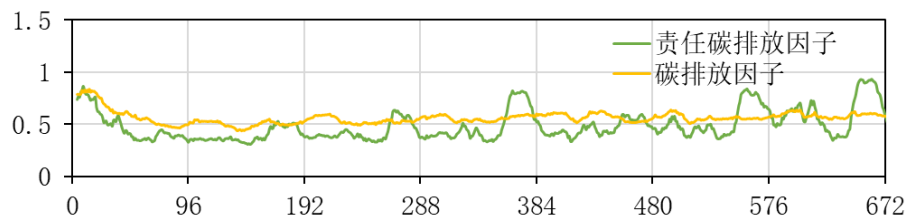


(b) 碳排放因子计算结果

图 3-7 某区域火电机组运行负荷情况与碳排放因子计算（八月）



(a) 电机组运行负荷率情况



(b) 碳排放因子计算结果

图 3-8 某区域火电机组运行负荷情况与碳排放因子计算（十一月）

### 3.2.2 引导性分析

对于电力系统而言，动态碳责任因子  $C_r$  的激励作用要与电网期望终端用电行动一致，即：

$C_r$  低时，碳责任小，激励用户多用电；

$C_r$  高时，碳责任大，激励用户少用电。

为验证本研究提出碳责任因子的引导正确性，本文选取该地域一月和八月典型周进行分析验证。

以该地区一月份碳责任为例，由图 3-9 可知，当日间 10:00~16:00 时，可再生能源占比相对较高（~33%），此时燃煤机组处于低负荷率（~0.5）运行状态，同时蓄能机组蓄电，需要鼓励了用户增加用电，此时对应碳责任因子较低（~0.35 kgCO<sub>2</sub>/kWh），引导性正确；当夜间 20:00~24:00 时，可再生能源占比相对较低（~20%），此时燃煤机组处于高负荷率（~0.7）运行状态，同时蓄能机组放电，需要鼓励了用户减少用电，此时对应碳责任因子较高（~0.7 kgCO<sub>2</sub>/kWh），引导性正确。

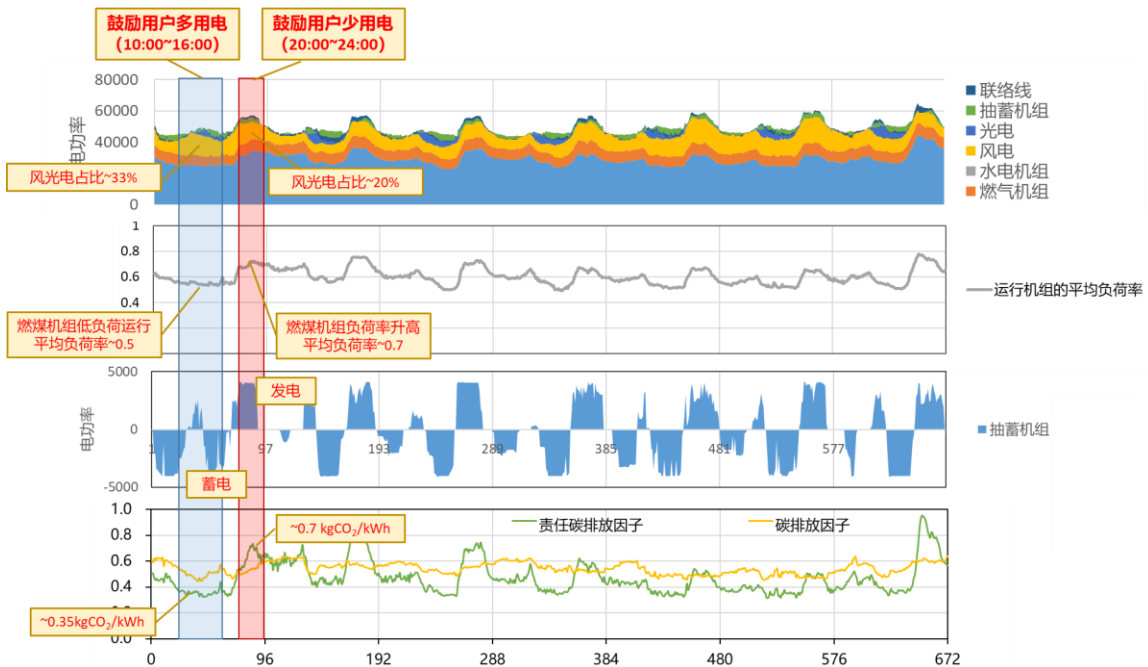


图 3-9 某区域一月碳责任引导性分析

以该地区八月份碳责任为例，由图 3-10 可知，当凌晨 0:00~7:00 时，可再生能源占比相对较高（~14%），此时燃煤机组处于低负荷率（~0.6）运行状态，同时蓄能机组蓄电，需要鼓励了用户增加用电，此时对应碳责任因子较低（~0.46 kgCO<sub>2</sub>/kWh），引导性正确；当夜间 19:00~23:00 时，可再生能源占比相对较低（~5%），此时燃煤机组处于高负荷率（~0.85）运行状态，同时蓄能机组放电，需要鼓励了用户减少用电，此时对应碳责任因子较低（~0.15 kgCO<sub>2</sub>/kWh），引导性正确。

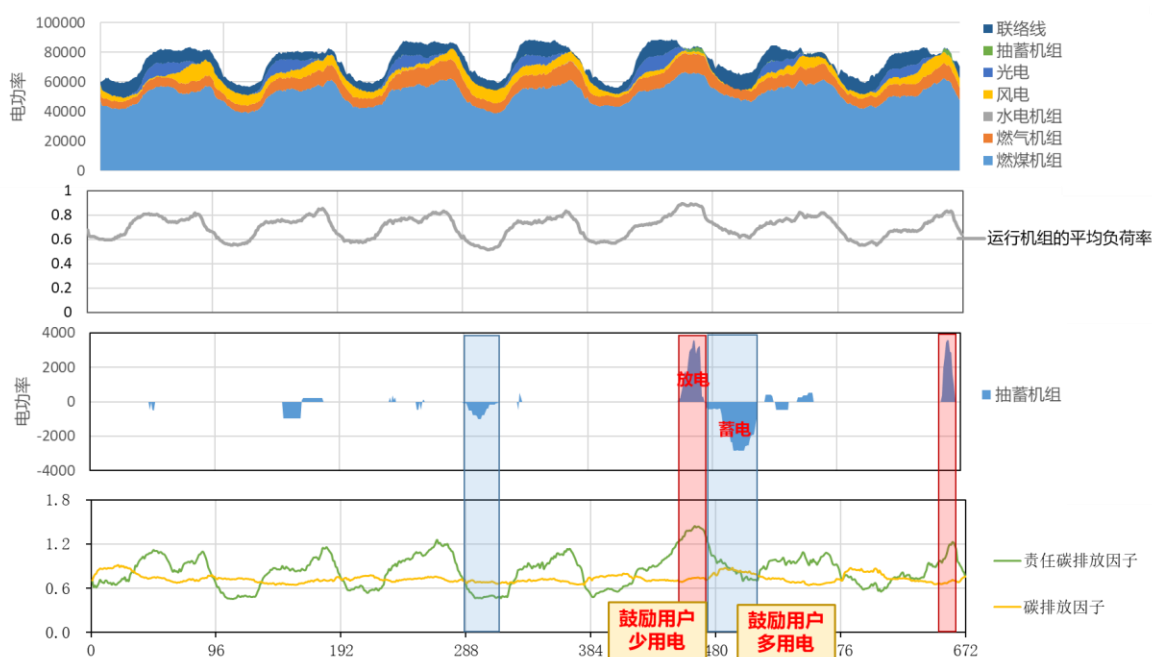
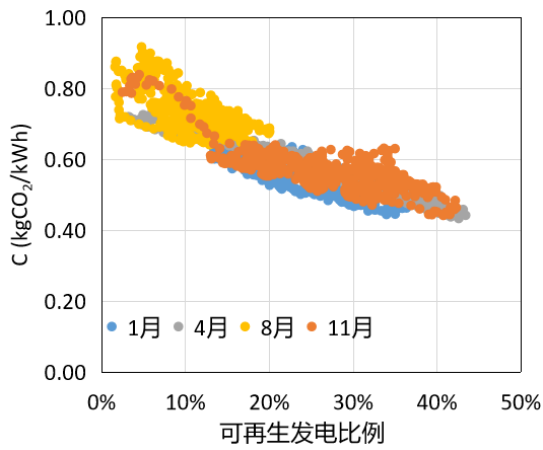


图 3-10 某区域八月碳责任引导性分析

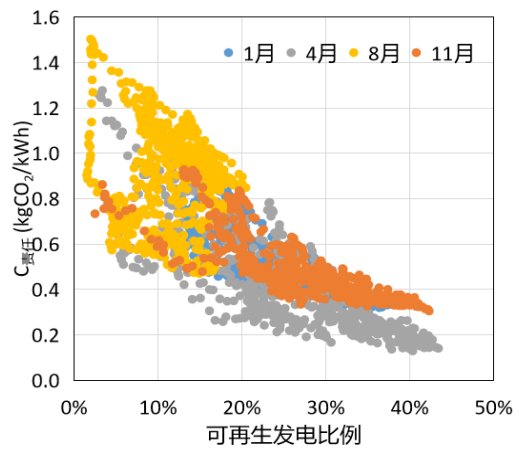
### 3.2.3 灵敏性验证

对于终端用户而言，不同时刻碳责任  $C_r(t)$  在一天内会由于电网电源状况的变化，可在较大范围变化（例如 3 倍以上的变化），以对终端用户产生足够的激励作用，否则不会引起用电终端的关注。

为验证本研究提出碳责任因子的灵敏性，不同可再生能源发电比例下碳排放因子与碳责任因子的变化范围如图 3-11 所示，不同燃煤机组负荷率下碳排放因子与碳责任因子的变化范围如图 3-12 所示，不同季节碳排放因子与碳责任因子的变化范围如图 3-13 所示。由图可知，碳排放因子处于 0.4~0.9 kgCO<sub>2</sub>/kWh，碳责任因子处于 0.1~1.5 kgCO<sub>2</sub>/kWh，波动范围更大，激励作用更强，指引效果更好。

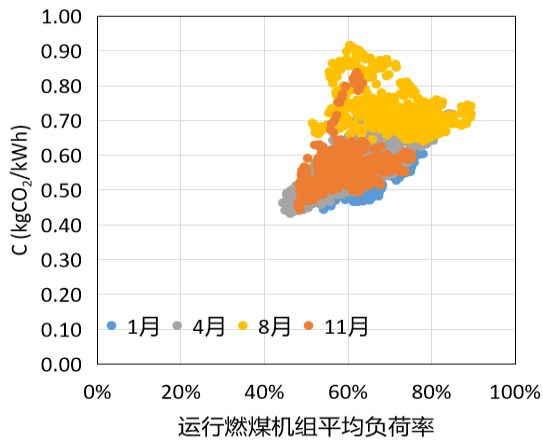


(a) 碳排放因子

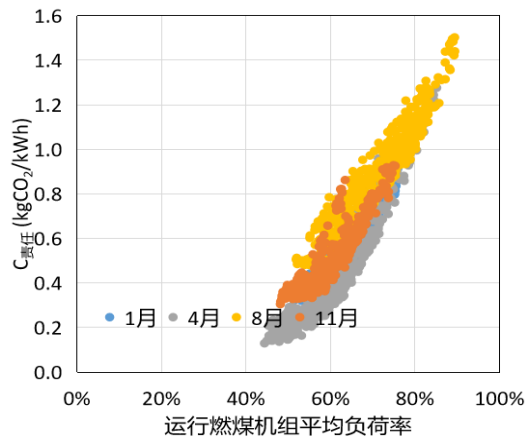


(b) 碳责任因子

图 3-11 不同可再生能源比例下碳排放因子与碳责任因子

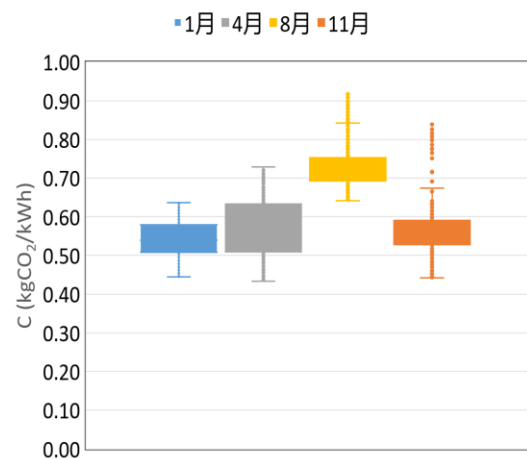


(a) 碳排放因子

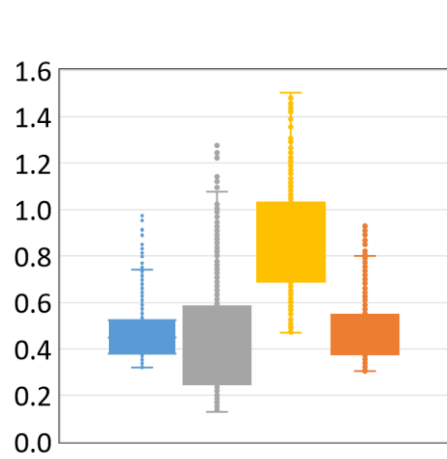


(b) 碳责任因子

图 3-12 不同燃煤机组负荷率下碳排放因子与碳责任因子



(a) 碳排放因子



(b) 碳责任因子

图 3-13 不同季节碳排放因子与碳责任因子

### 3.3 小结

(1) 电源侧原有碳排放因子  $C$ ：主要受可再生发电占比影响。 $C$  波动较小，很难调动用电终端调节和蓄能的积极性；更为重要的是，激励作用与期望终端用电行动很多时间不一致。

(2) 本研究基于促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放的目标，提出基于用户侧承担碳排放责任的动态碳责任因子  $C_r$ 。

(3) 动态碳责任因子  $C_r$ ：综合考虑可再生发电占比、机组负荷率、蓄能对碳排放因子的影响，在保证全年总排放不变的情况下，扩大了日内的波动性，激励作用与期望终端用电行动一致，及时反应电网供需关系。

## 第四章 碳责任因子平台搭建和终端自律调节方法

碳责任因子平台的构建，包含计算、发布、传输、接收、应用和交易六个环节，本章介绍 Cr 的传输、接收和应用三个环节的研究进展。

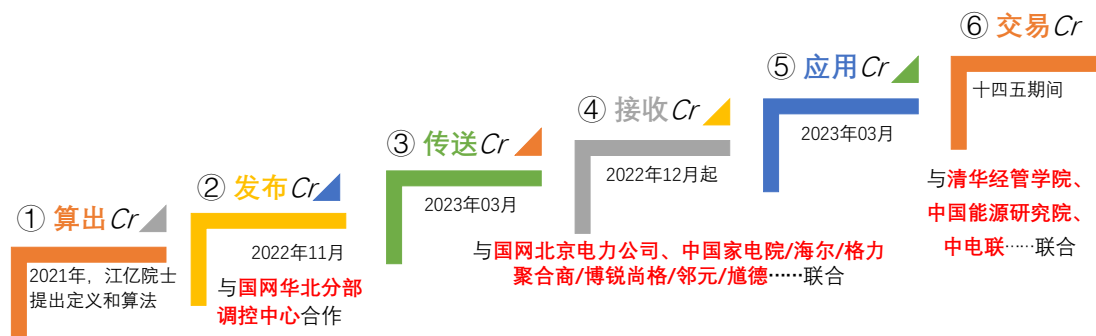


图 4-1 碳责任因子平台建设的六个环节

具体实施流程为：

- ① 电力调度每天晚 11:00 发布第二天 Cr 的变化的预测曲线，供参考；
- ② 每 15 分钟实时发布 Cr 的实时值（用来核算碳排放责任）；
- ③ 用电侧、电源侧、都按照 Cr 核算其碳排放责任，并由电力公司网集中统计、发布；
- ④ 后续将碳排放责任数值成为考核各级责任者减碳工作的指标；
- ⑤ 希望进一步用这一碳排放责任数值进入碳排放交易平台，使柔性负荷、风光电、集中储能者等对新型电力系统做出贡献的各方可通过出售其减少碳排放责任的量来获得收益。



国网华北分部调控中心碳责任因子计算曲线大屏幕显示



## 4.1 碳责任因子数据传输平台搭建

动态碳排放责任因子数据传输平台落地实施方案见图 4-2。

数据源来自碳排放责任因子应用程序部署华北网调 D5000 系统, 15 分钟计算一个点。传递过程正在进行可行性和适用性分析:

类型	技术	适用性
第一类传输路径	基于 HPLC 通讯	通过用电采集系统传到集中器 电表通过 HPLC 同设备交互 适用于电源长期联通的设备
第二类传输路径	基于公共网络通讯	通过智慧能源服务平台传到公共网络 可通过负荷聚合平台进行交互 适用于内置网络模块的设备

### 第一类传输路径:

第一步: 碳因子数值传递到北京市调 D5000, 市调通过综合数据平台将数值传递到北京公司数据中台。

第二步: 用电信息采集系统读取数据中台碳因子数值, 传递到用电信息采集前置。

第三步: 碳因子通过集中器传递至电表, 电表与用电设备采用 HPLC 通讯方式进行互动。

### 第二类传输路径:

第一步: 碳因子数值传递到北京市调 D5000, 市调通过综合数据平台将数值传递到北京公司数据中台。

第二步: 智慧能源服务平台读取数据中台碳因子数值, 开发对外服务平台, 将碳因子数据由电网公司内部网络传递到公共网络平台。

第三步: 各需求方(如家用电器聚合商平台、园区能源管控系统、建筑/电动汽车负荷聚合商平台等)自主访问智能能源服务平台获取碳因子数据, 然后再自行对所管辖负荷资源进行调控。

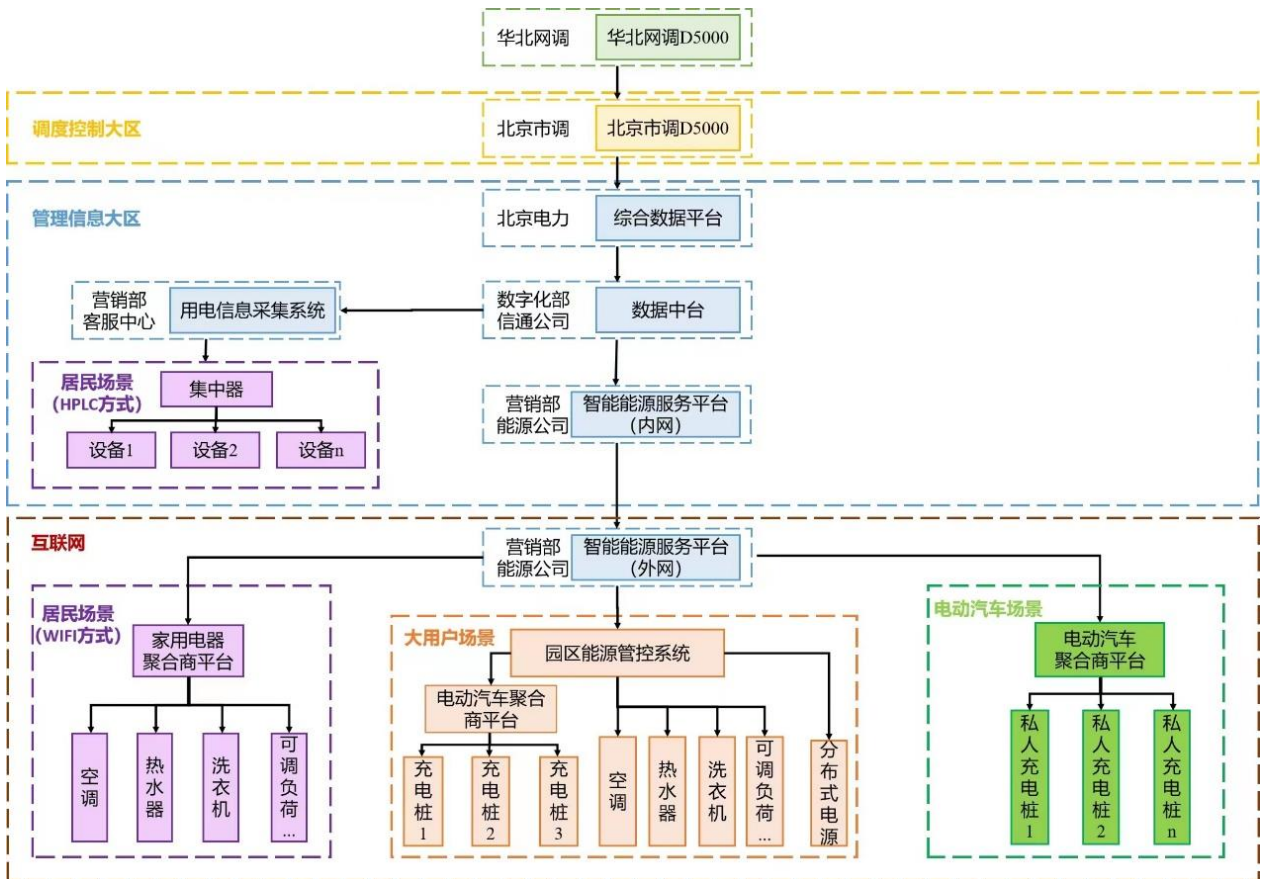
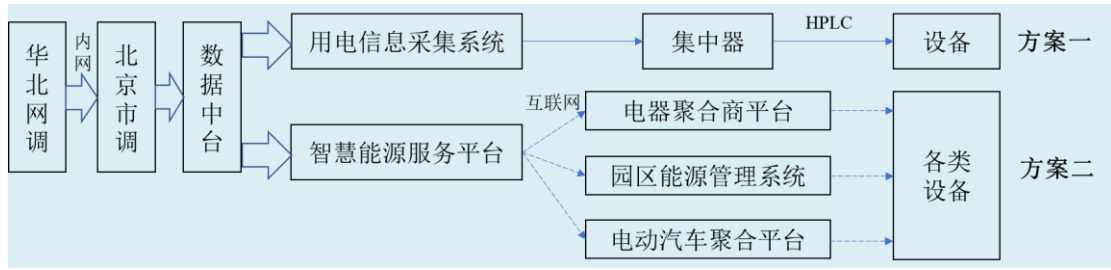
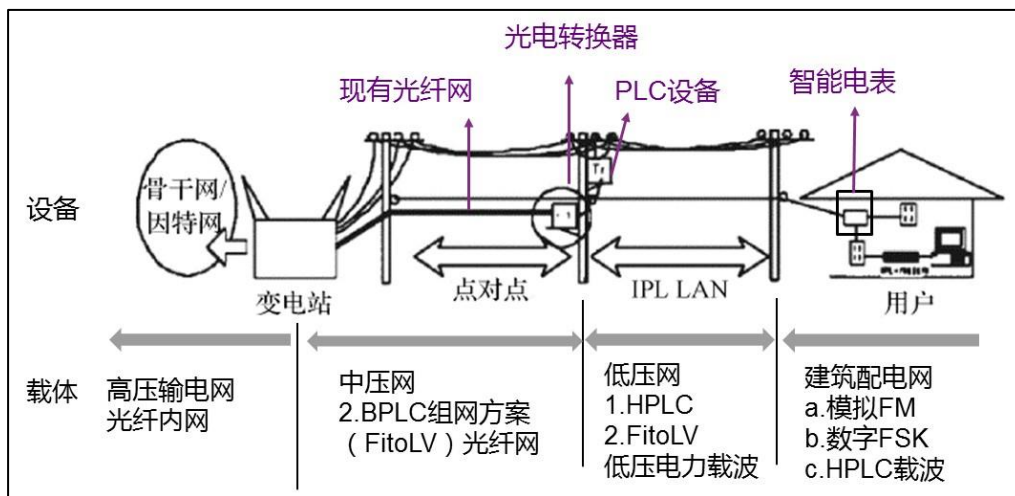


图 4-2 动态碳排放责任因子数据传输平台落地实施方案

## 4.2 碳责任因子用户终端接收和自律调节实验平台搭建

目前，针对第一种传输路径，已通过用电信息采集系统、集中器，采用 HPLC 通信技术下发至智能物联表、智能家居和充电桩，在国网北京公司通州新型电力系统实验室内构建了智能家居场景和有序充电场景，并对其中关键设备进行响应的落地，编制了技术方案。



#### 4.2.1 新型电力系统实验室碳因子落地技术方案内容

通过用采系统写入模拟计算得到的碳因子数据（即以 15 分钟为间隔，每天共 96 个数据点），并由用采系统定制任务下发至集中器，集中器再将碳因子下发至智能物联表、智能家居和充电桩等设备。具体各环节技术方案如下：

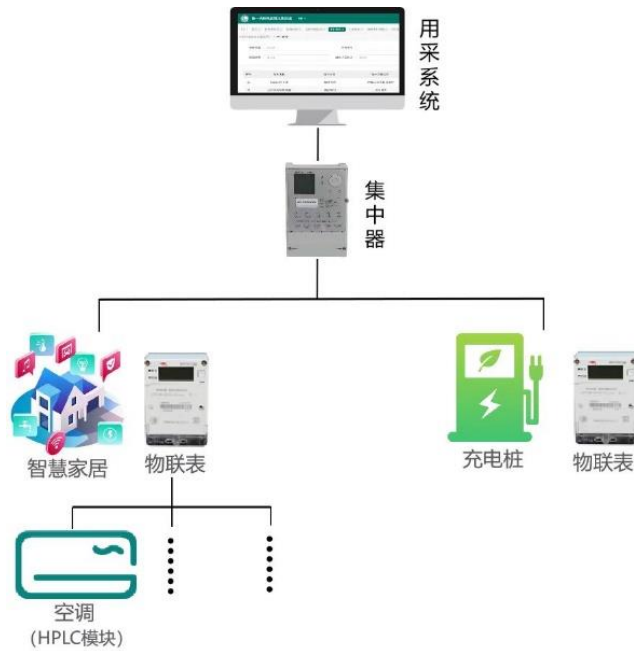


图 4-3 实验室碳因子落地通信架构图

#### (1) 智能物联表传输方案

新型电力系统实验室安装一台集中器和两只智能物联表，通过用采系统下发碳因子，智能物联表接收碳因子并在液晶屏幕进行显示，显示格式为“碳xx.xx”，并向智能家居、有序充电桩等设备转发碳因子数据。

#### (2) 智慧家居传输方案

以新一代智能型格力空调作为智能家居的典型设备先行实验，在实验室新购一台格力空调，加装可接收集中器或智能物联表发出碳因子数据的通信模块，并将碳因子信号纳入空调的控制策略。

#### (3) 有序充电传输方案

实验园区新建一台交流有序充电桩，在充电桩中加装可接收集中器或智能物联表发出碳因子数据的通信模块，并通过液晶显示屏提示用户，用户可通过优易充后台进行充电桩功率调整。

#### (4) 实验室监测平台升级

升级原有实验室监测平台，主要内容包括实验室监测平台 698 规约协议开发，实现电气量实时数据采集和碳因子参数下发功能，通过采集空调及充电桩电量数据，在实验室监测平台直接展示调控结果。

## 4.2.2 实验方案落地

国网北京公司客服中心负责组织智能物联表、集中器及表端通信模块升级工作，营销部负责组织用采系统升级和上线工作，国网北京电力通州公司负责智能物联表、集中器及表端通信模块的安装调试工作。智能物联表、集中器和表端通信模块软件开发、用采系统开发及上线、智能物联表、集中器和表端通信模块安装和调试已于 2023 年 5 月 1 日前顺利完成。

清华大学负责组织格力空调通信模块研发及相关工作，格力空调通信模块开发、空调功率调节策略（图 4-4）工厂测试、样机开发和工厂调试、配合实验室现场进行安装和调试已于 2023 年 5 月 1 日前顺利完成。

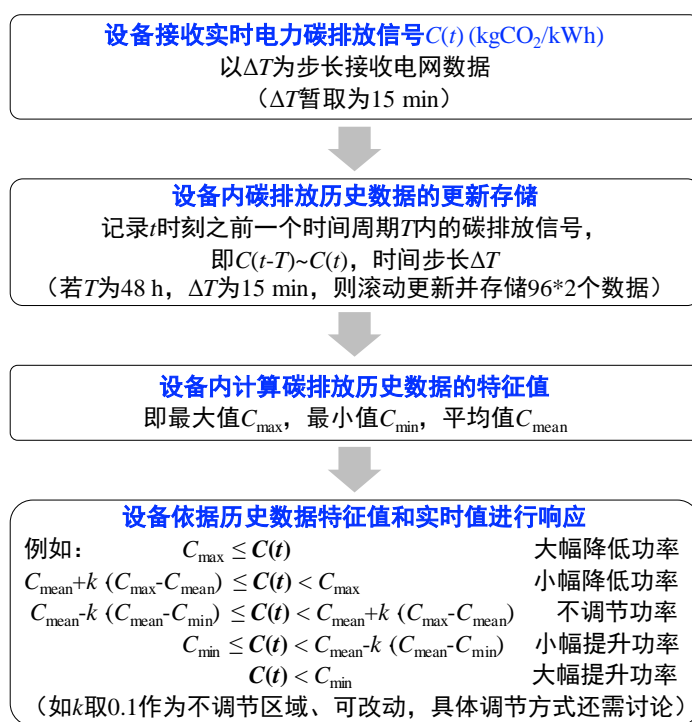


图 4-4 -1 实验室空调响应  $C_r$  的调节策略

通州公司负责组织充电桩及配套系统升级工作，与实验室监测平台协议开发可同时进行，负责组织实验室监测平台协议开发工作，与充电桩软件升级并行，已于 2023 年 5 月 1 日前顺利完成。

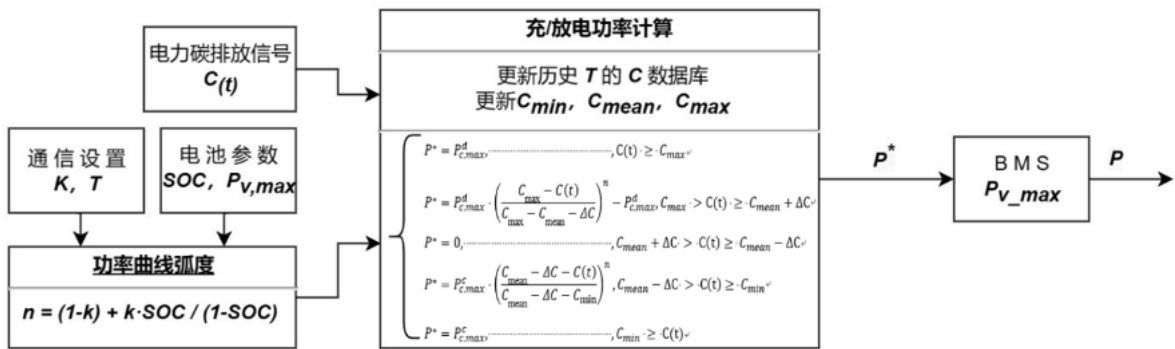
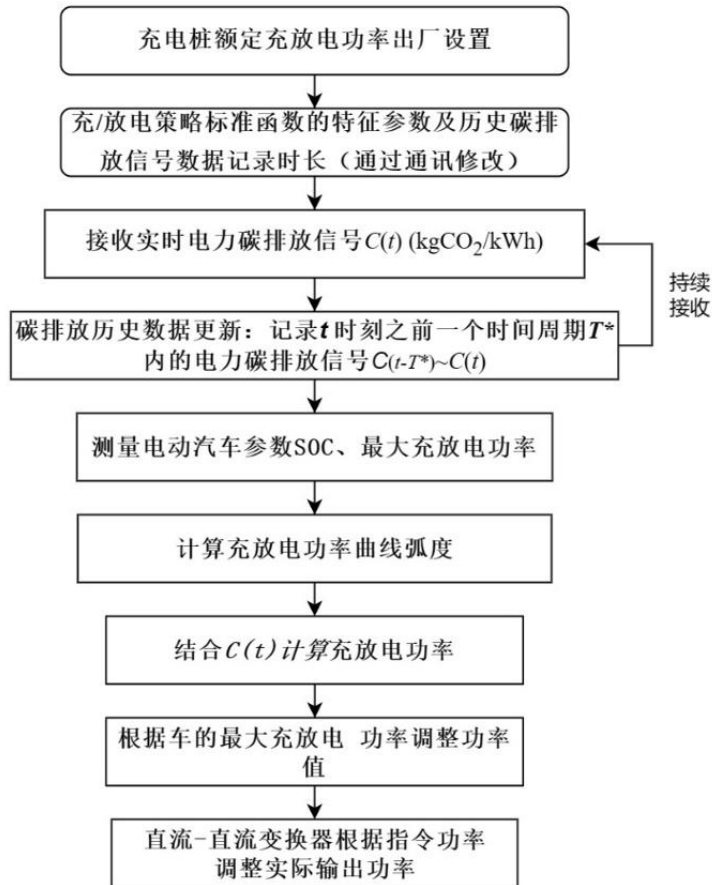


图 4-4-2 实验室充电桩响应  $C_r$  的调节策略

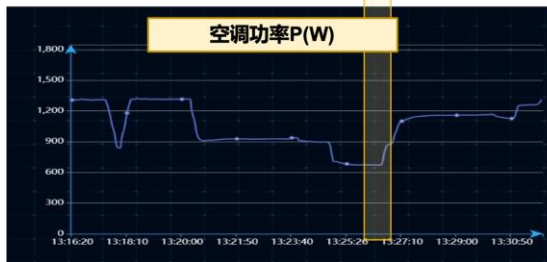
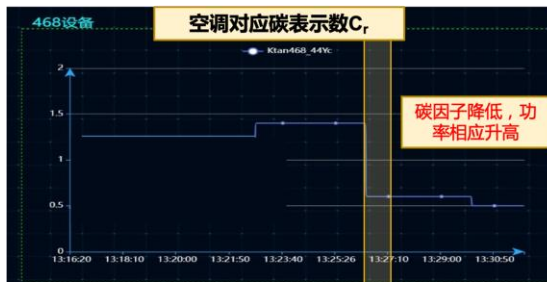


图 4-5 实验室碳责任因子落地示范实景（空调和充电桩）

## 第五章 光储直柔建筑对配电网的影响分析

### 5.1 电气化水平提升对电力系统投资的影响

提升终端用能电气化水平，促进以新能源为主的清洁能源的开发利用是实现能源消费低碳转型的必然选择。依据我国实现双碳目标的总体路径，到碳中和阶段，电能占终端能源消费的比重将由目前的 27%左右达到 60%以上的水平。在能源消费总量仍保持一定水平的基础上，

电气化水平的提升主要反映出两个特点：一是电能消费总量持续增加。随着工业、建筑、交通各领域的深度电气化，全社会用电量由 2022 年的 8.6 万亿千瓦时增加到 2050 年的 16 万亿千瓦时左右。二是可再生能源发电量占比不断提升，由目前的 30%增加到 2050 年的 70%以上水平。

电气化发展的上述两个特点决定了电力系统在能源电力转型过程中面临新的挑战。

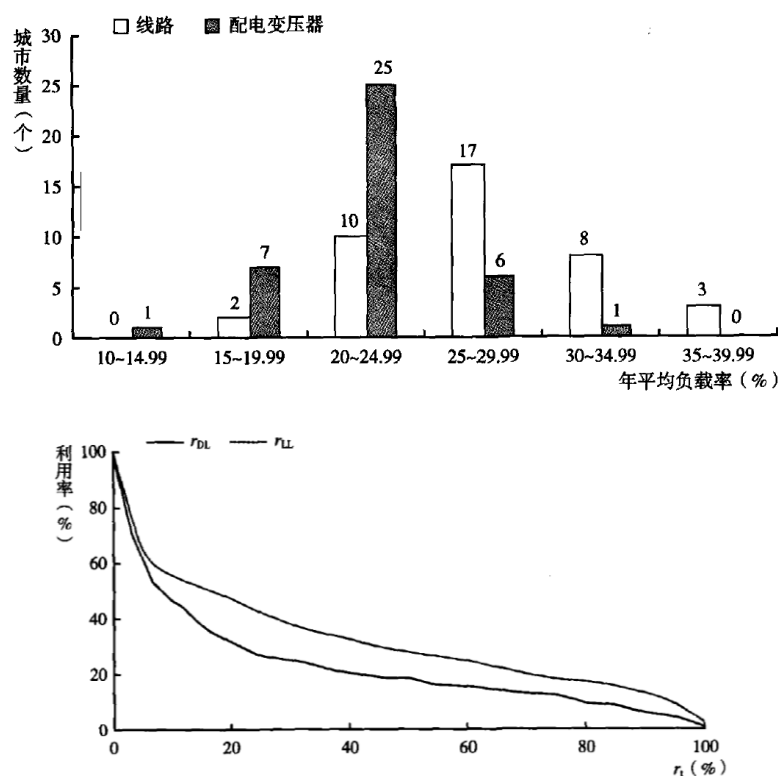
为了满足大大增加的电力需求，电源和电网建设的投资持续增加，以“十四五”为例，电源投资规模超过 4 万亿，而为满足电源基地送出以及各类负荷的用电需求，电网建设投资预计达到 3 万亿元，比十三五增长 10%以上。在“双碳”目标下，高比例新能源接入成为未来电力系统的发展趋势和重要特征。以风光为主的新能源虽可提供绿色低碳电量，但需要大规模灵活性资源来保障电网的安全稳定运行。而目前，我国电力系统灵活性明显不足。当前，风光发电量占比约为 10%，依靠现有灵活性措施尚可勉强维持电力系统稳定。“十四五”时期，新能源占比逐渐提高，煤电逐步向基础保障性和系统调节性电源转型。根据《“十四五”现代能源体系规划》，2025 年灵活调节电源占比达到 24%左右。但未来随着风光发电占比持续提高，新能源成为主体电源之后，其季节性出力特性受天气影响大，对调节能力的需求将更大，特别是对小时级以上的调节需求将更加突出。将给电力系统的消纳能力带来越来越大的挑战。

随着我国经济进入高质量发展阶段，消费对经济的拉动起主导作用，第三产业和居民用电占比逐年提高，其用电特性的影响使我国电力负荷特性呈现峰谷差不断拉大，冬夏季双峰特征明显，最大负荷增速高于用电量增速等新特点。用电负荷及其特性是电力系统的重要组成部分，直接决定了系统灵活性需求。



若负荷侧能够适应未来电力供给变化的特点，则可有效降低对电网侧储能、调蓄能力等的要求。2023年4月，国家能源局发布《关于加强新型电力系统稳定工作的指导意见（征求意见稿）》中，明确指出，“深挖电力负荷侧灵活性。整合负荷侧需求响应资源。将微电网、分布式智能电网、虚拟电厂、电动汽车充电设施、用户侧源网荷储一体化聚合等纳入需求侧响应范围，推动可中断负荷、可控负荷参与稳定控制。”而这部分灵活调节能力建设，进一步增加了电力系统的投资。

就全社会的低碳转型成本而言，电力系统投资规模的增加在对拉动经济发展和推动产业进步形成良好促进的同时，必须额外关注投资效益问题和对全社会用能成本的影响。目前随着用电方式的改变，一些影响系统投资效益的因素日益明显。比如说为了满足夏季制冷、冬季制热等尖峰负荷的供电需要，部分电力投资的利用水平不高。据统计，我国部分地区全年达到年最大负荷95%以上的时间仅为几十小时，为了保证这部分负荷的用电需求，仍需建设相应规模的电源和供电设施保证电力供应。



注： $r_{LL}$ 为线路负载率； $r_{DL}$ 为配电变压器负载率； $r_i$ 为运行时间百分比。

图 5-1 部分城市配电网资产利用率

余贻鑫院士在《中国智能配电网的需求分析》研究报告中，在所调查的40个城市中，共有29个城市（占40个城市的72.5%）10kV配电线路全年平均利用率在10%~30%之间；共有39个城市（占97.5%）10kV配电变压器全年平均利用率在10%~30%之间。图5-1中国某城市2008年全年10kV线路和配电变压器的利用率调查情况，其利用率在所调查的40个城市中还是相对比较高的。在所调查的40个城市中，有36个城市10kV线路在系统峰荷时刻的平均负载率在50%以下，其中21个在40%以下；有38个城市10kV配电变压器在系统峰荷时刻的平均负载率在50%以下，其中31个在40%以下，8个低于30%。

由上述事实可以推断，国内多数城市中压配电网的主设备在大部分时间都处于低负荷运行状态，设备的利用率过低，而且在高峰负荷时整体利用率也很低。调研报告同时指出：如前所述国内多数城市配电网的主设备在大部分时间都处于低负荷运行状态，这表明中国10kV配电网运行具有较大的裕量，裕量大本应可靠性高，不应该低！这是一个非常值得深思的问题

中电联电力发展研究院的调研指出，在用电特性不同的地区，配电网设施的利用率与存在明显的差异，在东部负荷特性平滑的省区，配电变压器的总体利用率可以达到40%左右，而负荷密度较低、特性变化较大的省区，配电变压器的总体利用率仅为20%左右，**配电设施长期处于低负荷运行水平，不仅损耗率上升，同时造成投资效率低下。**

此外，为了提高系统灵活调节能力、促进可再生能源的消纳，部分地区建设的储能设施利用率较低，在灵活性资源成本疏导机制不健全的背景下，包括需求侧响应在内的灵活性调节资源规模尚无法满足新型电力系统安全高效运行的需要。

## 5.2 建筑电气化对电力系统运行效率的影响

建筑提升电气化水平符合能源电力转型趋势同时具有良好的应用基础。在电气化水平提升过程中对电力需求的影响非常明显，随着广大人民群众对生活舒适度要求的提升，夏季制冷和冬季供暖成为部分地区夏季和冬季负荷的重要构成部分。在华中和华东地区，夏季炎热时段制冷负荷可占到全部负荷的一半，北方寒冷地区冬季最大负荷的出现与供暖需求完全对应，另外随着电动汽车保有量的增加，缺乏有效的电价引导有序充电造成城市用电晚高峰正好处在居民建

筑用电集中时段。上述电力需求的影响不仅体现在电量需求的变化，同时对系统负荷特性的影响明显，进而对电力系统投资和运行效益产生影响。一方面是为了满足建筑对电能的需求，电力基础设施可能需要相应的增加，特别是为了尖峰电力的需求，部分基础设施的利用率将大大降低。另一方面为了适应负荷特性的变化，系统灵活性资源建设投入的规模以及对全社会用能成本的增加。

从另一方面来看，建筑电气化特别是**光储直柔等具备分布式电源和智慧用能方式的建筑电气化**不仅对于提高可再生能源利用水平、促进电动汽车等绿色新业态发展具有良好的促进作用，**在一定条件也能节约电力系统的投资、提升系统效率。**

首先可以减少或者延缓电力基础设施投资，提高资产利用效率。如自带分布式电源和储能的建筑系统，在自身供电系统与用电负荷较为匹配的条件下，通过降低尖峰时段的功率需求和总的电量需求，可以降低建筑本身对外部电力供应能力的要求，进而减少电源投资，以及减少外部配电变压器和配电线路等配电系统的投资规模，并通过提升存量设备的利用率提高电力资产的利用效率。此外建筑系统通过调节自身用电方式还有可能就改善所在区域配电设施的负荷水平发挥作用，通过降低所在地区重载运行的配电设施负载率减缓新增配电容量的投资以及降低配网损耗。建筑系统具有微电网运行特性的特点对提高配电网的供电可靠性也能发挥积极的作用，间接降低了为了提供配电网供电可靠性所产生的投入。

更为重要的是，在新型电力系统建设进程中，建筑自身用电调节能力的提升，更可以为电力系统提供大量成本相对低廉的调节资源。比如建筑空调制冷、建筑内电动汽车充电设施以及自建的蓄冷、储电设施等，大部分设施属于建筑发挥自身功能所需的刚性建筑，通过适当的控制技术升级即可以实现灵活控制能力，参与电力系统灵活性调节的成本较低。而建筑自身配置的储能（储冷、储电等设施），大多具有较高利用率的应用场景，在科学的配置方式下，其产生同等的系统灵活性贡献，所需的全社会投入可能低于集中建设的燃气机组、储能电站等设施。而且不同于工业负荷受工业流程等约束限制，调节能力相对有限，建筑系统的制冷、制热以及电动汽车充电等用电场景，刚性约束小，调节能力大。

目前为了满足电力系统灵活调节能力需要，“十四五”电力规划中提出各省在“十四五”建设最大负荷 3-5%容量的需求侧调节能力，而对柔性建筑系统而言，其负荷调节能力可以达到 20%以上，不仅对提升调节能力潜力巨大，而且发挥建筑系统参与系统调节具有更好的经济效益和环境效益。

## 5.3 二期项目光储直柔示范工程投资收益案例分析

### 5.3.1 城市建筑光储案例数据

深圳建研院和中国建筑节能协会分析了 10 余项城市建筑光储直柔案例的技术特点与经济性，相关数据如下：

(1) 在相同终端用能量和设计配电线损率的情况下，三种负荷形态对应的线损率分别为 4.0%、4.8%和 6.4%。从以上可看出，用电负荷率越高，在配电线路中的能量损耗越小，越有利于高效的能量输配。在理想模型情况下，建筑终端用电负荷率每波动 1%，线损率增加 0.016~0.032%。实际城市电力系统中由于存在不同负荷之间的叠加，各类发电机组的组合以及电力跨区域调入调出的情况，因此实际建筑用能负荷形态对线路损耗率的影响程度也不相同，但负荷形态对能源系统效率具有确定的影响，因此在低碳城市的规划中应充分考虑负荷形态对城市能源系统的整体影响。

(2) 上海万科嘉定未来城市项目 A20 地块市集，为 2 层公共建筑，建筑面积约 3100 平方米，业态为社区配套商业，主要为餐饮、休闲为主。配置光伏 180kW，储能 80kWh，直流双向充电桩 2 台，系统总配电容量 250kW，光储直柔系统增量投资 199 万，其中直流配电系统总投资 103 万元（包括 AC/DC 及 DC/DC 变换器 23 万/出线柜 55 万/控制系统 25 万）。考虑光伏余电上网、容量电费、峰谷价差等，项目年节约电费 15.2 万元。

(3) 城市办公、商场建筑的用电负荷需求大，建筑屋顶空间资源有限，光伏年发电量通常小于建筑年用电量，光伏发电采用自发自用、本地消纳方式，“光储直柔”系统设计时需重点关注“储”和“柔”，充分利用建筑分布式储能、电动车及柔性负荷等灵活性资源，跟随电网需求主动调节建筑负荷，降低市政电网用电负荷峰谷差，在保障电网供电安全性、可靠性和稳定性的同时，提高建筑光伏本地消纳比例。建筑与电网交互入口 AC/DC 变换器容量需根据典型日从电

网取电功率（从电网取电功率=建筑用电负荷功率-光伏发电功率-储能放电功率）来配置，在合理配置储能容量的情况下，可以适当降低 AC/DC 变换器容量，本次调研的办公和商业建筑案例的 AC/DC 变换器容量比直流用电设备功率降低 0%~65%，平均降低了 39%。

### 5.3.2 农村光储直柔案例数据

清华大学建筑节能研究中心为了在农村建立新型电力系统的示范工程，对全国共 7 个村庄进行了实地调研，对不同类型的融资方式以及收益进行了对比分析，最终给出合适的融资建议，并将选择最能代表我国农村特征的典型村达成合作意向，开展工程示范。

（1）建设农村新型电力系统的成本约每户 12.57 万元，即每瓦 8 元，其中最大的投资在于变换器，占了总成本的 42%，其次是光伏板，占了 36%。造成新型电力系统相比起传统的逆变上网方案更昂贵的主要原因是变换器的成本更高。变换器的投入更高是因为现阶段直流变换器的价格更高，另一方面，新型电力系统中变换器的数量更多。

（2）提出多主体投资的方案。主要有以下几种：

- ① 企业和村委会联合投资，由村委会运营，企业与村委会共享收益；
- ② 农户投资自身的户内系统，台区设备由村委会投资；村委会与村民共享收益；
- ③ 村委会集体绿色金融贷款投资，农户抵押土地经营权、屋顶使用权入股。农户共同享受卖电收益。

经过对比，企业具有投资能力，但是企业投资的方案回收期较长。农户自己投资的经济性较好，但是农户缺乏投资能力。为保证分布式光伏可持续发展，其开发主体应以发电企业等头部企业为主，用户为辅。因此，单一投资者的模式可能不适合农村新型电力系统的投资，合理的投资方式应该是政府、企业和农户共同参与完成的，三方的作用是：政府引导（帮助贷款或者参与部分投资），企业投资（企业投资较大的比例），农户参与（将农户的利益引进来，增加农户的积极性）。

（3）农村新型电力系统涉及到多方面的政策补贴，如果多种补贴可以综合发放，则每个示范户至少可以获得 2 万元的政策优惠（包括光伏补助、储电补

助、电价补助、清洁取暖农网升级改造等项目)，在现有政策加持下，新型电力系统的投资回收期可降至 16-17 年。

### 5.3.1 孤网光储直柔案例数据

国创能源互联网创新中心（广东）有限公司基于应用场景分析和技术发展现状的调研，开展光储直柔孤网系统优化配置研究，根据用户需求（保障型、经济型和舒适型）和项目当地的连续阴雨天数，确定光伏系统和储能系统的容量配置；通过市场调研分析，得到光储直柔系统建设投资成本和架空线路敷设投资成本，对比分析两者建设距离及建设成本的关系，最后得出建设光储直柔孤网系统的经济驱动力。

（1）根据用户的需求，按保障型、经济型和舒适型三类需求考虑配置光储直柔系统。

对于保障型系统，系统能够保障基本的生活居住，系统负载主要有照明、手机充电、电风扇。对于经济型系统，系统能够保障基本的生活居住，具有一定的舒适性，系统负载主要有照明、手机充电、电风扇、电冰箱、热水器、电磁炉、电热水壶；对于舒适型系统，系统能够保障较高水平的生活舒适性，系统负载主要有照明、手机充电、电风扇、电冰箱、热水器、电磁炉、电热水壶、电脑、电视机、空调。

表 5-1 不同保障类型光储直柔孤网系统配置

系统类型	负载需求	光伏系统配置	储能系统配置
保障型	120W, 0.96kWh	300W, 1.19kWh	1kWh
经济型	2.96kW, 9.1kWh	3kW, 11.9kWh	9kWh
舒适型	4.48kW, 16.4kWh	4.5kW, 17.8kWh	17kWh

（2）通过市场调研分析，得到光储直柔系统建设投资成本和架空线路敷设投资成本。

电网建设成本主要考虑架空线路的投资成本。参考《南方电网（广东）配网工程标准设计和典型造价》-第二册 架空线路典型造价说明，选择 CSG-GD-

10K-S11（10kV 架空线路，水泥杆，单回路，导线截面 70mm<sup>2</sup>）模块为例，该模块电网建设成本为 12.95 万元/km；

根据华为官网光储直柔系统报价，同时结合市场行情，光伏系统价格约 6.5 元/W，储能系统价格约 9.1 元/Wh；以上价格含辅材、设计及安装费。

（3）得到不同保障类型的光储直柔系统在不同地形条件下的经济驱动距离：

- ① 对于保障型系统，当地形分别为平地、丘陵、山地、高山时，架空线路敷设超过 456km、625km、870km、1000km 时光储直柔将更具备经济性；
- ② 对于经济型系统，当地形分别为平地、丘陵、山地、高山时，架空线路敷设超过 416km、571km、795km、915km 时光储直柔将更具备经济性；
- ③ 对于舒适型系统，当地形分别为平地、丘陵、山地、高山时，架空线路敷设超过 478km、657km、914km、1051km 时光储直柔将更具备经济性。

#### 5.3.4 V2B 案例数据分析

清华大学建筑节能研究中心和清华大学深圳研究生院，电动车（清华大学车辆学院案例）从电动汽车出行规律和用能需求出发，研究多尺度多场景下电动汽车与建筑协同参与电网调节的方式，提出配套运营机制，并进行应用实践。

（1）在双碳目标下，电动汽车发展迅速，电动汽车充电负荷快速增长，城市充电桩的需求量也不断增加。大量的电动汽车充电需求给电网带来了挑战，为了解决电动汽车充电中的问题，基于智能双向充电桩的 V2B 模式应运而生。该模式利用电动汽车电池的等效储能潜力，将其作为移动充电宝，控制其在合适的时间进行充放电，辅助电网调峰。

（2）在目前的 V2B 模式中，收益来自于电价差，即电网峰谷电价差，电动汽车会在峰值时段充电，低谷时段放电，以此来获取收益。而收益应该由停车场、充电桩平台和电动汽车三方共同分配。其中，停车场可以获得电动汽车停车收费和充电服务费的一部分；充电桩管理平台则可以从电价差中获得一定

的利润；而电动汽车则可以获得通过参与 V2B 运营模式获得低价电力或现金激励。在收益分配方面，应该建立一个公平、透明的机制。

(3) 对电动汽车与建筑协同参与电网调节这一模式的能源和经济可行性进行了计算验证。可知在满足电动汽车需求并且不为建筑带来额外配电压力的同时，180 辆电动汽车一年可以转移电力 64.2 万 kWh，产生收益 36.9 万元，其中充电桩建设的投资回收期少于 3.7 年，以 80% 的电池剩余容量为寿命极限，可保障电动汽车电池寿命大于 12 年。

(4) 根据影响电动汽车充电过程的时间、是否允许放电、最低出场 SOC 等因素，本项目首先设定了 4 种充电会员制模式，即标准模式、低碳模式、零碳模式和负碳模式。其中，每种模式在充电时间、充放电权限和结束充电时的 SOC 都有不同的限制标准，如表 5-2 所示。为充分调研用户对充电服务的实际选择意愿，对该会员制模式进行设计迭代，本项目通过文献阅读和实际调研，选取了充电费用、停车费用、充电排队优先权、洗车服务、停车位形式和减碳荣誉六种充电服务因素，形成了如表 5-1 所示的充电会员制设计方案。

表 5-2 四种充电模式

充电模式	柔性充电限制		
	充电时间	充放电权限	出场时SOC
标准模式	即插即充	仅充电	根据用户要求
低碳模式	柔性可调	仅充电	根据用户要求
零碳模式	柔性可调	可充放电	根据用户要求
负碳模式	柔性可调	可充放电	无限制

表 5-1 会员制设计方案

充电模式	标准模式	低碳模式	零碳模式	负碳模式
充电费用	原价	70%	50%	免费
停车费用	原价	70%	30%	免费
充电排队优先	无	较优先	较优先	最优先
洗车服务	无	每月一次	每月一次	每月两次
停车位形式	无	无	有停车位	独立停车位
减碳荣誉	无	二等荣誉	一等荣誉	一等荣誉



调研显示 44.63%的用户愿意选择对电动车充电限制较大的负碳模式。在此会员制模式下利用电动车电池作为储能，在住宅场景下和办公室场景下分别增加了 57%和 52%的光伏利用率。

## 5.4 建筑柔性资源的评价和激励

虽然建筑系统对电力投资效益和灵活性的贡献显而易见，但是从市场激励机制来看，目前尚未形成有效激励建筑系统参与电力系统运营的机制。建筑提升柔性增加的收益的来源还主要依靠获得用电价差、降低配电设施容量电费以及收取需求侧响应等系统调节费用等。而**建筑降低配网损耗、通过提高供电可靠性和系统调节能力等减低电力系统投资规模和运行成本等方面的效益未能得到有效的反映及相应的回报**。其中需求侧响应、虚拟电厂等调节作为建筑参与系统调节的主要受益来源还存在机制建设刚起步、补偿力度有限等问题。另外，为了实现一定的调节能力，建筑系统自身能源系统建设的方式上也会有不同的选择，需要综合考虑建筑系统自身用能和外部效益前提下的建设方式最优。

由上可知，建筑系统电气化对电力系统运行效率的影响可以是双向的，作为激励建筑系统提供有效柔性的基础，需要采用科学的评估方法对建筑系统的贡献度进行全方位的评价。

评估方法中首先要考虑不同类型的建筑用电方式和特点，如传统的以外部用电为单一供电来源的系统，还是自带分布式电源系统以及包含储能设施在内的具有灵活调节能力的系统的内外部用电特性。

其次是要根据电力系统基于供电可靠性等安全规程要求对建筑供电的设计导则，建立不同用电特性建筑系统对配电设施需求分析方法，进而结合建筑所在区域的配电网运行情况分析建筑系统对配电网总体运行效率（包括设备运行水平、网络损耗水平）的影响，并基于相应的系统建设和运行成本分析方法测算建筑系统对配电网建设运营效率和效益的影响。

更为重要的是构建建筑柔性对系统灵活调节能力贡献的评价体系，通过建筑系统自身具备的灵活调节基础与系统灵活性需求之间的相互关系，**从调节能**

力贡献的功率、时长、时刻等调节效果和替代成本等多角度评估建筑的直接调节效果及对比其他调节资源的技术经济性。

最后，研究建筑柔性贡献的激励机制。在电力市场机制的总体框架下，基于双碳目标下建筑对系统贡献的各个维度，从调节能力建设成本补偿、配电费用分享、辅助服务品种设计、碳排放水平管理等多种方式进激励机制的研究，建立建筑柔性贡献激励体系。

## 第六章 光储直柔建筑参与碳交易市场的机制

### 6.1 中国碳交易市场建设进展

#### 6.1.1 碳交易市场产生的背景

碳交易本质上是一种金融活动，一方面金融资本直接或间接投资于创造碳资产的项目与企业；另一方面来自不同项目和企业产生的减排量进入碳金融市场进行交易，被开发成标准的金融工具。在环境合理容量的前提下，政治家们人为规定包括二氧化碳在内的温室气体的排放行为要受到限制，由此导致碳的排放权和减排量额度（信用）开始稀缺，并成为一种有价产品，称为碳资产。碳资产的推动者，是《联合国气候框架公约》的 100 多个成员国及《京都议定书》签署国。同一减排单位在不同国家之间存在着不同的成本，形成了高价差，国际碳交易市场由此产生。

##### （1）《联合国气候变化框架公约》

上世纪 80 年代以来，人类逐渐认识并日益重视气候变化问题。为应对气候变化，1992 年 5 月 9 日通过了《联合国气候变化框架公约》（以下简称《公约》）。《公约》于 1994 年 3 月 21 日生效。截至 2022 年 12 月，共有 198 个缔约方。《公约》自 1994 年 3 月 21 日起对中国生效。《公约》是世界上第一个为全面控制二氧化碳等温室气体排放，应对全球气候变暖给人类经济和社会带来不利影响的国际公约，也是国际社会在应对全球气候变化问题上进行国际合作的一个基本框架。

##### （2）《京都议定书》

为加强《公约》实施，1997 年《公约》第三次缔约方会议通过《京都议定书》（以下简称《议定书》），成为第一个具有法律约束力的气候变化国际协定。《议定书》于 2005 年 2 月 16 日生效。截至 2022 年 6 月，共有 192 个缔约方。中国于 1998 年 5 月 29 日签署并于 2002 年 8 月 30 日核准《议定书》，《议定书》于 2005 年 2 月 16 日起对中国生效。

2012 年多哈会议通过包含部分发达国家第二承诺期量化减排指标的《〈京都议定书〉多哈修正案》，为《公约》附件一所列缔约方规定了量化减

排指标，使其整体在 2013 年至 2020 年承诺期内将温室气体的全部排放量从 1990 年水平至少减少 18%。该修正案于 2020 年 12 月 31 日生效。

《议定书》构建了全球的碳排放权交易体系。总量控制制度和强制性碳减排市场的建立，是碳交易和碳定价的关键。《议定书》规定了全球碳总量控制目标，规定了各个国家的配额和强制性的碳减排额度，从而推动了《议定书》下强制性碳减排市场的建立。在总量控制制度和强制性碳减排市场的支撑下，碳价格逐渐与其稀缺性程度匹配。在温室气体排放总量控制的前提下，《议定书》把市场机制作为解决二氧化碳为代表的温室气体减排问题的新路径，即把二氧化碳排放权作为一种商品，从而形成了二氧化碳排放权的交易，简称碳交易。各国获得的碳排放权未用完的部分是可以出售的，发达国家可采取“排放贸易”、“共同履行”、“清洁发展机制”三种“灵活履约机制”作为完成减排义务的补充手段，这三种碳交易机制就形成了碳排放交易体系的雏形。

### （3）《巴黎协定》

2015 年 11 月 30 日至 12 月 12 日，《公约》第 21 次缔约方大会暨《议定书》第 11 次缔约方大会（气候变化巴黎大会）在法国巴黎举行。包括中国国家主席习近平在内的 150 多个国家领导人出席大会开幕活动。巴黎大会最终达成《巴黎协定》。截至 2022 年 12 月，《巴黎协定》签署方达 195 个，缔约方达 194 个。中国于 2016 年 4 月 22 日签署《巴黎协定》，并于 2016 年 9 月 3 日批准《巴黎协定》。2016 年 11 月 4 日，《巴黎协定》正式生效。《巴黎协定》是已经到期的《议定书》的后续。

《巴黎协定》对 2020 年后应对气候变化国际机制作出安排，其长期目标是将全球平均气温较前工业化时期上升幅度控制在 2℃ 以内，同时努力将温度上升幅度限制在 1.5℃ 以内，并在 21 世纪下半叶实现温室气体人为排放与清除之间的平衡（即“碳中和”），标志着全球应对气候变化进入新阶段。

#### 6.1.2 中国碳交易市场的建立和推进

我国碳市场建设主要分为三个阶段：

- ✓ 第一阶段从 2002 年至 2011 年，主要参与国际 CDM 项目；
- ✓ 第二阶段从 2011 年至 2020 年，在北京、上海、天津、重庆、湖北、广东、深圳、福建八省市开展碳排放权交易试点；

- ✓ 第三阶段从 2021 年开始建立全国碳交易市场。2020 年 12 月 19 日正式启动全国碳排放交易体系，2021 年 7 月 16 日，全国碳排放权交易市场开市。

以下按时间顺序梳理了中国碳交易市场发展过程的相关政策和大事件：

时间	相关政策和大事事件	备注
2010 年 7 月	《国家发展改革委关于开展低碳省区和低碳城市试点工作的通知》，提出“组织开展低碳省区和低碳城市试点工作”；确定广东、辽宁、湖北、陕西、云南五省和天津、重庆、深圳、厦门、杭州、南昌、贵阳、保定八市为我国第一批国家低碳试点。	我国碳交易市场发展的开端
2010 年 10 月	《国务院关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》首次正式提出“建立和完善主要污染物和碳排放交易制度”。	我国首次正式提出碳排放交易制度
2011 年 10 月	《国家发展改革委办公厅关于开展碳排放权交易试点工作的通知》同意“北京市、天津市、上海市、重庆市、广东省、湖北省及深圳市开展碳排放权交易试点”。	我国首批区域性碳排放权交易试点
2012 年 6 月	国家发展改革委印发《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》，对国内温室气体自愿减排项目等 5 个事项实施备案管理。	提高自愿减排交易的公正性
2012 年 10 月	国家发展改革委办公厅印发《温室气体自愿减排项目审定与核证指南》，进一步明确温室气体自愿减排项目审定与核证机构的备案要求、工作程序和报告格式。	构建了自愿减排交易市场的整体框架和系统性规范
2012 年 11 月	《国家发改委印发关于开展第二批国家低碳省区和低碳城市试点工作的通知》确定了第二批 29 个国家低碳省区和低碳城市试点，包括北京市、上海市、海南省和石家庄市、秦皇岛市、晋城市、呼伦贝尔市、吉林市、大兴安岭地区、苏州市、淮安市、镇江市、宁波市、温州市、池州市、南平市、景德镇市、赣州市、青岛市、济源市、武汉市、广州市、桂林市、广元市、遵义市、昆明市、延安市、金昌市、乌鲁木齐市。	低碳试点基本在全国全面铺开
2013 年 6 月至 12 月	6 月 18 日，深圳市碳排放权交易正式上线启动； 11 月 26 日，上海市碳排放权交易正式上线启动； 11 月 28 日，北京市碳排放权交易正式上线启动； 12 月 20 日，广东省碳排放权交易正式上线启动； 12 月 26 日，天津市碳排放权交易正式上线启动。	
2013 年 11 月	党的十八届三中全会决议要求发展碳排放权交易制度。	
2014 年 4 月 2 日	湖北碳排放权交易正式上线启动。	
2014 年 6 月 19 日	重庆碳排放权交易正式上线启动。	
2014 年 12 月	原国家应对气候变化主管部门国家发展改革委印发了《碳排放权交易管理暂行办法》（发展改革委令 17 号），规范全国碳市场建设工作。该办法发布以来，全国碳市场建设的基本路径、管理思路和管理方式等均发	

时间	相关政策和大事事件	备注
	生了较大变化，各碳交易试点省市在地方立法方面也做了大量探索。	
2015年 9月28日	江苏省人民政府办公厅印发《江苏省碳排放权交易市场建设实施方案》。	
2015年12月	中国国家主席习近平在气候变化巴黎大会上强调中国将建立全国碳交易市场，以减少温室气体排放和应对气候变化。	
2016年1月	《国家发展改革委办公厅关于切实做好全国碳排放权交易市场启动重点工作的通知》提出将石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等重点排放行业纳入全国碳排放权交易体系，并对企业历史碳排放进行核算，为碳交易市场的配额分配提供数据支撑。	碳交易市场的组织体系、资金技术和市场制度的顶层设计不断完善
2016年3月	《碳排放权交易管理条例》被国务院办公厅列入立法计划预备项目。	
2016年8月	中国人民银行等七部门联合印发《关于构建绿色金融体系的指导意见》，强调要发展各类碳金融产品，促进建立全国统一的碳排放权交易市场和有国际影响力的碳定价中心，有序发展碳远期、碳掉期、碳期权、碳租赁、碳债券、碳资产证券化和碳基金等碳金融产品和衍生工具，探索研究碳排放权期货交易。	碳金融市场的产品创新促进了碳交易市场制度的完善，有助于发挥金融在碳排放容量资源优化配置中的作用
2016年8月	国务院印发的《“十三五”控制温室气体排放工作方案》强调建立全国碳排放权交易制度，启动运行全国碳排放权交易市场，出台《碳排放权交易管理条例》及有关实施细则，完善碳排放权交易法规体系。	
2016年 12月16日	四川碳市场成功开市，成为全国非试点地区第八家拥有国家备案碳交易机构的省份。	
2016年 12月22日	福建省碳排放权交易正式上线启动。	
2017年3月	国家发展改革委发布《关于暂停受理温室气体自愿减排交易备案申请的公告》，暂停了CCER项目备案申请受理和签发机制，存量的CCER继续在地方碳市场交易。	
2017年6月	国家发展改革委办公厅发布《关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案部门分工的通知》，再次明确和要求2017年启动全国碳排放权交易市场，到2020年力争建成全国碳排放权交易市场。	
2017年 12月18日	国家发展改革委印发的《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》强调建立碳排放权交易市场，通过市场机制深化生态文明体制改革，降低全社会减排成本，推动经济绿色低碳转型。	
2017年 12月19日	上海环境能源交易所发布《全国碳交易体系启动：全国碳交易系统落户上海》公告，提到国家发展改革委组织召开了全国碳排放交易体系启动工作电视电话会议。会后，国家发展改革委与北京、天津、上海、江苏、福建、湖北、广东、重庆、深圳等9个省市人民政府共同签署全国碳排放权注册登记系统和交易系统建设和运维工作的合作原则协议，并召开新闻发布会。本次会议确立了上海将牵头承担全国碳排放权交易系统建设和运维任务。	

时间	相关政策和大事件	备注
2018年4月	应对气候变化及减排职能由国家发展改革委调整至新组建的生态环境部，为碳市场建设与管理提供了新的条件。	
2020年9月22日	中国国家主席习近平郑重宣布中国二氧化碳排放力争于2030年前达峰，努力争取2060年前实现碳中和。	
2020年12月16日	中央经济工作会议指出：要抓紧制定2030年前碳排放达峰行动方案，支持有条件的地方率先达峰。	
2020年12月19日	国家发展改革委召开电视电话会议，就贯彻落实《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》进行部署，全国统一碳市场建设就此拉开帷幕。	全国碳排放交易体系正式启动
2020年12月31日	生态环境部正式发布《碳排放权交易管理办法（试行）》，生态环境部按照国家有关规定，组织建立全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构，组织建设全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统。	碳排放交易试点走向全国统一
2021年1月	全国碳交易市场第一个履约周期正式启动。	我国首次从国家层面将温室气体控排责任落实到企业
2021年2月1日	《碳排放权交易管理办法（试行）》正式生效。	
2021年3月29日	生态环境部办公厅印发《关于加强企业温室气体排放报告管理相关工作的通知》。	
2021年6月25日	生态环境部等多部委宣布全国统一的碳交易市场开启，交易中心设在上海，登记中心设在武汉。7个试点的地方交易市场继续运营。	
2021年7月16日	全国碳排放权交易市场开市。发电行业成为首个纳入全国碳市场的行业，纳入重点排放单位超过2000家。	全国碳市场正式启动上线交易
2021年10月26日	生态环境部办公厅发布《关于做好全国碳排放权交易市场第一个履约周期碳排放配额清缴工作的通知》	
2022年2月17日	生态环境部办公厅发布《关于做好全国碳市场第一个履约周期后续相关工作的通知》。	
2022年3月15日	生态环境部发布《关于做好2022年企业温室气体排放报告管理相关重点工作的通知》，对第二履约周期的报告与核查事项做出安排。	
2022年3月25日	《中共中央 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》提出：依托公共资源交易平台，建设全国统一的碳排放权、用水权交易市场，实行统一规范的行业标准、交易监管机制。推进排污权、用能权市场化交易，探索建立初始分配、有偿使用、市场交易、纠纷解决、配套服务等制度。推动绿色产品认证与标识体系建设，促进绿色生产和绿色消费。	
2022年7月5日	《国务院2022年度立法工作计划的通知》[国办发2022年24号]明确了16件拟制定、修订的行政法规，其中包括由生态环境部起草的《碳排放权交易管理暂行条例》。	
2022年11月3日	生态环境部发布《2021、2022年度全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（征求意见稿）》	
2022年	上海市印发《上海市碳普惠体系建设工作方案》。	

时间	相关政策和大事事件	备注
11月22日		
2022年 12月21日	生态环境部办公厅关于印发《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》《企业温室气体排放核查技术指南 发电设施》的通知，进一步提升碳排放数据质量，完善全国碳排放权交易市场制度机制，增强技术规范的科学性、合理性和可操作性。	
2022年 12月31日	生态环境部发布《全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告》，系统总结全国碳市场第一个履约周期的建设运行经验。	
2023年 3月15日	生态环境部办公厅发布《关于做好2021、2022年度全国碳排放权交易配额分配相关工作的通知》。	
2023年 3月30日	生态环境部办公厅发布《关于公开征集温室气体自愿减排项目方法学建议的函》。	
2023年 7月7日	关于公开征求《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》意见的通知	
2023年 7月25日	国家发展改革委 财政部 国家能源局《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》	将当前绿电交易项目类型全部覆盖在内。解决了绿电和绿证类型不一致的问题。
2023年 9月7日	国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货市场基本规则（试行）》的通知	

十多年来，中国碳交易市场的建立具有从点到面，循序渐进；从顶层设计到地方探索，稳中有进的特点。在空间范围上，从区域性碳排放权交易试点逐步发展到全国性碳交易市场，目前全国已有九个拥有国家备案碳交易机构的省份，其中包括七个碳交易试点。在行业覆盖面上，从发电行业扩展至其他高排放行业。

根据《全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告》，中国碳市场第一个履约周期（2019-2020年度）以发电行业为首个重点行业，采用以强度控制为基本思路的行业基准法实施配额分配，中国碳市场第一个履约周期碳排放配额累计成交量 1.79 亿吨，累计成交额 76.61 亿元。通过抵消机制，中国碳市场第一个履约周期为风电、光伏、林业碳汇等 189 个自愿减排项目的项目业主或相关市场主体带来收益约 9.8 亿元。

根据《2022 中国碳市场年报》，截至 2022 年底，全国碳市场碳排放配额（CEA）累计成交量 2.3 亿吨，累计成交额 104.8 亿元，2022 年成交均价为 55.3 元/吨。国家核证自愿减排量（CCER）累计成交量 795.9 万吨，CCER 普遍采用线下协商的交易方式，市场价格的透明性较低，部分地方试点市场的实际成交



案例显示，2022年CCER成交价格在20元/吨至80元/吨不等，取决于CCER项目的类型、地域和时间。中国地方试点碳市场累计成交量5056.9吨，累计成交额26.5亿元，2022年各试点碳市场的交易均价全部上涨，价格涨幅均不低于15%。

目前，中国碳市场运行框架基本建立，市场建设初显成效，推动了绿色低碳转型和高质量发展，降低了发电行业减排成本，提高了企业减排意识和能力，实现了预期建设目标。

### 6.1.3 强制市场与自愿市场

碳市场作为碳定价的机制之一，是以碳排放权为标的资产进行交易的市场。中国的碳交易市场分为强制配额碳市场和自愿减排碳市场，形成了以碳排放配额交易为主导，国家核证自愿减排量交易为辅的双轨交易体系。相较于碳交易市场，碳普惠将控排企业以外的减排增汇行为进行量化并予以激励，在一定程度上可作为全国碳市场的重要补充。此外，绿证市场与碳市场具有较强的关联性，有必要推动绿色电力证书与碳市场形成机制联动，形成政策合力，促进绿色电力消费。

配额碳市场属于强制市场，减排碳市场、碳普惠市场、绿证市场则属于自愿减排市场，以上形成了多层次复合型碳市场格局。

#### （1）强制配额碳市场

强制配额碳市场指的是全国碳排放权交易市场，强制配额交易中心在上海环境能源交易所，登记结算中心在湖北碳排放权交易中心，主要交易产品为全国碳排放配额（Chinese Emission Allowance，简称CEA），参与市场交易的主体包括八大重点行业单位（石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空）、其他机构和个人（暂未开放），目前全国碳市场仅纳入发电行业，就已经是全球规模最大的碳市场。

中国碳市场是通过市场机制控制碳排放的政策工具，是重点排放单位对国家分配的碳排放配额进行交易的市场。中国碳市场运行主要包括碳排放数据核算、报告与核查，配额分配与清缴，市场交易监管等环节（如图所示）。中国碳市场通过市场机制形成价格信号，引导碳减排资源的优化配置，从而降低全社会减排成本，推动绿色低碳产业投资，引导资金流动。

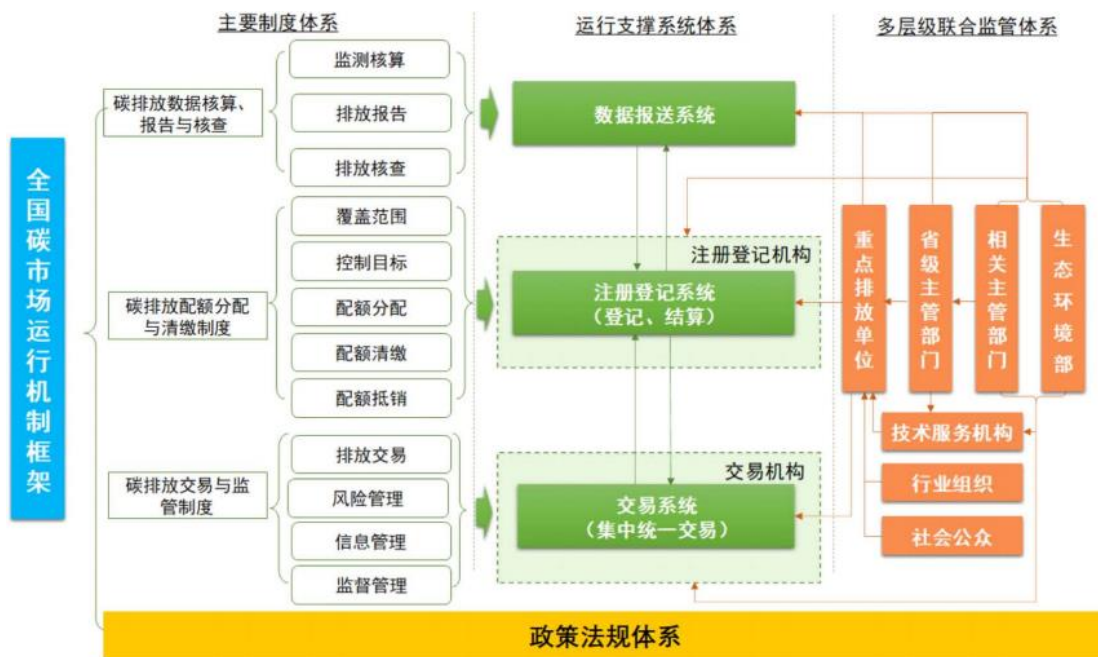


图 6-1 中国碳市场运行机制框架

碳排放配额交易，主要针对控排企业，偏向于高碳排放企业的约束。是政府为完成碳排放控制目标采用的一种政治手段。具体而言，是指在规定时期内，把控排目标转化为碳排放配额并分配给下级政府和企业，超排企业可向减排企业购买盈余配额。

## （2）自愿减排市场

### 1) 自愿减排碳市场

自愿减排碳市场是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。自愿减排的管理与交易结算中心都在北京绿色交易所，主要交易产品是国家核证自愿减排量（Chinese Certified Emission Reduction，简称 CCER），参与市场交易的主体包括减排项目业主（可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等）与其他主体。

CCER 交易是我国碳排放配额交易的补充，是在强制配额碳市场之外引入的自愿减排碳市场交易，CCER 侧重对减排项目的鼓励。经过签发的 CCER 和盈余配额一样进入碳交易市场，高排放企业在初始免费配额不够的情况下，可以从其他履约企业处购买配额，或用购买/自主开发的 CCER 项目进行部分抵消，以达到最终实际碳排放量的抵扣，以达到“零碳”目标，避免高额罚款。

## 2) 碳普惠市场

碳普惠是为广大群众和小微企业的节能减碳行为赋予价值而建立的激励机制。碳普惠制，是指通过财政支持、商业激励等方式，对社会公众节能降碳等绿色行为产生的减碳量予以量化并以碳普惠形式进行奖励的制度。

碳普惠市场是激励性市场，通过数据采集，记录并量化公众日常生活中节能低碳行为的减碳量，并将减碳量按照一定比例换算成“碳币”发放到相应公众账户中，利用碳币的金融属性在全社会系统内进行流通，从而获取商业激励、政策激励及交易激励。目前，碳普惠机制已在广东、福建、湖北、重庆、浙江等省份进行了一些探索，暂不能跨区交易，普惠对象是中小微企业、社区家庭和个人，行为类型涉及出行、生活、消费、旅游和公益等领域。碳普惠的潜在用户群体遍布各行各业，体量巨大，能够突破以往单靠公众环保意识增强而激励不足的瓶颈，真正起到以消费端的绿色改革倒逼生产端低碳转型的作用。

### 6.1.4 中国的绿电交易实践

“双碳”目标背景下，中国能源结构持续调整、国家推动绿色低碳能源转型向纵深发展的规划和举措也越来越明确。2022年，国家发布《“十四五”可再生能源发展规划》中明确提出坚持市场主导的基本原则，进一步强调了充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，明确了营造公平、充分竞争市场环境的未来趋势。当前，绿色电力证书交易和绿色电力交易是中国可再生能源电力参与的主要市场机制。

#### (1) 绿电市场

2021年9月，国家发展改革委、国家能源局正式批复了《绿色电力交易试点工作方案》，拉开了中国绿色电力交易的大幕，提供了“中国方案”。2022年1月和5月广州电力交易中心和北京电力交易中心分别发布了《绿色电力交易实施细则》，对绿电交易的组织、价格、结算、绿证划转等方式和流程进行了细化，为绿电交易常态化开展提供支持。国家建设市场化体系和长效机制、有序开展推进绿电交易的工作正在逐渐落地。绿电交易与普通电力交易的本质区别，在于通过市场交易体现绿色电力的环境价值。绿电交易有助于增厚绿电项目收益，通过激励可再生能源项目的开发带动产业链高质量发展、同时提供绿电消费需求者可靠的采购渠道。绿电交易价格由电能量价格和环境溢价组成，

根据北京电力交易中心《我国绿色电力市场建设实践及有关思考》的公开数据，当前绿电交易价格较燃煤标杆电价（0.3598元/千瓦时）存在0.021元至0.106元/千瓦时的溢价。

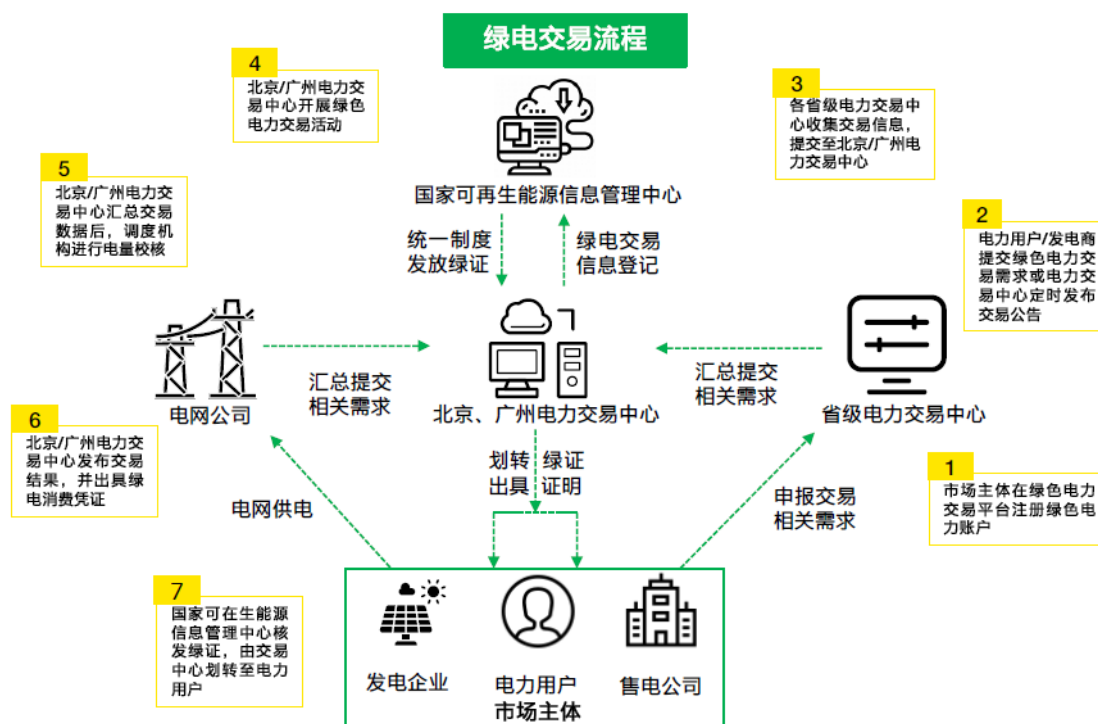


图 6-2 绿电交易流程图（以省间为例）  
（图片来源安永（中国）企业咨询有限公司）

## （2）绿证市场

绿色电力证书（简称绿证）是国家对发电企业每兆瓦时非水可再生能源上网电量颁发的具有特殊标识代码的电子证书，是非水可再生能源发电量的确认和属性证明以及消费绿色电力的唯一凭证。

绿证市场开展的目的是缓解政府补贴资金缺口压力，配合可再生能源电力消纳责任权重目标，帮助企业完成配额目标。我国绿证市场主要以自愿交易为主，交易产品是绿色电力证书，线上认购渠道在中国绿色电力证书认购交易平台，参与市场交易的主体包括可再生能源发电企业、电力用户、售电公司等。我国绿证由国家可再生能源信息管理中心负责绿证的核发、注销工作。目前，仅国家可再生能源电价附加资金补助目录内的风电（陆上风电）和光伏发电项目（不含分布式光伏项目）可通过可再生能源发电项目信息管理系统，依据项目核准（备案）文件、电费结算单、电费结算发票和电费结算银行转账证明等

证明材料申请绿色电力证书，由国家可再生能源信息管理中心按月核定和核发绿色电力证书。后续根据政策要求和市场发展情况，绿证核发和交易的范围将逐步扩大为：风力（陆上、海上）、光伏（集中式、分布式）、常规水电、生物质发电、地热能发电等多种类型。

绿证市场中，发电企业通过出售绿证获取绿色电力的环境价值收益，电力用户通过购买并持有绿证证明其消费绿色电力。绿色电力证书自愿交易完成后，采取“电证分离”的形式进行绿色电力证书的权属转移，与电量交易无关。购买的绿证不能转手，不论对企业还是个人，已购绿证两年期满后由交易平台自动注销，已注销绿证不得再次进行交易。

目前，我国的绿证主要是作为可再生能源消纳责任的替代性履行方式，用以证明企业消纳了对应的可再生能源，属于可再生能源消纳的政策工具。绿证和 CCER 的联系主要存在于新能源发电企业一侧。在目前的市场规则设计下，完成了 CCER 备案的可再生能源发电项目，可以同时出卖绿证和 CCER 获取额外收益。值得注意的是，在碳减排量的对应层面，虽然绿证上也有注明绿证相当于减排一定量的二氧化碳和其他温室气体，但这一减排量并不像 CCER 一样具有抵消企业碳减排总量的作用，也无法进入碳交易市场进行交易。

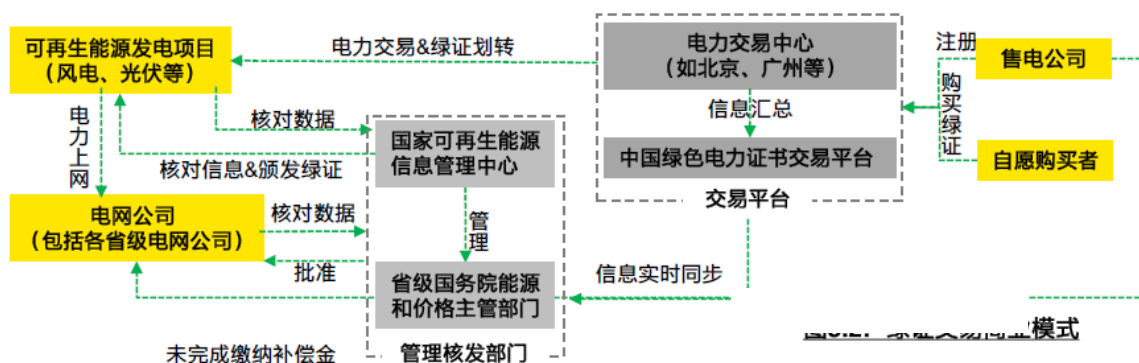


图 6-3 绿证交易商业模式

（图片来源安永（中国）企业咨询有限公司）

## 6.2 市场机制实践案例

### 6.2.1 冀北虚拟电厂

2019年年底，经国家能源局批复，华北能源监管局印发了《第三方独立主体参与华北电力调峰辅助服务市场规则（试行）》，冀北虚拟电厂作为中国首个以市场化方式运营的虚拟电厂示范工程投运。该示范工程基于“云管边端”体系架构建设。端侧，用户侧智能终端进行可调节资源建模、计量、通信和控制；边侧，边缘智能网关实现可调资源数据存储、分析和计算；管侧，采用4G、5G、光纤等原有的电力网络、无线通信网络，实现控制指令、运行状态、运营信息的闭环安全传输。云侧，虚拟电厂智能管控平台作为虚拟电厂的大脑，基于物联网云平台构建，实现聚合优化调控、交易结算、运营综合分析等功能，以及能源托管、能源资产组合、运营监测与评估等大数据+人工智能服务。

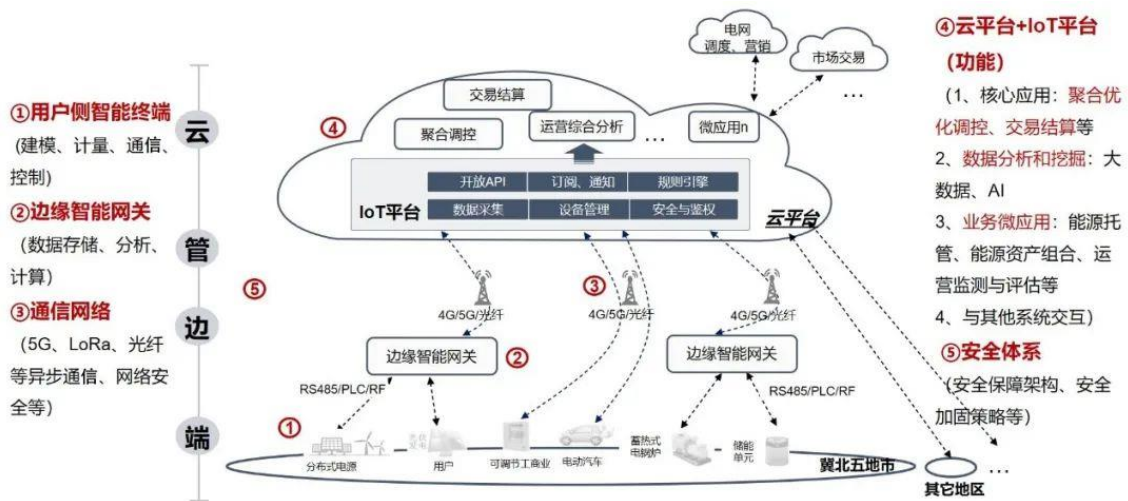


图 6-4 冀北虚拟电厂“云管边端”架构

(图片来源：网络)

冀北虚拟电厂示范工程自 2019 年 12 月 12 日正式投入商业运营以来，已在线连续提供调峰服务超过 3200 h，累计增发新能源电量 4191 万 kW h，实现了可调节资源的感知、聚合、优化、调控与运营，为电力系统提供连续柔性的调节能力，有效促进了新能源消纳。

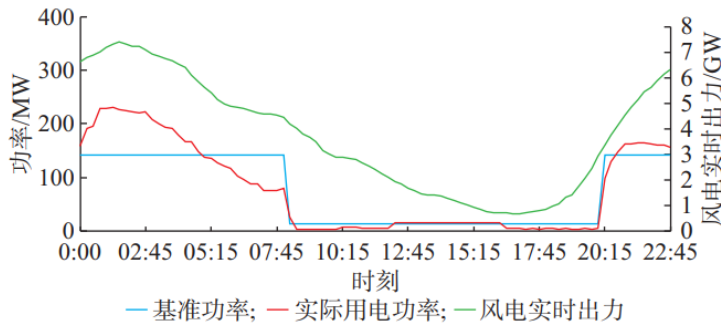


图 6-5 冀北虚拟电厂典型日运行曲线

(图片来源: 网络)

## 6.2.2 建筑领域碳排放权交易

在国内将建筑纳入到碳交易体系的过程中, 出现了天津能效交易与深圳建筑碳排放权交易两种交易模式, 开创了建筑领域碳排放权交易制度的先河。

### (1) 天津市

自 2009 年率先开展民用建筑能效试点, 采用“强制为主、激励为辅”的交易方式。该体系中的交易主体包括强制型主体、激励型主体两类, 其中强制型主体主要为能耗量较大的供热单位与大型的公共建筑, 激励型主体以自愿参与为主, 不受强制节能减排目标的限制。2010 年, 天津能效交易市场以 50 元/吨的价格成功售出采暖节约的 11500 吨碳当量, 成功完成第一笔交易, 为建筑领域碳交易的发展起到了良好的示范作用。

### (2) 深圳市

在 2013 年启动强制性碳交易市场试点, 试点领域包括工业、建筑和交通板块, 首批纳入交易体系的包括 198 栋公共建筑(大型办公建筑、商场建筑、旅游饭店建筑)。深圳市设定了碳排放权的价格限制, 价格上限为 200 元/吨, 价格下限为 20 元/吨。深圳还建设了大型公共建筑实时在线能耗监测系统, 率先编制了《深圳市建筑碳排放交易实施方案》以及一系列相关技术规范和指导文件。

## 6.2.3 国内绿电交易实践案例

### (1) 2023 年杭州亚运会绿电交易

杭州亚运会官网显示, 杭州亚运会实现 100% 绿电供应。继北京冬奥会在 2022 年全部场馆 100% 使用来自于风电的绿电后, 2023 年 6 月 2 日, 杭州亚运

会各场馆代表和新能源发电企业在杭州签署杭州亚运会绿色电力交易框架协议。从 2021 年 4 月至 2023 年 6 月，杭州亚运会全面启动并落实亚运会绿电交易工作，共组织 16 场绿电交易、总电量达 6.21 亿千瓦时，相当于减少使用标煤约 7.63 万吨。到 2023 年 9 月 23 日杭州亚运会开幕时，所有场馆及亚运村将实现 100%绿电供应。至此，为助力打造首届碳中和亚运会，浙江省 65 家亚运场馆及办公场地将全部使用绿电。绿电交易涵盖省间交易和省内交易。省间交易包括：青海柴达木盆地、甘肃嘉峪关、黄土高原等地的光伏发电，新疆哈密、巴楚等地的风力发电等。省内交易包括：象山海域的省内首批平价风电场、杭州市内的屋顶分布式光伏、常山消薄村的扶贫光伏等。交易绿电将供应给执行工商业电价的 48 家竞赛场馆、8 家测试场馆以及亚筹办、媒体中心等 9 家办公场地。

## (2) 2023 年天津达沃斯论坛绿电交易

天津电力交易中心官网显示，2023 年 6 月 19 日，在天津电力交易中心组织下，2023 年夏季达沃斯论坛场馆方（梅江会展中心）与新能源发电企业完成绿电交易，达成交易电量 100 万千瓦时，相当于节约标煤 320 吨，减排二氧化碳 800 吨。这是天津首次为大型活动开展绿电交易，标志着夏季达沃斯论坛活动场馆首次实现活动期间 100%绿电供应，助力天津绿色低碳发展。本届论坛使用的绿电是来自内蒙古锡林郭勒地区的风力发电。同时，本次交易基于绿电交易平台区块链技术，确保每一度绿电都可验证、可溯源，后续还将颁发绿色电力证书。

### 6.2.4 国内绿证交易实践案例

2023 年 4 月 21 日，大唐海南营销公司促成海南省首单绿证交易。此次交易共涉及 300 张绿证，对应大唐文昌翁田农光互补+储能示范项目 (100MW)2022 年 12 月生产的绿色电力，约 300,000 千瓦时，相当于减排二氧化碳 196,950,00 千克，二氧化硫 141,00 千克，氮氧化物 129,00 千克。在广州电力交易中心组织下，海南电力交易中心在 2023 年开始常态化绿电认购交易，并于 3 月份启动绿证交易。本次绿证交易主管部门包括海南能源主管部门、能源监管机构，南方电网海岸电网公司以及其他市场主体。此次绿证交易是大唐海南营销公司继 2022 年完成海南省首单绿电交易之后，又一重大绿色电力示范性交易，填补了海南省绿证交易市场的空白，具有良好的示范效应。



### 6.3 机制设计思考

“碳达峰、碳中和”目标下，我国电力市场、碳市场、绿证市场等在产品属性、价格形成、治理监管等方面的联系日益密切，而且市场的建设发展与我国国情联系紧密，在机制设计和制度安排上与国外不尽相同。为此，项目组在光储直柔建筑的实践案例和碳排放责任因子的技术验证基础上，就机制设计分析如下：

(1) 可再生能源消纳保障机制、绿色电力证书、碳市场机制与电力现货将一直共存。建议遵循发展规律，先融入到现有的机制中应用，同时逐步创新、完善市场机制，整合现有政策工具，形成“1+1>2”的政策联动效应，在尽可能短的时间安全、平稳、有效地推动我国能源供给侧向低碳化方向转变。

(2) 电力间接 CO<sub>2</sub> 排放量的核算问题是目前推进电、碳、绿证市场建设发展的关键问题。遵循“生产侧抓效率、消费侧控总量”的思路，以促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放为目标，在电网真实碳排放量的基础上引入责任分摊理念，全面推行动态碳排放责任因子  $C_r$  的核算体系。

(3) 从经济学的角度看，实现碳中和涉及供给端和需求端两个方面，一是在供给端降低低碳技术的成本，二是在需求端通过碳定价增加碳排放的成本。当低碳技术对传统高碳技术的替代成本低于排放成本时，经济活动就会自然选择低碳减排的道路。由此可见，光储直柔建筑是否适合于成为碳市场的一份子，合理降低其建设成本极为重要。

(4) 虚拟电厂可以作为一个独立实体参与碳交易市场。当虚拟电厂在某时段的实际碳排放量低于该时段的配额量时，可将剩余的碳排放权在市场上出售获利；当虚拟电厂在该时段的实际碳排放量高于该时段的配额量时，则必须购买超额部分的碳排放权。利用虚拟电厂的聚合优势，促进光储直柔系统的分布式光伏消纳，并提高光储直柔系统的需求侧响应能力，从而获得更多的碳减排效益。

(5) 示范先行，建筑行业不属于控制碳排放的八大重点行业，建议可从电力企业参与建设的光储直柔系统作为切入点，完成一小部分碳排放配额。按区域打包光储直柔建筑，形成规模，整体参与碳交易。

(6) 尝试将碳排放配额免费发放给建筑业主，建筑业主通过建设光储直柔系统、采用建筑节能措施等方式来减少碳排放，剩余配额可在碳排放权交易市场上获得收益。

(7) 碳市场和电力市场有着共同的市场主体，但两者在市场元素、交易机制等方面亦存在区别。建立电力市场与碳市场的联动机制、形成电价与碳价有机融合的体系十分必要，应从政策统筹、市场衔接等方面考虑碳市场与绿色电力市场的共同发展和协同，形成全国统一的绿色交易市场市场，更好地利用市场化机制推动可再生能源的发展。

## 第七章 结论

在未来，电力系统将面临重大变化，包括集中电源向集中与分布相结合的电源的变化，源随荷变向荷与源协调甚至荷随源变，电网的调控保障从完全依靠电源侧的调节转为电源和终端共同承担，集中和分布的储能设施逐渐成为保障电网稳定运行的重要支撑。因此，运行调节措施的变化要求设计制定新的政策机制，来满足改变了的情况。因为不同的政策机制是针对不同的主要矛盾，面对不同的系统结构和调控模式。所以不能在已有的政策框架下研究解决问题的办法，而必须根据改变了的现实状况重新设计政策机制，生产关系需适应新的生产力的发展。动态碳责任因子  $Cr$  可对光储直柔建筑等用户侧柔性调节资源给出量化核算，解决了迄今为止尚无实用解决方案的一个行业难题，找到了一条“看不见、控不住”的海量的、独立的、个性化的终端用户朝着一个方向行动且可反馈效果的可行路径。

课题组在国内外文献综述的基础上，基于促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放的目标，提出基于用户侧承担碳排放责任的动态碳排放责任因子  $Cr$ ，通过理论计算和建模仿真手段，给出了包括风电、光电、水电、核电、燃煤机组、燃气机组、集中储能等各种电源的碳排放责任  $R$  的计算方法，以及电力调度部门可以每 15 分钟核算发布统一的碳排放责任因子  $Cr$ 。 $Cr$  综合考虑可再生发电占比、机组负荷率、蓄能对碳排放因子的影响，在保证全年总排放不变的情况下，扩大了日内的波动性，激励作用与期望终端用电行动一致，及时反应电网供需关系，既适应目前大比例煤电下电力系统的调节需要，也适应未来大比例风电光电下的调节需要，还可以在这两种状态的过渡期同样发生作用。

研究成果已在国网华北分部调控中心、北京市电力公司、家电厂商、电动车运营平台、楼宇能源管理聚合商全环节实现了全环节贯通。

课题组跟踪了二期项目中的四类模式与示范子课题的进展，汇总分析应用案例的经济性比较数据，和电力技术经济研究机构开展了技术交流。电动汽车与建筑协同参与电网调节的 V2B 模式，在满足电动汽车需求并且不为建筑带来额外配电压力的同时，投资回收期在 4 年左右，已具备很好的经济可行性。孤网系统光储直柔建筑的经济驱动力和建设距离及建设成本直接相关。城市光储

直柔建筑和农村光储直柔建筑，由于直流配电系统的造价高，在现有的电价条件下，投资回收期要 7 年~15 年。光储直柔建筑是否适合于成为碳市场的一份子，合理降低其建设成本极为重要。

光储直柔建筑规模化发展降低配网损耗以及通过提高供电可靠性和系统调节能力等减低电力系统投资规模和运行成本的效益，尚未能得到有效的反映及相应的回报。其中需求侧响应、虚拟电厂等调节作为建筑参与系统调节的主要受益来源还存在机制建设刚起步、补偿力度有限等问题。另外，为了实现一定的调节能力，建筑系统自身能源系统建设的方式上也会有不同的选择，需要综合考虑建筑系统自身用能和外部效益前提下的建设方式最优。在改革进程中的电力市场机制和待建立和完善的碳市场机制的总体框架下，基于双碳目标下建筑对系统贡献的各个维度，从调节能力建设成本补偿、配电费用分享、辅助服务品种设计、碳排放水平管理等多种方式进激励机制的研究，建立建筑柔性贡献激励体系。

“碳达峰、碳中和”目标下，我国电力市场、碳市场、绿证市场等在产品属性、价格形成、治理监管等方面的联系日益密切，而且市场的建设发展与我国国情联系紧密，在机制设计和制度安排上与国外不尽相同。项目组在光储直柔建筑的实践案例和碳排放责任因子的技术验证基础上，结合对国内碳交易政策梳理市场建设情况调研访谈，提出了机制模式建议。

电力间接 CO<sub>2</sub> 排放量的核算问题是目前推进电、碳、绿证市场建设发展的关键问题。遵循“生产侧抓效率、消费侧控总量”的思路，以促进电力系统供需平衡和降低电力系统碳排放为目标，在电网真实碳排放量的基础上引入责任分摊理念，全面推行动态碳排放责任因子 Cr 的核算体系。建议将碳排放配额免费发放给建筑业主，建筑业主通过建设光储直柔系统、采用建筑节能措施等方式来减少碳排放，剩余配额可在碳排放权交易市场上获得收益。碳市场和电力市场有着共同的市场主体，但两者在市场元素、交易机制等方面亦存在区别。建立电力市场与碳市场的联动机制、形成电价与碳价有机融合的体系十分必要，应从政策统筹、市场衔接等方面考虑碳市场与绿色电力市场的共同发展和协同，形成全国统一的绿色交易市场市场，更好地利用市场化机制推动可再生能源的发展。

## 参考文献

- [1] 马溪原, 陈彬, 盘和林, 黄彦璐. 电力碳排放核算与监测体系亟待升级[N]. 中国能源报, 2021-09-20(4).
- [2] 张宁, 李姚旺, 黄俊辉, 李瑶虹, 杜尔顺, 李明轩, 刘昱良, 康重庆. 电力系统全环节碳计量方法与碳表系统[J]. 电力系统自动化, DOI: 10. 7500/AEPS20221021001.
- [3] 张森林. “双碳”背景下优化调整电网碳排放因子的思考[J]. 广西电业, 2022(10): 56-60.
- [4] 陈丽霞, 孙弢, 周云, Ella ZHOU, 方陈, 冯冬涵. 电力系统发电侧和负荷侧共同碳责任分摊方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 106-111.
- [5] 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 刘昱良, 蔡啸, 贺大玮. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2830-2841.
- [6] 张时聪, 王珂, 徐伟. 建筑碳排放标准化计算的电力碳排放因子取值研究[J]. 建筑科学, 2023, 39(2): 46-57.
- [7] 余贻鑫; 孙冰; 曾沅; 刘洪. 中国智能配电网的需求分析. 国际清洁能源论坛（澳门）研究报告（2014）
- [8] 安永. 绿电交易：助推绿色能源消费. 研究报告（2023）
- [9] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, Apr. 20, 2022.