



Federal Ministry  
for Economic Affairs  
and Climate Action



中德能源与能效合作  
Energiepartnerschaft  
DEUTSCHLAND - CHINA

中德能源与能效合作伙伴

# 中国智能电网发展成就与趋势



**giz**

Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

# 版本说明

《中国智能电网发展成就与趋势》总结了 2014 年以来中国智能电网最新发展成就。2014 年以来低碳化、去中心化、智能化和市场化变革是中国智能电网发展的显著特征，也将是未来中国智能电网发展的主要趋势。报告由德国国际合作机构（GIZ）在中德能源与能效合作伙伴项目框架下发布。项目受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托和资助，中国国家发展和改革委员会、国家能源局作为中方政府合作伙伴提供支持和指导。项目旨在围绕能效提升和发展可再生能源，通过深入交流可持续能源系统发展相关的政策、最佳实践和技术知识，推动高级别政府对话，企业与政府交流以及技术和政策法规层面交流，从而促进和推动两国能源转型，助力实现气候目标。受德国联邦经济和气候保护部委托，德国国际合作机构（GIZ）负责实施中德能源与能效合作伙伴项目。作为一家德国联邦企业，德国国际合作机构为德国政府实现可持续发展国际合作目标提供相应支持。

## 发布方：

中德能源与能效合作伙伴  
受德国联邦经济和气候保护部（BMWK）委托  
北京市朝阳区亮马河南路 14 号  
塔园外交办公楼 1-15  
邮编：100600  
c/o  
德国国际合作机构（GIZ）  
Torsten Fritsche  
Köthener Str. 2  
柏林 10963

## 研究负责人：

尹玉霞、王昊  
德国国际合作机构（GIZ）

## 作者：

王康  
清华四川能源互联网研究院

## 图片：

Shutterstock\_454323052 / 封面  
Shutterstock\_94921279 / 第 19 页  
Shutterstock\_644696806 / 第 20 页  
BMWK / 第 11 页  
AdobeStock\_366213561 / 第 14 页  
AdobeStock\_478467898 / 第 16 页

## 排版：

赵娅男，德国国际合作机构（GIZ）

© 2022 年 9 月, 北京

本报告全文受版权保护。截至本研究报告发布前，德国国际合作机构和相关作者对出版物中所涉及的数据和信息进行了仔细研究与核对，但不对其中所涉及内容及评论的正确性和完整性做任何形式的保证。本出版物中涉及到的外部网站发行方将对其网站相关内容负责，德国国际合作机构不对其内容承担任何责任。本文件中的观点陈述不代表委托方的意见。

# 目录

摘要：智能电网的发展以低碳化、去中心化、智能化为核心，技术进步和市场机制是重要保障	4
第一章 中国智能电网发展情况	5
（一）智能电网内涵的变迁	5
（二）中国智能电网的进展与成就	6
（三）智能电网的配套体制改革	10
第二章 智能电网发展存在的挑战	14
（一）高比例新能源给电网发展带来巨大影响	15
（二）市场化改革仍有很多问题需要解决	15
（三）支撑智能电网发展的数字化技术仍不健全	16
第三章 中国智能电网的发展展望	16
（一）中国智能电网发展方向	17
（二）中国发展智能电网的政策建议	19
参考文献	21

# 摘要：智能电网的发展以低碳化、去中心化、智能化为核心，技术进步和市场机制是重要保障

2014 年以来，中国智能电网发展加快，尽管中国电网仍以公用大电网为主导、计划经济特征依然显著，但智能电网新的影响因素明显加强，主要反映在可再生能源的跨越式发展、分布式电源的涌现以及用户侧对公平市场环境的要求提高。主要体现在：

首先，以风电、光伏为代表的可再生能源的跨越式发展是中国智能电网最显著特征。截至 2021 年底，中国可再生能源装机规模突破 10 亿千瓦，其中风电、太阳能装机均跃升至世界第一。中国提出 2060 年前实现碳中和的目标，风电、太阳能为主的可变可再生能源的规模化发展是实现碳中和的重要途径。但可变可再生能源的功率具有随机波动性的特点，如何解决电网调峰问题和发用电平衡问题，是发展智能电网的首要挑战。

其次，可再生能源具有分布广、密度低的特点，在靠近负荷的地方建设分布式电源成为可再生能源发展的最经济的方式，分布式电源的地位日益重要。分布式电源的发展，增强了用户侧参与电网调节和电力市场交易的能力和意愿，但也增加了传统电力调度运行机制的负担，也对传统的电力系统利益格局带来了冲击。

尽管中国智能电网在技术发展和市场化改革方面都取得了突破性的进展，但仍存在来自技术、机制等方面较多的挑战。首先是新能源的发展带来电网平衡困难和安全挑战；其次，建立支撑可再生能源、分布式能源发展的市场机制仍面临诸多束缚；再次，数字化的应用和推广仍不普遍，数字化业务水平仍处于初级阶段。

## 展望未来，智能电网的发展方向包括：

**第一，发展多种储能技术，提升可变可再生能源的消纳能力。**当前最经济有效的储能是抽水蓄能，中国推出了颇具雄心的抽水蓄能发展目标。但未来随着电化学等新

型储能技术的进步和成本的下降，新型储能也将成为储能的主力。同时，用户侧海量电动汽车，在合适的引导机制下也将成为重要的储能资源。

**第二，以分布式电源为核心的局域微平衡支撑电网柔性发展。**分布式电源的发展，将给中国电网带来更多元的发展趋势。预计至 2030 年，中国分布式新能源装机将达到 4 亿千瓦，将形成海量的微电网与公用电网协同运行的格局，微电网内部的微平衡成为整个电力系统平衡的重要基础。

**第三，数字化技术全方面应用于电力生产，全面支撑智能电网业务更高效运营，促进电力企业管理提升和业务转型。**其主要应用包括：设备的在线监测、控制；智能运维的开展；对交易的全面支撑；高比例新能源电力系统的规划、仿真与运行等。

**第四，用户侧新型主体广泛发展，形成多元的市场参与方式。**包括电动汽车与电网的互动，通过虚拟电厂聚合可控负荷参与电网调节等。

**第五，绿色交易体系发展健全。**与传统能源相比，可再生能源具有低碳、绿色环保优势，但可再生能源调节性能差，在电力市场竞争中将处于明显的劣势。为了弥补可再生能源竞争力的不足，将逐步健全可再生能源的绿色交易体系。

为了促进智能电网的更快发展，建议加大新型储能、数字技术、智能微电网等技术的支持力度。同时，在市场机制上，健全适应高比例新能源新型电力系统的市场机制，完善绿电-绿证-碳市场协同政策，凸显可再生能源的环境价值，促进企业积极采购绿电。

# 第一章 中国智能电网发展情况

2008 年前后，中国提出以提升发、输、配、用各环节的智能化水平的智能电网建设的目标。与欧美国家相比，中国电网具有如下特点：很长一段时间内，中国电网发展的主要目标仍是满足快速增长的用电需求、继续加强以大电网为主导的网架结构、以及带有一定计划体制特点的供电体系。2014 年以来，中国电力需求增速仍较快，电网企业延续原有大电网发展模式的惯性，但智能电网发展的新的影响因素明显加强，主要反映在可再生能源的跨越式发展、分布式电源的涌现以及用户侧对公平市场环境的要求。这些都需要电网提高其数字化和市场化水平，中国电网结构和形态发生了显著变化，智能电网的发展也日益呈现出集中式与分布式协调发展的特点。

同时，中国长期致力于开展电力市场改革，以价格为指挥棒促进各方主体积极参与，打破传统大电网为主的利益格局，释放电力行业活力，为智能电网发展提供了制度保障。所以渐进性的电力市场改革也成为智能电网发展的重要前提，特别是建立适应可再生能源发展的统一电力市场，形成用户侧广泛参与的公平市场环境，对于促进电网向绿色、智能、开放等方面转型至关重要。

## （一）智能电网内涵的变迁

在中国，关于智能电网的概念，一直处于调整变化过程中。当前，参与智能电网研究和建设的主体主要包含：电网企业、学界和政府等，这些主体对智能电网关注的侧重点各不相同。电网企业关注大电网的安全发展，以应对新能源电力显著增长带来的挑战；学术界与社会企业更加侧重新能源、分布式电源以及用户侧业务模式创新，以促进电网发展的显著变革；政府侧重安全、高效、清洁的现代能源保障体系建设，重点促进可再生能源消纳、分布式能源发展、电力市场改革等方面，注重大电网与微电网的协同发展。

### 1. 电网企业的智能电网战略

作为中国电网建设运行最重要的成员，国家电网在智能电网的研究和建设方面占据举足轻重的地位，国家电网主要从保电网安全角度出发，注重特高压电网的建设，以及采用数字化技术提升大电网的调度运行水平。

2014 年，国家电网公司首次提出“全球能源互联网”的概念<sup>[1]</sup>，该概念是在原来“坚强智能电网”基础上的提升。根据国家电网的阐述，全球能源互联网是由智能电网、特高压电网和清洁能源三方面内容构成，强调建立以特高压电网为骨干网架、全球互联的坚强智能电网作为推动清洁能源发展和电能替代的核心<sup>[2]</sup>。

2016 年起，为应对可再生能源的快速发展，国家电网对智能电网的概念逐步过渡到“能源互联网”的表述，以增强现代信息技术、物联网技术、智能控制技术等新技术的应用，实现电网与热网、燃气网、交通网的互联、互通，提升能源系统的韧性与调节能力。

### 2. 学术界与社会企业对智能电网的理解

相对国家电网公司强调实现更高电压等级互联，维持统一大电网格局的目标，学术界更重视在配网侧和用户侧的广泛互动以及促进分布式能源的发展<sup>[3]</sup>。2015 年 4 月，由清华大学发起的香山科学会议“能源互联网：前沿科学问题与关键技术”学术讨论会在北京召开，来自 25 家单位的 50 多位海内外知名学者参加了会议，形成了以用户侧、分布式电源为主的能源互联网发展观点<sup>[4]</sup>。学术界对智能电网的定义更侧重于多能互补、用户侧的公平对等参与，以及在传统能源网基础上引入互联网理念，主要内涵如下：

（1）**开放互联**：多种能源的开放互联，各种设备与系统的开放对等接入，各种参与者与终端用户的开放参与，开放的能源市场和交易平台，开放的数据和标准等。

(2) **以用户为中心**：以用户个性化、多元化需求为中心进行商业模式创新。用户认可和广泛参与能有效增强能源生产、运行、交易、服务等各环节的价值。以用户为中心强调用户体验。

(3) **分布式能源**：分布式能源是推动能源互联网发展的重要动力，分布式电源的发展使更多用户成为产销者（既是消费者，又是生产者），用户对于分布式电源即插即用的主张，以及发展智能微电网的需求，将打破电网经营的垄断，实现能源生产、消费的对等以及网状交易关系的产生<sup>[5]</sup>。

### 3. 政府对智能电网的定位与支持

中国政府将智能电网建设作为电网升级的一项重要内容，将电网智能调度、配电网智能化升级、分布式能源与可再生能源消纳作为智能电网的重要任务，兼顾了大电网与微电网的发展要求。

2015年7月，国家发改委、能源局发布《关于促进智能电网发展的指导意见》，定义智能电网是在传统电力系统基础上，通过集成新能源、新材料、新设备和先进传感技术、信息技术、控制技术、储能技术等新技术，形成的新一代电力系统，发展智能电网是发展能源互联网的重要基础。文件提出了提升电网智能化水平、提高新能源消纳能力、引导用户参与和节能减排等10项任务。

## (二) 中国智能电网的进展与成就

2014年以来，中国智能电网发展成绩主要体现在：可再生能源渗透率提升、分布式能源初步形成规模，数字技术应用更加普遍。

### 1. 可再生能源跨越式发展

中国是世界上最大的能源生产国与消费国，由于中国“富煤、缺油、少气”的能源资源禀赋，造成中国单位能耗排放高于世界平均水平。2020年，中国能源消费产生的二氧化碳排放的全球占比达到30%，能源排放在中国全口径排放占比超过85%，而电力生产产生的排放占能源排放的40%以上<sup>[6]</sup>。大力发展可再生能源，推动电力行业低碳转型，是中国实现“双碳”目标的关键。

2016年2月，国家发改委、能源局、工信部联合下发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》指出：“互联网+”智慧能源是一种互联网与能源生产、传输、存储、消费以及能源市场深度融合的能源产业发展新形态，具有设备智能、多能协同、信息对称、供需分散、系统扁平、交易开放等主要特征。

2020年9月，习近平总书记在第七十五届联合国大会中宣布中国“碳达峰，碳中和”的目标，对于能源电力绿色低碳转型提出了总目标。2021年3月，中国提出构建新型电力系统的目标以支撑新能源的发展和绿色低碳转型目标，而智能电网建设是新型电力系统的重要构成。

2022年，国家发改委、能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》。针对电网智能化发展要求，提出推动新一代调度自动化系统、配电网改造和智能化升级等示范应用；针对分布式电源发展，提出推动智能配电网、主动配电网建设，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性，促进新能源优先就地就近开发利用；积极发展以消纳新能源为主的智能微电网，实现与大电网兼容互补。在智能电网新技术和新业务创新方面，要求进行柔性直流、直流配电网、V2G、虚拟电厂、微电网等技术研发及示范应用，勾画出了智能电网的主要技术发展方向。

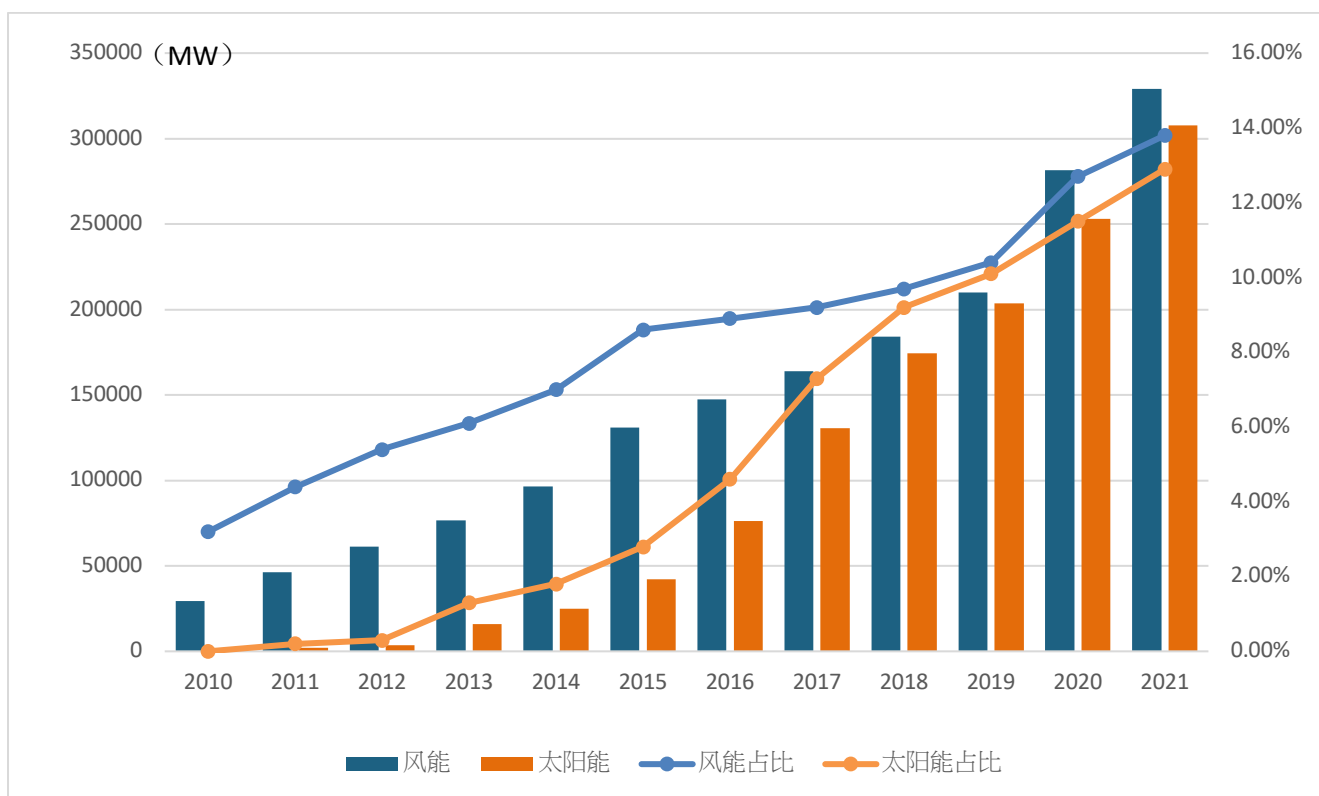
### (1) 可再生能源的飞速发展

2014年以来，中国可再生能源发电实现跨越式发展，装机规模、利用水平、技术装备、产业竞争力迈上新台阶，取得了举世瞩目的成就。截至2021年底，中国可再生能源装机规模突破10亿千瓦，而2013年年底可再生能源总装机仅约4亿千瓦。2021年，中国可再生能源发电量达2.48万亿千瓦时，占全社会用电量的29.8%。中国可再生能源非电利用规模超过5000万吨标准煤。总计可再生能源使用量超过7.5亿吨标准煤，占中国2021年总能耗比接近15%<sup>[7]</sup>。

风电、太阳能为主的新能源仍是发展可再生能源最重要领域。目前风电、太阳能装机均处于世界第一。截止2021年底，中国风电装机达到3.29亿千瓦，是2013年底的4倍，2014年至今年复合增长率为19%；太阳能装机达到3.08亿千瓦，是2013年底的19倍，2014年至

今年复合增长率为44%；新能源装机比例占全国装机比例接近27%。装机情况如图1。

图 1：中国新能源装机发展情况



数据来源：国家能源局统计数据

经过各方努力，中国新能源消纳情况也取得了巨大的成效。2015年弃风弃光比例达到15%，经过几年的努力，2021年中国弃风弃光比例已不高于3%，而这是在新能源总装机同步增长了接近3倍的情况下取得的。2021年中国新能源发电量达到9785亿千瓦时，占全社会用电量的11.7%。虽然中国新能源整体占比低于欧洲，但由于分布不均匀，青海、河北、宁夏、甘肃等省份新能源已成为第一大电源，其中青海的新能源发电装机占比超过60%，形成了局部的以新能源为主体电源的情况<sup>[61]</sup>。

新能源技术、产业取得了长足进步，促进风电、光伏发电成本的显著下降。本世纪初，中国主要采用可再生能源补贴加上保障性消纳等政策手段促进风电、光伏产业的发展，在新能源产业壮大中发挥了重要的作用，当前中国可再生能源产业链在世界处于重要的地位。中国风电产业链完整，7家风电整机制造企业位列全球前十。光伏产业占据全球主导地位，多晶硅、硅片、电池片和组件分别占全球产量的76%、96%、83%和76%。产业链的发展实现了新能源的快速降成本。当前，中国陆上风电平准化度电成本为0.21-0.34元/kWh，比2014年降低了50%左右；光伏发电平准化度电成本为0.17-0.30元

/kWh，下降了 80%以上。由于成本的下降，2019 年开始，中国逐步进入新能源发电平价时代。

## 2. 分布式电源发展迅速，电网去中心化趋势增强

### (1) 电力系统的去中心化

由于可再生能源具有资源分散的特点，可再生能源的快速发展必然带来分布式电源的增长。分布式电源包括分布式光伏、分布式储能以及带有储能功能的电动汽车等。

尽管坚强大电网是中国电力系统的显著特点，但分布式可再生能源发展产生的去中心化效果仍不可阻挡。

分布式光伏是分布式电源重要构成，由于光照资源的分布式特性，分布式光伏具有接近用户的特点。且其所发电量不需要缴纳输配电价、政府性基金及附加费，显著降低了用户的用电成本。随着光伏建设成本的下降，近年来分布式光伏发展迅速。2021 年新增分布式光伏 2928 万千瓦，占中国新增光伏装机总量的 53.4%，历史上首次突破 50%，这其中又以户用光伏为主要增长。2021 年户用光伏新增装机量 2160 万千瓦，同比增长 113.3%，体现了分布式光伏与用户的深度结合及向更加分散的趋势发展<sup>[10]</sup>。

此外，用电侧分布式储能的发展速度加快。储能是应对可再生能源发电随机波动性的有效手段，同时能借助“峰谷价差套利”以及削减用户最大用电功率需求（此举可以减少用户向电网公司支付的容量电费）的方式获得收益，同时增强用户侧供电可靠性，与分布式光伏形成光储系统，在电价峰谷差大的城市用户中推广。

除光储系统之外，由于电动汽车具有类似储能的特性，成为分布式电源的重要组成。近年来全球电动汽车产业取得了重大进展，其中中国引领了电动汽车的发展。2021 年，中国电动汽车销量达到 330 万辆，占全球销量的 52%，中国电动汽车总保有量超过 780 万辆。2021 年底，中国拥有 261.7 万台充电设施和 1298 座换电站<sup>[10]</sup>。充换电设施具有明显的尖峰负荷特性，如果充换电设施无序充电，可能导致电网峰值负荷增长超过 1000 万千瓦。预计到 2030 年，中国将有超过 1 亿辆电动汽车，这将对电网运行带来更大的冲击，如何引导电动汽车有序充电，实现需求响应的作用，已经成为业界广泛探讨的话题。

此外，随着电能替代的推进，热泵、空调设备等具有明显季节性、尖峰性等特点的负荷快速增长，会显著增加电网最大负荷，对电力系统充裕度和调节能力带来挑战。采用技术手段将此类负荷进行聚合控制，形成电网调节的分布式参与主体，成为一个重要的发展方向。

### (2) 用户侧主动参与电网调节

分布式电源大量接入配电网，使用户侧负荷从单一用电向发用电一体化方向转变，造成负荷的不确定性更加明显，对用户主动参与电网调节提出了更高的要求。用户侧采用数字化技术，聚合可调资源，以虚拟电厂和需求响应的模式参与电网调节，在智能电网中已初见雏形<sup>[11]</sup>。

虚拟电厂是一系列分布式发电、储能及可控负荷等资源的集合，各类分散式的资源利用物联网技术实现对电网运行的统一响应，从而形成了小型的调控单元。电网调度机构和交易中心只需要对虚拟电厂进行统一调控，虚拟电厂的调控单元根据协议对各个分布式电源进行调整，降低了调度机构和交易中心的压力，提高了用户的参与度。由于储能调节性能最优，虚拟电厂中的储能将发挥核心作用。通过引导虚拟电厂发挥调节作用，能有效提升智能电网的灵活性，增强可再生能源的消纳能力和电网安全水平。

### (3) 智能微电网的发展

智能微电网指包含分布式电源、用户和局部能量管理系统的小型发电系统，智能微电网形成了统一的发、配、用电的功能，内部的发电单元和负荷及配电网形成一个相对独立的微型电网，通过接口与公用电网联系。智能微电网尽量利用内部分布式发电能力，在完成内部用户发用电平衡之后，与公共电网进行电力交互（也有受条件限制不与公共电网联结的离网型微电网），接受公共电网调度机构调度和管理。对用户来说，微电网可根据用户个性化需求提供相应的服务。在供电侧有效引入竞争，提升供电服务质量，降低用电成本。

2015 年 7 月，国家能源局发布《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》，随后也发布相关文件推进微电网试点示范，当前中国共形成微电网示范项目 28 个，其中并网型 24 个，离网型 4 个。



在智能微电网中，直流配电技术将快速发展。在分布式电源普遍存在的微电网采用直流配电技术，可以让新能源发电、储能、负荷都只需一级变换器即可并入母线，使整个系统节省了大量变流器，既减少成本又降低损耗，同时提高了微电网的可靠性。直流配电技术在分布式光伏、储能光伏分布的区域具有明显的技术优势。

### 3. 数字技术在智能电网中广泛应用

数字技术在电力系统中的应用是构建智能电网的主要技术手段。随着互联网技术的快速发展，智能电网去中心化和多场景应用的特点，形成了电网数字化、自动化、智能化的发展趋势。随着新能源的大规模发展，电网调度和运行模式发生了重大改变，用户侧的广泛参与使调节主体数量的大规模增加。在此基础上，以提升电网在感知、通信、调度、控制、响应等方面能力的“电力物联网”的概念和应用得到快速推广。数字技术和信息技术在智能电网的应用主要体现在以下几个方面<sup>[12]</sup>：

一是数字技术将促进传统能源设备智能融合。传统一次电力设备关注的是载流量、电压承受能力、可靠性等方面的性能，在各种电气量、环境变量的自动监测、传输、接收，以及边缘计算和决策方面考虑较少，而未来一次设备与二次设备的融合成为设备设计、生产的主要方向，5G、工业互联网、数据中心、人工智能等信息基础设施也与能源基础设施深度融合，支撑传统能源转型升级，推进能源生产和消费方式更加智能化。

二是破解新型电力系统“双高”难题。中国电力系统“双高”问题体现在：高比例新能源（可变可再生能源）电力带来电网灵活性不足的问题，以及高比例电力电子设备接入对传统交流同步电网的稳定性带来严重挑战。新能源的随机波动和数量巨大的特性及电力电子设备的电气特性，增加了电网规划和运行的复杂度。而数字技术是解决这些难题的主要手段：在规划层面，大数据技术应用可以考虑多维复杂因素，与实际模型相结合，使新能源发展规划更具科学性。在运行层面，数字技术可以提高新能源电站的“可观、可测、可控”水平，解决新型电力系统中的电力和电量平衡问题，提高新能源的消纳能力。数字技术在更高算力、更精准控制的基础上，

能提高智能调控中心能力，实现对海量分布式主体、可控负荷的优化调度，提升电网安全稳定水平。

三是数据赋能，实现电力企业运营的提质增效。通过在线故障诊断和巡检等技术，提高对电力系统运行状态的感知能力，提升电网运维部门的智能水平，节约更多人力、物力。智能电网的数字化建设，可以增加电网运行的数据资源的共享，既降低政府的监管成本，也降低企业的管理成本，完整重塑电力企业内部的生产管理流程，提升生产效率和服务质量。

四是促进能源市场建设。数字技术有利于市场出清结果回归电力的真实价值。以数据共享共通为核心构建共享开放的电力交易平台，可以减少市场信息差，有效防范市场力。市场信息最大程度的公开，有助于提升中小用户交易策略及选择能力，促进市场出清结果回归电力的真实价值。数字技术在市场中的广泛使用，也提高了零售端的分布式电源和需求响应参与市场的积极性，进一步释放需求侧的活力，实现更多商业模式创新。

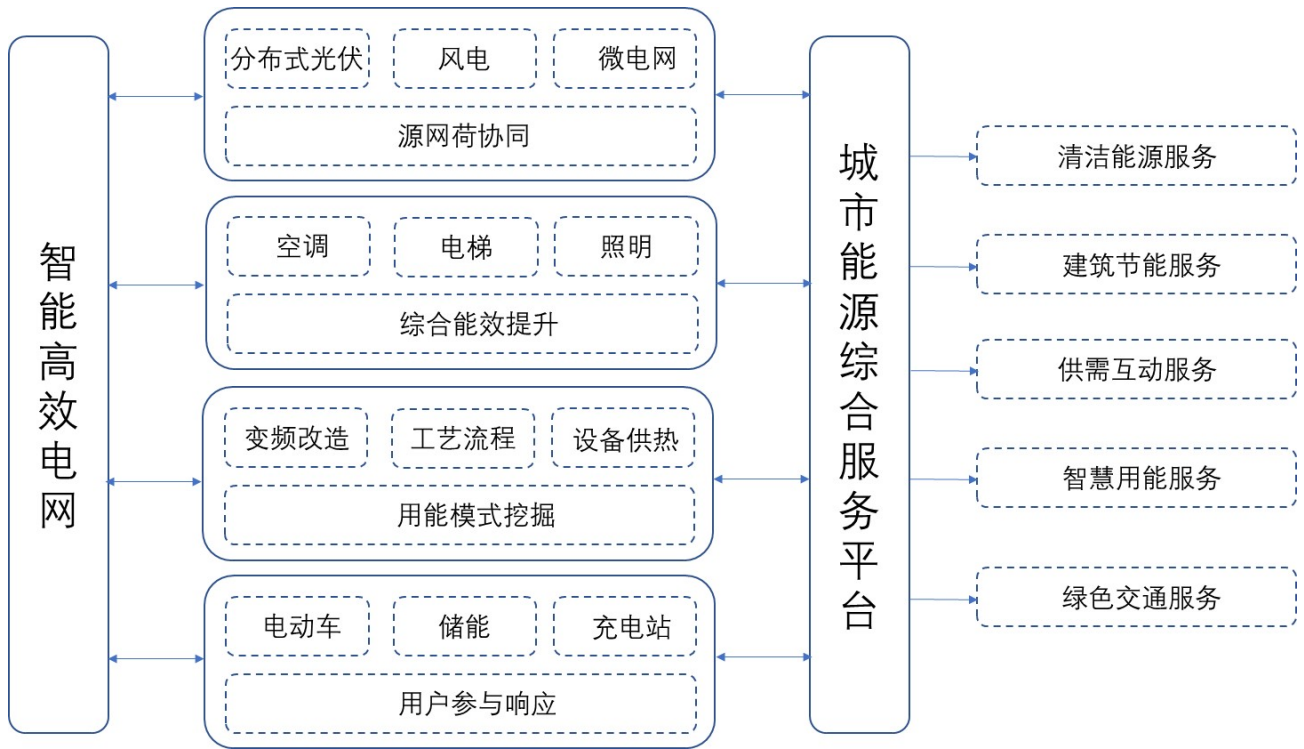
### 4. 智能电网案例

中国自 2017 年开始首批“互联网+”智慧能源示范项目，其中建成的嘉兴城市能源互联网（城市智能电网）具有典型示范性。

嘉兴城市能源互联网项目位于嘉兴海宁尖山新区，占地面积 42 平方千米，得益于国家、浙江省、嘉兴市三级补贴政策，新区内部分布式光伏得到快速发展，同时加上海上风电装机的增长，2020 年尖山新区新能源装机规模达到 275MW，其中 175MW 是工业园区各厂区屋顶分布式光伏，而尖山新区日均用电负荷仅 115MW。新能源的发展给当地局部电网带来消纳能力不足、配电网成为有源电网造成运行安全等问题。

嘉兴以智能电网驱动智慧城市，基于“智慧能源+分布式+新能源”的模式，实现新能源、低碳建筑、智慧用能和绿色交通四个整合，提供清洁能源、绿色交通、建筑节能、供需互动等服务，有效实现高密度新能源的就地消纳、安全高效可靠保障城市的经济发展，成功打造智能、开放、共享、多元、互动的能源消费模式。嘉兴城市智能电网架构如图 2：<sup>[2]</sup>

图 2：嘉兴智能电网架构图：



### （三）智能电网的配套体制改革

进一步推进电力市场改革，对于释放电力体系的活力至关重要。电力市场改革促进智能电网建设体现在：一是加强对电网企业监管，使电网企业回归输电公司的公共属性，为分布式电源、微电网、增量配电网公平参与市场竞争提供了市场条件；二是充分发挥价格调节作用，促进可再生能源发展，激励分布式能源开发，促进用户侧积极参与电网调节，以及形成多元化、智能化的治理结构和商业模式。

#### 1. 电力市场改革取得的成效

从上世纪末，中国政府就致力于推动电力体制改革。其中两个里程碑事件为：

2002 年，国务院发布《关于印发电力体制改革方案的通知》（国发〔2002〕5 号），中国开始实施以“厂网分

开、竞价上网、打破垄断、引入竞争”为主要内容的电力体制改革。国家电力公司被拆分为两大电网公司和五大发电集团，成立了四大辅业集团公司，实现了厂网分开和电力主辅分离。随后，中国相继成立了国家电力监管委员会、国家能源局等机构，并于 2013 年将电监会职能重组进入国家能源局，同步中国启动上网电价、输配电价、销售电价等电价改革措施。

2015 年，国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），标志着新一轮电力体制改革拉开序幕。改革的主要方向可总结为“管住中间、放开两头”。管住中间指的是加强电网企业监管，单独核定输配电价。放开两头指的是在发电侧、用户侧引入竞争机制，具体举措主要是在发电侧引入充分竞争机制发现电力价格，在配售电侧实行增量配网改革，鼓励用户以需求响应等机制参与电网调节。

### (1) 输配电价监管与电网职能转变

建立完善的输配电价体系，破除电网企业的天然优势，使其成为公平的输配电公司，对市场化交易开展起到了决定性作用，尤其对于分布式电源、微电网、增量配电网等多元主体公平参与市场竞争，形成适应智能电网发展的市场环境至关重要。2015 年之前，尽管电力系统实现了“厂网分离”，但电网侧仍然是纵向一体的机制，由电网企业对电力进行统购统销。

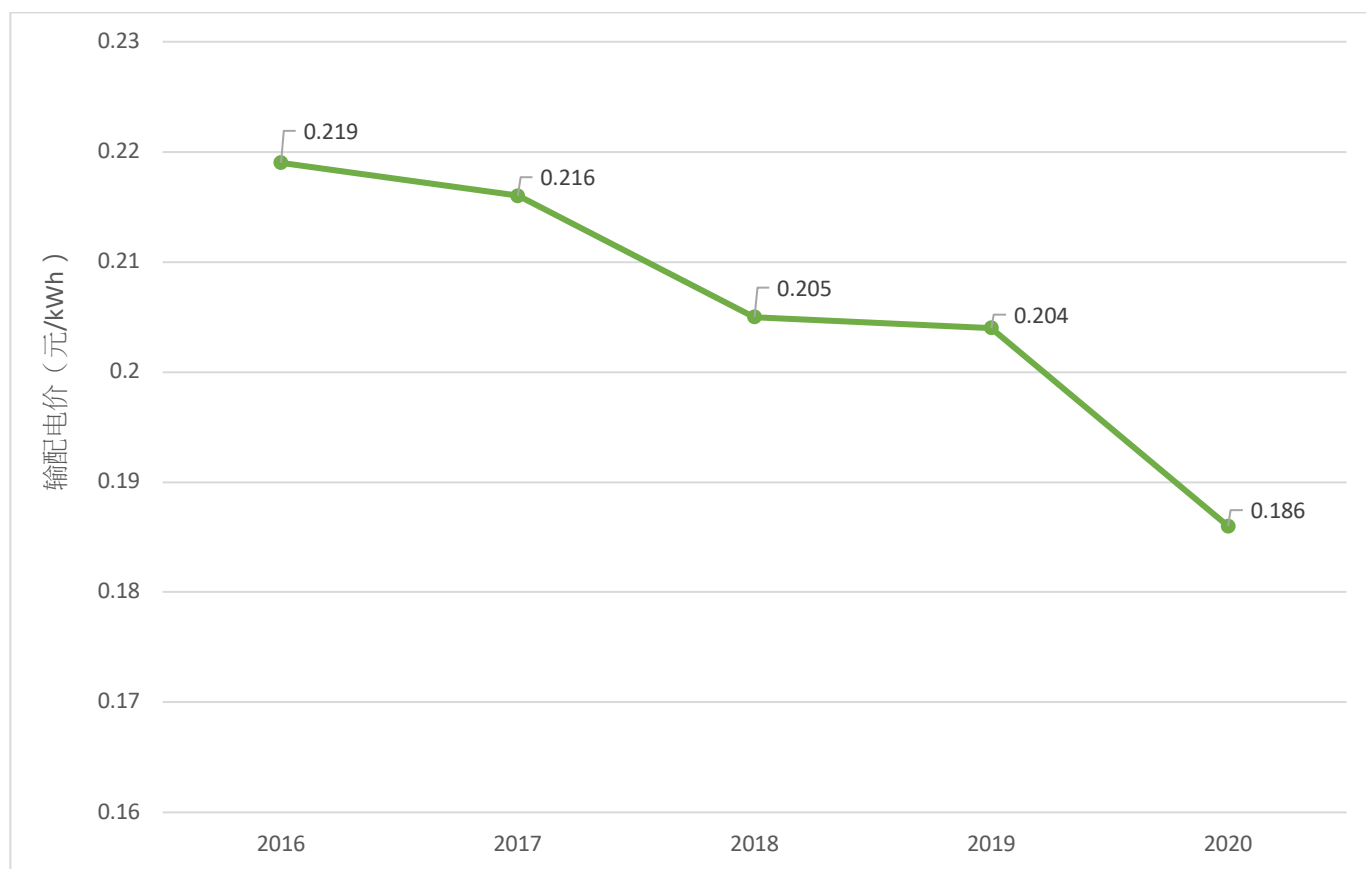
2015 年启动的新一轮改革首先需要建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系，使电网企业回归输配电公司的公共属性。电网企业的相对独立，将使市场化交易更加公平、规范和透明，促进发电侧的降价红利传递到用户侧。独立输配电价体系保证了电网企业健康发展，从“源头”强化对电网投资的合理管控。

按照中国政府电力主管部门发布的输配电价核定办法，电网企业经营主要按照准许成本+准许收益获得收入。输配电价体系基本核定方式为：先核定电网企业输配电业务的准许收入，再以准许收入为基础核定输配电价。省级电网输配电价实行事前核定，即在每一监管周期开始前核定，监管周期暂定为三年。

中国政府通过对输配电价进行核定和有效监管，同时近年来通过行政指令降电价的要求，使中国输配电价持续下降，目前中国输配电价处于全球国家中较低位置（详见图 2）。2020 年，中国平均输配电价为 0.027 美元/kWh，在主要的经济体中仅高于韩国。电网职能转变以及各级电压输配电价的核定，为各类主体参与市场竞争提供了公平的环境。



图 3：“十三五”期间中国输配电价走势图（单位：元/kWh）



数据来源：国网能源研究院有限公司，国内外能源与电力价格分析报告 2021

## （2）发用电侧引入竞争机制

在发用电侧引入竞争机制，以自由交易发现电力真实价格，是电力市场改革的重要内容。2015 年以来，中国以中长期市场起步，逐步构建以中长期市场定量，现货市场发现价格的中长期+现货市场机制。

### 直接交易比例增加

中国不断放开优先发电和优先用电主体，有效激活市场活跃度，降低用电成本。当前，中国已形成发电企业、电力用户、售电公司等多元化主体广泛参与市场环境，形成了多买多卖的市场格局和浓厚的市场氛围。截止 2020 年底，累计注册市场主体超过 25.6 万家，其中发电企业 2.9 万家、售电公司 4600 余家、电力用户超过 22.4 万。2021 年，全国各电力交易中心累计组织完成市

场交易电量 37787.4 亿千瓦时，同比增长 19.3%，占全社会用电量比重为 45.5%。其中，仍以省内交易为主，超过 90%，而省间电力交易占比低于 10%。

受 2021 年用电紧缺影响，2021 年 10 月，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439 号），要求燃煤发电量原则上全部进入电力市场，工商业用户全部进入电力市场，扩大中长期电价的上下浮动范围。该文件对于推进市场化交易规模扩大，真正建立起“能跌能涨”的市场化电价机制，具有重要促进意义。根据该文件的要求，2022 年进入市场直接交易的电量预计将大幅增长，可能达到全社会用电量的 2/3 以上。

### 现货市场改革加快

中国在建设中长期市场的同时，也逐步建立现货市场以发现电力真实价格。2017年，中国启动首批现货市场试点，广东、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃进入首批省级试点。通过首批试点，在促进发电侧竞争、部分引入新能源进入现货市场、有效发挥价格信号方面取得了一定经验。2021年5月，中国扩大电力现货试点范围，选择上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北6省市为第二批电力现货试点<sup>[13]</sup>。

2021年11月，中国启动省间现货市场，国家电网、南方电网提报《省间电力现货交易规则》，计划于2022年启动省间现货交易结算试运行。省间电力现货交易是在原有省内现货市场试点基础上对现货市场体系的重要完善，省间现货市场与省内现货市场对接，能实现电力价格信号的更大范围流动。

为了加快现货市场改革的进程，2022年国家发改委、能源局印发《关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》，现货市场建设将按照分步推进，最后实现所有省份覆盖。文件要求具备条件的现货试点不间断运行，尽快形成长期稳定运行的现货市场。第一批试点地区原则上2022年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在2022年6月底前启动现货市场试运行。其他地区原则上在2022年一季度上报建设方案，预计2023年启动试运行。

### （3）配售电侧推进增量配网改革

为在配网侧引入竞争，2016年国家发改委、能源局发布《有序放开配电网业务管理办法》、《售电公司准入与退出管理办法》等文件，启动了增量配电改革的进程。增量配网改革指的是，由社会企业或社会企业与电网企业合资进行新增配电网建设。增量配电网的运营商主要通过按输配电价对应标准收取配电服务费、开展代理售电、进行客户侧运维等方式。

截至2020年底，国家发改委、能源局已批复增量配电网改革试点项目共五批，总计483个。增量配电改革试点有效激发了社会资本投资增量配电网的积极性，促进了配电网建设发展。社会资本参与增量配电网改革能推动配电网运营效率提高，同时改善供电服务质量。但是众

多的增量配网试点中，成功运营的项目不多，主要原因如下：

首先，增量配电网与电网企业存在竞争关系，而增量配电网需要与上一级电网互联，电力供给依赖上级电网，容易受到上级电网的制约。

其次，增量配网建设一般在新规划园区，为吸引企业入住，提前建设良好的配网系统是前提条件，导致配电网投入大幅超前企业入住。很多情况下新园区建设周期非常长，甚至最终入住企业用电量严重低于预期，导致增量配网收入不足，亏损情况较为严重。

### （4）用户侧以需求响应等方式参与电网调节

可再生能源渗透率的提升，对电力系统灵活调节能力提出了越来越高的要求，传统“源随荷动”的运行模式亟需向“源荷互动”转变。负荷参与电网调节，即需求响应，相对灵活性电源的建设与改造，需求响应具有投资低、见效快的特点。建立市场机制促进用户侧负荷参与电网调节，成为提升电网柔性的重要手段。

中国政府高度重视需求响应的发展，2021年国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案的通知》（国发〔2021〕23号）中要求：“至2030年，省级电网基本具备5%以上的尖峰负荷响应能力”。2022年3月22日，国家发改委、能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，也高度重视电力系统灵活性的建设，在发展目标中明确提出：到2025年，电力需求侧响应能力达到最大用电负荷的3%~5%。

促进用户调动柔性负荷、用户侧储能、电动汽车等资源积极响应电网运行，设计合适的市场政策至关重要。当前，以广东省为代表，建立了以市场为主的需求响应补偿机制，用户参与需求响应最大可获得3.5元/千瓦时的激励，大大提升了用户积极性。通过市场化竞争，引入有资源聚合管理能力的负荷聚合商，拓宽电力需求响应实施范围，逐步形成年度最大用电负荷5%的响应能力，实现需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用。

## 2. 改革提速，提出建设统一电力市场的目标

为加快推动建成适合中国国情，同时有更强新能源消纳能力的新型电力系统，2022年1月28日，发改委、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》（发改体改〔2022〕118号）。《意见》对电力市场改革深化阶段的任务进行了系统要求，将成为未来中国电力市场改革的整体大纲。

中国统一电力市场目标是：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，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，能适应新型电力系统要求，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。统一电力市场框架包括：

**（1）建立多层次统一电力市场体系。**稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设。充分发挥省（区、市）市场在全国统一电力市场体系的基础作用，提高省域内电力资源配置效率，保障地方电力基本平衡。开展跨省跨区电力中长期交易和调频、备用等辅助服务交易，优化区域电力资源配置。引导各层次电力市场协同运行。有序

推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。

**（2）电力市场品种之间的衔接更加完善。**一是中长期市场在平衡长期供需、稳定市场预期作用更加明显，市场主体通过市场交易方式形成分时段电量电价，更好拉大峰谷价差，引导用户削峰填谷。二是形成长期稳定运行的电力现货市场，加强现货交易与中长期交易的衔接。三是持续完善电力辅助服务市场，更好体现灵活调节性资源的市场价值。

**（3）降低市场主体准入门槛。**分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场，分批次推动工商业用户全面参与市场。引导用户侧可调负荷资源、储能、分布式能源、电动汽车等新型市场主体参与市场交易，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

**（4）建立容量成本回收机制。**因地制宜建立发电容量成本回收机制，促进应急备用和调峰电源能力建设。通过容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全，鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设<sup>[14]</sup>。



## 第二章 智能电网发展存在的挑战

尽管中国智能电网在技术发展和市场化改革方面都取得了突破性的进展，但仍存在来自技术、机制等方面较多的挑战。首先是新能源的发展带来电网的平衡困难等问题；其次，建立支撑可再生能源、分布式能源发展以及促进用户侧广泛参与的市场机制仍面临诸多束缚；再次，数字化的应用和推广仍不普遍，数字化业务水平仍处于初级阶段。

### （一）高比例新能源给电网发展带来巨大影响

电力生产是中国碳排放最高的领域，随着电气化的推进，中国的电力需求仍处于较快增长阶段。要实现中国政府承诺的“2030年前碳达峰，努力争取2060年前碳中和”的目标，电力行业加快低碳转型的任务艰巨<sup>[15]</sup>。

尽管中国在可再生能源领域取得了长足发展，但仍然严重依赖化石燃料。煤电占总发电量的比例仍超过60%。中国可再生能源发电量占比仅为三成，而其中又以水电为主，2021年风电、太阳能发电量仅占11.7%。由于水电、生物质受到资源方面的限制，未来中国发展可再生能源主要依靠风电、太阳能等新能源发电的增长。

为推动能源电力更快绿色转型，中国提出：2025年，可再生能源消费总量达到10亿吨标准煤左右，可再生能源在一次能源消费增量中占比超过50%；风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。而2060年，非化石能源消费比重将达到80%以上。但由于新能源出力不稳定，当前电力系统尚不适应高比例新能源的发展，实现上述目标挑战严峻。

### （二）市场化改革仍有很多问题需要解决

现阶段，中国电力市场的运行体系仍不健全，主要包括：

（1）**市场类型不健全**。首先，缺乏灵活有效的现货市场机制来反映短期供求关系。目前，电能量市场仍主要体现在中长期交易上，虽然现货市场已经进行了两批次的试点，但实现不间断结算运行的省份仍较少，

首先是电力系统灵活性严重不足。随着新能源的进一步增长，电力系统调节能力不足以及发用电平衡的问题将更加突出，电力系统调峰压力、安全稳定问题将更加严重，新能源弃电矛盾可能重现。

其次是如果传统电源没有相应增长，或者没有进行大规模储能的投入，在新能源占比较高的情况下，可能无法保证电网供电充裕度的问题，造成间歇性停电的反复发生。

第三，供电成本可能不断提升。国际经验表明，由于新能源需要更多的输配电设备、调节电源投入，同时电力系统运行过程中的调节成本将增加。新能源渗透率的增加，将提升新能源利用的全周期成本。同时要实现电力低碳转型预期目标，需要大量煤电提前退役，可能造成大量资产搁浅，也将间接增加全社会的电力成本。

上述问题阻碍了新能源开发与分布式能源的发展，延缓了智能电网向绿色低碳、去中心化转型的进程。

用户侧仍仅作为价格接受者参与现货市场，现货市场价格信号未有效传导至用户侧。其次，市场化的辅助服务交易机制也不普遍，电源、负荷侧的灵活性资源难以有效激活。

（2）**售电侧有效竞争的机制尚未建立**。与发电侧引入竞争相比，售电侧市场格局相对单一，用户侧在市

场中的参与程度较低，发电企业和电力用户直接交易有限，用户自主选择权较低。

**（3）省间壁垒仍然存在。**我国长期形成以省为实体的电力平衡机制，各省存在较大的地区发展差异，阻碍了电力资源跨省流动，适应大范围优化配置需求的电力市场机制和技术有待完善。

**（4）体现新能源环境价值的绿色交易体系尚未建立。**中国新能源发展迅猛，但市场化的消纳机制尚未建立。由于新能源发电功率难以预测、调节的问题，新能源参与电力市场交易将具有明显劣势。如何建立适应新能源发展的交易体系，更加突出新能源的绿色价值是电力市场改革需要解决的重要问题，也是促进中国能源绿色低碳转型的关键因素。

### （三）支撑智能电网发展的数字化技术仍不健全

数字技术与智能电网的发展亟须创新和突破。包括：一是数字化技术应用尚不普遍，未形成系统效果。应用于电力领域的智能设备数量和性能不足，新型智能传感器、计算器、微处理器等设备的类型较少，终端数据的采集点和采集频率较低，对系统的感知有限。二是不同采集

设备、信息系统之间难以交互，造成信息孤岛，信息的共享价值没有充分发挥。三是存在数据获取和信息安全瓶颈。不同企业、企业内各部门的数据壁垒普遍存在，当前技术难以满足用户信息保密与信息安全要求，用户间数据通道难以打通，数据的价值得不到充分发挥。





# 第三章 中国智能电网的发展展望

结合中国智能电网发展面临的问题，本章从中国国情出发，提出中国智能电网发展方向与政策建议。电力行业绿色低碳发展是实现“碳达峰、碳中和”目标的核心，未来中国智能电网的发展方向是：提升电源侧、电网侧及负荷侧的灵活性，促进电网消纳可再生能源的能力；完善电力市场机制，并与碳市场有效结合，用价格手段促进可再生能源的开发与消纳；随着可再生能源、分布式能源的发展，市场交易的普遍兴起，数字技术的应用将更加迫切，对于促进新业务模式的兴起将发挥关键作用。

## （一）中国智能电网发展方向

未来，中国电力系统多元化发展将加快，分散化、扁平化、去中心化的趋势特征日益明显，包括：分布式电源快速发展，能源生产逐步向集中式与分散式并重转变，电网结构由大基地、大网络为主逐步向微电网、智能微网并行转变。新型储能和氢能有望规模化发展并带动能源系统形态根本性变革。能源产业智能化升级进程也将加快，互联网、大数据、人工智能等现代信息技术加快与电网深度融合，工业园区、城镇社区、公共建筑等领域综合能源服务、智慧用能模式大量涌现。绿色、智能、交互、公平成为智能电网的主题，主要体现在以下方面：

### 1. 可再生能源的发展需要多种储能技术做支撑

中国以化石能源为主的电源结构将转变为以可再生能源为主的能源结构，使电力系统对储能技术的需求日益增加。储能技术的应用，打破了传统电力系统发电必须实时平衡的束缚，使得原本刚性的电力系统更加柔性，储能是实现能源转型战略目标的关键技术。

在电储能方面，抽水蓄能仍是当前可规模化发展的最主要的技术。当前中国共建成抽水蓄能电站 3600 万千瓦。而为了应对新能源接入的挑战，从 2021 年起中国启动了大规模建设抽水蓄能的步伐。按照《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）》，到 2025 年，抽水蓄能投产总规模 6200 万千瓦以上；到 2030 年，投产总规模 1.2 亿千瓦左右；而抽水蓄能的中长期目标更加宏大，将达到 4.21 亿千瓦。抽水蓄能之外，电化学储能也取得较大进展，2021 年电化学储

能累计装机规模超过 500 万千瓦。尽管如此，与每年 100GW 的新能源装机量相比，电化学储能的规模仍需快速提升。按照国家电网发布的数据，预计 2030 年仅国网经营区域内的电化学储能装机将达到 100GW。

除了电储能之外，广泛利用天然气以及热力系统等其他系统的储存特性，可以发展出更多形式的储能技术，还有结合电制氢、V2G (vehicle to grid) 等技术的兴起和发展，为跨能源形式的储能创造了条件。

### 2. 分布式电源发展促进电网微平衡

与传统的能源生产设备相比，分布式电源具有清洁环保、灵活高效等特点，也往往靠近需求侧，能用于实现本地的能源供给与需求匹配。分布式电源的发展，将给中国电网带来更多元的发展趋势。预计至 2030 年，中国分布式新能源装机将达到 4 亿千瓦，将形成海量的微电网与公用电网协同运行的格局，微电网内部的微平衡成为整个电力系统平衡的重要基础，在智能化方面形成集中决策和分散决策相结合的最优控制系统。

在数据技术的支持下，微平衡将深入至消费端，引进用能主体参与能源互动。智慧小区、智能家居、电动汽车、冷热电互联和智能系统不断推广，使得电力的流向由单向流动转换为双向流动。用能主体参与电力的平衡，能提高网络灵活性和效率，最终实现多方共赢。

推广柔性直流技术也将成为构建微电网的重要技术路线，特别在建筑领域实现光储直柔将成为标配。随着屋顶光伏和 BIPV 的推广，直流电器和直流蓄电池的发展，整栋建筑将可以做到完全改用直流电，相对交流用电系统，直流系统的效率更高。同时，直流系统还可以促进建筑的需求响应，因为通过控制直流配网上的电压即可方便控制建筑的用电功率。

### 3. 数字化技术全方面应用于电力生产

海量分布式电源的发展，使电网运行随机变量不断增加，要求数字化技术的快速应用，将呈现以下几个层次的基础应用：

首先，需要建立庞大的传感层网络。由于与智能电网运行相关的数据来源空间分布广且数量庞大，既有来自于大电网的信息，也有来自于分布式发电、储能、居民用户的信息；信息种类也越来越多，除了电气量，也需要温度、湿度、压力、风速等非电气量。部署不同类型、不同用途的传感器，但又不显著增加成本，成为新的传感系统的基本要求。

其次，构建传输网络层，用于接收传感层的数据并传输至应用层，还可以接收应用层的指令传递给感知层。为了增强带宽，满足各类业务需求，需要推进电力无线专网、5G 等建设与应用。

第三，建设平台层。随着智能电网中海量数据的产生，传统数据管理系统与数据分析方法难以适应大数据的管理、分析和应用。智能电网获取的数据涵盖电力生产、传输、转换、调控、交易和消费，以及相关的环境、社会和经济数据，只有利用先进的大数据技术，进行有效存储、清洗、可视化和价值挖掘，才能实现价值开放共享。

最后构建应用层，针对海量数据和有价值的信息，全面支撑智能电网业务更高效运营，促进电力企业管理提升和业务转型。其主要应用包括：设备的在线监测、控制；智能运维的开展；对交易的全面支撑；高比例新能源电力系统的规划、仿真与运行等方面。

## 4. 新型主体广泛发展，形成更多样的参与模式

用户侧拥有的电动汽车、分布式储能和其它可调节电源的发展，将深度改变配电网的形态和经营方式。

### (1) 车网互动

2030 年，预计中国电动汽车保有量将超过 1 亿辆，2060 年保有量达到 3.5 亿量，电动汽车充电将带来百吉瓦级别的充电功率。如果不对充电功率进行管理，将给电网带来巨大的冲击。但反之对电动汽车电池进行合理利用，将形成巨大的储能效应。首先对电动汽车的充电进行合理的引导和管理，可降低电动车集中充电的峰值负荷，需要增加智能化技术引导电动汽车错峰，有效提高电网和充电设施利用率。其次，进一步应用数字化和智能控制技术，实现规模化电动汽车和智能电网的深度融合和互动，与分布式新能源、储能资源结合，可以通过有序充放电为电网提供调节功能。

### (2) 虚拟电厂与需求响应

虚拟电厂是对分布式电源接入电网运行有效管理的重要商业模式。虚拟电厂通过聚合统一配电网内的分布式电源、可控负荷和储能装置，形成一个虚拟主体，从而参与电网的运行和调度，协调电网与分布式电源之间的矛盾，充分体现分布式电源为电网和用户带来的价值与效益。

随着虚拟电厂的发展，负荷也成为虚拟电厂的基本组成。用户侧负荷通过发挥灵活特性进行动态调节，平抑可再生能源的间歇性，削减高峰负荷，降低电源和电网投资。根据中国政府的文件要求，未来需求响应能力需要达到最大负荷的 5%-8%，在 2030 年需求响应的容量将超过 100GW 的量级。

## 5. 绿色交易体系发展健全

与传统能源相比，可再生能源具有低碳、绿色环保优势，但可再生能源调节性能差，在电力市场竞争中将处于明显的劣势。为了弥补可再生能源竞争力的不足，将逐步健全可再生能源的绿色交易体系。

### (1) 绿色电力交易

2021年9月，全国绿色电力交易试点正式启动，一方面为用户进行绿电采购提供了便利渠道，另一方面有利于提升新能源电力的环境溢价。2021年底至今，发改委、能源局等部委相继出台文件，要求加快绿电交易创新步伐和加大新能源发展支持力度，大力提倡用户参与绿电采购。

然而，在绿电交易热潮的背后，仍存在一定的困难和问题亟待解决，包括跨省跨区绿电交易壁垒的打通、

绿电与碳市场联动等。但绿电交易未来将成为新能源进入市场的主要方式，开展绿电交易的区域和电量将逐步扩大，跨省跨区绿电交易也将更加完善。

### (2) 绿色证书交易

绿色证书是对可再生能源电力消费的凭证，对应一定的可再生能源发电量。绿色证书交易是专为绿色证书买卖建立的市场，从而通过市场机制确定绿证的交易价格来体现新能源的环境价值。

绿电交易或绿证交易，将成为企业完成可再生能源消费责任的重要手段，也是实现可再生能源电力环境价值兑现的途径。



## （二）中国发展智能电网的政策建议

（1）**大力发展数字技术。**推动能源电力流和信息流深度融合，推动电网与云计算、大数据、区块链等数字技术深度融合，全面提升电网可观、可测、可控水平，打造高度集成的智能配电网，支撑未来新型电力系统中能源的双向流动，与大电网兼容互补，实现电力电量的分级分层平衡新模式。

（2）**鼓励发展智能微电网，促进分布式新能源优先就地开发，以及用户侧就近消纳绿电。**鼓励中东部等条件适合地区的工厂、园区、社区发展分布式光伏、分散式风电，开展绿色低碳微电网建设。大力发展多元新型储能、高效热泵、电动汽车（包括车网互动，V2G）、燃料电池等负荷侧弹性多元化技术。加快配电网改造升级，推动智能配电网建设。

（3）**健全适应高比例新能源新型电力系统的市场机制。**建立全国统一电力市场体系，打破以省为边界的电力电量平衡观念，加强跨省跨区电网互联互通。建立调节性电源价格补偿机制，形成科学合理、公平有效的辅助服务补偿或市场化交易机制，充分激励各并网主体参与系统调节。促进新能源并网主体增强在稳定支撑、功率预测与调节等方面的能力，提升新能源与电力系统的适应性。建立容量市场交易机制，完善新型储能价格机制，更好促进储能设施投资和发挥既有设施的调节作用。

（4）**完善“绿电—绿证—碳市场”协同政策。**统筹考虑绿电、绿证、碳市场的相似性及差异性，加强跨部门协同合作，有序推动绿证交易与绿电交易结果相匹配，推动两个市场协同发挥作用，实现绿电在碳市场核算时按零排放计算，促进企业积极采购绿电。



## 参考文献

- [1] 刘振亚, 全球能源互联网, 中国电力出版社, 2015 年 1 月。
- [2] 国网能源研究院有限公司, 国内外能源互联网发展分析报告 2021, 中国电力出版社, 2021 年 7 月。
- [3] 孙宏斌等, 能源互联网, 科学出版社, 2020 年 3 月。
- [4] 清华大学, 清华发起的香山科学会议-“能源互联网: 前沿科学问题与关键技术”研讨会在京召开, 2015 年 5 月 8 日, <https://www.eea.tsinghua.edu.cn/info/1038/3698.htm>。
- [5] 孙宏斌, 郭庆来, 潘昭光. 能源互联网: 理念、架构与前沿展望. 电力系统自动化, 2015, 39 (19)。
- [6] 朱怡, 中国电力新闻网, 国家电网发布“碳达峰、碳中和”行动方案, 2021 年 3 月 2 日, [http://www.cpnn.com.cn/shouye/yaowen/202103/t20210302\\_1349992\\_wap.html](http://www.cpnn.com.cn/shouye/yaowen/202103/t20210302_1349992_wap.html)。
- [7] 国家能源局, 国家能源局 2022 年一季度网上新闻发布会文字实录, 2022 年 1 月 28, [https://mp.weixin.qq.com/s/MLT03wDZEEGjrFF699xDkQ\\_](https://mp.weixin.qq.com/s/MLT03wDZEEGjrFF699xDkQ_)。
- [8] 国网能源研究院有限公司, 中国新能源发电分析报告 2021, 中国电力出版社, 2021 年 7 月。
- [9] 王勃华, 中国光伏行业协会, 2021 光伏行业回顾与展望, 2021 年 12 月 16 日, <https://mp.weixin.qq.com/s/dUn8KSZO7JBJO0JZhF72rw>。
- [10] IEA: Global EV Outlook 2022 Securing supplies for an electric future 2022 年 3 月, <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>。
- [11] 王鹏, 清洁能源与智慧能源导论, 中国科学技术出版社, 2022 年 5 月。
- [12] 国网能源研究院有限公司, 能源数字化转型白皮书 2021, 中国电力出版社, 2021 年 7 月。
- [13] 国家电力调度控制中心, 电力现货市场 101 问, 中国电力出版社, 2021 年 11 月。
- [14] 国网能源研究院有限公司, 中国电源发展分析报告 2021, 中国电力出版社, 2021 年 7 月。
- [15] IEA, An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China, 2021 年 9 月, An energy sector roadmap to carbon neutrality in China – Analysis - IEA.

网站



微信

