

绿电交易机制 及绿电消纳保障 市场机制



清华三峡气候与低碳中心

Tsinghua-CTG Joint Center for Climate
Governance and Low-carbon Transformation

绿电交易机制及 绿电消纳保障市场机制

清华三峡气候与低碳中心

绿电交易机制及绿电消纳保障市场机制课题组

课题承担单位

清华大学电机系

课题负责人

陈启鑫

清华大学

电机系长聘教授

研究团队成员

郭鸿业

郭倬辰

刘 学

单兰晴

方宇娟

目 录	I
插图和附表清单	III
前 言	1
第 1 章 绿电交易机制的国际经验及我国实施现状	3
1.1 美国绿电交易	3
1.1.1 市场分类与参与方式	3
1.1.2 适用经验总结	4
1.2 欧洲绿电交易	6
1.2.1 市场分类与参与方式	6
1.2.2 适用经验总结	12
1.3 我国绿电交易实施现状	13
1.3.1 我国电力体制改革进展	14
1.3.2 我国绿色电力交易实践	17
1.3.3 我国绿色电力交易机制	20
1.3.4 绿电交易成交量及价格	24
1.3.5 绿色电力消费凭证核发	25
1.3.6 高比例可再生能源的电力市场建设	25
第 2 章 考虑水电特性的保障绿电消纳的出清机制	29
2.1 市场组织方式及发电交易单元参与市场模式	29
2.1.1 市场组织方式	29
2.1.2 发电交易单元参与市场模式	30
2.2 市场机制设计的原则与流程	30
2.2.1 机制设计的原则	30
2.2.2 市场机制的流程	30
2.3 保障性消纳的现货市场出清模型	32
2.3.1 考虑梯级水电竞价的现货市场出清模型	33
2.3.2 可再生能源保障性消纳出清修正模型	36
2.3.3 激励相容的结算机制	37

2.4 仿真分析	38
2.4.1 基础数据	38
2.4.2 可再生能源消纳情况	40
2.4.3 电价与结算情况	41
2.5 总结	42
第 3 章 绿电参与市场的重点考虑及完善绿电机制的建议	43
3.1 绿色电力参与市场的重点考虑	43
3.1.1 清洁能源参与市场的重点任务	43
3.1.2 市场化机制的实施方式	44
3.2 绿电交易与电力市场及绿证市场衔接问题	46
3.2.1 绿电交易面临的关键问题	46
3.2.2 促进绿电交易的政策建议	47
3.3 完善绿色电力交易机制的相关建议	49
3.3.1 当前绿电交易机制中存在的主要问题	49
3.3.2 完善我国绿电交易体系的政策建议	51

插图和附表清单

图 1.1	实体 PPA: 电厂运营商以参考价格交付电力	8
图 1.2	虚拟 PPA: 双方按照参考价格进行经济补贴间接交付电力	9
图 1.3	2013-2020 年不同可再生能源类型的 PPA 容量	10
图 1.4	计划用电逐步放开的配套文件	15
图 1.5	各省输配电价	15
图 1.6	区域输配电价	16
图 1.7	电力交易时序图	16
图 1.8	全国区域输配线路图	17
图 1.9	我国绿电交易发展路径	18
图 1.10	可再生能源的双重属性	18
图 1.11	2021 年消纳责任权重	19
图 1.12	2020~2060 年中国电源装机结构变化	20
图 1.13	2021 年消纳责任权重	20
图 1.14	绿电认证体系构建	21
图 1.15	有无补贴场站的区别	22
图 1.16	GO 机制	23
图 1.17	电力交易体系	27
图 1.18	电力市场层级	28
图 2.1	第一次市场出清及触发保障性消纳机制后市场出清情况	32
图 2.2	改进的 IEEE 30 节点测试系统	39
图 2.3	市场出清结果中节点边际电价对比	40
表 2.1	机组运行参数	39
表 2.2	梯级水电站运行参数	39
表 2.3	可再生能源消纳情况对比	40
表 2.4	IEEE 30 节点测试系统结算结果 (方案 3)	41

前 言

全面推动碳达峰、碳中和目标的提出，为我国产业结构和能源结构绿色低碳转型提供了方向指引。2021年3月，中央财经委员会第九次会议强调，要把“双碳”目标纳入生态文明建设整体布局，构建以新能源为主体的新型电力系统。我国作为全球最大的新能源生产国，亟待出台促进绿色电力交易的指导文件，厘清绿色电力交易与现行各类支持政策和市场交易的边界。在国家电网有限公司的组织下，北京电力交易中心多次征求市场成员意见建议，研究编制了《方案》并报国家发改委批复，同时积极开展试点交易准备工作。

2021年9月，国家发展改革委、国家能源局正式函复《绿色电力交易试点工作方案》（以下简称《方案》），同意国家电网公司、南方电网公司开展绿色电力交易试点。我国正式启动绿色电力交易。这也是继国家开展绿证交易后又一大重要的促进绿色能源发展新举措。

绿色电力交易是在现有中长期交易框架下，独立设立的绿色电力交易品种，引导有绿色电力需求的用户直接与发电企业开展交易，绿色电力在电力市场交易和电网调度运行中优先组织、优先安排、优先执行、优先结算。目前，参与绿色电力交易的市场主体，目前以风电和光伏发电为主，将逐步扩大到水电等其他可再生能源。

绿电交易价格完全由发电企业与用户双边协商、集中撮合等方式形成，完全市场化绿电产生的附加收益归发电企业所有，向电网企业购买且享有补贴的绿电，产生的附加收益用于对冲政府补贴，发电企业如自愿退出补贴参与绿电交易，产生的附加收益归发电企业。

通过开展绿色电力交易，将有意愿承担更多社会责任的一部分用户区分出来，与风电、光伏发电项目直接交易，以市场化方式引导绿色电力消费，体现出绿色电力的环境价值，产生的绿电收益将用于支持绿色电力发展和消纳，更好促进新型电力系统建设。根据国家发改委信息，参与绿色电力交易的市场主体，近期以风电和光伏发电为主，今后将逐步扩大到水电等其他可再生能源。交易优先安排完全市场化上网的绿色电力，如果部分省份在市场初期完全市场化绿色电力规模有限，可考虑向电网企业购买政府补贴及其保障收购的绿色电力。

研究目的：鉴于绿电交易对于推动我国双碳目标实现的重要性，本项目将从绿电交易的内涵及发展背景出发，分析绿电交易的特点以及存在的问题，进行绿电机制分析；针对绿电保障性消纳方面，研究市场出清机制；并进一步梳理我国

绿电参与市场的重点考虑，给出完善我国绿电机制的建议。

研究思路如下：

本项目紧密围绕全国统一电力市场背景下绿电交易的建设进展及相关需求，分别从绿电机制分析、绿电保障消纳的市场机制，以及绿电机制政策建议三个方面开展研究。

项目整体研究思路如下：

研究内容一（绿电机制分析）：绿电交易机制的国际经验及我国实施现状分析，面向三峡集团的三大主要清洁能源类别：水电、风电和光伏，梳理国际主流市场中绿电交易机制的经验及我国绿电交易的实施现状。针对美国和欧洲绿电交易的市场分类、参与方式进行梳理，并对适用经验进行总结；进一步，对我国目前绿电交易的现状进行综述，以期对三峡集团参与我国绿电市场交易提供有益的参考。

研究内容二（绿电保障消纳的市场机制）：考虑水电特性的保障绿电消纳的出清机制，以风电、光伏、水电为主的可再生能源已成为我国重要的能源供应形式，也广泛参与到电力市场交易之中。本研究将可再生能源的保障性消纳纳入电力市场的机制设计之中，同时引入了梯级水电站的水位控制、水量平衡与梯级耦合等复杂约束，提出了现货市场在发生弃能时触发的保障性消纳出清机制。

研究内容三（绿电机制政策建议）：绿电参与市场的重点考虑及完善绿电机制的建议，通过梳理我国绿电参与市场的重点考虑，并基于此给出完善我国绿电机制的建议。面向三峡集团开展绿电交易的需求，对绿电参与市场的重点任务、实施方式及面临的关键问题进行总结；在完善绿电交易机制方面，首先分析当前绿电交易机制中存在的问题，进一步从总体发展层面、现期发展阶段和中长期发展层面，提出相应政策建议。在总体框架下，分别研究省间、省级现货市场运营监测体系及关键技术，并重点研究促进新能源消纳的监测评估方法，提出相关建议。

第1章 绿电交易机制的国际经验及我国实施现状

1.1 美国绿电交易

美国在鼓励清洁能源消纳的实践中已探索了二十余年，电力市场建设兴起于 20 世纪 90 年代，通过各州政府的推动及各类市场主体的积极参与，形成了强制市场与自愿交易并存、采购方式灵活多样的清洁能源消纳格局。

1.1.1 市场分类与参与方式

可再生能源参与的市场主要有强制的配额制（Renewable Portfolio Standard, RPS）市场和自愿交易市场。

RPS 是各州政府依据配额制相关法律法规建立的，目的是帮助承担配额义务的责任主体实现可再生能源配额目标，是一种基于电量的激励措施。政府对能源生产实行强制性的具有法律效力的数量规定，要求电力供应企业在规定日期之前按照不低于电力供给的某一比例提供可再生能源电量，该电量可来自自我生产，但更多的是来自市场购买，因而为可再生能源的出让配额构造了一个卖方市场。配额制体系常包括绿色证书（Renewable Energy Certificates, RECs）交易环节，因此也被称为绿色证书制。目前美国已有 29 个州、华盛顿哥伦比亚特区和 3 个领地实施了配额制，责任主体的数量占美国全部电力零售商的 56%；另有 8 个州和 1 个领地提出了非强制的可再生能源目标。

自愿市场为有意愿采购绿电的消费者提供灵活多样的采购渠道，帮助企业履行可持续发展的社会责任，实现绿色发展的目标。在管制市场，绿电采购方主要通过公用事业绿色定价(utility green pricing)和公用事业绿色电费(utility green tariffs)两种途径采购绿电;在半管制市场，绿电采购方主要通过竞价市场采购绿电；在放松管制市场，长期自愿购电协议(PPA)是最常用的一种绿电采购方式。

PPA 有两种基本形式：一种是实体自愿购电协议（physical PPA）。发电商与采购方签订绿电（包括绿证）购电协议，合同期限通常长达十至二十年；合同对项目开始的时间、电力输送时间计划、输电不足的罚款、支付方式，以及合作终止期等条款作了明确的规定。发电商与采购方必须在同一个绿电市场，以便实现实体电力输送。

另一种自愿购电协议是虚拟自愿购电协议（Virtual PPA），类似于差价合约。该协议下，发电商向批发市场出售电力，用户仍从原电力或电网企业购买电力并

支付电费。当批发市场的电价低于虚拟协议中约定的价格时，购电方需要向发电商支付差价；反之，当批发市场的电价高于虚拟协议中约定的价格时，发电商需要向购电方支付差价。这种方式可以有效避免市场价格的波动，而且由于不涉及实体电力的输送，采购方不需要与发电商位于同一个绿电市场。

总体来说，可再生能源可通过两种方式参与电力市场：

一是由售电公司与可再生能源场站签订长期 PPA，代理可再生能源发电参与电力市场。在可再生能源配额制的要求下，作为配额承担主体的售电公司有签订长期 PPA 的积极性，打捆购买可再生能源电量连同对应的绿证；在电力批发市场中，同样由售电公司竞价出售可再生能源发电。

二是可再生能源直接参与电力市场，并通过签订金融合约等方式规避市场风险。德州于 2012 年就达到了其 2025 的可再生能源配额制目标，而后清洁能源依然呈快速发展态势，部分清洁能源项目很难找到售电公司与其签订长期购电协议，只得直接参与电力市场售电。此外，近年来 PPA 价格的连续下降是可再生能源直接参与电力市场的主要考虑因素之一。

直接参与电力市场的情况下，可再生能源为规避现货市场风险，往往采用与金融类公司签订中长期金融协议或者与金融公司、大型科技企业等非售电公司签订虚拟购电协议方式规避市场风险。即通过长期协议约定清洁能源电量价格，根据电力市场价格情况“多退少补”，即当市场价格高于合约价格时，可再生能源企业将多得的收入返还给与其签订合约的金融公司或非售电公司；反之，由金融公司或其他公司弥补市场价格与合约价格之差。两种方式下，可再生能源发电商以及与可再生能源签订 PPA 的售电公司不能直接在日前和实时市场报价，必须通过授权计划实体（QSEs）上报发电量和竞价价格，由 QSEs 代表参与竞价、交易、结算。

1.1.2 适用经验总结

用电主体可同清洁能源企业签订大规模的长期合同，用于大量购买满足业务需求的可再生能源。通过批量购买的方式，直接向与用电主体位于同一电网的开发商购买可再生能源。从合同的角度来看，根据可再生能源行业颁发的可再生能源证书(REC)，记录通过可再生方式生产的每单位能源。发电主体可以使用 REC 来证明自己生产了多少清洁能源，而用电主体则可以购买与自己的用电量相当的此类证书，并根据 REC 跟踪实际能源消耗量。

持续构建日前市场和实时市场，并允许发电企业与大用户通过中长期双边交易锁定发电收益。风电等清洁能源企业与其他常规火电基本采用同样的方式参与

市场。在中部电力市场、德州电力市场、加州电力市场、PJM 电力市场以及纽约电力市场中，可再生能源发电企业均直接参与日前和实时市场交易，同时申报发电量与发电价格，并以市场的统一出清价格或所在节点的节点电价结算发电量。

对于风电等清洁能源的功率预测误差所造成的不平衡量，设置相应的惩罚机制。在纽约电力市场中，风电还允许参与年前组织的容量市场，并按照其峰荷时段的平均可用容量获取相应的容量费用。研究表明，风电在负荷峰时段的可用率大致为 10~30%。由于可再生能源并网可能对电网运行的调峰、调频等辅助服务需求造成增量成本，部分区域市场正在探索向清洁能源发电企业分摊全部或部分增加成本的机制。

丰富辅助服务交易品种。可再生能源的发展是美国能源安全政策的重要组成部分，可再生能源发电的消纳也是各电力市场努力解决的重要问题之一。为了支持可再生能源消纳，美国辅助服务市场除了传统的调频、备用等品种以外，还创新引入了爬坡类产品，促进系统灵活性提升。加州 ISO 增加了爬坡能力的市场，保证获取足够的调节能力来应对可再生能源发电的波动；各 ISO/RTO 都采取了调频性能的补偿机制，鼓励调频资源积极跟踪系统控制信号等。另外，FERC 也制定了支持新的电力技术应用的法令，比如允许分布式电源、储能、需求响应等资源参与容量市场、调频市场。

鼓励新兴市场主体参与市场。美国大力推动储能、需求侧响应等主体参与电力市场，要求各市场完善相关市场规则。建议我国研究建立需求侧资源、虚拟电厂、储能等新兴主体参与电力市场交易的机制，有效激发市场主体活力，以市场手段促进源网荷储良好互动，保障电网实时供需平衡，提高系统运行的灵活性。

构建容量成本回收机制。随着清洁能源的高比例接入，火电在电力系统中的作用由提供电量逐渐转变为提供电力。容量市场优化是美国近年来电力市场的焦点问题，各市场均对其容量市场交易机制进行了改进，确保传统能源机组与可再生能源机组能够公平竞争；或者可通过抬高能量市场允许竞标价格，确保常规电源利益，德州市场是单一能量市场，为解决大规模清洁能源发电对电量市场价格的影响，其主要做法包括：逐步提高发电报价上限，从而提高系统资源稀缺时段的电量价格，增加提供相应服务的发电盈利。建议我国研究建立容量成本回收机制，用于激励常规火电投资建设，保障系统发电容量充裕度、调节能力和运行安全，促进清洁能源消纳。

美国绿电自愿市场结构明确且灵活多样，多样化的绿电供应和采购渠道进一步扩大了绿电市场，满足了各种消费者的不同需求。美国企业自愿采购绿电的驱动力既来自其社会责任意识，也来自直接的经济利益。一方面，企业通过采购绿

电逐步承担起节能减排和推动社会可持续发展的责任;另一方面,可再生能源成本大幅降低使得企业采购绿电实际支付的成本较采购其他电力增加有限,并且长期购电协议等采购方式有助于企业在一定时期内锁定电力价格。因此,将绿电自愿采购与企业产品绿色认证、税收优惠等机制逐步挂钩,企业的环境意识和社会责任能得到更有力的体现,企业采购绿电的积极性也一定会得到加强。

1.2 欧洲绿电交易

可再生能源在欧洲发展迅速,2020 年发电量占比已经近 40%,这与欧洲对可再生能源的激励政策密不可分,其中 2009 年发布的可再生能源指令和欧盟的能源气候目标起到了很大的作用。

1.2.1 市场分类与参与方式

多年来,欧洲推行了多种支持机制和特定的政策,各国政府积极分享其实践经验并相互学习借鉴设计可再生能源的政策支持机制需要谨慎的权衡各方利益,一方面要确保项目开发商获得足够合理的投资回报来收回成本,另一方面要保证支持资金的使用最具成本效益。欧洲最广泛使用的可再生能源支持机制主要有以下五种类型:上网电价(FIT)、溢价补贴(FIP)、差价合约(CfD)或 FIP 递减、具有配额义务的绿色证书(GO)和投资补助。

除了这五种最常见的类型之外,欧洲还使用了其他支持工具,例如贷款担保、软贷款、税收优惠和净计量等。每种类型的支持机制,可通过行政程序或通过招标程序来设置支持级别。比如在绿色证书计划中,配额义务确定了总体目标,(可交易的)绿色证书用于监控合规性并促进贸易,并且还可以通过招标程序或并使用行政程序来组织公众支持。不同的支持类型会影响到可再生能源项目开发商在项目规划和运营阶段以及招标过程中的行为。

与美国 REC 类似的能源属性证书市场是欧洲的一大特点。欧洲绿色证书的正式名称为 Guarantees of Origins (来源担保证书,以下简称 GO),于 2002 年开始实施,所有欧盟成员国以及挪威、瑞士认可和实施 GO 制度。所有 GO 都要提供有关技术类别和发电项目信息等,可再生能源发电企业和电量购买企业、电力用户可进行双边交易(2017 年前 GO 可在欧洲能源交易所市场进行开放交易,2017 年开始只能在发电企业和买方之间进行双边交易),交易可跨境,可与电力销售相互独立。由于 GO 交易所受的限制较电力市场交易少,欧洲 GO 市场一体化程度高。

操作方式上,欧盟通过 2009/28/EC 指令,要求所有欧盟成员国必须建立国家 GO 登记处,建立了名为“欧洲能源证书系统(EECS)”的联合标准,并成立发行

机构协会（AIB）负责管理。目前，20个欧洲国家符合EECS要求并使用AIB系统。通过各国国家登记处，可追踪每一个GO的发行、转让和撤回。如果电力消费者购买了GO，并作为交付或消费绿色电力的证明，则在证书登记处就相应取消GO，避免重复计算。GO有效期为自出具之日起12个月，即颁发的GO必须在12个月内交易或取消，否则证书过期，从系统中撤回。

欧洲GO机制实际是绿色证书自愿市场，挪威、瑞典等国家同时建立了有配额义务的绿色证书强制市场，但与GO系统是相互独立的，且明确GO不能用在管控特定电力消费者的配额机制上。

此外，已经获得固定电价（FIT）或溢价（FIP）政策的电量也被排除在GO机制之外，如德国长期以来对可再生能源实施固定电价机制，有资格获得GO的可再生能源电量仅为可再生能源总电量的14%左右。2019年上半年德国可再生能源电量在其全部电力生产量中占比达到44%，如果德国用电企业或个人想要获得100%可再生能源电力，可行方式之一是购买GO。

鉴于上述原因，德国购买方所购的大部分GO都是从其他国家进口的。GO价格由各可再生能源发电企业确定，近年来GO市场供大于求，价格水平较低，各国之间GO价格差异也较大，如比利时带有GO的电价比无GO的电价高出1-2欧分/千瓦时，德国则为0.5-0.8欧分/千瓦时，挪威则仅约0.2-0.3欧分/千瓦时。从市场量看，2015年欧洲交易的GO量达到5500亿千瓦时，约占可再生能源发电总量的一半，覆盖面较广泛。

在发展初期，可再生能源成本较高，直接参与电力市场没有价格竞争优势，欧洲许多国家主要采用固定电价机制，由配电网运营商以固定价收购可再生能源，由输电网运营商统一纳入现货市场。

随着补贴机制不断演变，欧洲各国的可再生能源参与电力市场的程度越来越高。因为边际成本很低几乎接近零，所以可再生能源在日前市场通常是最优先竞价上网的电源。差价合约和溢价等补贴机制都鼓励可再生能源发电商直接参与电力市场，利用其低边际成本的价格竞争优势，提高清洁能源消纳能力。

电力市场也不断发展，来更好的适应波动性较大的可再生能源发电量的逐渐增加。除日前市场外，日内交易市场近年来逐渐活跃，交易产品种类也从拍卖和小时合约扩展到更细分的15分钟和30分钟交易，使得市场参与者能够在实时电力平衡前最大限度的调整风电和光伏出力的预测误差。欧洲电力市场相对成熟，中长期市场，现货市场和平衡市场协调配合，共同应对风电光伏波动性出力特性对电力系统的冲击。同时欧洲高效互联电网链接统一电力市场，跨国输电发达，实现了更大范围之内配置可再生能源。

随着越来越多的项目达到电网平价，政府补贴也逐渐降低，推动可再生能源项目市场化，无补贴可再生能源购电协议(Power purchase agreement, PPA)在欧洲越来越受欢迎。也因为越来越多的公司提出了碳中和承诺，加入 RE100 全球可再生能源倡议,或者在法律上被强制要求公布其可再生能源在能耗或电耗中的占比，进一步推动企业可再生能源 PPA 采购。

PPA 是一些欧洲能源市场中经常使用的合同协议形式，用来规定发电商与购电方之间的电力销售条款。PPA 通常是固定价格的长期购电协议，为买卖双方提供了确定的电量和价格。对于可再生项目开发商而言，PPA 是获得有竞争力的项目长期融资的重要因素。传统 PPA 是由可再生发电商和公用事业公司之间就发电量采购达成的协议。然后，从公共补贴中寻求可再生价值的额外资金。而对于企业可再生能源 PPA 采购，可再生能源发电量和绿色价值都将出售给企业买方。买方有意通过购买绿色电力来改善其环境足迹。企业 PPA 为买方提供了其电力购买来源的确定性，并避免了通过公用事业公司签订合同。PPA 中约定的可预测收入以及针对市场价格波动的保险条款是激励卖方的动力。企业可再生能源 PPA 采购是在没有任何公共补贴的情况下达成的。

与美国类似，欧洲的 PPA 的种类有很多，可以分为实体 PPA(Sleeved or physical PPA) 和虚拟 PPA (Synthetic or virtual PPA)。合同条款包括如合同期、电量、电价、绿证价格、交割期、交割点等，成为买卖双方电力购售和银行融资的基础。

实体 PPA 就是售电方和购电方直接签订，然后售电方再和电网公司沟通将电力输送给给购电方，一般两者会在同一个市场区域，协议通常为 15 到 20 年，该方法的劣势在于协议条目繁多冗杂。而虚拟 PPA 则是一种由企业和售电方签署的金融差价合约，企业通过合约给定价格购电，售电方需要一份与电网公司签署的一份独立的授权管理合同，通过此合同来获得即期付款。

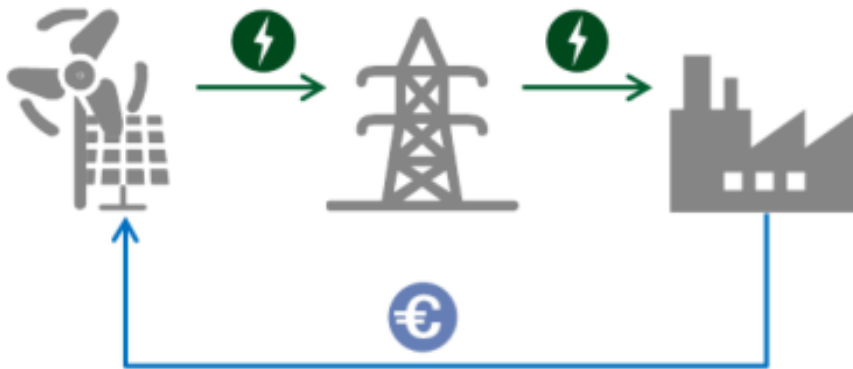


图 1.1 实体 PPA：电厂运营商以参考价格交付电力

虚拟合同能够使得跨国企业可以签订风电光伏 PPA 项目，比如德国企业采购北欧国家或者西班牙的绿电，推动了 PPA 的快速发展，不用拘泥于本地发售用电。这既借助于欧洲统一电力市场和丰富的电力金融产品，绿电来源证书(Guarantee of Origin, GO) 也起到了很大的作用。虚拟 PPA 合同机制下，售电和用电方不需要位于同一电网甚至同一电力市场竞价区域，灵活性很高。波兰光伏电站 PPA 就是虚拟合同。固定价格的虚拟 PPA 近似于差价合约。购电方支付固定价格给售电方的风电场或光伏电站，收入则为电力现货市场价格以及绿证。



图 1.2 虚拟 PPA：双方按照参考价格进行经济补贴间接交付电力

售电和用电方还可以同时参与电力市场，前者售电，后者从供电公司购电。相比之下，实体 PPA 虽然也可以参用电力企业向购电方收取中介费用的方式，来把售电侧的波动电价转为平滑的固定价格曲线，同时售电方提供绿证，但是灵活性还是不如虚拟 PPA。

2013 年，欧洲只有 3 个国家开发了 PPA 项目，2020 年增至 13 个。欧洲企业 PPA 采购累计装机容量从 100MW 上升到 2020 年底的 11 GW，145 个项目中的 70% 为风电项目，2020 年，共签署了创纪录的 51 份购电协议，包括 24 份风力发电协议和 24 份太阳能发电协议。西班牙和德国的采购量遥遥领先，这大力推动了无补贴的商业可再生能源项目的发展。

就发电量来说，光伏占 PPA 总发电量的 43%，约为 1.7GW，远远超过 2019 年的创纪录份额（29%）。太阳能 PPA 主要集中在西班牙，签署量超过 1GW，其次是德国和法国。

就装机容量来说，风力发电装机在已发布的 PPA 公告中继续领先，超过了 2GW（52%），剩余的 PPA 容量来自水电、风能和光伏项目。

截至 2021 年 7 月，欧洲已通过公司电力采购协议（PPA）签订了总计 15.5 千兆瓦的可再生能源合同。其中，公司承购商的合同容量比 2016 年和 2017 年增长了四倍左右。

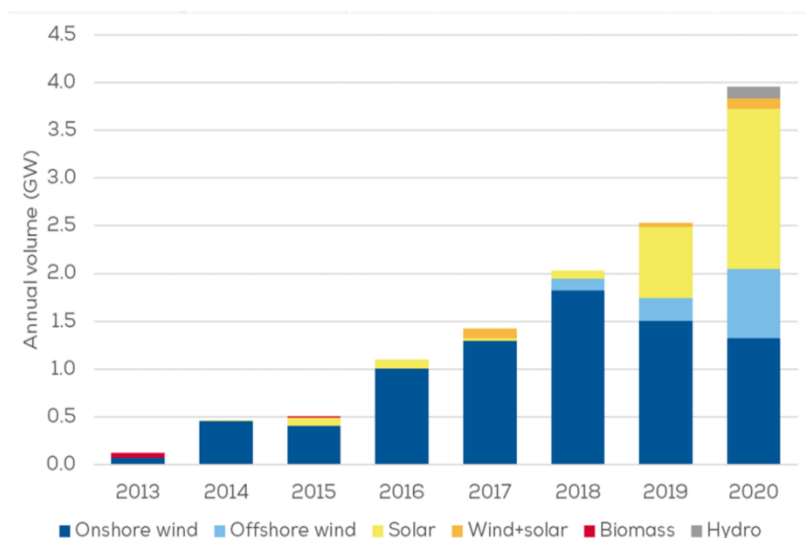


图 1.3 2013-2020 年不同可再生能源类型的 PPA 容量

西班牙是签署企业 PPA 的主要欧洲国家之一。2020 年，欧洲 12 个国家签署了近 4GW 的购电协议，其中西班牙占了超过 1.3GW，约占总数的三分之一。2020 年，太阳能 PPA 交易也集中在西班牙，签署量超过 1GW，其次是德国和法国。2020 年 11 月，瑞士制药公司诺华 (Novartis) 签署了五份 PPA，这将为西班牙的产量增加超过 275MW 风能和太阳能发电量。2021 年，西班牙的企业长期购电协议将继续保持强劲势头，1 月，Danone 宣布与 Iberdrola 签署购电协议，每年为这家食品公司的西班牙业务提供 73 GWh 的太阳能。该合同将持续十年，将成为欧洲最大的运营太阳能电场。

荷兰的购电协议签订 1.3 亿瓦的可再生能源合同，其中的可再生能源大部分为风能。

总体来说，欧洲经验从鼓励清洁能源主动参与市场的角度，主要形成了多种激励措施，分别包括固定电价制、溢价制、配额制、差价合约等形式。

(1) 固定电价制

固定电价制具有强制上网、优先购买、固定上网价格等特点。其优势在于，市场启动初期，以“承诺时间+固定价格”给予投资者以合理的激励，能够实现能源规模快速扩张，并且有利于预估清洁能源发展水平，推动政府决策的良性循环；同时，固定电价机制简单明了，在管理、操作层面具有较强的通用性，能够针对不同的清洁能源技术、不同的地区资源制定不同的电价，有利于降低清洁能源项目交易成本,实现交易品种的互补性与多样性。

然而，其弊端也是不可忽视的：一方面，固定电价制主要依靠政府推动，市场主动竞争意识较弱，无法满足我国经济体制改革和电力体制改革的基本理念和

发展模式；另一方面，其强制性和被动性不利于最大限度地降低清洁能源价格，无法反应清洁能源建设成本的优化空间，同样无益于针对全局的电源结构选择性建设合理的电源项目；此外，该制度的实施具有周期性，会随着社会发展和市场规划修订，因此无论在管理成本还是投资计划上都会有较大投入，不稳定性也会增大。

（2）溢价补贴制

随着清洁能源开发规模的扩大，固定电价机制存在的弊端日趋显现，因此在2005年后，欧洲各国先后调整了固定电价补贴政策，以溢价补贴制的方式鼓励能源参与市场交易。清洁能源企业可选择从政府直接获取固定电价补贴，也可选择直接参与市场的溢价机制，且同样需要承担类似于常规电源的电力系统平衡义务，通过市场化方式提高消纳能力，从而获得较高的收益。

溢价补贴机制实现了清洁能源发电由全额收购向市场化方式的转变，适用于清洁能源发电规模显著扩张的情况，此时由于发电成本已逐步下降，清洁能源具备更强的优势参与市场化交易。不过，在该机制下，清洁能源在满足成本后可以以零电价甚至负电价参与竞争，这将会拉低市场的边际电价，可能影响其他市场成员的盈利。

（3）配额制

配额制的建立有力地促进了技术进步和成本降低，挖掘了清洁能源发电的“绿色”属性，并通过市场机制赋予其相应的经济价值。在实施配额制的过程中往往还进一步引入绿色证书交易制度，将清洁能源发电的“额度”表征为一种金融属性的、标准化的、可交易的“有价证书”，由相关的交易机构来制定绿色证书的实施办法，执行交易与结清。配额制通过法律保障与市场机制相结合的形式，有效促进了清洁能源主动参与市场以及自我融合发展，通过市场化消纳的方式平衡了其与常规机组的价格差异。

同时，基于配额制的购电协议还可设定分时电价，从而引导可再生能源依照价格信号安排发电。例如，在不同季节、工作日和周末分别设定电力负荷高峰和低谷时段，并通过协定适当的峰谷电价，激励可再生能源采取一定的功率调节措施，满足系统实时运行需求。

值得注意的是，配额制在实施过程中应根据区域发展特性循序渐进。一是由于其针对的是市场主体交易行为，在电力市场体系构建过程中，无法避免地需要应对多种调整风险，包括价格、规模、时序等；二是配额制为通过市场化消纳清洁能源的机制，但同时也规定了清洁能源占据电力供给的比例，当存在规模较大的清洁能源发电商时，仍需避免垄断现象的发生；三是在配额制中，清洁能源参

与市场化消纳的自由度较大，在监管规范、标准制定、体系建立等方面皆需要考虑多种影响因素，以保证清洁能源电力产业的可持续性培育和远期发展。

(4) 差价合约机制

差价合约机制建立后，清洁能源发电商参与电力市场方式不变，依旧通过竞价的方式参与电力市场。差价合约与溢价补贴相同之处在于，两种措施皆为鼓励清洁能源发电直接参与电力市场，利用清洁能源低边际成本的价格竞争优势，提高清洁能源消纳能力；不同之处则是差价合约机制给予清洁能源发电固定合约电价，溢价补贴机制给予清洁能源固定补贴电价。

市场参考电价是差价合约的重要内容，用来反映市场电价，从而决定清洁能源发电商可以获得的差别支付。虽然参考电价不一定与电力交易的实际价格完全吻合，但是该价格的制定需要能够反映发电商能够获得的价格水平。参考电价的制定，可以在一定程度上避免清洁能源发电商无限度压低市场竞价。可再生能源发电商会尽量以接近参考电价的水平竞价，从而获得差价合约的收益。

1.2.2 适用经验总结

因地制宜推进能源转型，发挥政策的多样化与创新优势。欧洲部分地区具备丰富的能源，地热、水电、风电、生物质供电、沼气等多种清洁能源在推动能源转型中扮演了各自的角色。针对不同类型的市场失灵状况，欧洲实行了多种经济政策工具，包括各种环境税、清洁能源补贴、能效补贴、排放交易体系、自愿减排协议等。例如对参与排放交易体系的企业进行环境税减免，以补贴政策激励促进自愿减排协议，形成了灵活有效的政策体系。中国作为一个幅员辽阔的大国，各地区情况差异很大，各地应坚持因地制宜的原则，注重发挥好当地特色能源禀赋优势。

创新竞争性交易机制。招标在欧洲的运转情况良好，由于拍卖的份额越来越大，会员国之间需要协调的情况也越来越多。为此，欧盟委员会正在开发一个电子平台，登记所有可再生能源拍卖。此外，还需要进一步利用新的商业模式，以支持最终用户和供应商直接联系，并促进较小规模的供应商在市场上发挥作用。可进一步发展的有前途的模式包括 PPA 的使用、市场上集成商的角色以及为分布式可再生能源项目制定协议和标准化合同，无论是单独的项目还是与能效项目结合的项目。

加强地区之间的能源互联互通。实现更高比例的可再生能源发展，需要着力探索能源系统中可再生能源并网整合的解决方案。例如北欧国家在推进区域能源一体化，开展能源及环境研究等领域具有广泛的合作。丹麦系统中各要素的高度

灵活性促进了可变可再生能源发电的高比例渗透（约45%），且弃电率接近为零。解决方案中还应包含系统灵活性方案，例如提高火力发电厂的灵活性、提高电力和热力系统的整合集成度和互连性。未来，储能的应用也会增加，不论是直接储能或是通过电加热和氢能的间接方式。我国也应积极推动水电、核电、风电、太阳能等清洁和可再生能源合作（包括技术、装备和资源等），推动形成区域“能源市场共同体”。

通过对欧洲多元化政策执行情况的分析，“竞争性报价（拍卖）+长期PPA”模式更加适合当前的我国清洁能源发展，在补贴需求不增加的前提下，报价可以低于煤电的基准价或煤电的“基准价 + 浮动价”。长期PPA意味着稳定的投资回报，降低投资企业的风险，降低项目成本，降低投标或拍卖的价格水平。此外，对于成熟度较低的可再生能源技术，这些项目在电力市场上没有经济竞争力，但至少可再生能源基金的前期收入确定了技术成熟度低的可再生能源项目的新装机容量规模，可采用差价合约方式，既能使可再生能源发电项目参与电力市场竞争，又能稳定投资回报，降低投资企业的风险。

1.3 我国绿电交易实施现状

近年来，全国市场化交易电量占全社会用电量比例稳步攀升，已经从2017年的26%提升到2021年的46%。“绿电交易”是在现有中长期电力市场化交易框架下，独立设立的交易产品，由用电企业与发电企业通过PPA协议（购售电协议）的方式直接开展绿色电力交易，完成绿电交易的同时，用电企业将同步获得对应绿证，实现绿色证明和交易电量的“证电合一”。目前，可认证绿电的电站类别主要为陆上集中式风电和光伏项目，未来将逐步扩大到水电等其他可再生能源。整体上，中国的绿电交易市场处于建设初期，绿电交易并不普遍。

在进一步推动双碳目标的背景下，越来越多的企业开始布局可再生能源电力，通过投资、采购可再生能源电力来实现其绿色可持续发展战略。随着十四五期间，风、光发电量总体目标确立，电力市场化机制的改革深化和不断完善，绿电市场化交易将逐步成为规模化常态机制，并成为提升可再生能源消费需求的有效机制。但同时绿电市场整体仍存在着一定阻碍，即绿电的区域供需市场不均衡、省间交易机制有待完善、规模化绿电需求尚未完全释放等。随着一系列鼓励企业使用绿色电力、畅通绿电采购渠道、提升绿电在整体能源消耗占比等实施细则出台，绿电交易的刚需场景将会逐步清晰，并成为电力市场化交易的主要产品之一。

1.3.1 我国电力体制改革进展

电力工业是国民经济的重要的基础产业,又是资金最密集、技术密集型和网络性行业,是社会公用事业的重要组成部分。中华人民共和国成立以来党中央、国务院十分重视电力工业的改革和发展电力管理体制先后经历了军事管制、燃料工业部、电力工业部、水利电力部、电力工业部、国家电力公司等九次改革,其中先后两次成立水利电力部、三次成立电力工业部,目前正酝酿着第十次改革:在电力发展上先后提出“电力是先行工业”,“电力是先行官”,“能源工业的发展要以电力为中心”和电力工业要适应超前发展等指导方针。

电力工业关系国家能源安全和国计民生,深化电力体制改革影响重大。“十一五”期间,我国的电力体制改革将以确保国家能源安全和电力工业可持续发展为前提,尽快解决厂网分开遗留问题尽快完成主辅分离改革任务,以全面推进电价改革为核心加快转变政府职能建立健全法规体系,推进三级电力市场体系建设,探索“放开两头、监管中间”的有效途径不断完善与我国国情和生产力水平相适应的电力体制。国务院5号文件明确提出,要“构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系”,电力市场体系建设的目标任务和安排部署是明确和清晰的。

党的十六届五中全会提出,要“进一步打破行政性垄断和地区封锁,健全全国统一开放市场”。建设由国家、区域和省级市场组成的完整电力市场体系既是我国目前电力市场的现实存在,也是发挥市场机制作用;打破垄断,引入竞争,提高效率,降低成本,促进发展实现更大范围、更大规模和更有效率优化配置资源的客观需要,更是实施国家能源发展战略,保障国家能源安全的必然要求。

(一) 计划电量逐步放开

1. 电量匹配:

除了少量优发电量与电网代理购电匹配,计划电量逐步放开,与市场电量形成对应的经济和平衡关系。

2. 可再生能源消纳:

1) 初期,可再生能源由电网保障收购,通过火电基数电量滚动调节实现消纳。

2) 部分由电网保障收购,部分“保量竞价”进入市场,由火电基数电量滚动调节,保证消纳。

3) 大量可再生能源并网、火电基数电量取消,增加了传统调度方式的调节难度,电网保障收购压力巨大,更多新能源需要通过市场消纳。



图 1.4 计划用电逐步放开的配套文件

（二）输配电价体系初步建立

目前，各省级电网、区域电网和跨省跨区专项工程输配电价格已核定完成，为发售（用）电双方开展市场化交易创造了条件。

浙江、山西等省级市场已经实施了输配电价机制，用户侧电价采取了“出清电价+输配电价”的计价模式，其余市场也逐步应用了新的输配电价。

市场建设既要逐步推动各省电力市场之间的融合开放，又要尊重各省电价水平的差异性。

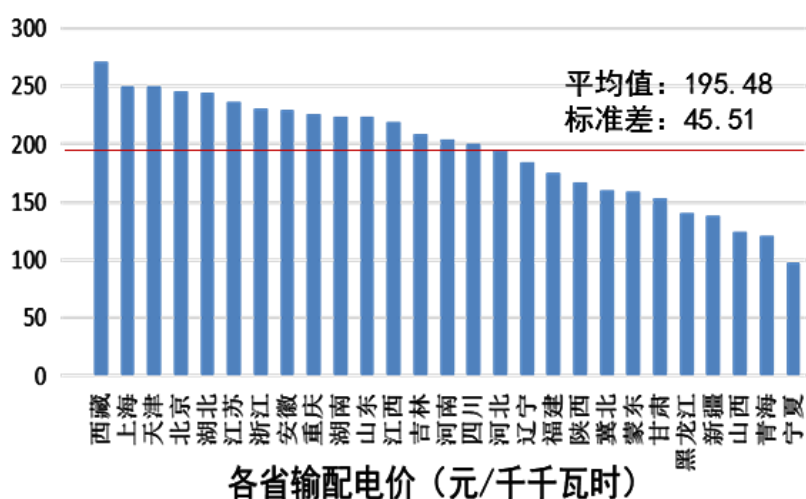


图 1.5 各省输配电价

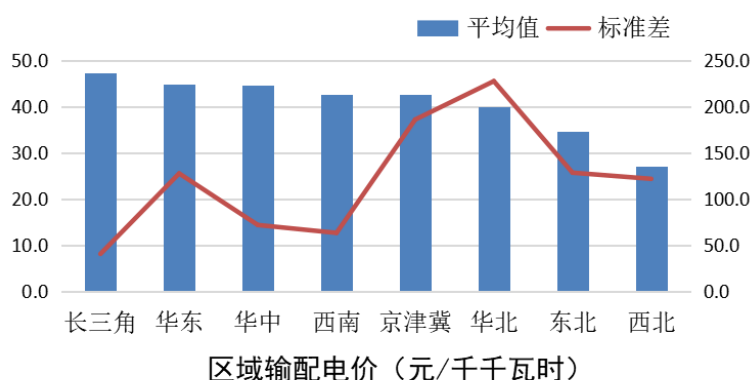


图 1.6 区域输配电价

(三) 现货市场建设平稳推进

首批 8 个现货试点已全部启动结算试运行，部分试点已完成连续多月的结算试运行。

现货市场建设已全面启动，第二批 6 个现货试点已确认，包括湖北、河南、辽宁、江苏、上海、安徽。目前已完成建设方案的编制，部分试点已进入规则修编、技术支持系统测试阶段。



图 1.7 电力交易时序图

(四) 统一电力市场体系建立

加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。

健全多层次统一电力市场体系，加快建设国家电力市场，引导全国、省（区、市）、区域各层次电力市场协同运行、融合发展。

推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，有序推动新能源参与市场交易，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。

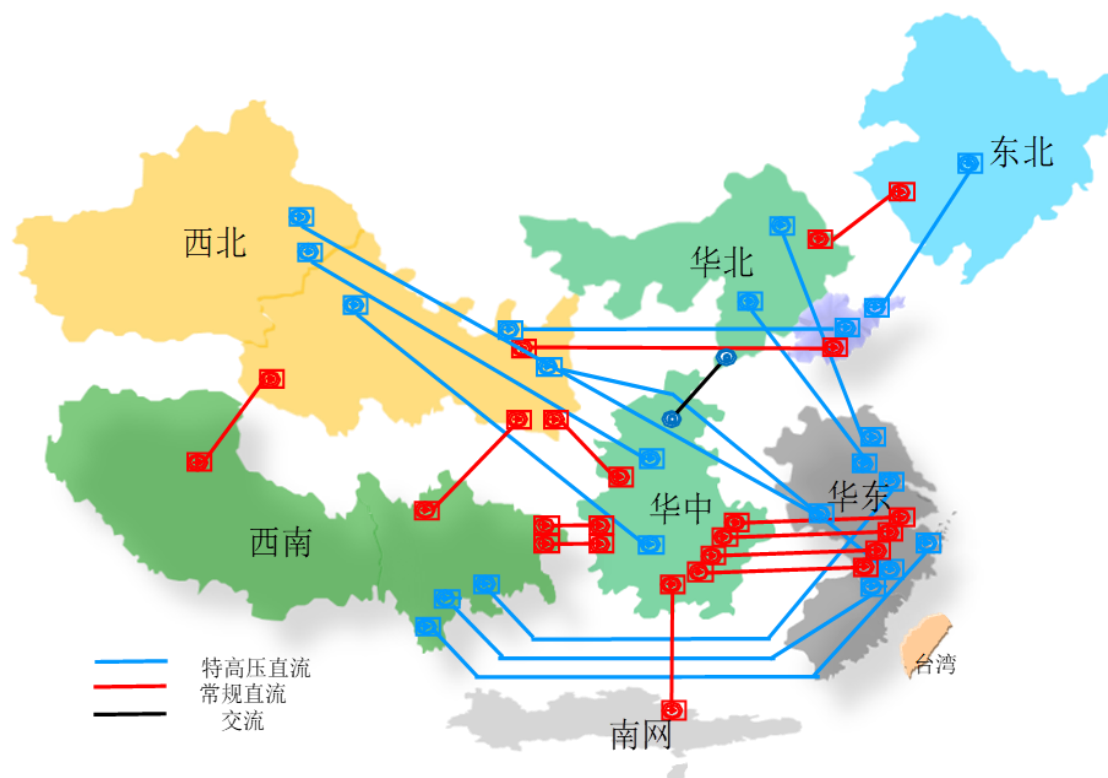


图 1.8 全国区域输配线路图

1.3.2 我国绿色电力交易实践

力争于 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和是我国对世界作出的庄严承诺，而构建以新能源为主体的新型电力系统是电力行业推动实现“双碳”目标的关键路径。

国家发展改革委有关负责人在接受经济日报记者采访时表示，落实中央关于“双碳”的战略部署，必须加快构建以新能源为主体的新型电力系统，但新能源发电的不稳定等技术特点，让电力系统消纳和运行成本出现明显上升，一个最直观的例子就是新能源入网要配套建设一定比例的储能系统。

“新能源发电平价上网，但不能简单地等同于平价利用。如果仅从成本看，新能源发电并网会导致电价上涨，要有效化解这部分成本，就必须深化电力体制改革，在体制机制和市场建设上做出探索创新。”该负责人说。

在此背景下，启动绿电交易可谓恰逢其时——将有意愿承担更多社会责任的一部分电力用户区分出来，与风电、光伏发电项目直接交易，以市场化方式引导绿色电力消费，一方面可充分体现绿色电力的环境价值，另一方面绿电消费产生的收益可反哺绿电发展，更好促进新型电力系统建设。

2017 年 7 月 1 日绿证交易平台上线，截至 2022 年 1 月 17 日，我国绿证核发总量达 101 万个，认购者 4213 名。从地域分布看，风电项目涉及 24 个省区，光

伏项目涉及 22 个省区。

20 年发改委能源局发布了消纳保障机制+绿证的文件，核定了各省消纳责任，明确了可自愿认购绿证，对应的电量等量记为消纳量。21 年 5 月委局重新发布了文件，名称改为消纳责任权重，删掉了绿证。在此之前的 4 月 22 日，绿电交易工作启动。

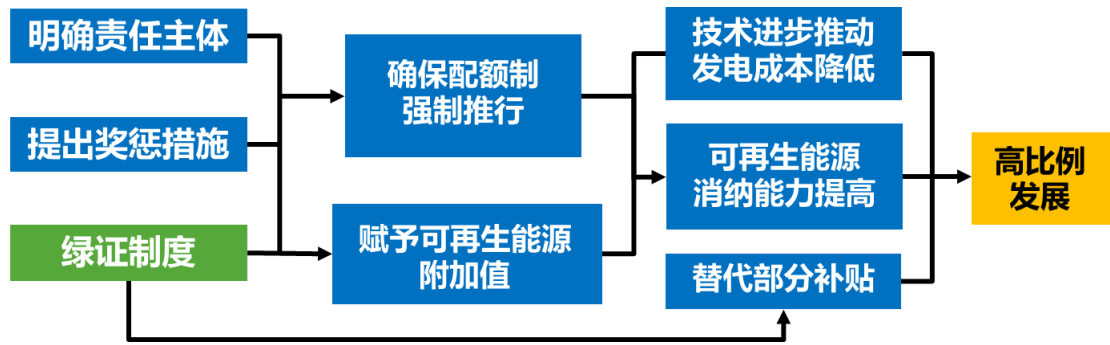


图 1.9 我国绿电交易发展路径

(一) 全额保障性收购的可再生能源电量，由电网企业分配消纳责任权重至主体。

(二) 参与电力市场的责任主体，通过购买和实际消纳可再生能源电量，按照结算电量计入消纳量。

(三) 自发自用的可再生能源电量，全部计入消纳责任主体的消纳量。

(四) 以补充方式完成的消纳量，计入购买方消纳量，原有市场主体的消纳量不再计入：

- 1) 超额消纳量交易组织；
- 2) 绿证申购市场。

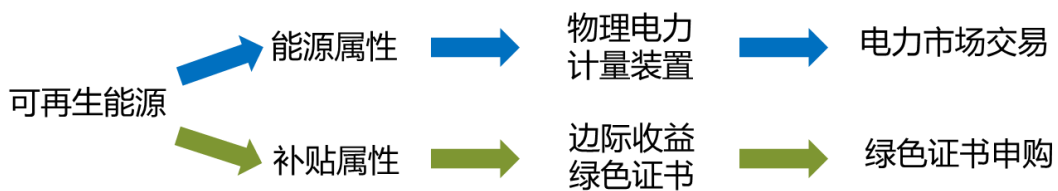


图 1.10 可再生能源的双重属性

2021 年，北京、上海、广东、河南、四川、重庆、浙江、福建、内蒙古、辽宁、海南、新疆等地均已发布可再生能源电力消纳保障实施方案：

1) 消纳责任市场主体

第一类市场主体（售电企业）：电网企业、独立售电公司、增量配电项目公

公司等，需承担年售电量相对应的消纳责任权重。

第二类市场主体（电力用户）非代理类电力用户、拥有自备电厂的企业等（浙江拆分出第三类主体，自愿性大型工商企业），承担年用电量相对应的消纳责任权重。

2) 消纳责任权重履行

第一类市场主体消纳量核定：一是保障收购电量形成的消纳量（上海提出调节性余量消纳量概念，即保障性可再生能源在完成交易责任主体考核目标后的剩余消纳量，也归为第一类主体对应的消纳量）；二是通过省间清洁购电交易获得的消纳量。

第二类市场主体消纳量核定：一是自发自用可再生能源电量全额计入自发自用市场主体消纳量；二是竞争性市场可再生能源计入竞争性市场用户消纳量（上海提出代理用户的消纳量按用电量等比例分配；省间发电权交易（或合同转让）获得的可再生能源电量，优先完成非市场化用户消纳责任，剩余部分按交易电量比例计入发电企业指定售电公司消纳量）；三是自备电厂控煤压量交易实际购入可再生能源消纳量计入自备电厂企业；四是消纳量交易；五是购买绿证或自己持有可支配的绿证。

2021 年 2 月 5 日，北京电力交易中心开展全国首次可再生能源电力超额消纳量交易。浙江、青海完成省间超额消纳凭证转让，成交结果 245.5 万个=可再生能源电量 24.55 亿千瓦时。

2021 年 4 月 19 日，南方区域开展可再生能源电力消纳量交易，通过挂牌交易，完成消纳凭证 2716 个=可再生能源电量 271.6 万千瓦时，交易均价 8.43 元/个凭证，即 0.008 元/度。

2021年消纳责任权重

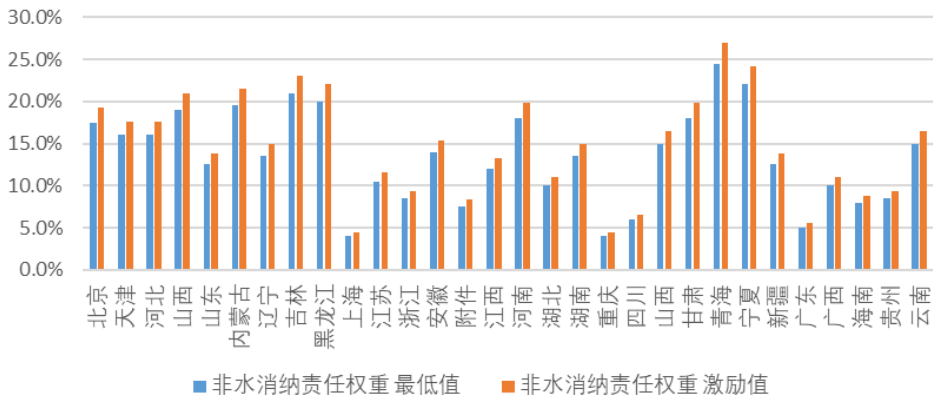


图 1.11 2021 年消纳责任权重

1.3.3 我国绿色电力交易机制

1.3.3.1 我国能源绿色发展格局的总体趋势

近十年，风能、太阳能等绿色能源装机占比从 5% 提高到 24%，煤电装机比重 2020 年历史性降到了 50% 以下。

预计 2035 年左右，中国绿色能源发电装机规模将超过煤电，成为第一大电源；2050 年前，绿色能源发电量占比有望超过 50%，成为装机主体；到 2060 年预计中国绿色能源装机 50 亿千瓦左右，占比 64%，成为电量供应主体。

优化电力市场运营机制，以市场手段提升绿色能源消纳能力，引导绿色能源建设协调有序发展，为国家的“2030 年碳达峰，2060 年碳中和”的部署服务，是我国电力市场建设的新目标和新任务。

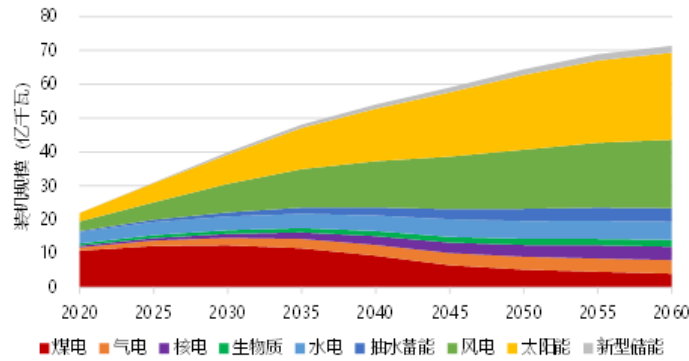


图 1.12 2020~2060 年中国电源装机结构变化

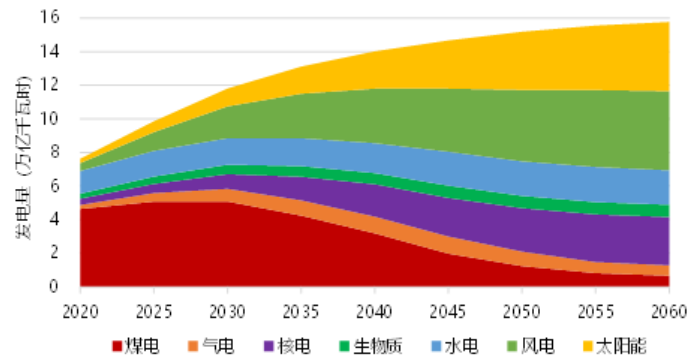


图 1.13 2021 年消纳责任权重

数据来源：国网能源研究院按照 2060 年电力行业实现零碳发展情景测算结论，新能源口径为风电+太阳能

1.3.3.2 我国绿色电力交易政策部署

十九大报告指出：要推进能源生产和消费革命，构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

国家能源战略：能源是经济和社会发展的基础；能源行业正面临着供应安全、资源枯竭、环境污染、结构失调等问题；重要任务：革新能源体制、优化能源结构、提高能源利用率。

1) 明确总体要求：试点开展；发挥市场+政府作用；推动形成绿电优先地位；反映环境价值；引导形成消费绿电共识。

2) 确定绿电类别：排碳为0或近0的电源；非保障性风光产品；核发绿证的绿电产品；电网提供的绿电产品；标准动态调整。

3) 健全绿电交易机制：设立独立交易品种；组织、执行、结算优先；中长期可多年签约；建立调整机制；现货和辅助服务暂不变。

4) 完善绿电价格机制：要体现环境价值；由竞争性形成；遵循优先原则。

5) 建立绿电服务体系：免除交易费用；畅通交易服务；加强市场培育；提升服务水平；搭建交易平台。

6) 引导绿电需求用户参与：深入广泛调研；研判绿电需求；优先引导参与；激发绿电潜力；覆盖新兴主体。

7) 健全绿电认证机制：引入区块链技术；作准绿电全生命周期追踪；可认证、可追溯、可核实。

8) 做好现有环境的衔接：建立统一绿证管理机构；明确自愿参与原则；引导发电计划转化；确保各地规则一致。

1.3.3.3 绿色电力交易试点方案设计

绿色电力交易是在电力中长期市场机制框架内设立的独立交易品种，通过绿电交易能够引导绿色消费，绿电价值等于电能价值与环境价值之和。

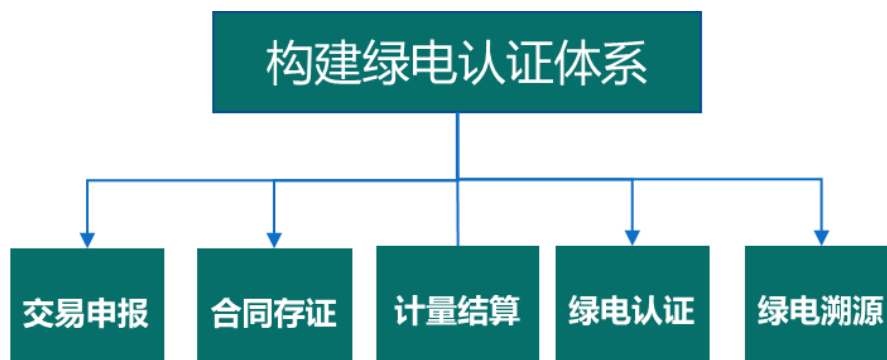


图 1.14 绿电认证体系构建

1) 基本原则为：绿色优先、安全可靠、市场导向、试点先行、统一规则、统一组织、统一模式、统一平台。

2) 市场主体包含有：发电侧为光伏、风电，未来发电侧扩展到符合条件的水电；用电侧为售电公司、电力用户，逐步扩大到电动汽车、储能等新兴主体。

3) 交易方式：一是直接交易，发用双边协商、集中撮合；二是向电网企业购买绿电产品，购电价格多出部分补偿新能源或相关投资。

直接交易：1.初期面向省内；2.交易方式协商、撮合、挂牌。

向电网企业购买：1.集中竞价。电网代理保障性申报量价；2.挂牌交易。电网代理保障性挂牌量价；3.省间交易。电网代理省内购电需求。

价格机制：1.允许高于收购电价；2.资金差额用于补偿绿电场站、补偿投资和运营成本。

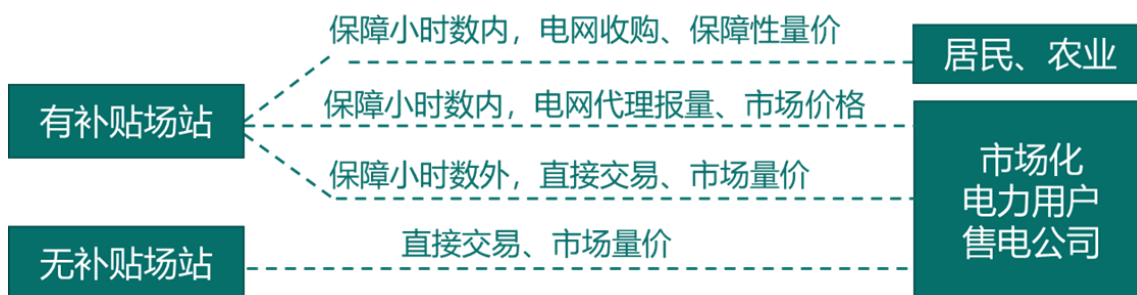


图 1.15 有无补贴场站的区别

1.3.3.4 绿色电力交易发展的趋势

1) 欧洲通过 PPA 消纳清洁能源趋势积极，风电和光伏是主要能源

2020 年欧洲 PPA 总量接近 4GW。风电占比最高，超过 2GW（52%）；光伏占 PPA 总量的 43%，约为 1.7GW，远超过 2019 年的最高的 29% 占比；剩余为水电等清洁能源；

2) 企业对 GO 的需求旺盛正向激励了 GO 的发展

2020 年 GO 签发额占欧盟 27 国可再生总发电量 80%GO 的价格随着清洁能源规模增高而下降 GO 的价格因各国政策、市场规则、能源类型不同，存在较大差异；



图 1.16 GO 机制

3) 用电主体可同清洁能源签订大规模的长期合同，用于大量购买满足业务需求的可再生能源

通过批量购买的方式，直接向与用电主体位于同一电网的开发商购买可再生能源，根据可再生能源证书(REC) 证明其清洁能源生产和消耗。

4) 绿电交易将充分反应绿电在不同时间维度上的供需与成本

原则上，绿电交易价格应分别明确“电能量价格”与“绿色环境溢价”，分别体现生产运营成本与环境权益价值。由于风光等新能源发电具备随机性、波动性、间歇性的特点，随着新能源发电占比提升，对电力系统的实时平衡提出了更高的要求。交易周期也将呈现更加多元的趋势，除了“以年（多年）、月（多月）、月内（旬、周）等为周期”，为促进电网平衡，未来也会出现分时段或带电力曲线的电力交易模式，并与电力现货市场价格形成动态平衡，以反映不同时间段的供需关系，同时也为绿电供需匹配带来了更高的质量要求。

5) 绿电的环境溢价支撑力度增强，常态化交易或成为大趋势

一方面，相较于证电分离的绿证交易，绿电交易具有可追溯性，即绿电交易可以关联到具备绿色属性的新能源电站，有效保障绿电权益的唯一性，推动绿电交易“证电合一”成为主要的绿色环境溢价机制之一。另一方面，随着全国碳市场正式运行、能耗双控制度进一步完善、欧盟碳关税出台以及 ESG 监管强化的影响，国内外重视 ESG 责任的企业、承诺碳中和目标的行业龙头企业、大型国有企业、跨国企业（如 RE100 会员企业 1）及出口导向型企业成为使用绿电减少碳排的主要用户，进一步激活了国内绿电交易市场。伴随着绿电需求的可持续性、高确定性提升，绿电刚需的目标市场逐步开始显现，绿电环境溢价的支撑性增强。目前，以广东、江苏及浙江为代表的发达省份已经逐步展开常态化绿电交易。

1.3.3.5 消纳责任、绿色证书、绿电交易机制比较

1) 属性上：消纳责任属于强制属性，而绿色证书、绿电交易是自愿。

2) 主要作用：消纳责任为保障消纳；绿色证书为补贴绿证与平价绿证；绿电交易为绿色消费。

3) 参与主体：消纳责任为电网+存量风光水；补贴绿证为存量风光+电力用户（含企事业单位、政府、个人等）；平价绿证为平价上网风光+电力用户；绿电交易为增量风光+电力用户（大用户为主），存量风、光由电网代理参与逐步扩展到水电。

4) 定价方式：消纳责任为保障性量价、强制消纳，量价以核定为准（均价 0.008 元/度）；补贴绿证为发电企业挂牌单价上限不高于补贴价（均价 0.4 元/度）；平价绿证为发电企业挂牌（均价 50 元/个即 0.05 元/度）；绿电交易为协商、挂牌，用户主动购买，用户加价体现购电意愿（均价 0.037 元/度）。

5) 补贴范围：消纳责任为全额享受补贴；绿色证书为绿证覆盖部分不再享受补贴；绿电交易为绿电覆盖部分不再享受补贴。

6) 优势与弊端：

1.消纳责任：

优势：消纳无风险、量价有保障；责任落实到用户；有利于大规模发展。

劣势：无激励措施、发展无序；预测精度低、补贴缺口大。

2.绿色证书：

优势：对冲补贴；可多次购买，初步体现环境价值；证电分离，支持非物理通道传输。

劣势：各自定价、自愿交易量小；一次性交易、流动性差大。

3.绿电交易：

优势：体现环境价值和绿电消费意愿；消费凭证体现绿电核销、有效溯源；优先组织、优先执行、优先结算。

劣势：与绿证、碳市场无衔接，可能重复计算环境价值。

1.3.4 绿电交易成交量及价格

2021年9月7日，绿电交易试点启动会在北京召开，启动了首次绿色电力交易，共有289家市场主体参与了两网范围内的首次绿电交易，成交电量为78.08亿千瓦时（其中，国网区域259家，成交68.98亿千瓦时；南网区域30家，成交电量9.1亿千瓦时），成交价相对基准上网电价上浮了2-3分钱。

（一）浙江绿电交易情况

2022 年 3 月 26 日，电网头条发布一条来自浙江电力公司的消息:截至当日，今年浙江省绿电交易电量已达到 10.077 亿千瓦时，首次突破 10 亿千瓦时大关，较去年全年增长了 208.64%。浙江省是先行探索绿电交易的省份，2021 年 5 月率先启动了绿电交易试点工作，自 2021 年 11 月起，绿电交易在浙江实现了常态化开展。根据浙江电力公司发布的“碳达峰、碳中和”实施方案，到 2025 年，浙江绿电交易规模达到新能源发电量 10% 的目标。

(二) 江苏绿电交易情况

江苏电力交易中心发布了以下几则绿电相关消息：

2021 年，江苏在全国首批试点绿电交易成交量中居首位，成交 13.69 亿千瓦时，占全国交易量的 17%。江苏 2022 年电力市场年度交易结果显示，绿电交易成交量 9.24 亿千瓦时，成交均价 0.46288 元/千瓦时(相对原标杆电价上浮 18.4%)，而江苏电力年度交易总成交量 2647 亿千瓦时，成交均价为 0.46669 元/千瓦时(相对原标杆电价上浮 19.3%)。绿电年度交易量仅占总年度交易量的 0.3%，价格大幅高于标杆上网电价，但略低于其他品种（主要是煤电）的价格。

随后，江苏持续按月开展绿电双边协商交易，2-4 月成交量分别为：0.047、0.53、0.68 亿千瓦时，交易均价分别为：461.65、464.98、466.94 元/兆瓦时，相对原标杆上网电价上浮比例在 18%-19.4%。对应 2 月电力集中竞价交易成交量 23.66 亿千瓦时，成交价格 467 元/兆瓦时；3 月份集中竞价成交量 49.11 亿千瓦时，成交价格 468 元/兆瓦时。绿电月度交易量仍较小，价格仍略低于同期煤电价格。

1.3.5 绿色电力消费凭证核发

2022 年 4 月 26 日上午，在国家发展改革委、国家能源局等政府主管部门和发电集团、电力用户代表等市场主体的共同见证下，北京电力交易中心向北京 2022 年冬奥会和冬残奥会组织委员会正式颁发国内首张绿色电力消费凭证。绿色电力消费凭证的正式发放，标志着国内绿色电力消费得到权威认证，能够有效引导全社会形成主动消费绿色电力的共识，激发供需双方潜力，加快绿色能源发展，推动我国能源清洁低碳转型。同批发放的绿色电力消费凭证共计 168 个，对应绿色电量 10317 万千瓦时，涉及 9 家电力用户、25 家新能源发电企业。

1.3.6 高比例可再生能源的电力市场建设

当前我国电力资源配置正处于“全面放开深化期”，能源电力供应正处于“可再生能源快速发展期”，电力系统正处于“新型电力系统构建期”，三期叠加的新形势

给电力市场建设带来前所未有的重大挑战。市场建设目标由以往提高电力行业运行效率的单一目标向“保安全、促转型、提效率”的多元目标转变。

我国电力市场建设起初的目标是促进能源资源优化配置，引导电力工业科学发展，提高电力行业运行效率。随着“双碳”目标的提出和新型电力系统建设要求，电力市场建设需要考虑的因素显著增加，呈现目标多元化的趋势，需要有机统筹“效率、环保、安全”三者之间的关系，“保供应、促转型、提效率”成为未来市场建设的主旋律。

1.3.6.1 电力商品价值多维化

1) 电能量价值

通过电能量市场体现，反映电能量的生产成本。

以往市场电力商品的主要属性，随着新能源的发展、占比的提升，生产成本出现下降，系统总成本增加，电能量价值在总价值的比例降低。

2) 灵活性价值

通过辅助服务市场（调节能力市场）体现，反映系统灵活调节能力，保障电网安全稳定运行。

可再生能源的随机性、波动性，大幅增加了电力系统对调频、调峰资源的需求。

3) 可靠性价值

通过容量市场体现，反映系统容量充裕度和调节充裕度，引导各类电源协调发展。

可再生能源大规模发展和支撑性电源不足的矛盾将愈发突出，电力供应不足与可再生能源消纳困难频繁交替出现，提升了对电力可靠性要求。

4) 绿色环境价值

通过绿电市场体现，以市场机制实现绿色价值的外部属性内部化，推动能源电力低碳转型。

我国“双碳”目标的要求，更加凸显了可再生能源的绿色环境价值，提升市场对绿电的需求。

1.3.6.2 参与主体类型多元化

1) 需求侧资源发挥重要作用：分布式能源、增量配电网、微电网、储能等新型市场主体的快速增长，市场主体不断丰富，分布式产销者大量出现，成为电力系统极其宝贵的可调节资源。需要发挥虚拟电厂等聚集商的资源优化聚合作用，

以市场化机制，引导灵活性调节资源参与市场，实现各类资源的信息互联、友好互动、价值共享。

2) 强化发用两侧双边互动：可再生能源快速发展边际成本的降低，需要形成双边市场；可再生能源随机性、波动性的发电特性，大幅增加系统调频、峰资源需求，需要需求侧参与电网调节。

3) 做好批发与零售市场统筹：推进零售市场与批发市场衔接和价格传导，加强批发、零售市场的组织协调，优化完善零售市场运营机制，逐步建立竞争开放的零售市场。

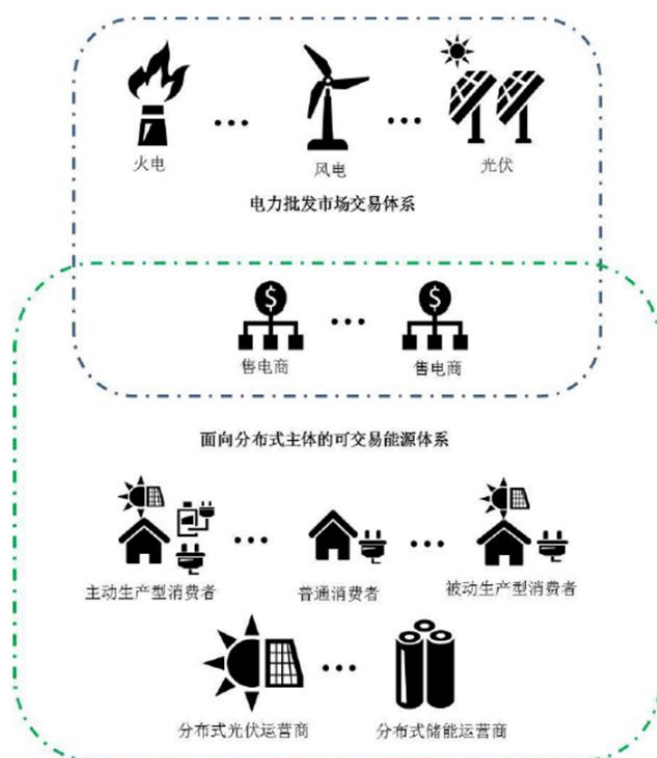


图 1.17 电力交易体系

1.3.6.3 市场组织方式精细化

1) 市场进一步贴近实时运行：可再生能源发电的不确定性、预测难度大特点，决定了可再生能源参与市场存在较大的偏差考核与结算风险，关闸时间需要越来越靠近实时运行，对市场交易周期和交易灵活性提出更加精细化要求。

2) 电能价值的空间属性细化：受电网阻塞和潮流大幅度变化等因素的影响，电能在不同时间、不同网络节点的价值差异化更加凸显，需要电力市场向更精细的时间维度和更精确的空间颗粒度发展，更加精准的反映电力商品的时间和空间价值。

3) 中长期与现货统筹衔接: 按照“六签”要求, 中长期市场正不断推进连续运营, 在部分省份取得了积极成效, 但曲线形成、偏差考核机制尚不完善。现货试点多以单边市场起步, 与中长期双边存在不一致问题。未来, 随着可再生能源成为发电主体, 中长期交易在灵活性调整、曲线形成方面需要进一步细化, 现货交易需要加快引入用户侧, 整个市场的组织时序需要进一步紧密衔接。

1.3.6.4 市场交易空间层级化

1) 集中市场与分散市场统筹问题: 构建全国统一电力市场有利于实现大范围配置资源, 分布式新能源的快速发展对分散市场的建设提出了更高要求。需要准确把握集中式市场与分散式市场的功能定位, 做好机制统筹, 促进市场的有机协同。

2) 跨省区与省/区域统筹问题: 当前, 跨省跨区、省/区域市场尚未形成标准化接口, 随着可再生能源在跨省区交易的比例不断提升, 送端可再生能源出力曲线与受端用电特性曲线不匹配的矛盾不断显现, 跨省区交易变化、调整的频次将显著增加, 需要加快统一电力市场建设, 进一步做好市场之间的衔接统筹。

3) 优发优购与市场统筹问题: 目前, 发用放开之后, 优发和优购在总体规模、曲线形状方面的矛盾更加突出, 未来随着可再生能源占比提升, 可再生能源无法继续全部作为优先发电, 需要加快推进可再生能源进入市场。

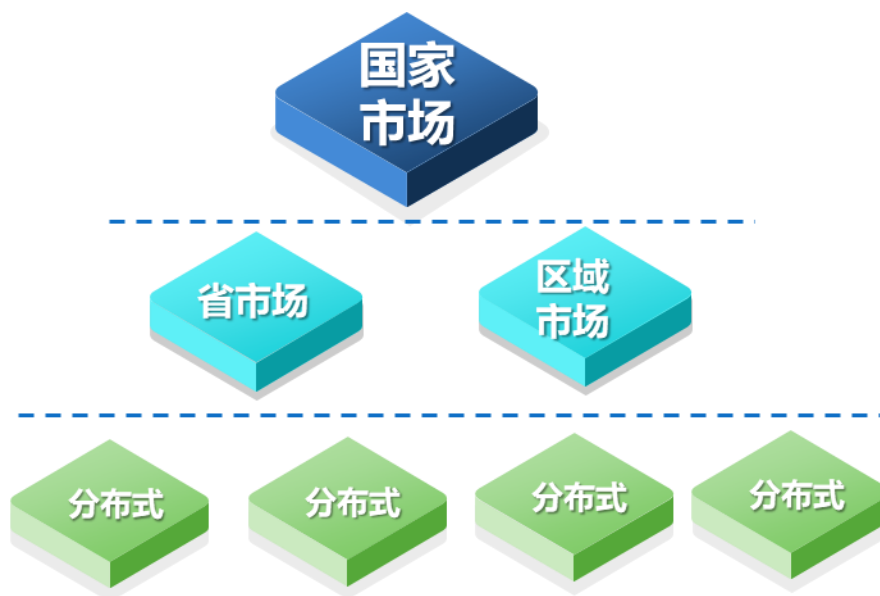


图 1.18 电力市场层级

第2章 考虑水电特性的保障绿电消纳的出清机制

随着全球气候变化与环境问题的日益凸显，以风电、光伏、水电为主的可再生能源在世界范围内受到广泛关注并迅速发展。未来可再生能源的消费比重还将持续高速增长，逐渐成为主要的能源供给形式，未来也将广泛参与到电力市场交易之中。

中国目前对可再生能源实行保障性收购，这就为国内电力市场运行提出了一个强制性的边界条件。传统的电力市场机制显然无法同时实现市场化定价与保障性消纳的功能。一方面，若在保障消纳的前提下予以可再生能源充分的报价权，无疑等同于鼓励其“有恃无恐”抬价，从而利用政策“关照”高价中标。另一方面，若取消可再生能源的报价权，将其作为完全的价格接受者参与现货市场，则又违背了市场主体公平竞价的原则，且将导致高比例可再生能源省区出现“价格信号消失”的情况，即在低谷时出清价格极低甚至为零，从而导致大面积发电侧亏损，影响市场的平稳运行。因此，如何通过科学的电力现货市场机制设计，在保持市场定价与资源优化配置功能的前提下实现可再生能源的保障性消纳，将是中国电力市场机制建设中面临的新挑战，通过市场化机制保障并促进可再生能源消纳，已成为中国电力市场建设，尤其是现货市场建设的一项关键任务。

2.1 市场组织方式及发电交易单元参与市场模式

2.1.1 市场组织方式

调度机构在 D-2 日对跨省优先计划进行安全校核，对不满足安全约束的跨省优先计划进行调减。日前市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展。现阶段，以“发电侧报量报价、用户侧报量不报价”模式组织市场申报，市场机组申报运行日的报价信息，售电公司和批发用户申报运行日的用电需求分时曲线，不申报价格。根据统调负荷预测、母线负荷预测、跨省跨区优先送电计划曲线、不直接参与市场交易发电主体出力安排、发电机组检修计划、输变电设备检修计划、发电机组运行约束、电网安全运行约束、水电厂水库运用约束、水电优化调度约束等市场边界和约束条件，以社会福利最大化为目标，采用安全约束机组组合（SCUC）、安全约束经济调度（SCED）方法进行集中优化计算，出清得到运行日的机组开机组合、分时出力计划、分时节点电价、跨省送受电计划。售电公司和批发用户所申报的用电需求曲线即为其日前电能量市场的中标曲线。

待具备条件后以“发电侧报量报价、用户侧报量报价”模式组织市场交易。

2.1.2 发电交易单元参与市场模式

市场机组参与现货市场的方式包括报量报价和报量不报价。燃煤、燃气、核电、生物质、水电、风电、光伏交易单元采用报量报价方式参与现货交易。现阶段，核电、风电、光伏、不具备调节能力的径流式水电交易单元暂采用报量不报价的方式参与现货交易。期间可增设过渡阶段，过渡阶段给与风电、光伏、不具备调节能力的径流式水电交易单元一定保障利用小时数，保障利用小时数以内电量保量保价，保障利用小时数以外电量报量报价参与市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核。

2.2 市场机制设计的原则与流程

2.2.1 机制设计的原则

结合机制设计理论与中国可再生能源保障性消纳的强制要求，本课题所提出的保障可再生能源消纳的市场机制设计，应满足以下基本原则：

1) 个体理性。相比于不参与市场，市场成员参与市场应可获得净收益，以保障市场主体的参与意愿。

2) 市场竞争。在未触发保障性消纳时，市场正常运行，应赋予可再生能源报价选择权与市场定价权，通过市场机制发现反映实时供需水平的真实价格信号；触发保障性消纳时，应按照原始的报价序列，优先安排低报价弃能机组消纳，获得强制消纳的弃能机组应作为价格接受者丧失定价权，以尽量避免价格扭曲与干扰。

3) 激励相容。触发保障性消纳时，可再生能源应以高于变动成本、低于正常出清水平的较低价格结算消纳弃能；有调节能力的常规电源在二次出清时为可再生能源让出了消纳空间，应得到合理补偿。

4) 收益中性。市场运营机构作为中立的非盈利方，应保障其收支平衡。

5) 政策约束。在满足系统运行条件的基础上，保障可再生能源优先消纳。

2.2.2 市场机制的流程

以日前市场为例描述现货市场的组织流程，该流程可同理应用于日内或实时的市场组织，不再赘述。常规电源和可再生能源均申报多段量价曲线参与交易，市场运营机构在收集市场成员投标信息之后，基于电网运行模型与市场边界条件，

通过运行安全约束机组组合（SCUC）程序得到日前市场出清结果，包括机组的开停机安排与发电曲线，并计算节点边际电价。

当市场出现可再生能源弃能时，触发保障性消纳出清机制，主要包括 3 个流程：

1) 价格修正

修正弃能机组的投标价格。在保持机组原报价序列的前提下，引入一个较低的修正系数，将有弃能的可再生能源机组报价等比例调减至较低水平，一般来说，该修正系数应保证修正后的报价水平高于可再生能源机组的变动成本，考虑到风、光、水的运行特性，该比例系数可取一个较大值（如 90%），具体数值由政府部门或市场管理委员会制定，从而生成了调整后的“弃能消纳报价”投标。

修正后的弃能消纳报价极低，因此在后续二次出清环节中，弃能电量得以优先出清，实现了可再生能源保障性消纳。除此之外，由于采用了报价区间缩放，维持弃能机组的报价排序不变，如图 2.1 所示，图中 P 和 Q 分别电价和电量，P0 和 Q0 为第一次市场出清中标价格和电量，P1 和 Q1 为触发保障性消纳机制后市场出清，各个柱状图表示参与市场发电机组的各段报价和电量。因此，当系统所有调节资源用尽仍有弃能时，原始报价低的弃能机组将被优先安排消纳。需要说明的是，与所有可再生能源机组按零价参与出清的情况相比，保持弃能机组的经济序列尽管可能最终消纳量略低于理论最大值，但却充分体现了价格选择的市场属性，有助于维护市场公平，促使可再生能源理性报价。

考虑到市场建设初期，部分现货试点省份设有市场最低限价，因此修正后的弃能消纳报价应大于零价且小于市场最低限价（或该省火电最低燃料成本），以最大程度调动火电的调节能力，达到较好的实施效果。

2) 二次出清

维持其他机组原有报价，有弃能的机组按修正后的弃能消纳报价参与市场二次出清；若二次出清过程中出现在第一次出清中已经消纳的可再生能源机组产生新的弃能，则这些机组的原始报价也将被修正缩放，得到更优先的消纳；通过以上的迭代修正计算，在实现可再生能源保障性消纳的前提下，也确保了原始报价序列确定的消纳顺序。二次出清的最终结果将作为运行日的实际调度计划下发执行。

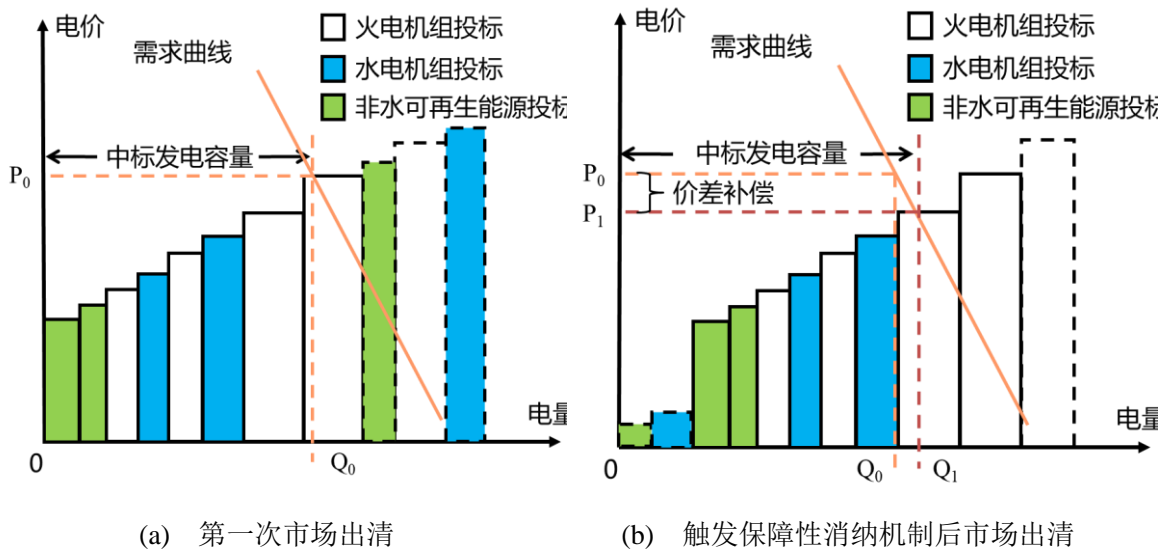


图 2.1 第一次市场出清及触发保障性消纳机制后市场出清情况

3) 结算补偿

第一次出清的价格由市场成员的原始申报信息确定，没有受到保障性消纳政策的影响，体现了市场供需决定价格的功能。因此，所形成的电价与电量将作为全体用户以及未在二次出清中受到影响的机组的结算依据。

第二次出清由于考虑了保障性消纳政策，部分弃能机组将获得额外的发电量，而有一些常规机组则将出让部分发电量，本质上等同于产生了弃能机组与常规机组之间的发电权转让；由于缩放了弃能机组原始的高报价信息，市场出清价格将出现一定程度的下降。对于弃能机组产生的增量消纳电量，按二次出清的节点电价结算；对于常规机组出让的发电量，则按两次出清的节点电价差获得补偿。此结算方法符合激励相容原理，首先，对于弃能机组的增发电量，其结算价格通常低于一次出清产生的价格，可有效抑制其博弈高价冲动；其次，常规机组出让的发电量则可获得一定的价差补偿，以激励其出让发电空间，保障性消纳对一次出清的影响越大，价格的变化也越大，机组可获得的补偿也越多；反之亦然，如图 2.1 所示。

上述结算方法同时实现了收益中性，等效于在弃能机组与常规机组之间进行了收益转移结算，市场运营机构不会由于保障性消纳带来新的不平衡资金，可执行性强。

2.3 保障性消纳的现货市场出清模型

本节将对考虑可再生能源参与竞价的现货市场出清模型进行数学建模。考虑

到水电较之风光电源具有更特殊复杂的运行约束，因此将重点对梯级水电的运行特性进行考虑，并结合可再生能源保障性消纳机制，对现货市场的出清模型进行修正重构。

2.3.1 考虑梯级水电竞价的现货市场出清模型

1) 目标函数

此环节为一般性出清，不考虑可再生能源的弃能因素，出清模型目标函数为：

$$\min \sum_n \sum_t \sum_k \lambda_{n,k}^{th} P_{n,t,k}^{th} + \sum_n \sum_t C_{n,t}^{th} + \sum_m \sum_t \sum_k \lambda_{m,k}^R P_{m,t,k}^R \quad (2-1)$$

式中： $\lambda_{n,k}^{th}$ 为火电机组 n 第 k 段能量报价； $\lambda_{m,k}^R$ 为可再生能源 m 第 k 段能量报价； $C_{n,t}^{th}$ 为火电机组 n 在时段 t 的启动成本； $P_{n,t,k}^{th}$ 为火电机组 n 在时段 t 的第 k 段能量报价中标出力； $P_{m,t,k}^R$ 为可再生能源 m 在时段 t 的第 k 段能量报价中标出力。

2) 系统负荷平衡约束

$$\sum_n P_{n,t}^{th} + \sum_m P_{m,t}^R = D_t, \forall t \quad (2-2)$$

式中： $P_{n,t}^{th}$ 为火电机组 n 在时段 t 的中标出力； $P_{m,t}^R$ 为可再生能源 m 在时段 t 的中标出力， D_t 为时段 t 的系统总负荷。

3) 线路潮流约束

$$-P_l^{\max} \leq \sum_n \sum_k G_{l-n} P_{n,t,k}^{th} + \sum_m \sum_k G_{l-m} P_{m,t,k}^R - \sum_i G_{l-i} D_{i,t} \leq P_l^{\max}, \forall t \quad (2-3)$$

式中： P_l^{\max} 为线路 l 的潮流传输极限； G_{l-n} 为火电机组 n 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-m} 为可再生能源 m 所在节点对线路 l 的发电机输出功率转移分布因子； G_{l-i} 为节点 i 对线路 l 的转移分布因子； $D_{i,t}$ 为节点 i 在时段 t 的母线负荷值。

4) 火电机组约束

式 (2.4) 为火电机组出力约束，式 (2.5) 和式 (2.6) 为火电机组爬坡约束，式 (2.7) 和式 (2.8) 为火电机组最小连续开停时间约束，式 (2.9) 和式 (2.10) 为机组最大启停次数约束。

$$b_{n,t} P_{n,t}^{th,\min} \leq P_{n,t}^{th} \leq b_{n,t} P_{n,t}^{th,\max} \quad (2-4)$$

$$P_{n,t}^{th} - P_{n,t-1}^{th} \leq \Delta P_n^U b_{n,t-1} + P_{n,t}^{th,\min} (b_{n,t} - b_{n,t-1}) + P_{n,t}^{th,\max} (1 - b_{n,t}) \quad (2-5)$$

$$P_{n,t}^{th} - P_{n,t-1}^{th} \leq \Delta P_n^D b_{n,t} - P_{n,t}^{th,\min} (b_{n,t} - b_{n,t-1}) + P_{n,t}^{th,\max} (1 - b_{n,t-1}) \quad (2-6)$$

$$T_{n,t}^D - (b_{n,t} - b_{n,t-1}) T_D \geq 0 \quad (2-7)$$

$$T_{n,t}^U - (b_{n,t-1} - b_{n,t}) T_U \geq 0 \quad (2-8)$$

$$\sum_t \eta_{n,t} \leq \eta_n^{\max} \quad (2-9)$$

$$\sum_t \gamma_{n,t} \leq \gamma_n^{\max} \quad (2-10)$$

式中： $P_{n,t}^{th,\min}$ 和 $P_{n,t}^{th,\max}$ 分别为火电机组 n 最小和最大出力； $b_{n,t}$ 为机组 n 在时段 t 的启停状态的 0-1 变量， $b_{n,t} = 1$ 为开机状态； ΔP_n^U 和 ΔP_n^D 分别为机组 n 最大上坡、下坡速率； T_U 和 T_D 分别为机组最小连续开机时间和最小连续停机时间； $T_{n,t}^U$ 和 $T_{n,t}^D$ 分别为机组 n 在时段 t 时已经连续开机时间和连续停机时间。 $\eta_{n,t}$ 和 $\gamma_{n,t}$ 分别为启动与停机的切换变量， $\eta_{n,t}$ 表示机组 n 在 t 时段是否切换到启动状态，表示机组 n 在 t 时段内最大启动次数， $\gamma_{n,t}$ 表示机组 n 在时段 t 是否切换到停机状态。 γ_n^{\max} 表示机组 n 在 t 时段内最大停机次数。

5) 风电、光伏、径流式水电发电约束

$$0 \leq P_{m,t}^R \leq P_{m,t}^{R,\max} \quad (2-11)$$

式中： $P_{m,t}^{\max}$ 为可再生能源 m 的最大出力。

6) 流域梯级水电站约束

依据中长期水位控制要求，综合考虑来水情况、水利枢纽安全等因素，精确考虑各时段内弃水风险和梯级上下游配合要求，确定运行日各时段（96 个时段）水位控制区间，同时将水位控制要求进行线性化处理，嵌入日前市场出清模型之中。

水电站水位控制要求上下限约束为：

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,t,end} \leq Z_{i,t,end}^{\max} \quad (2-12)$$

式中： $Z_{i,t,end}$ 为水电站 i 在时段 t 末的水位； $Z_{i,t,end}^{\max}$ 和 $Z_{i,t,end}^{\min}$ 为参数，是由综合因素确定的水电站 i 在时段 t 末水位控制要求上下限。

式 (2.13) 为水电站 i 的水库动态平衡方程，设在日前边界条件下，某一个水位范围内水库水面面积不变。

$$S_i(Z_{i,t,start} - Z_{i,t,end}) = Q_{i,t} + Q_{i,t}^W - Q_{i,t}^S \quad (2-13)$$

式中： $Z_{i,t,start}$ 为水电站 i 在时段 t 的初始水位； $Z_{i,t,end}$ 为水电站 i 在时段 t 末的水位； $Q_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的发电流量； $Q_{i,t}^W$ 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量； $Q_{i,t}^S$ 为水电站 i 在时段 t 的来水流量。 S_i 为水电站 i 的水库水面面积。

式 (2.14) 为水电站 i 的来水流量表达式。根据日前边界条件预判的下泄流量规模，确定各水电站之间的滞时，设其为一定值。

$$Q_{i,t}^S = I_{i,t} + \left(Q_{up(i),t-\tau(i)} + Q_{up(i),t-\tau(i)}^W \right) \quad (2-14)$$

式中： $Q_{i,t}^S$ 为水电站 i 在时段 t 的来水流量； $Q_{up(i),t-\tau(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站在时段 $t - \tau(i)$ 的发电流量； $Q_{up(i),t-\tau(i)}^W$ 为水电站 i 的上游水电站在时段 $t - \tau(i)$ 的弃水流量； $I_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的区间自然来水流量； $\tau(i)$ 为水电站 i 上游滞时。

式 (2.15) 为水电站 i 的水量-电量转换关系。设在日前出清的时段内，水电站的耗水率不变且忽略水头因素。

$$P_{i,t} = h_i Q_{i,t} \quad (2-15)$$

式中： $P_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的出力； $Q_{i,t}$ 为水电站 i 在时段 t 的发电流量； h_i 为水电站 i 的耗水率。

综合式 (2.12) 至式 (2.15)，水位控制约束为：

$$Z_{i,t,end}^{\min} \leq Z_{i,0} - \sum_{t=1}^T \left\{ \frac{\frac{P_{i,t}}{h_i} + Q_{i,t}^W - \left[I_{i,t} + \left(\frac{P_{up(i),t-\tau(i)}}{h_{up(i)}} + Q_{up(i),t-\tau(i)}^W \right) \right]}{S_i} \right\} \leq Z_{i,t,end}^{\max} \quad (2-16)$$

式中： $Z_{i,0}$ 为水电站 i 的初始水位； T 为出清时段； $P_{up(i),t-\tau(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站在时段 $t-\tau(i)$ 的出力； $h_{up(i)}$ 为水电站 i 的上游水电站的耗水率。

式 (2.17) 为弃水电量判定约束，弃水电量的计算方法为，取“弃水流量理论弃水电量”和“可用容量理论弃水电量”较小值，即：

$$P_{i,t}^W = \alpha_{i,t} \frac{Q_{i,t}^W \cdot \Delta t}{h_i} + (1 - \alpha_{i,t}) (P_{i,\max} - P_{i,t}) \Delta t \quad (2-17)$$

$$-(1 - \alpha_{i,t}) \cdot M' \leq \left[(P_{i,\max} - P_{i,t}) - \frac{Q_{i,t}^W}{h_i} \right] \Delta t \leq \alpha_{i,t} \cdot M' \quad (2-18)$$

式中： $P_{i,t}^W$ 为水电机组 i 在时段 t 的弃水电量； Δt 表示统计时长； $P_{i,\max}$ 为水电 i 该时段水电机组的最大可调出力（应扣除机组检修等）； $P_{i,t}$ 为水电 i 在时段 t 的出力； $Q_{i,t}^W$ 为水电 i 在时段 t 的弃水流量； M' 为一极大正数。 $\alpha_{i,t}$ 为 0-1 变量，当 $(P_{i,\max} - P_{i,t}) > \frac{Q_{i,t}^W}{h_i}$ 时， $\alpha_{i,t} = 1$ ；当 $(P_{i,\max} - P_{i,t}) < \frac{Q_{i,t}^W}{h_i}$ 时， $\alpha_{i,t} = 0$ 。

该模型将流域梯级上下游水电站的水位、流量、出力等非线性耦合关系置于出清模型之外予以考虑，并将优化结果通过线性化水位控制约束条件的方式嵌入现货市场出清模型之中，从而保证求解精度和求解效率。出清结果中，如果水电站在时段内没有到达水位限制，则水电站拥有定价权，报价参与节点价格计算；若水电站在某时段内水位到达水位限制，其情况类似于火电达到最小技术出力，报价不参与节点电价计算，成为价格接受者。

2.3.2 可再生能源保障性消纳出清修正模型

当上述一般性出清模型的出清结果存在可再生能源弃能电量时，触发可再生能源保障性机制，其出清模型将进行如下修正。

1) 目标函数修正

考虑可再生能源保障性消纳的电力市场出清修正模型目标函数为：

$$\begin{aligned} \min & \sum_n \sum_t \sum_k \lambda_{n,k}^{th} P_{n,t,k}^{th} + \sum_n \sum_t C_{n,t}^{th} + \\ & \sum_m \sum_t \sum_k \lambda_{m,k}^R P_{m,t,k}^R + \left(\sum_m \sum_t \sum_k M_{m,k} W_{m,t,k} \right) \end{aligned} \quad (2-19)$$

式中： $M_{m,k}$ 为可再生能源 m 第 k 段报价弃能惩罚因子，值为可再生能源报价 $\lambda_{m,k}^R$ 的一定百分比； $W_{m,t,k}$ 为可再生能源 m 在时段 t 的第 k 段报价产生的弃能电量。如果第一次出清中系统没有产生可再生能源弃能，则惩罚因子 M 不会发生作用，若系统存在可再生能源弃能，此时 M 被激活，通过 M 的作用降低弃能电量价格，实现可再生能源的保障性消纳。

2) 约束条件修正

系统负荷平衡约束、线路潮流约束、火电机组约束、可再生能源发电约束同 2.2.1 节，另外还需要增加弃能电量约束。约束 (2.21) 是依据库容水电特性而确定惩罚因子起作用的范围，保证惩罚因子仅作用于消纳弃水电量，而不会把弃水电量之上、本不应中标的电量也发出。

$$P_{m,k,\min} \leq W_{m,k} \leq P_{m,k,\max} - P_{m,k}, \forall t \quad (2-20)$$

$$\sum_k W_{m,k} \geq W_{m,\max} - \sum_k P_{m,k} \quad (2-21)$$

式中： $W_{m,k}$ 为可再生能源 m 的第 k 段报价产生的弃能出力； $W_{m,\max}$ 为弃能全部消纳时的对应出力； $P_{m,k,\min}$ 和 $P_{m,k,\max}$ 为可再生能源 m 第 k 段申报出力的最小值与最大值； $P_{m,k}$ 为可再生能源 m 第 k 段中标出力。

2.3.3 激励相容的结算机制

1) 发电侧结算

本文所提机制包含两次出清计算，相应地发电侧也按两步分别结算，发电侧收益情况如下：

$$\pi_{D,i,t}^G = (q_{1,i,t}^G - \Delta q_{D,i,t}^G - q_{L,i,t}^G) L_{1,i,t} + \Delta q_{D,i,t}^G (L_{1,i,t} - L_{2,i,t}) \quad (2-22)$$

$$\pi_{U,i,t}^G = (q_{1,i,t}^G - q_{L,i,t}^G) L_{1,i,t} + \Delta q_{U,i,t}^G L_{2,i,t} \quad (2-23)$$

式中： $\pi_{D,i,t}^G$ 为第二次出清中降低出力的机组 i 在时段 t 的总收益； $\pi_{U,i,t}^G$ 为第二次出清中增发出力的机组 i 在时段 t 的总收益； $q_{L,i,t}^G$ 和 $q_{1,i,t}^G$ 分别为机组 i 在时段 t 中长期分时净合约电量、第一次出清中标电量； $\Delta q_{D,i,t}^G$ 和 $\Delta q_{U,i,t}^G$ 分别为第二次出清中机组 i 在时段 t 减发电量、增发电量； $L_{1,i,t}$ 和 $L_{2,i,t}$ 分别为第一次出清、第二次出清中机组 i 在时段 t 的节点电价。公式 (2.25) 为二次出清中出让电量机组的总收益，其中 $(q_{1,i,t}^G - \Delta q_{D,i,t}^G - q_{L,i,t}^G)$ 表示第一次出清中标且第二次出清仍未退出市场的

电量，按第一次出清节点电价 $L_{1,i,t}$ 结算； $\Delta q_{D,i,t}^G$ 表示第一次出清中标且第二次出清退出市场的电量，获得两次节点电价之差 $(L_{1,i,t} - L_{2,i,t})$ 结算补偿。公式 (2.26) 为二次出清中增发电量机组的总收益，第一次出清中标电量按第一次节点电价结算，第二次出清增发的弃能电量按第二次节点电价结算。第二次出清中出力无偏差的机组，不受可再生保障性消纳机制的影响，按第一次出清节点电价结算。

2) 用户侧结算

在第一次出清计算中，市场运营商根据市场的供需及报价，完成发电商与用户之间的市场出清。可再生能源保障性消纳机制，是市场运营商为保证可再生能源保障性消纳而进行的电源侧发电权转让。因此用户只需按第一次出清价格进行结算：

$$\pi_i^L = \sum_t ((q_{L,i,t}^L - q_{L,i,t}^L) L_{1,i,t}) \quad (2-24)$$

式中： π_i^L 为用户 i 的总收益； $q_{L,i,t}^L$ 和 $q_{L,i,t}^L$ 分别为用户 i 在时段 t 中长期分时净合约电量、第一次出清中标电量； $L_{1,i,t}$ 为第一次出清中用户 i 在时段 t 节点电价。

2.4 仿真分析

2.4.1 基础数据

本文采用改进的 IEEE 30 节点系统验证本文提机制和模型的有效性，如图 2.2 所示。

改进的 IEEE 30 节点测试系统基本信息如表 2.1 和表 2.2 所示。为更好地体现模型效果，算例模拟高比例可再生能源系统，共设置 3 台火电机组、2 个风电厂、2 个光伏电站、3 座流域梯级水电站以及 1 座径流式水电站。总装机容量 4 920 MW，其中火电装机 2 000 MW，占比 40.7%，风电装机 900 MW，占比 18.3%，光伏发电装机 500 MW，占比 10.2%，水电装机 1 520 MW，占比 30.9%。

为验证所提机制的有效性，设立 2 个对照方案，本文所提市场机制为方案 3。其中，方案 1 为可再生能源全额消纳场景，可再生能源以最低价参与市场出清；方案 2 则不考虑弃能全额消纳的要求，可再生能源正常报价竞争。可再生能源按 130~450 元/(MWh)分段报价，火电机组按 200~560 元/(MWh)分段报价。

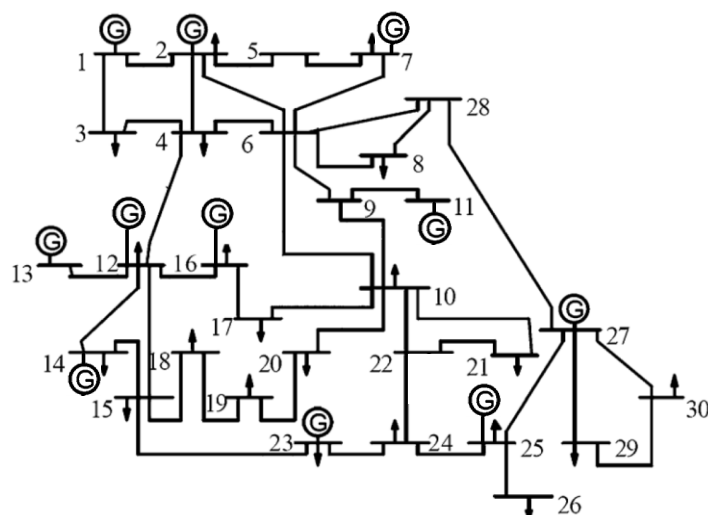


图 2.2 改进的 IEEE 30 节点测试系统

表 2.1 机组运行参数

机组编号	发电类型	接入节点	出力上限 /MW	出力下限 /MW	上爬坡速率 / (MWh)	下爬坡速率 / (MWh)
1	火电	1	600	300	120	120
2	火电	2	800	400	160	160
3	火电	12	600	300	180	180
4	风电	7	500	0	500	500
5	风电	11	400	0	400	400
6	光伏	13	300	0	300	300
7	光伏	14	200	0	200	200
8	梯级水电	23	600	0	600	600
9	梯级水电	25	400	0	400	400
10	梯级水电	27	400	0	400	400
11	小水电	16	120	0	120	120

表 2.2 梯级水电站运行参数

机组编号	上游编号	耗水率 / (m ³ /kWh)	初始水位 /m	水位上限 /m	水位下限 /m	区间来水 / (m ³ /s)	滞时/h
8		3.56	1 050	1 052	1 040	3 160	0
9	8	4.74	750	765	735	320	3
10	9	4.81	400	415	385	90	3

2.4.2 可再生能源消纳情况

3种方案的市场出清结果如表2.3与图2.3所示。

表2.3 可再生能源消纳情况对比

方案	弃风电量/ (MWh)	弃光电量/ (MWh)	弃水电量/ (MWh)	总弃能/ (MWh)
1	589.2	0	1 413.0	2 002.2
2	1 012.5	0	2 414.7	3 427.2
3	0	0	2 066.5	2 066.5

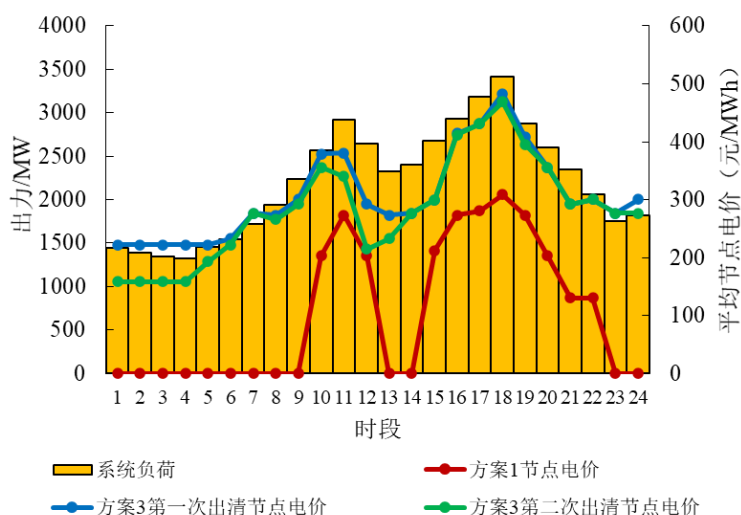


图2.3 市场出清结果中节点边际电价对比

方案1实现了理论上的最大程度可再生能源消纳，总弃能共计2 002.2 MWh。然而，高比例新能源作为价格接受者参与市场将严重拉低各个节点的电价，如图3所示，部分时段甚至出现了“价格信号消失”的现象。方案2中，可再生能源中标电量完全由报价决定，不考虑可再生能源保障性消纳。因此，在部分时段将产生较多的弃能电量，高达3 427.2 MWh，较方案1增长了71.2%，未能实现可再生能源优先消纳。方案3等效于在方案2的基础上考虑了本文所提出的可再生能源保障性消纳机制，当触发弃能时，通过报价修正与二次出清进行了发电计划的重新计算，充分调动了常规能源参与调节，总弃能减少到了2 066.5 MWh，非常接近于方案1的消纳理论最大值，取得了良好的效果。其中，弃风电量由1 012.5 MWh减少至0，弃水电量由2 414.7 MWh减少至2 066.5 MWh。风电较水电弃能减少更多的原因在于：风电报价比水电低，在二次出清中将优先选择消纳申报价格较低的弃能电量。

2.4.3 电价与结算情况

与方案 2（等效于方案 3 的第一次出清）相比，方案 3 在二次出清之后，部分时段的节点电价有所下降，如图 3 所示。这是由于二次出清计算时，对弃能机组的价格缩放，使得一次出清中中标的边际机组被“挤出”，改变了节点电价。相比方案 2，方案 3 中风电机组 G4 增发了 1 012.5 MW 出力，其弃能被完全消纳，增发部分电量的结算价格为 194.2 元/（MWh），相比于第一次出清计算时的节点电价下降了 131.9 元/（MWh），降幅 40.4%；同样，水电机组 G8 增发的弃水电量，价格为 255.7 元/（MWh），相比于第一次出清计算时的节点电价下降了 37.2 元/（MWh），降幅 12.7%。

表 2.4 IEEE 30 节点测试系统结算结果（方案 3）

机组	一般性出清		可再生能源保障性消纳修正出清			
	机组出力/MW	平均结算价格/（元/MWh）	出力变化/MW	增发平均结算价格/（元/MWh）	降低出力补偿均价/（元/MWh）	火电增加净收益/元
G1	4 620	352.4	-339.4		4.5	36 655.2
G2	10 027.3	315.9	-240.1		7.1	40 913.04
G3	3 342.2	368.7	-42.2		1.8	1 823.04
G4	4 614.9	326.1	1 012.5	194.2		
G8	8 293.5	292.9	487.7	255.7		
G9	6 965.6	312.3	-973.1		66.7	
G10	5 580.4	329.1	-105.4		77.5	

相应地，出让发电量的常规机组将获得补偿。相比发出下调电量，火电机组 G1、G2、G3 可获得更多补偿收益，补偿价格分别为 4.5、7.1、1.8 元/（MWh），而水电机组 G9、G10 获得的补偿价格为 66.7、77.5 元/（MWh），远高于火电。其原因在于在弃能的低负荷时段，火电一直维持最小出力，只有在 16:00—18:00 高峰负荷时，才有出让电量的空间，此时两轮电价差很小，得到的补偿也相应较低。对比来看，水电具有倒库蓄水功能，因此会最大程度调节库容，在 00:00—07:00、12:00—13:00、21:00—24:00 等系统负荷低谷时段也能够尽可能出让电量消纳弃能，因此获得的补偿较多。基于以上分析，可以看出常规机组得到的补偿与实际的弃能消纳程度紧密相关，弃能消纳越多，保障性消纳出清环节的节点价格就越低，得到的价差补偿就越多。因此能够有效激励具有调节能力的电厂出

让电量消纳弃能。

计算效率方面，所提修正模型会额外引入整数变量判定弃水，但维度上整数变量并没有增加。相同的条件下，考虑梯级水电竞价的现货市场出清模型计算耗时 653 s，相应出清修正模型耗时 728 s，因此在促进可再生能源消纳的同时并不会过度影响计算效率。

2.5 总结

本课题将可再生能源消纳与市场出清机制协同融合，设计了考虑可再生能源保障性消纳的电力市场出清机制，构建了考虑梯级水电的市场出清模型以及可再生能源保障性消纳出清修正模型。所提机制能够在一定程度上通过市场化的手段深度挖掘系统的调节潜力，保障并促进可再生能源消纳，进而通过激励相容的结算方法降低了政策约束对市场主体收益的影响。并通过仿真模拟验证了本课题所提机制的有效性，达到了良好的效果。值得指出的是，从目前各试点省份试运行情况来看，通常情况下可再生能源均能够充分消纳，仅小概率会发生可再生能源博弈性报价而导致弃能的现象，因此所提机制不会频繁触发而对市场产生较大影响。本课题目的在于，在全电量竞价的市场模式下提出一种有效的现货机制来解决中国可再生能源保障性消纳问题，如何消除弃能惩罚因子对节点电价的影响以及分析市场运行均衡状态，是未来进一步的研究方向。

第3章 绿电参与市场的重点考虑及完善绿电机制的建议

3.1 绿色电力参与市场的重点考虑

清洁能源发电特性有别于其他传统发电技术，考虑清洁能源发电一般从三方面分析：一是清洁能源发电具有高度波动性(variability)与不缺性的可用率(availability)，引入电力市场必须对此特性设计交易规则，需要预留足够的弹性容量(adequate flexibility)。二是清洁能源具有非常短暂的边际成本(运转成本)，需要考虑机制设计用以管理资源的充裕度(resource adequacy)。三是清洁能源与系统平衡的异步运转(non-synchronous)，电网的运行规则与电力调用的需求必须寻求均衡。因此，高比例清洁能源参与市场要选择足够大的调度区域，以便提高运转弹性、缩短的调度间隔(intervals)，在市场关闸(gate closure)到实时调度开始时之间较短的时间内可以有大量可调节资源确保系统平衡。

3.1.1 清洁能源参与市场的重点任务

一是在可再生能源保障性收购电量的基础上，实施量价管理。对保障性电量以内的部分保量保价；在保障性电量以外的部分，开展可再生能源的中长期交易和准现货交易。中长期交易依据市场化手段确定交易电量和价格，按照“月清月结”的方式结算；进入准现货市场的电量，根据可再生能源与公用火电机组的日前准现货交易机制，按照“日清月结”的方式结算。在全年市场交易完成后，对可再生能源全年各个交易分量进行统一清算。

二是以现货交易为契机促进可再生能源消纳。通过现货交易，将公用火电机组采用降低出力的方式参与交易定义为一种现货市场行为，对市场成员的出力意愿与需求进行匹配交易，从而以市场化手段进一步释放可再生能源消纳空间。初期可单独开展单边竞价促进发电侧运行优化，先以发电侧的运行优化为切入口，推动实现更加精细化的电力交易、调度协同工作机制，形成具有执行意义的日发电计划，通过市场竞争促进发电侧的资源优化配置与节能减排，充分释放改革红利，并以客观的价格信号与合理的成本补偿为手段，鼓励市场成员进行必要的出力调整与开停机操作，为可再生能源消纳腾出空间，也为电力系统的安全运行提供调节资源。

三是将可再生能源完全纳入现货市场交易，实现发电侧、需求侧的双向竞争参与。建立可再生能源预测偏差考核机制，要求可再生能源在日前和实时提交发

电量与功率预测，在保证优先消纳的基础上，对其实际发电曲线与申报预测曲线的偏差进行合理考核；开展可再生能源同储热、储能等新市场成员的交易，进一步促进可再生能源消纳。

四是通过组织日前、日内电力交易，确保改革规范有序、市场平稳运行。现货市场主要实现电力资源的优化配置，并以市场化手段促进可再生能源消纳，以最大化社会福利为目标进行交易出清，形成相应的交易计划与结算价格。

3.1.2 市场化机制的实施方式

3.1.2.1 清洁能源的中长期交易

确保保障性收购内的可再生能源电量“保量保价”，鼓励保障性以外的可再生能源电量参与中长期交易，允许双方商定价格。

开展再生能源与电力用户的交易，包括全部符合市场准入条件的可再生能源发电企业和电力用户。交易时序覆盖年度、季度、月度，可采用双边协商、集中竞价或挂牌交易等方式。可再生能源发电企业在明确其优先发电计划（年度保障小时）的基础上，申报交易量（容量）、交易价格、交易时段等信息。双边协商达成的意向、集中竞价和挂牌达成的电量需经市场运营机构进行安全校核，必要时进行调整。双边协商交易价格由交易双方通过自主协商确定；集中竞价交易采取交易双方双向报价的形式，按照边际电价或撮合的方式出清；挂牌交易的价格由摘牌对应价格确定。

鼓励可再生能源积极参与外送交易，一是参与直接外送交易，与受端地区电力用户或电网企业直接签订交易合同，减少中间环节，有利于促进发电资源合理优化；二是通过所在地电网企业参与外送交易，建立委托代理机制。代理可再生能源的电网企业可以基于其代理的不同电源类型发电特性实现交易信息的充分利用，有利于电力交易的可靠性。

鼓励清洁能源签订长期购电协议，约定未来 10-20 年的量价水平，并通过建立认证机制和区块链追踪技术做到清洁电能的认证、交易和核销。

3.1.2.2 建立完善的现货交易机制

推动清洁能源与火电同台竞争，考虑风电、光伏资源丰富，水电供应呈现出“汛期富余，枯期紧张”的季节性特点，受其影响火电长期需要为清洁能源让步，可能存在利用小时数大幅下降的情况。对于清洁能源与火电同台竞争问题，建议采取如下措施：

- 1) 继续完善火电机组容量备用补贴方案，配合现货市场交易规则实施。火电

与清洁能源在同一平台竞争中得到市场价格，补贴价格为在市场价格基础上，合理弥补火电搁浅成本及容量成本所形成的补贴价格，补贴价格并不参与市场竞价。补贴机制应合理设置，如火电补贴与其在枯水期的发电量更强相关些，发电量多的电厂应得到相应的更多补贴等。

2) 考虑水电机组发电量降低的枯水期、风光减弱的时段，此时需要调度火电机组增加出力，市场的供需偏紧，火电可能出现抬价行为。为了防止火电过度抬价，建议对市场报价设置价格帽，以免损害用户侧利益。

3) 考虑水电过剩的汛期、大风期和强光时段，清洁能源机组可能申报自身的边际价格甚至零价，导致市场出清价格极低或者价格为零，因此考虑对报价加以适当的最低电价，最低电价的核定应考虑到水电的电源投资摊销、变动成本。

4) 鼓励通过签订长周期购售电合约，锁定全年价格，事前约定好丰枯发电比例，达到丰枯调剂的效果。市场供需紧张的时候，需要引入相应的市场干预与限制机制。

3.1.2.3 建立预测误差调整机制

在发电机组非计划停运或负荷出现意外偏差的情况下，市场运营机构必须保证系统平衡。随着可再生能源的发展，为应对高比例可再生能源产生的波动和预测误差，可在日前和实时市场中增加日内市场或运行备用容量交易。日内市场一般为实时运行的 2-6 个小时之前。此外，也可通过合同约定运行备用容量应对日前计划和实时运行的偏差。运行备用容量有多种类型，如同步备用或调频备用等。在市场运行和市场协调时，应做到备用和电能量联合优化。

3.1.2.4 积极参与市场化绿电交易

引导全社会绿色消费，促进清洁能源消纳利用，进一步完善清洁能源市场化机制。鼓励政府机关、企事业单位、社会机构和个人，通过全国绿色电力证书合法认购平台自愿认购绿色电力证书，认购价格为不高于证书对应电量的可再生能源电价附加资金补贴金额，由买卖双方自行协商或者通过竞价确定。根据市场认购情况，将考虑适时启动电力绿色证书强制约束交易和电力配额考核，并与国家开展的碳交易市场相对接，统筹推进碳交易试点。

积极推进绿电交易，绿色电力用户按“常规能源费用+绿色电力高出常规能源费用”两部分支付电费，绿色电力费用 100% 地转给绿色电力生产者，用以覆盖绿色电力的高发电成本。

借鉴美国的 REC 或欧洲的 GO 认证机制，在无补贴可再生能源的购电协议模

式(PPA)推进过程中,通过绿色电力认证锁定电力绿色属性,通过签订长期购电协议稳定长期用电成本、同时满足绿电采购要求的新型市场机制。

3.1.2.5 探索可再生能源微电网、能源互联网市场化机制

开展可再生能源微电网试点工程,探索多种能源共同参与、共同优化、能源网络高度整合的能源互联网试点,可依托地区已有配电网建设,采用先进的互联网及信息技术,将可再生能源的自由利用和常规能源的高效利用相结合,实现能源生产和使用的智能化匹配及协同运行;结合地区售电业务的有序放开,引入对用户用能习惯的引导,创新商业模式,鼓励拥有分布式电源或微电网的用户以委托代理购售电业务的方式参与电力市场交易并提供辅助服务,进一步提升可再生能源的利用效率。

3.2 绿电交易与电力市场及绿证市场衔接问题

气候变化是人类面临的重大而紧迫的全球性挑战,应对气候变化,通过绿色低碳转型实现可持续发展已成为了全世界的共识。习近平主席指出,中国力争2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。围绕这一目标,我国要拿出抓铁有痕的劲头,将绿色低碳发展纳入社会经济发展全局,促进全社会全面绿色转型。能源的快速转型发展是我国实现“双碳”目标的重要基础,但转型发展仍然面临着巨大的压力,亟需促进电力生产和消费结构清洁化转型,加快建设以新能源为主体的新型电力系统。为了促进新能源发展,提供可反映新能源价值的市场体系,国家发改委、国家能源局组织国家电网公司、南方电网公司制定了《绿色电力交易试点工作方案》(以下简称《方案》),并于近日获得正式批复。2021年9月7日,绿色电力交易试点正式启动,绿色电力交易市场逐渐打开,以市场化方式引导绿色电力消费。绿电交易为发电企业及电力用户提供了一条新的交易途径,通过市场机制促进可再生能源发展,更向全世界展示了我国积极推动全社会绿色低碳转型的决心。然而当前绿色电力交易对经济社会的影响力较为有限,尤其是在政策协调方面与当前运行的电力市场及绿证市场缺乏有效的衔接,还需进一步完善绿电交易机制。

3.2.1 绿电交易面临的关键问题

一是绿电交易市场与已开展的电能量市场衔接机制有待完善。首先,绿电交易作为中长期市场框架内的交易品种,其交易的组织、执行和结算均需履行中长期交易规定。然而绿色电力交易的发电主体主要为风电和光伏等出力波动性、间

歇性较强的电源，出力曲线受天气等不可控的自然条件影响较大，难以与用电负荷曲线实时匹配，将导致中长期合同履行困难。为了满足负荷侧用户 100%消费绿电的诉求，常需调动相对可控的火电机组平滑曲线，系统将会因此产生较大的调节成本。其次，绿电交易与电力现货交易的衔接机制也未能明确。根据《方案》，绿色电力在交易组织、电网调度、交易结算等方面具有优先地位，电力调度机构将保证中长期框架下的可再生能源发电优先出清履约，一方面切割了市场总体的优化空间，使得竞争量价不再充分，可能导致出清结果无法体现最优的资源配置效果；另一方面，绿电交易合同仅规定了电量、电价的签订方式，未约定签订带时标属性的电力曲线，可再生能源发电的随机性可能导致与现货交易空间的不匹配，将会使交易的执行和结算工作面临较大挑战。

二是绿色电力消费凭证的核发、认证和落实制度有待完善。首先，绿色电力消费凭证核发单位的合规性管理制度缺失，无法确保凭证量价真实准确，同时绿电交易中心的单位性质尚未完全独立，导致由绿电交易中心核发的绿色电力消费凭证国际认可度低。其次，绿色电力消费凭证的认证体系部分尚缺乏国家政策认可，不具备权威性，进而难以与国际接轨。最后，在绿色电力消费凭证的落实制度是方面，各地区根据资源分布或政策支持力度不同，对绿电交易的考核标准不一，导致绿电消费凭证难以真正在各地区起到作用。

三是绿色电力交易与绿色电力证书交易缺乏衔接，绿电环境价值不统一。2017年2月，国家能源局发布了《绿色电力证书核发及自愿认购规则（试行）》（发改能源〔2017〕132号），指出绿色电力证书由国家可再生能源信息管理中心依据可再生能源上网电量向符合资格的可再生能源发电企业颁发，是具有唯一代码标识的电子凭证。然而，《方案》中指出，电力交易中心依据绿色电力交易结算结果为用户提供绿色电力消费认证。不难看出，绿电的环境价值在发电侧和用户侧分别以不同的证明进行核发，可能导致绿电环境价值的重复计算。此外，《方案》中指出，在绿色电力交易与绿证衔接部分，“电力交易中心依据绿色电力交易结果将绿证分配至电力用户”。一方面，绿证交易市场的组织主体与绿电交易的组织主体不同，如何进行衔接尚未出台明确的方案；另一方面，绿证交易市场中，绿证核发给可再生能源发电企业，并在认购平台上进行自由交易，最终形成绿证价格来衡量其价值，而在绿电交易市场中，绿证的价值由绿电交易价格决定。绿证的价值在两套交易体系中难以统一协调，导致绿证价值体系混乱。

3.2.2 促进绿电交易的政策建议

一是充分考虑绿色电力产品的出力波动性，完善同当前电力市场的衔接机制。

在电力中长期交易层面，应规范绿电交易的买卖双方权责，落实发用电责任和义务。在绿电交易合同中，可签订分时电力曲线，用于绿电结算和履约。建议组合有关部门测算绿电交易环境下，电力系统的运行成本，从而做好资金平衡，并做到真实反映绿色电力的环境价值。建议将水电逐步纳入绿电交易品种，鼓励绿电交易同时结合水电等其他可调发电资源，保证电力调度机构对发电量可控，从而保障发电侧电量供应的稳定性。

二是建议研究绿电的溯源方法和机制，从而保证核发的每一份绿电消费凭证可追溯可查询。尽快落实绿电交易中心的单位性质，确认绿色电力消费凭证核发主体。完善绿色电力消费凭证核发和结算机制，若电力用户的购买绿电量与消费绿电量不一致，应考虑以电力用户最终实际消费的绿电总量为准进行结算，并以此为基础核发绿电消费凭证，买方通过绿电交易购买的绿证和最后实际核销的绿证数量应保证一致，否则将难以保证绿色消费凭证的可信度和权威性，并进一步影响国际上对绿色消费凭证的认可度。同时，绿电的考核制度亟需深入研究，将考核标准落实到各个省和各个单位，形成“中国方案”。我国绿电交易规模需要进一步扩大，需要辅以行政手段激发市场的活跃度，但不可一味照搬国外的制度，应考虑各省的可再生能源资源条件，提出有针对性的考核标准，并下发到各个单位。

三是深入研究绿电交易和绿证交易所涉及的交易主体、组织方式、价格机制等方面的异同，厘清两者的关系。建议相关部门协调国家可再生能源信息管理中心和北京交易中心，完善现有的绿证及绿色电力消费认证核发机制，推进统一绿电环境价值的核算准则、统计范围、核算方法。协调绿电交易和绿证交易市场，实现交易数据的互联互通，并尽快提出详细可行的监管机制，保障绿电环境价值认证的唯一性。在可再生能源发电企业和电力用户间搭建桥梁，构建更加公开透明的交易环境，披露绿证和绿色电力消费认证数据，确保绿证价值在绿电交易和绿证交易市场中一致。此外，建议组织相关机构研究未来绿电交易市场中各阶段、各地区将核发的绿证数量，并进一步研究绿电交易和绿证交易未来的发展趋势，深入分析两者融合或者绿证交易逐步退出所带来的经济、社会影响。逐步完善绿电交易价格机制，吸引更多发电企业参与到绿电交易市场中，提高绿电交易市场活跃度。

综上，接下来需针对绿电交易与电力市场、绿证市场的衔接机制进行深入研究，完善绿电交易机制，解决绿电在电力市场履约中的问题，并提出系统化的绿色消费凭证核发认证方法，推进绿电考核标准的落地。同时，协调统一绿电的环境价值计算方法，测算评估未来所需的绿证数量，通过科学的政策规划以引导市

场健康合理发展，从而有力支撑我国能源结构低碳化转型。

3.3 完善绿色电力交易机制的相关建议

考虑到绿色电力交易处于发展初期，对经济社会的影响力较为有限，尚未完全体现出在全国电力市场中的调节作用，为了有力支撑我国能源结构低碳化转型，必须进行科学的政策规划以引导市场健康合理发展。具体来说，在激励机制、价格机制、政策协调、国际对接等方面，现有绿电交易机制有待补充完善绿电交易的具体实施方案、设计配套执行机制，从而实现促进可再生能源发展的最终目的。接下来，将针对目前绿电交易机制设计中存在的主要问题，依次从总体发展层面、现期发展层面和中长期发展层面进行分析，并提出相对应的政策建议。

3.3.1 当前绿电交易机制中存在的主要问题

3.3.1.1 总体发展层面存在激励不足的问题

从总体发展层面，绿电交易规模需进一步扩大，但供给侧和需求侧尚缺乏有效的激励机制。绿电交易的根本目的是通过市场化手段推动可再生能源发展，然而当前绿电交易规模较小，难以产生较大的社会经济影响，需要同时对供给侧和需求侧进行激励，让双方都有参与交易的意愿。供给侧方面，绿电交易尚未提供明确的价格激励信号鼓励发电企业扩大可再生能源装机规模。首先，绿电交易价格未给出明确的下限，对发电企业吸引力不足。其次，现阶段绿电交易产生的收益难以与扩大可再生能源装机规模需要承担的投资成本平衡。需求侧方面，现有的绿电交易机制仍难以平衡电力用户减排需求与成本上涨之间的矛盾。若无相对应的激励政策，将严重挫伤用户参与绿电交易的积极性。

3.3.1.2 现期发展阶段存在政策协调问题

第一，绿色电力交易与绿色电力证书交易之间的衔接方案不明确，缺乏界定标准。目前绿电的环境价值在发电侧和用户侧分别以绿色电力证书和绿电消费凭证这两种不同的证明进行核发，一定程度上削弱了绿证衡量绿电环境价值的唯一性。绿电消费证明与绿证市场交易之间的衔接尚未提出明确的方案，难以保证绿色电力的环境价值不被重复计算。绿色电力证书交易市场中，绿证核发给可再生能源发电企业，并在认购平台上进行自由交易，最终形成绿证价格来衡量绿电环境价值，而在绿电交易市场中，绿电环境价值由绿电交易价格决定，从而绿电环境价值在两套交易体系中难以统一，价值体系混乱。此外，绿证交易市场与绿电

交易市场的组织主体不同，如何进行衔接尚未出台明确的方案。最后，若补贴电站参与绿电交易，将丧失相对应的补贴收入，当绿电交易带来的收益较低时，高补贴强度的电站将缺乏进入市场的意愿，进而影响绿电市场的全面性与活跃度。

第二，绿电交易与传统电力交易之间缺乏协调，电力用户购买绿电压力激增。一是绿电交易以中长期为周期，市场主体需要自主切割传统电力交易与绿电交易中的购电量，实际发用电的偏差在两类交易中需要遵循不同的量价体系，可能会降低市场效率，增加运行成本，特别是可再生能源发电的不确定性将给发用双方的合同履行带来挑战；二是绿电交易与目前正在运行的电力现货交易缺乏衔接，按照《方案》中的优先原则，电力调度机构是以边界的方式安排发电计划，可能导致现货交易空间无法准确把握影响后续交易；三是绿电交易的开展将影响传统电力交易的碳排放因子核算。根据相关碳排放计算方法，二氧化碳间接排放与电力消耗间接排放系数相关。绿电交易开展之后，传统电力交易中绿电的总量及比例必将下降，从而引起电力消耗间接排放系数的提高，经计算，电力消耗间接排放系数随绿电价格与传统电价之间的正差价增加而增加。这将导致传统电力交易下电力用户间接碳排放量迅速提高，电力用户不得不参与绿电交易以达到减排要求，用电成本提高。此外，电力市场是政府推动电网结构侧改革主要抓手之一，电力用户原本希望通过传统电力市场来降低间接碳排放，而绿电交易的开展导致这些企业必须参与绿电交易才能达到预期效果，相当于将一部分政府应承担的成本转嫁到电力用户身上，电力用户购买绿电压力激增，减排成本上升。

第三，绿电交易和碳市场交易之间缺乏良好的衔接，绿电消费凭证如何纳入碳排放指标管理体系亟待明确。《方案》建议通过 CCER 等机制实现电力市场与碳市场的有机连接。然而，CCER 体系已被暂停，现在市场中仅有已备案的 CCER 存量交易，且价格不断走高。若绿电交易通过 CCER 与碳市场进行衔接，目前只能消耗存量，CCER 机制何时重启尚未可知，未来存在极大的不确定性。其次，《全国碳排放权交易管理办法（试行）》规定，CCER 在碳市场交易中抵消比例不得超过 5% 的经核查排放量，这一限制将极大影响未来绿电交易市场与碳市场之间的协调。若未来绿电交易规模进一步增大，CCER 较低的抵消量使得其难以承担链接碳市场的任务。此外，碳排放权交易市场和绿电交易市场分别由不同部门监管，CCER 如何与绿电消费凭证互认，缺乏一套明确的标准和核算方案，且数据相互耦合存在困难。

3.3.1.3 中长期发展存在地域限制

第一，在国内方面，缺少统一电力市场交易方案设计，未来跨区交易受限，

价格波动难以控制。由于各省绿电装机和发电规模不同，试点区域交易方案需根据各地区具体情况进行设计。以浙江省为例，2021年4月浙江省发改委制定发布《浙江省绿色电力市场化交易试点实施方案》，启动市场交易工作，方案中指出，绿电年度交易电量不超过上一年度省内新能源总发电规模的50%。但是，其他试点省市暂时还没有出台全面地且具有针对性的实施方案，不同区域绿电交易比例以及绿电交易价格上下限目前并未有明确的限定。此外，统一电力市场交易方案缺失将导致跨省区交易的供需情况难以统筹，可能造成跨省区层面的绿电交易价格波动幅度较大，不利于绿电交易范围和规模扩大，从而影响跨省区交易活跃度和市场平稳有序发展。

第二，在国际对接方面，绿电消费凭证缺乏与国际减排贡献进行互认的核算标准。绿电交易市场中，具有绿色电力消费需求的电力用户包括大量跨国企业，以苹果公司为例，它提出“2020年实现自身碳中和”以及“2030年实现供应链碳中和”。因此，这些企业为了达到其承诺的碳减排目标，必将参与绿电交易购买清洁能源，并按期评估核算其减排效果。然而，电力用户参与绿电交易获得的绿电消费凭证如何与APX、I-REC等机构签发的国际绿证、自主决定贡献NDC等凭证进行互认仍缺乏明确的标准和方案。若绿电消费凭证无法在国际碳减排体系下被认可，将极大影响跨国公司参与绿电交易的积极性，从而抑制绿电交易范围和交易规模。因此，绿电消费凭证与国际减排指标互认有待进一步深入研究。

3.3.2 完善我国绿电交易体系的政策建议

3.3.2.1 总体发展层面，激励供需侧扩大绿电交易规模

充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，运用价格信号引导扩大绿电交易范围和交易规模，与行政手段合理结合，共同激励发电企业及电力用户参与绿电交易。一方面压实可再生能源配额制责任，促进各类电力市场主体积极配合规划可再生能源利用空间，同时加快完善绿电交易价格机制，通过合理定价保障发电企业的收益，充分调动发电企业生产绿电的积极性。另一方面，与碳价机制形成联动，将电力用户减排成本维持在可接受的范围内。建议开展绿电交易价格机制研究，组织相关部门及科研单位对绿电交易价格形成机制进行深入研究，分别从供给侧和需求侧分析发电企业和电力用户的价格平衡点，包括发电企业投资成本与成交价格 and 成交规模之间的平衡，电力用户通过购买绿电减排产生的成本与不参与绿电交易导致的碳排放罚款之间的平衡。结合研究成果合理地设置交易价格参考限值，充分激励供给侧和需求侧，从而提高绿电市场规模，达到促进可再生能源发展的最终目的。

3.3.2.2 现期发展层面，有效整合和利用政策资源

第一，尽快厘清绿色电力交易和绿证交易之间的关系，构建统一的绿电环境价值核算体系。建议国家有关部门协调国家可再生能源信息管理中心与北京电力交易中心，完善现有的绿证及绿色电力消费认证核发机制，推进统一绿电环境价值的核算准则、统计范围、核算方法。其次，协调绿电交易和绿证交易市场，实现交易数据的互联互通，并尽快提出详细可行的监管机制，保障绿电环境价值认证的唯一性。在可再生能源发电企业和电力用户之间搭建桥梁，构建更加公开透明的交易环境，披露绿色电力证书和绿电消费凭证相关数据，确保绿电环境价值在绿电交易和绿证交易市场中一致。最后，进一步研究绿电交易和绿证交易未来的发展趋势，深入分析两者融合或者绿证交易逐步退出所带来的经济、社会影响。逐步完善绿电交易价格机制，设置交易价格上下限，吸引更多发电企业参与到绿电交易市场中，提高绿电交易市场活跃度。

第二，协调安排绿电交易与传统电力交易流程，为电力用户购电提供明确的方案。随着绿电交易开展，建议相关机构与电网企业协商讨论，将两种购电渠道在数据跟踪上保持实时更新，并公开各地方绿电交易量以及传统电力交易中绿电占比，及时更新电力消耗间接排放系数，为电力用户购电决策提供参考。建议尽量避免过多的交易方式拆分，导致市场效率降低、交易成本升高。若市场主体同时参与绿电交易和传统电力交易，可设立专门的交易监管机构并提供简化的操作流程，将绿电交易和传统电力交易集成到同一平台上。建议相关机构与电网企业协调组织相关专业团队，为电力用户提供购电咨询服务，梳理绿电交易与传统电力交易之间的关系，帮助和引导电力用户积极参与绿电交易，助力电力用户实现减排目标。此外，可在具备条件后，打通绿电交易与传统电力交易之间的量价体系，对同一类市场主体遵循统一的量价措施，逐步实现绿电交易与传统交易的融合。对于需要进一步鼓励的主体，地方政府可适当为其参与绿电交易提供补贴或税收减免等激励机制，降低其参与成本，进而提高用户参与度。

第三，积极推动绿电交易和碳市场交易的合理有序衔接。建议相关部门联合学术机构组织研究团队对现有 CCER 等机制进行梳理，统计 CCER 存量，并对绿电交易规模进行预测，评估通过 CCER 机制将绿电交易市场和碳市场耦合的可行性。此外，结合碳市场发展现状，对未来 CCER 机制重启后对绿电市场产生的影响进行深入研究，模拟各种场景下 CCER 的交易价格，与电力市场耦合后的绿电价格以及成交量等，为政府机构及相关决策者制定未来的绿电交易及碳市场交易机制提供参考。建议设立电碳协同交易中心，协调电力市场交易及碳市场交易中的相关业务，如数据对接，证明互认等。另外，应设立专项研究基金，对绿电交

易市场和碳市场耦合模型等研究提供稳定的科研经费支持，模拟并评估相关政策机制的实施效果，为绿电交易机制与碳市场相关机制协同、数据核算与互认标准提供理论参考。

3.3.2.3 中长期发展层面，推动全国各地及国际绿电交易

第一，确定绿电交易试点的实施方案，积极推进统一市场框架下的跨区域绿电交易机制设计。根据各试点地区可再生能源装机及发电规模，对历史数据进行处理，从而确定试点地区当年当月的绿电可交易电量以及需求电量。完善各地区的价格机制，构建经济评估模型，通过多要素分析，为各地方绿电交易价格设定上下限，从而保障发电企业的收益，并控制电力用户减排成本。为了保障跨区绿电交易的稳定运行，建议组织完善统一电力市场交易平台，定期披露各地区的绿电预期供给和需求电量，以及各月、各季度、各年跨省区绿电交易数据，有助于各电力用户和省级电力企业判断价格趋势，衡量收益和成本，从而做出科学、合理的交易决策，确保交易价格波动可控。

第二，积极推动国际交流与合作，构建绿电消费凭证与国际相关减排指标之间的互认体系。调研国际主流减排指标体系，积极吸取国际先进的理论与实践经验，从而进一步完善我国绿电交易市场中的绿电消费凭证核算和发行机制。组织国内外电力市场及碳市场交易领域专家开展研讨会，邀请 APX、I-REC 等机构参与，共同商讨绿电消费凭证与国际相关减排指标之间互通互认，并通过官方机构协调最终达成具有权威性的互认标准，进一步提升我国绿电交易及绿电消费凭证的国际影响力。加强对绿电消费凭证的政策扶持，在海外企业进行绿电交易时优先采用绿电消费凭证进行认证，逐步在用户侧提高绿电消费凭证的发放量，促使海外企业认可绿电消费凭证。

最后，总结以上三个层面的建议，应调动国家发改委、国家能源局、生态环境部、财政部等相关部门，从激励机制、政策协调、价格机制、国际对接等方面全方位地对当前绿色电力交易机制进行完善。总体层面，通过激励供需侧扩大绿电交易规模；现期发展层面，构建统一的绿电环境价值核算体系，协调绿电交易与传统电力交易流程，为电力用户购电提供明确的方案，推动绿电交易和碳市场交易的合理有序衔接；中长期发展层面，积极推进统一电力市场框架下跨省区绿电交易机制设计，构建绿电消费凭证与国际相关减排指标之间的互认体系，最终推动可再生能源发展，支撑电力行业清洁低碳化转型。

