2022年节能宣传周暨低碳日

绿色低碳 节能先行

节约一度电相当于节约0.35千克标准煤，节约4升水

深电信息 SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION 2022年4~5月刊总第42期

深圳市电力行业协会
The Electrical Power Trade Association of Shenzhen

深圳市电力行业协会 编

深电信息

SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION

2022 NO.42

4-5月刊

双月刊

落实双碳行动
共建美丽家园

碳达峰碳中和目标的实现和我们每个市民生活都息息相关。
及时关电脑、打开一扇窗、自备购物袋、种一棵树……
只要你学会做减法：减排、减污、减负、减欲、减速，
就能为碳中和、碳减排贡献自己的力量。

碳达峰碳中和，我们能做什么？

- 及时关电脑
- 自备购物袋
- 打开一扇窗
- 种一棵树

编制单位：南方电网深圳供电局有限公司　　深圳市电力行业协会

《深电信息》（原《深圳电力资讯》）于2013年10月创刊，它是一份面向深圳电力行业发行的会员类刊物，双月刊。

发　行：　深圳市电力行业协会

电　话：　0755-8893 5378

地　址：　深圳市罗湖区桂园街道深南东路4020号深圳市电力行业协会

邮　箱：　szdlhangxie@163.com

微信公众号：

目 录 CONTENTS

SHENZHEN ELECTRIC POWER INFORMATION

政策瞭望

专题报道

人物专访

前沿技术

会员交流

协会动态

政策瞭望 【版面/文字编辑 钟国光】

财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见

为深入贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和重大战略决策，根据《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》和《2030年前碳达峰行动方案》（国发〔2021〕23号）有关工作部署，现就财政支持做好碳达峰碳中和工作提出如下意见。

1. 总体要求

1.1 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，按照党中央、国务院决策部署，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，推动高质量发展，坚持系统观念，把碳达峰碳中和工作纳入生态文明建设整体布局和经济社会发展全局。坚持降碳、减污、扩绿、增长协同推进，积极构建有利于促进资源高效利用和绿色低碳发展的财税政策体系，推动有为政府和有效市场更好结合，支持如期实现碳达峰碳中和目标。

1.2 工作原则

立足当前，着眼长远。围绕如期实现碳达峰碳中和目标，加强财政支持政策与国家“十四五”规划纲要衔接，抓住“十四五”碳达峰工作的关键期、窗口期，落实积极的财政政策要提升效能，更加注重精准、可持续的要求，合理规划财政支持碳达峰碳中和政策体系。

因地制宜，统筹推进。各地财政部门统筹考虑当地工作基础和实际，稳妥有序推进工作，分类施策，制定和实施既符合自身实际又满足总体要求的财政支持措施。加强财政资源统筹，常态化实施财政资金直达机制。推动资金、税收、政府采购等政策协同发力，提升财政政策效能。

结果导向，奖优罚劣。强化预算约束和绩效管理，中央财政对推进相关工作成效突出的地区给予奖励支持；对推进相关工作不积极或成效不明显地区适当扣减相关转移支付资金，形成激励约束机制。

加强交流，内外畅通。坚持共同但有区别的责任原则、公平原则和各自能力原则，强化多边、双边国际财经对话交流合作，统筹国内国际资源，推广国内外先进绿色低碳技术和经验，深度参与全球气候治理，积极争取国际资源支持。

1.3 主要目标

到2025年，财政政策工具不断丰富，有利于绿色低碳发展的财税政策框架初步建立，有力支持各地区各行业加快绿色低碳转型。2030年前，有利于绿色低碳发展的财税政策体系基本形成，促进绿色低碳发展的长效机制逐步建立，推动碳达峰目标顺利实现。2060年前，财政支持绿色低碳发展政策体系成熟健全，推动碳中和目标顺利实现。

2. 支持重点方向和领域

2.1 支持构建清洁低碳安全高效的能源体系。有序减量替代，推进煤炭消费转型升级。优化清洁能源支持政策，大力支持可再生能源高比例应用，推动构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统。支持光伏、风电、生物质能等可再生能源，以及出力平稳的新能源替代化石能源。完善支持政策，激励非常规天然气开采增产上量。鼓励有条件的地区先行先试，因地制宜发展新型储能、抽水蓄能等，加快形成以储能和调峰能力为基础支撑的电力发展机制。加强对重点行业、重点设备的节能监察，组织开展能源计量审查。

2.2 支持重点行业领域绿色低碳转型。支持工业部门向高端化智能化绿色化先进制造发展。深化城乡交通运输一体化示范县创建，提升城乡交通运输服务均等化水平。支持优化调整运输结构。大力支持发展新能源汽车，完善充换电基础设施支持政策，稳妥推动燃料电池汽车示范应用工作。推动减污降碳协同增效，持续开展燃煤锅炉、工业炉窑综合治理，扩大北方地区冬季清洁取暖支持范围，鼓励因地制宜采用清洁能源供暖供热。支持北方采暖地区开展既有城镇居住建筑节能改造和农房节能改造，促进城乡建设领域实现碳达峰碳中和。持续推进工业、交通、建筑、农业农村等领域电能替代，实施“以电代煤”、“以电代油”。

2.3 支持绿色低碳科技创新和基础能力建设。加强对低碳零碳负碳、节能环保等绿色技术研发和推广应用的支持。鼓励有条件的单位、企业和地区开展低碳零碳负碳和储能新材料、新技术、新装备攻关，以及产业化、规模化应用，建立完善绿色低碳技术评估、交易体系和科技创新服务平台。强化碳达峰碳中和基础理论、基础方法、技术标准、实现路径研究。加强生态系统碳汇基础支撑。支持适应气候变化能力建设，提高防灾减灾抗灾救灾能力。

2.4 支持绿色低碳生活和资源节约利用。发展循环经济，推动资源综合利用，加强城乡垃圾和农村废弃物资源利用。完善废旧物资循环利用体系，促进再生资源回收利用提质增效。建立健全汽车、电器电子产品的生产者责任延伸制度，促进再生资源回收行业健康发展。推动农作物秸秆和畜禽粪污资源化利用，推广地膜回收利用。支持“无废城市”建设，形成一批可复制可推广的经验模式。

2.5 支持碳汇能力巩固提升。支持提升森林、草原、湿地、海洋等生态碳汇能力。开展山水林田湖草沙一体化保护和修复。实施重要生态系统保护和修复重大工程。深入推进大规模国土绿化行动，全面保护天然林，巩固退耕还林还草成果，支持森林资源管护和森林草原火灾防控，加强草原生态修复治理，强化湿地保护修复。支持牧区半牧区省份落实好草原补奖政策，加快推进草牧业发展方式转变，促进草原生态环境稳步恢复。整体推进海洋生态系统保护修复，提升红树林、海草床、盐沼等固碳能力。支持开展水土流失综合治理。

2.6 支持完善绿色低碳市场体系。充分发挥碳排放权、用能权、排污权等交易市场作用，引导产业布局优化。健全碳排放统计核算和监管体系，完善相关标准体系，加强碳排放监测和计量体系建设。支持全国碳排放权交易的统一监督管理，完善全国碳排放权交易市场配额分配管理，逐步扩大交易行业范围，丰富交易品种和交易方式，适时引入有偿分配。全面实施排污许可制度，完善排污权有偿使用和交易制度，积极培育交易市场。健全企业、金融机构等碳排放报告和信息披露制度。

3. 财政政策措施

3.1 强化财政资金支持引导作用。加强财政资源统筹，优化财政支出结构，加大对碳达峰碳中和工作的支持力度。财政资金安排紧紧围绕党中央、国务院关于碳达峰碳中和有关工作部署，资金分配突出重点，强化对重点行业领域的保障力度，提高资金政策的精准性。中央财政在分配现有中央对地方相关转移支付资金时，对推动相关工作成效突出、发挥示范引领作用的地区给予奖励支持。

3.2 健全市场化多元化投入机制。研究设立国家低碳转型基金，支持传统产业和资源富集地区绿色转型。充分发挥包括国家绿色发展基金在内的现有政府投资基金的引导作用。鼓励社会资本以市场化方式设立绿色低碳产业投资基金。将符合条件的绿色低碳发展项目纳入政府债券支持范围。采取多种方式支持生态环境领域政府和社会资本合作（PPP）项目，规范地方政府对PPP项目履约行为。

3.3 发挥税收政策激励约束作用。落实环境保护税、资源税、消费税、车船税、车辆购置税、增值税、企业所得税等税收政策；落实节能节水、资源综合利用等税收优惠政策，研究支持碳减排相关税收政策，更好地发挥税收对市场主体绿色低碳发展的促进作用。按照加快推进绿色低碳发展和持续改善环境质量的要求，优化关税结构。

3.4 完善政府绿色采购政策。建立健全绿色低碳产品的政府采购需求标准体系，分类制定绿色建筑和绿色建材政府采购需求标准。大力推广应用装配式建筑和绿色建材，促进建筑品质提升。加大新能源、清洁能源公务用车和用船政府采购力度，机要通信等公务用车除特殊地理环境等因素外原则上采购新能源汽车，优先采购提供新能源汽车的租赁服务，公务用船优先采购新能源、清洁能源船舶。强化采购人主体责任，在政府采购文件中明确绿色低碳要求，加大绿色低碳产品采购力度。

3.5 加强应对气候变化国际合作。立足我国发展中国家定位，稳定现有多边和双边气候融资渠道，继续争取国际金融组织和外国政府对我国的技术、资金、项目援助。积极参与联合国气候资金谈判，推动《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》全面有效实施，打造“一带一路”绿色化、低碳化品牌，协同推进全球气候和环境治理。密切跟踪并积极参与国际可持续披露准则制定。

4. 保障措施

4.1 强化责任落实。各级财政部门要切实提高政治站位，高度重视碳达峰碳中和相关工作，按照中央与地方财政事权和支出责任划分有关要求，推动如期实现碳达峰碳中和目标。省级财政部门要健全工作机制，研究制定本地区财政支持做好碳达峰碳中和政策措施，层层压实责任，明确责任分工，加强对市县财政部门的督促和指导。市县财政部门负责本行政区域财政支持碳达峰碳中和工作，并抓好中央和省级政策落实。

4.2 加强协调配合。建立健全财政部门上下联动、财政与其他部门横向互动的工作协同推进机制。各级财政部门要加快梳理现有政策，明确支持碳达峰碳中和相关资金投入渠道，将符合规定的碳达峰碳中和相关工作任务纳入支持范围，加强与发展改革、科技、工业和信息化、自然资源、生态环境、住房和城乡建设、交通运输、水利、农业农村、能源、林草、气象等部门协调配合，充分调动各方面工作积极性，形成工作合力。

4.3 严格预算管理。不断提升财政资源配置效率和财政支持碳达峰碳中和资金使用效益。推动预算资金绩效管理在支持做好碳达峰碳中和工作领域全覆盖，加强预算资金绩效评价和日常监管，硬化预算约束。健全支持碳达峰碳中和工作的相关资金预算安排与绩效结果挂钩的激励约束机制。坚持资金投入与政策规划、工作任务相衔接，强化对目标任务完成情况的监督评价。财政部各地监管局要对支持碳达峰碳中和工作的相关资金开展评估评价，及时发现问题，提出改进措施，并监督地方落实整改措施。

4.4 加大学习宣传力度。各级财政干部要自觉加强碳达峰碳中和相关政策和基础知识的学习研究，将碳达峰碳中和有关内容作为财政干部教育培训体系的重要内容，增强各级财政干部做好碳达峰碳中和工作的本领。加大财政支持做好碳达峰碳中和宣传和科普工作力度，鼓励有条件的地区采取多种方式加强生态文明宣传教育，建设碳达峰碳中和主题科普基地，推动生态文明理念更加深入人心，促进形成绿色低碳发展的良好氛围。

来源：财政部网站

链接：财政部就出台《财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见》答记者问

据财政部网站消息，为贯彻落实党中央、国务院关于碳达峰碳中和重大战略决策，财政部印发了《财政支持做好碳达峰碳中和工作的意见》（财资环〔2022〕53号）。近日，财政部有关负责人就《意见》相关情况回答了记者的提问。

1. 问：《意见》出台的背景和意义？

答：实现碳达峰碳中和，是以习近平同志为核心的党中央统筹两个大局作出的重大战略决策，事关中华民族永续发展和构建人类命运共同体，是我国在新发展阶段推动高质量发展的必由之路。《意见》作为构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系其中一项，是财政部门贯彻落实党中央、国务院相关重大决策部署的顶层设计文件，是碳达峰碳中和的重要保障方案。《意见》的出台，有利于明确财政支持碳达峰碳中和的工作目标，指导各级财政干部提高政治站位，统一思想认识，凝心聚力推进工作；有利于指导各级财政部门明确支持碳达峰碳中和工作的重点方向和领域，找准着力点，加快建立健全促进资源高效利用和绿色低碳发展的财税政策体系；有利于发挥财政资金、税收、政府采购等多项政策协同作用，形成财政部门上下联动、财政与其他部门横向互动的工作协同推进机制，有力推进实现碳达峰碳中和目标。

2. 问：《意见》的总体框架及主要内容有哪些？

答：《意见》立足当前发展阶段，以支持实现碳达峰工作为侧重点，提出综合运用财政资金引导、税收调节、多元化投入、政府绿色采购等政策措施做好财政保障工作，具体包括四个部分。一是总体要求。主要阐明财政支持做好碳达峰碳中和工作的指导思想、工作原则和主要目标。二是支持重点方向和领域。明确重点支持构建清洁低碳安全高效的能源体系、重点行业领域绿色低碳转型、绿色低碳科技创新和基础能力建设、绿色低碳生活和资源节约利用、碳汇能力巩固提升、完善绿色低碳市场体系等六大方面。三是财政政策措施。包括强化财政资金支持引导作用、健全市场化多元化投入机制、发挥税收政策激励约束作用、完善政府绿色采购政策、加强应对气候变化国际合作等五方面。四是保障措施。具体为强化责任落实、加强协调配合、严格预算管理、加大学习宣传力度四个方面。

3. 问：财政支持碳达峰碳中和工作的原则是什么？

答：《意见》提出四方面的原则。一是立足当前，着眼长远。围绕如期实现碳达峰碳中和目标，加强财政支持政策与国家“十四五”规划纲要衔接，抓住“十四五”碳达峰工作的关键期、窗口期，落实积极的财政政策要提升效能，更加注重精准、可持续的要求，合理规划财政支持碳达峰碳中和政策体系。二是因地制宜，统筹推进。各地财政部门统筹考虑当地工作基础和实际，稳妥有序推进工作，分类施策，制定和实施既符合自身实际又满足总体要求的财政支持措施。加强财政资源统筹，常态化实施财政资金直达机制。推动资金、税收、政府采购等政策协同发力，提升财政政策效能。三是结果导向，奖优罚劣。强化预算约束和绩效管理，中央财政对推进相关工作成效突出的地区给予奖励支持；对推进相关工作不积极或成效不明显地区适当扣减相关转移支付资金，形成激励约束机制。四是加强交流，内外畅通。坚持共同但有区别的责任原则、公平原则和各自能力原则，强化多边、双边国际财经对话交流合作，统筹国内国际资源，推广国内外先进绿色低碳技术和经验，深度参与全球气候治理，积极争取国际资源支持。

4. 问：如何保障《意见》发挥实效？

答：财政部将指导地方财政部门落实好《意见》要求，重点做好以下几方面工作。一是加大宣传贯彻力度。指导地方财政部门统一思想认识、提高政治站位，深入学习领会党中央重大战略决策，将推动实现碳达峰碳中和纳入各级财政工作全局，完善学习培训内容，促进形成绿色低碳发展的良好氛围。二是强化责任落实。指导省级财政部门健全工作机制，研究制定本地区财政支持做好碳达峰碳中和政策措施，层层压实责任，明确责任分工，加强对市县财政部门的督促和指导，市县财政部门负责本行政区域工作，并抓好上级政策落实。三是加强协调配合。加快建立健全财政部门上下联动、财政与其他部门横向互动的工作协同推进机制，将符合规定的碳达峰碳中和相关工作任务纳入支持范围，充分调动各方面工作积极性，形成工作合力。四是持续跟踪问效。不断提升财政资源配置效率和财政支持碳达峰碳中和资金使用效益，加强预算资金绩效评价和日常监管，硬化预算约束。坚持资金投入与政策规划、工作任务相衔接，强化对目标任务完成情况的监督评价。

5. 问：为支持碳达峰碳中和工作，财政部已经采取了哪些举措？

答：财政部坚持以习近平生态文明思想为指导，认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，不断创新完善政策制度，综合运用财政资金引导、税收调节和政府绿色采购等多种政策措施支持推进碳达峰碳中和工作。一是强化资金保障，多渠道加大支持力度。2021年中央财政加强资源统筹，优化支出结构，安排支持绿色低碳发展相关资金约3500亿元。资金分配突出重点，强化对清洁能源推广和应用、重点行业领域低碳转型、科技创新和能力建设、碳汇能力巩固和提升等方面的保障力度，提高资金政策的精准性。二是充分发挥税收政策激励约束作用。一方面，落实好支持环境保护和绿色发展税收政策。对符合条件的新能源汽车车购税、车船税予以免征，引导绿色低碳出行；全面实施矿产资源税从价计征改革，促进资源的合理开发等。另一方面，优化关税结构，降低柴油发动机过滤装置等部分环境产品关税，对资源型产品和钢铁初级产品等实施零关税或低关税等，引导推动绿色低碳发展。三是推动建立多元化资金投入机制。通过国家绿色发展基金带动社会资本支持长江经济带绿色发展，以金融手段加快培育绿色发展领域的市场主体，更好服务于实体经济的绿色转型。规范有序推进生态环保领域政府和社会资本合作（PPP），发挥财政资金“四两拨千斤”的撬动作用。四是不断完善政府绿色采购政策。完善节能环保产品政府采购政策执行机制，属于品目清单范围的节能环保产品，只要通过国家相关认证，即可享受政府强制采购、优先采购政策支持。压实采购人的绿色采购责任，在建筑、快递包装、商品包装等领域推广应用绿色采购需求标准，落实绿色采购政策目标。五是积极参与全球环境气候资金机制治理与合作。建设性参与《联合国气候变化框架公约》和《巴黎协定》资金议题谈判，捍卫共同但有区别责任原则，维护发展中国家自愿出资原则和用款权益，营造有利于实现碳达峰碳中和目标的外部环境。加强对全球环境基金、绿色气候基金战略引领，积极利用国际多双边机构资金，助力实现碳达峰碳中和目标。

6. 问：财政部主要通过哪些渠道支持清洁能源发展，下一步有什么考虑？

答：支持构建清洁低碳安全高效的能源体系是推动实现碳达峰碳中和的重要工作，中央财政对此高度重视，开展了许多工作，取得了显著成效。一是落实新能源汽车推广应用财政补贴政策。财政部会同相关部门持续完善新能源汽车购置补贴政策，不断提高补贴技术门槛，合理把握补贴标准退坡力度和节奏，推动新能源汽车产业高质量发展。2021年我国新能源汽车销售完成352.1万辆，同比增长1.6倍，连续7年位居全球第一。2021年底，财政部会同相关部门印发了通知，综合考虑新能源汽车产业发展规划、市场销售趋势以及企业平稳过渡等因素，明确新能源汽车购置补贴政策于2022年12月31日终止。二是实行可再生能源发电补贴政策。自2006年起，中央财政对可再生能源发电实行基于固定电价下的补贴政策，努力推动可再生能源高质量跃升发展。截至2021年底，我国可再生能源发电装机达到10.63亿千瓦，其中风电装机3.28亿千瓦、光伏发电装机3.06亿千瓦、生物质发电装机3798万千瓦。2021年，全国可再生能源发电量达2.48万亿千瓦时。三是鼓励非常规天然气开采利用。自2012年将页岩气纳入补贴范围以来，国内非常规天然气产量连续9年稳步增长。2019年起，纳入补贴范围的非常规天然气包括页岩气、煤层气、致密气等气种。按照“多增多补、冬增多补”的原则，非常规天然气补贴按照增量考核的梯级奖励方式，以结果为导向，鼓励地方和企业增气上产。在政策支持下，2021年非常规天然气实际开采利用量占我国全部天然气产量的1/3以上，成为上产的重要保障。四是推动北方地区冬季清洁取暖。近年来，中央财政通过大气污染防治专项安排资金支持北方地区开展冬季清洁取暖工作，分五批将88个城市纳入支持范围，引导地方结合本地区经济社会实际情况，因地制宜、稳妥有序开展清洁取暖改造和既有建筑节能改造，有效减少散煤消费，促进减污降碳协同增效，推动能源结构绿色转型。

7. 问：目前，支持绿色低碳发展的税收政策主要有哪些政策？

答：“十三五”以来，我国以环境保护税、资源税、耕地占用税“多税共治”，以增值税、企业所得税等系统性税收优惠政策“多策组合”的绿色税收体系框架构建形成。现行税制中，与生态环保密切相关的主要包括资源税、消费税、增值税、所得税、车辆购置税和车船税等，政策设计既注重对生态保护、创新发展的激励，又强化对破坏生态、粗放发展的约束，还积极推进减税降费，释放政策红利，为地方高质量发展注入强劲动力。一是对成品油征收消费税，调节交通运输领域的能源消耗。我国2009年实施了成品油税费改革，此后多次提高成品油单位税额。二是差别设置消费税税率，减免车购税、车船税，引导绿色低碳出行。根据“大排量多负税、小排量少负税”的原则，设置乘用车和摩托车消费税适用税率；对新能源汽车免征车辆购置税；对新能源车船免征车船税、对节能汽车减半征收车船税。三是自2018年起开征环境保护税，减少污染物排放。对大气污染物、水污染物、固体废物、噪声等四类污染物征收。火电、钢铁、水泥、化工等行业的重点能源使用和排放企业排污成本有所提高，对鼓励清洁生产、促进节能减排发挥了积极作用。四是自2016年7月起全面实施矿产资源税从价计征改革，促进资源节约集约利用。五是实行增值税、企业所得税相关税收优惠，引导企业以清洁能源和可再生能源替代化石能源。完善环境保护、节能节水税收优惠政策，印发《环境保护、节能节水项目企业所得税优惠目录（2021年版）》；完善资源综合利用税收政策，发布《关于完善资源综合利用增值税政策的公告》和《资源综合利用企业所得税优惠目录（2021年版）》。

8. 问：目前，财政部政府绿色采购政策实施情况如何？下一步有哪些考虑？

答：近年来，财政部不断完善政府绿色采购政策，推动国家机关、事业单位和团体组织积极采购和使用绿色低碳产品。一是加大强制采购、优先采购节能环保产品力度。完善节能环保产品政府采购执行机制，属于节能环保政府采购品目清单范围的产品，只要通过国家认证即可享受采购优惠政策。2020年节能环保产品采购规模占同类产品政府采购规模的比例达到85%以上，有效推动了相关产业发展，对社会绿色消费起到了积极引领作用。二是推广绿色建筑和绿色建材应用。推进绍兴等6个城市试点在医院、学校等公共建筑中使用绿色建材，运用装配式、智能化等新型建造方式，纳入试点的工程项目金额达1025亿元。三是构建政府绿色采购需求标准体系。会同生态环境部、国家邮政局制定快递包装需求标准，从绿色化、减量化和可循环三个方面规定了包装材料中重金属含量等指标，引导供应商使用循环有机可再生的包装产品。研究制订绿色数据中心、打印复印耗材等政府采购需求标准。四是支持重点产品绿色采购。推广应用新能源汽车，要求机要通信和相对固定路线的执法执勤、通勤等车辆原则上采购新能源汽车，指导海南省试行强制采购国产清洁能源汽车。在中央预算单位的家具、印刷、汽车维修等定点采购方案中，明确要求使用低挥发性原辅材料，减少空气污染。下一步，财政部将加快建立健全绿色低碳产品的政府采购需求标准体系，分类制定绿色建筑和绿色建材政府采购需求标准；大力推广应用装配式建筑和绿色建材，促进建筑品质提升；强化采购人主体责任，在政府采购文件中明确绿色低碳要求，加大绿色低碳产品采购力度。

9. 问：财政部如何支持绿色低碳科技研发推广和基础能力建设相关工作？

答：在支持科技创新方面。一是通过支持组织实施中央财政科技计划（专项、基金等），对绿色低碳发展相关科研活动予以支持，如“十三五”期间支持实施国家重点研发计划“煤炭清洁高效利用和新型节能技术”、“可再生能源与氢能技术”、“新能源汽车”、“绿色建筑及建筑工业化”、“核安全与先进核能技术”等重点专项，提升支撑绿色低碳发展的科技创新能力。2021年起，支持布局国家重点研发计划“地球系统与全球变化（碳达峰碳中和关键技术研究与示范）”重点专项。二是对绿色低碳发展领域相关中央级科研院所、国家重点实验室给予稳定支持，支持其改善科研基础条件，自主开展研究等，相关单位可围绕国家战略部署及行业部门要求，自主开展绿色低碳发展相关研究。在支持基础能力建设方面。主要是通过相关部门预算支持有关部门加强环境质量监测、环境监察执法、自然资源管理、自然生态保护等重点工作，强化碳排放统计核算和监管体系建设，开展碳监测评估试点、碳排放统计核算与分析，同时强化碳达峰碳中和基础理论、基础方法、实现路径研究。

10. 问：财政部主要通过哪些资金支持碳汇能力巩固和提升，成效如何？

答：中央财政通过中央对地方转移支付资金支持提升森林、草原、湿地、海洋等生态碳汇能力。一是通过重点生态保护修复治理资金，支持开展山水林田湖草沙一体化保护和修复工程，实施历史遗留废弃矿山生态修复示范工程，统筹推进山水林田湖草沙综合治理、系统治理、源头治理，有效促进生态恢复，整体提升了祁连山、黄土高原、长江中下游等重点生态地区核心区的生态系统质量，扩大了生态空间。二是通过林业草原转移支付资金，深入推进大规模国土绿化行动，全面保护天然林，巩固退耕还林还草成果，支持森林资源管护和森林草原火灾防控，加强草原生态修复治理，强化湿地保护修复。我国森林覆盖率提高到23.04%，草原综合植被盖度达56.1%，湿地保护率达到52%，沙化土地防治成为全球典范。三是通过海洋生态保护修复资金，整体推进“蓝色海湾”整治行动、红树林保护修复、海岸带保护修复工程，提升红树林、海草床、盐藻等固碳能力。四是通过农业资源及生态保护补助资金，实施第三轮草原生态保护补助奖励政策，加快推进草牧业发展方式转变，促进草原生态环境稳步恢复，推进东北黑土地保护利用和保护性耕作，开展绿色种养循环农业试点，促进农作物秸秆综合利用。

来源：财政部网站

关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。同时，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。要实现到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。按照党中央、国务院决策部署，现就促进新时代新能源高质量发展制定如下实施方案。

1. 创新新能源开发利用模式

1.1 加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。

1.2 促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

1.3 推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到2025年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

1.4 引导全社会消费新能源等绿色电力。开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和提供服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。

2. 加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统

2.1 全面提升电力系统调节能力和灵活性。充分发挥电网企业在构建新型电力系统中的平台和枢纽作用，支持和指导电网企业积极接入和消纳新能源。完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。鼓励西部等光照条件好的地区使用太阳能热发电作为调峰电源。深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

2.2 着力提高配电网接纳分布式新能源的能力。发展分布式智能电网，推动电网企业加强有源配电网（主动配电网）规划、设计、运行方法研究，加大投资建设改造力度，提高配电网智能化水平，着力提升配电网接入分布式新能源的能力。合理确定配电网接入分布式新能源的比例要求。探索开展适应分布式新能源接入的直流配电网工程示范。

2.3 稳妥推进新能源参与电力市场交易。支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购售电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。对国家已有明确价格政策的新能源项目，电网企业应按照有关法规严格落实全额保障性收购政策，全生命周期合理小时数外电量可以参与电力市场交易。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

2.4 完善可再生能源电力消纳责任权重制度。科学合理设定各省（自治区、直辖市）中长期可再生能源电力消纳责任权重，做好可再生能源电力消纳责任权重制度与新增可再生能源不纳入能源消费总量控制的衔接。建立完善可再生能源电力消纳责任考评指标体系和奖惩机制。

3. 深化新能源领域“放管服”改革

3.1 持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

3.2 优化新能源项目接网流程。地方能源主管部门、电网企业要结合新能源项目发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排。推动电网企业建立新能源项目接网一站式服务平台，提供新能源项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现新能源项目接网全流程线上办理，大幅压缩接网时间。接网及送出工程原则上由电网企业投资建设，电网企业要改进完善内部审批流程，合理安排建设时序，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；由发电企业建设的新能源接网及送出工程，电网企业可在双方协商同意后依法依规回购。

3.3 健全新能源相关公共服务体系。开展全国新能源资源勘查与评价，建立可开发资源数据库，形成县级以上行政区域内各类新能源资源详查评价成果和图谱并向社会发布。建立测风塔及测风数据共享机制。完善新能源产业防灾减灾综合服务体系。加快推动新能源装备标准和检测认证等公共服务体系建设，支持建设国家新能源装备质量公告平台和关键产品公共检测平台。

4. 支持引导新能源产业健康有序发展

4.1 推进科技创新与产业升级。建立产学研一体化平台，建设国家级新能源实验室和研发平台，加大基础理论研究投入，超前布局前沿技术和颠覆性技术。推行“揭榜挂帅”、“赛马”等机制，推动企业、科研院所、高校等针对新能源占比逐渐提高的电力系统安全稳定可靠等问题开展系统性研究，提出解决方案。加大对产业智能制造和数字化升级的支持力度。编制实施智能光伏产业发展行动计划，提升产品全周期智能化、信息化水平。推进高效太阳能电池、先进风电设备等关键技术突破，加快推动关键基础材料、设备、零部件等技术升级。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

4.2 保障产业链供应链安全。出台推动能源电子产业发展的指导意见，加快电子信息技术与新能源产业融合创新。推动强链补链，依照新能源产业链分工对供应链上下游实施科学统筹管理。增加扩产项目信息透明度，增强设备、材料企业对产业供需变化的响应能力，防控价格异常波动，增强新能源产业链供应链韧性。指导地方政府做好新能源产业规划，落实光伏产业规范条件。优化新能源产业知识产权保护环境，加大侵权惩罚力度。规范新能源产业发展秩序，遏制低水平项目盲目发展，及时纠正违反公平竞争的做法，破除地方保护主义，优化新能源企业兼并重组市场环境和审批流程。

4.3 提高新能源产业国际化水平。加强新能源产业知识产权国际合作，推动计量、检测和试验研究能力达到世界先进水平，积极参与风电、光伏、海洋能、氢能、储能、智慧能源及电动汽车等领域国际标准、合格评定程序的制定和修订，提高计量和合格评定结果互认水平，提升我国标准和检测认证机构的国际认可度和影响力。

5. 保障新能源发展合理空间需求

5.1 完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

5.2 提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突

破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

6. 充分发挥新能源的生态环境保护效益

6.1 大力推广生态修复类新能源项目。坚持生态优先，科学评价新能源项目生态环境影响和效益，研究出台光伏治沙等生态修复类新能源项目设计、施工、运维等标准规范，支持在石漠化、荒漠化土地以及采煤沉陷区等矿区开展具有生态环境保护和修复效益的新能源项目。

6.2 助力农村人居环境整治提升。因地制宜推动生物质能、地热能、太阳能供暖，在保障能源安全稳定供应基础上有序开展新能源替代散煤行动，促进农村清洁取暖、农业清洁生产。深入推进秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。制定符合生物质燃烧特性的专用设备技术标准，推广利用生物质成型燃料。

7. 完善支持新能源发展的财政金融政策

7.1 优化财政资金使用。加强央地联动，按照以收定支原则用好可再生能源发展基金。全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。利用好现有资金渠道支持新能源发展。研究将新能源领域符合条件的公益性建设项目纳入地方政府债券支持范围。

7.2 完善金融相关支持措施。在依法合规、风险可控、商业可持续前提下，金融机构可以自主确定是否对已纳入可再生能源发电补贴清单的项目发放补贴确权贷款，金融机构和企业可自主协商确定贷款金额、期限、利率、还款计划等。充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。支持符合条件的金融机构提供绿色资产支持（商业）票据、保理等创新方案，解决新能源企业资金需求。

7.3 丰富绿色金融产品服务。合理界定新能源绿色金融项目的信用评级标准和评估准入条件。加大绿色债券、绿色信贷对新能源项目的支持力度。研究探索将新能源项目纳入基础设施不动产投资信托基金（REITs）试点支持范围。支持将符合条件的新能源项目温室气体核证减排量纳入全国碳排放权交易市场进行配额清缴抵销。

来源：人民网

协会动态

协会开展节能深电碳享成果宣传活动

近日，深圳市电力行业协会开展主题为“节能深电碳享成果”的节能宣传活动。

活动现场邀请公众参加节能环保互动游戏，节能企业代表分享节能低碳成果，表演团队身着可循环利用的创意环保服装进行走秀展示。参加活动的嘉宾共同启动能量汇聚仪式，抽取活动幸运参与者，与现场公众一起观看宣传视频，倡议环保低碳生活，共建美丽深圳。

活动由深圳供电局、福田区工业和信息化局、深圳市电力行业协会联合主办，相关部门、协会和供电局负责人以及部分客户代表参加了现场仪式。活动同步通过云直播举行，线上线下吸引了广大市民参与。（徐惠 张丽）

链接：如何推进新时代新能源高质量发展
解读《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》

近日，国家发展改革委、国家能源局印发了《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，其中指出，要创新新能源开发利用模式，加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统，深化新能源领域“放管服”改革，支持引导新能源产业健康有序发展，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

《实施方案》明确了新能源开发利用模式、电力系统的保障方式，并从行政、产业、土地、生态和金融等五个方面提出了政策保障措施。推动新能源高质量发展，要坚持“先立后破、破而后立”，创新开发利用边际、乡村、工业、建筑土地，提高电力系统的灵活性和可靠性，提高能源领域公共服务水平，发挥市场机制，推动新时代新能源高质量发展。

我国新能源发展形势如何？

相关数据显示，截至今年4月底，我国新能源发电装机规模约7亿千瓦，占全国发电总装机的29%。陆上风电、光伏发电成本快速下降，截至2021年底，二者平均度电成本较2012年分别下降48%和70%。

《实施方案》指出，近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显着，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。

近年我国清洁能源消费占比上升，相关数据显示，2021年，天然气、水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源消费量占能源消费总量的25.5%，比上年上升1.2个百分点。

双碳目标下我国新能源需求巨大，市场前景广阔，科技进步，产业发展，政策支持力度不断增大，为新能源产业发展带来机遇。

此外，《实施方案》提到，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。麻林巍认为，要建立以风、光等新能源为核心的低碳能源体系，绝不仅仅是建设风、光发电装机规模的问题，这涉及了基础设施以及产业、金融、知识、规范各方面能力支撑体系的全面革新。而过去，这些体系都是围绕化石能源开发利用而建立的，存量巨大。

能力建设是今后一段时期内新能源发展的核心任务，专家认为需要从政府治理、市场运行、公众意识、基础设施、科技产业等各方面提高综合能力，才能充分利用新能源装机，提高新能源利用效能。

如何构建新型电力系统？

针对如何创新新能源开发利用模式，《实施方案》提出，要加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营；促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展；推动新能源在工业和建筑领域应用；引导全社会消费新能源等绿色电力。

目前，风、光等新能源装机建设面临土地资源紧张这一核心问题，必须切实进行解决。专家建议将一些边际土地充分利用起来，这样才能与生态相互支撑，例如在偏远地区利用丰富的土地资源和风光资源建设大型发电基地。同时，也要与乡村振兴和工业、建筑融合发展，充分利用各种类型的土地资源。

随着新能源在能源结构中占比的不断提高，构建新型电力系统也迫在眉睫。相关数据显示，截至2021年底，全国发电装机容量达23.8亿千瓦，比上年末增长7.9%。其中风电、光伏发电的装机容量分别达到3.28亿、3.06亿千瓦，稳居世界第一。风电和太阳能年发电量达到9785亿千瓦时，占全社会用电量的比重首次突破10%，达到11.7%。

《实施方案》中提到，到2030年，我国风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系。

专家认为，需要切实增强电力系统的灵活性和可靠性，提高调峰调频、储能和灵活切换能力，并配合以消费侧的分布式网络和需求侧响应，来促进新能源的集中式和分布式利用。

此外，专家建议，要创新电力市场相关的体制、机制，让新能源能够顺利销售、交易，并使各个地区承担合理责任和享受合理权利。

如何推动新能源产业健康有序发展？

《实施方案》指出，要深化新能源领域“放管服”改革，持续提高项目审批效率，优化新能源项目接网流程，健全新能源相关公共服务体系。推进科技创新与产业升级，保障产业链供应链安全，提高新能源产业国际化水平，支持引导新能源产业健康有序发展。

深化‘放管服’改革，核心是提高项目审批、电网接入及其他各个方面的综合服务，严格把关项目审批时间，提高电网接入效率，提高统计、咨询等服务水平。政府要做好整个体系的“总设计师”，使得市场机制得以充分发挥，保障新能源顺利发展。

据悉，我国已建立了完备的水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源装备制造产业链，成功研发制造全球最大单机容量100万千瓦水电机组，具备最大单机容量达10兆瓦的全系列风电机组制造能力，技术进步成为能源发展动力变革的重要力量。

经过多年发展，我国已形成较为完善的新能源产业链体系。新形势下，我国新能源产业必须强化创新驱动，统筹发展与安全，推动新能源产业健康有序发展，促进形成以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局。

来源：国家能源局

《规划》提出再生能源发电目标为，2025年可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右，“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻番。

“十四五”可再生能源发展提速

文/王轶辰

近日，国家发展改革委、国家能源局等9部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》。“十四五”时期我国可再生能源的发展目标是什么？《规划》对推动可再生能源高质量跃升发展作出哪些部署？ 本文围绕上述问题进行阐述。

跃升发展呈现四大特征

党的十八大以来，我国可再生能源实现跨越式发展，装机规模已突破10亿千瓦大关，占全国发电总装机容量的比重超过40%。其中，水电、风电、光伏发电、生物质发电装机规模分别连续17年、12年、7年和4年稳居全球首位，光伏、风电等产业链国际竞争优势凸显。

“十四五”时期是我国开启全面建设社会主义现代化国家新征程、向第二个百年奋斗目标进军的第一个五年，也是我国加快能源绿色低碳转型、落实应对气候变化国家自主贡献目标的攻坚期。

《规划》提出，“十四五”时期可再生能源要实现高质量跃升发展，如何理解“高质量跃升发展”？国家能源局有关负责人表示，这主要体现在两方面：一方面，我国要在短短不到10年内夯实能源转型基础，可再生能源发展势必“以立为先”，进一步换挡提速，成为能源消费增量的主体；另一方面，可再生能源既要实现技术持续进步、成本持续下降、效率持续提高、竞争力持续增强，全面实现无补贴平价甚至低价市场化发展，也要加快解决高比例消纳、关键技术创新、产业链供应链安全、稳定性可靠性等关键问题，进一步提质增效。

在高质量跃升发展新阶段，我国可再生能源发展将呈现哪些新的特征？“十四五”时期，我国可再生能源已站在新的历史起点上，将呈现大规模、高比例、市场化、高质量发展新特征。

具体来看，一是大规模发展，进一步加快提高发电装机占比；二是高比例发展，由能源电力消费增量补充转为增量主体，在能源电力消费中的占比快速提升；三是市场化发展，由补贴支撑发展转为平价低价发展，由政策驱动发展转为市场驱动发展；四是高质量发展，既大规模开发，也高水平消纳，更保障电力稳定可靠供应。

“十四五”可再生能源高质量跃升发展，任务更加艰巨，对资源详查、用地用海、气象服务、生态环境、财政金融等方面提出了新的更高要求，亟待完善可再生能源发展相关的土地、财政、金融等支持政策，强化政策协同保障。

值得注意的是，区别于以往规划，本次《规划》首次以国务院9部门联合印发。这既是规划发布形式的创新，更有助于形成促进新时代可再生能源高质量发展的强大合力。

可再生能源将成增量主体

为实现可再生能源高质量跃升发展，《规划》锚定碳达峰、碳中和目标，紧紧围绕2025年非化石能源消费比重达到20%左右的要求，明确2025年可再生能源消费总量达到10亿吨标准煤左右，“十四五”期间可再生能源消费增量在一次能源消费增量中的占比超过50%。

从可再生能源内部看，我国地热能供暖、生物液体燃料、生物天然气等非电利用受资源条件、技术成熟度、开发利用经济性等因素影响，利用规模相对有限，‘十四五’可再生能源开发利用仍将以可再生能源电力为主。

针对发电目标，《规划》提出，2025年可再生能源年发电量达到3.3万亿千瓦时左右，“十四五”期间，可再生能源发电量增量在全社会用电量增量中的占比超过50%，风电和太阳能发电量实现翻番。

在各类可再生能源电力发展定位和空间预期上，常规水电项目前期工作复杂，建设周期长，“十四五”期间投产项目基本明确，投产规模稳步增长；农林生物质发电、垃圾焚烧发电等受可用资源收集与利用经济性、环保要求等约束，规模有限；光热发电、地热发电、海洋能发电尚处于商业化示范或研发阶段；资源储量大、建设场址灵活、经济性好的风电、光伏发电必须承担起新增主力责任。

此外，《规划》还明确了消纳目标和非电利用目标：2025年全国可再生能源电力总量和非水电消纳责任权重分别达到33%和18%左右，利用率保持在合理水平。2025年太阳能热利用、地热能供暖、生物质供热、生物质燃料等非电利用规模达到6000万吨标准煤以上。

专家认为，这些目标是综合考虑了各类非化石能源的资源潜力、重大项目前期工作进度、开发利用经济性等多种因素确定的，能够为完成2025年非化石能源消费占比20%左右和2030年25%左右的目标奠定坚实基础。

为增强可再生能源消纳能力，特高压建设进一步提速。5月，国网浙江电力有限公司启动白鹤滩—浙江特高压直流线路工程（浙江段）集中攻坚专项行动，工程建成后可将四川800万千瓦清洁水电送至浙北负荷中心。目前，该工程湖州吴兴段已贯通，为清洁电能高速入浙打通了第一站。预计到2030年，国家电网跨区跨省输电能力将由目前的2.4亿千瓦提高到3.7亿千瓦以上。

全面进入市场化阶段

规划的生命在落实，《规划》提出以区域布局优化发展、以重大基地支撑发展、以示范工程引领发展、以行动计划落实发展。

据了解，在区域布局优化发展方面，“三北”地区优化推动基地化规模化开发，西南地区统筹推进水风光综合开发，中东南部地区重点推动就地就近开发，东部沿海地区积极推进海上风电集群化开发。

在重大基地支撑发展方面，明确以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快建设黄河上游、河西走廊、黄河几字湾、冀北、松辽、新疆、黄河下游七大陆上新能源基地，藏东南、川滇黔桂两大水风光综合基地和海上风电基地集群。

在示范工程引领发展方面，推进深远海风电、新型高效光伏电池等技术创新示范，规模化可再生能源制氢、光伏治沙等开发建设示范，中小型抽水蓄能、村镇新能源微能网等高比例应用示范三大类18项示范工程，加快培育可再生能源新技术、新模式、新业态。

在行动计划落实发展方面，部署了城镇屋顶光伏行动、千乡万村驭风行动、千家万户沐光行动、乡村能源站等九大行动计划，以扎实有效的行动保障规划全面落地。

与此同时，《规划》更突出多元融合。既强调可再生能源各品种之间的互补发展，也强调与化石能源的融合发展，同时还贯彻生态文明建设、新型城镇化、乡村振兴、新基建等国家战略，开展光伏治沙、建筑光伏一体化、可再生能源制氢等多模式创新，拓展可再生能源发展场景，着力构建可再生能源多能互补、多元迭代发展新局面。

随着政府补贴的退出和取消，作为新增主体的风电、光伏发电已经进入平价阶段、市场化发展阶段，且风电光伏发电技术装备、产业链均达到国际先进水平，“十四五”时期风电光伏发电装机孰多孰少、哪里多哪里少，要发挥市场在资源配置中的决定性作用。

专题报道 【版面/文字编辑 黄武林】

碳排放权交易市场对电力行业发展的影响

文/李文

摘要：本文系统的回顾了欧美日韩等发达国家碳 排放权交易体系建设发展历程，研究了我国碳排放交易市场发展现状，重点分析了我国碳排放权交易市场对电力行业发展的影响。

关键词：碳排放 碳排放权交易 碳排放权交易市场

降低温室气体排放、应对全球气候变暖是全球国家共同的责任。中国作为负责任的发展中国家，扮演着重要的角色，承担着重要的国际责任，并积极推进碳排放交易权市场建设。本文从历史和现实的维度，回顾了碳排放交易权市场发展国际经验和中国实践，并深入的分析了碳排放权交易市场对我国电力行业发展影响。

1. 国际碳排放权交易体系发展综述

碳排放权交易的创立有其历史渊源和法律根据，为了应对日益恶化的全球环境，1992年联合国大会通过了《联合国气候变化框架公约》，以国际公约的形式约束各国碳排放活动。其后，相继出台了《京都议定书》等一系列国际气候协定，这些协定明确了有关国家减少温室其他排放责任，也对碳排放权交易体系建设作出了制度安排。

1.1 欧盟碳排放权交易体系

欧盟碳排放交易体系（EU ETS）建成于2005年，是世界上建立时间最早、交易规模最大的碳排放交易市场。2013年欧盟正式批准《欧盟温室气体排放交易指令》，该体系成为世界上第一个在公共法律框架下运行的碳排放交易体系，所有欧盟碳排放配额均在欧盟进行统一登记。目前，覆盖28个欧盟成员国、冰岛以及列支敦士约11000个发电站、工厂及航空公司约45%的欧盟温室气体排放量，贡献了全球约80%的交易额。

欧盟碳排放交易体系属于总量交易。据统计，从2005年的0.9亿吨增长至2015年的66.8亿吨，增长率高达7322.2%。但交易价格不太稳定，2005年开市时20欧元，2006年4月达到最高峰30欧元，2007年较长一段时间停滞在0欧元水平。由于市场政策的调整，拍卖成为排放配额分配的主要方式，碳排放上限逐年递减，同时逐年增加额外碳排放的罚款额，市场供求状况得到改善，排放配额价格稳步提升，2017年至今维持在9欧元左右。

1.2 美国区域性排放权交易体系

美国探索建立了一套区域层面的碳交易体系。美国芝加哥气候交易所成立于2003年，是世界上第一个区域性气候交易所，他的自愿交易和加州总量控制与交易体系等最为知名。2009年美国正式启动区域温室气体减排行动，是美国第一个基于市场的强制性的区域总量控制与交易的温室气体排放交易体系。

1.3 日本碳排放交易体系

日本作为能源消耗与排放大国，积极推行减排新政。1990年实施了“抑制全球变暖行动计划”，这一计划就是2012年的排放水平比1990年降低6%；实行日本自愿排放交易体系和建立抵消信用体系即认证减排量制体系。2010年，日本政府通过《全球气候变暖对策基本法》制定和实施，构建了日本气候和能源政策的基本框架，简称“三目标三机制”，三个目标包括短期目标、中期目标和长期目标。三项机制包括国内排放交易体系、设立碳税和能源引进关税。

2. 中国碳排放权交易市场的发展

2.1 中国碳排放权交易体系

中国碳排放权交易体系建设采用“试点先行，全国推广”的模式。2011年，国家发改委发布《关于开展碳排放权交易试点工作的通知》，正式批准上海、北京、广东、深圳、天津、湖北、重庆等七省市开展碳交易试点工作。从2013年6月13日开始，深圳、上海、北京、广东、天津、湖北、重庆相继启动了上线交易。

上述各区域碳排放权交易市场不断强化碳交易制度顶层设计，制定出台了地方性法规、政府规章，建立碳排放核算、报告和核查体系，确定碳配额分配方法、交易规则和履约机制，建立碳交易平台和注册登记系统，初步形成了具有各地特点的碳市场管理体系，建成了初具规模的碳市场。

2.2 中国碳排放权交易体系的基本框架

① 制定法规体系框架及细则

实施碳排放权交易必须立法先行，我国先后制定了碳排放核心管理条例——《碳排放权交易管理办法》《第三方和核查机构管理办法》《市场交易管理办法》三个配套管理办法。国家发改委于2013年以来分三批颁布了24个行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行），成为我国温室气体排放统计核算体系、全国碳排放权交易建设的重要依据。

② 确定覆盖范围

根据国家发改委《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》，全国碳排放权交易体系将覆盖石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、电力、航空等8个重点排放行业，其他行业的自备电产综合能耗超过1万吨标准煤的也需要纳入排放权体系中。随后又锁定在电力、水泥和电解铝三个行业。而根据发改委最新发布的《全国碳排放权交易市场建设方案（发电行业）》，全国碳排放市场初期将只纳入发电行业。根据电力企业年综合能源消费统计，几乎全部火电厂纳入碳交易。

③ 实施总量设定和配额分配

2016年国务院批复同意了国家发改委提出的全国体系交易总量设定与配额分配方案。2017年3月国家发改委组织制定了《法人单位二氧化碳排放配额分配方法指南（讨论稿）》，确定碳排放配额分配具体方案，并在四川和江苏省开展了试点工作。其中，电力行业根据燃料类型、容量登记、锅炉燃烧方式等初步划分了11条基准线，并给定了冷却方式、供热量、燃料热值修正系数。根据该方案讨论稿，配额分配设置地方性CO_2排放基准。

④ 建立保障机制

一是建立核算、报告与核查体系。。目前所有省、自治区和直辖市已经向国家主管部门报送了经过核算的拟纳入全国体系的重点排放单位的历史数据。二是开展系统平台建设。启动建设全国统一的碳排放权交易结算系统和重点排放单位碳排放数据报送系统。

3. 中国碳排放权交易市场对电力行业发展的影响

电力行业作为能源消耗大户，被率先纳入碳市场，特别是火电发电企业几乎全部纳入。据统计，全国1700家火电企业都将获得碳排放配额，成为全国碳市场的主力军。全国碳市场对电力行业发展产生了巨大的影响。

一是通过碳约束倒逼电力结构优化，促进电力低碳发展。碳市场是认为建立的市场，运行机制的核心是通过法规实施对温室气体排放总量进行控制和排放者的强制减排约束，使排放权具有“稀缺性”。在二氧化碳排放目标约束下，不论碳市场交易情况如何、交易结果不会超过设定（发放）的排放额度。碳市场与碳税手段尽管都是经济手段，但碳税却难以达到精确的减排目标，这也是碳市场的主要优点之一。

二是通过碳市场发挥市场调节机制，促进电力行业实现节能减排。通过发挥碳市场的调节机制，可以使不同的电力企业不受电厂运行年限、技术、管理等客观因素影响，降低企业的用能成本。同时由于市场机制的调节作用，促进电力企业的科技创新，推动碳技术的应用。

三是碳交易推动电源结构低碳化影响电网规划布局。碳交易的施行将会提高工业企业能源消耗成本，促进地区经济结构调整，使高耗能产业向低成本地区转移，电力供需形势发生变化。碳交易推动了电源结构低碳化、清洁化，同时推动电源向西部可再生能源富集地区或碳排放约束相对宽松地区布局。随着电源结构和电力供需格局变化，对电网规模布局等将产生一定的影响。

文/李文

电力行业
碳达峰碳中和的7个路径

按语：实现碳达峰碳中和目标，电力行业既迎来转型发展的重大机遇，也面临艰巨挑战。目前国内研究机构通过综合分析电力电量平衡、低碳电源贡献率、考虑规模化发展及技术进步的经济性，提出了确保2030年前、力争2028年电力行业实现碳达峰，并逐步过渡到稳中有降的阶段。

编者查阅2021年《电力行业碳达报告》，根据该报告摘录电力行业碳达峰碳中和实施的7个路径。

1. 发展基础

清洁低碳转型取得新成效。截至2020年底，全国非化石能源发电装机9.6亿千瓦，占总装机的43.4%。非化石能源消费占比从2015年的12.1%提高到2019年的15.3%，提前一年完成“十三五”规划目标。截至2019年底，我国单位国内生产总值二氧化碳排放强度较2005年降低约48%，提前完成2020年碳减排目标。

安全高效发展达到新水平。截至2020年底，全国建成投运“十四交十六直”30个特高压工程，220千伏及以上输电线路79.4万公里，变电容量45.3亿千伏安。2019年，火电、水电、燃气轮机与核电机组的等效可用系数均达到90%以上，变压器、架空线路等主要输变电设施的可用系数均超过99%。

电力科技创新日新月异。核电、超超临界发电、新能源发电等技术取得积极进展，世界上输电电压等级最高、距离最远的±1100千伏准东～皖南特高压直流工程建成投运，世界首个特高压多端混合直流工程乌东德电站送广东广西工程提前投产。

终端用能电气化水平持续提升。2019年，我国电能占终端能源消费比重为26%，高于世界平均水平17%。2016～2019年，电能替代累计新增用电量约5989亿千瓦时，对全社会用电增长的贡献率达到38.5%。

市场机制建设积极推进。电力市场交易体系初步建立，各类交易方式和交易品种逐渐丰富。发电行业率先开展碳交易。截至2020年8月底，碳交易试点累计成交量约4.06亿吨二氧化碳当量，成交额约92.8亿元。

国际合作取得积极进展。截至2019年底，中国主要电力企业境外投资金额57.9亿美元。中国主要电网企业建成10条跨国输电线路，12回110千伏及以上与周边国家相联的线路走廊，能源互联网理念得到广泛认同。

实现碳达峰碳中和目标，电力行业既迎来转型发展的重大机遇，也面临艰巨挑战。欧盟等发达经济体二氧化碳排放已经达峰，从“碳达峰”到“碳中和”有50～70年过渡期。我国二氧化碳排放体量大，从碳达峰到碳中和仅有30年时间，任务更为艰巨。能源电力减排是我国的主战场，能源燃烧占全部二氧化碳排放的88%左右，电力行业排放占约41%。电力行业不仅要加快清洁能源开发利用，推动行业自身的碳减排，还要助力全社会能源消费方式升级，支撑钢铁、化工、建材等重点行业提高能源利用效率，满足全社会实现更高水平电气化要求。

2. 电力行业碳达峰碳中和研究

2.1 电力行业碳排放现状

碳排放量增长有效减缓。以2005年为基准年，全国非化石能源装机、发电量分别累计提升19、16个百分点，火电供电煤耗累计下降61.5克/千瓦时；电力行业累计减少二氧化碳排放超过160亿吨。碳排放强度持续下降。2019年，全国单位火电发电量二氧化碳排放约838克/千瓦时，比2005年下降20%；单位发电量二氧化碳排放约577克/千瓦时，比2005年下降32.7%。电力碳排放占全社会四成左右。2019年我国二氧化碳排放总量约102亿吨，电力行业、交通行业、建筑和工业碳排放占比分别为41%、28%和31%，火力发电二氧化碳排放总量约42亿吨。

2.2 电力行业碳达峰碳中和研究

我国电力需求还处在较长时间的增长期。双循环发展新格局带动用电持续增长，新旧动能转换，传统用电行业增速下降，高技术及装备制造业和现代服务业将成为用电增长的主要推动力量。新型城镇化建设将推动电力需求刚性增长。能源转型发展呈现明显的电气化趋势，电能替代潜力巨大。综合考虑节能意识和能效水平提升等因素，预计2025年、2030年、2035年我国全社会用电量分别为9.5万亿、11.3万亿、12.6万亿千瓦时，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速分别为4.8%、3.6%、2.2%。预计2025年、2030年、2035年我国最大负荷分别为16.3亿、20.1亿、22.6亿千瓦，“十四五”、“十五五”、“十六五”期间年均增速分别为5.1%、4.3%、2.4%。

研究对“十四五”及中长期电源发展设置了新能源、核电不同发展节奏的三种情景，情景一是新能源加速发展，2030年电力行业碳排放达峰，投资最省。情景二是核电+新能源加速发展，2028年电力行业碳达峰，投资比情景一高0.6万亿元。情景三新能源跨越式发展，2025年电力行业碳达峰，投资比情景一高1.6万亿元，但“十四五”期间主要依赖电化学储能技术成熟度，具有不确定性。综合分析，推荐情景二，2030年前、力争2028年电力行业碳达峰，峰值规模47亿吨左右。

“十四五”期间，为保障电力供应安全，需要新增一定规模煤电项目。水电、核电项目建设工期长，一般需要5年左右时间，“十四五”期间新投产规模比较确定，预计到2025年水电达到4.7亿千瓦（含抽水蓄能0.8亿千瓦），核电0.8亿千瓦。新能源按照年均新增0.7亿千瓦考虑，到2025年风电达到4.0亿千瓦，太阳能发电达到5.0亿千瓦。由于新能源可参与电力平衡的容量仅为10～15%，为保障电力供应安全，满足电力实时平衡要求，“十四五”期间，需新增煤电1.9亿千瓦。考虑退役情况，到2025年煤电装机达到12.5亿千瓦。

“十五五”中后期，电力行业实现碳排放达峰，并逐步过渡到稳中有降阶段。“十五五”期间，按照新能源年均新增1.2亿千瓦，核电年均增加8～10台机组。预计2030年左右煤电装机达峰，电力行业碳排放于2028年达峰。“十六五”期间，电动汽车广泛参与系统调节，进一步支撑更大规模新能源发展。新能源年均新增2.0亿千瓦，核电发展节奏不变。新能源、核电、水电等清洁能源发电低碳贡献率分别为58%、20%、22%，电力行业碳排放进入稳中有降阶段。

碳达峰碳中和目标的实现将推高发电成本。考虑规模化发展及技术进步，核电、新能源及储能设施的建设成本呈加速下降趋势。但由于新能源属于低能量密度电

源，为满足电力供应，需要建设更大规模的新能源装机，导致电源和储能设施年度投资水平大幅上升，据测算，“十四五”“十五五”“十六五”期间，电源年度投资分别为6340亿、7360亿、8300亿元（“十一五”“十二五”“十三五”期间，电源年度总投资分别为3588亿、3831亿、3524亿元）。相比2020年，2025年发电成本提高14.6%，2030年提高24.0%，2035年提高46.6%。

重大技术创新助力电力行业实现碳中和目标。诸如碳中性气体、液体燃料取得重大突破,包括氢、氨和烃类等载体可以长期储存电力或用于发电，将大范围替代火电机组，增加系统转动惯量，保障大电网稳定运行，电力生产进入低碳、零碳阶段，并辅以碳捕集、林业碳汇，实现电力行业碳中和。实现碳中和，将以新型电力系统为基础平台，特高压输电技术、智能电网技术、长周期新型储能技术、氢能利用技术、碳捕集技术等绿色低碳前沿技术创新为依托，共同推进目标实现。

3. 实施路径

3.1 构建多元化能源供应体系

坚持集中式和分布式并举，大力提升风电、光伏发电规模。以西南地区主要河流为重点，有序推进流域大型水电基地建设。安全有序发展核电，合理布局适度发展气电。按照“控制增量、优化存量”的原则，发挥煤电托底保供作用，适度安排煤电新增规模。因地制宜发展生物质发电，推进分布式能源发展。

3.2 发挥电网基础平台作用

优化电网主网架建设，新增一批跨区跨省输电通道，建设先进智能配电网，提高资源优化配置能力。支持部分地区率先达峰。

3.3 大力提升电气化水平

深入实施工业领域电气化升级，大力提升交通领域电气化水平，积极推动建筑领域电气化发展，加快乡村电气化提升工程建设。

3.4 推动源网荷高效协同利用

多措并举提高系统调节能力，提升电力需求侧响应水平。推动源网荷储一体化和多能互补发展，推进电力系统数字化转型和智能化升级。

3.5 大力推动技术创新

推动抽水蓄能、储氢、电池储能、固态电池、锂硫电池、金属空气等新型储能技术跨越式发展。促进低碳化发电技术广泛应用与智能电网技术迭代升级，加大前瞻性降碳脱碳技术创新力度。

3.6 强化电力安全意识

3.7 健全和完善市场机制

积极发挥碳市场低成本减碳作用，加快建设全国统一电力市场，持续深化电力市场建设。推动全国碳市场与电力市场协同发展。

4. 保障措施

制定电力行业碳达峰行动方案、开展电力行业碳达峰碳中和重大问题研究、加大关键技术研发投入支持力度、推动形成科学合理的电价机制、实施财税金融投资政策引导、推动“双碳”目标电力行业任务落地实施。

深圳供电局响应深圳碳普惠体系建设工作的创新实践

国内首个居民低碳用电“碳普惠”应用

“原来我们家昨天排放了2.05千克二氧化碳，比深圳市平均水平少0.47千克。”近日，深圳市民张先生打开南网在线APP缴交电费时，发现平台新增了一个功能——“碳普惠”，他只需在平台界面点一点，居民家庭用电每日减排量（减少的二氧化碳排放量）、累计减碳总值、减碳排名和减碳日历等信息就一目了然。

南方电网深圳供电局、深圳市生态环境局和深圳排放权交易所联合打造的国内首个居民低碳用电“碳普惠”应用，目前已在南网在线APP和95598小程序上线，深圳市民均可查询使用。这是南方电网公司响应深圳碳普惠体系建设工作的创新实践。

电力作为我国碳排放占比最大的单一行业，减排效果对实现“双碳”目标至关重要。目前节能减碳更多是聚焦企业（企业可以通过碳排放权交易获取资金收益），但据统计，深圳居民用电量约占深圳全社会用电量的16%，居民用电是“碳普惠”生态中的重要一环。

目前，深圳家庭每天用电量基线范围在5—12千瓦时（分季节），家庭日均用电量为8千瓦时，二氧化碳排放为2.5千克，家庭年均二氧化碳排放约913千克，相当于每个家庭每年要种50棵树才能消除。南方电网深圳供电局希望借助“碳普惠”应用的发布，倡导全社会形成低碳用能、科学用电的绿色低碳风尚。

作为国内首个关于居民家庭用电的“碳普惠”权威应用，它以“低碳权益、普惠大众”为核心，倡导“低碳用能、科学用电”，依据家庭电量进行换算，得出居民家庭减排量。

值得一提的是，该“碳普惠”应用涉及的科学衡量居民家庭用电减排量的方法学（包括计算方法和公式），属于全国首创。南方电网深圳供电局联合深圳排放权交易所参考国际通用准则，基于居民每日的精准用电数据，制定了这一方法学。据深圳供电局信息中心有关人员说：“目前该方法学已通过由国内外大学教授、社会机构组成的专家团队评审，为核准居民家庭用电减排量提供了科学且权威的计算依据。”

基于减碳成长体系，不同等级用户可获得个性化标志勋章，增强个人荣誉感，减碳成果显著的小区也可获得“绿色小区”荣誉称号。除此之外，对碳排量高的家庭量身推送低碳用能和科学用电的小技巧，促进低碳用能。

未来，经过一定积累后，市民可利用这些减排量兑换公益权益，参与守护红树林湿地蓝碳生态，建设城市绿肺绿碳生态等公益活动。同时预计到2023年，深圳排放权交易所还将把得到授权的居民减排量在其交易平台上架，供高耗能社会团体或企业购买以抵消自身碳排放，让居民家庭通过绿色低碳生活方式直接获得收益回馈，使居民可自由兑换礼品卡、地铁出行卡等礼品作为自己低碳生活的奖励。

文/冷迪

链接：深圳市居民低碳用电碳普惠方法学（试行）解读

《深圳市居民低碳用电碳普惠方法学（试行）》由深圳市生态环境局于2022年6月21日发布，规定了在深圳碳普惠体系下，个人通过低碳使用居民生活用电所产生的减排量的核算流程和方法，为居民低碳用电参与碳交易奠定了基础。

个人低碳行为减排核算方法不健全，难以对个人或家庭碳排放进行准确核算，是提高个人节能减排参与度的一个主要障碍。《深圳市居民低碳用电碳普惠方法学（试行）》（以下称《方法学》）则为破除这一障碍提供了科学的方法论。

《方法学》明确，居民生活用电数据由为其供电的供电公司按一户一号的方式进行实名登记注册，减排量计算所需的原始数据通过数据聚集平台运营机构记录收集。按照《方法学》给出的方法，能够系统、全面、准确记录居民生活用电、居民低碳用电的数据，进而推动居民通过降低电力消费、购置节能环保电器的方式获得减排量，并通过碳交易等路径分享减排量收益。

人人减排，个个受益。《方法学》让日常碳减排效果变得明确可计量，公众能够更深切体验到低碳生活带来的实惠和便利，从而促进社会公众的绿色低碳意识增强，更加积极践行低碳生活方式。

日前出台的《深圳市碳排放权交易管理办法》，将碳普惠核证减排量纳入碳排放权交易市场核证减排量交易品种，鼓励个人开立公益碳账户。《方法学》与之相配合，为居民低碳用电参与碳交易提供精准的“计量器”，在助力扩大碳排放权交易市场参与主体的同时，也有益于激发市场活跃度，从而达到减少全市碳排放的目标，可谓相得益彰。

根据《深圳碳普惠体系建设工作方案》，市生态环境局、深圳供电局、深圳排放权交易所共同发布全国首个居民低碳用电“碳普惠”应用，该应用依据《深圳市居民低碳用电碳普惠方法学》核算模型，成功实现了居民家庭用电每日减排量、累计减碳总值等信息的清晰统计，从而有效推动居民家庭形成绿色低碳生活方式。

文/姜华

目前，南方电网深圳供电局已建成国内首家网地一体虚拟电厂运营管理云平台。该平台已接入聚合商12家，接入装机容量约71万千瓦，其中可调节负荷50万千瓦，分布式光伏21万千瓦。到2025年，深圳将建成具备100万千瓦级可调能力的虚拟电厂，逐步形成年度最大负荷5%左右的稳定调节能力。

深圳供电局：建设100万千瓦级可调能力虚拟电厂

近日，深圳发布了《深圳市虚拟电厂落地工作方案（2022–2025年）》。《方案》明确，到2025年，深圳将建成具备100万千瓦级可调能力的虚拟电厂，进一步促进节能降碳，打造源网荷储高效互动的新型电力系统，助力深圳以先行示范标准完成“双碳”任务。

据介绍，虚拟电厂是指运用能源互联网技术，把电网中散落的充电桩、空调、储能等电力负荷整合起来，聚沙成塔，变成具有一定规模、可调节的负荷资源。

“它如同一座‘看不见的电厂’，没有厂房也没有机组，不烧煤不烧气，也能像常规电厂一样可以参与电力平衡，提升电力资源利用效率，促进可再生能源消纳和有效利用。”据有关负责人介绍，虚拟电厂旨在以较小成本，解决深圳电网峰谷差大、局部电力供应紧张及电力设施建设占地大等问题，是实现减少污染物排放、可持续绿色低碳发展的有效路径。

在促进节能减排和新能源消纳方面，采用200兆瓦虚拟电厂通过调动清洁能源替代火电电量每年可节约标煤4.07万吨，减排二氧化碳10.8万吨、二氧化硫3261吨。同时，力争智能有序充电技术成为主流模式，新能源汽车与电网双向能量互动商业模式取得突破。此外，深圳还计划孵化培育一批国内领先的负荷聚合商和核心零部件研发制造企业。（来源：深圳晚报）

虚拟电厂：新型电力系统蓝海产业链全景解析

文/综述

随着能源转型深入伴随着新能源高比例接入电网，带来巨大调峰调频压力，虚拟电厂应运而生。

虚拟电厂是一种新型电力系统，可对大规模新能源电力进行高效利用，是电力行业未来极具潜力的发展方向。

虚拟电厂既可作为“正电厂”向系统供电调峰，又可作为“负电厂”加大负荷消纳配合系统填谷，是新时期需求侧管理的重要载体。

咨询机构P&S预计，全球虚拟电厂市场将从2016年的1.92亿美元增长至2023年的11.88亿美元，年均复合增率超30%。

我国虚拟电厂尚处于初期发展阶段，供需两侧发展空间广阔。

虚拟电厂示意图：

资料来源：国网上海经研院

《虚拟电厂建设与运营管理实施方案》明确虚拟电厂的类型、入市流程、技术规范、运营模式等。

《方案》对虚拟电厂（VPP）的定义为：将不同空间的可调节负荷、储能侧和电源侧等一种或多种资源聚合起来，实现自主协调优化控制，参与电力系统运行和电力市场交易的智慧能源系统，是一种跨空间的、广域的源网荷储的集成商。

“虚拟”是指其没有实体电厂的存在形式；“电厂”是指其具有电厂的某些属性，如提供调峰调频等辅助服务、参与电力市场并获得收益等。

1. 虚拟电厂的核心为“通信”和“聚合”

通过5G通信技术、人工智能、边缘计算、区块链等先进技术，将分布式电源（DG）、可控负荷、储能、电动汽车等分散在电网的分布式供能（DER）聚合和协调优化，作为一个特殊电厂参与电力市场和电网运行的电源协调管理系统。

实现电源侧的多能互补、负荷侧的灵活互动，对电网提供调峰、调频、备用等辅助服务，达成与常规发电厂类似的效果。而在物理空间上，并不需要真正建造一个发电厂。

虚拟电厂强调“聚合”的概念，在传统电网物理架构的基础上，利用能源管理系统将分散的发/用电主体整合为一个虚拟的可控集合体。

虚拟电厂最具吸引力的功能就在于能够聚合多种类型的分布式资源参与电力市场运行。

以风能和太阳能为代表的新能源具有显著的间歇性和强随机波动性，以此为一次能源的发电方式不仅会将这些特性继承下来，还会随时空范围的变化产生规律性改变。

因此，若将单一形式的多台新能源发电机组规模化地接入大电网，将产生较严重的系统稳定性问题，这将是制约新能源电力大规模开发利用的瓶颈。

虚拟发电厂提供的新能源电力与传统能源和储能装置集成的模式，能够在智能协同调控和决策支持下对大电网呈现出稳定的电力输出特性，为新能源电力的安全高效利用开辟了新路径。

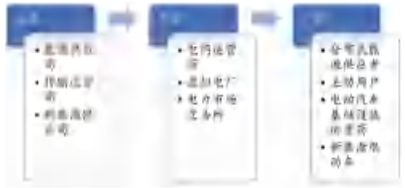
作为储能的商业模式之一，虚拟电厂通过分布式电力管理系统参与电网的运行和调度，主要由发电系统、储能设备、通信系统三部分构成，是聚合优化“源—网—荷”清洁低碳发展的新一代智能控制技术和互动商业模式。

虚拟电厂在终端用户、分布式电源、电网和能源服务商各个环节都能产生收益，在虚拟电厂的聚合下，企业、居民等用户均可参与电力市场交易，包括中长期市场和实时平衡市场。

2. 虚拟电厂产业链

虚拟电厂的产业链结构由上游基础资源、中游系统平台、下游电力需求方构成。

资料来源：闪讯边缘云、国元证券



上游基础资源

上游基础资源主要包括可调负荷、分布式电源和储能设备。

可调负荷的重点应用领域主要包括工业、建筑和居民等。

中游系统平台

中游资源聚合商主要依靠互联网、大数据等，整合、优化、调度、决策来自各层面的数据信息，增强虚拟电厂的统一协调控制能力，是虚拟电厂产业链的关键环节，有望成为电力行业生态的主角。

随着分布式能源种类和数量越来越多，分布空间越来越广，部分聚合商最终将成为一种跨种类、广域的源网荷储集成商，在电力行业发挥举足轻重的作用。

下游电力需求方

产业链下游为电力需求方，由电网公司、售电公司和大用户构成。

电网公司作为电网运营商，是电力市场的重要买方。售电公司包括独立售电公司、拥有配网运营权的售电公司和电网领域的售电公司。大用户主要指B端可直接参与电力批发市场交易的工商业电力大用户。

发电企业、电网公司、电力用户多方受益。发电企业可提升存量机组利用效率；电网公司可提升电网安全稳定运行水平；为电力用户提供便捷参与的技术手段、市场化参与的渠道和可持续的商业模式。

3. 虚拟电厂市场格局

虚拟电厂作为资本、资源和技术高度密集型行业，具有一定进入壁垒。

由于行业发展潜力巨大，吸引了众多领域企业入局，企业类型多样，但市场集中度不高，竞争较为激烈。

虚拟电厂在欧美发达国家发展较为成熟，已有一些可供借鉴的小规模示范项目。

自2001年起，欧洲各国就开始开展以集成中小型分布式发电单元为主要目标的虚拟发电厂研究项目。

参与的国家包括德国、英国、西班牙、法国、丹麦等。现已实施的虚拟电厂项目有德国卡塞尔大学太阳能供应技术研究所的试点项目、欧盟虚拟燃料电池电厂项目、欧盟FENIX项目等。

国内市场来看，具有开展虚拟电厂业务的企业有先天优势，是当前示范项目主力，如国网信通、国电南瑞、远光软件等。国网通信已落地虚拟电厂示范项目，在天津市滨海新区惠风溪智慧能源小镇构建虚拟电厂系统，装容量75MW，可调负荷36MW。未来计划在北京、上海、江苏、湖南、湖北等区域构建体量更大的虚拟电厂系统。国电南瑞在虚拟电厂上形成了完备的技术和产品系列，可灵活支持市场上多种新商业模式，优势在于丰富的电力系统运行经。当前各大公司正加速进入数字能源产业。一方面，以华为、中兴通讯、工业富联等为代表的科技型企业纷纷通过设立独立部门或子公司形式入局数字能源领域；另一方面，传统能源企业相继组建数字化公司，加快能源数字化转型。智慧能源和IT领域方案提供商主要包括恒实科技、华为、易事特、金智科技、科陆电子等。恒实科技全程参与冀北电力公司虚拟电厂建设，在虚拟电厂规则制定、用户协议签订、智能终端安装与调试和和市场化运营方面具备丰富运营经验。新能源、新型储能等领域企业也开展虚拟电厂技术研发和布局，如天楹股份、电享科技、国能日新等。

资料来源：国能日新

目前国内已有成功获利的虚拟电厂项目出现。2022年5月20日，部署于国电投深圳能源发展有限公司的虚拟电厂平台发出指令，调度尚呈新能源蛤地智能充电站将50千瓦时电量从0时转移至4时。根据5月26日广东电力现货市场数据，深圳能源通过此次试验获利，平均度电收益0.274元，成为我国首个虚拟电厂调度用户负荷参与电力现货市场盈利的案例。此外，上海、江苏、河北等地也已开始虚拟电厂的试点建设和运行。

国内部分虚拟电厂项目：

项目	简介
国电投江苏虚拟电厂	国家电投江苏综合能源公司与上海成套院合作的虚拟电厂平台，日运行负荷达700MW，最大可调容量300MW，于今年2月成功完成与江苏省电力需求侧管理平台数据接入实验，是国家电投集团最早完成省网对接的虚拟电厂。该平台整合了钢铁、水泥、纺织、光伏生存、电池生产等多类型用电大客户，并完成了交易管理、负荷规划、调度监盘等关键应用，具备了参加江苏需求响应和辅助服务的能力。
国电投广东虚拟电厂	部署于国电投深圳能源发展有限公司，目前已通过工业互联网手段接入150MW负荷用户，现货模块运营平台不间断运行3个月，3月和4月连续2个月实现售电盈利提升超过200%。
国网冀北泛在电力物联网虚拟电厂	首个国内虚拟电厂项目，示范工程一期实时接入与控制蓄热式电采暖、智能楼宇、储能、电动汽车充电站、分布式光伏等11类泛在可调资源，共19家试点用户，容量的16万千瓦，低谷负荷上调能力为3.5万千瓦。
深圳网地一体虚拟电厂	南方电网深圳供电局、南方电网科学研究院联合研发，该平台已接入聚合商12家，接入装机容量约71万千瓦，其中可调节负荷50万千瓦，分布式光伏21万千瓦。
平湖虚拟电厂	汇聚分布式发电、储能、工业、综合园区、商业、居民等6大类18小类用户侧资源，建成包含日前、日内、实时可调资源共计200兆瓦以上。
国网上海虚拟电厂	初步形成100万千瓦的发电能力
华北国网综能虚拟电厂	2020年12月正式投入运营，聚合15.4万千瓦可调资源参与华北电力辅助服务市场。经清算，华北电力辅助服务市场开市首日，国网综能服务集团虚拟电厂辅助服务补贴金额1.75万元。

近年来，为适应能源结构转型，国家发改委、国家能源局出台系列政策推动完善全国统一的电力市场体系，支持培育多元竞争市场主体，鼓励虚拟电厂参与电力市场交易及系统运行调节。

《"十四五"现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）等多个政策文件均提出，我国将完善新型电力系统建设和运行机制，完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系，健全适应新型电力系统的市场机制，完善灵活性电源建设和运行机制，并开展各类资源聚合的虚拟电厂示范。

深圳虚拟电厂实践与思考

深圳供电局 焦丰顺

1. 背景及目标

深圳在虚拟电厂领域的实践的发端之一是一场国际合作。中美绿色合作伙伴计划始于2008年，是中美之间开展具体务实合作的一个平台。其通过促成两国有关地方政府、企业和研究机构之间自愿结对，共同努力探索绿色发展的创新模式。联合秘书处由中国国家发改委和美国国务院共同牵头。2017年，深圳供电局联合美国自然资源保护协会、清华大学等单位成功申报了当年度的中美绿色合作伙伴计划，成为国内首家入选该计划的电网企业。合作主题为：市场机制下价格驱动的绿色电力供需友好互动关键技术及示范应用项目。

在合作之始，团队制定了两个愿景，其一是助力深圳市实现“碳达峰”，包括助力削减多元用户碳排放（探索工业、交通、建筑的绿色低碳技术）、助力低碳消费理念推广（培育供需互动新模式，倡导绿色低碳新生活）等“降碳”举措，以及助力能源结构优化（力争实现可再生能源发电100%消纳）、助力产业结构优化（积极拓展能源互联网服务业务）等“增绿”举措；其二是助力深圳供电局迈向“世界一流”能源企业，包括打破“三高一限”供电禀性制约、解决资源节约型发展方向与高冗余规划之间的矛盾、应对电力现货交易市场机制不完善问题、弥补电改背景下实时定价策略缺失问题、解决可再生能源发展与消纳不充分问题。为达成上述愿景，团队选择虚拟电厂和需求响应作为核心技术抓手，开展了涉及新技术、新政策、新业态的综合研究。下面提纲挈领的介绍一下，深圳供电局依托中美绿色合作项目在虚拟电厂方面的实践经验。

2. 研究内容及结论

2.1 虚拟电厂国际发展情况

研究团队在全球范围内对虚拟电厂的发展概况进行了调研，调研发现：

国际虚拟电厂发展概况

① 总体来看，国外虚拟电厂技术处于从示范项目到商业应用的过渡期，参与研发的主力军为电网和用户之外的第三方运营商（例如负荷集成商），研究热点包括资源聚合和优化策略、电力市场竞标方案等。目前，欧洲和北美处于领跑地位，各国在技术和经济的侧重点上存在差异，例如欧洲侧重分布式电源的聚合，而北美更侧重需求侧管理。

② 国内虚拟电厂处于初期发展阶段，以研究示范为主；相关领域的推进主体为：政府做引导，电网唱主角。国内项目的总体特征为：大部分虚拟电厂示范工程实现了初步的用户用能监测；较少有项目实现了虚拟电厂的优化调度及对分布式能源的闭环控制。

③ 当前虚拟电厂的核心研究领域包括系统架构设计、资源优化调控策略、电力市场参与模式等。本人于2019年入选IEC TC8/SC8B WG4工作组，参与了世界首套虚拟电厂国际标准，IEC 63189系列标准，的编写工作，并在其中承担了虚拟电厂控制模式部分的主笔工作。简要分享一下在虚拟电厂核心研究领域一些国际共识：

在“系统架构设计”方面，虚拟电厂技术架构有集中式、半分布式（或叫做分层式）、完全分散式三种。

典型虚拟电厂控制架构

在“资源优化调控策略”方面，主流策略包括3类：以经济效益最优为目标；以新能源最大化消纳为目标；以系统运行最优、最小化配网网损等为目标。

在“电力市场参与模式”方面，主要做法有2类：基于每个分布式能源的运行参数、边际运行成本、调度计划等信息设计不同的分布式能源聚合方案与竞价策略，以此为基础参与电力市场进行交易，实现虚拟电厂运营商经济效益的最大化。

基于博弈论、机器学习法、情景分析法等理论构建基于多代理的竞争电力市场模拟器，并将其应用于虚拟电厂参与日前交易决策。

2.2 深圳发展虚拟电厂的动力来源

虚拟电厂的开发建设与电网企业的外部环境、内部需求、本地负荷特征等密切相关，故研究团队对这些问题开展了细致的调研与分析。

调研结果显示：国家、电力行业、地区层面对深圳电网业务升级的要求，部分可以通过虚拟电厂来解决，例如电力供需互动、电网智能化提升等；深圳电网“三高一限”的资源特征也需要开发虚拟电厂这类辅助型资源调度手段；深圳本地负荷增长快、峰谷差大、空调和电动汽车等可调度弹性负荷多的特点，适合于发展需求响应技术。

综合这些因素，研究团队认为，支持深圳发展虚拟电厂有三方面的基础：首先，深圳是电力市场改革的首批试点，盈利模式的改变促使电网企业做业务拓展。其次，电力负荷快速增长与电力设施可用土地资源受限之间的矛盾日益凸显，从可持续发展的角度考虑，电力供需互动技术的研发与应用势在必行。再者，以新能源汽车为代表具有可调度潜力新增大容量负荷的快速发展，给电网安稳运行带来挑战的同时，也为虚拟电厂这类综合能源技术的发展提供了土壤。

2.3 虚拟电厂国内外异同分析

为了更好的制定深圳发展虚拟电厂的技术路线，研究团队从可控资源类型、商业运营模式、激励方式、政策支持及关键技术5个维度，对比了国外、国内以及深圳在发展虚拟电厂问题上的异同。通过对比分析，研究团队认为以实现自动化需求响应为目标建立全自动虚拟电厂是符合深圳当前实际的发展方向。

	国外	国内	深圳
可控资源类型	欧洲以屋顶光伏、CHP居多；美国以空调、电采暖、电热水器等需求侧响应为主	屋顶光伏、中央空调、电动汽车充电、电池储能、蓄热式电采暖、智能楼宇、智能家居	以楼宇中央空调、电动汽车充电负荷为主，具备一定容量的屋顶光伏及储能
商业运营模式	参与电力市场交易及辅助服务市场；收取代理费；与分布式资源收益共享	调峰调频等辅助服务；分布式能源投资运营；配电网负荷需求侧管理；大型工商业用户节能服务	调频辅助服务；分布式能源投资运营；配电网负荷需求侧管理；大型工商业用户节能服务；用电监控等增值服务。
激励方式	分时电价；可中断负荷补偿协议；参与电力市场竞争	分时电价；可中断负荷补偿协议	分时电价；可中断负荷补偿协议
政策支持	建立完善的电力市场体系；明确的职责分工和清晰的监管架构；完善价格激励型和财政补贴型需求响应机制；多元化的市场参与主体；需求响应、虚拟电厂纳入综合资源规划	电力市场改革进行中；一定的补偿激励方式；待论证完善	电力市场改革进行中；一定的补偿激励方式；待论证完善
关键技术	用户对电价激励政策并不敏感或疲于主动参与需求响应，因此需建立全自动化VPP系统以实现主动需求侧响应；合理的通信技术；优化策略的快速、稳定运行；远程终端控制	现有平台系统多具备数据状态监测功能，实现了一定的数据通信需求，但应用于不同功能需求的通信时效性有待考证；较少有实现对分布式能源进行优化调控的功能，并参与系统运行调度；远程终端多具备采集功能，较少可实现控制需求	现有平台系统多具备数据状态监测功能，实现了一定的数据通信需求，但应用于不同功能需求的通信时效性有待考证；较少有实现对分布式能源进行优化调控的功能，并参与系统运行调度；远程终端多具备采集功能，较少可实现控制需求

2.4 深圳虚拟电厂技术路线

通过上述综合论证，研究团队认为目前深圳可供虚拟电厂调控的资源种类多、分散分布，且虚拟电厂相关的体制机制及市场规则尚未建立，因此深圳当前适宜选择的系统架构为半分布式/分层架构。

结合国内外调研成果，研究团队本着稳健发展的原则，提出了深圳虚拟电厂“三步走”发展策略，推荐总研发周期5-6年。

	阶段一：可行性、关键技术、原型开发、试点应用（2019–2020）		阶段二：技术开发、市场机制研究、试点推广、规范编制（2020.1–2021.12）		阶段三：虚拟电厂能源共享平台商业化推广应用（2022–2023）	
调度及交易层					商业化平台开发与运营	
			虚拟电厂参与电力市场现货交易试运营系统		虚拟电厂参与电力市场现货交易试运行系统	
			虚拟电厂参与电力市场现货交易规则研究		虚拟电厂参与电力市场现货交易规则研究	
			嵌入调度系统模块	嵌入电力交易系统模块	嵌入调度系统规则	嵌入电力交易系统规则
	削峰试点建设技术验证		削峰示范工程建设及技术验证		削峰示范工程建设及技术验证	
虚拟电厂层					基于大数据、人工智能的预测、交易、控制算法研究	
			理论市场交易模块研发	用户交易系统模块研发	现货市场交易模块研发	用户交易系统模块研发
			分布式能源与现货市场交易优化控制研究		分布式能源参与现货市场交易优化控制研究（预测性优化）	
	架构路线体系研究	优化调控策略研究	架构路线体系研究	优化调控策略研究	架构路线体系研究	优化调控策略研究
	软件平台原型开发（基本功能）		软件平台原型开发（基本功能）		软件平台原型开发（基本功能）	
分布式资源层					用户交易模式、考核、信用结算体系研究	
			嵌入虚拟电厂技术规范	用户商业合同研究	嵌入虚拟电厂技术开发	用户商业合同规范
	电厂建设技术指南	智能削峰技术规范	虚拟电厂建设指南	智能削峰技术规范	虚拟电厂建设指南	智能削峰技术规范
	用户资源特性研究	智能削峰原型开发	更多用户资源特性研究	智能资源原型开发完善	更多用户资源特性研究	智能资源原型开发完善

第一步，计划用时2年，研究重点包括必要性和可行性论证、技术框架构建及关键技术开发、软硬件原型机开发、关键环节试点验证。

第二步，计划用时2年，研究重点包括系统性的技术开发与完善、市场机制研究、标准规范编制、规模化示范等。

第三步，计划用时2年，研究重点为商业化虚拟电厂平台研发及建设。

与前两步不同的是，第三步工作的开展需要一定的触发条件，即虚拟电厂相关市场机制的建立。

2.5 资源条件及控制策略

在可控资源方面，深圳主要有空调负荷、电动汽车充电负荷、分布式电源与储能3大类，前两者是目前的优质资源。利用这些资源，研究团队重点关注了三类问题的解决策略，即削峰、调频、电压优化。

削峰方面，采用的控制策略为：以经济效益最优和调峰效果最优为目标，优化调控虚拟电厂出力，支持系统有功平衡。

调频方面，控制策略的创新包括：提出了“基于规则”虚拟电厂优化调度算法，结合不同类型可调控资源响应特性的差异，同时考虑用户参与度和用能舒适度，

提出了多类型虚拟电厂协同频率控制策略，能够在频率调节过程中充分利用虚拟电厂的可调节容量。

配电线路电压优化方面，以配电网运行的安全性和经济性为出发点，以电压指标最优和网损最小为目标，考虑系统潮流约束、运行约束、可控负荷运行约束，提出了配电网多时间尺度电压优化控制策略，可以降低由于配电网线路过载可能引起的配电网电压波动。

2.6 试点方案

在选点原则方面，研究团队主要有三方面的考虑：①能够快速汇聚成规模的可调度资源；②能体现深圳虚拟电厂可控资源特征；③考虑深圳虚拟电厂未来的业务拓展。

激励方式方面，考虑到目前缺乏对用户提供直接货币补偿的机制，研究团队从虚拟电厂可能提供的增值服务入手，进行了一些探索，例如节能监测、资产管理、节能建议等。

基于上述考虑，研究团队最终选择了3家外部意向试点用户：深圳湾科技（生态园Ⅲ区）、普天新能源（深圳民乐充电站和福田枢纽充电站）、欣旺达光明工业园微电网。

示范项目的总体部署方案：主站部署方案为虚拟电厂主站系统部署于深圳110kV投控变电站内，由变电站提供设备运行所需电源、制冷等基础环境要求。

安防设置为本期虚拟电厂主站系统采用孤立系统设计和运行，同时，为满足安全防护要求，建设安全接入区、等保一体机和网络流量审计等系统。

用户接入方案分两种情况：欣旺达工业园、福田充电站两个试点的虚拟电厂终端通过加密模块加密后，利用无线公网接入安全接入区；深圳湾科技生态园试点，由于无线信号不佳，终端加密后通过运营商专线公网接入安全接入区。

2.7 原型机开发

深圳虚拟电厂采用了“平台+终端”的原型机系统架构。平台部分（VMS）包含SCADA服务器和应用服务器，可根据可调资源运行状态开展实时优化计算，并将计算结果指令通过智能终端下发至相连的分布式能源资源，进而控制其出力。

智能终端部分(LCU)同时采集相连的分布式能源资源的运行状态数据，并上传至平台原型进行优化计算。

软硬件成果及第三方检测报告

目前整套原型机系统已经通过了第三方机构检测，并已在深圳110kV投控变电站安全试运行900天。

软硬件成果及第三方检测报告

本系统在软硬件层面的特色包括：实现了系统的闭环、实时在线、全自动运行（在国内应该是处于领先位置）；可在1秒钟内快速完成优化计算和指令下达；测试显示，虚拟电厂系统可准确响应调度指令；此外，原型机在功能扩展、通用性、安全性等方面均有可挖掘潜力。

在系统功能层面的亮点包括：全资源整合、闭环优化调控：全面包含典型的源、荷、储可控资源，且均可参与调度调控，打通中小型分布式能源与调度的通信及调控，实现了真正意义的主动配电网。

实现友好互动：尊重用户体验，可实现柔性负荷自动控制，避免直接切断/关停负荷；高可靠、易维护：平台优化功能开发采用容器技术，运行优化计算程序稳定可靠，实时性好，易于维护；通用性强、功能易扩展：智能终端采用灵活的模块化设计，具备通用接口，可适应不同类型的分布式能源资源的接入，并可集成更多应用功能；终端功能可定制：智能终端采用的RTU模块具有较强可编程能力，可灵活实现分布式能源用户所需的定制化逻辑控制功能，并保证现场运行稳定可靠。

3. 实践中面临的挑战

3.1 顶层设计方面，须对从产业化的高度对虚拟电厂技术架构做全面勾画，并制订细致的分步实施策略。

3.2 安全问题方面，虚拟电厂技术在实现灵活电力资源与电网有效互联的同时，也带来了新的安全隐患，这种隐患在信息安全层面彰显的尤为突出。

3.3 功能设置的有效性和经济性方面，面向不同的应用场景（城市、农村）、不同的运营者（电网公司、负荷集成商、用户）虚拟电厂宜具备哪些功能（有效性）和系统软硬件如何合理配置（经济性）。

3.4 数据基础问题方面，从理论上讲，虚拟电厂可以为电力源网荷储提供一个高效的互动渠道，但真正实现这一点，需要相关各环节在虚拟电厂互动的方式、内容、权责等方面达成共识，并打好信息化基础。(信息壁垒和信息盲区)

3.5 知识产权保护方面，现阶段，虚拟电厂技术在各研发单位还处于储备技术阶段，前期的投入刚刚看到产生效益的曙光，在此情形下，各家是靠“一招鲜吃遍天”，还是携手将虚拟电厂技术推向更高的平台，先共同把蛋糕做大，再竞争？这一点值得业内人士共同思考。

会员交流

广东火电4项成果获中国安装协会科学技术进步奖

近日，2022年中国安装协会科学技术进步奖评选结果出炉，中国能建广东火电申报的《海上风电水下测量模拟插尖技术》《海上风电导管架立式运输及安装关键技术研究与应用》《防扭钢丝绳检测装置的研究》和《变压器局放三相测试技术的研究与应用》4项科技成果创新效果显著，获得中国安装协会科学技术进步奖三等奖。

中国安装协会科学技术进步奖是经科学技术部批准登记的社会力量设立科学技术奖，隶属于国家科学技术奖励序列，是安装行业最高技术荣誉奖。该奖项评选周期为两年一届，此次全国共产生216项成果，其中一等奖25项、二等奖73项、三等奖118项。获奖项目代表了目前国内安装行业的先进技术水平。

（广东火电）

深圳市节能与资源综合利用专家联合会开展“固定资产投资项目节能报告编制说明”专题培训

今年节能宣传周期间，深圳市节能与资源综合利用专家联合会以线上直播方式开展了“固定资产投资项目节能报告编制说明”专题培训。

本次培训邀请深圳国家高技术创新中心(深圳发展改革研究院)的专家详细讲解国家有关政策规范及节能报告编制具体要求等内容，有效提升我市企业节能报告编制水平，助力企业以高标准严要求开展节能工作。

固定资产投资项目节能报告是根据节能法律、法规和标准、规范，对固定资产投资项目用能的科学性、合理性进行分析和评价，提出提高能源利用效率、降低能源消耗的对策和措施，并编制节能报告的行为。该项工作旨在从源头上遏制国家禁止的行业、国家明令淘汰的高能耗工艺、低效率设备的建设与应用，在项目建设之前，针对项目的设计方案或可研报告，对项目的具体用能情况进行评估，从项目所属行业、能源消费量、能源结构、生产工艺、设备、平面布置等方面进行全面分析，针对项目的工艺、设备、管理等措施，提出更加高效的节能措施。

（姚智译）

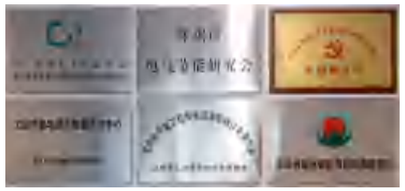
人物专访 【版面/文字编辑 黄洋】

2004年8月至2011年1月，任深圳市节能专家联合会副秘书长；2011年1月至2021年，任深圳市节能与资源综合利用专家联合会副理事长兼秘书长；荣获“2008年度、2010年度广东省节能先进个人”称誉。

在节能服务的实践中，孙长富总结一条实用经验：节能工作先抓技术后抓管理事倍功半，只有先抓管理后抓技术才能事半功倍。深圳市政协副主席周长瑚对其评价：“做事认真，敬业 精益 专注 创新，善用PPT方式讲解，外行人都能够听懂。”

敬业 精益 专注 创新

——访深圳市节能与资源综合利用专家联合会副理事长、高级工程师孙长富



初 心

——节能环保概念在学生时代的心灵开始萌芽

孙长富老家在吉林营城煤矿，寒冷是孙长富最刻骨铭心的记忆。为了御寒，矿区家家户户都烧煤。烧煤供暖所产生的烟尘加上工业烧煤的烟囱冒出的烟尘同时排向天空变成霾。冬天一场大雪过后，洁白的大地逐渐的由白变灰再到深灰色……

“环境污染太严重了，清晨出门看到处处冒黑烟。记得在鸡西上学时，冬天发电厂周边的道路上结的冰都是黑色的。我当时就想，怎么改变这种状态？节能环保的概念在学生时代的心灵开始萌芽”，孙长富回忆道。

与多数成长于60年代的国人不同，孙长富兄弟三人受父亲在国企的“庇护”，“文革”对他们影响还不算大，学业没有耽误。自1970年开始上小学，直到读完高中，再到后来读采煤专业的技校，都顺顺利利。按照父辈的安排，走子承父业波澜不惊的人生道路是板上钉钉的事情。受家长的影响以及做事先做人家风的熏陶，孙长富认认真真完成了学业，1983年毕业分配到舒兰矿务局下属的东富煤矿做采煤工，后来做机修工。他兢兢业业的工作态度深受领导赏识，作为重点培养人才加以锻炼，被任命为团支部书记。3年后加入了中国共产党，成为当时矿里最年轻的共产党员。积极上进的孙长富自己也没有辜负领导的栽培，通过自身发力于1986年考上黑龙江鸡西矿务局工学院。在学院学习矿山机电专业三年，并担任系党支部宣传委员，获得“优秀大学生标兵”、“优秀共产党员”等荣誉。毕业前，院领导抛出橄榄枝，有意让孙长富留校。但孙长富觉得自己更适合做管理，婉拒了院领导的好意，回到营城煤矿机械配件厂，从事技术管理。

孙长富从车间技术员做起，96年担任下料车间负责人，处处身先士卒。为了改变生产现场脏乱差的现状，他带头趴地上逐一清理车间生产设备底部等卫生死角，并由此制定“我做给你看”的管理标准深入人心。孙长富常常用他自己总结出的人生感悟教导他的员工，在他看来如果能够找对方法，就可以避免走弯路，走错路。他一直把“细节决定事的成败，责任心决定人的未来”作为座右铭规范自己，影响他人。在一手抓现场管理，一手抓生产管理和成本核算的同时，从提高原材料利用率入手，仅仅半年时间，整个车间工作上了一个新台阶，人均奖金由原先的三四十元提高到140元，自己月奖金280元，比工资还多60元。离开煤机厂11年后，他的一位老领导再见面时还说：“孙长富的车间管理模式是营城煤矿配件厂有史以来最好的，甚至可以用‘前无古人，后无来者’来形容。”所有的付出和努力都被领导同事认可，更加坚定了孙长富从事管理的信心。这段成长经历为他在后来的节能服务管理理念打下了坚实基础。

南 下

——组建深圳市节能专家联合会

1998年春节，孙长富的表妹从东莞回老家。表妹在东莞一家日资厂从事翻译兼品质管理，每月工资达1500元，相对在内地国企每月200多元，孙长富需要多上半年班，不比不知道，一比吓一跳。孙长富借机问表妹，自己去东莞能不能找到工作？表妹建议他写一份简历试试。为此，孙长富跑到九台市邮局花了十块钱把简历传真到东莞。功夫不负有心人，同年6月东莞从事生产家俬的港资厂迎来了千里之外的孙长富他被工厂委任外派品质管理，实习期半个月。上班一个星期，善于观察的孙长富把所见所闻写成一份见习报告《把地上的钱捡起来》。报告针对工厂管理松散，生产组织混乱、浪费材料严重提出整改方案。老板看了报告，如获至宝，告诉孙长富“不用当外派QC了，我把2楼整个车间交给你管理，担任部门经理，工资再增加1000元”。

孙长富发现原来员工工作时间长，但效率不高，问题大多出在管理上。上任后，他新官上任三把火，把把火都烧到要点上。一是原有的小批量多品种的生产模式，通过订单汇总后，在保证最近一批产品交货期的情况下，改为大批量、少品种的生产模式：技术水平低的员工由于是批量制作，效率和质量大幅度提高。二是极小数量的样品组织技术熟练的老员工组成样品生产小组：可以保质保量。三是严格检查上道工序的产品交付合格率，确保后道工序的高效率。由下道工序倒逼上一道工序质量，由成品车间倒逼半成品车间生产组织：推动全厂的高效生产和产品质量提升。两个半月的时间检验，老板说“以前是货柜车等我们的产品，现在是产品等货柜车拉货；以前是不敢接单，现在是孙长富逼着我们出去接单。”而员工们之前是因天天加班效率低下而厌烦，不想加班。自孙长富当了领导后，生产进度大为提高，订单一时间跟不上，加班时间少了，员工个个主动要求加班。他们说：“我的工资收入一半是加班所得。”这句由工友们发自肺腑的话，至今印在孙长富的脑海里。

孙长富离开东北来到改革开放的广东省，仿佛如鱼得水，但当眼前出现ISO字眼时，他还是有些傻眼。信息时代新知识变化一日千里，不学习不上进将如逆水行舟。为此，他将一周仅有的一天休息的时间用在接触外界方面，常常跑人才市场，了解人才的供需状况。后来，孙长富换了东家学到了与国际标准接轨的质量管理体系认证ISO9000、ISO14000等先进的管理知识。

南方温暖的冬天毫无东北的寒意，放眼四周依旧绿树成荫。1999年春节期间，孙长富在东莞常平镇黄

泥塘村越过一步之遥的莞深边界踏入经济特区深圳。蓝天白云下孙长富走在鲜花盛开的深南大道上，所见所闻令他激情澎湃。不禁感叹“这才是大城市的样子，我要投入到它的怀抱中去，把我的所学发挥出更大作用。还要把孩子送到更好的环境培养.....”

2001年，孙长富婉拒了港资厂老板刘总的挽留，没有接受刘总提出“接着干，可以想办法落实户口”等优厚条件毅然来到了深圳，应聘到上市公司北京时空港科技有限公司深圳办事处，担任办公室主任。该公司成立于1999年5月，是香港上市公司山河控股有限公司（股票代码8127）的全资子公司及业务主体，被中关村科技园区认定为高新技术企业。办公室主任的职位让孙长富有了更多机会与政府部门打交道。2年后的一天，孙长富在网上发现深圳市节能协会招聘办公室主任。面试时结识她口中的贵人之一照明专家庞蕴繁，老人家的一句话至今让他在描述时都激动不已：“市里成立了节能专家委员会，准备招聘一名专职秘书长，我认为你比较合适，你不妨试试。”节能方面的工作，这不是自己一直苦苦寻找的机会吗？孙长富决定一搏。当应聘到最后一关只留下3名复试者，另外两人中有清华大学等名校毕业的高材生。这一关孙长富心里没底，但他还是抱着“重在参与”的良好心态轻装上阵，问什么答什么，毫无做作和虚构的表现被考官欣赏，最后脱颖而出，有幸成为深圳市节能专家联合会5名发起人之一。

2004年，孙长富组建深圳市节能专家联合会秘书处。燃气轮机专委会借给他注册资金3万元、市建科院借了一间办公室、政府部门淘汰的2台旧电脑和2套旧办公桌椅，就是联合会秘书处的全部家当。

当时联合会秘书处负责人赵华和方莉莉都是从领导岗位退休下来的处级干部。经过一段时间的严格考察，老领导建议孙长富不要只限于办公室主任一职，年轻有为要多干事情。于是，把孙长富安排到专职副秘书长的职位上。从此，联合会定培训题目、邀请授课专家、起草通知、发传真到统计参会人员、安排培训人员午餐、培训资料汇编印制、再到主持培训都由孙长富一人操办。实践中，孙长富总结出：节能工作先抓技术后抓管理事倍功半，只有先抓管理后抓技术才能事半功倍。不久，他又擅用PPT对外宣讲。深圳市政协副主席周长瑚考察后评价“孙长富做事认真，敬业、精益、专注、创新，用他制作的PPT方式讲解，外行人都能够听懂。”

服 务

——专业人做专业事，才能够做到极致

网上公开资料显示：深圳市节能与资源综合利用专家联合会”（原名“深圳市节能专家联合会”2018年3月16日经业务主管单位深圳市经济贸易和信息化委员会和深圳市民政局批复予以变更）于2004 年11月1日由深圳市民政局批准，是在深圳市节能专家委员会（深经贸发 [2003]60号）的基础上注册成立的社团组织。业务主管单位深圳市工业和信息化局。设有建筑建材、暖通、照明、新能源与可再生能源、热工热能、机电、综合、资源综合利用、清洁生产等多个专业课题组。由广东省政府参事、深圳市原政协周长瑚副主席担任名誉理事长、中国工程院郑健超院士、徐大懋院士担任顾问，193名会员全部为副高职称以上的专家组成，其中教授（研究员）级高工48人、博士35人，硕士56人。秘书处专职人员13人，其中硕士研究生2人，高级工程师1人。

从上面组成的专家组人员可以看出，这是一家专业性强的社团组织。常言道：“专业人做专业事，才能够做到极致”。这些年来，专家联合会在相关政府部门的指导下，孙长富亲力亲为，专做第三方，服务于政府，服务于企业。本着敬业、精益、专注、创新的工匠精神，一次又一次代表深圳向全国全世界展现了深圳在建筑建材、暖通、照明、新能源与可再生能源、热工热能、机电、综合、资源综合利用、清洁生产等多个领域所取得的耀眼成就。

2004年起先后组织面向社会的节能培训260余期；

2006年10月至2008年初组织专家上门133家省、市重点用能企业开展节能培训；

2007年受邀到香港生产力促进局介绍“深圳市的节能政策”；

2009年5月为深圳市机关事务管理局、市公安局组织的公共机构节能培训讲解“公共机构常用节能技术”；

2009年8月起先后在深圳、东莞为香港生产力促进局开展的“清洁生产伙伴计划”活动主讲“清洁生产政策与常用节能技术”；

2013年4月25日为广东电网公司举办的“电力需求侧管理技术和节能服务培训班”讲解“常用节能技术与案例”；

2004–2012年联合会承接市贸工局、科工贸信委的节能扶持项目验收工作，负责制定评审工作流程(一直作为节能项目验收、节能报告评审的的标准流程)、申报资料初审并根据项目涉及到的节能领域，组织相关技术专家进行现场验收；

2011年起，多次担任宝安区、光明区等区级发改(财)局节能项目现场验收专家组组长；

2020年10月，《深圳市“十四五”综合能源规划若干重点问题研究》课题启动会专家组成员；

2005年12月，策划、组织深圳展团参加国家发改委主办的“建设节约型展览会”，负责深圳市展团向到会参观的中央各部位领导汇报深圳市的节能技术与产品。21日晚陪同深圳市领导向贾庆林、黄菊、曹刚川等国家领导人汇报深圳市节能项目；

2006年，担任第八届高交会循环经济展馆的组委会办公室负责人之一，策划完成以“节能屋(全部用节能材料搭建一座54平米的节能技术和产品展示屋)”成为本届展会的亮点之一；

2011年，组织深圳节能企业参加中国国际绿色创新技术产品展，展会期间向中央政治局委员、广东省委书记汪洋、全国人大常委会副委员长蒋树声等领导介绍深圳展团参展项目；

2012、2013参加中国国际绿色创新技术产品展，受到组委会主任，原商务部马秀红副部长等领导的表扬；

2014年6月，组团参加第八届中国北京国际节能环保展；

2013年至2019年(连续六届)参加“中国国际节能环保技术装备展示交易会”等大型展会，担任深圳展团组展负责人；

2019年，担任在厦门举办的第四届中国绿色创新发展大会高端对话”特邀主持人；

2011–2019年，策划、组织深圳节能大讲堂等节能技术推广会和评估论证会多场；

2014年、2019年，联合会两次获评为深圳市5A级社团组织；2007年联合会获得广东省节能先进单位；

2017年联合会获的工信部工业节能与绿色评价中心；

.....

孙长富所有策展组展参展的闪光足迹都深深镌刻在特区辉煌的历史中，一幕幕精彩动人的镜头回放，最令他引以自豪的还是由国家发改委、中宣部、全国人大环境与资源保护委员会等13个部门联合主办的“2005建设节约型社会展览会”。本来所有参展项目已经遴选完毕，临近展期又有一家深圳企业多次打电话，要求所生产的手摇LED灯参展。孙长富安排企业技术负责人亲自带着产品演示，结果“手摇发电5分钟，亮灯1小时”名副其实。机会难得，孙长富携企业负责人和产品找到贸工局相关领导，建议将此产品作为新增项目参展，并亲自协调展位设计等。结果手摇LED灯成为整个展会的亮点之一。西藏发改委的带队负责人了解后兴奋地说“这产品就像是给我们的牧民量身定做的”。民政部门的领导说“这种应急灯很实用，值得推广。”之后孙长富亲自联系，多方协调，2006年4月组织“希望之光”捐赠仪式，向民政部捐赠100台手摇LED灯，民政部减灾救灾司领导和市政府分管领导出席捐赠仪式；2008年汶川大地震，民政部第一时间通知该企业为灾区生产4万台手摇LED灯；2009年庆祝西藏自治区解放五十周年，手摇LED灯再次在众多便携式照明产品中脱颖而出为，为西藏牧民提供产品16万台。2007年孙长富在一次偶然的机会中从一名贵州支教回来的老师那里得知毕节地区大山里的小学，孩子上午10点多开始上课，下午3点多太阳一落山就得放学。因为没有电，给当地学生带来诸多不便。于是他又联系市关爱办和民政局在后一批支教老师出发前，联合会在企业购买了10箱LED灯，交由支教老师带给山区的学校.....“政府委托我们组织企业参展，我们就要充分利用好建设好这个平台，选出最能代表深圳特色的节能产品参展，宣传深圳的节能企业、节能技术”，孙长富如是说。

责 任

——节能服务是一份工作更是责任

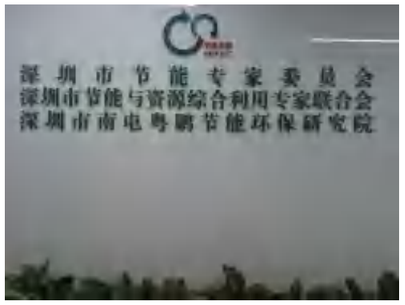
东北高个孙长富的故事看似平常最奇崛，成如容易却艰难。从他身上我们可以发现专注追求力求创新给人带来美好。采访过程中，他多次提到一路走来遇到了许多好人贵人，也时常告诫自己要以感恩的心态回报他人，回报社会。“人”字的结构不就是相互支撑着的吗？孙长富说，“要感恩时代，感恩国家，感恩政策，感恩特区政府.....是这些条件促使自己的人生价值最大化。”他还补充说：“要知足，不要攀比，举个例子，有的

人出生在农村就认为这不好那不好，处处不如别人，造成性格自卑，这都不利于自己个人的成长和发展。”

十几年的节能工作经历，家乡的历史变迁，使孙长富对“节约资源是我国的基本国策。国家实施节约与开发并举、把节约放在首位的能源发展战略”有了更深刻的理解。于他，节能服务是一份工作更是责任。

二十载，孙长富用他喜欢钻研和“细节决定成败”的品质扎根于深圳，同时在节能环保行业回报深圳。

（文/黄武林）



链接：孙长富节能工作个人成就

课题研究

《深圳市工业能耗指引》（深圳市贸易工业局　深圳市统计局，2008版，　编写组成员）

《深圳市民中心空调系统节能评估》、《深圳市民中心地下停车场照明系统节能评估》（深圳市机关事务管理局，2010年11月，项目组负责人）

《2012年度深圳市新能源及节能产业运行分析》（深圳市经贸信息委，2013年结题，课题组负责人）

《从统计数据看高耗能行业对节能减排的影响》（深圳市统计局，2015.5结题，课题组负责人）

《2015年深圳市新能源与节能产业发展状况白皮书》（深圳市经贸信息委，2016年结题，课题组负责人）

《从能源消费的产业结构看深圳节能前景》（深圳市统计局，2016.1结题，课题组负责人）

《深圳市节能对策课题研究》（深圳市发改委，2018年结题，课题组负责人）

《深圳市电能替代市场分析及拓展策略研究》（深圳供电局有限公司，2018年结题，课题组长）

《嵌入式附建变电站综合评估技术研究及应用》（深圳供电局有限公司，2019年结题，课题组副组长）

《深圳市龙华区“十三五”能源消费强度和能源消费总量控制课题报告》（深圳市龙华区发改局，2019年结题，课题组长）

《光明区节能减排和发展循环经济专项资金扶持体制机制研究》（深圳市光明区发改局，2019年结题，课题组长）

发表论文

《我国并网光伏发电系统经济特性和社会效果研究》（科技展望，2016.8期，独立作者）

《太阳能光伏发电的随机特点》（科技风，2016.5期，独立作者）

《某办公大楼水蓄冷中央空调改造综述》（供热制冷，第一作者）

《建筑中央空调系统运行故障诊断及节能影响》（节能与环保，2018年，第二作者）

《某办公大楼中央空调冷凝水回收节能分析》（世界家苑学术,2018.6期 第二作者）

《教室照明技术标准与应用质量探究》（中国照明电器，2019.10期，第二作者）《LED照明产品能效标识制度实施研究》（中国照明电器，2020.6期，第四作者）

专利

跑步储能机(实用新型，2020011332，排名第二)光伏光热研讨会利用装置(实用新型，ZL201921818251.5，独立)

新型固体蓄热装置(实用新型，ZL201921818200.2，独立)

参编标准

广东省地方标准《公共场所(水下)用电设施建设及运行安全规程》(DB44/T2158–2019，编写组成员)

团体标准《地铁车站中央空调系统经济运行》起草组成员

国际交流

2019年12月7日–11日，在日本东京出席由中国国家发展改革委、中国商务部、日本经济产业省、日中经济协会共同主办的《第十三届中日节能环保综合论坛》

前沿技术 【版面/文字编辑　黄武林】

特高压配套外送电源碳排放水平研究

马学礼　洪倩　王笑飞　师倩

1. 中国电力工程顾问集团西北电力设计研究院有限公司 陕西 西安710075；
2. 国网经济技术研究院有限公司 北京 102209；
3. 西安交通大学 陕西西安 710049。

摘要：随着国家清洁低碳、安全高效的现代电力工业体系的构建，远距离、大容量配套新能源电力外送已成为特变能源资源配置的一项重要途径。如何评估此类项目CO_2排放水平及节能减排效益，已受到各界关注。以陕北某特高压直流输电工程为例，对其配套外送电源的CO_2排放水平进行研究。结果表明：该工程实施火电与新能源打捆外送，不仅扩大送端省份的消纳能力及范围，提高受端省份的非水可再生能源消纳比例，还直接降低了送端电源的CO_2排放水平，当燃煤电源供电比例从0.995降低至0.7时，单位输电CO_2排放强度大大降低，年减少CO_2排放近1000万t。配套燃煤电源采用高效超超临界机组选型，单位发电、供电CO_2排放强度低于《电力发展“十三五”规划》中的限值指标，且随着单台机组容量的增加，CO_2排放强度显著降低。

关键词：特高压；电源；CO_2；排放强度；燃煤电源

引言

今年来由于人类活动造成的不断增强的温室效应和全球变暖已受到全社会的关注，减少CO_2排放被认为是减缓全球变暖的根本途径。我国碳排放量跃居全球之首，无论从国际应对气候变化需要，还是从自身可持续发展战略实施，CO_2控制和减排都已责无旁贷[1–4]。

根据《中华人民共和国气候变化第三次国家信息通报》及相关研究[5–7]，能源活动燃料燃烧为我国CO_2排放的主要来源。有研究表明，电力行业CO_2排放量占比达40%左右[3,8–12]。受资源禀赋、能源结构等诸多因素影响，燃煤发电作为我国当前的主导能源，2018年装机占比53.07%，消耗煤炭总量的50%以上。因此，为实现减排目标，《电力发展“十三五”规划》已明确要求煤电机组CO_2排放强度下降到865g/kWh左右。

为提高陕北煤电基地电能外送及新能源消纳能力，有效引导电源合理布局，促进陕北革命老区经济持续健康发展，同时满足华中地区电力负荷增长需要，国家发改委于2019年1月核准建设陕北某特高压直流输电工程。工程输送容量8000MW，拟配套燃煤发电项目7960MW，打捆配套风电、光伏新能源项目6000MW，为使决策机构和企业科学了解该工程外送电源碳排放水平，本文根据相关计算准则，对配套电源设计阶段碳排放强度进行计算和分析。

1. 研究对象

研究对象为陕北某特高压直流输电工程配套的5个煤电项目，即5个研究对象，共计7960MW,如表1所示。因配套的6000MW新能源项目具有CO_2减排特点，故作为整体分析减排效益，不再单独计算。

表1 配套煤电项目统计

研究对象	装机容量/MW	机组型式	脱硫方式
i=1	2×660	高效超超临界	石灰石-石膏湿法脱硫
i=2	2×660		
i=3	2×660		
i=4	2×1000		
i=5	2×1000		

注：i=5个研究对象，即i=1，2，3，4，5

2. 研究方法

2.1 计算边界

根据《中国发电企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，计算边界主要包括化石燃料燃烧产生的CO_2排放、脱硫过程的CO_2排放、净购入使用电力产生的CO_2排放，厂界内生活耗能导致的排放不在核算范围内。

各研究对象均处于设计阶段，净购入使用电力、车辆等移动源燃油消耗均无法测算，且根据盖志杰等【13-15】研究结果，电厂CO_2排放主要来自化石燃料燃烧和脱硫过程，仅燃煤消耗产生的CO_2排放占比达99%以上，本文的计算边界主要考虑化石燃料（锅炉燃煤、锅炉点火辅助燃油）燃烧产生的CO_2排放、脱硫过程的CO_2排放。

2.2 计算方法

各研究对象计算边界内CO_2排放总量Ei为：

$$E_i=E_{Ri}+E_{Si} \quad (1)$$

式中：E_{Ri}为研究对象i化石燃料燃烧产生的CO_2排放量，t；ESi为研究对象i脱硫过程产生的CO_2排放量，t。

2.2.1 化石燃料燃烧产生的CO_2排放

研究对象i化石燃料燃烧产生CO_2排放量ER为

$$E_{ri}=E_i(AD_{ij}+EF_{ij}) \quad (2)$$

式中AD_{ij}为研究对象i第j种化石燃料的活动水平，TJ（以热值表示）：EF_{ij}为研究对象i第j种化石燃料的排放因子，t/TJ：j为化石燃料种类，包括锅炉燃煤、锅炉点火辅助燃油，即j=1,2。

研究对象i第j种化石燃料的活动水平AD_{ij}为

$$AD_{ij}=FC_{ij}\times NCV_{ij}\times 10-6 \quad (3)$$

式中：FC_{ij}为研究对象i第j种化石燃料消耗量，t；NCV_{ij}为研究对象i第j种化石燃料平均低位发热量，kJ/kg。

研究对象i第j种化石燃料的排放因子EF_{ij}为：

$$EF_{ij}=CC_{ij}\times OF_{ij}\times 44/12 \quad (4)$$

式中：CC_{ij}为研究对象i第j种化石燃料的单位热值含碳量，t/TJ，燃油的单位热值含碳量根据《省级温室气体清单编制指南（试行）取值，燃煤的单位热值含碳量按式（5）计算；OF_{ij}为研究对象i第j种化石燃料的碳氧化率，%，燃煤、燃油均根据《省级温室气体清单编制指南（试行）》取值；44/12为CO_2与碳的分子量之比。

$$CC煤=C煤\times 10^{6}/NCV煤 \quad (5)$$

式中：CC煤为燃煤的单位热值含碳量，t/TJ，C煤为燃煤的元素碳含量，%；NCV煤为燃煤的平均低位发热量，kJ/kg。

2.2.2脱硫过程的CO_2排放

各研究对象均采用石灰石-石膏湿法脱硫，脱硫剂为石灰石，主要成分为$CaCO_3$脱硫过程的CO_2排放Es为：

$$Es_j=B_i\times I_i\times EF\times TR \quad (6)$$

式中：B为研究对象i的石灰石消耗量，t；I为研究对象i石灰石中$CaCO_3$含量，%；EF为完全转化时脱硫过程排放因子，取0.44；TR为脱硫过程转化率，根据《中国发电企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》取值。

2.2.3 CO_2排放强度

CO_2排放强度为生产或供给单位电力CO_2排放量。各研究对象的发电或供电CO_2排放强度为：

$$S_{Fi}=E_i\times 10^{3}/Q_i \quad (7)$$

$$S_{Gi}=E_i\times 10^{3}/(Q_i\times(1-\eta i)) \quad (8)$$

式中：S_{Fi}、S_{Gi}分别为研究对象i的发电、供电CO_2排放强度，g/kWh；Qi为研究对象i的发电量，MWh；ηi为研究对象i的厂用电率，%。陕北某特高压直流送端配套燃煤电源的整体发电或供电CO_2排放强度为：

$$S_F=\Sigma_i(E_i\times 10^{3})/\Sigma_i Q_i \quad (9)$$

$$S_G=\Sigma_i(E_i\times 10^{3})/\Sigma_i(Q_i\times(1-\eta i)) \quad (10)$$

式中：S_F、S_G分别为配套燃煤电源的整体发电、供电CO_2排放强度，g/kWh。

陕北某特高压直流实现煤电与新能源打捆外送时，送端配套电源的CO_2排放强度为：

$$S=S_G\times\alpha \quad (11)$$

式中：α为燃煤电源在整个直流工程输送容量8000 MW中所占比例，$\alpha_{max}=0.995$。

3. 设计参数及计算

3.1 设计参数

各研究对象化石燃料燃烧主要指锅炉燃煤，部分锅炉点火辅助燃油采用0号轻柴油，部分采用等离子点火技术，无辅助燃油。各研究对象化石燃料燃烧设计参数如表2所示。各研究对象脱硫设计参数如表3所示。各研究对象其他设计参数如表4所示。

表2 化石燃料燃烧设计参数

种类	参数	研究对象				
		i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
燃煤	消耗量FC/(t/h)	470.82	618.98	444.74	670.3	867.2
	低位发热量NCV/(kJ/kg)	23080	17620	24370	24080	19420
	元素碳含量C/%	60.23	46.65	63.16	61.71	47.98
	碳氧化率OF/%	98	98	98	98	98
燃油	消耗量FC/(t/a)	605	—	—	1008	—
	低位发热量NCV/(kJ/kg)	41870	—	—	41870	—
	单位热值含碳量CC/(t/TJ)	20.2	—	—	20.2	—
	碳氧化率OF/%	98	—	—	98	—

表3 脱硫剂参数

参数	研究对象				
	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
石灰石消耗量B/(t/h)	3.83	8.82	10.02	31.71	10.26
石灰石中$CaCO_3$含量I/%	90	90	90	90	90
排放因子EF/%	44	44	44	44	44
脱硫过程转化率TR/%	100	100	100	100	100

表4 其他设计参数

参数	研究对象				
	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
装机容量/MW	2 x 660	2 x 660	2 x 660	2 x 1000	2 x 1000
年运行小时/h	5500	5500	5500	5500	5500
厂用电率η/%	4.69	4.80	4.97	3.72	4.2

3.2 计算结果

3.2.1 化石燃料燃烧计算结果

根据式 (2) ~式 (5) , 计算出各研究对象单位热值含碳量 CC、锅炉燃煤及锅炉点火辅助燃油产生的 CO_2排放量ERi如表 5所示。

表5 化石燃料燃烧CO_2计算结果

参数	研究对象				
	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
燃煤单位热值含碳量CC/(t/TJ)	26.10	26.48	25.92	25.63	24.71
燃煤小时排放量 /(t/a)	1019.0	1037.6	1009.4	1486.4	1495.1
燃煤年排放量 /(×104t/a)	560.44	570.67	555.15	817.49	822.32
燃油年排放量 /(×104t/a)	0.18	/	/	0.31	/
化石燃料燃烧年排放量 ERi /(×104t/a)	560.62	570.67	555.15	817.80	822.32

3.2.2 脱硫过程计算结果

根据式 (6) 计算出各研究对象脱硫过程产生的CO_2排放量ESi如表6所示。

表6 脱硫过程CO_2计算结果

参数	研究对象				
	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
小时排放量ESi /(t/h)	1.5	3.5	4.0	12.6	4.1
年排放量ESi /(×104t/a)	0.83	1.92	2.18	6.91	2.23

3.2.3 CO_2排放强度计算结果

根据式(1)、式(7) ～ (10) 及表5、表6, 计算出各研究对象CO_2排放总量见表7, 排放 强度见图 1。

表7 CO_2排放总量

参数	研究对象				
	i=1	i=2	i=3	i=4	i=5
化石燃料燃烧年排放量 ERi/(×104t/a)	560.62	570.67	555.15	817.80	822.32
脱硫过程年排放量 ESi /(×104t/a)	0.83	1.92	2.18	6.91	2.23
CO_2年排放总量 Ei /(×104t/a)	561.45	572.59	557.33	824.71	824.55
化石燃料燃烧年排放比例/%	99.85	99.66	99.61	99.16	99.73
脱硫过程年排放比例/%	0.15	0.34	0.39	0.84	0.27
发电CO_2排放强度SFi /(g/kWh)	773.35	788.69	767.67	749.74	749.59
供电CO_2排放强度SGi /(g/kWh)	811.40	828.46	807.82	778.70	782.45

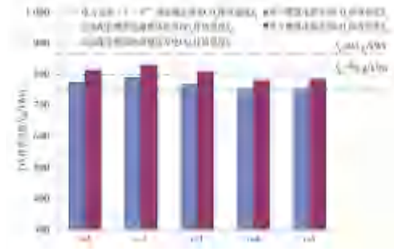
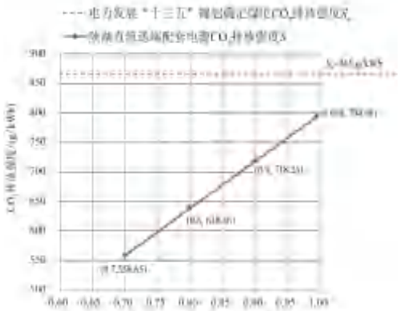


图1 CO2排放强度

在该特高压直流工程送端配套煤电项目CO_2排放总量中, 化石燃料燃烧贡献率达99%以上, 而脱硫过程等贡献率不足1%。在采用高效超超临界机组后, 机组热效率提高, 单个配套燃煤电源最大发电、供电CO_2排放强度均远低于《电力发展“十三五”规划》中的865g/kWh限值指标, 且1000MW容量机组排放水平显著低于660MW机组。660MW机组最大发电、供电CO_2排放强度分别为788.69g/kWh、828.46g/kWh, 1000M机组最大发电、供电CO_2排放强度分别为749.74g/kWh、782.45g/kWh, 送端配套燃煤电源整体发电、供电CO_2排放强度分别为763g/kWh、798g/kWh。为提高该特高压直流输电工程受端所处省份的非水可再生能源消纳比例, 该直流工程实现火电与新能源打捆外送, 一方面需通过增加新能源装机, 尽量提高输电通道中新能源电量的比重; 另外为保证工程供电质量及效益, 需将煤电年利用小时数和新能源弃电率控制在合理区间, 对煤电、新能源电源输送电量确定合 适的比例。根据该特高压直流输电工程配套电源建设规划提出的煤电与新能源输送电量比值, 计算出整个直流工程的CO_2排放强度见图2。计算中整个直流工程输电通道年利用小时数按5500h考虑, 输送容量取设计值8000MW。



不同输电方案下的CO_2排放强度

从图2中可以看出, 该特高压直流输电工程实施火电与新能源打捆外送, 直接降低了送端电源的CO_2排放水平。当燃煤电源供电比例从0.995降低至0.7时, 直流工程单位输电CO_2排放强度从794.08g/kWh降低至558.65g/kWh, 远低于《电力发展“十三五”规划》中的865g/kWh限值指标, 年减少CO2近1000万t, 减排效益显著。

4 结语

特高压输电工程实施火电与新能源打捆外送，不仅扩大了送端省份的新能源消纳能力及范围，提高了受端的非水可再生能源消纳比例，还直接降低了送端电源的CO_2排放水平，真正践行了清洁低碳、绿色环保的设计理念。当燃煤电源供电比例从0.995降低至0.7时，单位输电CO_2排放强度大大降低，年减少CO_2排放近1000万t。该直流工程送端配套燃煤电源均采用高效超超临界机组选型，机组热效率提高，单位发电、供电标准煤耗降低。不同机组之间受机组热效率、厂用电率、燃煤品质等影响，CO_2排放强度有所差异，且随着单台机组容量的增加，CO_2排放强度显著降低，主要原因在于大容量机组的热效率相对较高，单位供电或发电标准煤耗相对较低，故CO2排放相对较低。 随着国家清洁低碳、安全高效的现代电力工业体系的构建，远距离、大容量配套新能源电力外送已成为转变能源资源配置的一项重要途径，本研究为此类项目核算CO_2排放及评估节能减排效益提供参考。

参考文献

[1] GURNEY, KEVIN ROBERT. GLOBAL CHANGE: China at the Carbon Crossroads[J]. Nature, 2009, 458(7241): 977–979.

[2] 韩国刚，刘晓宇，宋鹭，等.中国2030年CO_2排放总量预测研究[J]. 电力科技与环保，2013，29(6)：1–3.

[3] 苏燊燊，赵锦洋，胡建信.中国电力行业1990—2050年温室气体排放研究[J]. 气候变化研究进展，2015，11(5)：353–362.

[4] 高建强，宋铜铜，杨东江.燃煤发电机组碳排放折算方法研究与应用[J].热力发电，2020，49(2)：88–92.

[5] 徐敏杰，胡兆光，谭显东，等. 中国中长期能源和电力需求及碳排放情景分析[J]. 中国电力，2012， 45(4)：101–107.

[6] 程路，邢璐.2030年碳排放达到峰值对电力发展的要求及影响分析[J]. 中国电力，2016，49(1)：174–177.

[7] 马丁，单葆国，朱发根. 基于CO_2排放达峰目标的中长期能源需求展望[J]. 中国电力，2017，50(3)：180–185.

[8] 中国电力企业联合会.中国燃煤电厂大气污染物控制现状2009[M]. 北京：中国电力出版社，2009：2–15.

[9] 徐钢，田龙虎，刘彤，等. 中国电力工业CO_2减排战略分析[J]. 中国电机工程学报，2011，31(17)：1–8.

[10] 李辉，刘建民，朱发法，等. 我国电力行业CO_2减排技术及应用前景分析[J]. 电力科技与环保，2011，27(1)：9–13.

[11] 于方，宋宝华. 二氧化碳捕集技术发展动态研究[J]. 中国环保产业，2009(10)：27–30.

[12] [12] 赵毅，赵丽媛，钱新凤.电力行业二氧化碳减排策略分析与展望[J]. 电力科技与环保，2015，31(5)：14–16.

[13] 盖志杰，王鹏辉. 燃煤电厂碳排放典型计算及分析[J]. 中国电力，2017，50(5)：178–184.

[14] 刘睿，翟相彬. 中国燃煤电厂碳排放量计算及分析[J]. 生态环境学报，2014，23(7)：1164–1169.

[15] 段志洁，张丽欣，李文波，等. 燃煤电力企业温室气体排放量化方法对比分析[J]. 中国电力，2014， 47(2)：120–125.

虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述

田立亭[1,2] 程林[1] 郭剑波[2] 王宣元[3] 云秋晨[4] 高文忠[4]

1. 电力系统及发电设备控制和仿真国家重点实验室(清华大学 电机系)，北京市 海淀区 100084；

2. 中国电力科学研究院有限公司，北京市海淀区 100192；

3. 国网冀北电力有限公司，北京市西城区 100054；

4. 北京交通大学 电气工程学院，北京市海淀区 100044。

摘要：在分布式可再生能源发电、电动汽车、需求响应等技术的推广应用下，分布式能源(distributed energy resource, DER)将成为未来电力系统的重要组成部分。智能电网中，对DER的管理和利用方式涉及主动配电系统、微电网、动态电价、虚拟电厂等。首先对分布式电源的接入和管理需求进行分析，其次分析当前各种管理方式的研究进展和存在的问题，重点对虚拟电厂的管理架构、互动机制和关键技术进行探讨，后通过与其他管理方式对比指出，虚拟电厂在信息通信基础设施、电力市场、DER集成方面具有良好的适用性。论文指出虚拟电厂为异构、分散、多样的DER提供了灵活管理方式，为电力系统从集中式能源生产到分散式能源生产利用发展提供解决方案。

关键词：虚拟电厂；电力市场；分布式能源；合作博弈

ABSTRACT: Distributed energy resources (DERs) will be an important part of the future power system under the spread of distributed renewable energy generation, electric vehicles, demand response and other technologies. In smart grid, the management of DERs involves such aspects as active distribution system, microgrid, dynamic electricity price, virtual power plant and so on. First, this paper analyzes the integration and management requirements of distributed power supply. Then the basic architecture, interaction mechanism and key issues of the multiple management methods are summarized. Focusing on virtual power plants, it points out that virtual power plants have good applicability in information and communication infrastructure, power market and DER integration. The research and application of virtual power plant is currently in its embryonic form. It provides a solution for the transmission from centralized power production to the distributed energy utilization, and is flexible way to integrate geographically dispersed, heterogeneous, and multi–formed DERs. KEY WORDS: virtual power plant; electric m

引言

在可再生能源和电能替代发展战略下，分布式电源、储能、可控负荷等在配用电侧兴起，使现有规模化电力生产和远距离传输逐渐向分布式能源生产和利用转变。在不同的能源领域，对分布式能源(distributed energy resource, DER)有着不同的理解。对于电力系统，DER通常指代分布式电源(distributed generation, DG)，在GB/T 33593—2017中，分布式电源被定义为接入35kV及以下电压等级电网，位于用户附近，在35kV及以下电压等级就地消纳为主的电源[1]。国际分布式能源联盟（World Alliance for Decentralized Energy, WADE)将分布式能源指代为安装在用户端的高效冷/热电联供系统。北美电力可靠性委员会(North American Electric Reliability Council, NERC)将DG、储能、集成商、微电网、热电联供、应急和后备电源等纳入DER的范畴[2]。国际能源署(International Energy Agency, IEA)将接入配电网或位于负荷中心附近的天然气分布式能源、分布式可再生能源，以及分布 式储能、需求侧响应和能效技术等均纳入DER的范畴[3]。本文将采用对分布式能源较为宽泛和广义的定义，将位于配用电侧的分布式电源、可以调控的负荷、储能、无功调控设备等与电力生产和高效利用相关的资源均纳入DER的范畴。

长期以来，配电网以保障用电可靠性为目标，DER接入配电网后，配电网对DER通常采取被动的接纳方式，通过升级改造适应其接入需求，保证DER运行下配电网的电能质量和安全性。在配电网经济性和效率要求下，这种被动的方式将不适用于高比例DER的接入。同时，规模化的DER接入使用户侧具有一定程度的柔性，使用户侧具备参与电网调控的潜力。为了促进DER的规模化发展，同时利用DER提升电网的灵活性，结合信息通信技术(information communications technology, ICT)对分散的、特性各异、数量庞大的DER进行主动管理已成为当前智能电网的重要任务之一。

然而，DER具有分散性、不确定性和异构性[4]。对DER的管理涉及技术、经济和社会层面[5]，目前智能电网对DER的管理仍缺乏统一的设计，在技术路线、管理机制、市场模式的选择上存在诸多争议[6]。随着DER的发展，国内外已针对DER的主动管理利用开展了大量研究和实践工作，提出了多种解决方案。依据管理方式的差异，智能电网对DER的管理可归纳为主动配电系统管理、微电网管理、电价管理、市场管理和虚拟电厂管理等方式。其中，虚拟电厂(virtual power plant, VPP)使各DER形成合作关系，发挥DER的规模效益。同时，VPP对DER的地理位置、组成没有特定的约束[7]，提供了一种新兴的具有高度灵活性和适应性的管理方式，引起国内外研究工作者的广泛关注。

为了分析VPP对当前DER发展的适应性，本文首先从现阶段DER的发展应用需求出发，指出DER广泛接入和灵活交易需求带来的挑战；其次分别针对主动配电系统、微电网、动态电价、市场管理方式进行介绍，分析其存在的主要问题；进一步对虚拟电厂的定义、架构、工作模式、关键技术等进行详细介绍说明；后将虚拟电厂与其他管理方式进行对比，指出虚拟电厂的适用性和发展方向。

1. DER的接入和管理需求

DER接入配电网，但其通常并非配电网资产，其所有者通常为分布式供能企业或者用户。如图 1 所示，从物理位置看，DER位于配电网高级量测系统(advanced meter infrastructure, AMI)的末端，因此被称为表后(behind the meter, BTM)[5]资源，其由分布式供能企业或者用户自行管理，或者委托第三方进行管理。企业和用户追求自身经济利益，因此DER对配电网所表现出的物理特性并非单纯由其技术属性决定，其特性受到企业或用户行为的影响，其发展受到激励政策、电价及市场的驱动。

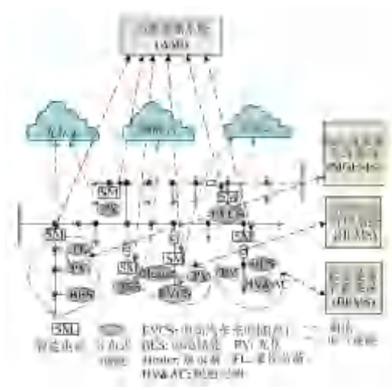


图1 当前阶段DER的接入和管理

配电网管理者对电力设备的管理权限在表前(front of the meter, FTM)部分，虽然配电网管理者尝试通过非侵入式负荷监测[8]等技术获取DER的特征，或通过规范DER的接入以掌握其信息，但位于表后的DER对于配电网通常是不可观、不可控的。DER的相关数据可能由设备或运营厂商所掌控，如电动汽车充电云[9]、光伏云[10]、储能云[11]、温控设备云[12]等。这些表后的服务通常不涉及实时控制，其利用能源数据服务为用户提供便利，如设备运行维护、发电预测、用能引导、故障预警等。当前，对DER多采用用户本地管理方式，本地能量管理系统可通过局域网通信采集DER状态并对其进行实时控制，实现用户本地用能经济性和节能减排目标，如家庭能量管理系统(home energy management system, HEMS)、建筑能量管理系统(building energy management system, BEMS)，以及微电网管理系统(micro-grid energy management system, MGEMS)[13]。这些本地的能量管理系统多利用DER实现本地高效、经济和清洁用能的目标。

与此同时，随着DER规模化发展，除本地利用外，还伴随着交易需求的产生。当前电力市场正逐渐向低电压等级、小规模的DER开放。美国联邦能源管理委员会(federal energy regulatory commission, FERC)于2018年2月通过了841号令[14]，要求各区域输电组织(regional transmission organization, RTO)和独立系统运营机构 (independent system organization, ISO)允许100 kW/100 kWh以上的电力储能进入其能量、容量和辅助服务市场。丹麦在 Bornholm 示范工程中实施了5min的实时电力市场[15]，有2000余居民或商业用户参与，配电网向各DER下发实时价格，DER依据电价信号做出响应。一些电力市场向集成后的DER开放，如美国PJM允许负荷削减服务商(curtailment service provider, CSP)参与其容量市场[16]，CSPs与PJM签约，是需求响应资源的聚合商。

在“互联网+”及共享经济概念的推动下，一些DER的所有者尝试开展点对点(peer to peer, P2P) 交易。P2P交易可采用合约或拍卖的方式[17]，如图2所示，利用“线上”的交易平台，售电方和购电方依据各自的发电和用电情况进行交易，区块链可用于对买卖双方交易进行记账服务[18-19]。根据《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》[20]，我国分布式发电企业可在110kV电压等级范围之内与电力用户进行直接交易，并以电网企业作为输配电服务方签订三方供用电合同，约定交易期限、交易电量、结算电价、输配电费用标准及违约责任等。由于市场条件的缺失，目前P2P交易多在社区或微电网内开展，如美国 Brooklyn Microgrid分布式能源共享项目，德国新能源企业Sonnen发布的家庭能源共享平台 sonnenCommunity等。

图 2 DER的P2P交易示意图

DER广泛接入与灵活交易需求为电网带来挑战。首先，高比例分布式可再生能源发电自身的波动性和间歇性可造成配电网潮流和电压的波动，影响配电网可靠性，引发配电网升级改造需求[21]，包括改变网络结构、扩大容量，以及某些调控资源的应用如储能、有载调压变压器的使用等。同时，DER可使电网负荷特性发生显著的改变，使电网在电源结构、灵活性资源方面增加投入。电网需要在投资方面进行权衡，引入新型的管理方式代替被动的改造投资[22]。其次，DER参与电力市场交易以及各种P2P交易时，将使配电网面临更多的不确定性，增加其运行风险，必须对DER进行一定程度的监管。

2. 智能电网对 DER 的管理

如前所述，由于所有主体、运营模式、技术属性方面的差异，对DER的管理涉及技术、经济、 社会3个层面的诸多因素。在技术层面涉及设备特 性、通信、控制方式等；在经济层面，涉及对DER的经济调度与激励

机制等；在社会层面，涉及用户的意愿、互动的方式等。智能电网需要从上述 3个层面的影响因素出发，对DER实施管理。为适应规模化DER的接入，智能电网可采取2种路径：一是提升DER接入区域的本地自治水平，促进分布式可再生能源的本地消纳和高效利用；二是加强DER的监控和管理，提升ICT基础设施水平，建立广泛物联的智能电网。目前，智能电网对DER的主要管理方式包括主动配电系统管理、微电网管理、电价管理和市场管理，其中，前2种管理方式注重本地自治水平的提升，后2种管理方式在广泛物联的基础上对DER进行更大范围内的利用。为了更好地理解虚拟电厂对DER的管理和互动机制，本部分将分别对上述几种管理方式进行详细介绍和分析。

2.1 主动配电系统管理方式

传统配电网的管控对象为配电网络设施，主要关注故障隔离、恢复供电等操作以及无功—电压控制。其中，馈线自动化(FA)根据故障处理方式可分为就地式、集中式和分布式；配电网电压—无功控制通常采用分区集中控制，多在变电站内实施。为适应DER的发展，首先考虑对现有配电网自动化系统进行改进，如建立考虑分布式电源接入的馈线故障区间定位方法[23-24]，或将具有无功调节能力的DER纳入配电网的电压—无功控制系统[25]。其次，要求DER提升自身控制能力，如要求DER依据并网点的电压进行下垂功率控制[26]。后，建立主动配电系统，统筹各DER实现配电网安全经济运行的目标。

主动配电系统即具有对各DER协同管控能力的配电网[22]。主动配电系统对DER的管理包括故障下的应急管理以及稳态能量管理2方面。传统配电网发生故障时，各DG防孤岛保护动作后脱离配电网，但在主动配电系统中将采取主动孤岛[27]策略，利用DG独立供电能力，保障停电区域内非故障网络及重要负荷的供电[28]。配电网稳态能量管理以发电、负荷的短期预测结果为基础，以可再生能源消纳、网损小等为目标开展DER有功、无功的优化调度[29]，其基本问题是基于优潮流进行非线性非凸问题的求解[30]，也有一些文献利用电压灵敏度矩阵对潮流约束进行近似以简化问题[26,31]。

在主动配电系统管理中，需要依据配电网和DER的实时状态信息进行决策。配电网运营商(distribution network operator, DNO)是唯一掌握配电网状态信息的参与方，为实现DER的主动管理，DNO需要向配电系统运营商(distribution system operator, DSO)转变[22]。DSO对DER可采取集中或分布式控制方式。在集中控制方式下，各DER需要与DSO建立双向的实时通信，DSO要依据网络和DER的状态进行全局优化运行策略的在线制定，集中式控制方式对系统的通信和计算能力和可靠性提出了很高的要求。在分布式控制架构下，DSO通过多个对等的分布式控制器实现DER的管理。许多对DER分布式控制的研究基于多代理系统(multi-agent system, MAS)思想开展[32-33]，一个代理(Agent)是硬件和软件组成的控制体，其具有自治能力、与邻接Agent的通信和互动合作能力、主动性和自发能力。关于主动配电系统的MAS结构并未有统一的认识，文献[33]定义了变电站Agent、母线Agent、馈线Agent、负荷Agent、发电Agent五类Agent，并建立了Agent接入/断开和参与能量管理的机制；文献[34]将配电网划分为不同区域，每个区域具有一个控制Agent，利用区域内的电池储能系统进行系统有功和阻塞管理。分布式控制比集中式控制更加复杂，也难以实现系统全局的优化。结合集中式控制的全局优化能力和分布式控制的自治能力，可以建立主动配电系统层级管控结构。文献[35-37]提出包括全局优化调度和区域自治控制的主动配电网分布式能量协调控制架构。文献[37]依据控制时间周期将主动配电网管控分为三级控制结构，其中负责市场交易、配电网状态监控和能量管理的第三级控制由配电网管理系统(distribution management system, DMS)承担；第二级由各变电站自动化单元承担，实现配电网运行状态优化；第一级由DER的功率控制器承担，负责实时执行第二级控制层下发的功率控制命令。关于配电层级管控结构尚未形成统一的认识，其可以视为集中式和分布式控制的混合结构，图3给出了3种控制方式的示意。

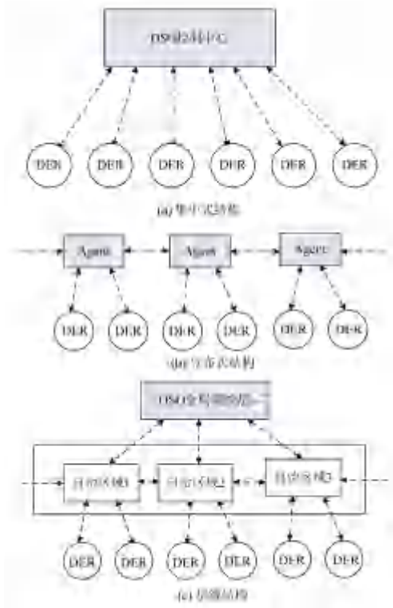


图3 DSO管理架构示意图

主动配电系统对DER的管理具有一定的强制性，因此更适合利用DER的灵活性为配电网提供本地的、短期及临时性的服务，如阻塞管理、电压控制等[38]。

2.2 微电网管理方式

微电网被认为是提升分布式电源利用、提升用户用电可靠性的有效方式[39]，其被定义为一个能够基本实现内部电力电量平衡的小型供电网络[40]。实际上，从DSO角度看，微电网可以看作主动配电系统层级管控结构下的一类应用[41]。如图4所示，在DSO的管理下，各微电网控制中心(micro-grid control center, MGCC)实现微电网内部的优化运行。在微电网组织和划分下，配电网可视为由多个微电网组成的系统，各微电网自治运行实现本地能量平衡；同时通过松散耦合和互联，实现微网间的能量互馈，提高系统整体对分布式电源的接纳能力和供电可靠性[42]。与主动配电系统层级管理不同的是，多微电网系统的MGCC由相应微电网运营商 (micro-grid operator, MGO)[43]管理，而非DSO。此时，MGO的运行目标通常包括运行成本[44]、节能减排效益[45]的优化等。在配电网—微电网层级管理架构下，DER的管理体现为双层决策过程[46-47]，上 层决策仍为潮流优化问题，优化变量包括各微电网在公共并网点(PCC)的交换功率，下层为各微电网内部源—荷—储协调运行以及微电网之间的功率交换决策[48-49]。文献[50]指出各微电网与配电网是自律协同的关系，协同自律模式由DSO组织实施，DSO为多微电网建立互惠运行关系。

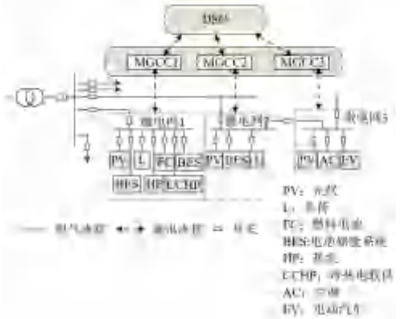


图3 DSO管理架构示意图

在该种管理模式下，DSO可作为主体参与电力市场交易，此时需要定义DSO与各微电网间的交易价格，以及微电网之间能量交易的价格，可建立DSO与各MGO—主多从的博弈模型[49]，通常情况下各MGO是非合作关系[51]，按照其利益目标进行决策[52]，各MGO的决策为纳什均衡点(Nash equilibrium, NE)[53-54]。文献[55]指出对MGO统一管理可以提升系统的收益，因此可建立MGOs之间的合作博弈关系，以寻求更高的整体经济目标[56]。

微电网与配电网有明确的公共连接点，除自治能力外，其另一个重要的特征是可进行主动孤网运行。因此，微电网对内部DER的组成和功能有一定的要求，源、荷、储需满足系统的平衡约束和离网稳定运行需求[57]。地理分散、异构的DER往往难以自行组织形成微电网，使得微电网的应用受到限制。

2.3 动态电价管理方式

动态电价管理是以DSO为主体的管理方式之一。对于DER而言，主动配电系统、微电网对DER的管控均可

归属于直接控制方法，其对DER通常采用固定费率，同时DER需按照上级控制指令运行。电价信号是激励DER参与电网调控的重要方式。利用电价信号替代直接的控制命令，可使DER自发主动地参与电网的管理。

动态电价管理多用于配电网阻塞管理中，激励DER的电价机制涉及日前动态电价(dynamic tariff, DT)、配电网节点边际电价(distribution locational marginal price, DLMP)[58]。其中，日前DT是使DER满足配电网供电能力约束的低电价，DSO依据配电网负荷预测以及DER对价格响应情况的预测，制定日前DT，发布给DER或者其聚合商。DT的优化可以建立为双层规划问题[59]，上层问题在配电网潮流约束下求取低DT，下层问题中用户削减负荷实现用电成本低。日前DT不区分DER接入的位置，即配电网对DER实施统一的电价。DLMP可看作是DT的扩展，与输电系统节点边际电价类似，其可视为DT和节点阻塞价格的总和，以社会效益大为目标，考虑DER的调控范围，利用KKT(Karush—Kuhn—Tucker)条件，可以求得DLMP，其经济含义为配电网节点增加单位负荷同时保证配电网安全运行所需的低购电费用。DLMP适用于价格敏感的DER，如电动汽车充电负荷[60]、电池储能[61]，考虑其经济利益诉求，利用价格信号指导其行为，以达到配电网功率调控的目标。文献[60]证明了DSO追求优化DLMP的策略与电动汽车调聚合商追求充电费用低的策略一致，说明DLMP是一种有效的配电网阻塞管理方式。文献[62]将配电网无功调控成本、电动汽车充电电量不满足成本、分布式发电成本等纳入DLMP的目标函数中，并分别获得有功DLMP和无功 DLMP[63]。因此，DLMP可以用于引导DER的投资建设及其接入位置的选择[64]。DT或DLMP的实施均需要DSO掌握DER的信息，需要DER可观、可测，并可进行较准确的日前预测。电价激励方式对DER的接入与运行是一种长期有效的管理方式，但其与现有的管制电价或批发—零售市场不兼容，需要设计新的电力市场机制。

2.4 本地市场管理方式

DSO对DER的直接管理或对微电网的管理中均涉及到各参与主体的交易和利益分配，需要市场机制的支持。当前电力市场通常在输电系统运营机构(transmission system operator, TSO)或独立系统运营机构的参与下组织实施，DSO组织电力市场仍处于探索阶段。文献[65]将DER参与电力市场分为2个阶段：在初始阶段，DER可通过聚合商参与TSO或ISO组织的批发市场，如目前在PJM推行的需求响应项目；在后续阶段，DSO将组建本地市场，DER、DER聚合商或MGO等均可成为本地市场的参与者。DSO组建本地市场后，TSO与DSO的角色和交互关系需要清晰的定义[66]，文献[67-68]分别讨论了TSO与DSO在配电网阻塞管理和灵活性服务方面的关系。一种TSO和DSO职责分立的市场结构如图5所示。其中，TSO的职责是维护发电和用电在输电等级的交易和平衡，同样，DSO负责维护配电网中发电和用电的交易和平衡。一个TSO可对应多个DSO，同时DSO和TSO有明确的界限划分，DSO负责组织本地市场，其市场机制应避免DER参与TSO服务和DSO服务时的冲突，如DSO参与TSO日前能量市场，在获得所在区域或节点的电价之后，再计算DLMP发布给所管辖的DER。此时，DER只参与DSO组织的本地市场，不直接参与TSO组织的电力市场。DSO同样可组织配电网的容量市场[69]、辅助服务市场，组织管辖范围P2P交易，如MGO之间的电量和功率交互[70]。

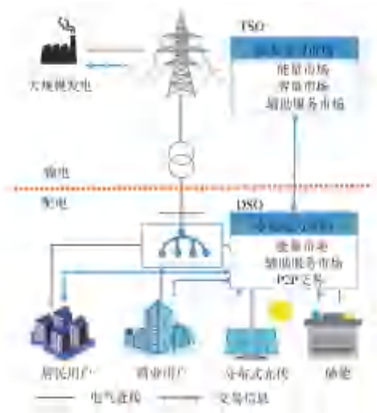


图5 TSO与DSO电力市场结构示意图

由于DER在主体、技术特征和商业目标上有显著的差异，在本地市场中各DER往往是非合作的、竞争的，难以协调其行为以实现更大的收益。同时，在现有电力市场机制下，分散的小规模的DER进入现有电力市场需要复杂的准入手续或不 具备准入条件，进入电力市场的DER所提供的服务也受到限制，如储能目前仅限于提供负荷削减服务，限制了储能技术的推广应用。

3. 利用VPP实现DER的聚合管理

为了克服DER在技术和商业应用中的约束，利用各类DER间的技术互补优势，发挥DER的规 模效益，集成DER的“虚拟电厂”得到广泛的关注。如图6所示，VPP是多个DER的聚合，其形成一个虚拟主体[71]参与电网管理和电力市场。对该种聚合方式有多种定义，如虚拟DER聚合体(virtual DER clusters, VDC)[72]、虚拟微电网[73]等概念。VPP可以定义为一个涉及多个利益相关者的虚拟实体，在信息和通信技术的支持下，利用分散、异构的DER(可调度或不可调度的资源)，形成相当于一个虚拟发电厂管理和运营的能力，并确保利益相关者之间的能量和信息流，以降低生产成本，实现利润大化。VPP的参与者在地理上是分散的，同时具 有异构性，即各参与者的所属主体、技术特性、商业目标有显著的差异，符合当前DER的发展现状和趋势。

图6 VPP对DER的聚合

如图7所示，VPP作为虚拟主体，其聚合外特性表现为虚拟的功率上调和下调能力。其中，功率 基线为VPP对其不采取调控手段时DER聚合功率的估计值。基线功率用于确认VPP的调控效果，需要以5~30min周期滚动计算[74]。点划线为目标设置，是VPP需要达到的功率调控目标。上下可调边界需要VPP根据所聚合DER的状态进行动态的估计。VPP实际功率与基线功率的差可视为VPP提供的“产品”。

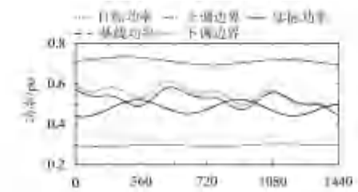


图 7 虚拟电厂聚合外特性

3.1 VPP 的管理架构与互动机制

VPP作为一个整体对外参与电力市场和DSO的调控，对内实现各DER的协调运行控制，并与用户、设备维护管理者等参与方进行互动。如图8所示，VPP通过软件实现对DER的管理以及上下游的交互。VPP软件平台需具备预测、优化决策、实时监控3个阶段[74]的基本功能。图8中，VPP数据库用于处理和存储DER出力/负荷历史数据、用户信息、电力市场价格信息、气象数据等，可支持VPP的预测和优化决策。

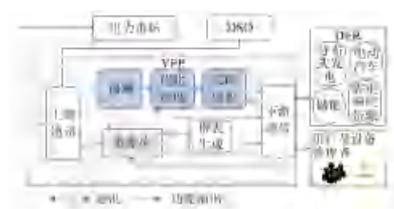


图 8 虚拟电厂主要架构和主要数据流

依据VPP是否参与电力市场或DSO的管理，可将VPP划分为3种基本应用模式：市场型VPP(commercial VPP, CVPP)、技术型VPP(technical VPP, TVPP)、市场和技术兼有[75]，分别介绍如下：

在CVPP应用下，以VPP参与日前电力市场为例，

VPP可作为市场的买方(buyer)或者卖方(seller)。此时VPP平台的基本工作流程为：预测模块依据数据库中的DER历史数据对分布式发电、负荷功率进行日前预测，并预测日前市场的清算价格，估计功率基线、上调边界和下调边界；优化决策模块依据预测结果进行竞标决策[76]；其后，电力市场对日前市场进行出清，向VPP及其他市场参与者发布竞标结果；进入日内运行阶段后，VPP以市场约定的功率作为目标功率对其内部的DER进行协调控制。进一步，VPP还可在日前电力市场交易结果的基础上，参与平衡(实时)市场[77]。TVPP通为DSO提供服务，DSO借助TVPP对DER进行主动管理，因此与CVPP相比，TVPP要求DER地理位置分布相对集中。此时，TVPP向DSO提供预测、电压控制、阻塞管理等本地服务[78]，TVPP对聚合后DER的灵活性进行估计并报告给DSO，DSO结合配电网实施运行状态，向TVPP发送调控指令，TVPP对其内部DER进行协调控制，以达到DSO功率调控目标。此时，TVPP相当于主动配电系统方式中的一个代理，其对一定范围内的DER进行管理，微电网也可视为一种TVPP。VPP参与电力市场竞价，同时接受DSO的调控指令时，VPP的工作流程如图9所示。VPP的工作过程可分为计划、运行和结算3个阶段。在计划阶段(日前)，VPP依据各DER的状态建立调度计划，在运行阶段(日内)，VPP参与实时市场，滚动修正调度计划，当DSO命令与市场目标冲突时，VPP可优先执行DSO的调控指令。在结算阶段，VPP将从DSO处获得的激励以及市场收益按照某种公平机制分配给每个做出贡献的DER。CVPP通常不考虑配电网约束，但随着VPP规模的扩大，VPP的市场行为将对配电网产生影响，为保证配电网安全稳定运行，需要DSO对VPP 的调控计划进行认证[79]，同时DSO可利用VPP进行阻塞管理[80]。

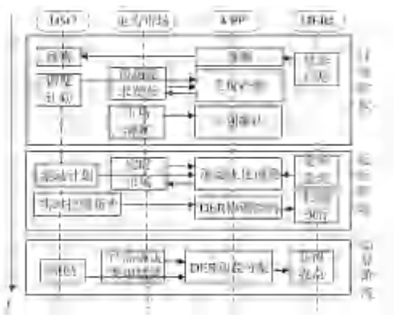


图9 多方参与主体与虚拟电厂互动流程

3.2 VPP 应用的关键问题

VPP工作的3个阶段涉及3项关键问题：1) VPP中DER的组成；2) VPP对DER的优化调度；3) VPP对DER的利益分配机制。分别针对3项关键问题进行分析：

首先是VPP中DER的组成问题。VPP是多个DER的聚合，DER的组成决定了VPP的产品特性和运行范围。同时，一个DER可视为一个独立主体，DER通过VPP建立联盟，形成合作博弈关系。设N={1,.....,n}代表n个DER，其可能有n个联盟方案，如何将分散的、异构的DER划分为若干个VPP，可视为多代理系统的联盟结构生成问题（coalition structure generation problem，CSG)[81]，CSG以各联盟的总体效益优为目标进行联盟的组织。考虑到通信的成本和互动费用，可考虑与地理位置邻近的DER形成联盟[72]。文献[82]从VPP的角度建立了DER的联盟组成模型，依据电力市场中期能量交易合同，考虑交易的风险对DER进行选择，并限制参与DER的数量。由于DER的状态(发电、负荷或运行成本)处于变化之中，因此VPP中DER的组成是动态的，若不考虑通信结构的限制，当VPP在市场中的任务完成后联盟解散，DER退出联盟，在下一项任务的计划阶段VPP将组织新的联盟。联盟组织的时效性与VPP所参于电力市场的合同期限和交易周期相关，VPP可在电力市场交易开展之前与各DER签订双边合同[81]，以达成双方的权力和义务范围，DER的所有者需在合同约定下保证设备出力和调节的容量，VPP需要按照合同约定与DER进行结算。

其次是VPP的优化运行问题，包括VPP在日前电力市场的优化决策，以及VPP在日内对DER持续的滚动的优化调度[83]。在日前优化调度中VPP的目标可为在电力市场获得大的收益，同时需考虑DER的特殊约束，如文献[84]建立了VPP参加日前能量市场与旋转备用市场的优化调度模型，其特别考虑了VPP内CHP所在区域的供热约束；在日内的持续优化调度中VPP 的优化目标可为小化VPP实际出力与计划处理的偏差，可视为VPP对联盟成员的任务分配问题，通常为混合整数的非线性优化问题。为了降低问题的规模以及通信的要求，VPP内一些技术特性相似的DER可以经过代理参与VPP的管理，此时，VPP对DER的优化调度模型可用双层规划问题描述[85-86]，上层为VPP对各代理的优化调度，下层为各代理对其内部DER的管理。在这种层级结构下，可采用分布式控制方式，以降低VPP内部通信的要求，通过获得邻近代理的信息对内部DER进行优化运行，可采用分布式原一对偶次梯度算法进行求解[87-88]。文献[85]计算了通信结构对VPP优化计算收敛速度的影响。VPP优化运行的基础是掌握DER的聚合特性以及灵活性特征，并对DER进行较准确的预测，包括日前和日内的滚动预测。为了便于DER预测和特性的掌握，VPP需要对具有相似特性的DER进行聚类，以对DER进行分类建模，如文献[83]建立了热控制负荷TCL的聚合特性。此外，DER的不确定性也是VPP调度需考虑的重要内容，文献[84,86]分别用点估计方法和模糊机会约束规划对不确定性进行处理。

最后是VPP对DER的利益分配机制。各DER均具有追求自身利益大化的需求，VPP从电力市场获得收益，要将该收益公平地分配给做出贡献的DER，建立利益分配机制是VPP需解决的核心问题。设集合C是N的集，v (C) 是C获得的联盟效用值，X= $\{x_1, x_2, ...\}$是对联盟内成员的一组效用分配，在个体理性下，对任意i∈C，应满足 $x_1 \geqslant v(\{i\})$ 。因此，VPP需要从电力市场获取额外的收益，文献[89]指出这种额外的收益本质上来源于风险的降低，即通过DER的聚合降低了DER整体出力的不确定性，减少了因不能提供预期产品或服务风险所带来的损失，因此联盟可从电力市场获得更高的收益。VPP需建立公平的利益分配机制，同时需保持联盟结构的稳定，基于DER间的合作博弈关系，可应用核仁分配或夏普利值可建立VPP收益的分配机制[89-90]。此外，可建立额外的利益分配计算方法，如文献[90]对DER所做出的贡献进行解析，得到利益分配的表达式。文献[91]应用计分规则对DER预测的准确性进行计分，依据计分结果对VPP的收益进行分配。

4. VPP 的适用性分析

VPP为DER提供了一种动态的能量管理、价值产生和传递方式。表1从ICT基础设施、市场成熟度、DER集成方面，对比VPP与主动配电系统、动态电价、微电网、本地电力市场在当前电力市场的适应性。相较于其他方式，VPP为DER提供了相对自由和灵活的管理，对当前电力系统ICT设施和电力市场也具备良好的适应性。

对于ICT基础设施需求，首先VPP通过软件对地理位置分散的DER进行管理，可建立在已有云平台基础上以降低投资，并可通过已有的数据平台获得DER的地点、设备类型、容量等静态信息。同时，VPP需要与TSO/DSO、电力市场以及各DER进行动态运行数据、价格等信息的传递，需要建立VPP与上下游的通信。如图 10 所示，VPP与TSO/DSO的通信建立在主通信网的基础上，可采用光纤通信；VPP与各DER的通信应采取经济的方式，可利用公共以太网，采用光纤、无线、电话线(DSL)等多种方式[75]。文献[92]建立了VPP的试验系统，其采用了层级的通信结构，其设立了若干个集中器，每个集中器采用IEEE 802.11ac协议建立虚拟专用网络(virtual private network，VPN)与DER进行通信，再通过LTE网络与VPP管控中心进行联络。VPP与上下游的通信协议可在TCP/IP协议的基础上进行扩展，现有IEC 61970、IEC 61968、IEC 62746、IEC 62325 等通信协议标准均可应用于VPP。

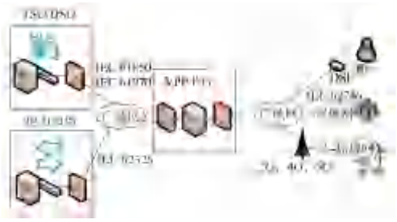


图10 VPP 与上下游的通信结构示意图

从对电力市场的需求看，VPP通过对DER的有效管理，灵活提供产品和服务，其可参与能量市场、容量市场和辅助服务市场。文献[82,93]用电力市场多代理模拟工具MASCEM模拟了VPP参与电力市场的过程。VPP避免了DER直接参与电力市场所需的复杂手续和准入条件，为DER用户提供 便利，如文献[94]提出了DER注册系统，该系统为VPP提供搜索服务，提供所需的信息，并授权VPP对DER的控制。一个DER可以参与多个VPP，VPP之间也可开展相互的能量和服务交易。同时，VPP可更好地支持DER的分散性、多样性和异构性。DER可自主地选择参与某个VPP，VPP对DER无强制性要求，通过公平的利益分配机制促进DER的有序发展。在当前VPP的应用中，按照DER的组成，VPP可分为3种类型：1) 需求响应类VPP，该类VPP聚合需求响应资源提供电网峰值负荷削减等服务。2) 发电类VPP，该类VPP聚合多个风力发电厂、光伏电站、小水电、CHP等参与电力市场能量交易。3) 混合型VPP，该类VPP包含了发电、负荷、储能等DER，可作为买方或卖方参与能量交易，并可提多种辅助服务。随着DER的快速发展，混合型VPP将具有更多的应用潜力。

5 结论和展望

从集中式能源生产到分布式资源的广泛利用是当前电力系统发展的重要趋势。本文对当前智能电网中DER的多种管理方式进行了深入剖析。相比于主动配电系统、微电网、动态电价、本地市场管理方式，VPP对当前电力市场、信息通信技术具有更好的适应性，为分散、多样、异构的DER提供了更加灵活的管理方式。VPP构成电力系统从集中式到分散式过渡发展过程的一种解决方案，同时为DER的管理提供了一种新的业务模式，电网企业可借助VPP模式从网络提供者向智慧能源集成商转变。当前，VPP的研究和应用均处于起步阶段。从VPP的发展趋势看，单纯的CVPP或TVPP 无法兼顾DER追求利益以及配电网安全稳定运行的需求，需建立结合商业和技术的VPP，使TSO和DSO协调VPP的管理和利用；VPP将从单一的需求响应资源集成、分布式发电集成向混合型发展。未来，VPP将为电力市场提供更多种类的产品和服务，在能量市场、容量市场和辅助服务市场发挥作用。同时，在当前智能电网发展水平下，VPP的发展和推广仍需要ICT技术、电力市场以及配电网管理技术的支持，在DER联盟形成、VPP内部优化调度运行、利益分配机制方面仍需要进一步的研究和探索。

参考文献

[1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局，中国国家标准化管理委员会. GB/T 33593—2017 分布式电源并网技术要求[S]. 北京：中国标准出版社，2017.

[2] North American Electric Reliability Corporation(NERC). Distributed energy resources connection modeling and reliability considerations [EB/OL]. (2017-02-01). https://www.nerc.com.

[3] 国际能源署. 中国分布式能源前景展望[M]. 北京：石油工业出版社，2017：1-5.

[4] Adu-Kankam K O, Camarinha-Matos L M. Towards collaborative virtual power plants: trends and convergence[J]. Sustainable Energy, Grids and Networks, 2018(16): 217-230.

[5] Bayrama I S, Ustunb T S. A survey on behind the meter energy management systems in smart grid[J]. The Electricity Journal, 2017(72): 1208-1232.

[6] Benson S, Majumda A. Deep decarbonization of the electricity grid: opportunities and challenges[EB/OL]. (2016-05-03). https://stanford.app.box.com.

[7] Asmus P. Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future[J]. The Electricity Journal, 2010, 23(10): 72-78.

[8] 程祥，李林芝，吴浩，等. 非侵入式负荷监测与分解研究综述[J]. 电 网技术，2016，40(10)：3108-3117. Cheng Xiang, Li Linzhi, Wu Hao, et al. A survey of the research on non-intrusive load monitoring and disaggregation[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 3108-3117(in Chinese).

[9] Savari G F, Krishnasamy V, Sathik J, et al. Internet of things based real-time electric vehicle load forecasting and charging station recommendation[J]. ISA Transaction, 2019, [2019-10-01]. https://doi.org/10.1016/j.isatra.2019.08.011.

[10] Pereira R, Jucáb S, Carvalho P. IoT embedded systems network and sensors signal conditioning applied to decentralized photovoltaic plants[J]. Measurement, 2019(142): 195-212.

[11] Liu J K, Zhang N, Kang C Q, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study [J]. Applied Energy, 2017 (188): 226-236.

Salo S, Jokisalo J, Syri S, et al. Individual temperature control on demand response in a district heated office building in Finland [J]. Energy, 2019(180): 946-954.

[13] Reilly J T. From microgrids to aggregators of distributed energy resources. the microgrid controller and distributed energy management systems[J]. The Electricity Journal, 2019, 32(5): 30-34.

[14] United States of America Federal Energy Regulatory Commission (FERC)Order NO.841. Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators [EB/OL]. (2018-02-15). https://www.ferc.gov.

[15] Bell K, Gill S. Delivering a highly distributed electricity system: technical, regulatory and policy challenges[J]. Energy Policy, 2018(113): 765-777.

[16] Langbein P. Demand response participation in PJM wholesale markets [C]//IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference. Washington, USA: IEEE, 2012: 1-3.

[17] Liu V, Wu L, Li J. Peer-to-peer(P2P) electricity trading in distribution systems of the future[J]. The Electricity Journal, 2019(32): 2-6.

[18] Nguyen V H, Besanger Y, Tran Q T. On the applicability of distributed ledger architectures to peer-to-peer energy trading framework[C]//International Conference on Environment and Electrical Engineering. Palermo, Italy: IEEE, 2018: 1-3.

[19] Wang S, Taha A H, Wang J H, et al. Energy crowdsourcing and peer-to-peer energy trading in blockchain-enabled smart grids [J]. IEEE Transactions on System, Man and Cybernetic: Systems, 2019, 49(8): 1612-1623.

[20] 国家发展改革委，国家能源局. 关于开展分布式发电市场化交易试点的通知[EB/OL]. (2017-10-31). http://zfxxgk.nea.gov.cn.

车间空调系统的节能改造研究

王小军 姚智译 陈洁琳

深圳市南电粤鹏节能环保研究院 广东 深圳 518000

摘要：在某洁净车间中的空调系统存有很多问题，其中核心问题便是空调系统能源耗费情况十分严峻，这样车间生产成本就会比预期成本更高，不利于洁净车间持续发展。为了帮助洁净车间解决空调系统耗能与成本问题，本文首先对车间空调系统的基础条件进行了解，继而根据基础条件设计改造方案与内容，最后在完成空调系统节能改造后，对改造系统的节能效果展开试验与分析，以期为洁净车间空调系统提供更多改造经验。

关键词：车间；空调系统；节能改造

对于车间生产来说空调系统可以起到关键作用，既可以为车间工作人员提供适宜环境，还能对企业经济收益造成影响，因为大部分空调系统在投入使用后，都会出现不同程度的耗能状况，如果相关人员没有及时对空调系统进行节能改造，就会导致企业耗能数量直线增长，所以近几年空调系统节能改造逐渐成为大部分车间的首要任务。以下将某洁净工厂中的空调系统为例，深入探析空调系统改造方案，具体如下。

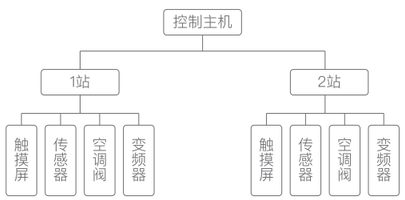
1. 车间空调系统节能改造的基础条件

本文以某药厂中的洁净车间为例，此药厂在设计空调系统之中的风柜、冷冻水泵以及冷却水泵时，具体容量是按照GOOD MANUFACTURING PRACTICES中的最大负荷进行确定，并在此基础上预留一定余量。但由于GOOD MANUFACTURING PRACTICES对于洁净车间要求较为严格，如洁净车间的湿度、温度以及换气情况，都需要根据标准规范展开设计，所以洁净车间空调系统的节能改造，比其他车间的空调系统节能改造难度更大[1]。

在此洁净车间没有应用调速系统时，风机与水泵的流量控制方法均为节流方法，但电机在一定频率中一直处于高速运转状态，所以在此洁净车间中的空调系统，基本一直在负荷状态进行运转，这时如果不对洁净车间空调系统展开节能改造，就会导致空调系统耗能数量持续增长，洁净车间生产成本也会随之不断提高。此洁净车间有特灵螺杆冷水装置三台，冷冻水泵、冷却水泵以及冷却塔三套，在开始节能改造之前，水泵运行一直保持为50Hz，但风柜的温度与湿度无法自行调整，需要车间人员每天根据车间情况对其展开手动调整，这样不仅会导致部分能源被直接浪费，还会导致车间人员工作效率受到限制，不利于某药厂持续发展。

2. 车间空调系统节能改造的具体内容

为了确保本次节能改造可以帮助洁净车间解决问题，在对车间空调系统基础条件有所了解后，笔者发现此车间的空调系统自动化水平较低，因此，决定通过PLC技术增加洁净车间空调系统的自动化水平。为了促使改造效果更加显著，笔者特意选用三菱PLC编制控制网络，这样便可通过上位机对空调系统运行状况展开实时监控与数据收集，详情如下图所示。在完成控制网络设计后，便可依次针对冷冻水泵、冷却水泵以及冷却塔等方面展开节能改造。



PLC控制网络详情图

1 充冷冻水泵

由于冷冻水泵不能通过控制水温进行控制，所以为了达到节能效果，大部分节能改造都会针对冷却水流量展开计量改造，需要在冷却水流通主管道之中截取部分管道，但这种改造会耗费一定时间与资金，因此，本次节能改造决定通过供水管道与回水管道之间产生的压力差，针对冷却水泵运转情况展开控制，这样就无需耗费大量时间与资金。在此洁净车间中的冷冻水管属于同程结构，可以帮助冷冻水流动实现平均分布，但如果洁净车间的内部温度过低，必须通过调节阀门控制冷却水实际流量，当冷却水流量降低后，供水管道和回水管道的压力差就会增加，传感装置就会将压力差增加情况发送至PLC网络之中，这样PLC网络就能针对冷冻水泵的变频装置展开自动管控，冷却水管道中的实际流量也会随之减少。但在完成节能改造后，必须注意空调机组时处于开启状态时，对于冷却水需求较大，这时供水管道和回水管道的压力差一定属于最低程度，PLC网络可能会直接开启所有冷冻水泵，这样调节阀门就容易在一瞬间出现卡死故障，不仅空调机组无法得到充足的冷却水，电机也可能在故障之中出现短路或烧毁等状况[2]。

2 充冷冻水泵

一般在洁净车间中对冷却水泵展开节能控制时，主要方式有以下两种，第一种，将温度传感装置安设到空调机组中的冷却水管上，这样在温度较高时，冷却水泵就会增加运转速度，在温度较低时，冷却水泵就会降低运转速度。但由于本次洁净车间为药厂，当冷却水频繁经过冷却水泵时，很容易因为冷却水中蕴含的各种杂质，在温度传感装置外壳上形成一层污垢，导致温度传感装置无法精准判断周围温度，所以本次节能改造不适合应用这种方式。第二种，通过空调机组中冷凝装置产生的压力，针对冷却水泵运转频率展开控制。这种方式比第二种更加适合本次节能改造，但需要在三菱PLC网络之中提前确定冷凝压力的最佳值，最好在冷凝装置正常运转时，通过PLC收集冷凝压力具体数值，再通过PLC与收集数值进行分析确定最佳数值，这样冷却水泵的运转频率便可得到有效控制，冷凝装置的运行压力也会处于合理范围，保证冷却水量一直处于适宜状况。但为了保证本次节能改造的安全性，在完成冷却水泵改造后，最好在洁净车间现场针对冷却水泵运转频率展开测试，测试标准为：冷却塔补水装置是否可以在运转之中均匀分布冷却水。

3 冷却塔

由于冷却塔中的冷却水在冬季时实际温度较低，所以特灵螺杆冷水装置经常在低温状态中无法正常开启，但如果冷却塔一直无法开启，冷却塔之中的风机会在运转中增加冷却水温度。因此，在对冷却塔进行节能改造时，必须控制冷却水的实际温度在科学范围之内，经过再三思考，最终决定将温度传感装置安设到冷却塔内部的进水管道之中，这样传感装置就会将冷却水实时温度传输至PLC系统之中，而PLC系统便会根据冷却水实时温度对变频装置展开控制，保证冷却水温度时刻处于科学范围之内，有利于空调机组稳定运转，还能降低空调系统运转消耗的实际能源[3]。

4 风柜风机

由于GOOD MANUFACTURING PRACTICES对于洁净车间的内部压力有着严格标准，必须比室外压力高出10Pa，洁净度等级相同，非产尘间与产尘间的实际压力需要处于相对状态，这样才能避免洁净车间出现污染，但由于所有房子在洁净车间处于相连状态，所以在本次改造中便将走廊作为基础。而且本次改造为了保证换气次数与GOOD MANUFACTURING PRACTICES标准相符，在开始节能改造之前针对风机风量展开计算，这样才能确保风柜风机处于低频状态运行时，依然可以满足相关标准。以1站风柜为例，其属于一款标准风柜，平均每小时25000m^3，但本次需要改造的洁净车间用不上这么大的流量，平均每小时仅需15000m^3，这时便可按照风机频率和风量之间的正比关系便可确定，风机在日常运转中只要控制在30Hz即可。最后在本次风柜风机改造中，特意在洁净车间内部的走廊部位安设压力差传感装置，这样传感装置便可实时收集洁净车间走廊压力，并将压力参数传递给PLC系统，当PLC系统通过PID对压力参数展开计算后，便可对变频装置进行控制调整风机运转频率，这样无论在任何条件下，洁净车间内部的通风情况都能与相关标准符合，而且在整个过程中都不再需要车间人员进行操作、控制以及调整，所有操作都可由PLC系统自行开展。

3. 车间空调系统节能改造的效果分析

在药厂洁净车间中的空调系统经过以上节能改造后，空调系统处于运转状态时，冷冻水泵运转频率为25Hz至40Hz之内，冷却水泵运转效率为30Hz至40Hz之内，风机运转频率与冷却水泵相同。而且在洁净车间中的温度、湿度以及压力差，都能在PLC控制中处于稳定状态，所有水泵与风机也能在PLC控制之中实现自行调整、实时监控与在线监测等功能，虽然一年四季都能为洁净车间节省大量能源与成本，但在春季、秋季以及冬季这三个季节时节能效果会更加理想[4]。此外，为了确定本次改造的具体效果，笔者将节能改造之后的运转数据，与节能改造之前的运转数据进行对比，对比结果如下表所示：

表1：改造前后的数据对比

	平均每年的用水费用
节能改造前	3933024.6/元
节能改造后	3343070.9/元

在以上表1中用电费用是根据平均每度0.7元进行计算，由此可知，此洁净车间在完成改造后，平均每年的用电费用可以节省589953.7元，节省率约为15%。

4. 结束语

综上所述，在开展本次节能改造之前，某药厂中的洁净车间，在人力、成本以及能源等多方面都存在不同程度的浪费状况，长期如此，必然会导致洁净车间经济效益有所下降，整个药厂的经济收益都可能受到间接影响。因此，笔者以PLC技术为核心，在洁净车间空调系统之中编制PLC网络系统，并针对空调系统中的多个部位展开节能改造，通过效果分析能够得知，本次节能改造十分成功，可以达成药厂对洁净车间空调系统的改革要求。

参考文献

[1] 徐明，章军，张庆俊. 卷烟厂卷包车间空调系统节能改造[J]. 制冷与空调，2019，19(10):88-93.

[2] 赵科巍，何欣，张立达. 太阳能电池车间DCS中央空调节能技术改造[J]. 能源与节能，2018 (02):54-56.

[3] 蔡志敏. 基于DDC的某中央空调节能改造及应用分析[J]. 科技创新与应用，2019 (01):163-164.

[4] 赵云峰，胡松涛，付乐林. 青岛市某酒店空调系统节能改造分析[J]. 青岛理工大学学报，2018，39 (04):84-87.

照明节能设计中负荷电能矩法的应用

王小军　姚智译　陈洁琳

深圳市南电粤鹏节能环保研究院　广东 深圳 518000

摘要：在城市化建设不断深入过程中，城市照明需求持续上升，所以需要积极发展节能技术，强化节能设计，以减少能源消耗问题。对此，本文介绍了负荷电能矩法应用于照明节能设计中的必要性，阐述了负荷中心选址，并以S工程为例，分析方法的应用措施，希望能够为相关人员提供参考。

关键词：照明节能；负荷电能矩法；应用分析

在改革开放政策持续过程中，我国经济发展速度不断提升，促进了市政建设能力与质量，在市政设施不断投入运行过程中照明工程也随之增加。另外，因为城市化进程快速发展，促使照明项目的规模持续增加，能源需求不断增长，但是当前我国能源处于紧缺状态。基于此种背景，强化节能照明设计已经成为城市照明体系的主要发展趋势[1]。

1. 负荷电能矩法应用于照明节能设计中的必要性

在我国社会快速发展过程中，对于能源需求量不断增大，在城市发展过程中各个领域均需要应用照明装置，占城市发展总能耗的16%左右。因此，需要积极开展照明节能设计，而要想提高节能设计合理性，就需要积极使用现代技术手段。所以，相关人员开展节能设计工作时，应该积极应用负荷电能矩等方法，以保证节能设计方法为照明节能目标顺利实现提供良好保障，能够有效提高照明节能效果，进而缓解我国电力能源紧张的问题，不仅能够有效实现节能目标，同时可以充分提高经济与社会效益[2]。

2. 负荷中心选址

在多末端负载中，变配电所是最佳电源点，即负荷中心，其并非是代表几何概念中心点，主要和不同负载距离相关，同时和负载功率之间也存在关联。对于负荷中心的确定工作，可以通过电压损失、功率损耗展开验算，同时可以借助负荷功率距、负荷指示图以及负荷电能距等手段实现。

2.1 负荷指示图

该方法主要根式对电力负荷根据一定比例，通过负荷圆在负载群平面图上进行标示。负荷圆圆心和负荷“重心”之间基本一致，若是负载群中负荷的分布较为均匀，则负载群中心就是“重心”。若是负载群中负荷分布缺乏均匀性，则负荷集中部分就是“重心”。r为负荷圆半径，通过负载全进行负荷P计算，则：

$$P=r^2+\pi K \tag{1}$$

其中，K代表负荷圆比例，以负荷圆单位面积负载功率为取值范围。

该方法主要去电在于，只能够对负荷中心的范围进行确定，无法确定其具体位置。同时，图纸精度也会影响负荷圆比例。

2.2 负荷功率距

假定某个负载群的负载数量为n个，同时在（Xi，Yi）位置，Pi是其有功功率。假定（X0，Y0）是符合中心坐标，P0 = P1 + P2 + ⋯ + Pi(P = 1,2⋯n)是其有功功率，M=PL 是其负荷 功率距，根据重心力矩模型能够获得：

(2)

则能够获得P0坐标：

(3)

其中，Miy与Mix代表负载在 y 轴与 x 轴中等效负荷距，该方法仅仅对负载有功功率进行分析，对于工作时间差异不经考虑[3]。

2.3 负荷电能矩

若是工作机制存在差异，或是工作时间存在差异，那么负荷中心在时间变化过程中会发生位移。负荷中心与负载距离、功率存在一定关联，同时和负载运行时间也存在一定关联。进而提出根据负荷电能矩对负荷中心进行确定的手段，此种算法是以负荷功率距方法为基础延伸出的方法，能够提高负载群计算的准确性。P0坐标根据以下公式确定。

(4)

其中，Wi代表负载有功耗电量（年），Pi代表负载有功功率，ti代表负载在相同时段内容的具体运行时间，主要选择 年负荷最大利用时数进行计算。

3. 照明节能设计中负荷电能矩法的应用

以S公园景观照明工程为例，S公园长度设计为900m，宽度设计为280m。公园主要由滨水广场、森林球场、休闲中庭以及绿野仙踪4部分构成。园区道路主要涵盖小路、支路与主路，非常丰富，借助地形高差可以提高游客安全感，并且具有良好私密空间。园区中部位置是休闲中庭，根据地形况不断递增，圆心广场为其最高点。中下部属于过渡区，设置了停车位与篮球场。滨水广场处在最南端，并设置水景喷泉。S公园中喷泉、充电柱、球场、照明功能以及景观照明 灯是主要用电负荷，配电箱数量为6个，功率达到431kW，选择500kWA箱变进行供电，并且变压器的负载率达到73.9%。

3.1 负荷中心计算

对于S工程而言，负荷中心属于理想坐标点，仅对各路负载功率与位置进行考虑，同时箱变在该坐标中，能够保证负荷功率距达到最小。见下图。

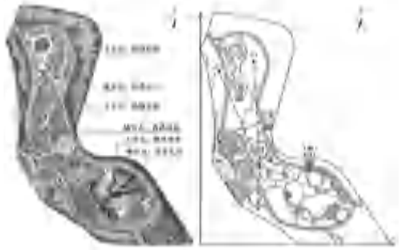


图1 理想负荷中心

通过上图能够发现，原点就是左下角的轴线焦点位置，是所有负载去中心点进行计算之后的等效负载坐标，其中，XB–13是箱变安装位置，根据（4）式进行计算，获得表1数据。

表1 理想负荷中心以及负荷距最小值

负荷	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P0
性质	照明	照明	办公	高杆灯	充电桩	喷泉	–
功率Pe/kW	35	47	55	32	132	165	431
利用时数（h/年）	14600	14600	2920	1825	2190	547.5	–
电能（kWh/年）	51100	68620	160600	58400	289080	90337.5	718138
坐标x	76	216	80	286	230	647	241
坐标y	698	740	415	341	138	150	315
电能距最小值Mx/（kWh·m）	3883600	14821920	12848000	6702400	66488400	58448362.5	173192683
电能距最小值My/（kWh·m）	35667800	50778800	66649000	19914400	39893040	13550625	226453665
最小距离L/m	417	425	189	52	178	438	1282
电能距最小值M0/（kWh·m）	21297952	29191670	30433044	3016802	51365493	39587430	174892391

通过表1能够发现，P0（241，315）坐标与P4点距离较近，位置在森林球场周边，如果在该位置设置箱变，那么M0就是174892391kWh·m，该位置符合电能距是整体配电系统中最小值。通过观察图一能够发现，在负载群几何中心中并没有符合中心的理想坐标点，并且P6也不是理想坐标点。而是出处于XB2与XB3之间，主要是受到各个负载工作时间与安装容量影响，使得负荷中心发生偏移。

3.2 实际最佳负荷中心的确定

S工程中，对于箱变位置，并不能够在P0点进行有效安装，因为管理需求以及现场条件等因素影响，只能够在3个位置中确定一个。并且线缆敷设也无法采用直线敷设方式，需要沿着道路进行埋设。见下表。

表2 XB1—3实际负荷距与配电距离

照明负荷	P1	P2	P3	P4	P5	P6	合计
功率Pe/kW	35	47	55	32	132	165	431
利用时数（h/年）	14600	14600	2920	1825	2190	547.5	–
电能（kWh/年）	51100	68620	160600	58400	289080	90337.5	718138
XB1路由L1/m	196.2	282.3	233.8	360.0	603.4	737.4	2216.9
XB1电能距M1/kWh·m	1005820	19371426	37548280	21024000	174430872	66614872.5	329015270.5
XB2路由L2/m	480.7	367.1	269.9	253.1	550.6	597.2	2037.9
XB2电能距M2/kWh·m	24563770	25190402	43345940	14781040	159167448	53949555	320998155
XB3路由L3/m	745.7	612.1	535.8	240.3	707.8	280.0	2376.0
XB3电能距M3/kWh·m	38105270	42002302	86049480	14033520	204610824	25294500	410095896

通过表2数据能够对箱变位置进行确定，其中XB2位置为最优选择。另外，XB2箱变位置和公园中心位置较为接近，该位置的出现回路总线缆最少。XB3箱变位置在公园南侧，与理想坐标点距离较远，负荷电能矩远远超出XB2的负荷电能矩。结合S工程实例，基于总负荷固定条件，负荷中心主要受到负载配电距离与容量影响，同时会受到负载利用时数影响。一般，负荷中心会向频繁使用的负载方向偏移。在S工程中，确定了三个中心位置，彼此之间的负荷电能矩具有较差差异。所以应该科学设置，应该在负荷中心附近设置电源，能够充分控制建设成本，并且能够降低电能损耗，有效实现照明节能设计目标[4]。

4.结语

照明设置在城市发展具有重要地位，相关人员应该积极采用负荷电能矩手段开展照明节能设计工作，以有效提高电源位置合理性。另外还应该积极采用其他方法比如采用绿色光源、科学选择灯具以及选择自动化控制手段等，以全面提升节能效果。

参考文献

[1] 李延珠,刘敏.绿色节能技术在民用建筑电气设计中的应用浅析[J].电气技术与经济,2020(03):6-7+18.

[2] 杨昊明,王菁,李厥瑾.绿色节能技术在民用建筑电气设计中的应用研究[J].居业,2020(08):12-13.

[3] 周玉娟,李凯.基于等效负荷矩法的城市综合体建筑配变电所选址优化研究与实践[J].现代建筑电气,2019,10(04):1-4.

[4] 尹桂林. 研究民用建筑电气设计中照明节能技术的运用[J].中国战略新兴产业(理论版), 2019(16):1-2.

浅析充电桩产业链

文/乐晴智库

商务部等17部门发布《关于搞活汽车流通扩大汽车消费若干措施的通知》。《通知》提出，积极支持充电设施建设，加快推进居住社区、停车场、加油站、高速公路服务区、客货运枢纽等充电设施建设，引导充电桩运营企业适当下调充电服务费。

2020年初新能源汽充电桩正式被纳入新基建，国家将大力投入发展新能源汽车及配套基础设施。

同年11月，国务院办公厅印发的《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》从顶层制度上为新能源汽车后续发展指明方向。

规划中强调大力推动充换电网络建设，对作为公共设施的充电桩建设给予财政支持。

2021年5月20日，发改委就《关于进一步提升充换电基础设施服务保障能力的实施意见（征求意见稿）》征求意见，其中提出，完善居住社区充电桩建设推进机制。

各地充电基础设施主管部门会同住房和城乡建设、人防、消防等部门建立协同机制，统筹推进居住社区充电桩建设与改造。具备安装条件的，居住社区管理单位和业主委员会不得阻挠用户建桩。对积极支持配合充电桩安装的居住社区管理单位可予以专项奖励。

充电桩作为新能源车的重要基础设施，不仅能够为新能源汽车补充能源，也是车联网信息流的重要接口。在快充以及鼓励开展换电模式应用之下，新能源汽车的充电问题将进一步优化，下游需求将得到有效提振。

公安局数据显示，截至2022年6月底，全国新能源汽车保有量达1001万辆。据最新统计，今年上半年新注册登记新能源汽车220.9万辆，与去年上半年新注册登记量相比增加110.6万辆，增长100.26%，创历史新高。

在新能源车爆发的大背景下，叠加国家政策红利，充电桩行业有望开启新一轮高速成长。

充电桩产品主要分为交流慢充桩和直流快充桩两类。交流桩俗称慢充桩，需通过车载充电机为电动汽车充电，功率小，充电速度较慢，但成本低，多用于小区充电桩。直流桩俗称快充桩，直接为电动汽车充电，功率大，充电速度快，但成本较高。直流快充桩功率从30kW-360kW,主要用于公共充电桩中。

由于直流桩的充电效率较高，可缩短充电时间、提高利用率，直流充电桩的比重会持续攀升，2025年累计可达210万个。

车桩比和直流桩占比为影响充电桩规模的核心变量，在车桩比2.5-3.5，直流桩占比55%-65%的变动范围内，2020-2025年充电桩设备市场规模约为977-1563亿。

根据中国充电联盟（EVCIPA），2021年我国公共充电桩新增33.98万台，同比增长16.85%，2016-2021年新增CAGR为30%；2021年公共充电桩累计共保有114.7万台，同比增长56.3%。

1. 国际虚拟电厂发展概况

从充电桩产业链看，建设到运营主要涉及充电设备制造商、充电建设运营商、以及整体解决方案商，国内充电产业链上的这几类从业者往往身份重合、同时涉足多个功能领域。产业链涉上游为元器件和设备生产商，主要负责提供各种充电桩元器件和充电设备；中游是充电站建设和运营商，负责充电站的搭建和运营，提供充电服务；下游是新能源电动车用户，在充电桩上进行消费。其中，设备生产商和运营商是充电桩产业链最主要的环节。

充电桩产业链上游–制造端

充电桩制造商涉及众多细分领域，主要包括充电设备、配电设备和管理辅助设备等。充电桩零部件主要分为功率模块、电气附件（包括断路器、插头、电缆、接触器）、触摸屏和计费系统、控制板这四类。从主要零部件的制造难度来看，充电模块的技术含量相对较高，是制造端的核心设备，设备厂商在加装配电设备和滤波器等器件后，组成充电桩销售给下游客户。

模块成本约占充电桩成本构成的50%。充电桩在行业发展初期享受较高的溢价，2013年英可瑞和奥特迅等充电桩制造公司毛利率高达53%，2015–2016年随大量企业进入充电桩领域，充电桩价格持续下降，毛利率承压明显。

目前主流的充电桩制造商如特锐德、星星充电、许继电气等，均可自行生产功率模块、控制板等，仅对外采购断路器、接触器、电缆等标准化电气附件。

由于充电桩上游技术门槛低，制造技术难度较小，主要零部件均是成熟的标准化电气产品；其产品差异化程度低，竞争尤其激烈，伴随充电桩价格的逐年下降，预计毛利率会进一步降低。

图表来源：平安证券

自2014年国家电网向民间资本开放电动车充电桩市场，一大批充电桩公司应运而生，目前国内充电桩领域相关公司数量已超过300家。

由于设备门槛低，充电桩整机制造商与元器件生产商、中下游的建造运营商有一定重合。

比如特锐德虽主要负责充电桩的运营，但也进行充电设备元器件的生产，普天新能源和特斯拉的业务也兼顾了充电桩的整机制造和运营。

从充电桩制造端短期来看，国内电动汽车与充电桩配比仍严重失衡，充电设施供不应求；随着电动汽车补贴由前端购置向后端充电领域倾斜，国内充电设施建设有望迎来再次提速，设备厂商增长弹性较强。

我国充电桩设备生产企业较多，在硬件端市场格局比较分散，并且整体的盈利水平相差不大，新基建引发的巨大虹吸效应和运营模式的不断完善会吸引更多新玩家进入新能源汽车充电桩赛道。

充电桩产业链

充电桩产业链中游–运营端（建设和运营商）

充电桩中游运营商是整个产业链的核心环节。充电桩运营平台是利用桩联网技术和移动互联网技术，为电动汽车用户提供安全便捷的充电服务，为充电桩生产厂商、充电设施运营商提供便捷可靠的运营管理。

为不同类型充电桩所有者搭建生态共享的充电服务运营平台，实现“互联网+充电设施”服务，有效支撑智慧城市基础设施建设。国网是政策性充电运营商的代表，主要覆盖“十纵十横两环”的国家高速网络以及京津冀和长三角地区。

2. 充电桩运营端市场格局

我国充电桩早期市场由国家主导，主要参与者包括国家电网和普天新能源，同时比亚迪为自身生态建设入局较早。

目前，随着互联网企业、科技公司、初创公司、以及诸多社会资本的介入，我国的充电桩行业已经形成了国有、民营、混合所有制并存的产业格局。

目前运营商主要分为三类：全国性运营商（特来电、星星充电）、政策性运营商（国网）和区域性运营商（万马、科陆等）。国家电网和特来电等厂商是公共充电桩建设的主力，国网“e充电”项目鼓励私人充电桩进入到共享运营领域，充电桩运营端进入门槛显著降低，有望进一步带动充电桩的建设。

主要运营商均自行生产充电桩，只有国网采用公开招标的方式，并且招标价格相对较高，故在国网招标中具备稳定中标能力的企业将能够持续在该市场生存。

国家电网作为最早进入充电桩行业的建设方和运营商，同时也是国内最大的充电桩公开招标企业，其招标需求和中标企业对行业有较强的借鉴意义。

来源：国家电网电子商务平台、银河证券

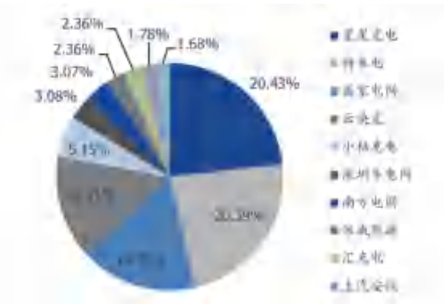
2021年国网充电桩中标占比情况

2021年公共充电桩运营商top5占比72%，包括：星星充电、特来电、国家电网、云快充、南方电网这五家头部企业。

行业集中度高，市场参与者主要为第三方专业运营企业，还有部分车企、能源/电网企业也涉足充电运营服务。行业是重资产、投资回报周期长的赛道，头部企业规模效应显著。

特来电、星星充电和国家电网已形成了充电运营第一梯队，其他充电运营商虽然规模中等但每月也在保持稳定增长。

资料来源：充电联盟、国盛证券



根据中国充电联盟数据，截至2022年1月，全国充电运营企业所运营公共充电桩数量超过1万台的共有13家。分别为：星星充电、特来电、国家电网、云快充、南方电网、依威能源、汇充电、深圳车电网、上汽安悦、中国普天、万马爱充、万城万充、亨通·鼎充。这13家运营商占总量的93%，其余运营商占总量的7%。

图表来源：艾瑞咨询

3. 充电桩运营–商业模式与竞争壁垒

充电站建设周期一般为3–6个月，充电桩的建设运营会产生大量资本开支，资金依赖性较高，且车位选址、布线改造和运营管理都具有一定难度。

目前我国国内充电桩的运营有多种模式，不同的模式在运营主体和服务提供方式上具有差异。

由于行业整体发展较晚，服务费的收取仍然为其主要盈利来源。当前众多行业玩家正在探索充电桩+增值服务的模式以提高盈利。

充电桩为车联网的重要入口，以大数据为基础增值服务可为整车厂商、出行公司等提供较高的商业价值，因此为头部企业重点关注的探索方向。

充电桩的核心业务需要与电池、整车厂商等高度配合，并且同时面向车主和企业，因此各路资源的开发及整合能力成为开展核心业务的关键，重资产的经营也使得压缩成本成为关键。

对于运营商来说，充电场站资源是其最为核心的竞争壁垒，由于电力供应的原因，一般一个1MW左右的充电站在两公里左右范围内具有排他性。

服务质量主要是对客户群体的培育，如提供免费充电停车、专人引导等服务，较好的服务质量将有助于其后期客户群体的培育。

目前主流运营商的整体利用率在4–6%之间。根据测算，单个场站的利用率在6%以上时已接近盈亏平衡，预计在近两年将会有更多的运营商实现盈亏平衡。受制于车位、场地等资源，国内电动汽车私人充电桩配建规模缺口将长期存在，公共充电设施利用率有望迎来持续提升，带动充电运营环节实现利润提升。

当前充电设施已经覆盖了超过全国400个城市，并且形成“十纵十横两环”的充电网络，预计未来三年我国公共类充电桩保持80%左右的增速。

中长期看，国内电动汽车保有量的快速增长将释放巨大的充电需求，受制于车位、场地等资源，国内电动汽车私人充电桩配建规模缺口将长期存在，公共充电设施利用率有望迎来持续提升，带动充电运营环节实现利润提升。

随着新能源汽车补贴由前端购置向后端充电领域倾斜，在新基建提速充电桩建设的大背景下，国内充电设施建设有望迎来再次提速。

会员交流

【版面/文字编辑 王小军】

罗安院士访问深圳供电局 企校联手推动深圳电网技术创新

日前，中国工程院院士、湖南大学教授罗安一行到南方电网深圳供电局，就推动深圳城市电网电能质量提升、推进新能源汽车有序充电技术的规模化应用、助力城市级数字配电网升级等方面开展座谈交流。

南方电网深圳供电局与湖南大学罗安院士团队充分发挥各自创新优势，在高等级科技项目策划及申报、创新平台联合建设等方面展开合作。双方将携手培养高层次拔尖科技人才，依托深圳供电局博士后实践基地推动高水平项目攻关，并以定期讲座、定期培训、交流调研等形式，开展人才定期交流。同时，借助深圳供电局的“成果转化、孵化”平台，把科研团队的优秀创新成果推广应用到电网领域，促进创新链和产业链的融合。

据悉，罗安院士是国内电力电子变换与控制领域的专家，主要从事配电网电能质量控制、企业综合电气节能、新能源分布式发电、微电网控制等方向的研究工作。

（供电局）

鹏华深圳能源REIT基金获准发行

6月21日，深圳能源集团股份有限公司作为原始权益人的鹏华深圳能源清洁能源封闭式基础设施证券投资基金获得中国证监会准予注册的批复，同时获得深交所对基金上市和专项计划挂牌转让的无异议函，成为全国首单获批的清洁能源类公募REITs产品，获准募集份额为6亿份，发行规模约31.99–36.83亿元，募集资金将继续用于集团清洁能源项目的投资建设，赋能集团的能源转型升级，助力实现“双碳”目标。

（能源集团）

能源集团东部电厂2号机组获评南网金牌机组

近日，南方电网公司召开2022年系统运行及调度工作会，对发电厂先进集体、先进个人和金牌机组进行了表彰。东部电厂2号机组荣获“2021年南方电网系统发电厂金牌机组”称号，成为系统内20个年度金牌机组之一。

2021年，东部电厂强管理、压责任，面对电力供应紧张局势，自觉提高政治站位，积极主动承担电力保供责任，精心做好设备运行维护，严格执行调度纪律，积极落实顶峰调峰任务，始终保持机组安全稳定运行，2号机组全年未发生非停事件，安全稳定运行4662小时，圆满完成了各项发电运行任务，为保障电网安全，

（东部电厂）

深圳前海蛇口自贸区供电有限公司

国内首例20千伏异母线路合环运行在前海落地

近日，前海配电网两条来自不同20千伏母线的馈线在前海卓越金融中心（二期）公用配电房成功实现异母合环运行，开创了全国20千伏异母线路合环运行的先河。

据了解，所谓“母线”，指的是变电站中汇集并分配电能给各条馈线分支的导线。而“异母线路合环运行”，则是指来自不同变压器下母线的两条馈线“手拉手”连接形成环状，相互支援、互为备用，为可靠供电“上保险”。当环网中某处发生故障时，系统将自动切除故障段线路，保障客户用电不受影响、故障“零感知”，有力提升客户用电体验。

前海自贸区高层楼宇密布，进驻企业以金融业、信息服务业和科技服务业为主，经济产出密度将达100亿元/平方公里，用电负荷密度大，对供电可靠性要求高。为满足其高负荷密度、高供电可靠性、高电能质量的“三高”特点，前海蛇口自贸区主网采取220千伏直降20千伏模式，配网采取世界领先的“二线合环+联络线”接线型式。在此基础上，前海实现20千伏配网线路异母合环运行，将有效克服可再生能源出力的波动性，提高中压配电网的电压质量，降低分布式电源接入的影响，为新能源接入、可靠柔性配电网建设奠定基础，为国家实现碳达峰、碳中和目标贡献前海力量。

此次前海供电还在传统配电网保护配置（如速断、过流、零序等保护）基础上，增加了数字式母差保护和失灵保护、数字式光差保护、过压解列、配网解环点GOOSE跳闸等保护，创新性地将主网保护应用于配网，提升了供电可靠性。

（前海供电）

上上电缆获评“2021年中国产学研合作创新示范企业”

近日，中国产学研合作促进会公布了“2021年中国产学研合作创新示范企业”认定名单，江苏上上电缆集团凭借在产学研创新合作、应用型人才培养、服务社会经济发展等方面的突出表现成功入选。

中国产学研合作促进会是由国务院国资委主管，国家发改委、教育部、科技部、环保部、中国科学院、中国工程院等相关部门和高校、科研院所、企业等政产学研界共同参与创办的高层协同创新服务平台。中国产学研合作创新示范企业，是产学研合作领域的全国性奖项，旨在充分发挥企业在产学研协同创新中的引领示范作用，提高科技成果转移转化实效，增强企业核心竞争力和创新力。

上上电缆大力推进产学研一体化，先后与上海交通大学、哈尔滨理工大学、西安交通大学等国内20家高校分别建立了“校企合作科技研发中心”，与南京航空航天大学合作联合创建“江苏省研究生工作站”，积极参与到由哈尔滨理工大学牵头的省部共建“先进电气装备制造与智能运行协同创新中心”，还与中国科技大学、北京理工大学合作开展纳米阻燃、垂直火蔓延机理等前沿技术的研究。目前，上上电缆产学研多角度、多方位齐头并进不断深化，延展为政产学研用五位一体的新模式。今后,上上电缆将进一步推进产学研融合，加速科技成果产出及成果转化,促进产学研深度融合和协同创新,为高质量发展作出新贡献。

（上上电缆）

新亚电缆荣获“A级纳税人”称号

近日，广东新亚光电缆股份有限公司被国家税务总局清远市税务局授予2021年度纳税信用“A级纳税人”荣誉称号。“A级纳税人”称号是国家税务机关对于企业纳税管理水平的最高评价，是对企业纳税评定的最高级别荣誉，是对企业财税管理能力最有力的认可。

新亚电缆始终坚持依法经营、诚信纳税，不断提高财税管理能力，严格按照相关规定履行纳税义务，树立良好的商业信誉和企业品牌形象。不仅定期开展培训学习最新的税收法律法规，以税收法规指导日常税务工作，同时积极配合各级税务机关开展各项工作，与税务机关保持良好的沟通交流，创建了良好、和谐的税企关系。

本次被评为2021年度“纳税信用A级纳税人”是清远市税务机关对新亚公司依法纳税、诚信纳税工作的肯定。今后，新亚公司将一如既往的坚持诚信纳税，积极研究税收政策，加强财税管理，切实履行企业责任。

（新亚电缆）