
2021 年电力勘测设计行业政策调研 成果报告

目录

1. 电力设计企业参与新型储能工程项目实践报告
2. 新业态投资机会及风险研究调研报告
3. 综合智慧能源商业模式调研报告
4. 电力设计企业海上风电业务探索与实践调研报告
5. 全国供电设计企业创新实践研究调研报告
6. 电力（发电）工程数字化服务计费模式调研报告
7. 建设工程资质改革背景下电力设计企业应对策略研究报告

电力设计企业参与新型储能工程项目 实践调研

课题组成员：

河南省电力勘测设计院有限公司	乔红雷（组长）
西南电力设计院有限公司	马 雪（副组长）
中国能源集团有限公司	刘小龙
水电水利规划设计总院	彭烁君
华北电力设计院有限公司	岳振琪
西北电力设计院有限公司	李亚周
福建省电力勘测设计院有限公司	孙卫峰
广西电力设计研究院有限公司	黄明轩
山西省电力勘测设计院有限公司	薛立民
西北勘测设计研究院有限公司	陈庆文
国网经济技术研究院有限公司	余世峰
河北省电力勘测设计研究院有限公司	陈希诚
贵阳勘测设计研究院有限公司	张 磊
湖北省电力勘测设计院有限公司	康 慨

1 储能技术和应用

1.1 储能技术

目前，人类所使用的大部分能源都是以不同形式储存下来的太阳能。煤炭、石油、天然气等化石能源是太阳能在数十亿年时间里所累积的产物，而太阳能、水能、风能等可再生能源则是以年为单位累积的产物。自然界中的能源供给通常是不均衡的，由地理位、季节气候等自然条件决定。能源的需求同样不均衡，且时常与能源的供给完全不匹配。因此，为解决能源供给和需求之间的不平衡问题，以实现能量在空间和时间上的转移的装置和技术，就是储能技术。

广义的电力储能技术是指为实现电力与热能、化学能、机械能等能量之间的单向或双向存储设备，所有能量的存储都可以称为储能。

传统意义的电力储能可定义为实现电力存储和双向转换的技术，包括抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能、超导磁储能、电池储能等，利用这些储能技术，电能以机械能、电磁场、化学能等形式存储下来，并适时反馈回电力网络。

目前，常用的储能技术主要有以下几类：物理储能（如抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能）、电磁储能（电容器储能、超导储能等）、电化学储能（如锂离子电池、铅电池等）、化学储能（储氢等）和相变储能（如熔融盐储热、冰蓄冷等）。每种储能技术都有自身的优势和限制，技术发展水平、适用场合和应用前景也各不相同。其中，抽水蓄能技术相对成熟，目前处于主导地位，电化学储能和相变储能应用灵活市场前景广阔，超级电容器储能比较适用于电动汽车储能和混合储能。很多情况下还可将多种储能技术联合使用，形成互补，使其功效得以更好的发挥。

1.2 新型储能

新型储能是相对于技术和应用比较成熟的抽水蓄能而言的，是指除抽水蓄能以外的储能形式。《国家发展改革委国家能源局关于加快推进新型储能发展的指导意见》（发改能源规【2021】1051号）文件明确，抽水蓄能和新型储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础

装备，对推动能源绿色转型、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、支撑应对气候变化目标实现具有重要意义。新型储能形式主要包括电化学储能、压缩空气储能、冷热储能、储氢等，其中电化学储能受地域、环境、资源情况影响较小，应用场景广泛，发展迅速，前景较好。所以，本课题研究主要聚焦于新型储能中的电化学储能。

1.3 新型储能应用场景

新型储能在电力领域主要应用于可再生能源并网、电力输配、辅助服务、分布式发电、微电网等领域。按照储能在电力系统中的位置功能划分，储能的应用可分为：电源侧储能、电网侧储能、用户侧储能等。

(1) 电源侧储能

在传统发电领域，储能主要用于辅助机组动态运行、取代或延缓新建机组等。将储能设备与火电机组联合作业，充分利用储能设备的快速响应速度，辅助机组动态运行，可以提高火电机组的效率，避免对机组造成损害，减少设备维护和跟换设备的费用。此外，随着电力负荷的增长和老旧机组的淘汰，储能设备可以取代或延缓新机组来满足尖峰负荷的调峰需求，提高发电厂的经济性。

在集中式可再生能源发电侧，储能主要用于解决弃风、弃光、平滑出力等。风力发电和光伏发电的波动性较大，特别是在一些比较偏远的地区，电网常常无法解决可再生能源的消纳问题。应用储能技术可以很好的减少或避免弃风、弃光问题。此外，大规模可再生能源并入电网后，出力情况具有随机性、波动性、时段不平衡性等特点，是的电网功率平衡受到影响。通过对集中式可再生能源发电场侧配置一定容量的储能，可以通过场站出力预测和储能充放电调度，平滑出力，提高可再生能源发电的并网友好性。

(2) 电网侧储能

储能系统在电网侧的应用主要是缓解输配电阻塞、延缓输配电设备扩容及无功支持三类。

缓解输配电阻塞。线路阻塞是指线路负荷超过线路容量，将储能系统安装在线路上游，当发生线路阻塞时可以将无法输送的电能储存在储能设备中，等到线路负荷小于线路容量时，储能系统再向线路放电。

延缓输配电设备扩容。传统的电网规划或者电网升级扩建成本很高。在负荷接近设备容量的输配电系统内，如果一年内大部分时间可以满足负荷供应，只在部分高峰特定时段会出现自身容量低于负荷的情况时，可以利用储能系统通过较小的装机容量有效提高电网的输配电能力，从而延缓新建输配电设施成本，延长原有设备的使用寿命。

无功支持。无功支持是指在输电线路通过注入或吸收无功功率来调节输电电压。无功功率的不足或过剩都会造成电网电压波动，影响电能质量，甚至损耗用电设备。电池可以在动态逆变器、通信和控制设备的辅助下，通过调整其输出的无功功率大小来对输配电线路的电压进行调节。

（3）用户侧储能

在用户侧，储能主要应用于分时电价管理、容量费用管理、提高供电质量和可靠性、提高分布式能源就地消纳等方面。

分时电价管理。电力系统中随着时间的变化用电量会出现高峰、平段、低谷等现象，电力部门对各时段制定不同电价，即分时电价。在实施分时电价的电力市场中，储能是帮助电力用户实现分时电价管理的理想手段。低电价时给储能系统充电，高电价时储能系统放电，通过低存高放降低用户的整体用电成本。

容量费用管理。在电力市场中，存在电量电价和容量电价。电量电价指的是按照实际发生的交易电量计费的电价，具体到用户侧，则指的是按用户所用电量度数计费的电价。容量电价则主要取决于用户用

电功率的最高值，与在该功率下使用的时间长短以及用户用电总量都无关。使用储能设备为用户最高负荷供电，还可以降低输变电设备容量，减少容量费用，节约总用电费用，主要面向工业用户。

提升用户的电能质量和可靠性。传统的供电体系网络复杂，设备负荷性质多变，用户获得的电能质量（电压、电流和频率等）具有一定的波动性。用户侧安装的储能系统服务对象明确，其相对简单和可靠的组成结构保证输出更高质量的电能。当电网异常发生电压暂降或中断时，可改善电能质量，解决闪断现象；当供电线路发生故障时，可确保重要用电负荷不间断供电，从而提高供电的可靠性和电能质量。

提高分布式能源就地消纳。对于工商业用户，在其安装有可再生能源发电装置的厂房、办公楼屋顶或园区内投资储能系统，能够平抑可再生能源发电出力的波动性、提高电能质量，并利用峰谷电价差套利。对于安装光伏发电的居民用户，考虑到光伏在白天发电，而居民用户一般在夜间负荷较高，配置家庭储能可更好地利用光伏发电，甚至实现电能自给自足。此外，在配电网故障时，家庭储能还可继续供电，降低电网停电影响，提高供电可靠性。

2、新型储能政策调研

2.1 国际相关政策

（1）美国

随着技术的不断发展进步和建设成本的下降，电化学储能已经成为美国除抽水蓄能以外的装机增长最快、规模最大的储能技术，并广泛应用于电力系统发、输、配、用等各环节。截止 2020 年底，美国新增电化学储能 1.1GW/2.6GWh，同比增长 207%，累计装机 2.7GW/5.8GWh，预计 2021 年装机 4GW。

美国储能高速发展主要受政策支持和市场化需求双重驱动。在美国联邦层面，主要激励储能发展的政策为投资税抵免（ITC）政策和加速折旧（MACRS）政策。2016 年美国参议院明确储能可以申请 ITC，针对配套可再生能源充电比例 75% 以上储能系统，安充电比例给与 30% 的投资税抵免，可以降低 20%-30% 初始投资。MACRS 允许储能

项目按照 5-7 年的折旧期限加速折旧，促进投资者加速成本回收。美国市场的储能与弃光率关系不大，更多的是建设方对于储能项目安装经济型的自发选择。从 2018 年起，美国允许电池储能系统参与电力批发和辅助服务市场竞争，确立了储能参与电力市场的盈利模式。随着新能源装机的增长，电力系统对储能调峰的功能需求也快速增长。大型储能系统在发电侧和电网侧分别形成了以购电协议（PPA）和电力辅助服务为主的清晰盈利模式，此后电池储能装机正式进入高潮期。

（2）欧洲

在英国，储能市场机制比较完善，储能可以充分参与各类电力系统辅助服务。除参与政府的储能采购计划，还有峰谷电价差和冬季调峰等收益等多种盈利模式。市场化的强力驱动，是的英国储能在近两年里取得快速发展。

在德国，用户储能市场最为成熟，用户储能是德国储能市场的主要构成部分。截止 2021 年底，用户储能将接近德国储能规模的 50%。德国用户储能发展成熟主要归因于德国居民电价较高和政府的补贴政策。

（3）澳大利亚

澳洲储能发展主要依托于用户储能和电力系统稳定性需求。其中户用储能发展与德国类似，主要是因为澳洲电价偏高，居民为节约用电成本，推动了户用光伏和储能的配套发展。2017 年，澳大利亚政府祥全球招标大规模储能项目，已解决电力系统稳定的问题。此举促进了南澳大利亚 100MW/129MWh 电池储能项目的投运。

（4）日本

日本依托于政府补贴和新能源消纳需求推动储能发展。2014 年，日本经济产业省出台对储能的补贴政策，针对装机 1kWh 以上的储能系统实施 2/3 的出装补贴，推动了用户侧储能的快速发展。此外，新能源消纳的压力带动了储能发展的刚需。自福岛核电站事故之后，日本大力发展新能源行业，新能源的快速发展以及区域性不平衡的特点对日本电网构成一定的冲击。未解决电力系统的稳定性和新能源消纳

问题，日本区域性电网对新能源并网提出了配置储能的刚性要求。

综上所述，在储能产业具有一定规模或相对发展的国家和地区，政府多采用税收优惠或补贴的方式，促进储能成本降低；通过开放电力市场等政策，为储能实现多重价值，加速成本收回或提高效益创造条件。

2.2 国内政策

2.1 国内储能发展情况

我国储能产业的战略布局最早追溯到 2005 年出台的《可再生能源发展指导目录》；2011 年储能被写入“十二五”规划纲要；2017 年国家能源局出台储能行业第一个指导性文件《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》，提出了未来 10 年中国储能产业的发展目标，并从技术创新、应用示范、市场发展、行业管理等方面进行了明确部署同时指出要在“十三五”期间实现储能由研发示范向商业化初期过渡，“十四五”期间实现商业化初期向规模化发展转变。我国储能发展进入了快车道，一批不同技术类型、不同应用场景的试点示范项目落地。

根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2020 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 191.1GW，同比增长 3.4%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 172.5GW，同比增长 0.9%；电化学储能的累计装机规模紧随其后，为 14.2GW；在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为 13.1GW，电化学储能和锂离子电池的累计规模均首次突破 10GW 大关。

根据 CNESA 全球储能项目库的不完全统计，截至 2020 年底，中国已投运储能项目累计装机规模 35.6GW，占全球市场总规模的 18.6%，同比增长 9.8%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 31.79GW，同比增长 4.9%；电化学储能的累计装机规模位列第二，为 3269.2MW，同比增长 91.2%；在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为 2902.4MW。

2020 年，中国新增投运的电化学储能项目规模 1559.6MW，新

增投运规模首次突破 GW 大关，是 2019 年同期的 2.4 倍，装机规模排名前十位的省市分别是：广东、青海、江苏、安徽、山东、西藏、甘肃、内蒙古、浙江和新疆，这十个省市的新增规模合计占 2020 年中国新增总规模的 86%

在过去的发展中，我国储能技术及产业发展主要呈现以下特征：

一是我国储能装机规模持续增长，短期内抽水蓄能技术将保持主导地位，电化学储能规模快速增长。

二是储能成本的快速下降为储能商业化应用奠定基础。持续下降的储能技术成本成为储能商业化进程的重要推动力。

三是储能在主要应用领域的功能和价值得到实践验证，储能技术的应用领域进一步扩展。实际项目成果表明，通过合理配置储能可以提升电力系统的稳定性、灵活性，提升系统的运行效率，实现电力与电量的平衡等，是解决目前电力系统结构性矛盾的有效手段之一。除电力系统涉及发电、辅助服务、输配电等主要应用领域外，储能已经开始走进能源互联网的整合应用等新兴领域。

四是储能产业链布局完善，培育了具有国际竞争力的市场主体。虽然目前我国储能产业在有些关键环节还依赖国外技术，但是从材料生产、设备制造、系统集成、资源回收等已经初步建立了较为完备的产业链，并且在主流技术和前沿技术上都有所布局，并培育了以宁德时代、比亚迪、中科储能等为代表的一批技术领先的储能厂商，是实现我国储能规模化发展的产业基础。中国各类储能技术的市场发展前景存在较为显著的差别。物理储能市场在未来 5 年将继续稳步发展。抽水蓄能的容量仍将占绝对优势，压缩空气储能预计将进入快速应用推广期，飞轮储能大功率运行优势符合混合储能系统的发展趋势，但在国内仍处于小规模示范阶段。电化学储能将是规模增长最快、应用领域最广的储能类型，未来市场趋势较为乐观。占据电化学储能市场主导地位的锂电池，其未来的制造成本和维护成本不断下降，设备容量及寿命不断提高，在风光电并网和辅助服务等领域得到大规模的商业化应用。电磁储能尚处于实验室研发阶段，实际应用较少，未来

前景尚不明朗。储热技术除显热储热外，相变储热和热化学储热仍处于研究攻关阶段，但显热储热的储热量小且放热时不恒温，限制了其未来的应用前景。

2.2 近期国内储能产业相关政策

2.2.1 机遇背景和纲领性政策

2020年9月，中国在联合国大会上承诺：二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和（简称“30，60目标”）。随后，在2020年12月，中国又在气候雄心峰会上进一步承诺：到2030年中国非化石能源占一次能源消费比重将达到25%左右，风电、太阳能发电总装机容量将达到12亿千瓦以上。

2021年9月-10月期间，国家先后发布了《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》、《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》两份重磅文件，明确了新型储能对加快构建清洁低碳安全高效能源系统、建设新型电力系统的重要作用，奠定了新型储能发展的总基调。

为促进新型储能实现规模化发展，国家能源局于2021年连续出台4项与新型储能相关的直接政策。《关于加快推动新型储能发展的指导意见》明确了“十四五”、“十五五”时期我国新型储能发展的方向，部署了储能在技术发展和各个领域应用的主要任务。《新型储能项目管理规范（暂行）》、《电化学储能电站安全管理暂行办法（征求意见稿）》两份文件，规范了储能全流程管理要求，明确“无歧视”并网，对国家各相关管理部门的安全职责进行了梳理和划分，明确各环节消防安全的管理责任。《电化学储能电站并网调度协议（示范文本）（征求意见稿）》首次针对新型电化学储能电站形成并网调度协议文本，破除了储能参与市场交易，并网调度无据可依的状态。

1.2.3 国家和地方主要政策

（1）加速促进“可再生能源+储能”一体化发展的相关政策

国家层面，2021年2月，国家发改委、国家能源局联合发布《国家发展改革委、国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补

发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280号）文件，明确要利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

2021年5月国家能源局发布《关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》，首次将新型储能作为市场化落实并网条件之一；2021年8月，国家发改委发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，首次在国家层面明确配建储能比例，由发电企业通过市场化方式配置调峰和储能资源。

地方层面，在2021年，安徽、陕西、贵州、海南、新疆、江西、广西、甘肃、宁夏、青海、山东等多地纷纷下达相关政策，明确“新能源+储能”的发展需求，并提出新增新能源项目配置5%-20%储能设施的需求，储能也成为优先并网优先消纳的技术条件。

时间	地区	政策名称	政策相关内容
2021年3月	安徽	《关于建立安徽省可再生能源发展三年行动计划项目库（2021-2023年）的通知》	鼓励发电企业、电网企业及第三方社会资本采取新能源+储能、独立储能电站、风光储一体化等多种发展方式
2021年3月	陕西	《关于促进陕西省可再生能源高质量发展的意见》（征求意见稿）	从2021年起，关中、陕北新增10万千瓦（含）以上集中式风电、光伏发电项目按照不低于装机容量10%配置储能设施，其中榆林地区不低于20%
2021年3月	贵州	《关于下达贵州省2021年第一批风电项目开展前期工作计划的通知》、《贵州省风电光伏发电项目管理暂行办法》（征求意见稿）	在送出消纳受限区域，计划项目需配备10%的储能设施
2021年3月	海南	《关于开展2021年度海南省集中式光伏发电评价上网项目工作的通知》	同步配套建设备案规模10%的储能装置

2021年2月	新疆	《关于有序推动2021年新增风电、光伏发电项目竞争优选相关工作的通知》	积极推动“源网荷储一体化”和“风光储一体化”发展
2021年3月	广西	《关于征求2021年度平价风电、光伏项目竞争性配置办法有关意见的函》	风能、光伏、储能一体化占5%评分权重
2021年3月	甘肃	《关于加快推进全省新能源存量项目建设工作》	鼓励在建存量600万千瓦风光电项目按河西5市配置10%-20%、其他地区按5%-10%配置储能设施
2021年1月	山西大同	《大同市关于支持和推动储能产业高质量发展的实施意见》	增量新能源项目全部配置储能设施，配置比例不低于5%；存量新能源项目鼓励企业分期适量配置
2021年1月	宁夏	《关于加快促进自治区储能健康有序发展的指导意见（征求意见稿）》	十四五”期间，新能源项目储能配置比例不低于10%、连续储能时长2小时以上
2021年1月	青海	《关于印发支持储能产业发展若干措施（试行）的通知》	积极推进储能和可再生能源协同发展，实行“新能源+储能”一体化开发模式。新建新能源项目配置储能设备比例不低于10%、储能时长2小时以上
2021年2月	山东	《2021年全省能源工作指导意见》	新能源场站原则上配置不低于10%储能设施。全省新型储能设施规模达到20万千瓦左右

（2）电力系统辅助服务相关政策

2016年6月，国家能源局下发《关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿（市场）机制试点工作的通知》，明确在发电侧建设的电储能设施，可与机组联合参与调峰调频，或作为独立主体参与辅助服务市场交易；用户侧建设的电储能设施，可作为独立市场主体或与电企业联合参与调频、深度调峰或启停调峰等服务。

2017年11月，国家能源局下发《完善电力辅助服务补偿（市场）

机制工作方案》，提出鼓励采用竞争方式确定电力辅助服务承担机组，按需扩大电力辅助服务提供主体，鼓励储能设备、需求侧资源参与提供电力辅助服务，允许第三方参与提供电力辅助服务，确立在2019~2020年，配合现货交易试点，开展电力辅助服务市场建设。这意味着，辅助服务交易逐渐实现市场化运作。

2021年8月，国家能源局公开征求《并网主体并网运行管理规定（征求意见稿）》《电力系统辅助服务管理办法（征求意见稿）》的意见，俗称新版“两个细则”，正式将新型储能作为市场主体，纳入到国家并网运行管理及辅助服务管理中。新增转动惯量、爬坡、调相、稳控切机、快速切负荷等辅助服务品种，以进一步支撑新能源接入和消纳，提升电力系统可靠性和电能质量。同时推动建立用户参与的分担共享机制，疏导电力系统运行日益增加的辅助服务费用。新版“两个细则”的修订，开启了我国辅助服务市场新构架，后续各地将按照国家的总体思路和原则，因地制宜制定各区域辅助服务政策，这将推动新一轮辅助服务市场的改革和建设。

在地方层面，国家已经批复了东北、福建、山东、山西、新疆、宁夏、广东、甘肃等多个地区开展辅助服务市场建设试点工作。各地均对储能给予与发电企业、售电企业、电力用户平等的市场主体身份。电储能既可以在火电厂、集中式间歇性能源发电基地、负荷侧或以独立的市场主体身份为系统提供调峰等辅助服务。

（3）电价改革方面

2021年7月国家发改委发布的《关于进一步完善分时电价机制的通知》，制定了峰谷电价价差原则上不低于4:1，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例不低于20%的原则。10月，由于煤价的快速上涨，各地用电紧张，拉闸限电频发，国家发改委出台《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，燃煤交易电价上下浮动原则上不超过20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮20%限制的原则，并要求有序推动尚未进入市场的工商业用户全部进入电力市场，取消工商业目录销售电价。随着国家政策的推动以及供电紧张的压力，

目前已有 14 个省份出台了完善分时电价的相关政策，通过拉大峰谷价差、优化峰谷时段来调节用电负荷。

地区	文件名称	发布时间
贵州省	《关于试行峰谷分时电价有关事项的通知》	2021 年 8 月 30 日
宁夏自治区	《关于进一步完善峰谷分时电价机制的通知》	2021 年 8 月 31 日
广东省	《关于进一步完善我省峰谷分时电价政策有关问题的通知》	2021 年 8 月 31 日
广西省	《关于晚上广西峰谷分时电价机制方案公开征求意见的公告》	2021 年 9 月 7 日
浙江省	《关于进一步完善我省分时电价政策有关事项的通知》	2021 年 9 月 10 日
江西省	《关于完善分时电价机制有关事项的通知》（征求意见稿）	2021 年 9 月 18 日
河南省	《关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知》（征求意见稿）	2021 年 9 月 26 日
云南省	《向社会公开征求<关于进一步完善分时电建机制的通知>（征求意见稿）意见的公告》	2021 年 10 月 12 日
安徽省	《关于工商业用户试行季节性尖峰电价和需求响应补偿电价的通知》	2021 年 10 月 13 日
新疆自治区	《关于公开证征求<关于完善我区分时电价机制有关事项的通知>意见的公告》	2021 年 10 月 15 日
山东省	《关于分时电价政》有关事项的通知（征求意见稿）》意见的公告	2021 年 10 月 21 日
江苏省	《明确 2021 年尖峰电价有关问题的通知》	2021 年 6 月 11 日

2.3 商业模式

在国内，储能比较成熟的商业模式主要包括：峰谷电价差套利、需求侧响应收费、辅助服务收费、配合可再生能源建设大型储能电站等。

（1）峰谷电价差套利

利用发工业与一般工商业峰谷电价差，在电价较低的谷期时段利用储能装置存储电能，在用电高峰期使用存好的电能，避免直接大规模使用高价电网点翰呢，降低用户的电力使用成本，从降低的用电单价中获益。峰谷电价差套利是用户侧储能的主要盈利来源和基本的商业模式。该模式的收益效果主要受峰谷电价差值的大小来决定。

对于大型的工业企业，因现行的两部制电价，供电部门会以其变压器容量或最大需用量为依据，每月规定收取一定的容量电价。对

于这些用户，通过配置一定容量分布式储能系统，不仅可以节约峰值用电成本，也可以减少用户配电容量的建设，减少两部制电价中按容量收入前的容量电费。

（2）需求侧响应补贴

储能设施可以根据地方政策，参与电力需求响应而获取补贴。储能设施参与需求侧响应既可以延缓国家对电源点的投资建设，也可以引导用电企业充分利用峰谷价差节约用电成本，自身又可以获得政策上的相关补贴。

（3）辅助服务收费

在电力辅助服务领域，储能主要应用于调频、调峰和备用容量等方面。在国内，该商业模式随着电力辅助市场建设而完善。

（4）提升可再生能源上网电量收益

与大规模可再生能源结合的大型储能电站，主要是发挥储能在增加可再生能源上网电量的放大效应，使得可再生能源的输出更加平稳，电能质量得到提升，增加上网电量，从而获得收益。但目前这种收益受储能设施建设成本与调度运行方式影响较大。

3、课题调研情况

课题组在协会的帮助下，对相关电力设计企业进行了问卷调查，并对储能项目实践比较成熟、具备特色的福建院和宁德时代公司进行了实地调研。

3.1 福建院参与新型储能项目实践的情况

福建院是一家具备电力系统规划设计，各类大中型发电厂及 1100 千伏及以下电压等级电网工程勘察综合甲级、电力行业及建筑工程设计甲级和总承包甲级资质的国家大型科技企业。福建院的储能业务由下属分公司各自开展，各分公司有固定的储能项目团队，分别在能源规划、电网侧、用户侧、电源侧的储能项目上进行研发和生产。

福建院开展储能项目具有自身的禀赋优势。其拥有福建省能源规划研究中心，秉承“高端切入、规划引领”的定位，作为政府智库、

可信任的中立咨询机构，能源中心依托福建院的技术力量，开展全省能源行业发展战略、政策、规划和市场预测分析研究。能源中心长期承担省发改委及各地方发改能源相关规划编制、政策咨询，第一时间跟进并开展了储能等多个领域的技术及政策研究工作，主持编制了福建省“十四五”电化学储能规划，对源网荷各侧储能提出明确的布局要求及发展空间，以及“十四五”重点储能项目清单，并在电化学储能项目全过程管控流程、市场机制等方面均将提出配套保障措施。福建院在规划先行方面掌握了福建全省储能的先机。此外，福建院与中国储能电池的龙头企业宁德时代建立了良好的合作关系，双方经常进行技术和业务交流，已经成功合作了多个储能项目，双方互补性很强、联合总包的技术和价格优势明显。

福建院所承接的储能业务主要在福建省内，储能主要业务模式采取“规划设计+EPC总包+小比例参股投资”形式，其中电网+用户侧以EPC总包为主，电源侧储能尚处在前期发展阶段，目前以规划设计为主，未来不排除参与EPC总包或合同能源管理方式。

项目案例：晋江储能项目

福建晋江 100MWh 级储能电站试点示范项目首批科技创新（储能）试点示范项目之一。项目于 2018 年底开工建设，2020 年 1 月并网调试，2020 年 4 月通过初步验收，5 月 8 日取得电力业务许可证（发电类）。这是福建能源监管办颁发全国首张独立储能电站电力业务许可证（发电类），标志着我国目前最大的电网侧大型锂电储能电站获得了进入电力市场的“合法”身份。

该项目是福建院小比例投资获取的 EPC 总包项目。项目位于位于福建省电力负荷中心晋江市安海镇，占地 16.3 亩，建设规模 30MW/108.8MWh，以 110kV 接入省电网。项目搭载了百兆瓦时级大规模电池储能电站统一调度与控制系统，可为附近 3 个 220kV 重负荷的变电站提供调峰调频服务，提高变电站的平均负载率，提升区域电网的利用效率。项目运营收益 3000 万元~4000 万元/年。

该项目由宁德时代负责整个储能系统的系统集成（电池系统+PCS+EMS），电池单体循环寿命可达 12,000 次。2020 年 1 月 14 日项目顺利并网，标志着宁德时代承担的国家“十三五”智能电网技术与装备专项《100MWh 级新型锂电池规模储能技术开发及应用》项目在基础研究和市场应用方面取得了重大突破。

3.2 电力设计企业参与储能项目状况和特点

结合本课题调研问卷反馈情况和实地调研所掌握的信息，储能业务属于电力设计企业近几年内伴随着储能产业的崛起而发展起来的新的业务领域。各电力设计企业对于储能业务的开拓，主要侧重于规划咨询、勘测设计和 EPC 总承包模式。从业务规模来看，储能业务在设计企业中的占比并不高，普遍低于 5%。

电力设计企业在开展储能业务方面的优势：

（1）具有丰富的电力行业设计经验，熟悉电力系统发、输、变、供、配各环节的建设和运营情况，在技术、品牌和资源方面优势突出。

（2）掌握和了解属地区域的能源、电力方面的规划，熟悉相关行业政策。

（3）高端优秀的专业人才储备充足，技术创新和应用能力强。

（4）具备开展规划、咨询、设计、监理、总承包、投资运营等产业链条上大多数业务环节的能力。

（5）在储能领域具备了一定的工程业绩和经验。

（6）部分企业在“十三五”期间已经为迎接储能业务规模化发展做好了战略规划，并在组织架构、资源配置、人才储备、技术研发、市场开拓、协同管理等多方面准备充分。

电力设计企业在开展储能业务方面的存在的不足和挑战：

（1）工程业绩偏少，能力和经验有待提升。

（2）与储能业务配套的组织模式、人员配置、资源投入等还不完全匹配。

（3）相关商业模式的创新和应用需进一步深化。

(4) 储能业务的规模化发展的体系建设有待完善。

(5) 在电池储能领域，电池设备厂商大部分都具有系统集成能力，对电芯内部结构熟悉，能独立完成电池系统集成方案，为业主提供成套的解决方案，同时对电池运行控制能给出更详细的方案，能给出更低的价格和承诺电池运行寿命，这块内容目前属于电力设计院的短板。

3.3 宁德时代

宁德时代新能源科技股份有限公司 2011 年中标张北风光储输示范项目 4MW×4h 磷酸铁锂电池系统，正式步入储能领域并将其明确为与动力电池、材料回收并驾齐驱的三大业务方向之一，但受制于行业政策限制与高昂成本，市场空间尚未打开；2011-2017 年宁德时代的储能电池主要以配套示范项目为主，规模和销售额较小；2018 年作为国内储能迈向产业化发展的初期，伴随国网参与储能的开发和电力辅助服务市场化改革推进，储能发展有所起色，公司抓住时机积极与产业链企业合作开展业务，储能业务步入高速发展期。2020 年公司明确以可再生能源和储能为核心的固定式化石能源替代、以动力电池为核心的移动式化石能源替代、以电动化和智能化为核心的应用场景扩展的三大战略发展方向，加快新能源 替代过程，持续推动储能领域新变革。

宁德时代发展储能业务的特点

(1)、产业链强强合作

宁德时代先后与科士达、星云股份、易事特合作开发储能变流器及系统集成，与国网综能合资设立国网时代面向大规模源网侧储能，与中国能建在大规模储能规划、设计、投建运一体化领域开展合作，与永福股份合资设立时代永福聚焦勘察设计与储能 EPC，与中华煤气合作开拓工商业储能、共建能源互联网。通过合资、参股等方式打通全产业链，进一步巩固储能行业龙头地位。

(2)、横向布局在细分领域全方位渗透

在源、网侧储能方面，宁德时代与国家电网联合成立投资公司共同开发。成功解决了源、网侧储能设备融入电力系统生态体系条件严、建设质量标准高、准入壁垒不易打破的问题。双方合作将实现优势互补，一方面实现国家电网加快构建“平台+生态”的综合能源服务产业体系，另一方变助力宁德时代实现以储能为核心的固定式化石能源替代的三大战略方向实现。源网侧储能大型化、规模化趋势明显，大型项目助推发电侧与电网侧储能高增长。2021年随着国网时代投资的百兆瓦级大型项目宁德霞浦 100MW/200MWh 储能电站和华电大同 300MW/600MWh 储能电站相继开工，宁德时代进入了电网侧储能逐步规模化、大型化发展的赛道。

用户侧储能方面，宁德时代与香港中华煤气有限公司达成战略合作协议，在工商业储能、能源互联网建设、储能解决方案、储能商业模式创新等多方面展开合作，聚焦综合能源服务相关储能业务开发。

(3) 以核心技术优势切入市场

宁德时代凭借在储能电池结构创新和材料体系上完善的技术布局获得领先的全球竞争优势，并还在不断致力于通过技术创新以调高市场份额。在电极材料、电能密度、高循环使用方面持续取得突破，储能电池成本不断下降。以晋江储能电站试点为例，该项目采用 12000 次超长循环寿命磷酸铁锂储能电池，远超 3000-6000 次的平均循环寿命。长循环储能电池在大规模储能电站中的使用，可以进一步提高项目效益，更好地为电网运行提供调峰、调频、需求响应等多种服务，实现电网削峰填谷，缓解高峰供电压力，为电网安全稳定运行提供支撑。

宁德时代储能项目布局及落地

(1) 发电侧储能:2018年12月所落成的鲁能国家级储能电站示范工程 50MW/100MWh 的磷酸铁锂电池储能项目，是国内最大的发电侧电化学储能项目；

(2) 电网侧储能:2020年4月通过验收的福建晋江100MWh级储能电站试点示范项目,是目前国内规模最大的电网侧站房式锂电池储能电站也是国内首家非电网企业管理的独立并网大规模储能电站

(3) 用电侧储能:规模会比发电侧和电网侧储能的规模小上许多,而具有代表性的要数“光储充一体充电站”。

4 储能业务发展面临的问题及建议

4.1 储能业务发展面临的问题

(1) 可再生能源配置储能收益难

国家要求新建可再生能源配置储能等调峰资源,是在构建以新能源为主体的新型电力系统的背景下提出的,也是在光伏、风电逐步实现平价上网的趋势下进行综合考虑,虽然将可再生能源作为常规能源进行规划、管理、考核是大势所趋,也是未来可再生能源作为主体能源所必然要承担的责任,但是在现阶段确实影响了发电企业的部分收益。

当下业内对新能源发电项目强制配置储能设施的容量比例和调度运行方式也存在不同的声音。单个新能源发电企业配置的储能或调峰设施规模较小,在运营过程中难以产生规模效应,将出现运营成本高、效率低等问题。可再生能源配置储能后,如何调度运行,如何参与市场,在尚未建立容量电价补偿机制的情况下,发电企业配置储能设施或调峰资源的固定成本增加如何疏导成为新能源企业关注的核心问题。

(2) 储能参与市场机制不健全

在相关政策的支持下,电源侧和用户侧的储能发展迅速,但市场参与仍较为有限。目前的调峰市场未形成有效的价格机制,激励不充足、不稳定、不够准确。调峰补偿是现货市场未建立、分时价格未形成时的过渡机制。部分省份设定固定补偿价格,大多在0.4~0.7元/(kWh)之间,尚未为电化学储能参与调峰提供充足利润。山西、

广东等省的调频支付机制考虑了调频效果，有利于奖励快速响应资源。中国部分省份的调频市场也引入了表现支付，给予响应速度快、精度高、延迟少的资源更多支付。此外，市场还对调频容量、调频里程给予部分支付。不过，目前大部分省份的调频市场依旧独立运行，无法很好地考虑调频、能量、备用等标的间的耦合关系。

(3) 项目建设缺乏相关行业标准

新型储能项目分布在电源侧、电网侧和用户侧等各类场景，在不同应用场景下，对新型储能的规模、技术、性能要求差别很大。作为新生事物，新型储能项目在建设运营中尚缺乏国家规范和标准，导致安全隐患较大。4月16日，北京储能电站着火爆炸造成消防人员牺牲的事故对储能产业发展造成了严重打击。为避免个别新型储能企业以牺牲安全为代价压低成本、造成劣币驱逐良币等情况发生，推动产业健康发展，新型储能相关行业标准的制订工作显得极为迫切。

4.2 相关建议

政策方面

(1) 国家在鼓励新能源配置一定规模储能设施的要求下，应尽快打通“新能源+储能”模式下的成本疏导渠道。探索一种按照价值表现参与电力市场化交易的方式，通过合理设置交易规则，使储能项目能够按照在电力系统中的作用价值实现经济回报。在有条件的地区，加快探索储能容量电费机制，尝试储能容量市场的建设。

(2) 进一步完善相关电价机制。通过电费价格等利益信号，引导市场成员形成对储能项目开发和建设的内在驱动，实现自发选择储能项目建设模式和商业模式，能够自主参与市场竞争，充分提高储能资源的利用效率和价值作用。

(3) 完善行业标准规范储能健康发展。建议政府部门、行业协会、相关利益方联合发力，完善储能相关标准。一是完善储能行业标准。避免储能快速发展带来的一些问题，例如低价竞标的乱象、项目资源得不到充分利用、安全问题等。统筹考虑区域电源规划、新能源发展

情形、电力市场建设进度等因素，合理测算电力系统储能需求，科学设计配置比例与时长，确保增设储能系统能够得到有效利用。

电力设计企业方面

(1) 充分发挥规划咨询电力系统资源的先天优势，抢抓市场先机。储能发展与新型电力系统建设的发展相伴而生，储能项目的布局也伴随着新型电力系统的建设逐步趋于合理化。电力设计企业是新型电力系统建设不可或缺的技术支撑，对属地区域电力系统“源网荷”的状况和特点极为熟悉。电力设计企业应充分发挥其在能源电力领域的规划咨询特长，积极参与储能项目规划和布局，锁定市场源端优势，站在产业链上游的视角培育项目，带动业务规模化发展。

(2) 积极参与相关标准和规范的编制。随着新型储能相关支持性政策的密集出台，储能产业发展短期之内将涌现出极高的市场热情。同时，业内对储能建设、管理、技术、运行等方面的规范和标准出台的呼声也越来越大。电力设计企业是储能产业最早参与者之一，积累一定的行业经验，在电力行业应用类技术规范 and 标准方面具有独特的优势。积极参与相关规范和标准的编制，不仅可以对促进储能产业规范贡献力量，而且在储能业务市场开发方面掌握主导权。

(3) 拓展业务模式和商业模式的多元化发展。虽然，当下设备制造企业在独立储能电站方面也具有提供一体化解决方案的能力，但电力设计企业与其相比，在提供综合性解决方案层面更具备优势。随着用户侧储能表现出与分布式能源、微电网、5G 基站、综合智慧能源、工业园区等相结合多元化发展的趋势，储能作为应用场景中的一环，如何系统性规划并实现储能在综合场景中的价值，恰恰是电力设计企业所独具的优势能力。在储能项目运营收益能力还需进一步提高的阶段，电力设计企业应充分挖掘其在规划咨询、勘测设计和总承包建设管理方面的市场价值。待时机成熟，也可参与储能项目“投建营”一体化业务，利用储能参与电力市场交易形成效益。

5 储能产业发展展望

从当下国内新型储能发展的状况、政策条件和市场热情初步判断，

储能市场发展潜力巨大，未来一定时间之内，储能市场将处于风口之上。在政策支持、技术发展、建设管理、标准体系、电价机制、商业模式等方面将发展得更加成熟和健全。

(1) 新型储能未来市场可期，呈现多样化发展。按照国家出台的相关政策文件，到 2025 年装机规模要达到 3000 万千瓦，这意味着五年内新型储能市场规模将扩大 10 倍，每年的平均负荷增长率将超过 55%。至 2030 年将实现新型储能全面市场化发展。火电联合调频市场容量较小，短时间快速充放电对电池性能要求较高，电池寿命影响也较大，经济性欠佳。新能源配套储能模式存在较大发展空间，按照目前各地政策要求的新能源项目配置 5%~20% 的储能规模判断，中国每年可新增 10G 规模以上的配套储能规模。电网侧储能主要为增强电力系统调节的灵活度和安全稳定水平，其在电网侧的布局和发展将逐步趋于理性化。用户侧储能受到分时电价政策的鼓励，其发展空间进一步打开，其发展应用场景也会结合分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施等用户终端呈现多元化发展。

(2) 电力交易机制将更加完善。国家正积极推动研究建立储能参与现货交易、中长期交易、辅助服务等各类电力市场的准入条件、交易机制和技术标准。储能的独立市场主体地位将越来越明确，储能将更加灵活地参与市场交易，实现储能价值的经济回报，储能设施的收益将实现增长。

(3) 电价机制将更加完善。当下，各地已经纷纷出台分时电价政策，为用户侧储能提供了更大的发展空间。为保障电网运行安全，相关文件也明确将建立电网侧独立储能电站容量电价机制，研究将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

新业态投资机会及风险研究调研报告

课题组成员

国核电力规划设计研究院有限公司	徐 怡（组长）
广东省电力设计研究院有限公司	余 平（副组长）
中国能源工程集团有限公司	刘小龙
西北电力设计院有限公司	李亚周
陕西省电力设计研究院有限公司	韩永兴
中国能源建设集团有限公司	刘晓彤
东北电力设计院有限公司	张 瑛
四川电力设计咨询有限责任公司	蒋淑娟
贵阳勘测设计研究院有限公司	张 磊
上海电力设计院有限公司	鲁 斌

1 前言

1.1 课题研究背景

我国经济社会发展对能源的需求不断增长，能源利用与环境保护的矛盾日益突出，节约能源、调整能源结构、开发可再生能源是我国实现可持续发展的必然选择。国家能源局提出到 2020 年非化石能源比例将提高至 15%，预计至 2030 年底非化石能源的比重将提高至 20%，因此可再生能源在 2020~2030 年仍有较大的发展空间。为保障可再生能源的健康发展，国家制定了产业、财税、金融等相关扶持政策。为乘国家新能源扶持政策的快车，各设计院纷纷转型发展投资业务。随着 3060 “双碳”概念的提出，诸如综合智慧能源、氢能、储能等新业态方兴未艾。电力设计院在传统设计、总包业务之外，也逐步拓展投资运营业务。电力设计院相比投资方、施工单位、监理单位等行业内其他企业具有技术优势；相比科研院所等具有工程优势。不同于传统能源投资方利用资本获取运营收益，设计院如何利用自身技术及工程优势，提前预判行业的趋势和创新点，发掘创造投资机会带来资本收益的同时提升核心竞争力是现阶段众多设计院都在思索和探索的问题。

1.2 课题研究思路、方法及主要内容

本课题拟对“新业态”投资领域进行研究，通过调研有成功投资经验的设计院，探索研究新业态如综合智慧能源、氢能、储能等新领域的投资机会，并探讨相应的风险防管理措施。

本课题选取新业态投资为研究对象，研究方法主要为文献分析、问卷调查、实地调研、统计分析等，研究内容主要为：

- (1) “新业态”投资内容；
- (2) 不同新业态投资机会研究；
- (3) 总结新业态投资风险，并提出防控措施。

2 课题调研情况

2.1 问卷调查

2.1.1 问卷内容

本次问卷调查共向 54 家电力设计企业发放了调查问卷，回收问卷 17 份。

问卷内容主要分为投资业务基本情况和投资业务案例两部分。第一部分投资业务基本情况主要以表格形式发问，包括公司是否开展国内外投资业务、投资业务规模（股权投资和基建投资的数量）、投资业务占公司主营业务比重等；第二部分投资案例主要以问答形式请被调研单位填写，包括公司是否有通过科技创新促进投资的案例、公司在投资业务的发展战略及思路、公司投资并购典型案例介绍、公司对投资风险控制的管理机制及措施、公司对创新驱动创造投资机会的意见及建议，以及公司在智慧能源、氢能、储能、售电等新领域的发展计划等内容。

2.1.2 问卷调查结果

收到问卷后，课题组及时对 17 份问卷反馈的内容进行了统计，结果如下：

第一，开展投资业务方面，17 家公司全部开展投资业务，其中开展过股权投资的单位 15 家，开展过基建投资的单位 10 家。

第二，在对 17 家公司投资业务案例数的统计中，股权投资项目共 41 项，基建投资项目 17 项。较早开展的投资项目集中在水电、火电领域，近年来开展的投资主要集中在风电、光伏等新能源领域。

第三，17 家公司均制定了投资业务发展战略，也都有针对投资风险控制的管理机制及措施。

2.2 实地调查

本课题实地调研选取了（按调研时间顺序）福建永福电力设计股份有限公司、中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司 2 家电力设计企业。

2.2.1 福建永福电力设计股份有限公司

福建永福电力设计股份有限公司（以下简称“永福院”）致力于成为国际知名的电力能源综合服务商，其业务覆盖电力投资、项目开发、规划咨询、勘察设计、工程建设、软件开发和运维管理等电力产业链各个环节，其投资业务旨在培训新兴业务，布局市场区域，形成协同效应，获取财务收益。

永福院投资业务从 2015 年开始，分为三个时期，1.0 时期（2015-2017 年），其围绕公司海上风险业务开展投资；2.0 时期（2018-2019 年），系统

筹划投资业务，助力公司主营业务；3.0 时期（2020 年之后），以股权为纽带，加强整合协同。目前，永福院投资领域主要为智慧能源、智慧运维、勘察设计、电力 EPC 工程及海外能源投资领域。

2.2.2 中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司

中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司（以下简称“成勘院”）成立于 1950 年，投资业务起步最早可追溯到上世纪 80 年代，至今已超 30 年。主要分为三个阶段：（1）探索起步阶段（1988-2002 年），围绕勘测设计咨询主业发展，设立咨询、监理及水电工程施工类全资或控股子公司为主，后期以财务性投资方式逐步参股水电项目投资。（2）加快发展阶段（2003-2013 年），以实体项目投资为主，加大水电投资力度，积极拓展新能源投资，并以水务为切入点实施多元化发展。（3）转型发展阶段（2014 年至今），从传统水电等能源投资领域转移，以基础设施与公共服务设施为主要投资领域，以政府与社会资本合作（PPP）模式为主。

成勘院主要投资领域为能源领域、水资源与环境领域、基础设施领域。截至 2020 年底，成勘院在能源领域拥有发电权益容量 168.85 万 kW（其中境外装机容量 6.0 万 kW），投产权益容量 107.15 万 kW。在水资源与环境领域拥有城市污水及工业废水处理项目 10 个，设计处理总规模约 27.02 万吨/日，其中已投运处理能力 24.02 万吨/日。在基础设施领域拥有 PPP 项目 15 个，项目总投资超 196.69 亿元，其中参股项目（含 BT）11 个，占投资项目总数的 73%。

截至 2020 年底，成勘院拥有对外投资子公司 49 家，其中全资子公司 7 家，控股子公司 10 家，参股子公司 32 家。全资与控股子公司资产总额 82.85 亿元，占公司总资产的 43.8%。

3 新业态发展背景

在“十四五”总体规划规划下，我国经济将形成以大循环为主、国内国际双循环相互促进的高质量发展形式。在此形式下，高新技术产业和装备制造业高速增长、服务行业整体现代化升级、新型城镇化建设持续发展。培育和发展新业态模式成为加快产业转型升级、增强经济发展动力、推动高质量

发展的立足点。在“新业态”大力发展的同时，“十四五”规划要求作为经济发展“压舱石”的电力行业遵循电力供给以低碳绿色引领发展的原则，清洁能源逐步代替传统煤电成为主要发展动力。在新科技革命和产业升级的影响下，电力产业的运营、管理需求发生了革命性变化。深度融合的电力与数字经济、多能互补、智能互动、综合智慧能源、能源互联网、虚拟电厂等新的电力发展业态成为能源发展的新主题。

在电力能源行业发展中“新业态”又可以分为新产业、新态势和新模式。新产业主要指氢能、储能等应用新科技成果、新兴技术而形成的战略性产业；新态势主要是指绿色交通、能源工业互联网、配电网、碳市场和碳交易等顺应多元化、多样化、个性化的产品或服务需求的新环节、新链条、新活动形态；新模式主要是指综合智慧能源、能源物业管家、重大客户合作等为实现用户价值和企业持续盈利目标，对企业经营的各种内外要素进行整合和重组，形成高效并具有独特竞争力的商业运行模式。

新业态相关产品、业态、模式尚处于发展期，其范围及内涵不断变化，结合电力行业发展规划、重要产业方向，本课题划定新业态的范围包括典型场景综合智慧能源项目、新型储能、氢能、绿电交通、增量配网、能源管理服务、分布式、清洁供暖等综能项目 8 大产业方向，详见表 1。

表 1 三新产业分类及统计范围

产业名称		统计范围
合 智 慧 能 源	1	三网融合 以能源网为基础，融合社群网，联通政务网。
	2	典型场景 综合智慧能源 项目 智慧城市、县域市场、美丽乡村；园区、楼宇、学校、医院
	3	新型储能 新型储能相关项目和产品： （1）纯储能项目，包括可再生能源基地配置储能、发电侧配套储能项目、用户侧配套储能项目。 （2）铁铬液流电池等。 注：综合智慧能源广义统计口径扣除抽水蓄能项目。
	4	氢能 氢能相关项目及产品： （1）项目类：制氢、加氢项目；

		(2) 氢燃料电池；氢能大巴。 注：与综合智慧能源狭义统计口径一致。
5	绿电交通	绿电交通相关项目：（与综合智慧能源狭义统计口径一致） （1）换电重卡、电动机械等；（2）充电桩；（3）换电站；（4）港口岸电。
6	能源管理服务	合同能源管理服务。
7	增量配网	增量配网项目。
8	分布式、清洁供暖等综合项目	综合智慧能源“狭义”统计口径扣除本表第 3-7 项。

4 新业态投资产业特点及投资机会分析

4.1 三网融合

4.1.1 产业分析

根据自己资源禀赋不同电力能源行业内各个企业对于“三网融合”定义各不相同。以能源网为基础，融合社群网，联通政务网，与互联网企业深度合作，构建包括各要素主体参与的综合智慧能源产业拓展模式，通过综合智慧能源为切入，依托互联网企业的技术和渠道支持，面向用户（政府、企业、居民等），投放全产业链生态的服务能力，实现跨界引流、资源变现、价值提升，助力电力企业县域、大客户、双碳等市场的战略布局，实现企业与政府、居民的多赢生态。

4.1.2 投资机会分析

在三网融合领域电力企业可通过股权合作，提高投资能力，快速推进县域综合智慧能源开发。一是电力企业与互联网企业通过股权合作，成立合资公司，加大资本投入，并基于互联网企业多样化的营销渠道和营销经验，可助力项目公司快速开拓县域市场，开发农村屋顶光伏用户。二是运用数字化能力打通产业链堵点，提升能源上下游产业市场竞争力，加速推动以分布式光伏为先导的县域市场的开发，构建双方共同出自、共同开发的新产业模式。

三是电力企业通过县域综合智慧能源开发、能源网建设、碳交易和绿证交易市场的深度参与，凭借能源强入口的优势，与互联网企业何总中产生流量价值。

4.2 综合智慧能源项目

4.2.1 智慧城市

4.2.1.1 产业分析

综合智慧能源对政府办公、互联网、交通、资源的合理配置等方面的优化均将发挥重要的作用。智慧城市是未来城市发展的主要趋势，在发展过程中，综合智慧能源是建设智慧城市的基础，发展智慧能源将会作为发展城市智慧能源的核心。新时期能源转型是我国发展转型的关键时期，智慧城市的管理过程中，会产生大量的数据信息，对其进行梳理与分析，通过大数据的方式指导相关部门更好地服务大众。电力行业应做好智慧能源系统合理配置资源，加强城市级综合能源系统规划工作，实现智慧能源可持续发展。

城市能源变革下综合智慧能源建设是发展的必然要求，城市升级和能源的变革，两者相辅相成。城市为能源发展提供场所，推进城市能源的发展可打破城市传统发展模式的惯性，实现城市升级和能源革命的双重变革，综合智慧能源是城市升级、能源转换的结合产物，能源行业、互联网行业等跨界的介入，综合智慧能源未来的发展前景广阔。

4.2.1.2 投资机会分析

综合智慧能源作为一种新型的能源形式，通过信息配置能源，建设共享开放的“能源+互联网”管理体系。随着互联网连接能力的增强，能源网络成为未来能源系统的主要形态，能源企业利用“互联网+”模式，推动全社会实现绿色可持续发展。建设“智慧能源+互联网”的发展模式，可解决城市能源电力高消耗问题，可提高城市能源使用率，提高能源利用效率、优化城市能源结构、促进清洁能源开发利用，达到实现城市能源低碳化的目标。将来“能源+互联网”会将用户需求作为发展理念，以达到提高能源实用率、促进能源合理分配、推进智慧能源城市建设进程的目标，保障智慧能源城市科学合理发展。综合智慧能源的发展，可实现从单一驱动的模式转为深度结合大数据，利用互联网网络，实现云平台的跨界管理，不断创新发展模式。

在经济新常态的发展背景下，城市能源的发展成为城市升级的核心内容，城市综合智慧能源系统为进一步打造智慧城市。

4.2.2 智慧交通园区、楼宇、学校、医院

4.2.2.1 产业分析

近年来，综合智慧能源城市发展已经成为新型城市发展的方向，智慧城市建设使城市管理更科学合理、高效，使城市能源资源配置更合理、更节能。城市综合智慧能源系统建设有着总体布局，合理配置资源，因地制宜推进综合能源整体解决方案的优点。

在智慧交通方面，新型交通在完善的基础设施条件下，通过精准的数据采集，支撑路网交通容量、需求、分析现状的方式，推动新型智慧交通创新发展。现有的道路网络模型，平面路网模型与非平面路网模型均采用一维线段代表道路，未精准地描述车道容量的具体信息。对于客运中心，如高铁、火车站、飞机场等，应做好前期预算工作，考虑负荷计算及设备的变工况计算，尤其对冷热源机组容量的计算，需要做好过量设计准备，满足实际应用需求。由于高铁站、飞机场、码头等大部分远离城市中心，进行设计时，可考虑将分布式能源系统作为区域能源中心，达到多能互补协同发展的目的，可利用互联网技术，建设城市级综合能源服务平台。

4.2.2.2 投资机会分析

目前，智能交通管理系统存在业务系统互不关联、道路交通数据的合格标准不统一、道路交通数据深入研究应用工具严重匮乏等问题，新型智慧交通将合理分配现有资源，完善智能城市建设。

为了降低城市园区的能源成本，立足绿色低碳能源转型大趋势，进行房地产开发时，应向住宅型综合智能能源系统发展模式发展，优化利用清洁能源，完善协同优化工作，推进跨能源系统耦合升级，合理配置储能，实现高效运行、与区域协调发展的目标。

4.3 新型储能

4.3.1 产业分析

2021年4月21日，国家发展改革委、国家能源局联合发布了《国家发展改革委国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见（征求意见稿）》，

其中明确提出国家新型储能发展目标。要求到 2025 年，实现新型储能从商业化初期向规模化发展转变。到 2030 年，实现新型储能全面市场化发展。可再生能源的先天禀赋特性导致其稳定高效的应用需要大量储能来辅助，储能（包括抽水蓄能与除抽水蓄能外的新型电储能技术）是支撑以新能源为主体的新型电力系统的重要装备基础和关键核心技术，亦是解决当前新能源消纳问题的症结与突破点，对推动能源绿色转型、构建新型电力系统、应对极端事件、保障能源安全、促进能源高质量发展、促进能源革命持续深化及实现“碳达峰、碳中和”具有重要意义。

储能与可再生能源的不平衡发展，将会对高比例可再生能源电力系统中电网的稳定性及安全性造成极大隐患，发展储能产业成为可再生能源产业发展的必备条件。可再生能源天然的不稳定性，在并网后会出现较低的最小出力，缺乏电力平衡的支撑能力，如果遇到寒潮及高温等极端天气，高比例可再生能源电力系统供电的保障将产生较高风险，极端天气下电力需求也会大幅增加，与电网连续运行、实时平衡的要求不匹配。新型电力系统负荷的多样性、随机性和间歇性，导致实时功率平衡难度加大，且与用电负荷不匹配程度加剧，而储能犹如行业“多面手”。储能系统具有选址灵活、建设周期与风光相匹配及调节速度快等优点，在风光高比例可再生能源消纳中，储能既可改善风光处理特性，又可削峰填谷应对诸多问题，也是最具有收益的一方。

储能市场是依托于能源市场而产生，特别是随着风电、光伏等具有不稳定性的可再生能源大量并网后，储能市场的重要性与日俱增。储能市场的目标与新可再生能源市场并不完全统一，它的作用是对可再生能源市场进行优化。储能的优化作用包括但不限于削峰填谷、抵御突发事件和故障、提升并网容量、促进新能源消纳、提高电力系统灵活性及提升电网运行效率等。在优化过程中必然会提高效率，从而带来经济效益。

4.3.2 投资机会分析

因土地资源紧缺问题和项目前期投资大回报周期长，可再生能源基础设施建设是不可能无限扩张的，所以储能建设可以代替其部分作用。随着可再生能源大量生产和并网，边际效用递减规律发挥作用，储能新基建代替可再生能

源扩张，是在考虑可再生能源投入沉没成本之后电力系统的帕累托改进。因此也可以认为，储能市场可以弥补可再生能源市场高社会效益、低经济效益的缺陷，储能是为了追求经济效益而产生的储能的应用服务类型众多，不同服务类型使得储能具有不同盈利模式。储能与风电、光伏等新能源搭配，可减少弃电量带来的收益以及平滑可再生能源出力带来的效益；而储能与火电、水电等常规能源搭配，可使得调频等辅助服务更加优质高效；电网侧储能具有对电网调峰的显性收益以及缓解线路阻塞、延缓输配电扩容等隐性收益；用户侧储能具有峰谷价差套利以及减少容量电费成本等商业模式。

4.4 氢能

4.4.1 产业分析

2020年12月，《新时代中国能源发展》白皮书中提出加速发展绿氢提取、储运和应用等氢能产业链，促进氢能燃料电池技术链、氢能燃料电池汽车产业链发展。国家“十四五”规划和2035年远景目标纲要提出在氢能与储能等科技和产业领域布局一批未来产业，加速氢能产业孵化计划实施。京津冀、长三角、珠三角以及川渝等经济较发达地区也推出了氢能产业发展指导意见及规划。电力公司具有电力资源规划、电力生产与终端销售、能源供应、贸易和服务等多方面的技术优势和基础。氢能与可再生能源电力、燃料电池的融合发展是电力企业可持续发展系统和低碳经济的重要组成部分，发展氢能无疑也会在交通、供热和发电等领域给企业带来新的业务增长机会。

目前国内外大型电力企业氢能业务布局大多以可再生能源电力制氢为核心的电转气(PTG)或电转液模式以及以燃料电池发电为核心的气转电模式，是国内外电力公司氢能布局的重点，转电模式对电力企业具有多重意义，一方面通过将可再生能源电力转移到化学储存系统中，为富余的可再生能源电力开辟新市场，减少由于化石燃料使用所造成的污染和碳排放，促进可再生能源发电份额的持续增加；另一方面可通过电解水制氢、甲烷化反应、燃料电池或燃气轮机发电的错峰调配，实现可再生能源的补充发电，增强天然气与可再生能源电力系统的灵活性和可靠性，促使电-气能量的闭环耦合流动。

4.4.2 投资机会分析

氢能作为资金密集型产业，近年来投资热度持续增长。无论是以可再生

能源制氢为核心的电转气模式，还是以 H₂/HCNG 为燃料的气转电模式，均涉及到新技术、新概念，其产业化发展进度不仅与有关技术的成熟度息息相关，更与上下游产业紧密相连，这无疑对项目的开发商、技术供应商、运营商和最终用户带来了一定的不确定性。在现有政策和法规环境下，为了加速氢能产业技术的应用和向电力市场的渗透，各电力企业需结合自身优势和相关工作布局，统筹推进氢能产业的规划设计、科研服务、项目建设和应用推广等工作，培育氢能经济基础，促进企业内外优势资源的整合和协同发展，突出企业氢能发展重点和特色，为未来顺利完成能源转型及业务升级打下坚实的基础。电力企业可建立科研平台，加强氢能相关技术研发。结合自身优势专业，申请和开展氢能产业相关的重点科技项目。

4.5 绿电交通

4.5.1 充电站、换电站

4.5.1.1 产业分析

近几年，科研院所与有关公司企业在新能源等有关技术领域的深入研究，我国新能源汽车充电技术得到了飞速发展，充电基础设施建设也日益壮大。但因我国人口基数大。地域发展不均。据中国电动充电基础设施促进联盟最新数据显示，我国充电基础设施累计建设超 130 万台。车桩比约为 3.12:1，任低于预期规划“一车一桩”的目标，充电桩缺口依然巨大 2015 年以来。国家多部委多次发布关于加快推进充电基础设施规划建设的有关政策措施，有力推动了我国新能源汽车充电设备的建设和发展。随着充电桩被纳入“新基建”后，各地也陆续出台了新一轮的补贴政策使得消费信心得以提升，汽车市场的逐渐回暖，充电桩产业将迎来新一轮的爆发。

4.5.1.2 投资机会分析

发电企业具有较强的工程建设能力，可以开展“源-桩-车”友好协同技术研究和“光储充放”多功能综合议题充电站试点建设，为新能源、充电桩、电动汽车的智能匹配提供全面系统的解决方案，同时还可促进充电桩与可再生能源高效协同，实现光伏、储能、充电高效协同、能量互补。电力企业可以收购或入股民营充电桩公司。由于充电桩公司瞄准了特定场景的充电业务，商业模式清晰，有相对稳定的现金流收入，一旦商业模式陈工就可以用未来

的现金流作为抵押进行融资并吸引投资，迅速扩大业务，抢占市场。同时电力企业可以与充电站积极合作发展配网项目，建立专网供电，提供电力设备运维等配套的技术服务，赢得长期供电机会。以充电桩运营管理平台为基础电力企业还可以拓展其他增值服务以增加客户粘性并提高单客户价值量。

4.5.2 换电重卡、电动机械等

4.5.2.1 产业分析

2020年10月工信部发布《推动公共领域车辆电动化行动计划》，对试点应用进行了重点部署。一是促进新能源重卡推广应用。二是开展重点区域全面电动化城市试点，三是加快发展纯电动工程机械，实现“十四五”期间电动叉车占比达到55%以上的目标，积极推动锂动力电池应用，进一步降低成本、提升寿命。重卡电动化对能源结构变革至关重要，重卡一直被他们视为换电应用的最佳领域之一。工信部更是自去年以来多次在公开场合表态支持车电分离及商用车的电动化。《推动公共领域车辆电动化行动计划》将加快推进工程机械和重行业报道卡电动化。纯电动重卡在矿山、煤炭、港口等固定运输专线、支线短倒以及一些封闭性场景下的推广已逐趋于市场化。物流吞吐量较大的港口是各方普遍看好的率先推广应用换电重卡的场景之一。对于其他工程机械，偏低功率的中小型机械领域的电动化是长期发展趋势。

4.5.2.2 投资机会分析

电力企业可以发挥自己资金、平台优势，重点优先发展换电重电池产业。基于“车电分离”模式下组建电池资产管理公司。提供电池用租服务，提供电车分离，电池租用，可充可换可升级的全面服务。同时电力企业应利用自己资源优势，建立光伏、风电、储能、配网、充电、充电系统为整体的充电配套系统。

4.5.3 港口岸电

4.5.3.1 产业分析

中国经济不断发展，中国港口船舶靠港量日益增加。2016年中国外贸船舶的靠港量就超过19万艘次，若全国港口船舶靠港量按外贸船舶平均规模计算（以外贸货物吞吐量占全国约32%估算等量船舶数量），中国港口每年等同于外贸船舶平均规模的靠港量约达59万多艘次。根据船舶污染物排放以及燃

料消耗计算数值关系，对每艘等规模船舶靠港期间的二氧化碳减排量估算，平均每艘次船舶靠港期间耗油约 8 吨，若全国港口实现岸电供应，则每年将减少温室气体排放达 1489.5 万吨，同时还将大量减少硫氧化物和氮氧化物排放导致的空气污染，而且船舶靠港油改电还将减少船舶直接成本的支出。因此，港口岸电建设是绿色港口发展的关键途径，是减少靠港船舶温室气体排放和污染排放的最有效手段。

4.5.3.2 投资机会分析

电力企业根据区域资源禀赋差异定制化的发展港口岸电产业。如长江流域旅游客运资源较为丰富，旅游客运系统发展良好，航线及停靠码头比较稳定，且旅游客串用电量较大，岸电使用需求较为迫切的地区。电力企业应有限发展旅游客运岸电设施建设。三峡坝区锚地待闸船舶数量较多、待闸时间较长、同样对于岸电需求较大。电力企业应优化港口岸电使用方案，由船方自主接电改变为送点上船。

4.6 能源管理服务

4.6.1 产业分析

合同能源管理是一种新型的市场化节能机制。它的运行机制在于能源服务公司通过与客户签订能源管理服务合同，为客户提供节能减排服务，客户需要按照合同规定，与能源服务公司分享节能减排所带来的收益。这种机制不仅能达到节能减排的社会效益，而且可以为客户与能源服务公司双方带来经济效益，客户可以从节能减排中分出资金和精力，进而集中在主营业务上。

合同能源管理具有如下特点：项目风险小，客户投入小，客户免操心，采用全新的社会化服务理念。由此可见，合同能源管理实质上就是用节约的能源费用来支付节能项目全部成本的投资方式，这种方式达到了经济效益、环境效益与社会效益的统一。首先，能源服务公司获取了收益，客户节约了节能成本，这是经济效益；其次，这种模式达到了节能减排的目的，这是社会效益；再次，碳排放量的减少使得环境问题得到缓解，随着技术的提高，碳排放量会越来越少，提高了环境质量，这是环境效益。况且，我国能源企业较多，碳排放量大，因此，我国发展合同能源管理具有极大的潜力。

4.6.2 投资机会分析

目前合同能源管理由三种商业模式分别是：节能效益分享型、节能量保证型、能源费用托管型。在节能效益分享型中，资金大部分由节能服务企业投入，这对于一些资金缺乏而能源改造欲望大的用能企业非常有吸引力，同时这种合同能源管理模式收益率往往较高。在节能量保证型中，资金的投入由节能服务企业和用电客户协商投入，这种模式对于用电客户的财政情况有一定的要求。但是因双方同时为节能项目的出资人经济利益往往趋同，更加能够协同配合。在能源费用托管模式中，用电企业需要自己提供设备，这减轻了投资企业的资金要求，对于项目管理能力，技术能力有着更高的要求。

4.7 增量配网

4.7.1 产业分析

当前增量配网主要有五类参与者，主要的商业模式主要为基础服务、售电业务以及增值服务。然而，目前我国增量配电运营模式还比较单一，从已运行的存量配电项目看，运营模式较传统，鲜有开展增值服务的案例，通过收取配电服务费获得营收的案例较少。

目前市场上主要有五大参与者，具体如下：第一类参与者多以能源电力央企为主，一方面拓展发电以外的业务，借电力改革红利进入电网领域，另一方面拥有电网业务的企业寻找机会发展壮大自己。第二类参与者是已有相当规模存量资产在运营服务的企业，借改革机遇获得电力业务许可证（供电类），将供电服务合法合理化。第三类参与者主要是电网设计、工程施工总包和设备供应商等，参与增量配电网主要是为了产业链其它环节创造业务增值点。第四类参与者主要是之前就从事非电能源服务的，如供水、供热、供气，以“综合能源服务”的概念进入电力服务。第五类参与者是各路资本和基金，借助资本之力进入综合能源服务和能源互联网领域。上述参与者基本都已成功进入增量配电网市场，他们的利益寻求点不止靠输配电价来回收投资，而是试图在产业链其他环节带来价值，实现长短结合获取收益。增量配电网的商业模式的收益，具体可从收取配电网“过网费”、配电网容量费、购售电、增值服务（如能效管理服务、综合能源服务、合同能源管理、配售电工程总包服务、减容工程服务、外线建设服务、运维服务等）收益等几个方面来获得。随着各省配电价格机制、电力现货市场交易等政策的

不断完善，增量配电运营的商业模式也将逐步形成。

4.7.2 投资机会分析

增量配电网运营商业模式主要有以下几种：一是基础服务，收取配电网“过网费”、容量费等。二是在售电业务中，售电公司可以与电力用户协商确定电力的市场交易价格，并可以不受配电区域限制进行购电。对于拥有配电网运营权的售电公司，具备条件的要将配电业务和竞争性售电业务分开核算。三是增值服务。服务内容包括但不限于为用户提供用电规划、智能用电、节能增效、合同能源管理服务、用电设备运维；用户多种能源优化组合方案，提供发电、供热、供冷、供气、供水等智能化综合能源服务；提供减容工程服务、外线建设服务等工程服务。增量配网的放开可以激活更多新的商业模式，例如电力设备厂商可以借助增量配网项目的投建与改造，升级为工程总承包商，这样其所获得的收入将不再只是低毛利率的设备收入，还将新增电力工程总包收入。电力设备商还可利用自身生产经验开拓后端运维+数据增值服务，该市场有望快速规范化并产生更多盈利点。配网运营商可对客户收取配电及用电费用，实现配售一体化运营等。

4.8 分布式、清洁供暖等综能项目

4.8.1 产业分析

为进一步减少冬季燃煤污染、改善空气质量，在政府支持和政策导向下，我国北方地区大力推行清洁供暖项目。2019年由中国经济信息社、中国城镇供热协会联合发布的《清洁供暖路径分析报告》指出清洁供暖是大势所趋，在清洁供暖的运作上，将从单纯依靠政府补贴向合理分担和依靠市场运作的方式转变。经过近几年的持续发展，包括京津冀地区、东北、西北等地区在内的多省区市陆续出台了适应自身实际情况的清洁供暖实施方案，并已取得阶段性成效。

目前清洁供暖项目的开展主要依赖于供暖设备改造。相较于传统的大规模电厂，冷热电三联供(CCHP)具有提升能源利用效率、运行方式相对灵活、可分布式安装等独特优势，近年来受到了学术界和工业界的广泛关注。当前天然气、分布式太阳能、生物质能等清洁能源的逐步推广及能源转换技术的快速发展为CCHP一次能源清洁化替代提供了新的思路。天然气燃烧做功、太

太阳能可通过热化学反应转化为合成气体、生物质能经发酵气化，经转化的能源都可为 CCHP 一次侧提供原动力，进而实现能量梯级利用。

4.8.2 投资机会分析

清洁取暖技术路径根据供热的建筑密度可分为集中和分散两种形式。集中式供暖是指从集中热源通过供热管道为用户供热，需要依赖于供热管道，初期建设成本较高，且运行维护较为复杂，运行费用高，但供暖质量稳定，因此城镇城区可优先考虑集中供暖。分散式供暖系统是指利用碳晶、发热电缆、电暖气等小型采暖设备为用户进行分户供暖，其运行方式更加灵活，投资成本相对较低，但供暖效果与电能质量密切相关，停电即停暖，供暖稳定性不高。此外，分散式供暖不依赖于供热管道系统，这就大大减少了对建设供热管网的投资。对于农村地区居民而言，由于供暖管道一般难以覆盖到农村地区，因此选择投资小的分散式灵活型热源更为适宜。

在集中供暖领域中，燃煤锅炉是成本最低的选择，但对环境具有一定污染。其次，蓄热式电锅炉供暖在经济性和减排方面具有一定优势。天然气锅炉在减少空气污染方面有较大优势，成本略高于蓄热式电锅炉。因此，在城市开展清洁供暖项目，综合经济和环境因素，首先应考虑用蓄热式电锅炉供暖代替燃煤锅炉，在气源充足的地区可考虑推广天然气锅炉。

在分散供热领域中，按照成本最优的方式排序，依次为清洁型煤和适配环保炉具、可再生能源供暖、电供暖和气供暖。从经济性的角度来看，清洁型煤和适配环保炉具总供热成本最低，比较适合作为清洁取暖的过渡性或兜底性方案。可再生能源供暖方式的经济性差异较大，但整体成本低于“气代煤”和“电代煤”路径，一次投入成本占比较高。

5 新业态投资风险管理概述

5.1 新业态风险管理基本概念

风险是指，未来的不确定性对企业实现其经营目标的影响。风险是中性的客观存在，既可能造成企业价值的损失，也可能在一定的条件下带来超额的风险回报。

根据国务院国有资产监督管理委员会印发的《中央企业全面风险管理指引》，风险类别主要包括：战略风险、财务风险、市场风险、运营风险及法

律风险，定义如下：

“战略风险”：是指企业在战略的制订和实施上出现错误，或因未能随环境的改变而作出适当的调整，从而导致经济上的损失。“财务风险”：指融资安排、会计核算与管理以及会计或财务报告失误而对企业造成的损失。

“市场风险”：是指因市场等外界条件变化而使企业产生经济损失的风险。

“运营风险”：是指企业内部流程和系统、人为或外部因素而给企业造成的经济损失。“法律风险”：是指基于法律规定、监管要求或合同约定，由于企业外部环境及其变化，或企业及其利益相关者的作为或不作为，对企业目标产生的影响。

风险管理，是指经济单位对风险进行识别、衡量、分析，并在此基础上有效地处置风险，以最低成本实现最大安全保障的科学管理方法。

笔者认为，新业态风险的定义依然要遵守对风险的基本界定，其分类仍可采用基本风险分类，在具体分析和实务操作中体现出差异。

5.2 新业态投资风险管理原则

全过程原则：风险管理应覆盖新业态投资包括前期、运营期、退出期在内的全过程。

重要性原则：新业态投资风险管理应重点关注对整体目标的贡献，对公司主营业务布局和行业发展趋势的影响。

成本收益原则：新业态投资风险管理应评估风险的重要性和可能带来的损失大小，分类进行管理和应对；预测风险的发作速度、影响范围以及时间跨度；预估风险的管理成本，评估应对风险所需的资金成本、人力成本、时间成本和机会成本。结合该事项可能产生的收益，进行综合分析。

6 新业态投资风险管理措施

虽然从产业特征和投资机会来看，新业态项目各有特点，但经过调研发现，各公司对新业态投资风险管理的方式与对传统投资项目的管理方式并无太大差异。主要从以下几方面入手：

一是建立完善的风险控制体系。建立投资项目全过程风险管理体系，通过制定完善风险管控制度，建立健全风险评估机制，明确界定风险管控责任，

严格制定风险防范措施，提升投资风险识别和控制能力。比如，很多公司都根据国资委要求，制定了符合本公司情况的《境内投资管理办法》、《股权投资管理办法》、《投资项目评审管理办法》、《投资项目建设监督管理办法》、《国内基础设施 PPP 投资实施管理办法》及《投资项目后评价管理办法》等一系列管理制度。不仅如此，还应严格投资规章制度执行，切实做到投资管理有章可查、有章必依、执行必严。

二是深化投资项目全过程管控。所有投资项目应进行事前、事中及事后的风险防控。以概算、质量、工期“三大控制”为核心，（1）投资前期切实加强投资决策管理对于重大投资项目的决策，组织专家及专业机构进行评估与审查，以提高投资决策的科学性；（2）在可行性研究阶段应做好风险分析与评估，并提出有针对性、切实可行的风险应对措施；优化项目设计，全面推行项目建设责任制，保证项目建设顺利实施；（3）加强项目实施过程中的风险控制，明确投资项目的审批程序，全面完善项目实施过程中的执行监督管理；（4）着力做好投资项目的运营管理，严格成本控制，提高经济效益。深入细致开展项目后评价工作，总结经验教训，不断提升投资管理与运营水平。总之，切实完善公司投资准入、前期论证、评审、决策、投资申报、建设、运营、后评价、退出及考核等全过程的管控机制。

三是加强投资人才团队建设。风险的管控离不开专业人才，强化专业人才配备是有效提升风险防控水平的必备环节。一方面，要充分发挥设计院在设计咨询、技术评估等技术方面的优势；另一方面，也要加强财务、法律、审计等专业性人才的培养和在投资风险防控中的作用，充分利用专业咨询机构，把其专业意见作为项目决策及防范风险的重要参考和必备文件。如利用财务人才重点关注融资债务引发的风险，合理规划融资方案，有效利用已筹措资金，可提高资金流动性，有效控制资金筹措和资金使用等相关风险。

四是加强政策和市场研究，防范市场风险。进一步加强对宏观经济政策、产业结构调整政策的学习与研究，紧紧抓住国家“一带一路”、“十四五”规划等重大战略机遇，正确分析市场环境，找准自身定位，推进更加贴近市场的商业模式创新。同时在面对日趋复杂和严峻的市场竞争环境时，还需要妥善应对风险挑战，加强风险管理。要从源头上着手，做好项目的识别和甄选，

树立全局管控意识，制定完善的风险管理方案，确保项目开发、建设、运营全过程风险可控。在投资过程中加强动态管理，对风险因素进行持续跟踪和预测，将投资风险降到最低。

7 结语

随着国家 3060 碳达峰碳中和目标的提出，以清洁环保、节能减排为目的的新业态项目蓬勃发展，传统电力企业纷纷转型。作为以技术谋生存的电力设计院，如何发挥企业自身独具特色的技术优势展开新业态投资，是现阶段需要着重探讨的问题。本课题从新业态的类型出发，分析不同新业态下的产业特点，进而研究各种类型下的投资机会；并根据调研情况整理出目前通用的投资风险管理要点，以期能为转型期的设计院提供更多投资方向和投资思路，充分挖掘投资机会，加大投资力度，优化资源配置，增强公司多元化发展能力，提高核心竞争力，更好推进公司转型升级。

综合智慧能源商业模式调研

课题组成员

山西省电力勘测设计研究院有限公司	薛立民
上海电力设计院有限公司	鲁斌、陈云辉
湖州电力设计院有限公司	徐长响
国核电力规划设计研究院有限公司	尹少隆
江苏省电力设计院有限公司	李桃

1 综合智慧能源的含义

综合智慧能源是针对区域内的能源用户，改变原有的不同能源品种、不同供应环节单独规划、单独设计、单独运行的传统模式，以电为核心，提供电、热、冷、气、水等能源一体化的解决方案，通过中央智能控制服务平台，实现横向能源多品种之间、纵向“源-网-荷-储-用”能源供应环节之间的协同和互动，是能源革命的一种实现形式。其中，“综合”强调能源一体化解决方案，从用户侧思维出发，是多种能源品种的融合。“智慧”体现为三个层次，一是信息技术智慧，通过互联网及信息技术、能源信息高速公路，把综合的能源系统有机联系起来；二是系统算法升级，不同能源品种之间、不同供应环节之间需要优化计算，实现多个维度的互补协同，这需要更强大的中央指挥系统，降低系统生产成本；三是设备端智慧，每个能源元件的智能化。

2 调研情况

电力勘测设计企业参与综合智慧能源业务的情况不均衡，有的全力开发综合智慧能源业务，有的进行试探性的参与，受疫情影响本次选取了国家电投集团综合智慧能源科技有限公司、中国电建集团北京勘测设计研究院有限公司进行调研，了解综合智慧能源业务开展的情况和当前面临的问题。

3 综合智慧能源发展过程中存在的问题

3.1 成本较高，技术壁垒不足。

综合智慧能源发展面临的许多难点与壁垒。一个是目前在政策方面成

本较高，对于一些项目的核准机制壁垒较大，包括电、热、气、水、土地，燃气价格没有市场化。另外，整个综合智慧能源规模效应不足，项目比较分散，单体项目投资较小，利润较单薄，一般都需要定制化。另外在技术护城河方面，还没有形成牢固的技术壁垒，同时竞争比较激烈。

3.2 市场层面，政策和标准数量不足。

综合智慧能源业务涵盖领域广阔，跨行业竞争不仅会触及其他行业企业的利益，也难以形成市场化的价格机制和充分的市场交易。同时，国家及地方有关部门缺少综合智慧能源相关政策、标准规范的引导，导致多能源开放融合的市场体系难以形成。以综合智慧能源业务的重要依托——增量配电网为例，尽管已先后公布了 5 批增量配电业务改革试点项目名录，累计批复了 459 个项目，但试点项目进展总体缓慢，突出表现在缺乏统筹、“增量”和“存量”配电业务的界定存在明显分歧、市场地位不明确、项目遴选机制不够完善，缺乏明确准入标准等。

3.3 用户数据分析能力薄弱。

能源行业强调以生产为导向，存在“重发轻供不管用”的传统，缺乏用户信息和数据解析能力，对用户行为捕捉和需求感知力度较弱，导致综合能源服务同质化程度高、交易成功率低、用户参与意愿不足、服务推广和项目落地困难等问题。与传统能源相比，综合智慧能源所涉及的用户数据更为复杂、多样，分析难度更大。用户既具有相对稳定的静态信息（如所属业态、用能面积等），又具有时效性较强的动态信息（如用能参数和习惯等）；既具有体量庞大的结构化数据（如用能量），还具有种类繁多的非结构化数据（如市场交易），因此只有掌握广度、深度和粒度更高的用户数据，才能有效推动行业发展。

3.4 商业模式亟待创新。

综合智慧能源市场广阔，但用户需求定制化、个性化特征明显，传统的产品化、流程化、大规模批量复制模式难以开展。在项目开发过程中，还存在着对政策的研判不足，与市政规划结合不够，未能充分发挥规划引

导作用，特许经营、价格备案等机制的应用还不够灵活等问题。针对新兴产业和市场细分，综合智慧能源服务商缺少商业模式的顶层设计和创新机制，导致项目推进缓慢、盈利能力不足等问题。

3.5 技术层面，储能关键技术有待突破。

目前储能系统集成设计，EMS、BMS、日常管理技术等尚不成熟，相关技术标准缺失，并网验收标准不够完善。其中，使用范围最为广泛的电化学储能，在安全性、使用寿命、回收再生、关键设备的国产化、降低成本等方面具有较大提升空间。以磷酸铁锂电池为代表的锂离子电池技术发展迅速，储能成本不断下降，但磷酸铁锂电池在-10摄氏度以下放电性能急剧下降，安全性低于铅酸电池和全钒液流电池，寿命和总成本与电力储能的需求仍有差距；液流电池非常契合规模化应用场景，但其成本较高，受限于电解液材料价格波动和关键部件技术壁垒；钠硫电池过高的技术壁垒和安全隐患导致其短期内不具备发展前景。

3.6 数据壁垒有待解决。

智慧能源行业通信协议标准依然缺乏，终端能源设备的接口、协议不统一，单一能源系统数字化水平高、能源数据孤岛林立、不同品种能源数据壁垒难以破除，缺少将行业内部和跨行业的横向和纵向数据整合而成的智慧能源一体化大平台。数据壁垒的存在给城市能源变革带来诸多制约，制约城市能源系统优化规划和能源效率的进一步提升，进而影响城市产业升级，如城市供热领域，由于目前多数城市的集中供热主要采用区域特许经营模式，导致热源布局不合理、高低效率机组并存、跨区域协同优化困难、供热能力冗余和局部短缺同时存在，不仅制约了城市热力系统的发展，也影响了城市整体能源效率提升和产业经济健康发展。

3.7 新技术自主化及深度融合欠缺。

大数据、云计算、人工智能、区块链等技术在能源系统的应用仍处于起步阶段，关键设备与技术的自主可控使用、相关技术标准制定、安全防护措施、其与能源系统的深度融合应用等问题亟待解决。目前国内大多数

区块链平台都是基于开源框架开发，仅进行了国密改造，尚未实现自主开发，智能合约漏洞导致的损失占区块链引发的总损失的绝大部分。

4 现阶段综合智慧能源产业的典型应用场景和商业模式应用

4.1 现阶段综合智慧能源产业的典型应用场景

综合智慧能源项目典型场景的表现形式非常多样，从功能来看，可分为智慧城镇型（含新、老城区/镇，结合智慧城市）、产业园区型（含工业园区、高新园区，单一产业或多种类产业）、集群楼宇型（含单一建筑和“主体+裙房”建筑）。各项目在前期规划和立项阶段着手获取特许经营权以绑定客户群，降低后续投资风险。获得特许经营权的形式多样，可与区域开发商合作、与政府合作适合大型项目，与园区签署合同能源管理。

智慧城镇型。智慧城镇型主要面向城市新区建设、老城区或县镇区域扩建改造建设，需要结合新型智慧城市建设要求，开展的综合智慧能源建设和服务，客户主体是地方政府。此类型着力解决能源需求大、种类多、环保要求高、综合能效低等问题，结合智慧楼宇、智慧交通、智能城市基础设施等手段，打造绿色、生态、节能、高效、安全的城市能源整体解决方案。主要以天然气冷热电三联供、分布式燃机、超低排放火电、水电、生物质（垃圾）发电、地热应用、大电网供电为基础的能源供应，结合分布式光伏、低风速景观式风电、热泵、储能等多种能源供应形式。

产业园区型。产业园区型主要指工业园区或高新园区。园区又可以是单一种类产业园区或是多种类产业园区。工业园区综合能源区域规模差别比较大，有不到十平方公里的小型工业园，也有达到几百平方公里的工业园区，特点是能源需求密度较大，除电、冷、热等能源需求外，有蒸汽、热水、余热综合利用、充电桩及充电场等需求。能源供应形式主要有天然气冷热电三联供、大电网供电、余热利用、建筑一体化屋顶光伏、分布式风电、储能等。高新园区主要针对机场空港、高铁枢纽中心、高教园区、科技园区、高新开发区、大学校区、数据中心、现代化医院等规划建设的综合智慧能源项目。能源供应形式以天然气分布式能源站为主，包括配电网、分布式光伏、风电、供热管网系统、储能和充电桩等。

集群楼宇型。集群楼宇型项目是依托商业建筑、总部基地、办公大楼、

宾馆酒店、专科医院、酒店式公寓、写字楼、别墅区和小型高档社区等进行综合智慧能源建设的项目。通常面对单一形式、“主体+裙房”形式、小规模的人群建筑形式开展综合智慧能源建设。集群楼宇型项目对能源供应的可靠性要求高于其他类项目，能源供应主要包括天然气冷热电三联供、分布式燃机、内燃机、大电网供电、建筑一体化、屋顶光伏、地热、储能等。

4.2 现阶段综合智慧能源产业的商业模式应用

综合智慧能源开发离不开商业模式创新，产业能否可持续发展，盈利能力是关键。针对综合智慧能源项目的特点，不同区域资源的亮点，地方政府和业主的痛点以及项目盈利的难点，顶层设计综合能源商业模式，才能为推进项目落地提供有力保障。

类别	名称	内容
商业模式	合同能源管理（EMC）	由投资方设计、建设、营运，实现节能效益后，投资方和客户共同分享节能成果，同时双方约定一定的营运年限。
	建设——拥有——运营（B00）	双方达成B00协议，由投资方进行分布式能源系统的规划设计、系统集成、设备采购、融资建设、维护更新、运营管理等，特许经营一定期限，通过运营管理收取冷、热、电能源费用获得节能收益。
	• 合资方式（成立项目合资公司）	投资方与客户共同组建合资公司，共同融资开发、建设及运营管理，并根据双方协商约定的投资股比、双方责任和权益共同投资建设及开展经营活动，实现互利共赢，共同发展。
	• 客户投资（客户自建）	由客户自筹资金建设，专业能源服务公司提供分布式能源系统咨询规划、可研、设计、设备采购、施工管理、调试、带班运行一揽子服务。

5 综合智慧能源商业模式创新设想

商业模式的定义相对宽泛，目前专家学者和相关从业人员从多个角度认识和分析综合智慧能源商业模式，缺乏统一的标准。综合智慧能源的特色是多能联动、跨界集成，跨越多种产业，可以说是一种新业态。就目前发展现状来看，成熟的商业模式是多要素共同作用、相互叠加的结果。商业模式的创新不是单一式创新，而是涉及技术进步、政策环境、公司管理和运营等诸多因素的集成创新。在综合智慧能源发展过程中，随着设计技术、集成能力、信息化、互联网大数据的应用、经验与案例的增加，也会不断催生、创新商业模式。

多能互补园区综合智慧能源项目是国家大力发展的能源利用形式，但

现行能源政策下，所发电力存在上网价格低、直供电政策不允许等多重障碍。项目开发应紧密跟踪电力体制改革进展，创新商业模式，通过整合售电服务、市场化交易、直供电、增量配网、智能微网、综合能源服务等方式，促进所发电力就近消纳，加大同电网、燃气企业的合作力度，打造上下游一体化发展优势。

综合能源系统发展需要创新能源发展模式，特别是创新商业模式。当前，综合能源系统发展模式还存在以下问题：从产业链条来看，综合能源系统具备长产业链、强专业化特征，绝大部分服务尚难以具备全链条服务能力以支撑综合能源系统的构建；从投资运营来看，综合能源系统重资产驱动的产业特征制约了大量轻资产能源服务商参与；从数字化程度来看，能源流与信息流未实现深度融通并产生价值，依托数字技术激发的模式创新路径还不明晰。

未来，随着能源信息技术进步、体制机制壁垒破除及市场机制完善，综合能源商业模式创新发展将经历从系统服务到平台服务再到生态服务三个阶段。

系统服务阶段重在打造集成式、一体化解决方案近期聚焦系统服务，推动服务模式从专注单一环节、单一领域向提供全环节、全周期一站式系统服务转变。这一阶段商业模式发展关键在于针对项目投资-建设-运营全生命周期中的模式创新问题给出系统性解决方案，支撑终端用户侧综合能源系统的构建，商业模式创新主要体现在服务形态、组织形式、运作方式三方面：

服务形态上，单体式向集成式发展。单体模式专注于在细分领域提供单一的解决方案，如分布式光伏、余热/压利用等，无法支撑构建综合能源系统这一涉及多环节、长产业链的复杂系统，因此需要向集成模式发展。主要有存量市场轻资产集成式和增量市场重资产集成式两种典型模式，其中，存量市场主要基于现有能源系统，重在运营管理集成，如配置智慧能源管控系统，实现协调优化运营；增量市场主要是打破行业壁垒，重在规划设计、投资建设、运营管理全环节集成。

组织形式上，从相对独立向分工协作发展。在体制机制壁垒、技术环

节壁垒无法破除的阶段，混合所有制是实现分工协作的核心模式，有助于汇聚各方优势力量，加快项目落地。通过联合行业龙头企业、金融机构、业主方等，以项目公司为主要载体，面向投资风险大、技术复杂度高的综合能源项目开展合作，采用“资产所有多元化+运营维护专业化”方式，实现多方共赢。

运作方式上，从关注短周期投资建设（BT\BOT）趋向于全生命周期的投资建设运营（BOO）。综合能源项目的 BT 模式或 BOT 模式均是以投资为核心并关注投资收益，到期需要移交资产。然而，这种赚取投资收益的模式并不适合综合能源系统长远发展。从用户角度来看，面对这一涉及电热冷气的复杂物理系统，其本身因专业知识所限难以实现全环节的运营维护。从能源服务商角度来看，以合同能源管理模式提供贯穿投资建设运用全生命周期的服务能够持续获得运营收入，同时增强用户粘性。

6 结语

综合智慧能源产业标志性的表现是融合，是投资主体的融合，是发展模式的融合，是不同能源品种的融合，智慧能源与智慧城市美丽乡村建设的融合，是在当前大电力系统的基础上集中与分散的融合。国内综合智慧能源产业蓬勃发展，前景广阔，目前呈现出成长性、竞争性、布局模式多样、盈利模式多样的发展态势。多家能源央企和大型民企均已涉足综合能源服务。综合智慧能源开发离不开商业模式创新，产业能否可持续发展，盈利能力是关键。综合智慧能源是完全市场化的新兴产业，企业现行的商业模式制约了综合智慧能源产业的快速发展，亟需开展商业模式创新工作。

电力设计企业海上风电业务探索与实践调研

调研组成员：

盛桂红	中国电力规划设计协会
刘小龙	中国能源工程集团有限公司
吕联亚	华东勘测设计研究院有限公司（副组长）
余平	广东省电力设计研究院有限公司
鲁斌	上海电力设计院有限公司（组长）
吴刚	江苏省电力设计院有限公司
王国进	昆明勘测设计研究院有限公司
马雪	西南电力设计院有限公司
张瑛	浙江省电力设计院有限公司
黄明轩	广西电力设计研究院有限公司
郭潇剑	西北勘测设计研究院有限公司
彭益成	上海电力设计院有限公司
田伟辉	西北勘测设计研究院有限公司
黄建武	浙江省电力设计院有限公司

1 概述

随着全球能源转型步伐的加快、各国满足碳中和目标的实际需要，以及更多国家进入海上风电市场，预计全球海上风电发展速度会进一步加快，参与投资主体也会逐渐增多，海上风电也越来越受到政府、业主的重视和青睐。海上风电是可开发容量大、距离用电负荷近、可融合产业多、绿色环保的绿色能源，是非水清洁可再生能源接续开发的主战场，是我国实现 2030 年碳排放量达峰和 2060 年碳中和的重要支撑，是电力行业强化科技创新、发展海洋经济的重点领域，必将在后续能源体系中占有重要地位。

2 海上风电发展历程、现状和趋势

我国海上风电相对欧洲起步较晚，但发展速度较快。2010 年以前，我国海上风电尚属起步阶段，对海上风电的政策要求涵盖在可再生能源、新能源

和风电相关政策之中，未有专门针对海上风电的政策。“十二五”时期，国家陆续出台了多部海上风电的专项政策，推动我国海上风电发展步入快车道。

“十三五”以来，中国海上风电并网规模持续增长。经过十余年的努力，中国已成为全球最重要的海上风电市场之一。2019年，中国新增装机容量239.5万kW，位居世界第一。截至2020年底，累计并网装机容量约900万千瓦，位居全球第三。

根据国家“十四五”能源规划，预计“十四五”期间可保持平均每年600万的增长规模，2025年我国海上风电年新增装机将达到1200万千瓦，行业年均符合增速达到44%，三年累计增长200%，成为发展最快的新能源细分赛道；2025年底预计我国海上风电累计吊装容量达到4800万千瓦，海上风电市场空间较为可观。

3 海上风电业务发展分析

3.1 政策导向

2014年国家发改委规定[1]，我国海上风电采用标杆上网电价机制。2018年国家能源局提出[2]，未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价，从2019年起，各省（自治区、直辖市）新增核准的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。2019年国家能源局进一步明确了海上风电项目竞争性配置的参考评分标准[3]。2019年国家发改委将海上风电项目电价由标杆上网电价调整为指导价，作为企业申报上网电价的上线，为风电项目竞争性配置开展提供依据[4]。这也标志着我国海上风电标杆上网电价成为历史。2020年1月，国家财政部、发展改革委、能源局进一步明确了新增海上风电上网电价,并指出新增海上风电项目不再纳入中央财政补贴范围[5]。在省级补贴缺位的情况下，2021年补贴政策到期后，我国将有40GW的海上风电储备项目受到影响，项目开发进度可能严重滞后，也给我国海上风电产业的发展带来了不确定性。

中国海上风电起步较晚，但凭借政策支持和产业链的不断完善，近年来发展迅速并蕴藏着巨大的潜力。为了保持产业的发展势头，继续为中国能源

转型做出更大贡献，海上风电产业需要稳定持续的政策方案，这也是产业规划和机制创新需要在“十四五”或更长远的时期内努力的方向，具体可从产业市场化、技术进步、地方政策等方面进行考虑：1)健全海上风电市场化发展的政策机制。2)努力提高海上风电技术水平。3)鼓励出台地方扶持政策。

3.2 风机发展趋势

风机机组正向着容量大型化、控制系统智能化发展。

2020年，全球海上风电机组平均单机规模为6.5MW；预计2025年海上风电机组平均单机规模将达到10~12MW。目前，国外实际装机单机最大规模为12MW，尚未实际装机单机最大规模为14MW；国内实际装机单机最大规模为10MW，尚未实际装机单机最大规模为11MW。

机组设备控制是保证风力发电机组高效运行的前提。目前风力发电机组设备安装地点经常面临一些比较恶劣的环境，且风力变化具有较大的不确定性。在这种环境中，风力发电机组设备往往需要远程监控，需要风力发电机组设备具有可靠、稳定的自控系统。在5G、互联网、数字化、信息化为代表的智能化技术发展背景下，我国风力发电行业发展逐渐向智能化控制方向转变。利用智能化控制管理，提高风力发电的运维质量和控制精度，提升风力发电运行的自动化水平。同时，统筹管理发电资源和电网负荷，实现风力发电与其他发电技术的优势互补，全面提升风力发电的技术水平。

3.3 勘察设计技术发展

3.3.1 关键核心技术发展现状

(1) 大直径单桩基础设计理论和方法

华东院首次提出海上风机大直径无过渡段单桩基础结构成套解决方案，拥有大直径单桩方面的技术发明与设计系列专利（图1）。首次研发了无过渡段大直径单桩基础，攻克了沉桩垂直度、法兰顶高程控制及法兰施工打桩过程保护等重大核心技术，解决了国外设置过渡段的大直径单桩基础施工效率低、灌浆段耐久性差等难题，工程应用达1000多台，目前国内应用最大单桩直径将近9米、重量超过一千余吨。

图 1 大直径单桩基础设计成果

(2) 复杂地质条件下的不同基础型式及设计方法

针对我国广东、福建、山东等部分区域海上风电场软土、岩质地基并存交错，软土覆盖层浅无法满足桩基承载力情况，首次研发了针对不同细分地质条件下 I、II、III 型大直径嵌岩单桩基础及辅助施工方法（图 2），实现了大直径单桩基础在基岩埋深较浅海域的应用，为世界首创。

图 2 复杂地质条件下的基础形式及设计方法

(3) 海上风电勘察物探及海洋地质分析技术

海上风电勘察物探的技术趋势为常规船舶勘探向自升式勘探平台发展。目前国内已经有适用于 15 米级水深、35 米级水深和 55 米级水深的系列自升式勘探平台，为集智能海上钻探、精准原位测试和高级土工试验于一体的高效、节能、安全的海洋综合勘探平台。具有全球适用于全水深作业的综合勘探船和一系列先进的水文气象观测、海洋测量和海洋物探设备。

通过对近海工程勘察技术进行了全面系统的技术攻关和工程应用研究，形成了系统、高效、科学的成套海洋工程勘察技术，包括基于孔压静力触探的土体参数取值新技术、海洋工程桩土-界面参数综合评价体系、大范围海洋土剪切波速模型构建技术、基于综合方法的砂土液化判别方法、海底障碍物和地质结构综合识别技术、精细化海底三维测深技术等多项先进的海洋工程勘察技术。

3.3.2 前沿技术发展趋势展望

(1) 深远海勘探技术

普遍采用自升式勘探平台、具 DP 功能的综合勘察船进行勘察作业，可有效降低浪、潮、涌的影响，用于实施海上勘探或原位测试作业；采用海洋钻机进行取样，原状土样取样质量高。海洋静力触探试验装备及数据解译成熟，海上风电场勘探方案以静力触探测试为主，辅以少量高精度取土钻孔。搭载测深、侧扫、浅地层探测等多种海洋调查设备的 ROV 以及 AUV 技术应用于风电场勘察。

(2) 深远海漂浮式风机基础设计研发

漂浮式风机是一种多子系统的高端联合工程装备，且服役期间一直遭受着复杂的多源荷载。针对这一问题，拟对漂浮式风机进行全系统耦合动力特性的多层次计算方法研究，分析漂浮式风机子系统间耦合动力特性，剖析、分离、表征、量化动力响应中的各子系统耦合项，揭示漂浮式风机各子系统在联合协同工作中的动力响应耦合机理，开展气弹-固弹-水弹的全耦合系统动力学研究，时域分析复杂环境条件下的漂浮式结构的水动力性能和时域运动响应。

(3) 远海风电场柔性直流输电技术

随着我国海上风电远海化、大型化发展，传统的交流送出因为海缆输送容量制约、无功补偿及过电压问题突出而难以胜任，按照欧洲海上风电发展经验，当风电场离岸距离超过 70km 时，柔性直流送出的优势逐渐显现出来。对于远海海上风电项目，柔性直流输电技术则成为必须的配套。

3.4 施工技术

3.4.1 风机基础施工

2020 年至今，新增招标的风电机组中单机容量为 6MW 以上的大容量机组比例不断增大，与之配套的风机基础也越来越大，目前国内最大单桩直径已达近 9m，长度已达 110m，重量近 1800t，对施工船舶和施工技术的要求也越来越高。

目前国内典型的单桩海上施工船组模式，全回转起重船+运输船+辅助工艺架（图 3）。起重船进行单桩沉桩施工，起重能力需达到 2000t 以上，船组桩锤选用 2500 千焦液压锤及以上沉桩能力设备。打桩流程为：船舶驻位—抬吊—立桩—单桩入定位稳桩平台船—单桩自重入土--压锤稳桩—液压沉桩—内平台安装--100%UT 无损检测等步骤。

图 3 全回转起重船+运输船+辅助工艺架施工工法

3.4.2 海上升压站安装施工

海上升压站一般在陆上大型钢结构加工厂进行加工制作，电气设施也全部

在陆上基地安装。上部组块加工制作完成后，通过专业运输车完成码头装船，再通过大型驳船出运。起重船吊装即采用起重量、吊高满足要求的大型起重船，现场起吊，安装在已做好的基础上，这种安装方式由于大型起重船对水深要求较高，适合水深较深的海域。

此外还可采用浮托法安装施工。浮托法安装是采用合适的运输船舶，并且在基础中间预留运输船进出的空间，运输船将海上升压站上部结构运至基础下部，利用落潮和船舱压水，将海上升压站上部结构安装在基础上，运输船继续下沉，使运输船与海上升压站上部结构分离，之后运输船从上部结构底下驶出，完成上部结构安装。

3.4.3 海缆敷设施工

海缆敷设施工对施工船舶依赖度较高，海缆敷设船的技术发展趋势为大型化、载重量大、可施工水深范围大，国内最大的海缆敷设船为载重量 10000t 级，载缆量为 8000t，可以候潮坐滩施工。海底电缆铺设主要采用铺缆船，铺缆船一边开沟一边把海缆放入沟内，通过锚缆的缩放移动船体位置。对于靠近风机基础的电缆铺设，需要潜水员配合小型船只铺缆。电缆穿堤采用非开挖方式从大堤下部穿过，接至陆上集控中心内。

3.5 运维技术

欧洲海上风电场运维主要由专业化运维公司或开发商组建专业化运维队伍来实施，运维船一般采用专业海上风电运维船，运维船具有高速、高稳定性特点，由于欧洲海上风电场开发较早，积累有较多海上风电运维经验。国内目前大多风电场刚刚完成或正在建设，设备尚未出质保期，运维工作尚未提上议事日程，运维经验积累相对较少。

基于海上风电场的运维“离岸远、窗口期短、成本高、风险大”的特点，海上风电运维业务后续会以大数据、AI、VR、智能机器人等技术综合运用为手段，向信息化、数字化、智能化赋能海上风电项目全生命周期管理的方向发展。海上风电场海洋气象系统、通航安全系统、海缆监测系统等可以做到数据采集和监视控制，在单个领域内已经有了长足的进步。伴随着海上风电往深远海、规模化集中化、平价上网的发展趋势，数字化会更重视业务价值、准确性、协同性、资源共享，做到真正的数字赋能，解

放人力、降本增效。

3.6 海上风电+融合发展技术

3.6.1 海洋牧场

“海上风电+海洋牧场”是通过海上风电基础的“鱼礁化”，将鱼类养殖网箱、贝藻类养殖筏架固定在风机发电机的基础上，实现海上风电和海洋牧场的融合，改善海洋生态环境，修复海上风电建设对海洋生态的破坏，海上风电和水下牧场共用海洋工况，提高海洋空间利用效率，开创“水下产出绿色产品，水上产出清洁能源”的新局面。

3.6.2 海上风电的分布式运用

远海（深海）长期作业，能源持续供给是重要课题，传统能源供给主要依靠供应船来运输石化燃料，利用柴油机组发电。以海上石油钻井平台为例，其能源装置一般为 6 台 5000KW 左右的柴油机组，其中 3 台为冗余设计，正常作业时 2 到 3 台主机工作即可满足作业要求。漂浮式风机可以做到 10MW 到 15MW 水平，该功率完全可以满足远海（深海）石油、可燃冰开采作业对能源的需求。从成本角度来讲，采用漂浮式风机供能减少了供应船的租赁费用，减少了石化燃料消耗成本，优化了石油钻井平台的自身重量与使用空间，此外，降低了对环境的污染。

3.6.3 海上风电制氢

风电制氢，就是将风力发出的电直接通过水电解制氢设备将电能转化为氢气，通过电解水产生的氢气便于长期存储。具体的过程为：风力发电—电解水—制氢制氧—氢气能源—应用到多种行业，比如运输业、工业热加工处理、化工行业等。

近几年以来，海上风电制氢是行业内的热门话题。国际能源署（IEA）与中国石油经济技术研究院联合发布的《氢的未来—抓住今天的机遇》报告中指出，随着可再生能源成本的下降以及制氢规模的扩大，到 2030 年，从可再生能源中制氢成本或将下降 30%，燃料电池、燃料补给设备和电解槽都将从大规模制氢中受益。

4. 结论与建议

海上风电建设对于优化能源结构、保护环境，减少温室气体排放、节约能

源具有重要意义。为积极承接国家能源清洁低碳转型战略，抢抓海上风电大规模开发机遇，推动科技创新和培育战略性新兴产业，本文对海上风电业务采用问卷调研、文献调研、线上视频交流研讨等型式进行了多方面、多角度的调研，得到如下结论：

（1）我国海上风电起步较晚，但发展较快。2025 年底预计我国海上风电累计吊装容量达到 4800 万千瓦，海上风电市场较为可观。

（2）自 2018 年起，海上风电项目开发基本以标杆上网电价调整为指导价的竞争性配置为主。2021 年补贴政策到期后，新增海上风电项目不再纳入中央财政补贴范围，给我国海上风电产业的发展带来了不确定性。

（3）海上风电机组向着“大容量、轻量化、高可靠”趋势发展，单机额定容量逐步增大。大型化趋势的核心驱动力为平价上网对“降本”的需求。2020 年，全球海上风电机组平均单机规模为 6.5MW；预计 2025 年海上风电机组平均单机规模将达到 10~12MW。

（4）我国目前已掌握大直径单桩基础设计理论和方法、复杂地质条件下的不同基础型式及设计方法、海上风电勘察物探及海洋地质分析技术等核心技术。

（5）海上风电场运维主要主要由专业化运维公司或开发商组建专业化运维队伍来实施。海上风电运维业务后续会以大数据、AI、VR、智能机器人等技术综合运用的专业化、智慧化技术方向发展。

（6）海上风电创新融合发展是后续开发趋势，随着技术的成熟和规模化效应的体现，海上风电与海洋牧场、氢能、海洋能、能源岛等技术的融合发展会大规模应用，可实现对海洋资源的综合开发利用。

全国供电设计企业创新实践研究调研报告

课题组成员

中国电力规划设计协会	盛桂红 彭鹏
供用电分会荣誉会长	李朝顺
深圳供电规划设计院有限公司	蓝翔(组长)
宜昌电力勘测设计院有限公司	黄若伟(副组长)
深圳新能电力开发设计院有限公司	刘伟 邓伟光
湖州电力设计院有限公司	徐长响 姚志伟
珠海电力设计院有限公司	孙蕾
广州电力工程设计院有限公司	李春红

0 引言

当前，供电设计企业的市场领域、业务形态、发展方式均有较大变化。企业既要保持传统业务和技术优势，又要适应新形势、开拓新领域、应用新技术，则更加注重创新在发展中的作用。

目前很多供电设计企业开展了一些创新活动，并取得不俗业绩。但限于条件不同、环境差异，全国发展并不均衡。因此本课题侧重全国类似企业，探讨在新的历史条件下供电设计企业为生存发展不断创新的实践机制、成因、条件、问题与困难、成果与经验，寻求可借鉴的发展之路。

1. 企业创新实践调查与分析

1.1 调研情况简介

本次调研采取调查问卷与实地调研相结合的方式开展。

为提升课题研究内涵，使其具有更好的涵盖性，课题组选择具有代表性的老工业基地东北地区和经济发达的长三角地区开展现场调研工作，对吉林省长春电力勘测设计院有限公司（以下简称长春院）、大连电力勘察设计院有限公司（以下简称大连院）、杭州市电力设计院有限公司（以下简称杭州院）和南通电力设计院有限公司（以下简称南通院）四家企业进行实地调研。

此外，还征集到深圳新能电力开发设计院有限公司、宜昌电力勘测设计院有限公司、荆州市荆力工程设计咨询有限责任公司等 18 家单位调查问卷。

1.2 调查问卷数据分析

1.2.1 企业基本概况

线上问卷调查对象普遍成立较早，10 年以上占 94.7%，注册资本 1 千万以上占 63.1%，年营收 1 亿元以上占 61.1%，员工 100 人以上的占 68.4%，具有一定规模。国企占 52.6%，甲级资质占 47.4%，乙级资质占 42.1%；高新企业占 52.6%。具体如表 1：

表 1 调研对象的基本情况统计

调查内容	基本情况	数量	占比%
注册年限	10 年-20 年	8	42.1%
	21 年-30 年	5	26.3%
	31 年以上	5	26.3%
注册资本金	1000 万及以下	6	31.6%
	1001-5000 万	10	52.6%
	5001-10000 万	0	0.0%
	10001 万以上	2	10.5%
年营业收入	5000 万及以下	4	22.2%
	5001-10000 万	3	16.7%
	10001-20000 万	6	33.3%
	20001 万以上	5	27.8%
企业属性	国营	10	52.6%
	民营	2	10.5%
	股份	2	10.5%
	其他	4	21.1%
企业人数	100 人及以下	5	26.3%
	101-200 人	10	52.6%
	200 人以上	3	15.8%
企业资质	甲级资质	9	47.4%
	乙级资质	8	42.1%
	其他	1	5.3%
高新企业	是	11	61.1%
	否	7	38.9%

在调查对象中男生占 2/3，50 岁以下占 89.1%，大学以上占 83.4%；具备职称者达 62.3%；创新人员投入比例低。具体如表 2：

表 2 调研对象的人力资源情况统计

调研内容	基本情况	人数	占比%
企业总数	18 家供电院	2644	100%
男女比例	男	1764	66.7%
	女	880	33.3%
员工年龄	35 岁以下	1209	45.7%

	36-50 岁	1148	43.4%
	50 岁以上	287	10.9%
学历结构	大专及以下	567	21.4%
	大学本科	1639	62.0%
	硕士研究生及以上	438	16.6%
职称结构	具备技术职称	1831	62.3%
	具有初级职称	421	15.9%
	具有中级职称	766	29.0%
	具有高级职称及以上	644	24.4%
创新人员投入情况	专职科创人员	177	6.7%
	兼职科创人员	775	29.3%

1.2.2 企业创新工作现状

据问卷统计,调研对象的创新工作情况统计如表 3 所示:

表 3 调研对象的创新工作情况统计

调查内容	基本情况	数量	占比%
创新工作规划	制定企业科技创新战略规划	13	72.2%
创新工作管理效能	制定企业创新管理制度	13	72.2%
	制定企业创新绩效措施	14	77.8%
	制定员工创新激励措施	17	94.4%
	制定员工创新培训措施	15	83.3%
	制定高新技术人才引进计划	11	61.1%
创新工作管理职能	有专职部门进行管理	13	72.2%
	有专职岗位进行管理	14	77.8%
2020 年新增专利	无	2	5.6%
	1 至 5 个	10	50.0%
	6 至 10 个	2	11.1%
	大于 10 个	4	22.2%

统计分析得知: 1) 有 4 家企业的创新业务占到年收入的 65% 左右, 3 家达 80% 以上; 2) 有 85% 的企业认为创新对主营业务、管理及企业文化起到了正面积积极的作用; 3) 大多数企业在创新过程中主要遇到研发资金和场地不足、人力资源不足、科技成果转化效率不高等困难; 4) 90% 的企业在企业创新方面都制定了制度和措施; 5) 66.7% 的企业在员工创新能力提升上有较好举措。

1.2.3 企业创新实践调查

(1) 企业创新经验。超过 1/3 企业认为, 应设专人、机构, 建立创新决策及激励机制。如上海院, 编制了《公司创新创业团队管理暂行办法》, 打造了创新平台, 将科技创新能力评价与考核体系、岗位聘任体系挂钩。一些企业把客户需求和主营业务相结合, 采取合作创新、成果共享的举措。如荆州院, 从企业文化建设的角度, 提出营造创新文化, 打破惯性思维、更新观念, 推

动企业制度、管理、技术和市场营销创新，从而拉动企业发展。

(2) 员工创新能力提升。有 1/3 企业认为现有人员不满足创新需要，所有企业都认为需提升员工创新能力。并尝试了：1) 制度建设，通过健全考核与激励用人机制来激发员工创新潜力；2) 加强培训，通过扩展知识储备和经验积累，有效提高员工创新能力；3) 加速引进，通过充实高素质人才，提高队伍创新活力；4) 开展竞赛，通过各种碰撞交流，开拓视野，启发思考。

(3) 用好国家高新政策。上海院在公司层面组建了课题小组，研究政策，制定“十四五”科技创新工作规划。荆州院充分利用创新政策，2016~2020 年共减免企业所得税 2410 万元，分享政策红利，反哺科创活动，形成良性循环。

(4) 发挥创新文化作用。所有企业都深刻认识到企业文化氛围的重要，缺乏良好的创新文化作支撑，人们的意识与关注不在创新之上，则再好的举措都难以达到预期的目标。

1.3 现场调研数据分析

1.3.1 调研企业创新基本情况

(1) 企业规模。均具有咨询、设计和勘测等资质。50%企业三年营收、利润总额、净利润及利润率稳步上升；年均营收主要在 1-1.5 亿元左右，利润率 10%-20%；员工百人左右，人均净利润在 5-40 万以上，区域差异明显。

(2) 创新工作效能分析。100%有相应管理制度和措施、20 项以上专利；50%有专职部门和专岗管理创新；75%认为创新是提升企业核心竞争力的源泉，特别是创新与文化相互作用是推动企业发展的动力；能有效提高专业能力和业务水平，促进技术与管理融合；能有效提高企业核心竞争力，扩大业务范围，开拓新兴市场。

(3) 企业创新战略分析。50%企业在发展战略里提到“通过创新手段做强做优传统业务，提高传统业务竞争力”；而“立足传统业务，通过创新做强做优传统业务，提高传统业务竞争力，扩大传统业务份额；聚焦‘双碳’目标，围绕新能源业务开展创新活动”是供电设计行业的基本共识，具有一定的普遍性。

1.3.2 调研企业创新动因

通过调研发现，企业创新的动因是复杂的，主要来自内在和

外在因素：

(1) 企业发展的需要。寻求企业发展是推动创新的主要动力。企业创新的主体是企业，实施是人，决定创新积极性的是企业创新文化、相关制度和重视程度。如南通院相对人少，但努力挖掘潜力，实施“五个一”青工培养计划，激励员工开展各项调研与创新，先后获得国网、省、市、供电公司多项成果奖励。

(2) 市场和用户的需求。市场竞争是推动企业创新的次要动力。企业需要以市场需求为导向建立自主创新的进步机制，需以客户需求为目标的产品开发、生产、降耗、营销的产品创新。如长春院从机制着手转变模式，先从服务上寻求市场拓展，再从专业上转型，主动投入综合能源、新能源、多网融合、电动汽车、数字化等新兴领域业务，实现翻转。

(3) 技术进步惯性的作用。技术系统内在惯性机制的自发作用是推动企业创新的持续动力。它推动技术研究、开发和应用的进程，以实现新技术取代旧技术。如杭州院以设计技术创新为依托，助推电力物联网、多元融合高弹性电网示范区率先落地，编制智慧园区（楼宇）示范工程建设方案，跟踪新一代弹性电力系统研究，开展智能设计、园区规划、电动汽车有序充电、分布式储能、光纤微动、物资供应“一条链”等综合能源类科技项目研究，提升核心竞争力。

(4) 政府政策的引导。政府颁布的创新政策与导向是推动企业创新的外在动力。国家创新政策协调了政府与企业、科研机构与企业、企业与企业等多方的关系，保证各方利益的均衡合理。

2. 企业创新实践研究与策略

2.1 存在的问题与不足

2.1.1 创新意识和动力不足

一是过分强调眼前利润追求和风险规避，忽视了创新对企业中长期发展的导向性作用，没有把创新作为获取未来利润、获取市场份额的主要手段；二是不少供电设计企业当前从其他要素获得发展的机会比依靠创新更容易，导致部分企业放弃选择创新这一发展途径。三是当企业的经营可以维持短期利润目标，且企业发展速度和可持续性对管理层职位提升影响不大时，企业对于创新的热情相对较低；四是激励机制不健全。

2.1.2 创新投入不足

一些企业因资金缺乏而无力开展技术创新活动，整体技术装备水平也较低，制约了中小企业自主创新活动的开展；一些企业限于各种管控与认知，减少或没有创新投入，使得企业多年无大的进步。

2.1.3 技术储备不足

供电设计企业新型业务起步晚，缺乏高层次的研发平台和研发团队支持，相关业务核心技术储备不足，无法支撑企业快速切入新型业务市场。

2.1.4 创新型人才短缺

新型业务方面的创新型人才相对短缺，特别是既了解传统业务又熟悉新型业务的复合型人员极度缺乏，这些都严重影响了企业的创新能力。

2.1.5 科技成果转化严重滞后

科技成果与市场需求出现“两张皮”现象，一是科技成果“不对路”，卖不出去；二是科技成果“路很窄”，适应性差；三是科技成果“很对路”，但缺乏转化政策与措施，藏之深阁无人知。

2.2 加强企业创新的对策

2.2.1 优化企业创新工作顶层设计

一要做好企业创新工作顶层设计，依据企业发展战略需求，制定企业创新战略规划；另要围绕客户需求推进技术创新、业务模式创新和管理创新。建立有利于企业创新的文化氛围和体制机制，打造软实力；发挥技术创新在全面创新中的引领作用，打造硬实力；保证投入，坚持创新。

2.2.2 加强企业创新平台建设

围绕新型业务领域高层次创新平台建设，有利于各类创新资源的优化配置和开放共享。积极开展高层次人才柔性引进、与高校和科研院所产学研合作，提高自主创新能力。

2.2.3 加快创新人才队伍建设

首先要建设高层次创新人才队伍，稳定已有创新人才，培养和引进相应的专业人员；其次要完善创新人才激励和管理约束机制，激发员工积极主动性与创造性，确保创新人才队伍的结构合理性和稳定性；同时要使经营管理者成为创新驱动战略的组织者、

领导者和执行者，建立和完善相应激励机制。

2.2.4 加强科技成果转化和技术移植

建立健全科技成果转化和技术移植激励机制，鼓励跨专业移植和应用，快速形成新型业务领域的核心技术和关键工艺。加快信息化技术与传统业务的融合发展，以数字化、信息化为手段，加快升级，孵化新兴业务市场。

2.2.5 营造企业创新文化氛围

确立以创新为主导的价值观，培育全员的创新精神，使创新成为一种价值追求，激发全体员工创新活力。营造激励成功、允许和宽容失败的创新氛围，建立科技创新宽容机制。努力营造有益创新的企业文化氛围，为企业创新驱动发展注入强大人文活力。

3. 企业创新实践调研结论

3.1 企业创新推动有难度

3.1.1 共性困难多

大部分供电设计企业属于中小型企业，常年就地服务供电网，相对市场小、人员少，业务单纯资质有局限，营收不大资本资金薄弱，核心竞争力缺乏，自主创新困难较多。

3.1.2 变革动力小

国有设计企业并非完全参与市场化竞争，外在压力较小，创新动力不足，受投资模式管理，人力资源不足，组织机制、商业模式等创新难度较大。

3.1.3 经营压力大

民营设计企业维持现状为主，短期规划较多，创新资源有限，创新投入谨小慎微数量很少。

3.2 企业创新发展有空间

3.2.1 创新突破促发展未见天花板

调研可见，供电设计企业的发展升级有较大的创新空间。但凡有实施创新举措的企业都有进步，创新成果可圈可点，乃至小革新能提升项目竞争力，大创新可提升阶段效益，持续改进就能保持行业或专业的领先地位。各企业在不同领域发力，必有突破的机遇及成长空间。

3.2.2 突破的机遇决定于方向把握

创新驱动作为引领发展战略需要有清醒研判，从而破除误区，

从需求出发规划方向，产生内动力，加速创新节奏。面向未来，植入创新文化基因，培育创造环境，支持创新创优。结合企业发展，纵向上下、横向左右，在业务技术、商业模式、组织管理、文化上引导创新。让每一点进步都成为企业创新的基石，搭建破壁的阶梯。

3.2.3 发展的空间决定于投入程度

创新是一场资本的角力、智力的较量、毅力的比拼，需要持续加力。要想不掉队，抢抓先机方能率先。发展的空间就在人的思想上，空间的深度与广度就在人的实干中。要建立健全稳定可持续投入机制，着力“专精特新”技术应用再创新研究，创造核心竞争力。

4 结束语

在百年大变局环境中供电设计行业面临着深刻的创新发展、转型升级背景，创新在行业企业谋划实施新的发展战略中扮演着关键角色。供电设计企业只有坚定不移地实施创新驱动战略，在干中求发展，才能占得先机和主动权，实现企业健康发展。

本课题因应调研企业众多，受疫情限制，调研具有一定的局限性；加上我们能力有限，不足之处有待完善。研究成果可供相关行业、企业推行创新实践借鉴和帮助。

电力（发电）工程数字化服务计费模式调研报告

课题组成员

吕联亚、张曼 中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司
岳振琪 中国电力工程顾问集团华北电力设计院有限公司
刘湘晖 中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司
许长红 中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司
张 瑛 中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司
王 伟 湖北省工程设计研究院有限公司

概述

近年来，由于电力体制改革不断加深，国家能源结构调整的节奏也逐步加快，对于我国电力勘测设计市场的要求也越来越高，竞争也日趋激烈。作为第四次工业革命——“智能化”的基础，“数字化”是电力勘测设计企业核心能力“平台化”的标志和发展基石。中国电力勘测设计行业经历了从绘图板—计算机辅助设计—数字化设计的变革，“工程数字化”概念应运而生。

数字化集成设计工具的出现，极大程度上可以解决一些电力企业出现的问题，也是对现有传统的设计工具的一次创新性改变。新型数字化技术，如 BIM 模型的发展对电力企业工程领域的创新、发展产生了深刻的影响。在这样先进技术的支持下，电力工程也逐步朝着数字化、智能化的方向发展。

然而，数字化服务在工程数字化服务费用等方面缺乏全面性、针对性的费用标准以及相关管理规定，给工程造价管理与项目管理带来了诸多不便。长期以来，相关咨询单位主要参照业主预算、实际工作量、历史同类

项目费用等进行收费，大多采取“一事一议”的议价方式，并且费用来源不明晰。取费模式无标准体系，造成不同业主给费同类项目差异大，不能正确反映以上工作的复杂性。同时，随着业主对前期研究、项目管理内容深度要求不断提升，其市场价值越来越被行业各主体认可和重视，相关费用标准的缺乏，容易造成较高难度的造价管控，迫切需要电力工程数字化服务工作费用的计费标准问题得到解决。

本文的研究目的为提高电力工程企业对于产品质量和设计效益的关注，用科学的报告清晰梳理相关数字化服务的计费，将数字化技术的发展融入到电力工程企业的科技以及核心竞争力的发展中，遵循智能化、数字化的发展理念，减少传统的电力工程的设计所带来的桎梏。本课题聚焦于电源建设（发电工程）：主要指发电厂及设施的建设环节，根据发电能源的不同分为火电、水电、风电、光伏、生物能等类型。鉴于各勘测设计企业 BIM 业务量占各企业工程数字化业务超过半壁江山，BIM 技术服务数字化的收费标准作为本次课题主要研究对象。

相关电力行业调研

数字化业务规模

本次调研共 20 余家电力设计院，近九成单位数字化业务新签占全院新签合同比重在 1% 以下，数字化业务的直接新签体量不大，但在调研中均认为数字化业务对提升设计效率、市场竞争力是有益处的，有些数字化业务是融合入设计合同签署的，未单独统计。

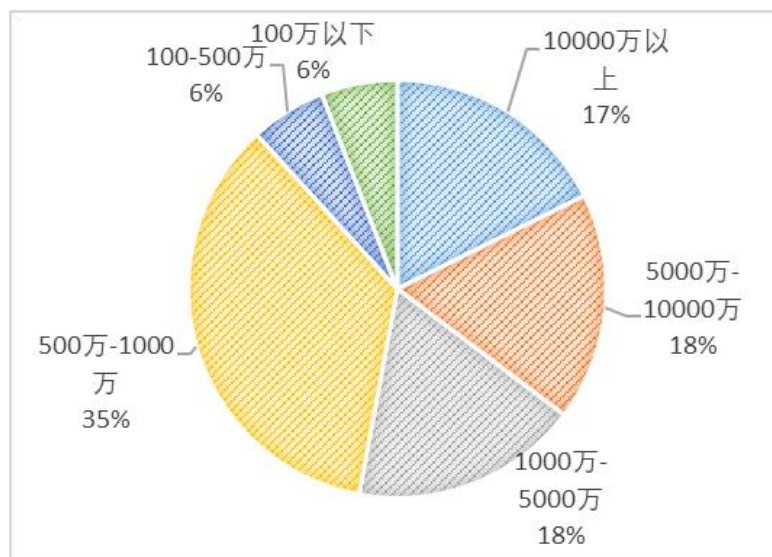


图 1 数字化业务新签规模统计占比图

数字化业务服务内容

数字化服务内容上，主要有 BIM 设计、BIM 咨询、数字化管理平台等业务，通过本次调查问卷，BIM 设计占到了近六成数字化业务比重。BIM 技术有两个比较突出的特点，即信息数据的完整性和一致性。其一，在传统管理模式下，是由造价人员来分析项目并获取工程数据的，这个过程需要耗费大量的时间，因工作量较大，且异常繁琐，给造价人员造成了很大的工作压力。而通过使用 BIM 技术，构建出完善的数字化工程系统，将所有与人力物力、材料和建筑结构相关的信息上传至系统中，借助数据模型的建立，来实施造价管理。其二，工程施工整个过程是动态的，实际施工与施工计划很难达到一一对应。在传统管理模式下，相关造价人员对数据的收集一般凭借的是实地勘察，而通过 BIM 技术来构建数据模型，一旦发现实际情况超出预想，就可以对模型做适当的修改，直到计划与实际基本相符，这样不仅能够推动信息及时更新，同时体现出管理工作的精简性。

BIM 模型数据具有时效性，在 BIM 数据模型构建过程中，可以把工程实际变化以及进度结合起来，对模型做适当的调整，这样相关人员就能及时掌握到工程的相关信息，再对工程方案做进一步的改动。除此之外，工程模型较为形象。通过对 BIM 的应用，构建出 3D 模型，使造价、时间信息的形象性与直观性更加明显，借助数据库分析和统计成本，工程造价自

然也就更加直观、准确。再就是，工程量的统计工作能够更快、更好的进行解决，而对整个造价管理而言，这项工作其实较为基础，一旦合理利用BIM技术，就能够实现自动计算，工程量统计也不再是问题，由此分担了统计人员的工作，同时又提高了统计结果的精确度，进而避免了人为计算失误。

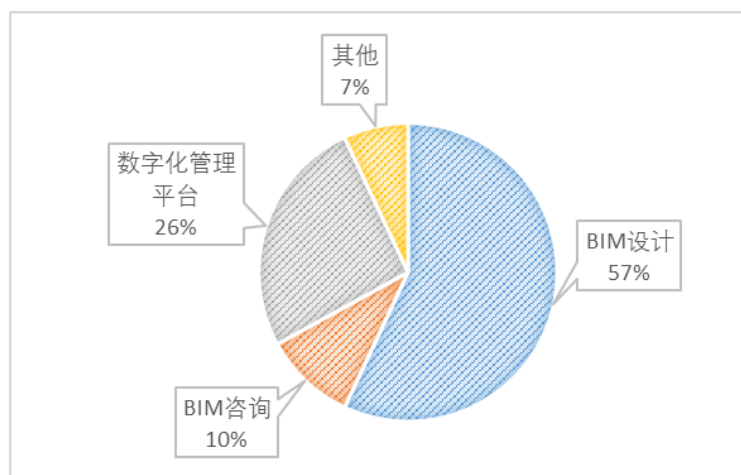


图2 数字化服务内容占数字化业务比重

电力（发电）工程数字化服务设计专业

调研显示，电力工程数字化服务涉及专业业较多，主要有电网、火电工程、新能源、水电工程等。以国网、南网为代表的业务对数字化作为标准化要求，数字化服务普及率较高。水电工程、火电工程等具有施工条件复杂，工程量大等特点，数字化服务可以在建设中起到重要支撑作用。



图 3

电力工程数字服务涉及行业及各行业占比

数字化业务部门

依据对 20 余家电力设计院调研结果，发现近七成单位数字化业务开展方式为自有团队开展。由于数字化业务工作深度不同，工作量差别大，且工作投入量难以复核使得数字化服务的工作量统计方法在业内一直存在着较大的分歧。同时，数字化计费方式在不同单位之间也大不相同。大部分单位认为按工程投资额、工程设计费的一定比例计费较为合适，也有 5 家单位认为实物工作量法计费法是合适的。

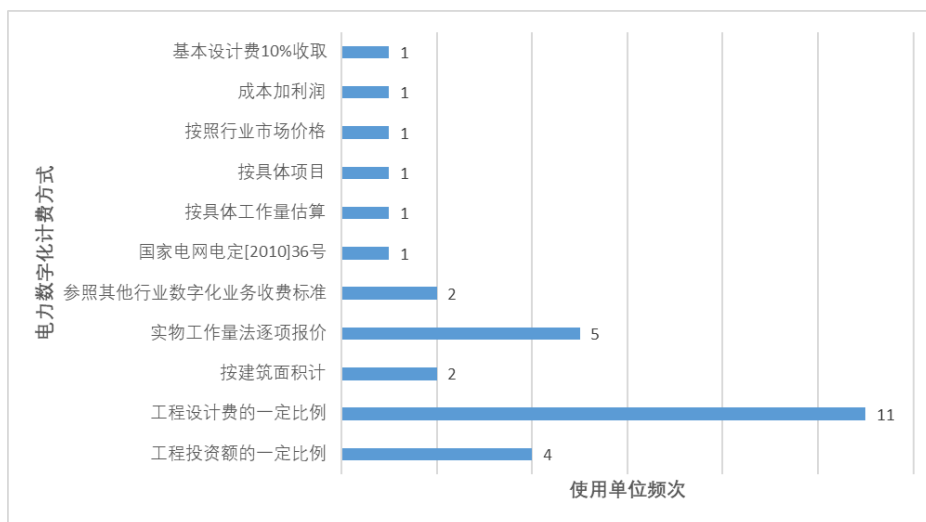


图 4 本调研单位范围内电力数字化计费方式使用频次统计表

本次调研同时收集了各单位队电力工程数字化服务计费方式的相关意

见。多家业内单位则希望按设计费或投资的一定比例为计费方式计费。A 设计院认为数字化服务计费应该和工程勘察设计费的取费标准一样，以电网为例，可充分考虑电压等级、工程复杂程度和工程总投资进行取费，数字化计费应能独立计算，鼓励数字化承接单位承接投资不高但数字化复杂的工程，允许出现低设计费高数字化建模费用的项目。B 设计院表示可以参照民用 BIM 的收费标准，针对不同电力工程类型的分部分项工程乘系数确定。

其他行业数字化计费标准

2021 年 7 月 28 日，住房和城乡建设办公厅发布了关于印发智能建造与新型建筑工业化协同发展可复制经验做法清单（第一批）的通知，其中重点提出：

1. 明确政府投资项目、2 万平方米以上的单体公共建筑项目、装配式建筑工程项目、3 万平方米以上的房地产开发项目以及轨道交通工程、大型道路、桥梁、隧道和三层以上的立交工程项目，在设计、施工阶段采用建筑信息模型（BIM）技术的要求。

2. 建设单位在编制项目可研估算、概算时，在工程建设其他费用中单独列项计取 BIM 技术应用费，投资主管部门对 BIM 应用相关费用进行审核。

3. 建设单位在工程咨询、设计、施工、监理等招标文件中明确采用 BIM 技术的具体要求，在合同中约定应用深度和提交成果，投标评审专家组中应有 BIM 专项评审专家。

从通知可看出，政府投资项目今后将主要使用 BIM 技术，设计施工 BIM 一体化将是未来的趋势。一直以来，关于 BIM 技术应用费都存在巨大争议，规范 BIM 取费是市场一直以来的需求。通知出台意味着对 BIM 技术的应用规定将更加细化和专业化，且部分省市已出台了数字化计费参考标准。

（一）广东省

《广东省建筑信息模型（BIM）技术应用费用计价参考依据（2019 年修正版）》适用于广东省新建工业与民用建筑工程、市政道路工程、轨道交通工程、地下综合管廊工程、园林景观工程。其余类型工程和改扩建项

目可酌情参考此计价依据。其中对费用计价进行了说明：

建筑信息模型（BIM）技术应用费用=计价基础×计价费率。计价基础为建筑面积（工业/民用建筑工程）或建安造价（市政道路工程），计价费率则根据施工项目的不同而进行了区分。

（二）浙江省

《浙江省建筑信息模型（BIM）技术推广应用费用计价参考依据》适用于浙江省民用建筑、轨道交通工程、地下综合管廊工程、市政道路工程。民用建筑工程计费模式根据 BIM 技术应用颗粒度进行等级区分，计价基础单位为元/m² 建筑面积。而轨道交通工程、地下综合管廊工程、市政道路工程的计价基础均按照每公里计算。

建议收费标准

电力工程数字化业务暂无统一收费标准，虽然目前合同额主要采用实物工作量计法，但是实物工作量在报价阶段难以复核。本课题通过调研全国部分电力设计院数字化业务实际计费方式以及参考其他行业数字化业务计费标准，提出采取建设规模费率计费方式。

（一）收费标准

电力工程数字化技术费用=工程静态总投资×费率×项目复杂系数×行业调整系数

其中：

（1）费率表见表 2：

表 1 电力工程数字化技术费率表

计价 编号	内容	计价费率（%）	
		数字化设计 BIM/EIM	管理平台
		A	B
1	设计施工运维三阶段应用	0.36%	0.36%
2	单阶段应用		
(1)	设计应用	0.20%	0.20%
(2)	施工应用	0.22%	0.22%
(3)	运维应用	0.20%	0.20%

3	两阶段联合应用		
(1)	设计与施工联合应用	0.32%	0.32%
(2)	施工与运维联合应用	0.3%	0.3%

注：

1.以上建模均为一次建模应用费用，如实施过程中出现大规模设计调整，根据实际增加工作量协商增加费用。

2.工程建安费采用概算值。

3.因工程深度、规模差异高低造成应用难易程度不同，应用费用可上下浮动 20%。

4.概念方案级（具备基本形状，形成各部分工程展示，基本符合实际的尺寸和比例）收费建议为设计应用的 30% 计取。

5.以上费用不包含设备费用，设备费用根据甲方和工程需求，按市场采购价另行计取。

(2) 项目复杂系数表见表 3:

表 2 电力工程数字化业务项目复杂系数

复杂程度	工程设计条件	调整系数
简单	<p>EPC 管理模式</p> <p>水电工程：主坝高度不超过 50m、装机容量不大于 5 万千瓦</p> <p>风电、光伏工程：装机容量小于 50MW，变电站电压等级 35kV</p> <p>火电工程：装机容量不大于 5 万千瓦</p>	0.85
一般	<p>EPC 管理模式</p> <p>水电工程：主坝高度 51m~70m 或装机容量为 5~30 万千瓦</p> <p>风电、光伏工程：装机容量 $\geq 50\text{MW}$ 且小于 150MW，变电站电压等级 110kV</p> <p>火电工程：装机容量为 5~30 万千瓦</p>	1

复杂程度	工程设计条件	调整系数
复杂	DBB 管理模式 水电工程：有两种坝型或两种厂型，或主坝高度 71m~150m 或 装机容量为 30 万千瓦以上 风电、光伏工程：装机容量 $\geq 150\text{MW}$ ，变电站电压等级 220kV 及以上 火电工程：装机容量为 30 万千瓦以上	1.15

注：当其项目模式、装机容量、工程规模属于不同复杂承担时，按其中较高等级确定其复杂系数。

行业调整系数见表 4：

表 3 电力工程数字化业务项目专业调整系数

专业	调整系数
水电、火电、核电、煤电	1.0
风电、光伏、生物质	0.9

结论与建议

国内相关地方制定并发布了部分行业配套性的收费标准，有助于加速 BIM 的推广与应用。电力工程多为企业投资项目，尚无统一收费标准。合理的收费标准是对数字化设计价值的认可，有利于促进企业开展数字化设计。

本次课题仅为初步探索，受样本数量不足、BIM 设计深度不一、合同价格影响因素多等原因所限，仍然需要深入探索，广泛收集样本，还需要由政府主管部门、行业协会、电力投资企业、设计企业、施工单位共同制定收费标准，共同努力通过不断实践，完善和健全 BIM 收费标准，最大限度降低人为主观因素的影响，使其更加客观、科学、全面和系统。

收费标准最好能具有一定的法律效力且基本符合工程项目实际情况的规定性或指导性文件或标准，才会消除成本、造价及审计等方面的顾虑。

建设工程资质改革背景下电力设计企业 应对策略研究报告

课题组成员

刘亦南	河南省电力勘测设计院有限公司
黄若伟	宜昌电力勘测设计院有限公司
薛立民	山西省电力勘测设计院有限公司
张红梅	昆明勘测设计研究院有限公司
余平, 杨璐	广东省电力设计研究院有限公司
李亚周, 李海涛, 王宏琛	西北电力设计院有限公司
杨景华	四川电力设计咨询有限责任公司
吴刚、杨	江苏省电力设计院有限公司
张亚萍	河南省电力勘测设计院有限公司

引言

目前,我国建设工程领域实行市场准入制,资质仍是现阶段企业进入市场、生存与运转的前提,是企业进行招投标的必备条件,是企业承接建设工程项目的基础,更是对企业实力的官方认可。现行的资质管理制度为我国建筑市场健康平稳快速发展做出了重要的贡献。但是随着近年来新兴业务类型不断涌现,业务模式不断创新,传统的资质管理模式已经很难与之相适应。

党的十八大以来,中国政府深入推进行政体制改革、转变政府职能。在过去的几年中,多个行业资质管理从政策规定到管理模式都发生了重大变革。2020年11月30日,住房和城乡建设部印发了《建设工程企业资质管理制度改革方案》,引发建筑市场广泛关注。本文将分析建设工程企业资质改革对电力设计企业产生的影响并提供相应的应对策略。

1 电力设计企业发展现状

1.1 电力设计企业发展现状

传统的电力设计企业主要围绕电源、电网开展规划咨询、勘测设计等业务。我国电力市场的现状及未来发展趋势直接决定了电力设计企业的发展方向。

从电源市场看，火电勘测设计市场加速萎缩；水电进入中后期，抽水蓄能加速发展；核电积极有序推进；风电、太阳能发电迎来历史性机遇。随着我国供给侧结构性改革的不断深入，化解高耗能行业产能过剩导致电源市场尤其是火电勘测设计市场进入寒冬。同时，中国在七十六届联合国大会上做出的将不再新建海外煤电项目的承诺，迫使以火电勘测设计业务为主的大型电力设计企业不得不重新调整战略布局。2020年9月，国家主席习近平历史性的提出“3060”双碳战略目标，将使得以风电、太阳能发电为首的清洁能源发电市场迎来跨越式发展阶段。

从电网市场看，“十四五”全国电网建设投资与“十三五”基本持平。国家电网公司“十四五”期间将投入约3500亿美元¹（约合人民币2.24万亿元）用于电网转型升级建设，较“十三五”期间的2.38万亿²减少了约0.14万亿。相比国家电网公司，南方电网公司“十四五”期间电网建设将投资约6700亿元³，比“十三五”增加了约1700亿元。

业务类型方面，目前我国已进入高质量发展阶段，投资增速放缓，低碳、绿色发展理念不断深入，大型电源类项目逐年减少，迫使电力设计企业加快转型升级步伐。以大型电力设计企业为主，其业务类型在近年来不再局限于电力相关项目的设计咨询，而是向房屋建筑、市政基础设施、水资源与生态环境、通信工程等非电领域拓展，以谋求多元化发展。

业务模式方面，电力设计企业在提供高质量设计咨询业务的同时紧跟国家政策，积极推行工程总承包及全过程工程咨询模式。同时，越来越多的电力设计企业开始探索诸如综合能源服务、工业园区综合开发等全新的业务模式。

1.2 工程建设模式对资质条件的要求

传统的工程建设项目分为投资决策、工程勘察设计、采购与施工及竣

工等四个主要阶段。随着 2017 年工程咨询资质的取消，企业现阶段仅需在全国投资项目在线审批监管平台上完成工程咨询企业备案，即可开展项目建议书、可行性研究报告编制等投资决策阶段工作。对于参与工程勘察设计阶段的企业，则需要根据工程项目规模获取相应专业、等级的工程勘察设计资质。同时，在资质改革的背景下，工程勘察设计阶段所涉及的工程造价咨询、水土保持方案编制、环境影响评价等专项工作，均已取消了资质的限制。涉及到建设工程项目规划选址或区域整体规划工作的，应当具备城乡规划编制单位资质。

近年来，国家大力推广工程总承包模式。对于开展工程总承包业务的设计企业，除需具备与工程规模相匹配的工程设计资质外，根据 2019 年 12 月由住建部、国家发改委联合印发的《房屋建筑和市政基础设施项目工程总承包管理办法》（以下简称“《办法》”），从事房屋建筑和市政基础设施工程总承包的企业需要同时具备工程设计和施工总承包资质。《办法》虽然没有对电力项目工程总承包进行“双资质”限制，但其对整个工程建设行业具有指导意义。在具体实践中，部分业主在进行电力项目工程总承包招标时，同样要求投标企业需要具备“双资质”条件。

2017 年 2 月国务院办公厅印发《关于促进建筑业持续健康发展的意见》，鼓励推行全过程工程咨询模式。目前国家层面对于全过程工程咨询没有独立的资质要求。各省在实际执行时对资质的要求略有不同，绝大部分省份要求企业需具有工程设计、工程监理、工程造价咨询等一项或多项资质，部分省份则要求企业需要同时具备两项及以上上述资质。

1.3 电力设计企业资质现状

工程设计资质是电力设计企业开展相关业务的重要资质之一。根据全国建筑市场监管公共服务平台公开数据显示，截至 2021 年 11 月底，全国共有电力相关甲级设计资质 314 项（包括综合甲级、行业甲级、专业甲级），不足电力设计资质总数的十分之一，大量电力设计企业仅具有乙、丙级资质。

为了进一步了解电力设计企业资质情况，课题组以问卷形式对部分电力设计企业进行了调研，共收到问卷反馈 19 家。除去已取得工程设计综合

甲级资质的企业外，剩余 9 家除拥有电力相关设计资质外，有 7 家取得了非电设计资质且均为建筑工程和市政公用工程专业。19 家中有 14 家已取得或计划取得施工总承包资质，10 家企业拥有工程监理资质，5 家具备城乡规划编制单位资质。可以看到，绝大多数受调研电力设计企业其资质类别已不再仅限于电力行业，且均有计划进一步扩大资质范围、提升资质等级。

2 资质改革产生的影响

2.1 建设工程企业资质改革主要内容

本轮资质改革中，与电力设计企业关系最为密切、影响最为深远的就是 2020 年 11 月 30 日由住房和城乡建设部印发的《建设工程企业资质管理制度改革方案》（以下简称《改革方案》）。

《改革方案》对建设工程所涉及的工程勘察、工程设计、施工、工程监理等四项资质均进行了大幅精简。其中建设工程设计资质由原先的 395 项压减至 156 项，压减幅度高达 61%。综合资质得到保留且不分等级。行业资质由 21 个合并为 14 个。专业资质由 151 个合并为 59 个。专项资质调整为通用资质。保留事务所资质。不再设丙级资质，原有丙级资质将直接并入乙级资质。

电力行业资质在本次《改革方案》中得到了保留并仍设甲、乙两级。与《建设工程企业资质标准框架（征求意见稿）》中火力发电、水力发电、风力发电、新能源发电四个专业合并为发电工程专业资质相比，正式版《改革方案》中原火力发电和水力发电专业资质仅做名称上的调整，更名为火力发电工程和水力发电工程专业资质，级别仍为甲、乙两级；而本次新能源发电专业资质与风力发电专业资质合并为新能源发电工程专业资质，在等级设置上，原标准中的新能源发电专业资质只设乙级，且承接项目的规模不受限制，新设的新能源发电工程专业资质则设置了甲、乙两个级别。原送电工程及变电工程专业资质在改革后合并为送变电工程专业资质，同时取消了丙级资质仅设甲、乙两级。除此之外，原核工业行业资质不再保留，作为专业资质并入电力行业。

除简化资质类别、减少资质等级外，《改革方案》还通过放宽准入限制、下放审批权限、优化审批服务、加强事中事后监管等方式，深入落实

国务院“放管服”改革精神，持续激发市场活力。

2.2 资质改革对电力设计企业的影响

首先从审批管理的角度来看，“互联网+政务服务”和告知承诺制等全新管理模式的运用有效简化了资质审批内容及流程，提高了审批效率，但同时也对企业所提供的各项材料的真实性及准确性提出了更高的要求。另外，建设工程企业资质审批权限下放后，将方便电力设计企业就近办理资质相关事宜，有利于企业第一时间了解、掌握相关政策。但是，随着资质审批权限的下放，如何确保资质审批标准的统一，保证建筑市场公平有序发展，值得监管层思考。除此之外，企业跨区域经营越来越普遍，各地区管理思路、方式方法的不同对开放建筑市场的建立会产生怎样的影响有待进一步观察。

从资质准入门槛的角度来看，根据住建部印发的《改革方案》，新的资质标准将会放宽对人员、业绩、技术装备等申请条件的考核，对于实力较为薄弱的中小型电力设计企业而言，此举将有效减轻企业资质维护的成本负担，同时也将降低现有的电力设计企业在办理资质延续、增项、升级等业务时的难度。由于资质升级难度的降低，高资质等级企业的资质竞争优势将不再明显。相比火力发电、水力发电而言，新能源发电设计技术门槛较低，“3060”双碳目标的推进加之资质申请条件的放宽，未来势必有更多外行业设计企业进入电力设计市场，使得行业竞争进一步加剧。

从资质专业类别、等级设置的角度来看，本轮建设工程设计资质改革将会对从事送电、变电、风力发电、新能源发电四个设计类型的电力设计企业产生较大影响。原先仅具有送电或变电专业资质的企业未来将可以同时开展送电和变电设计业务，具有送电、变电专业丙级资质的企业可以直接换发送电、变电乙级资质，不仅使得业务范围进一步拓宽，同时也大大降低了资质增项升级的成本。同样的，由于风力发电和新能源发电专业资质的合并，使得原先仅具有某一个设计类型资质的企业无需办理资质增项，在资质改革后可以同时开展两个设计类型的业务。但是，由于原工程设计资质标准中，新能源发电专业仅设乙级且承接项目规模不受限制，而改革后的新能源发电工程专业设甲、乙两级，对于原有新能源发电专业乙级资

质的企业如果未来仅能对等换发新能源发电工程专业乙级资质，可能造成在不办理资质升级的前提下无法继续开展大型新能源项目设计的情况。

3 企业应对策略和措施

3.1 某大型设计企业调研情况

为了充分了解本轮资质改革所产生的影响，总结资质管理先进经验，课题组选取了在资质管理方面具有丰富经验的国内某大型设计企业进行实地调研。

在综合实力方面，该企业拥有工程勘察综合甲级、工程设计综合甲级、测绘甲级、工程咨询资信甲级、工程监理甲级等多项高等级资质、资信。企业技术实力雄厚，拥有在册人员 5400 余人，其中高级职称人员 2300 余人，各类注册人员 1500 人次，设有土建、电力、通信、环保、给排水等 40 余个专业。

在资质管理方面，该企业制定有完善的资质管理规定，用以规范指导资质相关工作的有序开展。企业通过采用两级管理模式提高资质管理的效率，公司级重要资质由资质管理部门负责，其他专业资质由资质管理部门指导专业部门共同管理。

在人力资源管理方面，该企业资质管理部门根据年度资质申请计划向人力资源部门提出人员需求，再由人力资源部门下达指标进行考核。对于取得相关执业资格的人员，则采取一次性激励加月度补助的形式对员工进行激励。

针对本轮资质改革，该公司重点关注在跨区域经营越来越普遍的情况下，资质审批权的下放会给业务开展带来怎样的影响。另外，针对非房屋建筑、市政基础设施工程总承包项目，未来不同地区、不同业主是否参照“双资质”管理办法设定招投标限制条件。为此公司需要制定相关预案，适时启动施工总承包资质的申请，以确保持续具备独立获取工程总承包项目的资格。

3.2 电力设计企业应对措施

3.2.1 加快企业资质布局

随着中国经济进入新常态，电力设计企业应当结合自身业务发展的需

要，抓住改革机遇，加快资质布局，并做好资质整体规划工作，要将资质规划纳入到企业整体战略规划中。

针对我国电源、电网市场结构的调整，电力设计企业应当提前谋划相关设计资质的延续、升级、增项等工作。考虑到近年来大型火力发电项目的枯竭，通过火力发电专业申请工程设计综合甲级资质、电力行业资质的企业以及具有火力发电专业资质的企业，应当尽早制定企业资质延续方案，合理安排现有资源。在“3060”双碳目标的驱动下，我国新能源发电设计市场加速发展，电力设计企业应当做好新能源发电资质的布局。尤其对于资质等级较低的企业，需要提前落实人员及业绩，待相关资质标准出台后及时办理资质升级工作。同时针对有转型需求的电力设计企业，应当抓住资质改革带来的资质准入门槛降低的机遇，推进非电领域资质的增项申请工作。

除加快传统的设计资质布局外，电力设计企业还应当结合企业发展的需要，适时考虑获取施工总承包资质。为了强化电力设计企业工程总承包管理能力，破解联合体“两张皮”难题，在“双资质”背景下继续具备独立承揽工程总承包项目的资格，同时为了满足部分电力设计企业向工程公司转型的实际需要，申请施工总承包资质已经成为一种趋势。对于具备行业甲级及以上资质的电力设计企业，应当充分利用现有政策，通过匹配直接获取高等级施工总承包资质。

为了在越来越严苛的竞争环境中脱颖而出，电力设计企业同样不能忽视诸如工程咨询资信在内的水平评价类证书的获取。虽然此类评价不再属于行政许可范围，不再作为招投标环节中的限制条件，但是在现阶段其仍是委托单位择优选取相关企业的重要参考依据。

3.2.2 规范企业资质管理

电力设计企业应当持续加强资质规范化管理，建立并完善企业资质管理规定，将资质管理纳入到企业管理体系中，明晰各部门在资质管理中的职责，使资质管理工作制度化、流程化。

进一步规范企业内、外部协调管理。企业资质从人员、业绩、制度体系、财务状况等多维度对企业进行考核，各部门在日常生产经营活动中所

获得数据、资料对资质申报有着重要作用。规范、加强相关数据、资料的收集、整理、互通尤为关键。另外，由于在当前资质管理模式下，部分材料需要由外部单位配合提供，因此需要企业加强与外部单位的沟通联络，以确保及时、准确获取相关资料。

3.2.3 加强人才队伍建设

专业技术人员是电力设计企业的“核心资产”，同时也是资质申报过程中最为重要的考核标准之一。虽然本轮资质改革明确将放宽对人员指标的考核要求，但是对于电力设计企业，特别是中小型电力设计企业来说，更需要把握政策红利，加快推进人才队伍建设。

电力设计企业应当持续优化企业资质人员结构，进一步加强资质管理部门与人力资源部门间的沟通、联动。推进制定企业资质人员需求规划，确保短期内为新资质的获取提供人员支持，同时确保中长期时间段内企业相关人员数量能够持续满足企业资质维护的要求。深化企业人员动态监管，确保及时分析人员新聘、调动、离职等情况对企业资质所产生的影响，并提出合理化建议。做好企业人员年龄结构优化，确保人员年龄结构合理分布，不出现年龄断档。

电力设计企业还应当制定相关激励政策，鼓励企业人员获取相关执业资格。结合资质申请、维护的需要，企业可以依据相关执业资格的紧缺程度设定分级补助标准，并根据实际情况的变化对标准进行动态调整。对于特别紧缺的执业资格可以同时设置一次性奖励，充分激发员工学习的热情，以达到双赢的目的。

3.2.4 丰富业绩储备

企业的业绩同样是资质申报过程中的重要考核指标之一。结合电力设计企业资质布局情况，有针对性的储备具有代表性的工程业绩显得尤为关键。

当前大型电源项目数量日益减少，为了满足资质维护的要求，电力设计企业需要对现有重点项目业绩执行人员进行合理配置。除此之外，对于有转型需求的企业，需要根据资质相关要求提前制定业绩目标，加快市场开拓的同时要给予充分的内部政策支持，随后要定期对合同签订和项目业

绩执行情况跟踪。

随着承诺制的推行，电力设计企业在积极储备业绩的同时，还应当重视业绩备案工作。根据住建部的相关要求，目前办理建筑工程和市政公用工程专业资质升级时企业和个人业绩须在平台备案。同时，在招投标环节，越来越多的业主单位限定招投标业绩须为备案业绩。为了满足新的变化，企业应当加强从项目招投标到最后的竣工验收环节全过程信息的收集、整理、归档工作，确保备案的工程业绩信息完整且真实有效。

4 结语

可以预见，基于目前我国建筑业市场发展情况来看，建设工程企业资质在短期内不会直接取消，但是在“放管服”改革的持续推进下，弱化企业资质、强化个人资质将是大势所趋。由于目前相关资质标准尚未出台，资质改革尚存在较大不确定性，建议电力设计企业及时关注相关政策动向，积极研判对企业生产经营所产生的影响，抓住资质改革机遇，助力企业发展。