

## 《案例解读（第二、三章）》发布

为指导各地更好地贯彻落实《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》（国办函〔2022〕39号），及时总结推动新能源高质量发展的成功经验和优秀做法，我们组织国家发展改革委能源研究所、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国家电投集团、三峡集团、中广核集团、光伏行业协会、风能协会等单位开展了案例解读编制工作，形成了《<关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案>案例解读》，拟按章节以连载方式陆续发布，供大家在推动可再生能源高质量发展工作中参考。3月26日已发布第一章内容，现发布第二、三章内容。如有意见和建议，请及时反馈。

联系方式：010-81929522/81929525（传真）

电子邮箱：xinny@nea.gov.cn

附件：《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》案例解读（第二、三章）

《<实施方案>案例解读》编委会  
2023年4月14日

附件

### 《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》案例解读（第二、三章）

#### 二、加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统

党的二十大报告明确指出，要加快规划建设新型能源体系。新型电力系统是新型能源体系的重要内容。近年来，我国新能源实现了跨越式发展，装机规模稳居全球首位。同时，大规模高比例新能源接入和消纳对电力系统提出了新的挑战，需要加快规划建设新型电力系统，满足经济社会高质量发展的电力需求。《实施方案》明确了在提高电力系统调节能力、提高配电网接纳能力、稳妥推进新能源参与电力市场交易和完善可再生能源电力消纳责任权重制度等方面的具体举措。

##### （五）全面提升电力系统调节能力和灵活性

**主要政策点1：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。**

近年来，新能源发展迅猛，调峰调频电源建设面临新的挑战。为此，国家能源局修订发布了《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号），进一步扩大了辅助服务提供主体，强调按照“谁提供、谁获利；谁受益、谁承担”的原则，确定补偿方式和分摊机制，提出逐步建立电力用户参与辅助服务分担共享机制和健全跨省跨区电力辅助服务机制。煤电机组灵活性改造方面，2021年11月，国家发展改革委、国家能源局深入推动煤电“三改联动”，联合印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，提出“十四五”期间实施灵活性改造2亿千瓦。抽水蓄能方面，国家能源局于2021年9月发布的《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》提出：到2025年，抽水蓄能投产总规模达到6200万千瓦以上；到2030年，抽水蓄能投产总规模达到1.2亿千瓦左右。新型储能方面，国家发展改革委、国家能源局相继印发了《关于加快新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《“十四五”新型储能发展实施方案》（发改能源〔2022〕209号）和《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号），加快推动新型储能规模化、市场化进程。

要加快电力辅助服务市场建设，从市场机制方面充分调动各类调节性电源发挥性能。煤电方面，煤电机组是保障我国电力供应的主力，煤电灵活性改造是电力系统调节能力提升的关键手段，要加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型。水电方面，调节性水电、抽水蓄能是技术较成熟、经济性较优、具备大规模开发条件的电力系统绿色低碳清洁灵活调节电源，抽水蓄能电站具有双向、双倍调节以及快速的变负荷能力，可显著提升电力系统有功调节在可调度性、容量、速度等方面的能力，增强系统应对波动、快速爬坡和保障平衡的能力。“十四五”开始风光等新能源实现跃升发展，电力系统中波动性电源比例持续增加，必须加快开工建设一大批抽水蓄能项目。同时，电价机制是影响抽水蓄能行业发展的核心问题，《关于进一步完善抽水蓄能价

格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）已明确，现阶段以两部制电价政策为主体，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场，充分发挥电价信号作用，调动各方面积极性，为抽水蓄能行业加快发展、充分发挥综合效益创造更有利的条件。新型储能方面，作为重要的调节资源，储能可在源、网、荷三侧发力，对于促进新能源高比例消纳和保障电力系统稳定运行具有重要作用，当下新型储能的发展方向包括推进新能源项目合理配置新型储能、合理布局电网侧储能、积极支持用户侧储能多元化发展。针对独立储能、配建储能以及用户侧储能，应分类研究施策，完善相关市场机制，保障储能的合理收益。

《实施方案》特别提出，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。光热发电最小技术出力可达到额定功率的15%—20%，出力响应速度堪比燃气发电，具备频繁启停的能力。此外，光热发电还可提供转动惯量，且具备成本低、安全性高的长时储热系统。借助于光热发电以上诸多优异的调节能力，光热发电与风电、光伏等新能源融合发展可成为新能源开发利用的重要模式。在沙漠、戈壁、荒漠地区的大型新能源基地，光热发电可作为调峰电源与风电、光伏打捆，探索通过规模化的储热发电代替火电和电储能，实现支撑高比例新能源的外送。

#### 案例2-1加快抽水蓄能建设服务新型电力系统

抽水蓄能具有调节速度快、建设成本低、储能容量较大、技术成熟、安全性高等优势，是新型电力系统的重要组成部分，是我国新能源发展和实现碳达峰、碳中和目标的有力支撑。随着国家抽水蓄能中长期规划出台，今后一段时期，我国抽水蓄能将迎来爆发期。浙江长龙山抽水蓄能电站总装机容量210万千瓦，地处华东电网负荷中心，承担整个华东电网调峰、填谷的双向调峰功能。电站于2022年6月底全部投产发电。

长龙山电站在建设过程中，全力克服疫情负面影响，全部机组投产累计提前15个月工期。电站高度重视运行管理，一是通过签订中长期协议提前锁定全年抽发电量，保证电能量市场的基本调节作用；二是实时响应电网调节需求，为电网提供辅助服务；三是坚持自主建设运行，降低整体运行成本。该电站调峰和节能环保效益显著，已成为华东地区最大的“充电宝、稳压器”，平均每年可为华东电网在用电高峰时段增发电量24.35亿千瓦时，可进一步增强华东电网调节能力，改善华东电网运行条件；此外，每年可为华东电网节约标煤21万吨，减少排放二氧化碳约42万吨、二氧化硫约2800吨，为实现碳达峰、碳中和目标提供有力支撑。



案例2-2国家电网公司多措并举提升系统调节能力

深挖火电调峰潜力。2021年“三北”地区完成煤电机组灵活性改造118台，容量合计4573万千瓦，供热期提升调节能力297万千瓦，非供热期提升调节能力307万千瓦。其中，京津唐电网开展深度调峰改造机组44台，合计容量2110万千瓦；其中22台、1108万千瓦机组在部分工况下可实现20%深度调峰运行，提升调峰能力258万千瓦，2台、120万千瓦机组可实现15%深度调峰运行。截至2021年底，“三北”地区累计完成煤电机组灵活性改造12814万千瓦。

充分利用抽水蓄能。2021年国家电网公司经营区抽水蓄能电站年抽发电量644亿千瓦时，同比增长19%；平均综合利用小时数2741小时，同比增长9%。以东北电网为例，2021年12月2日的新能源日发电量创历史新高，达到5.18亿千瓦时，抽水蓄能当日消纳电量占新能源总发电量的3.1%。中午12点，新能源发电出力2695万千瓦，抽水蓄能提升的新能源发电能力占新能源总发电能力的9.3%。

提升新型储能调控水平。滚动开展电力系统配置储能分析计算，推动新型储能规模化应用。试点建设储能调度决策支持系统，提升储能调控技术水平。试点开展在运储能电站涉网性能指标评价和检测，提升储能并网技术性能。

加强省间电网调峰互济。持续开展区域省间备用共享及灵活互济，提升新能源消纳能力。西北区域开展省间交易318亿千瓦时，增加新能源消纳约100亿千瓦时。东北区域跨省支援998次，增加新能源消纳36.6亿千瓦时。

#### 案例2-3南方电网公司加快建设抽水蓄能电站，支撑构建清洁能源消纳比重最高的世界级湾区电网

南方电网公司加快建设抽水蓄能电站。2022年5月28日，广东梅州、阳江两座百万千瓦级抽水蓄能电站同时投产发电，至此粤港澳大湾区电网抽水蓄能总装机达到968万千瓦，将提升粤港澳大湾区电网调节能力超过三成。粤港澳大湾区已建成抽水蓄能装机容量最大、电网调节能力最强、清洁能源消纳比重最高的世界级湾区电网，为粤港澳大湾区打造世界清洁能源利用示范湾区提供坚强的支撑。

阳江抽水蓄能电站规划总装机容量240万千瓦，首期建设120万千瓦，单机容量高达40万千瓦、共3台机组。阳江抽水蓄能电站拥有世界首条800m水头级钢筋混凝土衬砌高压水道、国内单机容量最大抽水蓄能机组，技术难度大，为国内后续大规模建设同类电站奠定了坚实技术基础。

梅州抽水蓄能电站规划总装机容量240万千瓦，分两期建设，其中一期工程装机容量120万千瓦、共4台机组。2021年11月首台发电机组正式投产发电，成为“十四五”开局之年南方五省区内首台投产的抽水蓄能机组。梅州抽水蓄能电站主体工程开工至首台机组投产仅用时41个月，创造了国内抽水蓄能电站最短建设工期纪录，并且机组的整套开关设备首次实现全国产化，补齐了抽水蓄能机电设备自主化的最后一块短板。

主要政策点2：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。

电网是电力系统的核心，是能源转换利用、输送配置和供需对接的枢纽平台。在新能源资源和负荷中心逆向分布的大背景下，全国的特高压输送通道中新能源电量占比仍有提升空间，新能源的跨区域配置能力应尽快加强，以满足中东部负荷中心的新能源消纳需求。部分地方还存在电网接入条件与新能源开发不匹配不衔接的问题。此外，高比例新能源对电网的调度运行也提出了新的挑战。

《实施方案》明确了要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，提升跨区域资源优化配置能力，发挥大电网协同互济的作用，提升电力系统接入和消纳新能源的能力。外送通道方面，要科学推进新能源电力跨省跨区输送通道建设，稳步推广柔性直流输电等新技术，加强送受端电网协同调峰运行。主网架方面，推动电网之间柔性可控互联，加强分层分区电网间协同互济能力。配电网方面，加快配电网改造升级，推动智能配电网、智能微电网建设，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性。各地风光资源不同、负荷情况各异、系统电网结构也不一样，坚持因地制宜、分省制定合理利用率目标。

#### 案例2-3搭建新能源服务平台助力开发与消纳

国家电网公司新能源云是国家电网公司投资建设的新能源综合服务平台，于2021年4月20日正式上线运行，平台规划建设环境承载、资源分布、规划计划、厂商用户、电源企业、电网服务、用电客户、电价补贴、供需预测、储能服务、消纳计算、技术咨询、法规政策、辅助决策、大数据服务15个子平台，新能源云重点提供五个方面的服务：

1.信息分析和咨询服务。建成国内最大的新能源运行监测服务平台，接入新能源发、输、用、储全过程数据和信息，包括新能源发展与消纳、保障性收购、消纳责任权重、场站出力、政策技术等，可为国家相关部门及时掌握新能源

运行情况提供数据和信息支撑，为社会大众提供信息资讯服务。

2.全景规划布局和建站选址服务。提供全国范围内“3千米×3千米”的风能、太阳能全时域资源数据，以及未来3天电力气象预报信息，辅助开展不同地区风光资源开发潜力研究，提出开发规模和布局的建议，为政府部门编制新能源规划提供参考依据，服务新能源发电企业建站选址。

3.全流程一站式接网服务。广大电源客户通过外网PC或手机App即可办理业务，还可在线实时查询项目流程进度，实现“业务网上办、进度线上查”，做到便捷高效、公开透明。

4.全域消纳能力计算和发布服务。实现线上新能源消纳能力计算和评估，滚动计算分区域、分省新能源消纳能力，预测季度、年度及中长期新能源发电量、利用率、新增消纳空间等指标。计算结果经能源主管部门授权后对社会公布，支撑政府确定年度建设规模，引导新能源科学开发、合理布局。

5.全过程补贴申报管理服务。按照财政部要求，为新能源补贴项目提供线上申报、审核、变更、公示、公布等一站式服务，方便电源用户、电网企业、能源主管部门线上办理业务，加快补贴确权，增强企业投资新能源的信心。

通过新能源云平台，国家电网公司实现了新能源接网和运行的“业务网上办、进度线上查”。

#### 案例2-4国家电网公司推动电网工程建设提升新能源消纳能力

持续建设特高压交直流工程。截至2021年底国家电网已累计建成15交14直特高压输电工程，进一步促进新能源大范围优化配置。其中，2021年建成特高压直流输电工程2项，即雅中-江西±800千伏特高压直流工程，线路长度1700千米，新增输送容量800万千瓦；以及陕北-湖北±800千伏特高压直流工程，线路长度1136千米，新增输送容量800万千瓦。此外2021年新建交流输电工程1项，为南昌-长沙1000千伏特高压交流工程，线路长度2×341千米，新增变电容量1200万千瓦安。

进一步提高特高压利用效率。2021年，国家电网公司特高压直流送电4049亿千瓦时，同比增长10.5%。其中，7回特高压直流利用效率同比提升，吉泉、天中、祁韶直流提高超过450小时以上。2021年底全网跨区直流输电较2020年提升1400万千瓦。

建成投运省内输电通道，提升新能源外送能力。2021年国家电网公司建成投运青海德令哈（托素）750千伏输变电工程等12项新能源消纳能力的省内重点输电工程，提升新能源外送能力1500万千瓦以上。

主要政策点3：深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

需求侧响应能力是电力系统调节能力不可忽略的组成部分，其在节约电网基础设施投资的同时，可有效提高新能源消纳水平。在《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61号）中，也明确将提供辅助服务主体范围由发电厂扩大到包括新型储能、自备电厂、传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络、聚合商、虚拟电厂等主体，这为挖掘负荷侧需求响应潜力提供了政策支持。

《实施方案》提出深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。负荷侧灵活响应潜力的挖掘，主要通过科学合理的分时电价、辅助服务等市场价格信号或资金补贴等激励机制，引导鼓励电力用户优化储用电模式，高比例释放工业、一般工商业以及居民用电负荷的弹性，以促进电力供需平衡，尽可能为消纳新能源提供灵活响应支撑。部分大工业负荷存在较大的灵活响应潜力，应积极引导其通过改善生产工艺和流程，提升灵活响应能力，参与辅助服务市场。

聚合各类调节性负荷和储能的虚拟电厂也将是挖掘负荷侧灵活响应能力的重要模式。例如近年来快速增长的数据中心，其算力任务可根据实际需要在时间和空间上灵活调整，因而用电负荷具有较好的时空可控性，灵活响应潜力巨大，可通过电力与算力的协同优化调度，实现对系统的灵活响应。

#### 案例2-5国家电网公司多种方式推动需求侧响应应用

国家电网积极推动实施需求侧响应，引导用户主动错峰避峰用电，缓解电力供需紧张，填补低谷负荷，提升新能源消纳能力。2021年国家电网公司江苏电力组织中长期可调负荷辅助服务市场交易，达成交易87笔次，成交总电力81万千瓦，实际执行填谷负荷86万千瓦，电量430万千瓦时。国家电网公司山西电力启动基于市场化机制的可控负荷参

与削峰填谷响应，最大调节响应能力约30万千瓦，2021年开展交易45次，累计响应电量600万千瓦时，最大响应15万千瓦。此外，陕西省建立了“陕西省电力需求侧响应研究中心”，培育21家负荷聚合商，签约用户1086户，储备量240万千瓦的需求侧响应签约负荷，占最大负荷的6.8%。2022年国家电网公司山东、上海、江苏、湖北、陕西电力公司在迎峰度夏期间积极采用需求响应应对电力缺口，全力保障电网供需平衡，全力守住民生用电底线。

国家电网公司浙江电力开发应用“区块链+5G”需求响应系统，利用区块链技术解决数据信任问题，利用5G网络解决数据通信传输问题，二者结合有效推动需求响应实施。2021年12月，该需求响应系统在浙江义乌正式开展试点验证，已上链数据3.85万条，涉及5G基站94座。该系统聚合了可中断复合、用户侧储能等各种灵活性响应资源，利用5G基站的备用锂电池实现参与电网削峰填谷，助力铁塔公司打造绿色基站，实现电力行业、通信行业双赢和降本增效。

### 案例2-6电力与算力协同优化调度挖掘数据中心负荷灵活性

受新基建、网络强国、数字经济及等国家政策影响以及新一代信息技术发展的驱动，我国数据中心市场规模持续扩张，业务收入保持高速增长。

数据中心负荷主要包括IT设备负荷、制冷负荷、照明负荷等，其中IT设备负荷与制冷负荷与其算力任务相关。首先，数据中心负荷在时间上具有灵活性，数据中心中的批处理数据只要在规定时间内处理完毕即可，非实时任务可以适当转移或者延迟处理；其次，数据中心负荷还具有空间上的灵活性，同一云服务提供商，可在多地拥有数据中心，各数据中心之间通过光纤等传输设备，实现异地数据和工作负载转移。因此，数据中心能够根据电力调度中心的需要，主动进行需求响应，乃至发挥“虚拟电厂”的功效。

数据中心在时间维度上转移负载，可为电力系统提供调峰、调频等辅助服务；在空间维度上优化调控负荷，可推进数据算力跨区域流通，实现“东数西算”。

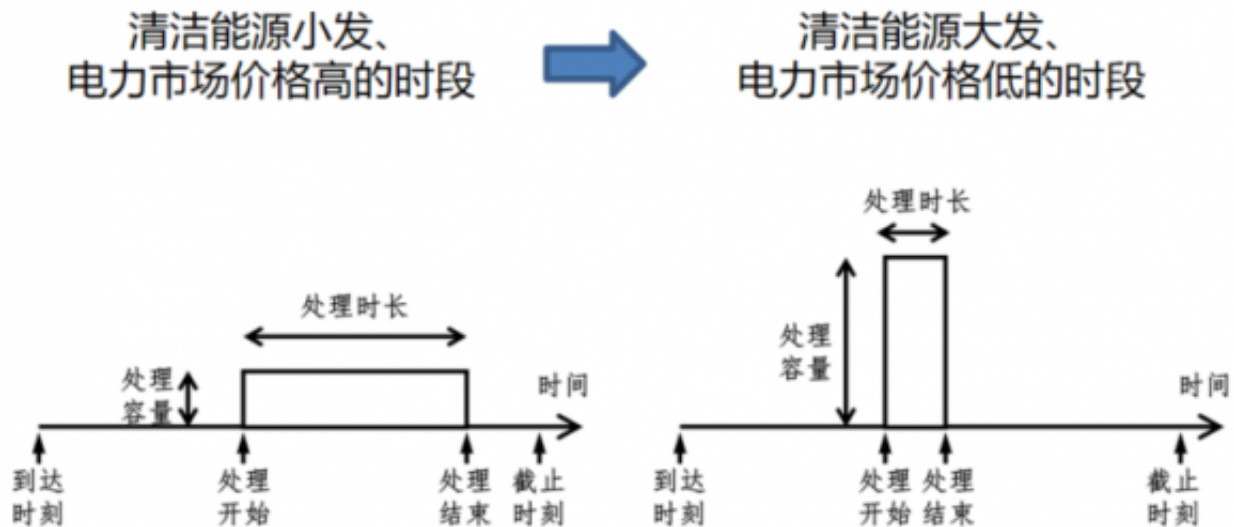


图2-1数据中心负荷灵活响应示意图

### （六）着力提高配电网接纳分布式新能源的能力

主要政策点1：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，探索开展适应分布式新能源接入的直流配电网工程示范。

随着我国提出碳达峰、碳中和重大宣示，我国新能源装机容量快速增长，分布式电源特别是分布式光伏的发展取得突出成就。2021年分布式光伏新增装机2928万千瓦，占全部新增光伏发电装机的53%，新增装机首次超过集中式光伏。分布式新能源大规模接入电网使得传统的无源配电网成为有源配电网，源随荷动转变为源荷互动。新形势下，分布式电源大规模接入对配电网规划、设计、运行方法提出更大的挑战。一是分布式新能源出力具有不确定性和间歇性特征，加上与负荷的双向互动，使得源荷特性更加复杂，配电网规划设计与运行需要充分考虑源荷储互动条件下与电网的交互特性，实现友好接入和就地消纳；二是由于传统电力系统的规划、设计、运行主要考虑以化石能源燃料为主的

电厂特性，而分布式新能源的规划建设较大程度上受资源分布、消纳负荷的影响，输电网需要进一步考虑到大规模分布式电源接入的问题；三是分布式新能源与配电网建设周期存在不匹配的情况，因此，当前部分地区，特别是新能源富集地区，出现了输电网变电容量不够、分布式电源消纳空间不足等问题；四是规模化分布式新能源的接入会对上级电网的运行特性产生较大改变，在输电网规划运行过程中，也要充分考虑规模化分布式电源接入后对电网整体运行特性的影响，加强输、配电网之间的衔接。

有源配电网的规划建设，需要从电力系统整体网架结构出发，充分结合分布式电源消纳需求，加强输电网和配电网之间的衔接，迭代优化电网规划建设方案，将一贯从高压等级向低电压等级输电的传统电网逐渐转型发展为输电网和配电网高效互动的新型电力系统。为此《实施方案》提出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，以供电安全可靠保障为基础，统筹协调电网规划与新能源发展，规划建设与新能源消纳相适应的配电网网架结构。《“十四五”现代能源体系规划》也提出，加快配电网改造升级，推动智能配电网、主动配电网建设，提高配电网接纳新能源和多元化负荷的承载力和灵活性，促进新能源优先就地就近开发利用。

分布式新能源的发展是构建新能源占比逐渐提高的新型电力系统的关键一环，有源配电网作为承载分布式新能源的基础，在提供供电能力的基础上，还将具备平衡多元电力需求的功能。未来围绕分布式新能源开展的多元化应用场景将不断开拓，依托“源网荷储”一体化、新能源微电网、光伏直流侧直接利用、直流配电网工程示范等新模式，有源配电网将向着分布式新能源与智慧交通、绿色建筑、工业园区等应用场景融合发展。新形势下，需要进一步深入研究不同环节对有源配电网规划、设计、运行提出的新要求，将有源配电网作为电力系统整体的一部分统筹考虑，统一规划、统一设计、统一管理。

#### 案例2-7示范建设有源配电网适应新能源大规模接入新格局

在加快构建新型电力系统进程中，配电网承载着源网荷储高效互动的的作用，涵盖电力生产、传输、存储和消费的全部环节，浙江省丽水市新能源资源丰富，“十四五”期间将新增装机190万千瓦，面对超过45%的新能源将以分布式电源的形态接入配电网、系统运行方式更加复杂的实际情况，国家电网公司丽水供电公司统筹电力基础设施补强和电网弹性互动提升，从“网架提升、弹性升级、智敏运检”三维发力，建设网架灵活、安全可靠、高效互动的高弹性电网。在网架提升方面，打造简洁标准、灵活可靠的一次网架。在弹性升级方面，推动网架结构由传统单向无源网络向柔性互联、微电网、局部直流电网等供需互动的有源网络转型。在智能运检方面，因地制宜选用5G、北斗等技术提升配电自动化覆盖率，部署网络动态重构、无功自动优化等高级应用，推动配网从物理态向数字态发展跃变，促进配网可观可测、灵活自愈、全景透明。

浙江省丽水市高承载高自愈的有源配电网示范推动了我国新型电力系统建设进程，后续可基于丽水有源配电网示范建设因地制宜推广复制，助力实现全国清洁能源高效消纳，保障电网的安全稳定与系统平衡。

主要政策点2：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。

近年来国家一直鼓励配电网建设发展，随着风电、光伏、气电、储能、电动汽车等在配电网侧接入电网，配电网在电力系统中的作用愈发重要，成为连接能源生产、转换、消费的关键。配电网的发展目标也从较为单一的提供优质可靠供电服务向清洁低碳、安全可靠、泛在互联、高效互动、智能开放的发展方向逐步演进。与此同时，大规模分布式新能源接入给配电网带来了强不确定性和弱惯性，这对于配电网的安全稳定运行造成一定挑战。例如，目前我国华东地区已经出现支撑电源不足、负荷中心电源空心化的趋势，快速发展的分布式新能源难以像传统电源一样提供转动惯量、电压支持等系统支撑，有源配电网频率调节、电压控制等安全稳定运行问题凸显，系统潮流流向可能发生较大变化和波动。因此，为匹配分布式新能源的消纳需求，需要结合配电网现状，提高配电网智能化水平，统筹电网安全稳定运行与分布式电源接入，在保障系统稳定运行基础上实现分布式最大化接入。

配电网作为分布式新能源消纳的支撑平台以及多元电力信息集成的数据平台，是提高分布式新能源的承载力和灵活性的关键。因此，配电网的升级改造对于分布式新能源的规模化接入重要性尤为凸显。为此《实施方案》提出加大投资改造力度，提高配电网智能化水平。推动电网投资、技术支撑能力向配网倾斜，不断提升配电网对分布式新能源的主动响应和服务能力。推动新型电网智能化升级，感知全面的配电网、分布式新能源信息，实现对电力供需动态变化的跟踪监测，统筹分布式新能源与电网需求，提供智能化的能源服务。2022年1月发布的《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》（发改能源〔2022〕206号）也提出，大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设，鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。

未来随着电网转型升级，分布式电源、电动汽车、储能等可控负荷的广泛接入，以及可再生能源替代、综合能源服务、基于数字技术的“虚拟电厂”的快速发展，都亟需更加灵活互动的配电网系统作为载体。通过智能化的数字技术

为电网赋能，实现对分布式能源设施的广泛接入、调控能力，促进新能源就近供电、就地消纳。同时，配电网是电网系统中较为容易产生新业态新模式的环节，未来将通过一系列政策措施，鼓励结合相关项目开展配电网改造升级试点示范，支持新技术应用和商业模式，共同支撑配电网智能化水平与分布式电源协调发展。

#### 案例2-8推动配电网智能化升级提升接入分布式新能源能力

在“双碳”目标、推动整县屋顶光伏建设等相关政策背景下，山东省鱼台县分布式光伏高速增长，呈现“点多面广、局部高密度并网”的特点。提高分布式光伏发电量可观可测性，支撑分布式新能源接入配电网，推动电网向能源互联网升级，是鱼台县配电网智能化发展的重点方向。

国家电网公司鱼台县供电公司配电网智能化建设融入县域配电网规划。面对分布式光伏快速发展带来的电网接入能力不足及配变过载、用户过电压等安全问题，优化投资策略，加大智能化项目支持力度，推进调度自动化、配电自动化、营销用采系统、用户侧能源互联网智慧平台等多方平台信息资源建设，发挥大数据融合创新，全面开展分布式光伏监测控制提升工作。对鱼台电网10千伏及以下分布式光伏数据进行“网格化”分区展示，实现了光伏位置精准定位以及乡镇、用户为单位的发电上网数据实时可观；对用采系统和用户侧能源互联网智慧平台数据进行整合、挖掘和分析，实现分布式光伏精准监测；依托调度自动化、配电自动化、营销用采系统，对10千伏分布式光伏远程平滑调节、低压分布式光伏线上联动控制，实现分布式光伏可调可控。配电网智能化升级有助于提升分布式新能源接入配电网能力，提高消纳利用水平。

鱼台县在配电网智能化水平提升方面的探索为今后分布式光伏合理化布局、有序接入以及配套电网发展规划建设提供辅助决策和科学依据。

#### 主要政策点3：合理确定配电网接入分布式新能源比例要求

2021年，以整县（市、区）为单位推动屋顶分布式光伏开发政策出台，推动了整县（市、区）分布式发电资源统一规划、统一开发、统一建设，提升了分布式电源规模效应、经济效益和电网友好性，全国共计676个县（市、区）参与项目申报并被列为整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点，分布式光伏进入新的快速发展阶段。在分布式电源接入电网要求方面，2019年发布的《分布式电源接入电网承载力评估导则》（DL/T 2041-2019）作为目前评估分布式光伏接网能力的主要依据，详细制定了分布式电源接网评估流程，将热稳定、短路电流、电压偏差等关键因素纳入评估范围，对分布式新能源接入配电网有重要的指导意义。但随着分布式光伏发展规模的不断提高，分布式新能源大范围、多点接入电网，对输配电网衔接、调节电源规模和布局等方面提出更高需求，需要各地区在充分考虑负荷增长幅度的前提下，科学合理评估配电网接纳分布式新能源能力。在落实国家双碳战略目标的新形势下，需要对配电网接入分布式新能源进行深入研究。

随着分布式新能源接入配网的规模不断增加，需要统筹协调分布式新能源发展与输配电网建设、改造时序，科学客观地确定各个台区接入分布式新能源的比例。因此《实施方案》提出合理确定配电网接入分布式新能源比例要求，因地制宜分析不同区域负荷特性、电网现状及规划目标、新能源资源禀赋及发展目标，从电力系统整体角度出发，充分考虑负荷增长、系统电力电量平衡、输配电网衔接等多重因素，对分布式新能源在配电网中的接入规模综合分析，统筹安排分布式新能源开发和配电网建设改造进度，科学合理提升分布式新能源接入比例，有效解决大规模分布式新能源接入配电网后带来的系统调峰资源不足、输配电网容量不够、影响电网安全稳定等问题。

同时，根据实际情况，可进一步考虑针对配电网分布式电源接入能力和提升措施建立常态化评估机制，形成完善的定期评估监管和发布机制，从源网荷储协调发展角度科学判断、量化评估，深刻剖析制约分布式新能源并网的问题。充分考虑电力系统技术创新进步，研究采用新型配电网技术、新型储能、需求侧响应、虚拟电厂等措施提高分布式新能源接入电网能力的可行性，以引导分布式新能源优化布局，促进分布式新能源与电网协调发展，推动实施相关分布式接网条件提升措施，保障分布式新能源健康可持续发展。

#### 案例2-9试行公布可开放容量助力分布式光伏发展

在整县分布式光伏推进过程中，部分地区出现了短期内并网的分布式电源超过电网承载能力的现象，暂缓了分布式光伏备案和并网申请。为预防此类问题，福建省长汀县率先发布分布式光伏可开放容量信息公开发布办法，每月定期根据长汀县分布式光伏累计并网容量进行动态更新110千伏及以下配电网设备的分布式光伏可开放容量，并向社会公开发布。试行办法以切实提升分布式光伏消纳能力和并网服务水平、指导分布式光伏有序合理开发为目标，对全县变电站、配电台区分布式光伏可开放容量进行电网承载能力评估和可开放容量测算，明确具体计算方法和判断标准，并针对暂不具备消纳条件的区域，提出开发建设的建议。

该办法是推动分布式光伏健康可持续发展迈出的重要一步，后续可进一步结合局部电力系统实际情况，开展容量测算分析的合理性、提升措施的可行性评估，科学合理引导分布式光伏开发，优先向新能源消纳潜力大、电网承载力强的区域发展，提高电力系统对大规模分布式新能源接网和消纳的适应性，保障电力系统安全运行和可靠供应。

#### 案例2-10 南方电网公司开展整县屋顶分布式光伏接入系统专项规划研究，支撑能源绿色低碳发展

南方电网公司为促进分布式屋顶光伏资源有序开发，提前做好配电网改造升级，实现分布式光伏“应并尽并”的目标，在开展“十四五”新能源接入系统规划研究的基础上，进一步开展南方五省区105个整县分布式屋顶光伏试点区县专项规划，测算整县电网承载能力及新能源消纳情况，分析整县屋顶分布式光伏接入的影响因素，研究整县光伏可接入容量，制定整县光伏典型接入方案和配套电网建设方案。

#### （七）稳妥推进新能源参与电力市场交易

主要政策点1：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。

新能源参与电力市场交易是促进新能源消纳的重要途径。为支持和规范各地开展电力交易，2016和2020年，国家发展改革委、国家能源局分别印发《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源〔2020〕889号），明确提出由各电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易。

由于历史沿革和电力系统运行特点，当前阶段我国电力工业正处于计划与市场双轨运行阶段。为保障我国新能源产业健康平稳发展，国家发展改革委、国家能源局于2019年发布《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》，将新能源列为优先发电的支持范围。根据文件精神，风电、光伏发电在消纳不受限地区全额电量列入发电计划，在消纳受限地区要采取合理有效措施，确保全额保障性收购政策有效执行。同时，为适应电力体制市场化改革要求，文件鼓励新能源通过市场化方式落实可再生能源优先发电政策。

2022年，国家发展改革委、国家能源局印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》（发改体改〔2022〕118号），对新能源参与市场、开展直接交易进行了更为明确的规定，提出有序推动新能源参与电力市场交易，引导新能源签订较长期限的中长期合同，鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易。到2030年，实现新能源全面参与市场交易。

目前，全国绝大部分省区均已建成中长期电力市场，为新能源参与中长期电力交易创造了有利条件。初步统计，已有二十多个省（自治区、直辖市）的新能源项目不同程度参与到电力市场化交易中。电力现货市场交易机制可以在更大程度发挥市场作用，调动系统资源实现新能源消纳，但现货市场价格的波动性较大，直接参与现货市场交易会对新能源项目主体收益造成影响。为进一步发挥市场机制对新能源消纳的促进作用，同时保障新能源项目开发主体的合理收益，《实施方案》提出“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”，旨在鼓励新能源企业在中长期市场发挥新能源成本优势和绿色属性优势，通过签订中长期购售电协议方式与电力用户直接交易，以规避市场波动风险，锁定预期收益。同时强调电网公司要确保协议执行，真正落实可再生能源优先发电政策。

#### 案例2-11 国电投与巴斯夫签署国内首个25年绿电购电协议

2022年3月，国家电投集团广东电力有限公司与巴斯夫一体化基地（广东）有限公司根据广东省可再生能源交易规则签署了一份为期25年的可再生能源合作框架协议，为巴斯夫位于中国广东省湛江市的新一体化基地后续装置供应可再生能源电力，助力巴斯夫湛江一体化基地推进其可再生能源供电进程，在2025年实现100%使用可再生能源电力。

合理的长期购售电协议对新能源投资企业和用户都是一个有利的选择。相比煤电等化石能源企业，新能源投资企业需要一个相对稳定且长期的价格预期，才有利于进行投资测算和具体决策，长期的购售电合同能够满足这一需求。对于电力用户而言，也能够明确长期使用可再生能源电力的代价。

随着国内外对于绿电需求的增加，越来越多的用电企业有意愿与新能源发电企业签署长期的购电协议（PPA）。国家电投与巴斯夫签署长达25年的用电合同，为国内新能源项目签订长期购售电协议做了有益的探索。

主要政策点2：对国家已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。



为保障新能源产业健康稳定发展，我国颁布的《可再生能源法》明确规定电网企业全额收购可再生能源并网发电项目的上网电量。2016年3月，国家发展改革委发布《关于印发<可再生能源发电全额保障性收购管理办法>的通知》（发改能源〔2016〕625号），明确将可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量和市场交易电量两部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同保障全额按标杆上网电价收购；市场化交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。该政策的出台，达到了完成新能源全额保障性收购，以及通过市场化方式促进新能源消纳的双重效果。

近年来，随着新能源大规模发展，新能源装机比例越来越高，部分地区超过了50%，在部分时段部分地区出现了消纳困难的情况，也发生了部分地区自行降低新能源保障利用小时数的现象，迫使新能源企业只得以降低电价在电力市场中竞得发电权，损害了新能源投资开发企业合法权益。鉴于此，《实施方案》明确要求严格落实全额保障性收购政策，在全生命周期合理小时数内电量严格落实收购政策，切实保障新能源企业合法权益。与此同时，《实施方案》再次强调支持新能源企业在全生命周期合理小时数以外电量参与市场竞争，通过“计划为主、市场为辅”的方式保障存量有价格政策项目投资收益，确保新能源由计划向市场平稳过渡。

**主要政策点3：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。**

电力现货市场具有发现电力实时价格、准确反映电能供需关系的重要作用。2017年，国家发展改革委、国家能源局印发《关于开展电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办能源〔2017〕1453号），将广东、蒙西、浙江等8个地区作为第一批电力现货市场试点。2021年印发《关于进一步做好电力现货市场建设试点工作的通知》（发改办体改〔2021〕339号），选择辽宁省、上海市、江苏省、安徽省、河南省、湖北省作为第二批现货试点，提出“稳妥有序推动新能源参与电力市场”。2022年2月，《国家发展改革委办公厅国家能源局综合司关于加快推进电力现货市场建设工作的通知》（发改办体改〔2022〕129号）发布，提出第一批试点地区原则上2022年开展现货市场长周期连续试运行，第二批试点地区原则上在2022年6月底前启动现货市场试运行。同时提出，推动新能源自愿参与电力交易，充分体现新能源的环境价值和系统消纳成本，建立与新能源特性相适应的交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求，在保障新能源合理收益的前提下，鼓励新能源以差价合约形式参与现货市场。

新能源企业参与现货市场交易以中长期交易合约为基础。中长期市场目前主要存在两种合约形式，即物理合约和差价合约。物理合约要求新能源企业严格按照合同约定曲线安排电力生产，考虑到新能源出力的间歇性和波动性，新能源企业以物理合约为基础参与现货市场具有实际困难。而差价合约属于金融合约，不要求新能源企业严格执行约定曲线，而在电费结算时根据现货市场电价与合约价的差值予以调整。因此，差价合约是对冲新能源出力不可控性所带来的市场风险的有效手段，也是新能源企业参与现货市场交易的有利选择。

有鉴于此，《实施方案》提出，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，从而实现既通过现货市场机制促进新能源消纳，又在一定程度上保证新能源投资开发企业的合理收益。

#### 案例2-12某现货试点采取多种差价合约方式促进新能源消纳保证合理收益

随着新能源装机占比及发电量占比逐年增加，新能源已经成为电力市场的重要参与者，同时由于新能源出力的波动性和不可控性，完全参与现货市场无法保证其合理收益。在第一批电力现货试点中，某试点积极探索新能源采用多种形式差价合约方式参与市场，促进新能源消纳，保证新能源主体合理收益。

一是在外送电力交易中，按照新能源预测曲线滚动分解新能源中长期交易，分解曲线用于现货市场的偏差结算；二是省内中长期交易由电量交易改为分时段电力交易，鼓励新能源场站通过提高预测精度实现更高收益；三是对于新能源现货市场偏差电量超过30%的部分在现货市场中造成的偏差亏损给予补偿，降低新能源中长期交易风险；四是缩短交易周期，实现了中长期月内连续开市，开展发电权随时转让交易品种，为新能源参与市场规避风险提供便利。

通过多种措施，新能源提高了市场收益，协调了省间和省内市场，统一了保供应和促消纳的关系，实现发用双方共赢，促进新能源良性高质量发展。

#### 案例2-13南方电网公司持续完善绿色电力交易和可再生能源电力消纳量市场建设

2022年南方电网公司印发全国首个区域市场绿电交易规则《南方区域绿色电力交易规则（试行）》，面向电网代购电用户建立了绿色电力认购交易机制，满足了中小企业绿色电力消费需求。开发南方区域绿色电力交易系统，实现绿电账户统一管理、认购交易统一组织、绿证统一管理。推动南方五省区常态化开展南方区域绿色电力交易，全年共成交绿色电力38.3亿千瓦时，同比增长280%，助力公司总部基地、海南博鳌论坛首次实现100%绿电供应。加强与国家可

再生能源信息管理中心等单位合作，建立了绿色电力证书与绿色电力消费凭证的统一核发机制，实现绿电全生命周期溯源，为企业提供更为权威、便捷的绿电查证服务。6月南方五省区举办了首批绿色电力证书和绿色电力消费凭证的“双证”颁发仪式。组织开展了2022年南方区域跨区跨省可再生能源电力消纳量交易105亿千瓦时。

#### （八）完善可再生能源电力消纳责任权重制度

主要政策点1：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

2019年《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）发布，建立可再生能源电力消纳责任权重制度。2021年又发布政策，提出国务院能源主管部门逐年定期向各省级行政区域下达两年内的可再生能源电力消纳责任权重，其中本年度可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；下一年度可再生能源电力消纳责任权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）按此开展项目储备。可再生能源电力消纳责任权重制度的实施，科学引导了各省（自治区、直辖市）可再生能源开发时序，推动可再生能源发展和消纳。

在可再生能源电力消纳责任权重制度实施过程中，逐渐发现下达1—2年时间范围的责任权重，对于落实具体任务还存在着不协调的情况。由于缺乏中长期权重指导，各地在制定中长期新能源发展规划时难以实现大范围统筹，不利于解决新能源发展不均衡不充分的问题。

为此，《实施方案》提出科学合理设定各地中长期可再生能源电力消纳责任权重。通过合理设置中长期权重，明确各省中长期新能源发展任务，提前引导预期，为各地提前规划、布局新能源项目提供有效指引，有利于充分发挥可再生能源电力消纳责任权重在促进可再生能源发展、引导可再生能源全国范围优化配置的重要作用。

#### 案例2-14我国发布可再生能源电力消纳责任权重指标

2021年5月21日，国家发展改革委，国家能源局发布《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改能源〔2021〕704号），公布了2021年可再生能源电力消纳责任权重的约束性指标与2022年可再生能源电力消纳责任权重的预期性指标。为各省（区、市）确定保障性并网规模，制定1—2年新能源发展计划提供了有效引导，但引导中长期可再生能源发展的权重指标有待完善。如《“十四五”可再生能源发展规划》中，提出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。

主要政策点2：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

为做好可再生能源电力消纳责任权重制度与能耗考核政策的衔接，2019年《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）提出“超额完成消纳量不计入‘十三五’能耗考核。在确保完成全国能源消耗总量和强度“双控”目标条件下，对于实际完成消纳量超过本区域激励性消纳责任权重对应消纳量的省级行政区域，超出激励性消纳责任权重部分的消纳量折算的能源消费量不纳入该区域能耗双控考核。对纳入能耗考核的企业，超额完成所在省级行政区域消纳实施方案对其确定完成的消纳量折算的能源消费量不计入其能耗考核。”

2021年底，为推进碳达峰、碳中和，正确认识和把握碳达峰碳中和，中央经济工作会议提出“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”，原权重政策对能耗考核的要求需要根据新的政策精神进行调整。为此，《实施方案》提出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。

随着生态文明建设的逐步推进，可再生能源的环境属性在社会中的认知范围进一步扩大，各类企业对新能源绿色电力的需求水平显著提高。新的政策提出后，各地对可再生能源电力的需求更加迫切，部分地区甚至出现了“惜售”的现象。而我国资源禀赋与负荷消费存在逆向分布的特征，“三北”和西南等区域拥有丰富的是风电、风能和太阳能资源，中东部地区作为电力负荷中心，绿色电力需求规模巨大，可再生能源开发和利用必须坚持“全国一盘棋”的总体布局和思路。因此，在后续可再生能源电力消纳责任权重制度实施过程中，需要充分考虑“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”政策对各地新能源发展和消纳新能源积极性的影响，通过政策、市场、价格等多样化手段，引导跨省跨区可再生能源电力交易，扩大跨省跨区可再生能源消纳规模，持续提升存量特高压通道可再生能源电量输送比例，通过大范围优化促进新能源广域消纳，将可再生能源电力消纳责任权重引导作用和能耗控制政策充分衔接起来。

#### 案例2-15 2021年可再生能源电力消纳权重执行情况

2021年我国可再生能源电力总量与非水消纳责任权重分别达到29.4%、13.7%，与2020年比分别增长0.6与0.8个百分点，共有28与29个省份分别完成了2021年总量与非水消纳责任权重目标，其中13与19个省份达到了激励值。

根据发改能源〔2019〕807号文，对应省份完成消纳量超过激励性消纳责任权重对应消纳量的省级行政区域，超出激励性消纳责任权重部分的消纳量折算的能源消费量不纳入该省份的能耗“双控”考核。2021年12月的中央经济工作会议则更进一步提出所有省份新增的可再生能源与原料用能均不纳入能源消费总量控制，这一政策的覆盖范围在807号文基础上进一步扩展到了全部省份，原有的激励措施已失去了激励作用。

因此，为充分发挥消纳责任权重引导性作用，继续激励各省完成消纳责任权重任务，需尽快对原有激励措施进行进一步修改，做好原有政策与新政策的衔接，持续推动新能源高质量发展。

**主要政策点3：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**

2019年发布的《国家发展改革委国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807号）提出“各省（自治区、直辖市）有关部门和国家电网、南方电网及有关机构，在2019年底前完成有关政策实施准备工作，自2020年1月1日起全面进行监测评价和正式考核”。政策实施以来，国家能源主管部门逐年发布全国可再生能源电力发展监测评价结果，通报可再生能源消纳责任权重执行情况。这一举措保障了可再生能源消纳责任权重制度的权威性，提升了各地发展可再生能源的积极性，有力促进了可再生能源快速发展。

目前，可再生能源电力消纳责任考核主要着眼于各省（自治区、直辖市）完成下达的总量消纳责任权重和非水消纳责任权重情况，尚未建立完整的考评指标体系。同时，现阶段大部分地区消纳责任的主体仍然以电网公司为主，售电、市场购电、拥有自备电厂的企业所应承担的消纳责任仍没有充分落实，客观上增加了各地区新能源消纳压力，限制了部分地区新能源的发展质量。

为此，《实施方案》提出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。在考核评价方面，综合考虑各地资源禀赋、电力消费、跨省区送受电、市场化进展等多种因素，建立完整可再生能源电力消纳责任考评指标体系，充分反映各地可再生能源发展的开发和消纳等方面的开展情况，加强对省级行政区域消纳责任权重完成情况监测评价。同时，强化对电网、市场主体消纳量完成情况考核，压实各类消纳主体责任，促进各类市场主体公平合理共担可再生能源电力消纳责任。在奖惩机制方面，充分利用多样化政策工具箱，从金融、人才、碳排放等多个角度进一步拓展奖惩措施范围，提升不同市场主体消纳可再生能源的积极性，扩大可再生能源消纳利用规模，推动各地新能源高质量发展。

**案例2-16 消纳责任权重考评指标体系和奖惩机制初见成效**

2022年4月21日，国家能源局发布了《关于2021年可再生能源电力消纳责任权重完成情况的通报》（国能发新能〔2022〕47号），通报了2021年可再生能源电力消纳责任权重完成情况，督促未完成的相关省份提出解决措施。

通过消纳责任权重制度的建立，以及相关考评措施的执行，有力促进了新能源发展，政策实施的三年间，风光总装机规模自2018年末的3.6亿千瓦增长至2021年末的6.4亿千瓦，风光装机占比从2018年的18.9%上升至2021年的26.7%，非水可再生能源消纳电量由2018年的6341亿千瓦时提升至2021年的1.15万亿千瓦时，年均增速达21.8%。

### 三、深化新能源领域“放管服”改革

《实施方案》立足新能源项目建设的规模化、市场化发展需求，继续深化“放管服”改革。鉴于新能源项目点多面广、单体规模小、建设周期短等特点，重点在简化管理程序和提升服务水平上，要求优化项目审批及并网程序，有效疏通新能源项目开发的痛点、难点，推动新能源产业健康有序发展。

#### （九）持续提高项目审批效率

**主要政策点1：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。推动风电项目由核准制调整为备案制。

按照国家和行业有关规定，我国风电项目实行核准制，光伏发电项目实行备案制。《实施方案》要求完善新能源项目核准（备案）制度，对新能源投资加强事前事中事后全链条全领域监管；推进实施企业投资项目承诺制；推动风电

项目由核准制调整为备案制。推行“承诺制”，减少事前审批，强化事后监管约束和过程服务，能够推动有效市场和有为政府更好结合，让企业经营更自主、反应更灵敏、投资更顺畅。政府部门制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，企业按标准作出承诺后，即可自主开展项目设计、施工建设和运营。近年来，企业投资项目承诺制改革在一些地区先行试点，力求用“一份承诺”取代“一摞审批”，既可以充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，又能更好发挥政府作用。如果事前审批环节过多、管得过严，往往会束缚企业手脚、抑制投资活力。当然简政放权的前提，就是“放”的同时，在事中事后环节管得住、管得好，要把有效监管作为简政放权的必要保障。推动风电项目由核准制调整为备案制，有利于进一步简化风电项目审批流程，提高项目开发前期工作效率。

### 案例3-1 提高项目审批效率支持新能源项目发展

内蒙古自治区能源局于2022年7月19日印发了《内蒙古自治区源网荷储一体化项目实施细则（2022年版）》、《内蒙古自治区燃煤自备电厂可再生能源替代工程实施细则（2022年版）》、《内蒙古自治区风光制氢一体化示范项目实施细则（2022年版）》的通知。根据上述文件要求，内蒙古自治区每年定期统一组织申报，同时可根据需要，进行个别申报。根据一体化项目投资人申请，盟市能源主管部门组织编制本地区一体化项目实施方案，报自治区能源局。自治区能源局会同相关部门、电网企业及时进行评估，必要时组织或委托第三方咨询机构进行评估，提出评估建议。自治区能源局将评估建议报自治区人民政府审定同意后批复实施方案。盟市能源主管部门承担组织实施主体责任，根据自治区批复的实施方案，及时核准（备案）新能源、储能和线路工程。内蒙古自治区出台的综合能源项目作为整体统一办理审批政策，可大大缩短综合能源项目的审批时间，有助于孵化新的发展模式。

#### 主要政策点2：不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本

新能源项目具备开发建设周期短，运营期用工量少，运行前几年应缴税收低，场址资源稀缺等特点，尽管是清洁绿色能源，从地方政府的角度来看，对当地的就业、税收、产业等带动力度有限。在新能源项目开发过程中，很多地方政府对新能源项目投资提出了各种各样的附带条件，包括拉动装备制造在当地建厂、投资修路、捐助帮扶、与地方企业合作等，严重推高了新能源项目开发的非技术成本。

风光等新能源已步入平价时代，制造业、EPC、运维等各环节的成本越发透明，全产业链的收益水平也逐步趋微。《实施方案》要求“不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资或成本”，即除国家法律法规规定的费用外，各级地方政府不得另行设立名目收取费用，也不得强制企业以捐赠等名义收取费用，这将推动开发建设环节的成本回归理性。

### 案例3-2 名目多、不合理的非技术成本有碍新能源开发

2021年以来，包括云南、湖北、贵州、宁夏、安徽等省份对新能源项目开发均提出了产业配套的要求，企业开发成本大幅增加。南方某县政府以资源指标印发为由，要求9万千瓦项目的风电开发企业无偿给予镇政府2000万元扶贫资金，增加开发成本0.18元/瓦。西北某县政府以征地协调为由，要求10万千瓦项目的风电开发企业无偿修建6千米旅游道路，增加开发成本0.2元/瓦。

### 案例3-3 加强新能源并网服务支撑力量，打造新能源管理信息系统，新能源并网业务实现“一网通办”

南方电网公司各省（级）电网公司设置了省级新能源服务机构，提升新能源并网服务支撑力量。建成服务南方五省区的新能源管理信息系统，新能源项目业主通过“南网在线”APP录入项目名称、类型、地点等基本信息，短时间内可完成并网申请，大幅压缩线下流转的各项环节。同时，可在线查询办理进度、状态等各项服务信息，实现新能源并网服务网上办、掌上办、业主一次都不跑，大大提升客户体验。

#### 主要政策点3：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。

目前大部分省份对于多能互补类的新能源项目核准（备案）流程按照多个项目分别核准（备案）。例如风光互补项目，风电核准和光伏备案都要独立开展工作。风光储综合能源项目，在现有的投资和运维水平、政策环境下，采用各部分单独核算模式，常常会出现至少其中一部分难以通过企业对经济效益的核算要求的情况。各部分单独核准（备案），大大降低了项目开发前期工作效率，增加了管理成本。

推动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作为整体项目统一办理，可大大缩短综合能源项目的审批时长，有助于孵化新的发展模式。通过企业投资项目承诺制，可以督促企业进一步加强对项目的事前评估与

过程控制，推动企业探索综合智慧能源持续健康发展的商业模式，加快新能源占比逐渐提高的新型电力系统构建进程。

2021年2月，国家发展改革委、国家能源局颁布了《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）；2021年4月，国家能源局印发了《关于报送“十四五”电力源网荷储一体化和多能互补发展工作方案的通知》。两个文件提出“一体化聚合模式”、“规划、实施、运行调节和管理规范一体化”，明确一体化项目应就近打捆汇集聚合，既要力争与大电网形成相对清晰的物理和调控界面，也要努力在规划、建设、运行各个阶段实现统筹管理，充分突出了一体化项目特点，厘清了与常规项目的根本差异。

《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》明确：按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家 and 地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

#### 案例3-4 提高项目审批效率支持新能源项目发展

2022年7月22日，江苏省2022年光伏发电市场化并网项目第三批名单已公布，6个光伏项目入选，规模82万千瓦，其中1项是位于淮安市洪泽区的综合智慧产业融合项目。江苏省发展改革委明确，针对项目申报优化流程，采取“随到随过、分批公布”的方式，一旦项目具备条件，及时纳入实施库管理，并采取短信形式通知项目联系人，分批集中公布。各设区市发展改革委督促指导项目单位加快开展项目前期工作，在依法合规前提下尽快开工建设。综合智慧能源项目的备案和纳入省能源局市场化并网项目清单，标志着政府行政审批部门正在积极顺应市场，逐步由单一的光伏、风电项目审批向综合智慧能源转变，进一步提高项目审批效率。

#### （十）优化新能源项目接网流程

主要政策点1：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。

新能源项目核准（备案）权限下放后，从国家规划到省级规划，再落到具体项目的核准（备案）仍需一个较长的动态周期。地方政府新能源规划通常只有规模，没有明确具体项目，没有配套电网方案。新能源项目批复后，才开展电源接入方案研究，电源点的建设周期较短，但送出工程的建设仍需按照单独的核准审批流程执行，且要纳入当地省级电网的年度投资计划，往往出现电源主体工程与送出线路工程进度不匹配的情况。

《实施方案》要求地方能源主管部门、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，就是要求加强顶层设计和统筹，将新能源规划目标科学分配到各年度，提前做好投资计划安排，并持续优化投资计划调整程序，使得新能源项目送出线路既能符合总体规划，又能满足在时间进度上的建设或调整要求，与新能源项目建设“同频共振”，协同发展。

#### 案例3-5 江苏省为新能源并网优化电网投资安排

国家电网公司江苏省电力公司充分利用国家电网公司新能源云平台，建立了集中式光伏发电项目接网“绿色通道”。在2021年4月新能源云平台上线开放后，江苏集中式光伏发电项目投资建设企业在规定时间内完成了平台所需内容填报和支撑性材料提交。在系统关闭后，江苏省能源主管部门与国家电网公司江苏公司共同评审，根据新能源发展年度计划和各项目实际情况，将所报项目分别列入年度计划建设项目清单、年度储备建设项目清单、不过审项目清单。这一工作机制优化了调研和审核流程，大大缩减了工作量，由之前的单个批复改为批量批复，项目批复平均时长缩短至2个月，在符合电网建设总体规划前提下，在提升效率的同时，实现了光伏发电项目建设时序优化，项目和接网工程建设协同。

主要政策点2：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。

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》（国能发新能〔2021〕25号），要求“电网企业要简化接网流程、方便接网手续办理，推广新能源云平台，实现全国全覆盖，服务新能源为主体的新

型电力系统。要加强接网工程建设，确保纳入年度开发建设方案的保障性并网和市场化并网项目“能并尽并”，不得附加额外条件。要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设”。

2021年9月，国家能源局印发《电网公平开放监管办法》（国能发监管规〔2021〕49号），进一步规范电网公平开放行为，加强电网公平开放监管。对于电源接入，一是规范工作流程。明确电源接入工作分为并网意向书受理与回复，接入系统设计，接入系统设计方案受理、研究与回复，接网协议签订等环节。二是明确办理时限。办理时限与电源类型、电压等级直接相关，接入电压等级越高，办理时限相对越长。三是加强信息公开。要求电网企业建立相关工作制度，明确提供服务的工作部门、工作流程、工作时限，通过门户网站等方式每月公布接入工作开展情况。

《实施方案》要求电网企业建立新能源项目一站式服务平台，优化完善新能源的并网标准；同时推广新能源云线上办理平台应用，推动新能源接网业务全流程线上办理，力争实现一网通办、开放透明、接网申请“一次也不跑”。新举措一是规范了并网流程信息公开，提供并网标准化流程指导，提供并网手续（并网经济协议、并网调度协议、签订购售电合同等）一站式上报、查阅平台，避免重复提报相关信息，实现一站式服务。二是公开经营区域内可接纳新能源电力的容量信息，便于发电企业及时掌握相关动态，为项目选址提供科学依据。三是从顶层设计解决电网规划与地方能源中长期规划及年度建设方案的衔接问题，同时保障新能源项目的有效消纳，提高电力系统对大规模高比例新能源接网、消纳的适应性。

### 案例3-6 国家电网公司福建公司优化分布式电源并网流程

国家电网公司福建电力公司于2022年6月印发了《国家电网公司福建电力关于做好中低压分布式电源接入系统优质服务指导意见》，优化了新能源的并网流程，对于分布式光伏系统接入，根据分布式电源自身利用不同情况，差异化考虑接入电压等级；对于直接接入用户内部电网、分布式电源以自发自用、余量上网为主的，接入电压等级应结合用户内部自有专用变等建设情况，允许采用低压接入。

主要政策点3：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。

新能源项目送出工程建设一直是制约项目投产的重要因素之一。一方面，国家发展改革委原则要求电网公司是送出工程的建设主体，同时允许发电企业投资建设配套送出工程，缓解新能源快速发展并网消纳压力。另一方面，受源网规划不协调的影响，部分送出工程未与新能源项目同步纳入投资规划。新能源项目开发企业为了确保投产进度计划，争取当年电价补贴政策，大多数会主动提出或与电网公司协商自建送出线路，建成后由电网公司回购。现实的困难在于：若发电企业承诺送出工程自建，很多地方政府在办理送出工程核准时，并不认可发电企业能够作为送出工程的业主单位，协调难度很大。同时，部分发电企业的送出工程可能存在未核先建、手续不全等合规性问题，影响电网企业回购。

《实施方案》明确，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。核心是从电力规划的源头解决送出工程与电源建设的匹配问题。若电网和发电企业协商一致，送出工程由发电企业代建的，电网公司应根据约定要求尽快完成收购。

国家发展改革委、国家能源局于2021年7月5日发布《做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知》提出，对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力。发电企业建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

### 案例3-7 国家电网统筹做好投资规划和建设，保障新能源并网

2021年国家电网公司750千伏及以下新能源并网和输送工程总投资达到120亿元，全力开展保障性并网新能源项目的接网工程建设，积极服务市场化并网新能源项目建设。

国家电网公司辽宁电力提出打造“无约束新能源接入和无约束业扩报装”的辽宁电网。规划建设输送工程55项，新增线路长度2300千米，总投资约70亿元，选取14个试点区域率先打造“无约束业扩报装”目标网架片区，拓展新能源消

纳空间。

国家电网公司浙江超前谋划和安排新能源配套项目前期工程，在年度计划中优先安排新能源配套项目，按照“三个不变”（目标不变、计划不变、底线不变）要求，逐段编制项目施工计划，专员驻厂调配工程物资，加大施工人员、工程机械物资等投入，实现新能源按时送出。

#### 案例3-8 山东能监办推动可再生能源发电项目接网工程回购

2021年11月，为进一步促进可再生能源发电发展，减轻可再生能源发电项目负担，按照国家能源局有关要求，山东能源监管办持续加强可再生能源接网工程回购监管工作。

监管工作中，山东能源监管办加强与国家能源局、省有关部门的沟通，按照《关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知》（发改办运行〔2021〕445号）文件，提出具体工作要求。在多次组织新能源发电企业召开工作推进会议的基础上，持续加大督导沟通力度，定期调度进度，结合清洁能源消纳综合监管，推动工作落实。指导电网企业对省内存量新能源发电项目接网工程进行3轮摸底梳理分析，督促电网企业制定接网工程回购工作方案，明确回购条件、部门职责和流程时限，对已符合条件的项目逐一制定回购计划。

#### （十一）健全新能源相关公共服务体系

主要政策点1：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。

新能源资源勘察和评价是对产业至关重要的公共服务，对于国家和地方主管部门科学编制产业发展规划具有重大的指导意义。政府建立新能源项目审批政务公开平台，组织开展全国新能源资源勘查与评价，并牵头打通国土、林草、环保等部门的信息数据，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，有利于企业一站式完成选址或场址复核，无需企业多次跑、多头跑，可大大缩短项目前期工作时间，提高项目审批效率。

2022年4月，国务院印发《气象高质量发展纲要（2022-2035年）》指出，探索建设风能、太阳能等气象服务基地，为风电场、太阳能电站等规划、建设、运行、调度提供高质量气象服务。该文件明确提出强化气候资源合理开发利用，包括：加强气候资源普查和规划利用工作，建立风能、太阳能等气候资源普查、区划、监测和信息统一发布制度，研究加快相关监测网建设；开展风电和光伏发电开发资源量评估，对全国可利用的风电和光伏发电资源进行全面勘查评价；研究建设气候资源监测和预报系统，提高风电、光伏发电功率预测精度。目前，融合了大数据、物联网、人工智能、云计算等互联网技术的大型能源工业软件平台，已经全面应用于风资源评估与风电场设计、电力气象预报和风场智能控制，可以实现全球风资源图谱、全球平准化度电成本分析、全国输电配网策略、风电场微观选址等20项功能，可为新能源行业提供覆盖项目全生命周期的智慧化专业服务。根据《实施方案》要求，下一步国土、林地等相关部门应加快出台有关配套政策，协同打通国土空间规划“一张图”，不断健全新能源相关公共服务体系。

#### 案例3-9 建立测风塔及测风数据共享机制支持新能源项目发展

山东省烟台市莱州市位于山东省东北部，烟台市西部，西临渤海莱州湾，属暖温带季风大陆性气候，具有良好的风资源条件，因此吸引了大唐、中广核、三峡新能源等多家公司在此开展风电项目建设，出现在很小的区域范围内就有几家不同发电企业风电场的情况。因为目前测风塔及测风数据还未实现共享，导致各家企业在开展各自风场建设过程中，都需要建设各自的测风塔以及测风数据的分析，造成了人力、物力、财力的浪费。如果建立测风塔及测风数据共享机制，有利于企业一站式完成选址或场址复核，无需企业多次跑、多头跑，可大大缩短项目前期工作时间，提高项目推进效率。

主要政策点2：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。

建立健全标准体系，是推动新能源产业健康发展的重要保障之一。我国已基本形成了以国家标准为核心、行业标准为配套支撑的新能源标准体系。以风电为例，已发布实施的风电标准超过130项，标准项目涉及陆上风电及海上风电整机、零部件、风电场、检测认证、运行维护等。同时，国内机构还积极牵头和参与风电国际标准的制定，并推动国际可再生能源认证体系（IECRE）的合格评定互认机制。然而，在产业保持快速发展、技术能力不断取得突破的情况下，我国新能源标准体系建设仍存在不足。突出问题是标准制（修）订进度相对滞后。比如，我国早期制订的标准已

不能适应风电产业目前的发展需要，部分国外标准经转化后又无法完全适用于我国的工况环境，导致标准制定与风电发展之间存在脱节。对此，除了继续关注先进的国际标准并进行转化外，还需要加大标准实施以及标准化工作人员培训的力度；重点围绕新能源行业的技术创新迭代、新材料引入、新工艺应用、新领域开拓等，进一步完善标准体系。

检测认证公共服务体系，是开展新能源共性技术研发的一个重要支撑。关键共性技术能够为某一领域技术发展或新产品开发提供支撑，是整个产业进步和创新的基础，对提升产业技术水平、产业质量、生产效率具有很强的带动作用。经过多年的努力，我国已建成国家海上风电装备质量检验检测中心等国家级检测认证公共服务平台，对加速我国新能源技术进步起到了很好的促进作用。然而，整体来看，新能源检测认证公共服务体系建设较为缓慢，无法满足产业高速发展需要。而国外相关机构早已在积极推进相关公共服务平台的建设，如风电机组平台方面，美国国家可再生能源实验室建设了百米级风电叶片全尺寸实验平台，德国弗劳恩霍夫风能研究建设了可以测试20兆瓦风电机组与电网兼容性的平台，英国可再生能源孵化中心（ORE Catapult）建设了15兆瓦风电机组传动链测试平台，而国内尚处于起步阶段，多数关键环节的技术创新仍缺少能够适应未来产业发展的公共基础设施的支持。对此，国家相关主管部门应加快公共技术研发试验平台建设，可由第三方机构牵头，企业共同参与，以国家投资为主、企业集资为辅的方式，建设起风机传动系统、叶片、轴承等研发试验平台。

#### 案例3-10 我国建成国家级海上风电装备检验检测公共服务平台

2021年1月，位于广东省阳江市的国家海上风电装备质量检验检测中心获得国家级资质并正式投入运营，承担了我 国海上风电关键部件的测试研发工作，在我国新能源产业发展中发挥了重要作用。

国家海上风电装备质量检验检测中心是经国家认证认可监督管理委员会批准，鉴衡认证中心投资建设运营的国家级海上风电装备公共检测检验与技术服务平台，也是我国目前唯一一个国家级海上风电装备检验检测公共服务平台。该中心计划建成整机实验室、叶片实验室、在役机组检验实验室、化学实验室，在海上风电装备领域形成从原材料、部件、整机到在役机组的全生命周期检验、检测服务能力，将极大拓展我国风电整机及关键部件的测试验证资源。

其中，叶片实验室可以按照国际标准开展150米叶片全尺寸试验，从长度、功率、质量、载荷等方面通过设计参数的相关性分析，构建起叶片关键参数的预期评估模型，对风电叶片的设计与试验参数进行预判，模拟风电叶片在实际运行中的状态，为项目建设提供设计依据。这使得我国风电叶片检测能力达到全球领先水平，助力我国海上风电产业蓬勃发展。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/194146.html>