

国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案

能源是经济社会发展的重要物质基础。改革开放以来，我国能源行业快速发展，已成为全球最大的能源生产国、消费国，有力支撑了经济社会发展。但是，我国能源结构长期以煤为主，油气对外依存度高，是全球最大的碳排放国家，能源清洁低碳转型要求紧迫。习近平总书记提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为我国能源发展指明了方向，开辟了中国特色能源发展新道路。我们应遵循习近平总书记生态文明思想，积极应对碳排放带来的全球气候变化问题，坚定不移推进绿色发展，加快构建清洁低碳、安全高效能源体系，持续推进碳减排，引领全球化治理行动。

一、公司推动能源电力转型主要实践

国家电网公司牢固树立“能源转型、绿色发展”理念，加快电网发展，加大技术创新，推动能源电力从高碳向低碳、从以化石能源为主向以清洁能源为主转变，加快形成绿色生产和消费方式，助力生态文明建设和可持续发展。

全力推动新能源发展，促进能源供给清洁化。加快电网建设，“十三五”电网投资约2.4万亿元，建设坚强智能电网，保障新能源及时并网和消纳。加强输电通道建设，跨省区输电能力达到2.3亿千瓦，输送清洁能源电量比例43%，实现全国范围资源优化配置。加快抽水蓄能电站建设，“十三五”以来累计开工抽水蓄能电站21座、装机容量2853万千瓦，在运在建规模达到6236万千瓦，提升新能源消纳能力。2020年底，公司经营区清洁能源装机7.1亿千瓦，占比42%。其中风电和太阳能发电装机4.5亿千瓦，占比26%，比2015年提高14个百分点，利用率达到97.1%；21个省区新能源成为第一、第二大电源；风电和太阳能发电发电量5872亿千瓦时，减少电煤消耗2.5亿吨、减排二氧化碳4.5亿吨。

大力实施电能替代，促进终端能源消费电气化。全面完成北方地区“煤改电”任务，累计完成1063万户，助力打赢蓝天保卫战。加快电动汽车充电网络建设，建成覆盖176个城市的高速公路快速充电网络，搭建全球规模最大的智慧车联网平台，支持新能源汽车产业发展。贯彻长江经济带发展战略，积极推动长江沿线港口岸电建设，累计建成岸电设施1203套，实现长江主要港口岸电基本覆盖。在民航机场、沿海和内陆码头大力推广以电代油，在工业领域推广电窑炉、电锅炉4万余台。近年来，累计实现替代电量8677亿千瓦时，相当于减少散烧煤4.8亿吨、减排二氧化碳8.7亿吨，电能占终端能源消费比重达到27%左右。

加强电力技术创新，促进清洁能源利用高效化。研发并全面掌握特高压核心技术和全套设备制造能力，实现清洁能源大规模、远距离输送。建成国家风光储输、张北柔直等工程，探索新能源友好接入和综合利用新模式。建设“新能源云”平台，提供新能源消纳分析、电源并网、补贴申报、交易结算等一站式服务。在新能源电厂并网与运行控制领域，累计完成科研项目800余项，获得国家科学技术奖项12项，主导制定国际标准9项，主导或重点参与制定国家标准57项、行业标准57项，制定企业标准80项。

随着新能源快速发展和新型用能设备广泛接入，电力系统运行特性发生显著变化，需要统筹研究解决。一是处理好清洁发展与系统安全的关系。新能源、直流等大量替代常规机组，电动汽车、分布式能源、储能等交互式用能设备广泛应用，电力系统呈现高比例可再生能源、高比例电力电子设备的“双高”特征，系统转动惯量持续下降，调频、调压能力不足。电力系统亟需创新发展和技术升级。二是处理好清洁发展与电力保障的关系。风电和太阳能发电具有随机性，发电出力“靠天吃饭”，主要提供的是电量。近年来，我国用电需求呈现冬、夏“双峰”特征，峰谷差不断扩大，北方地区冬季高峰负荷往往接近或超过夏季高峰，电力保障供应的难度逐年加大。从运行实际看，满足电网高峰负荷需要，主要依靠的还是常规电源。在大力发展新能源的同时，既要统筹好常规电源发展，还要更加注重需求侧响应。三是处理好清洁发展与系统成本的关系。为适应“双高”、“双峰”形势下新能源并网和消纳，电力系统源网荷储各环节建设和运营成本都要增加。国内外研究表明，随着风光等电源发电量占比的快速提高，为消纳新能源付出的系统成本将会明显上升，新能源发电成本下降不能完全实现对冲。我国新能源资源与需求逆向分布，西部北部地区集中开发、远距离大规模输送，成本更高。另外，用能成本过低，不利于“能源双控”和节能降耗，难以支撑能源行业可持续高质量发展，不利于国有企业做强做优做大。随着新能源大规模发展，要着力疏导能源供应侧成本上升与需求侧成本较低的矛盾。

面对新能源快速发展的机遇和挑战，我们要以更大决心、更强力度、更实举措，通过供给侧结构调整和需求侧响应“双侧”发力，解决“双高”、“双峰”问题，推动能源清洁低碳安全高效利用。

二、能源电力“碳达峰、碳中和”路径研究

2020年9月22日，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上宣布，中国将采取更加有力的政策和措施，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。12月12日，习近平总书记在气候雄心峰会上

进一步宣布，到2030年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比2005年下降65%以上，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。习近平总书记提出“碳达峰、碳中和”目标，是党中央做出的重大战略决策，不仅是一个应对气候变化的目标，更是一个经济社会发展的战略目标，体现了我国未来发展的价值方向，对构建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意义深远重大，是一项重大的政治任务。

国家电网公司深入学习贯彻习近平总书记重要指示和十九届五中全会、中央经济工作会议精神，我们深刻认识到，实现“碳达峰、碳中和”，是构建人类命运共同体的伟大实践，树立了负责任的大国形象，彰显了大国担当；是推动我国从工业文明迈入生态文明的重要转变，符合人类社会规律，顺应人民群众对美好生活的期盼；是推动我国经济社会发展动力转换的重要引擎，推动疫情后世界经济“绿色复苏”，汇聚起可持续发展的强大合力；是保障国家能源安全的重要举措，大幅降低油气对外依存度，提高我国能源安全保障能力。我们强烈感受到，实现“碳达峰、碳中和”，是一项复杂艰巨的系统工程，面临诸多严峻挑战。一是我国实现“碳中和”时间紧难度大。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；我国二氧化碳排放量占全球的30%左右，超过美国、欧盟、日本的总和，从“碳达峰”到“碳中和”仅有30年时间，必须付出艰苦努力。二是统筹碳减排和经济社会发展要求高。欧美主要国家已完成工业化，经济增长与碳排放脱钩；我国尚处于工业化阶段，能源电力需求还将持续攀升，经济发展与碳排放仍存在强耦合关系，必须探索一条经济持续稳定增长情况下，既要保障能源电力安全可靠供应，又能实现碳减排的务实路径。三是能源电力领域任务重。实现“碳中和”的核心是控制碳排放。能源燃烧是我国主要的二氧化碳排放源，占全部二氧化碳排放的88%左右，电力行业排放约占能源行业排放的41%，减排任务很重。能源消费达峰后，随着电气化水平提高，电力需求仍将持续增长，电力行业不仅要承接交通、建筑、工业等领域转移的能源消耗和排放，还要对存量化石能源电源进行清洁替代，必须作出更大的贡献。四是电网企业责任大。推进能源清洁低碳转型，关键是加快发展非化石能源，尤其风电、太阳能发电等新能源。我国95%左右的非化石能源主要通过转化为电能加以利用。电网连接电力生产和消费，是重要的网络平台，是能源转型的中心环节，是电力系统碳减排的核心枢纽，既要保障新能源大规模开发和高效利用，又要满足经济社会发展的用电需求。电网企业面临保安全、保供应、降成本的巨大压力，同时自身节能减排任务繁重。公司要勇于担当、迎难而上，在碳减排工作中发挥重要作用。

我们反复深入研究，提出了能源电力落实“碳达峰、碳中和”的实施路径。能源领域碳排放总量大，是实现碳减排目标的关键，电力系统碳减排是能源行业碳减排的重要组成部分，“碳达峰”是基础前提，“碳中和”是最终目标。要坚持系统观念、建立平台思维、加强科技创新、发挥市场作用，政府、社会和能源企业多方共同努力，源网荷储各环节共同发力，以保障电力系统安全运行、保障能源电力可靠供应、保障电力行业可持续发展为基础，加快推进能源供给多元化清洁化低碳化、能源消费高效化减量化电气化。

在能源供给侧，构建多元化清洁能源供应体系。一是大力发展清洁能源，最大限度开发利用风电、太阳能发电等新能源，坚持集中开发与分布式并举，积极推动海上风电开发；大力发展水电，加快推进西南水电开发；安全高效推进沿海核电建设。二是加快煤电灵活性改造，优化煤电功能定位，科学设定煤电达峰目标。煤电充分发挥保供作用，更多承担系统调节功能，由电量供应主体向电力供应主体转变，提升电力系统应急备用和调峰能力。三是加强系统调节能力建设，大力推进抽水蓄能电站和调峰气电建设，推广应用大规模储能装置，提高系统调节能力。四是加快能源技术创新，提高新能源发电机组并网性能，加快光热发电技术推广应用。推进大容量高电压风电机组、光伏逆变器创新突破，加快大容量、高密度、高安全、低成本储能装置研制。

推动氢能利用，碳捕集、利用和封存等技术研发，加快CO₂资源再利用。预计2025、2030年，非化石能源占一次能源消费比重将达到20%、25%左右。

在能源消费侧，全面推进电气化和节能提效。一是强化能耗双控，坚持节能优先，把节能指标纳入生态文明、绿色发展等绩效评价体系，合理控制能源消费总量，重点控制化石能源消费。二是加强能效管理，加快冶金、化工等高耗能行业用能转型，提高建筑节能标准。以电为中心，推动风光水火储多能融合互补、电气冷热多元聚合互动，提高整体能效。三是加快电能替代，支持“以电代煤”、“以电代油”，加快工业、建筑、交通等重点行业电能替代，持续推进乡村电气化，**推动电制氢技术应用**。四是挖掘需求侧响应潜力，构建可中断、可调节多元负荷资源，完善相关政策和价格机制，引导各类电力市场主体挖掘调峰资源，主动参与需求响应。预计2025、2030年，电能占终端能源消费比重将达到30%、35%以上。

党的十八大以来，我国能源电力转型取得显著成就。在此基础上，加快构建能源电力绿色供给体系，持续提升非化石能源消费比重，稳步提高能源利用效率，加快推进科技进步，能源电力有望提前实现“碳达峰”。加快清洁能源替代化石能源，减少化石能源消费总量，开展大规模国土绿化行动，全面提升生态系统碳汇能力，通过碳捕集、利用和封存技术，能源电力有望尽早实现“碳中和”。

三、国家电网公司行动方案

国家电网公司将充分发挥“大国重器”和“顶梁柱”作用，自觉肩负起历史使命，加强组织、明确责任、主动作为，建设安全高效、绿色智能、互联互通、共享互济的坚强智能电网，加快电网向能源互联网升级，争排头、做表率，为实现“碳达峰、碳中和”目标作出国网贡献。当好“引领者”，充分发挥电网“桥梁”和“纽带”作用，带动产业链、供应链上下游，加快能源生产清洁化、能源消费电气化、能源利用高效化，推进能源电力行业尽早以较低峰值达峰；当好“推动者”，促进技术创新、政策创新、机制创新、模式创新，引导绿色低碳生产生活方式，推动全社会尽快实现“碳中和”；当好“先行者”，系统梳理输配电各环节、生产办公全领域节能减排清单，深入挖掘节能减排潜力，实现企业碳排放率先达峰。

（一）推动电网向能源互联网升级，着力打造清洁能源优化配置平台

1.加快构建坚强智能电网。推进各级电网协调发展，支持新能源优先就地就近并网消纳。在送端，完善西北、东北主网架结构，加快构建川渝特高压交流主网架，支撑跨区直流安全高效运行。在受端，扩展和完善华北、华东特高压交流主网架，加快建设华中特高压骨干网架，构建水火风光资源优化配置平台，提高清洁能源接纳能力。

2.加大跨区输送清洁能源力度。将持续提升已建输电通道利用效率，作为电网发展主要内容和重点任务。“十四五”期间，推动配套电源加快建设，完善送受端网架，推动建立跨省区输电长效机制，已建通道逐步实现满送，提升输电能力3527万千瓦。优化送端配套电源结构，提高输送清洁能源比重。新增跨区输电通道以输送清洁能源为主，“十四五”规划建成7回特高压直流，新增输电能力5600万千瓦。到2025年，公司经营区跨省跨区输电能力达到3.0亿千瓦，输送清洁能源占比达到50%。

3.保障清洁能源及时同步并网。开辟风电、太阳能发电等新能源配套电网工程建设“绿色通道”，确保电网电源同步投产。加快水电、核电并网和送出工程建设，支持四川等地区水电开发，超前研究西藏水电开发外送方案。到2030年，公司经营区风电、太阳能发电总装机容量将达到10亿千瓦以上，水电装机达到2.8亿千瓦，核电装机达到8000万千瓦。

4.支持分布式电源和微电网发展。为分布式电源提供一站式全流程免费服务。加强配电网互联互通和智能控制，满足分布式清洁能源并网和多元负荷用电需要。做好并网型微电网接入服务，发挥微电网就地消纳分布式电源、集成优化供需资源作用。到2025年，公司经营区分布式光伏达到1.8亿千瓦。

5.加快电网向能源互联网升级。加强“大云物移智链”等技术在能源电力领域的融合创新和应用，促进各类能源互通互济，源网荷储协调互动，支撑新能源发电、多元化储能、新型负荷大规模友好接入。加快信息采集、感知、处理、应用等环节建设，推进各能源品种的数据共享和价值挖掘。到2025年，初步建成国际领先的能源互联网。

（二）推动网源协调发展和调度交易机制优化，着力做好清洁能源并网消纳

6.持续提升系统调节能力。加快已开工的4163万千瓦抽水蓄能电站建设。“十四五”期间，加大抽水蓄能电站规划选点和前期工作，再安排开工建设一批项目，到2025年，公司经营区抽水蓄能装机超过5000万千瓦。积极支持煤电灵活性改造，尽可能减少煤电发电量，推动电煤消费尽快达峰。支持调峰气电建设和储能规模化应用。积极推动发展“光伏+储能”，提高分布式电源利用效率。

7.优化电网调度运行。加强电网统一调度，统筹送受端调峰资源，完善省间互济和旋转备用共享机制，促进清洁能源消纳多级调度协同快速响应。加强跨区域、跨流域风光水火联合运行，提升清洁能源功率预测精度，统筹全网开机，优先调度清洁能源，确保能发尽发、能用尽用。

8.发挥市场作用扩展消纳空间。加快构建促进新能源消纳的市场机制，深化省级电力现货市场建设，采用灵活价格机制促进清洁能源参与现货交易。完善以中长期交易为主、现货交易为补充的省间交易体系，积极开展风光水火打捆外送交易、发电权交易、新能源优先替代等多种交易方式，扩大新能源跨区跨省交易规模。

（三）推动全社会节能提效，着力提高终端消费电气化水平

9.拓展电能替代广度深度。推动电动汽车、港口岸电、纯电动船、公路和铁路电气化发展。深挖工业生产窑炉、锅炉替代潜力。推进电供冷热，实现绿色建筑电能替代。加快乡村电气化提升工程建设，推进清洁取暖“煤改电”。积极参与用能标准建设，推进电能替代技术发展和应用。“十四五”期间，公司经营区替代电量达到6000亿千瓦时。

10.积极推动综合能源服务。以工业园区、大型公共建筑等为重点，积极拓展用能诊断、能效提升、多能供应等综合能源服务，助力提升全社会终端用能效率。建设线上线下一体化客户服务平台，及时向用户发布用能信息，引导用户主动节约用能。推动智慧能源系统建设，挖掘用户侧资源参与需求侧响应的潜力。

11.助力国家碳市场运作。加强发电、用电、跨省区送电等大数据建设，支撑全国碳市场政策研究、配额测算等工作。围绕电能替代、抽水蓄能、综合能源服务等，加强碳减排方法研究，为产业链上下游提供碳减排服务，从供给和需求双侧发力，通过市场手段统筹能源电力发展和节能减碳目标实现。

（四）推动公司节能减排加快实施，着力降低自身碳排放水平

12.全面实施电网节能管理。优化电网结构，推广节能导线和变压器，强化节能调度，提高电网节能水平。加强电网规划设计、建设运行、运维检修各环节绿色低碳技术研发，实现全过程节能、节水、节材、节地和环境保护。加强六氟化硫气体回收处理、循环再利用和电网废弃物环境无害化处置，保护生态环境。

13.强化公司办公节能减排。强化建筑节能，推进现有建筑节能改造和新建建筑节能设计，推广采用高效节能设备，充分利用清洁能源解决用能需求。积极采用节能环保汽车和新能源汽车，促进交通用能清洁化，减少用油能耗。

14.提升公司碳资产管理能力。积极参与全国碳市场建设，充分挖掘碳减排（CCER）资产，建立健全公司碳排放管理体系，发挥公司产科研用一体化优势，培育碳市场新兴业务，构建绿色低碳品牌，形成共赢发展的专业支撑体系。

（五）推动能源电力技术创新，着力提升运行安全和效率水平

15.统筹开展重大科技攻关。围绕“碳达峰、碳中和”目标，加快实施“新跨越行动计划”，同步推进基础理论和技术装备创新。针对电力系统“双高”、“双峰”特点，加快电力系统构建和安全稳定运行控制等技术研发，加快以输送新能源为主的特高压输电、柔性直流输电等技术装备研发，推进虚拟电厂、新能源主动支撑等技术进步和应用，研究推广有源配电网、分布式能源、终端能效提升和能源综合利用等技术装备研制，推进科技示范工程建设。

16.打造能源数字经济平台。深化应用“新能源云”等平台，全面接入煤、油、气、电等能源数据，汇聚能源全产业链信息，支持碳资产管理、碳交易、绿证交易、绿色金融等新业务，推动能源领域数字经济发展，服务国家智慧能源体系构建。

（六）推动深化国际交流合作，着力集聚能源绿色转型最大合力

17.深化国际合作与宣传引导。高水平举办能源转型国际论坛，打造能源“达沃斯”，加强国际交流合作，倡导能源转型、绿色发展的理念，推动构建人类命运共同体。全面践行可持续发展理念，深入推进可持续性管理，融入全球话语体系，努力形成企业推动绿色发展的国际引领。加强信息公开和对外宣传，积极与政府机构、行业企业、科研院所研讨交流，开门问策、集思广益，汇聚起推动能源转型的强大合力。

18.强化工作组织落实责任。建立健全工作机制，成立公司“碳达峰、碳中和”领导小组，统筹推进各项工作，协调解决重大问题。各部门、各机构、各单位细化分解工作任务，落实责任分工，扎实有效推进各项工作。科研单位集中骨干力量，加大科技攻关力度，解决发展“瓶颈”问题。

四、全社会共同参与的行动方案

实现“碳达峰、碳中和”，事关经济社会发展全局和长期战略，需要全社会各行业共同努力。要按照全国一盘棋，统筹好发展与安全、政府与市场、保供与节能、成本与价格，研究制定政府主导、政策引导、市场调节、企业率先、全社会共同参与的行动方案，整体实施、持续推进。

（一）做好顶层设计，加强政策引导

1.统筹制定总体方案和具体措施。出台国家行动方案，明确“碳达峰”峰值、“碳达峰、碳中和”实施路径、时间表和路线图。将主要指标分解到各行业、各地区，结合经济发展需求和承受能力，提出重点行业、重点地区梯次达峰方案，积极稳妥推进各项工作。

2.坚持和完善能源双控制度。健全双控管理措施，合理控制能源消费总量，严格控制能耗强度，重点控制化石能源

消费。制定需求侧响应政策措施，引导全社会全过程绿色低碳生产生活行为。完善可再生能源消纳保障机制，所有用户公平承担消纳责任。

3.加强能源电力统一规划。发扬我国电力系统安全运行经验优势，坚持电网“统一规划、统一调度、统一管理”体制优势，充分发挥大电网资源优化配置平台作用，实现源网荷协同联动、有效衔接。将电力系统全环节促进能源转型的重大举措、重点工程纳入国家规划，统筹协调、加快落地实施。

4.完善市场机制和价格财税政策。建设全国统一电力市场，健全能源电力价格合理形成和成本疏导机制。健全辅助服务市场交易机制，引导火电机组主动参与系统调节。完善抽水蓄能电价形成和容量电费分摊机制，建立储能电站投资回报机制。通过价格机制，调动用户节能降耗和参与需求侧响应的积极性。

5.推动碳市场和电力市场协同发展。基于电力市场化改革成果，加快全国碳市场建设，全面实行碳排放权市场化交易。充分考虑碳市场对于电力市场的影响，将电能价格与碳排放成本有机结合，发挥两个市场相互促进、协同互补作用，提高清洁能源的市场竞争力，由用能企业承担碳排放成本，更好推动能源清洁低碳转型。

6.支持低碳技术创新。设立专项科研基金，支持能源电力技术创新。支持科研团队建设，培育专家人才。鼓励各类资本进入低碳技术研发领域。

7.加强监督检查。建立工作考核机制，制定监管措施和核查制度，协调推进各项工作措施落到实处。

（二）行业发挥实施主体作用，推动国家方案落地

1.发电企业大力发展清洁能源，加快实施煤电灵活性改造，淘汰不达标落后煤电机组。提升灵活调节电源的比重，建设调峰电源，发展“新能源+储能”、光热发电，提高系统调节能力。加快碳捕捉、封存和二次利用技术进步，力争尽早实现零碳排放。

2.用电企业主动响应电力系统需求，及时调整用电行为和用电模式，积极消纳清洁能源。工业企业加快推进绿色改造，强化余热、余气、余压重复利用，降低能耗、提高能效。

3.相关行业加大电能替代力度，提升电气化水平。加强自主创新，开发应用低碳节能技术和商业模式，推广绿色交通、绿色建筑，加快构建绿色低碳循环发展经济体系。

（三）社会民众自觉行动，形成绿色低碳生产生活方式

1.坚持绿水青山就是金山银山理念，积极响应开展国土绿化行动，不断增加森林面积和蓄积量，加快山水林田湖草系统治理，增强自然生态系统固碳能力。

2.自觉开展绿色生活创建活动，倡导简约适度、绿色低碳生产生活方式，培育绿色、健康、安全消费习惯。

3.大力推广使用节能环保产品，提高用能水平和效率。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/166822.html>