关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》的通知

发改能源规〔2018〕1575号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、中国华能、中国大唐、中国华电、国家能源、国家电投、中核、中广核、中国三峡集团公司，中国国际工程咨询公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

为全面贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想和党的十九大精神，认真落实中央经济工作会议和政府工作报告各项部署，用更大的决心、更强的力度、更实的措施解决清洁能源消纳问题，建立清洁能源消纳的长效机制，国家发展改革委、国家能源局制定了《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》，现印发你们，请遵照执行。

国家发展改革委
国 家 能 源 局
2018年10月30日

清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）

清洁能源是能源转型发展的重要力量，积极消纳清洁能源是贯彻能源生产和消费革命战略，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的有力抓手，也是加快生态文明建设，实现美丽中国的关键环节。

近年来，我国清洁能源产业不断发展壮大，产业规模和技术装备水平连续跃上新台阶，为缓解能源资源约束和生态环境压力作出突出贡献。但同时，清洁能源发展不平衡不充分的矛盾也日益凸显，特别是清洁能源消纳问题突出，已严重制约电力行业健康可持续发展。

从现在到2020年，是我国全面建成小康社会的关键决胜期，是能源发展转型的重要战略机遇期。为贯彻落实习近平新时代中国特色社会主义思想和党的十九大精神，全面促进清洁能源消纳，制定本行动计划。

总体要求：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大精神，全面落实党中央、国务院决策部署，紧紧围绕“五位一体”总体布局和“四个全面”战略布局，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念。立足我国国情和发展阶段，着眼经济社会发展全局，以促进能源生产和消费革命、推进能源产业结构调整、推动清洁能源消纳为核心，坚持远近结合、标本兼治、安全优先、清洁为主的原则，贯彻“清洁低碳、安全高效”方针，形成政府引导、企业实施、市场推动、公众参与的清洁能源消纳新机制，切实践行“绿水青山就是金山银山”的理念，为建设美丽中国而奋斗。

工作目标：2018年，清洁能源消纳取得显著成效；到2020年，基本解决清洁能源消纳问题。

具体指标：2018年，确保全国平均风电利用率高于88%（力争达到90%以上），弃风率低于12%（力争控制在10%以内）；光伏发电利用率高于95%，弃光率低于5%，确保弃风、弃光电量比2017年进一步下降。全国水能利用率95%以上。全国大部分核电实现安全保障性消纳。

2019年，确保全国平均风电利用率高于90%（力争达到92%左右），弃风率低于10%（力争控制在8%左右）；光伏发电利用率高于95%，弃光率低于5%。全国水能利用率95%以上。全国核电基本实现安全保障性消纳。

2020年，确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到95%左右），弃风率控制在合理水平（力争控制在5%左右）；光伏发电利用率高于95%，弃光率低于5%。全国水能利用率95%以上。全国核电实现安全保障性消纳。

（重点省份分年度目标见附件。）

一、优化电源布局，合理控制电源开发节奏

（一）科学调整清洁能源发展规划。结合能源、电力及可再生能源“十三五”规划中期评估，科学调整“十三五”发展目标，优化各类发电装机布局规模，清洁能源开发规模进一步向中东部消纳条件较好地区倾斜，优先鼓励分散式、分布式可再生能源开发。

（二）有序安排清洁能源投产进度。各地区要将落实清洁能源电力市场消纳条件作为安排本区域新增清洁能源项目规模的前提条件，严格执行风电、光伏发电投资监测预警机制，严禁违反规定建设规划外项目。存在弃风、弃光的地区原则上不得突破“十三五”规划规模。

（三）积极促进煤电有序清洁发展。发挥规划引领约束作用，发布实施年度风险预警，合理控制煤电规划建设时序，严控新增煤电产能规模。有力有序有效关停煤电落后产能，推进煤电超低排放和节能改造，促进煤电灵活性改造，提升煤电灵活调节能力和高效清洁发展水平。

二、加快电力市场化改革，发挥市场调节功能

（四）完善电力中长期交易机制。进一步扩大交易主体覆盖范围，拓展延伸交易周期向日前发展，丰富中长期交易品种，进一步促进发电权交易，促进清洁能源以与火电等电源打捆方式在较大范围内与大用户、自备电厂负荷等主体直接签订中长期交易合约。创新交易模式，鼓励合约以金融差价、发电权交易等方式灵活执行，在确保电网安全稳定运行情况下，清洁能源电力优先消纳、交易合同优先执行。

（五）扩大清洁能源跨省区市场交易。打破省间电力交易壁垒，推进跨省区发电权置换交易，确保省间清洁能源电力送电协议的执行，清洁能源电力可以超计划外送。在当前跨区域省间富余可再生能源电力现货交易试点的基础上，进一步扩大市场交易规模，推动受端省份取消外受电量规模限制，鼓励送受两端市场主体直接开展交易。各地不得干预可再生能源报价和交易。合理扩大核电消纳范围，鼓励核电参与跨省区市场交易。

（六）统筹推进电力现货市场建设。鼓励清洁能源发电参与现货市场，并向区外清洁能源主体同步开放市场。在市场模式设计中充分考虑清洁能源具有的边际成本低、出力波动等特性。电力现货市场建设试点从2019年起逐步投入运行。持续推动全国电力市场体系建设，促进电力现货市场融合。

（七）全面推进辅助服务补偿（市场）机制建设。进一步推进东北、山西、福建、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃等电力辅助服务市场改革试点工作，推动华北、华东等地辅助服务市场建设，非试点地区由补偿机制逐步过渡到市场机制。实现电力辅助服务补偿项目全覆盖，补偿力度科学化，鼓励自动发电控制和调峰服务按效果补偿，按需扩大储能设备、需求侧资源等电力辅助服务提供主体，充分调动火电、储能、用户可中断负荷等各类资源提供服务的积极性。

三、加强宏观政策引导，形成有利于清洁能源消纳的体制机制

（八）研究实施可再生能源电力配额制度。由国务院能源主管部门确定各省级区域用电量中可再生能源电力消费量最低比重指标。省级能源主管部门、省级电网企业、售电公司和电力用户共同承担可再生能源电力配额工作和义务。力争在2018年全面启动可再生能源电力配额制度。

（九）完善非水可再生能源电价政策。进一步降低新能源开发成本，制定逐年补贴退坡计划，加快推进风电、光伏发电平价上网进程，2020年新增陆上风电机组实现与煤电机组平价上网，新增集中式光伏发电尽早实现上网侧平价上网。合理衔接和改进清洁能源价格补贴机制。落实《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》有关要求，鼓励非水可再生能源积极参与电力市场交易。

（十）落实清洁能源优先发电制度。地方政府相关部门在制定中长期市场交易电量规模、火电机组发电计划时，应按照《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》《保障核电安全消纳暂行办法》要求足量预留清洁能源优先发电空间，优先消纳政府间协议水电跨省跨区输电电量和保障利用小时内的新能源电量。逐步减少燃煤电厂计划电量，计划电量减小比例应不低于中长期市场的增加比例；考虑清洁能源的出力特性，细化燃煤电厂计划电量的分解至月度，并逐步过渡至周。鼓励核电开展“优价满发”试点，充分发挥资源环境效益，合理平衡经济效益。因清洁能源发电影响的计划调整，经省级政府主管部门核定后，不纳入“三公”考核。系统内各类电力主体共同承担清洁能源消纳义务。

（十一）启动可再生能源法修订工作。随着我国可再生能源产业的快速发展，可再生能源已逐渐成为我国的主要能源品种之一，面对可再生能源规模化发展、对电力系统渗透率不断提高等新形势，应尽快启动可再生能源法修订工作，更好地促进清洁能源健康发展。

四、深挖电源侧调峰潜力，全面提升电力系统调节能力

（十二）实施火电灵活性改造。省级政府相关主管部门负责制定年度火电灵活性改造计划，国家能源局派出机构会

同相关部门组织省级电网公司对改造机组进行验收。研究出台火电灵活性改造支持性措施，将各地火电灵活性改造规模与新能源规模总量挂钩。

（十三）核定火电最小技术出力率和最小开机方式。国家能源局派出机构会同相关部门，组织省级电网公司开展火电机组单机最小技术出力率和最小开机方式的核定；2018年底前全面完成核定工作，并逐年进行更新和调整；电力调度机构严格按照核定结果调度火电机组。

（十四）通过市场和行政手段引导燃煤自备电厂调峰消纳清洁能源。进一步扩大清洁能源替代自备电厂负荷市场交易规模，研究出台自备电厂负荷调峰消纳新能源的相关政策，加强自备电厂与主网电气连接，率先实现新能源富集地区自备电厂参与调峰。督促自备电厂足额缴纳政府性基金和附加，提高清洁能源替代发电的竞争性。2018年，清洁能源年替代自备电厂发电量力争超过100亿千瓦时；到2020年，替代电量力争超过500亿千瓦时。

（十五）提升可再生能源功率预测水平。可再生能源发电企业利用大数据、人工智能等先进技术提高风况、光照、来水的预测精度，增加功率预测偏差奖惩力度，对于偏差超过一定范围的电量进行双向考核结算，国家能源局派出机构或地方能源主管部门做好考核细则制定工作，区域和省级电网公司做好功率预测的汇总和考核工作。

五、完善电网基础设施，充分发挥电网资源配置平台作用

（十六）提升电网汇集和外送清洁能源能力。加快推进雅中、乌东德、白鹤滩、金沙江上游等水电外送通道建设；研究推进青海、内蒙古等富集地区高比例可再生能源通道建设。加强可再生能源富集区域和省份内部网架建设，重点解决甘肃、两广、新疆、河北、四川、云南等地区内部输电断面能力不足问题。

（十七）提高存量跨省区输电通道可再生能源输送比例。充分发挥送受两端煤电机组的调频和调峰能力，调度机构要充分利用可再生能源的短期和超短期功率预测结果，滚动修正送电曲线。2020年底前，主要跨省区输电通道中可再生能源电量比例力争达到平均30%以上。

（十八）实施城乡配电网建设和智能化升级。持续开展配电网和农网改造建设，推动智能电网建设，提升配电自动化覆盖率，增强电网分布式清洁能源接纳能力以及对清洁供暖等新型终端用电的保障能力。

（十九）研究探索多种能源联合调度。研究试点火电和可再生能源联合优化运行，探索可再生能源电站和火电厂组成联合调度单元，内部由火电为可再生能源电站提供调峰和调频辅助服务；联合调度单元对外视为整体参加电力市场并接受电网调度机构指令。水电为主同时有风电、光伏发电的区域，以及风电、光伏发电同时集中开发的地区，可探索试点按区域组织多种电源协调运行的联合调度单元。鼓励新建核电项目结合本地实际，配套建设抽水蓄能等调峰电源。

（二十）加强电力系统运行安全管理与风险管控。调度机构要科学合理安排运行方式，建立适应新能源大规模接入特点的电力平衡机制。加强涉网机组安全管理，增强电网对新能源远距离外送的安全适应性，完善分布式新能源接入的技术标准体系。加快建设完善新能源发电技术监督管理体系，加强新能源企业电力监控系统安全防护等网络信息安全工作，提高新能源发电设备的安全运行水平。针对新能源并网容量增加出现的安全风险，电力企业要落实电力安全生产主体责任，全面加强电网安全风险管控工作。国家能源局派出机构和省级政府能源主管部门要按照职能，切实加强电力系统运行安全管理与风险管控，定期开展监督检查工作。

六、促进源网荷储互动，积极推进电力消费方式变革

（二十一）推行优先利用清洁能源的绿色消费模式。倡导绿色电力消费理念，推动可再生能源电力配额制向消费者延伸，鼓励售电公司和电网公司制定清洁能源用电套餐、可再生能源用电套餐等，引导终端用户优先选用清洁能源电力。

（二十二）推动可再生能源就近高效利用。选择可再生能源资源丰富的地区，建设可再生能源综合消纳示范区。开展以消纳清洁能源为目的的清洁能源电力专线供电试点，加快柔性直流输电等适应波动性可再生能源的电网新技术应用。探索可再生能源富余电力转化为热能、冷能、氢能，实现可再生能源多途径就近高效利用。

（二十三）优化储能技术发展方式。充分发挥储电、储热、储气、储冷在规模、效率和成本方面的各自优势，实现多类储能的有机结合。统筹推进集中式和分布式储能电站建设，推进储能聚合、储能共享等新兴业态，最大化利用储能资源，充分发挥储能的调峰、调频和备用等多类效益。

（二十四）推进北方地区冬季清洁取暖。全面落实《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》要求，加快提高清洁供暖比重。加强清洁取暖总体设计与清洁能源消纳的统筹衔接，上下联动落实任务分工，明确省级清洁取暖实施方案。2019年、2021年实现北方地区清洁取暖率达到50%、70%。

（二十五）推动电力需求侧响应规模化发展。鼓励大工业负荷参加辅助服务市场，发挥电解铝、铁合金、多晶硅等电价敏感型高载能负荷的灵活用电潜力，消纳波动性可再生能源。鼓励并引导电动汽车有序充电。加快出台需求响应激励机制，培育需求侧响应聚合服务商等新兴市场主体，释放居民、商业和一般工业负荷的用电弹性，将电力需求侧资源纳入电力市场。

七、落实责任主体，提高消纳考核及监管水平

（二十六）强化清洁能源消纳目标考核。科学测算清洁能源消纳年度总体目标和分区域目标，进一步明确弃电量、弃电率的概念和界定标准。弃水、弃风、弃光情况严重和核电机组利用率低的省

（区、市），当地能源主管部门要会同国家能源局派出监管机构制定本地区解决清洁能源消纳问题的专项方案。组织具备接受外送清洁能源消纳条件的省（区、市），明确本区域消纳目标。明确新能源与煤电联合外送通道中，非水可再生能源占总电量的运行比重目标，并实施年度考核。原则上，对风电、光伏发电利用率超过95%的区域，其限发电量不再计入全国限电量统计。对水能利用率超过95%的区域和主要流域（河流、河段），其限发电量不再计入全国限电量统计。

（二十七）建立清洁能源消纳信息公开和报送机制。电网企业和电力交易机构按月向国家能源主管部门提供发电计划和跨省跨区通道的送电曲线、各类电源逐小时实际出力情况和清洁能源交易情况备查。国家能源主管部门组织第三方技术机构对清洁能源消纳进行监测评估，并向社会公布。

（二十八）加强清洁能源消纳监管督查。全面梳理各地和电网企业对《解决弃水弃风弃光问题实施方案》《保障核电安全消纳暂行办法》等清洁能源消纳政策的落实情况。对实施方案和消纳目标完成情况按月监测、按季度评估、按年度考核，国家能源局派出监管机构开展清洁能源消纳专项督查和清洁能源消纳重点专项监管，对政策执行不力和达不到消纳目标的地区依法予以追责。畅通12398能源监管热线，及时分析统计涉及清洁能源消纳的投诉、举报和咨询等情况。

附件：清洁能源消纳主要目标

附件

清洁能源消纳主要目标

	2018 年		2019 年		2020 年	
	利用率	弃电率	利用率	弃电率	利用率	弃电率
一、风电						
1.新疆	75%	25%	80%	20%	85%	15%
2.甘肃	77%	23%	80%	20%	85%	15%
3.黑龙江	90%	10%	92%	8%	94%	6%
4.内蒙古	88%	12%	90%	10%	92%	8%
5.吉林	85%	15%	88%	12%	90%	10%
6.河北	94%	6%	95%	5%	95%	5%
二、光伏						
1.新疆	85%	15%	90%	10%	90%	10%
2.甘肃	90%	10%	90%	10%	90%	10%
三、水电						
1.四川	90%		92%		95%	
2.云南	90%		92%		95%	
3.广西	95%		95%		95%	

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/132690.html