

附件

解决弃水弃风弃光问题实施方案

为贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，推进能源生产和消费革命，落实《政府工作报告》要求，确保实现“十三五”规划纲要确定的非化石能源发展目标，尽快解决弃水弃风弃光问题，制定本实施方案。

一、总体要求

（一）指导思想

全面贯彻党的十九大精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，认真落实党中央、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，遵循能源生产和消费革命战略，全面树立能源绿色发展和优先开发利用可再生能源的观念，严格落实《可再生能源法》规定的可再生能源发电全额保障性收购制度，在保障电网安全稳定的前提下，实现可再生能源无歧视、无障碍上网，为可再生能源持续健康发展创造良好的市场环境。

（二）基本原则

坚持政府引导与市场主导相结合。强化能源相关规划的约束力和执行力，加强事中事后监管，建立健全可再生能源电力消纳监督考核机制。着力完善市场体系和市场机制，发挥市场配置资源的决

定性作用，鼓励以竞争性市场化方式实现可再生能源充分利用。

坚持全国统筹与本地利用相结合。进一步加强可再生能源电力生产地区与消费地区协调联动，在全国层面统筹好电力供需之间、各电力品种之间、各地区之间的衔接平衡。充分挖掘可再生能源电力生产地区用能需求，加快推进电能替代，鼓励可再生能源电力优先本地消纳。

坚持规范电源与优化通道相结合。坚持集中式与分布式并举，着力优化可再生能源电力开发布局，统筹火电与可再生能源电力发展，合理把握可再生能源电力发展规模和节奏。推进可再生能源电力开发基地与电力输送通道同步规划、同步建设，加快调峰电源建设，促进电网与电源协调发展。

坚持技术创新与体制改革相结合。加快促进可再生能源与信息技术深度融合，全面提升电源、电网、用电各环节消纳可再生能源电力的技术水平，探索可再生能源消费新业态、新模式。加快电力市场建设步伐，完善促进可再生能源电力消纳的交易机制、辅助服务机制和价格机制，不断提高可再生能源发电的市场竞争力。

（三）总体目标

2017 年可再生能源电力受限严重地区弃水弃风弃光状况实现明显缓解。云南、四川水能利用率力争达到 90%左右。甘肃、新疆弃风率降至 30%左右，吉林、黑龙江和内蒙古弃风率降至 20%左右。甘肃、新疆弃光率降至 20%左右，陕西、青海弃光率力争控制在

10%以内。其它地区风电和光伏发电年利用小时数应达到国家能源局 2016 年下达的本地区最低保障收购年利用小时数（或弃风率低于 10%、弃光率低于 5%）。各省（自治区、直辖市）能源管理部门要及时总结解决弃水弃风弃光的工作成效和政策措施，并提出后续年度解决弃水弃风弃光的工作目标，国家发展改革委、国家能源局组织评估论证后确认各省（自治区、直辖市）年度工作目标，确保弃水弃风弃光电量和限电比例逐年下降。到 2020 年在全国范围内有效解决弃水弃风弃光问题。

二、完善可再生能源开发利用机制

（四）全面树立能源绿色消费理念。各级政府能源管理部门、电网企业、可再生能源开发企业均要遵循能源生产和消费革命战略，坚持能源绿色发展，把提高可再生能源利用水平作为能源发展的重要任务。可再生能源资源富集地区要加大本地消纳可再生能源力度，采取多种措施扩大可再生能源电力消费。具备可再生能源电力消纳市场空间的省（自治区、直辖市）要结合跨省跨区输电通道尤其是特高压输电通道能力积极接纳区外输入可再生能源电力，主动压减本地区燃煤发电，为扩大可再生能源利用腾出市场空间。

（五）完善可再生能源开发利用目标监测评价制度。各省（自治区、直辖市）能源管理部门应根据国家发展改革委、国家能源局发布的《能源发展“十三五”规划》及各有关能源专项规划和经国家能源局批复的本地区能源发展“十三五”规划确定的本地区可再生

能源发展目标，按年度提出能源消费总量中的可再生能源比重指标，将其作为本地区国民经济发展年度计划重要指标并保持逐年提升。国家能源局将根据全国非化石能源占一次能源消费比重到 2020 年、2030 年分别达到 15%、20% 的目标，对各地区可再生能源比重指标完成情况进行监测和评价。

（六）实行可再生能源电力配额制。国家根据《可再生能源法》、能源战略和发展规划、非化石能源占能源消费比重目标，综合考虑各省（自治区、直辖市）可再生能源资源、电力消费总量、跨省跨区电力输送能力等因素，按年度确定各省级区域全社会用电量中可再生能源电力消费量最低比重指标。各类电力相关市场主体共同承担促进可再生能源利用的责任，各省级电网企业及其他地方电网企业、配售电企业（含社会资本投资的增量配电网企业、自备电厂）负责完成本供电区域内可再生能源电力配额，电力生产企业的发电装机和年发电量构成应达到规定的可再生能源比重要求。完善可再生能源电力绿色证书及交易机制，形成促进可再生能源电力生产和消费的新发展模式。《可再生能源电力配额及考核办法》另行发布。

（七）落实可再生能源优先发电制度。各电网企业应会同有关电力交易机构，按照电力体制改革关于可再生能源优先发电的政策，根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625 号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）、《关于有序放开发用电计划的通

知》(发改运行〔2017〕294号)和优先发电、优先购电有关管理规定,落实好可再生能源发电项目最低保障收购年利用小时数内的电量按国家核定的上网电价或经招标确定的电价全额收购的政策。省级电力运行管理部门在编制年度优先发电、优先购电计划时,要预留规划内可再生能源发电保障性收购电量,并会同能源管理部门做好可再生能源发电保障性收购与电力市场化交易的衔接。

(八)推进可再生能源电力参与市场化交易。在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区,对最低保障收购年利用小时数之外的可再生能源电量,鼓励通过市场化交易促进消纳利用。充分挖掘跨省跨区输电通道的输送能力,将送端地区解决弃水弃风弃光问题与受端地区压减燃煤消费相衔接,扩大跨省跨区消纳可再生能源电力现货交易。有关省(自治区、直辖市)能源管理部门、电力运行管理部门要积极协调可再生能源发电企业与大用户、拥有自备电厂的企业开展可再生能源电力市场化交易,主动与受端地区政府及主管部门进行可再生能源电力外送和市场化交易的衔接。北京电力交易中心、广州电力交易中心及各省级电力交易中心和电网企业要协同组织开展好可再生能源电力市场化交易。有关地区要尽快取消跨省跨区可再生能源电力交易送受端不合理的限价规定,支持可再生能源电力提高市场竞争力。

三、充分发挥电网关键平台作用

(九)提升可再生能源电力输送水平。加强可再生能源开发重

点地区电网建设，加快推进西南和“三北”地区可再生能源电力跨省跨区配置的输电通道规划和建设，优先建设以输送可再生能源为主且受端地区具有消纳市场空间的输电通道。充分利用已有跨省跨区输电通道输送可再生能源电力并提高运行水平。研究提高可再生能源电力输送能力的技术措施，加快柔性直流输电技术研究与应用，积极推进张家口可再生能源电力柔性直流输电示范工程。2017年，“三北”地区投产晋北至南京、酒泉至湖南、锡盟至泰州、扎鲁特-青州直流输电工程，西南地区投产川渝第三通道。2018年，“三北”地区投产准东-皖南、上海庙至山东直流输电工程，西南地区投产滇西北-广东直流输电工程。“十三五”后期加快推进四川水电第四回外送输电通道以及乌东德水电站、白鹤滩水电站和金沙江上游水电外送输电通道建设。研究提高哈密—郑州、酒泉—湖南等以输送可再生能源为主要功能的特高压输电通道输送能力。

（十）完善跨区域可再生能源电力调度技术支持体系。尽快形成适应可再生能源电力特性的调度运行体系，出台节能低碳电力调度办法。完善跨区域配置可再生能源电力的技术支撑体系，实现送端可再生能源电力生产与受端地区负荷以及通道输电能力的智能化匹配及灵活调配。对西南地区水电等可再生能源发电集中的区域，建立覆盖全区域的中长期与短期相结合的发电预测预报体系。国家电网公司、南方电网公司等电网企业要联合共享相关信息，形成全国性的可再生能源电力发输用监测调配平台。

（十一）优化电网调度运行。充分发挥省际联络线互济作用，完善省级电网企业间调度协调和资源共享，建立省际调峰资源和备用的共享机制，充分利用跨省跨区输电通道开展送端地区与受端地区调峰资源互济。因地制宜开展跨区跨流域的风光水火联合调度运行，实现多种能源发电互补平衡。加强电网企业与发电企业在可再生能源发电功率预测方面的衔接协同。利用大数据、云计算、“互联网+”等先进技术，开展流域综合监测，建立以水电为主的西南调度监控模型，实现跨流域跨区域的统筹优化调度以及四川和云南等周边省区的水电枯平丰调节。加快微电网、储能、智慧能源、新型调相机等关键技术攻关和应用。

（十二）提高现有输电通道利用效率。充分挖掘现有跨省跨区输电通道输送能力，在满足系统运行安全、受端地区用电需求的前提下，减少网络冗余，提高线路运行效率和管理水平，对可再生能源电力实际输送情况开展监测评估。充分利用已有跨省跨区输电通道优先输送水电、风电和太阳能发电。在进行一定周期的监测评估基础上，明确可再生能源电力与煤电联合外送输电通道中可再生能源占总输送电量的比重指标。

四、加快优化电源结构与布局

（十三）统筹煤电与可再生能源电力发展。把防范化解煤电产能过剩风险与促进可再生能源电力有序发展有机结合，积极落实《关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过剩风险的意见》

(发改能源〔2017〕1404号), 可再生能源弃电严重地区要切实完成 2017 年淘汰、停建、缓建煤电任务。根据电力供需形势变化, 继续做好防范化解煤电产能过剩风险后续任务分解, 确保 2020 年全国投产煤电装机控制在 11 亿千瓦以内。

(十四) 优化可再生能源电力发展布局。坚持集中式与分布式并举, 统筹可再生能源电力开发建设与市场消纳, 积极支持中东部分散资源的开发, 合理把握限电严重地区可再生能源电力发展节奏, 督促各地区严格执行风电、光伏发电投资监测预警机制。实行可再生能源电力消纳预警机制, 国家能源局对各地区年度可再生能源电力限电情况进行评估, 在确保限电比例下降的前提下合理确定年度新增建设规模。

(十五) 加快龙头水库电站建设统筹流域运行协调。充分发挥龙头水库作用, 提高西南水流域梯级水电站的调节能力, 加快建设雅砻江两河口、大渡河双江口水电站。在统筹考虑金沙江中游龙盘水电站涉及少数民族、文化保护和生态环保问题的基础上, 积极推进相关前期工作。研究建立流域各方共同参与、共同受益的利益共享机制。统筹水电运行协调, 完善主要流域及大区域水能利用监测体系, 科学开展流域梯级联合调度和跨流域水电联合调度, 提高流域综合效益。

(十六) 切实提高电力系统调峰能力。2017 年, “三北”地区开展 1635 万千瓦火电灵活性示范项目改造, 增加系统调峰能力 480

万千瓦，并继续扩大火电机组灵活性改造范围，大幅提升火电调峰能力。认定一批火电机组作为可再生能源消纳调峰机组，在试点示范的基础上，落实火电机组深度调峰补偿机制，调动火电机组调峰积极性。按照经济技术合理原则，“十三五”期间开工抽水蓄能电站共计约 6000 万千瓦，其中“三北”地区约 2800 万千瓦。在华北、华东、南方等地区建设一批天然气调峰电站，新增装机 500 万千瓦以上。

五、多渠道拓展可再生能源电力本地消纳

（十七）推行自备电厂参与可再生能源电力消纳。合理引导自备电厂履行社会责任参与可再生能源电力消纳，并通过市场化手段对调峰成本给予经济补偿，使其在可再生能源电力限电时段积极主动压减发电出力。同时，充分发挥政府宏观调控作用，采取统筹管理、市场交易和加强监管相结合的措施，深入挖掘自备电厂调峰潜力，有效促进可再生能源电力消纳。有关省级电网企业要制定企业自备电厂参与系统调峰的技术方案，在有关省级政府的支持下将自备电厂纳入电网统一调度运行。新疆、甘肃要把企业自备电厂减少出力、参与系统调峰作为解决其严重弃风弃光问题的一个重要途径。鼓励各地区组织建设可再生能源消纳产业示范区，促进可再生能源电力就近利用。

（十八）拓展电网消纳途径和模式。结合增量配电网改革试点，扩大可再生能源电力消费，积极开展新能源微电网建设，鼓励发展

以消纳可再生能源等清洁能源为主的微电网、局域网、能源互联网等新模式，提高可再生能源、分布式电源接入及消纳能力，推动可再生能源分布式发电发展。开展分布式发电市场化交易试点，分布式可再生能源在同一配电网内通过市场化交易实现就近消纳。

（十九）加快实施电能替代。鼓励可再生能源富集地区布局建设的电力制氢、大数据中心、云计算中心、电动汽车及配套设施等优先消纳可再生能源电力。重点在居民采暖、生产制造、交通运输、电力供应与消费四个领域，试点或推广电采暖、各类热泵、工业电锅炉（窑炉）、农业电排灌、船舶岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰等电力消纳和利用设施。2017年，“三北”地区完成电能替代450亿千瓦时，加快推动四川、云南电能替代，鼓励实施煤改电，扩大本地电力消费途径。“十三五”期间全国实现电能替代电量4500亿千瓦时。

（二十）提升电力需求侧响应能力。挖掘电力需求侧管理潜力，建立需求侧参与市场化辅助服务补偿机制，培育灵活用电负荷，引导负荷跟随系统出力调整，有效减少弃电率。鼓励出台促进可中断、可调节的负荷政策，适当拉大峰谷差价，提高用户消纳可再生能源电力的积极性。加快推广综合性储能应用，加快推进电动汽车智能充放电和灵活负荷控制，提升需求侧对可再生能源发电的响应能力。发挥电能负荷集成商作用，整合分散需求响应资源，建立用于可再生能源电力消纳的虚拟电厂。

(二十一) 大力推广可再生能源电力供热。在风能、太阳能和水能资源富集地区, 积极推进各种类型电供热替代燃煤供热。推广碳晶、石墨烯发热器件、电热膜等分散式电供暖, 重点利用低谷电力发展集中电供热, 鼓励建设具备蓄热功能的电供热设施, 因地制宜推广可再生能源电力与地热能、生物质能、太阳能结合的综合绿色供热系统。鼓励风电等可再生能源电力富集地区开展可再生能源电力供暖专项交易, 实现可再生能源电力消纳与北方地区清洁供暖相互促进。

六、加快完善市场机制与政策体系

(二十二) 加快电力市场建设步伐。充分挖掘跨省跨区输电通道能力, 继续扩大跨区域省间可再生能源电力增量市场化交易规模, 推进更大范围的区域电力市场建设。围绕日内分时电价形成机制, 启动南方(以广东起步)、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃等第一批电力现货市场试点, 逐步构建中长期交易与现货市场相结合的电力市场体系。在电力市场机制设计和交易规则制定中, 要将共同承担可再生能源利用责任作为重要内容。

(二十三) 建立可再生能源电力消纳激励机制。总结东北电力辅助服务试点经验, 完善电力调峰辅助服务补偿机制, 建立风光水火协调运行的激励机制。充分衔接发用电计划有序放开与可再生能源发电保障性收购机制, 有序放开省级区域内发用电计划及用户和售电企业的省外购电权, 组织电力企业拓展合同电量转让交易, 丰

富电力市场建设过渡阶段的交易品种。研究电力受端市场激励政策。研究做好可再生能源电力消纳与碳排放、节能减排、能源消费总量控制等各种考核政策的衔接。

（二十四）完善可再生能源发电价格形成机制。完善可再生能源上网电价形成机制，加快新建可再生能源发电项目补贴强度降低。积极开展上网侧峰谷分时电价试点和可再生能源就近消纳输配电价试点，鼓励各类用户消纳可再生能源电量。抓紧对跨省跨区输电工程开展成本监审和重新核定输电价格，在发电计划完全放开前，允许对超计划增量送电输电价格进行动态调整。抓紧完善各省（自治区、直辖市）输配电价格，加强对各地区输配电价日常监管，并指导个别地区适时合理调整输配电价结构，允许在监管周期内保持电价整体水平不变情况下，动态调整各电压等级输电价格。

七、强化组织实施保障

（二十五）落实责任主体。国家发展改革委、国家能源局负责可再生能源消纳工作总体方案的制定和协调。各省（自治区、直辖市）能源管理部门要会同有关部门制定促进本地区可再生能源电力有效利用的政策措施；弃水弃风弃光严重地区的省（自治区、直辖市）能源管理部门要会同有关部门和电网企业等制定本区域可再生能源电力消纳专项方案；具备消纳可再生能源电力市场空间的跨省跨区输电通道受端省（自治区、直辖市）要制定本地区扩大可再生能源电力消纳的目标。电网企业要高度重视可再生能源电力消纳工

作，积极整合各方面资源扩大可再生能源电力输送和消纳利用。

（二十六）明确工作机制。各省（自治区、直辖市）能源管理部门于每年一月底前向国家发展改革委、国家能源局报送上年度可再生能源电力消纳情况，提出当年可再生能源电力消纳目标和具体措施。国家发展改革委、国家能源局按年度对各省级区域可再生能源电力消纳目标进行论证评估后确定其当年可再生能源利用相关指标。国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司要按年度组织编制区域可再生能源电力消纳工作方案，报送国家发展改革委、国家能源局。各省（自治区、直辖市）能源管理部门和能源监管机构依据职责分工和有关法律法规加强对各省（自治区、直辖市）电网企业等履行可再生能源电力项目接入电网和输送、落实优先上网和全额保障性收购政策情况的监督。

（二十七）强化监测评价。国家能源局对各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳情况进行监测，并按年度公布监测评价结果，对弃水弃风弃光严重地区按月监测、按季评估、按年预警。国家能源局按年度向社会公布各省（自治区、直辖市）可再生能源占能源消费量比重以及可再生能源电力消纳量占全社会用电量比重、非水电可再生能源电力消纳量占全社会用电量比重等相关比重指标及其升降情况；对跨省跨区输电通道公布其总输电量中可再生能源电量占比情况；对弃风率、弃光率超过5%的地区，公布其弃风、弃光电量及弃风率、弃光率数据及与上年度同比升降情况。