



国家能源局

监管公告

监管公告〔2018〕4号

国家能源局2017年度全国光伏
发电专项监管报告

国家能源局2017年度全国光伏 发电专项监管报告

二〇一八年十二月

为规范光伏发电市场秩序，促进光伏行业健康发展，推动光伏发电各项政策有效落实，按照《国家能源局 2018 年市场监管工作要点》（国能综通监管〔2018〕48 号）的要求，我局组织各派出能源监管机构会同地方能源主管部门开展了 2017 年度光伏发电专项监管。在汇总分析各地监管报告的基础上，形成本报告。

一、基本情况

（一）装机和电量情况

截至 2017 年底，全国光伏发电实际并网装机规模 1.3 亿千瓦。2017 年，全国光伏发电量约 1159 亿千瓦时，同比增长 74%；上网电量约 1087 亿千瓦时，同比增长 73%；利用率达到了 94%，弃光率 6%（同比下降约 5 个百分点）。

（二）并网接入和电量消纳等情况

1. 并网接入申请受理情况

电网企业普遍能够落实国家关于光伏发电项目并网接入要求，优化接入电网前期工作流程，做好并网申请受理、方案答复、验收调试、表计安装等工作，完成接入系统设计评审并出具相关文件，签订并网调度协议和购售电合同，为光伏发电企业提供良好的并网服务。

2. 配套工程建设和回购情况

截至 2017 年底，国家电网有限公司（以下简称国网）、南方电网有限责任公司（以下简称南网）和内蒙古电力有限公司投资建设的 110 千伏及以上光伏发电配套送出工程 152 项，投资金额约 51 亿元。总体看来，光伏发电项目建设速度较快，电网企业建设配套送出工程进度相对滞后。光伏发电企业考虑缩短项目建设并网周期和价格补贴退坡政策等因素，多数选择自建配套送出工程，据电网企业初步统计，光伏发电企业自建的接入 110 千伏及以上电网配套送出工程有 142 项，国网按照相关政策文件要求，已与光伏发电企业协商回购 8 项。

3.光伏扶贫绿色通道情况

电网企业普遍关注光伏扶贫项目接入和并网运行相关工作,通过集中监控、分区维护方式提升运维质量,优先保障扶贫项目资金需求,利用协议库存和配网应急物资储备提高响应速度,为光伏扶贫项目提供优先保障和绿色通道。截至 2017 年底,国网、南网和内蒙古电力有限公司共建设光伏扶贫项目配套送出工程 2.62 万项(含分布式光伏发电项目),投资金额约 20 亿元。

4.电力消纳措施制定情况

电网企业从市场交易、技术创新、调度运行、系统优化、网架建设、指标考核等方面开展研究和部署工作,制定增强光伏电量消纳的综合措施。一些电网企业利用发电权交易、火电机组深度调峰、大用户直接交易、各类电能替代等方式深挖消纳潜力;运用新型负荷预测系统、新能源调度技术支持系统,提高硬件装备的信息化、智能化水平;开展科技创新,推进“互联网+”示范项目,促进光伏发电项目建设、接网和消纳。

(三) 价格和收费政策情况

1.价格政策情况

根据国家有关规定,集中式光伏电站执行当地光伏发电上网标杆电价,在当地燃煤机组标杆上网电价(含脱硫、脱硝、除尘电价)以内部分由省级电网企业结算,高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。分布式光伏发电项目可以选择“全额上网”或“自发自用、余电上网”模式,“全额上网”项目电价按照当地光伏电站上网标杆电价执行;“自发自用、余电上网”项目实行全电量补贴,“余电上网”的电量由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。

2.收费政策情况

目前光伏用地主要包括光伏方阵用地和生产生活设施用地两类。其中,生产生活设施用地通常占地面积较小,通常按照建设用地办理相关手

续。光伏方阵用地多数采用土地租赁形式（少部分采用划拨等形式），由光伏发电项目投资企业与土地占有方签订土地租赁协议。涉及的土地税费主要包括耕地占用税、土地使用税、土地租赁费、青苗补偿费、工业用地出让费等。各地关于相关税费征收原则、征收标准、征收范围等规定不同。

（四）电费结算和补贴支付情况

电网企业基本能够按期结算光伏发电项目电费，尽快转付可再生能源电价补贴和省市级补贴。截至 2017 年底，上海、江西、湖北、浙江、湖南、安徽、山东、广东、海南等省（区、市）出台了省级和（或）地市级补贴政策。2017 年，国网、南网和内蒙古电力有限公司共支付光伏发电项目电费 319.56 亿元，向光伏发电项目业主转付国家可再生能源电价补贴资金 298.33 亿元。

二、发现的主要问题

（一）部分地区未严格落实国家光伏产业发展规划和政策，存在“超规模建设”“备建不一”“抢建抢并”等情况

部分地区经地方审批、备案的光伏发电项目容量超过国家下达规模，有的省份出台“先建先得”等政策，加剧了超规模建设。个别光伏发电项目在相关手续未齐备的情况下建成并网，或部分容量未按时取得电力业务许可证但长期并网运行。一些光伏发电项目不按批复或备案要求建设，存在变更建设地点、违规停建等“备建不一”行为，个别项目甚至涉嫌违法行为。光伏发电项目“抢建抢并”，给电网运行调试和系统稳定运行带来一定压力。

专栏 1

●截至 2017 年底，辽宁实际并网和在建的光伏发电项目总容量达到 250 万千瓦，超过历年下达规模总和约 100 万千瓦；安徽约 100 万千瓦已建成并网光伏电站项目超过国家下达规模。

●湖南益阳兰天武陵能源科技有限公司涉嫌违法私刻益阳供电公司公章，伪造金太阳示范工程龙岭工业园 20MW 光伏发电项目并网验收意见。

●山西大同采煤沉陷区国家先进技术光伏发电示范基地项目 2016 年 6 月 30 日并网发电，其 10 座升压站至今未取得土地审批手续、《建设用地规划许可证》和《建设工程规划许可证》。河南汝州协鑫光伏电力有限公司 80MW 项目未取得自建送出工程核准文件就已建设完工并网发电。

●福建南平浦城县 7.5MW 光伏扶贫项目备案建设地点为街道、乡村建筑屋顶等，实际建设时以屋顶载荷不能满足要求为由将 21 个建设点中的 19 个建在荒坡滩涂。

●江苏扬州光硕新能源 10MW 项目仅 1MW 取得电力业务许可证，但长期全容量并网运行，直至 2017 年 12 月才办理剩余容量电力业务许可证。

（二）部分光伏发电项目并网接入工作滞后，配套送出工程回购存在一定难度

电网企业建设配套送出工程时间通常较长，个别地区电网企业与光伏电站开发企业就配套送出工程中关于线路和配套汇集站建设责任认定无法达成一致，一些光伏发电项目建成后未及时并网。部分光伏发电项目自建送出工程手续不全、建设标准较低，增加了工程回购难度。

专栏 2

●陕西榆林市定边县公布井光伏园区 330 千伏送出线路，核准文件明确由陕西省电力公司榆林供电公司建设。该项目于 2016 年 7 月开工，至今未建成，导致园区内 120MW 已建成光伏项目不能并网发电，随着国家光伏标杆上网电价持续下调，给光伏企业造成较大损失。

●上海市电力公司要求新建高压并网光伏发电项目送出线路加装纵差保护

装置，由于公司内部线路改造资金渠道未落实、改造项目可研批复流程未理顺等原因，造成全市新建高压并网光伏发电项目建成后无法及时并网发电。

●广东晶科电力阳江双捷 20MW 农光互补项目送出线路由阳江供电局投资建设，因征地矛盾，建设进度严重滞后，导致项目完成 12.5MW 后无法及时全额并网，过渡期间采用临电并网方案。

（三）补贴项目申报、备案、纳入目录时间较长，一些地区补贴资金未按期规范支付

光伏发电项目从并网发电到正式纳入补贴目录约历时 2-3 年，从列入补贴目录到实际获得拨付资金滞后约 6-8 个月。部分省级电网企业未严格执行补贴资金申请、拨付制度，以及个别光伏企业涉诉、涉税、兼并，存在可再生能源补贴暂停发放现象，待问题解决后继续支付。一些光伏发电项目收款单位与项目备案主体、收款账户户名与备案名称不符，补贴资金难以按期规范支付。

专栏 3

●蒙西地区 2017 年首批自然人分布式光伏项目将相关材料交给电力公司，由电力公司代为向自治区能源局申请备案。由于流程不顺畅、材料不全等原因，截至 2017 年底仍未完成备案，部分分布式光伏项目不能及时享受补贴。

●广西水利电业集团有限公司和百色电力有限公司对辖区内自然人分布式项目未按照文件规定垫付补贴。

●由于新疆新能源企业规模巨大，光伏企业开具的进项税发票无法全额抵扣，新疆电力有限公司产生约 14 亿元进项税留抵，占用了电网企业资金。

（四）一些省份超期结算电费，使用承兑汇票比例偏高

部分电网企业未执行发电企业与电网企业电费结算相关规定，没

有及时足额结算光伏发电项目电费，个别基层供电企业超期 1 至 6 个月结算电费，影响了光伏发电项目生产经营和经济效益。西部省份有的电网企业在电费结算中过多使用承兑汇票，加剧了光伏发电项目现金流压力。

专栏 4

●江苏扬州供电公司、山西大同供电公司、阳泉供电公司、山西地方电力有限公司由于抄表不规范等原因滞后 1 至 6 个月结算光伏发电项目电费。

●新疆生产建设兵团第四师电力有限公司全部使用承兑汇票与辖区内光伏发电项目结算 2017 年电费，金额约 1890 万元，影响光伏发电项目的现金流。

●甘肃省电力公司 2017 年向光伏发电项目支付电费中承兑汇票占比约 32.36%。

（五）部分基层电网企业贯彻落实国家政策不到位，管理工作不够制度化、规范化

部分基层电网企业存在未按照规定优先支持自然人分布式光伏项目、限制光伏发电企业自主选择设计单位、档案管理不规范等问题。部分电网企业未与光伏发电项目签订购售电合同，或约定超期结算电费，未约定量、价、费等重要条款，购售电合同未向监管机构备案。基层电网企业以合闸送电、出具调度函、签订购售电合同等不同时间节点作为光伏发电项目投运时间，各地执行标准不一。

专栏 5

●江苏扬州供电公司在《国网扬州供电公司关于进一步明确公用电源并网有关要求的通知》中要求，光伏发电企业必须委托进入电网企业年度资格预审名录企业开展接入系统设计。

●上海市电力公司下属部分供电企业对光伏发电项目并网业务归档材料把关不严，存在归档的《用户申请单》未填写申请时间，以及未将《接网意见函》、《并网调试意见函》等过程材料收集归档等情况。

●湖南省地市级供电公司签订的部分并网调度协议未向监管机构备案，部分购售电合同删除了购电人付款逾期的违约责任条款。

●山西阳泉供电公司未及时与阳泉昌盛日电太阳能科技有限公司签订二期发电项目的购售电合同。

（六）部分省份和地区当地负荷和送出能力不足，光伏消纳存在困难

部分省份装机规模整体过剩或短期增长过快，用电负荷增长相对缓慢，省内消纳光伏电量空间不足，加之输电通道外送能力有限、调峰能力缺乏、光伏发电项目地域分布相对集中等，光伏等新能源消纳矛盾比较突出。一些水电大省本地负荷和送出通道有限，丰水期光伏消纳与水电消纳存在一定矛盾。

专栏 6

●陕北地区和青海海南、海西州光伏发电总装机容量约占全省（区）光伏装机容量的 84.66%和 94.20%，弃光率约为 14.80%和 10.12%。

●陕西地方电网辖区内光伏发电项目快速发展，受当地用电负荷限制，部分光伏发电量需要上一级电网消纳。由于国网陕西省电力公司消纳能力有限、地方电网送陕西省电力公司电价不明确等原因，陕西省电力公司不予结算地方电网倒送电量。地方电网辖区内光伏弃光率较高，个别光伏电站弃光率达 34%。

●安徽六安、淮宿地区为消纳光伏发电，皖北 500 千伏洛河-孔店双线和淮宿外送断面特定时期重载或超载运行，部分煤机深度调峰期间面临脱硝装置退出运行的风险。

●截至 2017 年底，四川攀西断面内光伏电站装机规模 80.5 万千瓦，省调水电装机规模 481.3 万千瓦。2017 年，当地网供用电负荷约 80 万千瓦，加之外送通道受限，丰水期为确保光伏全额保障性收购，发生弃水电量 5.8 亿千瓦时。

（七）部分光伏发电项目开具发票困难，自然人分布式光伏度电补贴标准依据不明确

部分光伏发电项目业主是乡政府或村集体，不适用开具增值税发票等常规开具方式，存在基层税务部门不予代开发票或对开票数量进行限制的情况。对于“自发自用、余量上网”的分布式光伏项目，电网企业根据相关规定按照不含税补贴标准申报和转付补贴资金。有的自然人分布式光伏发电项目，在不能开具增值税发票的条件下，要求按含税价格享受补贴，电网企业实际操作过程中依据不明确。

专栏 7

●海南居民分布式光伏发电项目需要居民到税务部门开具发票后方与供电企业结算电费，部分居民为节省时间往往将多个结算周期的发票集中一次办理。文昌供电局截至 2017 年底完成家庭分布式项目并网 68 户，但只有 35 户完成电费结算，结算率约 51%。

●山东多数集中式扶贫电站以乡镇政府、乡镇经管站或“三资管理中心”等名义到税务部门代开发票，因经营范围受限，基层税务部门不予代开或对开票数量进行限制。

（八）部分光伏发电项目管理和运维水平落后，影响后期经济效益和扶贫效果

部分光伏发电项目建设管理不严格，业主不具备专业发电运行背景，在项目管理、施工监理、竣工验收等环节缺乏规范性。一些光伏发电项目

业主忽视项目投运后运维管理，组件质保期后运维主体不明确，具体业务人员技术水平参差不齐。此类发电项目并网发电一段时间后往往出现质量问题，项目经济效益、扶贫效果受到影响。

专栏 8

●湖南益阳个别村级光伏发电项目建成投产后运维管理不到位，设备遭雷击损毁，远程抄表电量为零，经电网企业主动提醒才发现设备受损。

●山东潍坊临朐祥泰 30MW 农光互补光伏电站、威海武林上善 40MW 光伏电站若干调度、运维人员未能提供培训考试合格的证明材料。

三、监管意见

（一）电网企业按要求做好光伏发电项目并网接入、配套送出工程建设和回购等工作

电网企业要遵照《可再生能源法》以及《可再生能源发电有关管理规定》（发改能源〔2006〕13号）、《光伏电站项目管理暂行办法》（国能新能〔2013〕329号）、《国家能源局关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》（国能发新能〔2018〕34号）等文件要求，认真落实光伏发电项目接入电网和配套送出工程建设有关要求，对符合国家规划和年度规模审核的项目，按照规定主动投资建设光伏发电项目接网工程，之前相关接网工程等输配电工程由可再生能源发电项目单位建设的，要科学合理制定回购方案，按协议或者经第三方评估确认的投资额如期完成回购工作。完善常态考核机制，进一步简化工作流程、压减各环节时间，建立健全过程管理和信息公开制度，加大基层业务人员培训力度，提升服务意识和水平。

（二）电网企业要多措并举提升消纳能力，积极消纳光伏电量

电网企业应积极采取有效措施提高消纳能力，持续推进智能电网建设

和技术创新，深挖省内调峰潜力，通过优化运行方式、跨省联络线支援、发电权置换、辅助服务市场化等措施，落实光伏发电保障性收购政策，为光伏等新能源就近消纳和送出腾出空间。完善电网稳控措施，提升外送通道输电能力、效率和运行稳定性。利用跨区域省间富余可再生能源电力现货交易平台，积极消纳光伏电量。

（三）电网企业要加强结算工作，及时足额支付电费和转付补贴

电网企业要按照厂网电费结算有关规定，规范签订购售电合同，认真做好抄表计量和电费结算，按月足额结算光伏发电项目电费，严格控制电费支出中承兑汇票比例。严格贯彻落实电价补贴政策，限期足额转付补贴资金，控制补贴资金沉淀和税务留抵规模。按照补贴资金发放管理制度要求，优先将光伏扶贫项目和自然人分布式光伏项目补贴需求列入年度计划，优先保障扶贫项目和自然人分布式光伏项目按时获得补贴。

（四）光伏发电项目业主要认真落实政策规定，提升各环节管理水平

光伏发电项目业主要认真贯彻落实国家规划和政策规定相关要求，严格评估和确定项目容量、项目数量、建设地点和实施条件等，如有调整及时向相关部门更新备案。项目纳入规模管理后，在完成法律法规要求的环保、土地、水保等相关手续后开工建设。加强项目并网发电后的运维管理，增强技术力量配备和培训考核，注重提高业务人员在负荷偏差控制、功率预测、设备检修等方面技能，不断提升精细化管理水平。