

可再生能源发电并网 驻点甘肃监管报告

二〇一四年七月

为加强可再生能源发电并网工作，促进可再生能源健康有序发展，按照《国家能源局关于近期重点专项监管工作的通知》（国能监管〔2013〕432号）部署，2014年1月至3月，国家能源局组织开展了可再生能源发电并网驻点甘肃专项监管工作，根据驻点检查与调研情况，形成监管报告。

一、基本情况

甘肃是全国重要的新能源基地，甘肃酒泉地区是国家批准建设的第一座千万千瓦级风电基地。2008年后，甘肃风电、光伏等可再生能源进入规模化快速发展阶段。截至2013年底，甘肃省发电总装机容量3489.32万千瓦，其中：风电装机容量702.81万千瓦，同比增长17.69%，占全省总装机容量的20.14%，居全国第三位；光伏发电装机容量429.84万千瓦，同比增长1025.24%，占全省总装机容量的12.32%，居全国第一位（详见附件《甘肃电力发展概况》）。

在快速发展的同时，出现了就地消纳和送出困难，甘肃电力、电量总体富余。甘肃出现的这些情况，在我国华北、东北、西北风电基地中具有一定的代表性。为加快可再生能源基地建设和能源结构调整，推进可再生能源健康有序发展，国家能源局选择甘肃作为可再生能源发电并网专项监管的驻点省份，成立了由能源主管部门、监管机构和有关专家组成的工作组，开展了专项监管工作。

在驻点期间，工作组调研了甘肃省发改委（能源局）、工信委及酒泉、嘉峪关、白银市等政府有关部门；按照兼顾可再生能源发电受限地区和非受限地区、国有和民营企业、一般项目和特许权招标项目的原则，抽查了兰州、酒泉、嘉峪关、白银、玉门、景泰等市县的14家风电、光伏发电企业；重点检查了甘肃省电力公司在可再生能源发电接入系统、并网验收、“三公”调度、生产运行、信息披露等13个方面、38项内容；随机抽查了

15 个风电、10 个光伏电站项目的并网、基建和生产运行等档案资料；先后召开了座谈会 21 次，调阅企业制度文件 36 份，查阅资料 182 份，收集、整理电力企业自查自纠问题 16 类 38 条。

甘肃省发改委（能源局）、工信委等政府部门对工作组的工作给予了积极的配合；甘肃省电力公司、有关发电企业（集团）认真开展自查自纠工作，如实反映情况，按照工作组的要求对提供的材料进行签字确认，自觉接受监督检查。

二、监管评价

近年来，甘肃省各级地方政府和能源主管部门、电网企业、相关发电企业按照各自的职责分工，为推进可再生能源发展做出了积极的贡献。可再生能源的开发建设，对甘肃能源结构调整、生态环境改善发挥了积极的作用，促进了甘肃资源优势向经济优势的转化，带动了甘肃经济的发展，可再生能源产业已经成为甘肃重要的支柱产业。

（一）地方政府积极推进可再生能源发展

甘肃省各级地方政府和能源主管部门按照国家能源发展战略和相关管理规定，结合本地实际制定地方可再生能源发展规划及配套措施，2012 年 12 月甘肃省人民政府印发了《甘肃省“十二五”新能源和可再生能源发展规划》，有力地促进了甘肃新能源和可再生能源的发展。2013 年底省内新能源装机、发电量，分别比“十一五”末增长 7.4 倍和 6.6 倍，新能源装机已超过水电，规模接近全省的三分之一，成为第二大电源。

（二）电网企业为促进可再生能源健康发展做了大量的工作

国家电网公司及其所属网省公司将促进可再生能源健康发展作为重要的政治责任、社会责任，超前工作，加快配套电网建设，不断强化内部管理，规范接网服务，优化调度，提高可再生能源消纳水平，为促进可再

生能源发展做了大量的工作。甘肃省电力公司认真落实国家电网公司对可再生能源发展的措施,在甘肃风电、光伏等可再生能源快速发展的情况下,保障了甘肃电网的安全稳定运行,研发了“甘肃省可再生能源有功智能控制系统”,利用现有通道,减少弃风、弃光电量损失,2013年甘肃风电和光伏发电量分别同比增长26.8%和510.15%。

(三) 可再生能源发电企业运行管理逐步规范

甘肃省风电、光伏发电企业能够按照核准(备案)容量建设可再生能源发电项目,并按有关规定开展风功率预测预报,加强设备运行维护,排查安全隐患,不断提高机组安全运行水平。2013年底,甘肃建成投运的51家风电场全部建设了风电功率预测系统并完成了低电压穿越能力检测;2013年风电机组非计划停运次数和时间,分别较2012年减少了86.21%和81.69%。

(四) 部分地区就地消纳积累了好的经验

甘肃因地制宜发展可再生能源,2013年白银、定西、庆阳地区的风电发电设备利用小时数分别达到1873、2028、2309小时,分别高出甘肃同期风电平均利用小时数67、222、503小时。这些地区充分利用了现有资源,提高了投资效益,为就地消纳可再生能源电量积累了经验。

三、主要问题

(一) 早期风电建设缺乏统筹规划

截至2011年底,甘肃省核准风电项目容量共682.41万千瓦。其中,国家核准441.5万千瓦,甘肃省核准240.91万千瓦。从数据上看,甘肃省较好地完成了国家批复的酒泉风电基地首批项目(381.35万千瓦)和特许权项目及示范项目(60.15万千瓦)的规划建设,但由于国家风电年度规模管理于2011年开始实施,省里在2011年底前对风电建设缺乏统筹规划,核准的240.91万千瓦风电项目多数为零散开发项目,这些项目一定程度

上影响了甘肃省风能资源的整体性利用，而且由于项目的建设与甘肃 750 千伏配套电网缺乏统筹规划，部分建成项目挤占了酒泉风电基地送出和消纳空间，在建项目的送出也不能完全落实。2011 年国家实施年度规模管理之后，甘肃省早期出现的电源建设和电网规划不协调问题正逐步缓解。

（二）电源、电网建设配套衔接不够

1.酒泉风电基地外送通道制约电量送出。截止 2013 年底，甘肃河西电网总装机容量 1589 万千瓦，当地用电负荷约 380 万千瓦左右，输电能力 450-520 万千瓦。

按照目前甘肃河西电网装机容量、消纳和送出能力分析，现有输电通道无法满足已投产发电企业富余电量的外送需要，夏季最大受限容量 308-378 万千瓦，最大受限比例 26-31%；冬季最大受限容量 198-268 万千瓦，最大受限比例 18-24%。

2.酒泉、嘉峪关、武威等个别地区局部电网送出受限较为严重。甘肃酒泉、嘉峪关、武威等个别地区局部电网，特别是 110 千伏等配套送出工程没有与风电、光伏发电项目同步规划建设和改造，送出能力不匹配；加之受 2013 年全国光伏电站标杆上网电价政策调整影响，企业投资光伏电站项目积极性高涨，上述地区当年新增投产规模接近 200 万千瓦，造成这些地区局部电网出现可再生能源出力受限较为严重的情况。

专栏 1 甘肃武威皇台等个别地区局部电网受限情况

1.甘肃武威皇台地区总装机容量 47.9 万千瓦（夏季发电能力 39 万千瓦，冬季发电能力 37 万千瓦），当地用电负荷 0.5 万千瓦。通过 110 千伏武皇线送出，送出能力为 7.5 万千瓦。夏季受限容量 31 万千瓦，受限比例达 79%，冬季受限容量 29 万千瓦，受限比例达 78%。

2.甘肃嘉峪关光伏产业园区总装机容量 43.4 万千瓦，发电能力 35 万千瓦,当地用电负荷 3.2 万千瓦。通过 110 千伏嘉园线送出，送出能力为 12 万千瓦，受限比例达 57%。

3.甘肃酒泉敦煌地区总装机容量 59.1 万千瓦（夏季发电能力 45 万千瓦，冬季发电能力 38 万千瓦），当地用电负荷 3.8 万千瓦。通过 110 千伏敦-安-瓜双回线送出，送出能力为 16 万千瓦。夏季受限容量 25 万千瓦，受限比例达 56%，冬季受限容量 18 万千瓦，受限比例达 47%。

甘肃个别地区局部电网送出受限情况统计表

单位：万千瓦，%

受限地区	装机容量	发电能力		受限容量		受限比例	
		夏季	冬季	夏季	冬季	夏季	冬季
武威皇台地区	47.9	39	27	31	29	79	78
嘉峪关光伏产业园区	43.4	35	35	20	20	57	57
敦煌地区	59.1	45	38	25	18	56	47
武威民勤地区	32.6	24	24	11	11	45	45
张掖地区	206.3	188	129	68	9	36	7
金昌宗家庄、水源地区	40.1	33	28	12	7	36	25
嘉峪关、玉门地区	399.0	290	265	100	75	35	28
金昌地区	331.7	276	271	76	71	28	26

（三）存在弃风、弃光现象

2013 年，甘肃省风电发电量 119.18 亿千瓦时，虽然酒泉 750 千伏第二通道下半年建成，但仍然不能全额上网。根据国家电网公司统计的数据，甘肃省 2013 年弃风电量 13 亿千瓦时。根据对甘肃省各发电企业弃风统计数据的汇总，甘肃省 2013 年弃风电量 31.02 亿千瓦时，占全国弃风电量的 19.11%，占西北地区弃风电量的 85.86%；弃风率 20.65%，较全国平均 10.74% 的弃风率高出近一倍。

根据甘肃省电力公司提供的数据，甘肃省 2013 年弃光电量为 1.10 亿千瓦时，弃光率为 5.49%。根据对甘肃省各发电企业弃光统计数据的汇总，甘肃省 2013 年弃光电量约为 3.03 亿千瓦时，弃光率约为 13.78%。

在甘肃河西地区，风电、光伏、火电、水电都需通过现有通道送出，各种类型的电源相互挤占通道。同时电源建设速度大于电网建设速度，电网建设相对滞后等都是造成目前甘肃河西电网存在弃风弃光的原因。为减少弃风、弃光电量，甘肃火电出力压至最低，许多常规火电厂采取单机小方式运行，在部分时段，需要个别火电厂全停，2013 年常规火电利用小时数 4165 小时，在全国各省市中排名靠后。

（四）可再生能源电价补贴不到位

国家可再生能源电价补贴存在审批环节多、周期长、程序繁杂，电费补贴不到位等问题。受可再生能源电价附加标准和不能足额征收等因素影响，2011 年 5 月-2013 年 12 月，国家财政部等部门共欠甘肃发电项目补贴电费 36.42 亿元，其中，已纳入补贴目录项目的欠费 22.64 亿元（截至 2014 年 3 月底，甘肃省电力公司才收到 2014 年财政拨款的第一笔补贴资金 10.2 亿元），未纳入补贴目录项目的欠费 13.78 亿元。

（五）电网企业办理接入系统、并网验收工作不完善

1. 国家电网公司对部分可再生能源发电项目的“接入系统设计评审计划”批复时间较长。《国家电网公司风电场和光伏电站等电源接入系统管理意见》（国家电网发展〔2010〕885 号）规定，风电场、光伏电站和分布式电源接入系统设计评审实行计划管理，总装机容量 1 万千瓦及以上的风电场、光伏电站、分布式电源项目，必须将接入系统评审计划报国家电网公司总部批复后，方可组织评审。从抽查的风电和光伏电站项目来看，国家电网公司对风电发电项目接入系统评审计划批复的时间为 2-3 个月（最

短的 42 天，最长的 92 天），对光伏发电项目接入系统评审计划批复的时间为 1-2 个月（最短的 27 天，最长的 64 天）。

2. 国家电网公司要求发电企业出具承诺函,承诺可承担弃光限电损失。国家电网公司评审计划批复中提出“投资方在申请接入电网意见函时,要求提交书面承诺可承受弃光损失”。国家电网公司这项要求不符合国家关于可再生能源发电全额保障性收购的相关政策,缺乏依据。在抽查中发现,光伏电站项目业主普遍向甘肃省电力公司出具了承诺函,承诺可承担弃光限电损失,部分发电企业还承诺自建送出线路。

专栏 2 电网企业要求发电企业出具承诺函

《国家电网公司发展部关于北京国能风光能源嘉峪关西戈壁等项目接入系统设计评审计划的批复》(发展规二〔2012〕317号),文中提及的 17 个项目均涉及发电企业出具承诺函。

《国家电网公司发展部关于甘肃金昌振新金川区等光伏发电项目接入系统设计评审计划的批复》(发展规二〔2013〕58号),文中提及的 10 个项目均涉及发电企业出具承诺函。

3. 甘肃省电力公司未按照国家有关文件要求,出台配套实施细则。国家能源局先后出台了《光伏电站项目管理暂行办法》、《光伏发电运营监管暂行办法》等一系列规范性文件,电网企业尚未制定出台配套实施细则进行落实。

专栏 3 电网企业未及时贯彻落实国家规定

甘肃省电力公司制定了《甘肃省电力公司电源接入系统工作管理办法》和《甘肃省电力公司电源并网验收工作管理办法》,但未针对风电、光伏发电项目“接入系统”和“并网验收”环节制定相应的管理办法;在《可再生能源与电网知识手册》中未对配套电力送出工程建设投资主体划分、并网各环节办理时限等予以明确。

4.甘肃省电力公司对发电企业自建线路并网验收审核不严。在工程验收中未严格按照有关规定,对发电企业自建送出线路并网验收进行把关审核,造成发电企业已通过验收的项目,在投运后改造,增加发电企业线路改造负担。

专栏 4 电网企业并网验收审核不严

2013年12月17日,甘肃省电力公司以《关于电源并网专线与公网线路交叉跨越情况的通报》(发展〔2013〕92号)文件,要求10家已经通过并网验收的发电企业对送出线路进行重复改造,并承担改造费用。

5.甘肃省电力公司可再生能源发电项目档案管理不规范。在工程项目档案管理中,未能完整地记载和保存可再生能源发电并网管理的有关档案资料,不符合原电监会《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》(电监会第25号令)第十二条“电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料”的规定。

(六)“三公”调度执行不够公开透明

西北电网有限公司未严格按照原电监会《电力企业信息披露规定》(电监会第14号令),将实时调度信息向发电企业充分披露,造成其调度的风电企业无法了解其他风电企业的实时发电出力等信息,风电企业无法及时判定调度行为是否“三公”。

此外,工作组还发现对个别可再生能源发电企业,甘肃省电力公司未严格按照《购售电合同》约定的时间进行上网电量抄录工作;新疆与西北电网750千伏一、二通道设计输送能力为750万千瓦,实际按450-520万千瓦控制,存在较大差异,影响河西地区可再生能源送出;部分风电、光伏发电企业存在运行管理水平低、技术力量薄弱、安全管理不规范,应急机

制不健全等其他问题。

四、监管意见

(一) 加强可再生能源规划与能源总体规划、电力规划的统筹协调

1.发挥好能源规划对可再生能源科学发展的引导作用。进一步完善能源规划管理体系，统筹协调国家规划与地方规划、总体规划与专项规划以及各类能源专项规划，强化规划的引导作用。电网企业规划、地方规划应当服从国家规划，坚持电源项目开发与电网建设协调发展，加大电网企业执行政府规划的落实力度，合理确定可再生能源开发速度和规模，确保各级规划的协调一致与执行到位。

2.可再生能源规划应当以消纳和送出为核心。在合理的消纳范围内应当综合考虑负荷特性、能源结构、系统设计送出方式。优先开发资源丰富，靠近负荷中心，电网输送能力强、落地点明确、网络结构完善的地区。

3.建立和完善规划工作考核制度。能源管理部门应根据有关法律法规制定有关制度，实行规划制定、管理、执行工作问责机制，切实增强规划实施的权威性和约束力。

(二) 推进甘肃外送通道建设

1.坚持电源与电网统一规划、配套建设的原则。加快跨省、跨区域外送通道建设，通过跨区域、跨流域的调度方式，确保可再生能源最大限度上网，并统筹外送通道建设和风电开发成本，按市场规律确定消纳市场，实现可再生能源在全国用电市场的优化配置。

2.加快电网配套送出工程建设进度。应当综合考虑电源与电网工程建设合理工期不一致的实际情况，简化电网配套送出工程的审核程序，实现电源与电网工程同步建成投产。

（三）提高可再生能源消纳能力

1.提高就地消纳能力。①借助产业转移促进可再生能源就地消纳。国家应当在产业、财政、税收等方面鼓励西部地区承接中东部地区高载能产业的转移，新上先进的高载能项目原则上应当安排在西部可再生能源资源丰富集中的省区。②积极推进可再生能源发电企业与电力用户就地就近直接交易。③建议设立甘肃河西可再生能源综合应用国家级示范区。通过灵活的可再生能源上网电价政策，引导企业向甘肃河西可再生能源综合应用国家级示范区转移；建立可再生能源配套电价机制，提高市场各方消纳可再生能源的积极性。

2.提高区域和外送消纳能力。①充分发挥甘肃电网在西北电网的枢纽地位作用，利用市场化机制充分调动各市场主体的积极性，完善区域电力市场辅助服务补偿机制，探索风火互补发电权交易、风电供热等方式，提高调峰能力，提高区域范围内可再生能源消纳能力。②落实好外送通道规划和建设，扩大消纳半径，将可再生能源送至负荷中心，在更大范围内实现资源的优化配置。

（四）完善可再生能源产业政策和管理规定

1.落实可再生能源电价补贴政策。应当按照国家规定，加大可再生能源电价附加征收力度，做到应收尽收；按时兑现可再生能源补贴资金，缓解发电企业的经营压力；完善可再生能源补助资金的拨付管理办法，简化审批流程；对历史欠账，应当明确补偿时间，在今后逐步予以兑现。

2.加快研究制定可再生能源电力配额消纳机制。应当通过法律形式规定各省（市、自治区）消纳可再生能源电量的比例，并将执行情况纳入对地方政府的考核体系，由地方政府督促电网企业收购可再生能源电量，确保实现 2020 年我国非化石能源占一次能源消费比重达到 15%左右的目标。

3.加强对可再生能源发电项目接入并网工作的管理。应根据《可再生能源法》和《电力监管条例》规定，制定并适时出台统一规范的可再生能源发电项目接入系统与并网验收管理办法，明确电网企业办理接入电网和并网验收工作的流程、时限要求，规范可再生能源接入并网工作，满足可再生能源发展需要。

4.研究完善弃风、弃光电量计算办法，提高统计数据的科学性、准确性和权威性。

（五）规范电网企业办理接入并网工作流程

1.国家电网公司应当简化审批手续，明确办理时限。按照积极服务、简洁高效的原则，进一步加强和改进接入并网管理服务工作。认真落实国家能源局《光伏电站项目管理暂行办法》、《光伏发电运营监管暂行办法》、《分布式光伏发电项目管理暂行办法》、《新建电源接入电网监管暂行办法》等有关文件要求，制定配套的管理办法，并指导和督促各省公司等所属企业落实到位，按照上述文件规定的时限向项目申请单位出具接入并网审核意见。

2.国家电网公司应当取消不合理的要求。国家电网公司应当停止要求发电企业出具承诺函，承诺可承担弃光限电损失的行为，停止要求发电企业承诺自建送出线路的行为，杜绝此类问题再次出现，并指导和督促各省公司等所属企业落实到位。

3.甘肃省电力公司应当将上述有关整改要求率先落实到位。甘肃省电力公司应当对照《光伏电站项目管理暂行办法》等上述4个文件的要求，尽快修订和完善风电、光伏电站接入系统和并网验收管理办法，制定配套的实施细则，规范各环节办理时限等具体内容，受理与答复必须以书面形式告知，确保服务对象的知情权；立即停止要求发电企业出具承诺函的行

为，率先在国网公司系统内完成这两项整改工作。

4.甘肃省电力公司应当加强并网验收环节的管理。甘肃省电力公司应当在并网验收环节严格把关，电源、电网企业在电站建设施工阶段要加强事先沟通与协调，避免因协调、沟通不够，把关不严造成的损失，妥善解决《关于电源并网专线与公网线路交叉跨越情况的通报》（发展〔2013〕92号）文件中所包含的10家发电企业遇到的问题。

5.甘肃省电力公司应当尽快解决局部电网送出受限问题。甘肃省电力公司应当加快酒泉、嘉峪关、武威等局部电网建设和改造进度，解决局部地区可再生能源发电上网受限问题。

6.甘肃省电力公司应当加强档案管理。甘肃省电力公司应当建立可再生能源发电项目档案管理制度，规范档案管理行为，确保可再生能源发电项目档案资料真实、完整。

（六）电网企业应当严格执行“三公”调度

西北电网有限公司应当按照《电力企业信息披露规定》的要求，采取有效措施，向可再生能源发电企业及时披露信息，严格按照“三公”调度原则开展调度工作。

附件：甘肃电力发展概况

附件

甘肃电力发展概况

一、电力工业发展情况

(一) 电源情况

截至2013年底,甘肃省总装机容量3489.32万千瓦,同比增长19.67%。其中:水电装机容量755.32万千瓦,同比增长3.52%,占全省总装机容量的21.65%;火电装机容量1601.35万千瓦,同比增长3.26%,占全省总装机容量的45.89%;风电装机容量702.81万千瓦,同比增长17.69%,占全省总装机容量的20.14%;光伏发电装机容量429.84万千瓦,同比增长1025.24%,占全省总装机容量的12.32%。

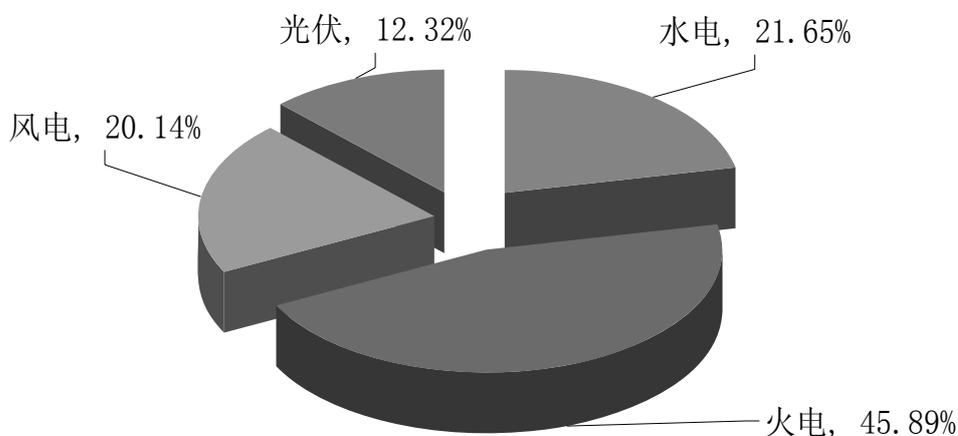


图1 2013年发电装机构成图

(二) 电网情况

截至2013年底,甘肃电网750千伏线路20条,总长度4714.05千米,330千伏线路150条,总长度8077.67千米,220千伏线路32条,总长度755.43千米,110千伏线路775条,总长度17928千米;750千伏变电站

7座，总容量15600兆伏安；330千伏变电站51座，总容量28910兆伏安；220千伏变电站8座，总容量2610兆伏安，110千伏变电站269座，总容量17697兆伏安。

（三）主要指标

1. 发电量

2013年，甘肃省发电量达1195.01亿千瓦时，同比增长7.95%。其中：水电机组发电量355.9亿千瓦时，同比增长3.34%；火电机组发电量700.98亿千瓦时，同比增长5.33%；风电机组发电量119.18亿千瓦时，同比增长26.8%；光伏机组发电量18.95亿千瓦时，同比增长510.15%。

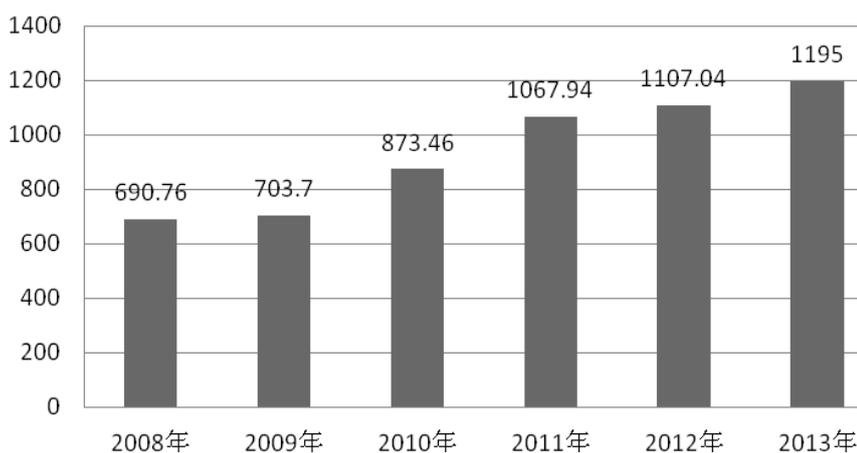


图2 历年来发电情况示意图

2. 用电量

2013年，甘肃省全社会用电量1073.25亿千瓦时，同比增长7.91%。其中：第一产业用电量53.24亿千瓦时，同比下降5.72%，占4.96%；第二产业用电量856.27亿千瓦时，同比增长8.74%，占79.78%；第三产业用电量94.67亿千瓦时，同比增长11.88%，占8.82%；城乡居民生活用电量69.07亿千瓦时，同比增长4.65%，占6.44%。

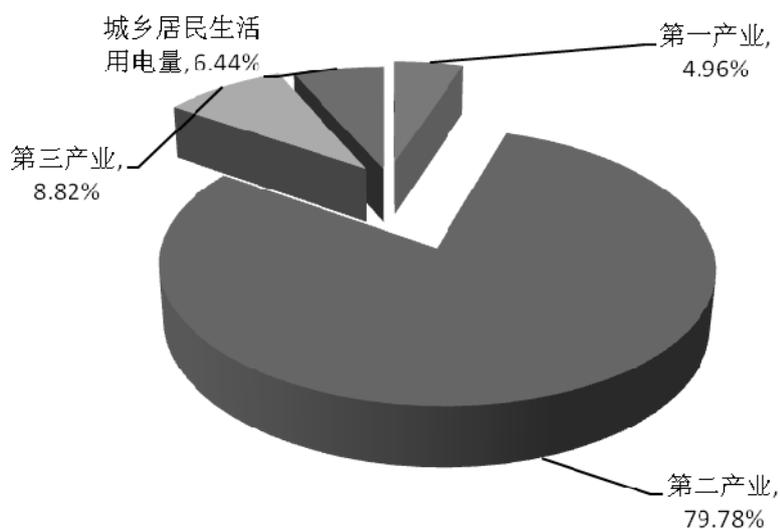


图3 2013年全社会用电情况示意图

3.设备利用小时数

2013年，全网火电发电利用小时数4497小时，同比上升3.69%；水电发电利用小时数5439小时，同比下降3.89%；风电发电利用小时数1806小时，同比上升8.73%；光伏发电利用小时数1523小时，同比上升2.84%。

4.外送电量

甘肃省外送电量主要送往华中、山东、四川、青海地区。2013年，甘肃省外送电量127.86亿千瓦时，同比增加2.56亿千瓦时，增长2.1%。

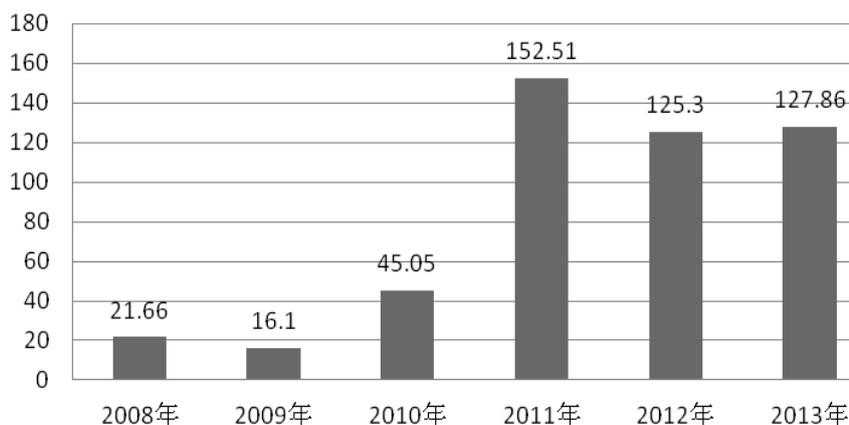


图4 历年来外送电量情况示意图

（四）电网现状

甘肃电网地处西北电网中心，主网电压等级为750、330千伏，是西北电网跨省功率交换的枢纽，通过14条750千伏及15条330千伏线路与宁夏、陕西、青海、新疆电网联网运行，在西北电网“四室一厅”中扮演“一厅”的核心位置。甘肃-新疆、青海-西藏联网后，承担着东西部电力交换和能源基地电力外送的重要使命，是西部大开发能源发展战略的关键节点。

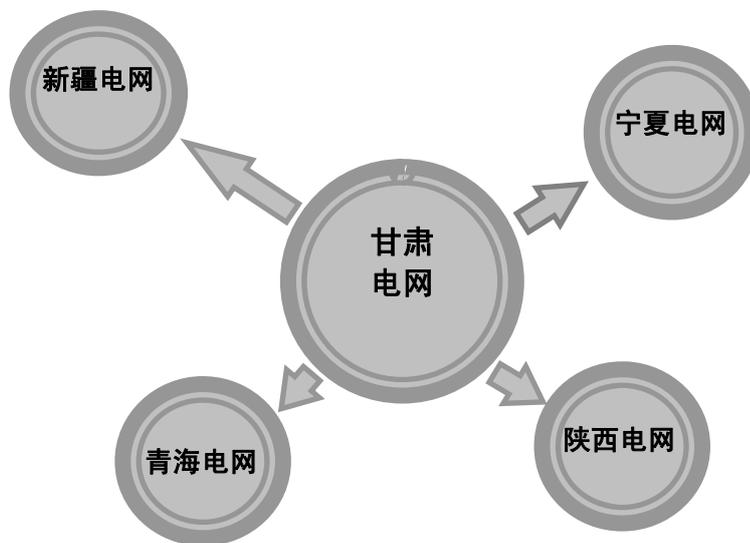


图5 甘肃电网位置示意图

二、风电、光伏发展情况

（一）发展现状

甘肃风电起步于1997年，2008年以来进入快速发展期。光伏起步较晚，于2010年开始进入高速发展期。截至2013年底，全省并网风电装机容量702.81万千瓦，同比增长17.69%，光伏发电装机容量429.84万千瓦，同比增长1025.24%。

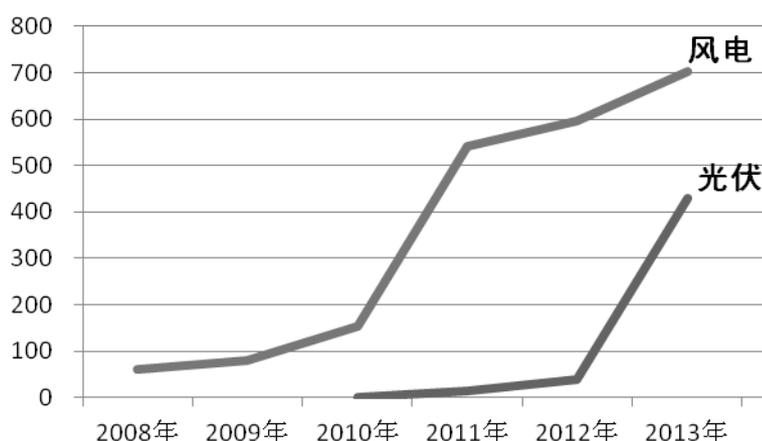


图 6 历年来风电、光伏发展情况示意图

“十一五”以来，甘肃新能源实现跨越式发展，截至 2013 年底，新能源装机容量达 1132.65 万千瓦，占全省总装机容量的 32.46%；发电量达 138.13 亿千瓦时，占全省总发电量的 11.56%。装机容量和发电量分别较“十一五”末增长 7.4 倍和 6.6 倍，目前，新能源装机已超过水电，成为甘肃电网第二大电源。

（二）规划情况

甘肃酒泉地区是我国规划建设的第一座千万千瓦级风电基地。2008 年初，国家批复了酒泉千万千瓦级风电基地“十一五”建设方案，同意按 2010 年建成 500 万千瓦规划和布置。2012 年，国家能源局制定的《风电发展“十二五”规划》，到 2015 年甘肃省风电累计装机达到 1100 万千瓦以上。按照《甘肃省“十二五”新能源和可再生能源发展规划》，到 2015 年甘肃风电装机容量将达到 1700 万千瓦，光伏发电装机容量将达到 500 万千瓦。

（三）送出现状

甘肃风电、光伏项目主要集中在河西地区，目前河西地区风电装机 634.6 万千瓦，光伏 416.8 万千瓦，总装机为 1051.4 万千瓦，河西地区用电负荷水平 380 万千瓦左右，无法实现就地消纳，只能通过 750/330 千伏

一、二输电通道送入西北主网消纳。

目前，河西地区至西北主网输电通道最大输送能力约 520 万千瓦，以目前消纳和送出能力分析，河西电网已无法满足风电、光伏富余电量外送需要，夏季最大受限容量在 308-378 万千瓦，最大受限比例 26-31%；冬季最大受限容量 198-268 万千瓦，最大受限比例 18-24%。

（四）弃电情况

1.弃风情况。2013 年甘肃省风电发电量 119.18 亿千瓦时，根据国家电网公司统计的数据，甘肃省 2013 年弃风电量 13 亿千瓦时。根据对甘肃省各发电企业弃风统计数据的汇总，弃风电量 31.02 亿千瓦时，弃风率 20.65%，占全国弃风电量的 19.11%，占西北地区弃风电量的 85.86%。

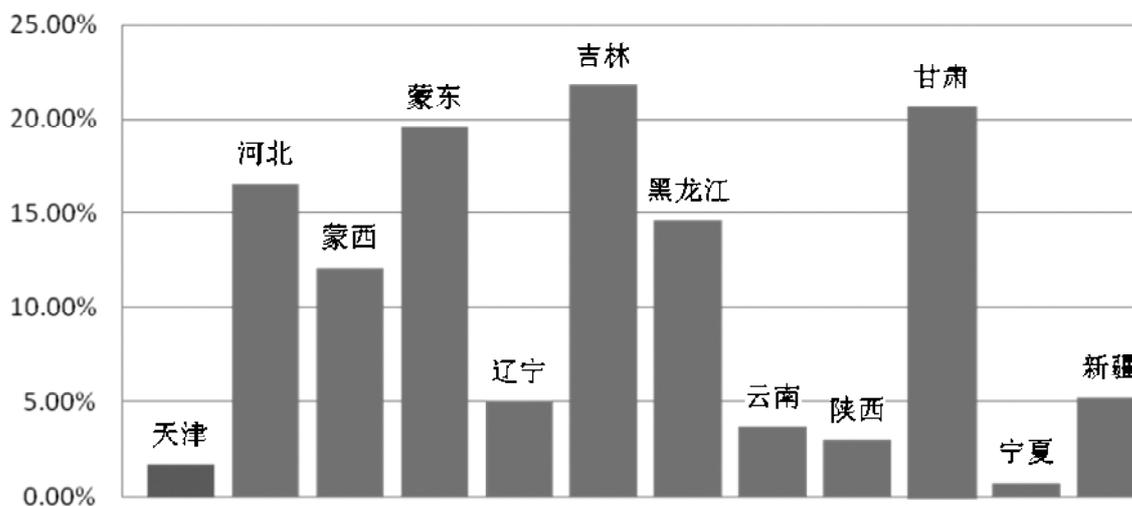


图 7 2013 年全国风电弃风率示意图

2.弃光情况。2013 年，甘肃省光伏发电量 18.95 亿千瓦时，根据甘肃省电力公司提供的数据，2013 年甘肃弃光电量为 1.10 亿千瓦时，弃光率为 5.49%。根据对甘肃省各发电企业弃光统计数据的汇总，甘肃省 2013 年弃光电量约为 3.03 亿千瓦时，弃光率约为 13.78%。对比两者弃光电量数据差距较大。