光伏政策

目 录

关于组织申报金太阳和光电建筑应用示范项目的通知..... 3
国家电网《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》..... 4
发改委发布《关于完善光伏发电价格政策通知》征求意见稿..... 6
国家能源局《分布式光伏发电示范区工作方案》..... 7
国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》..... 9
国家发展改革委关于印发《分布式发电管理暂行办法》的通知..... 14
财政部关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知... 17
国家能源局《关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》..... 19
国家能源局、国家开发银行《关于支持分布式光伏发电金融服务的意见》20
国家发改委《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价的有关事项的通知》..... 21
工信部《光伏制造行业规范条件》..... 22
国家能源局《光伏电站项目管理暂行办法》..... 26
国家财政部《关于光伏发电增值税政策的通知》..... 29
工信部《光伏制造行业规范公告管理暂行办法》..... 29
国家电网公司《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》..... 32
国家能源局《关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》..... 33
财政部《关于对分布式光伏发电自发自用电量免征政府性基金有关问题的通知》..... 37
国家电网《分布式电源并网相关意见和规范（修订版）》..... 37
财政部下发《关于清算 2012 年金太阳和光电建筑应用示范项目的通知》 38

上海市发布《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》实施方案. 39
甘肃省人民政府办公厅印发
甘肃省贯彻落实国务院关于促进光伏产业健康发展若干意见实施方案的通知
..... 41
国家能源局关于下达 2014 年光伏发电年度新增建设规模的通知..... 42
国家能源局关于印发 2014 年能源工作指导意见的通知..... 48
国家认监委和国家能源局联合下发
《关于加强光伏产品检测认证工作的实施意见》..... 55
国家能源局关于明确电力业务许可管理有关事项的通知..... 56
国家能源局《能源监管行动计划（2014-2018 年）》 58
国家发展改革委
关于发布首批基础设施等领域鼓励社会投资项目的通知..... 59
国家税务总局关于国家电网公司购买分布式光伏发电
项目电力产品发票开具等有关问题的公告..... 60
国家能源局《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》..... 61
国家能源局关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知... 66
国家能源局关于分布式并网收购及补贴落实情况专项监管..... 67
关于征求可再生能源电力配额考核办法意见函..... 68
西部新增鼓励产业目录..... 71
关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知..... 73
关于实施光伏扶贫工程工作方案..... 76
国家能源局关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知... 79
国家能源局关于规范光伏电站投资开发秩序的通知..... 81
2014 年地方相继出台相关政策汇总 83

关于组织申报金太阳和光电建筑应用示范项目的通知

财办建[2012]148号

各省、自治区、直辖市、计划单列市、新疆生产建设兵团财政厅（局）、科技厅（委、局）、建设厅（委、局）、发展改革委（能源局），总后勤部基建营房部、武警总部军需部:

为促进国内光伏发电应用，财政部、科技部、住房城乡建设部、国家能源局决定在今年上半年金太阳和太阳能光电建筑应用示范工作基础上，在今年年底前再启动一批示范项目。现将有关事项通知如下:

一、申报内容和要求

（一）金太阳示范项目参照财政部　科技部　国家能源局《关于做好2012年金太阳示范工作的通知》（财建〔2012〕21号）执行。

（二）太阳能光电建筑应用示范项目参照财政部办公厅　住房城乡建设部办公厅《关于组织实施2012年太阳能光电建筑应用示范的通知》（财办建〔2011〕187号）执行。

（三）支持应用条件好的省（区、市）和市（县）开展分布式光伏发电应用示范，每个省示范市（县）原则上不超过3个。鼓励与新能源城市、绿色能源示范县、可再生能源建筑应用示范市县等相结合申报项目；地方应安排配套资金，与中央财政支持资金形成合力，配套资金落实、政策保障有力的地区将优先予以支持。省级财政、科技、住房城乡建设、能源主管部门联合组织申报。

（四）示范项目选用的晶体硅光伏组件全光照面积的光电转换效率（含边框面积）不低于15%，非晶硅薄膜组件转换效率不低于8%，且必须由该品牌拥有企业自有工厂生产。

（五）为引导技术进步，鼓励先新技术和产品的应用示范，支持以光伏发电为主的微电网技术集成及应用示范，并将根据投资情况给予财政补助。

（六）积极拓展应用领域，鼓励在学校、医院、社区、公共建筑、市政等领域安装光伏发电系统。

（七）完善支持方式，各地应选择申报适于投资补助的项目，同时试行度电补贴支持方式。

二、补助标准

（一）为鼓励项目加快实施，补助标准与批复及竣工时间挂钩。其中，本次批复且于2013年6月30日前完工的金太阳以及与建筑一般结合的太阳能光电建筑应用示范项目补助标准原则上为5.5元/瓦,建材型等与建筑紧密结合的光电建筑一体化项目补助标准原则上为7元/瓦,具体补助标准将根据应用形式和投资成本等情况确定。在规定期限以后完工的项目补助标准将予以降低。

（二）偏远地区独立光伏电站的补助标准原则上为25元/瓦，户用系统的补助标准原则上为18元/瓦。

（三）对光伏发电入社区、入家庭项目，根据投资成本情况，在金太阳和太阳能光电建筑应用示范项目补助标准基础上予以适当增加。

三、申报程序

（一）金太阳示范项目由各地财政、科技、能源主管部门按照财政部 科技部 国家能源局《关于做好2012年金太阳示范工作的通知》（财建〔2012〕21号）组织申报。财政部、科技部、国家能源局公布示范项目目录后，财政部按一定比例预拨补助资金，各地财政部门在项目完成审批备案、资本金落实等准备工作后，根据相关规定按进度拨付补助资金。项目完工后，财政部根据审核验收情况进行清算。

（二）太阳能光电建筑应用示范项目由各地财政、住房城乡建设主管部门按照财政部办公厅 住房城乡建设部办公厅《关于组织实施2012年太阳能光电建筑应用示范的通知》（财办建〔2011〕187号）组织申报。

（三）军队、武警、教育等行业系统光伏发电示范项目，由相关主管部门编制实施方案，直接报财政部、科技部、住房城乡建设部、国家能源局。

请根据以上要求，抓紧组织项目申报工作，将相关文件和材料于11月15日前上报。

财政部办公厅
科技部办公厅
住房城乡建设部办公厅
国家能源局综合司
2012年11月7日

国家电网《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》

一、总则

1.分布式电源对优化能源结构、推动节能减排、实现经济可持续发展具有重要意义。国家电网公司（以下简称公司）认真贯彻落实国家能源发展战略，积极支持分布式电源加快发展，依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规以及有关规程规定，按照优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率原则，制订本意见。

二、适用范围

2.本意见所称分布式电源，是指位于用户附近，所发电能就地利用，以10千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的发电项目。包括太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、海洋能、资源综合利用发电等类型。

3.以10千伏以上电压等级接入、或以10千伏电压等级接入但需升压送

出的发电项目，执行国家电网公司常规电源相关管理规定。小水电项目按国家有关规定执行。

三、一般原则

4.公司积极为分布式电源项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道。接入公共电网的分布式电源项目，其接入系统工程（含通讯专网）以及接入引起的公共电网改造部分由公司投资建设。接入用户侧的分布式电源项目，其接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由公司投资建设（西部地区接入系统工程仍执行国家现行规定）。

5.分布式电源项目工程设计和施工建设应符合国家相关规定，并网点的电能质量应满足国家和行业相关标准。

6.建于用户内部场所的分布式电源项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用余电上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策。公司免费提供关口计量装置和发电量计量用电能表。

7.分布式光伏发电、风电项目不收取系统备用容量费，其他分布式电源项目执行国家有关政策。

8.公司为享受国家电价补助的分布式电源项目提供补助计量和结算服务，公司收到财政部门拨付补助资金后，及时支付项目业主。

四、并网服务程序

9.公司地市或县级客户服务中心为分布式电源项目业主提供接入申请受理服务，协助项目业主填写接入申请表，接收相关支持性文件。

10.公司为分布式电源项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务。接入申请受理后 40 个工作日内（光伏发电项目 25 个工作日内），公司负责将 10 千伏接入项目的接入系统方案确认单、接入电网意见函，或 380 伏接入项目的接入系统方案确认单告知项目业主。项目业主确认后，根据接入电网意见函开展项目核准和工程设计等工作。380 伏接入项目，双方确认的接入系统方案等同于接入电网意见函。

11.建于用户内部场所且以 10 千伏接入的分布式电源，项目业主在项目核准后、在接入系统工程施工前，将接入系统工程设计相关材料提交客户服务中心，客户服务中心收到材料后出具答复意见并告知项目业主，项目业主根据答复意见开展工程建设等后续工作。

12.分布式电源项目主体工程和接入系统工程竣工后，客户服务中心受理项目业主并网验收及并网调试申请，接收相关材料。

13.公司在受理并网验收及并网调试申请后，10 个工作日内完成关口电能计量装置安装服务，并与项目业主（或电力用户）签署购售电合同和并网调度协议。合同和协议内容执行国家电力监管委员会和国家工商行政管理总局相关规定。

14.公司在关口电能计量装置安装完成、合同和协议签署完毕后，10 个工作日内组织并网验收及并网调试，向项目业主提供验收意见，调试通过后直接转入并网运行。验收标准按国家有关规定执行。若验收不合格，公司向项目业主提出解决方案。

15.公司在并网申请受理、接入系统方案制订、接入系统工程设计审查、计量装置安装、合同和协议签署、并网验收和并网调试、政府补助计量和结算服务中，不收取任何服务费用；由用户出资建设的分布式电源及其接入系统工程，其设计单位、施工单位及设备材料供应单位由用户自主选择。

五、咨询服务

16.国家电网公司为分布式电源并网提供客户服务中心、95598 服务热线、网上营业厅等多种咨询渠道，向项目业主提供并网办理流程说明、相关政策规定解释、并网工作进度查询等服务，接受项目业主投诉。

发改委发布《关于完善光伏发电价格政策通知》征求意见稿

近日，国家发改委向部分政府机构、相关光伏发电企业下发《关于完善光伏发电价格政策通知》的意见稿（以下简称《意见稿》），对下一步光伏发电上网电价提出了新的实施方案。

与以往全国除西藏地区外统一上网电价的政策不同，新的《意见稿》根据各地太阳能资源状况和工程建设条件，将全国分为四类太阳能资源区，制定了相应的标杆上网电价。光伏电站标杆上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝电价，以下相同）的部分，仍然通过可再生能源发展基金进行补贴。

新的《意见稿》对分布式发电和大型地面电站发电进行了区分。分布式发电电价补贴为 0.35 元/千瓦时，补贴资金同样来自可再生能源发展基金，并由电网企业向分布式光伏发电项目转付。分布式光伏发电系统并入电网的电量，由电网企业按照当地燃煤发电标杆上网电价进行收购。分布式光伏电价将免收随电价征收的各类基金、附加以及系统备用容量和其他相关并网服务费。

《意见稿》还对电网企业提出了要求，电网企业“要积极为光伏发电项目提供必要的并网接入、计量等电网服务，及时与光伏发电企业按规定结算电价。同时，要及时计量和审核光伏发电项目的发电量和上网电量，并根据其计量和审计结果申请电价补贴。

针对大型光伏发电标杆上网电价，《意见稿》针对四类地区给出了四个不同的上网电价，如下：

Ⅰ类资源区：0.75 元/千瓦时，包含地区：青海海西、海北、果洛、玉树；

II类资源区：0.85 元/千瓦时，包含地区：新疆、宁夏、内蒙古、青海西宁、海东、海南、黄南、甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌、四川阿坝、甘孜、云南丽江、迪庆；

III类资源区：0.95 元/千瓦时，包含地区：北京、天津、黑龙江、吉林、辽宁、河北承德、张家口、唐山、秦皇岛、山西大同、朔州、忻州、陕西榆林、延安、云南省除二类地区外的其他地区，甘肃省除二类地区外的其他地区；

IV类资源区：1 元/千瓦时，包含地区：除前面的Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类地区外的其他地区。

国家能源局《分布式光伏发电示范区工作方案》

6 月 16 日上午，国家能源局召开促进光伏产业健康发展座谈会，传达国务院第 12 次常务会议精神，研究分布式光伏发电发展具体措施，并对分布式光伏发电示范区建设工作进行了部署。以下是分布式光伏发电示范区工作方案：

一、政策支持机制

（一）按分布式光伏发电项目的发电量给予补贴。自发自用电量和多余上网电量均按照统一标准补贴（暂按补贴期限 20 年测算，以国家价格主管的文件为准），中央财政不再给予项目投资补贴；在国家补贴标准之外，地方政府可给予项目投资补贴或增加度电补贴。

（二）用户从电网购电执行正常的用电价格政策，多余光伏发电量上网，由电网企业按照当地脱硫燃煤火电标杆电价收购。

（四）对光伏发电的发电量、多余光伏发电量上网电量，由电网企业负责计量、统计，并据此按照国家规定的度电补贴标准按月转拨国家补贴资金。

（五）光伏发电项目可由电力用户自建，也可采用合同能源管理方式。合同能源管理企业应与电力用户应依据国家关于合同能源管理等规定，签订能源服务协议。

二、示范区选择原则

在具备规模化应用、经济性好的地区率先开展示范，按照以下原则选择拟开展示范的工业园区：

（一）用电价格水平高、实行峰谷电价、网购电白天时间段加权平均电价高；

（二）工业企业集中度高的园区；

（三）用电量大且负荷较稳定，自发自用比例高；

（四）屋顶面积大且建筑结构具备安装光伏条件。

鼓励园区的分布式光伏发电项目由一个业主统一投资建设经营，由其统

一协调建筑屋顶使用、光伏发电量消费以及与电网的关系。

三、落实项目安装条件

省（区、市）级能源主管部门指导拟开展示范的工业园区管委会、承担分布式光伏发电投资经营的企业，落实光伏安装和运行条件:

（一）拟利用的屋顶或其他场址负荷规划和用地规定，房产权属清晰合法;

（二）项目依托构筑物应具有荷载条件，建设管理部门或建筑设计单位出具相应证明;

（三）项目屋顶应具备足够的可安装光伏的面积，项目单位与构筑物产权单位达成屋顶使用的协议;

四、项目可行性分析

在落实安装条件的基础上，调查分析各项目的运行条件:

（一）安装光伏的单位的光伏发电出力与用电负荷的匹配情况;

（二）测算项目光伏发电量和自发自用比例;

（三）测算项目的发电成本及合理收益，与用户侧替代网购电的价格对比，并考虑消费光伏发电量的用户的收益分成，提出最低度电补贴标准建议;

五、组织实施方式

（一）国家能源局负责指导各地区分布式光伏示范区建设，协调并督促电网企业做好配套并网服务,及时解决示范区实施中遇到的政策方面的问题。省级能源主管部门负责指导和协调分布式光伏发电示范区建设，指导拟选择的工业园区的管委会以及承担分布式光伏发电投资经营的企业，落实光伏安装和运行条件，组织协调项目与当地电网企业的衔接。

（二）推荐的示范区应编制实施方案，主要内容包括：示范区分布式光伏发电建设规模、各项目清单及有关信息、投资经营方式、配套电网情况和初步衔接意见。方案应明确包括 2013 年拟开工建设规模、可建成并网规模和 2015 年的预计规模。具体要求见附件。

六、工作进度安排

（一）各省级能源主管部门（含计划单列市）按照上述要求，组织编制示范区实施方案并初步论证后，于 2013 年 7 月 10 日前将实施方案上报国家能源局。原则上一个省（区、市）先上报一个示范区，如条件优越且准备充分可上报 2 个，计划单列市可单独上报（不占所在省名额）。在总结示范区经营后，将在严格标准、严格要求的前提下增加示范区数量。

（二）国家能源局对各地区上报的示范区实施方案进行审核，按照示范区的先进性、经济性、可推广性进行筛选，并将实施方案送电网企业研提配套电网落实的意见。在 7 月 20 日前明确示范区名单，于 2013 年 7 月底前启动建设;

（三）各重点地区能源主管部门在示范区选择、实施方案编制、项目建设和运行中遇到困难和问题，及时向国家能源局新能源司报告。建立示范区

实施情况的季度报告制度，及时把握建设进度和运行情况。

各地区能源主管部门要开拓思路，锐意创新，研究探索分布式光伏发电示范区的建设和管理方式，在示范基础上，总结经验，形成支持分布式光伏发电应用的新机制。

国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》

国发〔2013〕24号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构:

发展光伏产业对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设具有重要意义。为规范和促进光伏产业健康发展，现提出以下意见:

一、充分认识促进光伏产业健康发展的重要性

近年来，我国光伏产业快速发展，光伏电池制造产业规模迅速扩大，市场占有率位居世界前列，光伏电池制造达到世界先进水平，多晶硅冶炼技术日趋成熟，形成了包括硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备的完整制造产业体系。光伏发电国内应用市场逐步扩大，发电成本显著降低，市场竞争力明显提高。

当前，在全球光伏市场需求增速减缓、产品出口阻力增大、光伏产业发展不协调等多重因素作用下，我国光伏企业普遍经营困难。同时，我国光伏产业存在产能严重过剩、市场无序竞争，产品市场过度依赖外需、国内应用市场开发不足，技术创新能力不强、关键技术装备和材料发展缓慢，财政资金支持需要加强、补贴机制有待完善，行业管理比较弱、应用市场环境亟待改善等突出问题，光伏产业发展面临严峻形势。

光伏产业是全球能源科技和产业的重要发展方向，是具有巨大发展潜力的朝阳产业，也是我国具有国际竞争优势的战略性新兴产业。我国光伏产业当前遇到的问题和困难，既是对产业发展的挑战，也是促进产业调整升级的契机，特别是光伏发电成本大幅下降，为扩大国内市场提供了有利条件。要坚定信心，抓住机遇，开拓创新，毫不动摇地推进光伏产业持续健康发展。

二、总体要求

（一）指导思想。

深入贯彻的十八大精神，以邓小平理论、“三个代表”重要思想、科学发展观为指导，创新体制机制，完善支持政策，通过市场机制激发国内市场有效需求，努力巩固国际市场；健全标准体系，规范产业发展秩序，着力推进产业重组和转型升级；完善市场机制，加快技术进步，着力提高光伏产业发展质量和效益，为提升经济发展活力和竞争力作出贡献。

（二）基本原则。

远近结合，标本兼治。在扩大光伏发电应用的同时，控制光伏制造总产能，加快淘汰落后产能，着力推进产业结构调整和技术进步。

统筹兼顾，综合施策。统筹考虑国内外市场需求、产业供需平衡、上下游协调等因素，采取综合措施解决产业发展面临的突出问题。

市场为主，重点扶持。发挥市场机制在推动光伏产业结构调整、优胜劣汰、优化布局以及开发利用方面的基础性作用。对不同光伏企业实行区别对待，重点支持技术水平高、市场竞争力强的骨干优势企业发展，淘汰劣质企业。

协调配合，形成合力。加强政策的协调配合和行业自律，支持地方创新发展方式，调动地方、企业和消费者的积极性，共同推动光伏产业发展。

（三）发展目标。

把扩大国内市场、提高技术水平、加快产业转型升级作为促进光伏产业持续健康发展的根本出路和基本立足点,建立适应国内市场的光伏产品生产、销售和服务体系，形成有利于产业持续健康发展的法规、政策、标准体系和市场环境。2013—2015 年，年均新增光伏发电装机容量 1000 万千瓦左右，到 2015 年总装机容量达到 3500 万千瓦以上。加快企业兼并重组，淘汰产品质量差、技术落后的生产企业，培育一批具有较强技术研发能力和市场竞争力的龙头企业。加快技术创新和产业升级，提高多晶硅等原材料自给能力和光伏电池制造技术水平，显著降低光伏发电成本，提高光伏产业竞争力。保持光伏产品在国际市场的合理份额，对外贸易和投融资合作取得新进展。

三、积极开拓光伏应用市场

（一）大力开拓分布式光伏发电市场。鼓励各类电力用户按照“自发自用，余量上网，电网调节”的方式建设分布式光伏发电系统。优先支持在用电价格较高的工商业企业、工业园区建设规模化的分布式光伏发电系统。支持在学校、医院、政机关、事业单位、居民社区建筑和构筑物等推广小型分布式光伏发电系统。在城镇化发展过程中充分利用太阳能，结合建筑节能加强光伏发电应用，推进光伏建筑一体化建设，在新农村建设中支持光伏发电应用。依托新能源示范城市、绿色能源示范县、可再生能源建筑应用示范市（县），扩大分布式光伏发电应用，建设 100 个分布式光伏发电规模化应用示范区、1000 个光伏发电应用示范小镇及示范村。开展适合分布式光伏发电运行特点和规模化应用的新能源智能微电网试点、示范项目建设，探索相应的电力管理体制和运行机制，形成适应分布式光伏发电发展的建设、运行和消费新体系。支持偏远地区及海岛利用光伏发电解决无电和缺电问题。鼓励在城市路灯照明、城市景观以及通讯基站、交通信号灯等领域推广分布式光伏电源。

（二）有序推进光伏电站建设。按照“合理布局、就近接入、当地消纳、有序推进”的总体思路，根据当地电力市场发展和能源结构调整需要，在落实市场消纳条件的前提下，有序推进各种类型的光伏电站建设。鼓励利用既有电网设施按多能互补方式建设光伏电站。协调光伏电站与配套电网规划和建设，保证光伏电站发电及时并网和高效利用。

（三）巩固和拓展国际市场。积极妥善应对国际贸易摩擦，推动建立公平合理的国际贸易秩序。加强对话协商，推动全球产业合作，规范光伏产品进出口秩序。鼓励光伏企业创新国际贸易方式，优化制造产地分布，在境外开展投资生产合作。鼓励企业实施“引进来”和“走出去”战略，集聚全球创新资源，促进光伏企业国际化发展。

四、加快产业结构调整和技术进步

（一）抑制光伏产能盲目扩张。严格控制新上单纯扩大产能的多晶硅、光伏电池及组件项目。光伏制造企业应拥有先进技术和较强的自主研发能力，新上光伏制造项目应满足单晶硅光伏电池转换效率不低于 20%、多晶硅光伏电池转换效率不低于 18%、膜光伏电池转换效率不低于 12%，多晶硅生产综合电耗不高于 100 千瓦时/千克。加快淘汰能耗高、物料循环利用不完善、环保不达标的多晶硅产能，在电力净输入地区严格控制建设多晶硅项目。

（二）加快推进企业兼并重组。利用“市场倒逼”机制，鼓励企业兼并重组。加强政策引导和推动，建立健全淘汰落后产能长效机制，加快关停淘汰落后光伏产能。重点支持技术水平高、市场竞争力强的多晶硅和光伏电池制造企业发展，培育形成一批综合能耗低、物料消耗少、具有国际竞争力的多晶硅制造企业和技术研发能力强、具有自主知识产权和品牌优势的光伏电池制造企业。引导多晶硅产能向中西部能源资源优势地区聚集，鼓励多晶硅制造企业与先进化工企业合作或重组，降低综合电耗、提高副产品综合利用率。

（三）加快提高技术和装备水平。通过实施新能源集成应用工程，支持高效率晶硅电池及新型膜电池、电子级多晶硅、四氯化硅闭环循环装置、高端切割机、全自动丝网印刷机、平板式镀膜工艺、高纯度关键材料等的研发和产业化。提高光伏逆变器、跟踪系统、功率预测、集中监控以及智能电网等技术和装备水平，提高光伏发电的系统集成技术能力。支持企业开发硅材料生产新工艺和光伏新产品、新技术，支持骨干企业建设光伏发电工程技术研发和试验平台。支持高等院校和企业培养光伏产业相关专业人才。

（四）积极开展国际合作。鼓励企业加强国际研发合作，开展光伏产业前沿、共性技术联合研发。鼓励有条件的国内光伏企业和基地与国外研究机构、产业集群建立战略合作关系。支持有关科研院所和企业建立国际化人才引进和培养机制，重点培养创新能力强的高端专业技术人才和综合管理人才。积极参与光伏行业国际标准制定，加大自主知识产权标准体系海外推广，推动检测认证国际互认。

五、规范产业发展秩序

（一）加强规划和产业政策指导。根据光伏产业发展需要，编制实施光伏产业发展规划。各地区可根据国家光伏产业发展规划和本地区发展需要，编制实施本地区相关规划及实施方案。加强全国规划与地方规划、制造产业与发电应用、光伏发电与配套电网建设的衔接和协调。加强光伏发电规划和

年度实施指导。完善光伏电站和分布式光伏发电项目建设管理制度，促进光伏发电有序发展。

（二）推进标准化体系和检测认证体系建设。建立健全光伏材料、电池及组件、系统及部件等标准体系，完善光伏发电系统及相关电网技术标准体系。制定完善适合不同气候区及建筑类型的建筑光伏应用标准体系，在城市规划、建筑设计和旧建筑改造中统筹考虑光伏发电应用。加强硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备等产品的检测和认证平台建设，健全光伏产品检测和认证体系，及时发布符合标准的光伏产品目录。开展太阳能资源观测与评价，建立太阳能信息数据库。

（三）加强市场监管和行业管理。制定完善并严格实施光伏制造行业规范条件，规范光伏市场秩序，促进落后产能退出市场，提高产业发展水平。实行光伏电池组件、逆变器、控制设备等关键产品检测认证制度，未通过检测认证的产品不准进入市场。严格执行光伏电站设备采购、设计监理和工程建设招投标制度，反对不正当竞争，禁止地方保护。完善光伏发电工程建设、运行技术岗位资质管理。加强光伏发电电网接入和运行监管。建立光伏产业发展监测体系，及时发布产业发展信息。加强对《中华人民共和国可再生能源法》及配套政策的执法监察。地方各级政府不得以征收资源使用费等名义向太阳能发电企业收取法律法规规定之外的费用。

六、完善并网管理和服务

（一）加强配套电网建设。电网企业要加强与光伏发电相适应的电网建设和改造，保障配套电网与光伏发电项目同步建成投产。积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高电网系统接纳光伏发电的能力。接入公共电网的光伏发电项目，其接网工程以及接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。接入用户侧的分布式光伏发电，接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。

（二）完善光伏发电并网运行服务。各电网企业要为光伏发电提供并网服务，优化系统调度运行，优先保障光伏发电运行，确保光伏发电项目及时并网，全额收购所发电量。简化分布式光伏发电的电网接入方式和管理程序，公布分布式光伏发电并网服务流程，建立简捷高效的并网服务体系。对分布式光伏发电项目免收系统备用容量费和相关服务费用。加强光伏发电电网接入和并网运行监管。

七、完善支持政策

（一）大力支持用户侧光伏应用。开放用户侧分布式电源建设，支持和鼓励企业、机构、社区和家庭安装、使用光伏发电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作，投资建设和经营管理为用户供电的光伏发电及相关设施。对分布式光伏发电项目实行备案管理，豁免分布式光伏发电应用发电业务许可。对不需要国家资金补贴的分布式光伏发电项目，如具备接入电网运行条件，可放开规模建设。分布式光伏发电全部电量纳入全社会发电量和用电量

统计，并作为地方政府和电网企业业绩考核指标。自发自用发电量不计入阶梯电价适用范围，计入地方政府和用户节能量。

（二）完善电价和补贴政策。对分布式光伏发电实行按照电量补贴的政策。根据资源条件和建设成本，制定光伏电站分区域上网标杆电价，通过招标等竞争方式发现价格和补贴标准。根据光伏发电成本变化等因素，合理调减光伏电站上网电价和分布式光伏发电补贴标准。上网电价及补贴的执行期限原则上为 20 年。根据光伏发电发展需要，调整可再生能源电价附加征收标准，扩大可再生能源发展基金规模。光伏发电规模与国家可再生能源发展基金规模相协调。

（三）改进补贴资金管理。严格可再生能源电价附加征收管理，保障附加资金应收尽收。完善补贴资金支付方式和程序，对光伏电站，由电网企业按照国家规定或招标确定的光伏发电上网电价与发电企业按月全额结算；对分布式光伏发电，建立由电网企业按月转付补贴资金的制度。中央财政按季度向电网企业预拨补贴资金，确保补贴资金及时足额到位。鼓励各级地方政府利用财政资金支持光伏发电应用。

（四）加大财税政策支持力度。完善中央财政资金支持光伏产业发展的机制，加大对太阳能资源测量、评价及信息系统建设、关键技术装备材料研发及产业化、标准制定及检测认证体系建设、新技术应用示范、农村和牧区光伏发电应用以及无电地区光伏发电项目建设的支持。对分布式光伏发电自发自用电量免收可再生能源电价附加等针对电量征收的政府性基金。企业研发费用符合有关条件的，可按照税法规定在计算应纳税所得额时加计扣除。企业符合条件的兼并重组，可以按照现行税收政策规定，享受税收优惠政策。

（五）完善金融支持政策。金融机构要继续实施“有保有压”的信贷政策，支持具有自主知识产权、技术先进、发展潜力大的企业做优做强，对有市场、有订单、有效益、有信誉的光伏制造企业提供信贷支持。根据光伏产业特点和企业资金运转周期，按照风险可控、商业可持续、信贷准入可达标的原则，采取灵活的信贷政策，支持优质企业正常生产经营，支持技术创新、兼并重组和境外投资等具有竞争优势的项目。创新金融产品和服务，支持中小企业和家庭自建自用分布式光伏发电系统。严禁资金流向盲目扩张产能项目和落后产能项目建设，对国家禁止建设的、不符合产业政策的光伏制造项目不予信贷支持。

（六）完善土地支持政策和建设管理。对利用戈壁荒滩等未利用土地建设光伏发电项目的，在土地规划、计划安排时予以适度倾斜，不涉及转用的，可不占用土地年度计划指标。探索采用租赁国有未利用土地的供地方式，降低工程的前期投入成本。光伏发电项目使用未利用土地的，依法办理用地审批手续后，可采取划拨方式供地。完善光伏发电项目建设管理并简化程序。

八、加强组织领导

各有关部门要根据本意见要求，按照职责分工抓紧制定相关配套文件，

完善光伏发电价格、税收、金融信贷和建设用地等配套政策，确保各项任务措施的贯彻实施。各省级人民政府要加强对本地区光伏产业发展的管理，结合实际制定具体实施方案，落实政策，引导本地区光伏产业有序协调发展。健全行业组织机构，充分发挥行业组织在加强行业自律、推广先进技术和管理经验、开展统计监测和研究制定标准等方面的作用。加强产业服务，建立光伏产业监测体系，及时发布行业信息，搭建银企沟通平台，引导产业健康发展。

国务院

2013 年 7 月 4 日

国家发展改革委关于印发《分布式发电管理暂行办法》的通知

发改能源〔2013〕1381 号

第一章 总 则

第一条 为推进分布式发电发展，加快可再生能源开发利用，提高能源效率，保护生态环境，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国节约能源法》等规定，制定本办法。

第二条 本办法所指分布式发电,是指在用户所在场地或附近建设安装、运行方式以用户端自发自用为主、多余电量上网，且在配电网系统平衡调节为特征的发电设施或有电力输出的能量综合梯级利用多联供设施。

第三条 本办法适用于以下分布式发电方式:

（一）总装机容量 5 万千瓦及以下的小水电站;

（二）以各个电压等级接入配电网的风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电;

（三）除煤炭直接燃烧以外的各种废弃物发电，多种能源互补发电，余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电;

（四）总装机容量 5 万千瓦及以下的煤层气发电;

（五）综合能源利用效率高于 70%且电力就地消纳的天然气热电冷联供等。

第四条 分布式发电应遵循因地制宜、清洁高效、分散布局、就近利用的原则，充分利用当地可再生能源和综合利用资源，替代和减少化石能源消费。

第五条 分布式发电在投资、设计、建设、运营等各个环节均依法实行开放、公平的市场竞争机制。分布式发电项目应符合有关管理要求，保证工程质量和生产安全。

第六条 国务院能源主管部门会同有关部门制定全国分布式发电产业政

策，发布技术标准和工程规范，指导和监督各地区分布式发电的发展规划、建设和运行的管理工作。

第二章　资源评价和综合规划

第七条　发展分布式发电的领域包括:

（一）各类企业、工业园区、经济开发区等;

（二）政府机关和事业单位的建筑物或设施;

（三）文化、体育、医疗、教育、交通枢纽等公共建筑物或设施;

（四）商场、宾馆、写字楼等商业建筑物或设施;

（五）城市居民小区、住宅楼及独立的住宅建筑物;

（六）农村地区村庄和乡镇;

（七）偏远农牧区和海岛;

（八）适合分布式发电的其他领域。

第八条　目前适用于分布式发电的技术包括:

（一）小水电发供用一体化技术;

（二）与建筑物结合的用户侧光伏发电技术;

（三）分散布局建设的并网型风电、太阳能发电技术;

（四）小型风光储等多能互补发电技术;

（五）工业余热余压余气发电及多联供技术;

（六）以农林剩余物、畜禽养殖废弃物、有机废水和生活垃圾等为原料的气化、直燃和沼气发电及多联供技术;

（七）地热能、海洋能发电及多联供技术;

（八）天然气多联供技术、煤层气（煤矿瓦斯）发电技术;

（九）其他分布式发电技术。

第九条　省级能源主管部门会同有关部门，对可用于分布式发电的资源进行调查评价，为分布式发电规划编制和项目建设提供科学依据。

第十条　省级能源主管部门会同有关部门，根据各种可用于分布式发电的资源情况和当地用能需求，编制本省、自治区、直辖市分布式发电综合规划，明确分布式发电各重点领域的发展目标、建设规模和总体布局等，报国务院能源主管部门备案。

第十一条　分布式发电综合规划应与经济社会发展总体规划、城市规划、天然气管网规划、配电网建设规划和无电地区电力建设规划等相衔接。

第三章　项目建设和管理

第十二条　鼓励企业、专业化能源服务公司和包括个人在内的各类电力用户投资建设并经营分布式发电项目，豁免分布式发电项目发电业务许可。

第十三条　各省级投资主管部门和能源主管部门组织实施本地区分布式发电建设。依据简化程序、提高效率的原则，实行分级管理。

第十四条　国务院能源主管部门组织分布式发电示范项目建设，推动分布式发电发展和管理方式创新，促进技术进步和产业化。

第四章　电网接入

第十五条　国务院能源主管部门会同有关方面制定分布式发电接入配电网的技术标准、工程规范和相关管理办法。

第十六条　电网企业负责分布式发电外部接网设施以及由接入引起公共电网改造部分的投资建设，并为分布式发电提供便捷、及时、高效的接入电网服务，与投资经营分布式发电设施的项目单位（或个体经营者、家庭用户）签订并网协议和购售电合同。

第十七条　电网企业应制定分布式发电并网工作流程，以城市或县为单位设立并公布接受分布式发电投资人申报的地点及联系方式，提高服务效率，保证无障碍接入。对于以 35 千伏及以下电压等级接入配电网的分布式发电，电网企业应按专门设置的简化流程办理并网申请，并提供咨询、调试和并网验收等服务。对于小水电站和以 35 千伏以上电压等级接入配电网的分布式发电，电网企业应根据其接入方式、电量使用范围，本着简便和及时高效的原则做好并网管理，提供相关服务。

第十八条　鼓励结合分布式发电应用建设智能电网和微电网，提高分布式能源的利用效率和安全稳定运行水平。

第十九条　国务院能源主管部门派出机构负责建立分布式发电监管和并网争议解决机制，切实保障各方权益。

第五章　运行管理

第二十条　分布式发电有关并网协议、购售电合同的执行及多余上网电量的收购、调剂等事项，由国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门协调，或委托下级部门协调。分布式发电如涉及供电营业范围调整，由国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门根据相关法律法规予以明确。

第二十一条　分布式发电以自发自用为主，多余电量上网，电网调剂余缺。采用双向计量电量结算或净电量结算的方式，并可考虑峰谷电价因素。结算周期在合同中商定，原则上按月结算。电网企业应保证分布式发电多余电量的优先上网和全额收购。

第二十二条　国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门组织建立分布式发电的监测、统计、信息交换和信息公开等体系，可委托电网企业承担有关信息统计工作，分布式发电项目单位（或个体经营者、家庭用户）应配合提供有关信息。

第二十三条　分布式发电投资方要建立健全运行管理规章制度。包括个人和家庭用户在内的所有投资方，均有义务在电网企业的指导下配合或参与运行维护，保障项目安全可靠运行。

第二十四条　分布式发电设施并网接入点应安装电能计量装置，满足上网电量的结算需要。电网企业负责对电能计量进行管理。分布式发电在运行过程中应保存完整的能量输出和燃料消耗计量数据。

第二十五条　拥有分布式发电设施的项目单位、个人及家庭用户应接受能源主管部门及相关部门的监督检查，如实提供包括原始数据在内的运行记录。

第二十六条　分布式发电应满足有关发电、供电质量要求，运行管理应满足有关技术、管理规定和规程规范要求。电网及电力运行管理机构应优先保障分布式发电正常运行。具备条件的分布式发电在紧急情况下应接受并服从电力运行管理机构的应急调度。

第六章　政策保障及措施

第二十七条　根据有关法律法规及政策规定，对符合条件的分布式发电给予建设资金补贴或单位发电量补贴。建设资金补贴方式仅限于电力普遍服务范围。享受建设资金补贴的，不再给予单位发电量补贴。享受补贴的分布式发电包括：风力发电、太阳能发电、生物质发电、地热发电、海洋能发电等新能源发电。其他分布式发电的补贴政策按相关规定执行。

第二十八条　对农村、牧区、偏远地区和海岛的分布式发电，以及分布式发电的科学技术研究、标准制定和示范工程，国家给予资金支持。

第二十九条　加强科学技术普及和舆论宣传工作，营造有利于加快发展分布式发电的社会氛围。

第七章　附　则

第三十条　各省级能源主管部门会同国务院能源主管部门派出机构及价格、财政等主管部门，根据本办法制定分布式发电管理实施细则。

第三十一条　本办法自发布之日起施行。

财政部关于分布式光伏发电实行按照电量补贴政策等有关问题的通知

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局），国家电网公司、中国南方电网有限责任公司：

为贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号），现将分布式光伏发电项目按电量补贴等政策实施办法通知如下：

一、分布式光伏发电项目按电量补贴实施办法

（一）项目确认。国家对分布式光伏发电项目按电量给予补贴，补贴资金通过电网企业转付给分布式光伏发电项目单位。申请补贴的分布式光伏发电项目必须符合以下条件：

1.按照程序完成备案。具体备案办法由国家能源局另行制定。

2.项目建成投产，符合并网相关条件，并完成并网验收等电网接入工作。

符合上述条件的项目可向所在地电网企业提出申请，经同级财政、价格、能源主管部门审核后逐级上报。国家电网公司、中国南方电网有限责任公司（以下简称南方电网公司）经营范围内的项目，由其下属省（区、市）电力

公司汇总，并经省级财政、价格、能源主管部门审核同意后报国家电网公司和南方电网公司。国家电网公司和南方电网公司审核汇总后报财政部、国家发展改革委、国家能源局。地方独立电网企业经营范围内的项目，由其审核汇总，报项目所在地省级财政、价格、能源主管部门，省级财政、价格、能源管理部门审核后报财政部、国家发展改革委、国家能源局。财政部、国家发展改革委、国家能源局对报送项目组织审核，并将符合条件的项目列入补助目录予以公告。国家电网公司、南方电网公司、地方独立电网企业经营范围内电网企业名单详见附件。

享受金太阳示范工程补助资金、太阳能光电建筑应用财政补助资金的项目不属于分布式光伏发电补贴范围。光伏电站执行价格主管部门确定的光伏发电上网电价，不属于分布式光伏发电补贴范围。

（二）补贴标准。补贴标准综合考虑分布式光伏上网电价、发电成本和销售电价等情况确定，并适时调整。具体补贴标准待国家发展改革委出台分布式光伏上网电价后再另行发文明确。

（三）补贴电量。电网企业按用户抄表周期对列入分布式光伏发电项目补贴目录内的项目发电量、上网电量和自发自用电量等进行抄表计量，作为计算补贴的依据。

（四）资金拨付。中央财政根据可再生能源电价附加收入及分布式光伏发电项目预计发电量，按季向国家电网公司、南方电网公司及地方独立电网企业所在省级财政部门预拨补贴资金。电网企业根据项目发电量和国家确定的补贴标准，按电费结算周期及时支付补贴资金。具体支付办法由国家电网公司、南方电网公司、地方独立电网企业制定。国家电网公司和南方电网公司具体支付办法报财政部备案，地方独立电网企业具体支付办法报省级财政部门备案。

年度终了后 1 个月内，国家电网公司、南方电网公司对经营范围内的项目上年度补贴资金进行清算，经省级财政、价格、能源主管部门审核同意后报财政部、国家发展改革委、国家能源局。地方独立电网企业对经营范围内的项目上年度补贴资金进行清算，由省级财政部门会同价格、能源主管部门核报财政部、国家发展改革委、国家能源局。财政部会同国家发展改革委、国家能源局审核清算。

二、改进光伏电站、大型风力发电等补贴资金管理

除分布式光伏发电补贴资金外，光伏电站、大型风力发电、地热能、海洋能、生物质能等可再生能源发电的补贴资金继续按《财政部国家发展改革委国家能源局关于印发<可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法>的通知》（财建〔2012〕102 号，以下简称《办法》）管理。为加快资金拨付，对有关程序进行简化。

（一)国家电网公司和南方电网公司范围内的并网发电项目和接网工程，补贴资金不再通过省级财政部门拨付，中央财政直接拨付给国家电网公司、

南方电网公司。年度终了后 1 个月内，各省（区、市）电力公司编制上年度并网发电项目和接网工程补贴资金清算申请表，经省级财政、价格、能源主管部门审核后，报国家电网公司、南方电网公司汇总。国家电网公司、南方电网公司审核汇总后报财政部、国家发展改革委和国家能源局。地方独立电网企业仍按《办法》规定程序申请补贴资金。

（二）按照《可再生能源法》，光伏电站、大型风力发电、地热能、海洋能、生物质能等可再生能源发电补贴资金的补贴对象是电网企业。电网企业要按月与可再生能源发电企业根据可再生能源上网电价和实际收购的可再生能源发电上网电量及时全额办理结算。

（三）公共可再生能源独立电力系统项目补贴资金，于年度终了后由省级财政、价格、能源主管部门随清算报告一并提出资金申请。

（四）中央财政已拨付的可再生能源电价附加资金，各地财政部门应于 8 月底全额拨付给电网企业。2012 年补贴资金按照《办法》进行清算。2013 年以后的补贴资金按照本通知拨付和清算。

三、本通知自印发之日起实施。

财政部

2013 年 7 月 24 日

国家能源局《关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》

国能新能[2013]296 号

国家能源局《关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》(国能新能[2013]296 号)，批准了 18 个示范区分别为：北京海淀区中关村海淀园、北京顺义、上海松江、天津武清、河北高碑店、河北保定英利、江苏无锡、江苏南通、浙江绍兴、浙江杭州、安徽合肥、江西新余高新区、山东泰安高新区、山东淄博高新区、广东三水工业园、广东从化明珠工业园、深圳前海、宁波杭州湾新区。具体内容如下:

北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、安徽、江西、山东、广东、深圳、宁波发展改革委（能源局），国家电网公司，南方电网公司，水电水利规划设计总院:

为贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，扩大分布式光伏发电应用市场，根据各有关省（区、市）报送的示范区实施方案，确定了第一批分布式光伏发电示范区名单。现将有关事项通知如下:

一、创建分布式光伏发电应用示范区的目的是扩大分布式光伏发电应用规模，探索适应分布式光伏发电规模化应用的技术、管理和运营模式。根据有关地区工作基础,确定北京海淀区中关村海淀园等 18 个园区作为第一批分布式光伏发电应用示范区。具体名单及建设内容见附件。

二、示范区分布式光伏发电项目采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，实行按发电量补贴政策，项目由地级市能源主管部门实行备案管理。

三、请各项目单位抓紧落实建设条件，制定实施计划，做好与项目实施有关的屋顶使用协议、用户用电协议、电网接入及购售电协议的签订和衔接工作。

四、请电网企业积极配合做好示范区内各项目的电网接入和并网运行服务工作，落实配套电网建设和改造工程，协同保障用户供电安全。负责做好分布式光伏发电所发电量计量、电费结算和国家补贴资金转付工作。

五、请有关省级和地方能源主管部门在当地人民政府的支持下，建立示范区统筹协调机制，指导和督促示范区建设，及时协调解决项目实施中出现的各种问题，总结示范区建设经验，并及时将示范区实施情况报送国家能源局。

国家能源局

2013 年 8 月 9 日

国家能源局、国家开发银行《关于支持分布式光伏发电金融服务的意见》

国能新能〔2013〕312 号

各省（自治区、直辖市）发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团发展改革委，国家开发银行各分行:

为贯彻落实国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，充分发挥金融杠杆作用，引导社会资金投入，有效激发分布式光伏发电投资，国家能源局、国家开发银行决定联合支持分布式光伏发电金融服务创新，现提出以下意见:

一、中国分布式光伏发电处于发展初期，需要调动各类投资主体的积极性，建立合适的投融资体系。国开行要发挥开发性金融机构的引导作用，创新金融服务，积极支持分布式光伏发电应用。

二、国开行支持各类以“自发自用、余量上网、电网调节”方式建设和运营的分布式光伏发电项目，重点配合国家组织建设的新能源示范城市、绿色能源县、分布式光伏发电应用示范区等开展创新金融服务试点，建立与地方合作的投融资机构，专项为分布式光伏发电项目提供金融服务。

三、推动地方政府在试点地区成立以企业信用为基础，以市场化方式运作，具备借款资格和承贷能力的融资平台（即统借方）。国开行向融资平台提供授信，融资平台以委托贷款等有效的资金运作方式，向符合条件的对象提供融资支持。国家开发银行根据国家光伏发电发展规划和有关地区的分布式光伏发电年度实施方案，制定年度融资计划，合理安排信贷资金规模。

四、国开行积极为各类分布式光伏发电项目投资主体提供信贷支持。符合国开行直接申请贷款资格的投资主体可直接申请国开行信贷资金支持；对不符合直接申请国开行贷款条件的企业和自然人，采用统借统还的模式给予支持。

五、国开行为分布式光伏发电项目以提供中长期贷款为主、短期贷款和流动资金贷款为辅的多元化信贷产品。贷款期限最长可达 15 年，对于重点客户投资的项目和国家规划建设示范项目，可实行差异化定价。

六、国开行建立和完善分布式光伏发电贷款风险管理体系，根据项目具体情况设计第三方担保、额外保险和机构担保等，建立灵活有效的信用结构，防范贷款风险。在归还贷款本息前，项目发电收入原则上应设立账户进行归集，并接受国家开发银行监管。

七、国家能源局根据全国光伏发电发展规划，采取指导各地区制定年度实施方案和组织分布式光伏发电应用示范区建设等方式推进分布式光伏发电应用，指导各级地方能源主管部门为各类分布式光伏发电项目提供政策和管理服务，做好项目单位（含个人投资者）与国开行及地区融资平台的衔接。

国家能源局 国家开发银行

2013 年 8 月 22 日

国家发改委《关于调整可再生能源电价附加标准与环保电价的有关事项的通知》

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局、电力公司，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司:

为支持可再生能源发展，鼓励燃煤发电企业进行脱硝、除尘改造，促进环境保护，决定适当调整可再生能源电价附加和燃煤发电企业脱硝等环保电价标准，现将有关事项通知如下:

一、将向除居民生活和农业生产以外的其他用电征收的可再生能源电价附加标准由每千瓦时 0.8 分钱提高至 1.5 分钱。

二、将燃煤发电企业脱硝电价补偿标准由每千瓦时 0.8 分钱提高至 1 分钱。

三、对采用新技术进行除尘设施改造、烟尘排放浓度低于 30mg/m3（重点地区低于 20mg/m^3），并经环保部门验收合格的燃煤发电企业除尘成本予以适当支持，电价补偿标准为每千瓦时 0.2 分钱。

四、以上价格调整自 2013 年 9 月 25 日起执行。

五、在保持现有销售电价总水平不变的情况下，主要利用电煤价格下降腾出的电价空间解决上述电价调整资金来源。各省（区、市）具体电价调整方案，由省级价格主管部门研究拟订，于 2013 年 9 月 10 日前上报我委审批。

国家发展改革委
2013 年 8 月 27 日

工信部《光伏制造行业规范条件》

为深入贯彻落实科学发展观，引导光伏制造行业加快转型升级，推动我国光伏产业持续健康发展，根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24 号）和国家有关法律法规及产业政策，按照优化布局、调整结构 、控制总量、鼓励创新、支持应用的原则，制定本规范条件。

一、生产布局与项目设立

（一）光伏制造企业及项目应符合国家资源开发利用、环境保护、节能管理等法律法规要求，符合国家产业政策和相关产业规划及布局要求，符合当地土地利用总体规划、城市总体规划、环境功能区划和环境保护规划等要求。

（二）在国家法律法规、规章及规划确定或省级以上人民政府批准的基本农田保护区、饮用水水源保护区、自然保护区、风景名胜区、重要生态功能保护区和生态环境敏感区、脆弱区等法律、法规规定禁止建设工业企业的区域不得建设光伏制造项目。上述区域内的现有企业应逐步迁出。

（三）严格控制新上单纯扩大产能的光伏制造项目。对加强技术创新、降低生产成本等确有必要的新建和改扩建项目，报行业主管部门及投资主管部门备案。新建和改扩建光伏制造项目，最低资本金比例为 20%。

二、生产规模和工艺技术

（一）光伏制造企业应采用工艺先进、节能环保、产品质量好、生产成本低的生产技术和设备。

（二）光伏制造企业应具备以下条件：在中华人民共和国境内依法注册成立，具有独立法人资格；具有太阳能光伏产品独立生产、供应和售后服务能力；具有省级以上独立研发机构、技术中心或高新技术企业资质，每年用于研发及工艺改进的费用不低于总销售额的 3%且不少于 1000 万元人民币；申报符合规范名单时上一年实际产量不低于本条第（三）款产能要求的 50%。

（三）光伏制造企业按产品类型应分别满足以下要求：

1. 多晶硅项目每期规模大于 3000 吨/年；
2. 硅锭年产能不低于 1000 吨；
3. 硅棒年产能不低于 1000 吨；
4. 硅片年产能不低于 5000 万片；
5. 晶硅电池年产能不低于 200MWp；
6. 晶硅电池组件年产能不低于 200MWp；
7. 薄膜电池组件年产能不低于 50MWp。

（四）现有光伏制造企业及项目产品应满足以下要求：

1.多晶硅满足《太阳能级多晶硅》（GB/T25074）1 级品的要求;

2.多晶硅片（含准单晶硅片）少子寿命大于 2μs，电阻率在 1-3Ω.cm，碳、氧含量分别小于 16 和 18PPMA; 单晶硅片少子寿命大于 10μs，电阻率在 1-3Ω.cm，碳、氧含量分别小于 10 和 18PPMA;

3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 16%和 17%;

4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件的光电转换效率分别不低于 14.5%和 15.5%;

5.硅基、铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（ CdTe）及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 8%、10%、11%、10%。

（五）新建和改扩建企业及项目产品应满足以下要求:

1.多晶硅满足《硅多晶》（GB/T12963）2 级品以上要求;

2.多晶硅片(含准单晶硅片)少子寿命大于 2.5μs,电阻率在 1-3Ω.cm，碳、氧含量分别小于 8 和 6PPMA; 单晶硅片少子寿命大于 11μs，电阻率在 1-3Ω.cm，碳、氧含量分别小于 8 和 6PPMA;

3.多晶硅电池和单晶硅电池的光电转换效率分别不低于 18%和 20%;

4.多晶硅电池组件和单晶硅电池组件光电转换效率分别不低于 16.5%和 17.5%;

5.硅基、 CIGS、CdTe 及其他薄膜电池组件的光电转换效率分别不低于 12%、12%、13%、12%。

（六）多晶硅电池组件和单晶硅电池组件衰减率在 2 年内分别不高于 3.2%和 4.2%，25 年内不高于 20%; 薄膜电池组件衰减率在 2 年内不高于 5%，25 年内不高于 20%。

三、资源综合利用及能耗

（一）光伏制造企业和项目用地应符合国家已出台的土地使用标准，严格保护耕地，节约集约用地。

（二）光伏制造项目能耗应满足以下要求:

1.现有多晶硅项目还原电耗小于 80 千瓦时/千克，综合电耗小于 140 千瓦时/千克; 新建和改扩建项目还原电耗小于 60 千瓦时/千克，综合电耗小于 100 千瓦时/千克;

2.现有硅锭项目平均综合能耗小于 9 千瓦时/千克，新建和改扩建项目小于 7 千瓦时/千克; 如采用多晶铸锭炉生产准单晶或高效多晶产品，项目平均综合能耗的增加幅度不得超过 0.5 千瓦时/千克;

3.现有硅棒项目平均综合能耗小于 50 千瓦时/千克,新建和改扩建项目小于 45 千瓦时/千克;

4.现有多晶硅片项目平均综合能耗小于 60 万千瓦时/百万片,新建和改扩建项目小于 55 万千瓦时/百万片; 现有单晶硅片项目平均综合能耗小于 40 万千瓦时/百万片，新建和改扩建项目小于 35 万千瓦时/百万片;

5.电池项目平均综合能耗小于 15 万千瓦时/MWp;

6.晶硅电池组件项目平均综合能耗小于 8 万千瓦时/MWp;薄膜电池组件项目平均能耗小于 50 万千瓦时/MWp。

（三）光伏制造项目生产水耗应满足以下要求:

1.多晶硅项目水循环利用率不低于 95%;

2.硅片项目水耗低于 1400 吨/百万片;

3.电池项目水耗低于 1700 吨/MWp。

（四）其他生产单耗需满足国家相关标准。

四、环境保护

（一）新建和改扩建光伏制造项目应严格执行环境影响评价制度，未通过环境影响评价审批的项目不得开工建设。按照环境保护“三同时”要求，项目配套建设环境保护设施应依法申请项目竣工环境保护验收，验收合格后方可投入生产运行。企业应有健全的企业环境管理机构，制定有效的企业环境管理制度，定期开展清洁生产审核。

（二）废气、废水排放应符合国家和地方大气及水污染物排放标准和总量控制要求；恶臭污染物排放应符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554)，对产生的工业固体废物要依法贮存、处置或综合利用，应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597）和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18559）相关要求，SiC14 等危险废物应委托具备相应处理能力的有资质单位进行妥善处置；厂界噪声符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348）。

（三）鼓励企业通过 ISO14001 环境管理体系认证、ISO14064 温室气体核证、PAS2050/ISO14067 碳足迹认证。

（四）光伏制造项目应按照环境影响报告书（表）及其批复、国家或地方污染物排放（控制）标准、环境监测技术规范的要求，制定自行监测方案，开展自行监测工作，公开自行监测信息。

五、质量管理

（一）光伏制造企业应建立完善的质量管理体系，配备质量检验机构和专职检验人员。电池及电池组件生产企业应配备 AAA 级太阳模拟器、高低温环境试验箱等关键检测设备 ，鼓励企业建设具备 CNAS 认可资质的实验室。

（二）光伏产品质量应符合国家相关标准，通过国家批准相关认证机构的认证。

（三)企业应通过 ISO9001 质量管理体系认证,组件使用寿命不低于 25 年，质保期不少于 10 年。

（四）企业应建立相应的产品可追溯制度。

六、安全、卫生和社会责任

（一）光伏制造项目应当严格遵循职业病危害防护设施和安全设施“三同时”制度要求。企业应当遵守《安全生产法》、《职业病防治法》等法律法规，执行保障安全生产的国家标准或行业标准，在申报规范名单当年及上

一年度未发生较大及以上生产安全事故。

（二）企业应当建立健全安全生产责任制，加强职工安全生产教育培训和隐患排查治理工作，开展安全生产标准化建设并达到三级以上。

（三）企业应当依法落实职业病危害防治措施，对重大危险源有检测、评估、监控措施和应急预案，并配备必要的器材和设备。

（四）企业应当遵守国家相关法律法规，依法参加养老、失业、医疗、工伤等各类保险，并为从业人员足额缴纳相关保险费用。

七、监督与管理

（一）新建和改扩建光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求。

（二）现有光伏制造企业及项目应当符合本规范条件要求，未满足规范条件要求的企业及项目根据产业转型升级的要求,在国家产业政策的指导下，通过兼并重组、技术改造等方式，尽快达到本规范条件的要求。

（三）对光伏制造企业及项目的投资、土地供应、环评、节能评估、质量监督、安全监管、信贷授信等管理应依据本规范条件。不符合本规范条件的企业及项目，其产品不得享受出口退税、国内应用扶持等政策支持。

（四）光伏制造企业应对照规范条件编制相关申报材料，通过省级工业和信息化主管部门报送工业和信息化部。各级工业和信息化主管部门会同有关部门对当地光伏制造企业执行本规范条件的情况进行监督检查。工业和信息化部组织行业机构、检测机构对企业进行检查，定期公告符合本规范条件的企业名单，并会同有关部门组织行业机构、检测机构从市场上对已公告企业产品等进行抽查，实行社会监督、动态管理。

（五）公告企业有下列情况，将撤销其公告资格:

1. 填报资料有弄虚作假行为;
2. 拒绝接受监督检查;
3. 不能保持规范条件要求;
4. 发生重大安全和污染责任事故;
5. 违反法律、法规和国家产业政策规定。

（六）有关行业协会、产业联盟、检测机构要协助行业主管部门做好本规范条件的实施和跟踪监督工作，组织企业加强协调和自律管理。

八、附则

（一）本规范条件适用于中华人民共和国境内（台湾、香港、澳门地区除外）所有类型的光伏制造企业，本规范条件所指的光伏制造行业主要为光伏用多晶硅、硅棒、硅锭、硅片、电池、电池组件等制造行业。

（二）本规范条件涉及的法律法规、国家标准和行业政策若进行修订，按修订后的规定执行。

（三）本规范条件自发布之日起 30 日后实施，由工业和信息化部负责解释，并根据行业发展情况和宏观调控要求会同有关部门适时进行修订。原《多晶硅行业准入条件》（工联电子[2010]第 137 号）同时废止。

国家能源局《光伏电站项目管理暂行办法》

第一章 总则

第一条 为规范光伏电站项目管理,保障光伏电站和电力系统安全可靠运行,促进光伏发电产业持续健康发展,根据《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国行政许可法》、《电力监管条例》和《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，制定本办法。

第二条 本办法适用于作为公共电源建设及运行管理的光伏电站项目。

第三条 光伏电站项目管理包括规划指导和规模管理、项目备案管理、电网接入与运行、产业监测与市场监督等环节的行政管理、技术质量管理和安全监管。

第四条 国务院能源主管部门负责全国光伏电站项目建设和运行的监督管理工作。省级能源主管部门在国务院能源主管部门指导下，负责本地区光伏电站项目建设和运行的监督管理工作。委托国家太阳能发电技术归口管理单位承担光伏电站建设和运行技术管理工作。

第二章 规划指导和规模管理

第五条 国务院能源主管部门自责编制全国太阳能发电发展规划。根据国家能源发展规划、可再生能源发展规划，在论证各地区太阳能资源、光伏电站技术经济性、电力需求、电网条件的基础上，确定全国光伏电站建设规模，布局和各省(区、市)年度开发规模。

第六条 省级能源主管部门根据全国太阳能发电发展规划,以及国务院能源主管部门下达的本地区年度指导性规模指标和开发布局意见，按照“统筹规划、合理布局、就近接入、当地消纳”的原则，编制本地区光伏电站建设年度实施方案建议。

第七条 各省(区、市)光伏电站建设年度实施方案建议包括建设规模、项目布局、电网接入、电力消纳评价和建设计划等内容。各省(区、市)应在每年12月末总结本地区光伏电站建成投产及运行情况的基础上,向国务院能源主管部门报送第一年度的光伏电站建设实施方案建议。

第八条 国务院能源主管部门根据全国太阳能发电发展规划,结合各地区报送的光伏电站建设和运行情况、年度实施方案建议，确认需要国家资金补贴的光伏电站的年度实施方案，下达各省(区、市)光伏电站建设年度实施方案。

第九条 各地区按照国务院能源主管部门下达的年度指导性规模指标,扣除上年度已办理手续但未投产结转项目的规模后，作为本地区本年度新增备案项目的规模上限。

第十条 各地区年度实施方案的完成情况,作为国务院能源主管部门确定下一年度该地区年度指导性规模的重要依据。对已发生明显弃光限电问题且未及时解决的地区，停止下达该地区年度新增指导性规模指标及年度实施方

案。对建设实施情况差的地区，相应核减下年度该地区指导性规模指标。

第三章 项目备案管理

第十一条 光伏电站项目建设前应做好规划选址、资源测评、建设条件论证、市场需求分析等项目开工前的各项准备工作。

第十二条 光伏电站项目开展太阳能资源测评，应收集项目场址或具有场址代表性的连续一年以上实测太阳能辐射数据和有关太阳能资源评估成果。

第十三条 项目单位应重点落实光伏电站项目的电力送出条件和消纳市场，按照“就近接入、当地消纳”的原则开展项目电力消纳分析，避免出现不经济的光伏电站电力远距离输送和弃光限电。

第十四条 省级能源主管部门依据国务院投资项目管理规定对光伏电站项目实行备案管理。备案项目应符合国家太阳能发电发展规划和国务院能源主管部门下达的本地区年度指导性规模指标和年度实施方案，已落实接入电网条件。

第十五条 光伏电站完成项目备案后，应抓紧落实各项建设条件，在办理法律法规要求的其他相关建设手续后及时开工建设，并与电网企业做好配套电力送出工程的衔接。

第十六条 国务院有关部门对符合条件的备案项目纳入可再生能源资金补贴目录。未纳入补贴目录的光伏电站项目不得享受国家可再生能源发展基金补贴。

第十七条 为促进光伏发电技术进步和成本下降，提高国家补贴资金使用效益，国务院能源主管部门根据需要适时组织地方采取招标等竞争性方式选择项目投资企业，并确定项目的国家补贴额度。以招标等竞争性方式组织建设的光伏电站项目规模不计入本地区年度指导性规模指标。

第四章 电网接入与运行

第十八条 光伏电站配套电力送出工程应与光伏电站建设协调进行。光伏电站项目单位负责投资建设项目场址内集电线路和升压站工程，电网企业负责投资建设项目场址外配套电力送出工程。各省级能源主管部门负责做好协调工作。

第十九条 电网企业应根据全国太阳能发电发展规划、各地区光伏电站建设规划和年度实施方案，统筹开展光伏电站配套电网规划和建设，根据需要采用智能电网等先进技术，提高电网接纳光伏发电的能力。

第二十条 光伏电站项目接网意见由省级电网企业出具，分散接入低压电网且规模小于 6 兆瓦的光伏电站项目的接网意见由地市级或县级电网企业出具。

第二十一条 电网企业应按照积极服务、简捷高效的原则，建立和完善光伏电站项目接网审核和服务程序。项目单位提出接入系统设计报告评审申请后，电网企业原则上应在 60 个工作日内出具审核意见，或对于不具备接入条件的项目说明原因。电网企业应提高光伏电站配套电网工程相关工作的效率，

做到配套电力送出工程与光伏电站项目同步建设，同时投运。

第二十二条 光伏电站项目应符合国家有关光伏电站接入电网的技术标准，涉网设备必须通过检测论证。经国家认可的检测认证机构检测合格的设备，电网企业不得要求进行重复检测。

第二十三条 电网企业应按国家有关技术标准和管理规定，在项目单位提交并网调试申请后 45 个工作日内，配合开展光伏电站涉网设备和电力送出工程的并网调试、竣工验收，与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。双方签订的并网调度协议和购售电合同必须符合《可再生能源法》关于全额保障性收购的规定。

第二十四条 电网企业应采取系统性技术措施，完善光伏电站并网运行的调度技术体系，按照法律规定和有关管理规定保障光伏电站安全高效并网运行，全额保障性收购光伏电站的发电量。

第二十五条光伏电站项目应按照有关规范要求，认真做好光伏电站并网安全工作，会同电网企业积极整改项目运行中出现的安全问题，保证光伏电站安全和电力系统可靠运行。

第五章 产业监测与市场监督

第二十六条 国务院能源主管部门按照建设项目工程质量有关要求，加强光伏电站建设质量监督管理及运行监管，将建设和运行的实际情况作为制定产业政策，调整各地区年度建设规模和布局的依据。根据产业发展状况和需求，及时完善行业规范和标准体系。

第二十七条 项目主体工程和配套电力送出工程完工后，项目单位应及时组织项目竣工验收，并将竣工验收报告报送省级能源主管部门，抄送国家太阳能发电技术归口管理单位。

第二十八条 国务院能源主管部门适时组织有资质的咨询机构，根据相关技术规定对通过竣工验收并投产运行 1 年以上的重点项目的建设和运行情况进行后评价，作为完善行业规范和标准的重要依据，项目单位应按照评价报告对项目设施和运行管理进行必要的改进。

第二十九条 各省级能源主管部门应规范本地区光伏电站开发市场秩序管理，严格控制开展前期工作项目规模，保持本地区光伏电站有序发展。

第三十条 国务院能源主管部门负责加强对光伏电站运行监管，项目单位应加强光伏电站运行维护管理，积极配合电网企业的并网运行调度管理，电网企业应加强优化调度，保障光伏电站安全高效运行和发电量全额保障性收购。

第三十一条 国务院能源主管部门依托国家太阳能发电技术归口管理部门建立可再生能源项目信息系统，对各地区光伏电站项目建设、运行情况进行监测。项目单位应按照有关要求，建立光伏电站运行管理信息系统，并向国家太阳能发电技术归口管理单位报送相关信息。

第三十二条 光伏电站建设、调试和运行过程中，如发生人员伤亡、重大

设备损坏及事故，项目单位应按规定及时向所在地能源监管部门和安全生产监督管理部门报告；如发现关键设备批量质量问题，项目单位应在第一时间向项目所在地能源主管部门报告，地方能源主管部门视情况上报国务院能源主管部门。

第六章 违规责任

第三十三条 项目单位不得自行变更光伏电站项目备案文件的重要事项，包括项目投资主体、项目场址、建设规模等主要边界条件。

第三十四条 电网企业未按全额保障性收购的法律规定和有关管理规定完成收购光伏电站发电量，国家能源管理部门和监管机构责令电网企业限期纠正。按照《可再生能源法》第二十九条规定电网企业应承担赔偿责任。

第七章附则

第三十五条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十六条 本办法自发布之日起施行。

国家财政部《关于光伏发电增值税政策的通知》

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、国家税务局:

为鼓励利用太阳能发电，促进相关产业健康发展，根据国务院批示精神，现将光伏发电增值税政策通知如下:

自 2013 年 10 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日，对纳税人销售自产的利用太阳能生产的电力产品，实行增值税即征即退 50%的政策。

请遵照执行。

财政部国家税务总局

2013 年 9 月 23 日

工信部《光伏制造行业规范公告管理暂行办法》

第一章 总则

第一条 为深入贯彻落实科学发展观，加强光伏制造行业管理，引导光伏产业加快转型升级，根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24 号）和《光伏制造行业规范条件》（工业和信息化部公告 2013 年第 47 号，以下简称《规范条件》）有关规定，制定本办法。

第二条 各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化主管部门（以下简称省级行业主管部门）负责本地区光伏制造企业公告申请的受理、初审和推荐工作，监督检查企业规范条件保持情况。

工业和信息化部负责全国光伏制造行业规范公告管理工作，组织对省级行业主管部门审核推荐的申请材料进行复核、抽检和公告，并动态管理光伏

制造行业规范公告名单。

第三条 本办法适用于中华人民共和国境内所有类型的光伏制造企业，本办法所指的光伏制造行业主要为多晶硅、硅棒、硅锭、硅片、电池、组件等行业。

第二章 申请与审核

第四条 申请公告的光伏制造企业应具备以下条件:

（一）具有独立法人资格;

（二）符合国家产业政策和相关发展规划的要求;

（三）符合《光伏制造行业规范条件》要求;

（四）无重大违法行为。

第五条 符合本办法第四条所列条件的光伏制造企业可自愿向当地省级行业主管部门提出公告申请，填报《光伏制造行业规范条件申请书》及相关材料。《规范条件》公告的申请工作以具备独立法人资格的企业为申请主体。集团公司旗下具有独立法人资格的子公司，需要单独申请。

申请企业应当对申请材料真实性负责。

第六条 申请公告应当提交以下材料:

（一）光伏制造行业规范条件申请书;

（二）企业法人营业执照副本;

（三）项目建设备案或核准文件;

（四）项目建设土地使用证明;

（五）项目建设环评批复文件、环保竣工验收文件;

（六）研发中心或高新技术企业资质文件，研发及工艺改进投入等证明文件;

（七）经审计的上一年度财务审计报告;

（八）第三方机构产品检测报告;

（九）质量管理体系相关证明文件;

（十）通过相关认证的证明文件;

（十一）安全生产、职业健康安全管理等证明文件;

（十二）其他相关证明材料。

上述（二）至（十二）项材料，请提供企业盖章确认的原件复印件。

第七条 对申请材料齐全、符合规定的，省级行业主管部门予以受理。对申请材料不全或不符合规定的，应在 10 个工作日内一次性告知申请企业需要补充的全部内容。

省级行业主管部门应当对照《规范条件》，会同相关部门对申请材料进行核实，在 30 日内将初步认定符合《规范条件》企业的申请材料及审核意见报工业和信息化部。

第八条 工业和信息化部收到省级行业主管部门报送的审核意见和申请材料之日起 90 个工作日内，组织有关行业机构和专家，采用材料审查和现场

抽查的方式完成复核。符合规范条件的企业名单，在工业和信息化部网站上进行公示（30 日），经公示无异议的企业，以工业和信息化部公告形式予以公布。

第九条 工业和信息化部、省级行业主管部门在受理和审核过程中可以对申请企业有关情况进行实地查验，查验工作应当指派两名以上工作人员进行。申请企业应当配合查验活动。

第三章 监督管理

第十条 进入公告名单的光伏制造企业（以下简称公告企业）要严格按照《规范条件》的要求组织生产经营活动，并对照规范条件要求开展自查，每年 1 月 31 日前将上年度自查报告报送省级行业主管部门。

自查报告是监督检查公告企业执行规范条件情况的重要依据，应包括但不限于以下内容：企业生产经营情况、产品进出口情况；质量管理、安全生产、节能降耗、环境保护等制度建设及运行情况；法人代表、股权或资本金、资质、主要产品品种及生产能力等变更情况。

第十一条 省级行业主管部门对公告企业保持规范条件情况进行监督检查，审查企业自查报告。每年 3 月 1 日前将上年度监督检查结果和企业自查报告报送工业和信息化部。

第十二条 省级行业主管部门对公告企业实行监督检查时，应当记录监督检查的情况和处理结果，由监督检查人员和企业代表签字确认。

第十三条 欢迎和鼓励社会监督。任何单位或个人发现正在申请规范公告或已公告的光伏制造企业有不符合本办法有关规定或《规范条件》有关要求的，可向各级行业主管部门举报。

第十四条 公告企业有下列情况之一的，省级行业主管部门要责令其限期整改；拒不整改或者整改不合格的，报请工业和信息化部撤销其公告资格：

（一）不能保持《规范条件》要求的；

（二）填报资料有弄虚作假行为的；

（三）拒绝接受监督检查的；

（四）发生重大质量、安全生产和污染环境事故的。

因前款规定被撤销公告资格的光伏制造企业，经整改合格 2 年后方可重新提出公告申请。

工业和信息化部拟撤销企业公告资格时，应提前告知有关企业，听取企业的陈述和申辩，视情况组织专家进行论证。

第十五条 工业和信息化部委托第三方检测机构，对公告企业产品进行不定期市场抽查。抽查不合格的企业，将通报其予以整改；一年之内连续三次抽查不合格的企业，将视为不能保持《规范条件》要求。

第四章 附则

第十六条 受理公告申请不得向申请企业收取费用。

第十七条 本办法由工业和信息化部负责解释。

第十八条 本办法自颁布之日起施行。

国家电网公司《关于做好分布式电源并网服务工作的意见》

一、总则

1. 分布式电源对优化能源结构、推动节能减排、实现经济可持续发展具有重要意义。国家电网公司（以下简称公司）认真贯彻落实国家能源发展战略，积极支持分布式电源加快发展，依据《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国可再生能源法》等法律法规以及有关规程规定，按照优化并网流程、简化并网手续、提高服务效率原则，制订本意见。

二、适用范围

2. 本意见所称分布式电源，是指位于用户附近，所发电能就地利用，以10千伏及以下电压等级接入电网，且单个并网点总装机容量不超过6兆瓦的发电项目。包括太阳能、天然气、生物质能、风能、地热能、海洋能、资源综合利用发电等类型。

3. 以10千伏以上电压等级接入、或以10千伏电压等级接入但需升压送出的发电项目，执行国家电网公司常规电源相关管理规定。小水电项目按国家有关规定执行。

三、一般原则

4. 公司积极为分布式电源项目接入电网提供便利条件，为接入系统工程建设开辟绿色通道。接入公共电网的分布式电源项目，其接入系统工程（含通讯专网）以及接入引起的公共电网改造部分由公司投资建设。接入用户侧的分布式电源项目，其接入系统工程由项目业主投资建设，接入引起的公共电网改造部分由公司投资建设（西部地区接入系统工程仍执行国家现行规定）。

5. 分布式电源项目工程设计和施工建设应符合国家相关规定，并网点的电能质量应满足国家和行业相关标准。

6. 建于用户内部场所的分布式电源项目，发电量可以全部上网、全部自用或自发自用剩余电量上网，由用户自行选择，用户不足电量由电网提供。上、下网电量分开结算，电价执行国家相关政策。公司免费提供关口计量表和发电量计量用电能表。

7. 分布式光伏发电、风电项目不收取系统备用容量费，其他分布式电源项目执行国家有关政策。

8. 公司为享受国家电价补助的分布式电源项目提供补助计量和结算服务，公司收到财政部门拨付补助资金后，及时支付项目业主。

四、并网服务程序

9. 公司地市或县级客户服务中心为分布式电源项目业主提供接入申请受理服务，协助项目业主填写接入申请表，接收相关支持性文件。

10. 公司为分布式电源项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务。接入申请受理后 40 个工作日内（光伏发电项目 25 个工作日内），公司负责将 10 千伏接入项目的接入系统方案确认单、接入电网意见函，或 380 伏接入项目的接入系统方案确认单告知项目业主。项目业主确认后，根据接入电网意见函开展项目核准和工程设计等工作。380 伏接入项目，双方确认的接入系统方案等同于接入电网意见函。

11. 建于用户内部场所且以 10 千伏接入的分布式电源,项目业主在项目核准后、在接入系统工程施工前，将接入系统工程设计相关材料提交客户服务中心，客户服务中心收到材料后出具答复意见并告知项目业主，项目业主根据答复意见开展工程建设等后续工作。

12. 分布式电源项目主体工程和接入系统工程竣工后，客户服务中心受理项目业主并网验收及并网调试申请，接收相关材料。

13. 公司在受理并网验收及并网调试申请后，10 个工作日内完成关口电能计量装置安装服务，并与项目业主（或电力用户）签署购售电合同和并网调度协议。合同和协议内容执行国家电力监管委员会和国家工商行政管理总局相关规定。

14. 公司在关口电能计量装置安装、合同和协议签署完毕后，10 个工作日内组织并网验收及并网调试，向项目业主提供验收意见，调试通过后直接转入并网运行。验收标准按国家有关规定执行。若验收不合格，公司向项目业主提出解决方案。

15. 公司在并网申请受理、接入系统方案制订、接入系统工程设计审查、计量装置安装、合同和协议签署、并网验收和并网调试、政府补助计量和结算服务中，不收取任何服务费用；由用户出资建设的分布式电源及其接入系统工程，其设计单位、施工单位及设备材料供应单位由用户自主选择。

五、咨询服务

16. 国家电网公司为分布式电源并网提供客户服务中心、95598 服务热线、网上营业厅等多种咨询渠道，向项目业主提供并网办理流程说明、相关政策规定解释、并网工作进度查询等服务，接受项目业主投诉。

国家能源局《关于印发分布式光伏发电项目管理暂行办法的通知》

国能新能[2013]433 号

各省(自治区、直辖市)发展改革委(能源局)、计划单列市发展改革委、新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网公司、南方电网公司，水电水利规划设计总院:

为推进分布式光伏发电应用，规范分布式光伏发电项目管理，现将《分布式光伏发电项目管理暂行办法》印送你们，请遵照执行。

国家能源局

2013 年 11 月 18 日

第一章 总 则

第一条 为规范分布式光伏发电项目建设管理，推进分布式光伏发电应用，根据《中华人民共和国可再生能源法》、《中华人民共和国电力法》、《中华人民共和国行政许可法》以及《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，制定本办法。

第二条 分布式光伏发电是指在用户所在场地或附近建设运行,以用户侧自发自用为主、多余电量上网且在配电网系统平衡调节为特征的光伏发电设施。

第三条 鼓励各类电力用户、投资企业、专业化合同能源服务公司、个人等作为项目单位，投资建设和经营分布式光伏发电项目。

第四条 国务院能源主管部门负责全国分布式发电规划指导和监督管理;地方能源主管部门在国务院能源主管部门指导下，负责本地区分布式光伏发电规划、建设的监督管理;国家能源局派出机构负责对本地区分布式光伏发电规划和政策执行、并网运行、市场公平及运行安全进行监管。

第五条 分布式光伏发电实行“自发自用、余电上网、就近消纳、电网调节”的运营模式，电网企业采用先进技术优化电网运行管理，为分布式光伏发电运行提供系统支撑，保障电力用户安全用电，鼓励项目投资经营主体与同一供电区内的电力用户在电网企业配合下以多种方式实现分布式光伏发电就近消纳。

第二章 规模管理

第六条 国务院能源主管部门依据全国太阳能发电相关规划,各地区分布式发电需求和建设条件，对需要国家资金补贴的项目实行总量平衡和年度指导规模管理，不需要国家资金补贴的项目部纳入年度指导规模管理范围。

第七条 省级能源主管部门依据本地区分布式光伏发电发展情况,提出下一年度需要国家资金补贴的项目规划申请。国务院能源主管部门结合各地项目资源、实际应用以及可再生能源电价附加征收情况，统筹协调平衡后，下达各地区年度指导规模，在年度中期可视各地区实施情况进行微调。

第八条 国务院能源主管部门下达的分布式光伏发电年度指导规模,在该年度内未使用的规模指标自动失效，当年规模指标与实际需求差距较大的，地方能源主管部门可适时提出调整申请。

第九条 鼓励各级地方政府通过市场竞争方式降低分布式光伏发电的补贴标准，优先支持申请低于国家补贴标准的分布式光伏发电项目建设。

第三章 项目备案

第十条 省级以下能源主管部门依据国务院投资项目管理规定和国务院能源主管部门下达的本地区分布式光伏发电的年度指导规模指标，对分布式光伏发电项目实行备案管理，具体备案办法由省级人民政府制定。

第十一条 项目备案工作应根据分布式光伏发电项目特点尽可能简化程序，免除发电业务许可、规划选址、土地预审、水土保持、环境影响评价、节能评估及社会风险评估等支持性文件。

第十二条 对个人利用自有住宅及在住宅区域内建设的分布式光伏发电项目，由当地电网企业直接登记并集中向当地能源主管部门备案，不需要国家资金补贴的项目由省级能源主管部门自行管理。

第十三条 各级管理部门和项目单位不得自行变更项目备案文件的主要事项，包括投资主体、建设地点、项目规划、运营模式等，确需变更时，由备案部门按程序办理。

第十四条 在年度指导规模指标范围内的分布式光伏发电项目，自备案之日起两年内未建成投产的，在年度指导规模中取消，并同时取消享受国家资金补贴的资格。

第十五条 鼓励地市级或县级政府结合当地实际建设与电网接入申请、并网调试和验收、电费结算和补贴发放等相结合的分布式光伏发电项目备案、竣工验收等一站式服务体系，简化办理流程、提高管理效率。

第四章 建设条件

第十六条 分布式光伏发电项目所依托的建筑物及设施应具有合法性，项目单位与项目所依托的建筑物、场地及设施所有人非同一主体时，项目单位应与所有人签订建筑物、场地及设施的使用或租用协议，视经营方式与电力用户签订合同能源服务协议。

第十七条 分布式光伏发电项目的设计和安装应符合有关管理规定、设备标准、建筑工程规范和安全规范等要求，承担项目设计、查咨询、安装和监理的单位，应具有国家规定的相应资质。

第十八条 分布式光伏发电项目采用的光伏电池组件、逆变器等设备应通过符合国家规定的认证认可机构的检测认证，符合相关接入电网的技术要求。

第五章 电网接入和运行

第十九条 电网企业收到项目单位并网接入申请后，应在 20 个工作日内出具并网接入意见，对于集中多点接入的分布式光伏发电项目可延长到 30 个工作日。

第二十条 以 35 千伏及以下电压等级接入电网的分布式光伏发电项目，由地级市或县级电网企业按照简化程序办理相关并网手续，并提供并网咨询、电能表安装、并网调试及验收等服务。

第二十一条 以 35 千伏以上电压等级接入电网且所发电力在并网点范围内使用的分布式光伏发电项目，电网企业应根据其接入方式、电量使用范围，本着简便和及时高效的原则做好并网管理，提供相关服务。

第二十二条 接入公共电网的分布式光伏发电项目，接入系统工程以及因接入引起的公共电网改造部分由电网企业投资建设，接入用户侧的分布式光伏发电项目，用户侧的配套工程由项目单位投资建设，因项目接入电网引

起的公共电网改造部分由电网企业投资建设。

第二十三条 电网企业应采用先进运行控制技术，提高配电网智能化水平，为接纳分布式光伏发电创造条件，在分布式光伏发电安装规模较大、占电网负荷比重较高的供电区，电网企业应根据发展需要建设分布式光伏发电并网运行监测、公寓预测和优化运行相结合的综合技术体系，实现分布式光伏发电高效利用和系统安全运行。

第六章 计量与结算

第二十四条 分布式光伏项目本体工程建成后，向电网企业提出并网调试和验收申请，电网企业指导和配合项目单位开展并网运行调试和验收，电网企业应根据国家有关标准制定分布式光伏发电电网接入和并网运行验收办法。

第二十五条 电网企业负责对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分布计量、免费提供并安装电能计量表，不向项目单位收取系统备用容量费。电网企业在有关并网接入和运行灯所有环节提供的服务均不向项目单位收取费用。

第二十六条 享受电量补贴政策的分布式光伏发电项目，由电网企业负责向项目单位按月转付国家补贴资金，按月结算余电上网电量电费。

第二十七条 在经济开发区灯相对独立的供电区同一组织建设的分布式光伏发电项目，余电上网部分可向该供电区内其他电力用户直接售电。

第七章 产业信息监测

第二十八条 组织地市级或县级能源主管部门按月汇总项目备案信息，省级能源主管部门按季分类汇总备案信息后报送国务院能源主管部门。

第二十九条 各省级能源主管部门负责本地区分布式光伏发电项目建设和运行信息统计，并分别于每年 7 月、次年 1 月向国务院能源主管部门报送上半年和上一年度的统计信息，同时抄送国家能源局及其派出监管机构，国家可再生能源信息中心。

第三十条 电网企业负责建设本级电网覆盖范围内分布式光伏发电的运行监测体系，配合本级能源主管部门内所在地的能源管理部门按季报送项目建设运行信息，包括项目建设、发电量、上网电量，电费和补贴发放与结算等信息。

第三十一条 国务院能源主管部门委托国家可再生能源信息中心开展分布式光伏发电行业信息管理，组织研究制定工程设计、安装、验收等环节的标准规范、统计全国分布式光伏发电项目建设运行信息，分析评价行业发展现状和趋势，及时提出相关政策建议，经国务院能源主管部门批准，适时发布相关产业信息。

第八章 违规责任

第三十二条 电网企业未能按照规定收购分布式光伏发电项目余电上网电量，造成项目单位损失的，应当按照《中华人民共和国可再生能源法》的

规定承担经济赔偿责任。

第九章 附则

第三十三条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

财政部《关于对分布式光伏发电自发自用电量免征政府性基金有关问题的通知》

财综[2013]103号

各省、自治区、直辖市财政厅（局），财政部驻各省、自治区、直辖市、计划单列市财政监察专员办事处:

为了促进光伏产业健康发展，根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号）的有关规定，对分布式光伏发电自发自用电量免收可再生能源电价附加、国家重大水利工程建设基金、大中型水库移民后期扶持基金、农网还贷资金等4项针对电量征收的政府性基金。上述规定自本通知发文之日起施行。

财政部

2013年11月19日

国家电网《分布式电源并网相关意见和规范（修订版）》

国家电网办〔2013〕1781号

总部各部门、各分部，公司各单位:

为贯彻落实国务院《关于促进光伏产业健康发展若干意见》(国发〔2013〕24 号)，进一步做好分布式电源并网工作，根据国家发展和改革委员会《分布式发电管理暂行办法》(发改能源〔2013〕1381号)等相关文件，公司修编完成了《关于做好分布式电源并网服务工作的意见(修订版)》、《关于促进分布式电源并网管理工作的意见(修订版)》和《分布式电源接入配电网相关技术规范(修订版)》，现印发你们，请认真遵照执行。

本通知自2013年12月1日起施行。本通知施行前已经受理的分布式电源项目，继续执行《国家电网公司关于印发分布式电源并网相关意见和规范的通知》(国家电网办〔2013〕333号)有关规定。

国家电网公司

2013年11月29日

财政部下发《关于清算2012年金太阳和光电建筑应用示范项目的通知》

财办建〔2013〕90号

有关省、自治区直辖市、计划单列市财政厅（局）、科技厅（局）、发展改革委（能源局）、住房城乡建设厅（局）：

根据《关于做好2012年金太阳示范工作的通知》（财建〔2012〕21号）、《关于组织实施2012年度太阳能光电建筑应用示范的通知》（财建〔2011〕187号）、《关于组织申报金太阳与光电建筑应用示范项目的通知》（财办建〔2012〕148号），并考虑示范项目具体执行情况，现将2012年金太阳和光电建筑应用示范项目清算事项通知如下:

一、金太阳示范工程

（一）2012年金太阳示范项目在2013年6月30日（含）前完成并网发电的，按原补助标准5.5元/瓦进行清算。2013年12月31日（含）前完成并网发电的，补助标准按5元/瓦进行清算。2014年6月30日（含）前完成并网发电的，补助标准按4元/瓦进行清算。2014年6月30日之后未建成并网的项目一律取消示范并收回已拨付的补助资金。无电地区独立光伏发电项目清算标准另行规定。

（二）对于分阶段完成并网发电的示范项目，按实际完成并网发电的时间、装机规模及所对应的补助标准进行清算。

二、太阳能光电建筑应用示范工程

（一）2012年太阳能光电建筑应用示范项目第一批于2013年5月31日（含）前、第二批于2013年6月30日（含）前按期验收、并网发电的项目，按照5.5元/瓦补助标准和实际完成装机规模拨付剩余30%补助资金。

（二）逾期验收的项目、已建成未验收或未并网发电的项目，如在2013年12月31日（含）前完成验收程序且并网发电，按5元/瓦的补助标准清算财政补助资金；如在2014年6月30日（含）前完成验收程序且并网发电，按4元/瓦的补助标准清算财政补助资金。

（三）太阳能光电建筑应用集中示范区，在2014年6月30日（含）前完工并网发电，按照5.5元/瓦的补助标准及实际完成装机规模（不超过批复的装机规模）清算财政补助资金。

（四）2014年6月30日后完工并网的项目，取消示范资格并收回此前拨付的补助资金。

财政部办公厅 科技部办公厅 能源局综合司 住房和城乡办公厅

2013年12月17日

上海市发布《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》实施方案

沪府办发〔2013〕65号

各区、县人民政府，市政府各委、办、局:

经市政府同意，现将《上海市贯彻(国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见的实施方案》印发给你们，请认真按照执行。

上海市人民政府办公厅

2013年11月22日

上海市贯彻《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》实施方案

为贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》(国发〔2013〕24号)，促进上海光伏产业健康发展，结合本市实际，制定本实施方案。

一、基本情况

市委、市政府高度重视包括光伏产业在内的新能源产业发展，2009年起重点支持发展光伏装备、薄膜和高效低成本光伏电池，适度建设一定规模产能。在光伏装备方面，涌现了一批高效率晶硅还原炉等晶硅电池核心生产装备龙头企业;在薄膜电池及其生产装备方面,形成了多种技术路线研发领先的团队;在光伏电池方面，电池组件产能超过3GW，电池产能超过1.5GW，单晶电池产品转化率达到19%以上。在光伏应用方面，上海抓住国家大力发展可再生能源产业、扩大分布式发电利用、实施“金太阳”工程等契机，建成了当时全国最大的光伏建筑一体化项目——京沪高铁虹桥客运站光伏发电等一批光伏建筑示范工程。目前，全市光伏发电应用已形成一定规模。

二、指导思想、基本原则和发展目标

(一)指导思想

按照上海创新驱动、转型发展的战略方针，结合上海优势，体现有所为有所不为，创新机制，聚焦光伏核心装备和关键技术，促进产业进步;健全自主创新体系，吸引人才集聚;完善市场机制，鼓励优势企业兼并重组和转型升级;支持新技术示范和连片规模开发应用，培育现代服务产业，形成并保持高端引领优势。

(二)基本原则

坚持聚焦核心装备和关键技术。重点开发光伏产业链核心装备，鼓励新型光伏产品生产装备的研制和首台套应用;吸引国内外光伏领域高端人才和先进团队，鼓励产学研合作，支持开发新一代光伏工艺技术和产品，掌握一批关键技术，形成上海光伏产业特色和优势。

坚持市场化导向和扶优扶强。支持具备技术优势和竞争能力的企业加快发展，通过兼并重组，培育本地龙头企业，整合优化上海光伏科研、产业资源，形成一批具有核心技术和国际竞争力的优势企业。

坚持应用带动和提升综合服务能力。支持新技术示范应用和规模开发并举，选择有条件的工业园区和公共建筑，争取国家相关政策，建设新型光伏

技术应用示范工程，促进光伏产业技术提升。通过培育光伏技术设计开发、标准制定、检测认证、运行维护和总集成总承包等服务业，提升上海光伏产业综合服务水平。

(三)发展目标

把提升上海光伏核心装备技术水平和掌握关键技术作为上海发展光伏产业的立脚点。争取到 2015 年，形成 3-5 家具有较强技术研发能力和市场竞争力的龙头企业;光伏产业链核心装备技术水平、研发水平和产业能级保持国内领先;进一步发挥光伏总集成总承包等现代服务业发展优势;争取建设国家级光伏标准研究、检测认证公共平台;率先开展新一代光伏技术的示范应用，实现光伏产业结构转型升级;2015 年本市光伏发电装机容量超过 250MW。

三、发展重点

(一)光伏电池生产装备。重点发展高效低成本的光伏电池核心生产装备，大力支持研发高效率晶硅还原、高端切割、全自动丝网印刷、平板式镀膜、离子注入、等离子化学气相沉积、真空溅射、硒化、激光划线等工艺和装备。

(二)新一代光伏电池技术。重点支持 N 型晶体硅电池、异质结、离子注入、表面钝化、背电极、薄型硅片、纳米结构、薄膜电池、染料敏化等新一代光伏技术发展。加快提高光伏逆变器、跟踪系统、功率测试、集中监控以及智能电网等技术的水平。

(三)光伏现代服务产业。促进光伏产品制造和电站投资、建设、运营等方面的有机结合，培育光伏产品设计、标准制定、检测认证、并网运行、工程建设和总集成总承包等新兴业务。

(四)分布式光伏发电和综合示范应用。优先支持在用电价格较高的工商企业、园区建设规模化的分布式光伏发电示范项目，支持结合光伏建筑一体化推广小型分布式光伏发电系统。鼓励采用新工艺、新技术的光伏产品，探索电站投资、建设、运营和光伏电池系统制造合作的新型商业模式。

四、主要举措

(一)聚焦产业重点，支持光伏产业的技术创新和产业发展。鼓励光伏企业申报国家科技重大专项和本市战略性新兴产业重点项目，加大本市战略性新兴产业、重点技术改造和企业自主创新等相关专项资金对光伏产业的支持力度，重点支持光伏领域的关键技术开发、核心装备研制、检测认证平台建设、新技术产品的示范应用等。

(二)加强招商引资，吸引优秀光伏装备企业来沪发展。支持相关区县和重点开发区加大对掌握关键技术和自主知识产权的国内外光伏核心装备企业和优秀团队的招商引资力度，吸引其来沪发展，并在项目、土地、资金、人才等方面给予政策支持。聚焦浦东、闵行等具备产业链基础的产业区，促进光伏核心装备产业的集群化发展。

(三)建设产业联盟，支持光伏新产品示范应用。支持本市光伏优势企业建设产业联盟，吸引国内外投资者，探索电站投资、建设、运营和光伏电池

系统制造合作的新型商业模式，培育光伏总集成总承包产业。按照国家对分布式光伏示范应用“总量控制、规模管理”的总体要求，选择本市有条件的工业园区、公共建筑建设分布式光伏电站或光伏建筑一体化发电系统，协调推进简化分布式光伏发电、并网运行等相关程序，落实国家电价政策，优化本市光伏扶持政策。

(四)开展国际合作，支持企业兼并重组。鼓励光伏企业加强国际研发合作，开展光伏产业前沿、共性技术联合开发。鼓励有条件的光伏企业和基地与国外研究机构、产业区建立战略合作关系。以建设中国(上海)自由贸易试验区为契机，结合产业转型升级和结构调整，在资产重组、股权调整、土地使用权转移、税收、金融等方面，支持上海光伏优势企业积极参与国内外光伏产业的兼并重组，鼓励有实力的企业走出去，输出上海技术、产品和安装、运维等服务，积极发展与光伏技术、光伏产业相结合的服务产业。

(五)加强标准制定，支持光伏认证检测平台建设。争取国家支持本市光伏企事业单位牵头或参与光伏国家标准制定，重点是光伏建筑一体化相关标准的制定。支持有条件的企事业单位建设国家级光伏检测中心，在太阳能电池检测、设备和系统测试、电池标准测试等方面，为国内光伏企业提供高端服务。健全行业组织机构，发挥其在加强行业自律、推广先进技术、开展统计监测等方面的作用。

(六)营造政策环境，加大对光伏产业的金融和人才支持力度。搭建银企沟通平台，鼓励金融机构对拥有先进技术、市场、品牌和较好产品质量的光伏企业继续给予支持。吸引国内外战略投资者参与光伏电站和示范工程建设、新技术新工艺新产品开发。对于引进和培育的国内外高端人才，按照相关政策满足其子女入学需求。支持本市高等院校设置光伏相关学科。

各有关部门、单位要按照本实施方案，根据职责分工，完善光伏产业发展的配套政策，确保各项任务措施落到实处，促进光伏产业健康发展。

甘肃省人民政府办公厅印发
甘肃省贯彻落实国务院关于促进
光伏产业健康发展若干意见实施方案的通知

甘政办发〔2013〕193号

各市、自治州人民政府，省政府各部门，中央在甘有关单位:

《甘肃省贯彻落实国务院关于促进光伏产业健康发展若干意见的实施方案》已经12月6日省政府第32次常务会议审议并原则通过，现予印发，请认真组织实施。

甘肃省人民政府办公厅

2013年12月31日

甘肃省贯彻落实国务院关于促进光伏产业健康发展若干意见的实施方案

为认真贯彻落实《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24号，以下简称《意见》），进一步加快全省光伏应用市场建设，规范和促进全省光伏产业健康持续发展，结合我省发展实际，制定本实施方案。

一、总体要求

依据资源禀赋，结合发展要求，立足就地消纳,集中分散并举，多能互补共建，电网同步配套，创新体制机制，合理规范布局，抓住龙头建基地，多点布局促发展。

二、发展目标

政策支持完善有力，装备制造产能扩大，就地消纳显著增强，光伏产业对全省经济发展的贡献率明显提升。2015年底并网装机达到500万千瓦以上。新能源示范城市、绿色能源示范县及新能源微电网示范工程、光伏发电应用示范区建设取得重要进展。

三、重点任务

（一）抓好基地集中规模建设。按照《甘肃省“十二五”新能源和可再生能源发展规划》（甘政办发〔2012〕266号）确定的基地建设重点和时限，抓好百万千瓦级大型光伏发电基地建设。合理布局、有序推进，以园区带局部,将资源配置、项目建设、基础服务、电网配套适度向基地（园区）集中。

（二）抓好分散光伏电站建设。在抓基地集中规模建设的同时，支持基地之外其他太阳能资源较丰富、电网接入条件较好且就地能消纳的地区分散光伏电站的开发建设。积极开展沙漠光伏、戈壁光伏、生态农业光伏示范建设。

（三）抓好多能互补项目建设。根据条件许可、发展时序布局，适时利用现有电网设施，开展风光互补、水光互补、光伏储能等多能互补方式的项目建设。在省内具备条件的地区探索实施风光储输一体化试点建设。

（四）培育支持重点发电企业。扶持一批建设速度快、资金实力雄厚、技水水平先进、管理程序规范、有配套产业项目的企业，扩大其投资和装机规模，在全省培育形成3—5个装机50万千瓦以上的光伏发电大户，增强发电企业抵御风险能力和市场竞争力。

（五）加快建筑物光伏发电应用。积极推广屋顶光伏和光伏发电建筑一体化建设，鼓励省内新建的工业厂房、大型会展场馆、商业综合体、体育场馆、机场、车站、保障房、污水处理厂、办公楼、居民小区以及条件较好的小体量建筑进行分布式光伏发电建设。优先在用电价格较高的工业园区和工业企业的屋顶进行分布式光伏发电示范建设。

（六）加快惠民光电工程建设。在无电人口集中地区、偏远农牧区、山

区，推广使用光伏发电服务系统，解决无电人口用电问题，提高缺电地区供电能力。2013 年启动、2014 上半年全面建成总投资 3 1 亿元独立光伏供电工程，以解决庆阳、甘南、张掖、陇南、白银、兰州、武威、平凉、天水、酒泉等 10 个市州的 1 8 万户、8 8 万无电人口用电问题。鼓励相关企业采用和引进先进适用技术，在有条件的地区探索建设光伏采暖和制冷示范项目。在城市推广建设或改造光伏路灯、交通信号灯、城市景观等工程。加大光伏衍生民用产品研发生产力度，使新能源发展更多惠及广大群众。

（七）抓好配套电网建设。省电力公司要根据全省已规划的七个百万千瓦级光伏基地，主动、超前建设与基地发展相适应的配套电网工程，保障配套电网与光伏基地同步建成投产。对百万千瓦级基地之外省上已规划布局的光伏发电项目，要科学落实电网接入条件，满足项目并网接入和高效利用。对现有输变电线路和设备设施进行优化改造，提高电网系统接纳新增光伏发电容量的能力。

（八）抓好并网运行服务。省电力公司对由地方政府或发电企业牵头建设的接网送出工程，要积极提供技术指导，做好接网服务。对于 35 千伏及以下电压等级接入配电网的分布式发电，要制定专门的并网工作流程，按照专门设置的简化流程办理并网申请，并提供咨询、调试和并网验收等服务。分布式发电外部接网设施及由接入引起公共电网改造部分的投资建设由电网企业负责。对已并网发电的光伏电站，省电力公司要优先保障发电运行，优化系统调度，全额收购所发电量。确保上网电价按月全额结算政策落到实处。

（九）支持装备企业做大做强。鼓励光伏制造企业总部落户甘肃，对在省内投资建设急需或处于全国领先水平的装备制造企业，实行与发电企业同样的土地等优惠政策。鼓励发电企业竞争择优、同等条件下就近采购光伏设备与产品。从精益生产、成本优化、增值服务等各方面入手择优扶优，推行高技术、大规模、全产业链整合，不断延长光伏产业链，增加规模经济效应，增强市场竞争力。

（十）有效提升产业发展质量。新上光伏发电项目，使用的光伏组件产品应满足“单晶硅光伏电池转换效率不低于 20%、多晶硅光伏电池转换效率不低于 18%、薄膜光伏电池转换效率不低于 12%，多晶硅生产综合电耗不高于 100 千瓦时/千克”的要求，严格控制项目建设标准，提高省内光伏企业入驻质量。

（十一）合理布局、有序发展装备制造。加强政策引导，优化产业布局，拓展发展空间，控制低水平重复建设，鼓励企业兼并重组，加快淘汰落后产能，以现有产业园区为建设平台，支持各地积极承接东部产业转移，引进和支持技术水平高、市场竞争力强的多晶硅和光伏电池制造企业发展，培育形成具有自主知识产权和品牌优势的光伏电池制造企业。

（十二）加大技术改造和技术研发应用力度。引导具有一定产学研能力的重点光伏企业建立工程技术研发和创新中心，开展相关技术的实验及升级

推广等工作，逐步在我省形成光伏产业研发基地。加强我省现有装备制造企业与光伏发电产业的产品对接研发，利用现有设备、人才和技术，顺应市场需求，加大逆变器、控制设备、相关组件等光伏新产品的研发力度，提高系统集成能力和产品的市场响应能力，支持企业实施创新成果产业化。推动光伏产业和高端装备制造、新材料、先进信息技术等其他相关产业深度融合，全面提升光伏产业的技术创新能力。

（十三）加快清洁能源综合开发利用示范区建设。依托甘肃风、光、水、生物质等资源禀赋条件，以产业协调发展和促进新能源就地消纳为重点，实现风光电与水火电协调发展，电源与电网共同发展，调峰问题有效解决，就地消纳显著增强的目标。通过承接和发展能源消耗密集型产业、改造提升和壮大传统产业、加快循环经济产业发展，较大幅度提高就地消纳能力，促进新能源产业持续健康发展。创新政策机制和实施政策引导，实行较为灵敏的电价政策，增负荷、强消纳、建机制，建立发电、输电、用电、地方政府共同参与的联动机制。探索和建立以适应风光电等新能源发展的电力调度运行机制，提高风光电利用效率。探索发电供电用电三方共赢新机制，试行大用户直供等有利于促进新能源就地消纳和风光水火互补、调峰的政策措施。

（十四）加快新能源应用示范区建设。加快敦煌市新能源示范城市建设，积极探索新能源技术在城市建设各领域的应用，重点实施太阳能供电供热、城市微网、建筑应用、电动汽车及为本地区供电的大型太阳能发电工程，争取早日将敦煌市建设成完全不依赖化石能源、可持续发展、现代科技与古老文化有机融合的新能源城市。抓好玉门市、庄浪县绿色能源示范县建设管理，积极落实建设资金，强化技术管理服务，确保示范县建成后，可再生能源开发利用量、比重和覆盖范围等各项指标均达到国家要求。依托国家新能源示范城市、绿色能源示范县建设，扩大分布式光伏发电应用，建设 20 个光伏发电规模化应用示范区、100 个光伏发电应用示范小城镇及示范村。支持地方在各类产业园区新建和改造过程中，开展先进多样的太阳能等新能源技术应用示范，满足园区电力、供热、制冷等能源需求。

四、保障措施

在贯彻落实好《意见》及国家有关部委制定的价格、补贴、财税、金融、土地和建设管理等相关配套政策的同时，结合我省实际，进一步健全和完善促进光伏产业健康发展的有关政策措施，确保发展目标和重点任务落到实处。

（一）简化光伏发电项目前期工作程序和手续。鉴于光伏发电项目建设周期短，建设集中在未利用土地上，对自然环境和生产生活影响程度较小，在项目前期工作阶段尽可能简化手续和程序。光伏发电园区或集中区已做过整体地灾评估、矿产资源压覆、规划环评等前置工作手续的，该区域内单个项目的地灾评估、环评等前期工作程序可根据已做的分析论证情况予以简化。非园区光伏发电项目，限时办结出具除电网接入外的项目用地预审、环评等开工前所需相关手续。

（二）加大财政支持力度。各有关部门在专项资金安排上要对光伏产业发展予以适度倾斜支持，鼓励和引导光伏制造企业落户甘肃、扩大产能，支持企业开展产品研发、新技术新产品应用，鼓励推广分布式光伏发电项目、户用光伏微网工程、光伏惠民工程，提高电能就地消纳能力。

（三）加大金融支持力度。积极支持民营企业参与光伏产业建设和发展，加强银企对接，建设地方政府、企业和金融机构共同参与的平台，金融机构在充分考察、调研的基础上，对项目建设运营管理水平高、信用好的民营企业，在贷款审批、抵押担保等方面探索实施更为便捷可操作的金融支持政策。鼓励金融机构对光伏发电企业以上网电价电费权、待发放补贴为还贷来源进行质押给予贷款支持，通过多种方式进一步拓宽光伏企业资金渠道，缓解企业资金压力，为光伏企业的发展提供有力金融支持。根据国家能源局国家开发银行《关于支持分布式光伏发电金融服务的意见》（国能新能〔2013〕312号）精神，支持河西五市政府和其他有条件的市州政府成立以企业信用为基础、以市场化方式运作，具备借款资格和承贷能力的融资平台（即统借方），协调国家开发银行向融资平台提供授信，融资平台以委托贷款等有效的资金运作方式，向符合条件的对象提供融资支持。

（四）建立规范有序发展的长效机制。各地要建立跟踪落实和反馈监督机制，从资源配置上支持装备制造业、高载能项目、多能互补项目的发展。支持信誉好、资金技术实力强的企业做大规模。认真开展项目清理整顿工作，建立完善行业退出机制，对圈占资源、不按期完成前期工作、不履行承诺、项目核准或备案到期后不开工建设的企业，以及倒卖指标、非法转让项目的，由市州政府核实后提出调整或收回开发建设权的意见，按程序报省投资管理部门确认调整或收回。建立健全自建送出工程项目的管理机制。

（五）强化服务支撑能力。围绕产业链培育、技术创新、人才培养和服务体系建设，加强对新能源和可再生能源发展的支撑能力。完善人才培养和选择机制，引进、培养一批既熟悉光电技术又通晓管理的高端复合型人才。在具备学科基础和科研、教学能力的高等院校及科研机构设立新能源相关专业，鼓励省内与省外知名院校联合办学、招生。推进服务体系、产业标准体系和检验检测体系建设，支持设立能源资源评价、新能源设备及零部件检测、并网检测等机构，建立和完善行业监测体系，支持相关中介机构发展。

（六）科学合理布局有效消纳新能源的产业。搭建承接平台，规划建设现代高载能产业园区，形成能源密集型产业集群，在金融、土地、环评、价格、行政事业性收费等方面给予政策扶持和优惠，提升配套服务水平。在生态环境承载能力允许和符合环保准入要求的前提下，鼓励、引导有实力、有技术、有市场的企业就近就地消纳光伏电力，实现高载能工业集聚生产、集约发展。形成开发清洁能源、消纳光电电量、发展高载能产业互相促进的良性循环模式。

（七）强化规划引导作用。按消纳能力对市州光伏电站建设实行总量平

衡和年度规模管理。各市州发展目标、时序、布局要同《甘肃省“十二五”新能源和可再生能源发展规划》、《河西新能源基地建设 2013—2015 三年实施方案》相衔接，制定与资源实际、就地消纳、电网接入等条件相适应的规划和实施方案，科学有序、规范发展。

为推进全省光伏产业健康持续发展，各有关部门和单位要根据本实施方案的要求，按照职责分工抓好落实，确保贯彻实施。各有关市州要加强对本地区光伏产业发展的管理，健全组织机构，落实政策措施，引导本地区光伏产业有序协调发展。

抄送：省委办公厅，省人大常委会办公厅，省政协办公厅。

国家能源局关于下达2014年光伏发电年度新增建设规模的通知

国能新能〔2014〕33号

各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局），新疆生产建设兵团发展改革委，国家电网公司、南方电网公司、水电水利规划设计总院:

根据《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》以及《光伏电站项目管理暂行办法》和《分布式光伏发电项目管理暂行办法》有关要求，自 2014 年起，光伏发电实行年度指导规模管理。现将 2014 年度新增建设规模安排及有关要求通知如下:

一、2014 年光伏发电建设规模在综合考虑各地区资源条件、发展基础、电网消纳能力以及配套政策措施等因素基础上确定，**全年新增备案总规模 1400 万千瓦，其中分布式 800 万千瓦，光伏电站 600 万千瓦。**各省（区、市）具体新增规模指标见附件。

二、**各省（区、市）2014 年新增享受国家补贴资金的光伏发电项目备案总规模原则上不得超过下达的规模指标，超出规模指标的项目不纳入国家补贴资金支持范围。个人在住宅区域内建设的小型分布式光伏发电项目，在受到地区规模指标限制时，省级能源主管部门可向国家能源局申请增加相应规模指标**。鼓励各地优先备案采用新技术、新产品的光伏发电项目。

三、请各省（区、市）严格按照年度建设规模指标实施项目备案管理，密切跟踪建设进度，确保备案项目如期建成投产。国家能源局将根据各省（区、市）光伏发电建设和运行情况，在年中对建设规模指标进行少量调整。

四、**对于甘肃、青海、新疆（含兵团）等光伏电站建设规模较大的省（区），如发生限电情况，将调减当年建设规模，并停止批复下年度新增备案规模。**对于青海省海西地区、甘肃省武威、张掖和金昌等地区，青海省和甘肃省能源主管部门安排新建项目时应关注弃光限电风险。

五、请电网企业依据年度建设规模安排，及时制定配套电网建设方案，协调推进配套电网建设和改造，及时做好光伏发电项目的电网接入和并网运行服务工作。对分布式光伏发电项目，电网企业要保障用户安全可靠用电，

及时做好电量计量、电费结算和国家补贴资金转拨等工作。

六、请各省级能源主管部门、能源监管派出机构加强项目建设运行情况

各地区2014年新增光伏发电建设规模表

序号	省（自治区、直辖市）	2014年新增光伏发电建设规模（单位：万千瓦）		
		合计	分布式光伏	光伏电站
合计	全国	1405	800	605
1	北京	30	20	10
2	天津	22	20	2
3	河北	100	60	40
4	山西	45	10	35
5	内蒙古	55	5	50
6	山东	120	100	20
7	辽宁	25	20	5
8	吉林	15	10	5
9	黑龙江	10	5	5
10	上海	20	20	
11	江苏	120	100	20
12	浙江	120	100	20
13	安徽	55	30	25
14	福建	35	30	5
15	河南	75	55	20
16	湖北	40	20	20
17	湖南	25	20	5
18	江西	38	30	8
19	四川	10	2	8
20	重庆	1	1	
21	西藏	6	1	5
22	陕西	50	10	40
23	甘肃	55	5	50
24	宁夏	50	10	40
25	青海	55	5	50
26	新疆	65	5	60
	兵团	20		20
27	广东	100	90	10
28	广西	15	10	5
29	云南	11	1	10
30	贵州	6	3	3
31	海南	11	2	9

的监督检查，确保光伏发电健康有序发展。国家太阳能发电技术归口管理单位加强光伏发电项目建设、运行情况的监测和信息统计。

国家能源局

2014 年 1 月 17 日

国家能源局关于印发2014年能源工作指导意见的通知

一、总体要求

2014 年能源工作的指导思想是：全面贯彻党的十八大和十八届二中、三中全会精神，认真落实党中央、国务院各项决策部署，围绕确保国家能源战略安全、转变能源消费方式、优化能源布局结构、创新能源体制机制等四项基本任务，着力转方式、调结构、促改革、强监管、保供给、惠民生，以改革红利激发市场动力活力，打造中国能源“升级版”，为经济社会发展提供坚实的能源保障。

二、主要目标

（一）提高能源效率。2014 年，单位 GDP 能耗 0.71 吨标准煤/万元，比 2010 年下降 12%。

（二）优化能源结构。2014 年，非化石能源消费比重提高到 10.7%，非化石能源发电装机比重达到 32.7%。天然气占一次能源消费比重提高到 6.5%，煤炭消费比重降低到 65%以下。

（三）增强能源生产能力。2014 年，能源生产总量 35.4 亿吨标准煤，同比增长 4.3%。其中，煤炭生产 38 亿吨，增长 2.7%；原油生产 2.08 亿吨，增长 0.5%；天然气生产（不含煤制气）1310 亿立方米，增长 12%；非化石能源发电 1.3 万亿千瓦时，增长 11.8%。

（四）控制能源消费。2014 年，能源消费总量 38.8 亿吨标准煤左右，同比增长 3.2%；用电量 5.72 万亿千瓦时，同比增长 7%；煤炭消费量 38 亿吨，增长 1.6%；石油表观消费量 5.1 亿吨，增长 1.8%；天然气表观消费量 1930 亿立方米，增长 14.5%。

三、重点任务

（一）转变能源消费方式，控制能源消费过快增长

以提高能源效率为主线，保障合理用能，鼓励节约用能，控制过度用能，限制粗放用能，以尽可能少的能源消费支撑经济社会发展。2014 年，单位 GDP 能耗比 2013 年下降 3.9%左右。

1、**推行“一挂双控”措施。**将能源消费与经济增长挂钩，对高耗能产业和过剩产业实行能源消费总量控制强约束，能源消费总量只减不增。对其他产业按平均先进能效标准实行能耗强度约束，现有产能能效限期达标，新增产能必须符合先进能效标准，促进优胜劣汰。

2、**推行区域差别化能源政策。**在能源资源丰富的西部地区，根据水资

源和生态承载能力，在节能环保、技术先进的条件下，合理增强能源开发力度，加大跨区调出能力。合理控制中部地区能源开发强度。大力优化东部地区能源开发利用结构，严格控制化石能源消费过快增长。

3、**实施控制能源消费总量工作方案。**坚持能源消费总量和能耗强度双控考核，指导各地编制和落实具体实施方案，切实控制能源消费总量过快增长。加强监督检查，确保各地区目标落实到位。

（二）认真落实大气污染防治措施，促进能源结构优化

以大气污染防治为契机，加快淘汰能源行业落后产能，着力降低煤炭消费比重，提高天然气和非化石能源比重。2014 年，京津冀鲁分别削减原煤消费 300 万吨、200 万吨、800 万吨和 400 万吨，合计 1700 万吨；全国淘汰煤炭落后产能 3000 万吨，关停小火电机组 200 万千瓦；力争实现煤电脱硫比重接近 100%，火电脱硝比重达到 70%。

1、落实大气污染防治行动计划年度重点任务。健全工作协调机制，加强京津冀及其周边地区联防联控，制订出台重点省区能源保障方案，抓好增供外来电力、保障天然气供应、发展核电和可再生能源以及提前供应国五油品等 5 个方面 127 个重大项目落地，优化调整能源消费结构和空间布局，促进重点区域空气质量改善。

2、降低煤炭消费比重。出台并组织实施煤炭减量替代管理办法。研究制订商品煤质量国家标准，发布煤炭质量管理办法。提高煤炭洗选加工比例。完善差别化煤炭进口关税政策，鼓励优质煤炭进口，限制高灰、高硫劣质煤炭进口。转变农村用煤方式，逐步降低分散用煤比例。

3、严格控制京津冀、长三角、珠三角等区域煤电项目。新建工业项目禁止配套建设自备燃煤电站。除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目。现有多台燃煤机组装机容量合计达到 30 万千瓦以上的，可按照煤炭等量替代的原则改建为大容量机组。

4、有序实施“煤改气”。在落实气源、签订供气合同的地区，有序推进“煤改气”，避免一哄而上和供需严重失衡。

5、加快推进油品质量升级。出台成品油质量升级行动计划（2014¯2017），大力推进炼油企业升级改造和先进产能布局，确保 2015 年底前京津冀、长三角、珠三角等区域内重点城市供应国五标准的车用汽、柴油，2017 年底前全国供应国五标准的车用汽、柴油。

6、提高天然气供气保障能力。结合各省市天然气需求情况，制订天然气中长期供应计划。增加常规天然气生产供应，加快开发煤层气、页岩气等非常规天然气，推进煤制气产业科学有序发展。加快推进输气管道、储气设施和 LNG 接收站项目建设。完善天然气利用政策，加强需求侧管理，制订有序用气方案和应急预案。

7、加大淘汰落后产能和节能减排工作力度。停止核准新建低于 30 万吨/年的煤矿和低于 90 万吨/年的煤与瓦斯突出矿井。逐步淘汰 9 万吨/年及以下

煤矿，加快关闭其中煤与瓦斯突出等灾害隐患严重的煤矿，继续推进煤矿企业兼并重组。完善火电淘汰落后产能和“上大压小”后续政策，更多运用市场手段，促进落后火电机组自然淘汰。科学安排电力行业脱硫、脱硝、除尘改造工程，加大节能减排监管力度，确保相关设施稳定、达标运行。2015 年前，完成京津冀、长三角、珠三角区域燃煤电厂污染治理设施建设和改造。

（三）大力发展清洁能源，促进能源绿色发展

坚持集中式与分布式并重、集中送出与就地消纳结合，稳步推进水电、风电、太阳能、生物质能、地热能等可再生能源发展，安全高效发展核电。2014 年，新核准水电装机 2000 万千瓦，新增风电装机 1800 万千瓦，新增光伏发电装机 1000 万千瓦（其中分布式占 60%），新增核电装机 864 万千瓦。

1、积极开发水电。加快推动重点流域规划制订。在做好生态环境保护和移民安置的前提下，加快金沙江、澜沧江、大渡河、雅砻江等大型水电基地建设，抓紧外送输电工程建设。研究制订抽水蓄能发展政策，完善抽水蓄能电站建设运行管理。研究优化流域水电站运行管理，提高水能资源梯级利用效能。推动完善水电环境影响评价标准，探索移民土地补偿费用入股和流域梯级效益补偿机制，研究制定龙头水库征地补偿机制和利益共享机制。

2、有序发展风电。制订、完善并实施可再生能源电力配额及全额保障性收购等管理办法，逐步降低风电成本，力争 2020 年前实现与火电平价。下达“十二五”第四批风电项目核准计划。优化风电开发布局，加快中东部和南方地区风能资源开发。修订和完善可再生能源发电工程质量监督管理办法，规范风电开发秩序，保障工程建设质量。有序推进酒泉、蒙西、蒙东、冀北、吉林、黑龙江、山东、哈密、江苏等 9 个大型风电基地及配套电网工程建设，合理确定风电消纳范围，缓解弃风弃电问题。稳步发展海上风电。

3、加快发展太阳能发电。落实国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》，加强光伏发电并网服务、保障性收购等全过程监管，确保补贴资金及时到位。重点抓好北京海淀区等 18 个分布式光伏发电应用示范区建设，在大型公用建筑、工商企业、观光农业、居民住宅等领域拓展分布式光伏发电。协调地方政府、电网企业和金融机构做好项目建设、并网接入和金融支持等配套服务。探索形成符合实际的分布式光伏商业模式，逐步降低发电成本，力争 2020 年光伏发电实现用户侧平价上网。

4、积极推进生物质能和地热能开发利用。完善有关政策措施，积极推进生物质能和地热能供热示范工程建设，大力推广生物质能和地热能在民用和工业供热中的应用，鼓励生物质热电联产，在资源条件具备的区域优先使用地热能供热。年内新增生物质能民用供热面积 800 万平方米，新增生物质能工业供热折合 100 万吨标准煤。加快非粮燃料乙醇试点、生物柴油和航空涡轮生物燃料产业化示范。

5、安全高效发展核电。加强在运核电站安全管理，确保核电站安全运行。加快完成 AP1000 设计固化、主设备定型，推动 AP1000 自主化依托工程建设。

适时启动核电重点项目审批，稳步推进沿海地区核电建设，做好内陆地区核电厂址保护。加快推进国内自主技术研发和工程验证，重点做好大型先进压水堆和高温气冷堆重大科技专项示范工程建设，加快融合技术的论证，避免多种堆型重复建设。制订核燃料技术发展总体战略规划，保障核电安全高效可持续发展。

（四）加快石油天然气发展，提高安全保障能力

按照常规非常规并重、陆上海上并举的方针，加强油气资源勘探开发，提升油气自给能力。2014 年，国内原油产量达到 2.1 亿吨，天然气产量（不含煤制气）达到 1310 亿立方米，其中页岩气生产量 15 亿立方米，煤层气（煤矿瓦斯）抽采量 180 亿立方米。

1、加大油气资源勘探开发力度。做好深层、近海和深水油气田勘探，以松辽、渤海湾、鄂尔多斯、西北、四川和海上 6 大油气生产基地为重点，切实提高油气资源探明率和采收率，努力实现增储上产。推动出台差别化的财税政策，鼓励老油田和低品位油气资源开发。

2、着力突破页岩气等非常规油气和海洋油气资源开发。总结推广中石化涪陵示范区经验，加快页岩气示范区建设，力争在川渝地区加快勘探开发步伐，在湘鄂、云贵和苏皖等地区取得突破。加快沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业基地建设，积极推进新疆等地区煤层气勘查开发步伐。制订和实施海洋能源发展规划和周边海域油气开发规划。按照“以近养远、远近结合”的发展模式，积极推进南海、东海油气资源开发。

3、稳妥推进煤制油气产业示范。研究制定政策措施，按照最严格的能效和环保标准，积极稳妥推进煤制气、煤制油产业化示范，鼓励煤炭分质利用，促进自主技术研发应用和装备国产化。

4、加快油气基础设施建设。加快推动西气东输三线、陕京四线、新疆煤制气外输管道、庆铁三四线等油气管道建设。完善天然气输配管网，大力推动 LNG 接收站及应急调峰储气设施建设。

5、积极推进石油和天然气期货贸易。加快上海国际能源交易中心建设，搭建油气现货和期货交易平台。

（五）优化布局，推进煤炭煤电大基地和大通道建设

按照“安全、绿色、集约、高效”的原则，重点建设 14 个大型煤炭基地、9 个大型煤电基地、12 条“西电东送”输电通道，优化能源发展空间布局，提高能源资源配置效率。2014 年，煤炭基地产量达到 34.6 亿吨，占全国的 91.1%。煤电基地开工和启动前期工作规模 7000 万千瓦，占全国煤电总装机比重达到 8%。

1、加强大型煤炭基地建设。按照优化结构、扶强限劣，综合施策、挖潜增效，分质利用、抓好示范的方针，推进神东、陕北、蒙东、宁东、新疆、云贵等 14 个大型煤炭基地建设。加强煤炭矿区总体规划管理，发挥矿区总体规划的引导和约束作用，规范煤炭资源勘查开发秩序，稳步推进大中型现代

化煤矿项目前期工作和核准工作；以大型煤炭企业为主体，推进煤炭安全绿色开采，推广煤矿充填开采技术；加快煤矿瓦斯规模化抽采利用矿区和瓦斯治理示范矿井建设，提高瓦斯利用水平；稳步推进煤炭深加工产业升级示范，促进煤炭资源高效清洁转化和综合利用。

2、加快清洁煤电基地和输电通道建设。出台煤电基地科学开发指导意见，在新疆、内蒙古、山西、宁夏等煤炭资源富集地区，按照最先进的节能节水环保标准，建设大型燃煤电站（群）。推进鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个以电力外送为主的千万千瓦级现代化大型煤电基地建设。鼓励低热值煤发电。加大西电东送力度，加快推进鄂尔多斯、山西、锡林郭勒盟能源基地向华北、华中、华东地区输电通道建设，规划建设蒙西¯天津南、锡盟¯山东、锡盟¯江苏、宁东¯浙江、准东¯华东等 12 条电力外输通道，提高跨省区电力输送能力。

（六）以重大项目为载体，大力推进能源科技创新

坚持自主创新，鼓励引进消化吸收再创新，以能源重大工程为载体，以政府为主导、以企业为主体，建立政、产、学、研、用相结合的自主创新体制机制，推动能源装备国产化，打造能源科技装备“升级版”。

1、抓好重大技术研究和重大科技专项。充分发挥国家能源研发中心（重点实验室）骨干作用，重点推进非常规油气、深水油气、先进核电、新能源、700℃超超临界燃煤发电、符合燃机排放标准的燃煤发电、煤炭深加工、煤层气（煤矿瓦斯）开发利用、智能电网、分布式能源、大容量储能、高效节能、新材料等重大技术研究。启动并抓好 24 项国家能源重大应用技术研究及工程示范专项，力争页岩油气、致密油气等非常规油气和深海油气、新一代核能等核心技术取得新突破。

2、依托重大工程推动关键装备国产化。重点推动页岩气和煤层气勘探开发、海洋油气开发、天然气液化和接收、核电、抽水蓄能等重大装备国产化。推进大型燃气轮机自主研发，加快高温部件研制和验证平台建设。制订出台促进能源装备制造业健康发展的指导意见。加快能源企业及能源装备制造企业自主创新技术平台建设，推进能源装备国产化，提升能源装备自主化水平，形成有国际竞争力的能源装备工业体系，积极支持能源装备企业“走出去”。

3、加强能源行业标准制订和管理。有序推进重点领域标准制修订。加强行业标准实施宣贯力度。成立海洋深水石油工程等新兴重点领域标准化技术委员会。

（七）深化能源国际合作，拓展我国能源发展空间

以建设丝绸之路经济带和 21 世纪海上丝绸之路为重大契机，统筹国际国内两个大局、两个市场、两种资源，围绕确保国家能源战略安全核心目标，按照“总体谋划、多元合作、分类施策、掌握主动”的方针，全面落实能源国际合作成果，巩固深化能源国际合作重大关系，推动能源企业“走出去”，增强全球能源治理的话语权和影响力，进一步提升能源国际合作水平。

（八）加快能源民生工程建设，提高能源普遍服务水平

以逐步推进城乡能源基本公共服务均等化为导向，以解决无电地区用电问题为重点，全面推进能源民生工程建设，满足人民群众日益增长的生产生活用能需要。

1、加强无电地区电力建设。实施全面解决无电人口用电问题三年行动计划，确保年内全部建成无电地区光伏独立供电工程，基本完成电网延伸工程建设任务，解决 120 万无电人口的用电问题。

2、深入推进人民群众用电满意工程。加大城市配网建设和农村电网改造力度，提高配网投资比重。加强电网安全运行和应急管理，提高电网供电可靠率和居民用户受电端电压合格率，促进电网企业提高供电服务水平，确保人民群众放心用电、可靠用电、满意用电。

3、提高民用天然气供给普及率。加快天然气输配管网和储气设施建设，扩大天然气供应覆盖面，优先保障民生用气，确保居民生活等重点用气需求。2014 年，全国用气人口达到 2.5 亿。

3、积极推进“新城镇、新能源、新生活”行动。结合新能源示范城市和绿色能源县建设，因地制宜、科学布局城镇天然气热电冷三联供、分布式光伏发电、地热能和生物质能供热，促进城乡用能清洁化，为推进新型城镇化建设、改善人民群众生活质量提供能源保障。

（九）推进体制机制改革，强化能源市场监管

全面贯彻党的十八届三中全会精神，研究拟订全面深化能源领域体制机制改革方案，推进能源领域体制机制创新，为能源科学发展提供保障。

1、鼓励和引导民间资本进一步扩大能源领域投资。继续清理和修订有关能源领域民间投资的法规文件，建立健全相关配套政策，积极为民间资本进入能源领域创造制度条件。推出一批有利于激发民间投资活力的煤炭深加工、新能源、生物液体燃料等示范项目，积极探索民间资本参与配电网、购售电、油气勘探开采及进出口、天然气管网等业务的有效途径。

2、进一步深化电力改革。推动尽快出台进一步深化电力体制改革的意见。积极支持在内蒙古、云南等省区开展电力体制改革综合试点。积极推进电能直接交易和售电侧改革。推动探索有利于能效管理和分布式能源发展的灵活电价机制。推进输配电价改革，提出单独核定输配电价的实施方案。

3、稳步推进石油天然气改革。认真研究油气管网投资体制改革方案，促进油气管网尤其是天然气管网设施公平接入和开放，推动完善油气价格机制，理顺天然气与可替代能源的比价关系。推动油气勘探、开发、进口等环节的市场化改革，建立规范有序、公平合理的市场准入机制。

4、加快煤炭改革。以清费立税为主线，清理整顿涉煤收费基金，加快推进煤炭资源税从价计征改革。实施煤矿生产能力登记和公告制度，促进煤炭产业平稳运行。推进煤炭市场建设，探索创新煤炭市场监管机制，推动电煤运输市场化改革。

5、加强能源市场监管。加强能源相关法律法规、规划、政策、标准、项目落实情况监管，确保行业规范有序发展。加强对电网、油气管网等垄断环节监管，确保准入公平、接网公平、交易公平、价格合理、结算及时。加强能源项目核准事后监管。加强电力普遍服务监管，提高用电服务质量。加强监管执法能力和制度建设，切实维护市场秩序。

6、加强能源安全监管。按照“管行业必须管安全、管业务必须管安全”的要求，健全能源安全监管工作机制，落实能源企业安全生产主体责任。深入开展安全生产大检查，重点做好电网安全、油气管网运行安全、石油储备库安全、核电站并网和应急管理、电力建设施工安全、煤矿建设生产、煤矿瓦斯防治、能源企业网络与信息安全等监管和大检查工作。强化安全生产隐患排查治理和危险源管控，突出抓好重点地区、重点企业和重要部位隐患治理，有效防范和坚决遏制重特大事故发生。

（十）加强能源行业管理，转职能改作风抓大事解难题办实事建机制

转变政府职能，减少行政审批，创新能源管理方式，强化战略、规划、政策、监管与服务，切实提高能源管理效能。

1、推进能源法制建设。推进《电力法》修订。推动出台海洋石油天然气管道保护条例、核电管理条例、国家石油储备管理条例。完善《可再生能源法》、《石油天然气管道保护法》配套办法。研究拟订能源监管条例，健全能源监管规章制度。推进能源执法体系和执法能力建设。

2、强化战略规划政策引导。出台国家能源战略行动计划等重大能源战略规划，启动能源“十三五”规划前期研究工作，拟定实施能源发展年度计划，加强能源政策研究，完善重大能源产业政策。

3、创新审批（核准）备案机制。创新能源项目管理方式，更多地通过规划、计划、政策和监管“四位一体”实施项目管理。继续取消和下放行政审批事项，凡是能下放的一律下放到地方，凡是能交给市场的一律交给市场。落实《政府核准的投资项目目录（2013 年本）》，对于保留的审批、核准、备案事项，进一步优化行政审批程序，简化项目审批前置条件，建立网上公示和审批制度，加快推进阳光审批、限时办结，提高服务效率和透明度。

4、做好服务能源大省和能源企业工作。发挥对口服务联系能源资源大省工作机制和对口服务地方能源工作联络员机制的作用，及时了解和合理解决有关诉求，落实区域差别化能源政策，促进东、中、西部地区经济社会协调、可持续发展。发挥服务能源企业科学发展协调工作机制作用，及时帮助企业把握机遇，应对挑战、化解难题，在市场竞争中做强做大。

5、加强能源统计监测和预警。加强能源行业统计能力建设，研究制订能源行业统计规范，完善能源统计监测预警机制，启动实施国家能源安全保障信息化工程，加快推进全国能源统计监测信息系统建设，为能源科学发展提供决策支撑。

国家认监委和国家能源局联合下发
《关于加强光伏产品检测认证工作的实施意见》

各省、自治区、直辖市发改委（能源局）、质量技术监督局，各直属出入境检验检疫局，国家能源局派出机构，国家电网，南方电网，中国华能集团公司，中国大唐集团公司，中国华电集团公司，中国国电集团公司，中国电力投资集团公司，中国节能环保集团公司，中国广核集团有限公司，有关认证机构、实验室:

为贯彻落实国务院《关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发〔2013〕24 号），加强光伏产品检测认证体系建设，规范光伏行业管理，促进光伏产业健康、可持续发展，国家认监委和国家能源局就加强光伏产品检测认证工作提出以下实施意见:

一、**加强光伏产品检测认证工作是提高光伏产品质量**，推动光伏产业技术进步，加快光伏产品更新换代和产业升级，保障用户及投资者利益的重要措施，国家通过完善光伏产品检测认证体系，严格执行检测认证制度和市场准入，为光伏产业发展创造良好的市场环境。

二、光伏产品检测认证工作坚持“统筹管理、分步实施、统一规范、鼓励创新”原则。国家认监委会同国家能源局对光伏产品检测认证工作实行统筹规划和管理；根据光伏产业发展、产品特点及相应标准、技术规范的制定情况分步实施；实行统一的认证标准、技术规范和合格评定程序；根据市场需求，鼓励开展适应不同质量级别和应用环境的检测认证业务服务；推动光伏产品检测认证国际互认。

三、现阶段光伏产品检测认证的产品范围，包括光伏电池组件、逆变器、控制设备、汇流设备、储能设备以及独立光伏系统等，根据市场需求和技术进步情况适时扩大检测认证产品范围。

四、从事光伏产品认证活动的认证机构应经国家认监委批准，并具备相应的技术能力和从业经历。从事光伏产品认证相关检测活动的实验室应当依法取得资质认定，并具备相应的技术能力。光伏产品检测、认证机构对其检测、认证结果负责。

五、国家认监委与国家能源局联合组建光伏产品检测认证技术委员会，协助管理部门确定光伏产品认证实施机构的技术能力要求、实施检测认证的光伏产品范围、认证依据的标准和技术规范，审议认证机构制定的认证实施规则，研究解决光伏产品应用和检测认证实施过程中出现的技术问题，并收集国、内外标准技术法规及合格评定有关信息，对光伏产品检测认证及采信工作提出建议。

六、国家支持检测认证机构能力建设，建立健全硅材料及硅片、光伏电池及组件、逆变器及控制设备等关键产品的检测认证平台，加强前沿领域检测认证技术和方法的研究，积极开展认证服务创新。支持有能力的检测认证机构和光伏企业主导或参与国家标准、行业标准、认证技术规范以及国际标

准的制修订工作,提升我国检测认证机构和光伏企业的国际认可度和影响力。

七、接入公共电网的光伏发电项目和享受各级政府补贴的非并网独立光伏发电项目，须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品（简称获证产品）。建设单位进行设备采购招标时，应明确要求采用获证产品。国家能源局及各派出机构、地方能源主管部门在进行项目运行监管时，应对是否采用获证产品加强监督。国家组织的重大专项建设、新产品应用、在特殊地域应用或特殊用途应用的光伏产品，可根据需要提出特定认证要求。已通过并网检测的获证产品，电网企业应采用相应结果，不得要求重复检测。

八、认证委托人对认证机构的认证工作和认证决定有异议的，有权向做出决定的认证机构提出申诉要求复核。对认证机构的复核结果仍有异议的，可以向国家认监委申诉。

九、国家认监委负责对光伏产品检测认证活动开展定期或不定期的监督检查。国家能源局对光伏产品认证结果采信和获证产品在应用中的质量状况进行监督。国家认监委与国家能源局适时联合开展光伏产品认证专项监督检查。

国家认监委 国家能源局

2014 年 2 月 8 日

国家能源局关于明确电力业务许可管理有关事项的通知

国能资质〔2014〕151号

各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，华能、大唐、华电、国电、中电投集团公司，各有关电力企业:

为贯彻落实国务院关于简政放权、加强大气污染防治的总体要求，进一步发挥电力业务许可证在规范电力市场秩序等方面的作用，现就电力业务许可证颁发管理有关事项通知如下:

一、简化发电类电力业务许可证申请有关事项

（一）豁免以下发电业务的电力业务许可:

1.经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式发电项目;

2.单站装机容量 1MW（不含）以下的小水电站;

3.项目装机容量 6MW（不含）以下的太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电项目;

4.项目装机容量 6MW（不含）以下的余热余压资源综合利用发电项目;

5. 地（市）级及以下调度机构调度的非化石燃料直接燃烧自备电站。

相关企业、单位或个人（以下称项目运营主体）经营上述发电业务不要求取得发电类电力业务许可证。项目运营主体在与电网企业办理并网运营手续时，不再要求提供发电类电力业务许可证或其他证明。

豁免许可的发电项目并网后，电网企业应按要求向国家能源局派出机构

（以下简称派出机构）报送豁免发电项目有关情况。

派出机构要做好豁免项目信息报送与其他信息报送工作的统筹，避免企业重复报送，并按要求向国家能源局电力业务资质管理中心报送豁免电力业务许可证的发电项目信息。

派出机构开展豁免实施工作时，要做好与许可工作的衔接，并对发电项目豁免实施情况进行监管，发现未按规定执行的应予以纠正，并依法作出相应处理。

（二）简化部分发电业务的许可申请要求

除按本通知可以豁免许可的情况外，经营以下发电业务的企业，简化发电类电力业务许可证申请要求。

1. 总装机 6MW（不含）以下小水电;

2. 太阳能、风能、生物质能、海洋能、地热能等新能源发电;

3. 余热余压资源综合利用发电。

具体简化内容如下:

1. 财务资料方面。成立 2 年以上的，不再要求提供最近 2 年的年度财务报告、财务状况审计报告，企业可提供最近 2 年的财务情况说明; 成立不足 2 年的，不再要求企业成立以来的财务报告、验资报告、财务状况审计报告，企业可提供成立以来的财务情况说明。

2. 企业安全负责人、生产运行负责人、技术负责人、财务负责人，允许一人兼任其中两项或多项职务。

二、完善输、供电类电力业务许可证颁发工作

（一）调整供电类电力业务许可证申请条件

根据国务院《关于取消和下放 50 项行政审批等事项的决定》（国发〔2013〕27 号），将供电类电力业务许可证申请条件中“具有经有关主管部门批准的供电营业区”调整为“具有供电营业区双边达成的划分协议书或意见”。

（二）做好跨国（境）电力交易业务的备案管理

1. 跨国(境)电力交易业务属于输电、供电业务。电力企业从事跨国(境)电力交易业务，应当向派出机构申请备案。派出机构在电力企业取得的电力业务许可证副本上标注其业务情况。

2. 与国（境）外方签订购售电合同的电力企业负责备案申请工作。

3. 电力企业申请跨国（境）电力业务备案，应当提交以下材料:

（1）从事跨国（境）电力业务的基本情况;

（2）有关部门对从事跨国（境）电力业务的批准文件;

（3）与国（境）外方签订的购售电合同、调度协议;

（4）委托国内其他企业参与跨国（境）电力业务活动的，还应当提供委托事项和受委托企业的基本情况，以及委托合同、协议等;

（5）国家能源局及派出机构要求的其他材料。

三、加强电力业务许可管理，促进电力行业大气污染防治

（一）认真落实《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号）要求，派出机构对未按规定安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施或环保设施达不到要求的燃煤发电企业,依法不予颁发电力业务许可证。

（二）按照国家能源局统一部署，进一步有序做好小火电机组市场退出工作。根据各地小火电机组关停计划和时间安排，派出机构对到达关停时限的机组要按程序注销其发电类电力业务许可证，不得继续并网运行。

（三）加强对持证燃煤发电企业环保设施运行情况和污染物排放情况的持续性监管。

1. 派出机构要进一步建立和完善与环保部门的沟通协调机制,对已取得电力业务许可证但环保设施未正常投运或污染物排放不达标的发电企业，配合有关部门进行相应处理。

2. 对于列入脱硫、脱硝、除尘改造计划的发电机组，派出机构应在其许可证中标注改造期限，并督促企业在规定期限内完成改造。未按期完成改造的机组，应当通知调度机构调后其在发电序位表上的排序位置。

3. 因环保问题被有关部门责令关停的,派出机构应依法撤销其电力业务许可证，并明确不得继续并网发电。

4. 有关派出机构要重点强化对京津冀、长三角、珠三角等重点区域燃煤电厂环保设施改造和排放的跟踪监管力度，对违反许可制度的企业，严格按规定进行处理。

本通知自发布之日起施行，有效期为 5 年。本通知下发前有关电力业务许可证管理文件与本通知不一致的,按照本通知执行。电力企业从事跨国(境)电力交易业务的，应当在本通知发布之日起 60 日内向派出机构提交备案材料。

国家能源局《能源监管行动计划（2014-2018年）》

为适应能源监管的新形势、新任务，加强职能转变和简政放权后能源事中、事后监管，近日，国家能源局制定印发《能源监管行动计划（2014-2018年）》（以下简称《计划》），明确了未来五年能源监管的目标、重点任务和相关措施，确保放权与监管齐头并进，调控和监管同步加强，服务能源行业科学发展。

《计划》指出，2013 年国家能源局重组后，能源监管工作不断加强，但监管什么，如何监管，始终是一项创新性的工作，特别是煤炭、油气等领域的监管工作，尚处于起步阶段，需要不断地探索和积累，在认真总结梳理相关经验的基础上，进一步明确能源监管工作思路、目标和重点任务，以便更好地指导和促进能源监管工作的规范有序开展，提高能源监管的针对性、有效性。

《计划》提出了未来五年能源监管的指导思想、监管理念，设定了能源

监管的总体目标和具体目标。力争通过五年的努力，建立透明高效的能源监管体系，保障国家能源政策规划有效执行，积极推进能源市场建设，逐步规范能源市场秩序，促进能源垄断环节公平公开，实现能源投资环境日趋良好，保障国家能源安全稳定供应，切实维护市场主体利益和社会公共利益，促进能源行业清洁高效可持续发展。

《计划》明确，国家能源局将重点从六个方面加强监管：一是监管能源政策和规划、项目落实情况；二是加强能源市场秩序监管；三是突出能源垄断环节监管；四是强化安全监管和能源供应保障；五是深化能源行业节能减排监管；六是加强能源服务民生和普遍服务监管。特别是将加强对能源政策、规划、计划和项目落实情况的监管，开展能源政策法规执行情况专项调研或检查，对国家能源规划、计划执行情况定期开展综合性评价，加强能源项目的全过程监管，防止“未批先建”、“已核未建”和“批建不一”等现象，保障能源项目建设规范有序。

《计划》提出，将采取四个方面的保障措施，确保相关任务落到实处：一是加强监管手段创新，规范工作流程，强化监管成果运用；二是提升监管信息化能力，建立专业的监管信息系统，加强监管信息公开；三是推进能源监管体系建设，健全组织体系，完善法规和标准体系，形成闭环监管工作机制；四是加强组织实施，强化目标管控，确保目标和任务有效落实。

《计划》的出台，对做好下一阶段能源监管工作有着重要的指导意义。《计划》具有以下几个特点：一是明确了监管工作目标和思路，有利于统一全系统的思想认识，形成监管工作合力，更好地发挥监管的作用；二是拓展了监管范围，从机构重组前的电力监管拓展到了油气、煤炭等领域，并针对不同领域的实际情况，确定了不同的监管目标和任务；三是突出了监管重点，每个方面的监管任务，并不是面面俱到，而是针对制约能源行业科学发展的问题，以及市场和人民群众反映突出的热点问题，提出了重点监管任务，体现针对性和引导性；四是创新了监管方式，提出了许多非现场监管和现场监管的措施，结合实际工作情况，先易后难、先急后缓，不断总结完善经验，促进监管工作深入推进。

国家发展改革委
关于发布首批基础设施等领域鼓励社会投资项目的通知

[2014]981号文件

工业和信息化部、交通运输部、国家能源局，各省、自治区、直辖市及计划单列市发展改革委，中国铁路总公司、中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、中国海洋石油总公司、国家电网公司、中国电信集团公司、中国联合网络通信集团有限公司、中国移动通信集团公司，有关单位：

经国务院同意，为加快投融资体制改革，推进投资主体多元化，进一步

发挥社会资本作用,决定在基础设施等领域首批推出 80 个鼓励社会资本参与建设营运的示范项目。现将有关事项通知如下:

一、首批推出的基础设施等领域鼓励社会资本参与的 80 个项目涵盖铁路、公路、港口等交通基础设施，新一代信息基础设施，重大水电、风电、光伏发电等清洁能源工程，油气管网及储气设施，现代煤化工和石化产业基地等方面，鼓励和吸引社会资本特别是民间投资以合资、独资、特许经营等方式参与建设及营运。

二、80 个项目中，对于已开工建设和基本明确投资者的项目，应加快建设营运进程，或加快推进前期工作，尽快形成示范效应；对于尚未确定投资者的项目，应创造条件进一步落实鼓励和吸引社会资本参与投资、建设及营运，具备条件的要面向社会公开招标，并按照有关规定程序办理。有关项目业主要强化市场主体责任意识，依法经营，努力把项目建成社会资本参与建设和营运的样板工程。

此外，对于 80 个项目之外的符合规划布局要求、有利转型升级的基础设施等领域项目，也要加快推进向社会资本特别是民间投资开放。

三、在基础设施等领域实施鼓励社会资本投资的示范项目是落实今年政府工作报告的重要举措，有利于优化投资结构、激发市场活力、促进经济持续健康发展。各级地方政府、有关部门、有关单位要高度重视，共同做好 80 个示范项目的组织实施、宣传引导、服务监管工作，通过推动实施示范项目促进社会资本愿进来、进得来、留得住、可流动，切实激发社会资本进入基础设施等领域的积极性。要进一步完善配套政策，创新管理方式，简化审批程序，严格依法行政，加强有效监管，努力营造公平的竞争环境，深入推动相关领域扩大向社会资本开放。各省（区、市）发展改革委要密切跟踪，协调推动示范项目，并将项目实施进展情况及时总结报送我委。

国家发展改革委

2014 年 5 月 18 日

国家税务总局关于国家电网公司购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具等有关问题的公告

为配合国家能源发展战略，促进光伏产业健康发展，现将国家电网公司所属企业购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具及税款征收有关问题公告如下:

一、国家电网公司所属企业从分布式光伏发电项目发电户处购买电力产品，可由国家电网公司所属企业开具普通发票。

国家电网公司所属企业应将发电户名称(姓名)、地址（住址）、联系方式、结算时间、结算金额等信息进行详细登记，以备税务机关查验。

二、光伏发电项目发电户销售电力产品，按照税法规定应缴纳增值税的，可由国家电网公司所属企业按照增值税简易计税办法计算并代征增值税税款，同时开具普通发票；按照税法规定可享受免征增值税政策的，可由国家电网公司所属企业直接开具普通发票。

根据《财政部国家税务总局关于光伏发电增值税政策的通知》（财税〔2013〕66号），自2013年10月1日至2015年12月31日，国家电网公司所属企业应按发电户销售电力产品应纳税额的50%代征增值税税款。

主管税务机关应当与国家电网公司所属企业签订《委托代征协议书》，明确委托代征相关事宜。

三、本公告所称发电户，为《中华人民共和国增值税暂行条例》及实施细则规定的“其他个人和不经常发生应税行为的非企业性单位”。

四、本公告自2014年7月1日起执行。此前发生未处理的，按本公告规定执行。

特此公告。

国家税务总局

2014年6月3日

国家能源局《关于进一步落实分布式光伏发电有关政策的通知》

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限公司，华能集团、大唐集团、华电集团、国电集团、中国电力投资集团、神华集团公司、国家开发投资公司、中国节能环保集团公司、中国广核集团公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院:

《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》（国发[2013]24号）发布以来，各地区积极制定配套政策和实施方案，有力推动了分布式光伏发电在众多领域的多种方式利用，呈现出良好发展态势。但是各地区还存在不同程度的政策尚未完全落实、配套措施缺失、工作机制不健全等问题。为破解分布式光伏发电应用的关键制约，大力推进光伏发电多元化发展，加快扩大光伏发电市场规模，现就进一步落实分布式光伏发电有关政策通知如下:

一、**高度重视发展分布式光伏发电的意义**。光伏发电是我国重要的战略性新兴产业，大力推进光伏发电应用对优化能源结构、保障能源安全、改善生态环境、转变城乡用能方式具有重大战略意义。分布式光伏发电应用范围广，在城乡建筑、工业、农业、交通、公共设施等领域都有广阔应用前景，既是推动能源生产和消费革命的重要力量，也是促进稳增长调结构促改革惠民生的重要举措。各地区要高度重视发展分布式光伏发电的重大战略意义，主动作为，创新机制，全方位推动分布式光伏发电应用。

二、**加强分布式光伏发电应用规划工作**。各地区要将光伏发电纳入能源开发利用和城镇建设等相关规划，省级能源主管部门要组织工业企业集中的市县及各类开发区，系统开展建筑屋顶及其他场地光伏发电应用的资源调查工作，综合考虑屋顶面积、用电负荷等条件，编制分布式光伏发电应用规划，结合建设条件提出年度计划。各新能源示范城市、绿色能源示范县、新能源应用示范区、分布式光伏发电应用示范区要制定分布式光伏发电应用规划，并按年度落实重点建设项目。优先保障各类示范区和其它规划明确且建设条件落实的项目的年度规模指标。

三、**鼓励开展多种形式的分布式光伏发电应用**。充分利用具备条件的建筑屋顶（含附属空闲场地）资源，鼓励屋顶面积大、用电负荷大、电网供电价格高的开发区和大型工商企业率先开展光伏发电应用。鼓励各级地方政府在国家补贴基础上制定配套财政补贴政策，并且对公共机构、保障性住房和农村适当加大支持力度。鼓励在火车站（含高铁站）、高速公路服务区、飞机场航站楼、大型综合交通枢纽建筑、大型体育场馆和停车场等公共设施系统推广光伏发电，在相关建筑等设施的规划和设计中将光伏发电应用作为重要元素，鼓励大型企业集团对下属企业统一组织建设分布式光伏发电工程。因地制宜利用废弃土地、荒山荒坡、农业大棚、滩涂、鱼塘、湖泊等建设就地消纳的分布式光伏电站。鼓励分布式光伏发电与农户扶贫、新农村建设、农业设施相结合，促进农村居民生活改善和农业农村发展。对各类自发自用为主的分布式光伏发电项目，在受到建设规模指标限制时，省级能源主管部门应及时调剂解决或向国家能源局申请追加规模指标。

四、**加强对建筑屋顶资源使用的统筹协调**。鼓励地方政府建立光伏发电应用协调工作机制，引导建筑业主单位（含使用单位）自建或与专业化企业合作建设屋顶光伏发电工程，主动协调电网接入、项目备案、建筑管理等工作。对屋顶面积达到一定规模且适宜光伏发电应用的新建和改扩建建筑物，应要求同步安装光伏发电设施或预留安装条件。政府投资或财政补助的公共建筑、保障性住房、新城镇和新农村建设，应优先考虑光伏发电应用。地方政府可根据本地实际，通过制定示范合同文本等方式，引导区域内企业建立规范的光伏发电合同能源管理服务模式。地方政府可将建筑光伏发电应用纳入节能减排考核及奖惩制度，消纳分布式光伏发电量的单位可按折算的节能量参与相关交易。鼓励分布式光伏发电项目根据《温室气体自愿减排交易管理暂行办法》参与国内自愿碳减排交易。

五、**完善分布式光伏发电工程标准和质量管理**。加强光伏产品、光伏发电工程和建筑安装光伏发电设施的安全性评价和管理工作，对载荷校核、安装方式、抗风、防震、消防、避雷等要严格执行国家标准和工程规范。并网运行的光伏发电项目和享受各级政府补贴的非并网独立光伏发电项目，须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏产品。建设单位进行设备的采购招标时，应明确要求采用获得认证的光伏产品，施工单位应具备相应的资质

要求。各地区的市县（区）政府要建立建筑光伏发电应用的统筹协调管理工作机制，加强分布式光伏发电项目的质量管理和安全监督。各级地方政府不得随意设置审批和收费事项，不得限制符合国家标准和市场准入条件的产品进入本地市场，不得向项目单位提出采购本地产品的不合理要求，不得以各种方式为低劣产品提供市场保护。

六、**建立简便高效规范的项目备案管理工作机制。**各级能源主管部门要抓紧制定完善分布式光伏发电项目备案管理的工作细则，督促市县（区）能源主管部门设立分布式光伏发电项目备案受理窗口，建立简便高效规范的工作流程，明确项目备案条件和办理时限，并向社会公布。鼓励市县（区）政府设立“一站式”管理服务窗口，建立多部门高效协调的管理工作机制，并与电网企业衔接好项目接网条件和并网服务。对个人利用住宅（或个人所有的营业性建筑）建设的分布式光伏发电项目，电网企业直接受理并网申请后代个人向当地能源主管部门办理项目备案。

七、**完善分布式光伏发电发展模式。**利用建筑屋顶及附属场地建设的分布式光伏发电项目，在项目备案时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式。“全额上网”项目的全部发电量由电网企业按照当地光伏电站标杆上网电价收购。已按“自发自用、余电上网”模式执行的项目，在用电负荷显著减少（含消失）或供用电关系无法履行的情况下，允许变更为“全额上网“模式，项目单位要向当地能源主管部门申请变更备案，与电网企业签订新的并网协议和购售电合同，电网企业负责向财政部和国家能源局申请补贴目录变更。在地面或利用农业大棚等无电力消费设施建设、以 35 千伏及以下电压等级接入电网（东北地区 66 千伏及以下）、单个项目容量不超过 2 万千瓦且所发电量主要在并网点变电台区消纳的光伏电站项目，纳入分布式光伏发电规模指标管理，执行当地光伏电站标杆上网电价，电网企业按照《分布式发电管理暂行办法》的第十七条规定及设立的“绿色通道”，由地级市或县级电网企业按照简化程序办理电网接入并提供相应并网服务。

八、**进一步创新分布式光伏发电应用示范区建设。**继续推进分布式光伏发电应用示范区建设，重点开展发展模式、投融资模式及专业化服务模式创新。在示范区探索分布式光伏发电区域电力交易试点，允许分布式光伏发电项目向同一变电台区的符合政策和条件的电力用户直接售电，电价由供用电双方协商，电网企业负责输电和电费结算。鼓励示范区政府与银行等金融机构合作开展金融服务创新试点，通过设立公共担保基金、公共资金池等方式为本地区光伏发电项目提供融资服务。各省级能源主管部门组织具备条件的地区提出示范区实施方案报国家能源局，国家能源局会同有关部门研究确定有关政策条件后指导示范区组织实施。对示范区内的分布式光伏发电项目(含就近消纳的分布式光伏电站），可按照“先备案，后追加规模指标”方式管理，以支持示范区建设持续进行。

九、**完善分布式光伏发电接网和并网运行服务。**在市县（区）电网企业

设立分布式光伏发电 “一站式”并网服务窗口，明确办理并网手续的申请条件、工作流程、办理时限，并在电网企业相关网站公布。对法人单位申请并网的光伏发电项目，电网企业应及时出具项目接入电网意见函，在项目完成备案后开展相关配套并网工作，对个人利用住宅（或个人所有的营业性建筑）建设的分布式光伏发电项目，电网企业直接受理并及时开展相关并网服务。电网企业应按规定的并网点及时完成应承担的接网工程，在符合电网运行安全技术要求的前提下，尽可能在用户侧以较低电压等级接入，允许内部多点接入配电系统，避免安装不必要的升压设备。项目单位和电网企业要相互配合，如对接网方式存在争议，可申请国家能源局派出机构协调。电网企业提供的电能计量表应可明确区分项目总发电量、“自发自用”电量（包括合同能源服务方式中光伏企业向电力用户的供电量）和上网电量，并具备向电力运行调度机构传送项目运行信息的功能。

十、**加强配套电网技术和管理体系建设。**各级电网企业在进行配电网规划和建设时，要充分考虑当地分布式光伏发电的发展潜力、规划和建设情况，采用相应的智能电网技术、配置相应的安全保护和运行调节设施。对分布式光伏发电规模大的新能源示范城市、绿色能源示范县、分布式光伏发电应用示范区，应同步制定相应的智能配电网建设方案，建设双向互动、控制灵活、安全可靠的配电网系统。建立包含分布式光伏发电功率预测和实时运行监测等功能的配电网运行信息管理系统，开展需求侧响应负荷管理，对区域内的分布式光伏发电实现实时动态监控和发输用一体化控制。鼓励探索微电网技术并在相对独立的区域应用，提高局部电网接纳高比例分布式光伏发电的能力。

十一、**完善分布式光伏发电的电费结算和补贴拨付。**各电网企业按月（或双方约定）与分布式光伏发电项目单位（含个人）结算电费和转付国家补贴资金，要做好分布式光伏发电的发电量预测，按分布式光伏发电项目优先原则做好补贴资金使用预算和计划，保障分布式光伏发电项目的国家补贴资金及时足额转付到位。电网企业应按照有关规定配合当地税务部门处理好购买分布式光伏发电项目电力产品发票开具和税款征收问题。对已备案且符合年度规模管理的项目，电网企业应做好项目电费结算和补贴发放情况的统计，并按要求向国家和省级能源主管部门及国家能源局派出机构报送相关信息。项目并网验收后，电网企业代理按季度向财政部和国家能源局上报项目补贴资格申请。

十二、**创新分布式光伏发电融资服务。**鼓励银行等金融机构结合分布式光伏发电的特点和融资需求，对分布式光伏发电项目提供优惠贷款，采取灵活的贷款担保方式，探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制。鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立分布式光伏发电项目融资服务平台，与光伏发电骨干企业建立银企战略合作关系，探索对有效益、有市场、有订单、有信誉的“四有企业”实行封闭贷款。鼓励地方政府结合民生项目

对分布式光伏发电提供贷款贴息政策。鼓励采用融资租赁方式为光伏发电提供一体化融资租赁服务，鼓励各类基金、保险、信托等与产业资本结合，探索建立光伏发电投资基金，鼓励担保机构对中小企业建设分布式光伏开展信用担保，在支农金融服务中开展支持光伏入户和农业设施光伏利用业务。建立以个人收入等为信用条件的贷款机制，逐步推行对信用度高的个人安装分布式光伏发电设施提供免担保贷款。

十三、**完善产业体系和公共服务。**通过市场机制培育分布式光伏发电系统规划设计、工程建设、评估认证、运营维护等环节的专业化服务能力。鼓励技术先进、投资能力强、经营规范的企业按照统一标准规范开展项目设计、施工、建设、管理及运营一体化服务，建立网络化的营销和技术服务体系。完善光伏发电工程设计、施工和运行维护的从业资格认证制度，健全相关从业机构和企业的资信管理体系。建立光伏产业监测和预警机制，及时发布技术、市场、产能、质量等信息和预警预报，引导行业理性健康发展。

十四、**加强信息统计和监测体系建设。**国家能源局建立并完善覆盖光伏发电项目备案、接网申请、建设进度、并网容量、发电量、利用方式等情况的信息管理系统，委托国家可再生能源信息管理中心（依托中国水电水利规划设计总院）管理。各市县（区）能源主管部门按月在信息管理系统填报项目备案情况，各省级能源主管部门及时督促并汇总，国家能源局派出机构及时查询跟踪情况。国家电网公司、南方电网公司等电网企业按月进行接网申请、并网容量、发电量信息、电费结算、补贴发放等情况的信息统计，按月报送国家能源局并抄送国家可再生能源信息管理中心。各省级能源主管部门按季度在信息管理系统报送项目备案、建设和运行的汇总信息，按半年、全年向国家能源局上报发展情况的总结报告。国家可再生能源信息管理中心按季度、半年、全年向国家能源局报送全国光伏发电统计及评价报告。

十五、**加强政策落实的监督检查和市场监管。**国家能源局派出机构会同地方能源主管部门等加强分布式光伏发电相关国家和地方政策落实的监督检查。国家能源局派出机构负责对分布式光伏发电的并网安全进行监管，电网企业应配合做好安全监管的技术支持工作。建立对电网企业的接网服务、接入方案、并网运行、电能计量、电量收购、电费结算、补贴资金发放各环节进行全程监管的工作机制。加强对分布式光伏发电合同能源服务以及电力交易的监管，相关方发生争议时，可向国家能源局派出机构申请协调，也可通过 12398 举报投诉电话反映，国家能源局派出机构应会同当地能源主管部门协调解决。如电网公司未按照规定接入和收购光伏发电的电量，按照《可再生能源法》第二十九条规定承担法律责任。国家能源局派出机构会同省级能源主管部门对分布式光伏发电开展专项监管，按半年、全年向国家能源局上报专项监管报告，并以适当方式向社会公布，发现重大问题及时上报。

国家能源局

2014 年 9 月 2 日

国家能源局关于加快培育分布式光伏发电应用示范区有关要求的通知

国能新能[2014]410号

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、水电水利规划设计总院 ：

为加快落实国务院稳增长、促改革、调结构、惠民生有关政策，决定在已有分布式光伏发电应用示范区建设工作基础上培育一批分布式光伏发电示范区，进一步加大分布式光伏的推进力度。现将有关工作和要求通知如下:

一、**根据发展条件选择示范区。**各地根据本地分布式光伏发电规划和布局，结合已有国家示范区及本省（区、市）培育的重点示范区，选择若干具有一定规模的区域纳入今明两年培育重点，编制重点培育示范区建设方案。各示范区在优先发展屋顶光伏同时,可就近开发就地消纳的小型光伏电站(接入电压等级不超过35千伏，容量不超过2万千瓦）。

二、**加强已有示范区的建设工作。**请各相关省（区、市）能源主管部门认真落实《国家能源局关于开展分布式光伏发电应用示范区建设的通知》(国能新能[2013]296号）要求，进一步推进已批复分布式光伏发电示范区建设。对于2014年9月底前未开工建设，或年底建成规模低于2万千瓦的示范区，取消其示范区称号。

三、**示范区应加强统筹协调。**示范区应成立相关协调机制，统筹规划管理示范区屋顶资源，制定协调开发企业与电力用户（建筑业主）关系的相关政策，明确光伏建筑标准规范，协调推动项目备案和电网接入手续，鼓励统一开展项目建设运行维护和建筑管理。鼓励将建筑光伏发电应用纳入节能减排考核及奖惩制度，在已试行节能量交易和碳减排交易的地区，有关项目可参加交易活动。

四、**探索专业化的服务模式。**鼓励示范区成立由园区管委会、投资方与电网企业共同参与管理的专业运维公司，统一负责辖区内所有分布式光伏项目的电费结算和建设服务。鼓励示范区分布式光伏发电项目按照统一标准规范开展项目设计、施工、建设、管理及运营服务，推动形成专业化服务能力。

五、**创新分布式光伏发电示范区建设。**在加快推进示范区建设中，重点开展商业模式、投融资模式创新。探索分布式光伏发电区域电力交易试点、适应新能源发展的发配电一体化智能配电网试点、金融模式创新试点等。国家能源局将加大上述示范区相关问题的协调支持力度。

请按照上述要求，加快培育若干分布式光伏发电应用示范区，可根据自身条件确立培育重点。各示范区应编制实施方案于9月30日前向国家能源局备案，按季度将进展情况报告国家能源局。

国家能源局关于分布式并网收购及补贴落实情况专项监管

(一)重点内容

1.分布式发电项目并网收购情况。包括：①已投产的分布式发电项目(主要包括光伏、风电及天然气冷热电联供等)装机容量、投产时间、并网情况等；②分布式发电项目协调工作机制、并网服务流程、信息披露情况、项目备案情况等；③分布式发电多余电量的优先上网和全额收购情况；④分布式发电项目2013年和2014年1-6月份的总发电量、“自发自用”电量和上网电量，及“自发自用”电量比例情况等。

2.分布式发电项目上网电费及补贴结算情况。包括：①分布式发电项目上网电价、电价补贴等政策的执行情况；②地方政府配套出台的投资补助或补贴政策的执行情况；③补贴资格申请、补贴项目审核及补贴资金拨付情况；④上网电费结算及补贴资金到位情况等。

3.可再生能源发展基金征收及使用情况(2013年和2014年1-6月份)。包括：①征收范围、征收电量、征收标准、征收金额、占销售电价比重等；②主要补贴的可再生能源项目(包括可再生能源发电项目、接网项目和公共可再生能源独立电力系统)标准和金额等。

4.存在问题的原因分析及政策建议。

(二)重点监管范围

河北、山东、浙江、江西、河南、广东、江苏。

其中国家能源局驻点省份：河北。

(三)时间安排

各有关派出机构在2014年12月底前完成辖区内监管工作，并将监管情况报送国家能源局。

2014年下半年驻点专项监管工作计划表

分布式发电并网收购及补贴落实情况专项监管	河北	河北、山东、浙江、江西、河南、广东、江苏	2014年12月底	向海平	黄少中	派出机构领导，地方能源管理部门领导	市场监管司、新能源司、派出机构、地方能源管理部门有关人员

关于征求可再生能源电力配额考核办法意见函

我国可再生能源配额制几经修订，出台在即。这项被称为最难产的能源政策，目前正在征求各方建议，方案再次修订后将上报国务院审定。

可再生能源配额制方案出台后，国家将为各省（自治区、直辖市）及电网企业制定可再生能源电力配额指标，通过强制性政策促进可再生能源产业发展，这对于风电、太阳能等产业而言是绝佳的利好。

记者获悉，由国家能源局所起草的《可再生能源电力配额考核办法（试行）》（下称“《考核办法》”），8 月份已经国家发改委主任办公会讨论并原则通过。

发改委主任办公会主要提出三点意见：一是东部地区应承担更多发展可再生能源的责任，提高东部地区配额指标；二是强化电网企业承担完成配额的责任；三是配额指标分基本指标和先进指标两级进行考核。

根据会议提出的意见，能源局将修订后的文件再向财政部、环保部、国资委等部委，各省政府及发改委、各电网企业和主要发电企业征求意见。

根据方案，计入可再生能源电力配额的非水电可再生能源电力消费量包括：

1、本地区生产并消费的非水电可再生能源电量；

2、从区域外输入电量中非水电可再生能源电量；

3、本地区可计量的自发自用非水电可再生能源电量。

特别注意的是：向其他区域输送的非水电可再生能源电量计入受端地区，不再计入送端地区。

根据《考核办法》，国家将为地方政府和电网企业确定可再生能源配额，并对执行情况进行监测和考核。对于未完成配额指标的省份，国务院能源主管部门将暂停或减少当地化石能源发电项目规模；电网企业不能完成指标的，向国务院作出专门报告。

对于该文件的出台，联合光伏首席信息官及发言人姚杰先生表示：《考核办法》有两点非常重要，**第一，可从根本上解决接入困难和限电问题。**

各省均须达到使用可再生能源的基本指标，各省人民政府和国家及省级电网企业共同承担完成可再生能源电力配额的责任。参考国外的案例，不难发现，强制性对于加快可再生能源的发展起着关键的因素。办法中提出了严格的监管要求，预计会对电网、发电企业和地方政府起到了强制约束的作用。举例来说，甘肃目前仍有“限电”情况，按照 2015 年指标，甘肃本地太阳能发电量是 74 亿千万时，属合理水平，应可缓解当地对可再生能源的“限电”情况；

第二，消纳方式的转变。以往一直是投资企业为主，随着政府和电网企业的责任转变，他们将会主动要求企业多发可再生能源电力，协助他们完成当地的指标，势必将加快各地的可再生能源项目上马。如未能达标或进展明显滞后，国务院能源主管部门可采取暂停下达或减少其化石能源电力年度新

增建设规模等措施，有效调整有关地区的能源结构。

另外，记者还从光伏行业一位业内人士处，独家获得了《考核办法》的征求意见稿。

从征求意见稿可以看出，国家对 2015 年、2017 年和 2020 年的配额都已经有了计划。拿 2015 年的数据来看，内蒙、辽宁、吉林、黑龙江、西藏、甘肃、宁夏和新疆所占的配额份额最大，为 10%；江西、浙江、重庆、四川和贵州最少，为 2%；华北地区的北京、天津、河北和山西，加上山东、云南、陕西和青海都为 7%；上海、江苏和中南地区都为 4%。

另外从表格可以看出，内蒙古仍然是最大的可再生能源输出省份，2015 年计划输出 340 亿千瓦时。而最大的输入省份为山东省，输入 109 亿千瓦时。

航禹太阳能董事长丁文磊表示，根据国家统计局数据，到目前，不分地区的情况下，我国已经实现了可再生能源消费量占能源消费总量的 9%，应该说来之不易。但地区之间的不平衡仍很突出，特别是风电、光伏、水电大多分布于西北、西南边疆地区，这也能看出，实际上在中东部地区，可再生能源的使用比例仍然较少。而一旦实行可再生能源配额制，无疑，中东部地区会首当其冲。

在目前我国电力输、配、供不分的体制下，如果实行可再生能源配额制，积极调动地方政府的参与力度，就更显示出他的重要性来了。因为，中央政府的可再生能源中长期目标的实现有赖于地方可再生能源中长期目标的实现；第二，地方政府积极的态度，也可以动员更多的微观力量参与发展可再生能源在其辖区内的企业等优先推广可再生能源。

（一）2015 年可再生能源电力配额指标（基本指标）

		本地可再生能源发电量（亿千瓦时）						
	全社会用电量（亿千瓦时）	风电	太阳能	生物质能	合计	输入（+）输出（-）情况	消纳可再生能源电量（亿千瓦时）	配额指标（%）
华北地区								
北 京	1010	4	6	3	13	57	71	7
天 津	835	6	5	4	16	43	58	7
河 北	3587	231	20	27	279	-27	251	7
山 西	2011	117	13	13	143	-2	141	7
内蒙古	2608	559	30	12	601	-340	261	10
东北地区								
辽 宁	2200	129	7	5	142	78	220	10
吉 林	703	113	4	20	136	-66	70	10
黑龙江	902	90	4	28	121	-31	90	10
华东地区								
上 海	1477	10	5	12	27	32	59	4
江 苏	5495	77	35	56	167	52	220	4
浙 江	3907	21	21	42	84	-6	78	2
安 徽	1833	18	9	24	51	22	73	4
福 建	1964	50	8	18	76	3	79	4
江 西	1168	15	8	12	35	-12	23	2
山 东	4718	144	20	56	221	109	330	7
中南地区								
河 南	3324	19	14	24	57	76	133	4

重 庆	1006	8	3	6	17	4	20	2
四 川	2253	11	5	9	25	20	45	2
贵 州	1318	42	5	5	52	-26	26	2
云 南	1719	80	18	10	108	12	120	7
西 藏	42	1	5	0	6	-2	4	10
西北地区								
陕 西	1333	36	14	5	55	39	93	7
甘 肃	1219	237	74	2	313	-192	122	10
青 海	793	5	63	0	69	-13	55	7
宁 夏	928	94	32	2	128	-35	93	10
新 疆	2193	240	55	2	297	-77	219	10
合计/平均	61153	2483	527	494	3505			

（二）2017 年可再生能源电力配额指标（中期参考）

		本地可再生能源发电量（亿千瓦时）						
	全社会用电量（亿千瓦时）	风电	太阳能	生物质能	合计	输入（+）输出（-）情况	消纳可再生能源电量（亿千瓦时）	配额指标（%）
华北地区								
北 京	1100	8	13	4	25	74	99	9
天 津	905	11	11	7	29	52	81	9
河 北	4040	297	40	44	380	-17	364	9
山 西	2286	187	31	21	238	-32	206	9
内蒙古	2978	650	41	21	711	-354	357	12
东北地区								
辽 宁	2491	146	17	8	172	127	299	12
吉 林	802	128	11	42	181	-85	96	12
黑龙江	1025	105	11	50	166	-43	123	12
华东地区								
上 海	1551	11	10	26	46	31	78	5
江 苏	6122	113	54	90	257	49	306	5
浙 江	4441	28	35	68	131	47	178	4
安 徽	2187	26	20	41	87	22	109	5
福 建	2264	95	17	28	139	-26	113	5
江 西	1395	33	18	20	70	-14	56	4
山 东	5300	214	44	89	347	130	477	9
中南地区								
河 南	3838	28	31	42	101	91	192	5
湖 北	2190	29	17	55	101	8	109	5
湖 南	1887	43	14	36	93	2	94	5
广 东	5959	65	37	55	156	142	298	5
广 西	1619	19	14	12	45	36	81	5
海 南	313	13	14	10	36	-20	16	5
西南地区								
重 庆	1213	9	7	10	25	23	49	4
四 川	2633	23	15	15	53	53	105	4
贵 州	1513	43	11	9	63	-2	61	4
云 南	1941	129	39	19	187	-13	175	9
西 藏	55	2	9	0	11	-4	7	12
西北地区								
陕 西	1503	63	35	9	106	29	135	9
甘 肃	1353	326	86	4	416	-253	162	12
青 海	895	7	86	0	93	-13	81	9
宁 夏	1017	95	41	4	140	-18	122	12
新 疆	2614	358	78	3	439	-126	314	12
合计/平均	69427	3302	902	841	5045			

（三）2020 年可再生能源电力配额指标（基本指标）

		本地可再生能源发电量（亿千瓦时）						
	全社会用电量（亿千瓦时）	风电	太阳能	生物质能	合计	输入（+）输出（-）情况	消纳可再生能源电量（亿千瓦时）	配额指标（%）
华北地区								
北　京	1250	12	18	5	35	90	125	10
天　津	1020	15	18	10	43	59	102	10
河　北	4830	372	61	63	496	-13	483	10
山　西	2770	238	46	30	313	-36	277	10
内蒙古	3635	840	54	30	924	-452	473	13
东北地区								
辽　宁	3000	171	26	12	210	180	390	13
吉　林	975	205	18	60	283	-156	127	13
黑龙江	1240	121	18	72	211	-50	161	13
华东地区								
上　海	1670	13	14	37	64	53	117	7
江　苏	7200	156	70	128	354	150	504	7
浙　江	5380	37	50	97	184	85	269	5
安　徽	2850	38	33	58	129	70	200	7
福　建	2800	135	25	41	201	-5	196	7
江　西	1821	50	25	28	103	-12	91	5
山　东	6310	296	66	127	489	142	631	10
中南地区								
河　南	4762	43	50	60	152	181	333	7
湖　北	2725	45	26	78	149	42	191	7
湖　南	2374	70	21	51	142	24	166	7
广　东	6930	88	50	78	216	269	485	7
广　西	1950	36	21	17	74	63	137	7
海　南	380	17	20	14	50	-24	27	7
西南地区								
重　庆	1605	14	10	14	38	42	80	5
四　川	3325	40	26	21	87	80	166	5
贵　州	1860	76	15	12	103	-10	93	5
云　南	2330	228	56	28	312	-79	233	10
西　藏	83	4	15	0	19	-8	11	13
西北地区								
陕　西	1800	94	60	13	167	13	180	10
甘　肃	1582	444	98	6	548	-342	206	13
青　海	1074	7	105	1	112	-5	107	10
宁　夏	1166	131	53	6	189	-38	152	13
新　疆	3400	432	105	4	541	-99	442	13
合计/平均	84097	4466	1272	1201	6939			

11

西部新增鼓励产业目录

近日，为深入实施西部大开发战略，促进西部地区产业结构调整和特色优势产业发展，中国国家发改委制定并发布了《西部地区鼓励类产业目录》，目录共包括两部分，一是国家现有产业目录中的鼓励类产业，二是西部地区新增鼓励类产业。

在西部地区各省（区、市）新增鼓励类产业中，太阳能赫然在列，除了广西自治区以外，西部其余 11 个省（区、市）太阳能相关项目都进入到新增发展产业名录里，包括高效太阳能电池组件技术开发及生产、太阳能发电系统建设及运营、依托分布式能源的智能微电网技术开发及应用等，根据每个地区不同情况设置不同发展方向。

其中，四川、云南鼓励高效太阳能电池组件技术开发及生产，以及材料研发与制造；以甘肃、青海、新疆、内蒙古、宁夏为代表，主张鼓励太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营；云南、宁夏、内蒙古和新疆还鼓励依托分布式电源的智能微电网技术开发及应用，国家鼓励分布式能源建设、促进太阳能等新能源就地消纳的意图一目了然。

据悉，《目录》从 2014 年 10 月 1 日起施行。按照国家财税政策，进入目录的产业将按 15%的税率征收企业所得税，而现行的企业所得税法定税率是 25%。

西部 11 省（区、市）进入《目录》与新能源相关项目名单：

重庆市：高压输变电及控制设备的研发及制造，节能环保材料预制装配式建筑构部件生产；

四川省：高效太阳能电池组件技术开发及生产，石墨烯和纳米碳材料、细结构石墨、生物炭、锂电池负极等新型碳材料的开发及生产；

云南省：依托分布式电源的智能微电网技术开发及应用，高效太阳能电池组件技术开发及制造，特殊环境（高原、湿热、高寒、重污染等环境）用发输变电、供配电及控制设备、高原型电工电器产品、中小水电成套设备研发及制造；

西藏自治区：太阳能光伏发电系统检测、建设及运营；

陕西省：背压式热电联产机组建设及运营；

甘肃省：背压式热电联产机组建设及运营，太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营，电网系统节电设备制造（比同类产品空载损耗下降 10-20%，负载损耗下降 5%），太阳能多热源蔬菜低温联合干燥技术开发及应用；

青海省：背压式热电联产机组建设及运营，太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营；

宁夏回族自治区：背压式热电联产机组建设及运营，太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营，依托分布式能源的智能微电网技术开发及应用，大型或超大型数据中心建设及运营；

新疆维吾尔自治区：背压式热电联产机组建设及运营，太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营，依托分布式能源的智能微电网技术开发及应用，风电机组控制系统，风电机组用新型发电机、高速叶片、全功率变流器、变桨控制器、增速齿轮箱、主轴、轴承等关键部件，海上风电工程施工机械研发及制造；

内蒙古自治区：背压式热电联产机组建设及运营，太阳能发电系统建设及运营，风力发电场建设及运营，依托分布式能源的智能微电网技术开发及应用，高油微藻生物质发电，牧区户用小型风机制造，大型或超大型数据中心建设及运营。

关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知

国能新能[2014]445号

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、神华集团公司、国家开发投资公司、中国节能环保集团公司、中国广核集团有限公司，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

2013年以来，光伏电站建设规模显著扩大，为我国光伏产业持续健康发展提供了有力的市场支撑，但部分地区光伏电站与配套电网建设不同步、项目管理不规范、标准和质量管理薄弱的问题也很突出。为进一步规范光伏电站建设和运行管理，提高光伏电站利用效率，保障光伏发电有序健康发展，现将有关要求通知如下：

一、高度认识有序推进光伏电站建设的重要性。光伏发电是我国重要的战略性新兴产业，有序推进光伏电站建设对光伏技术进步、产业升级、优化能源结构和防治大气污染具有重大战略意义。各地区要按照能源生产和消费革命的总要求以及能源、经济和社会效益相统一的原则，把光伏发电作为控制能源消费总量、保护生态环境的重要措施，创新发展方式，完善政策体系和管理机制，推动光伏电站健康有序发展。

二、**加强光伏电站规划管理工作。**国家能源局根据国家可再生能源开发利用中长期总量目标，结合电力发展规划和电力市场消纳情况，在组织各地区对光伏电站建设条件进行研究论证基础上，统筹制定全国光伏电站建设规划，并建立光伏电站建设规划实施和滚动调整机制。各省级能源主管部门根据全国光伏电站建设规划有关要求，结合本地区电力市场及电网规划、建设和运行等情况，商国家能源局派出机构编制本地区光伏电站建设规划和年度实施计划建议，按有关管理要求上报国家能源局。规划内容应包括发展目标、主要任务、区域布局、重点项目、实施步骤、配套电网建设和保障措施等。

年度实施计划建议应包括拟建项目布局和规模、电网接入及市场消纳条件。

三、**统筹推进大型光伏电站基地建设。**国家能源局组织有关省级能源主管部门，选择太阳能资源丰富、未利用土地面积大、电网送出条件好的地区，编制大型光伏电站基地建设规划。鼓励结合调节性能好的水电站、外送电源基地等规划建设大型光伏电站（群）。国家能源局根据大型光伏电站基地建设规划及电力送出等建设条件落实情况，适时将其纳入年度实施计划或在计划调整时增加相应建设规模。大型光伏电站基地要起到引领技术进步、促进产业升级、推动光伏发电成本下降的作用。

四、**创新光伏电站建设和利用方式。各地区要加强对荒漠化土地、荒山荒地、滩涂、废弃物堆放场、废弃矿区以及各类未利用土地资源的调查，鼓励建设与生态治理、废弃或污染土地治理或者贫困县扶贫工作相结合的光伏电站项目，鼓励建设与现代设施农业、养殖业以及智能电网、区域多能互补清洁能源示范区相结合的光伏电站。**优先支持有关省（区、市）建设以推动光伏技术进步、集成技术应用和光伏发电价格下降的示范工程以及新能源示范省（区、市）、新能源示范城市、绿色能源县建设规划中的光伏电站项目。

五、**以年度规模管理引导光伏电站与配套电网协调建设。**国家能源局于第四季度组织编制下年度光伏电站建设年度实施计划，各省级能源主管部门应在国家能源局下达光伏电站年度指导规模一个月内，明确各光伏电站项目的容量及投资主体，并与电网企业衔接电力送出工程，商国家能源局派出机构形成年度实施计划并报送国家能源局，同时抄送国家能源局派出机构。在省级能源主管部门确定年度实施计划后，发电企业要及时开展项目接入系统设计，电网企业要及时确定接入系统方案，出具项目接网意见并开展配套送出工程可行性研究。在项目备案后，电网企业与发电企业按接网协议约定开展工程建设。电网企业要简化内部审批程序，缩短企业内部决策流程，对一般性的光伏电站项目由省级或以下电网企业办理相关手续。

六、**规范光伏电站资源配置和项目管理。**各省级能源主管部门应按照《光伏电站项目管理暂行办法》等要求，明确光伏电站项目备案条件及流程，并尽可能减少项目备案前置性条件。各地区要科学安排项目布局和建设规模，鼓励采取招标、竞争性比选等方式选择技术经济指标先进、市场消纳条件好以及采用新技术新产品的项目，取得备案的项目在规定时限内未开工，省级及以下能源主管部门可用其他等容量的项目替代。禁止买卖项目备案文件及相关权益，已办理备案手续的光伏电站项目，如果投资主体发生重大变化，应当重新备案。

七、**加强电网接入和并网运行管理。**各级电网企业应按照国家能源局和省级能源主管部门的要求，研究光伏电站的电力送出和市场消纳方案。根据所在地区光伏电站年度实施计划，及时落实项目接网条件，在规定时限内出具电网接入意见、审核接入系统设计方案、安排配套电网建设。电网企业应采取智能化运行调度技术和管理措施，统筹系统内火电、水电等调峰电源与

光伏电站的配置和协调运行，深入挖掘系统调峰潜力，确保符合规划和技术标准的光伏电站的电力优先上网和全额保障性收购。电网企业应按有关规定对外公开与光伏电站并网运行相关的调度信息。

八、**创新光伏电站金融产品和服务。鼓励银行、保险、投资银行等金融机构结合光伏电站的特点和融资需求，对光伏电站提供优惠贷款，简化贷款管理流程，采取灵活的贷款担保方式，实行以项目售电收费权为质押的贷款机制。鼓励银行等金融机构与地方政府合作建立融资服务平台，与光伏电站投资企业建设银企战略合作关系，**探索对有效益、有市场、有订单、有信誉的“四有企业”实行封闭贷款。**统筹国家支持光伏发电政策、国家扶贫政策和地方支持政策，支持具有扶贫性质的光伏电站项目建设。鼓励各类投资银行、基金、保险、信托等金融机构探索建立健全光伏发电投资基金，开发各种金融产品，推动光伏电站资产证券化。**

九、**加强工程建设质量管理。**并网运行的光伏电站项目须采用经国家认监委批准的认证机构认证的光伏电池组件、逆变器等关键设备。项目单位进行设备采购招标时，应明确要求采用获得认证且达到国家规定指标的产品。光伏电池组件供货厂商应提供与检测认证相一致的电池片、银浆、封装材料、玻璃、背板、接线盒、连接器等关键部件和原辅材料来源、规格和等级信息。光伏电站工程设计和建设单位应严格执行国家标准（含行业标准）和工程规范，项目单位应按照有关管理规定进行工程项目竣工验收，并将竣工验收报告报送省级能源主管部门、国家能源局派出机构，抄报国家光伏发电技术管理归口单位，竣工验收报告是项目列入国家可再生能源发展基金补贴目录的前提条件。国家能源局会同国务院相关部门适时组织光伏电站工程质量检查，并将检查结果以适当方式对外公布。

十、**加强光伏电站建设运行监管工作。**国家能源局派出机构会同各省级能源主管部门等加强对光伏电站项目的事中事后监管。对年度实施计划中的光伏电站项目，督促协调电网企业及时落实接网条件并按规定时限审核接入系统设计，出具接网意见。加强对年度实施计划项目前期工作和建设进度的监测，对影响年度实施计划完成的项目要及时查明原因，并提出整改意见。对光伏电站设计和工程建设执行国家标准（含行业标准）规范和竣工验收情况进行监督检查。对并网运行项目的全额上网情况进行监管，对未能全额上网的，要查明原因，认定责任，督促相关方限期改正，并将情况上报国家能源局。国家能源局派出机构按半年、全年向国家能源局上报专项监管报告。监管报告应包括年度计划执行情况、光伏电站并网运行及限电情况、电费结算及补贴拨付情况等，并对下半年计划调整或下年度实施计划的制度提出意见。国家能源局及派出机构对各地区光伏电站备案和建设进度监测，对进展迟缓的省（区、市），在确认其不能完成年度规模时，将不能完成部分的规模指标调剂到有能力完成的地区。

十一、**加强监测及信息统计和披露。**各级能源主管部门和国家能源局派

出机构要加强光伏电站项目备案、工程建设、并网运行及电费结算等信息统计及对外发布等产业发展监测工作。各省级及以下地方能源主管部门按照《国家能源局关于印发加强光伏产业信息监测工作方案的通知》（国能新能[2014]113 号）和《国家能源局综合司关于加强光伏发电项目信息统计及报送工作的通知》（国能综新能[2014]389 号）等文件的有关要求，按月在国家光伏发电信息管理系统填报信息,每年 1 月 30 日前向国家能源局上报上年度总结报告，7 月 15 日前上报年度实施计划上半年进展报告，同时抄送国家能源局派出机构，报告内容包括各项目备案、开工时间、建设进度安排、电力送出工程建设情况等，国家能源局按季度发布光伏电站建设和运行信息。国家能源局会同有关部门加强光伏电站建设运行相关信息监测统计和对外公开工作，并将年度实施计划的完成情况、弃光限电等信息作为制定光伏电站建设规划、下年度年度实施计划的重要依据。对弃光限电较严重的地区，暂停下达该地区下年度新增建设规模指标。

国家能源局

2014 年 10 月 9 日

关于实施光伏扶贫工程工作方案

10 月 11 日，国家能源局、国务院扶贫开发领导小组办公室联合印发《关于实施光伏扶贫工程工作方案》（以下简称《方案》），决定利用 6 年时间组织实施光伏扶贫工程。

《方案》指出，光伏扶贫既是扶贫工作的新途径，也是扩大光伏市场新领域的有效措施，有利于人民群众增收就业，有利于人民群众生活方式变革，具有明显的产业带动和社会效益。**要通过支持片区县和国家扶贫开发工作重点县内已建档立卡贫困户安装分布式光伏发电系统，增加贫困人口基本生活收入；要因地制宜，利用贫困地区荒山荒坡、农业大棚或设施农业等建设光伏电站，直接增加贫困人口收入。**

《方案》明确，要以“统筹规划、分步实施，政策扶持、依托市场，社会动员、合力推进，完善标准、保障质量”为实施光伏扶贫工程工作原则，并从开展调查摸底、出台政策措施、开展首批光伏扶贫项目、编制全国光伏扶贫规划（2015-2020）、制订光伏扶贫年度方案并组织实施、加强技术指导、加强实施监管等方面细化提出了 7 项工作内容，并对每项重点工作完成进度时间提出要求。

为确保光伏扶贫工程的顺利实施，《方案》还明确提出了 3 条组织和政策保障措施。**一要建立工作协调机制，国家能源局、国务院扶贫办要加强联系和协调配合；二要建立技术服务体系，在国家能源局领导下，水规总院会同扶贫发展中心、电网、监测认证机构及主要光伏相关设备制造企业建立技**

术支撑体系，负责光伏扶贫全过程的技术服务；三要落实相关配套政策，建立国家统筹、地方配套、银行支持、用户出资多种资金筹措机制，统筹电站建设和分布式光伏建设。

解读《关于实施光伏扶贫工程工作方案》

10 月 11 日，国家能源局联合国务院扶贫办联合下发关于实施光伏扶贫工程工作方案的通知。通知重点内容摘要及解读如下:

一、 工作目标

2014-2020 年期间，开展两种模式光伏扶贫工程:

1. 分布式光伏扶贫: 通过增加片区县和贫困县内贫困户安装分布式光伏;

2. 光伏农业扶贫: 利用贫困地区荒山荒坡、农业大棚或设施农业建设光伏电站;

相比城市，农村地区户用屋顶产权清晰，也有理想的户用分布式屋顶资源。由于很农村多地区处于电网末端，电力供应能力不足，一些地区为了保障城市电力供应，也存在断电、限电问题。实施光伏扶贫工程，对于拥有屋顶资源、空闲土地的贫困地区农民不仅可以有效解决用电问题，还可实现收入增加。国外以往也有开展农村与电力公司及融资机构的合作模式可以借鉴。但同时农村地区电气化水平落后，电网结构及配套设施不完善，用电需求不高及屋顶分散可能造成的成本增高等问题也都是需要进一步解决的。相比而言光伏电站扶贫模式较为简单，因此竞争会相对激烈，地方政府可能会考虑采用要求企业部分投资建设户用光伏来换得光伏电站指标的施行模式。

2012 年中央财政用于农村贫困地区使贫困农民直接受益的综合扶贫投入 2996 亿元，比上年增长 31.9%。2011 年中央财政综合扶贫 投入约 2272 亿元，2010 年约 1618 亿元。通过网上公布的数据可以看出，国家近几年加大力度投入到扶贫事业中，财政拨款在短短的三年中就翻了一番。以河北省为例，2011 年国家下达河北省财政扶贫资金 41,697 万元，同时还有各类贴息贷款。2013 年合肥市、县财政安排 300 万元专项资金在全市选择了 105 户农村贫困家庭开展分布式光伏。至于光伏扶贫补贴资金会从千亿体量的资金中占到多少，还有待进一步明确。

二、工作原则

国家能源局与扶贫办将根据贫困户增收需求与电网配套情况，集中规划光伏扶贫项目，先开展户用扶贫，在具备条件地区开展光伏农业扶贫和光伏电站扶贫。可以看出户用光伏扶贫很有可能是未来获得地面电站项目的先决条件与切入点。

明确未来将进一步统筹细化相关扶贫政策、光伏政策、金融税收、电网配套等政策。不仅需要国家地方配合政策落地，更要依靠引入市场化机制来实现工程建设目标。并鼓励企业履行社会责任，协力解决资金问题。

三、工作内容

以县为单位摸清具体情况，包括贫困县区产业经济、人口、能源、电力发展现状，特困户屋顶、荒山荒坡及土地资源利用条件，初步确定户用光伏或村级光伏电站场址。初步考虑优先支持用电量较大、电网接入和消纳条件较好的地区作为优先扶贫对象。每个贫困县选择 2-3 个具备建设条件的光伏设施农业、光伏农业大棚或荒山荒坡的光伏电站场址，作为光伏农业扶贫的重点项目。

整合扶贫政策和分布式光伏政策，通过政府补贴、农户出资、银行优待、可再生能源基金、电网服务等多种形式支持光伏扶贫。后续除明确国家扶贫基金等政府补贴外，可能还会引入社会资金开展多种商业模式的合作开发。

在宁夏、安徽、山西、河北、甘肃、青海 6 省 30 县开展首批试点，选择有积极性的企业参加试点项目。以省为单位提出光伏扶贫工作方案和实施方案，争取年底前批复实施。

贫困县名单如下:

河北省（39 个）

石家庄（3）：平山县、灵寿县、赞皇县;

张家口市（10）：康保县、张北县、阳原县、赤城县、沽源县、怀安县、崇礼县、尚义县、蔚县、万全县;

承德市（6）：平泉县、滦平县、隆化县、丰宁县、围场县、宽城县;

秦皇岛市（1）：青龙县;

保定市（4）：阜平县、涞源县、顺平县、唐县;

沧州市（6）：东光县、海兴县、盐山县、南皮县、献县、孟村县;

衡水市（2）：武强县、武邑县;

邢台市（3）：临城县、广宗县、巨鹿县;

邯郸市（4）：魏县、大名县、涉县、广平县。

山西省（35 个）

太原市：娄烦县

大同市：天镇县、灵丘县、阳高县、广灵县、浑源县

朔州市：右玉县

长治市：平顺县、武乡县、壶关县

忻州市：神池县、五寨县、五台县、偏关县、静乐县、繁峙县、河曲县、保德县、岢岚县、代县、宁武县

晋中市：和顺县、左权县

临汾市：大宁县、永和县、隰县、汾西县、吉县

运城市：平陆县

吕梁市：交口县、临县、方山县、岚县、石楼县、兴县

安徽省（19 个）

阜阳市：临泉县、阜南县、颍上县、颍东区

亳州市：利辛县

安庆市：太湖县、宿松县、岳西县、潜山县
六安市：寿县、霍邱县、裕安区、舒城县、金寨县
池州市：石台县
宿州市：砀山县、萧县、灵璧县、泗县
宁夏回族自治区（8个）
吴忠市：同心县、盐池县
固原市：原州区、西吉县、隆德县、泾源县、彭阳县
中卫市：海原县
四、组织和政策保障
光伏扶贫工程由国家能源局刘琦副局长牵头，新能源司具体负责。
国务院扶贫办由欧青平副主任牵头，发展指导司具体负责。水规总院最为技术支撑单位。文件中明确相关负责人与组织合作机制，将有助于政策的进一步落实。建立国家统筹、地方配套、银行支持、用户出资多种资金筹措机制。光伏扶贫优先列入光伏发电年度开发计划并单独下达。要求电网企业按月与用户结算电费，鼓励企业进行直接投资。
五、工作进度安排
2014 年 10 月，以省为单位、县为单元、村为单体、户为单位完成户用光伏扶贫和光伏电站场址调查。10-11 月，扶贫办会同能源局制定关于开展光伏扶贫的指导意见，11-12 月组织编制全国光伏扶贫规划，12 月底下达首批光伏扶贫项目。2015 年 1-2 月，组织地方编制并上报 2015 年光伏扶贫年度实施方案，统筹光伏发电规模和国家扶贫资金后组织下达并实施。

国家能源局关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知

国能监管[2014]450 号

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构：
去年以来，各地认真贯彻落实国务院转变职能、简政放权的要求，积极制定配套政策和实施方案，优化电源项目备案（核准）程序，调动了项目投资开发的积极性，特别是光伏发电、风力发电等呈现出良好的发展态势。但是，也确有一些地区和项目存在政策尚未完全落实、配套措施缺失以及备案（核准）程序不透明等问题，甚至出现新建电源项目投资开发的投机行为，增加了项目建设成本，扰乱了新建电源项目投资开发秩序。
为进一步规范新建电源项目投资开发秩序，构建公开公平公正的投资环境，有效控制电源项目工程造价，维护电力投资者的合法权益，促进电源健康有序开发，国家能源局决定在全国范围内开展新建电源项目投资开发秩序专项监管。现将有关事项通知如下：

一、工作目标

（一）进一步规范新建电源项目投资开发秩序，坚决制止新建电源项目投产前的投机行为。

（二）落实电源建设规划目标，促进新建电源项目及时投资建设。

（三）对新建电源项目投资开发中的违法违规行为严格依法依规处理；涉嫌犯罪的，依法移送司法机关处理。

（四）研究提出进一步完善电源项目备案（核准）管理的具体措施和政策建议。

二、主要内容

此次专项监管的重点是 2013 年 7 月至 2014 年 9 月，各省光伏发电、风力发电、生物质发电以及火电项目（以下简称电源项目）备案、核准和投资开发情况。重点包括以下内容:

（一）所在省电源项目备案（核准）情况。

（二）电源项目投产前各项工作进展情况，含项目申请、备案（核准）、开工、建设等各阶段的实际情况。

（三）电源项目投产前的股权变动等情况。

（四）电源项目建成投产情况等。

上述第（一）项内容由各省（区、市）发展改革委（能源局）负责统计并提供电源项目备案（核准）清单，第（二）、（三）、（四）项内容由各派出机构负责核查。

三、工作要求

（一）加强组织领导。

国家能源局成立专项监管工作领导小组，负责专项监管的统筹协调，研究解决工作中出现的重大问题。组长由吴新雄同志担任，副组长由刘琦、王禹民、谭荣尧同志担任。领导小组办公室设在市场监管司，市场监管司负责同志担任办公室主任，电力司、新能源司、市场监管司负责具体工作。

各派出机构会同所辖地区省级发展改革委（能源局）开展专项监管工作，成立专项监管工作小组，组长由所在地派出机构主要负责同志担任，派出机构和所在省（区、市）发展改革委（能源局）有关负责同志担任副组长。

各单位要高度重视，切实加强组织领导，有效衔接、密切配合、信息共享，形成工作合力，务求取得实效。

（二）突出工作重点。

要针对各地区存在的突出问题，抓住关键环节，认真梳理新建电源项目申请、备案（核准）、开工、建设、投产等各环节的重点内容，制定详细的工作方案，并提出切实可行的工作措施。

（三）提高工作效率。

要集中人员力量，迅速组织开展专项监管工作，及时发现问题，并提出合理的监管意见建议。各派出机构在 11 月 15 日前完成所在地专项监管工作，

并将监管报告报送市场监管司。

国家能源局关于规范光伏电站投资开发秩序的通知

国能新能[2014]477号

各省（区、市）发展改革委（能源局）、新疆生产建设兵团发展改革委、个派出机构，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院，国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、中国国电集团公司、中国电力投资集团公司、神华集团有限责任公司、国家开发投资工资、中国节能环保集团公司、中国广核集团有限公司:

2013年7月国务院出台支持光伏产业发展的政策以来，各级地方政府和电网企业等积极制定配套政策措施，调动了各类投资主体的积极性。同时，对光伏发电项目明确由升级或以下地方政府部门按备案方式管理。项目备案等管理环节的效率显著提高，为光伏发电创造了良好的投资环境。在一系列政策措施支持下，我国光伏应用在全国多个领域以多种方式全面发展，形成了集中式与分布式并重、企业与个人积极投资建设的良好局面，我国光伏产业进入到了产品制造与市场应用协调发展的新阶段。

但是，在光伏发电市场快速扩展的情况下，在项目投资开发环节也出现了资源配置不公、管理不规范和不同程度的投机获利现象，给光伏电站建设造成了不良影响。为加强光伏电站项目管理，杜绝投资开发中的投机行为，保持光伏电站建设规范有序进行，现将有关管理要求通知如下:

一、**加强光伏电站的规划工作。**各省（自治区、直辖市）政府能源主管部门要组织具备建设光伏电站条件的地区，系统开展光伏电站建设条件调查评价和规划工作，统筹考虑太阳能资源、土地用途、电网接入及市场消纳等条件，合理规划光伏电站开发布局和建设时序，优先安排结合扶贫开发、生态保护、污染治理、设施农业、渔业养殖等建设的具有综合经济效益和社会效益的光伏电站项目。

二、**完善光伏电站项目资源配置方式。**各省级及以下地方政府能源主管部门应根据不同光伏电站项目的性质、规模和特定需求等，设立相应的项目建设标准等要求并向社会公布，鼓励采取招标等竞争性方式配置项目资源和选择项目投资主体。对明显缺乏相应的资金、技术和管理能力的企业，不应配置与其能力不相适宜的光伏电站项目。

三、**健全光伏电站项目备案管理。**各省（自治区、直辖市）能源主管部门应进一步完善光伏电站项目备案管理办法，下放到省级以下地方政府能源主管部门进行备案管理的，应提出规范的备案管理要求。**项目备案文件应明确项目建设内容、投资主体、建设场址及外部建设条件等要素，针对光伏电站项目开发周期短的特点，对备案文件的有效期限以及撤销、变更的条件和**

流程应作明确规定。在有效期内未开工建设且未按规定申请延期的，项目备案文件到期后自动失效。

四、**制止光伏电站投资开发中的投机行为。申请光伏电站项目备案的企业应以自己为主（作为控股方）投资开发为目的，能够按照规则和年度计划及时开展项目建设。对于不以自己为主投资开发为目的、而是以倒卖项目备案文件或非法转让牟取不当利益为目的的企业，各级能源主管部门应规定其在一定期限内不能作为投资主体开发光伏电站项目。**在光伏电站前期工作中企业间正常的技术服务和商业合作应依法合规进行。出于正当理由进行项目合作开发和转让项目资产，不能将政府备案文件及相关利益有偿转让。已班里备案手续的项目的投资主体在项目投产之前，为经备案机关同意，不得擅自将项目转让给其他投资主体。项目实施中，投资主体发生重大变化以及建设地点、建设内容等发生改变，应想项目备案机关提出申请，重新班里备案手续。

五、**禁止各种地方保护和增加企业负担的行为。**各级地方政府能源主管部门在配置光伏电站资源时，应制定公开公平公正的规则，不得以各种理由限制本地区之外的符合准入条件的企业不得对企业提出强行采购本地区光伏电池板等产品的要求。在配置光伏电站资源和项目备案环节，不得向企业收取国家法律法规之外的任何费用，也不得以任何形式想企业摊派与项目建设无关的任何费用，实行招标等竞争性方式配置光伏电站资源的，不得以资源使用费等作为竞争条件。

六、**严肃处理光伏光伏电站开发中的违法违规行为。**各省（自治区、直辖市）能源主管部门应加强对光伏电站资源配置、项目备案和建设过程的管理，结合派出机构通报的监管信息，对不符合公开公平公正原则的光伏电站资源配置和违规收费行为以及企业的投机行为要及时制止纠正。要加强光伏电站项目备案管理，对更换投资主体后重新备案和变更备案的项目，要严格审核把关，确认不存在将备案文件有偿转让的问题。对于通过转让项目备案文件及相关权益牟取非法利益的企业，按照“谁备案、谁负责、谁处理”的原则，各省（自治区、直辖市）能源主管部门依法依规严肃处理。

七、**加强光伏电站年度计划执行管理。**国家能源局于第四季度组织编制下年度光伏电站建设指导规模,在国家能源局下达光伏电站年度指导规模后，各省（区、市）能源主管部门应在一个月内，确定纳入规模的光伏电站项目，明确项目名称、建设地点、建设容量和投资主体，并将相关项目信息报送国家能源局。各省（区、市）及市县能源主管部门要监督督促协调项目抓紧落实电网接入、土地使用等建设条件，项目单位要制定项目实施计划，报送项目备案机关并定期报送进展情况，原则上应在备案当年开工建设并在年内建或投产。年初确定的项目在 9 月底仍不能完成备案的，省级及以下能源主管部门可用其他等容量的项目替代该项目，被替代的项目在备案有效期内开工建设可纳入下年度的建设规模。

八、**加强对光伏电站项目的监管。**国家能源局派出机构要加强对光伏电站项目资源配置、项目备案、工程建设、电网接入、并网运行、全额上网、电价执行和电费结算的全过程闭环监管。各省（自治区、直辖市）能源主管部门应及时向国家能源局报告光伏电站建设年度计划执行、项目备案和建设进度等信息，并抄送派出机构。派出机构应定期对光伏电站开工及建设进度情况进行检查，及时向国家能源局报告有关情况，并抄送所在省（自治区、直辖市）能源主管部门。派出机构发现光伏电站资源配置和项目转让中的非法行为，应向所在省（自治区、直辖市）能源主管部门通报监管信息，并向国家能源局报告。

国家能源局

2014 年 10 月 28 日

2014年地方相继出台相关政策汇总

省份	政策文件	内容
北京	《北京市分布式光伏发电项目管理暂行办法》	推进分布式光伏发电应用，简化备案程序，电力公司与项目单位和个人的电费结算及相关补贴等方面做了说明。
河北省		对采用省内生产光伏组件建设的光伏电站项目，优先并网，全额收购。装机容量在 1MW 及以上，未享受中央财政资金补贴，且在省级电网并网销售的光伏电站，2014 年底前建成投产的，上网电价 1.3 元/kWh，2015 年建成投产的为 1.2 元/kWh，上述上网电价自项目投产之日起暂执行三年。
山东省	《关于贯彻落实国发〔2013〕24 号文件促进光伏产业健康发展的意见》(鲁政发〔2014〕16 号)	2013-2015 年所有发电量在国家规定的每千瓦时 0.42 元补贴标准基础上，省级再给予每千瓦时 0.05 元的电价补贴。2014 年，筹集 1 亿元设立省级分布式光伏发电应用专项资金，严格落实 2015 年之前光伏发电增值税即征即退 50%等优惠政策。
	《山东省 2014-2015 年节能减排低碳发展实施方案》	严控单纯增加扩大产能的多晶硅光伏电池及组件项目，山东省内新上光伏制造项目要满足多晶硅光伏电池转换效率不低于 18%的要求。积极鼓励光伏发电的推广应用。利用荒山荒地、盐碱地、滩涂等未利用地及采矿废弃地推进各类光伏电站建设。设立 1 亿元省级分布式光伏发电应用专项资金。
山西省	**太原市** 《太原市人民政府关于加快推进光伏产业发展的实施意见》	太原市企业（单位、居民）在市域范围内新建的分布式光伏发电项目，根据项目建成后实际发电效果予以扶持。2015 年前，对光伏发电实行增值税即征即返 50%的政策；对分布式光伏发电自发自用电量免收随电价征收的各类政府性基金和附加。鼓励光伏企业总部迁入太原。对来并投资或扩大生产规模的光伏

		企业，优先安排土地指标和必备配套服务设施用地，对实际完成投资额在 5000 万元以下、5000 万元-1 亿元和 1 亿元以上的，给予一定固定资产投资补助或奖励。
陕西省	陕西省《关于示范推进分布式光伏发电实施意见》	省级财政将按照 1 元/瓦的标准给予建设主体一次性补助。2014 年起连续 3 年，陕西将按照每年约 100 兆瓦规模，通过屋顶发电、建筑一体化等方式建设分布式光伏电站；拟建设 6 个分布式光伏发电示范区，50 个光伏发电应用示范镇。
河南省	河南省发展和改革委员会关于推进光伏发电项目建设的通知（豫发改能源[2014]626 号）	2014 年国家下达河南省新增光伏发电规模 750MW，其中分布式光伏发电 550MW，光伏电站 200MW，为积极推进全省光伏发电发展，调动各方积极性，经研究决定，在河南光伏发电规模化发展的起步阶段，暂不受国家指导规模的限制。按照 2：1 的比例安排分布式发电建设计划和光伏电站建设项目。为鼓励个人家庭分布式光伏发电发展，各地可按照个人家庭分布式光伏发电投产总量的 6 倍规模安排新增光伏电站。按照分布式发电和光伏电站建成投产的先后顺序纳入国家光伏发电补贴资金支持范围，各地纳入国家补贴范围的光伏电站规模不得超过当地分布式发电规模的 50%。
	洛阳市 《关于加快推广分布式光伏发电的实施意见》	对 2015 年底前建成并网发电、且优先使用洛阳市企业生产的组件的分布式光伏发电项目，按其装机容量给予 0.1 元/W 奖励，连续奖励 3 年。
湖北省	**黄石市:** 《黄石市关于支持光伏发电产业发展的意见》	建设分布式光伏发电电价，该市在国家每度电补贴 0.42 元的基础上，增补 0.1 元；建设光伏发电站发电电价，按照国家有关规定，在物价主管部门批复的上网电价的基础上，增补 0.1 元，补贴时间为 10 年。
安徽省	**合肥市** 《关于加快光伏推广应用促进光伏产业发展的意见》	2014 年起，合肥市县两级财政补助标准提高至 3 元/瓦，单户最高补助额度不超过 5 千瓦。另外按照发电量给予每度电 0.25 元/千瓦时的补贴。合肥市还鼓励业主委托专业公司管理运营屋顶、光电建筑一体化等电站，并按照实际上网电量给予管理公司 0.02 元/千瓦时的额外补贴。
上海	《上海市可再生能源和新能源发展专项资金扶持办法》	分布式光伏的“度电补贴”金额为工商业用户 0.25 元/kWh，个人用户 0.4 元/kWh，为期 5 年。
	《2014 年度分布式光伏发电年度新增建设规模的通知》	2014 年度上海市新增享受国家补贴资金的分布式光伏发电规模为 200 兆瓦。
江苏	《继续扶持光伏发电政策意见的通知》	全省新投产的非国家财政补贴光伏发电项目，实行地面、屋顶、建筑一体化，每千瓦时上网电价分别确定为 2012 年 1.3 元、2013

省		年 1.25 元、2014 年 1.2 元和 2015 年 1.15 元。
浙江省	浙江省关于进一步明确光伏发电价格政策等事项的通知 浙价资〔2014〕179 号	符合浙政发〔2013〕49 号文件规定，获得国家可再生能源发展基金补贴的光伏发电项目，省再补贴 0.10 元/千瓦时。2013-2015 年期间在嘉兴光伏高新技术产业园区内新建成投产的屋顶光伏发电项目，在项目建成后的前 3 年，省再补贴 0.30 元/千瓦时。在 3 年补贴享受期内，不同时享受前述省级补贴。
	嘉兴市 嘉兴市人民政府印发关于进一步扶持光伏产业发展的若干意见 （嘉政发[2013]52 号）	自 2013 年起到 2015 底，对市本级 200MW 分布式光伏发电项目进行电量补贴，补贴标准为 0.1 元/kWh，连续补贴 3 年（已享受国家金太阳、光电建筑一体化项目补助的，不再补贴）。
	海宁市 海政办发〔2013〕260 号	对市域范围内实施的光伏发电项目，经申报批准，装机容量达到 0.1 兆瓦以上，在国家、省财政补助基础上，对光伏发电实行电价地方补贴。对在 2014 年底前建成的按 0.35 元/千瓦时标准给予补贴，连续补助五年；对屋顶资源提供方按装机容量给予 0.3 元/瓦一次性补助。
	温州市 《关于扶持分布式光伏发电的若干意见》	在温注册的光伏企业在温新建光伏发电项目，根据其年发电量给项目主营企业每度电 0.1-0.2 元的补贴。只要在屋顶上光伏发电系统，就按发电量给屋顶所有者每度电 0.05 元的补贴，家庭电站项目建成并网后从发电之日起，给予每度电 0.3 元的补贴，一补五年。（已享受国家“金太阳”、“光电建筑一体化”项目投资补助的光伏发电项目，不再补贴。）
	桐乡市 桐经信产〔2013〕148 号	1）对实施项目按装机容量给予 1.5 元/W 的一次性奖励（已获得国家政策扶持的项目不补）； 2）2014 年以前建成投产，前两年按实际发电量 0.3 元/kWh 补助，第三至五年给予 0.2 元/kWh 补助； 3)对屋顶出租方按实际使用面积给予一次性 30 元/平方米的补助； 4)采购本市光伏企业生产的产品，按采购价格的 15%给予奖励。
	杭州市 杭州市人民政府关于加快分布式光伏发电应用促进产业健康发展的实施意见（杭政函〔2014〕29 号）	在国家补贴 0.42 元/kWh、浙江省补贴 0.1 元/kWh 的基础上，根据项目建成后的实际发电效果，在给予 0.1 元/kWh 的补贴，补贴期限暂定为 2014-2015 年。（已享受国家“金太阳”、“光电建筑一体化”资助的项目不再重复补贴。）
	湖州市	1）对 80%采用市内生产光伏组件的项目，在市内建成后按装机容量 50 万元/兆瓦奖励，最高奖励额度可达 300 万元。

	2）除按政策享受国家、省有关补贴外，再按其实际发电量给予项目主营企业 0.18 元/千瓦时的补贴。
丽水市 丽水市关于促进光伏发电产业健康发展的若干意见	自 2014 年起到 2016 年底，对市本级（含莲都区、丽水经济开发区）建成投运的光伏发电项目（含个人项目）所发电量，实行按照电量补贴的政策，补贴标准在国家、省规定的基础上，再补贴 0.15 元/千瓦时，自发电之日起连续补贴 5 年。 到 2016 年，全市光伏发电装机总容量达 200 兆瓦以上，其中市本级装机容量达到 50 兆瓦以上。
富阳市 富阳市关于加快分布式光伏发电应用促进产业健康发展的实施意见(试行)富政函[2014]58 号	1）2014-2016 年建成投产的项目，前两年按实际发电量 0.3 元/kWh 补助，第三至五年给予 0.2 元/kWh 补助。 2）对居民住宅的光伏发电项目按装机容量给予 1 元/峰瓦的一次性补助，不再享受发电补贴。 3）对连片开发、示范作用明显的农居点建设的分布式光伏发电应用项目，可适当在新农村建设资金中加大补助力度。
衢州市 衢州市人民政府关于促进光伏产业发展的若干意见 衢政发〔2013〕53 号	在本市绿色产业聚集区开展屋顶光伏发电集中连片开发试点，暂定 5 年内，对采购本地光伏产品的项目，在省上网电价 1.0 元/kWh 的基础上，给予 0.3 元/kWh 上网电价补贴(已享受国家、省各类补贴政策的项目，按上述标准折算评估后核定电价补贴)。
江山市 江山市关于促进光伏发电项目建设的意见（试行） 江政发〔2014〕2 号	1）光伏电站项目：按装机容量给予 0.3 元/W 的一次性补助，上网电价在国家标杆电价和省级补贴的基础上，再给予 0.2 元/kWh 的补助; 2）分布式光伏发电项目：按装机容量给予 0.3 元/W 的一次性补助，对自发自用电量，在国家和省级补贴的基础上，再给予 0.15 元/kWh 的补助; 3）鼓励年综合能耗 1000 吨标煤以上的企业建设屋顶光伏发电项目，对自身屋顶面积不够，租用周边企业屋顶建设的，按实际使用面积给予一次性 10 元/m^2 的补助。
宁波市 宁波甬政发〔2014〕29 号	光伏发电项目补贴对象必须是在宁波市范围内注册的企事业单位，具有独立法人资格，且注册资金 1000 万元以上，项目装机容量在 0.5 兆瓦以上，不和并网要求并完成竣工验收的项目，在国家、浙江省确定发电量补贴标准基础上，自项目并网发电之日起，我市再给予 0.10 元/千瓦时的补贴，补贴年限为 5 年。
绍兴市	对企业投资的分布式光伏发电示范工程项目，给予项目投资 5%的补助，补助金额不超过 150 万元。

	绍兴市关于加快分布式光伏发电应用的实施意见（绍政办发〔2014〕42 号）	在绍注册企业投资新建并于 2015 年底前建成并网发电的分布式光伏发电项目，根据项目建成后的实际发电效果，除按政策享受国家 0.42 元/千瓦时、省 0.1 元/千瓦时补贴外，自发电之日起按其实际发电量由项目所在地政府（管委会）再给予 0.2 元/千瓦时的补贴，补贴期限为五年。
	瑞安市	对市域范围内工业企业实施的装机容量达到 50 千瓦以上的光伏发电项目，以及学校、医院等公共建筑屋顶安装光伏发电系统的，除按政策享受国家、省、温州市有关补贴外，所发全部电量（包括自发自用和上网电量），给予每度电 0.3 元补贴，一补五年。对安装分布式光伏发电的厂房屋顶租赁补贴，按其发电量给予每度电 0.05 元的补贴。
广东	**广州市：** 《广州市分布式光伏发电项目管理办法》（征求意见稿）、《广州市太阳能光伏发电项目建设专项资金管理办法》（征求意见稿）	在太阳能光伏发电项目建成投产满 1 年或验收合格后开始补助。对于项目建设居民个人或单位，按照 0.1 元/千瓦时的标准，以项目上一年度所发电量为基础计算补助金额。补助时间为项目建成投产后连续 10 年。对于建筑物所属人，以建成的项目总装机量为基础，按 0.2 元/瓦的标准确定补助金额，一次性发给建筑物权属人，单个项目最高补助金额为 200 万元。
	佛山市： 《佛山市分布式光伏发电应用项目奖励和补助资金管理办法（征求意见稿）》	商业、学校、医院、居民社区建筑和构筑物按 2 万元/兆瓦进行支持，单个项目奖励最多不超过 20 万元；个人家庭提供自有建筑和构筑物面积达到安装单个分布式光伏发电项目规模达 4000 瓦及以上的，按 1 元/瓦奖励，单个项目奖励最多不超过 1 万元。对 2014-2015 年建成、符合补助范围的项目，按实际发电量补助 0.15 元/千瓦时，自分布式光伏发电项目实现并网发电的次月起连续 3 年实施补助。
广西省	**桂林市**	对开展分布式光伏发电的企业和个人，按全电量给予财政补贴，电价补贴标准为 0.42 元/千瓦时，对自用有余上网的电量，由电网企业按照本地燃煤机组标杆上网电价（0.4552 元/千瓦时）收购。
江西省	《江西省万家屋顶光伏发电示范工程实施方案（试行）》	江西省万家屋顶光伏发电示范工程除了国家补贴 0.42 元/kWh 外，省专项资金补助一期工程补助 4 元/W，二期工程暂定补助 3 元/W。原则上按照每户最大不超过 5 千瓦、平均 3 千瓦的装机水平，建设户用光伏发电示范工程。一期工程 1000-2000 户，总装机 3-6 兆瓦；力争 3 年内建设 10000 户。
	《江西省人民政府办公厅关于印发加快推进全省光伏发电应用工作方案的通知》	建成投产并通过验收的光伏发电项目按发电量每度电给予 0.2 元补贴，补贴 20 年。补贴资金由省承担，省电力公司按月代发。

黑龙江	**大庆市** 大庆市人民政府关于促进光伏产业发展的若干意见(试行)庆政发〔2014〕8号	到 2015 年，建设不少于 30 个地面光伏示范发电站，其中分布式示范发电站 12 个，光伏技术与国际同步发展，太阳能电池片年产能达到 400 兆瓦，光伏发电装机容量达到 500 兆瓦，光伏产业链初步形成；到 2020 年，在应用领域，光伏发电总装机容量累计可达 1500 兆瓦，其中光伏电站装机容量 1000 兆瓦、分布式光伏发电装机容量 500 兆瓦，在制造领域，实现 1500 兆瓦高效晶体硅电池、薄膜电池及组件生产能力，形成完善光伏产业链，全市光伏产业销售收入达到 500 亿元以上；到 2030 年光伏发电总装机容量累计达到 3000 兆瓦。
福建省	关于印发福建省促进光伏产业健康发展六条措施的通知（闽经信技术〔2014〕60 号）	认真落实税收优惠政策，对销售自产的利用太阳能生产的电力产品，自 2013 年 10 月 1 日至 2015 年 12 月 31 日，实行增值税即征即退 50%的政策。金融部门要创新服务，支持光伏生产企业运用应收账款、仓单、产品销售补贴账户等进行质押融资；为各类分布式光伏发电项目投资主体提供信贷支持，在利率和贷款年限上给予优惠。
内蒙古	内蒙古自治区 2013-2020 年太阳能发电发展规划	到 2015 年，内蒙古太阳能发电装机规模达到 2600MW；到 2017 年，内蒙古太阳能发电装机规模达到 4000MW；到 2020 年，内蒙古太阳能发电装机规模达到 6000MW。