

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

2012 年 1 月 18 日财建[2012]21 号

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、科技厅（委、局）、发展改革委（能源局），新疆生产建设兵团财务局、科技局、发展改革委：

为加快国内光伏发电规模化应用，促进光伏产业持续稳定发展，现将 2012 年金太阳示范工作有关事项通知如下：

一、支持范围

（一）在经济技术开发区、高新技术开发区、工业园区、产业园区、商业区进行集中建设的用户侧光伏发电项目，优先支持建设规模较大的集中成片示范项目和已批准的集中应用示范区扩大建设规模。

（二）利用工矿、商业企业既有建筑等条件分散建设的用户侧光伏发电项目。

（三）开展与智能电网和微电网技术相结合的集中成片用户侧光伏发电项目示范。

（四）解决偏远无电地区居民用电问题的独立光伏、风光互补发电等项目。

二、支持条件

（一）项目单位资本金不低于项目总投资的 30%。

（二）光伏发电集中应用示范区项目需整体申报，总装机容量原则上不小于 10 兆瓦，分散建设的用户侧发电项目装机容量原则上不低于 2 兆瓦。采取合同能源管理方式建设的项目，项目实施单位必须与用电单位签订长期协议。

（三）进行光伏发电集中应用示范的经济技术开发区、高新技术开发区、工业园区、产业园区，必须明确专门的管理机构，负责协调项目建设、电网接入、运行管理等方面工作。

（四）示范项目需具备较好经济效益，设计方案合理，建筑屋顶改造投资较低等条件，对与新建厂房整体规划建设的项目优先支持。

（五）项目并网设计符合规范，发电量主要自用。

（六）独立发电项目必须以县（及以上）为单位整体实施，并选择有实力的项目业主单位，制定完善的运行管理方案，确保项目建设质量和长期稳定运行。

（七）项目采用的关键设备（包括光伏组件、逆变器、蓄电池）由实施单位自主采购，设备供应企业和产品性能必须满足相关要求（见附件 1）。

（八）项目必须在 2012 年 12 月 31 日前完成竣工验收。

（九）以前年度承担金太阳示范项目但未按要求期限完工的项目单位，不得申报新项目。已获得相关政策支持的项目不得重复申报。

三、补助标准

（一）2012 年用户侧光伏发电项目补助标准原则上为 7 元/瓦。考虑到 2011 年四季度以来，光伏发电系统建设成本下降幅度较大，2011 年用户侧光伏发电项目的补助标准原则上由 9 元/瓦调整为 8 元/瓦，对确实不能实现合理收益的项目，可由项目单位申请调整或取消。

（二）独立光伏、风光互补发电等项目的补助标准另行确定。与智能电网和微电网技术相结合的集中成片用户侧光伏发电项目补助标准在 7 元/瓦基础上，考虑储能装置配备等因素适当增加。

四、项目申报和资金下达程序

（一）项目实施单位按有关要求编制项目实施方案，按属地原则上报省级财政、科技、能源主管部门。

（二）省级财政、科技、能源主管部门对项目实施方案进行严格审核，将符合条件的项目按类别汇总后（格式见附件 2），于 2012 年 3 月 10 日前联合上报财政部、科技部、国家能源局。

（三）财政部、科技部、国家能源局组织对项目进行评审，公布示范项目目录。

（四）列入目录的示范项目完成关键设备采购合同和能源管理合同签订、电网接入许可等准备工作，并履行审核备案手续后，及时提交补助资金申请报告。财政部核定补助金额，并按 70% 下达预算，剩余资金在项目完工后进行清算。

五、以前年度示范项目清算要求

（一）2010 年和 2011 年下达资金的项目必须分别在 2012 年 2 月 15 日和 6 月 30 日前提交工程验收报告、竣工决算报告等相关材料，申请资金清算，逾期不予受理。对未按规定申请清算的项目，原则上予以取消并收回补助资金；确实由于客观原因难以按期完工的项目，要说明具体原因并明确完工时间，同时补贴标准按新标准执行。

（二）按照《国家能源局 财政部 科技部关于印发金太阳示范项目管理暂行办法的通知》（国能新能[2011]109 号）要求，项目实施单位必须建立完善的运行管理制度，配备专业技术人员，保证项目稳定运行。其中，用户侧发电项目必须按规定履行电网接入程序，安装自动电能计量装置和运行监控系统，并向电网运行管理机构传送相关数据。

附件 1

金太阳示范工程关键设备基本要求 (2012 年)

一、电池组件

(一) 性能要求

1、晶体硅组件全光照面积的光电转换效率 (含组件边框面积) \geq 14.5% , 非晶硅薄膜组件 \geq 7% , CIGS 薄膜组件 \geq 10%。

2、工作温度范围为 $-40^{\circ}\text{C} \sim +85^{\circ}\text{C}$, 初始功率 (出厂前) 不低于组件标称功率。

3、使用寿命不低于 25 年 , 质保期不少于 5 年。晶体硅组件衰减率在 2 年内不高于 2% , 25 年内不高于 20%。非晶硅薄膜组件衰减率在 2 年内不高于 4% , 25 年内不高于 20%。

4、晶体硅和非晶硅薄膜组件分别按照 GB/T9535(或 IEC61215) 和 GB/T18911 (或 IEC61646) 以及 GB/T20047(或 IEC61730) 标准要求 , 通过国家批准认证机构的认证 , 关键部件和原材料(电池片、封装材料、玻璃面板、背板材料、焊接材料、接线盒和接线端子等) 型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。

(二) 生产企业资质要求

1、在中华人民共和国注册的独立法人 , 注册资本金在 1 亿元人民币以上。

2、具有三年以上相关产品独立生产、供应和售后服务的能力。晶体硅组件企业的生产检验能力不低于 500 MWp , 2011 年实际发货

量不低于 300MWp (以海关报关单或销售发票为准)。非晶硅薄膜组件企业的生产检验能力不低于 50MWp , CIGS 薄膜组件企业的生产检验能力不低于 30MWp。

3、配备 AAA 级太阳模拟器、组件隐裂测试设备、高低温环境试验箱等关键检验设备。

4、2009-2011 年无重大质量投诉或合同违约责任。

二、并网逆变器

(一) 性能要求

1、无隔离变压器型逆变器最大转换效率 $\geq 97\%$, 含变压器型逆变器最大转换效率 $\geq 95\%$ 。

2、逆变器输出功率大于其额定功率的 50%时 , 功率因数应不小于 0.98 , 输出有功功率在 20%-50%之间时 , 功率因数不小于 0.95。

3、逆变器应具有电网过/欠压保护、过/欠频保护、防孤岛保护、恢复并网保护、过流保护、极性反接保护、过载保护功能和绝缘阻抗监测、残余电流监测功能 , 电磁兼容性能应满足相应的环境使用要求。

4、按照 CNCA/CTS0004-2009A 《并网光伏发电专用逆变器技术条件》要求 , 通过国家批准认证机构的认证 , 关键器件和原材料 (IGBT、变压器、滤波器等) 型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。

5、质保期不低于 2 年。

6、鼓励采用高发电性能、高智能管理、安装灵活方便的新型逆变器。

(二) 生产企业资质要求

1、在中华人民共和国注册的独立法人，注册资本金在 3000 万元人民币以上。

2、具有三年以上独立生产、供应和售后服务的能力，2011 年实际发货量不低于 50MWp (以海关报关单或销售发票为准)。

3、配备直流源、功率分析仪、示波器、电能质量分析仪、绝缘耐压测试仪、残余电流测试仪、漏电流测试仪、RLC 可调负载等出厂检验设备。

4、2009-2011 年内无重大质量投诉或合同违约责任。

三、储能蓄电池

(一) 性能要求

1、直流电压等级为 2V、12V。

2、充电接受能力：充电电流 I_{ca} 与 C10/10 的比值不小于 2.2。

3、容量一致性：最大实际容量与最小实际容量差值不大于 5%，

4、荷电保持能力：2V 蓄电池储存后剩余容量与额定容量比值不低于 96%，12V 蓄电池不低于 90%。

5、不含有镉、汞、锑等有害重金属物质。

6、在海拔高度 4500 米，环境温度 -20~+45℃ 条件下能正常使用。正常使用期限不低于 5 年，2V 蓄电池质保期为 3 年，12V 蓄电池质保期为 2 年。

7、按照 GB/T 22473 标准要求，通过国家批准认证机构的认证。

(二) 生产企业资质要求

1、在中华人民共和国注册的独立法人，国家环保部门在产许可企业，注册资本金须在 2000 万元人民币以上。

2、具有三年以上独立生产、供应和产品售后服务的能力，且生产检验能力达到 200 万 KWh。

3、通过清洁生产资质认证。

4、持有危险废物经营许可证，并有能力履行废旧电池回收业务，以避免回收环节中的铅危害。