



# 能源行业并购相关法律法规汇编

广州市律师协会  
并购重组业务专业委员会 编  
2023年2月

# 目录

<b>第一部分 法律</b> .....	<b>6</b>
中华人民共和国可再生能源法（2009 修正）.....	6
中华人民共和国节约能源法.....	13
中华人民共和国招标投标法（2017 修正）（节选）.....	26
中华人民共和国水土保持法（2010 修订）（节选）.....	27
中华人民共和国矿产资源法（2009 修正）（节选）.....	29
中华人民共和国环境保护法（2014 修订）（节选）.....	30
中华人民共和国环境影响评价法（2018 修正）（节选）.....	31
中华人民共和国安全生产法（2021 修正）（节选）.....	36
中华人民共和国城乡规划法（2019 修订）（节选）.....	37
中华人民共和国建筑法（2019 修订）（节选）.....	39
中华人民共和国农村土地承包法（2018 修正）（节选）.....	41
中华人民共和国刑法（2020 修正）（节选）.....	42
中华人民共和国外商投资法（节选）.....	44
中华人民共和国职业病防治法（2018 修正）（节选）.....	45
中华人民共和国文物保护法（2017 修正）（节选）.....	47
<b>第二部分 行政法规</b> .....	<b>49</b>
中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 修订）（节选）.....	49
政府核准的投资项目目录（2016 年本）.....	51
建设项目环境保护管理条例（2017 修订）（节选）.....	58
建设工程质量管理条例（2019 修订）（节选）.....	61
地质灾害防治条例（节选）.....	64

国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见 .....	65
中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让暂行条例（2020 修订）（节选） .....	72
关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场的指导意见（节选） .....	73
关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案 .....	75
电网调度管理条例（2011 修订） .....	80
企业投资项目核准和备案管理条例 .....	85
<b>第三部分 部门规章及规范性文件 .....</b>	<b>99</b>
风电开发建设管理暂行办法 .....	99
分布式光伏发电项目管理暂行办法 .....	105
必须招标的工程项目规定 .....	110
必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定 .....	112
海上风电开发建设管理办法 .....	113
分散式风电项目开发建设暂行管理办法 .....	118
关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见（节选） .....	125
建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版） .....	127
重大固定资产投资社会稳定风险评估暂行办法 .....	129
关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知 .....	131
关于完善风电上网电价政策的通知 .....	135
关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知 .....	137
关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知 .....	139
关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见（节选） .....	141
企业国有资产交易监督管理办法 .....	143
海上风电开发建设管理办法 .....	144

关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见 .....	150
国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知 .....	155
建设工程监理范围和规模标准规定（节选） .....	158
国家能源局关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知 .....	169
风电项目竞争配置指导方案（试行）（2018 年度） .....	172
关于深化能源行业投融资体制改革的实施意见 .....	181
关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知 .....	188
建设项目职业病防护设施“三同时”监督管理办法（节选） .....	191
电力业务许可证监督管理办法（节选） .....	192
关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理有关事项的通知 .....	194
关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见（节选） .....	199
规范国有土地租赁若干意见（节选） .....	203
关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知 .....	206
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 .....	211
关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知 .....	214
关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见 .....	217
关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》有关事项的补充通知 .....	221
可再生能源电价附加补助资金管理办法 .....	224
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 .....	229
关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知 .....	233
关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知 .....	241
关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知 .....	246
关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知 .....	251
关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知 .....	254

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 .....	257
关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知 .....	260
关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知 .....	264
关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见 .....	266
关于进一步做好建设项目压覆重要矿产资源审批管理工作的通知 .....	272
关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知 .....	277
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 .....	282
关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知 .....	285
关于 2018 年光伏发电有关事项的通知 .....	287
可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法 .....	290
关于完善风力发电上网电价政策的通知 .....	294
关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知 .....	296
可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法 .....	298
关于严格土地利用总体规划实施管理的通知 .....	301
关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见 .....	308
风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法 .....	313
关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知 .....	316
关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见 .....	319
关于开展燃料电池汽车示范应用的通知 .....	324
关于进一步规范海上风电用海管理的意见 .....	327
<b>第四部分 地方规范性文件 .....</b>	<b>331</b>

# 第一部分 法律

## 中华人民共和国可再生能源法（2009 修正）

（2005 年 2 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议通过；根据 2009 年 12 月 26 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十二次会议《关于修改〈中华人民共和国可再生能源法〉的决定》修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：主席令第三十三号

发文日期：2005 年 2 月 28 日

施行日期：2006 年 1 月 1 日

### 第一章 总则

**第一条** 为了促进可再生能源的开发利用，增加能源供应，改善能源结构，保障能源安全，保护环境，实现经济社会的可持续发展，制定本法。

**第二条** 本法所称可再生能源，是指风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能等非化石能源。

水力发电对本法的适用，由国务院能源主管部门规定，报国务院批准。

通过低效率炉灶直接燃烧方式利用秸秆、薪柴、粪便等，不适用本法。

**第三条** 本法适用于中华人民共和国领域和管辖的其他海域。

**第四条** 国家将可再生能源的开发利用列为能源发展的优先领域，通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展。

国家鼓励各种所有制经济主体参与可再生能源的开发利用，依法保护可再生能源开发利用者的合法权益。

**第五条** 国务院能源主管部门对全国可再生能源的开发利用实施统一管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门负责本行政区域内可再生能源开发利用的管理工作。县级以上地方人民政府有关部门在各自的职责范围内负责有关的可再生能源开发利用管理工作。

## 第二章 资源调查与发展规划

**第六条** 国务院能源主管部门负责组织和协调全国可再生能源资源的调查，并会同国务院有关部门组织制定资源调查的技术规范。

国务院有关部门在各自的职责范围内负责相关可再生能源资源的调查，调查结果报国务院能源主管部门汇总。

可再生能源资源的调查结果应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

**第七条** 国务院能源主管部门根据全国能源需求与可再生能源资源实际状况，制定全国可再生能源开发利用中长期总量目标，报国务院批准后执行，并予公布。

国务院能源主管部门根据前款规定的总量目标和省、自治区、直辖市经济发展与可再生能源资源实际状况，会同省、自治区、直辖市人民政府确定各行政区域可再生能源开发利用中长期目标，并予公布。

**第八条** 国务院能源主管部门会同国务院有关部门，根据全国可再生能源开发利用中长期总量目标和可再生能源技术发展状况，编制全国可再生能源开发利用规划，报国务院批准后实施。

国务院有关部门应当制定有利于促进全国可再生能源开发利用中长期总量目标实现的相关规划。

省、自治区、直辖市人民政府管理能源工作的部门会同本级人民政府有关部门，依据全国可再生能源开发利用规划和本行政区域可再生能源开发利用中长期目标，编制本行政区域可再生能源开发利用规划，经本级人民政府批准后，报国务院能源主管部门和国家电力监管机构备案，并组织实施。

经批准的规划应当公布；但是，国家规定需要保密的内容除外。

经批准的规划需要修改的，须经原批准机关批准。

**第九条** 编制可再生能源开发利用规划，应当遵循因地制宜、统筹兼顾、合理布局、有序发展的原则，对风能、太阳能、水能、生物质能、地热能、海洋能

等可再生能源的开发利用作出统筹安排。规划内容应当包括发展目标、主要任务、区域布局、重点项目、实施进度、配套电网建设、服务体系和保障措施等。

组织编制机关应当征求有关单位、专家和公众的意见，进行科学论证。

### 第三章 产业指导与技术支持

**第十条** 国务院能源主管部门根据全国可再生能源开发利用规划，制定、公布可再生能源产业发展指导目录。

**第十一条** 国务院标准化行政主管部门应当制定、公布国家可再生能源电力的并网技术标准和其他需要在全国范围内统一技术要求的有关可再生能源技术和产品的国家标准。

对前款规定的国家标准中未作规定的技术要求，国务院有关部门可以制定相关的行业标准，并报国务院标准化行政主管部门备案。

**第十二条** 国家将可再生能源开发利用的科学研究和产业化发展列为科技发展与高技术产业发展的优先领域，纳入国家科技发展规划和高技术产业发展规划，并安排资金支持可再生能源开发利用的科学研究、应用示范和产业化发展，促进可再生能源开发利用的技术进步，降低可再生能源产品的生产成本，提高产品质量。

国务院教育行政部门应当将可再生能源知识和技术纳入普通教育、职业教育课程。

### 第四章 推广与应用

**第十三条** 国家鼓励和支持可再生能源并网发电。

建设可再生能源并网发电项目，应当依照法律和国务院的规定取得行政许可或者报送备案。

建设应当取得行政许可的可再生能源并网发电项目，有多人申请同一项目许可的，应当依法通过招标确定被许可人。

**第十四条** 国家实行可再生能源发电全额保障性收购制度。

国务院能源主管部门会同国家电力监管机构和国务院财政部门，按照全国可再生能源开发利用规划，确定在规划期内应当达到的可再生能源发电量占全部发电量的比重，制定电网企业优先调度和全额收购可再生能源发电的具体办法，并由国务院能源主管部门会同国家电力监管机构在年度中督促落实。



电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。发电企业有义务配合电网企业保障电网安全。

电网企业应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。

**第十五条** 国家扶持在电网未覆盖的地区建设可再生能源独立电力系统，为当地生产和生活提供电力服务。

**第十六条** 国家鼓励清洁、高效地开发利用生物质燃料，鼓励发展能源作物。

利用生物质资源生产的燃气和热力，符合城市燃气管网、热力管网的入网技术标准的，经营燃气管网、热力管网的企业应当接收其入网。

国家鼓励生产和利用生物液体燃料。石油销售企业应当按照国务院能源主管部门或者省级人民政府的规定，将符合国家标准生物液体燃料纳入其燃料销售体系。

**第十七条** 国家鼓励单位和个人安装和使用太阳能热水系统、太阳能供热采暖和制冷系统、太阳能光伏发电系统等太阳能利用系统。

国务院建设行政主管部门会同国务院有关部门制定太阳能利用系统与建筑结合的技术经济政策和技术规范。

房地产开发企业应当根据前款规定的技术规范，在建筑物的设计和施工中，为太阳能利用提供必备条件。

对已建成的建筑物，住户可以在不影响其质量与安全的前提下安装符合技术规范和产品标准的太阳能利用系统；但是，当事人另有约定的除外。

**第十八条** 国家鼓励和支持农村地区的可再生能源开发利用。

县级以上地方人民政府管理能源工作的部门会同有关部门，根据当地经济社会发展、生态保护和卫生综合治理需要等实际情况，制定农村地区可再生能源发展规划，因地制宜地推广应用沼气等生物质资源转化、户用太阳能、小型风能、小型水能等技术。

县级以上人民政府应当对农村地区的可再生能源利用项目提供财政支持。

## 第五章 价格管理与费用补偿

**第十九条** 可再生能源发电项目的上网电价，由国务院价格主管部门根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定，并根据可再生能源开发利用技术的发展适时调整。上网电价应当公布。

依照本法第十三条第三款规定实行招标的可再生能源发电项目的上网电价，按照中标确定的价格执行；但是，不得高于依照前款规定确定的同类可再生能源发电项目的上网电价水平。

**第二十条** 电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿。

**第二十一条** 电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

**第二十二条** 国家投资或者补贴建设的公共可再生能源独立电力系统的销售电价，执行同一地区分类销售电价，其合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，依照本法第二十条的规定补偿。

**第二十三条** 进入城市管网的可再生能源热力和燃气的价格，按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则，根据价格管理权限确定。

## 第六章 经济激励与监督措施

**第二十四条** 国家财政设立可再生能源发展基金，资金来源包括国家财政年度安排的专项资金和依法征收的可再生能源电价附加收入等。

可再生能源发展基金用于补偿本法第二十条、第二十二条规定的差额费用，并用于支持以下事项：

- （一）可再生能源开发利用的科学技术研究、标准制定和示范工程；
- （二）农村、牧区的可再生能源利用项目；
- （三）偏远地区 and 海岛可再生能源独立电力系统建设；
- （四）可再生能源的资源勘查、评价和相关信息系统建设；
- （五）促进可再生能源开发利用设备的本地化生产。

本法第二十一条规定的接网费用以及其他相关费用，电网企业不能通过销售电价回收的，可以申请可再生能源发展基金补助。

可再生能源发展基金征收使用管理的具体办法，由国务院财政部门会同国务院能源、价格主管部门制定。

**第二十五条** 对列入国家可再生能源产业发展指导目录、符合信贷条件的可再生能源开发利用项目，金融机构可以提供有财政贴息的优惠贷款。

**第二十六条** 国家对列入可再生能源产业发展指导目录的项目给予税收优惠。具体办法由国务院规定。

**第二十七条** 电力企业应当真实、完整地记载和保存可再生能源发电的有关资料，并接受电力监管机构的检查和监督。

电力监管机构进行检查时，应当依照规定的程序进行，并为被检查单位保守商业秘密和其他秘密。

## 第七章 法律责任

**第二十八条** 国务院能源主管部门和县级以上地方人民政府管理能源工作的部门和其他有关部门在可再生能源开发利用监督管理工作中，违反本法规定，有下列行为之一的，由本级人民政府或者上级人民政府有关部门责令改正，对负有责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予行政处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）不依法作出行政许可决定的；
- （二）发现违法行为不予查处的；
- （三）有不依法履行监督管理职责的其他行为的。

**第二十九条** 违反本法第十四条规定，电网企业未按照规定完成收购可再生能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国家电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

**第三十条** 违反本法第十六条第二款规定，经营燃气管网、热力管网的企业不准许符合入网技术标准的燃气、热力入网，造成燃气、热力生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以燃气、热力生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

**第三十一条** 违反本法第十六条第三款规定，石油销售企业未按照规定将符合国家标准的生物液体燃料纳入其燃料销售体系，造成生物液体燃料生产企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国务院能源主管部门或者省级人民政府管理能源工作的部门责令限期改正；拒不改正的，处以生物液体燃料生产企业经济损失额一倍以下的罚款。

## 第八章 附则

**第三十二条** 本法中下列用语的含义：

- （一）生物质能，是指利用自然界的植物、粪便以及城乡有机废物转化成的能源。
- （二）可再生能源独立电力系统，是指不与电网连接的单独运行的可再生能源电力系统。
- （三）能源作物，是指经专门种植，用以提供能源原料的草本和木本植物。
- （四）生物液体燃料，是指利用生物质资源生产的甲醇、乙醇和生物柴油等液体燃料。

**第三十三条** 本法自 2006 年 1 月 1 日起施行。

# 中华人民共和国节约能源法

（1997年11月1日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过；2007年10月28日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订；根据2016年7月2日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第一次修正；根据2018年10月26日第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议《关于修改〈中华人民共和国野生动物保护法〉等十五部法律的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2018年10月26日

施行日期：2018年10月26日

## 第一章 总则

**第一条** 为了推动全社会节约能源，提高能源利用效率，保护和改善环境，促进经济社会全面协调可持续发展，制定本法。

**第二条** 本法所称能源，是指煤炭、石油、天然气、生物质能和电力、热力以及其他直接或者通过加工、转换而取得有用能的各种资源。

**第三条** 本法所称节约能源（以下简称节能），是指加强用能管理，采取技术上可行、经济上合理以及环境和社会可以承受的措施，从能源生产到消费的各个环节，降低消耗、减少损失和污染物排放、制止浪费，有效、合理地利用能源。

**第四条** 节约资源是我国的基本国策。国家实施节约与开发并举、把节约放在首位的能源发展战略。

**第五条** 国务院和县级以上地方各级人民政府应当将节能工作纳入国民经济和社会发展规划、年度计划，并组织编制和实施节能中长期专项规划、年度节能计划。

国务院和县级以上地方各级人民政府每年向本级人民代表大会或者其常务委员会报告节能工作。

**第六条** 国家实行节能目标责任制和节能考核评价制度，将节能目标完成情况作为对地方人民政府及其负责人考核评价的内容。

省、自治区、直辖市人民政府每年向国务院报告节能目标责任的履行情况。

**第七条** 国家实行有利于节能和环境保护的产业政策，限制发展高耗能、高污染行业，发展节能环保型产业。

国务院和省、自治区、直辖市人民政府应当加强节能工作，合理调整产业结构、企业结构、产品结构和能源消费结构，推动企业降低单位产值能耗和单位产品能耗，淘汰落后的生产能力，改进能源的开发、加工、转换、输送、储存和供应，提高能源利用效率。

国家鼓励、支持开发和利用新能源、可再生能源。

**第八条** 国家鼓励、支持节能科学技术的研究、开发、示范和推广，促进节能技术创新与进步。

国家开展节能宣传和教育，将节能知识纳入国民教育和培训体系，普及节能科学知识，增强全民的节能意识，提倡节约型的消费方式。

**第九条** 任何单位和个人都应当依法履行节能义务，有权检举浪费能源的行为。

新闻媒体应当宣传节能法律、法规和政策，发挥舆论监督作用。

**第十条** 国务院管理节能工作的部门主管全国的节能监督管理工作。国务院有关部门在各自的职责范围内负责节能监督管理工作，并接受国务院管理节能工作的部门的指导。

县级以上地方各级人民政府管理节能工作的部门负责本行政区域内的节能监督管理工作。县级以上地方各级人民政府有关部门在各自的职责范围内负责节能监督管理工作，并接受同级管理节能工作的部门的指导。

## 第二章 节能管理

**第十一条** 国务院和县级以上地方各级人民政府应当加强对节能工作的领导，部署、协调、监督、检查、推动节能工作。

**第十二条** 县级以上人民政府管理节能工作的部门和有关部门应当在各自的职责范围内，加强对节能法律、法规和节能标准执行情况的监督检查，依法查处违法用能行为。

履行节能监督管理职责不得向监督管理对象收取费用。

**第十三条** 国务院标准化主管部门和国务院有关部门依法组织制定并适时修订有关节能的国家标准、行业标准，建立健全节能标准体系。

国务院标准化主管部门会同国务院管理节能工作的部门和国务院有关部门制定强制性的用能产品、设备能源效率标准和生产过程中耗能高的产品的单位产品能耗限额标准。

国家鼓励企业制定严于国家标准、行业标准的企业节能标准。

省、自治区、直辖市制定严于强制性国家标准、行业标准的地方节能标准，由省、自治区、直辖市人民政府报经国务院批准；本法另有规定的除外。

**第十四条** 建筑节能的国家标准、行业标准由国务院建设主管部门组织制定，并依照法定程序发布。

省、自治区、直辖市人民政府建设主管部门可以根据本地实际情况，制定严于国家标准或者行业标准的地方建筑节能标准，并报国务院标准化主管部门和国务院建设主管部门备案。

**第十五条** 国家实行固定资产投资项目节能评估和审查制度。不符合强制性节能标准的项目，建设单位不得开工建设；已经建成的，不得投入生产、使用。政府投资项目不符合强制性节能标准的，依法负责项目审批的机关不得批准建设。具体办法由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定。

**第十六条** 国家对落后的耗能过高的用能产品、设备和生产工艺实行淘汰制度。淘汰的用能产品、设备、生产工艺的目录和实施办法，由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定并公布。

生产过程中耗能高的产品的生产单位，应当执行单位产品能耗限额标准。对超过单位产品能耗限额标准用能的生产单位，由管理节能工作的部门按照国务院规定的权限责令限期治理。

对高耗能的特种设备，按照国务院的规定实行节能审查和监管。

**第十七条** 禁止生产、进口、销售国家明令淘汰或者不符合强制性能源效率标准的用能产品、设备；禁止使用国家明令淘汰的用能设备、生产工艺。

**第十八条** 国家对家用电器等使用面广、耗能量大的用能产品，实行能源效率标识管理。实行能源效率标识管理的产品目录和实施办法，由国务院管理节能工作的部门会同国务院市场监督管理部门制定并公布。

**第十九条** 生产者和进口商应当对列入国家能源效率标识管理产品目录的用能产品标注能源效率标识，在产品包装物上或者说明书中予以说明，并按照规定报国务院市场监督管理部门和国务院管理节能工作的部门共同授权的机构备案。

生产者和进口商应当对其标注的能源效率标识及相关信息的准确性负责。禁止销售应当标注而未标注能源效率标识的产品。

禁止伪造、冒用能源效率标识或者利用能源效率标识进行虚假宣传。

**第二十条** 用能产品的生产者、销售者，可以根据自愿原则，按照国家有关节能产品认证的规定，向经国务院认证认可监督管理部门认可的从事节能产品认证的机构提出节能产品认证申请；经认证合格后，取得节能产品认证证书，可以在用能产品或者其包装物上使用节能产品认证标志。

禁止使用伪造的节能产品认证标志或者冒用节能产品认证标志。

**第二十一条** 县级以上各级人民政府统计部门应当会同同级有关部门，建立健全能源统计制度，完善能源统计指标体系，改进和规范能源统计方法，确保能源统计数据真实、完整。

国务院统计部门会同国务院管理节能工作的部门，定期向社会公布各省、自治区、直辖市以及主要耗能行业的能源消费和节能情况等信息。

**第二十二条** 国家鼓励节能服务机构的发展，支持节能服务机构开展节能咨询、设计、评估、检测、审计、认证等服务。

国家支持节能服务机构开展节能知识宣传和节能技术培训，提供节能信息、节能示范和其他公益性节能服务。

**第二十三条** 国家鼓励行业协会在行业节能规划、节能标准的制定和实施、节能技术推广、能源消费统计、节能宣传培训和信息咨询等方面发挥作用。

### 第三章 合理使用与节约能源

#### 第一节 一般规定

**第二十四条** 用能单位应当按照合理用能的原则，加强节能管理，制定并实施节能计划和节能技术措施，降低能源消耗。



**第二十五条** 用能单位应当建立节能目标责任制，对节能工作取得成绩的集体、个人给予奖励。

**第二十六条** 用能单位应当定期开展节能教育和岗位节能培训。

**第二十七条** 用能单位应当加强能源计量管理，按照规定配备和使用经依法检定合格的能源计量器具。

用能单位应当建立能源消费统计和能源利用状况分析制度，对各类能源的消费实行分类计量和统计，并确保能源消费统计数据真实、完整。

**第二十八条** 能源生产经营单位不得向本单位职工无偿提供能源。任何单位不得对能源消费实行包费制。

## 第二节 工业节能

**第二十九条** 国务院和省、自治区、直辖市人民政府推进能源资源优化开发利用和合理配置，推进有利于节能的行业结构调整，优化用能结构和企业布局。

**第三十条** 国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定电力、钢铁、有色金属、建材、石油加工、化工、煤炭等主要耗能行业的节能技术政策，推动企业节能技术改造。

**第三十一条** 国家鼓励工业企业采用高效、节能的电动机、锅炉、窑炉、风机、泵类等设备，采用热电联产、余热余压利用、洁净煤以及先进的用能监测和控制等技术。

**第三十二条** 电网企业应当按照国务院有关部门制定的节能发电调度管理的规定，安排清洁、高效和符合规定的热电联产、利用余热余压发电的机组以及其他符合资源综合利用规定的发电机组与电网并网运行，上网电价执行国家有关规定。

**第三十三条** 禁止新建不符合国家规定的燃煤发电机组、燃油发电机组和燃煤热电机组。

## 第三节 建筑节能

**第三十四条** 国务院建设主管部门负责全国建筑节能的监督管理工作。

县级以上地方各级人民政府建设主管部门负责本行政区域内建筑节能的监督管理工作。

县级以上地方各级人民政府建设主管部门会同同级管理节能工作的部门编制本行政区域内的建筑节能规划。建筑节能规划应当包括既有建筑节能改造计划。

**第三十五条** 建筑工程的建设、设计、施工和监理单位应当遵守建筑节能标准。

不符合建筑节能标准的建筑工程，建设主管部门不得批准开工建设；已经开工建设的，应当责令停止施工、限期改正；已经建成的，不得销售或者使用。

建设主管部门应当加强对在建建筑工程执行建筑节能标准情况的监督检查。

**第三十六条** 房地产开发企业在销售房屋时，应当向购买人明示所售房屋的节能措施、保温工程保修期等信息，在房屋买卖合同、质量保证书和使用说明书中载明，并对其真实性、准确性负责。

**第三十七条** 使用空调采暖、制冷的公共建筑应当实行室内温度控制制度。具体办法由国务院建设主管部门制定。

**第三十八条** 国家采取措施，对实行集中供热的建筑分步骤实行供热分户计量、按照用热量收费的制度。新建建筑或者对既有建筑进行节能改造，应当按照规定安装用热计量装置、室内温度调控装置和供热系统调控装置。具体办法由国务院建设主管部门会同国务院有关部门制定。

**第三十九条** 县级以上地方各级人民政府有关部门应当加强城市节约用电管理，严格控制公用设施和大型建筑物装饰性景观照明的能耗。

**第四十条** 国家鼓励在新建建筑和既有建筑节能改造中使用新型墙体材料等节能建筑材料和节能设备，安装和使用太阳能等可再生能源利用系统。

#### **第四节 交通运输节能**

**第四十一条** 国务院有关交通运输主管部门按照各自的职责负责全国交通运输相关领域的节能监督管理工作。

国务院有关交通运输主管部门会同国务院管理节能工作的部门分别制定相关领域的节能规划。

**第四十二条** 国务院及其有关部门指导、促进各种交通运输方式协调发展和有效衔接，优化交通运输结构，建设节能型综合交通运输体系。

**第四十三条** 县级以上地方各级人民政府应当优先发展公共交通，加大对公共交通的投入，完善公共交通服务体系，鼓励利用公共交通工具出行；鼓励使用非机动车出行。

**第四十四条** 国务院有关交通运输主管部门应当加强交通运输组织管理，引导道路、水路、航空运输企业提高运输组织化程度和集约化水平，提高能源利用效率。

**第四十五条** 国家鼓励开发、生产、使用节能环保型汽车、摩托车、铁路机车车辆、船舶和其他交通运输工具，实行老旧交通运输工具的报废、更新制度。

国家鼓励开发和推广应用交通运输工具使用的清洁燃料、石油替代燃料。

**第四十六条** 国务院有关部门制定交通运输营运车船的燃料消耗量限值标准；不符合标准的，不得用于营运。

国务院有关交通运输主管部门应当加强对交通运输营运车船燃料消耗检测的监督管理。

## 第五节 公共机构节能

**第四十七条** 公共机构应当厉行节约，杜绝浪费，带头使用节能产品、设备，提高能源利用效率。

本法所称公共机构，是指全部或者部分使用财政性资金的国家机关、事业单位和团体组织。

**第四十八条** 国务院和县级以上地方各级人民政府管理机关事务工作的机构会同同级有关部门制定和组织实施本级公共机构节能规划。公共机构节能规划应当包括公共机构既有建筑节能改造计划。

**第四十九条** 公共机构应当制定年度节能目标和实施方案，加强能源消费计量和监测管理，向本级人民政府管理机关事务工作的机构报送上年度的能源消费状况报告。

国务院和县级以上地方各级人民政府管理机关事务工作的机构会同同级有关部门按照管理权限，制定本级公共机构的能源消耗定额，财政部门根据该定额制定能源消耗支出标准。

**第五十条** 公共机构应当加强本单位用能系统管理，保证用能系统的运行符合国家相关标准。

公共机构应当按照规定进行能源审计,并根据能源审计结果采取提高能源利用效率的措施。

**第五十一条** 公共机构采购用能产品、设备,应当优先采购列入节能产品、设备政府采购名录中的产品、设备。禁止采购国家明令淘汰的用能产品、设备。

节能产品、设备政府采购名录由省级以上人民政府的政府采购监督管理部门会同同级有关部门制定并公布。

## 第六节 重点用能单位节能

**第五十二条** 国家加强对重点用能单位的节能管理。

下列用能单位为重点用能单位:

- (一) 年综合能源消费总量一万吨标准煤以上的用能单位;
- (二) 国务院有关部门或者省、自治区、直辖市人民政府管理节能工作的部门指定的年综合能源消费总量五千吨以上不满一万吨标准煤的用能单位。

重点用能单位节能管理办法,由国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定。

**第五十三条** 重点用能单位应当每年向管理节能工作的部门报送上年度的能源利用状况报告。能源利用状况包括能源消费情况、能源利用效率、节能目标完成情况和节能效益分析、节能措施等内容。

**第五十四条** 管理节能工作的部门应当对重点用能单位报送的能源利用状况报告进行审查。对节能管理制度不健全、节能措施不落实、能源利用效率低的重点用能单位,管理节能工作的部门应当开展现场调查,组织实施用能设备能源效率检测,责令实施能源审计,并提出书面整改要求,限期整改。

**第五十五条** 重点用能单位应当设立能源管理岗位,在具有节能专业知识、实际经验以及中级以上技术职称的人员中聘任能源管理负责人,并报管理节能工作的部门和有关部门备案。

能源管理负责人负责组织对本单位用能状况进行分析、评价,组织编写本单位能源利用状况报告,提出本单位节能工作的改进措施并组织实施。

能源管理负责人应当接受节能培训。

## 第四章 节能技术进步

**第五十六条** 国务院管理节能工作的部门会同国务院科技主管部门发布节能技术政策大纲，指导节能技术研究、开发和推广应用。

**第五十七条** 县级以上各级人民政府应当把节能技术研究开发作为政府科技投入的重点领域，支持科研单位和企业开展节能技术应用研究，制定节能标准，开发节能共性和关键技术，促进节能技术创新与成果转化。

**第五十八条** 国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门制定并公布节能技术、节能产品的推广目录，引导用能单位和个人使用先进的节能技术、节能产品。

国务院管理节能工作的部门会同国务院有关部门组织实施重大节能科研项目、节能示范项目、重点节能工程。

**第五十九条** 县级以上各级人民政府应当按照因地制宜、多能互补、综合利用、讲求效益的原则，加强农业和农村节能工作，增加对农业和农村节能技术、节能产品推广应用的资金投入。

农业、科技等有关主管部门应当支持、推广在农业生产、农产品加工储运等方面应用节能技术和节能产品，鼓励更新和淘汰高耗能的农业机械和渔业船舶。

国家鼓励、支持在农村大力发展沼气，推广生物质能、太阳能和风能等可再生能源利用技术，按照科学规划、有序开发的原则发展小型水力发电，推广节能型的农村住宅和炉灶等，鼓励利用非耕地种植能源植物，大力发展薪炭林等能源林。

## 第五章 激励措施

**第六十条** 中央财政和省级地方财政安排节能专项资金，支持节能技术研究开发、节能技术和产品的示范与推广、重点节能工程的实施、节能宣传培训、信息服务和表彰奖励等。

**第六十一条** 国家对生产、使用列入本法第五十八条规定的推广目录的需要支持的节能技术、节能产品，实行税收优惠等扶持政策。

国家通过财政补贴支持节能照明器具等节能产品的推广和使用。

**第六十二条** 国家实行有利于节约能源资源的税收政策，健全能源矿产资源有偿使用制度，促进能源资源的节约及其开采利用水平的提高。

**第六十三条** 国家运用税收等政策，鼓励先进节能技术、设备的进口，控制在生产过程中耗能高、污染重的产品的出口。

**第六十四条** 政府采购监督管理部门会同有关部门制定节能产品、设备政府采购名录，应当优先列入取得节能产品认证证书的产品、设备。

**第六十五条** 国家引导金融机构增加对节能项目的信贷支持，为符合条件的节能技术研究开发、节能产品生产以及节能技术改造等项目提供优惠贷款。

国家推动和引导社会有关方面加大对节能的资金投入，加快节能技术改造。

**第六十六条** 国家实行有利于节能的价格政策，引导用能单位和个人节能。

国家运用财税、价格等政策，支持推广电力需求侧管理、合同能源管理、节能自愿协议等节能办法。

国家实行峰谷分时电价、季节性电价、可中断负荷电价制度，鼓励电力用户合理调整用电负荷；对钢铁、有色金属、建材、化工和其他主要耗能行业的企业，分淘汰、限制、允许和鼓励类实行差别电价政策。

**第六十七条** 各级人民政府对在节能管理、节能科学研究和推广应用中有显著成绩以及检举严重浪费能源行为的单位和个人，给予表彰和奖励。

## 第六章 法律责任

**第六十八条** 负责审批政府投资项目的机关违反本法规定，对不符合强制性节能标准的项目予以批准建设的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分。

固定资产投资项目建设单位开工建设不符合强制性节能标准的项目或者将该项目投入生产、使用的，由管理节能工作的部门责令停止建设或者停止生产、使用，限期改造；不能改造或者逾期不改造的生产性项目，由管理节能工作的部门报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令关闭。

**第六十九条** 生产、进口、销售国家明令淘汰的用能产品、设备的，使用伪造的节能产品认证标志或者冒用节能产品认证标志的，依照《中华人民共和国产品质量法》的规定处罚。

**第七十条** 生产、进口、销售不符合强制性能源效率标准的用能产品、设备的，由市场监督管理部门责令停止生产、进口、销售，没收违法生产、进口、销

售的用能产品、设备和违法所得，并处违法所得一倍以上五倍以下罚款；情节严重的，吊销营业执照。

**第七十一条** 使用国家明令淘汰的用能设备或者生产工艺的，由管理节能工作的部门责令停止使用，没收国家明令淘汰的用能设备；情节严重的，可以由管理节能工作的部门提出意见，报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

**第七十二条** 生产单位超过单位产品能耗限额标准用能，情节严重，经限期治理逾期不治理或者没有达到治理要求的，可以由管理节能工作的部门提出意见，报请本级人民政府按照国务院规定的权限责令停业整顿或者关闭。

**第七十三条** 违反本法规定，应当标注能源效率标识而未标注的，由市场监督管理部门责令改正，处三万元以上五万元以下罚款。

违反本法规定，未办理能源效率标识备案，或者使用的能源效率标识不符合规定的，由市场监督管理部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上三万元以下罚款。

伪造、冒用能源效率标识或者利用能源效率标识进行虚假宣传的，由市场监督管理部门责令改正，处五万元以上十万元以下罚款；情节严重的，吊销营业执照。

**第七十四条** 用能单位未按照规定配备、使用能源计量器具的，由市场监督管理部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上五万元以下罚款。

**第七十五条** 瞒报、伪造、篡改能源统计资料或者编造虚假能源统计数据的，依照《中华人民共和国统计法》的规定处罚。

**第七十六条** 从事节能咨询、设计、评估、检测、审计、认证等服务的机构提供虚假信息的，由管理节能工作的部门责令改正，没收违法所得，并处五万元以上十万元以下罚款。

**第七十七条** 违反本法规定，无偿向本单位职工提供能源或者对能源消费实行包费制的，由管理节能工作的部门责令限期改正；逾期不改正的，处五万元以上二十万元以下罚款。

**第七十八条** 电网企业未按照本法规定安排符合规定的热电联产和利用余热余压发电的机组与电网并网运行，或者未执行国家有关上网电价规定的，由国家电力监管机构责令改正；造成发电企业经济损失的，依法承担赔偿责任。

**第七十九条** 建设单位违反建筑节能标准的，由建设主管部门责令改正，处二十万元以上五十万元以下罚款。

设计单位、施工单位、监理单位违反建筑节能标准的，由建设主管部门责令改正，处十万元以上五十万元以下罚款；情节严重的，由颁发资质证书的部门降低资质等级或者吊销资质证书；造成损失的，依法承担赔偿责任。

**第八十条** 房地产开发企业违反本法规定，在销售房屋时未向购买人明示所售房屋的节能措施、保温工程保修期等信息的，由建设主管部门责令限期改正，逾期不改正的，处三万元以上五万元以下罚款；对以上信息作虚假宣传的，由建设主管部门责令改正，处五万元以上二十万元以下罚款。

**第八十一条** 公共机构采购用能产品、设备，未优先采购列入节能产品、设备政府采购名录中的产品、设备，或者采购国家明令淘汰的用能产品、设备的，由政府采购监督管理部门给予警告，可以并处罚款；对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分，并予通报。

**第八十二条** 重点用能单位未按照本法规定报送能源利用状况报告或者报告内容不实的，由管理节能工作的部门责令限期改正；逾期不改正的，处一万元以上五万元以下罚款。

**第八十三条** 重点用能单位无正当理由拒不落实本法第五十四条规定的整改要求或者整改没有达到要求的，由管理节能工作的部门处十万元以上三十万元以下罚款。

**第八十四条** 重点用能单位未按照本法规定设立能源管理岗位，聘任能源管理负责人，并报管理节能工作的部门和有关部门备案的，由管理节能工作的部门责令改正；拒不改正的，处一万元以上三万元以下罚款。

**第八十五条** 违反本法规定，构成犯罪的，依法追究刑事责任。

**第八十六条** 国家工作人员在节能管理工作中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊，构成犯罪的，依法追究刑事责任；尚不构成犯罪的，依法给予处分。



## 第七章 附则

第八十七条 本法自 2008 年 4 月 1 日起施行。

## 中华人民共和国招标投标法（2017 修正）（节选）

（1999 年 8 月 30 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议通过；根据 2017 年 12 月 27 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十一次会议《关于修改〈中华人民共和国招标投标法〉、〈中华人民共和国计量法〉的决定》修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2017 年 12 月 27 日

施行日期：2017 年 12 月 28 日

**第三条** 在中华人民共和国境内进行下列工程建设项目包括项目的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购，必须进行招标：

- （一）大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目；
- （二）全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目；
- （三）使用国际组织或者外国政府贷款、援助资金的项目。

前款所列项目的具体范围和规模标准，由国务院发展计划部门会同国务院有关部门制订，报国务院批准。

法律或者国务院对必须进行招标的其他项目的范围有规定的，依照其规定。

## 中华人民共和国水土保持法（2010 修订）（节选）

《中华人民共和国水土保持法》已由中华人民共和国第十一届全国人民代表大会常务委员会第十八次会议于 2010 年 12 月 25 日修订通过,现将修订后的《中华人民共和国水土保持法》公布,自 2011 年 3 月 1 日起施行。

发文机关: 全国人民代表大会常务委员会

时效性: 现行有效

发文字号: 主席令第三十九号

发文日期: 2010 年 12 月 25 日

施行日期: 2011 年 3 月 1 日

**第二十五条** 在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办可能造成水土流失的生产建设项目,生产建设单位应当编制水土保持方案,报县级以上人民政府水行政主管部门审批,并按照经批准的水土保持方案,采取水土流失预防和治理措施。没有能力编制水土保持方案的,应当委托具备相应技术条件的机构编制。

水土保持方案应当包括水土流失预防和治理的范围、目标、措施和投资等内容。

水土保持方案经批准后,生产建设项目的地点、规模发生重大变化的,应当补充或者修改水土保持方案并报原审批机关批准。水土保持方案实施过程中,水土保持措施需要作出重大变更的,应当经原审批机关批准。

生产建设项目水土保持方案的编制和审批办法,由国务院水行政主管部门制定。

**第二十六条** 依法应当编制水土保持方案的生产建设项目,生产建设单位未编制水土保持方案或者水土保持方案未经水行政主管部门批准的,生产建设项目不得开工建设。

**第二十七条** 依法应当编制水土保持方案的生产建设项目中的水土保持设施,应当与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用;生产建设项目竣工验收,

应当验收水土保持设施;水土保持设施未经验收或者验收不合格的,生产建设项目不得投产使用。

**第二十八条** 依法应当编制水土保持方案的生产建设项目,其生产建设活动中排弃的砂、石、土、矸石、尾矿、废渣等应当综合利用;不能综合利用,确需废弃的,应当堆放在水土保持方案确定的专门存放地,并采取措施保证不产生新的危害。

**第二十九条** 县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构,应当对生产建设项目水土保持方案的实施情况进行跟踪检查,发现问题及时处理。

## 中华人民共和国矿产资源法（2009 修正）（节选）

（1986 年 3 月 19 日第六届全国人民代表大会常务委员会第十五次会议通过；根据 1996 年 8 月 29 日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国矿产资源法〉的决定》第一次修正；根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2009 年 8 月 27 日

施行日期：2009 年 8 月 27 日

**第三十三条** 在建设铁路、工厂、水库、输油管道、输电线路和各种大型建筑物或者建筑群之前，建设单位必须向所在省、自治区、直辖市地质矿产主管部门了解拟建工程所在地区的矿产资源分布和开采情况。非经国务院授权的部门批准，不得压覆重要矿床。

## 中华人民共和国环境保护法（2014 修订）（节选）

（1989 年 12 月 26 日第七届全国人民代表大会常务委员会第十一次会议通过；2014 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第八次会议修订）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2014 年 4 月 24 日

施行日期：2015 年 1 月 1 日

**第五十六条** 对依法应当编制环境影响报告书的建设项目，建设单位应当在编制时向可能受影响的公众说明情况，充分征求意见。

负责审批建设项目环境影响评价文件的部门在收到建设项目环境影响报告书后，除涉及国家秘密和商业秘密的事项外，应当全文公开；发现建设项目未充分征求公众意见的，应当责成建设单位征求公众意见。

## 中华人民共和国环境影响评价法（2018 修正）（节选）

（2002 年 10 月 28 日第九届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议通过；根据 2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第一次修正；根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动法〉等七部法律的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2018 年 12 月 29 日

施行日期：2018 年 12 月 29 日

**第十六条** 国家根据建设项目对环境的影响程度，对建设项目的环境影响评价实行分类管理。

建设单位应当按照下列规定组织编制环境影响报告书、环境影响报告表或者填报环境影响登记表（以下统称环境影响评价文件）：

（一）可能造成重大环境影响的，应当编制环境影响报告书，对产生的环境影响进行全面评价；

（二）可能造成轻度环境影响的，应当编制环境影响报告表，对产生的环境影响进行分析或者专项评价；

（三）对环境的影响很小、不需要进行环境影响评价的，应当填报环境影响登记表。

建设项目的环境影响评价分类管理名录，由国务院生态环境主管部门制定并公布。

**第十七条** 建设项目的环境影响报告书应当包括下列内容：

- (一) 建设项目概况；
- (二) 建设项目周围环境现状；
- (三) 建设项目对环境可能造成影响的分析、预测和评估；
- (四) 建设项目环境保护措施及其技术、经济论证；
- (五) 建设项目对环境影响的经济损益分析；
- (六) 对建设项目实施环境监测的建议；
- (七) 环境影响评价的结论。

环境影响报告表和环境影响登记表的内容和格式，由国务院生态环境主管部门制定。

**第十九条** 建设单位可以委托技术单位对其建设项目开展环境影响评价，编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表；建设单位具备环境影响评价技术能力的，可以自行对其建设项目开展环境影响评价，编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表。

编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表应当遵守国家有关环境影响评价标准、技术规范等规定。

国务院生态环境主管部门应当制定建设项目环境影响报告书、环境影响报告表编制的能力建设指南和监管办法。

接受委托为建设单位编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的技术单位，不得与负责审批建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的生态环境主管部门或者其他有关审批部门存在任何利益关系。

**第二十条** 建设单位应当对建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的内容和结论负责，接受委托编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的技术单位对其编制的建设项目环境影响报告书、环境影响报告表承担相应责任。

设区的市级以上人民政府生态环境主管部门应当加强对建设项目环境影响报告书、环境影响报告表编制单位的监督管理和质量考核。

负责审批建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的生态环境主管部门应当将编制单位、编制主持人和主要编制人员的相关违法信息记入社会诚信档案，并纳入全国信用信息共享平台和国家企业信用信息公示系统向社会公布。



任何单位和个人不得为建设单位指定编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的技术单位。

**第二十一条** 除国家规定需要保密的情形外，对环境可能造成重大影响、应当编制环境影响报告书的建设项目，建设单位应当在报批建设项目环境影响报告书前，举行论证会、听证会，或者采取其他形式，征求有关单位、专家和公众的意见。

建设单位报批的环境影响报告书应当附具对有关单位、专家和公众的意见采纳或者不采纳的说明。

**第二十二条** 建设项目的环境影响报告书、报告表，由建设单位按照国务院的规定报有审批权的生态环境主管部门审批。

海洋工程建设项目的海洋环境影响报告书的审批，依照《中华人民共和国海洋环境保护法》的规定办理。

审批部门应当自收到环境影响报告书之日起六十日内，收到环境影响报告表之日起三十日内，分别作出审批决定并书面通知建设单位。

国家对环境影响登记表实行备案管理。

审核、审批建设项目环境影响报告书、报告表以及备案环境影响登记表，不得收取任何费用。

**第二十四条** 建设项目的环境影响评价文件经批准后，建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批建设项目的环境影响评价文件。

建设项目的环境影响评价文件自批准之日起超过五年，方决定该项目开工建设的，其环境影响评价文件应当报原审批部门重新审核；原审批部门应当自收到建设项目环境影响评价文件之日起十日内，将审核意见书面通知建设单位。

**第二十五条** 建设项目的环境影响评价文件未依法经审批部门审查或者审查后未予批准的，建设单位不得开工建设。

**第二十六条** 建设项目建设过程中，建设单位应当同时实施环境影响报告书、环境影响报告表以及环境影响评价文件审批部门审批意见中提出的环境保护对策措施。

**第二十七条** 在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件的情形的，建设单位应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报原环境影响评价文件审批部门和建设项目审批部门备案；原环境影响评价文件审批部门也可以责成建设单位进行环境影响的后评价，采取改进措施。

**第二十八条** 生态环境主管部门应当对建设项目投入生产或者使用后所产生的环境影响进行跟踪检查，对造成严重环境污染或者生态破坏的，应当查清原因、查明责任。对属于建设项目环境影响报告书、环境影响报告表存在基础资料明显不实，内容存在重大缺陷、遗漏或者虚假，环境影响评价结论不正确或者不合理等严重质量问题的，依照本法第三十二条的规定追究建设单位及其相关责任人员和接受委托编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的技术单位及其相关人员的法律责任；属于审批部门工作人员失职、渎职，对依法不应批准的建设项目环境影响报告书、环境影响报告表予以批准的，依照本法第三十四条的规定追究其法律责任。

**第三十一条** 建设单位未依法报批建设项目环境影响报告书、报告表，或者未依照本法第二十四条的规定重新报批或者报请重新审核环境影响报告书、报告表，擅自开工建设的，由县级以上生态环境主管部门责令停止建设，根据违法情节和危害后果，处建设项目总投资额百分之一以上百分之五以下的罚款，并可以责令恢复原状；对建设单位直接负责的主管人员和其他直接责任人员，依法给予行政处分。

建设项目环境影响报告书、报告表未经批准或者未经原审批部门重新审核同意，建设单位擅自开工建设的，依照前款的规定处罚、处分。

建设单位未依法备案建设项目环境影响登记表的，由县级以上生态环境主管部门责令备案，处五万元以下的罚款。

海洋工程建设项目的建设单位有本条所列违法行为的，依照《中华人民共和国海洋环境保护法》的规定处罚。

**第三十二条** 建设项目环境影响报告书、环境影响报告表存在基础资料明显不实，内容存在重大缺陷、遗漏或者虚假，环境影响评价结论不正确或者不合理等严重质量问题的，由设区的市级以上人民政府生态环境主管部门对建设单位处

五十万元以上二百万元以下的罚款，并对建设单位的法定代表人、主要负责人、直接负责的主管人员和其他直接责任人员，处五万元以上二十万元以下的罚款。

接受委托编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表的技术单位违反国家有关环境影响评价标准和技术规范等规定，致使其编制的建设项目环境影响报告书、环境影响报告表存在基础资料明显不实，内容存在重大缺陷、遗漏或者虚假，环境影响评价结论不正确或者不合理等严重质量问题的，由设区的市级以上人民政府生态环境主管部门对技术单位处所收费用三倍以上五倍以下的罚款；情节严重的，禁止从事环境影响报告书、环境影响报告表编制工作；有违法所得的，没收违法所得。

编制单位有本条第一款、第二款规定的违法行为的，编制主持人和主要编制人员五年内禁止从事环境影响报告书、环境影响报告表编制工作；构成犯罪的，依法追究刑事责任，并终身禁止从事环境影响报告书、环境影响报告表编制工作。

## 中华人民共和国安全生产法（2021 修正）（节选）

（2002 年 6 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过；根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正；根据 2014 年 8 月 31 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国安全生产法〉的决定》第二次修正；根据 2021 年 6 月 10 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议《关于修改〈中华人民共和国安全生产法〉的决定》第三次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2021 年 6 月 10 日

施行日期：2021 年 9 月 1 日

**第三十一条** 生产经营单位新建、改建、扩建工程项目（以下统称建设项目）的安全设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入生产和使用。安全设施投资应当纳入建设项目概算。

## 中华人民共和国城乡规划法（2019 修订）（节选）

（2007 年 10 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议通过；根据 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《关于修改〈中华人民共和国港口法〉等七部法律的决定》第一次修正；根据 2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国建筑法〉等八部法律的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2019 年 4 月 23 日

施行日期：2019 年 4 月 23 日

**第四十条** 在城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，建设单位或者个人应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府申请办理建设工程规划许可证。

申请办理建设工程规划许可证，应当提交使用土地的有关证明文件、建设工程设计方案等材料。需要建设单位编制修建性详细规划的建设项目，还应当提交修建性详细规划。对符合控制性详细规划和规划条件的，由城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府核发建设工程规划许可证。

城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府应当依法将经审定的修建性详细规划、建设工程设计方案的总平面图予以公布。

**第六十四条** 未取得建设工程规划许可证或者未按照建设工程规划许可证的规定进行建设的，由县级以上地方人民政府城乡规划主管部门责令停止建设；尚

可采取改正措施消除对规划实施的影响的，限期改正，处建设工程造价百分之五以上百分之十以下的罚款；无法采取改正措施消除影响的，限期拆除，不能拆除的，没收实物或者违法收入，可以并处建设工程造价百分之十以下的罚款。

## 中华人民共和国建筑法（2019 修订）（节选）

（1997 年 11 月 1 日第八届全国人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过；根据 2011 年 4 月 22 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议《关于修改〈中华人民共和国建筑法〉的决定》第一次修正；根据 2019 年 4 月 23 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改〈中华人民共和国建筑法〉等八部法律的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2019 年 4 月 23 日

施行日期：2019 年 4 月 23 日

**第七条** 建筑工程开工前，建设单位应当按照国家有关规定向工程所在地县级以上人民政府建设行政主管部门申请领取施工许可证；但是，国务院建设行政主管部门确定的限额以下的小型工程除外。

按照国务院规定的权限和程序批准开工报告的建筑工程，不再领取施工许可证。

**第八条** 申请领取施工许可证，应当具备下列条件：

- （一）已经办理该建筑工程用地批准手续；
- （二）依法应当办理建设工程规划许可证的，已经取得建设工程规划许可证；
- （三）需要拆迁的，其拆迁进度符合施工要求；
- （四）已经确定建筑施工企业；
- （五）有满足施工需要的资金安排、施工图纸及技术资料；
- （六）有保证工程质量和安全的具体措施。

建设行政主管部门应当自收到申请之日起七日内,对符合条件的申请颁发施工许可证。



## 中华人民共和国农村土地承包法（2018 修正）（节选）

（2002 年 8 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十九次会议通过；2002 年 8 月 29 日中华人民共和国主席令第七十三号公布；根据 2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议《关于修改部分法律的决定》第一次修正；根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国农村土地承包法〉的决定》第二次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2018 年 12 月 29 日

施行日期：2019 年 1 月 1 日

**第五十二条** 发包方将农村土地发包给本集体经济组织以外的单位或者个人承包，应当事先经本集体经济组织成员的村民会议三分之二以上成员或者三分之二以上村民代表的同意，并报乡（镇）人民政府批准。

由本集体经济组织以外的单位或者个人承包的，应当对承包方的资信情况和经营能力进行审查后，再签订承包合同。

## 中华人民共和国刑法（2020 修正）（节选）

（1979 年 7 月 1 日第五届全国人民代表大会第二次会议通过；1997 年 3 月 14 日第八届全国人民代表大会第五次会议修订；根据 1998 年 12 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过的《全国人民代表大会常务委员会关于惩治骗购外汇、逃汇和非法买卖外汇犯罪的决定》、1999 年 12 月 25 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十三次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案》、2001 年 8 月 31 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十三次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（二）》、2001 年 12 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十五次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（三）》、2002 年 12 月 28 日第九届全国人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（四）》、2005 年 2 月 28 日第十届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（五）》、2006 年 6 月 29 日第十届全国人民代表大会常务委员会第二十二次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（六）》、2009 年 2 月 28 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第七次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（七）》、2009 年 8 月 27 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十次会议通过的《全国人民代表大会常务委员会关于修改部分法律的决定》、2011 年 2 月 25 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第十九次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（八）》、2015 年 8 月 29 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十六次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（九）》、2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（十）》和 2020 年 12 月 26 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过的《中华人民共和国刑法修正案（十一）》修正）

发文机关：全国人民代表大会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2020 年 12 月 26 日

施行日期：2021 年 3 月 1 日

**第三百四十二条 【非法占用农用地罪】**违反土地管理法规，非法占用耕地、林地等农用地，改变被占用土地用途，数量较大，造成耕地、林地等农用地大量毁坏的，处五年以下有期徒刑或者拘役，并处或者单处罚金。

## 中华人民共和国外商投资法（节选）

《中华人民共和国外商投资法》已由中华人民共和国第十三届全国人民代表大会第二次会议于2019年3月15日通过，现予公布，自2020年1月1日起施行。

发文机关：全国人民代表大会

时效性：现行有效

发文字号：主席令第二十六号

发文日期：2019年3月15日

施行日期：2020年1月1日

**第二十九条** 外商投资需要办理投资项目核准、备案的，按照国家有关规定执行。

**第三十条** 外国投资者在依法需要取得许可的行业、领域进行投资的，应当依法办理相关许可手续。有关主管部门应当按照与内资一致的条件和程序，审核外国投资者的许可申请，法律、行政法规另有规定的除外。

## 中华人民共和国职业病防治法（2018 修正）（节选）

（2001 年 10 月 27 日第九届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过；根据 2011 年 12 月 31 日第十一届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议《关于修改〈中华人民共和国职业病防治法〉的决定》第一次修正；根据 2016 年 7 月 2 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第二十一次会议《关于修改〈中华人民共和国节约能源法〉等六部法律的决定》第二次修正；根据 2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国会计法〉等十一部法律的决定》第三次修正；根据 2018 年 12 月 29 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第七次会议《关于修改〈中华人民共和国劳动法〉等七部法律的决定》第四次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2018 年 12 月 29 日

施行日期：2018 年 12 月 29 日

**第十七条** 新建、扩建、改建建设项目和技术改造、技术引进项目（以下统称建设项目）可能产生职业病危害的，建设单位在可行性论证阶段应当进行职业病危害预评价。

医疗机构建设项目可能产生放射性职业病危害的，建设单位应当向卫生行政部门提交放射性职业病危害预评价报告。卫生行政部门应当自收到预评价报告之日起三十日内，作出审核决定并书面通知建设单位。未提交预评价报告或者预评价报告未经卫生行政部门审核同意的，不得开工建设。

职业病危害预评价报告应当对建设项目可能产生的职业病危害因素及其对工作场所和劳动者健康的影响作出评价，确定危害类别和职业病防护措施。

建设项目职业病危害分类管理办法由国务院卫生行政部门制定。

## 中华人民共和国文物保护法（2017 修正）（节选）

（1982 年 11 月 19 日第五届全国人民代表大会常务委员会第二十五次会议通过；根据 1991 年 6 月 29 日第七届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉第三十条、第三十一条的决定》第一次修正；2002 年 10 月 28 日第九届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议修订；根据 2007 年 12 月 29 日第十届全国人民代表大会常务委员会第三十一次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉的决定》第二次修正；根据 2013 年 6 月 29 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉等十二部法律的决定》第三次修正；根据 2015 年 4 月 24 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第十四次会议《关于修改〈中华人民共和国文物保护法〉的决定》第四次修正；根据 2017 年 11 月 4 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第三十次会议《关于修改〈中华人民共和国会计法〉等十一部法律的决定》第五次修正）

发文机关：全国人民代表大会常务委员会

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2017 年 11 月 4 日

施行日期：2017 年 11 月 5 日

**第十七条** 文物保护单位的保护范围内不得进行其他建设工程或者爆破、钻探、挖掘等作业。但是，因特殊情况需要在文物保护单位的保护范围内进行其他建设工程或者爆破、钻探、挖掘等作业的，必须保证文物保护单位的安全，并经核定公布该文物保护单位的人民政府批准，在批准前应当征得上一级人民政府文物行政部门同意；在全国重点文物保护单位的保护范围内进行其他建设工程或者

爆破、钻探、挖掘等作业的，必须经省、自治区、直辖市人民政府批准，在批准前应当征得国务院文物行政部门同意。

**第十八条** 根据保护文物的实际需要，经省、自治区、直辖市人民政府批准，可以在文物保护单位的周围划出一定的建设控制地带，并予以公布。

在文物保护单位的建设控制地带内进行建设工程，不得破坏文物保护单位的历史风貌；工程设计方案应当根据文物保护单位的级别，经相应的文物行政部门同意后，报城乡建设规划部门批准。

**第二十九条** 进行大型基本建设工程，建设单位应当事先报请省、自治区、直辖市人民政府文物行政部门组织从事考古发掘的单位在工程范围内有可能埋藏文物的地方进行考古调查、勘探。

考古调查、勘探中发现文物的，由省、自治区、直辖市人民政府文物行政部门根据文物保护的要求会同建设单位共同商定保护措施；遇有重要发现的，由省、自治区、直辖市人民政府文物行政部门及时报国务院文物行政部门处理。



## 第二部分 行政法规

### 中华人民共和国土地管理法实施条例（2021 修订）（节选）

（1998 年 12 月 27 日中华人民共和国国务院令 第 256 号发布；根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第一次修订；根据 2014 年 7 月 29 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订；2021 年 7 月 2 日中华人民共和国国务院令 第 743 号第三次修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国务院令第七百四十三号

发文日期：2021 年 7 月 2 日

施行日期：2021 年 9 月 1 日

**第二十四条** 建设项目确需占用国土空间规划确定的城市和村庄、集镇建设用地范围外的农用地，涉及占用永久基本农田的，由国务院批准；不涉及占用永久基本农田的，由国务院或者国务院授权的省、自治区、直辖市人民政府批准。具体按照下列规定办理：

（一）建设项目批准、核准前或者备案前后，由自然资源主管部门对建设项目用地事项进行审查，提出建设项目用地预审意见。建设项目需要申请核发选址意见书的，应当合并办理建设项目用地预审与选址意见书，核发建设项目用地预审与选址意见书。

（二）建设单位持建设项目的批准、核准或者备案文件，向市、县人民政府提出建设用地申请。市、县人民政府组织自然资源等部门拟订农用地转用方案，

报有批准权的人民政府批准；依法应当由国务院批准的，由省、自治区、直辖市人民政府审核后上报。农用地转用方案应当重点对是否符合国土空间规划和土地利用年度计划以及补充耕地情况作出说明，涉及占用永久基本农田的，还应当对占用永久基本农田的必要性、合理性和补划可行性作出说明。

（三）农用地转用方案经批准后，由市、县人民政府组织实施。

## 政府核准的投资项目目录（2016 年本）

国发〔2016〕72 号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于深化投融资体制改革的意见》，进一步加大简政放权、放管结合、优化服务改革力度，使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，切实转变政府投资管理职能，加强和改进宏观调控，确立企业投资主体地位，激发市场主体扩大合理有效投资和创新创业的活力，现发布《政府核准的投资项目目录（2016 年本）》，并就有关事项通知如下：

一、企业投资建设本目录内的固定资产投资项项目，须按照规定报送有关项目核准机关核准。企业投资建设本目录外的项目，实行备案管理。事业单位、社会团体等投资建设的项目，按照本目录执行。

原油、天然气（含煤层气）开发项目由具有开采权的企业自行决定，并报国务院行业管理部门备案。具有开采权的相关企业应依据相关法律法规，坚持统筹规划，合理开发利用资源，避免资源无序开采。

二、法律、行政法规和国家制定的发展规划、产业政策、总量控制目标、技术政策、准入标准、用地政策、环保政策、用海用岛政策、信贷政策等是企业开展项目前期工作的重要依据，是项目核准机关和国土资源、环境保护、城乡规划、海洋管理、行业管理等部门以及金融机构对项目进行审查的依据。

发展改革部门要会同有关部门抓紧编制完善相关领域专项规划，为各地区做好项目核准工作提供依据。

环境保护部门应根据项目对环境的影响程度实行分级分类管理，对环境影响大、环境风险高的项目严格环评审批，并强化事中事后监管。

三、要充分发挥发展规划、产业政策和准入标准对投资活动的规范引导作用。把发展规划作为引导投资方向，稳定投资运行，规范项目准入，优化项目布局，合理配置资金、土地、能源、人力等资源的重要手段。完善产业结构调整指导目录、外商投资产业指导目录等，为企业投资活动提供依据和指导。构建更加科学、

更加完善、更具可操作性的行业准入标准体系，强化节地节能节水、环境、技术、安全等市场准入标准。完善行业宏观调控政策措施和部门间协调机制，形成工作合力，促进相关行业有序发展。

四、对于钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、船舶等产能严重过剩行业的项目，要严格执行《国务院关于化解产能严重过剩矛盾的指导意见》（国发〔2013〕41号），各地方、各部门不得以其他任何名义、任何方式备案新增产能项目，各相关部门和机构不得办理土地（海域、无居民海岛）供应、能评、环评审批和新增授信支持等相关业务，并合力推进化解产能严重过剩矛盾各项工作。

对于煤矿项目，要严格执行《国务院关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》（国发〔2016〕7号）要求，从2016年起3年内原则上停止审批新建煤矿项目、新增产能的技术改造项目和产能核增项目；确需新建煤矿的，一律实行减量置换。

严格控制新增传统燃油汽车产能，原则上不再核准新建传统燃油汽车生产企业。积极引导新能源汽车健康有序发展，新建新能源汽车生产企业须具有动力系统等关键技术和整车研发能力，符合《新建纯电动乘用车企业管理规定》等相关要求。

五、项目核准机关要改进完善管理办法，切实提高行政效能，认真履行核准职责，严格按照规定权限、程序和时限等要求进行审查。有关部门要密切配合，按照职责分工，相应改进管理办法，依法加强对投资活动的管理。

六、按照谁审批谁监管、谁主管谁监管的原则，落实监管责任，注重发挥地方政府就近就便监管作用，行业管理部门和环境保护、质量监督、安全监管等部门专业优势，以及投资主管部门综合监管职能，实现协同监管。投资项目核准、备案权限下放后，监管责任要同步下移。地方各级政府及其有关部门要积极探索创新监管方式方法，强化事中事后监管，切实承担起监管职责。

七、按照规定由国务院核准的项目，由国家发展改革委审核后报国务院核准。核报国务院及国务院投资主管部门核准的项目，事前须征求国务院行业管理部门的意见。

八、由地方政府核准的项目，各省级政府可以根据本地实际情况，按照下放层级与承接能力相匹配的原则，具体划分地方各级政府管理权限，制定本行政区

域内统一的政府核准投资项目目录。基层政府承接能力要作为政府管理权限划分的重要因素，不宜简单地“一放到底”。对于涉及本地区重大规划布局、重要资源开发配置的项目，应充分发挥省级部门在政策把握、技术力量等方面的优势，由省级政府核准，原则上不下放到地市级政府、一律不得下放到县级及以下政府。

九、对取消核准改为备案管理的项目，项目备案机关要加强发展规划、产业政策和准入标准把关，行业管理部门与城乡规划、土地管理、环境保护、安全监管等部门要按职责分工加强对项目的指导和约束。

十、法律、行政法规和国家有专门规定的，按照有关规定执行。商务主管部门按国家有关规定对外商投资企业的设立和变更、国内企业在境外投资开办企业（金融企业除外）进行审核或备案管理。

十一、本目录自发布之日起执行，《政府核准的投资项目目录（2014年本）》即行废止。

国务院

2016年12月12日

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国发〔2016〕72号

发文日期：2016年12月12日

施行日期：2016年12月12日

## 政府核准的投资项目目录（2016年本）

### 一、农业水利

**农业：**涉及开荒的项目由省级政府核准。

**水利工程：**涉及跨界河流、跨省（区、市）水资源配置调整的重大水利项目由国务院投资主管部门核准，其中库容 10 亿立方米及以上或者涉及移民 1 万人及以上的水库项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准。

## 二、能源

**水电站：**在跨界河流、跨省（区、市）河流上建设的单站总装机容量 50 万千瓦及以上项目由国务院投资主管部门核准，其中单站总装机容量 300 万千瓦及以上或者涉及移民 1 万人及以上的项目由国务院核准。其余项目由地方政府核准。

**抽水蓄能电站：**由省级政府按照国家制定的相关规划核准。

**火电站（含自备电站）：**由省级政府核准，其中燃煤燃气火电项目应在国家依据总量控制制定的建设规划内核准。

**热电站（含自备电站）：**由地方政府核准，其中抽凝式燃煤热电项目由省级政府在国家依据总量控制制定的建设规划内核准。

**风电站：**由地方政府在国家依据总量控制制定的建设规划及年度开发指导规模内核准。

**核电站：**由国务院核准。

**电网工程：**涉及跨境、跨省（区、市）输电的±500 千伏及以上直流项目，涉及跨境、跨省（区、市）输电的 500 千伏、750 千伏、1000 千伏交流项目，由国务院投资主管部门核准，其中±800 千伏及以上直流项目和 1000 千伏交流项目报国务院备案；不涉及跨境、跨省（区、市）输电的±500 千伏及以上直流项目和 500 千伏、750 千伏、1000 千伏交流项目由省级政府按照国家制定的相关规划核准，其余项目由地方政府按照国家制定的相关规划核准。

**煤矿：**国家规划矿区内新增年生产能力 120 万吨及以上煤炭开发项目由国务院行业管理部门核准，其中新增年生产能力 500 万吨及以上的项目由国务院投资主管部门核准并报国务院备案；国家规划矿区内的其余煤炭开发项目和一般煤炭开发项目由省级政府核准。国家规定禁止建设或列入淘汰退出范围的项目，不得核准。

**煤制燃料：**年产超过 20 亿立方米的煤制天然气项目、年产超过 100 万吨的煤制油项目，由国务院投资主管部门核准。

**液化石油气接收、存储设施（不含油气田、炼油厂的配套项目）：**由地方政府核准。

**进口液化天然气接收、储运设施：**新建（含异地扩建）项目由国务院行业管理部门核准，其中新建接收储运能力 300 万吨及以上的项目由国务院投资主管部门核准并报国务院备案。其余项目由省级政府核准。

**输油管网（不含油田集输管网）：**跨境、跨省（区、市）干线管网项目由国务院投资主管部门核准，其中跨境项目报国务院备案。其余项目由地方政府核准。

**输气管网（不含油气田集输管网）：**跨境、跨省（区、市）干线管网项目由国务院投资主管部门核准，其中跨境项目报国务院备案。其余项目由地方政府核准。

**炼油：**新建炼油及扩建一次炼油项目由省级政府按照国家批准的相关规划核准。未列入国家批准的相关规划的新建炼油及扩建一次炼油项目，禁止建设。

**变性燃料乙醇：**由省级政府核准。

### 三、交通运输

**新建（含增建）铁路：**列入国家批准的相关规划中的项目，中国铁路总公司为主出资的由其自行决定并报国务院投资主管部门备案，其他企业投资的由省级政府核准；地方城际铁路项目由省级政府按照国家批准的相关规划核准，并报国务院投资主管部门备案；其余项目由省级政府核准。

**公路：**国家高速公路网和普通国道网项目由省级政府按照国家批准的相关规划核准，地方高速公路项目由省级政府核准，其余项目由地方政府核准。

**独立公（铁）路桥梁、隧道：**跨境项目由国务院投资主管部门核准并报国务院备案。国家批准的相关规划中的项目，中国铁路总公司为主出资的由其自行决定并报国务院投资主管部门备案，其他企业投资的由省级政府核准；其余独立铁路桥梁、隧道及跨 10 万吨级及以上航道海域、跨大江大河（现状或规划为一级及以上通航段）的独立公路桥梁、隧道项目，由省级政府核准，其中跨长江干线航道的项目应符合国家批准的相关规划。其余项目由地方政府核准。

**煤炭、矿石、油气专用泊位：**由省级政府按国家批准的相关规划核准。

**集装箱专用码头：**由省级政府按国家批准的相关规划核准。

**内河航运：**跨省（区、市）高等级航道的千吨级及以上航电枢纽项目由省级政府按国家批准的相关规划核准，其余项目由地方政府核准。

**民航：**新建运输机场项目由国务院、中央军委核准，新建通用机场项目、扩建军民合用机场（增建跑道除外）项目由省级政府核准。

#### 四、信息产业

**电信：**国际通信基础设施项目由国务院投资主管部门核准；国内干线传输网（含广播电视网）以及其他涉及信息安全的电信基础设施项目，由国务院行业管理部门核准。

#### 五、原材料

**稀土、铁矿、有色矿山开发：**由省级政府核准。

**石化：**新建乙烯、对二甲苯（PX）、二苯基甲烷二异氰酸酯（MDI）项目由省级政府按照国家批准的石化产业规划布局方案核准。未列入国家批准的相关规划的新建乙烯、对二甲苯（PX）、二苯基甲烷二异氰酸酯（MDI）项目，禁止建设。

**煤化工：**新建煤制烯烃、新建煤制对二甲苯（PX）项目，由省级政府按照国家批准的相关规划核准。新建年产超过 100 万吨的煤制甲醇项目，由省级政府核准。其余项目禁止建设。

**稀土：**稀土冶炼分离项目、稀土深加工项目由省级政府核准。

**黄金：**采选矿项目由省级政府核准。

#### 六、机械制造

**汽车：**按照国务院批准的《汽车产业发展政策》执行。其中，新建中外合资轿车生产企业项目，由国务院核准；新建纯电动乘用车生产企业（含现有汽车企业跨类生产纯电动乘用车）项目，由国务院投资主管部门核准；其余项目由省级政府核准。

#### 七、轻工

**烟草：**卷烟、烟用二醋酸纤维素及丝束项目由国务院行业管理部门核准。

#### 八、高新技术



**民用航空航天：**干线支线飞机、6吨/9座及以上通用飞机和3吨及以上直升机制造、民用卫星制造、民用遥感卫星地面站建设项目，由国务院投资主管部门核准；6吨/9座以下通用飞机和3吨以下直升机制造项目由省级政府核准。

## 九、城建

**城市快速轨道交通项目：**由省级政府按照国家批准的相关规划核准。

**城市道路桥梁、隧道：**跨10万吨级及以上航道海域、跨大江大河（现状或规划为一级及以上通航段）的项目由省级政府核准。

**其他城建项目：**由地方政府自行确定实行核准或者备案。

## 十、社会事业

**主题公园：**特大型项目由国务院核准，其余项目由省级政府核准。

**旅游：**国家级风景名胜区、国家自然保护区、全国重点文物保护单位区域内总投资5000万元及以上旅游开发和资源保护项目，世界自然和文化遗产保护区内总投资3000万元及以上项目，由省级政府核准。

**其他社会事业项目：**按照隶属关系由国务院行业管理部门、地方政府自行确定实行核准或者备案。

## 十一、外商投资

《外商投资产业指导目录》中总投资（含增资）3亿美元及以上限制类项目，由国务院投资主管部门核准，其中总投资（含增资）20亿美元及以上项目报国务院备案。《外商投资产业指导目录》中总投资（含增资）3亿美元以下限制类项目，由省级政府核准。

前款规定之外的属于本目录第一至十条所列项目，按照本目录第一至十条的规定执行。

## 十二、境外投资

涉及敏感国家和地区、敏感行业的项目，由国务院投资主管部门核准。

前款规定之外的中央管理企业投资项目和地方企业投资3亿美元及以上项目报国务院投资主管部门备案。

## 建设项目环境保护管理条例（2017 修订）（节选）

（1998 年 11 月 29 日中华人民共和国国务院令第 253 号发布 根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2017 年 7 月 16 日

施行日期：2017 年 10 月 1 日

**第七条** 国家根据建设项目对环境的影响程度，按照下列规定对建设项目的环境保护实行分类管理：

（一）建设项目对环境可能造成重大影响的，应当编制环境影响报告书，对建设项目产生的污染和对环境的影响进行全面、详细的评价；

（二）建设项目对环境可能造成轻度影响的，应当编制环境影响报告表，对建设项目产生的污染和对环境的影响进行分析或者专项评价；

（三）建设项目对环境的影响很小，不需要进行环境影响评价的，应当填报环境影响登记表。

建设项目环境影响评价分类管理名录，由国务院环境保护行政主管部门在组织专家进行论证和征求有关部门、行业协会、企事业单位、公众等意见的基础上制定并公布。

**第八条** 建设项目环境影响报告书，应当包括下列内容：

- （一）建设项目概况；
- （二）建设项目周围环境现状；
- （三）建设项目对环境可能造成影响的分析和预测；
- （四）环境保护措施及其经济、技术论证；
- （五）环境影响经济损益分析；
- （六）对建设项目实施环境监测的建议；
- （七）环境影响评价结论。

建设项目环境影响报告表、环境影响登记表的内容和格式，由国务院环境保护行政主管部门规定。

**第九条** 依法应当编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目，建设单位应当在开工建设前将环境影响报告书、环境影响报告表报有审批权的环境保护行政主管部门审批；建设项目的环境影响评价文件未依法经审批部门审查或者审查后未予批准的，建设单位不得开工建设。

环境保护行政主管部门审批环境影响报告书、环境影响报告表，应当重点审查建设项目的环境可行性、环境影响分析预测评估的可靠性、环境保护措施的有效性、环境影响评价结论的科学性等，并分别自收到环境影响报告书之日起 60 日内、收到环境影响报告表之日起 30 日内，作出审批决定并书面通知建设单位。

环境保护行政主管部门可以组织技术机构对建设项目环境影响报告书、环境影响报告表进行技术评估，并承担相应费用；技术机构应当对其提出的技术评估意见负责，不得向建设单位、从事环境影响评价工作的单位收取任何费用。

依法应当填报环境影响登记表的建设项目，建设单位应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定将环境影响登记表报建设项目所在地县级环境保护行政主管部门备案。

环境保护行政主管部门应当开展环境影响评价文件网上审批、备案和信息公开。

**第十二条** 建设项目环境影响报告书、环境影响报告表经批准后，建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，建设单位应当重新报批建设项目环境影响报告书、环境影响报告表。

建设项目环境影响报告书、环境影响报告表自批准之日起满 5 年，建设项目方开工建设的，其环境影响报告书、环境影响报告表应当报原审批部门重新审核。原审批部门应当自收到建设项目环境影响报告书、环境影响报告表之日起 10 日内，将审核意见书面通知建设单位；逾期未通知的，视为审核同意。

审核、审批建设项目环境影响报告书、环境影响报告表及备案环境影响登记表，不得收取任何费用。

**第十三条** 建设单位可以采取公开招标的方式，选择从事环境影响评价工作的单位，对建设项目进行环境影响评价。

任何行政机关不得为建设单位指定从事环境影响评价工作的单位,进行环境影响评价。

**第十四条** 建设单位编制环境影响报告书,应当依照有关法律规定,征求建设项目所在地有关单位和居民的意见。

**第十五条** 建设项目需要配套建设的环境保护设施,必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。

**第十九条** 编制环境影响报告书、环境影响报告表的建设项目,其配套建设的环境保护设施经验收合格,方可投入生产或者使用;未经验收或者验收不合格的,不得投入生产或者使用。

前款规定的建设项目投入生产或者使用后,应当按照国务院环境保护行政主管部门的规定开展环境影响后评价。

## 建设工程质量管理条例（2019 修订）（节选）

（2000 年 1 月 30 日中华人民共和国国务院令第 279 号发布；根据 2017 年 10 月 7 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第一次修订；根据 2019 年 4 月 23 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2019 年 4 月 23 日

施行日期：2019 年 4 月 23 日

**第七条** 建设单位应当将工程发包给具有相应资质等级的单位。

建设单位不得将建设工程肢解发包。

**第十二条** 实行监理的建设工程，建设单位应当委托具有相应资质等级的工程监理单位进行监理，也可以委托具有工程监理相应资质等级并与被监理工程的施工承包单位没有隶属关系或者其他利害关系的该工程的设计单位进行监理。

下列建设工程必须实行监理：

- （一）国家重点建设工程；
- （二）大中型公用事业工程；
- （三）成片开发建设的住宅小区工程；
- （四）利用外国政府或者国际组织贷款、援助资金的工程；
- （五）国家规定必须实行监理的其他工程。

**第十六条** 建设单位收到建设工程竣工报告后，应当组织设计、施工、工程监理等有关单位进行竣工验收。

建设工程竣工验收应当具备下列条件：

- （一）完成建设工程设计和合同约定的各项内容；

- (二) 有完整的技术档案和施工管理资料；
- (三) 有工程使用的主要建筑材料、建筑构配件和设备的进场试验报告；
- (四) 有勘察、设计、施工、工程监理等单位分别签署的质量合格文件；
- (五) 有施工单位签署的工程保修书。

建设工程经验收合格的，方可交付使用。

**第十七条** 建设单位应当严格按照国家有关档案管理的规定，及时收集、整理建设项目各环节的文件资料，建立、健全建设项目档案，并在建设工程竣工验收后，及时向建设行政主管部门或者其他有关部门移交建设项目档案。

**第十八条** 从事建设工程勘察、设计的单位应当依法取得相应等级的资质证书，并在其资质等级许可的范围内承揽工程。

禁止勘察、设计单位超越其资质等级许可的范围或者以其他勘察、设计单位的名义承揽工程。禁止勘察、设计单位允许其他单位或者个人以本单位的名义承揽工程。

勘察、设计单位不得转包或者违法分包所承揽的工程。

**第二十五条** 施工单位应当依法取得相应等级的资质证书，并在其资质等级许可的范围内承揽工程。

禁止施工单位超越本单位资质等级许可的业务范围或者以其他施工单位的名义承揽工程。禁止施工单位允许其他单位或者个人以本单位的名义承揽工程。

施工单位不得转包或者违法分包工程。

**第三十二条** 施工单位对施工过程中出现质量问题的建设工程或者竣工验收不合格的建设工程，应当负责返修。

**第三十四条** 工程监理单位应当依法取得相应等级的资质证书，并在其资质等级许可的范围内承担工程监理业务。

禁止工程监理单位超越本单位资质等级许可的范围或者以其他工程监理单位的名义承担工程监理业务。禁止工程监理单位允许其他单位或者个人以本单位的名义承担工程监理业务。

工程监理单位不得转让工程监理业务。

**第三十七条** 工程监理单位应当选派具备相应资格的总监理工程师和监理工程师进驻施工现场。

未经监理工程师签字，建筑材料、建筑构配件和设备不得在工程上使用或者安装，施工单位不得进行下一道工序的施工。未经总监理工程师签字，建设单位不拨付工程款，不进行竣工验收。

**第三十九条** 建设工程实行质量保修制度。

建设工程承包单位在向建设单位提交工程竣工验收报告时，应当向建设单位出具质量保修书。质量保修书中应当明确建设工程的保修范围、保修期限和保修责任等。

## 地质灾害防治条例（节选）

国务院令第三百九十四号

（2003年11月24日中华人民共和国国务院令 第394号公布 自2004年3月1日起施行）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国务院令第三百九十四号

发文日期：2003年11月24日

施行日期：2004年3月1日

**第二十一条** 在地质灾害易发区内进行工程建设应当在可行性研究阶段进行地质灾害危险性评估，并将评估结果作为可行性研究报告的组成部分；可行性研究报告未包含地质灾害危险性评估结果的，不得批准其可行性研究报告。

编制地质灾害易发区内的城市总体规划、村庄和集镇规划时，应当对规划区进行地质灾害危险性评估。



## 国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国发〔2013〕24号

发文日期：2013年7月4日

施行日期：2013年7月4日

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，行业管理比较薄弱、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。

深入贯彻党的十八大精神，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、党政机关、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%、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。加快淘汰能耗高、物料循环利用不完善、环保不达标等多晶硅产能，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薄膜电池、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

# 中华人民共和国城镇国有土地使用权出让和转让

## 暂行条例（2020 修订）（节选）

（1990 年 5 月 19 日中华人民共和国国务院令第 55 号发布；根据 2020 年 11 月 29 日《国务院关于修改和废止部分行政法规的决定》修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2020 年 11 月 29 日

施行日期：2020 年 11 月 29 日

**第十九条** 土地使用权转让是指土地使用者将土地使用权再转移的行为，包括出售、交换和赠与。

未按土地使用权出让合同规定的期限和条件投资开发、利用土地的，土地使用权不得转让。

**第四十四条** 划拨土地使用权，除本条例第四十五条规定的情况外，不得转让、出租、抵押。

**第四十五条** 符合下列条件的，经市、县人民政府土地管理部门和房产管理部门批准，其划拨土地使用权和地上建筑物、其他附着物所有权可以转让、出租、抵押：

（一）土地使用者为公司、企业、其他经济组织和个人；

（二）领有国有土地使用证；

（三）具有地上建筑物、其他附着物合法的产权证明；

（四）依照本条例第二章的规定签订土地使用权出让合同，向当地市、县人民政府补交土地使用权出让金或者以转让、出租、抵押所获收益抵交土地使用权出让金。

转让、出租、抵押前款划拨土地使用权的，分别依照本条例第三章、第四章和第五章的规定办理。



# 关于完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场

## 的指导意见（节选）

发文机关：国务院办公厅

时效性：现行有效

发文字号：国办发〔2019〕34号

发文日期：2019年7月6日

施行日期：2019年7月6日

国办发〔2019〕34号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

土地市场是我国现代市场体系的重要组成部分，是资源要素市场的重要内容。改革开放以来，通过大力推行国有建设用地有偿使用制度，我国基本形成了以政府供应为主的土地一级市场和以市场主体之间转让、出租、抵押为主的土地二级市场，对建立和完善社会主义市场经济体制、促进土地资源的优化配置和节约集约利用、加快工业化和城镇化进程起到了重要作用。随着经济社会发展，土地二级市场运行发展中的一些问题逐步凸显，交易规则不健全、交易信息不对称、交易平台不规范、政府服务和监管不完善等问题比较突出，导致要素流通不畅，存量土地资源效率较低，难以满足经济高质量发展的需要。为完善建设用地使用权转让、出租、抵押二级市场，结合各地改革试点实践，经国务院同意，现提出以下意见。

### 二、完善转让规则，促进要素流通

（六）明晰不同权能建设用地使用权转让的必要条件。以划拨方式取得的建设用地使用权转让，需经依法批准，土地用途符合《划拨用地目录》的，可不补缴土地出让价款，按转移登记办理；不符合《划拨用地目录》的，在符合规划的前提下，由受让方依法依规补缴土地出让价款。以出让方式取得的建设用地使用权转让，在符合法律法规规定和出让合同约定的前提下，应充分保障交易自由；原出让合同对转让条件另有约定的，从其约定。以作价出资或入股方式取得的建

设用地使用权转让，参照以出让方式取得的建设用地使用权转让有关规定，不再报经原批准建设用地使用权作价出资或入股的机关批准；转让后，可保留为作价出资或入股方式，或直接变更为出让方式。

### **三、完善出租管理，提高服务水平**

（十）规范划拨建设用地使用权出租管理。以划拨方式取得的建设用地使用权出租的，应按照有关规定上缴租金中所含土地收益，纳入土地出让收入管理。宗地长期出租，或部分用于出租且可分割的，应依法补办出让、租赁等有偿使用手续。建立划拨建设用地使用权出租收益年度申报制度，出租人依法申报并缴纳相关收益的，不再另行单独办理划拨建设用地使用权出租的批准手续。

国务院办公厅

2019年7月6日

# 关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案

发文机关：国务院办公厅

时效性：现行有效

发文字号：国办函〔2022〕39号

发文日期：2022年5月14日

施行日期：2022年5月14日

国家发展改革委 国家能源局

近年来，我国以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著，装机规模稳居全球首位，发电量占比稳步提升，成本快速下降，已基本进入平价无补贴发展的新阶段。同时，新能源开发利用仍存在电力系统对大规模高比例新能源接网和消纳的适应性不足、土地资源约束明显等制约因素。要实现到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上的目标，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，必须坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，完整、准确、全面贯彻新发展理念，统筹发展和安全，坚持先立后破、通盘谋划，更好发挥新能源在能源保供增供方面的作用，助力扎实做好碳达峰、碳中和工作。按照党中央、国务院决策部署，现就促进新时代新能源高质量发展制定如下实施方案。

## 一、创新新能源开发利用模式

（一）加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。加大力度规划建设以大型风光电基地为基础、以其周边清洁高效先进节能的煤电为支撑、以稳定安全可靠的特高压输变电线路为载体的新能源供给消纳体系，在土地预审、规划选址、环境保护等方面加强协调指导，提高审批效率。按照推动煤炭和新能源优化组合的要求，鼓励煤电企业与新能源企业开展实质性联营。

（二）促进新能源开发利用与乡村振兴融合发展。鼓励地方政府加大力度支持农民利用自有建筑屋顶建设户用光伏，积极推进乡村分散式风电开发。统筹农村能源革命与农村集体经济发展，培育农村能源合作社等新型市场主体，鼓励村集体依法利用存量集体土地通过作价入股、收益共享等机制，参与新能源项目开发。鼓励金融机构为农民投资新能源项目提供创新产品和服务。

（三）推动新能源在工业和建筑领域应用。在具备条件的工业企业、工业园区，加快发展分布式光伏、分散式风电等新能源项目，支持工业绿色微电网和源网荷储一体化项目建设，推进多能互补高效利用，开展新能源电力直供电试点，提高终端用能的新能源电力比重。推动太阳能与建筑深度融合发展。完善光伏建筑一体化应用技术体系，壮大光伏电力生产型消费者群体。到 2025 年，公共机构新建建筑屋顶光伏覆盖率力争达到 50%；鼓励公共机构既有建筑等安装光伏或太阳能热利用设施。

（四）引导全社会消费新能源等绿色电力。开展绿色电力交易试点，推动绿色电力在交易组织、电网调度、价格形成机制等方面体现优先地位，为市场主体提供功能健全、友好易用的绿色电力交易服务。建立完善新能源绿色消费认证、标识体系和公示制度。完善绿色电力证书制度，推广绿色电力证书交易，加强与碳排放权交易市场的有效衔接。加大认证采信力度，引导企业利用新能源等绿色电力制造产品和服务。鼓励各类用户购买新能源等绿色电力制造的产品。

## 二、加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统

（五）全面提升电力系统调节能力和灵活性。充分发挥电网企业在构建新型电力系统中的平台和枢纽作用，支持和指导电网企业积极接入和消纳新能源。完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。鼓励西部等光照条件好的地区使用太阳能热发电作为调峰电源。深入挖掘需求响应潜力，提高负荷侧对新能源的调节能力。

（六）着力提高配电网接纳分布式新能源的能力。发展分布式智能电网，推动电网企业加强有源配电网（主动配电网）规划、设计、运行方法研究，加大投资建设改造力度，提高配电网智能化水平，着力提升配电网接入分布式新能源的能力。合理确定配电网接入分布式新能源的比例要求。探索开展适应分布式新能源接入的直流配电网工程示范。

（七）稳妥推进新能源参与电力市场交易。支持新能源项目与用户开展直接交易，鼓励签订长期购售电协议，电网企业应采取有效措施确保协议执行。对国家已有明确价格政策的新能源项目，电网企业应按照有关法规严格落实全额保障

性收购政策，全生命周期合理小时数外电量可以参与电力市场交易。在电力现货市场试点地区，鼓励新能源项目以差价合约形式参与电力市场交易。

（八）完善可再生能源电力消纳责任权重制度。科学合理设定各省（自治区、直辖市）中长期可再生能源电力消纳责任权重，做好可再生能源电力消纳责任权重制度与新增可再生能源不纳入能源消费总量控制的衔接。建立完善可再生能源电力消纳责任考评指标体系和奖惩机制。

### 三、深化新能源领域“放管服”改革

（九）持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。

（十）优化新能源项目接网流程。地方能源主管部门、电网企业要结合新能源项目发展需要，及时优化电网规划建设方案和投资计划安排。推动电网企业建立新能源项目接网一站式服务平台，提供新能源项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息，实现新能源项目接网全流程线上办理，大幅压缩接网时间。接网及送出工程原则上由电网企业投资建设，电网企业要改进完善内部审批流程，合理安排建设时序，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；由发电企业建设的新能源接网及送出工程，电网企业可在双方协商同意后依法依规回购。

（十一）健全新能源相关公共服务体系。开展全国新能源资源勘查与评价，建立可开发资源数据库，形成县级以上行政区域内各类新能源资源详查评价成果和图谱并向社会发布。建立测风塔及测风数据共享机制。完善新能源产业防灾减灾综合服务体系。加快推动新能源装备标准和检测认证等公共服务体系建设，支持建设国家新能源装备质量公告平台和关键产品公共检测平台。

### 四、支持引导新能源产业健康有序发展

（十二）推进科技创新与产业升级。建立产学研一体化平台，建设国家级新能源实验室和研发平台，加大基础理论研究投入，超前布局前沿技术和颠覆性技术。推行“揭榜挂帅”、“赛马”等机制，推动企业、科研院所、高校等针对新

能源占比逐渐提高的电力系统安全稳定可靠等问题开展系统性研究，提出解决方案。加大对产业智能制造和数字化升级的支持力度。编制实施智能光伏产业发展行动计划，提升产品全周期智能化、信息化水平。推进高效太阳能电池、先进风电设备等关键技术突破，加快推动关键基础材料、设备、零部件等技术升级。推动退役风电机组、光伏组件回收处理技术和相关新产业链发展，实现全生命周期闭环式绿色发展。

（十三）保障产业链供应链安全。出台推动能源电子产业发展的指导意见，加快电子信息技术与新能源产业融合创新。推动强链补链，依照新能源产业链分工对供应链上下游实施科学统筹管理。增加扩产项目信息透明度，增强设备、材料企业对产业供需变化的响应能力，防控价格异常波动，增强新能源产业链供应链韧性。指导地方政府做好新能源产业规划，落实光伏产业规范条件。优化新能源产业知识产权保护环境，加大侵权惩罚力度。规范新能源产业发展秩序，遏制低水平项目盲目发展，及时纠正违反公平竞争的做法，破除地方保护主义，优化新能源企业兼并重组市场环境和审批流程。

（十四）提高新能源产业国际化水平。加强新能源产业知识产权国际合作，推动计量、检测和试验研究能力达到世界先进水平，积极参与风电、光伏、海洋能、氢能、储能、智慧能源及电动汽车等领域国际标准、合格评定程序的制定和修订，提高计量和合格评定结果互认水平，提升我国标准和检测认证机构的国际认可度和影响力。

## **五、保障新能源发展合理空间需求**

（十五）完善新能源项目用地管制规则。建立自然资源、生态环境、能源主管部门等相关单位的协同机制。在符合国土空间规划和用途管制要求基础上，充分利用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，布局建设大型风光电基地。将新能源项目的空间信息按规定纳入国土空间规划“一张图”，严格落实生态环境分区管控要求，统筹安排大型风光电基地建设项目用地用林用草。地方政府要严格依法征收土地使用税费，不得超出法律规定征收费用。

（十六）提高国土空间资源利用效率。新建新能源项目要严格执行土地使用标准，不得突破标准控制，鼓励推广应用节地技术和节地模式，用地节约集约化程度必须达到国内同行业先进水平。优化调整近岸风电场布局，鼓励发展深远海

风电项目；规范设置登陆电缆管廊，最大程度减少对岸线的占用和影响。鼓励“风光渔”融合发展，切实提高风电、光伏发电项目海域资源利用效率。

## **六、充分发挥新能源的生态环境保护效益**

（十七）大力推广生态修复类新能源项目。坚持生态优先，科学评价新能源项目生态环境影响和效益，研究出台光伏治沙等生态修复类新能源项目设计、施工、运维等标准规范，支持在石漠化、荒漠化土地以及采煤沉陷区等矿区开展具有生态环境保护和修复效益的新能源项目。

（十八）助力农村人居环境整治提升。因地制宜推动生物质能、地热能、太阳能供暖，在保障能源安全稳定供应基础上有序开展新能源替代散煤行动，促进农村清洁取暖、农业清洁生产。深入推进秸秆综合利用和畜禽粪污资源化利用。制定符合生物质燃烧特性的专用设备技术标准，推广利用生物质成型燃料。

## **七、完善支持新能源发展的财政金融政策**

（十九）优化财政资金使用。加强央地联动，按照以收定支原则用好可再生能源发展基金。全面落实税务部门征收可再生能源发展基金的有关要求，确保应收尽收。利用好现有资金渠道支持新能源发展。研究将新能源领域符合条件的公益性建设项目纳入地方政府债券支持范围。

（二十）完善金融相关支持措施。在依法合规、风险可控、商业可持续前提下，金融机构可以自主确定是否对已纳入可再生能源发电补贴清单的项目发放补贴确权贷款，金融机构和企业可自主协商确定贷款金额、期限、利率、还款计划等。充分发挥电网企业融资优势，积极拓展资金来源，推动可再生能源发电延续补贴资金年度收支平衡。支持符合条件的金融机构提供绿色资产支持（商业）票据、保理等创新方案，解决新能源企业资金需求。

（二十一）丰富绿色金融产品服务。合理界定新能源绿色金融项目的信用评级标准和评估准入条件。加大绿色债券、绿色信贷对新能源项目的支持力度。研究探索将新能源项目纳入基础设施不动产投资信托基金（REITs）试点支持范围。支持将符合条件的新能源项目温室气体核证减排量纳入全国碳排放权交易市场进行配额清缴抵销。

# 电网调度管理条例（2011 修订）

（1993 年 6 月 29 日中华人民共和国国务院令第 115 号发布；根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2011 年 1 月 8 日

施行日期：2011 年 1 月 8 日

## 第一章 总则

**第一条** 为了加强电网调度管理，保障电网安全，保护用户利益，适应经济建设和人民生活的需要，制定本条例。

**第二条** 本条例所称电网调度，是指电网调度机构（以下简称调度机构）为保障电网的安全、优质、经济运行，对电网运行进行的组织、指挥、指导和协调。

电网调度应当符合社会主义市场经济的要求和电网运行的客观规律。

**第三条** 中华人民共和国境内的发电、供电、用电单位以及其他有关单位和个人，必须遵守本条例。

**第四条** 电网运行实行统一调度、分级管理的原则。

**第五条** 任何单位和个人不得超计划分配电力和电量，不得超计划使用电力和电量；遇有特殊情况，需要变更计划的，须经用电计划下达部门批准。

**第六条** 国务院电力行政主管部门主管电网调度工作。

## 第二章 调度系统

**第七条** 调度机构的职权及其调度管辖范围的划分原则，由国务院电力行政主管部门确定。

**第八条** 调度机构直接调度的发电厂的划定原则，由国务院电力行政主管部门确定。



**第九条** 调度系统包括各级调度机构和电网内的发电厂、变电站的运行值班单位。

下级调度机构必须服从上级调度机构的调度。

调度机构调度管辖范围内的发电厂、变电站的运行值班单位，必须服从该级调度机构的调度。

**第十条** 调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。

**第十一条** 调度系统值班人员须经培训、考核并取得合格证书方得上岗。

调度系统值班人员的培训、考核办法由国务院电力行政主管部门制定。

### 第三章 调度计划

**第十二条** 跨省电网管理部门和省级电网管理部门应当编制发电、供电计划，并将发电、供电计划报送国务院电力行政主管部门备案。

调度机构应当编制下达发电、供电调度计划。

值班调度人员可以按照有关规定，根据电网运行情况，调整日发电、供电调度计划。值班调度人员调整日发电、供电调度计划时，必须填写调度值班日志。

**第十三条** 跨省电网管理部门和省级电网管理部门编制发电、供电计划，调度机构编制发电、供电调度计划时，应当根据国家下达的计划、有关的供电协议和并网协议、电网的设备能力，并留有备用容量。

对具有综合效益的水电厂（站）的水库，应当根据批准的水电厂（站）的设计文件，并考虑防洪、灌溉、发电、环保、航运等要求，合理运用水库蓄水。

**第十四条** 跨省电网管理部门和省级电网管理部门遇有下列情形之一，需要调整发电、供电计划时，应当通知有关地方人民政府的有关部门：

- （一）大中型水电厂（站）入库水量不足；
- （二）火电厂的燃料短缺；
- （三）其他需要调整发电、供电计划的情形。

### 第四章 调度规则

**第十五条** 调度机构必须执行国家下达的供电计划，不得克扣电力、电量，并保证供电质量。

**第十六条** 发电厂必须按照调度机构下达的调度计划和规定的电压范围运行，并根据调度指令调整功率和电压。

**第十七条** 发电、供电设备的检修，应当服从调度机构的统一安排。

**第十八条** 出现下列紧急情况之一的，值班调度人员可以调整日发电、供电调度计划，发布限电、调整发电厂功率、开或者停发电机组等指令；可以向本电网内的发电厂、变电站的运行值班单位发布调度指令：

- （一）发电、供电设备发生重大事故或者电网发生事故；
- （二）电网频率或者电压超过规定范围；
- （三）输变电设备负载超过规定值；
- （四）主干线路功率值超过规定的稳定限额；
- （五）其他威胁电网安全运行的紧急情况。

**第十九条** 省级电网管理部门、省辖市级电网管理部门、县级电网管理部门应当根据本级人民政府的生产调度部门的要求、用户的特点和电网安全运行的需要，提出事故及超计划用电的限电序位表，经本级人民政府的生产调度部门审核，报本级人民政府批准后，由调度机构执行。

限电及整个电网调度工作应当逐步实现自动化管理。

**第二十条** 未经值班调度人员许可，任何人不得操作调度机构调度管辖范围内的设备。

电网运行遇有危及人身及设备安全的情况时，发电厂、变电站的运行值班单位的值班人员可以按照有关规定处理，处理后应当立即报告有关调度机构的值班人员。

## **第五章 调度指令**

**第二十一条** 值班调度人员必须按照规定发布各种调度指令。

**第二十二条** 在调度系统中，必须执行调度指令。调度系统的值班人员认为执行调度指令将危及人身及设备安全的，应当立即向发布指令的值班调度人员报告，由其决定调度指令的执行或者撤销。

**第二十三条** 电网管理部门的负责人，调度机构的负责人以及发电厂、变电站的负责人，对上级调度机构的值班人员发布的调度指令有不同意见时，可以向

上级电网电力行政主管部门或者上级调度机构提出，但是在其未作出答复前，调度系统的值班人员必须按照上级调度机构的值班人员发布的调度指令执行。

**第二十四条** 任何单位和个人不得违反本条例干预调度系统的值班人员发布或者执行调度指令；调度系统的值班人员依法执行公务，有权拒绝各种非法干预。

## 第六章 并网与调度

**第二十五条** 并网运行的发电厂或者电网，必须服从调度机构的统一调度。

**第二十六条** 需要并网运行的发电厂与电网之间以及电网与电网之间，应当在并网前根据平等互利、协商一致的原则签订并网协议并严格执行。

## 第七章 罚则

**第二十七条** 违反本条例规定，有下列行为之一的，对主管人员和直接责任人员由其所在单位或者上级机关给予行政处分：

（一）未经上级调度机构许可，不按照上级调度机构下达的发电、供电调度计划执行的；

（二）不执行有关调度机构批准的检修计划的；

（三）不执行调度指令和调度机构下达的保证电网安全的措施的；

（四）不如实反映电网运行情况的；

（五）不如实反映执行调度指令情况的；

（六）调度系统的值班人员玩忽职守、徇私舞弊，尚不构成犯罪的。

**第二十八条** 调度机构对于超计划用电的用户应当予以警告；经警告，仍未按照计划用电的，调度机构可以发布限电指令，并可以强行扣还电力、电量；当超计划用电威胁电网安全运行时，调度机构可以部分或者全部暂时停止供电。

**第二十九条** 违反本条例规定，未按照计划供电或者无故调整供电计划的，电网应当根据用户的需要补给少供的电力、电量。

**第三十条** 违反本条例规定，构成违反治安管理行为的，依照《中华人民共和国治安管理处罚法》的有关规定给予处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

## 第八章 附则

**第三十一条** 国务院电力行政主管部门可以根据本条例制定实施办法。

省、自治区、直辖市人民政府可以根据本条例制定小电网管理办法。

**第三十二条** 本条例由国务院电力行政主管部门负责解释。

**第三十三条** 本条例自 1993 年 11 月 1 日起施行。

# 企业投资项目核准和备案管理条例

国务院令第六百七十三号

《企业投资项目核准和备案管理条例》已经 2016 年 10 月 8 日国务院第 149 次常务会议通过，现予公布，自 2017 年 2 月 1 日起施行。

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国务院令第六百七十三号

发文日期：2016 年 11 月 30 日

施行日期：2017 年 2 月 1 日

**第一条** 为了规范政府对企业投资项目的核准和备案行为，加快转变政府的投资管理职能，落实企业投资自主权，制定本条例。

**第二条** 本条例所称企业投资项目（以下简称项目），是指企业在中国境内投资建设的固定资产投资项目。

**第三条** 对关系国家安全、涉及全国重大生产力布局、战略性资源开发和重大公共利益等项目，实行核准管理。具体项目范围以及核准机关、核准权限依照政府核准的投资项目目录执行。政府核准的投资项目目录由国务院投资主管部门会同国务院有关部门提出，报国务院批准后实施，并适时调整。国务院另有规定的，依照其规定。

对前款规定以外的项目，实行备案管理。除国务院另有规定的，实行备案管理的项目按照属地原则备案，备案机关及其权限由省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府规定。

**第四条** 除涉及国家秘密的项目外，项目核准、备案通过国家建立的项目在线监管平台（以下简称在线平台）办理。

核准机关、备案机关以及其他有关部门统一使用在线平台生成的项目代码办理相关手续。

国务院投资主管部门会同有关部门制定在线平台管理办法。

**第五条** 核准机关、备案机关应当通过在线平台列明与项目有关的产业政策，公开项目核准的办理流程、办理时限等，并为企业提供相关咨询服务。

**第六条** 企业办理项目核准手续，应当向核准机关提交项目申请书；由国务院核准的项目，向国务院投资主管部门提交项目申请书。项目申请书应当包括下列内容：

- （一）企业基本情况；
- （二）项目情况，包括项目名称、建设地点、建设规模、建设内容等；
- （三）项目利用资源情况分析以及对生态环境的影响分析；
- （四）项目对经济和社会的影响分析。

企业应当对项目申请书内容的真实性负责。

法律、行政法规规定办理相关手续作为项目核准前置条件的，企业应当提交已经办理相关手续的证明文件。

**第七条** 项目申请书由企业自主组织编制，任何单位和个人不得强制企业委托中介服务机构编制项目申请书。

核准机关应当制定并公布项目申请书示范文本，明确项目申请书编制要求。

**第八条** 由国务院有关部门核准的项目，企业可以通过项目所在地省、自治区、直辖市和计划单列市人民政府有关部门（以下称地方人民政府有关部门）转送项目申请书，地方人民政府有关部门应当自收到项目申请书之日起5个工作日内转送核准机关。

由国务院核准的项目，企业通过地方人民政府有关部门转送项目申请书的，地方人民政府有关部门应当在前款规定的期限内将项目申请书转送国务院投资主管部门，由国务院投资主管部门审核后报国务院核准。

**第九条** 核准机关应当从下列方面对项目进行审查：

- （一）是否危害经济安全、社会安全、生态安全等国家安全；
- （二）是否符合相关发展规划、技术标准和产业政策；
- （三）是否合理开发并有效利用资源；
- （四）是否对重大公共利益产生不利影响。

项目涉及有关部门或者项目所在地地方人民政府职责的，核准机关应当书面征求其意见，被征求意见单位应当及时书面回复。

核准机关委托中介服务机构对项目进行评估的，应当明确评估重点；除项目情况复杂的，评估时限不得超过 30 个工作日。评估费用由核准机关承担。

**第十条** 核准机关应当自受理申请之日起 20 个工作日内，作出是否予以核准的决定；项目情况复杂或者需要征求有关单位意见的，经本机关主要负责人批准，可以延长核准期限，但延长的期限不得超过 40 个工作日。核准机关委托中介服务机构对项目进行评估的，评估时间不计入核准期限。

核准机关对项目予以核准的，应当向企业出具核准文件；不予核准的，应当书面通知企业并说明理由。由国务院核准的项目，由国务院投资主管部门根据国务院的决定向企业出具核准文件或者不予核准的书面通知。

**第十一条** 企业拟变更已核准项目的建设地点，或者拟对建设规模、建设内容等作较大变更的，应当向核准机关提出变更申请。核准机关应当自受理申请之日起 20 个工作日内，作出是否同意变更的书面决定。

**第十二条** 项目自核准机关作出予以核准决定或者同意变更决定之日起 2 年内未开工建设，需要延期开工建设的，企业应当在 2 年期限届满的 30 个工作日前，向核准机关申请延期开工建设。核准机关应当自受理申请之日起 20 个工作日内，作出是否同意延期开工建设的决定。开工建设只能延期一次，期限最长不得超过 1 年。国家对项目延期开工建设另有规定的，依照其规定。

**第十三条** 实行备案管理的项目，企业应当在开工建设前通过在线平台将下列信息告知备案机关：

- （一）企业基本情况；
- （二）项目名称、建设地点、建设规模、建设内容；
- （三）项目总投资额；
- （四）项目符合产业政策的声明。

企业应当对备案项目信息的真实性负责。

备案机关收到本条第一款规定的全部信息即为备案；企业告知的信息不齐全的，备案机关应当指导企业补正。

企业需要备案证明的，可以要求备案机关出具或者通过在线平台自行打印。

**第十四条** 已备案项目信息发生较大变更的，企业应当及时告知备案机关。

**第十五条** 备案机关发现已备案项目属于产业政策禁止投资建设或者实行核准管理的,应当及时告知企业予以纠正或者依法办理核准手续,并通知有关部门。

**第十六条** 核准机关、备案机关以及依法对项目负有监督管理职责的其他有关部门应当加强事中事后监管,按照谁审批谁监管、谁主管谁监管的原则,落实监管责任,采取在线监测、现场核查等方式,加强对项目实施的监督检查。

企业应当通过在线平台如实报送项目开工建设、建设进度、竣工的基本信息。

**第十七条** 核准机关、备案机关以及依法对项目负有监督管理职责的其他有关部门应当建立项目信息共享机制,通过在线平台实现信息共享。

企业在项目核准、备案以及项目实施中的违法行为及其处理信息,通过国家社会信用信息平台向社会公示。

**第十八条** 实行核准管理的项目,企业未依照本条例规定办理核准手续开工建设或者未按照核准的建设地点、建设规模、建设内容等进行建设的,由核准机关责令停止建设或者责令停产,对企业处项目总投资额1%以上5%以下的罚款;对直接负责的主管人员和其他直接责任人员处2万元以上5万元以下的罚款,属于国家工作人员的,依法给予处分。

以欺骗、贿赂等不正当手段取得项目核准文件,尚未开工建设的,由核准机关撤销核准文件,处项目总投资额1%以上5%以下的罚款;已经开工建设的,依照前款规定予以处罚;构成犯罪的,依法追究刑事责任。

**第十九条** 实行备案管理的项目,企业未依照本条例规定将项目信息或者已备案项目的信息变更情况告知备案机关,或者向备案机关提供虚假信息的,由备案机关责令限期改正;逾期不改正的,处2万元以上5万元以下的罚款。

**第二十条** 企业投资建设产业政策禁止投资建设项目的,由县级以上人民政府投资主管部门责令停止建设或者责令停产并恢复原状,对企业处项目总投资额5%以上10%以下的罚款;对直接负责的主管人员和其他直接责任人员处5万元以上10万元以下的罚款,属于国家工作人员的,依法给予处分。法律、行政法规另有规定的,依照其规定。

**第二十一条** 核准机关、备案机关及其工作人员在项目核准、备案工作中玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊的,对负有责任的领导人员和直接责任人员依法给予处分;构成犯罪的,依法追究刑事责任。



**第二十二条** 事业单位、社会团体等非企业组织在中国境内投资建设的固定资产投资项适用本条例，但通过预算安排的固定资产投资项除外。

**第二十三条** 国防科技工业企业在中國境内投资建设的固定资产投资项核准和备案管理办法，由国务院国防科技工业管理部门根据本条例的原则另行制定。

**第二十四条** 本条例自 2017 年 2 月 1 日起施行。

## 关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：国发〔2021〕4号

发文日期：2021年2月2日

施行日期：2021年2月2日

国发〔2021〕4号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

建立健全绿色低碳循环发展经济体系，促进经济社会发展全面绿色转型，是解决我国资源环境生态问题的基础之策。为贯彻落实党的十九大部署，加快建立健全绿色低碳循环发展的经济体系，现提出如下意见。

### 一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，全面贯彻习近平生态文明思想，认真落实党中央、国务院决策部署，坚定不移贯彻新发展理念，全方位全过程推行绿色规划、绿色设计、绿色投资、绿色建设、绿色生产、绿色流通、绿色生活、绿色消费，使发展建立在高效利用资源、严格保护生态环境、有效控制温室气体排放的基础上，统筹推进高质量发展和高水平保护，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系，确保实现碳达峰、碳中和目标，推动我国绿色发展迈上新台阶。

#### （二）工作原则。

坚持重点突破。以节能环保、清洁生产、清洁能源等为重点率先突破，做好与农业、制造业、服务业和信息技术的融合发展，全面带动一二三产业和基础设施绿色升级。

坚持创新引领。深入推动技术创新、模式创新、管理创新，加快构建市场导向的绿色技术创新体系，推行新型商业模式，构筑有力有效的政策支持体系。

坚持稳中求进。做好绿色转型与经济发展、技术进步、产业接续、稳岗就业、民生改善的有机结合，积极稳妥、韧性持久地加以推进。

坚持市场导向。在绿色转型中充分发挥市场的导向性作用、企业的主体作用、各类市场交易机制的作用，为绿色发展注入强大动力。

（三）主要目标。到 2025 年，产业结构、能源结构、运输结构明显优化，绿色产业比重显著提升，基础设施绿色化水平不断提高，清洁生产水平持续提高，生产生活方式绿色转型成效显著，能源资源配置更加合理、利用效率大幅提高，主要污染物排放总量持续减少，碳排放强度明显降低，生态环境持续改善，市场导向的绿色技术创新体系更加完善，法律法规政策体系更加有效，绿色低碳循环发展的生产体系、流通体系、消费体系初步形成。到 2035 年，绿色发展内生动力显著增强，绿色产业规模迈上新台阶，重点行业、重点产品能源资源利用效率达到国际先进水平，广泛形成绿色生产生活方式，碳排放达峰后稳中有降，生态环境根本好转，美丽中国建设目标基本实现。

## 二、健全绿色低碳循环发展的生产体系

（四）推进工业绿色升级。加快实施钢铁、石化、化工、有色、建材、纺织、造纸、皮革等行业绿色化改造。推行产品绿色设计，建设绿色制造体系。大力发展再制造产业，加强再制造产品认证与推广应用。建设资源综合利用基地，促进工业固体废物综合利用。全面推行清洁生产，依法在“双超双有高耗能”行业实施强制性清洁生产审核。完善“散乱污”企业认定办法，分类实施关停取缔、整合搬迁、整改提升等措施。加快实施排污许可制度。加强工业生产过程中危险废物管理。

（五）加快农业绿色发展。鼓励发展生态种植、生态养殖，加强绿色食品、有机农产品认证和管理。发展生态循环农业，提高畜禽粪污资源化利用水平，推进农作物秸秆综合利用，加强农膜污染治理。强化耕地质量保护与提升，推进退化耕地综合治理。发展林业循环经济，实施森林生态标志产品建设工程。大力推进农业节水，推广高效节水技术。推行水产健康养殖。实施农药、兽用抗菌药使用减量和产地环境净化行动。依法加强养殖水域滩涂统一规划。完善相关水域禁渔管理制度。推进农业与旅游、教育、文化、健康等产业深度融合，加快一二三产业融合发展。

（六）提高服务业绿色发展水平。促进商贸企业绿色升级，培育一批绿色流通主体。有序发展出行、住宿等领域共享经济，规范发展闲置资源交易。加快信息服务业绿色转型，做好大中型数据中心、网络机房绿色建设和改造，建立绿色运营维护体系。推进会展业绿色发展，指导制定行业相关绿色标准，推动办展设施循环使用。推动汽修、装修装饰等行业使用低挥发性有机物含量原辅材料。倡导酒店、餐饮等行业不主动提供一次性用品。

（七）壮大绿色环保产业。建设一批国家绿色产业示范基地，推动形成开放、协同、高效的创新生态系统。加快培育市场主体，鼓励设立混合所有制公司，打造一批大型绿色产业集团；引导中小企业聚焦主业增强核心竞争力，培育“专精特新”中小企业。推行合同能源管理、合同节水管理、环境污染第三方治理等模式和以环境治理效果为导向的环境托管服务。进一步放开石油、化工、电力、天然气等领域节能环保竞争性业务，鼓励公共机构推行能源托管服务。适时修订绿色产业指导目录，引导产业发展方向。

（八）提升产业园区和产业集群循环化水平。科学编制新建产业园区开发建设规划，依法依规开展规划环境影响评价，严格准入标准，完善循环产业链条，推动形成产业循环耦合。推进既有产业园区和产业集群循环化改造，推动公共设施共建共享、能源梯级利用、资源循环利用和污染物集中安全处置等。鼓励建设电、热、冷、气等多种能源协同互济的综合能源项目。鼓励化工等产业园区配套建设危险废物集中贮存、预处理和处置设施。

（九）构建绿色供应链。鼓励企业开展绿色设计、选择绿色材料、实施绿色采购、打造绿色制造工艺、推行绿色包装、开展绿色运输、做好废弃产品回收处理，实现产品全周期的绿色环保。选择 100 家左右积极性高、社会影响大、带动作用强的企业开展绿色供应链试点，探索建立绿色供应链制度体系。鼓励行业协会通过制定规范、咨询服务、行业自律等方式提高行业供应链绿色化水平。

### **三、健全绿色低碳循环发展的流通体系**

（十）打造绿色物流。积极调整运输结构，推进铁水、公铁、公水等多式联运，加快铁路专用线建设。加强物流运输组织管理，加快相关公共信息平台建设和信息共享，发展甩挂运输、共同配送。推广绿色低碳运输工具，淘汰更新或改造老旧车船，港口和机场服务、城市物流配送、邮政快递等领域要优先使用新能

源或清洁能源汽车；加大推广绿色船舶示范应用力度，推进内河船型标准化。加快港口岸电设施建设，支持机场开展飞机辅助动力装置替代设备建设和应用。支持物流企业构建数字化运营平台，鼓励发展智慧仓储、智慧运输，推动建立标准化托盘循环共用制度。

（十一）加强再生资源回收利用。推进垃圾分类回收与再生资源回收“两网融合”，鼓励地方建立再生资源区域交易中心。加快落实生产者责任延伸制度，引导生产企业建立逆向物流回收体系。鼓励企业采用现代信息技术实现废物回收线上与线下有机结合，培育新型商业模式，打造龙头企业，提升行业整体竞争力。完善废旧家电回收处理体系，推广典型回收模式和经验做法。加快构建废旧物资循环利用体系，加强废纸、废塑料、废旧轮胎、废金属、废玻璃等再生资源回收利用，提升资源产出率和回收利用率。

（十二）建立绿色贸易体系。积极优化贸易结构，大力发展高质量、高附加值的绿色产品贸易，从严控制高污染、高耗能产品出口。加强绿色标准国际合作，积极引领和参与相关国际标准制定，推动合格评定合作和互认机制，做好绿色贸易规则与进出口政策的衔接。深化绿色“一带一路”合作，拓宽节能环保、清洁能源等领域技术装备和服务合作。

#### **四、健全绿色低碳循环发展的消费体系**

（十三）促进绿色产品消费。加大政府绿色采购力度，扩大绿色产品采购范围，逐步将绿色采购制度扩展至国有企业。加强对企业和居民采购绿色产品的引导，鼓励地方采取补贴、积分奖励等方式促进绿色消费。推动电商平台设立绿色产品销售专区。加强绿色产品和服务认证管理，完善认证机构信用监管机制。推广绿色电力证书交易，引领全社会提升绿色电力消费。严厉打击虚标绿色产品行为，有关行政处罚等信息纳入国家企业信用信息公示系统。

（十四）倡导绿色低碳生活方式。厉行节约，坚决制止餐饮浪费行为。因地制宜推进生活垃圾分类和减量化、资源化，开展宣传、培训和成效评估。扎实推进塑料污染全链条治理。推进过度包装治理，推动生产经营者遵守限制商品过度包装的强制性标准。提升交通系统智能化水平，积极引导绿色出行。深入开展爱国卫生运动，整治环境脏乱差，打造宜居生活环境。开展绿色生活创建活动。

#### **五、加快基础设施绿色升级**

（十五）推动能源体系绿色低碳转型。坚持节能优先，完善能源消费总量和强度双控制度。提升可再生能源利用比例，大力推动风电、光伏发电发展，因地制宜发展水能、地热能、海洋能、氢能、生物质能、光热发电。加快大容量储能技术研发推广，提升电网汇集和外送能力。增加农村清洁能源供应，推动农村发展生物质能。促进燃煤清洁高效开发转化利用，继续提升大容量、高参数、低污染煤电机组占煤电装机比例。在北方地区县城积极发展清洁热电联产集中供暖，稳步推进生物质耦合供热。严控新增煤电装机容量。提高能源输配效率。实施城乡配电网建设和智能升级计划，推进农村电网升级改造。加快天然气基础设施建设和互联互通。开展二氧化碳捕集、利用和封存试验示范。

（十六）推进城镇环境基础设施建设升级。推进城镇污水管网全覆盖。推动城镇生活污水收集处理设施“厂网一体化”，加快建设污泥无害化资源化处置设施，因地制宜布局污水资源化利用设施，基本消除城市黑臭水体。加快城镇生活垃圾处理设施建设，推进生活垃圾焚烧发电，减少生活垃圾填埋处理。加强危险废物集中处置能力建设，提升信息化、智能化监管水平，严格执行经营许可证管理制度。提升医疗废物应急处理能力。做好餐厨垃圾资源化利用和无害化处理。在沿海缺水城市推动大型海水淡化设施建设。

（十七）提升交通基础设施绿色发展水平。将生态环保理念贯穿交通基础设施规划、建设、运营和维护全过程，集约利用土地等资源，合理避让具有重要生态功能的国土空间，积极打造绿色公路、绿色铁路、绿色航道、绿色港口、绿色空港。加强新能源汽车充换电、加氢等配套基础设施建设。积极推广应用温拌沥青、智能通风、辅助动力替代和节能灯具、隔声屏障等节能环保先进技术和产品。加大工程建设中废弃资源综合利用力度，推动废旧路面、沥青、疏浚土等材料以及建筑垃圾的资源化利用。

（十八）改善城乡人居环境。相关空间性规划要贯彻绿色发展理念，统筹城市发展和安全，优化空间布局，合理确定开发强度，鼓励城市留白增绿。建立“美丽城市”评价体系，开展“美丽城市”建设试点。增强城市防洪排涝能力。开展绿色社区创建行动，大力发展绿色建筑，建立绿色建筑统一标识制度，结合城镇老旧小区改造推动社区基础设施绿色化和既有建筑节能改造。建立乡村建设评价体系，促进补齐乡村建设短板。加快推进农村人居环境整治，因地制宜推进农村

改厕、生活垃圾处理和污水治理、村容村貌提升、乡村绿化美化等。继续做好农村清洁供暖改造、老旧危房改造，打造干净整洁有序美丽的村庄环境。

## **六、构建市场导向的绿色技术创新体系**

（十九）鼓励绿色低碳技术研发。实施绿色技术创新攻关行动，围绕节能环保、清洁生产、清洁能源等领域布局一批前瞻性、战略性、颠覆性科技攻关项目。培育建设一批绿色技术国家技术创新中心、国家科技资源共享服务平台等创新基地平台。强化企业创新主体地位，支持企业整合高校、科研院所、产业园区等力量建立市场化运行的绿色技术创新联合体，鼓励企业牵头或参与财政资金支持的绿色技术研发项目、市场导向明确的绿色技术创新项目。

（二十）加速科技成果转化。积极利用首台（套）重大技术装备政策支持绿色技术应用。充分发挥国家科技成果转化引导基金作用，强化创业投资等各类基金引导，支持绿色技术创新成果转化应用。支持企业、高校、科研机构等建立绿色技术创新项目孵化器、创新创业基地。及时发布绿色技术推广目录，加快先进成熟技术推广应用。深入推进绿色技术交易中心建设。

## **七、完善法律法规政策体系**

（二十一）强化法律法规支撑。推动完善促进绿色设计、强化清洁生产、提高资源利用效率、发展循环经济、严格污染治理、推动绿色产业发展、扩大绿色消费、实行环境信息公开、应对气候变化等方面法律法规制度。强化执法监督，加大违法行为查处和问责力度，加强行政执法机关与监察机关、司法机关的工作衔接配合。

（二十二）健全绿色收费价格机制。完善污水处理收费政策，按照覆盖污水处理设施运营和污泥处理处置成本并合理盈利的原则，合理制定污水处理收费标准，健全标准动态调整机制。按照产生者付费原则，建立健全生活垃圾处理收费制度，各地区可根据本地实际情况，实行分类计价、计量收费等差别化管理。完善节能环保电价政策，推进农业水价综合改革，继续落实好居民阶梯电价、气价、水价制度。

（二十三）加大财税扶持力度。继续利用财政资金和预算内投资支持环境基础设施补短板强弱项、绿色环保产业发展、能源高效利用、资源循环利用等。继

续落实节能节水环保、资源综合利用以及合同能源管理、环境污染第三方治理等方面的所得税、增值税等优惠政策。做好资源税征收和水资源费改税试点工作。

（二十四）大力发展绿色金融。发展绿色信贷和绿色直接融资，加大对金融机构绿色金融业绩评价考核力度。统一绿色债券标准，建立绿色债券评级标准。发展绿色保险，发挥保险费率调节机制作用。支持符合条件的绿色产业企业上市融资。支持金融机构和相关企业在国际市场开展绿色融资。推动国际绿色金融标准趋同，有序推进绿色金融市场双向开放。推动气候投融资工作。

（二十五）完善绿色标准、绿色认证体系和统计监测制度。开展绿色标准体系顶层设计和系统规划，形成全面系统的绿色标准体系。加快标准化支撑机构建设。加快绿色产品认证制度建设，培育一批专业绿色认证机构。加强节能环保、清洁生产、清洁能源等领域统计监测，健全相关制度，强化统计信息共享。

（二十六）培育绿色交易市场机制。进一步健全排污权、用能权、用水权、碳排放权等交易机制，降低交易成本，提高运转效率。加快建立初始分配、有偿使用、市场交易、纠纷解决、配套服务等制度，做好绿色权属交易与相关目标指标的对接协调。

## **八、认真抓好组织实施**

（二十七）抓好贯彻落实。各地区各有关部门要思想到位、措施到位、行动到位，充分认识建立健全绿色低碳循环发展经济体系的重要性和紧迫性，将其作为高质量发展的重要内容，进一步压实工作责任，加强督促落实，保质保量完成各项任务。各地区要根据本地实际情况研究提出具体措施，在抓落实上投入更大精力，确保政策措施落到实处。

（二十八）加强统筹协调。国务院各有关部门要加强协同配合，形成工作合力。国家发展改革委要会同有关部门强化统筹协调和督促指导，做好年度重点工作安排部署，及时总结各地区各有关部门的好经验好模式，探索编制年度绿色低碳循环发展报告，重大情况及时向党中央、国务院报告。

（二十九）深化国际合作。统筹国内国际两个大局，加强与世界各个国家和地区在绿色低碳循环发展领域的政策沟通、技术交流、项目合作、人才培养等，积极参与和引领全球气候治理，切实提高我国推动国际绿色低碳循环发展的能力和水平，为构建人类命运共同体作出积极贡献。



（三十）营造良好氛围。各类新闻媒体要讲好我国绿色低碳循环发展故事，大力宣传取得的显著成就，积极宣扬先进典型，适时曝光破坏生态、污染环境、严重浪费资源和违规乱上高污染、高耗能项目等方面的负面典型，为绿色低碳循环发展营造良好氛围。

国务院

2021年2月2日

## 中华人民共和国森林法实施条例（2018 修订）（节选）

（2000 年 1 月 29 日中华人民共和国国务院令第 278 号发布；根据 2011 年 1 月 8 日《国务院关于废止和修改部分行政法规的决定》第一次修订；根据 2016 年 2 月 6 日《国务院关于修改部分行政法规的决定》第二次修订；根据 2018 年 3 月 19 日《国务院关于修改和废止部分行政法规的决定》第三次修订）

发文机关：国务院

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2018 年 3 月 19 日

施行日期：2018 年 3 月 19 日

**第十八条** 森林经营单位在所经营的林地范围内修筑直接为林业生产服务的工程设施，需要占用林地的，由县级以上人民政府林业主管部门批准；修筑其他工程设施，需要将林地转为非林业建设用地的，必须依法办理建设用地审批手续。

前款所称直接为林业生产服务的工程设施是指：

- （一）培育、生产种子、苗木的设施；
- （二）贮存种子、苗木、木材的设施；
- （三）集材道、运材道；
- （四）林业科研、试验、示范基地；
- （五）野生动植物保护、护林、森林病虫害防治、森林防火、木材检疫的设施；
- （六）供水、供电、供热、供气、通讯基础设施。

## 第三部分 部门规章及规范性文件

### 风电开发建设管理暂行办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2011〕285号

发文日期：2011年8月25日

施行日期：2011年8月25日

#### 第一章 总则

**第一条** 为加强风能资源开发管理，规范风电项目建设，促进风电有序健康发展，根据《中华人民共和国行政许可法》、《中华人民共和国可再生能源法》和《企业投资项目核准暂行办法》，制定本办法。

**第二条** 风电开发建设管理包括风电场工程的建设规划、项目前期工作、项目核准、竣工验收、运行监督等环节的行政组织管理和技术质量管理。

**第三条** 国务院能源主管部门负责全国风电开发建设管理。各省(区、市)政府能源主管部门在国务院能源主管部门的指导和组织下，按照国家有关规定负责本地区风电开发建设管理。委托国家风电建设技术归口管理单位承担全国风电技术质量管理。

**第四条** 本办法适用于国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的所有风电项目。海上风电开发建设还应符合《海上风电开发建设管理暂行办法》(国能新能[2010]29号)的要求。

#### 第二章 建设规划

**第五条** 风电场工程建设规划是风电场工程项目建设的基本依据，要坚持“统筹规划、有序开发、分步实施、协调发展”的方针，协调好风电开发与环境保护、土地及海域利用、军事设施保护、电网建设及运行的关系。

**第六条** 国务院能源主管部门负责全国风电场工程建设规划(含百万千瓦级、千万千瓦级风电基地规划)的编制和实施工作,在进行风能资源评价、风电市场消纳、土地及海域使用、环境保护等建设条件论证的基础上,确定全国风电建设规模和区域布局。

**第七条** 省级政府能源主管部门根据全国风电场工程建设规划要求,在落实项目风能资源、项目场址和电网接入等条件的基础上,综合项目的经济效益和社会效益,按照有关技术规范要求组织编制本地区的风电场工程建设规划与年度开发计划,报国务院能源主管部门备案,并抄送国家风电建设技术归口管理单位。

**第八条** 风电建设技术归口管理单位综合考虑风能资源、能源需求和技术进步等因素,负责对各省(区、市)风电场工程建设规划与年度开发计划进行技术经济评价。

**第九条** 国务院能源主管部门依法对地方规划进行备案管理,各省(区、市)风电场工程年度开发计划内的项目经国务院能源主管部门备案后,方可享受国家可再生能源发展基金的电价补贴。

**第十条** 各电网企业依据国务院能源主管部门备案的各省(区、市)风电场工程建设规划、年度开发计划,落实风电场工程配套电力送出工程。

### 第三章 项目前期工作

**第十一条** 项目前期工作包括选址测风、风能资源评价、建设条件论证、项目开发申请、可行性研究和项目核准前的各项准备工作。

企业开展测风要向县级以上政府能源主管部门提出申请,按照气象观测管理要求开展相关工作。

**第十二条** 风电项目开发企业开展前期工作之前应向省级以上政府能源主管部门提出开展风电场项目开发前期工作的申请。按照项目核准权限划分,5万千瓦及以上项目开发前期工作申请由省级政府能源主管部门受理后,上报国务院能源主管部门批复。

**第十三条** 省级政府能源主管部门提出的年度开发计划,应包括建设总规模和各项目的开发申请报告,国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准的

项目均应包括在内。项目的开发申请报告应在预可行性研究阶段工作成果的基础上编制，包括以下内容：

（一）风电场风能资源测量与评估成果、风电场地形图测量成果、工程地质勘察成果及工程建设条件；

（二）项目建设必要性，初步确定开发任务、工程规模、设计方案和电网接入条件；

（三）初拟建设用地或用海的类别、范围，环境影响初步评价；

（四）初步的项目经济和社会效益分析；

国务院能源主管部门对满足上述要求的项目予以备案。

**第十四条** 为促进风电技术进步，国务院能源主管部门可根据需要选择特定开发区域及项目，组织省级政府能源主管部门采取特许权招标方式确定项目投资开发主体及项目关键设备。也可对已明确投资开发主体的大型风电基地的项目提出统一的技术条件，会同项目所在地省级政府能源主管部门指导项目单位对关键设备集中招标采购。

#### 第四章 项目核准

**第十五条** 为做好地方规划及项目建设与国家规划衔接，根据项目核准管理权限，省级政府投资主管部门核准的风电场工程项目，须按照报国务院能源主管部门备案后的风电场工程建设规划和年度开发计划进行。

**第十六条** 风电场工程项目按照国务院规定的项目核准管理权限，分别由国务院投资主管部门和省级政府投资主管部门核准。

由国务院投资主管部门核准的风电场工程项目，经所在地省级政府能源主管部门对项目申请报告初审后，按项目核准程序，上报国务院投资主管部门核准。项目单位属于中央企业的，所属集团公司需同时向国务院投资主管部门报送项目核准申请。

**第十七条** 项目单位应遵循节约、集约和合理利用土地资源的原则，按照有关法律法规与技术规定要求落实建设方案和建设条件，编写项目申请报告，办理项目核准所需的支持性文件。

**第十八条** 风电场工程项目申请报告应达到可行性研究的深度，并附有下列文件：

(一) 项目列入全国或所在省(区、市)风电场工程建设规划及年度开发计划的依据文件;

(二) 项目开发前期工作批复文件, 或项目特许权协议, 或特许权项目中标通知书;

(三) 项目可行性研究报告及其技术审查意见;

(四) 土地管理部门出具的关于项目用地预审意见;

(五) 环境保护管理部门出具的环境影响评价批复意见;

(六) 安全生产监督管理部门出具的风电场工程安全预评价报告备案函;

(七) 电网企业出具的关于风电场接入电网运行的意见, 或省级以上政府能源主管部门关于项目接入电网的协调意见。

(八) 金融机构同意给予项目融资贷款的文件;

(九) 根据有关法律法规应提交的其它文件。

**第十九条** 风电场工程项目须经过核准后方可开工建设。项目核准后 2 年内不开工建设的, 项目原核准机构可按照规定收回项目。风电场工程开工以第一台风电机组基础施工为标志。

## 第五章 竣工验收与运行监督

**第二十条** 项目所在省级政府能源主管部门负责指导和监督项目竣工验收, 协调和督促电网企业完成电网接入配套设施建设并与项目单位签订并网调度协议和购售电合同。项目单位完成土建施工、设备安装和配套电力送出设施, 办理好各专项验收, 待电网企业建成电力送出配套电网设施后, 制定整体工程竣工验收方案, 报项目所在地省级政府能源主管部门备案。项目单位和电网企业按有关技术规定和备案的验收方案进行竣工验收, 将结果报告省级政府能源主管部门, 省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

**第二十一条** 电网企业配合进行项目并网运行调试, 按照相关技术规定进行项目电力送出工程和并网运行的竣工验收。完成竣工验收后将结果报告省级政府能源主管部门, 省级政府能源主管部门审核后报国务院能源主管部门备案。

**第二十二条** 项目单位应根据电网调度和信息管理要求, 向电网调度机构及可再生能源信息管理机构传送和报告运行信息。未经批准, 项目运行实时数据不

得向境外传送，项目控制系统不能与公共互联网直接联接。项目单位长期保留的测风塔、机组附带的测风仪的使用要符合气象观测管理的有关要求。

**第二十三条** 项目投产1年后，国务院能源主管部门可组织有规定资质的单位，根据相关技术规定对项目建设和运行情况进行后评估，3个月内完成评估报告，评估结果作为项目单位参与后续风电项目开发的依据。项目单位应按照评估报告对项目设施和运行管理进行必要的改进。

**第二十四条** 多个风电场工程在同一地域同期建设，可由项目所在地省级政府能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入、建设用地或用海预审、环境影响评价、安全预评价等手续。

**第二十五条** 风电项目单位应按照国务院能源主管部门及国家可再生能源信息管理机构的要求，报告风电场工程相关运行信息。如发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产7天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，应在第一时间向国务院能源主管部门及省级政府能源主管部门报告。

## 第六章 违规责任

**第二十六条** 风电场工程未按规定程序和条件获得核准擅自开工建设，不能享受国家可再生能源发展基金的电价补贴，电网企业不予接受其并网运行。

**第二十七条** 对于违规擅自开工建设的项目，一经发现，省级以上政府能源主管部门将责令其停止建设，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

**第二十八条** 通过国家特许权招标方式获得投资开发主体资格的项目单位发生违约，项目单位承担特许权协议规定的相关责任；情节严重的，按照招投标法规定，自违约时间起3年内取消其参与同类项目投标资格，并予以公告。参加国家特许权项目招标或设备集中招标的设备制造企业违反招标约定，自违约发生时间起3年内该企业不得参与同类项目投标。

**第二十九条** 风电场发生火灾、风电机组严重损毁以及其他停产7天以上事故，或风电机组部件发生批量质量问题，超过7天未以任何方式报告情况，或未按规定向国家可再生能源信息管理机构提交有关信息的，省级以上政府能源主管部门将责令其改正，并依法追究有关责任人的法律和行政责任。

## 第七章 附则

**第三十条** 本办法由国家能源局负责解释。

**第三十一条** 本办法由国家能源局发布，自发布之日起施行。



# 分布式光伏发电项目管理暂行办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2013〕433号

发文日期：2013年11月18日

施行日期：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光伏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、各地区分布式光伏发电发展需求和建设条件，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不纳入年度指导规模管理范围。

**第七条** 省级能源主管部门根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模申请。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** 省级及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、项目规模、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，建立与电网接入申请、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、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，由地市级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、

功率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** 分布式光伏发电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、上网电量分别计量,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等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** 在经济开发区等相对独立的供电区统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向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。

## 必须招标的工程项目规定

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：国家发展和改革委员会令第 16 号

发文日期：2018 年 3 月 27 日

施行日期：2018 年 6 月 1 日

**第一条** 为了确定必须招标的工程项目，规范招标投标活动，提高工作效率、降低企业成本、预防腐败，根据《中华人民共和国招标投标法》第三条的规定，制定本规定。

**第二条** 全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的项目包括：

（一）使用预算资金 200 万元人民币以上，并且该资金占投资额 10% 以上的项目；

（二）使用国有企业事业单位资金，并且该资金占控股或者主导地位的项目。

**第三条** 使用国际组织或者外国政府贷款、援助资金的项目包括：

（一）使用世界银行、亚洲开发银行等国际组织贷款、援助资金的项目；

（二）使用外国政府及其机构贷款、援助资金的项目。

**第四条** 不属于本规定第二条、第三条规定情形的大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目，必须招标的具体范围由国务院发展改革部门会同国务院有关部门按照确有必要、严格限定的原则制订，报国务院批准。

**第五条** 本规定第二条至第四条规定范围内的项目，其勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购达到下列标准之一的，必须招标：

（一）施工单项合同估算价在 400 万元人民币以上；

（二）重要设备、材料等货物的采购，单项合同估算价在 200 万元人民币以上；

（三）勘察、设计、监理等服务的采购，单项合同估算价在 100 万元人民币以上。

同一项目中可以合并进行的勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购，合同估算价合计达到前款规定标准的，必须招标。

**第六条** 本规定自 2018 年 6 月 1 日起施行。

## 必须招标的基础设施和公用事业项目范围规定

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改法规规〔2018〕843号

发文日期：2018年6月6日

施行日期：2018年6月6日

**第一条** 为明确必须招标的大型基础设施和公用事业项目范围，根据《中华人民共和国招标投标法》和《必须招标的工程项目规定》，制定本规定。

**第二条** 不属于《必须招标的工程项目规定》第二条、第三条规定情形的大型基础设施、公用事业等关系社会公共利益、公众安全的项目，必须招标的具体范围包括：

- （一）煤炭、石油、天然气、电力、新能源等能源基础设施项目；
- （二）铁路、公路、管道、水运，以及公共航空和 A1 级通用机场等交通运输基础设施项目；
- （三）电信枢纽、通信信息网络等通信基础设施项目；
- （四）防洪、灌溉、排涝、引（供）水等水利基础设施项目；
- （五）城市轨道交通等城建项目。

**第三条** 本规定自 2018 年 6 月 6 日起施行。



# 海上风电开发建设管理办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2016〕394号

发文日期：2016年12月29日

施行日期：2016年12月29日

## 第一章 总则

**第一条** 为规范海上风电项目开发建设管理，促进海上风电有序开发、规范建设和持续发展，根据《行政许可法》、《可再生能源法》、《海域使用管理法》、《海洋环境保护法》和《海岛保护法》，特制定本办法。

**第二条** 本办法所称海上风电项目是指沿海多年平均大潮高潮线以下海域的风电项目，包括在相应开发海域内无居民海岛上的风电项目。

**第三条** 海上风电开发建设管理包括海上风电发展规划、项目核准、海域海岛使用、环境保护、施工及运行等环节的行政组织管理和技术质量管理。

**第四条** 国家能源局负责全国海上风电开发建设管理。各省（自治区、直辖市）能源主管部门在国家能源局指导下，负责本地区海上风电开发建设管理。可再生能源技术支撑单位做好海上风电技术服务。

**第五条** 海洋行政主管部门负责海上风电开发建设海域海岛使用和环境保护的管理和监督。

## 第二章 发展规划

**第六条** 海上风电发展规划包括全国海上风电发展规划、各省（自治区、直辖市）以及市县级海上风电发展规划。全国海上风电发展规划和各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应当与可再生能源发展规划、海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划相协调。各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应符合全国海上风电发展规划。

**第七条** 海上风电场应当按照生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，原则上应在离岸距离不少于10公里、滩涂宽度超过10公里时海域水深不得少于10米的海域布局。在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、

自然历史遗迹保护区、重要渔业水域、河口、海湾、滨海湿地、鸟类迁徙通道、栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域，以及划定的生态红线区内不得规划布局海上风电场。

**第八条** 国家能源局统一组织全国海上风电发展规划编制和管理；会同国家海洋局审定各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划；适时组织有关技术单位对各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划进行评估。

**第九条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织有关单位，按照标准要求编制本省（自治区、直辖市）管理海域内的海上风电发展规划，并落实电网接入方案和市场消纳方案。

**第十条** 各省（自治区、直辖市）海洋行政主管部门，根据全国和各省（自治区、直辖市）海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划，对本地区海上风电发展规划提出用海用岛初审和环境影响评价初步意见。

**第十一条** 鼓励海上风能资源丰富、潜在开发规模较大的沿海县市编制本辖区海上风电规划，重点研究海域使用、海缆路由及配套电网工程规划等工作，上报当地省级能源主管部门审定。

**第十二条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据国家可再生能源发展相关政策及海上风电行业发展状况，开展海上风电发展规划滚动调整工作，具体程序按照规划编制要求进行。

### 第三章 项目核准

**第十三条** 省级及以下能源主管部门按照有关法律法规，依据经国家能源局审定的海上风电发展规划，核准具备建设条件的海上风电项目。核准文件应及时对社会公开并抄送国家能源局和同级海洋行政主管部门。

未纳入海上风电发展规划的海上风电项目，开发企业不得开展海上风电项目建设。

鼓励海上风电项目采取连片规模化方式开发建设。

**第十四条** 国家能源局组织有关技术单位按年度对全国海上风电核准建设情况进行评估总结，根据产业发展的实际情况完善支持海上风电发展的政策措施和规划调整的建议。

**第十五条** 鼓励海上风电项目采取招标方式选择开发投资企业，各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织开展招投标工作，上网电价、工程方案、技术能力等作为重要考量指标。

**第十六条** 项目投资企业应按要求落实工程建设方案和建设条件，办理项目核准所需的支持性文件。

**第十七条** 省级及以下能源主管部门应严格按照有关法律法规明确海上风电项目核准所需支持性文件，不得随意增加支持性文件。

**第十八条** 项目开工前，应落实有关利益协调解决方案或协议，完成通航安全、接入系统等相关专题的论证工作，并依法取得相应主管部门的批复文件。

海底电缆按照《铺设海底电缆管道管理规定》及实施办法的规定，办理路由调查勘测及铺设施工许可手续。

#### 第四章 海域海岛使用

**第十九条** 海上风电项目建设用海应遵循节约和集约利用海域和海岸线资源的原则，合理布局，统一规划海上送出工程输电电缆通道和登陆点，严格限制无居民海岛风电项目建设。

**第二十条** 海上风电项目建设用海面积和范围按照风电设施实际占用海域面积和安全区占用海域面积界定。海上风电机组用海面积为所有风电机组塔架占用海域面积之和，单个风电机组塔架用海面积一般按塔架中心点至基础外缘线点再向外扩 50m 为半径的圆形区域计算；海底电缆用海面积按电缆外缘向两侧各外扩 10m 宽为界计算；其他永久设施用海面积按《海籍调查规范》的规定计算。各种用海面积不重复计算。

**第二十一条** 项目单位向省级及以下能源主管部门申请核准前，应向海洋行政主管部门提出用海预审申请，按规定程序和要求审查后，由海洋行政主管部门出具项目用海预审意见。

**第二十二条** 海上风电项目核准后，项目单位应按照程序及时向海洋行政主管部门提出海域使用申请，依法取得海域使用权后方可开工建设。

**第二十三条** 使用无居民海岛建设海上风电的项目单位应当按照《海岛保护法》等法律法规办理无居民海岛使用申请审批手续，并取得无居民海岛使用权后，方可开工建设。

## 第五章 环境保护

**第二十四条** 项目单位在提出海域使用权申请前，应当按照《海洋环境保护法》、《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》、地方海洋环境保护相关法规及相关技术标准要求，委托有相应资质的机构编制海上风电项目环境影响报告书，报海洋行政主管部门审查批准。

**第二十五条** 海上风电项目核准后，项目单位应按环境影响报告书及批准意见的要求，加强环境保护设计，落实环境保护措施；项目核准后建设条件发生变化，应在开工前按《海洋工程环境影响评价管理规定》办理。

**第二十六条** 海上风电项目建成后，按规定程序申请环境保护设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

## 第六章 施工及运行

**第二十七条** 海上风电项目经核准后，项目单位应制定施工方案，办理相关施工手续，施工企业应具备海洋工程施工资质。项目单位和施工企业应制定应急预案。

项目开工以第一台风电机组基础施工为标志。

**第二十八条** 项目单位负责海上风电项目的竣工验收工作，项目所在省（自治区、直辖市）能源主管部门负责海上风电项目竣工验收的协调和监督工作。

**第二十九条** 项目单位应建立自动化风电机组监控系统，按规定向电网调度机构和国家可再生能源信息管理中心传送风电场的相关数据。

**第三十条** 项目单位应建立安全生产制度，发生重大事故和设备故障应及时向电网调度机构、当地能源主管部门和能源监管派出机构报告，当地能源主管部门和能源监管派出机构按照有关规定向国家能源局报告。

**第三十一条** 项目单位应长期监测项目所在区域的风资源、海洋环境等数据，监测结果应定期向省级能源主管部门、海洋行政主管部门和国家可再生能源信息管理中心报告。

**第三十二条** 新建项目投产一年后，项目建设单位应视实际情况，及时委托有资质的咨询单位，对项目建设和运行情况进行后评估，并向省级能源主管部门报备。

**第三十三条** 海上风电设计方案、建设施工、验收及运行等必须严格遵守国家、地方、行业相关标准、规程规范，国家能源局组织相关机构进行工程质量监督检查工作，形成海上风电项目质量监督检查评价工作报告，并向全社会予以发布。

## 第七章 其它

**第三十四条** 海上风电基地或大型海上风电项目，可由当地省级能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入系统、建设用海预审、环境影响评价等相关手续。

**第三十五条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据本办法，制定本地区海上风电开发建设管理办法实施细则。

## 第八章 附 则

**第三十六条** 本办法由国家能源局和国家海洋局负责解释。

**第三十七条** 本办法由国家能源局和国家海洋局联合发布，自发布之日起施行，原发布的《海上风电开发建设管理暂行办法》（国能新能[2010]29号）和《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》（国能新能[2011]210号）自动失效。

# 分散式风电项目开发建设暂行管理办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发新能〔2018〕30号

发文日期：2018年4月3日

施行日期：2018年4月3日

## 第一章 总则

**第一条** 为推进分散式风电发展，规范分散式风电项目建设管理，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》《中华人民共和国土地管理法》以及《分布式发电管理暂行办法》，制定本办法。

**第二条** 分散式风电项目是指所产生电力可自用，也可上网且在配电系统平衡调节的风电项目。项目建设应满足以下技术要求：

（一）接入电压等级应为110千伏及以下，并在110千伏及以下电压等级内消纳，不向110千伏的上一级电压等级电网反送电。

（二）35千伏及以下电压等级接入的分散式风电项目，应充分利用电网现有变电站和配电系统设施，优先以T或者 $\pi$ 接的方式接入电网。

（三）110千伏（东北地区66千伏）电压等级接入的分散式风电项目只能有1个并网点，且总容量不应超过50兆瓦。

（四）在一个并网点接入的风电容量上限以不影响电网安全运行为前提，统筹考虑各电压等级的接入总容量。

国家关于分布式发电的政策和管理规定均适用于分散式风电项目；110千伏（东北地区66千伏）电压等级接入的分散式风电项目，接入系统设计和运行按照集中式风电场执行。

**第三条** 鼓励各类企业及个人作为项目单位，在符合土地利用总体规划的前提下，投资、建设和经营分散式风电项目。鼓励开展商业模式创新，吸引社会资本参与分散式风电项目开发，充分激发市场活力。

**第四条** 各省级能源主管部门在国务院能源主管部门的组织和指导下，负责本地区分散式风电项目的开发规划、建设管理以及质量和安全监督管理职责。

## 第二章 规划指导

**第五条** 地方各级能源主管部门会同国土、环保、规划等部门和相关企业，依据当地土地利用总体规划和风能资源、电网接入、清洁能源消纳能力等开发建设条件，制订当地分散式风电开发建设规划，并依法开展环境影响评价工作，编制规划环境影响报告书，同时结合实际情况及时对规划进行滚动修编。分散式风电开发建设规划应做好与《风电发展“十三五”规划》的衔接，在落实消纳条件和分散式风电技术要求的条件下，严格按照《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》对风电建设规模的相关要求以及我局关于风电预警管理的相关规定编制，不得随意扩大建设规模。

规划编制可按以下流程开展：1. 能源主管部门根据土地、资源等提出规模及布点方案；2. 电网企业据此方案，基于电网、负荷，按照电网接入条件约束进行容量和布点的优化；3. 能源主管部门公开发布分散式风电规划报告并进行滚动修编。

**第六条** 全面拓宽应用领域。鼓励分散式风电项目与太阳能、天然气、生物质能、地热能、海洋能等各类能源形式综合开发，提高区域可再生能源利用水平；与生态旅游、美丽乡村、特色小镇等民生改善工程深入结合，促进县域经济发展；与智慧城市、智慧园区、智慧社区等有效融合，为构建未来城市（社区）形态提供能源支撑；与海岛资源开发利用充分结合，促进发展海洋经济、拓宽发展空间。

**第七条** 各级电网企业应积极配合分散式风电开发建设规划制订工作，提供本地区电网建设规划、潮流、新能源消纳等相关信息，并明确各并网点及其潜在接入容量等数据。鼓励分散式风电等分布式发电建设条件好的市（县）及地区电网企业编制分布式新能源电网接入和消纳的专项规划。

**第八条** 分散式风电项目开发建设规划应与土地利用、生态保护、乡村发展、电网建设等相关规划有效衔接，并符合城乡规划，避免分散式风电开发建设规划与其他规划冲突。

## 第三章 项目建设和管理

**第九条** 各地方要简化分散式风电项目核准流程，建立简便高效规范的核准管理工作机制，鼓励试行项目核准承诺制。地方能源主管部门制订完善的分散式风电项目核准管理工作细则，建立简便高效规范的工作流程，明确项目核准的申报材料、办理流程和办理时限等，并向社会公布。对于试行项目核准承诺制的地区，地方能源主管部门不再审查前置要件，审查方式转变为企业提交相关材料并作出信用承诺，地方能源主管部门审核通过后，即对项目予以核准。

**第十条** 鼓励各地方政府设立以能源主管部门牵头的“一站式”管理服务窗口，建立国土、环保等多部门高效协调的管理工作机制，并与电网企业有效衔接，建立与电网接入申请、并网调试、电费结算和补贴发放等相结合的分散式风电项目核准等“一站式”服务体系。

**第十一条** 分散式风电项目开发企业在项目取得土地、规划、环保等职能部门的支持性文件后，按照地方政府有关规定，向相应的项目核准机关报送项目申请报告。各地相关部门要针对分散式风电项目的特点简化工作流程，降低项目前期成本。

**第十二条** 开发企业应按照核准文件的要求进行建设。项目核准后两年内不开工建设的，按照《企业投资项目核准和备案管理办法》（国家发展和改革委员会令第2号）处理。项目开工以第一台风电机组基础浇筑为标志。

**第十三条** 在满足国家环保、安全生产等相关要求的前提下，开发企业可使用本单位自有建设用地（如园区土地），也可租用其他单位建设用地开发分散式风电项目。

分散式风电项目不得占用永久基本农田。对于占用其他类型土地的，应依法办理建设用地审批手续；在原土地所有权人、使用权人同意的情况下，可通过协议等途径取得建设用地使用权。

**第十四条** 分散式风电项目申请核准时可选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式。自发自用部分电量不享受国家可再生能源发展基金补贴，上网电量由电网企业按照当地风电标杆上网电价收购，其中电网企业承担燃煤机组标杆上网电价部分，当地风电标杆上网电价与燃煤机组标杆上网电价差额部分由可再生能源发展基金补贴。对未严格按照技术要求建设的分散式风电项目，国家不予补贴。



**第十五条** 鼓励开发企业将位于同一县域内的多个电网接入点的风电机组打捆成一个项目统一开展前期工作，办理相关支持性文件，进行项目前期工作和开发建设。

#### 第四章 电网接入

**第十六条** 通过 110 千伏（东北地区 66 千伏）电压等级接入的分散式风电项目，应满足国家标准 GB/T 19963《风电场接入电力系统技术规定》及其他国家/行业相关标准的技术要求；通过 35 千伏及以下电压等级接入的分散式风电项目，应满足国家标准 GB/T 33593《分布式电源并网技术要求》及其他国家/行业相关标准的技术要求。

**第十七条** 电网企业应为纳入专项规划的 35 千伏及以下电压等级的分散式风电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。接入公共电网的分散式风电项目，接入系统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。接入用户侧的分散式风电项目，在用户范围内的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电网企业投资建设。

**第十八条** 电网企业应完善 35 千伏及以下电压等级接入分散式风电项目接网和并网运行服务。由地市或县级电网企业设立分散式风电项目“一站式”并网服务窗口，按照简化程序办理电网接入，提供相应并网服务，并及时向社会公布配电网可接入容量信息。

**第十九条** 35 千伏及以下电压等级接入分散式风电项目办理并网手续的工作流程、办理时限，参照以下要求执行：

（一）地市或县级电网企业客户服务中心为分散式风电项目业主提供并网申请受理服务，向项目业主填写并网申请表提供咨询指导，接受相关支持性文件，不得以政府核准文件、客户有效身份证明之外的材料缺失为由拒绝并网申请。

（二）电网企业为分散式风电项目业主提供接入系统方案制订和咨询服务，并在受理并网申请后 20 个工作日内，由客户服务中心将接入系统方案送达项目业主，经项目业主确认后实施。

（三）分散式风电项目主体工程 and 接入系统工程竣工后，客户服务中心受理项目业主并网调试申请，接收相关材料。

(四) 电网企业在受理并网调试申请后, 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。合同和协议内容参照有关部门制订的示范文本内容。

(五) 电网企业在关口电能计量装置安装完成后, 10 个工作日内组织并网调试, 调试通过后直接转入并网运行。

(六) 电网企业在并网申请受理、接入系统方案制订、合同和协议签署、并网调试全过程服务中, 不收取任何费用。

**第二十条** 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以及网络与信息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。

**第二十一条** 电网企业应根据分散式风电接入方式、电量使用范围, 本着安全、简便、及时、高效的原则做好并网管理, 提供相关服务。

**第二十二条** 分散式风电与电网的产权分界点为风电机组集电线路最靠近电网的最后一台风电机组处, 电量计量点原则上尽可能接近产权分界点, 在技术条件复杂时可由开发企业与当地电网企业协商确定。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”电量和上网电量。

**第二十三条** 完善分散式风电项目电费结算和补贴拨付。

(一) 电网企业按月(或双方约定)与分散式风电项目单位(含个人) 结算电费和转付国家补贴资金, 按分散式风电项目优先原则做好补贴资金使用预算和计划, 保障国家补贴资金及时足额转付到位。

(二) 电网企业应按照规定配合当地税务部门处理好购买自然人(个人) 分散式风电项目电力产品发票开具和税款征收问题。

(三) 电网企业应做好项目电费结算和补贴发放情况的统计, 并按要求向国务院能源主管部门及其派出机构、省级能源主管部门报送相关信息。

(四) 分散式风电项目并网调试完成, 并具备正式结算条件后, 由电网企业按季度按流程向财政部、国家发展改革委、国家能源局申报纳入可再生能源发电补贴目录。

**第二十四条** 对于接入 10 千伏及以上电压等级电力系统的分散式风电项目, 开发企业应确保其安装的风电机组型号通过了相关国家标准、行业标准所规定的

测试，并网运行时电能质量和所在公共电网的接入点电压合格。分散式风电应充分利用自身无功电压调节能力，补偿分散式风电接入带来的无功和电能质量控制需求。电网企业根据当地电网运行需要，统一建立覆盖本地区的功率预测预报体系。

**第二十五条** 分散式风电项目根据其所用的风电机组技术特性运行，在确保电力系统网络与信息安全的前提下，向地市或县级电网调度部门上传运行信息。

## 第五章 运行管理

**第二十六条** 分散式风电项目运营主体应当遵守电力业务许可制度，依法开展发电相关业务，并接受国务院能源主管部门及其派出机构的监管。

**第二十七条** 加强分散式风电项目监测和评价。电网企业应与分散式风电项目建立沟通协调机制，及时掌握分散式风电运行情况。在电网和分散式风电项目检修期间，做好接入点隔离措施。

**第二十八条** 完善产业技术服务体系。通过市场机制培育分散式风电项目规划设计、工程建设、评估认证、运行维护等环节的专业化服务能力，满足分散式风电项目多元化参与主体的技术需求。

**第二十九条** 探索新型专业化的运维商业模式。鼓励分散式风电项目应用智能化运行管理技术，实现无人值守的运行模式；鼓励开发企业委托第三方专业机构提供运维服务。

**第三十条** 完善分散式风电项目机组退役管理。制订风电机组剩余寿命评估标准，在风电机组并网运行达到设计寿命前1~2年内，对机组状况、运行条件及剩余寿命等进行综合评估，按照标准要求对机组采取延期服役或拆除处理。

## 第六章 金融和投资开发模式创新

**第三十一条** 创新投融资机制。鼓励各类企业、社会机构、农村集体经济组织和个人参与投资分散式风电项目，实现投资主体多元化。

（一）鼓励项目所在地政府建立分散式风电项目融资服务平台，与银行、保险公司等金融机构合作开展金融服务创新，如设立公共担保基金、风险补偿基金等。鼓励项目所在地政府结合民生项目对分散式风电项目提供贷款贴息。

（二）鼓励银行等金融机构，在有效防控风险的前提下，综合考虑社会效益和商业可持续性，积极为分散式风电项目提供金融服务，探索以项目售电收费权和项目资产为质押的贷款机制。

（三）在确保不增加地方政府隐性债务的前提下，鼓励合法合规地采用融资租赁方式为分散式风电项目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，探索建立分散式风电项目投资基金；鼓励担保机构对中小企业和个人提供建设分散式风电项目的信用担保，支持分散式风电入户、进社区（乡村和工业园区等）。

**第三十二条** 积极开展商业模式创新。在农民自愿的前提下，可以将征地补偿费和租用农用地费作为资产入股项目，形成集体股权，并量化给农村集体经济组织成员，建立公平、公正、公开的项目收益分配制度，以组、村、乡镇不同层级农村集体经济组织为股权持有者，其成员为集体股权受益主体，推动实现共享发展。鼓励社会资本采取混合所有制、设立基金、组建联合体等多种方式，以PPP合作模式参与地方政府主导的分散式风电项目投资建设。

**第三十三条** 鼓励项目所在地开展分散式风电电力市场化交易试点，允许分散式风电项目向配电网内就近电力用户直接售电，市场化交易范围、交易方式、交易电价、输配电价、交易各主体权利和义务等按照分布式发电市场化交易相关规定执行。

## 第七章 附则

**第三十四条** 本办法自颁布之日起实施，有效期5年。

**第三十五条** 本办法由国家能源局负责解释。

## 关于全面开展工程建设项目审批制度改革实施意见（节选）

发文机关：国务院办公厅

时效性：现行有效

发文字号：国办发〔2019〕11号

发文日期：2019年3月13日

施行日期：2019年3月13日

### 二、统一审批流程

**（四）精简审批环节。**精减审批事项和条件，取消不合法、不合理、不必要的审批事项，减少保留事项的前置条件。下放审批权限，按照方便企业和群众办事的原则，对下级机关有能力承接的审批事项，下放或委托下级机关审批。合并审批事项，对由同一部门实施的管理内容相近或者属于同一办理阶段的多个审批事项，整合为一个审批事项。转变管理方式，对能够用征求相关部门意见方式替代的审批事项，调整为政府内部协作事项。调整审批时序，地震安全性评价在工程设计前完成即可，环境影响评价、节能评价等评估评价和取水许可等事项在开工前完成即可；可以将用地预审意见作为使用土地证明文件申请办理建设工程规划许可证；将供水、供电、燃气、热力、排水、通信等市政公用基础设施报装提前到开工前办理，在工程施工阶段完成相关设施建设，竣工验收后直接办理接入事宜。试点地区要进一步精简审批环节，在加快探索取消施工图审查（或缩小审查范围）、实行告知承诺制和设计人员终身负责制等方面，尽快形成可复制可推广的经验。

**（六）合理划分审批阶段。**将工程建设项目审批流程主要划分为立项用地规划许可、工程建设许可、施工许可、竣工验收四个阶段。其中，立项用地规划许可阶段主要包括项目审批核准、选址意见书核发、用地预审、用地规划许可证核发等。工程建设许可阶段主要包括设计方案审查、建设工程规划许可证核发等。施工许可阶段主要包括设计审核确认、施工许可证核发等。竣工验收阶段主要包括规划、土地、消防、人防、档案等验收及竣工验收备案等。其他行政许可、强制性评估、中介服务、市政公用服务以及备案等事项纳入相关阶段办理或与相关

阶段并行推进。每个审批阶段确定一家牵头部门，实行“一家牵头、并联审批、限时办结”，由牵头部门组织协调相关部门严格按照限定时间完成审批。

## 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）

发文机关：生态环境部

时效性：现行有效

发文字号：生态环境部令第16号

发文日期：2020年11月30日

施行日期：2021年1月1日

**第一条** 为了实施建设项目环境影响评价分类管理，根据《中华人民共和国环境影响评价法》的有关规定，制定本名录。

**第二条** 根据建设项目特征和所在区域的环境敏感程度，综合考虑建设项目可能对环境产生的影响，对建设项目的环境影响评价实行分类管理。

建设单位应当按照本名录的规定，分别组织编制建设项目环境影响报告书、环境影响报告表或者填报环境影响登记表。

**第三条** 本名录所称环境敏感区是指依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，主要包括下列区域：

（一）国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；

（二）除（一）外的生态保护红线管控范围，永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域；

（三）以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位。

环境影响报告书、环境影响报告表应当就建设项目对环境敏感区的影响做重点分析。

**第四条** 建设单位应当严格按照本名录确定建设项目环境影响评价类别，不得擅自改变环境影响评价类别。

建设内容涉及本名录中两个及以上项目类别的建设项目，其环境影响评价类别按照其中单项等级最高的确定。

建设内容不涉及主体工程的改建、扩建项目，其环境影响评价类别按照改建、扩建的工程内容确定。

**第五条** 本名录未作规定的建设项目，不纳入建设项目环境影响评价管理；省级生态环境主管部门对本名录未作规定的建设项目，认为确有必要纳入建设项目环境影响评价管理的，可以根据建设项目的污染因子、生态影响因子特征及其所处环境的敏感性质和敏感程度等，提出环境影响评价分类管理的建议，报生态环境部认定后实施。

**第六条** 本名录由生态环境部负责解释，并适时修订公布。

**第七条** 本名录自 2021 年 1 月 1 日起施行。《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第 44 号）及《关于修改〈建设项目环境影响评价分类管理名录〉部分内容的决定》（生态环境部令第 1 号）同时废止。



## 重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改投资〔2012〕2492号

发文日期：2012年8月16日

施行日期：2012年8月16日

**第一条** 为促进科学决策、民主决策、依法决策，预防和化解社会矛盾，建立和规范重大固定资产投资项目社会稳定风险评估机制，制定本办法。

**第二条** 国家发展改革委审批、核准或者核报国务院审批、核准的在中华人民共和国境内建设实施的固定资产投资项目（简称“项目”下同），适用本办法。

**第三条** 项目单位在组织开展重大项目前期工作时，应当对社会稳定风险进行调查分析，征询相关群众意见，查找并列出现风险点、风险发生的可能性及影响程度，提出防范和化解风险的方案措施，提出采取相关措施后的社会稳定风险等级建议。

社会稳定风险分析应当作为项目可行性研究报告、项目申请报告的重要内容并设独立篇章。

**第四条** 重大项目社会稳定风险等级分为三级：

高风险：大部分群众对项目有意见、反应特别强烈，可能引发大规模群体性事件。

中风险：部分群众对项目有意见、反应强烈，可能引发矛盾冲突。

低风险：多数群众理解支持但少部分人对项目有意见，通过有效工作可防范和化解矛盾。

**第五条** 由项目所在地人民政府或其有关部门指定的评估主体组织对项目单位做出的社会稳定风险分析开展评估论证，根据实际情况可以采取公示、问卷调查、实地走访和召开座谈会、听证会等多种方式听取各方面意见，分析判断并确

定风险等级，提出社会稳定风险评估报告。评估报告的主要内容为项目建设实施的合法性、合理性、可行性、可控性，可能引发的社会稳定风险，各方面意见及其采纳情况，风险评估结论和对策建议，风险防范和化解措施以及应急处置预案等内容。

**第六条** 国务院有关部门、省级发展改革部门、中央管理企业在向国家发展改革委报送项目可行性研究报告、项目申请报告的申报文件中，应当包含对该项目社会稳定风险评估报告的意见，并附社会稳定风险评估报告。

**第七条** 国家发展改革委在委托工程咨询机构评估项目可行性研究报告、项目申请报告时，可以根据情况在咨询评估委托书中要求对社会稳定风险分析和评估报告提出咨询意见。

**第八条** 评估主体作出的社会稳定风险评估报告是国家发展改革委审批、核准或者核报国务院审批、核准项目的重要依据。评估报告认为项目存在高风险或者中风险的，国家发展改革委不予审批、核准和核报；存在低风险但有可靠防控措施的，国家发展改革委可以审批、核准或者核报国务院审批、核准，并应在批复文件中对有关方面提出切实落实防范、化解风险措施的要求。

**第九条** 国家发展改革委未按照本办法规定，对项目可行性研究报告、项目申请报告作出批复，给党、国家和人民利益以及公共财产造成较大或者重大损失等后果的，应当依法依规追究国家发展改革委有关单位和责任人的责任。评估主体不按规定的程序和要求进行评估导致决策失误，或者隐瞒真实情况、弄虚作假，给党、国家和人民利益以及公共财产造成较大或者重大损失等后果的，应当依法依规追究有关责任人的责任。

**第十条** 国家发展改革委、有关部门和机构及其工作人员应当遵守工作纪律和保密规定。

**第十一条** 各级地方发展改革部门可参照本办法，建立健全本地区重大项目社会稳定风险评估机制。

**第十二条** 本办法由国家发展改革委负责解释。

**第十三条** 自本办法印发之日起，国家发展改革委受理的申报项目执行本办法。

## 关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发新能〔2021〕25 号

发文日期：2021 年 5 月 11 日

施行日期：2021 年 5 月 11 日

国能发新能〔2021〕25 号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团发展改革委，各派出机构，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司、电规总院、水电总院，各有关企业，各有关行业协会（学会、商会）：

2021 年是“十四五”开局之年，风电、光伏发电进入新发展阶段。为持续推动风电、光伏发电高质量发展，现就 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项通知如下：

### 一、总体要求

深入学习贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于能源安全新战略的重要论述，落实碳达峰、碳中和目标，以及 2030 年非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右、风电太阳能发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃升发展。2021 年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。

### 二、强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

按照目标导向和责任共担原则，根据“十四五”规划目标，制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，引导各省级能

源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，积极推动本省（区、市）风电、光伏发电项目建设和跨省区电力交易，确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模，认真组织并统筹衔接做好项目开发建设和储备工作。

### **三、建立并网多元保障机制**

建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制。

各省（区、市）完成年度非水电最低消纳责任权重所必需的新增并网项目，由电网企业实行保障性并网，2021年保障性并网规模不低于9000万千瓦。保障性并网规模可省际置换，通过跨省区电力交易落实非水电消纳责任权重的，经送、受省份协商并会同电网企业签订长期协议后，根据输送（交易）新能源电量相应调减受端省保障性并网规模并调增至送端省。保障性并网项目由各省级能源主管部门通过竞争性配置统一组织。

对于保障性并网范围以外仍有意愿并网的项目，可通过自建、合建共享或购买服务等市场化方式落实并网条件后，由电网企业予以并网。并网条件主要包括配套新增的抽水蓄能、储热型光热发电、火电调峰、新型储能、可调节负荷等灵活调节能力。

### **四、加快推进存量项目建设**

2020年底前已核准且在核准有效期内的风电项目、2019年和2020年平价风电光伏项目、以及竞价光伏项目直接纳入各省（区、市）保障性并网项目范围。各类存量项目应在规定时限内建成投产，对于超出核准（备案）有效期而长期不建的项目，各省级能源主管部门应及时组织清理，对确实不具备建设条件的，应及时予以废止。

各省2021年保障性并网规模主要用于安排存量项目。存量项目不能满足今年非水电最低消纳责任权重要求、保障性并网仍有空间的省（区、市），省级能源主管部门应按剩余保障性并网规模抓紧组织开展竞争性配置，确定2021年并网的新增项目，加快核准（备案），积极推进建设，确保尽早建成投产。

### **五、稳步推进户用光伏发电建设**

2021 年户用光伏发电项目国家财政补贴预算额度为 5 亿元，度电补贴额度按照国务院价格主管部门发布的 2021 年相关政策执行，项目管理和申报程序按照《国家能源局关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49 号）有关要求执行。在确保安全前提下，鼓励有条件的户用光伏项目配备储能。户用光伏发电项目由电网企业保障并网消纳。

## **六、抓紧推进项目储备和建设**

各省级能源主管部门应根据《可再生能源发展“十四五”规划》明确的方向和任务，依据本省（区、市）2022 年非水电最低消纳责任权重，确定 2022 年度保障性并网规模，抓紧组织开展保障性并网项目竞争性配置，组织核准（备案）一批新增风电、光伏发电项目，做好项目储备，推动项目及时开工建设，实现持续发展。

## **七、保障措施**

各省级能源主管部门要及时公布保障性并网规模，落实保障性并网和市场化并网项目，及时编制年度开发建设方案并抓紧组织实施。要优化营商环境，规范开发建设秩序，不得将配套产业作为项目开发建设的门槛。要督促地方落实项目建设条件，推动出台土地、财税和金融等支持政策，减轻新能源开发建设不合理负担，调动各类市场主体投资积极性。要加大与自然资源、林业草原、生态环境、住房建设等部门的协调，为风电、光伏发电项目开发建设创造有利条件。

电网企业要简化接网流程、方便接网手续办理，推广新能源云平台，实现全国全覆盖，服务新能源为主体的新型电力系统。要加强接网工程建设，确保纳入年度开发建设方案的保障性并网和市场化并网项目“能并尽并”，不得附加额外条件。要会同全国新能源消纳监测预警中心及时公布各省级区域并网消纳情况及预测分析，引导理性投资、有序建设。

发电企业对纳入年度开发建设方案的项目，要按照核准（备案）文件要求，及时组织开展项目建设。要加强工程质量管控，确保建设安全和生产安全。要及时在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报并按月更新项目信息。

国家可再生能源信息管理中心要按月统计项目信息并报国家能源局，抄送各省级能源主管部门和相关派出机构。

国家能源局将加强可再生能源电力消纳责任权重落实情况监测评估,引导和促进风电、光伏发电开发建设。各派出机构要加强对辖区内风电、光伏发电规划落实、项目竞争性配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管,按要求组织开展清洁能源消纳情况综合监管,保障风电、光伏发电开发建设运行规范有序。

国家能源局

2021年5月11日

## 关于完善风电上网电价政策的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2019〕882号

发文日期：2019年5月21日

施行日期：2019年7月1日

发改价格〔2019〕882号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（物价局），国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为落实国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014~2020）》关于风电2020年实现与煤电平价上网的目标要求，科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，促进公平竞争和优胜劣汰，推动风电产业健康可持续发展，现将完善风电上网电价政策有关事项通知如下。

### 一、关于陆上风电上网电价

（一）将陆上风电标杆上网电价改为指导价。新核准的集中式陆上风电项目上网电价全部通过竞争方式确定，不得高于项目所在资源区指导价。

（二）2019年I~IV类资源区符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准陆上风电指导价分别调整为每千瓦时0.34元、0.39元、0.43元、0.52元（含税、下同）；2020年指导价分别调整为每千瓦时0.29元、0.34元、0.38元、0.47元。指导价低于当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价，下同）的地区，以燃煤机组标杆上网电价作为指导价。

（三）参与分布式市场化交易的分散式风电上网电价由发电企业与电力用户直接协商形成，不享受国家补贴。不参与分布式市场化交易的分散式风电项目，执行项目所在资源区指导价。

（四）2018年底之前核准的陆上风电项目，2020年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019年1月1日至2020年底前核准的陆上风电项目，2021年底

前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。

## 二、关于海上风电上网电价

（一）将海上风电标杆上网电价改为指导价，新核准海上风电项目全部通过竞争方式确定上网电价。

（二）2019 年符合规划、纳入财政补贴年度规模管理的新核准近海风电指导价调整为每千瓦时 0.8 元，2020 年调整为每千瓦时 0.75 元。新核准近海风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于上述指导价。

（三）新核准潮间带风电项目通过竞争方式确定的上网电价，不得高于项目所在资源区陆上风电指导价。

（四）对 2018 年底前已核准的海上风电项目，如在 2021 年底前全部机组完成并网的，执行核准时的上网电价；2022 年及以后全部机组完成并网的，执行并网年份的指导价。

## 三、其他事项

（一）风电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。

（二）风电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存相关发电项目上网交易电量、上网电价和补贴金额等资料，接受有关部门监督检查，并于每月 10 日前将相关数据报送至国家可再生能源信息管理中心。

上述规定自 2019 年 7 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2019 年 5 月 21 日



## 关于完善光伏发电上网电价机制有关问题的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2019〕761号

发文日期：2019年4月28日

施行日期：2019年7月1日

发改价格〔2019〕761号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委、物价局，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为科学合理引导新能源投资，实现资源高效利用，促进公平竞争和优胜劣汰，推动光伏发电产业健康可持续发展，现就完善光伏发电上网电价机制有关问题通知如下。

### 一、完善集中式光伏发电上网电价形成机制

（一）将集中式光伏电站标杆上网电价改为指导价。综合考虑技术进步等多方面因素，将纳入国家财政补贴范围的Ⅰ~Ⅲ类资源区新增集中式光伏电站指导价分别确定为每千瓦时0.40元（含税，下同）、0.45元、0.55元。

（二）新增集中式光伏电站上网电价原则上通过市场竞争方式确定，不得超过所在资源区指导价。市场竞争方式确定的价格在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分由国家可再生能源发展基金予以补贴。

（三）国家能源主管部门已经批复的纳入财政补贴规模且已经确定项目业主，但尚未确定上网电价的集中式光伏电站（项目指标作废的除外），2019年6月30日（含）前并网的，上网电价按照《关于2018年光伏发电有关事项的通知》（发改能源〔2018〕823号）规定执行；7月1日（含）后并网的，上网电价按照本通知规定的指导价执行。

（四）纳入国家可再生能源电价附加资金补助目录的村级光伏扶贫电站（含联村电站），对应的 I~III 类资源区上网电价保持不变，仍分别按照每千瓦时 0.65 元、0.75 元、0.85 元执行。

## 二、适当降低新增分布式光伏发电补贴标准

（一）纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式的工商业分布式（即除户用以外的分布式）光伏发电项目，全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.10 元；采用“全额上网”模式的工商业分布式光伏发电项目，按所在资源区集中式光伏电站指导价执行。能源主管部门统一实行市场竞争方式配置的工商业分布式项目，市场竞争形成的价格不得超过所在资源区指导价，且补贴标准不得超过每千瓦时 0.10 元。

（二）纳入 2019 年财政补贴规模，采用“自发自用、余量上网”模式和“全额上网”模式的户用分布式光伏全发电量补贴标准调整为每千瓦时 0.18 元。

（三）鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏产业发展。

本通知自 2019 年 7 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2019 年 4 月 28 日

## 关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2021〕833 号

发文日期：2021 年 6 月 7 日

施行日期：2021 年 8 月 1 日

发改价格〔2021〕833 号

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，充分发挥电价信号作用，合理引导投资、促进资源高效利用，推动光伏发电、风电等新能源产业高质量发展，经商国家能源局，现就 2021 年光伏发电、风电等新能源上网电价政策有关事项通知如下：

一、2021 年起，对新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目和新核准陆上风电项目（以下简称“新建项目”），中央财政不再补贴，实行平价上网。

二、2021 年新建项目上网电价，按当地燃煤发电基准价执行；新建项目可自愿通过参与市场化交易形成上网电价，以更好体现光伏发电、风电的绿色电力价值。

三、2021 年起，新核准（备案）海上风电项目、光热发电项目上网电价由当地省级价格主管部门制定，具备条件的可通过竞争性配置方式形成，上网电价高于当地燃煤发电基准价的，基准价以内的部分由电网企业结算。

四、鼓励各地出台针对性扶持政策，支持光伏发电、陆上风电、海上风电、光热发电等新能源产业持续健康发展。

本通知自 2021 年 8 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2021年6月7日

# 关于支持新产业新业态发展促进大众创业

## 万众创新用地的意见（节选）

发文机关：国家发展和改革委员会, 科学技术部, 工业和信息化部, 住房和城乡建设部, 商务部

时效性：现行有效

发文字号：国土资规〔2015〕5号

发文日期：2015年9月18日

施行日期：2015年9月18日

国土资规(2015)5号

各省、自治区、直辖市和新疆生产建设兵团国土资源、发展改革、科技、工业和信息化（通信管理）、住房和城乡建设、商务主管部门：

为贯彻落实党中央、国务院关于加快实施创新驱动发展战略、大力推进大众创业万众创新重大决策部署，增强战略性新兴产业支撑作用，推进“互联网+”行动，发展电子商务，构建众创空间等创业服务平台，支持培育发展新产业、新业态，依据国家相关法律法规政策，提出以下用地意见：

### 一、加大新供用地保障力度

（四）采取差别化用地政策支持新业态发展。光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案；对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。对建设

占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理。新能源汽车充电设施、移动通信基站等用地面积小、需多点分布的新产业配套基础设施，可采取配建方式供地。在供应其他相关建设项目用地时，将配建要求纳入土地使用条件，土地供应后，由相关权利人依法明确配套设施用地产权关系；鼓励新产业小型配套设施依法取得地役权进行建设。

## 企业国有资产交易监督管理办法

发文机关：国务院国有资产监督管理委员会，财政部

时效性：现行有效

发文字号：国资委、财政部令第 32 号

发文日期：2016 年 6 月 24 日

施行日期：2016 年 6 月 24 日

国资委、财政部令第 32 号

《企业国有资产交易监督管理办法》已经国务院国有资产监督管理委员会主任办公会议审议通过，并报经国务院同意，现予公布，自公布之日起施行。

国务院国有资产监督管理委员会主任 肖亚庆

财政部部长 楼继伟

2016 年 6 月 24 日

**第三十一条** 以下情形的产权转让可以采取非公开协议转让方式：

（一）涉及主业处于关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域企业的重组整合，对受让方有特殊要求，企业产权需要在国有及国有控股企业之间转让的，经国资监管机构批准，可以采取非公开协议转让方式；

（二）同一国家出资企业及其各级控股企业或实际控制企业之间因实施内部重组整合进行产权转让的，经该国家出资企业审议决策，可以采取非公开协议转让方式。

# 海上风电开发建设管理办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2016〕394号

发文日期：2016年12月29日

施行日期：2016年12月29日

## 第一章 总则

**第一条** 为规范海上风电项目开发建设管理，促进海上风电有序开发、规范建设和持续发展，根据《行政许可法》、《可再生能源法》、《海域使用管理法》、《海洋环境保护法》和《海岛保护法》，特制定本办法。

**第二条** 本办法所称海上风电项目是指沿海多年平均大潮高潮线以下海域的风电项目，包括在相应开发海域内无居民海岛上的风电项目。

**第三条** 海上风电开发建设管理包括海上风电发展规划、项目核准、海域海岛使用、环境保护、施工及运行等环节的行政组织管理和技术质量管理。

**第四条** 国家能源局负责全国海上风电开发建设管理。各省（自治区、直辖市）能源主管部门在国家能源局指导下，负责本地区海上风电开发建设管理。可再生能源技术支撑单位做好海上风电技术服务。

**第五条** 海洋行政主管部门负责海上风电开发建设海域海岛使用和环境保护的管理和监督。

## 第二章 发展规划



**第六条** 海上风电发展规划包括全国海上风电发展规划、各省（自治区、直辖市）以及市县级海上风电发展规划。全国海上风电发展规划和各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应当与可再生能源发展规划、海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划相协调。各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划应符合全国海上风电发展规划。

**第七条** 海上风电场应当按照生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，原则上应在离岸距离不少于 10 公里、滩涂宽度超过 10 公里时海域水深不得少于 10 米的海域布局。在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、自然历史遗迹保护区、重要渔业水域、河口、海湾、滨海湿地、鸟类迁徙通道、栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域，以及划定的生态红线区内不得规划布局海上风电场。

**第八条** 国家能源局统一组织全国海上风电发展规划编制和管理；会同国家海洋局审定各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划；适时组织有关技术单位对各省（自治区、直辖市）海上风电发展规划进行评估。

**第九条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织有关单位，按照标准要求编制本省（自治区、直辖市）管理海域内的海上风电发展规划，并落实电网接入方案和市场消纳方案。

**第十条** 各省（自治区、直辖市）海洋行政主管部门，根据全国和各省（自治区、直辖市）海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海岛保护规划、海洋经济发展规划，对本地区海上风电发展规划提出用海用岛初审和环境影响评价初步意见。

**第十一条** 鼓励海上风能资源丰富、潜在开发规模较大的沿海县市编制本辖区海上风电规划，重点研究海域使用、海缆路由及配套电网工程规划等工作，上报当地省级能源主管部门审定。

**第十二条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据国家可再生能源发展相关政策及海上风电行业发展状况，开展海上风电发展规划滚动调整工作，具体程序按照规划编制要求进行。

### 第三章 项目核准

**第十三条** 省级及以下能源主管部门按照有关法律法规，依据经国家能源局审定的海上风电发展规划，核准具备建设条件的海上风电项目。核准文件应及时对社会公开并抄送国家能源局和同级海洋行政主管部门。

未纳入海上风电发展规划的海上风电项目，开发企业不得开展海上风电项目建设。

鼓励海上风电项目采取连片规模化方式开发建设。

**第十四条** 国家能源局组织有关技术单位按年度对全国海上风电核准建设情况进行评估总结，根据产业发展的实际情况完善支持海上风电发展的政策措施和规划调整的建议。

**第十五条** 鼓励海上风电项目采取招标方式选择开发投资企业，各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织开展招投标工作，上网电价、工程方案、技术能力等作为重要考量指标。

**第十六条** 项目投资企业应按要求落实工程建设方案和建设条件，办理项目核准所需的支持性文件。

**第十七条** 省级及以下能源主管部门应严格按照有关法律法规明确海上风电项目核准所需支持性文件，不得随意增加支持性文件。

**第十八条** 项目开工前，应落实有关利益协调解决方案或协议，完成通航安全、接入系统等相关专题的论证工作，并依法取得相应主管部门的批复文件。

海底电缆按照《铺设海底电缆管道管理规定》及实施办法的规定，办理路由调查勘测及铺设施工许可手续。

## 第四章 海域海岛使用

**第十九条** 海上风电项目建设用海应遵循节约和集约利用海域和海岸线资源的原则，合理布局，统一规划海上送出工程输电电缆通道和登陆点，严格限制无居民海岛风电项目建设。

**第二十条** 海上风电项目建设用海面积和范围按照风电设施实际占用海域面积和安全区占用海域面积界定。海上风电机组用海面积为所有风电机组塔架占用海域面积之和，单个风电机组塔架用海面积一般按塔架中心点至基础外缘线点再向外扩 50m 为半径的圆形区域计算；海底电缆用海面积按电缆外缘向两侧各外扩 10m 宽为界计算；其他永久设施用海面积按《海籍调查规范》的规定计算。各种用海面积不重复计算。

**第二十一条** 项目单位向省级及以下能源主管部门申请核准前，应向海洋行政主管部门提出用海预审申请，按规定程序和要求审查后，由海洋行政主管部门出具项目用海预审意见。

**第二十二条** 海上风电项目核准后，项目单位应按照程序及时向海洋行政主管部门提出海域使用申请，依法取得海域使用权后方可开工建设。

**第二十三条** 使用无居民海岛建设海上风电的项目单位应当按照《海岛保护法》等法律法规办理无居民海岛使用申请审批手续，并取得无居民海岛使用权后，方可开工建设。

## 第五章 环境保护

**第二十四条** 项目单位在提出海域使用权申请前，应当按照《海洋环境保护法》、《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》、地方海洋环境保护相关法规及相关技术标准要求，委托有相应资质的机构编制海上风电项目环境影响报告书，报海洋行政主管部门审查批准。

**第二十五条** 海上风电项目核准后,项目单位应按环境影响报告书及批准意见的要求,加强环境保护设计,落实环境保护措施;项目核准后建设条件发生变化,应在开工前按《海洋工程环境影响评价管理规定》办理。

**第二十六条** 海上风电项目建成后,按规定程序申请环境保护设施竣工验收,验收合格后,该项目方可正式投入运营。

## 第六章 施工及运行

**第二十七条** 海上风电项目经核准后,项目单位应制定施工方案,办理相关施工手续,施工企业应具备海洋工程施工资质。项目单位和施工企业应制定应急预案。

项目开工以第一台风电机组基础施工为标志。

**第二十八条** 项目单位负责海上风电项目的竣工验收工作,项目所在省(自治区、直辖市)能源主管部门负责海上风电项目竣工验收的协调和监督工作。

**第二十九条** 项目单位应建立自动化风电机组监控系统,按规定向电网调度机构和国家可再生能源信息管理中心传送风电场的相关数据。

**第三十条** 项目单位应建立安全生产制度,发生重大事故和设备故障应及时向电网调度机构、当地能源主管部门和能源监管派出机构报告,当地能源主管部门和能源监管派出机构按照有关规定向国家能源局报告。

**第三十一条** 项目单位应长期监测项目所在区域的风资源、海洋环境等数据,监测结果应定期向省级能源主管部门、海洋行政主管部门和国家可再生能源信息管理中心报告。

**第三十二条** 新建项目投产一年后,项目建设单位应视实际情况,及时委托有资质的咨询单位,对项目建设和运行情况进行后评估,并向省级能源主管部门报备。

**第三十三条** 海上风电设计方案、建设施工、验收及运行等必须严格遵守国家、地方、行业相关标准、规程规范，国家能源局组织相关机构进行工程质量监督检查工作，形成海上风电项目质量监督检查评价工作报告，并向全社会予以发布。

## 第七章 其它

**第三十四条** 海上风电基地或大型海上风电项目，可由当地省级能源主管部门组织有关单位统一协调办理电网接入系统、建设用海预审、环境影响评价等相关手续。

**第三十五条** 各省（自治区、直辖市）能源主管部门可根据本办法，制定本地区海上风电开发建设管理办法实施细则。

## 第八章 附则

**第三十六条** 本办法由国家能源局和国家海洋局负责解释。

**第三十七条** 本办法由国家能源局和国家海洋局联合发布，自发布之日起施行，原发布的《海上风电开发建设管理暂行办法》（国能新能[2010]29号）和《海上风电开发建设管理暂行办法实施细则》（国能新能[2011]210号）自动失效。

## 关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2016〕1163号

发文日期：2016年5月30日

施行日期：2016年5月30日

发改能源〔2016〕1163号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、物价局，国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司，陕西地方电力公司，水电规划总院、电力规划总院，有关光伏发电投资开发企业：

近年来，在一系列政策支持下，我国光伏发电规模迅速扩大，既为光伏制造产业提供了有效的市场支撑，又为清洁低碳能源发展注入了新生力量。但与此同时，随着行政审批权限下放，部分地区也出现了光伏发电项目资源配置不科学、管理秩序混乱等问题，阻碍了光伏技术进步和成本下降，影响了光伏产业的健康发展。为进一步完善光伏发电建设规模管理，优化项目配置方式，规范市场开发秩序，加快推进光伏产业升级，按照“放管结合”的原则，提出以下意见：

### 一、光伏发电年度建设规模实行分类管理

按照光伏发电项目的类型及规模、接网条件及消纳范围和促进技术进步的作用等因素，对光伏发电建设规模实行分类管理。

#### （一）不限规模的光伏发电类型和地区

1、利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设的光伏发电项目以及全部自发自用的地面光伏电站项目不受年度规模限制，各地区可随时受理项目备案，项目投产后即纳入国家可再生能源发电补贴范围。

2、鼓励各地区结合电力体制改革总体框架开展光伏发电市场交易等改革创新试点。相关省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）研究制订试点地区光伏发电（含新能源微电网）市场交易改革创新试点方案，报国家发展改革委、国家能源局。国家发展改革委、国家能源局在明确试点相关政策的同时，对试点地区光伏电站建设规模专门作出安排，支持试点工作的顺利进行。

3、光伏扶贫中的村级电站和集中式电站，不占国家能源局下达的所在省（自治区、直辖市）普通光伏电站建设规模。地方能源主管部门会同扶贫部门，以县为单元按要求编制实施方案，明确扶贫人口数、扶贫收益及分配方式后，经省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）审核后报国家能源局，国家能源局专项下达建设规模。

（二）普通光伏电站项目。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）要进一步完善普通光伏电站项目管理方式，鼓励采用竞争方式配置项目，并将上网电价作为主要竞争条件。对采取公开招标、竞争性比选等竞争方式配置项目并推动电价或度电补贴额度明显下降的地区，其当年普通光伏电站建设规模直接按一定比例扩大，具体扩大比例在每年下达建设规模时一并确定。有关省（自治区、直辖市）发展改革委、能源局应将采取竞争方式确定的项目上网电价及时抄送所在省级价格主管部门。

（三）光伏发电领跑技术基地。国家每年安排专门的建设规模组织建设光伏发电领跑技术基地，引导光伏技术进步和成本及电价下降。有关部门提出基地的技术指标、建设规范、运行管理及信息监测、评价等要求。各地区可结合

采煤（矿）沉陷区生态治理、设施农业、渔业养殖、工业废气地、废弃油田等综合利用工程，以具备一定规模、场址相对集中、电力消纳条件好且可统一实施建设为前提开展基地规划。基地原则上以市为单位，规划容量不小于 50 万千瓦，基地内的光伏电站项目通过竞争方式配置。

## 二、光伏电站项目竞争配置方式及要求

（一）普通光伏电站项目竞争配置方式。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）负责制定普通光伏电站项目的竞争性配置办法，并向国家能源局报备，抄送当地国家能源局派出机构，同时向社会公布。原则上项目竞争配置由各省（自治区、直辖市）能源主管部门统一组织进行。采取竞争方式确定的项目上网电价要及时抄送各省级价格主管部门。各省级价格主管部门按照竞争确定的项目上网电价执行电价及补贴政策。普通光伏电站项目的竞争配置方式如下：

1、对未确定投资主体的项目，通过招标等竞争方式公开选择投资主体。竞争条件应包括企业经营光伏发电项目的业绩、投资能力、技术先进性等。应将上网电价（或度电补贴额度）作为主要竞争条件。

2、对已开展前期工作且已确定投资主体的项目，通过竞争性比选、优选等竞争方式配置年度建设规模指标。竞争条件应包含企业投资能力、项目前期工作深度、电网接入及消纳条件等。应将上网电价（或度电补贴额度）作为主要竞争条件。

（二）光伏发电领跑技术基地项目的竞争方式。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）统一组织本省（自治区、直辖市）内符合建设条件的地区编制领跑技术基地规划，连同基地项目竞争配置办法及建设方案一并报送国家能源局。基地必须采取招标或竞争性比选等方式配置项目，且电价（或度电补贴额度）应作为主要竞争条件。基地优选项目投资主体和建设等工作由省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）统一组织实施，或者由其委托基地所在市（县）政府组织实施。各省级价格管理部门按照竞争确定的项目上网电价执行电价及补贴政策。基地内单个光伏电站项目的建设规模原则上应为 10 万千瓦



以上，项目采用的光伏组件等主要光伏产品须符合光伏“领跑者”先进技术产品指标。国家能源局对基地项目建设的组织和建设给予指导和监督。

（三）禁止地方保护和不正当收费行为。各地区在实施竞争配置项目过程中，不得限制外地企业参与竞争，不得对本地、外地企业差别对待；不得将企业购买本地光伏电池等设备、建设配套产能作为竞争配置项目的前提条件；不得向企业收取法律法规规定以外的各种费用，不得以各种有价方式出让项目，不能以干股等非法方式侵害企业合法权益。

（四）竞争性配置项目的程序要求。各类项目的竞争办法均应及时向社会公开，公平对待各类投资主体。采用公开招标或者优选办法的，应当提前公开招标规则和评分办法。竞争过程中应当严格依法依规公平公开公正进行，竞争结果应当向社会公示，公示内容包括项目装机容量、建设地点、控股投资主体等基本信息。

### 三、加强项目开发的监督管理

（一）各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）应按照国家能源局下达的年度建设规模安排项目，对于超规模配置的项目，须占用以后年度国家能源局下达的建设规模。各类项目均应严格按照《国家能源局关于实行可再生能源发电项目信息化管理的通知》（国能新能〔2015〕358号）要求，纳入国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台管理。对于因信息填报错误、填报不及时导致不能及时接入电网、列入补贴目录和获得电价附加补贴的，由项目单位自行承担相关责任。

（二）光伏电站项目纳入年度建设规模后，其投资主体及股权比例、建设规模和建设场址等主要内容不得擅自变更。已纳入年度建设规模、未进入实质性工程建设阶段的项目不得向其他投资人转让，投资主体无力建设，应向所在省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）申请从年度规模中取消，并向原备案机关申请撤销备案。在建设期确因企业兼并重组、同一集团内部分工调整等原因需要变更投资主体或股权比例的，或者调整建设规模和场址的，项目投资主体应向所在省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）提出申请，获

得审核确认后方可实施变更，并向国家能源局派出机构报备，同时在国家可再生能源信息管理平台重新登记有关信息。在项目投产后变更投资主体，应向原备案机关进行变更登记，抄送国家能源局派出机构和当地电网企业，并在国家可再生能源信息管理平台变更登记信息。

（三）各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）和国家能源局派出机构应加强对光伏电站项目的监督管理。对于在一定期限内未开工的项目，应在本年度建设规模中予以取消，具体期限由各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）规定。对于在投产前擅自变更投资主体等主要建设内容的，有关部门应当将项目从年度建设规模中取消，禁止该项目申请国家可再生能源补贴，并禁止相关投资主体在一定期限内参与后续光伏电站项目的配置。国家能源局派出机构应按照闭环监管工作要求，加强对项目工程建设、并网运行和电费结算等建设运行情况的监管，及时向属地省级能源管理部门通报项目建设运行中出现的问题，跟踪整改落实情况，及时向国家能源局报告。

国家发展和改革委员会

国家能源局

2016年5月30日

## 国家林业和草原局关于规范风电场项目建设使用林地的通知

发文机关：国家林业和草原局

时效性：现行有效

发文字号：林资发〔2019〕17号

发文日期：2019年2月26日

施行日期：2019年2月26日

林资发〔2019〕17号

各省、自治区、直辖市林业和草原主管部门，内蒙古、大兴安岭森工（林业）集团公司，新疆生产建设兵团林业和草原局，国家林业和草原局各派出机构：

近些年来，各地大规模发展风电，风电场项目占用森林和林地面积大幅上升，违法违规使用林地、野蛮施工、植被恢复不到位等问题时有发生，对森林生态功能、森林景观等造成较大损害，引起社会广泛关注。为规范风电场项目建设使用林地，减少对森林植被和生态环境的损害与影响，现将有关事项通知如下：

### 一、充分认识规范风电场建设使用林地的重要性

陆上风电场项目建设过程中，多沿地势较高的山脊、山岗布设风机，并配套建设道路和集电线路，点多线长，这些地方既是山地生态系统重要的分水岭，也是生态最脆弱的地带，风机基础挖掘、场地平整、道路和集电线路施工等使用林地，大范围扰动地表，破坏地表植被，极易造成大面积水土流失，加剧区

域生态退化，对森林资源安全和森林生态整体功能发挥影响较大。发展风电产业是我国推进能源转型、应对气候变化的重要途径之一，但是，我国是一个缺林少绿、生态脆弱的国家，风电开发必须正确处理好与森林资源保护的关系。各地要深入贯彻落实党的十九大精神，以习近平生态文明思想为指导，牢固树立社会主义生态文明观，坚持节约资源和保护环境的基本国策，实行最严格的生态保护制度，依法规范风电场建设使用林地，促进风电产业健康发展，推动人与自然和谐共生。

## **二、风电场建设使用林地禁建区域**

严格保护生态功能重要、生态脆弱敏感区域的林地。自然遗产地、国家公园、自然保护区、森林公园、湿地公园、地质公园、风景名胜区、鸟类主要迁徙通道和迁徙地等区域以及沿海基干林带和消浪林带，为风电场项目禁止建设区域。

## **三、风电场建设使用林地限制范围**

风电场建设应当节约集约使用林地。风机基础、施工和检修道路、升压站、集电线路等，禁止占用天然乔木林（竹林）地、年降雨量 400 毫米以下区域的有林地、一级国家级公益林地和二级国家级公益林中的有林地。本通知下发之前已经核准但未取得使用林地手续的风电场项目，要重新合理优化选址和建设方案，加强生态影响分析和评估，不得占用年降雨量 400 毫米以下区域的有林地和一级国家级公益林地，避让二级国家级公益林中有林地集中区域。

## **四、强化风电场道路建设和临时用地管理**

风电场施工和检修道路，应尽可能利用现有森林防火道路、林区道路、乡村道路等道路，在其基础上扩建的风电场道路原则上不得改变现有道路性质。风电场新建配套道路应与风电场一同办理使用林地手续，风电场配套道路要严格控制在道路宽度，提高标准，合理建设排水沟、过水涵洞、挡土墙等设施；严格按照设计规范施工，禁止强推强挖式放坡施工，防止废弃砂石任意放置和随意滚落，同步实施水土保持和恢复林业生产条件的措施。吊装平台、施工道路、

弃渣场、集电线路等临时占用林地的，应在临时占用林地期满后一年内恢复林业生产条件，并及时恢复植被。

## 五、加强风电场建设使用林地的指导和监管

各级林业和草原主管部门要与本地区能源主管部门做好风电开发建设规划和核准工作的衔接，提前介入测风选址工作，指导建设单位避让生态脆弱区和生态敏感区；定期检查，依法严厉打击风电场项目未批先占、少批多占、拆分报批、以其他名义骗取使用林地行政许可等违法违规行为；对野蛮施工破坏林地、林木，未及时恢复林业生产条件及弄虚作假骗取使用林地行政许可的风电场项目，要依法追责。

国家林业和草原局各派驻森林资源监督机构要加强对风电场项目建设的监督检查。

本通知自发布之日起施行，有效期至 2024 年 2 月 28 日。

特此通知。

国家林业和草原局

2019 年 2 月 26 日

## 建设工程监理范围和规模标准规定（节选）

发文机关：建设部（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：建设部令〔第 86 号〕

发文日期：2001 年 1 月 17 日

施行日期：2001 年 1 月 17 日

**第七条** 国家规定必须实行监理的其他工程是指：

（一）项目总投资额在 3000 万元以上关系社会公共利益、公众安全的下列基础设施项目：

（1）煤炭、石油、化工、天然气、电力、新能源等项目；

（2）铁路、公路、管道、水运、民航以及其他交通运输业等项目；

（3）邮政、电信枢纽、通信、信息网络等项目；

（4）防洪、灌溉、排涝、发电、引（供）水、滩涂治理、水资源保护、水土保持等水利建设项目；

（5）道路、桥梁、地铁和轻轨交通、污水排放及处理、垃圾处理、地下管道、公共停车场等城市基础设施项目；

（6）生态环境保护项目；

（7）其他基础设施项目。

(二) 学校、影剧院、体育场馆项目。

# 碳排放权交易管理办法（试行）

发文机关：生态环境部

时效性：现行有效

发文字号：生态环境部令第19号

发文日期：2020年12月31日

施行日期：2021年2月1日

## 第一章 总则

**第一条** 为落实党中央、国务院关于建设全国碳排放权交易市场的决策部署，在应对气候变化和促进绿色低碳发展中充分发挥市场机制作用，推动温室气体减排，规范全国碳排放权交易及相关活动，根据国家有关温室气体排放控制的要求，制定本办法。

**第二条** 本办法适用于全国碳排放权交易及相关活动，包括碳排放配额分配和清缴，碳排放权登记、交易、结算，温室气体排放报告与核查等活动，以及对前述活动的监督管理。

**第三条** 全国碳排放权交易及相关活动应当坚持市场导向、循序渐进、公平公开和诚实守信的原则。

**第四条** 生态环境部按照国家有关规定建设全国碳排放权交易市场。

全国碳排放权交易市场覆盖的温室气体种类和行业范围，由生态环境部拟订，按程序报批后实施，并向社会公开。



**第五条** 生态环境部按照国家有关规定，组织建立全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构，组织建设全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统。

全国碳排放权注册登记机构通过全国碳排放权注册登记系统，记录碳排放配额的持有、变更、清缴、注销等信息，并提供结算服务。全国碳排放权注册登记系统记录的信息是判断碳排放配额归属的最终依据。

全国碳排放权交易机构负责组织开展全国碳排放权集中统一交易。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当定期向生态环境部报告全国碳排放权登记、交易、结算等活动和机构运行有关情况，以及应当报告的其他重大事项，并保证全国碳排放权注册登记系统和全国碳排放权交易系统安全稳定可靠运行。

**第六条** 生态环境部负责制定全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，加强对地方碳排放配额分配、温室气体排放报告与核查的监督管理，并会同国务院其他有关部门对全国碳排放权交易及相关活动进行监督管理和指导。

省级生态环境主管部门负责在本行政区域内组织开展碳排放配额分配和清缴、温室气体排放报告的核查等相关活动，并进行监督管理。

设区的市级生态环境主管部门负责配合省级生态环境主管部门落实相关具体工作，并根据本办法有关规定实施监督管理。

**第七条** 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员，应当遵守全国碳排放权交易及相关活动的技术规范，并遵守国家其他有关主管部门关于交易监管的规定。

## 第二章 温室气体重点排放单位

**第八条** 温室气体排放单位符合下列条件的，应当列入温室气体重点排放单位（以下简称重点排放单位）名录：

(一) 属于全国碳排放权交易市场覆盖行业；

(二) 年度温室气体排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量。

**第九条** 省级生态环境主管部门应当按照生态环境部的有关规定，确定本行政区域重点排放单位名录，向生态环境部报告，并向社会公开。

**第十条** 重点排放单位应当控制温室气体排放，报告碳排放数据，清缴碳排放配额，公开交易及相关活动信息，并接受生态环境主管部门的监督管理。

**第十一条** 存在下列情形之一的，确定名录的省级生态环境主管部门应当将相关温室气体排放单位从重点排放单位名录中移出：

(一) 连续二年温室气体排放未达到 2.6 万吨二氧化碳当量的；

(二) 因停业、关闭或者其他原因不再从事生产经营活动，因而不排放温室气体的。

**第十二条** 温室气体排放单位申请纳入重点排放单位名录的，确定名录的省级生态环境主管部门应当进行核实；经核实符合本办法第八条规定条件的，应当将其纳入重点排放单位名录。

**第十三条** 纳入全国碳排放权交易市场的重点排放单位，不再参与地方碳排放权交易试点市场。

### 第三章 分配与登记

**第十四条** 生态环境部根据国家温室气体排放控制要求，综合考虑经济增长、产业结构调整、能源结构优化、大气污染物排放协同控制等因素，制定碳排放配额总量确定与分配方案。

省级生态环境主管部门应当根据生态环境部制定的碳排放配额总量确定与分配方案，向本行政区域内的重点排放单位分配规定年度的碳排放配额。

**第十五条** 碳排放配额分配以免费分配为主,可以根据国家有关要求适时引入有偿分配。

**第十六条** 省级生态环境主管部门确定碳排放配额后,应当书面通知重点排放单位。

重点排放单位对分配的碳排放配额有异议的,可以自接到通知之日起七个工作日内,向分配配额的省级生态环境主管部门申请复核;省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内,作出复核决定。

**第十七条** 重点排放单位应当在全国碳排放权注册登记系统开立账户,进行相关业务操作。

**第十八条** 重点排放单位发生合并、分立等情形需要变更单位名称、碳排放配额等事项的,应当报经所在地省级生态环境主管部门审核后,向全国碳排放权注册登记机构申请变更登记。全国碳排放权注册登记机构应当通过全国碳排放权注册登记系统进行变更登记,并向社会公开。

**第十九条** 国家鼓励重点排放单位、机构和个人,出于减少温室气体排放等公益目的自愿注销其所持有的碳排放配额。

自愿注销的碳排放配额,在国家碳排放配额总量中予以等量核减,不再进行分配、登记或者交易。相关注销情况应当向社会公开。

#### **第四章 排放交易**

**第二十条** 全国碳排放权交易市场的交易产品为碳排放配额,生态环境部可以根据国家有关规定适时增加其他交易产品。

**第二十一条** 重点排放单位以及符合国家有关交易规则的机构和个人,是全国碳排放权交易市场的交易主体。

**第二十二条** 碳排放权交易应当通过全国碳排放权交易系统,可以采取协议转让、单向竞价或者其他符合规定的方式。

全国碳排放权交易机构应当按照生态环境部有关规定，采取有效措施，发挥全国碳排放权交易市场引导温室气体减排的作用，防止过度投机的交易行为，维护市场健康发展。

**第二十三条** 全国碳排放权注册登记机构应当根据全国碳排放权交易机构提供的成交结果，通过全国碳排放权注册登记系统为交易主体及时更新相关信息。

**第二十四条** 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当按照国家有关规定，实现数据及时、准确、安全交换。

## 第五章 排放核查与配额清缴

**第二十五条** 重点排放单位应当根据生态环境部制定的温室气体排放核算与报告技术规范，编制该单位上一年度的温室气体排放报告，载明排放量，并于每年3月31日前报生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门。排放报告所涉数据的原始记录和管理台账应当至少保存五年。

重点排放单位对温室气体排放报告的真实性、完整性、准确性负责。

重点排放单位编制的年度温室气体排放报告应当定期公开，接受社会监督，涉及国家秘密和商业秘密的除外。

**第二十六条** 省级生态环境主管部门应当组织开展对重点排放单位温室气体排放报告的核查，并将核查结果告知重点排放单位。核查结果应当作为重点排放单位碳排放配额清缴依据。

省级生态环境主管部门可以通过政府购买服务的方式委托技术服务机构提供核查服务。技术服务机构应当对提交的核查结果的真实性和准确性负责。

**第二十七条** 重点排放单位对核查结果有异议的,可以自被告知核查结果之日起七个工作日内,向组织核查的省级生态环境主管部门申请复核;省级生态环境主管部门应当自接到复核申请之日起十个工作日内,作出复核决定。

**第二十八条** 重点排放单位应当在生态环境部规定的时限内,向分配配额的省级生态环境主管部门清缴上年度的碳排放配额。清缴量应当大于等于省级生态环境主管部门核查结果确认的该单位上年度温室气体实际排放量。

**第二十九条** 重点排放单位每年可以使用国家核证自愿减排量抵销碳排放配额的清缴,抵销比例不得超过应清缴碳排放配额的5%。相关规定由生态环境部另行制定。

用于抵销的国家核证自愿减排量,不得来自纳入全国碳排放权交易市场配额管理的减排项目。

## 第六章 监督管理

**第三十条** 上级生态环境主管部门应当加强对下级生态环境主管部门的重点排放单位名录确定、全国碳排放权交易及相关活动情况的监督检查和指导。

**第三十一条** 设区的市级以上地方生态环境主管部门根据对重点排放单位温室气体排放报告的核查结果,确定监督检查重点和频次。

设区的市级以上地方生态环境主管部门应当采取“双随机、一公开”的方式,监督检查重点排放单位温室气体排放和碳排放配额清缴情况,相关情况按程序报生态环境部。

**第三十二条** 生态环境部和省级生态环境主管部门,应当按照职责分工,定期公开重点排放单位年度碳排放配额清缴情况等信息。

**第三十三条** 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构应当遵守国家交易监管等相关规定,建立风险管理机制和信息披露制度,制定风险管理预案,及时公布碳排放权登记、交易、结算等信息。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构的工作人员不得利用职务便利谋取不正当利益，不得泄露商业秘密。

**第三十四条** 交易主体违反本办法关于碳排放权注册登记、结算或者交易相关规定的，全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构可以按照国家有关规定，对其采取限制交易措施。

**第三十五条** 鼓励公众、新闻媒体等对重点排放单位和其他交易主体的碳排放权交易及相关活动进行监督。

重点排放单位和其他交易主体应当按照生态环境部有关规定，及时公开有关全国碳排放权交易及相关活动信息，自觉接受公众监督。

**第三十六条** 公民、法人和其他组织发现重点排放单位和其他交易主体有违反本办法规定行为的，有权向设区的市级以上地方生态环境主管部门举报。

接受举报的生态环境主管部门应当依法予以处理，并按照有关规定反馈处理结果，同时为举报人保密。

## 第七章 罚则

**第三十七条** 生态环境部、省级生态环境主管部门、设区的市级生态环境主管部门的有关工作人员，在全国碳排放权交易及相关活动的监督管理中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的，由其上级行政机关或者监察机关责令改正，并依法给予处分。

**第三十八条** 全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，有下列行为之一的，由生态环境部依法给予处分，并向社会公开处理结果：

- （一）利用职务便利谋取不正当利益的；
- （二）有其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊行为的。

全国碳排放权注册登记机构和全国碳排放权交易机构及其工作人员违反本办法规定，泄露有关商业秘密或者有构成其他违反国家交易监管规定行为的，依照其他有关规定处理。

**第三十九条** 重点排放单位虚报、瞒报温室气体排放报告，或者拒绝履行温室气体排放报告义务的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正，处一万元以上三万元以下的罚款。逾期未改正的，由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门测算其温室气体实际排放量，并将该排放量作为碳排放配额清缴的依据；对虚报、瞒报部分，等量核减其下一年度碳排放配额。

**第四十条** 重点排放单位未按时足额清缴碳排放配额的，由其生产经营场所所在地设区的市级以上地方生态环境主管部门责令限期改正，处二万元以上三万元以下的罚款；逾期未改正的，对欠缴部分，由重点排放单位生产经营场所所在地的省级生态环境主管部门等量核减其下一年度碳排放配额。

**第四十一条** 违反本办法规定，涉嫌构成犯罪的，有关生态环境主管部门应当依法移送司法机关。

## 第八章 附则

**第四十二条** 本办法中下列用语的含义：

（一）温室气体：是指大气中吸收和重新放出红外辐射的自然和人为的气态成分，包括二氧化碳（CO<sub>2</sub>）、甲烷（CH<sub>4</sub>）、氧化亚氮（N<sub>2</sub>O）、氢氟碳化物（HFCs）、全氟化碳（PFCs）、六氟化硫（SF<sub>6</sub>）和三氟化氮（NF<sub>3</sub>）。

（二）碳排放：是指煤炭、石油、天然气等化石能源燃烧活动和工业生产过程以及土地利用变化与林业等活动产生的温室气体排放，也包括因使用外购的电力和热力等所导致的温室气体排放。

（三）碳排放权：是指分配给重点排放单位的规定时期内的碳排放额度。

（四）国家核证自愿减排量：是指对我国境内可再生能源、林业碳汇、甲烷利用等项目的温室气体减排效果进行量化核证，并在国家温室气体自愿减排交易注册登记系统中登记的温室气体减排量。

**第四十三条** 本办法自 2021 年 2 月 1 日起施行。



## 国家能源局关于 2018 年度风电建设管理有关要求的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发新能〔2018〕47 号

发文日期：2018 年 5 月 18 日

施行日期：2018 年 5 月 18 日

国能发新能〔2018〕47 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司、中国华润集团公司、中国长江三峡集团公司、国家开发投资公司、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、中国风能协会、国家可再生能源中心：

2017 年，我国风电装机规模稳步增长，运行消纳情况明显好转，技术水平不断提升，产业发展呈现出稳中向好的势头。为促进风电产业高质量发展，降低度电补贴强度，现就做好 2018 年度风电建设管理工作的有关要求通知如下：

一、严格落实规划和预警要求。各省（自治区、直辖市）能源主管部门要严格执行《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能〔2017〕31 号）（以下简称《指导意见》）中各地区新增风电建设规模方案的分年度规模及相关要求。预警为红色和橙色的地区应严格执行《国

家能源局关于发布 2018 年度风电投资监测预警结果的通知》(国能发新能(2018)23 号)的有关要求,同时不得在“十三五”规划中期评估的过程中调增规划规模。预警为绿色的地区如需调整规划目标,可在落实风电项目配套电网建设并保障消纳的前提下,结合“十三五”规划中期评估,向国家能源局申请规划调整后组织实施。

二、将消纳工作作为首要条件。各省(自治区、直辖市)要按照《国家发展改革委、国家能源局关于印发〈解决弃水弃风弃光问题实施方案〉的通知》(发改能源〔2017〕1942 号)和《国家能源局综合司关于报送落实〈解决弃水弃风弃光问题实施方案〉工作方案的通知》(国能综通新能〔2018〕36 号)要求向国家能源局报送 2018 年可再生能源电力消纳工作方案,对未报送的省(自治区、直辖市)停止该地区《指导意见》中风电新增建设规模的实施。

三、严格落实电力送出和消纳条件。新列入年度建设方案的风电项目,必须以电网企业承诺投资建设电力送出工程并确保达到最低保障收购年利用小时数(或弃风率不超过 5%,下同)为前提条件,在项目所在地市(县)级区域内具备就地消纳条件的优先纳入年度建设方案。通过跨省跨区输电通道外送消纳的风电基地项目,应在送受端省级政府间送受电协议及电网企业中长期购电合同中落实项目输电及消纳方案并约定价格调整机制,原则上受端省(自治区、直辖市)电网企业应出具接纳通道输送风电容量和电量的承诺。

四、推行竞争方式配置风电项目。从本通知印发之日起,尚未印发 2018 年度风电建设方案的省(自治区、直辖市)新增集中式陆上风电项目和未确定投资主体的海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。已印发 2018 年度风电建设方案的省(自治区、直辖市)和已经确定投资主体的海上风电项目 2018 年可继续推进原方案。从 2019 年起,各省(自治区、直辖市)新增核准的集中式陆上风电项目和海上风电项目应全部通过竞争方式配置和确定上网电价。各省(自治区、直辖市)能源主管部门会同有关部门参照随本通知发布的《风电项目竞争配置指导方案(试行)》制定风电项目竞争配置办法,抄送国家能源局并向全社会公布,据此按照《指导意见》确定的分年度新增建

设规模组织本地区风电项目竞争配置工作。分散式风电项目可不参与竞争性配置，逐步纳入分布式发电市场化交易范围。

五、优化风电建设投资环境。各省（自治区、直辖市）能源主管部门要完善风电工程土地利用规划，优先选择未利用土地建设风电工程，场址不得位于生态红线范围和国家规定的其他不允许建设的范围，并应避免征收城镇土地使用税的土地范围，如位于耕地占用税范围，征收面积和征收标准应当按照风电工程用地特点及对土地利用影响程度合理确定。有关地方政府部门在风电项目开发过程中不得以资源出让、企业援建和捐赠等名义变相向企业收费，不得强制要求项目直接出让股份或收益用于应由政府承担的各项事务。各地市（县）级政府相关部门推荐风电项目参加新增建设规模竞争配置时，应对上述建设条件做出有效承诺或说明，省级能源主管部门应对相关市（县）履行承诺的情况进行考核评估，并作为后续安排新增风电建设规模的重要依据。

六、积极推进就近全额消纳风电项目。支持风能资源丰富地区结合当地大型工业企业和产业园区用电需求建设风电项目，在国家相关政策支持下力争实现不需要补贴发展。鼓励在具备较强电力需求的地级市区域，选择年发电利用小时数可达到 3000 小时左右的风能资源场址，在省级电网企业确保全额就近消纳的前提下，采取招标方式选择投资开发企业并确定上网电价，特别要鼓励不需要国家补贴的平价上网项目。

请各有关单位按照上述要求，积极采取有效措施，切实做好相关工作，促进风电产业持续健康发展。

附件：风电项目竞争配置指导方案（试行）

国家能源局

2018 年 5 月 18 日

附件：

## 风电项目竞争配置指导方案（试行）（2018年度）

为促进风电有序规范建设，加快风电技术进步、产业升级和市场化发展，按照市场在资源配置中发挥决定性作用和更好发挥政府作用的总要求，对集中式陆上风电项目和海上风电项目通过竞争配置方式组织建设。

### 一、基本原则

（一）**规划总量控制**。各省级能源主管部门要严格按照国务院能源主管部门批复的有关规划和《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》的管理要求，有序规范组织建设。

（二）**公开竞争优选**。各省级能源主管部门要制定风电项目竞争配置办法，公开竞争配置条件和流程，按照公开公平公正的原则进行项目优选。

（三）**接入消纳保障**。所有参与竞争配置的项目必须以电网企业投资建设接网及配套电网工程和落实消纳为前提条件，确保项目建成后达到最低保障收购年利用小时数（或弃风率不超过5%）。

（四）**电价竞争确定**。尚未配置到项目的年度新增集中式陆上风电和未确定投资主体的海上风电项目全部通过竞争方式配置并确定上网电价，各项目申报的上网电价不得高于国家规定的同类资源区标杆上网电价。各级地方政府部门不得干预项目单位报价。

（五）**优化投资环境**。省级能源主管部门要指导市（县）级政府优化投资环境，风电项目场址符合有关规划，不在收取城镇土地使用税的范围；如涉及耕地占用税和林草土地，税费标准应合规合理。地方政府不得以资源出让、企业援建和捐赠等名义变相向企业收费，增加项目投资经营成本。

### 二、竞争配置风电项目类型

### （一）已确定投资主体的风电项目

已确定投资主体的项目，是指投资企业已与当地政府签署风电开发协议并完成测风评价、场址勘察等前期工作的项目。

各省级能源主管部门按照国务院能源主管部门批复的本地区相关能源规划的风电发展目标及年度新增建设规模，采用竞争方式对已确定投资主体的项目进行新增建设规模配置，综合评分高的项目应优先纳入本地区年度建设方案。

### （二）未确定投资主体的风电项目（含大型风电基地）

未确定投资主体的风电项目，是指地方政府已组织完成风电开发前期工作的场址区域，已商请省级电网企业落实电力送出和消纳条件的的项目。各省级能源主管部门应以承诺上网电价为重要条件，通过招标等竞争方式公开选择项目投资主体。

## 三、竞争配置要求

（一）**参与竞争配置项目要求。**已完成一年以上测风，经评价具备开发价值，所利用的土地符合当地土地利用规划和有关方面的管理规定。项目建设应符合风电各项开发建设管理的要求和预警管理的要求。

（二）**投资主体要求。**具备基本的符合项目开发建设所需的技术、资金和经营管理能力。具体条件由各省级能源主管部门根据当地实际确定。

（三）**地方投资环境要求。**参与竞争的项目，所使用场址不在城镇土地使用税范围，涉及一般耕地占用，林地、草原占用的收费符合法律规定。地方政府及相关部门不存在收取国家法律规定之外的资源出让金等费用的问题，地方政府无向项目摊派费用或强制采购本地设备等增加项目投资经营成本的要求。

（四）**项目接网及消纳条件要求。**本地区无弃风现象或省级电网企业已出具项目具备接网和消纳的意见，或者已向省级能源主管部门统一出具接网及消

纳能力的意见，参与竞争的项目具备接网和消纳条件。电网企业承诺投资建设接网及相关配套电网工程。

#### **四、竞争配置程序**

**（一）省级能源主管部门制定风电项目竞争配置办法。**各省（自治区、直辖市）能源主管部门制定风电项目竞争配置办法，对外公布并组织竞争配置，抄送国家能源局及相关能源监管部门。原则上风电项目竞争配置由各省级能源主管部门统一组织进行。

**（二）市（县）级能源主管部门推荐项目。**各市（县）级能源主管部门按照省级能源主管部门统一工作安排，对企业申报项目进行初审，并将初审后的项目推荐上报省级能源主管部门参加竞争配置。市（县）级政府部门出具推荐项目适用政策的有关文件或说明。

**（三）省级能源主管部门委托第三方机构评优。**各省（自治区、直辖市）能源主管部门委托第三方机构组织专家开展优选工作。评审专家应从权威专家库中客观随机抽选产生。

**（四）省级能源主管部门公示结果。**专家组以书面形式出具评审意见。各专家评审意见及结果经省（自治区、直辖市）能源主管部门审定后应在门户网站公示。

**（五）省级能源主管部门公布竞争配置结果。**各省（自治区、直辖市）能源主管部门依据专家评审意见和公示结果制定年度建设方案，确定各风电项目投资主体和规模，并将有关信息抄送国家能源局，在国家可再生能源信息系统填报相关信息。

**（六）向省级价格主管部门抄送电价信息。**按照竞争配置结果，各省（自治区、直辖市）能源主管部门将投资主体获得竞争配置的风电项目及其确定的上网电价及时抄送省级价格主管部门，执行对应上网电价及补贴政策。

#### **五、竞争要素**

各省（自治区、直辖市）能源主管部门制定的竞争配置办法应包含项目方案及技术先进性、前期工作深度、上网电价等竞争要素。不论采取何种基于市场竞争的配置方式，均应将上网电价作为重要竞争条件，所需补贴强度低的项目优先列入年度建设方案。企业承诺的上网电价不应高于项目所在区域的风电标杆上网电价。

### （一）已确定投资主体项目的竞争要素

1. 企业能力。包括投资能力、业绩、技术能力、企业诚信履约情况评价。
2. 设备先进性。包括风电机组选型、风能利用系数、动态功率曲线保障、风电机组认证情况。
3. 技术方案。包括充分利用资源条件、优化技术方案、利用小时测算、智能化控制运行维护、退役及拆除方案、经济合理性等。
4. 已开展前期工作。包括项目总体规划、测风及风能资源评估、可行性研究设计、已取得的支持性文件等。
5. 接入消纳条件。委托电网企业开展接入系统和消纳能力分析结果。
6. 申报电价。测算提出合理收益条件下的 20 年固定上网电价。若考虑与全额保障性收购办法衔接，可要求按照最低保障性小时数报价，超出部分市场定价，按最低保障性小时数内电价评分。

各省级能源主管部门自行制定竞争配置评分细则，可采取综合评分法，其中电价权重不得低于 40%。也可采取先技术评选，再电价比选的方式，按电价由低到高排序分配完为止。

### （二）未确定投资主体项目的竞争要素

1. 企业能力。包括投资能力、业绩、技术能力、企业诚信履约情况评价。

2. 设备先进性。包括风电机组选型、风能利用系数、动态功率曲线保障、风电机组认证情况。

3. 技术方案。包括充分利用资源条件、优化技术方案、利用小时测算、智能化控制运行维护、退役及拆除方案、经济合理性等。

4. 申报电价。测算提出合理收益条件下的 20 年固定上网电价。若考虑与全额保障性收购办法衔接，可要求按照最低保障小时数报价，超出部分市场定价，按最低保障性小时数内电价评分。

原则上采取综合评分法，其中电价权重不得低于 40%。



# 关于一律不得将企业经营自主权事项作为企业投资项目

## 核准前置条件的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，中央机构编制委员会办公室

时效性：现行有效

发文字号：发改投资〔2014〕2999号

发文日期：2014年12月31日

施行日期：2014年12月31日

发改投资〔2014〕2999号

各省、自治区、直辖市及计划单列市人民政府、新疆生产建设兵团，工业和信息化部、国家烟草局、国家能源局：

根据《国务院办公厅关于印发精简审批事项规范中介服务实行企业投资项目网上并联核准制度工作方案的通知》（国办发〔2014〕59号）要求，对于属于企业经营自主权的事项，一律不再作为企业投资项目核准前置条件，并要求2014年底前公布取消。现将有关事项通知如下：

### 一、总体要求

全面贯彻落实党的十八大和十八届二中、三中、四中全会精神，按照使市场在资源配置中起决定性作用和更好发挥政府作用的要求，全面深化投资体制改革，按照“谁投资、谁决策、谁受益、谁承担风险”的原则，确立企业投资主体地位。企业投资项目，除关系国家安全和生态安全、涉及全国重大生产力

布局、战略性资源开发和重大公共利益等项目外，一律由企业依法依规自主决策。

企业投资建设实行核准制的项目，政府仅从维护经济安全、合理开发利用资源、保护生态环境、优化重大布局、保障公共利益、防止出现垄断等“外部性”方面进行核准。对外商投资项目，还要从市场准入、资金项目管理等方面进行核准。项目的市场前景、经济效益、资金来源和产品技术方案等“内部性”条件，均由企业自主决策、自担风险，项目核准机关不得干预企业投资自主权，不得将属于企业经营自主权的事项作为企业投资项目核准的前置条件。

## 二、取消范围

下列事项一律不再作为企业投资项目核准的前置条件：

- （一）银行贷款承诺；
- （二）融资意向书；
- （三）资金信用证明；
- （四）股东出资承诺；
- （五）其他资金落实情况证明材料；
- （六）可行性研究报告审查意见；
- （七）规划设计方案审查意见；
- （八）电网接入意见；
- （九）接入系统设计评审意见；
- （十）铁路专用线接轨意见；
- （十一）原材料运输协议；

(十二) 燃料运输协议；

(十三) 供水协议；

(十四) 与相关企业签署的副产品资源综合利用意向协议；

(十五) 与相关供应商签署的原材料供应协议等；

(十六) 与合作方签署的合作意向书、协议、框架协议（中外合资、合作项目除外）；

(十七) 通过企业间协商和市场调节能够解决的协议、承诺、合同等事项；

(十八) 其他属于企业经营自主决策范围的事项。

### 三、工作要求

(一) 按照“法无授权不可为”的原则，除法律、行政法规明确规定作为项目核准前置条件的外，项目核准机关一律不得将其他事项作为项目核准的前置条件。

(二) 项目核准机关不得以任何形式和任何理由，将属于企业经营自主权的事项及内容作为项目申请报告的前置条件。企业在项目申报过程中，有权拒绝将属于企业经营自主权的事项作为项目核准前置条件的要求。

(三) 项目申请报告中属于企业经营自主权的相关内容，仅供项目核准机关在核准过程中了解，项目核准机关不得以“内部性”条件否决企业的项目申请。

(四) 相关制度规定、通知及办事指南等将属于企业经营自主权事项规定为项目核准前置条件的，相关条款一律无效，制定部门应及时清理调整。同时，新制定的制度规定、通知及办事指南等，一律不得将属于企业经营自主权事项规定为项目核准的前置条件，否则，相关条款一律无效。

四、上述规定自本通知发布之日起施行。

国家发展改革委

中央编办

2014年12月31日

## 关于深化能源行业投融资体制改革的实施意见

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：中发〔2016〕18号

发文日期：2017年3月27日

施行日期：2017年3月27日

为贯彻落实《中共中央、国务院关于深化投融资体制改革的意见》（中发〔2016〕18号），进一步发挥能源投融资对稳增长、调结构、惠民生，推进供给侧结构性改革的重要作用，坚持企业为主、规划引导、放管结合、优化服务、创新机制、畅通渠道、统筹兼顾、协同推进的原则，提出以下实施意见。

### 一、充分激发社会资本参与能源投资的动力和活力

（一）确立能源企业投资主体地位。在增量配电网、规划内风电、背压式热电联产、燃气分布式发电等项目先行试点企业投资项目承诺制，推动以政策性条件引导、企业信用承诺、监管有效约束为核心的管理模式。

（二）实行能源投资项目管理负面清单制度。进一步取消下放能源投资项目核准权限。严格按照《政府核准的投资项目目录》规定核准能源项目，目录范围外的项目，一律实行备案制，不得进行任何形式的审批。

（三）建立能源投资项目管理权力清单制度。能源项目核准机关要根据《政府核准的投资项目目录》，制定本级能源投资项目管理权力清单，国家能源局要抓紧制定并试行《国家能源局权力和责任清单》。各省级能源项目核准机关

要根据《政府核准的投资项目目录》规定的权限开展核准工作，要坚持投资审批权限下放层级与承接能力匹配，对涉及本地区重大规划布局、重要能源资源开发配置的项目，原则上不下放到地市级政府、一律不得下放到县级及以下政府核准。

（四）建立能源投资项目管理责任清单制度。能源项目核准机关要厘清职权所对应的责任事项，明确责任主体，健全问责机制。按照简化程序、优化流程、透明高效的原则，制作行政职权运行流程图，规范每个环节的承办机构、办理程序、办理要求、办理时限等，确保权力规范行使。

（五）规范能源投资项目备案管理制度。实行备案制的能源投资项目，备案机关要通过全国投资项目在线审批监管平台或政务服务大厅，提供快捷备案服务，备案不得设置任何前置条件。

（六）优化能源投资项目核准流程。实行核准制的能源投资项目，核准机关要依托全国投资项目在线审批监管平台或政务服务大厅实行并联核准，项目核准的前置许可条件不得互为前置。按照并联办理、联合评审的要求，配合推动相关部门协同下放审批权限，探索建立多评合一、统一评审的新模式。

（七）精简能源投资项目核准前置许可。能源投资项目核准只保留选址意见和用地（用海）预审作为前置条件，除法律法规明确规定的，各级能源项目核准机关一律不得设置任何项目核准的前置条件，不得发放同意开展项目前期工作的“路条”性文件。

（八）创新能源投资项目业主确定方式。在光伏、生物质能、火电站、水电站、风电等项目开展以竞争性方式确定能源投资项目业主试点。根据资源调查和专项规划，委托有资质的中介机构对纳入规划的项目进行咨询评估，通过招标、竞争性磋商等方式，公开、公平、公正确定业主。

（九）加强能源企业投资行为事中事后监管。企业投资能源项目要严格按照国家有关规定实施。未依法办理核准或备案手续开工建设，或者未按照核准

的建设地点、建设规模、建设内容等进行建设的，核准机关应当根据法律法规规定，按情节轻重依法给予警告、责令停止建设、责令停产等处罚。

## 二、发挥好能源行业政府投资的引导和带动作用

（十）正确把握政府投资方向，明确投资范围。能源领域政府投资资金重点支持农村电网改造、煤矿安全改造、国家石油储备基地等市场不能有效配置资源的基础设施和公共服务类项目。

（十一）优化完善政府投资资金安排方式。对农村电网改造、煤矿安全改造、油气储备设施建设等政府投资的能源项目，建立政府投资资金分配信息发布机制，具备条件的项目采用招投标的方式取代行政指定性的资金分配方式，不设置歧视性条件，平等对待各类投资主体。对确需支持的经营性能源项目，政府投资主要采取资本金注入方式，也可适当采取投资补助、贷款贴息等方式进行引导。

（十二）编制能源领域三年滚动政府投资计划。依据国家宏观调控总体要求和能源发展规划，编制能源领域三年滚动政府投资计划，明确规划期内政府投资的重大能源项目。建立能源领域政府投资项目库，未入库项目原则上不予安排政府投资。

（十三）加强能源领域政府投资事中事后监管。以更严格标准加强对能源领域政府投资的概算预算、建设标准、建设工期、竣工验收等事项的要求。严格按照项目建设进度下达政府投资计划。严格概算执行和造价控制，健全概算审批、调整等管理制度。加强政府投资项目的竣工验收管理。探索与投资项目审计监督、重大项目稽察等部门实施联合监督的新机制，强化政府投资监管。

（十四）建立政府投资资金使用情况后评估制度。对能源领域政府投资项目的质量、工期、资金使用和安全性评价等事项进行专项监管和动态跟踪。完善政府投资追责体系，建立政府投资黑名单制度，项目一经发现违法违规问题，视情节轻重限制、禁止项目业主申请中央预算内投资资金，并追究法律责任。

（十五）鼓励政府和社会资本合作。落实《国家能源局关于在能源领域积极推广政府和社会资本合作模式的通知》（国能法改[2016]96号），重点在城镇配电网、农村电网、电动汽车充电桩、城市燃气管网、液化天然气（LNG）储运设施等领域推广运用政府和社会资本合作（PPP）模式。建立PPP项目联审机制，进一步简化PPP项目审批流程，提高行政服务效率。建立主要由市场决定能源价格的机制，为社会资本投资能源领域创造有利条件。对确定采用PPP模式的能源项目，通过竞争性机制公平择优选择社会资本作为合作伙伴。

### 三、畅通能源投资项目融资渠道

（十六）鼓励发展能源项目直接融资。依托多层次资本市场体系，拓宽和优化能源领域投资项目的直接融资渠道，鼓励符合条件的能源企业开展股票上市融资。总结能源领域资产证券化实践经验，鼓励金融机构选择符合条件的能源信贷资产、企业应收款、信托受益权、基础设施收益权等为基础资产，开展形式多样的资产证券化业务，盘活存量能源设施资产。加大创新力度，丰富债券品种，鼓励有条件的能源企业发行企业债券、项目收益债、重点产业专项债，通过债券市场筹措资金。

（十七）大力加强能源领域“双创”项目金融扶持力度。加大对电动汽车充电基础设施、氢燃料电池、储能、综合智慧能源等科技程度高、资本密度低，并处于种子期、初创期项目的金融支持力度，鼓励金融机构有针对性地为能源领域“双创”项目提供股权、债券以及信用贷款等融资综合服务。

（十八）建立能源领域政府、银行、企业、社会合作对接机制。搭建政银企社合作平台，通过联合开展项目推介会等方式，加强与政策性、开发性金融机构以及广大社会资本的对接，为能源领域重大项目获取长期稳定、低成本的资金支持创造条件。

（十九）完善保险资金等机构资金对能源项目建设的投资机制。大力发展债权投资计划、产业投资基金、资产支持计划等融资工具，引导社保资金、保险资金、企业年金等用于收益稳定、回收期长的能源项目。建立信贷、证券、



保险和基金等机构资金支持重大能源项目建设的合作对接机制，保障重大项目资金需求。

（二十）构建更加开放的投融资体制。加强与金融机构的协调配合，促进金融机构对重大能源基础设施建设合作项目提供信贷、担保、保险、国际结算等全方位、全流程的金融服务。促进金融机构针对能源领域对外合作的需求和特点，主动创新金融产品和服务方式，加快拓展和优化境外服务网络，为能源企业“走出去”和重点国际合作项目提供境内外一体化金融服务。积极搭建能源领域双多边政府间合作平台，建立健全能源行业“走出去”协调服务机制，更好地支持能源对外投资项目。加强与国际金融机构和各国政府、企业、金融机构在能源领域的多层次投融资合作。

#### **四、提升综合服务管理水平**

（二十一）落实能源投资项目审批负责制。探索建立并逐步推行能源投资项目审批、核准和备案首问负责制。能源项目核准、备案机关或审批协调机构实行“一站式”受理、“全流程”服务，一家负责到底。

（二十二）大力推进阳光审批。落实投资项目统一代码制度相关要求，充分利用全国投资项目在线审批监管平台，做好能源项目审批、监管等信息公开工作，提高透明度。制定能源项目审批工作规则，梳理整合办事环节，编制、更新企业办事流程图。推进能源项目审批管理工作的信息公开制度，及时公开项目受理情况、办理过程、审批结果。鼓励新闻媒体、公民、法人和其他组织依法对能源部门的服务管理行为进行监督。

（二十三）加强规划引领。完善能源规划体系，强化地方规划与国家规划的衔接，加强能源规划与城乡、土地、环保等领域规划的衔接。完善能源规划的约束引导机制，发挥好规划对能源投资的龙头性、引领性作用，促进能源产业科学有序发展。处理好规划和具体投资项目的关系，既要依据规划布局项目，也要防止规划制定过细、规划变相指定项目单位、规划套规划搞层层加码等有碍市场在能源投资中起决定性作用的问题出现。

（二十四）健全监管机制。按照谁审批谁监管、谁主管谁监管的原则，依托能源投资项目在线审批监管平台，加强项目建设全过程监管。完善有关规章制度，制定监管工作指南和操作规程，促进监管工作标准化、规范化、公开化。

（二十五）加强重点领域专项监管。煤矿、火电等产能过剩或存在潜在过剩风险的投资领域要严格按照国家专项规划和产业政策开展项目建设，对违规、违建项目责令停止建设或责令停产。切实保护社会资本在能源投资中的正当权益，加大监管力度，保障投资者合法合理诉求得到解决。

（二十六）加强能源企业信用体系建设。按照国家统一规划和部署，加强能源企业信用体系建设，实现信用信息公开共享。开展信用评价，曝光严重违法失信、发生重大以上安全事故“黑名单”企业。将企业信用记录纳入全国信用信息共享平台，强化政府和投资者的契约意识和诚信意识，形成守信激励、失信惩戒的约束机制，促使相关主体切实承担责任，履行法定义务，确保投资建设市场安全高效运行。

## **五、确保改革任务落实到位**

（二十七）加强分工协作。建立能源投融资体制改革工作会商制度和协调机制，分解任务，明确责任，加强协同配合。能源项目审核机关要充分认识深化投融资体制改革的重要性和紧迫性，及时制定具体工作方案，明确任务分工、时间节点，做好相关支持配合工作。国家能源局派出能源监管机构要充分发挥监管职能，按照统一部署开展能源投融资体制改革工作落实情况专项监管。

（二十八）加快法制建设。完善与能源投融资相关的规章制度和行业标准，制定能源领域贯彻落实投资领域立法的具体管理办法或实施方案。加快推进《电力法》、《煤炭法》修订，积极推动《能源法》、《核电管理条例》、《国家石油储备条例》、《能源监管条例》、《海洋石油天然气管道保护条例》等法律法规制定出台。加快制定修订能耗、碳排放等领域技术标准，实施能效“领跑者”制度，研究建立煤电机组能效领跑者机制。

（二十九）推进配套改革。能源投融资体制改革与其他领域改革要协同推进，形成叠加效应，充分释放改革红利。加快能源体制改革，落实电力体制改革措施，深化石油天然气体制改革，推进电力市场建设、售电侧改革、油气行业上游勘探开发领域改革等试点工作，有序放开油气勘查、开采、市场准入，完善油气进出口管理体制、完善油气加工环节准入和淘汰机制，推动油气管网基础设施公平开放。推动能源价格改革，完善油气产品定价机制，有序放开上网电价和公益性以外的销售电价。积极鼓励国有能源企业开展混合所有制改革，推动体制机制创新，为社会资本在能源领域开展投融资活动创造有利条件。

# 关于以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的通知

发文机关：自然资源部

时效性：现行有效

发文字号：自然资规〔2019〕2号

发文日期：2019年9月17日

施行日期：2019年9月17日

自然资规〔2019〕2号

各省、自治区、直辖市及计划单列市自然资源主管部门、新疆生产建设兵团自然资源主管部门，中央军委后勤保障部军事设施建设局，国家林业和草原局，中国地质调查局及部其他直属单位，各派出机构，部机关各司局：

为落实党中央、国务院推进政府职能转变、深化“放管服”改革和优化营商环境的要求，现就以“多规合一”为基础推进规划用地“多审合一、多证合一”改革的有关事项通知如下：

## 一、合并规划选址和用地预审

将建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见合并，自然资源主管部门统一核发建设项目用地预审与选址意见书（见附件1），不再单独核发建设项目选址意见书、建设项目用地预审意见。

涉及新增建设用地，用地预审权限在自然资源部的，建设单位向地方自然资源主管部门提出用地预审与选址申请，由地方自然资源主管部门受理；经省级自然资源主管部门报自然资源部通过用地预审后，地方自然资源主管部门向建设单位核发建设项目用地预审与选址意见书。用地预审权限在省级以下自然资源主管部门的，由省级自然资源主管部门确定建设项目用地预审与选址意见书办理的层级和权限。

使用已经依法批准的建设用地进行建设的项目，不再办理用地预审；需要办理规划选址的，由地方自然资源主管部门对规划选址情况进行审查，核发建设项目用地预审与选址意见书。

建设项目用地预审与选址意见书有效期为三年，自批准之日起计算。

## **二、合并建设用地规划许可和用地批准**

将建设用地规划许可证、建设用地批准书合并，自然资源主管部门统一核发新的建设用地规划许可证（见附件2），不再单独核发建设用地批准书。

以划拨方式取得国有土地使用权的，建设单位向所在地的市、县自然资源主管部门提出建设用地规划许可申请，经有建设用地批准权的人民政府批准后，市、县自然资源主管部门向建设单位同步核发建设用地规划许可证、国有土地划拨决定书。

以出让方式取得国有土地使用权的，市、县自然资源主管部门依据规划条件编制土地出让方案，经依法批准后组织土地供应，将规划条件纳入国有建设用地使用权出让合同。建设单位在签订国有建设用地使用权出让合同后，市、县自然资源主管部门向建设单位核发建设用地规划许可证。

## **三、推进多测整合、多验合一**

以统一规范标准、强化成果共享为重点，将建设用地审批、城乡规划许可、规划核实、竣工验收和不动产登记等多项测绘业务整合，归口成果管理，推进“多测合并、联合测绘、成果共享”。不得重复审核和要求建设单位或者个人

多次提交对同一标的物的测绘成果；确有需要的，可以进行核实更新和补充测绘。在建设项目竣工验收阶段，将自然资源主管部门负责的规划核实、土地核验、不动产测绘等合并为一个验收事项。

#### 四、简化报件审批材料

各地要依据“多审合一、多证合一”改革要求，核发新版证书。对现有建设用地审批和城乡规划许可的办事指南、申请表单和申报材料清单进行清理，进一步简化和规范申报材料。除法定的批准文件和证书以外，地方自行设立各类通知书、审查意见等一律取消。加快信息化建设，可以通过政府内部信息共享获得的有关文件、证书等材料，不得要求行政相对人提交；对行政相对人前期已提供且无变化的材料，不得要求重复提交。支持各地探索以互联网、手机 APP 等方式，为行政相对人提供在线办理、进度查询和文书下载打印等服务。

本通知自发布之日起执行，有效期 5 年。各地可结合实际，制订实施细则。

自然资源部

2019 年 9 月 17 日

## 建设项目职业病防护设施“三同时”监督管理办法（节选）

发文机关：国家安全生产监督管理总局（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：国家安全生产监督管理总局令第 90 号

发文日期：2017 年 3 月 9 日

施行日期：2017 年 5 月 1 日

**第九条** 对可能产生职业病危害的建设项目，建设单位应当在建设项目可行性论证阶段进行职业病危害预评价，编制预评价报告。

## 电力业务许可证监督管理办法（节选）

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发资质〔2020〕69号

发文日期：2020年12月25日

施行日期：2020年12月25日

**第六条** 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业实施许可准入监管和相关行为的监督管理。

除国家能源局规定的豁免情形外，任何单位或者个人未取得电力业务许可证（发电类、输电类、供电类），不得从事相应的发电、输电、供电业务（含增量配电业务）。

取得电力业务许可证的企业（以下简称持证企业），应当遵守国家法律、法规和能源监管规章制度，按照《电力业务许可证管理规定》规定的权利和义务在许可范围内从事发电、输电、供电业务，并接受国家能源局及其派出机构的监督管理。

**第七条** 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业及时取得许可证情况实施监督管理。

除豁免情形外，发电企业应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证，分批投产的发电



项目可分批申请。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的，有关机组不得继续发电上网。

拥有配电网运营权的售电公司具备向配电区域内现有负荷供电的能力，具有配电网后续建设规划，承诺供电能力、供电质量符合《供电监管办法》等有关规定，即可申请电力业务许可证，不需待完成配电区域内所有配电网建设后申请。

# 关于贯彻落实“放管服”改革精神优化电力业务许可管理

## 有关事项的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2020年3月23日

施行日期：2020年3月23日

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司，有关电力企业：

为贯彻落实“放管服”改革精神，充分发挥电力业务许可制度在落实国家产业政策、规范企业经营行为、维护电力市场秩序、优化营商环境等方面的作用，现就优化电力业务许可管理有关事项通知如下。

### 一、深入推进简政放权，简化发电类电力业务许可管理

#### （一）继续实施电力业务许可豁免政策

以下发电项目不纳入电力业务许可管理范围：

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 6MW（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（含垃圾发电）、海洋能、地热能等可再生能源发电项目；

4. 项目装机容量 6MW（不含）以下的余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用项目；

5. 并网运行的非燃煤自备电站，以及所发电量全部自用不上网交易的自备电站。

相关企业经营上述发电业务不要求取得发电类电力业务许可证。已取得电力业务许可证的，由国家能源局各派出机构公示注销，公示期不少于 30 日。公示期满且无异议的，办理注销手续。各派出机构要通过电网企业、调度机构、交易机构等多种渠道积极联系有关发电企业，做好政策宣传工作。

## （二）简化部分发电企业许可申请要求

除本通知规定豁免许可的情形外，经营以下发电业务的企业，简化发电类电力业务许可申请要求：

1. 总装机容量 50MW 及以下的小水电；

2. 太阳能、风能、生物质能（含垃圾发电）、海洋能、地热能等可再生能源发电；

3. 余热余压余气发电、煤矿瓦斯发电等资源综合利用发电。

具体简化内容如下：

主要负责人方面，企业安全负责人、生产运行负责人、技术负责人、财务负责人，允许一人兼任多项职务。

财务资料方面，不再要求提供年度财务报告、财务状况审计报告，提供资产负债表即可。

## 二、贯彻落实供给侧结构性改革要求，严把许可准入关

### （一）明确发电项目许可要求

除豁免情形外，发电项目应当在完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证。在此规定时限之前，发电企业与电网企业签订《并网调度协议》《购售电合同》可暂不提供电力业务许可证。发电企业取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时告知相关电网企业及调度机构。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的，有关机组不得继续发电上网。

### （二）优化风电、光伏发电项目许可准入监管

风电和光伏发电项目应当严格按照规定时限取得电力业务许可证，分批投产的风电或光伏发电项目，可分批申请许可。企业应提供机组通过启动验收的证明材料或质量监督机构出具的《工程质量监督检查并网通知书》作为发电设施具备发电运行能力的证明材料。

对未按要求取得电力业务许可证的风电、光伏发电企业，派出机构要依法予以处理。对不执行相关要求，不配合监管工作的相关电网企业，给予通报批评，拒不整改的，依法予以处理。

### （三）做好煤电机组市场退出，促进淘汰落后产能

按照《国家发展改革委 国家能源局关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能 促进煤电行业优化升级的意见》（发改能源〔2019〕431号）精神，对于列入淘汰关停计划的煤电机组（应急备用电源除外），派出机构应按照各省（区、市）人民政府制定的落后煤电机组关停方案和年度关停计划明确的时限，督促企业办理许可证变更或注销手续。经地方能源主管部门确

认已实际关停的项目，按规定变更或注销电力业务许可证。煤电应急备用电源关停后应及时变更或注销电力业务许可证。

关停机组发电权转让不需要保留电力业务许可。

### 三、规范许可管理，加强事中事后监管

#### （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 项行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕27 号），将电力业务许可证（供电类）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“具有有关主管部门出具的供（配）电区域划分意见或企业间自主达成的供（配）电区域划分协议”。

#### （二）规范增量配电业务许可管理

在供电企业持有的电力业务许可证（供电类）副本“供电营业区覆盖范围”中统一标注“不含已许可的增量配电业务配电区域”。各派出机构应当在本通知印发后及时组织供电企业集中办理许可证信息标注工作。

持有电力业务许可证的增量配电业务项目业主依法享有所辖配电区域配电网投资建设及经营管理的权利。原供电企业应当按照《国家发展改革委 国家能源局关于印发〈增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）〉的通知》（发改能源规〔2018〕424 号）要求，妥善处置存量资产和用户，不得在已许可的增量配电区域内发展新用户。

派出机构向增量配电业务项目业主作出的许可决定应同时抄送原供电企业。

#### （三）加强输、供（配）电企业许可事中事后监管

持有电力业务许可证的输、供（配）电企业应当严格履行持证企业义务，按照有关规定开展定期自查、申请许可变更。输电企业主网架输电设施投入运营、终止运营的，应于每年二季度集中向所在地派出机构申请办理上一年度此类许可事项变更。供（配）电企业供（配）电设施投入运营、终止运营的，不

列入许可事项变更，按照登记事项变更管理。供（配）电企业应于每年二季度集中向所在地派出机构报送主要设施、设备变化情况并办理变更手续。供（配）电企业供（配）电区域发生变化的，应及时申请许可事项变更。

各派出机构要落实“一网通办”要求，企业自查、变更等业务全部实现网上办理，做到办理事项、办理流程 and 办理结果公开、透明。

各派出机构应按照国家关于加快构建以信用为基础的新型监管机制要求，依法组织实施持证企业信用监管，与“双随机、一公开”监管相结合，采取差异化监管措施，不断提升信用监管效能。

本通知自印发之日起施行。《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）、《国家能源局综合司关于落实电力业务许可管理有关事项的通知》（国能综资质〔2014〕426号）同时废止。

国家能源局

2020年3月23日

# 关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新

## 用地的意见（节选）

发文机关：国土资源部（已撤销），国家发展和改革委员会，科学技术部，工业和信息化部，住房和城乡建设部，商务部

时效性：现行有效

发文字号：国土资规〔2015〕5号

发文日期：2015年9月18日

施行日期：2015年9月18日

国土资规(2015)5号

各省、自治区、直辖市和新疆生产建设兵团国土资源、发展改革、科技、工业和信息化（通信管理）、住房和城乡建设、商务主管部门：

为贯彻落实党中央、国务院关于加快实施创新驱动发展战略、大力推进大众创业万众创新重大决策部署，增强战略性新兴产业支撑作用，推进“互联网+”行动，发展电子商务，构建众创空间等创业服务平台，支持培育发展新产业、新业态，依据国家相关法律法规政策，提出以下用地意见：

### 一、加大新供用地保障力度

（四）采取差别化用地政策支持新业态发展。光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标注，

用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案；对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。对建设占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理。新能源汽车充电设施、移动通信基站等用地面积小、需多点分布的新产业配套基础设施，可采取配建方式供地。在供应其他相关建设项目用地时，将配建要求纳入土地使用条件，土地供应后，由相关权利人依法明确配套设施用地产权关系；鼓励新产业小型配套设施依法取得地役权进行建设。

本文件自下发之日起执行，有效期八年。



## 产业用地政策实施工作指引（2019年版）（节选）

发文机关：自然资源部

时效性：现行有效

发文字号：自然资办发〔2019〕31号

发文日期：2019年4月24日

施行日期：2019年4月24日

**第十六条**（以长期租赁、先租后让、租让结合、弹性年期方式供应国有建设用地使用权）产业用地可以采取长期租赁、先租后让、租让结合、弹性年期方式供应。长期租赁，是指整宗土地在整个合同期内均以租赁方式使用。先租后让，是指供地方先行以租赁方式提供用地，承租方投资产业用地项目达到约定条件后再转为出让的供应方式。租让结合，是指供地方先行以租赁方式提供用地，承租方投资产业用地项目达到约定条件后再将部分用地保持租赁、部分用地转为出让的供应方式。弹性年期，是指整宗土地以低于对应用途国有建设用地使用权出让法定最高年限的使用年期出让的供应方式。

以长期租赁方式使用土地的，应按照《规范国有土地租赁若干意见》（国土资发〔1999〕222号）的规定执行，租赁期限不得超过20年。以租让结合方式使用土地的，租赁部分单次签约时限不得超过20年，可以续签租赁合同。

依法必须以招标拍卖挂牌方式出让国有建设用地使用权的土地实行先租后让、租让结合的，招标拍卖挂牌程序可在租赁供应时实施，在承租方使用租赁土地达到合同约定条件后需办理出让手续时，可采取协议方式出让。

地方自然资源主管部门可以根据需要商相关产业主管部门，制定本地区具体适用长期租赁、先租后让、租让结合、弹性年期供应方式的指导目录和管理规定。

## 规范国有土地租赁若干意见（节选）

发文机关：国土资源部（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：国土资发〔1999〕222号

发文日期：1999年7月27日

施行日期：1999年7月27日

五、租赁期限六个月以上的国有土地租赁，应当由市、县土地行政主管部门与土地使用者签订租赁合同。租赁合同内容应当包括出租方、承租方、出租宗地的位置、范围、面积、用途、租赁期限、土地使用条件、土地租金标准、支付时间和支付方式、土地租金标准调整的时间和调整幅度、出租方和承租方的权利义务等。

七、国家对土地使用者依法取得的承租土地使用权，在租赁合同约定的使用年限届满前不收回；因社会公共利益的需要，依照法律程序提前收回的，应对承租人给予合理补偿。

承租土地使用权期满，承租人可申请续期，除根据社会公共利益需要收回该幅土地的，应予以批准。未申请续期或者虽申请续期但未获批准的，承租土地使用权由国家依法无偿收回，并可要求承租人拆除地上建筑物、构筑物，恢复土地原状。

承租人未按合同约定开发建设、未经土地行政主管部门同意转让、转租或不按合同约定按时交纳土地租金的，土地行政主管部门可以解除合同，依法收回承租土地使用权。

## 国家林业局关于光伏电站建设使用林地有关问题的通知

发文机关：国家林业局（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：林资发〔2015〕153号

发文日期：2015年11月27日

施行日期：2015年11月27日

林资发(2015)153号

各省、自治区、直辖市林业厅（局），内蒙古、吉林、龙江、大兴安岭森工（林业）集团公司，新疆生产建设兵团林业局：

为支持光伏产业健康发展，规范光伏电站建设使用林地，现就有关问题通知如下：

一、各类自然保护区、森林公园（含同类型国家公园）、濒危物种栖息地、天然林保护工程区以及东北内蒙古重点国有林区，为禁止建设区域。其他生态区位重要、生态脆弱、地形破碎区域，为限制建设区域。

二、光伏电站的电池组件阵列禁止使用有林地、疏林地、未成林造林地、采伐迹地、火烧迹地，以及年降雨量400毫米以下区域覆盖度高于30%的灌木林地和年降雨量400毫米以上区域覆盖度高于50%的灌木林地。

三、对于森林资源调查确定为宜林地而第二次全国土地调查确定为未利用地的土地，应采用“林光互补”用地模式，“林光互补”模式光伏电站要确保使用的宜林地不改变林地性质。

四、光伏电站建设必须依法办理使用林地审核审批手续。采用“林光互补”用地模式的，电池组件阵列在施工期按临时占用林地办理使用林地手续，运营期双方可以签订补偿协议，通过租赁等方式使用林地。

各地林业主管部门要加强监管，定期检查，确保光伏电站建设依法依规使用林地。积极探索支持光伏电站建设与防沙治沙、宜林地造林等相结合。

国家林业局

2015年11月27日

## 关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2014〕445号

发文日期：2014年10月9日

施行日期：2014年10月9日

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

## 关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能监管〔2014〕450号

发文日期：2014年10月12日

施行日期：2014年10月12日

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，也确实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报、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

2014 年 10 月 12 日

## 关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2013〕1638号

发文日期：2013年8月26日

施行日期：2013年8月26日

发改价格(2013)1638号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为充分发挥价格杠杆引导资源优化配置的积极作用，促进光伏发电产业健康发展，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）有关要求，决定进一步完善光伏发电项目价格政策。现就有关事项通知如下：

### 一、光伏电站价格

（一）根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，相应制定光伏电站标杆上网电价。各资源区光伏电站标杆上网电价标准见附件。

（二）光伏电站标杆上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫等环保电价，下同）的部分，通过可再生能源发展基金予以补贴。

### 二、分布式光伏发电价格

(一) 对分布式光伏发电实行按照全电量补贴的政策，电价补贴标准为每千瓦时 0.42 元（含税，下同），通过可再生能源发展基金予以支付，由电网企业转付；其中，分布式光伏发电系统自用有余上网的电量，由电网企业按照当地燃煤机组标杆上网电价收购。

(二) 对分布式光伏发电系统自用电量免收随电价征收的各类基金和附加，以及系统备用容量费和其他相关并网服务费。

### 三、执行时间

分区标杆上网电价政策适用于 2013 年 9 月 1 日后备案（核准），以及 2013 年 9 月 1 日前备案（核准）但于 2014 年 1 月 1 日及以后投运的光伏电站项目；电价补贴标准适用于除享受中央财政投资补贴之外的分布式光伏发电项目。

### 四、其他规定

(一) 享受国家电价补贴的光伏发电项目，应符合可再生能源发展规划，符合固定资产投资审批程序和有关管理规定。

(二) 光伏发电项目自投入运营起执行标杆上网电价或电价补贴标准，期限原则上为 20 年。国家根据光伏发电发展规模、发电成本变化情况等因素，逐步调减光伏电站标杆上网电价和分布式光伏发电电价补贴标准，以促进科技进步，降低成本，提高光伏发电市场竞争力。

(三) 鼓励通过招标等竞争方式确定光伏电站上网电价或分布式光伏发电电价补贴标准，但通过竞争方式形成的上网电价和电价补贴标准，不得高于国家规定的标杆上网电价和电价补贴标准。

(四) 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与上网电量，并据此申请电价补贴。

（五）光伏发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存光伏发电项目上网电量、自发自用电量、电价结算和补助金额等资料，接受有关部门监督检查。弄虚作假的视同价格违法行为予以查处。

（六）各级价格主管部门要加强对光伏发电上网电价执行和电价附加补助结算的监管，确保光伏发电价格政策执行到位。

国家发展改革委

2013年8月26日



## 关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见

发文机关：财政部，国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：财建〔2020〕4号

发文日期：2020年1月20日

施行日期：2020年1月20日

财建〔2020〕4号

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、物价局、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

非水可再生能源是能源供应体系的重要组成部分，是保障能源安全的重要内容。当前，非水可再生能源发电已进入产业转型升级和技术进步的关键期，风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件。为促进非水可再生能源发电健康稳定发展，提出以下意见。

### 一、完善现行补贴方式

（一）以收定支，合理确定新增补贴项目规模。根据可再生能源发展规划、补助资金年度增收水平等情况，合理确定补助资金当年支持新增项目种类和规模。财政部将商有关部门公布年度新增补贴总额。国家发展改革委、国家能源局在不超过年度补贴总额范围内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模，并及早向社会公布，引导行业稳定发展。新增海上风电和光热

项目不再纳入中央财政补贴范围，按规定完成核准（备案）并于 2021 年 12 月 31 日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。

（二）充分保障政策延续性和存量项目合理收益。已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于自愿转为平价项目的存量项目，财政、能源主管部门将在补贴优先兑付、新增项目规模等方面给予政策支持。价格主管部门将根据行业发展需要和成本变化情况，及时完善垃圾焚烧发电价格形成机制。

（三）全面推行绿色电力证书交易。自 2021 年 1 月 1 日起，实行配额制下的绿色电力证书交易（以下简称绿证），同时研究将燃煤发电企业优先发电权、优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，持续扩大绿证市场交易规模，并通过多种市场化方式推广绿证交易。企业通过绿证交易获得收入相应替代财政补贴。

## 二、完善市场配置资源和补贴退坡机制

（四）持续推动陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏价格退坡。继续实施陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏等上网指导价退坡机制，合理设置退坡幅度，引导陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏尽快实现平价上网。

（五）积极支持户用分布式光伏发展。通过定额补贴方式，支持自然人安装使用“自发自用、余电上网”模式的户用分布式光伏设备。同时，根据行业技术进步、成本变化以及户用光伏市场情况，及时调整自然人分布式光伏发电项目定额补贴标准。

（六）通过竞争性方式配置新增项目。在年度补贴资金总额确定的情况下，进一步完善非水可再生能源发电项目的市场化配置机制，通过市场竞争的方式优先选择补贴强度低、退坡幅度大、技术水平高的项目。

## 三、优化补贴兑付流程

(七) 简化目录制管理。国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的1-7批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

(八) 明确补贴兑付主体责任。电网企业依法依规收购可再生能源发电量，及时兑付电价，收购电价（可再生能源发电上网电价）超出常规能源发电平均上网电价的部分，中央财政按照既定的规则与电网企业进行结算。

(九) 补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。电网企业应切实加快兑付进度，确保资金及时拨付。

(十) 鼓励金融机构按照市场化原则对列入补贴发电项目清单的企业予以支持。鼓励金融机构按照市场化原则对于符合规划并纳入补贴清单的发电项目，合理安排信贷资金规模，切实解决企业合规新能源项目融资问题。同时，鼓励金融机构加强支持力度，创新融资方式，加快推动已列入补贴清单发电项目的资产证券化进程。

#### **四、加强组织领导**

促进非水可再生能源高质量发展是推动能源战略转型、加快生态文明建设的重要内容，各有关方面要采取有力措施，全面实施预算绩效管理，保障各项政策实施效果。各省级发改、财政、能源部门要加强对本地区非水可再生能源的管理，结合实际制定发展规划。各省级电网要按照《中华人民共和国可再生能源法》以及其他政策法规规定，通过挖掘燃煤发电机组调峰潜力、增加电网

调峰电源、优化调度运行方式等，提高非水可再生能源电力消纳水平，确保全额保障性收购政策落实到位。

财政部 国家发展改革委 国家能源局

2020年1月20日

# 关于《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》

## 有关事项的补充通知

发文机关：财政部，国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：财建〔2020〕426号

发文日期：2020年9月29日

施行日期：2020年9月29日

财建〔2020〕426号

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司，中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源高质量发展，2020年1月，财政部、发展改革委、国家能源局印发了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号，以下简称4号文），明确了可再生能源电价附加补助资金（以下简称补贴资金）结算规则。为进一步明确相关政策，稳定行业预期，现将补贴资金有关事项补充通知如下：

### 一、项目合理利用小时数

4号文明确，按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。为确保存量项目合理收益，基于核定电价时全生命周期发电小时数等因素，现确定各类项目全生命周期合理利用小时数如下：

(一) 风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为 48000 小时、44000 小时、40000 小时和 36000 小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为 52000 小时。

(二) 光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为 32000 小时、26000 小时和 22000 小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和 2019、2020 年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加 10%。

(三) 生物质发电项目，包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，全生命周期合理利用小时数为 82500 小时。

## 二、项目补贴电量

项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。

## 三、补贴标准

按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5 号，以下简称 5 号文）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=(可再生能源标杆上网电价(含通过招标等竞争方式确定的上网电价)-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。

按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

按照 5 号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满 20 年后，生物质发电项目自并网之日起满 15 年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

#### 四、加强项目核查

发展改革委、国家能源局、财政部将组织对补贴项目有关情况进行核查。其中，价格主管部门负责核查电价确定和执行等情况；电网企业负责核查项目核准（备案）和容量等情况，能源主管部门负责制定相关核查标准；财政主管部门负责核查补贴发放等情况。

电网企业应建立信息化数据平台，对接入的可再生能源发电项目装机、发电量、利用小时数等运行情况进行连续监测，对电费和补贴结算进行追踪分析，确保项目信息真实有效，符合国家制定的价格、项目和补贴管理办法。

（一）项目纳入可再生能源发电补贴清单时，项目业主应对项目实际容量进行申报。如在核查中发现申报容量与实际容量不符的，将按不符容量的 2 倍核减补贴资金。

（二）电网企业应按确定的项目补贴电量和补贴标准兑付补贴资金。如在核查中发现超标准拨付的情况，由电网企业自行承担。

特此通知。

财政部 发展改革委 国家能源局

2020 年 9 月 29 日

## 可再生能源电价附加补助资金管理办法

发文机关：财政部，国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：财建〔2020〕5号

发文日期：2020年1月20日

施行日期：2020年1月20日

**第一条** 为规范可再生能源电价附加补助资金管理，根据《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国可再生能源法》等，制定本办法。

**第二条** 可再生能源电价附加补助资金（以下简称补助资金）属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立由政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

**第三条** 按照中央政府性基金预算管理要求和程序，由财政部按照以收定支的原则编制补助资金年度收支预算。

**第四条** 享受补助资金的可再生能源发电项目按以下办法确定：

（一）本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目（以下简称新增项目），由财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。国家发展改革委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况，在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。



(二) 本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目(以下简称存量项目), 需符合国家能源主管部门要求, 按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围, 并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单。

**第五条** 国家发展改革委、国家能源局应按照以收定支原则, 制定可再生能源发电项目分类型的管理办法, 明确项目规模管理以及具体监管措施并及早向社会公布。有管理办法并且纳入国家可再生能源发电补贴规模管理范围的项目, 相应给予补贴。

**第六条** 电网企业应按照本办法要求, 定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单, 并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。纳入补助项目清单项目的具体条件包括:

(一) 新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内; 存量项目需符合国家能源主管部门要求, 按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。

(二) 按照国家有关规定已完成审批、核准或备案; 符合国家可再生能源价格政策, 上网电价已经价格主管部门审核批复。

(三) 全部机组并网时间符合补助要求。

(四) 相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。

国家电网有限公司、南方电网有限责任公司分别负责公布各自经营范围内的补助项目清单; 地方独立电网企业负责经营范围内的补助项目清单, 报送所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后公布。

**第七条** 享受补助资金的光伏扶贫项目和公共可再生能源独立电力系统项目按以下办法确定:

(一) 纳入国家光伏规模管理且纳入国家扶贫目录的光伏扶贫项目，由所在地省级扶贫、能源主管部门提出申请，国务院扶贫办、国家能源局审核后报财政部、国家发展改革委确认，符合条件的项目列入光伏扶贫项目补助目录。

(二) 国家投资建设或国家组织企业投资建设的公共可再生能源独立电力系统，由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门提出申请，财政部、国家发展改革委、国家能源局审核后纳入公共独立系统补助目录。

#### **第八条** 电网企业和省级相关部门按以下办法测算补助资金需求：

(一) 电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）给予补助的，补助标准=（电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

(二) 电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照定额补助的，补助标准=定额补助标准/（1+适用增值税率）。

(三) 纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统，合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，经省级相关部门审核后，据实测算补助资金，补助上限不超过每瓦每年 2 元。财政部将每两年委托第三方机构对运行和管理费用进行核实并适时调整补助上限。

(四) 单个项目的补助额度按照合理利用小时数核定。

#### **第九条** 每年 3 月 30 日前，由电网企业或省级相关部门提出补助资金申请。

(一) 纳入补助目录的可再生能源发电项目和光伏扶贫项目，由电网企业提出补助资金申请。其中：国家电网有限公司、南方电网有限责任公司向财政部提出申请；地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

(二) 纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统，由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

(三) 电网企业和省级相关部门提出的新增项目补助资金必须符合以收定支的原则，不得超过当年确定的新增补贴总额。

**第十条** 财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。电网企业按以下办法兑付补助资金：

(一) 当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。

(二) 纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。

光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。

**第十一条** 电网企业因收购可再生能源发电量产生的其他合理费用，以及按要求对补助资金进行核查产生的合理费用，由财政部审核后通过补助资金支持。

**第十二条** 各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。

电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业应按年对补助资金申请使用等情况进行全面核查，必要时可聘请独立第三方，核查结果及时报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。国家发展改革委、国家能源局、财政部需适时对项目开展核查，核查结果将作为补贴发放的重要依据。核查结果不合格的项目，电网企业应暂停发放补贴。

光伏扶贫项目补助资金应及时兑付给县级扶贫结转账户。

**第十三条** 补助资金实施绩效管理。国家能源局会同国家发展改革委、财政部根据绩效管理要求确定年度绩效目标和评价要求。年度结束后，电网企业和省级能源主管部门应开展绩效自评，自评结果报国家能源局、国家发展改革委，国家能源局会同国家发展改革委汇总后将补助资金整体绩效评价结果报财政部。财政部将适时组织对补贴政策执行情况开展重点绩效评价，强化评价结果应用，根据绩效评价结果及时调整完善政策、优化预算安排。

**第十四条** 电网企业和可再生能源发电企业存在违反规定骗取、套取补助资金等违法违规行为的，按照《中华人民共和国预算法》、《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

**第十五条** 各级财政、发改、能源等部门及其工作人员在补助资金审核、分配工作中，存在违反规定分配资金、向不符合条件的单位（个人）分配资金、擅自超出规定的范围或者标准分配或使用补助资金等，以及其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违规行为的，按照《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国公务员法》、《中华人民共和国监察法》《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

**第十六条** 本办法由财政部会同相关部门按职责分工进行解释。

**第十七条** 本办法自印发之日起施行。2012年3月14日印发的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102号）同时废止。

## 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

发文机关：财政部

时效性：现行有效

发文字号：财建〔2013〕390号

发文日期：2013年7月24日

施行日期：2013年7月24日

财建(2013)390号

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存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



## 关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2019〕19号

发文日期：2019年1月7日

施行日期：2019年1月7日

发改能源〔2019〕19号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），各国家能源局派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司、中国华润集团公司、中国长江三峡集团公司、国家开发投资公司、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

随着风电、光伏发电规模化发展和技术快速进步，在资源优良、建设成本低、投资和市场条件好的地区，已基本具备与燃煤标杆上网电价平价（不需要国家补贴）的条件。为促进可再生能源高质量发展，提高风电、光伏发电的市场竞争力，现将推进风电、光伏发电无补贴平价上网的有关要求和支持政策措施通知如下。

一、开展平价上网项目和低价上网试点项目建设。各地区要认真总结本地区风电、光伏发电开发建设经验，结合资源、消纳和新技术应用等条件，推进建设不需要国家补贴执行燃煤标杆上网电价的风电、光伏发电平价上网试点项

目（以下简称平价上网项目）。在资源条件优良和市场消纳条件保障度高的地区，引导建设一批上网电价低于燃煤标杆上网电价的低价上网试点项目（以下简称低价上网项目）。在符合本省（自治区、直辖市）可再生能源建设规划、国家风电、光伏发电年度监测预警有关管理要求、电网企业落实接网和消纳条件的前提下，由省级政府能源主管部门组织实施本地区平价上网项目和低价上网项目，有关项目不受年度建设规模限制。对于未在规定期限内开工并完成建设的风电、光伏发电项目，项目核准（备案）机关应及时予以清理和废止，为平价上网项目和低价上网项目让出市场空间。

二、优化平价上网项目和低价上网项目投资环境。有关地方政府部门对平价上网项目和低价上网项目在土地利用及土地相关收费方面予以支持，做好相关规划衔接，优先利用国有未利用土地，鼓励按复合型方式用地，降低项目场址相关成本，协调落实项目建设和电力送出消纳条件，禁止收取任何形式的资源出让费等费用，不得将在本地投资建厂、要求或变相要求采购本地设备作为项目建设的捆绑条件，切实降低项目的非技术成本。各级地方政府能源主管部门可会同其他相关部门出台一定时期内的补贴政策，仅享受地方补贴的项目仍视为平价上网项目。

三、保障优先发电和全额保障性收购。对风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，电网企业应确保项目所发电量全额上网，并按照可再生能源监测评价体系要求监测项目弃风、弃光状况。如存在弃风弃光情况，将限发电量核定为可转让的优先发电计划。经核定的优先发电计划可在全国范围内参加发电权交易（转让），交易价格由市场确定。电力交易机构应完善交易平台和交易品种，组织实施相关交易。

四、鼓励平价上网项目和低价上网项目通过绿证交易获得合理收益补偿。风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，可按国家可再生能源绿色电力证书管理机制和政策获得可交易的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），通过出售绿证获得收益。国家通过多种措施引导绿证市场化交易。

五、认真落实电网企业接网工程建设责任。在风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目规划阶段，有关省级能源主管部门要督促省级电网企业做好项目接网方案和消纳条件的论证工作。有关省级电网企业负责投资项目升压站之外的接网等全部配套电网工程，做好接网等配套电网建设与项目建设进度衔接，使项目建成后能够及时并网运行。

六、促进风电、光伏发电通过电力市场化交易无补贴发展。国家发展改革委、国家能源局会同有关单位组织开展分布式发电市场化交易试点工作。鼓励在国家组织实施的社会资本投资增量配电网、清洁能源消纳产业园区、局域网、新能源微电网、能源互联网等示范项目中建设无需国家补贴的风电、光伏发电项目，并以试点方式开展就近直接交易。鼓励用电负荷较大且持续稳定的工业企业、数据中心和配电网经营企业与风电、光伏发电企业开展中长期电力交易，实现有关风电、光伏发电项目无需国家补贴的市场化发展。

七、降低就近直接交易的输配电价及收费。对纳入国家有关试点示范中的分布式市场化交易试点项目，交易电量仅执行风电、光伏发电项目接网及消纳所涉及电压等级的配电网输配电价，免交未涉及的上一电压等级的输电费。对纳入试点的就近直接交易可再生能源电量，政策性交叉补贴予以减免。

八、扎实推进本地消纳平价上网项目和低价上网项目建设。接入公共电网在本省级电网区域内消纳的无补贴风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，由有关省级能源主管部门协调落实支持政策后自主组织建设。省级电网企业承担收购平价上网项目和低价上网项目的电量收购责任，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年），不要求此类项目参与电力市场化交易（就近直接交易试点和分布式市场交易除外）。

九、结合跨省跨区输电通道建设推进无补贴风电、光伏发电项目建设。利用跨省跨区输电通道外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目，在送受端双方充分衔接落实消纳市场和电价并明确建设规模和时序后，由送受端省级能源主管部门具体组织实施。鼓励具备跨省跨区输电通道的送端地区优先配置无补贴风

电、光伏发电项目，接受端地区燃煤标杆上网电价（或略低）扣除输电通道的输电价格确定送端的上网电价，受端地区有关政府部门和电网企业负责落实跨省跨区输送无补贴风电、光伏发电项目的电量消纳，在送受端电网企业协商一致的基础上，与风电、光伏发电企业签订长期固定电价购售电合同（不少于 20 年）。对无补贴风电、光伏发电项目要严格落实优先上网和全额保障性收购政策，不要求参与跨区电力市场化交易。

十、创新金融支持方式。国家开发银行、四大国有商业银行等金融机构应根据国家新能源发电发展规划和有关地区新能源发电平价上网实施方案，合理安排信贷资金规模，创新金融服务，开发适合项目特点的金融产品，积极支持新能源发电实现平价上网。同时，鼓励支持符合条件的发电项目及相关发行人通过发行企业债券进行融资，并参考专项债券品种推进审核。

十一、做好预警管理衔接。风电、光伏发电监测预警（评价）为红色的地区除已安排建设的平价上网示范项目及通过跨省跨区输电通道外送消纳的无补贴风电、光伏发电项目外，原则上不安排新的本地消纳的平价上网项目和低价上网项目；鼓励橙色地区选取资源条件较好的已核准（备案）项目开展平价上网和低价上网工作；绿色地区在落实消纳条件的基础上自行开展平价上网项目和低价上网项目建设。

十二、动态完善能源消费总量考核支持机制。开展省级人民政府能源消耗总量和强度“双控”考核时，在确保完成全国能耗“双控”目标条件下，对各地区超出规划部分可再生能源消费量不纳入其“双控”考核。

请各有关单位按照上述要求，积极推进风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目建设，各省（自治区、直辖市）能源主管部门应将有关项目信息报送国家能源局。国家发展改革委、国家能源局将及时公布平价上网项目和低价上网项目名单，协调和督促有关方面做好相关支持政策的落实工作。

对按照本通知要求在 2020 年底前核准（备案）并开工建设的风电、光伏发电平价上网项目和低价上网项目，在其项目经营期内有关支持政策保持不变。

国家发展改革委、国家能源局将及时研究总结各地区的试点经验，根据风电、光伏发电的发展状况适时调整 2020 年后的平价上网政策。

国家发展改革委

国家能源局

2019 年 1 月 7 日

## 可再生能源电价附加资金补助项目审核确认管理暂行办法

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2012〕78号

发文日期：2012年3月13日

施行日期：2012年3月13日

**第一条** 为规范可再生能源电价附加资金补助项目管理,发挥财政资金使用效益,根据《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》,制定本办法。

**第二条** 本办法所称可再生能源是指风能、太阳能、生物质能、海洋能和地热能等非水电可再生能源。

**第三条** 本办法的审核确认是对拟申请可再生能源电价附加资金补助项目审批、核准或备案的程序和内容,进行合法性、完备性审核确认,并作为纳入国家可再生能源电价附加资金补助项目目录及补助资金拨付的依据。

**第四条** 国家能源局负责国家可再生能源电价附加资金补助项目审核确认工作,委托可再生能源技术管理单位承担相关项目信息统计工作。

**第五条** 补助项目范围包括拟申请可再生能源电价附加资金补助的并网可再生能源发电项目、并网可再生能源发电项目接网工程和公共独立可再生能源发电项目。

**第六条** 2006年1月1日及以后审批、核准或备案的属于补助范围的项目执行本办法。2005年12月31日及以前审批、核准或备案的项目仍按原规定执行。

**第七条** 申请补助的并网可再生能源发电项目,应根据国家投资项目有关管理规定,获得项目核准或备案文件,并附有并网意见等支持性文件。

**第八条** 申请补助的并网可再生能源发电接网工程,其可再生能源项目应获得相关部门的核准或备案,其接网工程应获得具有相应核准权限部门的核准文件。

**第九条** 申请补助的公共独立可再生能源发电项目应获得国家有关部门出具的项目审批文件。

**第十条** 申请补助的项目在投运前,应提出可再生能源电价附加补助资金项目审核确认申请,经省级能源主管部门初步审核后,上报国家能源局统一审核确认。

**第十一条** 2010年10月1日前已获得过可再生能源电价附加资金补助的项目视同确认,按要求向技术管理单位报送相关信息。2011年底前已投入运行、尚未获得过可再生能源电价附加补助的项目,于2012年3月底前向省级能源主管部门集中提出审核确认申请;2012年以后未纳入补助范围的项目按季申报,于每季度前20日内向省级能源主管部门提出审核确认申请(见附件一和附件二)。省级能源主管部门经初审后集中上报国家能源局。

**第十二条** 国家能源局重点对审批、核准或备案项目是否符合规划和年度开发计划、程序是否合法、手续是否完备进行审查核实,对符合规划、程序合法、手续完备的项目予以确认,并集中公布审核确认名单。

**第十三条** 国家能源局根据有关规定对以下项目不予确认:

(一)不符合国家可再生能源相关规划或经国家能源局批复的省级发展规划;

(二)对已实行年度开发计划管理的,未列入年度开发计划的项目;

(三)按照基本建设项目审批、核准或备案程序要求,必要性支持文件不完备的项目。

**第十四条** 本办法由国家能源局解释。

**第十五条** 本办法自发布之日起施行。



## 关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2019〕807号

发文日期：2019年5月10日

施行日期：2019年5月10日

发改能源〔2019〕807号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、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、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司、中国能源建设集团有限公司、中国电力建设集团有限公司、中国节能环保集团公司、中国核工业集团公司、中国广核集团有限公司、中国华润集团公司、中国长江三峡集团公司、国家开发投资集团有限公司、中国光大集团、国家开发银行、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国家可再生能源中心：

为深入贯彻习近平总书记关于推动能源生产和消费革命的重要论述，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进可再生能源开发利用，依据《中华人民共和国可再生能源法》《关于加快培育和发展战略性新兴产业的决定》《能源发展战略行动计划（2014-2020年）》，决定对各省级行政区域设定可再生

能源电力消纳责任权重，建立健全可再生能源电力消纳保障机制。现将有关事项和政策措施通知如下。

一、对电力消费设定可再生能源电力消纳责任权重。可再生能源电力消纳责任权重是指按省级行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源电量比重，包括可再生能源电力总量消纳责任权重（简称“总量消纳责任权重”）和非水电可再生能源电力消纳责任权重（简称“非水电消纳责任权重”）。满足总量消纳责任权重的可再生能源电力包括全部可再生能源发电种类；满足非水电消纳责任权重的可再生能源电力包括除水电以外的其他可再生能源发电种类。对各省省级行政区域规定应达到的最低可再生能源电力消纳责任权重（简称“最低消纳责任权重”），按超过最低消纳责任权重一定幅度确定激励性消纳责任权重。

二、按省级行政区域确定消纳责任权重。国务院能源主管部门组织有关机构，按年度对各省省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重进行统一测算，向各省省级能源主管部门征求意见。各省省级能源主管部门会同经济运行管理部门在国家电网有限公司（简称“国家电网”）、中国南方电网有限责任公司（简称“南方电网”）所属省级电网企业和省属地方电网企业技术支持下，对国务院能源主管部门统一测算提出的消纳责任权重进行研究后向国务院能源主管部门反馈意见。国务院能源主管部门结合各方面反馈意见，综合论证后于每年3月底前向各省省级行政区域下达当年可再生能源电力消纳责任权重。

三、各省省级能源主管部门牵头承担消纳责任权重落实责任。各省省级能源主管部门会同经济运行管理部门、所在地区的国务院能源主管部门派出监管机构按年度组织制定本省级行政区域可再生能源电力消纳实施方案（简称“消纳实施方案”），报省级人民政府批准后实施。消纳实施方案主要应包括：年度消纳责任权重及消纳量分配、消纳实施工作机制、消纳责任履行方式、对消纳责任主体的考核方式等。各省省级行政区域制定消纳实施方案时，对承担消纳责任的市场主体设定的消纳责任权重可高于国务院能源主管部门向本区域下达的最低消纳责任权重。

四、售电企业和电力用户协同承担消纳责任。承担消纳责任的第一类市场主体为各类直接向电力用户供/售电的电网企业、独立售电公司、拥有配电网运营权的售电公司（简称“配售电公司”，包括增量配电项目公司）；第二类市场主体为通过电力批发市场购电的电力用户和拥有自备电厂的企业。第一类市场主体承担与其年售电量相对应的消纳量，第二类市场主体承担与其年用电量相对应的消纳量。各承担消纳责任的市场主体的售电量和用电量中，农业用电和专用计量的供暖电量免于消纳责任权重考核。

五、电网企业承担经营区消纳责任权重实施的组织责任。国家电网、南方电网指导所属省级电网企业依据有关省级人民政府批准的消纳实施方案，负责组织经营区内各承担消纳责任的市场主体完成可再生能源电力消纳。有关省级能源主管部门会同经济运行管理部门督促省属地方电网企业、配售电公司以及未与公用电网联网的拥有自备电厂的企业完成可再生能源电力消纳。各承担消纳责任的市场主体及用户均须完成所在区域电网企业分配的消纳量，并在电网企业统一组织下协同完成本经营区的消纳量。

六、做好消纳责任权重实施与电力交易衔接。各电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

七、消纳量核算方式。各承担消纳责任的市场主体以实际消纳可再生能源电量为主要方式完成消纳量，同时可通过以下补充（替代）方式完成消纳量。

（一）向超额完成年度消纳量的市场主体购买其超额完成的可再生能源电力消纳量（简称“超额消纳量”），双方自主确定转让（或交易）价格。

（二）自愿认购可再生能源绿色电力证书（简称“绿证”），绿证对应的可再生能源电量等量记为消纳量。

八、消纳量监测核算和交易。各电力交易机构负责承担消纳责任的市场主体的消纳量账户设立、消纳量核算及转让（或交易）、消纳量监测统计工作。国务院能源主管部门依据国家可再生能源信息管理中心和电力交易机构核算的消纳量统计结果，按年度发布各承担消纳责任的市场主体的消纳量完成情况。各省级行政区域内的消纳量转让（或交易）原则上由省（自治区、直辖市）电力交易中心组织，跨省级行政区域的消纳量转让（或交易）在北京电力交易中心和广州电力交易中心组织下进行。国家可再生能源信息管理中心与国家电网、南方电网等电网企业及各电力交易中心联合建立消纳量监测核算技术体系并实现信息共享。

九、做好可再生能源电力消纳相关信息报送。国家电网、南方电网所属省级电网企业和省属地方电网企业于每年1月底前向省级能源主管部门、经济运行管理部门和所在地区的国务院能源主管部门派出监管机构报送上年度本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况的监测统计信息。各省级能源主管部门于每年2月底前向国务院能源主管部门报送上年度本省级行政区域消纳量完成情况报告、承担消纳责任的市场主体消纳量完成情况，同时抄送所在地区的国务院能源主管部门派出监管机构。

十、省级能源主管部门负责对承担消纳责任的市场主体进行考核。省级能源主管部门会同经济运行管理部门对本省级行政区域承担消纳责任的市场主体消纳量完成情况进行考核，按年度公布可再生能源电力消纳量考核报告。各省级能源主管部门会同经济运行管理部门负责督促未履行消纳责任的市场主体限期整改，对未按期完成整改的市场主体依法依规予以处理，将其列入不良信用记录，予以联合惩戒。

十一、国家按省级行政区域监测评价。国务院能源主管部门依托国家可再生能源中心会同国家可再生能源信息管理中心等对各省级行政区域消纳责任权重完成情况以及国家电网、南方电网对所属省级电网企业消纳责任权重组织实施和管理工作进行监测评价，按年度公布可再生能源电力消纳责任权重监测评价报告。各省级能源主管部门会同经济运行管理部门对省属地方电网企业、配售电公司以及未与公用电网联网的拥有自备电厂企业的消纳责任实施进行督导

考核。由于自然原因（包括可再生能源资源极端异常）或重大事故导致可再生能源发电量显著减少或送出受限，在对有关省级行政区域消纳责任权重监测评价和承担消纳责任的市场主体进行考核时相应核减。

十二、超额完成消纳量不计入“十三五”能耗考核。在确保完成全国能源消耗总量和强度“双控”目标条件下，对于实际完成消纳量超过本区域激励性消纳责任权重对应消纳量的省级行政区域，超出激励性消纳责任权重部分的消纳量折算的能源消费量不纳入该区域能耗“双控”考核。对纳入能耗考核的企业，超额完成所在省级行政区域消纳实施方案对其确定完成的消纳量折算的能源消费量不计入其能耗考核。

十三、加强消纳责任权重实施监管。国务院能源主管部门派出监管机构负责对各承担消纳责任的市场主体的消纳量完成情况、可再生能源相关交易过程等情况进行监管，并向国务院能源主管部门报送各省级行政区域以及各电网企业经营区的消纳责任权重总体完成情况专项监管报告。

各省级能源主管部门按照本通知下达的2018年消纳责任权重对本省级行政区域自我核查，以模拟运行方式按照本通知下达的2019年消纳责任权重对承担消纳责任的市场主体进行试考核。各省（自治区、直辖市）有关部门和国家电网、南方电网及有关机构，在2019年底前完成有关政策实施准备工作，自2020年1月1日起全面进行监测评价和正式考核。本通知中的2020年消纳责任权重用于指导各省级行政区域可再生能源发展，将根据可再生能源发展“十三五”规划实施进展情况适度调整，在2020年3月底前正式下达各省级行政区域当年可再生能源电力消纳责任权重。

本通知有效期为5年，将视情况适时对有关政策进行调整完善。

国家发展改革委

国家能源局

2019年5月10日

## 关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改运行〔2019〕1105号

发文日期：2019年6月22日

施行日期：2019年6月22日

发改运行〔2019〕1105号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，北京市城市管理委员会，中国核工业集团有限公司、国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、国家开发投资集团有限公司、华润集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，认真落实中央经济工作会议和政府工作报告部署要求，进一步全面放开经营性电力用户发用电计划，提高电力交易市场化程度，深化电力体制改革，现就全面放开经营性电力用户发用电计划有关要求通知如下。

### 一、全面放开经营性电力用户发用电计划

（一）各地要统筹推进全面放开经营性电力用户发用电计划工作，坚持规范有序稳妥的原则，坚持市场化方向完善价格形成机制，落实清洁能源消纳要

求，确保电网安全稳定运行和电力用户的稳定供应，加强市场主体准入、交易合同、交易价格的事中事后监管。

（二）经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。除居民、农业、重要公用事业和公益性服务等行业电力用户以及电力生产供应所必需的厂用电和线损之外，其他电力用户均属于经营性电力用户。

（三）经营性电力用户中，不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于《产业结构调整指导目录》中淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策。符合阶梯电价政策的企业用户在市场化电价的基础上继续执行阶梯电价政策。

（四）拥有燃煤自备电厂的企业按照国家有关规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任，按约定向电网企业支付系统备用费，取得电力业务许可证，达到能效、环保要求，成为合格市场主体后，有序推进其自发自用以外电量按交易规则参与交易。为促进和鼓励资源综合利用，对回收利用工业生产过程中产生可利用的热能、压差以及余气等建设相应规模的余热、余压、余气自备电厂，继续实施减免系统备用费和政策性交叉补贴等相关支持政策。

（五）各地政府主管部门要会同电网企业，细化研究并详细梳理暂不参与市场的用户清单，掌握经营性电力用户参与市场化交易情况，逐步建立分行业电力用户参与市场化交易统计分析制度，及时掌握经营性电力用户全面放开情况。

## 二、支持中小用户参与市场化交易

（六）积极支持中小用户由售电公司代理参加市场化交易，中小用户需与售电公司签订代理购电合同，与电网企业签订供用电合同，明确有关权责义务。

（七）经营性电力用户全面放开参与市场化交易主要形式可以包括直接参与、由售电公司代理参与、其他各地根据实际情况研究明确的市场化方式等，

各地要抓紧研究并合理制定中小用户参与市场化交易的方式，中小用户可根据自身实际自主选择，也可以放弃选择权，保持现有的购电方式。各地可结合本地区电力供需形势，针对全面放开经营性电力用户发用电计划设定一段时间的过渡期。

（八）针对选择参与市场化交易但无法与发电企业达成交易意向的中小用户，过渡期内执行原有购电方式，过渡期后执行其他市场化购电方式。

（九）退出市场化交易或未选择参与市场化交易的中小用户，在再次直接参与或通过代理方式参与市场化交易前，由电网企业承担保底供电责任。

### **三、健全全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制**

（十）全面放开经营性发用电计划后的价格形成机制，按照价格主管部门的有关政策执行。

（十一）对于已按市场化交易规则执行的电量，价格仍按照市场化规则形成。鼓励电力用户和发电企业自主协商签订合同时，以灵活可浮动的形式确定具体价格，价格浮动方式由双方事先约定。

### **四、切实做好公益性用电的供应保障工作**

（十二）各地要进一步落实规范优先发电、优先购电管理有关要求，对农业、居民生活及党政机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等重要公用事业、公益性服务等用户安排优先购电。结合本地实际，加强分类施策，抓紧研究保障优先发电、优先购电执行的措施，统筹做好优先发电优先购电计划规范管理工作。

（十三）各地要根据优先购电保障原则，详细梳理优先购电用户清单，实施动态管理、跟踪保障，原则上优先购电之外的其他经营性电力用户全部参与市场。



（十四）各地要合理制定有序用电方案并按年度滚动调整，出现电力缺口或重大突发事件时，对优先购电用户保障供电，其他用户按照有序用电方案承担有序用电义务。

（十五）电网企业要按照规定承担相关责任，按照政府定价保障优先购电用户用电。优先购电首先由优先发电电量予以保障。

## 五、切实做好规划内清洁能源的发电保障工作

（十六）研究推进保障优先发电政策执行，重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障收购。核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。水电在消纳条件较好地区，根据来水情况，兼顾资源条件、历史均值和综合利用等要求，安排优先发电计划；在消纳受限地区，以近年发电量为基础，根据市场空间安排保量保价的优先发电计划，保量保价之外的优先发电量通过市场化方式确定价格。风电、太阳能发电等新能源，在国家未核定最低保障收购年利用小时数的地区按照资源条件全额安排优先发电计划；在国家核定最低保障收购年利用小时数的地区，结合当地供需形势合理安排优先发电计划，在国家核定最低保障收购年利用小时数内电量保量保价收购基础上，鼓励超过最低保障收购年利用小时数的电量通过参与市场化交易方式竞争上网。

（十七）积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网工作，对平价上网项目和低价上网项目，要将全部电量纳入优先发电计划予以保障，在同等条件下优先上网。平价上网项目和低价上网项目如存在弃风、弃光情况，由省级政府主管部门会同电网企业将弃风、弃光电量全额核定为可转让的优先发电计划，可在全国范围内通过发电权交易转让给其他发电企业并获取收益。电力交易机构按要求做好弃风、弃光优先发电计划的发电权交易的组织工作，推动交易落实。

（十八）电网企业、电力用户和售电公司应按要求承担相关责任，落实清洁能源消纳义务。鼓励参与跨省跨区市场化交易的市场主体消纳优先发电计划外赠送清洁能源电量。

（十九）鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外赠送清洁能源电量。电力交易机构要积极做好清洁能源消纳交易组织工作，进一步降低弃水、弃风、弃光现象。

（二十）清洁能源消纳受限地区要加快落实将优先发电计划分为“保量保价”和“保量竞价”两部分，其中“保量竞价”部分通过市场化方式形成价格，市场化交易未成交部分可执行本地区同类型机组市场化形成的平均购电价格。

## 六、加强电力直接交易的履约监管

（二十一）各地要有针对性地制定和完善相关规章制度，实施守信联合激励和失信联合惩戒机制，加强电力直接交易的履约监管力度。市场主体按照市场交易规则组织签订直接交易合同，明确相应的权利义务关系、交易电量和价格等重要事项，并严格按照合同内容履约执行。

（二十二）地方经济运行部门要会同电网企业、电力交易机构对电力直接交易合同履行情况实行分月统计，发挥电网企业及电力交易机构作用，将直接交易合同履行情况纳入统一管理，在一定范围内按季度通报。国家能源局派出机构对辖区内电力直接交易合同履行情况进行监管。

（二十三）发电企业、电力用户、售电公司等市场主体要牢固树立市场意识、法律意识、契约意识和信用意识，直接交易合同达成后必须严格执行，未按合同条款执行需承担相应违约责任并接受相关考核惩罚。

## 七、保障措施

（二十四）各地要根据实际情况，采取积极措施确保跨省跨区交易与各区域、省（区、市）电力市场协调运作。在跨省跨区市场化交易中，鼓励网对网、网对点的直接交易，对有条件的地区，有序支持点对点直接交易。各地要对跨省跨区送受端市场主体对等放开，促进资源大范围优化配置和清洁能源消纳。北京、广州电力交易中心和各地电力交易机构要积极创造条件，完善交易规则、加强机制建设、搭建交易平台，组织开展跨省跨区市场化交易。

（二十五）中国电力企业联合会、第三方信用服务机构和各电力交易机构开展电力交易信用数据采集，建立动态信用记录数据库，适时公布有关履约信用状况。对诚实守信、认真履约的企业纳入诚信记录，对履约不力甚至恶意违约的企业纳入不良信用记录并视情况公开通报，对存在违法、违规行为和列入“黑名单”的严重失信企业执行联合惩戒措施。

（二十六）各省（区、市）政府主管部门每月向国家发展改革委报送全面放开发用电计划进展情况。各电力交易机构、电网企业负责市场化交易的组织和落实，配合有关部门开展监管。各电力交易机构开展对市场交易的核查，按时向各地政府主管部门报告有关情况。国家能源局派出机构对辖区内各省（区、市）全面放开发用电计划执行情况进行监督，每季度向国家发展改革委、国家能源局报送相关情况。

国家发展改革委

2019年6月22日

## 关于2019年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发新能〔2019〕49号

发文日期：2019年5月28日

施行日期：2019年5月28日

国能发新能〔2019〕49号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，电规总院、水电总院，有关行业协会（学会、商会），各有关企业：

近年来，我国风电、光伏发电持续快速发展，技术水平不断提升，成本显著降低，开发建设质量和消纳利用明显改善，为建设清洁低碳、安全高效能源体系发挥了重要作用。为全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中全会精神，以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚持创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，促进风电、光伏发电技术进步和成本降低，实现高质量发展，现就做好2019年风电、光伏发电项目建设有关要求通知如下。

## 一、积极推进平价上网项目建设

各省级能源主管部门会同各派出能源监管机构按照《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）要求，研究论证本地区建设风电、光伏发电平价上网项目的条件，在组织电网企业论证并落实平价上网项目的电力送出和消纳条件基础上，优先推进平价上网项目建设。

## 二、严格规范补贴项目竞争配置

各省级能源主管部门应按照国家可再生能源“十三五”相关规划和本区域电力消纳能力，分别按风电和光伏发电项目竞争配置工作方案确定需纳入国家补贴范围的项目。竞争配置工作方案应严格落实公开公平公正的原则，将上网电价作为重要竞争条件，优先建设补贴强度低、退坡力度大的项目。各派出能源监管机构加强对各省（区、市）风电、光伏发电项目竞争配置的监督。

## 三、全面落实电力送出消纳条件

各省级能源主管部门会同各派出能源监管机构指导省级电网企业（包括省级政府管理的地方电网企业，以下同），在充分考虑已并网项目和已核准（备案）项目的消纳需求基础上，对所在省级区域风电、光伏发电新增建设规模的消纳条件进行测算论证，做好新建风电、光伏发电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案，优先保障平价上网项目的电力送出和消纳。

## 四、优化建设投资营商环境

各省级能源主管部门应核实拟建风电、光伏发电项目土地使用条件及相关税费政策，确认项目不在征收城镇土地使用税的土地范围；确认有关地方政府部门在项目开发过程中没有以资源出让、企业援建和捐赠等名义变相向项目单位收费，没有强制要求项目单位直接出让股份或收益用于应由政府承担的各项事务，没有强制要求将采购本地设备作为捆绑条件。各派出能源监管机构要加强对上述有关事项的监督。

请各有关单位按照上述要求，完善有关管理工作机制，做好风电、光伏发电建设管理工作。请各省级能源主管部门认真做好政策的宣贯和解读工作，按通知要求规范项目程序，保障相关政策平稳实施。具体要求详见附件。

国家能源局

2019年5月28日

关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能发新能〔2020〕17号

发文日期：2020年3月5日

施行日期：2020年3月5日

国能发新能〔2020〕17号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅），各派出机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，电规总院、水电总院，各有关企业，各有关行业协会（学会、商会）：

为全面贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，实现风电、光伏发电高质量发展，现就做好2020年度风电、光伏发电项目建设工作有关要求通知如下：

一、省级能源主管部门要根据国家可再生能源发展“十三五”相关规划和本地区电网消纳能力，按照2020年风电和光伏发电项目建设工作方案要求，规范有序组织项目建设；严格落实监测预警要求，以电网消纳能力为依据合理安排新增核准（备案）项目规模；按月组织风电、光伏发电企业在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报、更新核准（备案）、开工、在建、并网等项目信息；加大与国土、环保等部门的协调，推动降低非技术成本，为风电、光伏发电建设投资营造良好环境。

二、国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司要会同新能源消纳监测预警中心及时测算论证经营区域内各省级区域 2020 年风电、光伏发电新增消纳能力，报国家能源局复核后于 3 月底前对社会发布；做好新建风电、光伏发电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案；发挥电网并网关口作用，严格按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序。

三、风电、光伏发电投资企业要综合考虑项目所在地区可再生能源“十三五”相关规划执行情况、电网消纳能力等，理性投资，防范投资风险；按照核准（备案）文件要求，落实各项建设条件，有序组织项目开工建设；加强工程质量管控，确保建设安全和生产安全。

四、各派出机构要加强对辖区内风电、光伏发电规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管，及时向国家能源局报送有关情况。

请各有关单位按照上述要求，完善有关工作机制，切实做好风电、光伏发电项目建设有关工作，推动风电、光伏发电产业持续健康发展。具体要求详见附件。

国家能源局

2020 年 3 月 5 日



## 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

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能监管〔2014〕450号

发文日期：2014年10月12日

施行日期：2014年10月12日

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，也确实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

2014 年 10 月 12 日

## 关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2016〕1150号

发文日期：2016年5月27日

施行日期：2016年5月27日

发改能源(2016)1150号

各省（自治区、直辖市）、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，华能、大唐、华电、国电、国电投、神华、三峡、华润、中核、中广核、中国节能集团公司：

为做好可再生能源发电全额保障性收购工作，保障风电、光伏发电的持续健康发展，现将有关事项通知如下：

一、根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号），综合考虑电力系统消纳能力，按照各类标杆电价覆盖区域，参考准许成本加合理收益，现核定了部分存在弃风、弃光问题地区规划内的风电、光伏发电最低保障收购年利用小时数（详见附表）。最低保障收购年利用小时数将根据新能源并网运行、成本变化等情况适时调整。

二、各有关省（区、市）能源主管部门和经济运行主管部门要严格落实规划内的风电、光伏发电保障性收购电量，认真落实《国家能源局关于做好“三

北”地区可再生能源消纳工作的通知》以及优先发电、优先购电相关制度的有关要求，按照附表核定最低保障收购年利用小时数并安排发电计划，确保最低保障收购年利用小时数以内的电量以最高优先等级优先发电。已安排2016年度发电计划的省（区、市）须按照附表核定最低保障收购年利用小时数对发电计划及时进行调整。

各省（区、市）主管部门和电网调度机构应严格落实《关于有序放开发用电计划的实施意见》中关于优先发电顺序的要求，严禁对保障范围内的电量采取由可再生能源发电项目向煤电等其他电源支付费用的方式来获取发电权，妥善处理可再生能源保障性收购、调峰机组优先发电和辅助服务市场之间的关系，并与电力交易方案做好衔接。

三、保障性收购电量应由电网企业按标杆上网电价和最低保障收购年利用小时数全额结算，超出最低保障收购年利用小时数的部分应通过市场交易方式消纳，由风电、光伏发电企业与售电企业或电力用户通过市场化的方式进行交易，并按新能源标杆上网电价与当地煤电标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）的差额享受可再生能源补贴。

地方政府能源主管部门或经济运行主管部门应积极组织风电、光伏发电企业与售电企业或电力用户开展对接，确保最低保障收购年利用小时数以外的电量能够以市场化的方式全额消纳。

四、保障性收购电量为最低保障目标，鼓励各相关省（区、市）提出并落实更高的保障目标。目前实际运行小时数低于最低保障收购年利用小时数的省（区、市）应根据实际情况，制定具体工作方案，采取有效措施尽快确保在运行的风电、光伏电站达到最低保障收购年利用小时数要求。具体工作方案应向全社会公布并抄送国家发展改革委和国家能源局。

除资源条件影响外，未达到最低保障收购年利用小时数要求的省（区、市），不得再新开工建设风电、光伏电站项目（含已纳入规划或完成核准的项目）。

未制定保障性收购要求的地区应根据资源条件按标杆上网电价全额收购风电、光伏发电项目发电量。未经国家发改委、国家能源局同意，不得随意设定最低保障收购年利用小时数。

五、各省（区、市）有关部门在制定发电计划和电量交易方案时，要充分预留风电和光伏发电保障性收购电量空间，不允许在月度保障性收购电量未完成的情况下结算市场交易部分电量，已经制定的市场交易机制需落实保障月度保障性电量的要求。

电网企业（电力交易机构）应将各风电、光伏发电项目的全年保障性收购电量根据历史和功率预测情况分解到各月，并优先结算当月的可再生能源保障性收购电量，月度保障性收购电量结算完成后再结算市场交易部分电量，年终统一清算。

六、风电、光伏发电企业要协助各省级电网企业或地方电网企业及电力交易机构按国家有关规定对限发电量按月进行统计。对于保障性收购电量范围内的限发电量要予以补偿，电网企业协助电力交易机构根据《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）的要求，按照风电、光伏发电项目所在地的标杆上网电价和限发电量明确补偿金额，同时要确定补偿分摊的机组，相关报表和报告按月报送国家能源局派出机构和省级经济运行主管部门备案并公示。电网企业应保留限电时段相关运行数据，以备监管机构检查。

各电网企业于2016年6月30日前与按照可再生能源开发利用规划建设、依法取得行政许可或者报送备案、符合并网技术标准的风电、光伏发电企业签订2016年度优先发电合同，并于每年年底前签订下一年度的优先发电合同。

七、国务院能源主管部门派出机构会同省级能源主管部门和经济运行主管部门要加强对可再生能源发电全额保障性收购执行情况的监管和考核工作，定期对电网企业与风电、光伏发电项目企业签订优先发电合同和执行可再生能源发电全额保障性收购情况进行专项监管，对违反《可再生能源发电全额保障性

收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）和本通知要求的要按规定采取监管措施，相关情况及时报国家发展改革委和国家能源局。

落实可再生能源发电全额保障性收购制度是电力体制改革工作的一项重要任务，也是解决弃风、弃光限电问题和促进可再生能源持续健康发展的重要措施。各部门要按照上述要求认真做好可再生能源发电全额保障性收购工作，确保弃风、弃光问题得到有效缓

国家发展改革委 国家能源局

2016年5月27日

## 关于公布 2020 年风电、光伏发电平价上网项目的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改办能源〔2020〕588 号

发文日期：2020 年 7 月 31 日

施行日期：2020 年 7 月 31 日

发改办能源〔2020〕588 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、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、电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、各有关发电企业：

根据《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）、《关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2020〕17 号）要求，结合各省级能源主管部门报送信息，2020 年风电平价上网项目装机规模 1139.67 万千瓦、光伏发电平价上网项目装机规模 3305.06 万千瓦，现予公布。



请有关项目单位抓紧做好风电、光伏发电平价上网项目开发建设工作的，2019年第一批和2020年风电、光伏发电平价上网项目须于2020年底前核准（备案）并开工建设，除并网消纳受限原因以外，风电项目须于2022年底前并网，光伏发电项目须于2021年底前并网。国家能源局将按年度梳理并公布在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目，未在规定时限内并网的风电、光伏发电平价上网项目将从2019年第一批、2020年风电、光伏发电平价上网项目清单中移除。

请电网企业按照平价上网项目有关政策要求，认真落实接网工程建设责任，确保平价上网项目优先发电和全额保障性收购，按项目核准时国家规定的当地燃煤标杆上网电价与风电、光伏发电平价上网项目单位签订长期固定电价购售电合同（不少于20年）。

请有关省级能源主管部门和国家能源局派出机构协调推进有关项目建设，加强对有关支持政策的督促落实。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司

2020年7月31日

## 关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格规〔2019〕1658号

发文日期：2019年10月21日

施行日期：2020年1月1日

发改价格规〔2019〕1658号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革委（物价局），华能集团、大唐集团、华电集团、国家能源集团、国家电投集团、国投电力有限公司，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》、《中共中央 国务院关于推进价格机制改革的若干意见》精神，加快推进电力价格市场化改革，有序放开竞争性环节电力价格，提升电力市场化交易程度，经国务院同意，现就深化燃煤发电上网电价形成机制改革提出以下意见。

## 一、改革必要性

2004年以来，燃煤发电标杆上网电价及煤电价格联动机制逐步建立，并成为上网侧电价形成的重要基准，对规范政府定价行为、促进不同类型上网电价合理形成、优化电力行业投资、引导电力企业效率改善、推动电力上下游产业健康发展发挥了重要作用。近年来，随着电力市场化改革的不断深化，竞争性环节电力价格加快放开，现行燃煤发电标杆上网电价机制已难以适应形势发展，突出表现为不能有效反映电力市场供求变化、电力企业成本变化，不利于电力上下游产业协调可持续发展，不利于市场在电力资源配置中发挥决定性作用。

党中央、国务院关于电力体制改革和价格机制改革的相关文件明确提出，要坚持“管住中间、放开两头”，有序放开输配以外的竞争性环节电力价格；2018年中央经济工作会议也明确要求提升电力市场化交易程度。当前，输配电价改革已经实现全覆盖，“准许成本+合理收益”的定价机制基本建立；各地电力市场化交易规模不断扩大，约50%的燃煤发电上网电量电价已通过市场交易形成，现货市场已开始建立；全国电力供需相对宽松、燃煤机组发电利用小时数低于正常水平，进一步深化燃煤发电上网电价形成机制改革已具备坚实基础和有利条件，应抓住机遇加快推进竞争性环节电力价格市场化改革。

## 二、总体思路和基本原则

（一）总体思路。坚持市场化方向，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，进一步深化燃煤发电上网电价机制改革，加快构建能够有效反映电力供求变化、与市场化交易机制有机衔接的价格形成机制，为全面有序放开竞争性环节电力价格、加快确立市场在电力资源配置中的决定性作用和更好发挥政府作用奠定坚实基础。

（二）基本原则。

坚持整体设计，分步推进。按照市场化改革要求，既要强化顶层设计，凡是能放给市场的坚决放给市场，政府不进行不当干预；又要分步实施，有序扩

大价格形成机制弹性，防止价格大幅波动，逐步实现全面放开燃煤发电上网电价，确保改革平稳推进。

坚持统筹谋划，有效衔接。充分考虑不同类型、不同环节电价之间的关系，统筹谋划好核电、水电、燃气发电、新能源上网电价形成机制，以及不同类型用户销售电价形成机制，确保深化燃煤发电上网电价机制改革措施有效衔接。

坚持协同推进，保障供应。充分认识改革的复杂性，广泛听取意见建议，强化配套保障措施，确保改革有序开展。加快推进电力市场建设，协同深化电量、电价市场化改革，确保电力系统安全稳定运行，保障电力供应。

坚持强化监管，规范有序。按照放管并重的要求，加强电力价格行为监管，建立价格异常波动调控机制，健全市场规范、交易原则、电力调度、资金结算、风险防范、信息披露等制度，确保燃煤发电上网电价合理形成。

### 三、改革举措

（一）为稳步实现全面放开燃煤发电上网电价目标，将现行燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%。对电力交易中心依照电力体制改革方案开展的现货交易，可不受此限制。国家发展改革委根据市场发展适时对基准价和浮动幅度范围进行调整。

（二）现执行标杆上网电价的燃煤发电电量，具备市场交易条件的，具体上网电价由发电企业、售电公司、电力用户等市场主体通过场外双边协商或场内集中竞价（含挂牌交易）等市场化方式在“基准价+上下浮动”范围内形成，并以年度合同等中长期合同为主确定；暂不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户用电对应的电量，仍按基准价执行。

（三）燃煤发电电量中居民、农业用户用电对应的电量仍按基准价执行。

（四）燃煤发电电量中已按市场化交易规则形成上网电价的，继续按现行市场化规则执行。

（五）燃煤发电上网电价形成机制改革后，现行煤电价格联动机制不再执行。

#### 四、配套改革

（一）健全销售电价形成机制。通过市场化方式形成上网电价的工商业用户用电价格，包括市场化方式形成上网电价、输配电价（含交叉补贴和线损，下同）、政府性基金，不再执行目录电价。由电网企业保障供应的用户用电价格，继续执行各地目录电价。其中，居民、农业用电继续执行现行目录电价，确保价格水平稳定。

（二）稳定可再生能源发电价补机制和核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制。纳入国家补贴范围的可再生能源发电项目上网电价在当地基准价（含脱硫、脱硝、除尘电价）以内的部分，由当地省级电网结算，高出部分按程序申请国家可再生能源发展基金补贴。核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。

（三）相应明确环保电价政策。执行“基准价+上下浮动”价格机制的燃煤发电电量，基准价中包含脱硫、脱硝、除尘电价。仍由电网企业保障供应的电量，在执行基准价的基础上，继续执行现行超低排放电价政策。燃煤发电上网电价完全放开由市场形成的，上网电价中包含脱硫、脱硝、除尘电价和超低排放电价。

（四）规范交叉补贴调整机制。以 2018 年为基数，综合考虑电量增长等因素，在核定电网输配电价时统筹确定交叉补贴金额，以平衡电网企业保障居民、农业用电产生的新增损益。

（五）完善辅助服务电价形成机制。通过市场机制形成燃煤机组参与调峰、调频、备用、黑启动等辅助服务的价格，以补偿燃煤发电合理成本，保障电力系统安全稳定运行。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制，容量电价和电量电价通过市场化方式形成。

## 五、实施安排

（一）各地要结合当地情况组织开展燃煤发电上网电价机制改革，制定细化实施方案，经省级人民政府批准后，于2019年11月15日前报国家发展改革委备案。尚不具备条件的地方，可暂不浮动，按基准价（即现行燃煤发电标杆上网电价）执行。现货市场实际运行的地方，可按现货市场规则执行。

（二）实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升。国家发展改革委可根据情况对2020年后的浮动方式进行调控。

（三）国家发展改革委动态跟踪实施情况，结合电力体制改革总体进展，适时开展评估调整。

## 六、保障措施

（一）强化居民、农业等电力保障。居民、农业用电量以及不具备市场交易条件或没有参与市场交易的工商业用户电量，由电网企业保障供应，主要通过优先发电计划保障，不足部分由所有参与电力市场的发电企业机组等比例保障。

（二）规范政府行为。各地要坚持市场化方向，按照国家制定的市场规则和运营规则来开展市场建设和电力交易，对用户和发电企业准入不得设置不合理门槛，在交易组织、价格形成等过程中，不得进行不当干预。

（三）加强电力市场价格行为监管。充分依托各地现有电力交易市场，积极发挥市场管理委员会作用，完善市场交易、运行等规则，规范市场主体交易行为，保障市场交易公平、公正、公开。积极配合市场监管部门及时查处电力市场中市场主体价格串通、实施垄断协议、滥用市场支配地位等违法违规价格行为，以及地方政府滥用行政权力排除、限制竞争的行为。鼓励市场主体参与价格监督。依托市场信用体系，构建市场主体价格信用档案，对价格违法行为予以联合惩戒。

（四）建立电价监测和风险防范机制。价格主管部门定期监测燃煤发电交易价格波动情况，评估价格波动的合理性。当交易价格出现异常波动时，依法及时采取干预措施，确保燃煤发电价格形成机制改革平稳有序推进。

（五）加强政策解读引导。采取多种方式全面、准确解读深化燃煤发电上网电价形成机制改革政策，加强舆情监测预警，积极回应社会关切，做好应急预案，为改革营造良好舆论环境。

本指导意见自2020年1月1日起实施。各地价格主管部门、电网企业、发电企业要充分认识深化燃煤发电上网电价形成机制改革的重要性、紧迫性和复杂性、艰巨性，切实担当起主体责任，精心细化改革实施方案，认真抓好落实，确保改革平稳实施。

国家发展改革委

2019年10月21日

## 关于进一步做好建设项目压覆重要矿产资源审批管理工作的通知

发文机关：国土资源部（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：国土资发〔2010〕137号

发文日期：2010年9月8日

施行日期：2010年9月8日

国土资发〔2010〕137号

各省、自治区、直辖市国土资源厅（国土环境资源厅、国土资源局、国土资源和房屋管理局、规划和国土资源管理局）：

自2000年我部印发《关于规范建设项目压覆矿产资源审批工作的通知》（国土资发〔2000〕386号）以来，各省（区、市）国土资源行政主管部门高度重视，积极探索，并结合本地实际制定管理办法，保证建设项目压覆矿产资源审批管理工作顺利进行。为总结经验，进一步规范压覆重要矿产资源审批管理工作，现将有关事项通知如下：

### 一、提高认识，加强领导



建设项目压覆矿产资源审批是《矿产资源法》确定的一项重要管理工作，对避免或减少压覆重要矿产资源、提高矿产资源保障能力，保障建设项目正常进行具有重要作用。各省级国土资源行政主管部门要充分认识压覆重要矿产资源审批管理工作的目的和意义，加强领导，进一步转变管理理念和管理方式，既要加强审批管理，又要做好服务；做到既保护矿产资源，又有利于建设项目顺利进行，维护矿业权人合法权益。

## 二、严格管理范围

凡建设项目实施后，导致其压覆区内已查明的重要矿产资源不能开发利用的，都应按本通知规定报批。未经批准，不得压覆重要矿产资源。

建设项目压覆区与勘查区块范围或矿区范围重叠但不影响矿产资源正常勘查开采的，不作压覆处理。矿山企业在本矿区范围内的建设项目压覆矿产资源不需审批。

重要矿产资源是指《矿产资源开采登记管理办法》附录所列 34 个矿种和省级国土资源行政主管部门确定的本行政区优势矿产、紧缺矿产。

炼焦用煤、富铁矿、铬铁矿、富铜矿、钨、锡、锑、稀土、钼、铌钽、钾盐、金刚石矿产资源储量规模在中型以上的矿区原则上不得压覆，但国务院批准的或国务院组成部门按照国家产业政策批准的国家重大建设项目除外。

## 三、明确管理分工

建设项目压覆重要矿产资源由省级以上国土资源行政主管部门审批。压覆石油、天然气、放射性矿产，或压覆《矿产资源开采登记管理办法》附录所列矿种（石油、天然气、放射性矿产除外）累计查明资源储量数量达大型矿区规模以上的，或矿区查明资源储量规模达到大型并且压覆占三分之一以上的，由国土资源部负责审批。

## 四、规范报批要求

按本通知规定由国土资源部负责审批的，建设单位应履行以下手续：

（一）建设项目选址前，建设单位应向省级国土资源行政主管部门查询拟建项目所在地区的矿产资源规划、矿产资源分布和矿业权设置情况，各级国土资源行政主管部门应为建设单位查询提供便利条件。不压覆重要矿产资源的，由省级国土资源行政主管部门出具未压覆重要矿产资源的证明；确需压覆重要矿产资源的，建设单位应根据有关工程建设规范确定建设项目压覆重要矿产资源的范围，委托具有相应地质勘查资质的单位编制建设项目压覆重要矿产资源评估报告。

（二）有关材料经建设项目所在省（区、市）国土资源行政主管部门初审同意后，将以下材料（纸质和电子版各 1 套）报国土资源部：

1. 关于××××压覆重要矿产资源的申请函（编写提纲见附件 1）；
2. 关于××××压覆重要矿产资源的评估报告（编写提纲见附件 2）及评审意见书；
3. 省级国土资源行政主管部门出具的《关于对××××压覆重要矿产资源初审意见》（编写提纲见附件 3）；
4. 国土资源行政主管部门要求提交的其他有关资料。

（三）建设项目压覆已设置矿业权矿产资源的，新的土地使用权人还应同时与矿业权人签订协议，协议应包括矿业权人同意放弃被压覆矿区范围及相关补偿内容。补偿的范围原则上应包括：

1. 矿业权人被压覆资源储量在当前市场条件下所应缴的价款（无偿取得的除外）；
2. 所压覆的矿产资源分担的勘查投资、已建的开采设施投入和搬迁相应设施等直接损失。

(四)建设单位应在收到同意压覆重要矿产资源的批复文件后 45 个工作日内，到项目所在地省级国土资源行政主管部门办理压覆重要矿产资源储量登记手续。45 个工作日内不申请办理压覆重要矿产资源储量登记手续的，审批文件自动失效。

## 五、加强审批管理

各级国土资源行政主管部门要提高工作效率，规范管理，做好服务。

(一) 凡符合审批要求的压覆重要矿产资源申请，国土资源部自受理之日起 20 个工作日内，做出准予压覆或者不准压覆的决定，并通知申请人和省（区、市）国土资源厅（局），由省（区、市）国土资源厅（局）通知相关矿业权人。

(二) 省（区、市）国土资源厅（局）办理压覆重要矿产资源储量登记时应通知相应矿业权人在 45 个工作日内到原发证机关办理相应的勘查区块或矿区范围变更手续。逾期不办理的，由原发证机关直接进行勘查区块或矿区范围调整，并告知矿业权人。

(三) 已批准建设项目压覆的矿产资源，各级国土资源行政主管部门不得设立矿业权。

## 六、做好与土地管理衔接

国土资源行政主管部门应加强协调，做好建设项目压覆重要矿产资源审批管理与土地管理的衔接。凡申请办理土地预审或用地审批的，要按照有关规定，提交省级国土资源行政主管部门出具的未压覆重要矿产资源证明或压覆重要矿产资源储量登记有关材料。否则，不予受理其用地申请。

在市级土地利用总体规划编制阶段，本级国土资源行政主管部门应根据当地已探明重要矿产资源储量分布状况，以及矿产资源规划安排的矿产资源勘查、开发利用和保护情况，充分考虑城市建设发展涉及压覆重要矿产资源问题，合理确定城市发展方向和新增城市建设用地布局。有条件的地方，可以统一开展

调查，编制压覆重要矿产资源调查报告，经省级国土资源行政主管部门组织专家审查后，办理压覆重要矿产资源储量预登记。

在土地利用总体规划确定的城市建设用地范围内，已办理压覆重要矿产资源储量预登记的，不再办理项目压覆重要矿产资源审批手续，但市县国土资源行政主管部门应在出让或划拨用地前，到省级国土资源行政主管部门办理压覆重要矿产资源登记手续。

未统一开展建设压覆重要矿产资源的调查和预登记工作的城市，在办理建设项目用地预审和审批时，建设单位应严格按照本通知要求履行压覆重要矿产资源审批手续。

各省级国土资源行政主管部门要认真贯彻本通知精神，落实审批管理职责，做好宣传培训工作。结合矿产资源特点，提出本行政区优势矿产、紧缺矿产名录，制定具体的实施意见报部。要及时总结实施过程中发现的问题，并向国土资源部报告。

二〇一〇年九月八日

## 关于进一步加强光伏电站建设与运行管理工作的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能新能〔2014〕445号

发文日期：2014年10月9日

施行日期：2014年10月9日

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

## 关于开展新建电源项目投资开发秩序专项监管工作的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：国能监管〔2014〕450号

发文日期：2014年10月12日

施行日期：2014年10月12日

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，也确实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报、备案（核准）、开工、建设、投产各环节的重点内容，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。

2014年10月12日

## 关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2011〕1594号

发文日期：2011年7月24日

施行日期：2011年7月24日

发改价格〔2011〕1594号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为规范太阳能光伏发电价格管理，促进太阳能光伏发电产业健康持续发展，决定完善太阳能光伏发电价格政策。现将有关事项通知如下：

一、制定全国统一的太阳能光伏发电标杆上网电价。按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。

（一）2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建成投产、我委尚未核定价格的太阳能光伏发电项目，上网电价统一核定为每千瓦时1.15元（含税，下同）。

（二）2011年7月1日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及2011年7月1日之前核准但截至2011年12月31日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时1.15元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时1元执行。今后，我委将根据投资成本变化、技术进步情况等因素适时调整。

二、通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目，其上网电价按中标价格执行，中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价。

三、对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。

四、太阳能光伏发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分，仍按《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格〔2006〕7号）有关规定，通过全国征收的可再生能源电价附加解决。

国家发展改革委

二〇一一年七月二十四日

## 关于 2018 年光伏发电有关事项的通知

发文机关：国家发展和改革委员会，财政部，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2018〕823 号

发文日期：2018 年 5 月 31 日

施行日期：2018 年 5 月 31 日

发改能源(2018)823 号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅、能源局、物价局：

近年来，随着我国光伏发电建设规模不断扩大，技术进步和成本下降速度明显加快。为促进光伏行业健康可持续发展，提高发展质量，加快补贴退坡，现将 2018 年光伏发电有关事项通知如下。

### 一、合理把握发展节奏，优化光伏发电新增建设规模

（一）根据行业发展实际，暂不安排 2018 年普通光伏电站建设规模。在国家未下发文件启动普通电站建设工作前，各地不得以任何形式安排需国家补贴的普通电站建设。

（二）规范分布式光伏发展。今年安排 1000 万千瓦左右规模用于支持分布式光伏项目建设。考虑今年分布式光伏已建情况，明确各地 5 月 31 日（含）前并网的分布式光伏发电项目纳入国家认可的规模管理范围，未纳入国家认可规模管理范围的项目，由地方依法予以支持。

（三）支持光伏扶贫。落实精准扶贫、精准脱贫要求，扎实推进光伏扶贫工作，在各地落实实施条件、严格审核的前提下，及时下达“十三五”第二批光伏扶贫项目计划。

（四）有序推进光伏发电领跑基地建设。今年视光伏发电规模控制情况再行研究。

（五）鼓励各地根据各自实际出台政策支持光伏产业发展，根据接网消纳条件和相关要求自行安排各类不需要国家补贴的光伏发电项目。

## 二、加快光伏发电补贴退坡，降低补贴强度

完善光伏发电电价机制，加快光伏发电电价退坡。

（一）自发文之日起，新投运的光伏电站标杆上网电价每千瓦时统一降低 0.05 元，I 类、II 类、III 类资源区标杆上网电价分别调整为每千瓦时 0.5 元、0.6 元、0.7 元（含税）。

（二）自发文之日起，新投运的、采用“自发自用、余电上网”模式的分布式光伏发电项目，全电量度电补贴标准降低 0.05 元，即补贴标准调整为每千瓦时 0.32 元（含税）。采用“全额上网”模式的分布式光伏发电项目按所在资源区光伏电站价格执行。分布式光伏发电项目自用电量免收随电价征收的各类政府性基金及附加、系统备用容量费和其他相关并网服务费。



(三) 符合国家政策的村级光伏扶贫电站(0.5兆瓦及以下)标杆电价保持不变。

### 三、发挥市场配置资源决定性作用，进一步加大市场化配置项目力度

(一) 所有普通光伏电站均须通过竞争性招标方式确定项目业主。招标确定的价格不得高于降价后的标杆上网电价。

(二) 积极推进分布式光伏资源配置市场化，鼓励地方出台竞争性招标办法配置除户用光伏以外的分布式光伏发电项目，鼓励地方加大分布式发电市场化交易力度。

(三) 各地、各项目开展竞争性配置时，要将上网电价作为重要竞争优选条件，严禁不公平竞争和限价竞争，确保充分竞争和建设质量。省级能源主管部门应及时将采取竞争方式确定的项目及上网电价或度电补贴额度抄送省级价格、财政主管部门和国家能源局派出监管机构。

国家发展改革委 财政部 国家能源局

2018年5月31日

## 可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2006〕7号

发文日期：2006年1月4日

施行日期：2006年1月4日

### 第一章 总则

**第一条** 为促进可再生能源发电产业的发展，依据《中华人民共和国可再生能源法》和《价格法》，特制定本办法。

**第二条** 本办法的适用范围为：风力发电、生物质发电（包括农林废弃物直接燃烧和气化发电、垃圾焚烧和垃圾填埋气发电、沼气发电）、太阳能发电、海洋能发电和地热能发电。水力发电价格暂按现行规定执行。

**第三条** 中华人民共和国境内的可再生能源发电项目，2006年及以后获得政府主管部门批准或核准建设的，执行本办法；2005年12月31日前获得政府主管部门批准或核准建设的，仍执行现行有关规定。

**第四条** 可再生能源发电价格和费用分摊标准本着促进发展、提高效率、规范管理、公平负担的原则制定。

**第五条** 可再生能源发电价格实行政府定价和政府指导价两种形式。政府指导价即通过招标确定的中标价格。

可再生能源发电价格高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的差额部分，在全国省级及以上电网销售电量中分摊。

## 第二章 电价制定

**第六条** 风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定。

**第七条** 生物质发电项目上网电价实行政府定价的，由国务院价格主管部门分地区制定标杆电价，电价标准由各省（自治区、直辖市）2005年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成。补贴电价标准为每千瓦时0.25元。发电项目自投产之日起，15年内享受补贴电价；运行满15年后，取消补贴电价。自2010年起，每年新批准和核准建设的发电项目的补贴电价比上一年新批准和核准建设项目的补贴电价递减2%。发电消耗热量中常规能源超过20%的混燃发电项目，视同常规能源发电项目，执行当地燃煤电厂的标杆电价，不享受补贴电价。

**第八条** 通过招标确定投资人的生物质发电项目，上网电价实行政府指导价，即按中标确定的价格执行，但不得高于所在地区的标杆电价。

**第九条** 太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目上网电价实行政府定价，其电价标准由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。

**第十条** 公共可再生能源独立电力系统，对用户的销售电价执行当地省级电网的分类销售电价。

**第十一条** 鼓励电力用户自愿购买可再生能源电量，电价按可再生能源发电价格加上电网平均输配电价执行。

### 第三章 费用支付和分摊

**第十二条** 可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

**第十三条** 可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户（包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户）收取。地县自供电网、西藏地区以及从事农业生产的电力用户暂时免收。

**第十四条** 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门核定，按电力用户实际使用的电量计收，全国实行统一标准。

**第十五条** 可再生能源电价附加计算公式为：可再生能源电价附加=可再生能源电价附加总额/全国加价销售电量  
可再生能源电价附加总额=Σ〔（可再生能源发电价格-当地省级电网脱硫燃煤机组标杆电价）×电网购可再生能源电量+（公共可再生能源独立电力系统运行维护费用-当地省级电网平均销售电价×公共可再生能源独立电力系统售电量）+可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用〕其中：（1）全国加价销售电量=规划期内全国省级及以上电网企业售电总量-农业生产用电量-西藏电网售电量。（2）电网购可再生能源电量=规划的可再生能源发电量-厂用电量。（3）公共可再生能源独立电力系统运行维护费用=公共可再生能源独立电力系统经营成本×（1+增值税率）。（4）可再生能源发电项目接网费用以及其他合理费用，是指专为可再生能源发电项目接入电网系统而发生的工程投资和运行维护费用，以政府有关部门批准的设计文

件为依据。在国家未明确输配电成本前，暂将接入费用纳入可再生能源电价附加中计算。

**第十六条** 按照省级电网企业加价销售电量占全国电网加价销售电量的比例，确定各省级电网企业应分摊的可再生能源电价附加额。计算公式为：各省级电网企业应分摊的电价附加额=全国可再生能源电价附加总额×省级电网企业服务范围内的加价售电量/全国加价销售电量

**第十七条** 可再生能源电价附加计入电网企业销售电价，由电网企业收取，单独记账，专款专用。所涉及的税收优惠政策，按国务院规定的具体办法执行。

**第十八条** 可再生能源电价附加由国务院价格主管部门根据可再生能源发展的实际情况适时调整，调整周期不少于一年。

**第十九条** 各省级电网企业实际支付的补贴电费以及发生的可再生能源发电项目接网费用，与其应分摊的可再生能源电价附加额的差额，在全国范围内实行统一调配。具体管理办法由国家电力监管部门根据本办法制定，报国务院价格主管部门核批。

#### 第四章 附则

**第二十条** 可再生能源发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存可再生能源发电上网交易电量、价格和金额等有关资料，并接受价格主管部门、电力监管机构及审计部门的检查和监督。

**第二十一条** 不执行本办法的有关规定，对企业和国家利益造成损失的，由国务院价格主管部门、电力监管机构及审计部门进行审查，并追究主要负责人的责任。

**第二十二条** 本办法自 2006 年 1 月 1 日起执行。

## 关于完善风力发电上网电价政策的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2009〕1906号

发文日期：2009年7月20日

施行日期：2009年8月1日

发改价格[2009]1906号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为规范风电价格管理，促进风力发电产业健康持续发展，依据《中华人民共和国可再生能源法》，决定进一步完善我委印发的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）有关规定。现就有关事项通知如下：

## 一、规范风电价格管理

(一) 分资源区制定陆上风电标杆上网电价。按风能资源状况和工程建设条件，决定将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。具体标准见附件。

今后新建陆上风电项目，包括沿海地区多年平均大潮高潮线以上的潮上滩涂地区和有固定居民的海岛地区，统一执行所在风能资源区的风电标杆上网电价。跨省区边界的同一风电场原则上执行同一上网电价，价格标准按较高的风电标杆上网电价执行。

(二) 海上风电项目上网电价，今后将根据建设进程，由国务院价格主管部门另行制定。

(三) 省级投资及能源主管部门核准的风电项目，要向国家发展改革委、国家能源局备案。

## 二、继续实行风电价格费用分摊制度

风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整。

## 三、有关要求

(一) 上述规定自 2009 年 8 月 1 日起实行。2009 年 8 月 1 日之前核准的风电项目，上网电价仍按原有规定执行。

(二) 各风力发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存风电项目上网交易电量、价格和补贴金额等资料，接受有关部门监督检查。各级价格主管部门要加强对风电上网电价执行和电价附加补贴结算的监管，确保风电上网电价政策执行到位。

附件：全国风力发电标杆上网电价表

国家发展改革委

二〇〇九年七月二十日

## 关于完善陆上风电光伏发电上网标杆电价政策的通知

发文机关：国家发展和改革委员会

时效性：现行有效

发文字号：发改价格〔2015〕3044号

发文日期：2015年12月22日

施行日期：2016年1月1日

发改价格(2015)3044号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局：

为落实国务院办公厅《能源发展战略行动计划（2014-2020）》目标要求，合理引导新能源投资，促进陆上风电、光伏发电等新能源产业健康有序发展，推动各地新能源平衡发展，提高可再生能源电价附加资金补贴效率，依据《可再生能源法》，决定调整新建陆上风电和光伏发电上网标杆电价政策。经商国家能源局同意，现就有关事项通知如下：



一、实行陆上风电、光伏发电（光伏电站，下同）上网标杆电价随发展规模逐步降低的价格政策。为使投资预期明确，陆上风电一并确定 2016 年和 2018 年标杆电价；光伏发电先确定 2016 年标杆电价，2017 年以后的价格另行制定。具体标杆电价见附件一和附件二。

二、利用建筑物屋顶及附属场所建设的分布式光伏发电项目，在项目备案时可以选择“自发自用、余电上网”或“全额上网”中的一种模式；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。“全额上网”项目的发电量由电网企业按照当地光伏电站上网标杆电价收购。选择“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，并不得再变更回“自发自用、余电上网”模式。

三、陆上风电、光伏发电上网电价在当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝、除尘）以内的部分，由当地省级电网结算；高出部分通过国家可再生能源发展基金予以补贴。

四、鼓励各地通过招标等市场竞争方式确定陆上风电、光伏发电等新能源项目业主和上网电价，但通过市场竞争方式形成的上网电价不得高于国家规定的同类陆上风电、光伏发电项目当地上网标杆电价水平。

五、各陆上风电、光伏发电企业和电网企业必须真实、完整地记载和保存相关发电项目上网交易电量、价格和补贴金额等资料，接受有关部门监督检查。各级价格主管部门要加强对陆上风电和光伏发电上网电价执行和电价附加补贴结算的监管，督促相关上网电价政策执行到位。

六、上述规定自 2016 年 1 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2015 年 12 月 22 日

## 可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法

按照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号），由电网企业按照要求审核公布可再生能源发电项目补贴清单。为提高审核效率，加快审核进度，对于地方能源监管机构和电网企业都无法认定全容量并网时间的项目，按以下办法审核认定：

### 一、企业承诺

可再生能源补贴项目申请补贴清单时，应提交全容量并网时间承诺，同时提交相关核验材料。承诺内容包括：项目全部容量并网发电的时间，办理电力业务许可证时是否完成全容量并网，办理并网调度协议时是否完成全容量并网等。

可再生能源补贴项目应将承诺书及电力业务许可证（按规定豁免办理电力业务许可证的项目除外）、并网调度协议等核验材料上传至目录清单审核平台。

### 二、多方核验

可再生能源补贴项目提交承诺书及相关核验材料后，方可进入审核流程。其中，地方能源监管机构负责审核电力业务许可证的真实性和有效性；电网企业负责审核并网调度协议的真实性和有效性；可再生能源信息管理中心负责审核全容量并网时间承诺书和相关证明材料的完整性、逻辑性。

### 三、认定办法

(一) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间相一致的，项目按此时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(二) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致，但不影响项目享受的电价政策，项目按企业承诺全容量并网时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(三) 可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致，且影响电价政策的，按照三个并网时间中的最后时点确认全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

(四) 项目对认定的全容量并网时间若有不同意见，可申请复核，并提交以下材料：

(1) 国家认可的机构出具的质量监督报告；

(2) 总承包合同、所有发电设备的采购合同、所有发电设备采购合同的付款银行流水记录；

(3) 购售电合同及全容量并网后逐月销售电量、售电收入银行流水记录；

(4) 其他可证明项目承诺合容量并网时间的材料。项目提交的上述材料完整清楚、不存在时间矛盾的，从项目企业承诺的全容量并网时间起，计算并网后 12 个月的平均利用小时，不低于同一地区、同类项目、同期间的年平均利用小时的 50%时，可暂按项目承诺全容量并网时间列入补贴清单。如未达到 50%，则按月向后平移计算 12 个月的平均利用小时，直至达到 50%的月份，暂按此月份为该项目全容量并网时间列入补贴清单。

项目履行程序分批完成并网的，应分别承诺每一批全部容量并网发电的时间，分批进行核验和认定。

#### 四、加强监管

电网企业应组织对补贴清单内的项目进行全面自查，实现清单内项目全覆盖。全容量并网时间承诺书纳入可再生能源发电项目补贴清单公示范围，接受全社会监督。对于企业和个人反映的问题，电网企业应及时核实并说明情况，相应处理。

国家有关部门将组织第三方机构对补贴项目承诺的全容量并网时间进行核查，重点核查承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致、影响价格政策的项目。补贴项目必须按要求配合做好核查工作，按时提供所需资料，否则将移出补贴清单。

如核查证明全容量并网时间与企业承诺不一致，将视情节轻重相应核减补贴资金，并向社会公开通报。

（一）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 3 个月及以上的。影响价格的，该项目移出补贴目录清单，且自移出之日起 3 年内不得再纳入补贴清单，移出补贴清单期间所发电量不予补贴。

（二）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 3 个月以下、1 个月以上的。影响价格的，在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量，并按实际发放补贴金额的 3 倍核减该项目补贴资金。

（三）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 1 个月以内的。影响价格的，在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量，并按实际发放补贴金额的 2 倍核减该项目补贴资金。

## 关于严格土地利用总体规划实施管理的通知

发文机关：国土资源部（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：国土资发〔2012〕2号

发文日期：2012年2月22日

施行日期：2012年2月22日

国土资发〔2012〕2号

各省、自治区、直辖市国土资源主管部门，新疆生产建设兵团国土资源局，各派驻地方的国家土地督察局，部有关直属单位，部机关各司局：

国务院批准《全国土地利用总体规划纲要（2006-2020年）》（以下简称《纲要》）以来，各省（区、市）根据《纲要》确定的各项土地利用目标和要求，积极推进地方各级土地利用总体规划修编和审批工作。目前，地方各级土地利用总体规划修编工作已基本完成，大部分规划已批准实施。从2012年4月1日起，土地管理各项相关工作以经批准的新一轮土地利用总体规划 and 数据库为依据。为严格实施土地利用总体规划，充分发挥土地利用总体规划的统筹

管控作用，落实最严格的土地管理制度，保障和促进科学发展，现就有关事项通知如下：

## 一、充分认识严格实施土地利用总体规划的重要意义

土地利用总体规划是指导土地管理的纲领性文件，是落实土地宏观调控和土地用途管制的重要依据，事关国家和人民长远利益。各级国土资源主管部门要充分认识土地利用总体规划在土地管理工作中的基础地位和引领作用，切实做好土地利用总体规划实施管理工作，不断提高土地资源对经济社会全面协调可持续发展的保障能力。

土地利用总体规划一经批准，具有法定效力，任何单位和个人不得违反。各级国土资源主管部门要严格依据土地利用总体规划，从严审查各地区、各部门、各行业编制的城乡建设、区域发展、产业布局、基础设施建设、生态环境建设等相关规划，不得以任何名义改变土地利用总体规划确定的用地规模、结构和布局安排，确保各类规划在土地利用上与土地利用总体规划相衔接。凡不符合土地利用总体规划的，必须及时调整和修改，核减用地规模，调整用地布局，强化土地利用总体规划对土地利用的整体管控作用。

## 二、严格依据规划划定和保护基本农田

（一）及时划定基本农田。各地要严格按照土地利用总体规划确定的基本农田保护目标、保护区布局及管制规则，在土地利用总体规划批准之后3个月内完成基本农田划定工作。基本农田划定后，实行永久保护，任何单位和个人未经批准不得改变或者占用。

（二）完善基本农田保护区管理。列入县、乡级土地利用总体规划设定的交通廊道内，或已列入土地利用总体规划重点建设项目清单的民生、环保等特殊项目，在不突破多划基本农田面积额度的前提下，占用基本农田保护区中规划多划的基本农田时，按一般耕地办理建设用地审批手续，不需另外补划基本农田，但用地单位必须落实补充耕地任务，按占用基本农田标准缴纳税费和对农民进行补偿。未在土地利用总体规划设定的交通廊道内，未列入土地利用总

体规划项目清单的民生、环保等特殊项目，或超出多划基本农田面积额度的，均按占用基本农田认定。

（三）建立基本农田建设集中投入制度。各级国土资源主管部门要将新增建设用地土地有偿使用费、耕地开垦费、土地复垦费、土地出让收入用于农业开发部分等土地整治专项资金向基本农田保护区、集中区和整备区倾斜，积极试点探索“以奖代投、以补促建”模式，加快建设旱涝保收高标准基本农田，改善基本农田生产条件，提高基本农田质量，引导基本农田整备区内建设用地等其他土地逐步退出，将零星分散的基本农田集中布局，形成集中连片、高标准农产品生产基地。

### 三、强化建设用地空间管制

（一）落实建设用地管制边界和管制区域。各地要严格按照土地利用总体规划划定的“三界四区”（即城乡建设用地规模边界、扩展边界和禁止建设边界，允许建设区、有条件建设区、限制建设区和禁止建设区），尽快将城镇建设用地管制边界和管制区域落到实地，明确四至范围，确定管制边界的拐点坐标，在主要拐点设置标识，并向社会公告，防止城镇建设无序蔓延扩张。

（二）认真执行各项空间管制规则。城乡建设用地允许建设区在面积不改变的前提下，空间布局可在有条件建设区内进行形态调整，但不得突破建设用地扩展边界。城乡建设用地规模边界的调整，须经规划原批准机关的同级国土资源主管部门批准。城乡建设用地扩展边界原则上不得调整，如需调整，应按规划修改程序报规划原批准机关批准。禁止建设用地边界，除法律法规另有规定外，不得进行调整。

### 四、严格土地利用总体规划实施

（一）加强土地利用计划调控。土地利用计划是实施土地利用总体规划的重要手段，各地要依据土地利用年度计划，严格建设用地审批。凡不符合国家产业政策和供地政策的建设项目，不得安排计划指标，没有计划指标的不得批

准用地。要积极推进计划差别化、精细化管理，努力化解土地供需矛盾，保障科学发展用地。

各地要采取措施，加强土地利用计划执行监管，认真做好土地利用计划安排使用登记统计，落实计划安排使用网络直报制度，实时监控计划执行情况。要加强土地利用计划执行考核，全面落实计划指标奖罚，提高计划的约束力，确保计划有效执行。

（二）严格建设项目用地预审。强化建设项目用地规划审查，凡不符合法律规定和土地利用总体规划的，不得通过建设项目用地预审。做好经营性和工业项目出让土地的用地预审，在项目审批（核准）前，必须先按程序进行用地预审，预审意见提出的要求，要作为出让条件纳入出让方案。

加强对部委托建设项目用地预审的管理，除法律法规规章明确的项目用地外，对部有关政策性文件明确的灾后重建等特殊地区的项目用地委托预审事宜，实行一事一报制度。

（三）严格依据规划审查各类用地。单独选址建设项目，已列入土地利用总体规划重点建设项目清单，在土地利用总体规划设定的交通廊道内，或选址在土地利用总体规划确定的独立工矿区的，要按照规定及时审查报批用地；未列入土地利用总体规划，但符合《土地管理法》第26条规定的，要按照有关规定，根据国务院和省级人民政府对项目的批准文件，及时修改规划，并将规划修改方案与建设用地报批资料一并报批；未列入土地利用总体规划，也不符合《土地管理法》第26条规定的，不得批准用地，确需建设的项目，需先修改规划，按规定程序报规划原批准机关批准后才能审批用地。

城镇村建设用地，在土地利用总体规划确定的城乡建设用地允许建设区内选址的，按照规定审查报批用地。需要改变允许建设区的空间布局形态，在有条件建设区进行选址建设的，要在确保允许建设区规模不增加的前提下，编制规划布局调整方案，经规划原批准机关的同级国土资源主管部门批准后才能审批用地。因城镇化进程加快，超过规划城镇建设用地规模，需要在允许建设区规模之外使用有条件建设区的，必须在对规划进行定期评估后，在确保耕地保



有量和基本农田保护面积不减少、质量有提高，建设用地规模不增加、布局更合理的前提下，编制规划布局调整方案，经规划原批准机关同级国土资源主管部门批准后才能审批用地。

围填海造地，涉及围填海的规模、用途和布局符合土地利用总体规划的，要按照规定审查报批；未纳入土地利用总体规划的，要编制规划修改方案，经规划原批准机关批准后审查报批。

土地整治项目，应当优先在土地利用总体规划及土地整治规划确定的土地整治重点区域、重大工程、示范区和基本农田保护区、集中区、整备区内安排。

（四）严格中心城区规划控制范围的管控。各级国土资源主管部门要严格控制中心城区规划控制范围内、中心城区规划建设用地扩展边界外的规划修改，国务院批准的城市土地利用总体规划确定的中心城区规划控制范围内、中心城区规划建设用地扩展边界外的规划修改，须报国土资源部备案。

（五）规范土地利用总体规划评估修改。经国务院批准的大型能源、交通、水利、矿山、军事设施等建设项目，需要改变土地利用总体规划的，根据国务院的批准文件修改土地利用总体规划；经省、自治区、直辖市人民政府批准的能源、交通、水利、矿山、军事设施等建设项目，需要改变土地利用总体规划的，属于省级人民政府土地利用总体规划批准权限内的，根据省级人民政府的批准文件修改土地利用总体规划。

建立土地利用总体规划实施定期评估和适时修改机制，严格规范土地利用总体规划修改。对土地利用总体规划的修改，必须就修改的必要性、合理性和合法性等进行评估，组织专家论证，依法组织听证，并向社会公示。规划实施评估报告经规划原批准机关同级国土资源主管部门同意后，方可开展规划修改。凡涉及改变城乡建设用地扩展边界、禁止建设用地边界，改变约束性指标，调整重大布局等原则性修改，必须经规划原批准机关批准。严禁擅自通过修改下级土地利用总体规划，扩大建设用地规模和改变建设用地布局，降低耕地保有量和基本农田保护面积。

（六）补充和深化土地利用总体规划安排。在土地利用总体规划的控制和指导下，积极推进地方各级土地整治规划编制工作；县（区、市）可根据当地实际，编制土地复垦规划、后备土地资源开发规划、建设用地再开发规划，补充和深化土地利用总体规划安排。今后，凡开展土地整治、低丘缓坡荒滩等未利用地开发利用、工矿废弃地复垦调整利用等相关工作，必须符合土地利用总体规划、土地整治规划和相关专项规划。

## 五、保障土地利用总体规划有效实施

（一）加快推进土地利用规划数据库建设。建立与土地利用总体规划编制审批实施相适应的数据库建设、维护和更新长效机制。省级国土资源主管部门要加强对地方各级土地利用总体规划数据库建库、维护和更新的组织指导，严格规范数据的检查和汇交，保障成果质量，保证规划数据库建设各项工作与规划同步完成，并按统一标准和规定时限将数据库成果汇交到部。开展城乡建设用地增减挂钩、低丘缓坡荒滩等未利用土地开发利用、工矿废弃地复垦调整利用等试点的地方，必须将项目区信息上图入库，按规定时限汇交到部。各类规划数据库均纳入部“一张图”和综合监管平台进行统一管理。今后，土地审批和执法督察等工作中审核、审查是否符合土地利用总体规划和专项规划，均以纳入部“一张图”和综合监管平台的相关数据为准。

（二）制订完善土地利用总体规划管理的地方配套法规。各地要根据《土地管理法》及其配套条例、规章，结合各地实际，制订和完善土地利用规划管理的地方配套法规，规范土地利用总体规划各项管理工作，维护土地利用总体规划的严肃性和权威性。

（三）加大土地利用总体规划宣传力度。经批准的土地利用总体规划，应当依法公告，采用网络、报纸发布和张贴布告、设立公告牌等形式，对规划主要内容进行广泛宣传和解读，让全社会了解规划、监督规划的有效实施。

（四）加强土地利用总体规划实施动态监管。通过“一张图”和综合监管平台，加大土地利用总体规划实施情况的监测，及时发现、制止违反土地利用总体规划的行为。加大执法力度，对违法修改土地利用总体规划的行为要严肃

查处，限期改正，并依法追究相关责任人的责任。对违反规划批地用地的行为，坚决依法查处。非法占用土地，违反土地利用总体规划的，责令限期拆除违法占地新建建筑物，拒不执行的，依法申请人民法院强制执行。

（五）发挥国家土地督察机构的监督作用。市、县、乡级土地利用总体规划经依法批准后一个月内，省级国土资源主管部门须将土地利用总体规划文本、图件和批准文件送派驻地方的国家土地督察局备案。各派驻地方的国家土地督察局在对地方人民政府土地利用和管理情况的监督检查中，要加强对土地利用总体规划批准、备案和实施情况的监督检查，发现问题后及时向有关地方人民政府和省级国土资源主管部门提出督察意见，并向国家土地总督察报告。

（六）加强土地利用规划专业人才培养。各级国土资源主管部门要加强土地利用规划专业人才培养，采取专业技术知识更新培训、学历学位教育、实践锻炼等多种方式，不断提高专业队伍的政治素质和业务素质。严格规范土地利用规划甲级机构管理，进一步稳定、扩大土地利用规划编制机构队伍。省级国土资源主管部门可参照土地利用规划甲级机构审查要求，结合实际，指导省级土地学会积极开展土地利用规划乙级机构的申报认定工作，健全、充实和稳定土地利用规划技术队伍。

二〇一二年二月二十二日

## 关于完善光伏发电规模管理和实施竞争方式配置项目的指导意见

发文机关：国家发展和改革委员会，国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2016〕1163号

发文日期：2016年5月30日

施行日期：2016年5月30日

发改能源〔2016〕1163号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局）、物价局，国家能源局各派出机构，国家电网公司、南方电网公司，内蒙古电力公司，陕西地方电力公司，水电规划总院、电力规划总院，有关光伏发电投资开发企业：

近年来，在一系列政策支持下，我国光伏发电规模迅速扩大，既为光伏制造产业提供了有效的市场支撑，又为清洁低碳能源发展注入了新生力量。但与此同时，随着行政审批权限下放，部分地区也出现了光伏发电项目资源配置不科学、管理秩序混乱等问题，阻碍了光伏技术进步和成本下降，影响了光伏产

业的健康发展。为进一步完善光伏发电建设规模管理，优化项目配置方式，规范市场开发秩序，加快推进光伏产业升级，按照“放管结合”的原则，提出以下意见：

## 一、光伏发电年度建设规模实行分类管理

按照光伏发电项目的类型及规模、接网条件及消纳范围和促进技术进步的作用等因素，对光伏发电建设规模实行分类管理。

### （一）不限规模的光伏发电类型和地区

1、利用固定建筑物屋顶、墙面及附属场所建设的光伏发电项目以及全部自发自用的地面光伏电站项目不受年度规模限制，各地区可随时受理项目备案，项目投产后即纳入国家可再生能源发电补贴范围。

2、鼓励各地区结合电力体制改革总体框架开展光伏发电市场交易等改革创新试点。相关省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）研究制订试点地区光伏发电（含新能源微电网）市场交易改革创新试点方案，报国家发展改革委、国家能源局。国家发展改革委、国家能源局在明确试点相关政策的同时，对试点地区光伏电站建设规模专门作出安排，支持试点工作的顺利进行。

3、光伏扶贫中的村级电站和集中式电站，不占国家能源局下达的所在省（自治区、直辖市）普通光伏电站建设规模。地方能源主管部门会同扶贫部门，以县为单元按要求编制实施方案，明确扶贫人口数、扶贫收益及分配方式后，经省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）审核后报国家能源局，国家能源局专项下达建设规模。

（二）普通光伏电站项目。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）要进一步完善普通光伏电站项目管理方式，鼓励采用竞争方式配置项目，并将上网电价作为主要竞争条件。对采取公开招标、竞争性比选等竞争方式配置项目并推动电价或度电补贴额度明显下降的地区，其当年普通光伏电站建设规模直接按一定比例扩大，具体扩大比例在每年下达建设规模时一并确定。有关省

（自治区、直辖市）发展改革委、能源局应将采取竞争方式确定的项目上网电价及时抄送所在省级价格主管部门。

（三）光伏发电领跑技术基地。国家每年安排专门的建设规模组织建设光伏发电领跑技术基地，引导光伏技术进步和成本及电价下降。有关部门提出基地的技术指标、建设规范、运行管理及信息监测、评价等要求。各地区可结合采煤（矿）沉陷区生态治理、设施农业、渔业养殖、工业废气地、废弃油田等综合利用工程，以具备一定规模、场址相对集中、电力消纳条件好且可统一实施建设为前提开展基地规划。基地原则上以市为单位，规划容量不小于 50 万千瓦，基地内的光伏电站项目通过竞争方式配置。

## 二、光伏电站项目竞争配置方式及要求

（一）普通光伏电站项目竞争配置方式。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）负责制定普通光伏电站项目的竞争性配置办法，并向国家能源局报备，抄送当地国家能源局派出机构，同时向社会公布。原则上项目竞争配置由各省（自治区、直辖市）能源主管部门统一组织进行。采取竞争方式确定的项目上网电价要及时抄送各省级价格主管部门。各省级价格主管部门按照竞争确定的项目上网电价执行电价及补贴政策。普通光伏电站项目的竞争配置方式如下：

1、对未确定投资主体的项目，通过招标等竞争方式公开选择投资主体。竞争条件应包括企业经营光伏发电项目的业绩、投资能力、技术先进性等。应将上网电价（或度电补贴额度）作为主要竞争条件。

2、对已开展前期工作且已确定投资主体的项目，通过竞争性比选、优选等竞争方式配置年度建设规模指标。竞争条件应包含企业投资能力、项目前期工作深度、电网接入及消纳条件等。应将上网电价（或度电补贴额度）作为主要竞争条件。

（二）光伏发电领跑技术基地项目的竞争方式。各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）统一组织本省（自治区、直辖市）内符合建设条件的地

区编制领跑技术基地规划，连同基地项目竞争配置办法及建设方案一并报送国家能源局。基地必须采取招标或竞争性比选等方式配置项目，且电价（或度电补贴额度）应作为主要竞争条件。基地优选项目投资主体和建设等工作由省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）统一组织实施，或者由其委托基地所在市（县）政府组织实施。各省级价格管理部门按照竞争确定的项目上网电价执行电价及补贴政策。基地内单个光伏电站项目的建设规模原则上应为10万千瓦以上，项目采用的光伏组件等主要光伏产品须符合光伏“领跑者”先进技术产品指标。国家能源局对基地项目建设的组织和建设给予指导和监督。

（三）禁止地方保护和不正当收费行为。各地区在实施竞争配置项目过程中，不得限制外地企业参与竞争，不得对本地、外地企业差别对待；不得将企业购买本地光伏电池等设备、建设配套产能作为竞争配置项目的前提条件；不得向企业收取法律法规规定以外的各种费用，不得以各种有价方式出让项目，不能以干股等非法方式侵害企业合法权益。

（四）竞争性配置项目的程序要求。各类项目的竞争办法均应及时向社会公开，公平对待各类投资主体。采用公开招标或者优选办法的，应当提前公开招标规则和评分办法。竞争过程中应当严格依法依规公平公开公正进行，竞争结果应当向社会公示，公示内容包括项目装机容量、建设地点、控股投资主体等基本信息。

### 三、加强项目开发的监督管理

（一）各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）应按照国家能源局下达的年度建设规模安排项目，对于超规模配置的项目，须占用以后年度国家能源局下达的建设规模。各类项目均应严格按照《国家能源局关于实行可再生能源发电项目信息化管理的通知》（国能新能〔2015〕358号）要求，纳入国家能源局可再生能源发电项目信息管理平台管理。对于因信息填报错误、填报不及时导致不能及时接入电网、列入补贴目录和获得电价附加补贴的，由项目单位自行承担相关责任。

（二）光伏电站项目纳入年度建设规模后，其投资主体及股权比例、建设规模和建设场址等主要内容不得擅自变更。已纳入年度建设规模、未进入实质性工程建设阶段的项目不得向其他投资人转让，投资主体无力建设，应向所在省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）申请从年度规模中取消，并向原备案机关申请撤销备案。在建设期确因企业兼并重组、同一集团内部分工调整等原因需要变更投资主体或股权比例的，或者调整建设规模和场址的，项目投资主体应向所在省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）提出申请，获得审核确认后方可实施变更，并向国家能源局派出机构报备，同时在国家可再生能源信息管理平台重新登记有关信息。在项目投产后变更投资主体，应向原备案机关进行变更登记，抄送国家能源局派出机构和当地电网企业，并在国家可再生能源信息管理平台变更登记信息。

（三）各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）和国家能源局派出机构应加强对光伏电站项目的监督管理。对于在一定期限内未开工的项目，应在本年度建设规模中予以取消，具体期限由各省（自治区、直辖市）发展改革委（能源局）规定。对于在投产前擅自变更投资主体等主要建设内容的，有关部门应当将项目从年度建设规模中取消，禁止该项目申请国家可再生能源补贴，并禁止相关投资主体在一定期限内参与后续光伏电站项目的配置。国家能源局派出机构应按照闭环监管工作要求，加强对项目工程建设、并网运行和电费结算等建设运行情况的监管，及时向属地省级能源管理部门通报项目建设运行中出现的问题，跟踪整改落实情况，及时向国家能源局报告。

国家发展和改革委员会 国家能源局

2016年5月30日



## 风电场工程建设用地和环境保护管理暂行办法

发改能源(2005)1511号

发文机关：国家发展和改革委员会，国土资源部（已撤销），国家环境保护总局（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：发改能源〔2005〕1511号

发文日期：2005年8月9日

施行日期：2005年8月9日

### 第一章 总则

**第一条** 为贯彻实施《中华人民共和国可再生能源法》，支持风电发展，规范和加快风电场开发建设，促进经济社会可持续发展，依据国家有关法律法规，结合风电场建设的特点，制定本办法。

**第二条** 本办法适用于规划建设的风电场工程项目。

## 第二章 建设用地

**第三条** 风电场工程建设用地应本着节约和集约利用土地的原则，尽量使用未利用土地，少占或不占耕地，并尽量避开省级以上政府部门依法批准的需要特殊保护的区域。

**第四条** 风电场工程建设用地按实际占用土地面积计算和征地。其中，非封闭管理的风电场中的风电机组用地，按照基础实际占用面积征地；风电场其它永久设施用地按照实际占地面积征地；建设施工期临时用地依法按规定办理。

**第五条** 风电场工程建设用地预审工作由省级国土资源管理部门负责。

**第六条** 建设用地单位在申请核准前要取得用地预审批准文件。用地预审申请需提交下列材料：

- 1、建设用地预审申请表；
- 2、预审申请报告内容包括：拟建设项目基本情况、拟选址情况、拟用地总规模和拟用地类型等，对占用耕地的建设项目，需提出补充耕地初步方案；
- 3、项目预可行性研究报告。

**第七条** 项目建设单位申报核准项目时，必须附省级国土资源管理部门预审意见；没有预审意见或预审未通过的，不得核准建设项目。

**第八条** 风电场项目经核准后，项目建设单位应依法申请使用土地，涉及农用地和集体土地的，应依法办理农用地转用和土地征收手续。

## 第三章 环境保护

**第九条** 风电场工程建设项目实行环境影响评价制度。风电场建设的环境影响评价由所在地省级环境保护行政主管部门负责审批。凡涉及国家级自然保护区的风电场工程建设项目，省级环境保护行政主管部门在审批前，应征求国家环境保护行政主管部门的意见。

**第十条** 加强环境影响评价工作，认真编制环境影响报告表。风电规划、预可行性研究报告和可行性研究报告都要编制环境影响评价篇章，对风电建设的环境问题、拟采取措施和效果进行分析和评价。

**第十一条** 建设单位在项目申请核准前要取得项目环境影响评价批准文件。项目环境影响评价报告应委托有相应资质的单位编制，并提交“风电场工程建设项目环境影响报告表”。

**第十二条** 项目建设单位申报核准项目时，必须附省级环境保护行政主管部门审批意见；没有审批意见或审批未通过的，不得核准建设项目。

**第十三条** 风电场工程经核准后，项目建设单位要按照环境影响报告表及其审批意见的要求，加强环境保护设计，落实环境保护措施。按规定程序申请环境保护设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

#### 第四章 其它

**第十四条** 各省（区、市）风电场工程规划报告由各省（区、市）发展改革委负责组织有关单位编制，应当在规划编制过程中组织进行环境影响评价，编写该规划有关环境影响的篇章或者说明。省级国土资源管理部门负责对风电场规划用地的合理性进行审核，并做好与本地区土地利用总体规划的衔接工作；省级环境保护行政主管部门负责对规划的环境问题进行审核。

#### 第五章 附则

**第十五条** 建设用地预审按照《建设项目用地预审管理办法》（国土资源部令第27号）执行。建设用地预审申请表、建设用地预审申请报告和风电场工程建设项目环境影响报告表格式见附件一～附件三。

**第十六条** 本办法由国家发展改革委、国土资源部和国家环保总局负责解释。自发布之日起执行

## 关于加快推进分散式接入风电项目建设有关要求的通知

发文机关：国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：/

发文日期：2017年5月27日

施行日期：2017年5月27日

各省（区、市）、新疆生产建设兵团发展改革委（能源局），各派出能源监管机构，国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司：

为提高分散式风能资源的利用效率，优化风电开发布局，切实做好分散式接入风电项目建设，探索有利于推动分散式接入风电项目发展的有效模式，现将有关工作和要求通知如下：

一、加快推动分散式风电开发。优化风电建设布局、大力推动风电就地就近利用，是“十三五”时期风电开发的重要任务。随着风能勘察工作的不断深入和低风速技术的持续进步，加快推动接入低电压配电网、就地消纳的分散式风电项目建设，对于优化利用中东部和南方地区的分散风能资源、因地制宜提高风能利用效率、推动风电与其他分布式能源融合发展具有重要意义。

二、规范建设标准。分散式接入风电项目开发建设应按照“统筹规划、分步实施、本地平衡、就近消纳”的总体原则推进。项目建设应严格满足以下技术要求：

(1) 接入电压等级应为 35 千伏及以下电压等级。如果接入 35 千伏以上电压等级的变电站时，应接入 35 千伏及以下电压等级的低压侧。

(2) 充分利用电网现有变电站和配电系统设施，优先以 T 接或者  $\pi$  接的方式接入电网。

(3) 在一个电网接入点接入的风电容量上限以不影响电网安全运行为前提，统筹考虑各电压等级的接入总容量，鼓励多点接入。严禁向 110 千伏（66 千伏）及以上电压等级送电。

三、加强规划管理。各省级能源主管部门按照有关技术要求和并网规定，结合前期区域内风能资源勘察的成果，在认真梳理区域内电网接入条件和负荷水平的基础上，严格按照“就近接入、在配电网内消纳”的原则，制定本省（区、市）及新疆兵团“十三五”时期的分散式风电发展方案，向全社会公示，并将方案和公示结果抄报我局。

各省级能源主管部门应结合实际情况及时对规划进行滚动修编，分散式接入风电项目不受年度指导规模的限制。已批复规划内的分散式风电项目，鼓励各省级能源主管部门研究制定简化项目核准程序的措施。

红色预警地区应着力解决存量风电项目的消纳问题，暂缓建设新增分散式风电项目。

四、有序推进项目建设。开发企业要认真研究分散式风电项目定义和要求，严格按照规划方案和相关管理规定做好项目建设工作，在保证施工安全、工程建设质量和可靠性的前提下，有序推进项目建设，推进技术进步和成本下降，鼓励探索分散式风电发展新模式，特别是鼓励建设部分和全部电量自发自用，以及在微电网内就地平衡的分散式风电项目。

五、加强并网管理。国家电网公司、南方电网公司、内蒙古电力公司及其它地方供电企业要对具备分散式接入风电的变电站位置和周边负荷情况进行梳理，统筹考虑系统安全运行和系统接入总容量等因素，对各自供电区域内的分散式接入风电项目规划方案出具意见函，对于规划内的项目应及时确保项目接入电网。

对于未严格符合第二条所列并网技术要求的分散式风电项目，电网企业不得接受其并网运行。

六、加强监管工作。各省（区、市）、新疆兵团能源主管部门要会同相关技术单位、电网企业对规划方案内的分散式风电项目开发建设和并网运行情况进行全过程监管，规范工程管理和监督体系，确保分散式项目按照有关要求和规定落实执行到位。

国家能源局各派出能源监管机构应对已建成和拟建设的分散式接入风电项目的合规性特别是接入系统技术方案的合规性进行核查，并对项目建设和建成后的运行情况进行监督，将评估报告上报国家能源局，不符合并网技术要求的项目应提交原因说明，并责令项目单位整改。对不符合技术要求的项目不得发放发电业务许可证。

各派出能源监管机构要对本区域内的分散式风电建设运行情况进行监测，定期公开发布监测结果。

国家能源局

2017年5月27日

## 关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见

发文机关：国家发展和改革委员会，司法部

时效性：现行有效

发文字号：发改环资〔2020〕379号

发文日期：2020年3月11日

施行日期：2020年3月11日

推行绿色生产和消费是建设生态文明、实现高质量发展的重要内容，党中央、国务院对此高度重视。改革开放特别是党的十八大以来，我国在绿色生产、消费领域出台了一系列法规和政策举措，大力推动绿色、循环、低碳发展，加快形成节约资源、保护环境的生产生活方式，取得了积极成效。但也要看到，绿色生产和消费领域法规政策仍不健全，还存在激励约束不足、操作性不强等问题。为加快建立绿色生产和消费法规政策体系，提出以下意见。

### 一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，深入践行习近平生态文明思想，坚持以人民为中心，落实新发展理念，按照问题导向、突出重点、系统协同、适用可行、循序渐进的原则，加快建立绿色生产和消费相关的法规、标准、政策体系，促进源头减量、清洁生产、资源循环、末端治理，扩大绿色产品消费，在全社会推动形成绿色生产和消费方式。

（二）主要目标。到 2025 年，绿色生产和消费相关的法规、标准、政策进一步健全，激励约束到位的制度框架基本建立，绿色生产和消费方式在重点领域、重点行业、重点环节全面推行，我国绿色发展水平实现总体提升。

## 二、主要任务

（三）推行绿色设计。健全推行绿色设计的政策机制。建立再生资源分级质控和标识制度，推广资源再生产品和原料。完善优先控制化学品名录，引导企业在生产过程中使用无毒无害、低毒低害和环境友好型原料。强化标准制定统筹规划，加强绿色标准体系建设，扩大标准覆盖范围，加快重点领域相关标准制修订工作，根据实际提高标准和设计规范。（国家发展改革委、工业和信息化部、生态环境部、市场监管总局等按职责分工负责）

（四）强化工业清洁生产。严格实施清洁生产审核办法、清洁生产审核评估与验收指南，进一步规范清洁生产审核行为，保障清洁生产审核质量。出台在重点行业深入推进强制性清洁生产审核的政策措施。完善重点行业清洁生产评价指标体系，实行动态调整机制。完善基于能耗、污染物排放水平的差别化电价政策，支持重点行业企业实施清洁生产技术改造。制定支持重点行业清洁生产装备研发、制造的鼓励政策。（国家发展改革委、生态环境部、工业和信息化部等按职责分工负责）

（五）发展工业循环经济。健全相关支持政策，推动现有产业园区循环化改造和新建园区循环化建设。完善共伴生矿、尾矿、工业“三废”、余热余压综合利用的支持政策。以电器电子产品、汽车产品、动力蓄电池、铅酸蓄电池、饮料纸基复合包装物为重点，加快落实生产者责任延伸制度，适时将实施范围拓展至轮胎等品种，强化生产者废弃产品回收处理责任。支持建立发动机、变速箱等汽车旧件回收、再制造加工体系，完善机动车报废更新政策。建立完善绿色勘查、绿色矿山标准和政策支持体系。建立健全高耗水行业节水增效政策机制。（国家发展改革委、工业和信息化部、自然资源部、生态环境部、水利部、商务部、市场监管总局等按职责分工负责）



（六）加强工业污染治理。全面推行污染物排放许可制度，强化工业企业污染防治法定责任。加快制定污染防治可行技术指南，按照稳定连贯、可控可达的原则制修订污染物排放标准，严格环境保护执法监督，实现工业污染源全面达标排放，鼓励达标企业实施深度治理。完善危险废物集中处置设施、场所作为环境保护公共设施的配套政策。建立健全责任清晰、程序合理、科学规范的生态环境突发事件预警和应急机制，建立生态环境突发事件后评估机制。健全工业污染环境损害司法鉴定工作制度，建立完善行政机关、行政执法机关与监察机关、司法机关的衔接配合机制，促进工业污染治理领域处罚信息和监测信息共享，充分发挥检察机关公益职能作用，形成工业污染治理多元化格局。（最高人民法院、最高人民检察院、公安部、司法部、生态环境部、工业和信息化部、国家发展改革委、财政部等按职责分工负责）

（七）促进能源清洁发展。建立完善与可再生能源规模化发展相适应的法规、政策，按照简化、普惠、稳定、渐变的原则，在规划统筹、并网消纳、价格机制等方面作出相应规定和政策调整，建立健全可再生能源电力消纳保障机制。加大对分布式能源、智能电网、储能技术、多能互补的政策支持力度，研究制定氢能、海洋能等新能源发展的标准规范和支持政策。建立健全煤炭清洁开发利用政策机制，从全生命周期、全产业链条加快推进煤炭清洁开发利用。建立对能源开发生产、贸易运输、设备制造、转化利用等环节能耗、排放、成本全生命周期评价机制。（能源局、国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、司法部、财政部、自然资源部、生态环境部、交通运输部、市场监管总局等按职责分工负责）

（八）推进农业绿色发展。以绿色生态为导向，创新农业绿色发展体制机制，开展农业绿色发展支撑体系建设，创新技术体系、健全标准体系、延伸产业体系、强化经营体系、完善政策体系，为农业绿色发展提供保障。大力推进科学施肥，建立有机肥替代化肥推广政策机制。实施化学农药减量替代计划，建立生物防治替代化学防治推广政策机制，支持研发推广农作物病虫害绿色防控技术产品。制定农用薄膜管理办法，建立全程监管体系，支持推广使用生物可降解农膜。加快制定农药包装废弃物回收处理管理办法。完善农作物秸秆综

合利用制度，以县为单位整体推进秸秆全量化综合利用。以肥料化和能源化为主要利用方向，落实畜禽粪污资源化利用制度。完善落实水产养殖业绿色发展政策，依法加强养殖水域滩涂统一规划。建立饲料添加剂和兽药使用规范，健全病死畜禽无害化处理机制。稳步推进耕地轮作休耕制度试点。健全农业循环经济推广制度，建立农业绿色生产技术推广机制。落实农业绿色发展税收支持政策。建立健全农业绿色发展相关标准，加快清理、废止与农业绿色发展不适应的标准和行业规范。（农业农村部、国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、自然资源部、生态环境部、水利部、税务总局、市场监管总局等按职责分工负责）

（九）促进服务业绿色发展。在市政公用工程设施和城乡公共生活服务设施的规划、建设、运营、管理有关标准和规范制修订中，全面贯彻绿色发展理念，提升绿色化水平。完善绿色物流建设支持政策。加快建立健全快递、电子商务、外卖等领域绿色包装的法律、标准、政策体系，减少过度包装和一次性用品使用，鼓励使用可降解、可循环利用的包装材料、物流器具。健全再生资源分类回收利用等环节管理和技术规范。（住房城乡建设部、自然资源部、国家发展改革委、工业和信息化部、司法部、生态环境部、交通运输部、商务部、市场监管总局、铁路局、民航局、邮政局等按职责分工负责）

（十）扩大绿色产品消费。完善绿色产品认证与标识制度。建立健全固体废物综合利用产品质量标准体系。落实好支持节能、节水、环保、资源综合利用产业的税收优惠政策。积极推行绿色产品政府采购制度，结合实施产品品目清单管理，加大绿色产品相关标准在政府采购中的运用。国有企业率先执行企业绿色采购指南，建立健全绿色采购管理制度。建立完善节能家电、高效照明产品、节水器具、绿色建材等绿色产品和新能源汽车推广机制，有条件的地方对消费者购置节能型家电产品、节能新能源汽车、节水器具等给予适当支持。鼓励公交、环卫、出租、通勤、城市邮政快递作业、城市物流等领域新增和更新车辆采用新能源和清洁能源汽车。（国家发展改革委、工业和信息化部、财政部、生态环境部、住房城乡建设部、交通运输部、商务部、国资委、税务总局、市场监管总局、铁路局、民航局、邮政局等按职责分工负责）

（十一）推行绿色生活方式。完善居民用电、用水、用气阶梯价格政策。落实污水处理收费制度，将污水处理费标准调整至补偿污水处理和污泥处置设施运营成本并合理盈利水平。加快推行城乡居民生活垃圾分类和资源化利用制度。制定进一步加强塑料污染治理的政策措施。研究制定餐厨废弃物管理与资源化利用法规。推广绿色农房建设方法和技术，逐步建立健全使用绿色建材、建设绿色农房的农村住房建设机制。（国家发展改革委、生态环境部、住房城乡建设部、财政部等按职责分工负责）

### 三、组织实施

根据党中央、国务院决策部署和改革需要，统筹推动绿色生产和消费领域法律法规的立改废释工作。各有关部门要按照职责分工，加快推进相关法律法规、标准、政策的制修订工作。各地区要根据本意见的要求，结合实际出台促进本地区绿色生产和消费的法规、标准、政策，鼓励先行先试，做好经验总结和推广。各级财政、税收、金融等部门要持续完善绿色生产和消费领域的支持政策。各级宣传部门要组织媒体通过多种渠道和方式，大力宣传推广绿色生产和消费理念，加大相关法律法规、政策措施宣传力度，凝聚社会共识，营造良好氛围。

## 关于开展燃料电池汽车示范应用的通知

发文机关：财政部，工业和信息化部，科学技术部，国家发展和改革委员会，  
国家能源局

时效性：现行有效

发文字号：财建〔2020〕394号

发文日期：2020年9月16日

施行日期：2020年9月16日

财建〔2020〕394号

各省、自治区、直辖市、计划单列市财政厅（局）、工业和信息化主管部门、  
科技厅（委、局）、发展改革委、能源局：

为推动我国燃料电池汽车产业持续健康、科学有序发展，财政部、工业和信息化部、科技部、发展改革委、国家能源局（以下简称五部门）决定开展燃料电池汽车示范应用工作。现将有关事项通知如下：

### 一、支持方式

针对产业发展现状，五部门将对燃料电池汽车的购置补贴政策，调整为燃料电池汽车示范应用支持政策，对符合条件的城市群开展燃料电池汽车关键核心技术产业化攻关和示范应用给予奖励，形成布局合理、各有侧重、协同推进的燃料电池汽车发展新模式。

示范期暂定为四年。示范期间，五部门将采取“以奖代补”方式，对入围示范的城市群按照其目标完成情况给予奖励。奖励资金由地方和企业统筹用于燃料电池汽车关键核心技术产业化，人才引进及团队建设，以及新车型、新技术的示范应用等，不得用于支持燃料电池汽车整车生产投资项目和加氢基础设施建设。

## 二、示范内容

示范城市群应聚焦技术创新，找准应用场景，构建完整的产业链。一是构建燃料电池汽车产业链条，促进链条各环节技术研发和产业化。要依托龙头企业，以客户需求为导向，组织相关企业打造产业链，加强技术研发，实现相关基础材料、关键零部件和整车产品研发突破及初步产业化应用，在示范中不断完善产业链条、提升技术水平。二是开展燃料电池汽车新技术、新车型的示范应用，推动建立并完善相关技术指标体系和测试评价标准。要明确合适的应用场景，重点推动燃料电池汽车在中远途、中重型商用车领域的产业化应用。要运用信息化平台，实现燃料电池汽车示范全过程、全链条监管，积累车辆运行数据，完善燃料电池汽车和氢能相关技术指标、测试标准。三是探索有效的商业运营模式，不断提高经济性。要集中聚焦优势企业产品推广，逐步形成规模效应，降低燃料电池汽车成本。要为燃料电池汽车示范应用提供经济、安全稳定的氢源保障，探索发展绿氢，有效降低车用氢能成本。四是完善政策制度环境。要建立氢能及燃料电池核心技术研发、加氢站建设运营、燃料电池汽车示范应用等方面较完善的支持政策体系。要明确氢的能源定位，建立健全安全标准及监管模式，确保生产、运输、加注、使用安全，明确牵头部门，出台加氢站建设审批管理办法。

## 三、示范城市群选择

示范城市群采取地方自愿申报、专家评审方式确定。申报城市应打破行政区域限制，在全国范围内选择产业链上优秀企业所在城市进行联合，具体要求如下：产业链上优秀企业之间签订合同或合作意向书，企业所在城市（地级以上）本着自愿组合的原则组成城市群，协商产生牵头城市，牵头城市与其他城市签订合作协议，共同编制实施方案，明确任务分工，其他城市向牵头城市提供示范任务承诺函，形成产业链条各环节环环相扣、强强联合态势，协同推进关键核心技术研发和产业化。牵头城市将实施方案上报所在省份财政、工信、科技、发改、能源主管部门审定后，由所在省份向五部门申报示范（申报指南附后）。

五部门组织专家委员会对符合条件的申报方案进行综合评审，经五部门审核后确定示范城市群，方案成熟一个实施一个。示范应用工作将重点支持技术攻关基础好、资金落实到位、计划目标明确、应用场景清晰、政策制度有保障的城市群。

#### 四、组织实施

燃料电池汽车链条长、参加示范主体多，示范城市群以及各城市所在省份应加强上下联动、横向协同。各省份应统筹本省资源，加大对示范城市和企业的支持力度；各相关省份之间应加强组织协调，共同支持示范城市群开展示范应用工作。

各示范城市群牵头城市人民政府要发挥主体作用，会同其他参与城市共同组成领导小组，负责领导小组的日常工作，强化城市间的沟通协调，统筹推进示范工作。领导小组要提出实施方案年度计划，明确责任和保障措施，负责示范项目组织实施、资金分配等，确保链条各环节衔接一致、协同作战。每个示范年度终了，领导小组经牵头城市所在省份相关部门向五部门提交实施方案进展、阶段性任务完成情况和资金申请报告。

各城市要围绕各自目标任务分工，细化实施方案；要强化组织实施，加大资金投入力度，保证中央财政拨付的奖励资金及时有效使用；要为企业营造良好的政策环境，帮助企业解决实施中的具体问题和困难；要加强监管，细化考核，在确保安全的基础上完成示范任务。领导小组应委托第三方机构对示范工作实施监督，对工作进展缓慢、确无法完成任务的城市提出处理意见，经牵头城市所在省份相关部门报五部门批准后调整实施方案。各相关企业要加大研发投入，提升研发能力，加强与上下游企业对接，确保目标任务保质保量完成。

五部门将发挥各自职能作用，加强对燃料电池汽车示范应用工作的支持、指导和监督，并组织专家委员会全程跟踪指导示范工作；将综合考虑技术进步等因素，适时优化技术指标并提前发布。每年中央财政以结果为导向，根据年度考核评价结果拨付奖励资金。中央财政设定示范期预算总规模，示范期间将根据进展情况适度调整奖励标准。示范实施2年后，五部门将组织开展中期评估，对未按序时进度完成目标任务的城市群，将视情况采取要求调整实施方案、扣减或暂停奖励资金、暂停参与城市甚至取消城市群示范资格等措施。为推进产业合理布局，示范区以外的地方原则上不宜再对燃料电池汽车推广给予购置补贴。

财政部 工业和信息化部 科技部 发展改革委 国家能源局

2020年9月16日

## 关于进一步规范海上风电用海管理的意见

发文机关：国家海洋局（已撤销）

时效性：现行有效

发文字号：国海规范〔2016〕6号

发文日期：2016年10月31日

施行日期：2016年10月31日

国海规范〔2016〕6号

沿海各省、自治区、直辖市和计划单列市海洋厅（局），局属有关单位：

海上风电是我国新兴的可再生能源产业，发展海上风电对于促进沿海地区能源结构调整优化和转变经济发展方式具有重要意义。同时，海上风电项目实际占用和影响的海域面积大，对海域空间资源具有立体化和破碎化的影响。为促进海上风电产业的持续健康和海域空间资源的科学合理利用，维护健康的海洋生态环境，根据有关规定和要求，现就进一步规范海上风电用海管理提出以下意见。

### 一、充分发挥海洋空间规划控制性作用，优化海上风电场选址

海上风电项目用海必须符合海洋主体功能区规划和海洋功能区划，优先选择在海洋功能区划中已明确兼容风电的功能区布置，一般不得占用港口航运区、海洋保护区或保留区等功能区；海洋功能区划中没有明确兼容风电功能的，应当严格科学论证与海洋功能区划的符合性，不得损害所在功能区的基本功能，避免对国防安全和海上交通安全等产生影响。

深入贯彻落实生态文明建设要求，统筹考虑开发强度和资源环境承载能力，科学选定风电建设区域。鼓励海上风电深水远岸布局，在当前和未来开发强度低的海域选址建设，原则上应在离岸距离不少于 10 公里、滩涂宽度超过 10 公里时海域水深不得少于 10 米的海域布局。在各种海洋自然保护区、海洋特别保护区、自然历史遗迹保护区、重要渔业水域、河口、海湾、滨海湿地、鸟类迁徙通道、栖息地等重要、敏感和脆弱生态区域，以及划定的生态红线区内不得规划布局海上风电场。

在省级海上风电规划编制过程中，省级海洋行政主管部门应当对规划提出用海初审意见和环境影响评价初步意见，依据海洋功能区划统筹协调海上风电和其他用海活动，确保规划符合海洋功能区划及有关海洋管理政策。

## **二、坚持集约节约用海，严格控制用海面积**

海上风电的规划、开发和建设，应坚持集约节约的原则，提高海域资源利用效率。充分考虑地区差异，科学论证，单个海上风电场外缘边线包络海域面积原则上每 10 万千瓦控制在 16 平方公里左右，除因避让航道等情形以外，应当集中布置，不得随意分块。规划建设海上风电项目较多的地区，风电场应集中布局，统一规划海上送出工程输电电缆通道和登陆点，集约节约利用海域和海岸线资源。

鼓励实施海上风电项目与其他开发利用活动使用海域的分层立体开发，最大限度发挥海域资源效益。海上风电项目海底电缆穿越其他开发利用活动海域时，在符合《海底电缆管道保护规定》且利益相关者协调一致的前提下，可以探索分层确权管理，海底电缆应适当增加埋深，避免用海活动的相互影响。

## **三、提升服务水平，规范海上风电项目用海申请和环境影响报告书审批程序**

根据《国务院关于取消和下放一批行政审批项目等事项的决定》（国发〔2013〕19 号），企业投资风电站项目核准权限由国家发展改革委下放至地方政府投资主管部门。国家海洋局相应下放了海上风电项目用海预审权限，项目用海依照



《海域使用管理法》等规定报有审批权的人民政府批准，项目环境影响报告书依照《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》等规定报有审批权的海洋行政主管部门批准。各级海洋行政主管部门要按照国务院关于简政放权、放管结合、优化服务的工作要求，进一步优化和规范审批流程，加强公众参与和专家论证，主动服务、协调配合，切实提高审批效率。

严格执行海上风电项目用海预审制度。根据《国务院办公厅关于印发精简审批事项规范中介服务实行企业投资项目网上并联核准制度工作方案的通知》（国办发〔2014〕59号）要求，用海预审是企业投资项目核准前置审批事项之一，用海预审意见是核准项目申请报告的必要文件。沿海地方海洋行政主管部门应按照规定程序，主要依据海洋功能区划、海域使用论证报告及专家评审意见等进行预审，并出具用海预审意见。

严格海洋环境影响报告书审查制度。有审批权的海洋行政主管部门应坚持提高效率与严格把关相结合，重点分析海上风电建设对鸟类、海洋哺乳动物的累积性和长期性影响，重点论证生态修复、生态补偿和监测能力建设等环境保护措施的可行性。

#### **四、严格监督管理，切实加强海上风电项目用海事事后监管**

海上风电项目建设单位必须取得海洋环境影响报告书批准文件和海域使用权后方可使用海域进行建设。项目用海方案变化，或项目海洋环境影响报告书批准后，工程的性质、规模、地点、生产工艺或者拟采取的环境保护措施等发生重大变化的，用海企业应及时向海洋行政主管部门报告并依法办理相关手续。考虑到由于海洋地质和水文动力等条件限制，海上风电项目从项目核准到实际施工，风机和电缆的具体位置发生局部变化调整的情况较为普遍，沿海地方海洋行政主管部门可以结合本地区实际，按照简政放权要求，研究制定简化项目用海变更手续的程序和要求。

沿海地方海洋行政主管部门应充分运用海域动态监视监测系统等手段，切实加强海上风电项目的用海监管，加强海上执法，及时查处违法违规行为。建

建设单位应充分发挥主动性，通过建设环境在线监控设施等方式对海上风电建设的环境影响进行长期监测，并根据监测评估结果采取有效保护修复措施。

鉴于海上风电为新兴用海产业，各级海洋行政主管部门可以结合实际，选择典型海域，适时开展后评估工作，科学评估海上风电项目用海对海洋资源环境和海域开发活动的影响，为后续海上风电项目用海管理提供科学依据，提高用海管理水平。

国家海洋局

2016年10月31日

## 第四部分 地方规范性文件

就各地方而言，由于能源项目往往对所在地自然情况、用地范围等依赖性较大，涉及主体较为复杂，各地通常会根据自身实际情况，在国家规定的基础上进一步细化当地政策。以氢能为例，北京、山东、河北、宁夏自治区等地均出台了当地氢能产业的发展规划，充分因地制宜，结合实际发展新能源产业。当然，相关方在推进能源产业项目必须关注当地政策，随时注意当地规定的更新变化，才能避免因此产生的诸多项目风险。