

2024/2

(总第48期)
2024年6月

福建水利水电 FU JIAN SHUI LI SHUI DIAN 工程造价管理信息

GONG CHENG ZAO JIA GUAN LI XIN XI



福建省水利水电造价管理站

福建水利水电 工程造价管理信息

福建省水利水电造价管理站 主编

2 2024

信息汇编
(总第48期)

编辑部地址: 福州市东大路229号 电话: 0591-87549264 邮编: 350001
定额咨询: 87549264 软件咨询: 87611096 造价人员管理: 83605117

目 录

【文件选登】

1、《生态保护补偿条例》中华人民共和国国务院令 第779号.....	1
2、《金额保障性收购可再生能源电量管理办法》中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第15号.....	6
3、《电力市场监管办法》中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第18号.....	9
4、《电力市场运行基本规则》中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第20号.....	14
5、发改环资规〔2024〕338号 国家发展改革委关于印发《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》的通知.....	19
6、国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、农业农村部、商务部、市场监管总局令第16号 《招标投标领域公平竞争审查规则》.....	25
7、财办建〔2024〕6号 财政部办公厅、国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司关于加强可再生能源电价附加补助资金常态化管理有关工作的通知.....	29
8、水建设〔2024〕90号 水利部关于进一步优化调整水利工程项目施工准备工程开工条件的通知.....	34
9、国能发规划〔2024〕22号 国家能源局关于印发《2024年能源工作指导意见》的通知.....	36
10、国能发科技规〔2024〕26号 国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知.....	42
11、国家能源局综合司关于公开征求《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》意见的通知.....	44
12、国家能源局综合司关于公开征求《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则（征求意见稿）》意见的通知.....	47
13、住房城乡建设部办公厅市场监管总局办公厅关于印发《房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询服务合同（示范文本）》的通知.....	51
14、自然资办发〔2023〕59号 自然资源部办公厅关于按照实地现状认定地类 规范国土调查	

成果应用的通知.....	52
--------------	----

【综合信息】

1、世界首台（套）300兆瓦级压气储能电站并网发电.....	54
2、我国首个可并网的兆瓦级高空风能发电示范项目成功发电.....	55
3、中车株洲所发布全球最大的20MW漂浮式风电机组“启航号”.....	56
4、雅砻江流域水风光一体化基地累计发电量突破1万亿千瓦时.....	57
5、一季度全国可再生能源新增装机6367万千瓦同比增长34%.....	58

【造价简讯】

1、中价协〔2024〕13号 中国建设工程造价管理协会关于团体标准《建设工程造价咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》公开征求意见的通知.....	59
2、可再生定额〔2024〕9号 关于征求能源行业标准《水电工程设计工程量计算规定》制定意见的通知.....	60
3、建办标〔2024〕18号 住房和城乡建设部办公厅关于印发《城市轨道交通工程投资估算指标》的通知.....	62

【价格信息】

1、各市主要材料.....	63
---------------	----

生态保护补偿条例

中华人民共和国国务院令 第 779 号

《生态保护补偿条例》已经 2024 年 2 月 23 日国务院第 26 次常务会议通过，现予公布，自 2024 年 6 月 1 日起施行。

总理 李强
2024 年 4 月 6 日

生态保护补偿条例

第一章 总 则

第一条 为了保护和改善生态环境，加强和规范生态保护补偿，调动各方参与生态保护积极性，推动生态文明建设，根据有关法律，制定本条例。

第二条 在中华人民共和国领域及管辖的其他海域开展生态保护补偿及其相关活动，适用本条例。法律、行政法规另有规定的，依照其规定。

本条例所称生态保护补偿，是指通过财政纵向补偿、地区间横向补偿、市场机制补偿等机制，对按照规定或者约定开展生态保护的单位和个人予以补偿的激励性制度安排。生态保护补偿可以采取资金补偿、对口协作、产业转移、人才培养、共建园区、购买生态产品和服务等多种补偿方式。

前款所称单位和个人，包括地方各级人民政府、村民委员会、居民委员会、农村集体经济组织及其成员以及其他应当获得补偿的单位和个人。

第三条 生态保护补偿工作坚持中国共产党的领导，坚持政府主导、社会参与、市场调节相结合，坚持激励与约束并重，坚持统筹协同推进，坚持生态效益与经济效益、社会效益相统一。

第四条 县级以上人民政府应当加强对生态保护补偿工作的组织领导，将生态保护补偿工作纳入国民经济和社会发展规划，构建稳定的生态保护补偿资金投入机制。

县级以上人民政府依法可以通过多种方式拓宽生态保护补偿资金渠道。

第五条 国务院发展改革、财政、自然资源、生态环境、水行政、住房城乡建设、农业农村、林业草原等部门依据各自职责，负责生态保护补偿相关工作。

第六条 县级以上地方人民政府应当建立健全生态保护补偿工作的相关机制，督促所属部门和下级人民政府开展生态保护补偿工作。县级以上地方人民政府有关部门依据各自职责，负责生态保护补偿相关工作。

第七条 对在生态保护补偿工作中作出显著成绩的单位和个人，按照国家有关规定给予表彰和奖励。

第二章 财政纵向补偿

第八条 国家通过财政转移支付等方式，对开展重要生态环境要素保护的单位和个人，以及在依法划定的重点生态功能区、生态保护红线、自然保护地等生态功能重要区域开展生态保护的单位和个人，予以补偿。

第九条 对开展重要生态环境要素保护的单位和个人，中央财政按照下列分类实施补偿（以下称分类补偿）：

（一）森林；

（二）草原；

（三）湿地；

（四）荒漠；

（五）海洋；

（六）水流；

（七）耕地；

（八）法律、行政法规和国家规定的水生生物资源、陆生野生动植物资源等其他重要生态环境要素。

前款规定的补偿的具体范围、补偿方式应当统筹考虑地区经济社会发展水平、财政承受能力、生态保护成效等因素分类确定，并连同补偿资金的使用及其监督管理等事项依法向社会公布。中央财政分类补偿的具体办法由国务院主管部门会同其他有关部门分领域制定。

第十条 在中央财政分类补偿的基础上，按照中央与地方财政事权和支出责任划分原则，有关地方人民政府可以结合本地区实际建立分类补偿制度，对开展重要生态环境要素保护的单位和个人加大补偿力度。

法律、行政法规或者国务院规定要求由中央财政和地方财政共同出资实施分类补偿或者由地方财政出资实施分类补偿的，有关地方人民政府应当按照规定及时落实资金。

第十一条 中央财政安排重点生态功能区转移支付，结合财力状况逐步增加转移支付规模。根据生态效益外溢性、生态功能重要性、生态环境敏感性和脆弱性等特点，在重点生态功能区转移支付中实施差异化补偿，加大对生态保护红线覆盖比例较高地区支持力度。

国务院财政部门制定重点生态功能区转移支付管理办法，明确转移支付的范围和转移支付资金的分配方式。

第十二条 国家建立健全以国家公园为主体的自然保护地体系生态保护补偿机制。中央财政和地方财政对开展自然保护地保护的单位和个人分类分级予以补偿，根据自然保护地类型、级别、规模和管护成效等合理确定转移支付规模。

第十三条 地方人民政府及其有关部门获得的生态保护补偿资金应当按照规定用途使用。

地方人民政府及其有关部门应当按照规定将生态保护补偿资金及时补偿给开展生态保护的单位和个人，不得截留、占用、挪用或者拖欠。

由地方人民政府统筹使用的生态保护补偿资金，应当优先用于自然资源保护、生态环境治理和

修复等。

生态保护地区所在地有关地方人民政府应当按照国家有关规定，稳步推进不同渠道生态保护补偿资金统筹使用，提高生态保护整体效益。

第三章 地区间横向补偿

第十四条 国家鼓励、指导、推动生态受益地区与生态保护地区人民政府通过协商等方式建立生态保护补偿机制，开展地区间横向生态保护补偿。

根据生态保护实际需要，上级人民政府可以组织、协调下级人民政府之间开展地区间横向生态保护补偿。

第十五条 地区间横向生态保护补偿针对下列区域开展：

- （一）江河流域上下游、左右岸、干支流所在区域；
- （二）重要生态环境要素所在区域以及其他生态功能重要区域；
- （三）重大引调水工程水源地以及沿线保护区；
- （四）其他按照协议开展生态保护补偿的区域。

第十六条 对在生态功能特别重要的跨省、自治区、直辖市和跨自治州、设区的市重点区域开展地区间横向生态保护补偿的，中央财政和省级财政可以给予引导支持。

对开展地区间横向生态保护补偿取得显著成效的，国务院发展改革、财政等部门可以在规划、资金、项目安排等方面给予适当支持。

第十七条 开展地区间横向生态保护补偿，有关地方人民政府应当签订书面协议（以下称补偿协议），明确下列事项：

- （一）补偿的具体范围；
- （二）生态保护预期目标及其监测、评判指标；
- （三）生态保护地区的生态保护责任；
- （四）补偿方式以及落实补偿的相关安排；
- （五）协议期限；
- （六）违反协议的处理；
- （七）其他事项。

确定补偿协议的内容，应当综合考虑生态保护现状、生态保护成本、生态保护成效以及地区经济社会发展水平、财政承受能力等因素。

生态保护地区获得的生态保护补偿资金，应当用于本地区自然资源保护、生态环境治理和修复、经济社会发展和民生改善等。需要直接补偿给单位和个人的，应当按照规定及时补偿，不得截留、占用、挪用或者拖欠。

第十八条 有关地方人民政府应当严格履行所签订的补偿协议。生态保护地区应当按照协议落实生态保护措施，生态受益地区应当按照约定积极主动履行补偿责任。

因补偿协议履行产生争议的，有关地方人民政府应当协商解决；协商不成的，报请共同的上一级人民政府协调解决，必要时共同的上一级人民政府可以作出决定，有关地方人民政府应当执行。

第十九条 有关地方人民政府在补偿协议期限届满后，根据实际需要续签补偿协议，续签补偿协议时可以对有关事项重新协商。

第四章 市场机制补偿

第二十条 国家充分发挥市场机制在生态保护补偿中的作用，推进生态保护补偿市场化发展，拓展生态产品价值实现模式。

第二十一条 国家鼓励企业、公益组织等社会力量以及地方人民政府按照市场规则，通过购买生态产品和服务等方式开展生态保护补偿。

第二十二条 国家建立健全碳排放权、排污权、用水权、碳汇权益等交易机制，推动交易市场建设，完善交易规则。

第二十三条 国家鼓励、支持生态保护与生态产业发展有机融合，在保障生态效益前提下，采取多种方式发展生态产业，推动生态优势转化为产业优势，提高生态产品价值。

发展生态产业应当完善农村集体经济组织和农村居民参与方式，建立持续性惠益分享机制，促进生态保护主体利益得到有效补偿。

地方各级人民政府应当根据实际需要，加快培育生态产品市场经营开发主体，充分发挥其在整合生态资源、统筹实施生态保护、提供专业技术支撑、推进生态产品供需对接等方面的优势和作用。

第二十四条 国家鼓励、引导社会资金建立市场化运作的生态保护补偿基金，依法有序参与生态保护补偿。

第五章 保障和监督管理

第二十五条 政府及其有关部门应当按照规定及时下达和核拨生态保护补偿资金，确保补偿资金落实到位。

政府及其有关部门应当加强对资金用途的监督管理，按照规定实施生态保护补偿资金预算绩效管理，完善生态保护责任落实的激励约束机制。

第二十六条 国家推进自然资源统一确权登记，完善生态保护补偿监测支撑体系，建立生态保护补偿统计体系，完善生态保护补偿标准体系，为生态保护补偿工作提供技术支撑。

第二十七条 国家完善与生态保护补偿相配套的财政、金融等政策措施，发挥财政税收政策调节功能，完善绿色金融体系。

第二十八条 国家建立健全统一的绿色产品标准、认证、标识体系，推进绿色产品市场建设，实施政府绿色采购政策，建立绿色采购引导机制。

第二十九条 政府和有关部门应当通过多种形式，加强对生态保护补偿政策和实施效果的宣传，为生态保护补偿工作营造良好社会氛围。

第三十条 政府和有关部门应当依法及时公开生态保护补偿工作情况，接受社会监督和舆论监督。

审计机关对生态保护补偿资金的管理使用情况依法进行审计监督。

第三十一条 截留、占用、挪用、拖欠或者未按规定使用生态保护补偿资金的，政府和有关主管部门应当责令改正；逾期未改正的，可以缓拨、减拨、停拨或者追回生态保护补偿资金。

以虚假手段骗取生态保护补偿资金的，由政府和有关主管部门依法依规处理、处罚；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十二条 政府和有关部门及其工作人员在生态保护补偿工作中有失职、渎职行为的，依法依规追究责任。

第六章 附 则

第三十三条 本条例自 2024 年 6 月 1 日起施行。

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

第 15 号

《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》已经 2024 年 2 月 5 日第 9 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 4 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 2 月 8 日

附件：《全额保障性收购可再生能源电量监管办法》

全额保障性收购可再生能源电量监管办法

第一条 为促进可再生能源高质量发展，推动新型电力系统建设，规范电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量行为，依照《中华人民共和国可再生能源法》、《电力监管条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于风力发电、太阳能发电、生物质能发电、海洋能发电、地热能发电等非水可再生能源发电。水力发电参照执行。

第三条 本办法所称全额保障性收购范围是指至少同时满足以下条件的可再生能源发电项目的上网电量：

- (一) 符合可再生能源开发利用规划（沼气发电除外）；
- (二) 项目依法取得行政许可或者报送备案；
- (三) 符合并网技术标准。

第四条 可再生能源发电项目的上网电量包括保障性收购电量 and 市场交易电量。保障性收购电量是指按照国家可再生能源消纳保障机制、比重目标等相关规定，应由电力市场相关成员承担收购义务的电量。市场交易电量是指通过市场化方式形成价格的电量，由售电企业和电力用户等电力市场相关成员共同承担收购责任。

第五条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构等应按照国家相关政策要求，组织可再生能源发电企业、售电企业和电力用户等电力市场相关成员，按照以下分工完成可再生能源电量全额保障性收购工作：

- (一) 电网企业应组织电力市场相关成员，确保可再生能源发电项目保障性收购电量的消纳；
- (二) 电力交易机构应组织电力市场相关成员，推动可再生能源发电项目参与市场交易；
- (三) 电力调度机构应落实可再生能源发电项目保障性电量收购政策要求，并保障已达成市场交易电量合同的执行。对未达成市场交易的电量，在确保电网安全的前提下，电网企业、电力

调度机构可按照相关规定，采用临时调度措施充分利用各级电网富余容量进行消纳。

第六条 因可再生能源发电企业原因、电网安全约束、电网检修、市场报价或者不可抗力等因素影响可再生能源电量收购的，对应电量不计入全额保障性收购范围，电网企业、电力调度机构、电力交易机构应记录具体原因及对应的电量。

第七条 国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）依照本办法对电网企业、电力调度机构、电力交易机构等电力市场相关成员全额保障性收购可再生能源电量情况实施监管。

第八条 电力企业应依照法律、行政法规和规章的有关规定，从事可再生能源电力的建设、生产和交易，并依法接受电力监管机构的监管。

第九条 电网企业应按照相关规划和规定要求，统筹建设或者改造可再生能源发电项目配套电网设施。电网企业与可再生能源发电企业应加强协调，根据项目建设合理工期安排建设时序，力争实现同步投产。如遇客观原因接入工程无法按期投入运行，电网企业应通过临时接入等方式最大限度保障可再生能源发电机组接入并网。

第十条 电网企业应为可再生能源发电企业提供接入并网设计必要信息、办理流程时限查询、受理咨询答疑等规范便捷的并网服务，并在接网协议中明确接网工程建设时间，提高接网服务效率。电网企业、电力调度机构应按规定与可再生能源发电企业签订并网调度协议、购售电合同等。售电企业、电力用户、可再生能源发电企业之间应签订代理售电协议、电力交易合同等，并在电网企业、电力调度机构、电力交易机构的组织下完成可再生能源电力消纳。

第十一条 电网企业和可再生能源发电企业应严格落实安全生产主体责任，加强安全生产管理，强化电力可靠性管理，保障设备安全，避免或者减少设备原因影响可再生能源电量收购。双方应按照国家有关规定，确定设备维护和保障设备安全的责任分界点。国家有关规定未明确的，由双方协商确定。

第十二条 电力调度机构应按照相关规定要求，编制可再生能源发电调度计划并组织实施。电力调度机构进行日计划安排和实时调度时，应按照国家有关规定和市场交易规则，保障可再生能源发电优先调度。

第十三条 电力调度机构应根据可再生能源发电机组特性，编制保障可再生能源发电优先调度的具体操作规程。

第十四条 电力交易机构应按照国家有关规定和电力市场公平公正交易的要求，为可再生能源发电企业、售电企业、电力用户等电力市场相关成员做好市场注册服务，严格按照市场交易规则要求组织完成可再生能源电力交易。

第十五条 电网企业和可再生能源发电企业应按要求做好可再生能源电量收购监测统计，真实、完整地记载和保存有关数据资料，及时记录未收购电量（不含自发自用电量），必要时互相进行对照核实，并进行具体分析。

第十六条 省级及以上电网企业应于每月8日前按对应级别向国家发展改革委、国家能源局及其派出机构报送上一月度可再生能源发电相关信息：

- （一）上网电量、保障性收购电量、市场交易电量和临时调度电量等；
- （二）未收购电量及相关原因。

第十七条 电力调度机构和电力交易机构应于每月 8 日前向可再生能源发电企业披露上一月度可再生能源电量收购相关信息：

- (一) 上网电量、电价，保障性收购、市场交易和临时调度的电量、电价；
- (二) 未收购电量及相关原因。

第十八条 电力监管机构依法对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业进行现场检查，被检查单位应予以配合，提供与检查事项有关的文件、资料，并如实回答有关问题。电力监管机构对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业提供的统计数据和文件资料可依法进行核查，对核查中发现的问题，应责令限期改正。

第十九条 可再生能源发电并网双方达不成协议，影响可再生能源电力正常消纳的，电力监管机构应进行协调；经协调仍不能达成协议的，由电力监管机构按照有关规定予以裁决。电网企业、电力调度机构、电力交易机构和可再生能源发电企业因履行合同或协议发生争议，可向电力监管机构申请调解。电力监管机构对电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业违反本办法，损害公共利益的行为及其处理情况，可定期向社会公布。电力监管机构工作人员未依照本办法履行监管职责的，依法追究其责任。

第二十条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构有下列行为之一，未按规定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，应承担赔偿责任，并由电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，电力监管机构可处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款：

- (一) 未按有关规定建设或者未及时完成建设可再生能源发电项目接入工程的；
- (二) 拒绝或者阻碍与可再生能源发电企业签订购售电合同、并网调度协议和电力交易合同的；
- (三) 未提供或者未及时提供可再生能源发电并网服务的；
- (四) 未优先调度可再生能源发电的；
- (五) 因电网企业、电力调度机构或者电力交易机构原因造成未能全额保障性收购可再生能源电量的其他情形。

第二十一条 电力调度机构、电力交易机构不按照电力市场运行规则组织交易的，由电力监管机构责令改正；拒不改正的，依照《电力监管条例》等规定追究其责任。

第二十二条 电网企业、电力调度机构、电力交易机构、可再生能源发电企业未按照国家有关规定记载和保存可再生能源发电相关资料的，依照《电力监管条例》等规定追究其责任。

第二十三条 国家能源局各派出机构可根据实际制定辖区监管办法实施细则。

第二十四条 本办法自 2024 年 4 月 1 日起施行，2007 年 9 月 1 日起施行的《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》（原国家电力监管委员会令第 25 号）同时废止。

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

第 18 号

《电力市场监管办法》已经 2024 年 4 月 8 日第 10 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 6 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁
2024 年 4 月 12 日

电力市场监管办法

第一章 总则

第一条 为了维护电力市场秩序，保障电力市场的统一、开放、竞争、有序，按照《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加强建设全国统一大市场的意见》有关精神，根据《电力监管条例》和有关法律、行政法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内的电力市场监管。

第三条 国家能源局依照本办法和国务院有关规定，履行全国电力市场监管职责。国家能源局派出机构负责辖区内的电力市场监管。

各有关部门和单位按职责分工做好电力市场监管相关工作。

第四条 电力市场监管依法进行，并遵循公开、公正和效率的原则。

第五条 电力市场监管的对象为电力市场成员。电力市场成员应当自觉遵守有关电力市场的法规、规章。

电力市场成员包括电力交易主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。

电力交易主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等。电网企业按照国家有关规定对暂未直接参与电力市场交易的用户实施代理购电时，可视为电力交易主体。

电力市场运营机构是指电力交易机构、电力调度机构。

第六条 任何单位和个人对违反本规定的行为有权向国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）举报，电力监管机构应当及时处理，并为举报人保密。

第二章 监管内容

第七条 电力监管机构对电力市场成员的下列情况实施监管：

（一）履行电力系统安全义务的情况；

- (二) 进入和退出电力市场的情况；
- (三) 参与电力市场交易资质的情况；
- (四) 执行电力市场运行规则的情况；
- (五) 进行交易和电费结算的情况；
- (六) 披露信息的情况；
- (七) 执行国家标准、行业标准的情况；
- (八) 平衡资金管理和资金使用的情况。

第八条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对发电企业的下列情况实施监管：

- (一) 在各电力市场中所占份额的比例；
- (二) 新增装机、兼并、重组、股权变动或者租赁经营的情况；
- (三) 不正当竞争、串通报价和违规交易行为；
- (四) 执行调度指令的情况；
- (五) 执行与售电企业、电力用户签订有关合同的情况。

第九条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对电网企业的下列情况实施监管：

- (一) 公平、无歧视开放电网和提供输配电服务的情况；
- (二) 电网互联的情况；
- (三) 所属或者关联发电企业的发电情况；
- (四) 所属或者关联售电企业参与市场交易的情况；
- (五) 执行输配电价格的情况；
- (六) 对有偿辅助服务补偿的情况；
- (七) 代理购电的情况；
- (八) 按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的情况。

第十条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对售电企业、电力用户、储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等参与批发电力市场交易行为中的不正当竞争、串通报价和其他违规交易行为实施监管。

对拥有配电网运营权的售电企业还应当按照第九条相关条款实施监管。

第十一条 除本办法第七条所列情况外，电力监管机构还对电力市场运营机构的下列情况实施监管：

- (一) 公开、公平、公正地实施电力调度的情况；
- (二) 执行电力调度规则的情况；
- (三) 按照电力市场运行规则组织电力市场交易的情况；
- (四) 对电力市场实施干预的情况；
- (五) 对电力市场技术支持系统建设、维护、运营和管理的情况；
- (六) 执行市场限价的情况；
- (七) 履行市场风险防控职责的情况。

第十二条 电力监管机构对售电企业、电力用户履行与发电企业签订有关合同的情况进行监

管。

第三章 电力市场运行规则

第十三条 国家发展改革委、国家能源局依法组织制定电力市场运行规则。电力市场运行规则包括电力市场运行基本规则及配套的市场准入注册、交易组织、计量结算、信用管理、信息披露等相关规则、细则。

第十四条 有下列情形之一的，应当修订电力市场运行规则：

- （一）法律或者国家政策发生重大调整的；
- （二）电力市场运行环境发生重大变化的；
- （三）电力市场成员提出修订意见和建议，电力监管机构、地方政府有关部门认为确有必要的；
- （四）电力监管机构、地方政府有关部门认为必要的其他情形。

第十五条 制定或者修订电力市场运行规则时，应当充分听取电力市场成员、相关利益主体和社会有关方面的意见。

第四章 电力市场注册管理

第十六条 电力市场实行注册管理制度。进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。电力交易机构具体负责电力市场注册管理工作。

第十七条 电力交易主体进入电力市场，应当向电力交易机构提出注册申请。注册完成后，方可参与电力市场交易。

第十八条 电力交易主体办理市场注册应当提供与申请事项有关的经济、技术、安全等信息。

第十九条 电力交易主体办理注册信息变更或者市场退出，应当按照电力市场运行规则的规定，向电力交易机构提出申请。经审核后，方可变更信息或者退出市场。

第二十条 电力交易机构应当按照电力市场运行规则规定的程序和时限，办理注册手续。注册审核情况应当向电力交易主体公布。

第五章 电力市场干预与中止

第二十一条 电力市场运营机构应当对电力市场运行情况进行监控和风险防范，按照有关规定定期向电力监管机构提交市场监控分析报告。

第二十二条 电力市场运营机构为保证电力市场安全运营，依照电力市场运行规则，可以进行市场干预。电力市场运营机构进行市场干预应当向电力交易主体公布干预原因。

第二十三条 有下列情形之一的，电力市场运营机构可以进行市场干预：

- （一）电力系统出力不足，无法保证电力市场正常运行的；
- （二）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （三）电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生故障导致交易无法正常进行的；

(四) 地方政府有关部门、电力监管机构做出中止电力市场决定的；

(五) 地方政府有关部门、电力监管机构规定的其他情形。

第二十四条 有下列情形之一的，地方政府有关部门、电力监管机构可以做出中止电力市场的决定，并向电力市场成员公布中止原因：

(一) 电力市场未按照规则运行和管理的；

(二) 电力市场运行规则不适应电力市场交易需要，必须进行重大修改的；

(三) 电力市场交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

(四) 电力市场技术支持系统、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

(五) 因不可抗力不能竞价交易的；

(六) 电力监管机构规定的其他情形。

第二十五条 干预或者中止电力市场时，电力市场交易的方式按照电力市场运行规则执行。

第二十六条 干预或者中止电力市场期间，电力市场运营机构应当采取措施保证电力系统安全，记录干预或者中止过程，并向电力监管机构报告。电力监管机构应当向电力市场成员公布干预或中止过程。

第六章 电力市场争议处理

第二十七条 电力交易主体之间、电力交易主体与电力市场运营机构之间因电力市场交易发生争议，由电力监管机构依法协调。其中，因履行合同发生的争议，可以由电力监管机构按照电力争议调解的有关规定进行调解。

第二十八条 电力交易主体、电力市场运营机构对电力监管机构处理决定不服的，可以依法申请行政复议或者提起行政诉讼。

第七章 信息公开与披露

第二十九条 电力监管机构对电力企业、电力市场运营机构违反有关电力监管的法律、行政法规或者有关电力监管规章、规则，损害社会公共利益的行为及其处理情况，可以向社会公布。

第三十条 电力市场成员应当按照有关规定，及时、真实、准确和完整地披露有关信息。

第三十一条 电力监管机构、电力市场成员不得泄露影响公平竞争的贸易秘密。

第八章 监管措施

第三十二条 电力监管机构可以依照《电力监管条例》等法律、法规规定的监管措施对相关电力企业、电力市场运营机构进行监管，并作出相应处理。

第三十三条 电力监管机构履行监管职责时，有权要求电力市场运营机构将与监管相关的信息系统接入电力监管信息系统。电力监管机构可以按照监管需要，聘请第三方机构对电力市场运营机构进行电力市场业务专业评估。第三方机构应当承担保密义务。

第三十四条 电力监管机构可以对电力交易主体不履约、滥用市场支配地位操纵市场价格、未

按照规定披露信息等失信行为按照有关规定作出处理，依法依规纳入信用体系，归集至能源行业信用信息平台，实施与其失信程度相对应的分级分类监管。

第九章 法律责任

第三十五条 电力监管机构从事监管工作的人员违反有关规定的，依照《电力监管条例》第二十九条的规定处理。

第三十六条 电力市场成员违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十一条的规定处理：

- (一) 未按照规定办理电力市场注册手续的；
- (二) 提供虚假注册资料的；
- (三) 未履行电力系统安全义务的；
- (四) 有关设备、设施不符合国家标准、行业标准的；
- (五) 行使市场操纵力的；
- (六) 有不正当竞争、串通报价等违规交易行为的；
- (七) 不执行调度指令的；
- (八) 发电厂并网、电网互联不遵守有关规章、规则的。

第三十七条 电网企业未按照国家规定的电能质量和供电服务质量标准向用户提供供电服务的，依照《电力监管条例》第三十二条的规定处理。

第三十八条 电力市场运营机构违反本办法规定，有下列情形之一的，依照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- (一) 未按照规定办理电力市场注册的；
- (二) 未按照电力市场运行规则组织电力市场交易的；
- (三) 未按照规定公开、公平、公正地实施电力调度的；
- (四) 未执行电力调度规则的；
- (五) 未按照规定对电力市场进行干预的；
- (六) 泄露电力交易内幕信息的。

第三十九条 电力企业、电力市场运营机构未按照本办法和电力市场运行规则的规定披露有关信息的，依照《电力监管条例》第三十四条的有关规定处理。

第十章 附则

第四十条 国家能源局派出机构应当根据本办法制定实施办法，报国家能源局备案。

第四十一条 本办法由国家发展改革委、国家能源局解释。

第四十二条 本办法自 2024 年 6 月 1 日起施行。2005 年 10 月 13 日发布的《电力市场监管办法》（原国家电力监管委员会令第 11 号）同时废止。

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

第 20 号

《电力市场运行基本规则》已经 2024 年 4 月 18 日第 11 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 7 月 1 日起施行。

主任：郑栅洁

2024 年 4 月 25 日

电力市场运行基本规则

第一章 总 则

第一条 为规范电力市场行为，依法保护市场成员的合法权益，保证电力市场的统一、开放、竞争、有序，按照《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 国务院关于加快建设全国统一大市场的意见》等有关精神，根据有关法律和《电力监管条例》等行政法规，制定本规则。

第二条 本规则适用于各类电力市场。

第三条 国家能源局及其派出机构（以下简称电力监管机构）、国务院有关部门根据职能对电力市场实施监督管理。

第二章 电力市场成员

第四条 本规则所称的电力市场成员包括经营主体、电力市场运营机构和提供输配电服务的电网企业等。其中，经营主体包括参与电力市场交易的发电企业、售电企业、电力用户和新型经营主体（含储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等）；电力市场运营机构包括电力交易机构、电力调度机构。

第五条 电力市场实行注册制度。电力交易机构根据国家有关规定建立市场注册制度，具体负责电力市场注册管理工作。经营主体进入或者退出电力市场应当办理相应的注册手续。

第六条 电力市场运营机构按职责负责电力市场交易、电力调度和交易结果执行，以及配套的准入注册、计量结算、信息披露等，维护电力系统的安全稳定运行。

第七条 电网企业应当公平开放输电网、配电网，根据交易结果为经营主体提供安全、优质、经济的输配电服务，根据结算依据向经营主体结算相关费用。严格执行国家规定的输配电价，并接受相关电力监管机构的监督检查。

第八条 经营主体应当按照有关规定履行交易结果，根据交易结果使用输配电网。

第九条 电力市场应当按照国家有关规定组建电力市场管理委员会，作为独立于电力交易机构

的自治性议事协调机制，对电力市场成员实施自律管理。

第三章 交易类型与方式

第十条 电力市场交易类型包括电能量交易、电力辅助服务交易、容量交易等。

第十一条 电能量交易按照交易周期分为电力中长期交易和电力现货交易。

电力中长期交易，是指对未来某一时期内交割电力产品或服务的交易，包含数年、年、月、周、多日等不同时间维度的交易。

电力现货交易，是指通过现货交易平台在日前及更短时间内集中开展的次日、日内至实时调度之前电力交易活动的总称。

第十二条 电力辅助服务交易是指由经营主体通过市场化方式提供调频、备用和调峰等有偿电力辅助服务。

第十三条 容量交易的标的是在未来一定时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。

第十四条 国家统筹推进全国统一电力市场体系建设，持续完善电力市场功能，发挥市场机制作用。

第四章 电能量交易

第十五条 电能量交易由电力市场运营机构按照电力市场运行规则组织实施，也可以由电力交易双方协商。

第十六条 经营主体在履行市场注册程序后，参与电能量市场交易。

经营主体之间不得实行串通报价、哄抬价格以及扰乱市场秩序等行为。经营主体进行电能量交易，不得滥用市场支配地位操纵市场价格；有多个发电厂组成的发电企业进行电能量交易，不得集中报价。

第十七条 电能量交易应通过电力市场运营机构校核后执行。

第五章 电力辅助服务交易

第十八条 经营主体应当按照有关规定提供用以维护电压、频率稳定和电网故障恢复等方面的电力辅助服务。

第十九条 电力辅助服务分为基本电力辅助服务和有偿电力辅助服务。其中，基本电力辅助服务是经营主体应当无偿提供的电力辅助服务。有偿电力辅助服务是经营主体在基本电力辅助服务之外提供的其他电力辅助服务。具备条件的辅助服务采用市场竞争方式确定提供者。

第二十条 各地按照国家有关规定确定参与辅助服务市场的准入条件时，应当实行公平准入，不得指定特定主体或对特定主体作出歧视性规定。

第二十一条 国家能源局会同国家发展改革委负责制定电力辅助服务管理办法及基本交易规

则，明确电力辅助服务的具体内容、技术标准、提供方式、考核方式。

第二十二条 承诺按照要求提供电力辅助服务的经营主体，在实际运行中，电力调度机构按照有关规定进行考核。

第六章 电能计量与结算

第二十三条 经营主体应当安装符合国家标准电能计量装置，由电能计量检测机构检定后投入使用。

本规则所称电能计量检测机构，是指经政府计量行政部门认可、电能交易双方确认的电能计量检测机构。

第二十四条 电能计量检测机构对电能计量装置实行定期校核。经营主体可以申请校核电能计量装置，经校核，电能计量装置误差达不到规定精度的，由此发生的费用由该电能计量装置的产权方承担；电能计量装置误差达到规定精度的，由此发生的费用由申请方承担。

第二十五条 参与电能量交易的经营主体，应当明确各自电能计量点。电能计量点位于经营主体与电网企业的产权分界点，产权分界点不能安装电能计量装置的，由双方协商确定电能计量点。法定或者约定的计量点计量的电能作为电费结算的依据。经营主体以计量点为分界承担电能损耗和相关责任，国家另有规定的除外。

第二十六条 电网企业应当建立并维护电能计量数据库，并按照有关规定向经营主体公布相关的电能计量数据。

第二十七条 电力市场结算包括电能量交易结算、电力辅助服务交易结算、容量交易结算等。

第二十八条 电网企业和电力调度机构负责向电力交易机构提供相关数据，电力交易机构负责提供电力市场交易结算依据和服务，电网企业受经营主体委托提供相关结算服务。

第二十九条 电力市场成员应当按照政策要求和电力市场运行规则规定的电费结算方式和期限结算电费。

第七章 系统安全

第三十条 经营主体应当执行有关电网运行管理的规程、规定，服从统一调度，加强设备维护，按照并网协议配备必要的安全设施，提供电力辅助服务，维护电力系统的安全稳定运行。

第三十一条 电力调度机构应当严格执行电力调度规则，合理安排系统运行方式，及时预报或者通报影响电力系统安全运行的信息，防止电网事故，保障电网运行安全。负责电力市场交易的安全校核，并公布校核方法、参数。根据电力供需形势、设备运行状况、安全约束条件和系统运行状况，统筹安排电力设备检修计划。电力并网运行管理规定及实施细则由电力监管机构制定。

第三十二条 电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，具备能量管理、交易管理、电能计量、结算系统、合同管理、报价处理、市场分析与预测、交易信息、监管系统等功能。

第三十三条 电力市场运营机构负责管理和维护电力市场技术支持系统，保障电力市场运营所需的交易安全、数据安全和网络安全。电力市场技术支持系统建设应当符合规定的性能指标要求，

以电力市场运行规则为基础，统一规划、统一设计、统一管理、同步实施、分别维护，根据电力市场发展的需要及时更新。

第八章 市场风险防控和监管

第三十四条 国家发展改革委、国家能源局会同有关部门依职责开展市场监管，引导市场价格运行在合理区间。电力市场应建立健全电力市场风险防控机制，防范市场风险，保障电力系统安全 and 市场平稳运行，维护经营主体合法权益和社会公共利益。

第三十五条 电力监管机构根据维护电力市场正常运作和电力系统安全的需要，制定电力市场暂停、中止、恢复等干预规则，规定电力市场干预措施实施条件和相关处理方法。

第三十六条 电力市场运营机构按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，履行市场监控和风险防控责任，对市场依规开展监测，接受电力监管机构监管。市场成员应共同遵守并按规定落实电力市场风险防控职责。

第三十七条 任何单位和个人不得非法干预电力市场正常运行，不得实施地方保护、市场分割、指定交易、区域壁垒等妨碍统一市场和公平竞争的政策。

第九章 信息披露

第三十八条 信息披露应当遵循“安全、及时、真实、准确、完整、易于使用”的原则。信息披露主体应严格按照要求披露信息，并对其披露信息的真实性、准确性、完整性、及时性负责。

第三十九条 经营主体、电网企业应当按照有关规定向电力市场运营机构提供信息。电力市场运营机构在确保信息安全基础上，定期向经营主体和社会公众按要求披露电力市场运行信息。

第四十条 电力监管机构制定电力市场信息披露规则并监督实施。

第十章 法律责任

第四十一条 电力市场运营机构违反本规则规定，有下列情形之一的，按照《电力监管条例》第三十三条的规定处理：

- (一) 不按照本规则及配套规则规定组织交易的；
- (二) 未经电力监管机构审定同意，擅自出台交易细则开展相关电力市场活动的；
- (三) 擅自执行未按法定权限、程序制修订的规则；
- (四) 其他违反本规则规定且造成社会不良影响的。

第四十二条 任何单位和个人扰乱电力市场运营机构的秩序且影响电力市场活动正常进行，或者危害电力市场及相关技术支持系统安全的，按照有关规定处理；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第十一章 附则

第四十三条 国家能源局及其派出机构会同有关部门依据本规则组织制定相关配套规则和实施细则。

第四十四条 本规则由国家发展改革委、国家能源局解释。

第四十五条 本规则自 2024 年 7 月 1 日起施行，2005 年 10 月 13 日发布的《电力市场运营基本规则》（原国家电力监管委员会令第 10 号）同时废止。

国家发展改革委关于印发《节能降碳中央预算内投资专项 管理办法》的通知

发改环资规〔2024〕338号

中直管理局，国管局，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：

为全面贯彻党的二十大精神，认真落实党中央、国务院决策部署，加强和规范节能降碳专项中央预算内投资管理，提高中央资金使用效益，调动社会资本参与节能降碳的积极性，我们制定了《节能降碳中央预算内投资专项管理办法》，现予以印发，请认真遵照执行。

国家发展改革委

2024年3月17日

节能降碳中央预算内投资专项管理办法

第一章 总则

第一条 为加强和规范中央预算内投资节能降碳项目管理，保障项目顺利实施，切实发挥中央预算内投资效益，根据《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念 做好碳达峰碳中和工作的意见》《政府投资条例》《国务院关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知》等相关规定和要求，制定本办法。

第二条 国家发展改革委根据党中央、国务院确定的工作重点，按照科学、民主、公正、高效的原则，平等对待各类投资主体，紧紧围绕实现碳达峰碳中和，统筹安排节能降碳中央预算内投资资金，坚持“一钱多用”，积极支持国家重大战略实施过程中符合条件的项目。

第三条 本专项安排的中央预算内投资资金，根据实际情况采取投资补助等方式。

第四条 本专项中央预算内投资应当用于前期手续齐全、具备开工条件的计划新开工或在建项目，不得用于已完工（含试运行）项目。

第二章 支持范围和标准

第五条 国家发展改革委根据各类项目性质和特点、中央和地方事权划分原则、所在区域经济社会发展水平等，统筹支持各地节能降碳项目建设，适度向国家生态文明试验区、碳达峰碳中和、能耗双控以及资源循环利用工作突出的地区、绿色产业示范基地等倾斜。已有其他中央预算内投资专项明确支持的项目不在本专项支持范围。

第六条 本专项重点支持重点行业和重点领域节能降碳、循环经济助力降碳等方向，重点支持内容包括：

(一) 碳达峰碳中和先进技术示范及应用项目。支持“双碳”领域技术水平领先、减排效果突出、示范效应明显的项目建设，重点支持列入绿色低碳先进技术示范项目清单的项目。支持国家碳达峰试点城市和园区使用生物质能、地热能等可再生能源替代化石能源示范项目。支持规模化碳捕集利用与封存项目建设。工业重点领域绿色低碳技术攻关项目通过其他资金渠道支持。

(二) 重点行业重点领域节能降碳项目。支持电力、钢铁、有色、建材、石化、化工、焦化、纺织、造纸、印染、机械、数据中心等重点行业重点领域节能降碳改造，重点用能单位和园区能源梯级利用、能量系统优化等综合能效提升，供热基础设施节能升级改造与综合能效提升，中央和国家机关节能改造等。

(三) 循环经济助力降碳项目。支持园区循环化改造、国家“城市矿产”示范基地和资源循环利用基地等升级改造，支持规模化规范回收站点和绿色分拣中心建设，以及废钢铁、废有色金属、废玻璃、废橡胶、废旧汽车、废旧电池、废弃电器电子产品、废旧纺织品、退役风电光伏设备等废弃物循环利用。支持退役设备再制造。支持以农林剩余物资源化利用为主的农业循环经济项目。支持可降解塑料、可循环快递包装、“以竹代塑”产品生产、废塑料回收利用。支持尾矿（共伴生矿）、煤矸石、粉煤灰、冶金渣、工业副产石膏、建筑垃圾等固体废弃物综合利用。支持生物质能源化利用。

(四) 其他。围绕贯彻落实党中央、国务院交办重大事项需安排支持的项目建设。以上支持范围内，列入绿色低碳先进技术示范项目清单的参照技术攻关管理并按支持资金不超过项目总投资的30%控制，其他碳达峰碳中和先进技术示范及应用项目、重点行业重点领域节能降碳项目支持资金按不超过项目总投资的20%控制，循环经济助力降碳项目支持资金按不超过项目总投资的15%控制，单个项目支持资金原则上不超过1亿元。中央和国家机关有关项目原则上全额安排。

第七条 国家发展改革委组织编报年度中央预算内投资计划时，根据党中央、国务院决策部署，结合工作任务需要，确定当年具体支持项目范围和要求。

第三章 投资计划申报

第八条 各省、自治区、直辖市和计划单列市、新疆生产建设兵团发展改革部门（以下简称省级发展改革部门）及相关中央部门、计划单列企业集团（以下简称中央单位）是本专项的项目汇总申报单位，要按照国家发展改革委确定的安排原则、支持范围和申报要求等，及时组织开展年度中央预算内投资计划申报。中央和国家机关项目按照权限由中直管理局、国管局汇总申报，全国人大机关，国务院各部门、各直属机构，全国政协机关及有关人民团体，最高人民法院，最高人民检察院（以下简称“各部门”）所属事业单位（不含自收自支单位）、垂直管理机构、派出机构项目由各部门征求国管局意见后汇总申报。国家发展改革委在编制年度计划时统筹安排中央预算内投资。

第九条 申请投资资金的项目，由项目单位按程序向项目汇总申报单位报送项目资金申请报告。资金申请报告应当包括以下内容：

(一) 项目单位的基本情况。

(二) 项目的基本情况。包括全国投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）生成的项目代码、建设内容、建设条件落实情况等。

(三) 项目已通过全国投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)完成审批(核准、备案)情况。

(四) 申请投资支持的主要理由和政策依据。

(五) 项目建设方案。包括项目建设必要性、选址、建设规模、建设内容、工艺方案、产品方案、设备方案、工程方案等。

(六) 项目投资估算。包括主要工程量表、主要设备表、投资估算表等。

(七) 项目建设资金保障情况。包括项目资金来源渠道和方式等。

(八) 项目实施进度。包括项目总体进度安排,以及项目已完成的建设内容和投资。

(九) 项目绩效效果。包括碳达峰碳中和先进技术示范及应用项目、循环经济助力降碳等方向项目测算降碳成效。重点行业 and 重点领域节能降碳项目年综合能耗1万吨标准煤及以上的,须提供节能诊断报告,详细说明项目能耗量、主要产品和设备能效水平、节能降碳潜力、改造措施建议和改造后节能降碳量等。

(十) 相关附件。包括项目规划许可、用地审批、节能审查、环评等前期手续(如需办理)复印件,以及资金到位情况。

(十一) 项目单位应当对其提交材料的真实性、合规性负责,特别是不存在重复申请其他中央预算内投资或中央财政资金的情况,并向项目汇总申报单位作出书面承诺。

第十条 省级发展改革部门应当组织对资金申请报告进行审核,包括开展现场审核并对审核结果和申报材料的真实性、合规性负责。审核重点包括项目是否符合本专项规定的资金投向,主要建设条件是否落实,建设内容是否经济可行,申报投资是否符合安排标准,是否存在重复安排投资,是否已纳入其他中央预算内投资或中央财政资金支持范围,是否通过全国投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)完成审批(核准、备案),项目单位是否被列入严重失信主体名单等。

第十一条 省级发展改革部门、中央单位将审核通过的项目汇总报送国家发展改革委,同时组织做好中央预算内投资绩效申报工作,填报专项投资计划绩效目标,随资金申请报告和投资计划请示一并上报。申请享受特殊政策的地区,项目汇总申报单位在申报时应明确提出,并附政策依据及证明材料。

第四章 投资计划下达

第十二条 本专项的中央预算内投资资金采取直接安排到具体项目的下达方式。

第十三条 国家发展改革委按照《国家发展改革委关于修订印发〈国家发展改革委投资咨询评估管理办法〉的通知》等文件规定,委托第三方评估机构对资金申请报告进行经济技术性等评估,主要评估项目节能降碳效果、经济可行性、总投资合理性、配套资金和建设条件落实情况、项目单位信用情况、对地方政府债务负担的影响等。评估内容包括但不限于:

(一) 是否符合本办法及申报通知明确的支持方向。

(二) 项目建成后的节能降碳效果。

(三) 项目的工艺技术先进性和适用性。

(四) 项目实施方案的合理性和可行性。

(五) 提交的相关文件是否齐备、有效。

(六) 项目单位是否被列入严重失信主体名单。

第十四条 国家发展改革委根据评估结果,综合考虑各领域工作建设任务、各地资金需求评估情况、上年度专项执行情况、绩效评价和评估情况、监督检查和评估督导情况等,择优选取项目批复资金申请报告,并下达投资计划。下达当年可建成的项目,投资计划一次性下达。其他项目批复资金申请报告后,投资计划分两次下达,第1次原则上安排50%投资补助资金,第2次根据项目建设进展情况下达后续投资补助资金。

第十五条 省级发展改革部门或中央单位应在收到投资计划后10个工作日内转发下达投资计划。通过全国投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)将投资计划落实到具体项目。每个项目均需明确项目单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人。

第十六条 获得本专项支持的项目,应当严格执行国家有关法律法规和政策要求,严格按照项目批复以及中央预算内投资绩效目标表确定的总体目标、绩效目标实施建设,不得擅自改变主要建设内容和建设标准,如确需改变,须按程序报批。严禁转移、侵占或者挪用本专项资金。严格落实安全生产要求。

第十七条 实行信用承诺制度。项目单位在上报资金申请报告时,要向所在地发展改革部门出具承诺意见,承诺所报材料真实有效。各级发展改革部门逐级上报至省级发展改革部门汇总,并共享至全国信用信息共享平台。

第十八条 分两次下达投资计划的项目,项目申报汇总单位应在下达第1次投资计划当年底对项目建设情况进行进度考核评价。对建设进度良好、绩效目标合格的项目,项目申报汇总单位向国家发展改革委上报申请下达第2次投资计划的请示。国家发展改革委受理请示后,按程序下达后续投资补助资金。

第十九条 项目汇总申报单位要会同有关行业管理部门按职责全面加强项目实施监管,组织项目单位于每月10日前将项目的审批、开工情况、投资完成情况、工程进度、竣工等信息通过全国投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)及时、准确、完整填报,并随项目建设实施进度及时上传项目相关资料。各级发展改革部门和相关中央单位要强化项目日常监管。项目直接管理单位或行业主管部门作为项目日常监管责任单位,要落实好监管责任,采取组织自查、复核检查和实地查看等方式,对中央预算内投资项目的资金使用、项目建设进展等情况加大监督检查力度。

第二十条 项目单位应当执行项目法人责任制、招标投标制、工程监理制、合同管理制以及中央预算内投资项目管理的规定。对于本专项中央预算内投资,要做到独立核算、专款专用。

第二十一条 实行项目调整制度。项目有以下情形的,应予以及时调整:

(一) 地方项目在中央预算内投资计划下达后超过一年未开工的,中央单位项目在中央预算内投资计划下达后超过一年未招投标的。

(二) 实施期延期超过6个月的。

(三) 总投资额、建设规模、标准和内容发生较大变化,且项目既定建设目标不能按期完成的。

(四) 补助资金未按照项目建设进度及时拨付且沉淀时间超过6个月以上的。

(五) 承担单位主体发生实质性改变的。

(六) 其他原因导致项目无法继续实施的。确需调整的项目，由省级发展改革部门收回资金，并选取符合条件的项目提出调整申请，报国家发展改革委同意后予以调整。调出项目不再安排中央预算内投资支持。中央单位项目调整根据相关规定执行。调整结果应当及时在全国投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）中更新报备。

第二十二条 实行项目完工报告制度。项目已建成、具备验收条件的，项目单位要向所在地发展改革部门报送完工报告，及时更新全国投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）信息。项目申报汇总单位负责组织有关方面进行验收，并将验收结果报国家发展改革委。原则上应在项目竣工后6个月内完成验收。下达到有关中央单位的中央预算内投资，完工报告由相关单位通过全国投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）向国家发展改革委报送。报告内容包括：项目建设进度情况、资金使用情况、建设方案落实情况、预期效果达成情况等。在验收过程中，如发现项目未能按批复要求完成任务目标和绩效目标的，项目单位应在6个月内完成整改，并申请再次验收。对于限期整改后验收仍不通过的，收回全部中央预算内投资。

第五章 监督管理措施

第二十三条 国家发展改革委应当加强对投资计划有关专项的绩效目标审核和绩效跟踪监控，通过全国投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）对项目进行监管，按照有关规定对投资支持项目进行监督检查或评估督导，对发现的问题及时作出处理，将绩效评价情况和整改落实情况作为安排投资的重要依据，并按程序办理项目调整和中央预算内投资收回等工作。对监督检查或评估督导中存在问题较多、整改不到位的地方和中央单位，国家发展改革委视情况压缩下年度中央预算内投资安排规模。

第二十四条 项目汇总申报单位要依据职责分工，督促有关单位落实项目建设资金，明确项目单位及项目责任人、日常监管直接责任单位及监管责任人，及时协调解决项目实施过程中出现的问题，防止转移、侵占或者挪用专项投资，确保专项投资安全合理使用，并按要求向国家发展改革委报告项目建设实施情况、绩效完成情况、进度考核评价报告和重大事项。

第二十五条 各级发展改革部门和项目单位应当自觉接受并配合做好审计、监察、财政和评估督导等部门依据职能分工进行的监督检查，如实提供项目相关文件资料 and 情况，不得销毁、隐匿、转移、伪造或者无故拖延、拒绝提供有关资料。

第二十六条 项目单位（法人）有下列情形之一的，各级发展改革部门应当责令其限期整改，采取核减、收回或者停止拨付中央预算内投资资金等措施，将相关信息纳入全国信用信息共享平台和在“信用中国”网站公开，并可以根据情节轻重提请或者移交有关机关依法追究有关责任人的行政或者法律责任：

- (一) 提供虚假情况、未按要求全面完整提供真实情况、骗取投资资金的。
- (二) 滞留、挤占、截留或者挪用投资资金的。
- (三) 擅自改变主要建设内容或降低建设标准的。
- (四) 拒不接受依法进行的监督检查或评估督导的。

(五) 未按要求通过全国投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)报告相关项目信息的。

(六) 其他违反国家相关法律法规和本办法规定的行为。

第二十七条 项目日常监管责任单位有下列情形之一的,由国家发展改革委或项目汇总申报单位采取通报、约谈的方式对项目日常监管责任单位予以提醒;涉嫌违纪违法的问题线索,按照规定移交纪检监察部门、司法机关;对负有责任的领导人员和直接责任人员,依法追究其行政法律责任:

(一) 监管失职失责,对其负责监管的投资项目出现第二十六条情形制止不力,甚至包庇纵容的。

(二) 对项目单位(法人)录入信息不及时、不准确、不完整等未尽到监管责任,影响对投资项目有关调度监测等监督管理工作的。

(三) 对监管机构已经指出项目存在问题,督促整改不到位,导致问题长期未整改的。

(四) 其他违反法律、行政法规和国家发展改革委规章、规范性文件的行为。

第二十八条 项目汇总申报单位有下列情形之一的,国家发展改革委应当责令整改,明确整改期限,督促整改落实;情节严重的,视情况暂停项目汇总申报单位环资领域中央预算内资金申请资格1年,暂停项目所在地市环资领域中央预算内资金申请资格2年,暂停项目所在区县环资领域中央预算内资金申请资格3年,并约谈有关单位负责人,视情况予以通报;涉嫌违纪违法的问题线索,按照规定移交纪检监察部门、司法机关:

(一) 1年内被监督检查或审计查出第二十六条所指投资项目问题较多的。

(二) 不按照规定时限要求转发或分解下达投资计划,严重影响项目建设实施,或者造成资金大量沉淀、闲置等严重不利影响的。

(三) 其他违反法律、行政法规和国家发展改革委规定的行为。

第二十九条 对于项目单位(法人)、项目日常监管责任单位、项目汇总申报单位等违反本办法有关规定,但能够积极配合调查、认真整改纠正、主动消除或者减轻危害后果的,可以酌情从轻或减轻处理。

第三十条 项目资金申请报告由咨询服务机构编制完成的,需附现场查看材料,在资金申请报告中如实说明项目实施进度等情况,对未如实说明的,国家发展改革委应当责令整改,进行内部通报,情节严重的,将不再受理其编制的资金申请报告。对把关责任落实不到位的评审机构,暂停其承担评审任务资格。

第六章 附则

第三十一条 省级发展改革部门可根据本办法制定管理细则。

第三十二条 本办法由国家发展改革委负责解释。

第三十三条 本办法从印发之日起施行,有效期5年,根据情况适时修订调整。《污染治理和节能减碳中央预算内投资专项管理办法》(发改环资规〔2021〕655号)同时废止。

招标投标领域公平竞争审查规则

2024 年第 16 号令

(2024 年 1 月 31 日经国家发展改革委第 8 次委务会通过 2024 年 3 月 25 日国家发展改革委、工业和信息化部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、农业农村部、商务部、市场监管总局令第 16 号公布自 2024 年 5 月 1 日起施行)

《招标投标领域公平竞争审查规则》已经 2024 年 1 月 31 日第 8 次委务会议审议通过，现予公布，自 2024 年 5 月 1 日起施行。

2024 年 3 月 25 日

招标投标领域公平竞争审查规则

第一章 总则

第一条 为加强和规范招标投标领域公平竞争审查，维护公平竞争市场秩序，根据《中华人民共和国招标投标法》、《中华人民共和国招标投标法实施条例》等有关规定，制定本规则。

第二条 招标投标领域公平竞争审查工作，适用本规则。

第三条 本规则所称公平竞争审查，是指行政机关和法律、法规授权的具有管理公共事务职能的组织（以下统称政策制定机关）对拟制定的招标投标领域涉及经营主体经济活动的规章、行政规范性文件、其他政策性文件以及具体政策措施（以下统称政策措施）是否存在排除、限制竞争情形进行审查评估的活动。

除法律、行政法规或者国务院规定的公平竞争审查例外情形，未经公平竞争审查或者经审查存在排除、限制竞争情形的，不得出台有关政策措施。

第四条 政策制定机关履行公平竞争审查职责。政策制定机关应当确定专门机构具体负责政策措施的公平竞争审查工作。

多个部门联合制定政策措施的，由牵头部门组织开展公平竞争审查，各参与部门对职责范围内的政策措施负责。

第二章 审查标准

第五条 政策制定机关应当尊重和保障招标人组织招标、选择招标代理机构、编制资格预审文件和招标文件的自主权，不得制定以下政策措施：

- (一) 为招标人指定招标代理机构或者违法限定招标人选择招标代理机构的方式；
- (二) 为招标人指定投标资格、技术、商务条件；
- (三) 为招标人指定特定类型的资格审查方法或者评标方法；
- (四) 为招标人指定具体的资格审查标准或者评标标准；
- (五) 为招标人指定评标委员会成员；

- (六) 对于已经纳入统一的公共资源交易平台体系的电子交易系统, 限制招标人自主选择;
- (七) 强制招标人或者招标代理机构选择电子认证服务;
- (八) 为招标人或者招标代理机构指定特定交易工具;
- (九) 为招标人指定承包商(供应商)预选库、资格库或者备选名录等;
- (十) 要求招标人依照本地区创新产品名单、优先采购产品名单等地方性扶持政策开展招标投标活动;
- (十一) 以其他不合理条件限制招标人自主权的政策措施。

第六条 政策制定机关应当落实全国统一的市场准入条件, 对经营主体参与投标活动, 不得制定以下政策措施:

- (一) 对市场准入负面清单以外的行业、领域、业务, 要求经营主体在参与投标活动前取得行政许可;
- (二) 要求经营主体在本地区设立分支机构、缴纳税收社保或者与本地区经营主体组成联合体;
- (三) 要求经营主体取得本地区业绩或者奖项;
- (四) 要求经营主体取得培训合格证、上岗证等特定地区或者特定行业组织颁发的相关证书;
- (五) 要求经营主体取得特定行业组织成员身份;
- (六) 以其他不合理条件限制经营主体参与投标的政策措施。

第七条 政策制定机关制定标准招标文件(示范文本)和标准资格预审文件(示范文本), 应当平等对待不同地区、所有制形式的经营主体, 不得在标准招标文件(示范文本)和标准资格预审文件(示范文本)中设置以下内容:

- (一) 根据经营主体取得业绩的区域设置差异性得分;
- (二) 根据经营主体的所有制形式设置差异性得分;
- (三) 根据经营主体投标产品的产地设置差异性得分;
- (四) 根据经营主体的规模、注册地址、注册资金、市场占有率、负债率、净资产规模等设置差异性得分;
- (五) 根据联合体成员单位的注册地址、所有制形式等设置差异性得分;
- (六) 其他排除或者限制竞争的内容。

第八条 政策制定机关制定定标相关政策措施, 应当尊重和保障招标人定标权, 落实招标人定标主体责任, 不得制定以下政策措施:

- (一) 为招标人指定定标方法;
- (二) 为招标人指定定标单位或者定标人员;
- (三) 将定标权交由招标人或者其授权的评标委员会以外的其他单位或者人员行使;
- (四) 规定直接以抽签、摇号、抓阄等方式确定合格投标人、中标候选人或者中标人;
- (五) 以其他不合理条件限制招标人定标权的政策措施。

第九条 政策制定机关可以通过组织开展信用评价引导经营主体诚信守法参与招标投标活动, 并可以通过制定实施相应政策措施鼓励经营主体应用信用评价结果, 但应当平等对待不同地区、所

有制形式的经营主体，依法保障经营主体自主权，不得制定以下政策措施：

- （一）在信用信息记录、归集、共享等方面对不同地区或者所有制形式的经营主体作出区别规定；
- （二）对不同地区或者所有制形式经营主体的资质、资格、业绩等采用不同信用评价标准；
- （三）根据经营主体的所在地区或者所有制形式采取差异化的信用监管措施；
- （四）没有法定依据，限制经营主体参考使用信用评价结果的自主权；
- （五）其他排除限制竞争或者损害经营主体合法权益的政策措施。

第十条 政策制定机关制定涉及招标投标交易监管和服务的政策措施，应当平等保障各类经营主体参与，不得在交易流程上制定以下政策措施：

- （一）规定招标投标交易服务机构行使审批、备案、监管、处罚等具有行政管理性质的职能；
- （二）强制非公共资源交易项目进入公共资源交易平台交易；
- （三）对能够通过告知承诺和事后核验核实真伪的事项，强制投标人在投标环节提供原件；
- （四）在获取招标文件、开标环节违法要求投标人的法定代表人、技术负责人、项目负责人或者其他特定人员到场；
- （五）其他不当限制经营主体参与招标投标的政策措施。

第十一条 政策制定机关制定涉及保证金的政策措施，不得设置以下不合理限制：

- （一）限制招标人依法收取保证金；
- （二）要求经营主体缴纳除投标保证金、履约保证金、工程质量保证金、农民工工资保证金以外的其他保证金；
- （三）限定经营主体缴纳保证金的形式；
- （四）要求经营主体从特定机构开具保函（保险）；
- （五）在招标文件之外设定保证金退还的前置条件；
- （六）其他涉及保证金的不合理限制措施。

第三章 审查机制

第十二条 政策制定机关应当建立本机关公平竞争审查工作机制，明确公平竞争审查负责机构、审查标准和审查流程，规范公平竞争审查行为。

第十三条 政策措施应当在提请审议或者报批前完成公平竞争审查。

政策制定机关应当作出符合或者不符合审查标准的书面审查结论。适用有关法律、行政法规或者国务院规定的公平竞争审查例外情形的，应当在审查结论中说明理由。

第十四条 政策制定机关在对政策措施开展公平竞争审查过程中，应当以适当方式听取有关经营主体、行业协会商会等意见；除依法保密外，应当向社会公开征求意见。

在起草政策措施的其他环节已经向社会公开征求意见或者征求过有关方面意见的，可以不再专门就公平竞争审查征求意见。

第十五条 政策制定机关可以委托第三方机构对拟出台政策措施的公平竞争影响、已出台政策措施的竞争效果和本地区招标投标公平竞争审查制度总体实施情况、市场竞争状况等开展评估。

第四章 监督管理

第十六条 地方各级招标投标指导协调部门会同招标投标行政监督部门，应当定期组织开展政策措施评估，发现违反公平竞争审查有关规定的，应当及时纠正。

第十七条 公民、法人或者其他组织认为政策措施妨碍公平竞争的，有权向政策制定机关及其上一级机关反映。

地方各级招标投标指导协调部门、招标投标行政监督部门应当建立招标投标市场壁垒线索征集机制，动态清理废止各类有违公平竞争的政策措施。

第十八条 公民、法人或者其他组织认为资格预审文件、招标文件存在排斥、限制潜在投标人不合理条件的，有权依照《招标投标法》及其实施条例相关规定提出异议和投诉。招标投标行政监督部门、招标人应当按照规定程序处理。

第十九条 政策制定机关未进行公平竞争审查或者违反审查标准出台政策措施的，由上级机关责令改正；拒不改正或者不及时改正的，对直接负责的主管人员和其他相关责任人员依照《中华人民共和国公职人员政务处分法》第三十九条、《中华人民共和国公务员法》第六十一条等有关规定依法给予处分。

第五章 附则

第二十条 政策制定机关作为招标人编制招标公告、资格预审文件和招标文件，以及公共资源交易平台运行服务机构制定招标投标交易服务文件，应当参照本规则开展公平竞争审查。

第二十一条 本规则由国家发展改革委同有关部门负责解释。

第二十二条 本规则自 2024 年 5 月 1 日起施行。

中华人民共和国财政部办公厅

中华人民共和国国家发展和改革委员会办公厅

国家能源局综合司

财办建〔2024〕6号

财政部办公厅 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于加强可再生 能源电价附加补助资金常态化 管理有关工作的通知

国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、有关地方独立电网企业、国家可再生能源信息管理中心：

为进一步加强可再生能源电价附加补助资金（以下简称补助资金）常态化规范管理，依据《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资金管理办法〉的通知》（财建〔2020〕5号）、《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）等规定，现将有关事项通知如下：

一、加强项目信息管理

电网企业应加强信息化管理，抓紧做好享受补助资金的可再生能源发电项目建档立卡工作，项目建档立卡编码为国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统对应的唯一编码，全面、准确、实时反映项目运行状态、装机容量、发电量等情况，实现对项目的全生命周期管理，支撑北京、广州可再生能源发展结算服务有限公司规范高效运营。其中，电网企业指国家电网有限公司

(以下简称国家电网)、中国南方电网有限责任公司(以下简称南方电网)、地方独立电网企业。

二、依规做好资金核算

电网企业应严格按照现行政策规定审核和拨付补助资金,并依据补贴清单调整、项目核查检查等情况,及时做好已拨付补助资金的调整和收回等工作。对于因电网企业原因造成发电企业补助资金核减的,由电网企业承担相应责任。同时,电网企业应全面梳理总结落实核减环境违法行为补助资金、绿证交易涉及补助资金等有关情况,每年度形成专项报告。其中,地方独立电网企业的报告按属地原则提交至国家电网、南方电网,国家电网、南方电网于每年3月底前将汇总后的报告以书面形式反馈财政部、国家发展改革委、国家能源局。

三、做好资金台账管理

电网企业应严格落实相关规定,做好补助资金的台账管理,全面、准确记录补助资金拨付至可再生能源发电项目的明细情况。对于预拨的补助资金、享受补助资金项目的绿证收益等,电网企业应单独建立台账,为后续清算工作奠定基础。

四、加强数据互联互通

电网企业要加强与国家可再生能源信息管理中心(以下简称信息中心)相关数据的互联互通,及时将项目和补助资金等相关信息共享至信息中心,地方独立电网企业还需按属地原则同步将相关信息共享至国家电网、南方电网,以服务监督检查要求,有关表样见附件。为提高工作效率,请各电网企业明确负责信息共享工作的联络人,及时将联络人信息反馈至信息中心。

五、加强补贴项目清单管理

电网企业应加快推进可再生能源发电补贴项目清单审核、公布等工作,并与省级主管部门、信息中心、项目业主等做好沟通衔接,逐月统计已申报项目补贴清单审核进展情况。地方独立电网企业的审核情况按属地原则提交至国家电网、南方电网,国家电网、南方电网于每月15日前将汇总后的补贴清单审核进展情况以书面形式反馈财政部、国家发展改革委、国家能源局。

附件：可再生能源电价附加补助资金信息共享参考表样



财政办公厅



国家发展改革委办公厅



国家能源局综合司

2024年1月11日

附件

可再生能源电价附加补助资金信息共享参考表样

表 1: 项目基础信息表		
序号	名称	字段说明:
1	项目建档立卡编码	国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统对应的唯一编码
2	项目名称	项目建档立卡名称全称
3	项目业主类型	法人机构: 自然人。
4	项目业主名称	法人机构: 登记注册的法人机构名称: 自然人: 身份证姓名
5	项目业主 ID	法人机构: 统一社会信用代码: 自然人: 身份证号 (含港澳身份证)
6	项目所属集团	项目控股集团母公司名称 (自然人不填写)
7	项目类型	风力发电: 太阳能发电; 生物质发电; 地热发电; 公共独立电力系统
8	项目所在省 (自治区、直辖市)	国家行政区划代码对应名称
9	项目所在市 (盟、州、地区)	国家行政区划代码对应名称
10	项目所在县 (县级市、旗、区)	国家行政区划代码对应名称
11	项目详细地址	县 (县级市、旗、区) 以下的详细地址
12	项目运行状态	在运营: 退役
13	项目接入电网名称	国家电网、南方电网项目: 项目接入的省级电网企业名称: 地方独立电网企业项目, 项目接入的地方电网企业名称
14	纳入补贴目录/清单批次	国家公布的第 1-7 批补贴目录或各电网公司公布的补贴清单批次
15	纳入补贴目录/清单时间	纳入国家补贴目录或清单的时间, 格式: yyyy-mm-dd
16	纳入补贴目录/清单装机容量	纳入项目补贴目录或清单容量 (千瓦, 精确到小数点后两位)
17	项目实际并网容量	千瓦, 精确到小数点后两位
18	全容量并网时间	格式: yyyy-mm-dd:
19	是否为光伏扶贫项目	是: 否
20	是否为 2022 年补贴核查项目	是: 否
21	是否纳入补贴核查合规项目清单	是: 否
22	补贴核查编号	补贴核查系统中的核查编号
23	备用字段 1	后续根据实际情况进行修改完善
24	备用字段 2	
25		

备注: 1.对于已纳入补贴目录/清单项目, 由信息中心负责生成项目建档立卡编码, 各电网企业应基于项目建档立卡编码对项目基础信息进行修改、补充和完善, 确保数据的全面性和准确性。对于新纳入补贴清单或建档立卡系统还未覆盖的项目, 电网企业应及时 (至少按月) 将项目基础信息反馈至信息中心, 信息中心应及时完成项目接收和编码等工作。

2.项目基础信息发生变更的, 各电网企业、信息中心应在发生变更后 1 个月内同步更新信息。

附件

可再生能源电价附加补助资金信息共享参考表样

表 2：项目逐月数据表		
序号	名称	字段说明
1	项目建档立卡编码	国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统对应的唯一编码
2	电力生产年月	格式：YYYY-MM，自项目并网之日起提供逐月数据
3	上网电价	含税（元/千瓦时）
4	当月补贴强度	不含税（元/千瓦时）
5	当月结算电量	电网企业与发电企业当月电费结算单所列电量（千瓦时，整数）
6	当月应补贴电量	补贴电量（千瓦时，整数）
7	当月拨付补贴金额	不含税（元）
8	当月拨付补贴的资金来源	预拨资金：常规预算
9	截至当月累计结算电量	电网企业与发电企业截至当月累计结算电量（千瓦时，整数）
10	截至当月累计应发补贴电量	补贴电量（千瓦时，整数）
11	截至当月累计实发补贴电量	补贴电量（千瓦时，整数）
12	截至当月累计应拨补贴金额	不含税（元）
13	截至当月累计实拨补贴金额	不含税（元）
14	备用字段 1	后续根据实际情况进行修改完善
15	备用字段 2	
16	……	

备注：各电网企业于每月 15 日前将项目上月数据同步至信息中心，首次同步时需提供项目自并网之日起的全部历史数据（逐月），各电网企业和信息中心应于 2024 年 3 月底前完成历史数据的同步工作。

水利部文件

水建设〔2024〕90号

水利部关于进一步优化调整水利工程项目

施工准备工程开工条件的通知

部机关各司局，部直属各单位，各省、自治区、直辖市水利（水务）厅（局），各计划单列市水利（水务）局，新疆生产建设兵团水利局：

为深入贯彻党的二十大和中央经济工作会议精神，加快推进水利工程建设，更好发挥水利建设投资的带动效应，经研究，决定进一步优化调整水利工程项目施工准备工程开工条件，现将有关事项通知如下。

一、施工准备工程开工条件

水利工程项目可行性研究报告已经批准，环境影响评价文件已经批准，年度投资计划已经下达或建设资金已经落实，项目法人即可组织开工建设施工准备工程。

二、施工准备工程建设内容

- 1.现场征地、拆迁；
- 2.进场道路及场内交通工程；
- 3.施工供电、供水、供风、通信、火工材料和油料仓储设施、施工支洞、场地平整等临时工程；
- 4.料场开采、砂石加工、混凝土生产、大型施工机械设备土建及安装、施工导流以及经批准的应急工程、试验工程等专项工程；
- 5.生产生活所必需的其他临时建筑工程。

三、施工准备工程项目实施

项目法人应充分考虑可行性研究报告批准到初步设计报告批准之间的工作周期，按初步设计深度编制施工准备工程实施方案（以下简称“实施方案”）。

实施方案编制应与初步设计做好衔接，合理确定施工准备工程建设内容和规模。

项目法人要加强与初步设计审批部门、概算核定部门的沟通协调，将施工准备工程投资纳入初步设计概算。

实施方案经项目主管部门或流域管理机构组织技术审查同意后，项目法人即可组织施工准备工程项目实施。根据《中华人民共和国招标投标法》及其实施条例相关规定，需要进行招标投标的施工准备工程，项目法人按照实施方案依法组织开展招标投标工作。

本通知自印发之日起施行，《水利部关于调整水利工程项目施工准备开工条件的通知》（水建管〔2017〕177号）同时废止。



2024年3月31日

国家能源局关于印发《2024 年能源工作指导意见》的 通知

国能发规划〔2024〕22 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，中核集团、中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团、国家电网、南方电网、中国华能、中国大唐、中国华电、国家电投、中国三峡集团、国家能源集团、国投、华润集团、中煤集团、中广核：

为深入贯彻落实党中央、国务院有关决策部署，扎实做好 2024 年能源工作，持续推动能源高质量发展，我局研究制定了《2024 年能源工作指导意见》，现印发给你们。请结合实际情况抓紧开展工作，并将落实情况于 2024 年 12 月底前函告我局（发展规划司）。

国家能源局
2024 年 3 月 18 日

附件：2024 年能源工作指导意见

2024 年能源工作指导意见

2024 年是新中国成立 75 周年，是深入实施“四个革命、一个合作”能源安全新战略十周年，是完成“十四五”规划目标任务的关键一年，做好全年能源工作十分重要。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，持续推动能源绿色低碳转型和高质量发展，保障能源安全，制定本意见。

一、总体要求

（一）指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻落实中央经济工作会议和政府工作报告的部署，坚持稳中求进工作总基调，完整、准确、全面贯彻新发展理念，加快构建新发展格局，深入践行能源安全新战略，更好统筹发展和安全，处理好新能源与传统能源、全局与局部、能源开发和节约利用等关系，着力提升能源安全保障能力，着力推进能源绿色低碳转型，着力深化能源改革创新，着力提高能源国际合作水平，加快规划建设新型能源体系，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障。

（二）基本原则

坚持把保障国家能源安全放在首位。持续巩固“电力稳定可靠、油气底线可保、煤炭压舱兜底、新能源高质量跃升”良好态势。保持能源生产能力合理弹性，强化储备能力建设，坚守安全生产底线，有效应对能源安全风险挑战，保障经济社会发展和人民群众美好生活用能需求。

坚持积极有力推进能源绿色低碳转型。深入践行生态优先、绿色发展理念，坚定不移落实双碳目标，把握好节奏和力度，着力加强供需协同，强化系统消纳，保持清洁能源高质量较快发展势头。

坚持依靠科技创新增强发展新动能。深入实施能源技术装备补短板、锻长板、拓新板，加强关键核心技术联合攻关，强化优势能源产业国际竞争力。加强科研成果转化运用，促进新质生产力发展。

坚持以深化改革开放激发发展活力。深入推进重点领域和关键环节体制机制改革，持续推进全国统一电力市场体系建设，深化油气市场体系改革，不断提高能源治理效能。务实推进能源国际合作，扩大高水平对外开放，积极参与全球能源治理。

（三）主要目标

供应保障能力持续增强。全国能源生产总量达到 49.8 亿吨标准煤左右。煤炭稳产增产，原油产量稳定在 2 亿吨以上，天然气保持快速上产态势。发电装机达到 31.7 亿千瓦左右，发电量达到 9.96 万亿千瓦时左右，“西电东送”输电能力持续提升。

能源结构持续优化。非化石能源发电装机占比提高到 55% 左右。风电、太阳能发电量占全国发电量的比重达到 17% 以上。天然气消费稳中有增，非化石能源占能源消费总量比重提高到 18.9% 左右，终端电力消费比重持续提高。

质量效率稳步提高。能源清洁高效开发利用取得新成效。煤电“三改联动”持续推进。跨省跨区输电通道平均利用小时数处于合理区间。推动北方地区清洁取暖持续向好发展。科技创新成果应用取得新进展。

二、持续夯实能源保障基础

把能源安全作为高质量发展的基石，持续巩固提升油气产量，保持煤炭产能合理裕度，增加战略储备和调节能力，强化区域协同保障，筑牢能源安全保障的根基。

强化化石能源安全兜底保障。深入研究实施油气中长期增储上产发展战略。加大油气勘探开发力度，推进老油田稳产，加快新区建产，强化“两深一非一稳”重点领域油气产能建设。有序推动炼油项目改造升级。加快储气设施建设，推进地下储气库、沿海液化天然气接收站储罐工程。加强油气管道保护。有序释放煤炭先进产能，推动已核准项目尽快开工建设，在建煤矿项目尽早投产达产，核准一批安全、智能、绿色的大型现代化煤矿，保障煤炭产能接续平稳，在安全生产基础上，推动产量保持较高水平。建立煤炭产能储备制度，加强煤炭运输通道和产品储备能力建设，提升煤炭供给体系弹性。

提升电力系统稳定调节能力。印发实施指导火电转型发展的相关政策。推动煤炭、煤电一体化联营，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产。推动退役机组按需合规转为应急备用电源。在气源有保障、气价可承受、调峰需求大的地区合

理规划建设调峰气电。深入落实《关于新形势下配电网高质量发展的指导意见》，提升配电网支撑保障能力和综合承载能力。强化迎峰度夏、度冬电力供需平衡预警，“一省一策”做好电力供应保障，加大供应紧张和偏紧地区的督促指导力度。优化抽水蓄能中长期发展规划布局。推动新型储能多元化发展，强化促进新型储能并网和调度运行的政策措施。压实地方、企业责任，推动电力需求侧资源参与需求侧响应和系统调节。

提高区域协同保障能力。推进京津冀、长三角、粤港澳大湾区、黄河流域等重点区域能源规划落地实施，支持东北等地区能源高质量发展。优化完善政策机制，推动跨省跨区输电通道高质量发展。重点推进陕北—安徽、甘肃—浙江、蒙西—京津冀、大同一天津南等特高压工程核准开工，加快开展西南、西北、东北、内蒙古等清洁能源基地送出通道前期工作。强化蒙东与东北主网联网，推进华北特高压交流电网向蒙西地区延伸加强，提升西北省间通道输电能力，建成华中特高压骨干网架。加快推进西气东输四线、川气东送二线、中俄东线南段、虎林—长春等干线管道建设。持续做好农村电网巩固提升。

三、大力推进非化石能源高质量发展

深入落实双碳目标任务，多措并举提高非化石能源比重，优化完善产业发展政策，以能源绿色发展支撑美丽中国建设。

巩固扩大风电光伏良好发展态势。稳步推进大型风电光伏基地建设，有序推动项目建成投产。统筹优化海上风电布局，推动海上风电基地建设，稳妥有序推动海上风电向深水区发展。做好全国光热发电规划布局，持续推动光热发电规模化发展。因地制宜加快推动分散式风电、分布式光伏发电开发，在条件具备地区组织实施“千乡万村驭风行动”和“千家万户沐光行动”。开展全国风能和太阳能发电资源普查试点工作。

稳步推进水电核电开发建设。编制主要流域水风光一体化基地规划，制定长江流域水电开发建设方案。有序推进重大水电工程前期工作。积极安全有序推动沿海核电项目核准，建成投运山东荣成“国和一号”示范工程1号机组、广西防城港“华龙一号”示范工程4号机组等。

持续完善绿色低碳转型政策体系。科学优化新能源利用率目标，印发2024年可再生能源电力消纳责任权重并落实到重点行业企业，以消纳责任权重为底线，以合理利用率为上限，推动风电光伏高质量发展。持续推进绿证全覆盖和应用拓展，加强绿证与国内碳市场的衔接和国际认可，进一步提高绿证影响力。修订发布分布式光伏发电项目管理办法，持续开展分布式光伏接入电网承载力提

升试点工作。研究光伏电站升级改造和退役有关政策。制定实施抽水蓄能电站开发建设管理暂行办法，促进抽水蓄能可持续健康发展。

四、深化能源利用方式变革

适应经济社会清洁化、低碳化发展趋势，加大清洁低碳能源消费替代力度，协同推进能源产业节能减污降碳，推动形成绿色低碳的生产生活方式。

持续推动重点领域清洁能源替代。加快构建充电基础设施网络体系，深入推动交通用能电气

化，持续优化城市、公路沿线和居民社区充电网络，加大县域充电基础设施建设支持力度，推动创建一批充电设施建设应用示范县和示范乡镇，探索开展车网双向互动。促进北方地区清洁取暖持续向好发展，因地制宜推进超低排放热电联产集中供暖和地热、太阳能、生物质能等可再生能源供暖，逐步发展电力、工业余热、核能供暖等多种清洁供暖方式，推动具备条件的清洁供暖项目稳妥有序实施。推进农村能源革命试点县建设，以点带面加快农村能源清洁低碳转型。修订天然气利用政策，推动天然气在新型能源体系建设中发挥更大作用。发布《能源绿色低碳转型典型案例集》，通过典型示范带动转型发展。

强化能源行业节能降碳提效。持续推进煤炭开发节能降碳，加快煤层气产业化发展，大力建设瓦斯抽采利用规模化矿区和示范项目。继续实施煤电“三改联动”，稳妥有序淘汰落后产能。深入探索火电掺烧氢、氨技术，强化试点示范。加强对能效在基准水平以下炼油企业的用能管理，开展炼油行业节能降碳典型案例汇编，引导企业应用先进技术提升能效。推进煤炭、油气行业与新能源融合发展，降低单位产品生产能耗和二氧化碳排放量。支持煤制油气项目与新能源耦合发展和碳捕集、利用与封存规模化示范应用。加大能源资源与伴生矿产协同开发技术研发力度。

加快培育能源新业态新模式。加强新型储能试点示范跟踪评价，推动新型储能技术产业进步。编制加快推动氢能产业高质量发展的相关政策，有序推进氢能技术创新与产业发展，稳步开展氢能试点示范，重点发展可再生能源制氢，拓展氢能应用场景。稳步推进绿色清洁液体燃料发展，有序推动纤维素等非粮燃料乙醇技术创新和产业化，抓好生物柴油推广应用试点示范。稳步推进生物质能多元化开发利用。推动有条件的工业园区实施低碳零碳改造，推广综合能源站、源网荷储一体化等绿色高效供用能模式。因地制宜探索实施新能源微电网、微能网、发供用高比例新能源应用等示范工程。

五、推进能源技术创新

深入实施创新驱动发展战略，聚焦高端化、数字化、智能化，加强能源科技自主创新，提升能源产业链供应链自主可控水平，促进新质生产力发展。

持续完善能源科技创新体系。扎实推进“十四五”能源领域科技创新规划项目落地实施，

做好后续跟踪评价。加强能源研发创新平台管理，落实研发任务，强化日常监督考评。以能源新技术、新业态、新兴产业、绿色低碳转型和安全发展为重点，统筹研究设立一批能源行业标委会，加快相关标准制修订，强化标准实施应用。提高能源领域标准国际化水平，支持参与国际标准化工作，推动能源技术标准高水平走出去。

加快能源技术攻关和成果转化。依托能源领域战略科技力量推进关键技术装备创新，组织开展第四批能源领域首台（套）重大技术装备申报和评定，加快示范应用。做好燃气轮机创新发展示范项目中期评估和任务调整，确保示范任务取得实效。持续推进核电重大专项。组织实施科技创新2030—“智能电网”重大项目和“可再生能源技术”“煤炭清洁高效利用”“氢能技术”等能源领域国家重点研发计划项目。深入论证煤炭、油气等领域重大科技项目。

促进能源新技术应用示范。组织开展能源数字化智能化核心技术攻关和应用示范。推进电网基础设施智能化改造和智能微电网建设，提高电网对清洁能源的接纳、配置和调控能力。总结全国首

批智能化示范煤矿建设成效，更大范围、更高水平推进智能化煤矿建设。实施首批国家能源核电数字化转型技术示范项目。探索推广虚拟电厂、新能源可靠替代、先进煤电、新型储能多元化应用等新技术。

六、持续推进能源治理体系和能力现代化

健全完善能源法治体系，持续深化能源体制机制改革，加大能源监管力度，加强能源电力安全治理，不断提升能源治理体系现代化水平。

健全完善能源法律法规。推动全国人大常委会审议通过《能源法》，加快修订《可再生能源法》《电力法》《煤炭法》。推动修订电网调度管理条例、天然气基础设施建设与运营管理办法、油气管网设施公平开放监管办法、电力监控系统安全防护规定等规章制度。

深化能源重点领域改革。深化电力体制改革，助力构建新型电力系统。出台深化电力市场改革促进新能源高质量发展的意见。加强全国统一电力市场体系建设，推动落实电力现货市场基本规则，制定《电力辅助服务市场基本规则》《电力市场信息披露基本规则》《电力市场准入注册基本规则》，落实煤电两部制电价政策。指导推动山西、广东、甘肃、山东、蒙西等先行先试地区持续深化电力市场化改革，稳步推进南方、京津冀、长三角区域电力市场建设。深化油气体制改革，推进基础设施高质量公平开放，加强对管道上下载开口工作的指导和约束，加快管网互联互通，支持引导省级管网以市场化方式融入国家管网。

强化能源市场监管。创新能源监管方式，加大监管工作力度，维护公平公正市场环境。在重点省份开展电力领域综合监管，针对电力市场运行中存在规则执行不到位、限制市场竞争、信息披露不到位等问题开展专项监管，强化电力交易和市场秩序常态化监管。加强电网和油气管网设施公平

开放监管，提高电网和油气管网设施运行效率。充分发挥 12398 能源监管热线民生通道作用，推动解决群众急难愁盼问题。

加强电力安全治理。出台关于新型电力系统安全治理的政策文件和防范新能源等新型并网主体并网安全事故重点要求，修订《电网安全风险管控办法（试行）》，研究制定煤电机组深度调峰安全监管措施。加强重点领域安全专项监管，开展能源电力系统安全生产治本攻坚三年行动以及水电站大坝安全提升专项行动第二阶段工作、电力建设工程施工安全 and 质量管控专项监管、配电网安全专项行动。持续推进国家级电力应急基地和研究中心建设，加快建设基于实时数据的电力可靠性管理体系。组织新一轮电力油气关键信息基础设施认定，稳妥推进能源行业北斗规模化应用。

七、务实推进能源国际合作

密切关注国际能源形势变化，统筹利用国内国际两个市场、两种资源，扩大高水平能源国际合作，增强开放条件下的能源安全。

提升开放条件下能源安全保障能力。巩固发展煤炭国际贸易合作。加强与油气资源国协调，推动务实合作，持续巩固完善平衡多元的油气进口体系。推动与周边国家电力互联取得新进展。稳妥有序推动核电项目国际合作。

有序推进清洁能源产业链合作。构建能源绿色低碳转型共赢新模式，深化新能源科技创新国际

合作，加强中欧在风电、智慧能源、储能等重点领域合作，推动一批中欧能源技术创新合作示范项目落地实施。开展中国—东盟清洁能源能力建设计划项目交流，推动成立中国—东盟清洁能源合作中心。推进与沙特、阿联酋等国共同筹建中阿清洁能源合作中心，加强在氢能领域的务实合作。

深度参与国际能源治理变革。高质量建设“一带一路”能源合作伙伴关系和全球清洁能源合作伙伴关系。继续深度参与联合国框架下及 G20、APEC、IEA、IRENA、上合组织、金砖、IFNEC 等能源领域重要多边机制。持续完善中国—IRENA 合作机制建设。积极参加 G20 能源转型部长会议、2024 年 IEA 能源部长级会议等重要国际会议。组织召开双边对话机制活动。

各省（区、市）能源主管部门、国家能源局各派出机构和有关能源企业，要依据本指导意见，结合本地区和企业的具体情况，创新性开展工作，加强能源安全保障能力建设，推动能源高质量发展不断取得新成效，为全面建设社会主义现代化国家提供坚强能源保障。

国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知

国能发科技规〔2024〕26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、工业和信息化主管部门、城市管理委，各派出机构，有关中央企业：

为深入贯彻党的二十大精神，加快规划建设新型能源体系，落实《关于加快推动新型储能发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕1051号）、《新型储能项目管理规范（暂行）》（国能发科技规〔2021〕47号）、《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》（发改办运行〔2022〕475号）有关要求，规范新型储能并网接入管理，优化调度运行机制，充分发挥新型储能作用，支撑构建新型电力系统，现就有关事项通知如下。

一、总体要求

（一）准确把握新型储能功能定位。新型储能是指除抽水蓄能外，以输出电力为主要形式，并对外提供服务的储能技术，具有建设周期短、布局灵活、响应速度快等优势，可在电力系统运行中发挥调峰、调频、调压、备用、黑启动、惯量响应等多种功能，是构建新型电力系统的重要支撑技术。随着装机规模迅速增长，新型储能在促进新能源开发消纳和电力系统安全稳定运行等方面的作用正在逐步显现。应结合新型储能功能定位和市场化要求，进一步规范新型储能并网管理，持续完善新型储能调度机制，保障新型储能合理高效利用，有力支撑新型电力系统建设。

（二）明确接受电力系统调度新型储能范围。接入电力系统并签订调度协议的新型储能，可分为调度调用新型储能和电站自用新型储能两类。调度调用新型储能指具备独立计量装置，并且按照市场出清结果或电力调度机构指令运行的新型储能，包括独立储能电站、具备条件独立运行的新能源配建储能等；电站自用新型储能指与发电企业、用户等联合运行，由发电企业、用户等根据自身需求进行控制的新型储能，包括未独立运行的新能源配建储能、火电联合调频储能、具备接受调度指令能力的用户侧储能等。

二、加强新型储能并网和调度运行管理

（三）规范新型储能并网接入管理。电网企业及电力调度机构须制定新型储能并网细则及并网服务工作指引等，明确并网流程、相关标准和涉网试验要求。电力调度机构按照平等互利、协商一致和确保电力系统安全运行的原则，组织新型储能开展并网验收并签订并网调度协议，新型储能应在并网后规定时间内完成全部涉网试验。

（四）优化新型储能调度方式。电力调度机构应根据系统需求，制定新型储能调度运行规程，科学确定新型储能调度运行方式，公平调用新型储能调节资源。积极支持新能源+储能、聚合储能、光储充一体化等联合调用模式发展，优先调用新型储能试点示范项目，充分发挥各类储能价值。调用新型储能时，对于参与电力市场的新型储能，按照市场出清结果安排新型储能运行，对于暂不具备参与电力市场条件的新型储能，通过调度指令进行调用。在发生危及电力系统安全事故（事件）及其他必要情况时，所有调管范围内的新型储能应接受电力调度机构统一直接调用，直接

调用期间按照独立储能充放电价格机制执行。

（五）加强新型储能运行管理。各地在制修订电力市场规则或《电力辅助服务管理实施细则》《电力并网运行管理实施细则》时，明确、细化各类新型储能的考核实施细则。新型储能应按电力调度机构要求及时报送运行信息，电力调度机构定期向全国新型储能大数据平台推送新型储能调用情况。

三、明确新型储能并网和调度技术要求

（六）规范新型储能并网接入技术要求。新型储能接入系统应符合电力系统安全稳定运行要求，完成相应性能试验及涉网试验，新型储能设备应满足国家、行业技术标准及管理规范有关要求，确保安全稳定运行。新型储能项目单位需制定详细的运行维护规程、现场操作规程、事故预案及应急管理措施、停运检修计划等，并定期向电力调度机构报备。

（七）明确新型储能调度运行技术要求。新型储能应配备功率控制系统或协调控制系统。所有调管范围内的新型储能应具备按照调度指令进行有功功率和无功功率自动调节的能力，接入所属电力调度机构的 AGC、AVC 等系统，接受并执行调度指令，并具备信息安全防护措施。新能源基地配建新型储能调度原则按照《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》（NB/T 11194-2023）执行。

（八）鼓励存量新型储能技术改造。鼓励存量新型储能开展技术改造，具备接受调度指令能力。满足相应技术条件后，电力调度机构应及时开展新型储能并网及调度工作。

（九）推动新型储能智慧调控技术创新。结合新型储能多场景和市场化运行需求，积极开展新型储能与其他电源协同优化调度技术、规模化储能系统集群智能调度关键技术、基于新型储能的电网主动支撑技术、电动汽车等分布式储能虚拟电厂聚合互动调控技术等研发攻关工作，着力推动新技术应用。

四、强化新型储能并网和调度协调保障

（十）加强新型储能项目管理。省级能源主管部门应会同有关单位加强新型储能项目管理体系建设，加强本地区新型储能规划、备案、建设、运行、调用管理。

（十一）做好新型储能并网服务。电网企业及电力调度机构应公平无歧视地向新型储能提供电网接入服务，做好技术指导，优化并网接入流程，保障新型储能安全高效并网。

（十二）以市场化方式促进新型储能调用。各地充分考虑新型储能特点，加快推进完善新型储能参与电能量市场和辅助服务市场有关细则，丰富交易品种，考虑配套政策、电力供需情况，通过灵活有效的市场化手段，促进新型储能“一体多用、分时复用”，进一步丰富新型储能的商业化商业模式。

（十三）加强新型储能并网调度监督管理。国家能源局派出机构、省级能源主管部门按照各自职责加强新型储能并网和调度运行的监督与管理，建立健全新型储能并网和调度运行管理协调机制，协调处理有关争议。工作中发现的重大问题及时向国家能源局报告。

本通知自发布之日起施行，有效期五年。

国家能源局
2024 年 4 月 2 日

国家能源局综合司关于公开征求《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》意见的通知

为深入学习贯彻党的二十大和中央经济工作会议精神，积极稳妥推进碳达峰碳中和，加快建立有利于促进绿色能源生产消费的市场体系和长效机制，满足电力用户购买绿色电力需求，国家能源局组织起草了《绿色电力交易专章（征求意见稿）》，作为《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）的补充，现向社会公开征求意见。

欢迎有关单位和社会各界人士提出宝贵意见建议，自本公告发布之日起30日内传真至010-81929559，或通过电子邮件发至jianguansi@nea.gov.cn。

感谢您的参与和支持！

附件：电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章（征求意见稿）

国家能源局综合司

2024年4月19日

电力中长期交易基本规则——绿色电力交易专章 (征求意见稿)

一、绿色电力交易的定义

（一）绿色电力是指符合国家有关政策要求的风电（含分散式风电和海上风电）、太阳能发电（含分布式光伏发电和光热发电）、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等已建档立卡的可再生能源发电项目所生产的全部电量。

（二）绿色电力交易是指以绿色电力和对应绿色电力环境价值为标的物的电力交易品种，交易电力同时提供国家核发的可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证），用以满足发电企业、售电公司、电力用户等出售、购买绿色电力的需求。初期，参与绿色电力交易的发电侧主体为风电、光伏发电项目。

（三）绿色电力交易是中长期交易的组成部分，执行电力中长期交易规则，由电力交易机构在电力交易平台按照年（多年）、月（多月）、月内（旬、周、日滚动）等周期组织开展。电力交易平台依托区块链技术可靠记录绿色电力交易、合同、结算、消费统计等全业务环节信息，为交易主体提供绿色电力交易申报、交易结果查看、结算结果查看及确认等服务。

二、建立健全绿色电力交易机制

绿色电力交易应坚持绿色优先、市场导向、安全可靠的原则，充分发挥市场作用，全面反映绿

色电力的电能量价值和环境价值。不得以绿电交易名义组织开展以变相降价为目的的专场交易。

（一）交易组织

绿色电力交易主要包括省内绿色电力交易和跨省区绿色电力交易，其中：

1.省内绿色电力交易是指由电力用户或售电公司通过电力直接交易的方式向本省发电企业购买绿色电力。

2.跨省区绿色电力交易是指电力用户或售电公司向其他省发电企业购买绿色电力。初期可由电网企业汇总并确认省内绿色电力购买需求，跨省区购买绿色电力。北京、广州电力交易中心应为有绿电消费需求的用户提供便捷有利条件，推动用户直接参与跨省区交易，鼓励开展跨省区集中竞价绿电交易。

3.省内绿色电力交易由各省（区、市）电力交易中心组织开展，跨省区绿色电力交易由北京、广州电力交易中心组织开展。

（二）交易方式

1.绿色电力交易的组织方式主要包括双边协商、挂牌、集中竞价等。可根据市场需要进一步拓展交易方式，鼓励发用双方签订多年期绿色电力购买协议。常态化开展中长期分时段交易的地区应按照相关规则，开展分时段或带电力曲线的绿色电力交易。

2.推动跨省区优先发电计划中的绿色电力，通过参与绿色电力交易的方式予以落实，扩大跨省区绿色电力供给，满足跨省区绿色电力消费需求。

（三）价格机制

1.绿色电力交易价格包括电能量价格与绿证价格，绿证价格应由双方充分考虑可再生能源消纳责任权重、能耗双控、碳排放双控等因素通过市场化交易方式综合确定。除国家有明确规定的情况外，以双边协商方式组织的绿色电力交易中，不对价格进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对电能量报价或者出清价格设置上、下限。电能量价格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

2.应确保绿色电力环境价值的唯一性，不得重复计算或出售。

3.绿证价格不纳入峰谷分时电价机制、力调电费计算，如遇国家政策调整，以最新规定为准。输电线损电量部分对应的绿证归发电企业所有。

（四）合同签订与执行

1.电力用户或售电公司与发电企业签订绿色电力交易合同，应明确交易电量、价格（包括电能量价格、绿证价格）等事项。售电公司与电力用户签订的零售合同中应明确上述事项。

2.绿色电力交易可根据电力中长期交易基本规则、各省级电力中长期交易实施细则、跨省跨区电力中长期交易实施细则等相关规定，在合同各方协商一致、并确保绿色电力可追踪溯源的前提下，建立灵活的合同调整机制，按月或更短周期开展合同转让等交易。

（五）交易结算及偏差处理

1.电力交易机构向交易主体出具的绿色电力交易结算依据包含以下内容：

- （1）电能量部分结算电量、价格、结算费用；
- （2）绿证部分结算电量、价格、结算费用；

(3) 电能量部分偏差结算费用。

2.绿色电力交易电能量部分与绿证部分分开结算：

(1) 电能量部分按照跨省区、省内市场交易规则开展结算。

(2) 绿证部分按当月合同电量、发电企业上网电量、电力用户用电量三者取小的原则确定结算电量（以兆瓦时为单位取整数，尾差滚动到次月核算），以绿证价格结算。

(3) 同一电力用户/售电公司与多个发电企业签约，总用电量低于总合同电量的，该电力用户/售电公司对应于各发电企业的用电量按总用电量占总合同电量比重等比例调减；同一发电企业与多个电力用户/售电公司签约的，总上网电量低于总合同电量时，该发电企业对应于各电力用户/售电公司的上网电量按总上网电量占总合同电量比重等比例调减。

(六) 绿证核发划转

国家能源局负责绿证相关管理工作，国家能源局电力业务资质管理中心负责绿证核发。

绿证根据可再生能源发电项目每月度结算电量，经审核后统一核发，并按规定将相应绿证划转至发电企业或项目业主的绿证账户。

国家能源局综合司关于公开征求《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则（征求意见稿）》意见的通知

为落实《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号），我局起草了《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则（征求意见稿）》，现面向社会公开征求意见。

此次征求意见的时间为2024年4月26日至2024年5月25日。如有反馈意见，请将有关意见以电子邮件形式发至cuigs@nea.gov.cn。

感谢您的参与和支持！

国家能源局综合司

2024年4月26日

可再生能源绿色电力证书核发和交易规则（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范可再生能源绿色电力证书（Green Electricity Certificate（GEC），以下简称绿证）核发和交易，依法维护各方合法权益，根据《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（发改能源〔2023〕1044号）等要求，制定本规则。

第二条 本规则适用于我国境内生产的风电、太阳能发电、常规水电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目电量对应绿证的核发、交易及相关管理工作。

第三条 绿证是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，是认定可再生能源电力生产、消费的唯一凭证。绿证核发和交易应坚持“核发统一、交易开放、市场竞争、信息透明、全程可溯”的原则，核发由国家统一组织，交易面向社会开放，价格通过市场化方式形成，信息披露及时、准确，全生命周期数据真实可信、防篡改、可追溯。

第二章 职责分工

第四条 国家能源局（新能源和可再生能源司）负责绿证具体政策设计，制定核发交易相关规则，指导核发机构和交易机构开展具体工作。

第五条 国家能源局（电力业务资质管理中心，简称资质中心）具体负责绿证核发工作。

第六条 国家可再生能源信息管理中心配合做好绿证核发工作，为绿证核发、交易、应用等提供技术支撑。

第七条 绿证交易机构按相关规范要求负责各自绿证交易平台建设运营，组织开展绿证交易，并按要求将交易信息同步至国家绿证核发交易系统。

第八条 绿证交易主体包括卖方和买方。卖方为已建档立卡的发电企业或项目业主，买方为符合国家有关规定的法人、非法人组织和自然人。买方和卖方应依照本规则合法合规参与绿证交易。

第九条 电网企业、电力交易机构、发电企业或项目业主应按要求及时提供或核对绿证核发所需信息，并保证信息真实有效、准确无误。电网企业还应按相关规定，做好参与电力市场交易补贴项目绿证收益的补贴扣减。

第三章 绿证账户

第十条 交易主体应在国家绿证核发交易系统建立唯一的实名绿证账户，用于参与绿证核发和交易，记载其持有的绿证情况。其中：

卖方完成可再生能源发电项目建档立卡后，在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，注册信息自动同步至各绿证交易平台。买方可在国家绿证核发交易系统注册绿证账户，也可通过任一绿证交易平台提供注册相关信息，注册相关信息自动推送至国家绿证核发交易系统并生成绿证账户。省级专用账户通过国家绿证核发交易系统统一分配，由各级发改、能源主管部门统筹管理，用于参与绿证交易和接受无偿划转的绿证。国家能源局（资质中心）可依据补贴项目参与绿电交易相关要求，设立相应的绿证专用账户。

第十一条 交易主体注册绿证账户时应按要求提交营业执照或国家认可的身份证明等材料，并保证账户注册申请资料真实完整、准确有效。其中卖方还须承诺仅申领中国绿证、不重复申领电力领域其他同属性凭证。

第十二条 当注册信息发生变化时，交易主体应及时提交账户信息变更申请。账户可通过原注册渠道申请注销，注销后交易主体无法使用该账户进行相关操作。

第四章 绿证核发

第十三条 可再生能源发电项目电量由国家能源局按月统一核发绿证，稳步提升核发效率。

第十四条 对风电、太阳能发电、生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目上网电量，以及 2023 年 1 月 1 日（含）以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证。对项目自发自用电量 and 2023 年 1 月 1 日（不含）之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。可交易绿证核发范围动态调整。

第十五条 1 个绿证单位对应 1000 千瓦时可再生能源电量。不足核发 1 个绿证的当月电量结转至次月。

第十六条 绿证核发原则上以电网企业、电力交易机构提供的数据为基础，与发电企业或项目业主提供数据相核对。

电网企业、电力交易机构应在每月 22 日前，通过国家绿证核发交易系统推送绿证核发所需上月电量信息。

对于电网企业无法提供信息的自发自用电量，可再生能源发电企业或项目业主可直接或委托代

理机构提供电量信息，并附电量计量等相关证明材料，还应定期提交经法定电能计量检定机构出具的电能量计量装置检定证明。

第十六条 绿证核发机构依托国家绿证核发交易系统开展绿证核发工作。绿证核发依据电网企业、电力交易机构推送数据为基础开展，电量数据经发电企业或项目业主确认。对于电网企业、电力交易机构无法提供绿证核发所需信息的，国家可再生能源信息管理中心对发电企业或项目业主申报数据及材料初核，国家能源局（资质中心）复核后核发相应绿证。

第五章 交易及划转

第十八条 绿证既可单独交易；也可随可再生能源电量一同交易，并在交易合同中单独约定绿证数量、价格及交割时间等条款。

第十九条 绿证在符合国家相关规范要求的平台开展交易，目前依托中国绿色电力证书交易平台，以及北京、广州电力交易中心开展绿证单独交易；依托北京、广州、内蒙古电力交易中心开展绿色电力交易。绿证交易平台按国家需要适时拓展。

第二十条 现阶段绿证仅可交易一次。绿证交易最小单位为1个，价格单位为元/个。

第二十一条 绿证交易的组织方式主要包括挂牌交易、双边协商、集中竞价等，交易价格由市场化方式形成。国家绿证核发交易系统与各绿证交易平台实时同步待出售绿证和绿证交易信息，确保同一绿证不重复成交。

（一）挂牌交易。卖方可同时将拟出售绿证的数量和价格等相关信息在多个绿证交易平台挂牌，买方通过摘牌的方式完成绿证交易和结算。

（二）双边协商交易。买卖双方可自主协商确定绿证交易的数量和价格，并通过选定的绿证交易平台完成交易和结算。鼓励双方签订省内、省间中长期双边交易合同，提前约定双边交易的绿证数量、价格及交割时间等。

（三）集中竞价交易。按需适时组织开展，具体规则另行明确。

第二十二条 可交易绿证完成交易后，交易平台应将交易主体、数量、价格、交割时间等信息实时同步至国家绿证核发交易系统。国家能源局（资质中心）依绿证交易信息做好绿证划转。

2023年1月1日（不含）前投产的存量常规水电项目对应绿证依据电网企业、电力交易机构报送的水电电量交易结算结果，从卖方账户直接划转至买方账户。政府委托省级电网代为购电的，相应绿证依电量交易结算结果自动划转至相应省级绿证账户。

第二十三条 参与绿色电力交易的对应绿证通过国家绿证核发交易系统，由国家能源局（资质中心）依绿色电力交易结算信息做好绿证划转。

第二十四条 绿证有效期2年，时间自电量生产自然月（含）起计算。超过有效期或经绿色电力消费认证的绿证，核发机构应及时予以核销。

第二十五条 地方政府有关部门不得采取强制性手段直接或间接干扰绿证市场，包括干涉绿证交易价格、向企业简单摊派绿证购买任务或限制绿证交易区域等。

第六章 信息管理

第二十六条 国家绿证核发交易系统建设和运行管理由国家能源局（资质中心）组织实施，国家可再生能源信息管理中心配合。

第二十七条 国家绿证核发交易系统提供绿证在线查验服务，用户登录绿证账户或通过扫描绿证二维码，可获取绿证编码、项目名称、项目类型、电量生产日期等信息。

第二十八条 国家能源局（资质中心）按要求汇总统计全国绿证核发和交易信息，按月编制发布绿证核发和交易报告。支撑绿证与可再生能源电力消纳责任权重、能耗“双控”、碳市场等有效衔接，国家可再生能源信息管理中心会同电网企业、电力交易机构及时核算相关绿证交易数据。

第二十九条 国家能源局（资质中心）通过国家绿证核发交易系统披露全国绿证核发和交易信息，各绿证交易平台定期披露本平台绿证交易信息。披露内容主要包括绿证核发量、交易量、平均交易价格等。

第三十条 国家绿证核发交易系统和各绿证交易平台应按照国家相关信息数据安全要求，利用人工智能、云计算、区块链等新技术，保障绿证核发交易数据真实可信、系统安全可靠、全过程防篡改、可追溯，相关信息留存5年以上备查。

第七章 绿证监管

第三十一条 国家能源局及其派出机构会同有关部门指导各地相关部门做好绿证核发和交易等实施情况的监管，具体监管办法另行制定。

第三十二条 因推送数据迟延、填报信息有误、系统故障原因等导致绿证核发或交易有误的，绿证核发机构或交易平台应及时予以纠正。

第八章 附 则

第三十三条 国家能源局（资质中心）依据本规则编制绿证核发实施细则，各绿证交易平台依据本规则完善绿证交易实施细则。

第三十四条 本规则由国家能源局负责解释。

第三十五条 本规则自印发之日起实施，有效期5年。

住房和城乡建设部办公厅市场监管总局办公厅关于印发《房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询服务合同（示范文本）》的通知

各省、自治区住房和城乡建设厅、市场监管局（厅、委），直辖市住房和城乡建设（管）委、市场监管局（委），新疆生产建设兵团住房和城乡建设局、市场监管局：

为促进工程建设全过程咨询服务发展，维护工程建设全过程咨询服务合同当事人的合法权益，住房和城乡建设部、市场监管总局制定了《房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询服务合同（示范文本）》，现印发给你们，供参考使用。使用过程中如有问题，请及时与住房和城乡建设部建筑市场监管司、市场监管总局网络交易监督管理司联系。

附件：房屋建筑和市政基础设施项目工程建设全过程咨询服务合同（示范文本）

住房和城乡建设部办公厅

市场监管总局办公厅

2024年2月4日

自然资源部办公厅关于按照实地现状认定地类 规范国土调查成果应用的通知

自然资办发〔2023〕59号

各省、自治区、直辖市自然资源主管部门，新疆生产建设兵团自然资源局，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：

第三次全国国土调查（以下简称“三调”）依据《土地利用现状分类》（GB/T21010——2017）、《第三次全国国土调查技术规程》（TD/T 1055——2019）等，按照实地现状认定地类，全面掌握了全国国土利用状况，形成了统一的底数、底图、底版，支撑了国土空间规划、用途管制、耕地保护等各项工作。“三调”完成后，自然资源部每年组织开展年度国土变更调查，按照统一标准对地类变化情况及时进行更新，保持国土调查成果现势性和准确性，支撑自然资源相关管理。根据当前各地反映和关注的涉及地类调查认定和调查成果应用中的有关问题，现通知如下：

一、国土调查要按照统一调查标准，依据调查时点国土利用现状认定地类。凡是发现国土调查成果与实地国土利用现状不一致的，无论是调查时点后新发生变化的，还是“三调”或历年国土调查错漏的，均应及时通过年度国土变更调查更新或纠正调查成果，确保调查地类与实地现状保持一致。涉及管理急需的，可通过日常变更机制报部“即报即审”。

二、卫星遥感影像是国土调查的工作底图，但不得仅以卫星遥感影像在内业判定地类。国土调查必须按照调查规程要求，依据实地现状核实地类情况。如，水田因季节等原因，影像特征疑似水面，在年度国土变更调查工作中经实地核实用途没有改变的，仍应按水田认定地类，在《监测图斑属性表》“未变更原因”一栏中说明实际情况即可。

三、国土调查要严格按照标准查清耕地现状，确保耕地“实至名归”。耕地是指利用地表耕作层种植粮、棉、油、糖、蔬菜、饲草饲料等农作物为主，每年种植一季及以上（含以一年一季以上的耕种方式种植多年生作物）的土地，包括熟地，新开发、复垦、整理地，休闲地（含轮歇地、休耕地），以及直接利用地表耕作层种植的温室、大棚、地膜等保温、保湿设施用地。如，耕地上套种树木已达到林地标准的应变更为林地。

四、实事求是更新耕地坡度级。对因实施土地开发整理工程或因数字高程模型（DEM）现势性不够等技术原因，导致耕地实际坡度与坡度图结果不一致的，可按照《第三次全国国土调查技术问答（第三批）》（国土调查办发〔2020〕9号）和《自然资源部关于在经济发展用地要素保障工作中严守底线的通知》（自然资发〔2023〕90号）相关要求，以实地照片或卫星遥感影像进行举证，或通过更新DEM或利用其它测绘方法测定高程、计算坡度，经省级测绘质检部门认可后，据实更新坡度级。补充耕地未超过25度且可以长期稳定利用的，允许报备用于耕地占补平衡。

五、坚持从实际出发，做好地类变化的举证工作。年度国土变更调查中，要按照统一技术要求，对地类疑似变化地块做到应举尽举，确保实地核实了现状，佐证地类认定符合标准。对于人工

拍摄困难（含因季节性原因无法到达进行人工拍摄）的，可在确保地类真实性的前提下，采取无人机举证、连续图斑分段举证、类似图斑典型举证、局部航飞影像举证和承诺举证等优化举证方式。对于举证照片无法充分反映整体现状的，可拍摄一段反映实际利用情况的举证视频。

六、为确保新增耕地真实性，防止出现“光开垦、推土、翻耕起垄，但不种植”，甚至弄虚作假的问题，对新增耕地调查要求实地举证“出土长苗”。考虑到各地农作物播种季节、物候期等实际，允许地方在每年2月报送年度国土变更调查“一上”数据时按耕地调查，到5月底前完成“出土长苗”补充举证即可；5月底仍不能举证为耕地的，纳入下一年度国土变更调查。

七、对实施城乡建设用地增减挂钩、耕地占补平衡补充耕地、生态修复等项目的新增耕地，应在项目实施完成后，及时通过年度国土变更调查（含日常变更机制）报部审核确认地类。各地可将实地现状已经成为耕地的地块，以及实地已完成平整并具备耕作条件的地块（需在报备时对项目及相应地块标注“待举证”）一并纳入当年项目验收，及时形成新增耕地指标，并按有关规定使用。部将结合年度国土变更调查国家级核查，对其中尚未举证的地块持续跟踪监督，次年5月底仍达不到耕地认定标准的，将按相关规定核减指标。

八、坚持国土空间唯一性和地类唯一性，切实解决地类冲突问题。要以“三调”及年度国土变更调查成果为基础，按照《自然资源部 国家林业和草原局关于共同做好森林、草原、湿地调查监测工作的意见》（自然资发〔2022〕5号）要求和《国土空间调查、规划和用途管制用地用海分类指南》统一标准，做好森林、草原、湿地调查监测工作，对涉及林地、草地、湿地地类变化的，经各级自然资源主管部门与林草主管部门共同审核确认后，纳入年度国土变更调查和林草湿地图斑监测成果，确保地类认定的一致性，不断夯实自然资源管理“一张底图”基础。

九、国土调查成果反映的调查时点的国土利用现状，是相关管理的基础，但相关管理工作还需要进一步比对以往调查、规划、审批、督察执法等管理信息，充分考虑地类来源的合理性、合法性，综合作出判断。按照《自然资源部 国家林业和草原局关于以第三次全国国土调查成果为基础明确林地管理边界 规范林地管理的通知》（自然资发〔2023〕53号），对国土调查为林地，属于实施国家退耕还林或按照国家政策和标准建设的防护林和绿色通道等的，经地方各级自然资源主管部门与林草主管部门共同确认到图斑后，按照林地管理；对国土调查为林地，属于在农民依法承包经营的耕地上种树的，经地方各级自然资源主管部门与林草主管部门共同确认到图斑后，在尊重农民意愿的前提下，逐步恢复为耕地，林草主管部门无需办理林地审核审批、采伐等手续，不纳入林业监督执法；对国土调查为耕地，属于《国务院关于保护森林制止毁林开垦和乱占林地的通知》（国发明电〔1998〕8号）印发后发生的毁林开垦，且没有划入耕地保护红线的，经地方各级自然资源主管部门与林草主管部门共同确认到图斑后，按照林地管理，涉及建设占用使用时，无论是否已经恢复为林地，均按林地办理审核审批手续，无需落实耕地占补平衡。

自然资源部办公厅

2023年12月28日

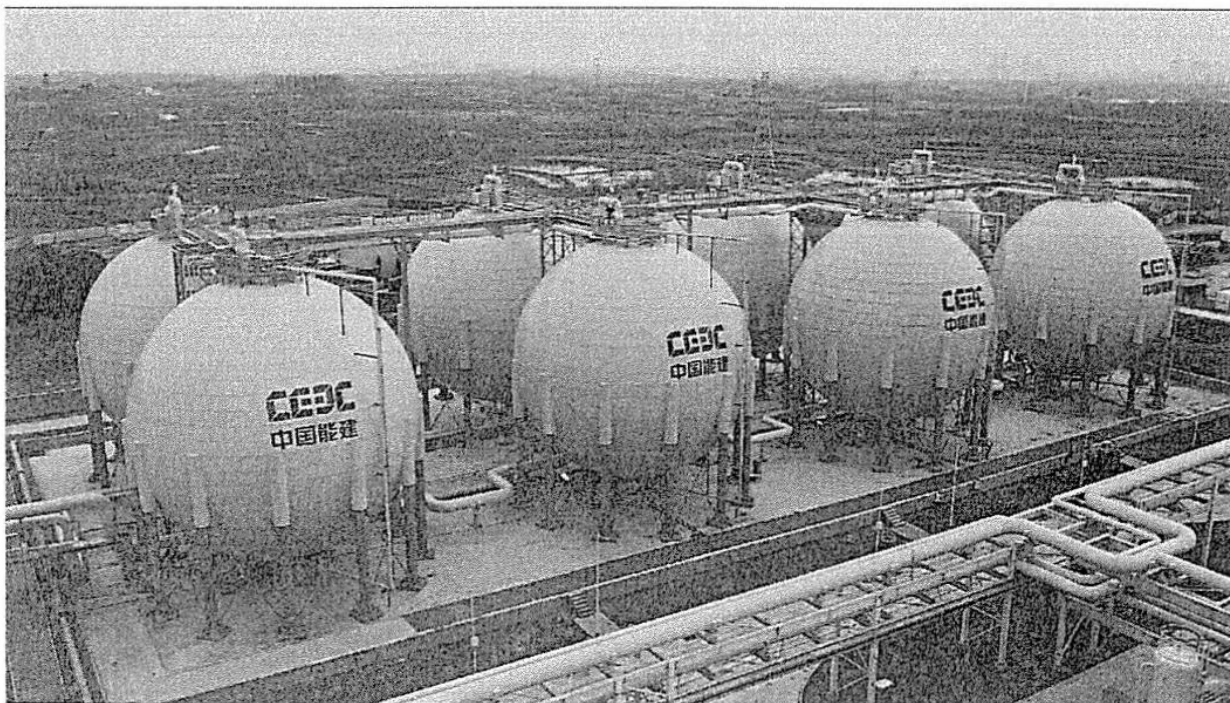
世界首台（套）300 兆瓦级压气储能电站并网发电

4月9日9时许，世界首台（套）300兆瓦级压气储能电站湖北应城300兆瓦级压气储能电站示范工程首次并网，一次成功创造了单机功率、储能规模、转换效率3项世界纪录以及6个行业示范数十项国际首创、全球首次突破。

项目的成功并网是新型储能今年首次写入政府工作报告之后的里程碑事件，验证了大容量、高效率、超长时“压气储能系统解决方案”的可靠性、创新性和可推广性。为大规模新型储能技术商业化应用提供了示范。标志着我国大功率压气储能技术达到世界领先水平。

湖北应城项目是世界首座并网发电的300兆瓦级压气储能电站，采用了中国能建自主研发的压气储能系统，解决方案是国家新型储能试点示范项目，成功入选国家第三批能源领域首台（套）重大技术装备名单，压气储能核心设备膨胀机、压缩机被评为2023年能源行业十大科技创新成果。工程总投资约19.5亿元，单机功率300兆瓦级，储能容量达1500兆瓦时，系统转换效率约70%。

作为新型储能典型代表压缩空气储能技术是目前除了抽水蓄能之外最为成熟的物理储能技术之一，也是现今大规模长时储能技术研发的热点，电站建设周期2年左右，远低于抽水蓄能6—8年，在规模、寿命、成本、效率上与抽水蓄能相当堪称“超级绿色充电宝”是我国建设新型能源体系新型电力系统的关键技术和培育战略性新兴产业的重要方向。

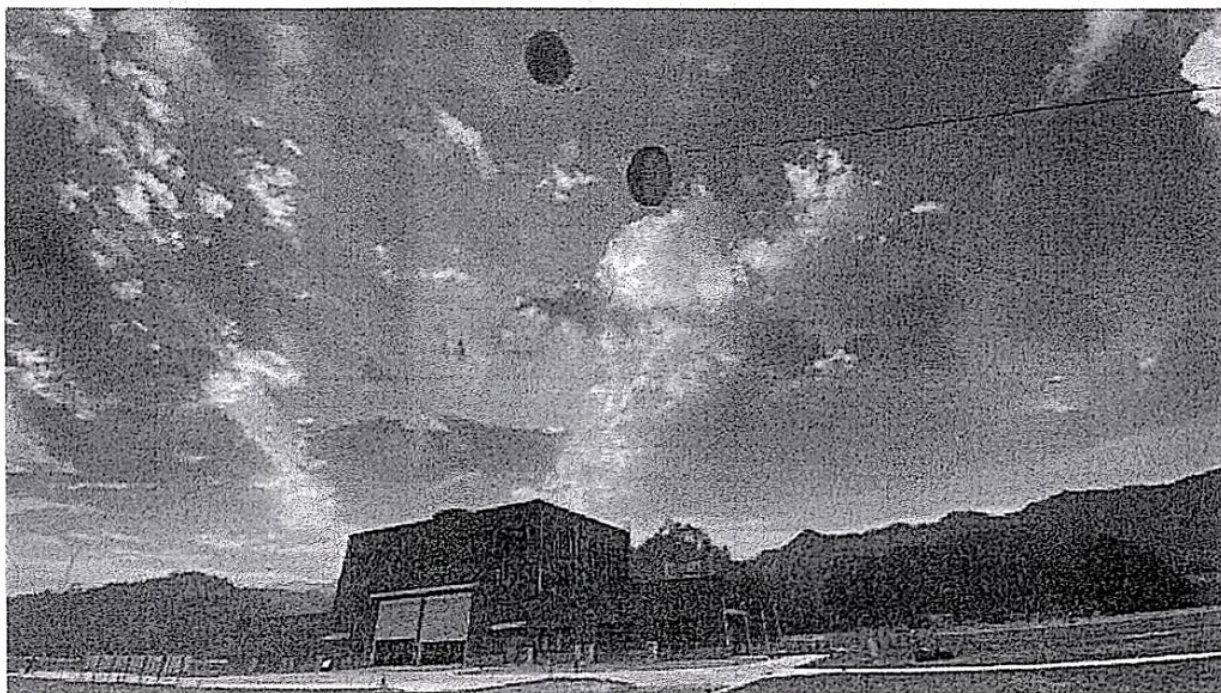


我国首个可并网的兆瓦级高空风能发电示范

项目成功发电

1月7日，由中国能建中电工程和中路股份合作建设，中电工程安徽院总承包的绩溪高空风能发电新技术示范项目成功发电，成为我国首个可并网的兆瓦级高空风能发电示范项目。

该项目采用伞梯组合型陆基高空风能发电技术路线，能够利用 300-3000 米高空风能进行发电，是我国高空风能发电技术的首次工程化实践，对推动高空风能发电技术和产业化发展具有重大意义。高空风能相较于海上和陆上风能，具有功率密度大、风向平稳等优势，开发利用潜力巨大。



中国能建作为能源电力和基础设施领域的主力军、排头兵，始终坚持把科技创新摆在突出位置，围绕碳达峰与碳中和系统解决方案“一个中心”和综合储能、一体化氢能“两个支撑点”，超前布局开展高空风能发电重大核心技术研究，统筹推进千米级高空风能发电原创技术策源地建设。2023年，中电工程首次牵头申报国家重点研发计划项目“大型伞梯式陆基高空风力发电关键技术及装备”并成功获批，为公司承担国家级重大科技项目研发，打造关键核心技术开启新篇章。

中车株洲所发布全球最大的 20MW 漂浮式

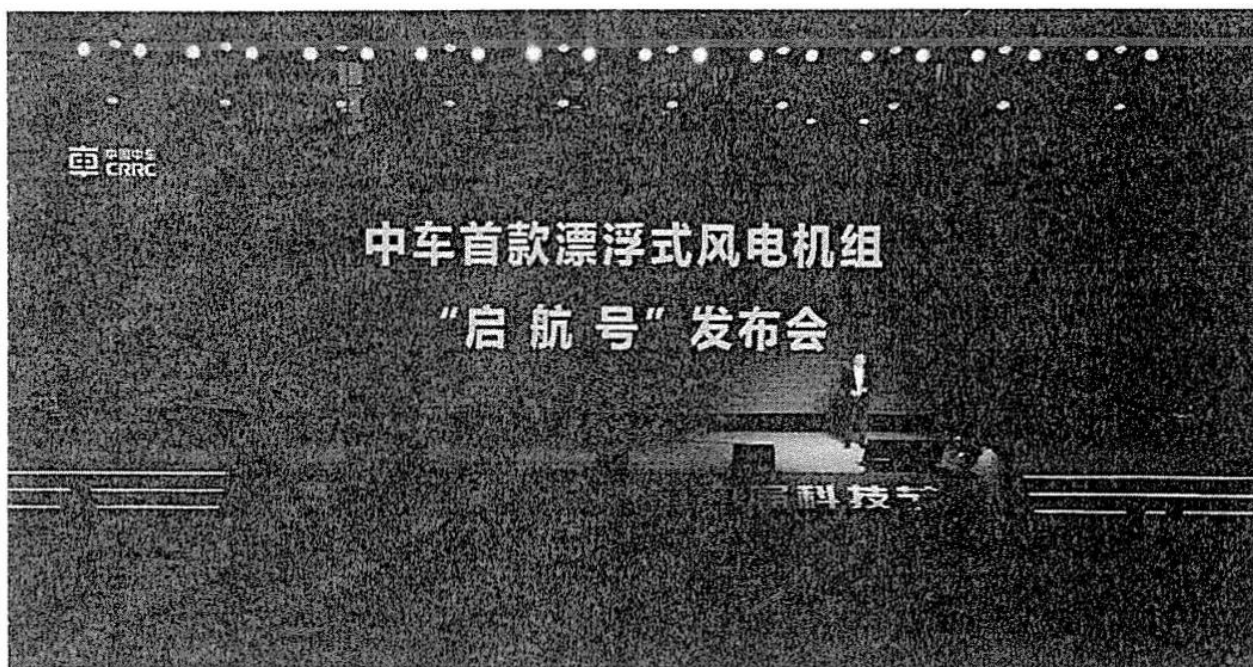
风电机组“启航号”

2024 年 3 月 22 日，全球最大的 20MW 漂浮式风电机组“启航号”精彩亮相中车株洲所第四届科技节开幕式，作为全国领先的轨道交通和新能源装备制造商，中国中车以其独特的创新能力和前瞻视野，向全球发布了首款漂浮式风电机组——“启航号”。这一创新成果的诞生，不仅标志着中国中车在新能源领域的又一次突破，更向世界展示了中国智能制造的实力。

发展海洋经济、海洋科研是推动我们强国战略的重要部分。作为目前全球最大的漂浮式风电机组，“启航号”实现了功率等级 16~20MW 的全覆盖，叶轮直径达到 260+ 米，扫风面积约 5.31 万平方米，相当于约 7 个标准足球场。该机组采用紧凑型集成式半直驱设计、漂浮平台稳定性控制技术以及 66kV 箱变顶置等高尖技术。确保机组在运行过程中高效稳定，可抵御 17 级台风，最大可承受风速达到 74m/s。并且该平台化产品可根据不同水深条件，开展区域定制化的开发配置，实现客户收益率最优和全生命周期度电成本的最低，为深远海风电资源开发提供最优解决方案。

该机组采用了智能化控制系统和高效能发电技术，确保了风能的充分利用和发电效率的最大化。满发风速下，每分钟旋转 7.5 圈，转一圈可供家庭 2-4 天用电，单台机组每年可输出约 6200 万度清洁电能。按照普通家庭正常用电，单台机组每年发电可满足约 3.7 万户的用电需求，可减少 2.5 万吨的燃煤消耗以及减少 6.2 万吨的二氧化碳排放。

“启航号”漂浮式风电机组的发布，是中国中车积极响应全球清洁能源发展趋势，坚持创新驱动、绿色发展理念的重大成果。它突破了传统风电机组的地域限制，将风力发电的疆域拓展到了深远海域，为海上风电产业创造更大的发展空间和更高的经济效益。



雅砻江流域水风光一体化基地累计发电量

突破 1 万亿千瓦时

国家九大清洁能源基地之一的雅砻江流域水风光一体化基地，3月14日累计发电量突破1万亿千瓦时，绿色清洁能源发电量减排二氧化碳约8亿吨，相当于800多万公顷人工林的固碳量。

雅砻江流域水风光资源丰富。目前，雅砻江流域水风光一体化基地已投产7座大型水电站、5个风光新能源项目，总装机近2100万千瓦，年发电量约900亿千瓦时。

雅砻江流域水风光一体化基地本阶段规划装机7800万千瓦，其中水电和抽蓄约3900万千瓦，风电、光伏约3900万千瓦。按照规划，2035年全面建成，年发电量约2000亿千瓦时。

一季度全国可再生能源新增装机 6367 万千瓦

同比增长 34%

国家能源局4月29日举行新闻发布会，发布一季度能源形势和可再生能源并网运行情况，介绍新型储能发展和电网安全“三项行动”有关情况。

国家能源局新能源和可再生能源司副司长潘慧敏表示，2024年一季度，全国可再生能源新增装机6367万千瓦，同比增长34%，占新增装机的92%。截至2024年3月底，全国可再生能源装机达到15.85亿千瓦，同比增长26%，约占我国总装机的52.9%，其中，风电和光伏发电之和突破11亿千瓦。2024年一季度，全国可再生能源发电量达6875亿千瓦时，约占全部发电量的30.7%；其中，风电光伏发电量达4253亿千瓦时，同比增长25%。下面，分别介绍主要可再生能源发电品种有关情况。

（一）水电建设和运行情况。2024年一季度，全国新增水电并网容量181万千瓦，其中常规水电21万千瓦，抽水蓄能160万千瓦。截至2024年3月底，全国水电累计装机容量达4.23亿千瓦，其中常规水电3.71亿千瓦，抽水蓄能5254万千瓦。2024年一季度，全国规模以上水电发电量2102亿千瓦时，全国水电平均利用小时数为555小时。

（二）风电建设和运行情况。2024年一季度，全国风电新增并网容量1550万千瓦，其中陆上风电1481万千瓦，海上风电69万千瓦。截至2024年3月底，全国风电累计并网容量达到4.57亿千瓦，同比增长22%，其中陆上风电4.19亿千瓦，海上风电3803万千瓦。2024年一季度，全国风电发电量2636亿千瓦时，同比增长16%。

（三）光伏发电建设和运行情况。2024年一季度，全国光伏新增并网4574万千瓦，同比增长36%，其中集中式光伏2193万千瓦，分布式光伏2380万千瓦。截至2024年3月底，全国光伏发电装机容量达到6.59亿千瓦，其中集中式光伏3.79亿千瓦，分布式光伏2.8亿千瓦。2024年一季度，全国光伏发电量1618亿千瓦时，同比增长42%。

（四）生物质发电建设和运行情况。2024年一季度，全国生物质发电新增装机63万千瓦，累计装机达4477万千瓦，同比增长7%。生物质发电量518亿千瓦时，同比增长6%。

国家能源局
2024年4月2日

中国建设工程造价管理协会关于团体标准《建设工程造价 咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》

公开征求意见的通知

中价协〔2024〕13号

各有关单位：

由中国建设工程造价管理协会组织制定的团体标准《建设工程造价咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》已完成征求意见稿（详见附件1、2），现公开征求意见。

请于2024年4月13日之前，将《团体标准征求意见反馈表》（详见附件3）以电子邮件形式反馈至我协会秘书处，联系方式如下：

联系人：黄维

联系电话：010-68331264

邮箱：xueshu@ccea.pro

- 附件： 1.《建设工程造价咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》（征求意见稿）编制说明
2.《建设工程造价咨询服务工时标准（房屋建筑工程）》（征求意见稿）
3.《团体标准征求意见反馈表》

中国建设工程造价管理协会
2024年3月15日

水电水利规划设计总院

可再生能源定额站文件

可再生定额〔2024〕9号

关于征求能源行业标准《水电工程设计工程量计算 规定》制定意见的通知

各有关单位：

根据《国家能源局综合司关于下达2022年能源领域行业标准制修订计划及外文版翻译计划的通知》（国能综通科技〔2022〕96号）的要求，水电水利规划设计总院（可再生能源定额站）牵头组织相关单位开展了能源行业标准《水电工程设计工程量计算规定》（项目编号：能源20220262）的编制工作。为确保标准编制成果质量，提高标准的适用性和针对性，现公开征求《水电工程设计工程量计算规定》制定相关意见（征求意见说明详见附件）。如有意见或建议，请按附件要求填写征求意见反馈表，于2024年4月26日前反馈我站。

联系人：陆业奇

联系电话：18210227979

电子邮箱：yqlu1022@126.com

联系地址：北京市东城区安定门外大街甲57号、乙57号

邮编：100011

附件：《水电工程设计工程量计算规定》制定征求意见说明



2024年3月22日

水电水利规划设计总院

2024年3月22日印发

住房和城乡建设部办公厅关于 印发《城市轨道交通工程投资估算指标》的通知

建办标〔2024〕18号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房城乡建设（管）委，新疆生产建设兵团住房城乡建设局，国务院有关部门：

为合理确定和控制城市轨道交通工程投资，满足相关建设项目编制项目建议书和可行性研究报告投资估算的需要，我部组织修订了《城市轨道交通工程投资估算指标》（ZYA3-12-2024），自2024年7月1日起实施。原《城市轨道交通工程投资估算指标》（GCG101-2008）同时废止。

本指标在住房和城乡建设部门户网站（www.mohurd.gov.cn）公开，并由住房和城乡建设部标准定额研究所组织中国计划出版社有限公司出版发行。

附件：《城市轨道交通工程投资估算指标》

住房和城乡建设部办公厅

2024年4月8日

各市主要材料价格表

单位：元

编号	材料名称	型号规格	单位	福州	厦门	宁德	莆田	泉州	漳州	龙岩	三明	南平	平潭
1	汽油	92#	kg	9.31	9.60	9.91	9.32	9.95	9.92	9.69	9.62	9.76	9.44
2	柴油	0#	kg	7.82	7.93	8.24	7.93	8.27	8.20	8.30	8.14	8.11	8.02
3	水泥	42.5	t	431.99	344.25	361.99	388.50	349.56	333.63	303.89	336.96	356.64	433.63
4	螺纹钢	综合	t	3423	3358	3425	3464	3425	3407	3377	3451	3579	3442
5	铁件	综合	t	5065	4864	4717	5575	~	4735	4803	4890	~	5050
6	天然砂		m3	172.58	~	122.57	213.59	126.21	155.34	142.04	143.17	174.76	196.12
7	机制砂		m3	131.40	140.78	127.48	161.17	80.58	98.06	99.19	95.12	131.07	131.21
8	海砂		m3	~	82.52	51.97	~	~	~	~	~	~	~
9	碎石	5~20	m3	107.86	145.63	113.75	112.62	111.65	107.77	92.98	83.35	121.36	117.48
10	碎石	20~40	m3	101.94	145.63	113.75	112.62	106.80	107.77	91.99	83.35	116.50	114.54
11	乱毛石		m3	119.41	160.19	97.57	102.91	97.09	82.52	79.27	71.23	67.96	91.50
12	小乱毛石		m3	110.45	145.63	93.67	95.15	95.15	92.23	79.27	71.23	67.96	93.46
13	毛条石		m3	521.00	242.76	403.95	355.34	383.50	281.55	439.56	~	271.84	353.01
14	石油沥青		kg	3.47	3.45	4.12	3.54	3.36	3.63	3.56	3.79	3.95	3.49
15	胶合板	模板用	m2	35.13	39.82	41.80	40.71	42.48	36.73	40.51	36.16	30.97	35.13

注：以上材料价格仅供参考

