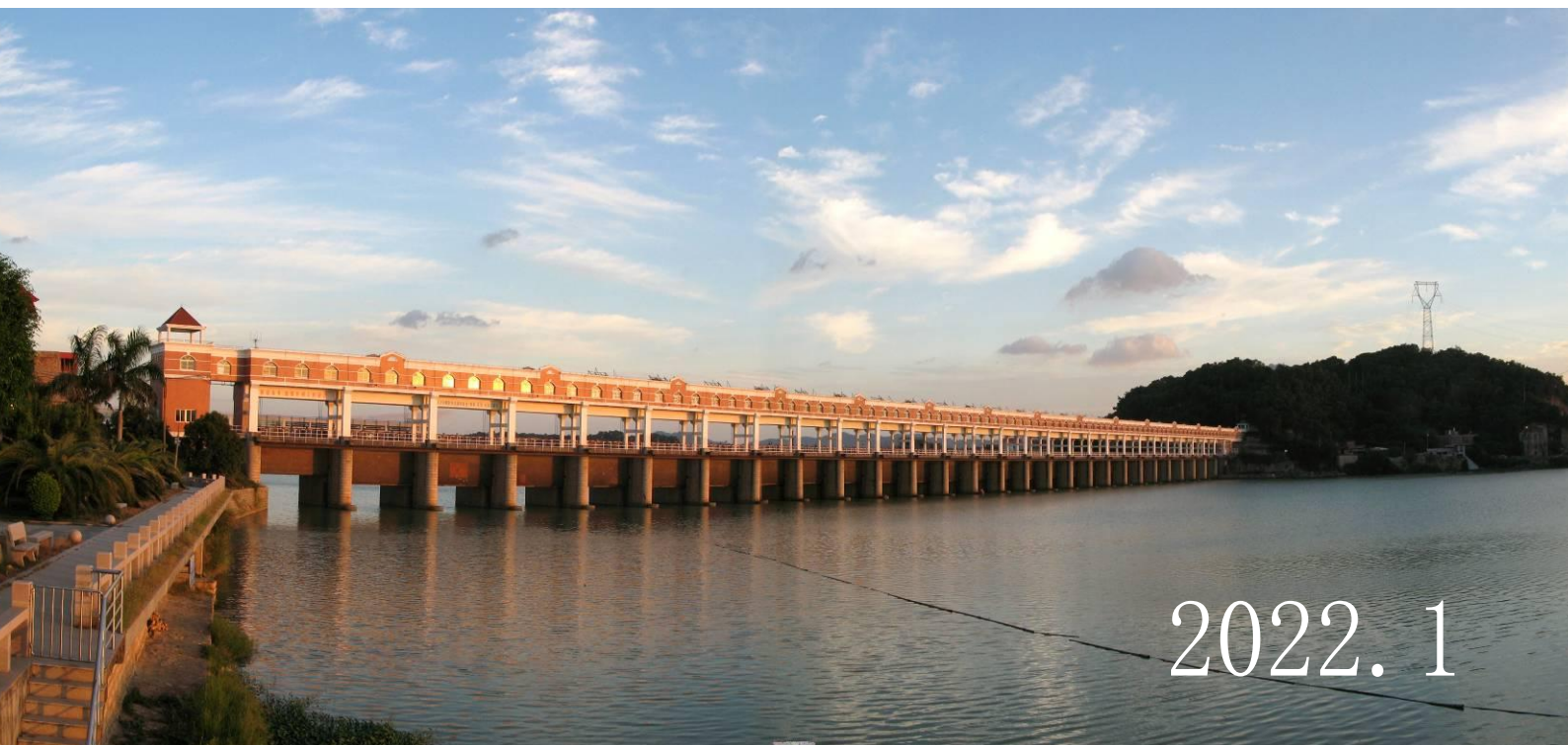


福建水利水电

FUJI SHUI LI SHUI DIAN

工程造价管理信息

GONG CHENG ZAO JIA GUAN LI XIN XI



2022.1

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

1
2022

福建省水利水电造价管理站 主编

信息汇编
(总第 39 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 87626887

目 录

【文件选登】

- 1、发改农经规〔2021〕1880号 国家发展改革委 水利部关于印发水利领域
相关中央预算内投资专项管理办法的通知…………… 1
- 2、国函〔2021〕139号 国务院关于“十四五”水库除险加固实施方案的批复…… 13
- 3、发改体改〔2022〕118号 国家发展改革委员会 国家能源局关于加快建设
全国统一电力市场体系的指导意见…………… 14
- 4、水建设〔2022〕15号 水利部调整《水利工程项目招标投标管理规定》
有关条款…………… 20
- 5、发改能源〔2022〕206号 国家发展改革委 国家能源局关于完善能源绿色
低碳转型体制机制和政策措施的意见…………… 21
- 6、国能发新能规〔2021〕57号 国家能源局关于印发《光伏电站消纳监测统
计管理办法》的通知…………… 33
- 7、国能发监管规〔2021〕60号 国家能源局关于印发《电力并网运行管理规
定》的通知…………… 40
- 8、国能发安全〔2021〕68号 国家能源局关于进一步明确电力建设工程安全
管理有关要求的通知…………… 41
- 9、国家能源局综合司关于公开征求对《风电场改造升级和退役管理办法》意
见的公告…………… 43

10、国能综通安全（2022）12号 国家能源局综合司关于印发《水电站和小散 远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》的通知·····	47
11、建司局函标（2021）153号 住房和城乡建设部标准定额司关于征求《建 筑工程施工发包与承包计价管理办法》（修订征求意见稿）意见的函·····	52
12、公路养护作业单位资质管理办法（中华人民共和国交通运输部令2021年 第22号）·····	60

【综合信息】

1、白鹤滩水电站百万千瓦机组转子全部吊装完成·····	68
2、河北丰宁抽水蓄能电站首批机组正式投产发电·····	68
3、我国第一高土石坝两河口水电站大坝填筑到顶·····	70
4、能源绿色转型获政策加持·····	70

【造价简讯】

2021版福建省水利水电预算定额勘误表·····	73
--------------------------	----

【价格信息】

各市主要材料价格表·····	79
----------------	----

国家发展改革委 水利部 关于印发水利领域相关中央预算内投资 专项管理办法的通知

发改农经规〔2021〕1880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、水利（水务）厅（局）：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署，进一步规范水利领域相关专项管理，根据《政府投资条例》和中央预算内投资管理的相关规定，我们制定了《国家水网骨干工程中央预算内投资专项管理办法》《水安全保障工程中央预算内投资专项管理办法》等2个中央预算内投资专项管理办法。现印发给你们，请认真执行。同时，各地可结合实际，进一步研究制定细化的管理办法。

国家发展改革委 水利部

2021年12月24日

附件：《国家水网骨干工程中央预算内投资专项管理办法》
《水安全保障工程中央预算内投资专项管理办法》

国家水网骨干工程中央预算内投资专项管理办法

第一章 总 则

第一条 根据《政府投资条例》等有关规定，为加强和规范中央预算内投资支持国家水网骨干工程有关项目管理，保障工程顺利实施，提高资金使用效率，根据国家有关规定，结合项目管理特点，制定本办法。

第二条 本办法适用于使用中央预算内投资的国家水网骨干工程,包括重大农业节水供水工程、重大水资源配置工程、重大骨干防洪减灾工程、重大水生态保护修复工程等,具体项目类型和支持范围可视情况作必要调整。

第三条 本专项按照“大专项+任务清单”模式管理。本专项安排和使用遵循统筹兼顾、突出重点、程序完备、有效监管的原则,平等对待各类投资主体。安排年度中央预算内投资计划的国家水网骨干工程,应符合中央预算内投资支持条件,纳入国家级相关规划或方案,并已按程序完成前期工作,年度投资规模根据工程建设进度和中央预算内投资可能等因素合理确定,计划执行进展情况通过投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)、水利统计管理信息系统等信息平台进行调度和监管,按规定实施绩效管理。

第四条 本专项中央预算内投资应用于计划新开工或续建项目,原则上不得用于已完工项目。

第二章 支持范围与方式

第五条 本专项安排中央直属国家水网骨干工程以直接投资方式为主,对确需支持的经营性项目,主要采取资本金注入方式,也可以适当采取投资补助等方式。本专项安排地方的中央预算内投资,具体到项目的应按项目明确资金安排方式,打捆、切块下达的由地方分解投资计划时按项目明确资金安排方式。

第六条 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情况,在相关政策文件、规划、实施方案中研究确定中央预算内投资支持范围,并实行差别化的国家水网骨干工程中央预算内投资政策,统筹加大对中西部等欠发达地区的扶持力度。具体标准如下:

(一)大型灌区续建配套与现代化改造工程,对东、中、西、东北地区分别按照项目规划控制投资的60%、70%、80%、80%予以支持。

(二)重大引调水工程,对东、中、西、东北地区分别按照项目资本金的20%、40%、50%、50%予以支持。

(三)新建大型水库工程,对东、中、西、东北地区分别按照项目资本金的20%、40%、60%、60%予以支持。

(四)江河湖泊防洪治理工程,对东、中、西、东北地区1、2级堤防工程分别按照项目总投资的1/3、60%、80%、80%予以支持,对东、中、西、东北地区3级及以下级别堤防工程分别按项目总投资的20%、50%、60%、60%予以支持,对东、中、

西、东北地区河道整治工程分别按项目总投资的 20%、30%、40%、40%予以支持，对东、中、东北地区蓄滞洪区建设工程分别按项目总投资的 50%、70%、70%予以支持。

其中：进一步治理淮河重点工程，对东、中部地区 1、2 级堤防工程分别按项目总投资的 60%、70%予以支持，3 级及以下级别堤防工程分别按项目总投资的 50%、60%予以支持，河道整治工程分别按项目总投资的 50%、60%予以支持，重点平原洼地治理工程分别按项目总投资的 30%、50%予以支持；太湖流域水环境综合治理水利骨干工程，原则上按项目总投资的 15%予以支持；黄河、淮河等滩区和蓄滞洪区居民迁建工程，按照国务院明确的投资标准执行。

（五）新建大型灌区工程，对东、中、西、东北地区分别按项目骨干工程资本金的 20%、40%、60%、60%予以支持。

（六）重大水生态治理修复工程，对黄河粗泥沙拦沙等工程按项目总投资的 80%予以支持；对东、中、西、东北地区重点河湖水生态治理修复工程分别按项目总投资的 20%、40%、60%、60%予以支持。

（七）西藏自治区、新疆生产建设兵团项目投资支持比例原则上为 100%、80%。新疆生产建设兵团参建新疆自治区项目，对新疆生产建设兵团筹措部分按照有关政策予以支持。其他按照国家有关规定享受比照中部、西部投资政策地区的建设项目，经综合测算确定支持标准。

（八）中央单位非经营性国家水网骨干工程（中央预算内直接投资项目），投资全部由中央预算内投资安排。

（九）对由地方负责筹措建设资金、但具有投融资改革示范作用的项目，在建立规范的投资建设运营管理体制、合理的定价收费机制、完善的法人治理结构，且明确政府出资人代表、确保各类投资主体同股同权、切实维护国有资产权益的基础上，按照《中央预算内投资资本金注入项目管理办法》有关规定，可安排一定资金用于项目资本金，原则上不超过同一地区同类工程中央支持标准的 50%。

（十）对上述工程类型以外的项目，参照类似工程投资政策予以支持。

（十一）以上所指项目投资，在具体项目审批、概算核定、投资评审或印发专项规划、方案时明确，并据此相应测算确定中央预算内投资支持额度。

第七条 本专项中央预算内投资根据项目情况采取直接下达投资、打捆下达投资和切块下达投资三种方式。

第八条 各地方对中央预算内投资支持的地方项目负主体责任。各地应根据地方

财政承受能力和地方政府投资能力，统筹采取加大地方财政投入、合理安排地方专项债券，规范和畅通项目融资渠道，鼓励和吸引社会资本特别是民间资本参与工程建设运营等措施，保障工程建设资金需求。

第三章 投资计划申报

第九条 各地区及有关项目单位应按照“确有需要、生态安全、可以持续”的原则，根据现行相关技术规程规范做好项目前期工作，确保前期工作深度和质量。

第十条 申请安排年度中央预算内投资计划的项目，须按有关规定履行审批程序。经核定的投资概算是控制政府投资项目总投资的依据。国家水网骨干工程项目初步设计提出的投资概算超过经批准的可行性研究报告估算总投资 10%的，项目单位应当向可行性研究报告审批部门报告，审批部门可以要求项目单位重新报送可行性研究报告。

第十一条 各地区及有关单位要加强项目储备，根据工程前期工作进展、工程建设进度、工期等情况，合理确定年度建设任务并测算资金需求，及时将符合条件的工程纳入投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）和三年滚动投资计划。

第十二条 对于申请使用中央预算内投资的地方工程，在完成项目审批或核准后，由项目单位按程序向省级发展改革、水行政主管部门提出申请，并对申请材料的真实性、合规性负责。

省级发展改革、水行政主管部门按照年度中央预算内投资计划草案编报的有关要求，向国家发展改革委和水利部审核报送本地区项目年度中央预算内投资建议计划，按要求填报投资绩效目标，并对审核结果负责。其中，打捆项目应明确到具体项目后打捆上报；切块项目可不明确到具体项目，以“块”作为项目进行上报。

各地所报送年度投资建议计划应符合本地区财政承受能力和政府投资能力，不新增地方政府隐性债务。

水利部管理的国家水网骨干工程，年度投资建议计划由有关单位向水利部报送，经水利部审核后报送国家发展改革委。其他中央单位管理的国家水网骨干工程，年度投资建议计划由项目单位按程序向中央单位报送，经中央单位审核后报送国家发展改革委。

第十三条 投资建议计划报送单位应对所报送项目和投资计划是否符合本专项支持范围和支持标准、是否多头重复申报和超额申报中央预算内投资、项目单位是否被依法纳入严重失信主体名单、项目是否完成审批手续，项目是否落实了除拟安

排中央预算内投资之外的其他资金等进行严格审查，确保计划新开工项目前期工作条件成熟、在建项目各项建设手续完备，尽量避免执行过程中调整投资计划或投资计划下达后形成沉淀资金。

第十四条 各有关单位向国家发展改革委申报投资计划时，应当明确每个项目的项目（法人）单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人，并随投资计划申报文件一并报送。

打捆项目上报时，应明确“捆”中每一个项目的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，并经日常监管直接责任单位及监管责任人认可后，随投资计划申报文件一并报送。

切块项目上报时，日常监管直接责任单位原则上应为省级发展改革部门或省级有关行业管理部门，待投资计划下达后再具体分解落实责任。

第四章 投资计划下达与执行

第十五条 国家发展改革委会同水利部对各地报送的中央预算内投资建议计划进行审核和综合平衡后，明确相应任务清单，对不同类型的工程按项目直接下达或打捆、切块下达各有关省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团年度国家水网骨干工程中央预算内投资计划，并同步下达绩效目标。本专项全部为约束性任务。

水利部管理的国家水网骨干工程，投资计划由国家发展改革委下达水利部，并同步下达绩效目标。其他中央单位管理的国家水网骨干工程，投资计划由国家发展改革委下达中央单位，同步下达绩效目标并抄送水利部。

第十六条 对中央预算内投资计划中已经明确到具体项目的，水利部和有关省级发展改革、水行政主管部门应在收到文件后 20 个工作日内转发下达投资计划；对需要进一步分解的，应在收到文件 30 个工作日内分解落实到具体项目和下达投资计划，并对计划分解和下达资金的合规性负责。

相关地方因项目情况复杂或者需要征求多个部门意见，确实难以在规定时间内完成投资计划分解下达任务的，应及时向国家发展改革委、水利部书面报告有关情况，征得书面同意后，可以延长完成时限，但延长的时限不得超过 20 个工作日。

第十七条 各省级发展改革、水行政主管部门在转发、分解下达中央预算内投资计划时要逐一落实和明确各具体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，经日常监管直接责任单位及监管责任人认可后填报入库；未分解落实

责任的，由省级发展改革部门承担日常监管直接责任。

第十八条 各地在转发、分解下达中央预算内投资计划时要加强财力统筹，及时足额落实和到位地方建设资金。

第十九条 各地在分解下达中央预算内投资计划时，要按规定严格核实相关项目单位信用信息，禁止向列入严重失信主体名单的项目单位分解下达投资计划。

第二十条 本专项中央预算内年度投资计划执行过程中确需调整的，应按照投资计划调整的有关管理规定，按程序及时调整用于可形成有效支出的项目。调入项目应符合规划和专项要求，能够即时开工建设或已经开工建设，增加安排的投资不应超过已承诺的或按所在专项安排标准计算的中央预算内投资安排数。

第二十一条 国家水网骨干工程按规定实行项目法人责任制、招标投标制、建设监理制、合同管理制等建设管理制度，加强质量、进度、成本、安全控制，完工后及时做好竣工验收工作。

第二十二条 各地区及有关单位要建立健全资金使用管理的各项规章制度，严格按照批准的工程建设内容、规模和标准使用资金，严禁转移、侵占和挪用工程建设资金。

第五章 监督管理

第二十三条 项目单位和项目日常监管直接责任单位要严格落实投资计划执行和项目监管的主体责任、日常监管责任。各省级发展改革、水行政主管部门等单位要于每月 10 日前通过投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）、水利统计管理信息系统完整、准确填报项目进度数据和信息（涉密项目按有关要求报送）。

第二十四条 国家发展改革委、水利部将采取监测调度、督促自查、监督检查等方式，对各地区和有关单位执行投资计划、组织实施项目情况进行监管，各级发展改革、水行政主管部门要根据职责分工，通过投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）在线监测等方式，定期调度投资计划执行情况，对发现的问题督促项目单位及时整改。

第二十五条 对于有关部门依据职能分工进行的监督检查，项目法人或工程管理单位和有关设计、施工、监理等单位应予以配合，如实提供有关情况和文件资料。

第六章 附 则

第二十六条 本办法由国家发展改革委、水利部负责解释。

第二十七条 本办法自印发之日起施行，有效期 5 年。原《重大水利工程中央预算内投资专项管理办法》同时废止，此前相关管理规定与本办法不一致的，以本办法为准。

水安全保障工程中央预算内投资专项管理办法

第一章 总 则

第一条 根据《政府投资条例》等有关规定，为加强和规范中央预算内投资支持中小河流治理、大中型病险水库除险加固等水安全保障工程项目管理，保障工程顺利实施，提高资金使用效率，根据国家有关规定，结合项目管理特点，制定本办法。

第二条 本办法适用于使用中央预算内投资的流域面积 3000 平方公里以上中小河流治理工程、重点区域排涝能力建设工程、大中型病险水库（闸）除险加固工程、淤地坝工程、坡耕地水土流失综合治理工程、中型水库工程、重点水生态治理工程、水文基础设施工程等，具体项目类型和支持范围可视情况作必要调整。

第三条 本专项按照“大专项+任务清单”模式管理。本专项安排和使用遵循统筹兼顾、突出重点、程序完备、有效监管的原则，平等对待各类投资主体。安排年度中央预算内投资计划的该专项水利工程，应符合中央预算内投资支持条件，已按程序完成前期工作，年度投资规模根据工程建设进度和中央预算内投资可能等因素合理确定，计划执行进展情况通过投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）、水利统计管理信息系统等信息平台进行调度和监管，按规定实施绩效管理。

第四条 本专项中央预算内投资应用于计划新开工或续建项目，原则上不得用于已完工项目。

第二章 支持范围与方式

第五条 本专项安排中央直属工程以直接投资方式为主，对确需支持的经营性项目，主要采取资本金注入方式，也可以适当采取投资补助等方式。本专项安排地方的中央预算内投资，具体到项目的应按项目明确资金安排方式，打捆、切块下达的由地方分解投资计划时按项目明确资金安排方式。

第六条 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情况，制定差别化的该专项水利工程中央预算内投资政策，统筹加大对中西部等欠发达地区的扶持力度。具体标准如下：

（一）流域面积 3000 平方公里以上中小河流治理工程，对东、中、西、东北地区分别按照项目规划控制投资的 20%、50%、60%、60%予以支持。

（二）重点区域排涝能力建设工程，对东、中、西、东北地区分别按照项目规划控制投资的 20%、40%、60%、60%予以支持。

（三）大中型病险水库（闸）除险加固工程，区别工程正常运行年限和东、中、西、东北地区差异进行支持。其中，主体工程于 1990 年以前建成的项目，以及因发生高烈度地震、超标准洪水等严重自然灾害造成病险的项目，对东、中、西、东北地区分别按照项目总投资的 1/3、60%、80%、80%予以支持；主体工程于 1990 年~1999 年建成的项目，对东、中、西、东北地区分别按照项目总投资的 20%、40%、60%、60%予以支持；主体工程于 2000 年以后建成的项目原则上不予支持，国务院作出专门部署等特殊情况下，可对东、中、西、东北地区分别按照项目总投资的 10%、30%、40%、40%予以支持。

（四）淤地坝、坡耕地水土流失综合治理工程，对东、中、西、东北地区原则上分别按照项目规划控制投资的 1/3、60%、80%、80%予以支持，在专项建设方案中明确分省投资支持规模。

（五）中型水库工程，在国家支持范围内的项目按照总投资的 50%予以支持，且单个项目支持额度最高不超过 2 亿元。

（六）重点水生态治理工程，对东、中、西、东北地区分别按项目总投资的 20%、40%、60%、60%予以支持。

（七）水文基础设施工程，对东、中、西、东北地区分别按照项目规划控制投资的 1/3、50%、2/3、2/3 予以支持。

（八）西藏自治区、新疆生产建设兵团项目投资支持比例原则上为 100%、80%，其中主体工程于 1990 年及以后建成的大中型病险水库（闸）除险加固工程按西部地区相关政策予以支持。新疆生产建设兵团参建新疆自治区项目，对新疆生产建设兵团筹措部分按照有关政策予以支持。其他按照国家有关规定享受比照中部、西部投资政策地区的建设项目，经综合测算确定支持标准。

（九）中央单位非经营性水利工程（中央预算内直接投资项目），投资全部由中央预算内投资安排。

(十) 对上述工程类型以外的项目, 参照类似工程投资政策予以支持。

(十一) 以上所指项目投资, 在具体项目审批、概算核定、投资评审或印发专项规划、方案时明确, 并据此相应测算确定中央预算内投资支持额度。

第七条 本专项中央预算内投资根据项目情况采取直接下达投资、打捆下达投资和切块下达投资三种方式。

第八条 各地方对中央预算内投资支持的地方项目负主体责任。各地应根据地方财政承受能力和地方政府投资能力, 统筹采取加大地方财政投入、合理安排地方专项债券, 规范和畅通项目融资渠道, 鼓励和吸引社会资本特别是民间资本参与工程建设运营等措施, 保障工程建设资金需求。

第三章 投资计划申报

第九条 各地区及有关项目单位应根据现行相关技术规程规范, 扎实做好项目前期工作, 确保前期工作深度和质量。

第十条 申请安排年度中央预算内投资计划的项目, 须按有关规定履行审批程序。经核定的投资概算是控制政府投资项目总投资的依据。项目初步设计提出的投资概算超过经批准的可行性研究报告估算总投资 10% 的, 项目单位应当向可行性研究报告审批部门报告, 审批部门可以要求项目单位重新报送可行性研究报告。

第十一条 各地区及有关单位要加强项目储备, 根据工程前期工作进展、工程建设进度、工期等情况, 合理确定年度建设任务并测算资金需求, 及时将符合条件的工程纳入投资项目在线审批监管平台(国家重大建设项目库)和三年滚动投资计划。

第十二条 对于申请使用中央预算内投资的本专项地方水利工程, 在完成项目审批或核准后, 由项目单位按程序向省级发展改革、水行政主管部门提出申请, 并对申请材料的真实性、合规性负责。

省级发展改革、水行政主管部门按照年度中央预算内投资计划草案编报的有关要求, 向国家发展改革委和水利部审核报送本地区该专项工程年度中央预算内投资建议计划, 按要求填报投资绩效目标, 并对审核结果负责。其中, 打捆项目应明确到具体项目后打捆上报; 切块项目可不明确到具体项目, 以“块”作为项目进行上报。

各地所报送年度投资建议计划应符合本地区财政承受能力和政府投资能力, 不新增地方政府隐性债务。

水利部管理的水利工程, 年度投资建议计划由有关单位向水利部报送, 经水利部审核后报送国家发展改革委。其他中央单位管理的水利工程, 年度投资建议计划由

项目单位按程序向中央单位报送，经中央单位审核后报送国家发展改革委。

第十三条 投资建议计划报送单位应对所报送项目和投资计划是否符合本专项支持范围和支持标准、是否多头重复申报或超额申报中央预算内投资、项目单位是否被依法纳入严重失信主体名单、项目是否完成审批手续，项目是否落实了除拟安排中央预算内投资之外的其他资金等进行严格审查，确保计划新开工项目前期工作条件成熟、在建项目各项建设手续完备，尽量避免执行过程中调整投资计划或投资计划下达后形成沉淀资金。

第十四条 各有关单位向国家发展改革委申报投资计划时应当明确每个项目的项目（法人）单位及项目负责人、日常监管直接责任单位及监管责任人，并随投资计划申报文件一并报送。

打捆项目上报时，应明确“捆”中每一个项目的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，并经日常监管直接责任单位及监管责任人认可后，随投资计划申报文件一并报送。

切块项目上报时，日常监管直接责任单位原则上应为省级发展改革部门或省级有关行业管理部门，待投资计划下达后再具体分解落实责任。

第四章 投资计划下达与执行

第十五条 国家发展改革委会同水利部对各地提出的本专项中央预算内投资建议计划进行审核和综合平衡后，明确相应任务清单，对不同类型的工程按项目直接下达或打捆、切块下达各有关省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团年度中央预算内投资计划，并同步下达绩效目标。

水利部管理的水利工程，投资计划由国家发展改革委下达水利部，并同步下达绩效目标。其他中央单位管理的水利工程，投资计划由国家发展改革委下达中央单位，同步下达绩效目标并抄送水利部。

第十六条 对中央预算内投资计划中已经明确到具体项目的，水利部和有关省级发展改革、水行政主管部门应在收到文件后 20 个工作日内转发下达投资计划；对需要进一步分解的，应在收到文件 30 个工作日内分解落实到具体项目和下达投资计划，并对计划分解和下达资金的合规性负责。

相关地方因项目情况复杂或者需要征求多个部门意见，确实难以在规定时间内完成投资计划分解下达任务的，应及时向国家发展改革委、水利部书面报告有关情况，征得书面同意后，可以延长完成时限，但延长的时限不得超过 20 个工作日。

第十七条 各省级发展改革、水行政主管部门在转发、分解下达中央预算内投资计划时要逐一落实和明确各具体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，经日常监管直接责任单位及监管责任人认可后填报入库；未分解落实责任的，由省级发展改革部门承担日常监管直接责任。

第十八条 各地在转发、分解下达中央预算内投资计划时要加强财力统筹，及时足额落实和到位地方建设资金。

第十九条 各地在分解下达中央预算内投资计划时，要按规定严格核实相关项目单位信用信息，禁止向列入严重失信主体名单的项目单位分解下达投资计划。

第二十条 本专项中央预算内年度投资计划执行过程中确需调整的，应按照投资计划调整的有关管理规定，按程序及时调整用于可形成有效支出的项目。调入项目应符合规划和专项要求，能够即时开工建设或已经开工建设，增加安排后的投资不应超过已承诺的或按所在专项安排标准计算的中央预算内投资安排数。

第二十一条 本专项支持的工程按规定实行项目法人责任制、招标投标制、建设监理制、合同管理制等建设管理制度，加强质量、进度、成本、安全控制，完工后及时做好竣工验收工作。对适合采取村民自建等方式实施的工程，各级水行政主管部门应加强技术指导，确保工程顺利实施并及时发挥效益。

第二十二条 各地区及有关单位要建立健全资金使用管理的各项规章制度，严格按照批准的工程建设内容、规模和标准使用资金，严禁转移、侵占和挪用工程建设资金。

第五章 监督管理

第二十三条 项目单位和项目日常监管直接责任单位要严格落实投资计划执行和项目监管的主体责任、日常监管责任。各省级发展改革、水行政主管部门等单位要按职责全面加强项目实施监管，发现问题及时整改和处理，于每月 10 日前通过投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）、水利统计管理信息系统完整、准确填报项目进度数据和信息（涉密项目按有关要求报送）。

第二十四条 国家发展改革委、水利部将采取监测调度、督促自查、监督检查等方式，对各地区和有关单位执行投资计划、组织实施项目情况进行监管，各级发展改革、水行政主管部门要根据职责分工，通过投资项目在线审批监管平台（国家重大建设项目库）在线监测等方式，定期调度投资计划执行情况，对发现的问题督促项目单位及时整改。

第二十五条 对于发展改革、水利、督查、审计、监察、财政等各有关部门依据职能分工进行的监督检查，项目法人或工程管理单位和有关设计、施工、监理等单位应予以配合，如实提供有关情况和文件资料。

第六章 附 则

第二十六条 本办法由国家发展改革委、水利部负责解释。

第二十七条 对本专项中符合财政涉农资金政策的项目，有关地方可按规定统筹整合使用资金，确保各项财政资金安全规范有效使用。

第二十八条 本办法自印发之日起施行，有效期5年。原《水生态治理、中小河流治理等其他水利工程中央预算内投资专项管理办法》同时废止，此前相关管理规定与本办法不一致的，以本办法为准。

国务院关于“十四五”水库除险加固实施方案的批复

国函〔2021〕139号

水利部：

你部《关于报请审定〈“十四五”水库除险加固实施方案（送审稿）〉的请示》（水运管〔2021〕364号）收悉。现批复如下：

一、原则同意《“十四五”水库除险加固实施方案》（以下简称《方案》），请认真组织实施。

二、《方案》实施要以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻落实党的十九大和十九届历次全会精神，弘扬伟大建党精神，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，推动高质量发展，坚持“节水优先、空间均衡、系统治理、两手发力”的治水思路，坚持以人民为中心的发展思想，统筹发展和安全，进一步压实地方责任，加快病险水库除险加固，消除大坝安全隐患，加强监测预警设施建设，以县域为单元深化小型水库管理体制改革的，健全长效运行管护机制，切实保障水库安全运行和长期发挥效益。

三、各省、自治区、直辖市人民政府和新疆生产建设兵团要切实落实主体责任，对本辖区水库除险加固和运行管护工作负总责，将水库除险加固和运行管护纳入“十四五”有关规划和工作计划以及河湖长制考核体系，建立完善工作机制，细化实化政策措施，保障地方资金投入，加强项目监督管理，确保各项重点任务落到实处。

四、国务院有关部门要按照职责分工，加强对《方案》实施的指导，在项目建设、资金投入、体制机制创新等方面给予积极支持，及时协调解决工作中遇到的困难和问题。

五、水利部要会同国家发展改革委、财政部等部门做好统筹协调，加强跟踪分析和督促指导，完善动态监测和评估机制，确保“十四五”期间全面完成现有病险水库除险加固任务。重大事项及时向党中央、国务院报告。

国务院

2021年12月31日

国家发展和改革委员会 国家能源局

关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见

发改体改〔2022〕118号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构，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，中国核工业集团有限公司、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：

党中央、国务院部署实施新一轮电力体制改革以来，我国电力市场建设稳步有序推进，多元竞争主体格局初步形成，市场在资源优化配置中作用明显增强，市场化交易电量比重大幅提升。同时，电力市场还存在体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题。为加快建设全国统一电力市场体系，实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统稳定性和灵活调节能力，推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统，经国务院同意，现提出以下意见。

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历次全会精神，完整、准确、全面贯彻新发展理念，遵循电力运行规律和市场经济规律，适应碳达峰碳中和目标的新要求，更好统筹发展和安全，优化电力市场总体设计，健全多层次统一电力市场体系，统一交易规则和技术标准，破除市场壁垒，推进适应能源结构转型的电力市场机制建设，加快形成统一开放、竞争有序、安全高效、治理完善的电力市场体系。

（二）**工作原则**。总体设计，稳步推进。做好电力市场功能结构的总体设计，实现不同层次市场的高效协同、有机衔接。坚持问题导向，积极稳妥推进市场建设，鼓励因地制宜开展探索。

支撑转型，安全可靠。完善体制机制，创新市场模式，促进新能源的投资、生产、交易、消纳，发挥电力市场对能源清洁低碳转型的支撑作用。协同推进市场建设与电网运行管理，防范市场建设风险，确保电力系统安全稳定运行。

立足国情，借鉴国际。立足我国能源资源禀赋、经济社会发展等实际国情，借鉴国际成熟电力市场建设经验，发挥国内市场优势，适应电力行业生产运行规律和发展需要，科学合理设计市场模式和路径。

统筹兼顾，做好衔接。统筹考虑企业和社会的电力成本承受能力，做好基本公共服务供给和电力市场建设的衔接，保障电力公共服务供给和居民、农业等用电价格相对稳定。

（三）总体目标。到 2025 年，全国统一电力市场体系初步建成，国家市场与省（区、市）/区域市场协同运行，电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计、联合运营，跨省跨区资源市场化配置和绿色电力交易规模显著提高，有利于新能源、储能等发展的市场交易和价格机制初步形成。到 2030 年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置。

二、健全多层次统一电力市场体系

（一）加快建设国家电力市场。充分发挥北京、广州电力交易中心作用，完善电力交易平台运营管理和跨省跨区市场交易机制。根据电力基础设施建设布局和互联互通情况，研究推动适时组建全国电力交易中心，引入发电企业、售电公司、用户等市场主体和有关战略投资者，建立依法规范、权责分明的公司法人治理体系和运营机制；成立相应的市场管理委员会，完善议事协调和监督机制。

（二）稳步推进省（区、市）/区域电力市场建设。充分发挥省（区、市）市场在全国统一电力市场体系的基础作用，提高省域内电力资源配置效率，保障地方电力基本平衡。贯彻京津冀协同发展、长三角一体化、粤港澳大湾区建设等国家区域重大战略，鼓励建设相应的区域电力市场，开展跨省跨区电力中长期交易和调频、备用等辅助服务交易，优化区域电力资源配置。

（三）引导各层次电力市场协同运行。有序推动国家市场、省（区、市）/区域电力市场建设，加强不同层次市场的相互耦合、有序衔接。条件成熟时支持省（区、市）市场与国家市场融合发展，或多省（区、市）联合形成区域市场后再与国家市

场融合发展。推动探索组建电力交易中心联营体，并建立完善的协同运行机制。

（四）有序推进跨省跨区市场间开放合作。在落实电网安全保供支撑电源电量的基础上，按照先增量、后存量原则，分类放开跨省跨区优先发电计划，推动将国家送电计划、地方政府送电协议转化为政府授权的中长期合同。建立多元市场主体参与跨省跨区交易的机制，鼓励支持发电企业与售电公司、用户等开展直接交易。加强跨省跨区与省内市场在经济责任、价格形成机制等方面的动态衔接。加快建立市场化的跨省跨区输电权分配和交易机制，最大程度利用跨省跨区富裕通道优化电力资源配置。

三、完善统一电力市场体系的功能

（一）持续推动电力中长期市场建设。进一步发挥中长期市场在平衡长期供需、稳定市场预期的基础作用。完善中长期合同市场化调整机制，缩短交易周期，提升交易频次，丰富交易品种，鼓励开展较长期限的中长期交易，规范中长期交易组织、合同签订等流程。推动市场主体通过市场交易方式在各层次市场形成分时段电量电价，更好拉大峰谷价差，引导用户削峰填谷。

（二）积极稳妥推进电力现货市场建设。引导现货市场更好发现电力实时价格，准确反映电能供需关系。组织实施好电力现货市场试点，支持具备条件的试点不间断运行，逐渐形成长期稳定运行的电力现货市场。推动各类优先发电主体、用户侧共同参与现货市场，加强现货交易与放开优先发用电计划、中长期交易的衔接，建立合理的费用疏导机制。

（三）持续完善电力辅助服务市场。推动电力辅助服务市场更好体现灵活调节性资源的市场价值，建立健全调频、备用等辅助服务市场，探索用户可调节负荷参与辅助服务交易，推动源网荷储一体化建设和多能互补协调运营，完善成本分摊和收益共享机制。统筹推进电力中长期、现货、辅助服务市场建设，加强市场间有序协调，在交易时序、市场准入、价格形成机制等方面做好衔接。

（四）培育多元竞争的市场主体。有序放开发用电计划，分类推动燃气、热电联产、新能源、核电等优先发电主体参与市场，分批次推动经营性用户全面参与市场，推动将优先发电、优先购电计划转化为政府授权的中长期合同。严格售电公司准入标准和条件，引导社会资本有序参与售电业务，发挥好电网企业和国有售电公司重要作用，健全确保供电可靠性的保底供电制度，鼓励售电公司创新商业模式，提供综合能源管理、负荷集成等增值服务。引导用户侧可调负荷资源、储能、分布

式能源、新能源汽车等新型市场主体参与市场交易，充分激发和释放用户侧灵活调节能力。

四、健全统一电力市场体系的交易机制

（一）规范统一市场基本交易规则和技术标准。发展改革委、能源局组织有关方面制定市场准入退出、交易品种、交易时序、交易执行结算等基本交易规则，以及统一的交易技术标准和数据接口标准。各地组织省（区、市）电力交易中心依照基本交易规则制定本地交易细则。推动交易中心之间在技术和数据标准方面有效衔接、总体一致。

（二）完善电力价格形成机制。改革完善煤电价格市场化形成机制，完善电价传导机制，统一规范各地电力市场价格规则，有效平衡电力供需。有序推动工商业用户全部进入电力市场，确保居民、农业、公益性事业等用电价格相对稳定。鼓励清洁取暖用户通过参与电力市场降低采暖成本。强化电网输配电准许收入监管，推动电网企业输配电业务和购售电业务分开核算，妥善处理政策性交叉补贴。提升跨省跨区输电价格机制灵活性，探索跨省跨区交易按最优路径组合等方式收取输电费用。

（三）做好市场化交易与调度运行的高效衔接。在保障电网安全运行和电力可靠供应的前提下，统筹优化电力市场运行与电网调度运行，健全完善电网企业相关业务流程和制度标准。加强电力交易中心与电网企业业务协同，推动规划、营销、计量、财务、调度等信息的互通共享。提升电网智能化水平，加强电力运行调度和安全管理，依法依规落实电力市场交易结果。

（四）加强信息共享和披露。推动全国电力市场主体注册信息共享。落实信息披露制度要求，规范披露流程，依法依规披露电网安全约束条件、跨省跨区可用输电能力等关键信息。建设统一信息披露平台，健全信息安全保障机制，确保电力运行信息安全可控。

五、加强电力统筹规划和科学监管

（一）健全适应市场化环境的电力规划体系。统筹可再生能源和常规电源规划布局，加强全国电力规划与地方电力规划、电源规划与电网规划、电力规划与市场建设之间的衔接，注重发挥市场价格信号对电力规划建设的引导作用。

（二）完善现代电力市场监管体制。提升对电力市场科学监管能力，加强监测预警，强化电力交易机构和调度机构的运营监控和风险防控责任，做好对电力市场

信息披露情况的监督和评价。加强对电网企业自然垄断性业务的监管，健全电网公平开放监管制度，强化运行安全和服务质量评价。

（三）健全电力市场信用体系。健全市场主体自律和社会监督机制，完善电力市场信用评价体系，开展市场主体信用评价工作，推动分级分类监管，实现市场主体信用信息共享，健全守信激励和失信惩戒机制，构建以信用为基础的新型监管机制。

（四）完善电力应急保供机制。加快应急备用和调峰电源能力建设，建立健全成本回收机制，通过容量成本回收机制、辅助服务市场等实现合理经济补偿。健全市场应急处置机制，优先保障民生用电供应，确保电力供应安全。

六、构建适应新型电力系统的市场机制

（一）提升电力市场对高比例新能源的适应性。严格落实支持新能源发展的法律法规和政策措施，完善适应高比例新能源的市场机制，有序推动新能源参与电力市场交易，以市场化收益吸引社会资本，促进新能源可持续投资。建立与新能源特性相适应的中长期电力交易机制，引导新能源签订较长期限的中长期合同。鼓励新能源报量报价参与现货市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核。在现货市场内推动调峰服务，新能源比例较高的地区可探索引入爬坡等新型辅助服务。

（二）因地制宜建立发电容量成本回收机制。引导各地区根据实际情况，建立市场化的发电容量成本回收机制，探索容量补偿机制、容量市场、稀缺电价等多种方式，保障电源固定成本回收和长期电力供应安全。鼓励抽水蓄能、储能、虚拟电厂等调节电源的投资建设。

（三）探索开展绿色电力交易。创新体制机制，开展绿色电力交易试点，以市场化方式发现绿色电力的环境价值，体现绿色电力在交易组织、电网调度等方面的优先地位。引导有需求的用户直接购买绿色电力，推动电网企业优先执行绿色电力的直接交易结果。做好绿色电力交易与绿证交易、碳排放权交易的有效衔接。

（四）健全分布式发电市场化交易机制。鼓励分布式光伏、分散式风电等主体与周边用户直接交易，完善微电网、存量小电网、增量配电网与大电网间的交易结算、运行调度等机制，增强就近消纳新能源和安全运行能力。

七、加强组织实施

（一）强化组织落实。要始终坚持和加强党的领导，把党的领导贯穿全国统一电力市场体系建设全过程。要加强电力统筹规划、政策法规、科学监测等工作，科

学指导电力规划和有效投资。发展改革委、能源局要加强对统一电力市场体系建设的总体指导，统筹考虑能源资源禀赋、电价水平、电网安全运行等条件，加强系统研究、协调推进，健全应急调控预案和保障供应机制，完善相关配套政策，强化组织协调、监督管理和风险防范。各省（区、市）政府要明确牵头部门和任务分工，按照总体部署扎实做好本地电力市场建设，推进综合协同监管。

（二）营造改革氛围。组织开展电力市场建设的专项研究培训，鼓励引导相关市场主体发挥各自优势，主动适应新型电力系统建设和市场化方向，积极参与电力市场建设。通过新闻发布会等形式，加强对全国统一电力市场体系建设的宣传引导和政策解读，凝聚电力市场发展共识，营造良好改革氛围。

（三）及时跟踪评估。电力交易机构和调度机构按照职责分工做好市场运行信息的记录、汇总、分析和披露等工作，及时准确反映电力市场运行状况。发展改革委、能源局对电力市场运行状况开展定期评估，及时总结经验，加强对各地电力市场建设的督促指导。

国家发展改革委
国家能源局
2022年1月18日

水利部调整《水利工程项目招标投标管理规定》 有关条款

水建设〔2022〕15号

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，各有关单位：

根据《国务院关于开展营商环境创新试点工作的意见》（国发〔2021〕24号），水利部决定，自即日起在营商环境创新试点城市暂时调整实施《水利工程项目招标投标管理规定》（水利部令第14号）有关规定。现就有关事项通知如下：

一、暂时调整实施《水利工程项目招标投标管理规定》（水利部令第14号）第十六条第（三）项关于水利工程施工招标条件中“监理单位已确定”的规定，取消水利工程施工招标条件中“监理单位已确定”的条件。

二、暂时调整实施《水利工程项目招标投标管理规定》（水利部令第14号）第十八条第一款关于在正式媒介发布招标公告至发售资格预审文件（或招标文件）的时间间隔一般不少于10日的规定，在发布水利工程招标信息（招标公告或投标邀请书）时可同步发售资格预审文件（或招标文件）。

三、首批营商环境创新试点城市为北京、上海、重庆、杭州、广州、深圳6个城市，试点城市范围扩大事宜执行国务院有关工作安排。

四、有关地方人民政府水行政主管部门要根据上述调整，及时对本部门制定的规范性文件作相应调整，建立与试点要求相适应的管理制度。

五、试点中的重要情况，有关地方人民政府水行政主管部门要及时向水利部报告。水利部将按照国务院统一部署，结合试点情况，对具备条件的创新试点举措在全国范围推开。

水利部

2022年1月13日

国家发展改革委 国家能源局关于 完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见

发改能源〔2022〕206号

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团，国务院有关部门，有关中央企业，有关行业协会：

能源生产和消费相关活动是最主要的二氧化碳排放源，大力推动能源领域碳减排是做好碳达峰碳中和工作，以及加快构建现代能源体系的重要举措。党的十八大以来，各地区、各有关部门围绕能源绿色低碳发展制定了一系列政策措施，推动太阳能、风能、水能、生物质能、地热能等清洁能源开发利用取得了明显成效，但现有的体制机制、政策体系、治理方式等仍然面临一些困难和挑战，难以适应新形势下推进能源绿色低碳转型的需要。为深入贯彻落实《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》和《2030年前碳达峰行动方案》有关要求，经国务院同意，现就完善能源绿色低碳转型的体制机制和政策措施提出以下意见。

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历次全会精神，深入贯彻习近平生态文明思想，坚持稳中求进工作总基调，立足新发展阶段，完整、准确、全面贯彻新发展理念，构建新发展格局，深入推动能源消费革命、供给革命、技术革命、体制革命，全方位加强国际合作，从国情实际出发，统筹发展与安全、稳增长和调结构，深化能源领域体制机制改革创新，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，促进能源高质量发展和经济社会发展全面绿色转型，为科学有序推动如期实现碳达峰、碳中和目标和建设现代化经济体系提供保障。

（二）基本原则

——坚持系统观念、统筹推进。加强顶层设计，发挥制度优势，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系，处理好转型各阶段不同能源品种之间的互补、协调、替代关系，推动煤炭和新能源优化组合，统筹推进全国及各地区能源

绿色低碳转型。

——坚持保障安全、有序转型。在保障能源安全的前提下有序推进能源绿色低碳转型，先立后破，坚持全国“一盘棋”，加强转型中的风险识别和管控。在加快形成清洁低碳能源可靠供应能力基础上，逐步对化石能源进行安全可靠替代。

——坚持创新驱动、集约高效。完善能源领域创新体系和激励机制，提升关键核心技术创新能力。贯彻节约优先方针，着力降低单位产出资源消耗和碳排放，增强能源系统运行和资源配置效率，提高经济社会综合效益。加快形成减污降碳的激励约束机制。

——坚持市场主导、政府引导。深化能源领域体制改革，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，构建公平开放、有效竞争的能源市场体系。更好发挥政府作用，在规划引领、政策扶持、市场监管等方面加强引导，营造良好的发展环境。

（三）主要目标

“十四五”时期，基本建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，形成比较完善的政策、标准、市场和监管体系，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。到2030年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。

二、完善国家能源战略和规划实施的协同推进机制

（四）强化能源战略和规划的引导约束作用。以国家能源战略为导向，强化国家能源规划的统领作用，各省（自治区、直辖市）结合国家能源规划部署和当地实际制定本地区能源规划，明确能源绿色低碳转型的目标和任务，在规划编制及实施中加强各能源品种之间、产业链上下游之间、区域之间的协同互济，整体提高能源绿色低碳转型和供应安全保障水平。加强能源规划实施监测评估，健全规划动态调整机制。

（五）建立能源绿色低碳转型监测评价机制。重点监测评价各地区能耗强度、能源消费总量、非化石能源及可再生能源消费比重、能源消费碳排放系数等指标，评估能源绿色低碳转型相关机制、政策的执行情况和实际效果。完善能源绿色低碳发展考核机制，按照国民经济和社会发展规划纲要、年度计划及能源规划等确定的能源相关约束性指标，强化相关考核。鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式，满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。

（六）健全能源绿色低碳转型组织协调机制。国家能源委员会统筹协调能源绿

色低碳转型相关战略、发展规划、行动方案和政策体系等。建立跨部门、跨区域的能源安全与发展协调机制，协调开展跨省跨区电力、油气等能源输送通道及储备等基础设施和安全体系建设，加强能源领域规划、重大工程与国土空间规划以及生态环境保护等专项规划衔接，及时研究解决实施中的问题。按年度建立能源绿色低碳转型和安全保障重大政策实施、重大工程建设台账，完善督导协调机制。

三、完善引导绿色能源消费的制度和政策体系

（七）完善能耗“双控”和非化石能源目标制度。坚持把节约能源资源放在首位，强化能耗强度降低约束性指标管理，有效增强能源消费总量管理弹性，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，合理确定各地区能耗强度降低目标，加强能耗“双控”政策与碳达峰、碳中和目标任务的衔接。逐步建立能源领域碳排放控制机制。制修订重点用能行业单位产品能耗限额强制性国家标准，组织对重点用能企业落实情况进行监督检查。研究制定重点行业、重点产品碳排放核算方法。统筹考虑各地区可再生能源资源状况、开发利用条件和经济发展水平等，将全国可再生能源开发利用中长期总量及最低比重目标科学分解到各省（自治区、直辖市）实施，完善可再生能源电力消纳保障机制。推动地方建立健全用能预算管理制度，探索开展能耗产出效益评价。加强顶层设计和统筹协调，加快建设全国碳排放权交易市场、用能权交易市场、绿色电力交易市场。

（八）建立健全绿色能源消费促进机制。推进统一的绿色产品认证与标识体系建设，建立绿色能源消费认证机制，推动各类社会组织采信认证结果。建立电能替代推广机制，通过完善相关标准等加强对电能替代的技术指导。完善和推广绿色电力证书交易，促进绿色电力消费。鼓励全社会优先使用绿色能源和采购绿色产品及服务，公共机构应当作出表率。各地区应结合本地实际，采用先进能效和绿色能源消费标准，大力宣传节能及绿色消费理念，深入开展绿色生活创建行动。鼓励有条件的地方开展高水平绿色能源消费示范建设，在全社会倡导节约用能。

（九）完善工业领域绿色能源消费支持政策。引导工业企业开展清洁能源替代，降低单位产品碳排放，鼓励具备条件的企业率先形成低碳、零碳能源消费模式。鼓励建设绿色用能产业园区和企业，发展工业绿色微电网，支持在自有场所开发利用清洁低碳能源，建设分布式清洁能源和智慧能源系统，对余热余压余气等综合利用发电减免交叉补贴和系统备用费，完善支持自发自用分布式清洁能源发电的价格政策。在符合电力规划布局和电网安全运行条件的前提下，鼓励通过创新电力输送及运行方式实现可再生能源电力项目就近向产业园区或企业供电，鼓励产业园区或企

业通过电力市场购买绿色电力。鼓励新兴重点用能领域以绿色能源为主满足用能需求并对余热余压余气等进行充分利用。

（十）完善建筑绿色用能和清洁取暖政策。提升建筑节能标准，推动超低能耗建筑、低碳建筑规模化发展，推进和支持既有建筑节能改造，积极推广使用绿色建材，健全建筑能耗限额管理制度。完善建筑可再生能源应用标准，鼓励光伏建筑一体化应用，支持利用太阳能、地热能 and 生物质能等建设可再生能源建筑供能系统。在具备条件的地区推进供热计量改革和供热设施智能化建设，鼓励按热量收费，鼓励电供暖企业和用户通过电力市场获得低谷时段低价电力，综合运用峰谷电价、居民阶梯电价和输配电价机制等予以支持。落实好支持北方地区农村冬季清洁取暖的供气价格政策。

（十一）完善交通运输领域能源清洁替代政策。推进交通运输绿色低碳转型，优化交通运输结构，推行绿色低碳交通设施装备。推行大容量电气化公共交通和电动、氢能、先进生物液体燃料、天然气等清洁能源交通工具，完善充换电、加氢、加气（LNG）站点布局及服务设施，降低交通运输领域清洁能源用能成本。对交通供能场站布局和建设在土地空间等方面予以支持，开展多能融合交通供能场站建设，推进新能源汽车与电网能量互动试点示范，推动车桩、船岸协同发展。对利用铁路沿线、高速公路服务区等建设新能源设施的，鼓励对同一省级区域内的项目统一规划、统一实施、统一核准（备案）。

四、建立绿色低碳为导向的能源开发利用新机制

（十二）建立清洁低碳能源资源普查和信息共享机制。结合资源禀赋、土地用途、生态保护、国土空间规划等情况，以市（县）级行政区域为基本单元，全面开展全国清洁低碳能源资源详细勘查和综合评价，精准识别可开发清洁低碳能源资源并进行数据整合，完善并动态更新全国清洁低碳能源资源数据库。加强与国土空间基础信息平台的衔接，及时将各类清洁低碳能源资源分布等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台 and 国土空间规划“一张图”，并以适当方式与地方各级政府、企业、行业协会和研究机构等共享。提高可再生能源相关气象观测、资源评价以及预测预报技术能力，为可再生能源资源普查、项目开发和电力系统运行提供支撑。构建国家能源基础信息及共享平台，整合能源全产业链信息，推动能源领域数字经济发展。

（十三）推动构建以清洁低碳能源为主体的能源供应体系。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点，加快推进大型风电、光伏发电基地建设，对区域内现有煤电机组进

行升级改造，探索建立送受两端协同为新能源电力输送提供调节的机制，支持新能源电力能建尽建、能并尽并、能发尽发。各地区按照国家能源战略和规划及分领域规划，统筹考虑本地区能源需求和清洁低碳能源资源等情况，在省级能源规划总体框架下，指导并组织制定市（县）级清洁低碳能源开发利用、区域能源供应相关实施方案。各地区应当统筹考虑本地区能源需求及可开发资源量等，按就近原则优先开发利用本地清洁低碳能源资源，根据需要积极引入区域外的清洁低碳能源，形成优先通过清洁低碳能源满足新增用能需求并逐渐替代存量化石能源的能源生产消费格局。鼓励各地区建设多能互补、就近平衡、以清洁低碳能源为主体的新型能源系统。

（十四）创新农村可再生能源开发利用机制。在农村地区优先支持屋顶分布式光伏发电以及沼气发电等生物质能发电接入电网，电网企业等应当优先收购其发电量。鼓励利用农村地区适宜分散开发风电、光伏发电的土地，探索统一规划、分散布局、农企合作、利益共享的可再生能源项目投资经营模式。鼓励农村集体经济组织依法以土地使用权入股、联营等方式与专业化企业共同投资经营可再生能源发电项目，鼓励金融机构按照市场化、法治化原则为可再生能源发电项目提供融资支持。加大对农村电网建设的支持力度，组织电网企业完善农村电网。加强农村电网技术、运行和电力交易方式创新，支持新能源电力就近交易，为农村公益性和生活用能以及乡村振兴相关产业提供低成本绿色能源。完善规模化沼气、生物天然气、成型燃料等生物质能和地热能开发利用扶持政策和保障机制。

（十五）建立清洁低碳能源开发利用的国土空间管理机制。围绕做好碳达峰碳中和工作，统筹考虑清洁低碳能源开发以及能源输送、储存等基础设施用地用海需求。完善能源项目建设用地分类指导政策，调整优化可再生能源开发用地用海要求，制定利用沙漠、戈壁、荒漠土地建设可再生能源发电工程的土地支持政策，完善核电、抽水蓄能厂（场）址保护制度并在国土空间规划中予以保障，在国土空间规划中统筹考虑输电通道、油气管道走廊用地需求，建立健全土地相关信息共享与协同管理机制。严格依法规范能源开发涉地（涉海）税费征收。符合条件的海上风电等可再生能源项目可按规定申请减免海域使用金。鼓励在风电等新能源开发建设中推广应用节地技术和节地模式。

五、完善新型电力系统建设和运行机制

（十六）加强新型电力系统顶层设计。推动电力来源清洁化和终端能源消费电气化，适应新能源电力发展需要制定新型电力系统发展战略和总体规划，鼓励各类

企业等主体积极参与新型电力系统建设。对现有电力系统进行绿色低碳发展适应性评估，在电网架构、电源结构、源网荷储协调、数字化智能化运行控制等方面提升技术和优化系统。加强新型电力系统基础理论研究，推动关键核心技术突破，研究制定新型电力系统相关标准。推动互联网、数字化、智能化技术与电力系统融合发展，推动新技术、新业态、新模式发展，构建智慧能源体系。加强新型电力系统技术体系建设，开展相关技术试点和区域示范。

（十七）完善适应可再生能源局域深度利用和广域输送的电网体系。整体优化输电网络和电力系统运行，提升对可再生能源电力的输送和消纳能力。通过电源配置和运行优化调整尽可能增加存量输电通道输送可再生能源电量，明确最低比重指标并进行考核。统筹布局以送出可再生能源电力为主的大型电力基地，在省级电网及以上范围优化配置调节性资源。完善相关省（自治区、直辖市）政府间协议与电力市场相结合的可再生能源电力输送和消纳协同机制，加强省际、区域间电网互联互通，进一步完善跨省跨区电价形成机制，促进可再生能源在更大范围消纳。大力推进高比例容纳分布式新能源电力的智能配电网建设，鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网。电网企业应提升新能源电力接纳能力，动态公布经营区域内可接纳新能源电力的容量信息并提供查询服务，依法依规将符合规划和安全生产条件的新能源发电项目和分布式发电项目接入电网，做到应并尽并。

（十八）健全适应新型电力系统的市场机制。建立全国统一电力市场体系，加快电力辅助服务市场建设，推动重点区域电力现货市场试点运行，完善电力中长期、现货和辅助服务交易有机衔接机制，探索容量市场交易机制，深化输配电等重点领域改革，通过市场化方式促进电力绿色低碳发展。完善有利于可再生能源优先利用的电力交易机制，开展绿色电力交易试点，鼓励新能源发电主体与电力用户或售电公司等签订长期购售电协议。支持微电网、分布式电源、储能和负荷聚合商等新兴市场主体独立参与电力交易。积极推进分布式发电市场化交易，支持分布式发电（含电储能、电动车船等）与同一配电网内的电力用户通过电力交易平台就近进行交易，电网企业（含增量配电网企业）提供输电、计量和交易结算等技术支持，完善支持分布式发电市场化交易的价格政策及市场规则。完善支持储能应用的电价政策。

（十九）完善灵活性电源建设和运行机制。全面实施煤电机组灵活性改造，完善煤电机组最小出力技术标准，科学核定煤电机组深度调峰能力；因地制宜建设既满足电力运行调峰需要、又对天然气消费季节差具有调节作用的天然气“双调峰”电站；积极推动流域控制性调节水库建设和常规水电站扩机增容，加快建设抽水蓄

能电站，探索中小型抽水蓄能技术应用，推行梯级水电储能；发挥太阳能热发电的调节作用，开展废弃矿井改造储能等新型储能项目研究示范，逐步扩大新型储能应用。全面推进企业自备电厂参与电力系统调节，鼓励工业企业发挥自备电厂调节能力就近利用新能源。完善支持灵活性煤电机组、天然气调峰机组、水电、太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。鼓励新能源发电基地提升自主调节能力，探索一体化参与电力系统运行。完善抽水蓄能、新型储能参与电力市场的机制，更好发挥相关设施调节作用。

（二十）完善电力需求响应机制。推动电力需求响应市场化建设，推动将需求侧可调节资源纳入电力电量平衡，发挥需求侧资源削峰填谷、促进电力供需平衡和适应新能源电力运行的作用。拓宽电力需求响应实施范围，通过多种方式挖掘各类需求侧资源并组织其参与需求响应，支持用户侧储能、电动汽车充电设施、分布式发电等用户侧可调节资源，以及负荷聚合商、虚拟电厂运营商、综合能源服务商等参与电力市场交易和系统运行调节。明确用户侧储能安全发展的标准要求，加强安全监管。加快推进需求响应市场化建设，探索建立以市场为主的需求响应补偿机制。全面调查评价需求响应资源并建立分级分类清单，形成动态的需求响应资源库。

（二十一）探索建立区域综合能源服务机制。探索同一市场主体运营集供电、供热（供冷）、供气为一体的多能互补、多能联供区域综合能源系统，鼓励地方采取招标等竞争性方式选择区域综合能源服务投资经营主体。鼓励增量配电网通过拓展区域内分布式清洁能源、接纳区域外可再生能源等提高清洁能源比重。公共电网企业、燃气供应企业应为综合能源服务运营企业提供可靠能源供应，并做好配套设施运行衔接。鼓励提升智慧能源协同服务水平，强化共性技术的平台化服务及商业模式创新，充分依托已有设施，在确保能源数据信息安全的前提下，加强数据资源开放共享。

六、完善化石能源清洁高效开发利用机制

（二十二）完善煤炭清洁开发利用政策。立足以煤为主的基本国情，按照能源不同发展阶段，发挥好煤炭在能源供应保障中的基础作用。建立煤矿绿色发展长效机制，优化煤炭产能布局，加大煤矿“上大压小、增优汰劣”力度，大力推动煤炭清洁高效利用。制定矿井优化系统支持政策，完善绿色智能煤矿建设标准体系，健全煤矿智能化技术、装备、人才发展支持政策体系。完善煤矸石、矿井水、煤矿井下抽采瓦斯等资源综合利用及矿区生态治理与修复支持政策，加大力度支持煤矿充填开采技术推广应用，鼓励利用废弃矿区开展新能源及储能项目开发建设。依法依

规加快办理绿色智能煤矿等优质产能和保供煤矿的环保、用地、核准、采矿等相关手续。科学评估煤炭企业产量减少和关闭退出的影响，研究完善煤炭企业退出和转型发展以及从业人员安置等扶持政策。

(二十三) 完善煤电清洁高效转型政策。在电力安全保供的前提下，统筹协调有序控煤减煤，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型。按照电力系统安全稳定运行和保供需要，加强煤电机组与非化石能源发电、天然气发电及储能的整体协同。推进煤电机组节能提效、超低排放升级改造，根据能源发展和安全保供需要合理建设先进煤电机组。充分挖掘现有大型热电联产企业供热潜力，鼓励在合理供热半径内的存量凝汽式煤电机组实施热电联产改造，在允许燃煤供热的区域鼓励建设燃煤背压供热机组，探索开展煤电机组抽汽蓄能改造。有序推动落后煤电机组关停整合，加大燃煤锅炉淘汰力度。原则上不新增企业燃煤自备电厂，推动燃煤自备机组公平承担社会责任，加大燃煤自备机组节能减排力度。支持利用退役火电机组的既有厂址和相关设施建设新型储能设施或改造为同步调相机。完善火电领域二氧化碳捕集利用与封存技术研发和试验示范项目支持政策。

(二十四) 完善油气清洁高效利用机制。提升油气田清洁高效开采能力，推动炼化行业转型升级，加大减污降碳协同力度。完善油气与地热能以及风能、太阳能等能源资源协同开发机制，鼓励油气企业利用自有建设用地发展可再生能源和建设分布式能源设施，在油气田区域内建设多能融合的区域供能系统。持续推动油气管网公平开放并完善接入标准，梳理天然气供气环节并减少供气层级，在满足安全和质量标准等前提下，支持生物燃料乙醇、生物柴油、生物天然气等清洁燃料接入油气管网，探索输气管道掺氢输送、纯氢管道输送、液氢运输等高效输氢方式。鼓励传统加油站、加气站建设油气电氢一体化综合交通能源服务站。加强二氧化碳捕集利用与封存技术推广示范，扩大二氧化碳驱油技术应用，探索利用油气开采形成地下空间封存二氧化碳。

七、健全能源绿色低碳转型安全保供体系

(二十五) 健全能源预测预警机制。加强全国以及分级分类的能源生产、供应和消费信息系统建设，建立跨部门跨区域能源安全监测预警机制，各省（自治区、直辖市）要建立区域能源综合监测体系，电网、油气管网及重点能源供应企业要完善经营区域能源供应监测平台并及时向主管部门报送相关信息。加强能源预测预警的监测评估能力建设，建立涵盖能源、应急、气象、水利、地质等部门的极端天气联合应对机制，提高预测预判和灾害防御能力。健全能源供应风险应对机制，完善

极端情况下能源供应应急预案和应急状态下的协同调控机制。

(二十六) 构建电力系统安全运行和综合防御体系。各类发电机组运行要严格遵守《电网调度管理条例》等法律法规和技术规范，建立煤电机组退出审核机制，承担支持电力系统运行和保供任务的煤电机组未经许可不得退出运行，可根据机组性能和电力系统运行需要经评估后转为应急备用机组。建立各级电力规划安全评估制度，健全各类电源并网技术标准，从源头管控安全风险。完善电力电量平衡管理，制定年度电力系统安全保供方案。建立电力企业与燃料供应企业、管输企业的信息共享与应急联动机制，确保极端情况下能源供应。建立重要输电通道跨部门联防联控机制，提升重要输电通道运行安全保障能力。建立完善负荷中心和特大型城市应急安全保障电源体系。完善电力监控系统安全防控体系，加强电力行业关键信息基础设施安全保护。严格落实地方政府、有关电力企业的电力安全生产和供应保障主体责任，统筹协调推进电力应急体系建设，强化新型储能设施等安全事故防范和处置能力，提升本质安全水平。健全电力应急保障体系，完善电力应急制度、标准和预案。

(二十七) 健全能源供应保障和储备应急体系。统筹能源绿色低碳转型和能源供应安全保障，提高适应经济社会发展以及各种极端情况的能源供应保障能力，优化能源储备设施布局，完善煤电油气供应保障协调机制。加快形成政府储备、企业社会责任储备和生产经营库存有机结合、互为补充，实物储备、产能储备和其他储备方式相结合的石油储备体系。健全煤炭产品、产能储备和应急储备制度，完善应急调峰产能、可调节库存和重点电厂煤炭储备机制，建立以企业为主体、市场化运作的煤炭应急储备体系。建立健全地方政府、供气企业、管输企业、城镇燃气企业各负其责的多层次天然气储气调峰和应急体系。制定煤制油气技术储备支持政策。完善煤炭、石油、天然气产供储销体系，探索建立氢能产供储销体系。按规划积极推动流域龙头水库电站建设，提升水库储能、运行调节和应急调用能力。

八、建立支撑能源绿色低碳转型的科技创新体系

(二十八) 建立清洁低碳能源重大科技协同创新体系。建设并发挥好能源领域国家实验室作用，形成以国家战略科技力量为引领、企业为主体、市场为导向、产学研用深度融合的能源技术创新体系，加快突破一批清洁低碳能源关键技术。支持行业龙头企业联合高等院校、科研院所和行业上下游企业共建国家能源领域研发创新平台，推进各类科技力量资源共享和优化配置。围绕能源领域相关基础零部件及元器件、基础软件、基础材料、基础工艺等关键技术开展联合攻关，实施能源重大

科技协同创新研究。加强新型储能相关安全技术研发，完善设备设施、规划布局、设计施工、安全运行等方面技术标准规范。

（二十九）建立清洁低碳能源产业链供应链协同创新机制。推动构建以需求端技术进步为导向，产学研用深度融合、上下游协同、供应链协作的清洁低碳能源技术创新促进机制。依托大型新能源基地等重大能源工程，推进上下游企业协同开展先进技术装备研发、制造和应用，通过工程化集成应用形成先进技术及产业化能力。加快纤维素等非粮生物燃料乙醇、生物航空煤油等先进可再生能源燃料关键技术协同攻关及产业化示范。推动能源电子产业高质量发展，促进信息技术及产品与清洁低碳能源融合创新，加快智能光伏创新升级。依托现有基础完善清洁低碳能源技术创新服务平台，推动研发设计、计量测试、检测认证、知识产权服务等科技服务业与清洁低碳能源产业链深度融合。建立清洁低碳能源技术成果评价、转化和推广机制。

（三十）完善能源绿色低碳转型科技创新激励政策。探索以市场化方式吸引社会资本支持资金投入大、研究难度高的战略性清洁低碳能源技术研发和示范项目。采取“揭榜挂帅”等方式组织重大关键技术攻关，完善支持首台（套）先进重大能源技术装备示范应用的政策，推动能源领域重大技术装备推广应用。强化国有能源企业节能低碳相关考核，推动企业加大能源技术创新投入，推广应用新技术，提升技术水平。

九、建立支撑能源绿色低碳转型的财政金融政策保障机制

（三十一）完善支持能源绿色低碳转型的多元化投融资机制。加大对清洁低碳能源项目、能源供应安全保障项目投融资支持力度。通过中央预算内投资统筹支持能源领域对碳减排贡献度高的项目，将符合条件的重大清洁低碳能源项目纳入地方政府专项债券支持范围。国家绿色发展基金和现有低碳转型相关基金要将清洁低碳能源开发利用、新型电力系统建设、化石能源企业绿色低碳转型等作为重点支持领域。推动清洁低碳能源相关基础设施项目开展市场化投融资，研究将清洁低碳能源项目纳入基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）试点范围。中央财政资金进一步向农村能源建设倾斜，利用现有资金渠道支持农村能源供应基础设施建设、北方地区冬季清洁取暖、建筑节能等。

（三十二）完善能源绿色低碳转型的金融支持政策。探索发展清洁低碳能源行业供应链金融。完善清洁低碳能源行业企业贷款审批流程和评级方法，充分考虑相关产业链长期成长性及对碳达峰、碳中和的贡献。创新适应清洁低碳能源特点的绿

色金融产品，鼓励符合条件的企业发行碳中和债等绿色债券，引导金融机构加大对具有显著碳减排效益项目的支持；鼓励发行可持续发展挂钩债券等，支持化石能源企业绿色低碳转型。探索推进能源基础信息应用，为金融支持能源绿色低碳转型提供信息服务支撑。鼓励能源企业践行绿色发展理念，充分披露碳排放相关信息。

十、促进能源绿色低碳转型国际合作

（三十三）促进“一带一路”绿色能源合作。鼓励金融产品和服务创新，支持“一带一路”清洁低碳能源开发利用。推进“一带一路”绿色能源务实合作，探索建立清洁低碳能源产业链上下游企业协同发展合作机制。引导企业开展清洁低碳能源领域对外投资，在相关项目开展中注重资源节约、环境保护和安全生产。推动建设能源合作最佳实践项目。依法依规管理碳排放强度高的产品生产、流通和出口。

（三十四）积极推动全球能源治理中绿色低碳转型发展合作。建设和运营好“一带一路”能源合作伙伴关系和国际能源变革论坛等，力争在全球绿色低碳转型进程中发挥更好作用。依托中国—东盟、中国—非盟、中国—东盟、中国—中东欧、亚太经合组织（APEC）可持续能源中心等合作平台，持续支持可再生能源、电力、核电、氢能等清洁低碳能源相关技术人才合作培养，开展能力建设、政策、规划、标准对接和人才交流。提升与国际能源署（IEA）、国际可再生能源署（IRENA）等国际组织的合作水平，积极参与并引导在联合国、二十国集团（G20）、APEC、金砖国家、上合组织等多边框架下的能源绿色低碳转型合作。

（三十五）充分利用国际要素助力国内能源绿色低碳发展。落实鼓励外商投资产业目录，完善相关支持政策，吸引和引导外资投入清洁低碳能源产业领域。完善鼓励外资融入我国清洁低碳能源产业创新体系的激励机制，严格知识产权保护。加强绿色电力认证国际合作，倡议建立国际绿色电力证书体系，积极引导和参与绿色电力证书核发、计量、交易等国际标准研究制定。推动建立中欧能源技术创新合作平台等清洁低碳能源技术创新国际合作平台，支持跨国企业在华设立清洁低碳能源技术联合研发中心，促进清洁低碳、脱碳无碳领域联合攻关创新与示范应用。

十一、完善能源绿色低碳发展相关治理机制

（三十六）健全能源法律和标准体系。加强能源绿色低碳发展法制建设，修订和完善能源领域法律制度，健全适应碳达峰碳中和工作需要的能源法律制度体系。增强相关法律法规的针对性和有效性，全面清理现行能源领域法律法规中与碳达峰碳中和工作要求不相适应的内容。健全清洁低碳能源相关标准体系，加快研究和制修订清洁高效火电、可再生能源发电、核电、储能、氢能、清洁能源供热以及新型

电力系统等领域技术标准和安​​全标准。推动太阳能发电、风电等领域标准国际化。鼓励各地区和行业协会、企业等依法制定更加严格的地方标准、行业标准和企业标准。制定能源领域绿色低碳产业指导目录，建立和完善能源绿色低碳转型相关技术标准及相应的碳排放量、碳减排量等核算标准。

（三十七）深化能源领域“放管服”改革。持续推动简政放权，继续下放或取消非必要行政许可事项，进一步优化能源领域营商环境，增强市场主体创新活力。破除制约市场竞争的各类障碍和隐性壁垒，落实市场准入负面清单制度，支持各类市场主体依法平等进入负面清单以外的能源领域。优化清洁低碳能源项目核准和备案流程，简化分布式能源投资项目管理程序。创新综合能源服务项目建设管理机制，鼓励各地区依托全国投资项目在线审批监管平台建立综合能源服务项目多部门联审机制，实行一窗受理、并联审批。

（三十八）加强能源领域监管。加强对能源绿色低碳发展相关能源市场交易、清洁低碳能源利用等监管，维护公平公正的能源市场秩序。稳步推进能源领域自然垄断行业改革，加强对有关企业在规划落实、公平开放、运行调度、服务价格、社会责任等方面的监管。健全对电网、油气管网等自然垄断环节企业的考核机制，重点考核有关企业履行能源供应保障、科技创新、生态环保等职责情况。创新对综合能源服务、新型储能、智慧能源等新产业新业态监管方式。

国家发展改革委
国家能源局
2022年1月30日

国家能源局关于印发《光伏电站消纳监测统计 管理办法》的通知

国能发新能规〔2021〕57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、国家能源投资集团有限责任公司、国家电力投资集团有限公司、中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司、中国长江三峡集团有限公司、各有关发电企业，全国新能源消纳监测预警中心，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院，中国光伏行业协会：

为进一步规范光伏电站消纳监测统计工作，建立健全光伏电站消纳监测体系和信息发布制度，统一光伏电站消纳利用率计算方法，现将《光伏电站消纳监测统计管理办法》印送你们，请遵照执行。

附件：《光伏电站消纳监测统计管理办法》

国家能源局

2021年12月3日

光伏电站消纳监测统计管理办法

第一章 总 则

第一条 为提高光伏行业监测管理水平，进一步规范和完善光伏电站消纳统计工作，建立健全光伏电站消纳监测体系和信息发布制度，统一光伏电站消纳利用率计算方法，制定本办法。

第二条 本办法适用于接入电网运行并接受电网调度的集中式光伏电站，分布式

及其他光伏发电项目可参照执行。

第三条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心，依托全国新能源电力消纳监测预警平台，利用现代信息技术开展光伏电站消纳监测工作。

第四条 相关信息平台及监测系统的建设和运行应符合《中华人民共和国网络安全法》、《电力监控系统安全防护规定》（国家发展改革委 2014 年第 14 号令）和《国家能源局关于印发电力监控系统安全防护总体方案等安全防护方案和评估规范的通知》（国能安全〔2015〕36 号）有关要求。

第二章 光伏电站数据报送

第五条 数据采集和报送以单个光伏电站为单元。

第六条 各光伏电站应按照电网企业的相关要求提供光伏电站基础数据以及满足质量、精度要求的预测和实时运行数据。

（1）光伏电站基础数据：包括光伏电站装机容量、逆变器型号与台数、逆变器容量、逆变器效率、光伏组件型号与数量、光伏组件标准工况下的设备参数、样板逆变器台数及容量等。

（2）光伏电站预测和实时运行数据：包括逆变器功率、发电量、运行状态等，样板逆变器实时出力曲线，光伏电站并网点预测功率、实际功率，光伏电站可用功率，气象监测数据。数据应实时采集，采集周期根据光伏电站实际情况确定，一般不超过 5 分钟。

第三章 数据统计管理

第七条 光伏电站应配合电网企业加强光伏电站消纳监测工作，每月 5 日前填写上月消纳数据统计/披露表（附件 1），与运行数据一并报送至电网企业。

第八条 电网企业对光伏电站运行数据进行监测、归集、整理、校核，开展光伏电站消纳监测统计相关工作，并于每月 8 日前向光伏电站披露消纳统计数据，反馈消纳数据统计/披露表（附件 1）。

第九条 光伏电站通过全国新能源电力消纳监测预警平台，按月报送各光伏电站的可用发电量、实际发电量、受限电量等消纳统计数据，以便开展消纳统计校核工作。对电网企业披露结果存在异议的，每月 10 日前向电网企业反馈。

第十条 电网企业应于每月 15 日前以省为单位报送上月经营区域内光伏电站可用发电量、实际发电量、受限电量、利用率等消纳统计数据，并将光伏电站消纳数据统

计表（附件 2）、分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表（附件 3）通过全国新能源电力消纳监测预警平台报送国家能源局并抄送所属辖区内国家能源局派出机构，相关计算依据《光伏电站消纳利用率计算导则》（附件 4）。电网企业保留光伏电站运行相关数据 3 年以上，以备抽查。

第十一条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心，按《光伏电站消纳利用率计算导则》相关规定完成各区域光伏电站消纳情况分析和统计校核工作。

第十二条 国家能源局派出机构要加强光伏电站消纳统计监管工作，定期组织对光伏电站消纳统计情况进行抽查。可依据本办法制定实施细则，并报国家能源局备案。

第十三条 相关单位应严格按照本办法计算光伏电站消纳情况，如实完整报送统计数据，未按要求报送、弄虚作假、谎报、瞒报的，由国家能源局派出机构责令其改正；情节严重的，给予通报。

第四章 全国光伏电站消纳信息统计与发布

第十四条 国家能源局组织全国新能源消纳监测预警中心按月监测、按季评估，滚动公布各省级区域光伏电站消纳情况。

第十五条 光伏电站消纳情况发布需遵循国家相关法律法规和保密规定。

第五章 附 则

第十六条 本办法由国家能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期 5 年。

- 附件：
1. XX 光伏电站 XX 月消纳数据统计/披露表
 2. XX 电网公司 XX 月光伏电站消纳数据统计表
 3. XX 电网公司 XX 月分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表
 4. 光伏电站消纳利用率计算导则

附件 1

XX 光伏电站 XX 月消纳数据统计/披露表

光伏电站名称	是否为市场化并网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	受限原因	备注

附件 2

XX 电网公司 XX 月光伏电站消纳数据统计表

光伏电站名称	是否为市场化并网项目	装机容量 (万千瓦)	可用发电量 (万千瓦时)	实际发电量 (万千瓦时)	受限电量 (万千瓦时)	特殊原因受限电量 (万千瓦时)	因系统原因受限电量 (万千瓦时)	受限原因	备注

附件 3

XX 电网公司 XX 月分布式及其他光伏发电项目消纳数据统计表

分布式及其他光伏发电项目装机容量 (万千瓦)	实际发电量 (万千瓦时)

附件 4

光伏电站消纳利用率计算导则

第一章 总 则

第一条 为进一步统一光伏电站消纳利用率计算方法，规范光伏电站消纳监测管理，促进光伏电站运行效率提升，制定本导则。

第二条 本导则所称的光伏电站，是指接入电网运行并接受电网调度的集中式光伏电站。

第三条 本导则适用于已并网光伏电站运行过程中消纳情况的分析计算及统计工作，分布式及其他光伏发电项目可参照执行。

第二章 光伏电站可用发电量计算方法

第四条 光伏电站可用发电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因引起受阻，不考虑站外约束情况下光伏电站能够发出的电量。光伏电站可用发电量的计算方法包括样板逆变器法和气象数据外推法等，推荐采用样板逆变器法，并可通过多种方法相互校验，提高可用发电量统计的准确性。

第五条 光伏电站应结合地形地貌情况、逆变器型号以及光伏组件类型等因素，科学合理确定样板逆变器。原则上样板逆变器数量不少于本站逆变器总数的 5%，且不多于 10%。对于组串式逆变器，应以单个子阵作为一个样板单元，以子阵总容量或子阵部分单元容量作为样板容量。为提高样板逆变器法的精度，应提前明确样板逆变器故障时的备用逆变器。样板逆变器确定后，光伏电站在统计时段内的可用发电量计算公式为：

光伏电站可用发电量=（光伏电站上网电量/∑光伏电站正常开机运行逆变器发电量）×（∑样板逆变器发电量/∑样板逆变器容量）×光伏电站正常开机运行逆变器总容量。

第六条 样板逆变器确定后，电网企业和光伏电站应定期在光伏发电出力不限电时段（不少于 6 小时）对样板逆变器选取的合理性进行测试，光伏电站可用发电量与不限电时段实际发电量的相对误差原则上不应超过 5%，偏差较大时应及时调整确定样板逆变器的选取。其中，限电时段范围由电网企业认定。

第七条 当样板逆变器发生故障时,光伏电站采用提前确定的备用逆变器替代故障样板逆变器,并及时向电网企业报备。样板逆变器出力不应受限。当光伏电站出力受限严重,样板逆变器无法正常发电时,或地区不适用样板逆变器法时,光伏电站和电网企业协商采用气象数据外推法计算光伏电站可用发电量,且光伏电站可用发电量与不限电时段实际发电量的相对误差原则上不应超过 5%,偏差较大时应调整气象数据外推法的参数和策略。

第八条 气象数据外推法应综合考虑光伏电站位置、不同光伏组件的特性及安装方式等因素,建立光伏发电单元光电转换模型,得到光伏电站的可用功率。计算方法如下:

(1) 根据光伏电站气象站的实测水平辐照度和环境温度,将水平辐照度转换为光伏组件斜面的有效辐照度,将环境温度转换为光伏组件面板的有效温度,有条件的宜使用直采光伏组件温度数据。

(2) 根据光伏组件标准工况下的设备参数,计算当前气象条件下光伏组件输出的直流功率。

(3) 综合考虑光伏组件的有效数量、老化、失配损失、表面尘埃遮挡、光伏电池板至并网点的线路传输及站用电损失、逆变器效率、容配比等因素,得到光伏电站并网点的交流功率。光伏电站并网点交流功率的计算值不应超过光伏电站正常开机运行逆变器总容量。

第三章 光伏电站受限电量计算方法

第九条 本导则界定的光伏电站受限电量是指排除站内设备故障、缺陷或检修等自身原因影响后可发而未发出的电量。光伏电站因系统原因受限电量是指光伏电站受电力系统用电负荷及调峰能力、网架约束、安全稳定运行等因素影响可发而未发出的电量。

第十条 受限电量计算公式如下:

受限电量=可用发电量-实际发电量

因系统原因受限电量=可用发电量-实际发电量-特殊原因受限电量

特殊原因受限电量包括以下情况:

- (1) 因台风、地震、洪水等不可抗力因素导致未能发出的电量。
- (2) 因光伏电站送出线路计划检修导致未能发出的电量。

(3) 因光伏电站出力超出电站备案容量（即交流侧容量）未能发出的电量。

(4) 因光伏电站处于并网调试期未能发出的电量。

(5) 因光伏电站并网技术条件不满足相关标准要求，或依据有关法律、政策规定，光伏电站在整改期间未能发出的电量。

(6) 市场化方式并网光伏电站因未落实并网条件导致未能发出的电量。

(7) 因光伏电站市场化交易决策不当导致未能发出的电量。

多种特殊原因同时产生受限电量时，统计时将特殊原因受限电量归纳至上述排序较前的单一情况，避免重复统计。

第四章 光伏电站利用率计算和统计方法

第十一条 单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

单个光伏电站利用率=光伏电站实际发电量/光伏电站可用发电量

地区光伏电站利用率= Σ 光伏电站实际发电量/ Σ 光伏电站可用发电量

地区光伏发电利用率=（ Σ 光伏电站实际发电量+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量）/（ Σ 光伏电站可用发电量+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量）

第十二条 仅考虑系统原因单个光伏电站和地区利用率计算公式如下：

仅考虑系统原因单个光伏电站利用率=（光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量）/光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏电站利用率= Σ （光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量）/ Σ 光伏电站可用发电量

仅考虑系统原因地区光伏发电利用率=（ Σ （光伏电站可用发电量-因系统原因光伏电站受限电量）+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量）/（ Σ 光伏电站可用发电量+ Σ 分布式及其他光伏发电项目发电量）

第十三条 地区分布式及其他光伏发电项目产生受限电量时，应将分布式及其他光伏发电项目受限电量纳入利用率统计。

第五章 附 则

第十四条 本导则由国家能源局负责解释，自发布之日起施行。

国家能源局关于印发《电力并网运行管理规定》的通知

国能发监管规〔2021〕60号

各派出机构，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、内蒙古电力（集团）有限责任公司，北京电力交易中心有限公司、广州电力交易中心有限责任公司：

为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，完整准确全面贯彻新发展理念，做好碳达峰、碳中和工作，推动构建新型电力系统，规范电力系统并网运行管理，国家能源局对《发电厂并网运行管理规定》（电监市场〔2006〕42号）进行了修订，并将名称修改为《电力并网运行管理规定》（以下简称《规定》），现将《规定》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要根据《规定》要求，组织相关部门和单位制修订各地现行管理实施细则，并报国家能源局备案。

国家能源局

2021年12月21日

国家能源局

关于进一步明确电力建设工程安全管理有关要求的通知

国能发安全〔2021〕68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，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，各有关单位：

为贯彻落实《安全生产法》（中华人民共和国主席令第88号）、《建设工程质量管理条例》（国务院令第279号）和《国家发展改革委 国家能源局关于推进电力安全生产领域改革发展的实施意见》（发改能源规〔2017〕1986号）的有关要求，进一步加强电力建设工程安全管理，压实企业安全生产主体责任，强化电力安全协同监管，构建以信用为基础的新型电力安全监管机制，现就有关事项通知如下。

一、电力建设工程各参建单位应严格按照《建设工程质量管理条例》（国务院令第279号）、《电力建设工程施工安全监督管理办法》（国家发展和改革委员会令第28号）和《电力建设工程施工安全管理导则》（NB/T 10096-2018）等有关法律、法规和标准的要求，切实履行安全生产主体责任，做好施工安全管理和工程质量管控等各项工作，有效防范安全生产和质量事故的发生。

二、地方各级能源主管部门在向项目建设单位下达电力项目核准文件或项目备案通知书时，应同时就项目在安全管理和质量管控等方面需要履行的相关责任和义务进行书面告知（示范文本见附件），告知书一式两份，项目核准（或备案）部门和建设单位各一份。

三、各省级能源主管部门应按月汇总辖区内各级能源主管部门核准（或备案）的电力项目清单，并抄送相关派出机构。

四、地方各级能源主管部门应按照相关法律法规要求，加强对所核准（或备案）的电力项目在施工安全和工程质量等方面的监督管理，严厉查处违规开工等行为。

五、各派出机构应根据国家规定职责和法律法规授权，采取“双随机、一公开”和“四不两直”等方式，加强对辖区内电力建设工程的监管执法，切实履行电力安全监管职责。

六、地方各级能源主管部门和派出机构在监督检查中，发现电力建设工程参建单位存在未履行安全管理和质量管控责任等行为，在依法采取行政处罚等措施处理的同时，应按照信用管理的有关规定和要求，将其列入重点关注或联合惩戒名单。被列入联合惩戒名单的，有关单位在项目核准、工程招投标活动、信用等级评价、政策性资金支持等方面，应按规定对其予以相应限制。

国家能源局

2021年12月31日

国家能源局综合司关于征求对 《风电场改造升级和退役管理办法》意见的公告

为规范风电场改造升级和退役管理工作，推动风电产业高质量发展，国家能源局组织有关单位研究起草了《风电场改造升级和退役管理办法》，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。请在本公告发布之日起30日内将相关意见建议传真至010-81929501，或通过电子邮件发至cuigs@nea.gov.cn。

附件：风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）

国家能源局综合司

2021年12月1日

附件

风电场改造升级和退役管理办法（征求意见稿）

第一章 总 则

第一条 为规范风电场改造升级和退役管理工作，充分用好优质风能资源，提升风电场发电能力，推进风电产业高质量发展，助力实现碳达峰碳中和目标任务，根据《中华人民共和国可再生能源法》《政府核准的投资项目目录》《电力业务许可证监督管理办法》和《电力业务许可证注销管理办法》，制定本办法。

第二条 本办法所称风电场改造升级，是指对风电场风电机组进行“以大代小”，对配套升压变电站、场内集电线路等设施进行更换或技术改造升级。风电场改造升级分为增容改造和等容改造。

本办法所称风电场退役，是指一次性解列风电机组后拆除风电场全部设施，并对场址进行生态修复。

本办法适用于中华人民共和国领域和管辖的其他海域的所有风电场。鼓励并网运行超过 15 年的风电场开展改造升级和退役。

第三条 风电场改造升级和退役管理按照公平自愿、先进高效、生态优先、有序实施、确保安全的原则组织开展。

第四条 国务院能源主管部门负责对全国风电场改造升级和退役实施统一管理。国务院有关部门在各自的职责范围内负责有关的风电场改造升级和退役管理工作。各省级能源主管部门会同有关部门负责本行政区域内风电场改造升级和退役的管理工作，并加强事中事后监管。各派出能源监管机构负责辖区内风电场改造升级和退役的监管。各级电网企业负责风电场改造升级和退役配套电力送出工程改扩建工作。各开发企业具体实施风电场改造升级和退役。

第二章 组织管理

第五条 开发企业自主向省级能源主管部门提出风电场改造升级和退役申请。省级能源主管部门根据开发企业申报的风电场运行情况及安全状况，结合本地区风电发展规划及生态环境管控要求，组织编制本行政区域内风电场改造升级和退役实施方案，并征求同级生态环境主管部门意见。方案应明确本行政区域年度拟改造升级和退役风电场具体规模计划，保证工作整体有序、阶段实施。方案向国务院能源主管部门报备后实施。

鼓励采用先进高效的风电机组对风电场进行改造升级，提升风能资源和土地利用效率。

第六条 各省级能源主管部门要简化风电场改造升级项目审批流程。原则上对纳入风电场改造升级和退役实施方案且具备改造升级和退役条件的项目予以审批，并明确全容量并网时间。项目全容量并网前不得变更开发主体。

各派出能源监管机构按电力业务许可有关规定，负责风电场增容改造后电力业务许可证的变更。

第七条 风电场退役充分尊重企业意愿，不得强制实施。风电机组运行达到设计使用年限时，开发企业应委托第三方专业机构开展安全性评估，评估结果报当地能源主管部门、派出能源监管机构和电网企业。经评估不符合安全运行条件且不愿意进行改造升级的风电场，开发企业应及时拆除，并按有关要求修复生态环境。

各派出能源监管机构按电力业务许可有关规定，及时注销退役风电场的电力业务许可证。

第三章 电网接入

第八条 省级能源主管部门应根据风电场改造升级的规划及备案情况，指导电网企业做好风电场改造升级项目相关的电网规划工作，将相关电网项目纳入省级电力规划，做好网源协调。

第九条 电网企业负责风电场改造升级系统接入，确保送出线路改扩建工程同步投产，满足项目并网需求。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的配套送出工程，允许开发企业投资建设，建设完成后，经电网企业与发电企业双方协商同意，由电网企业依法依规进行回购。

开发企业按照并网运行管理有关规定密切配合做好系统接入，加强并网安全管理，等容改造项目实施前应做好接入系统方案复核，增容改造项目实施前要重新办理接入系统意见。

第十条 电网企业负责做好风电场改造升级后的并网接入，加强并网安全管理，原并网容量不占用新增消纳空间。省级能源主管部门统筹考虑各类项目，在保障性并网规模内，优先将新增并网容量纳入本省（区、市）保障性并网规模，鼓励通过市场化方式并网。

第十一条 电网企业负责指导开发企业开展涉网试验及保障网络安全、电力系统安全所必须的其他试验，根据平等互利、协商一致和确保电力系统安全稳定运行的原则，与开发企业重新签订并网调度协议和购售电合同。

第四章 有关保障

第十二条 风电场改造升级和退役用地按照国家有关法律和规定执行。各类自然保护地内的风电场原则上不进行改造升级，风电场改造升级应尽量不占或少占林地，改造升级确需使用林地的，应符合使用林地条件并依法办理使用林地手续。对不改变风电机组位置且改造后用地面积总和小于改造前面积的改造升级项目，符合国土空间规划的，不需重新办理用地预审与选址意见书。

第十三条 风电场改造升级和退役要严格执行国家生态环境法律法规，实施过程中不得对生态环境造成破坏，项目实施完成后应及时做好生态环境修复。风电场改造升级项目应依法履行环评手续。不改变风电机组位置的改造升级项目，无需重新办理水保手续，但实施过程中应按原批复意见做好相关工作。

第十四条 运营期未满20年且累计发电量未超过改造前项目全生命周期补贴电量的改造升级项目，按照《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》（财建〔2020〕426号）相关规定享受中央财政补贴资金，

风电场改造升级期间须计入项目全生命周期补贴年限，改造升级完成后按照《财政部办公厅关于开展可再生能源发电补贴项目清单审核有关工作的通知》（财办建〔2020〕6号）有关规定进行补贴清单变更，每年补贴电量为改造前项目全生命周期补贴电量的5%（实际发电量未达到改造前项目全生命周期补贴电量5%的，补贴电量按实际发电量执行）。风电场完成改造升级后，运营期满20年或累计发电量超过改造前项目全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金。

第十五条 风电场改造升级项目上网电价补贴电量部分按原项目电价政策执行，其余电量部分按项目重新备案当年电价政策执行。

第十六条 国家可再生能源信息管理中心负责全国风电场改造升级和退役项目的信息监测，并做好与全生命周期合理利用小时数和国家补贴资金管理以及其他可再生能源行业监管工作的衔接。

各开发企业在国家可再生能源信息平台及时做好风电场改造升级和退役项目的变更申请、建设、投产和运行发电等项目信息的填报工作。

第五章 循环利用和处置

第十七条 开发企业依法做好风电机组叶片、发电机、主轴承、齿轮箱、塔架，升压站电气设备和场内电缆等风电场改造升级和退役项目废旧物资的循环利用工作。

第十八条 国务院能源主管部门组织相关标准化技术委员会，会同发展改革、工业和信息化等标准制定部门推动风电场改造升级和退役项目拆除及废旧物资循环利用和处置相关标准和规范的制定工作，引导产业发展，规范废旧物资利用和处置。

第十九条 鼓励设备制造企业做好风电项目废旧物资回收利用。鼓励开发企业、设备厂商、科研机构开展废旧物资循环利用研究，建立健全循环利用产业链体系，培育壮大风电产业循环利用新业态。

第六章 附 则

第二十条 本办法由国家能源局负责解释。

第二十一条 本办法自发布之日起施行。

第二十二条 各省级能源主管部门可参考本办法制定风电场改造升级和退役管理工作实施细则。

国家能源局综合司关于印发《水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》的通知

国能综通安全〔2022〕12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、经信委（工信委、工信厅、工信局），北京市城市管理委，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位，各有关单位：

为深入贯彻习近平总书记重要指示批示精神，深刻汲取四川省甘孜州关州水电站事故教训，切实加强水电站和各类规模小、分布散、地处偏远、基础薄弱发电企业（以下简称小散远发电企业）的安全生产工作，我局研究制定了《水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动方案》，现印发你们，请结合实际认真贯彻落实。

国家能源局综合司

2022年1月27日

水电站和小散远发电企业安全风险 隐患排查整治专项行动方案

2022年1月12日，四川省甘孜州关州水电站在机组检修过程中发生透水事故，造成9人死亡，事故损失巨大、教训惨痛。为深入贯彻落实全国安全生产电视电话会议精神，深刻汲取教训，切实加强水电站和各类规模小、分布散、地处偏远、基础薄弱发电企业（以下简称小散远发电企业）的安全生产工作，国家能源局决定在全国范围内开展水电站和小散远发电企业安全风险隐患排查整治专项行动，现制定如下方案。

一、总体目标

全面贯彻党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，扎实做好电力安全生产专项整治三年行动计划巩固提升工作，切实落实企业安全生产责任，深入排查风险隐患，加强和改进水电站和其他小散远发电企业的安全生产和监督管理工作，实

现监管全覆盖，确保“四个安全”理念落实到基层，防范各类事故发生。

二、工作原则

(一) **强化协同配合**。各派出机构、地方政府电力管理部门要加强协同配合和信息共享，严格落实新《安全生产法》“三个必须”的要求，联合开展督导核查，共同督促企业落实安全责任。

(二) **突出工作重点**。坚持底线思维，以工作基础差、安全意识弱的水电站和小散远发电企业为重点对象，以检修安全管理为重点领域，对企业存在的安全意识不牢固、责任落实不到位、风险辨识不全面、隐患治理不彻底等突出问题开展全面整治。

(三) **坚持全覆盖**。坚持“横向到边、纵向到底”，全面摸排发电企业情况，在摸清家底的基础上，对水电站安全生产实现监督管理全覆盖，加强生产全过程安全管理，不留盲区死角。

三、重点排查内容

(一) 安全生产法律法规和全员安全生产责任制落实情况

习近平总书记关于安全生产重要论述学习贯彻情况；新《安全生产法》宣贯执行情况；安全生产法规和政策文件贯彻执行情况；全员安全生产责任制健全落实情况；企业主要负责人和班子成员履职尽责情况；企业安全生产委员会建立和运转情况；安全生产管理机构建立和运转情况；安全管理人员配备情况；安全生产事故事件教训吸取和追责问责情况。

(二) 双重预防机制建设落实情况

安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制建设情况；电力安全风险管控“季会周报”工作要求落实情况；运行安全风险评估开展情况；风险预控措施落实情况；隐患排查治理情况；对于涉及周围非生产区的风险隐患与地方相关单位协调联动情况；风险隐患台账建立管理情况。

(三) 检修运维安全管理和技术监督情况

作业方案制定、评估、论证、审查和实施等环节的安全风险识别和管控情况，特别是留足安全裕度情况；作业现场监护规程制度执行情况；“两票三制”执行情况；作业安全措施落实情况，尤其是高处作业、动火作业、封闭空间等危险作业以及三人以上同时作业时安全措施落实情况；外包队伍安全管理情况；外包项目纳入本单位安全生产体系统一管理情况；外包作业队伍安全教育和技术交底情况；“三违”行为和违法分包转包行为查处情况；水工金属结构等设备（含临时设备）采购

质量控制、日常维护等情况；技术监督体系运行情况，技术监督力量配备情况，技术监督标准执行情况；水电站反事故措施落实情况。

（四）大坝安全管理情况

大坝安全注册备案申请及时性情况；大坝安全注册、定检整改意见落实情况；大坝安全监测系统运行管理、监测数据分析及报送情况；坝高100米以上的大坝、库容1亿立方米以上的大坝和病险坝的大坝安全在线监控系统建设及运行情况；大坝工程缺陷隐患治理情况；大坝安全检查规程编制及日常巡视检查、特殊情况巡视检查、专项检查、年度详查情况。

（五）防汛管理情况

防汛管理制度编制发布情况；防汛组织机构及人员、装备物资、抢险队伍等保障情况；防汛相关预案编制情况，包括水库调度运用计划、水库防汛抢险应急预案的编制、报批情况；洪水预报系统建设及运行维护情况；防汛重点部位、设备检查情况，特别是闸门及启闭机性能、泄洪及放空建筑物安全状况、应急电源可靠性、重大关键设备防误操作措施落实等的检查情况；防范水淹厂房安全检查开展情况及问题闭环整改情况；水电站淹没范围综合分析情况；往年汛前、汛中、汛后安全检查开展情况及其发现问题的闭环整改情况，以及防汛总结开展情况、防汛值班情况、汛情信息报送及获取情况。

（六）应急能力建设情况

应急预案、现场处置方案制定完善情况，特别是水电站大坝运行安全应急预案编制情况；应急演练计划制定和实施情况；应急资源调查开展情况；车辆、材料、工具、通讯设施等应急物资及装备配备情况、档案管理情况、定期检测和维护情况；应急抢险队伍建设情况；安全生产事故事件统计报告制度建设情况；安全生产信息报送情况；重要时段值班值守和领导带班情况。

四、工作安排

专项行动从本方案印发之日起至2022年6月，具体如下。

（一）摸底阶段（方案印发之日—2月底）

1. 摸清家底。各省级电力管理部门要将专项行动方案传达至市、县级电力管理部门和各电力企业，组织市、县级电力管理部门系统梳理本行政区域内发电企业情况，摸清家底，实施清单化管理，2月28日前汇总本行政区域内发电企业情况，与派出机构共享信息。

2. 明确重点。派出机构要制定工作计划，加强与省级电力管理部门的沟通协作，

根据电力管理部门摸底情况，系统梳理辖区内小散远发电企业，综合考虑企业规模小、监管困难、安全工作要求传达落实不畅通、企业安全工作基础薄弱等因素，建立小散远发电企业清单，作为重点抽查对象，并与省级电力管理部门共享信息。

（二）水电站自查督查阶段（方案印发之日—3月底）

1. 水电企业自查。各水电企业要立即动员部署，制定具体实施方案，明确责任分工和工作步骤，系统排查安全生产风险和隐患，建立问题清单和整改计划，及时制定落实整治措施，于2月28日前将自查情况报告所在地省级电力管理部门和派出机构。

2. 水电站现场督查。3月，各省级电力管理部门要组织市、县级电力管理部门对本行政区域内水电站开展全覆盖现场监督检查，于3月31日前汇总督查情况和问题报国家能源局电力安全监管司。派出机构要会同省级电力管理部门，对辖区内水电站开展现场抽查，其中每省（自治区、直辖市）抽查数量原则上不少于水电站总数量的20%。各派出机构于3月31日前将抽查情况和问题汇总报送国家能源局电力安全监管司。国家能源局视情况选择部分省份进行督导检查。大坝中心提供专业技术支持。

（三）小散远发电企业自查督查阶段（方案印发之日—5月底）

1. 小散远发电企业自查。按照派出机构确定的小散远发电企业清单，小散远发电企业开展自查，并于4月30日前将自查情况报告所在地省级电力管理部门和派出机构。

2. 小散远发电企业督导检查。各省级电力管理部门要组织市、县级电力管理部门对本行政区域内小散远发电企业开展全覆盖现场监督检查，于5月31日前汇总督查情况和问题报国家能源局电力安全监管司。派出机构要会同省级电力管理部门，对辖区内小散远发电企业开展现场抽查，其中每省（自治区、直辖市）抽查数量原则上不少于小散远发电企业总数量的20%。各派出机构于5月31日前将抽查情况和问题汇总报送国家能源局电力安全监管司。国家能源局视情况选择部分省份进行督导检查。

（四）督导总结（3月—6月）

各电力企业要在此次专项行动发现的问题进行全面总结，针对问题清单制定详细的整改方案，逐一整改落实。国家能源局会同派出机构和各省级电力管理部门，根据各单位自查情况和现场督查、抽查结果，分析梳理发现的问题，督促闭环整改。

五、工作要求

（一）加强组织领导，确保取得实效。各单位要充分认识到此次专项行动的重要

性和必要性，企业主要负责人要亲自组织制定工作方案，严格落实自查和整改要求，对专项行动过程中发现的问题，及时整改。地方电力管理部门要细化检查内容和方式，开展监督管理，派出机构要按照“四不两直”要求，依法依规开展抽查和监管执法。

（二）巩固行动成果，建立长效机制。各电力企业要以专项行动为契机，消除堵塞盲区漏洞，完善规程制度、拧紧责任链条，健全风险隐患排查治理的长效机制。派出机构和地方电力管理部门要打通信息共享堵点，动态更新辖区企业名录，及时掌握家底，充分发挥地方安委会等平台机制作用，推进实现平台机制省市县全覆盖，以机制保证全方位监管。

（三）落实有效措施，强化监督管理。派出机构和地方电力管理部门要研究制定有效措施强化安全生产监督管理。针对工作基础差、安全意识弱的水电站和小散远发电企业重点施策，监督管理与服务并举，切实增强责任落实的穿透力。加强信息化建设，充分运用非现场手段实现风险隐患有效监控，大力推进先进技术装备应用，以技术进步提升本质安全水平。

住房和城乡建设部标准定额司关于 征求《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》 (修订征求意见稿)意见的函

建司局函标〔2021〕153号

各省、自治区住房和城乡建设厅，直辖市住房和城乡建设（管）委，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局，国务院有关部门建设工程造价管理机构，各有关单位：

为贯彻落实国务院“放管服”改革要求，促进建筑业高质量发展，我们修订了《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》，形成征求意见稿，现送你们征求意见。请于12月25日前将书面意见反馈我司。

联系电话：010-58934733

联系邮箱：chengm@mohurd.gov.cn

联系地址：北京市海淀区三里河路9号 住房和城乡建设部标准定额司（信封请注明“施工发承包计价管理办法征求意见”字样），邮编：100835

- 附件：1. 《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》（修订征求意见稿）
2. 关于《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》修订说明

住房和城乡建设部标准定额司

2021年12月2日

附件 1

《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》 (修订征求意见稿)

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
<p>第一条 为了规范建筑工程施工发包与承包计价行为, 维护建筑工程施工发包与承包双方的合法权益, 促进建筑市场的健康发展, 根据有关法律、法规, 制定本办法。</p>	<p>第一条 为了规范建筑工程施工发包与承包计价行为, 维护建筑工程施工发包与承包双方的合法权益, 促进建筑市场的健康发展, 根据有关法律、法规, 制定本办法。</p>
<p>第二条 在中华人民共和国境内的建筑工程施工发包与承包计价(以下简称工程发承包计价)管理, 适用本办法。</p> <p>本办法所称建筑工程是指房屋建筑和市政基础设施工程。</p> <p>本办法所称工程发承包计价包括编制工程量清单、最高投标限价、招标标底、投标报价, 进行工程结算, 以及签订和调整合同价款等活动。</p>	<p>第二条 在中华人民共和国境内的建筑工程施工发包与承包计价(以下简称工程发承包计价)管理, 适用本办法。</p> <p>本办法所称建筑工程是指房屋建筑和市政基础设施工程。</p> <p>本办法所称工程发承包计价包括编制工程量清单、最高投标限价、招标标底、投标报价, 进行工程结算, 以及签订确定和调整合同价款及施工工期等活动。</p>
<p>第三条 建筑工程施工发包与承包价在政府宏观调控下, 由市场竞争形成。</p> <p>工程发承包计价应当遵循公平、合法和诚实信用的原则。</p>	<p>第三条 建筑工程施工发包与承包价在政府宏观调控下, 由市场竞争形成。</p> <p>工程发承包计价应当遵循公平、合法和诚实信用的原则。</p>
<p>第四条 国务院住房和城乡建设主管部门负责全国工程发承包计价工作的管理。</p> <p>县级以上地方人民政府住房和城乡建设主管部门负责本行政区域内工程发承包计价工作的管理。其具体工作可以委托工程造价管理机构负责。</p>	<p>第四条 国务院住房和城乡建设主管部门负责全国工程发承包计价工作的管理, 制定全国统一的工程计量和计价规则。</p> <p>省、自治区、直辖市人民政府住房和城乡建设主管部门提供工程计价依据和工程造价信息公共服务。</p> <p>县级以上地方人民政府住房和城乡建设主管部门负责本行政区域内工程发承包计价工作的监督管理。其具体工作可以委托工程造价管理机构负责。</p>
<p>第五条 国家推广工程造价咨询制度, 对建筑工程项目实行全过程造价管理。</p>	<p>第五条 国家推广工程造价咨询制度, 对建筑工程项目实行全过程造价管理。</p>

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
	<p>第六条 本办法所称建筑工程计价依据主要包括:</p> <p>(一) 工程造价管理法规和规范性文件;</p> <p>(二) 工程造价管理标准和工程计价规则;</p> <p>(三) 工程造价指标、指数;</p> <p>(四) 市场价格信息;</p> <p>(五) 其他工程相关技术资料。</p>
<p>第六条 全部使用国有资金投资或者以国有资金投资为主的建筑工程(以下简称国有资金投资的建筑工程), 应当采用工程量清单计价; 非国有资金投资的建筑工程, 鼓励采用工程量清单计价。</p> <p>国有资金投资的建筑工程招标的, 应当设有最高投标限价; 非国有资金投资的建筑工程招标的, 可以设有最高投标限价或者招标标底。</p> <p>最高投标限价及其成果文件, 应当由招标人报工程所在地县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门备案。</p>	<p>第六七条 全部使用国有资金投资或者以国有资金投资为主的建筑工程(以下简称国有资金投资的建筑工程), 应当采用工程量清单计价; 非国有资金投资的建筑工程, 鼓励采用工程量清单计价。</p> <p>国有资金投资的建筑工程招标的, 应当设有最高投标限价; 非国有资金投资的建筑工程招标的, 可以设有最高投标限价或者招标标底。</p> <p>最高投标限价及其成果文件, 应当由招标人报工程所在地县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门备案。</p>
<p>第七条 工程量清单应当依据国家制定的工程量清单计价规范、工程量计算规范等编制。工程量清单应当作为招标文件的组成部分。</p>	<p>第七八条 工程量清单应当依据国家制定的工程量清单计价规范标准、工程量计算规范标准等编制。工程量清单应当作为招标文件的组成部分。</p>
<p>第八条 最高投标限价应当依据工程量清单、工程计价有关规定和市场价格信息等编制。招标人设有最高投标限价的, 应当在招标时公布最高投标限价的总价, 以及各单位工程的分部分项工程费、措施项目费、其他项目费、规费和税金。</p>	<p>第八九条 最高投标限价应当依据工程量清单、工程计价依据等工程计价有关规定和市场价格信息编制。招标人设有最高投标限价的, 应当在招标时公布最高投标限价的总价, 以及各单位工程的分部分项工程费、措施项目费、其他项目费、规费和税金。</p>
<p>第九条 招标标底应当依据工程计价有关规定和市场价格信息等编制。</p>	<p>第九十条 招标标底应当依据工程计价有关规定和市场价格信息工程量清单、工程计价依据等编制。</p>
<p>第十条 投标报价不得低于工程成本, 不得高于最高投标限价。</p> <p>投标报价应当依据工程量清单、工程计价有关规定、企业定额和市场价格信息等编制。</p>	<p>第十一条 投标报价不得低于工程成本, 不得高于最高投标限价。</p> <p>投标报价应当依据工程量清单、工程计价有关规定、企业定额和市场价格信息等编制。投标人应当依据工程量清单、工程计价依据和企业对招标工程成本的分析与预测, 自主确定投标报价并承担相应风险。</p>
<p>第十一条 投标报价低于工程成本或者高于最高投标限价总价的, 评标委员会应当否决投标人的投标。</p> <p>对是否低于工程成本报价的异议, 评标委员会可以参照国务院住房城乡建设主管部门和省、自治</p>	<p>第十一十二条 投标报价低于工程成本或者高于最高投标限价总价的, 评标委员会应当否决投标人的投标。</p> <p>对是否低于工程成本报价的异议, 评标委员会可以参照国务院住房城乡建设主管部门和省、自治</p>

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
<p>区、直辖市人民政府住房城乡建设主管部门发布的有关规定进行评审。</p>	<p>区、直辖市人民政府住房城乡建设主管部门发布的有关规定进行评审。 认为投标报价低于工程成本的, 评标委员会应当提出合理的依据和理由。</p>
<p>第十二条 招标人与中标人应当根据中标价订立合同。不实行招标投标的工程由发承包双方协商订立合同。 合同价款的有关事项由发承包双方约定, 一般包括合同价款约定方式, 预付工程款、工程进度款、工程竣工价款的支付和结算方式, 以及合同价款的调整情形等。</p>	<p>第十三十三条 招标人与中标人应当根据中标价订立合同。不实行招标投标的工程由发承包双方协商订立合同。 合同价款的有关事项由发承包双方约定, 一般包括合同价款约定方式, 预付工程款、工程进度款、工程竣工价款的支付和结算方式, 以及合同价款的调整情形等。</p>
<p>第十三条 发承包双方在确定合同价款时, 应当考虑市场环境和生产要素价格变化对合同价款的影响。 实行工程量清单计价的建筑工程, 鼓励发承包双方采用单价方式确定合同价款。 建设规模较小、技术难度较低、工期较短的建筑工程, 发承包双方可以采用总价方式确定合同价款。 紧急抢险、救灾以及施工技术特别复杂的建筑工程, 发承包双方可以采用成本加酬金方式确定合同价款。</p>	<p>第十三十四条 发承包双方在确定合同价款时, 应当考虑市场环境和生产要素价格变化对合同价款的影响。 实行工程量清单计价的建筑工程, 鼓励发承包双方采用单价方式确定合同价款。 建设规模较小、技术难度较低、工期较短的建筑工程, 发承包双方可以采用总价方式确定合同价款。 紧急抢险、救灾以及施工技术特别复杂的建筑工程, 发承包双方可以采用成本加酬金方式确定合同价款。</p>
<p>第十四条 发承包双方应当在合同中约定, 发生下列情形时合同价款的调整方法: (一) 法律、法规、规章或者国家有关政策变化影响合同价款的; (二) 工程造价管理机构发布价格调整信息的; (三) 经批准变更设计的; (四) 发包方更改经审定批准的施工组织设计造成费用增加的; (五) 双方约定的其他因素。</p>	<p>第十四十五条 发承包双方应当在合同中约定, 发生下列情形时合同价款的调整方法: (一) 法律、法规、规章或者国家有关政策变化影响合同价款的; (二) 工程造价管理机构发布价格调整信息的; (三) 经批准变更设计的; (四) 发包方更改经审定批准的施工组织设计造成费用增加的; (二) 省级以上住房和城乡建设主管部门的有关计价规定发生变化影响合同执行的; (三) 发包方和承包方在合同中约定的人工、材料和机械价格变动超出合同约定风险范围的; (四) 发包方批准工程变更影响合同价款的; (五) 工程索赔事件发生后影响合同价款的; (六) 双方约定的其他因素。</p>
	<p>第十六条 建筑工程施工工期应按照工程设计要求, 施工技术标准合理确定, 并符合国家有关法律、法规的规定。任何单位不得任意压缩合理施工工期。 建设单位调整施工工期的, 应当承担相应增加的费用。</p>

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
<p>第十五条 发承包双方应当根据国务院住房城乡建设主管部门和省、自治区、直辖市人民政府住房城乡建设主管部门的规定, 结合工程款、建设工期等情况在合同中约定预付工程款的具体事宜。</p> <p>预付工程款按照合同价款或者年度工程计划额度的一定比例确定和支付, 并在工程进度款中予以抵扣。</p>	<p>第十五十七条 发承包双方应当根据国务院住房和城乡建设主管部门和省、自治区、直辖市人民政府住房和城乡建设主管部门的规定, 结合工程款、建设工期等情况在合同中约定预付工程款的具体事宜。</p> <p>预付工程款按照合同价款或者年度工程计划额度的一定比例确定和支付, 并在工程进度款中予以抵扣。</p>
<p>第十六条 承包方应当按照合同约定向发包方提交已完成工程量报告。发包方收到工程量报告后, 应当按照合同约定及时核对并确认。</p>	<p>第十六十八条 承包方应当按照合同约定向发包方提交已完成工程量报告。发包方收到工程量报告后, 应当按照合同约定及时核对并确认。</p>
<p>第十七条 发承包双方应当按照合同约定, 定期或者按照工程进度分段进行工程款结算和支付。</p>	<p>第十七十九条 全面推行施工过程结算和支付。发承包双方通过合同约定, 按时间节点或进度节点对周期内已完成且无争议的工程量进行价款计算、确认, 并按照合同约定比例支付。发承包双方在合同中对施工过程结算的期限应有明确约定; 没有约定的, 可认为其约定期限均为 28 日。</p> <p>经发承包双方签署确认的过程结算文件作为竣工结算文件的组成部分。未经对方同意, 另一方不得就已生效的结算文件进行重复审核。</p> <p>发承包双方应当按照合同约定, 定期或者按照工程进度分段进行工程款结算和支付。</p>
<p>第十八条 工程完工后, 应当按照下列规定进行竣工结算:</p> <p>(一) 承包方应当在工程完工后的约定期限内提交竣工结算文件。</p> <p>(二) 国有资金投资建筑工程的发包方, 应当委托具有相应资质的工程造价咨询企业对竣工结算文件进行审核, 并在收到竣工结算文件后的约定期限内向承包方提出由工程造价咨询企业出具的竣工结算文件审核意见; 逾期未答复的, 按照合同约定处理, 合同没有约定的, 竣工结算文件视为已被认可。</p> <p>非国有资金投资的建筑工程发包方, 应当在收到竣工结算文件后的约定期限内予以答复, 逾期未答复的, 按照合同约定处理, 合同没有约定的, 竣工结算文件视为已被认可; 发包方对竣工结算文件有异议的, 应当在答复期内向承包方提出, 并可以在提出异议之日起的约定期限内与承包方协商; 发包方在协商期内未与承包方协商或者经协商未能与承包方达成协议的, 应当委托工程造价咨询企业进行竣工结算审核, 并在协商期满后的约定期限内向承包方提出由工程造价咨询企业出具的竣工结算文件审核意见。</p>	<p>第十八二十条 工程完工后, 应当按照下列规定进行竣工结算:</p> <p>(一) 承包方应当在工程完工后的约定期限内提交竣工结算文件。</p> <p>(二) 国有资金投资建筑工程的发包方, 应当委托具有相应资质的工程造价咨询企业对竣工结算文件进行审核, 并在收到竣工结算文件后的约定期限内向承包方提出由工程造价咨询企业出具的竣工结算文件审核意见; 逾期未答复的, 按照合同约定处理, 合同没有约定的, 竣工结算文件视为已被认可。</p> <p>非国有资金投资的建筑工程发包方, 应当在收到竣工结算文件后的约定期限内予以答复, 逾期未答复的, 按照合同约定处理, 合同没有约定的, 竣工结算文件视为已被认可; 发包方对竣工结算文件有异议的, 应当在答复期内向承包方提出, 并可以在提出异议之日起的约定期限内与承包方协商; 发包方在协商期内未与承包方协商或者经协商未能与承包方达成协议的, 应当可委托工程造价咨询企业进行竣工结算审核, 并在协商期满后的约定期限内向承包方提出由工程造价咨询企业出具的竣工结算文件审核意见。</p>

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
<p>(三) 承包方对发包方提出的工程造价咨询企业竣工结算审核意见有异议的, 在接到该审核意见后一个月内, 可以向有关工程造价管理机构或者有关行业组织申请调解, 调解不成的, 可以依法申请仲裁或者向人民法院提起诉讼。</p> <p>发承包双方在合同中对本条第(一)项、第(二)项的期限没有明确约定的, 应当按照国家有关规定执行; 国家没有规定的, 可认为其约定期限均为 28 日。</p>	<p>(三) 承包方对发包方提出的工程造价咨询企业竣工结算审核意见有异议的, 在接到该审核意见后一个月28日内, 可以向有关工程造价管理机构或者有关行业组织申请调解, 调解不成的, 可以依法申请仲裁或者向人民法院提起诉讼。</p> <p>发承包双方在合同中对本条第(一)项、第(二)项的期限没有明确约定的, 应当按照国家有关规定执行; 国家没有规定的, 可认为其约定期限均为 28 日。</p>
<p>第十九条 工程竣工结算文件经发承包双方签字确认的, 应当作为工程决算的依据, 未经对方同意, 另一方不得就已生效的竣工结算文件委托工程造价咨询企业重复审核。发包方应当按照竣工结算文件及时支付竣工结算款。</p> <p>竣工结算文件应当由发包方报工程所在地县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门备案。</p>	<p>第十九二十一条 工程竣工结算文件经发承包双方签字确认的, 应当作为工程决算的依据, 未经对方同意, 另一方不得就已生效的竣工结算文件委托工程造价咨询企业重复审核。发包方应当按照竣工结算文件及时支付竣工结算款, 不得以未完成政府审计作为延期工程结算、拖欠工程款的理由。</p> <p>竣工结算文件应当由发包方报工程所在地县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门备案。竣工结算文件应当纳入工程竣工文件一并管理。</p>
<p>第二十条 造价工程师编制工程量清单、最高投标限价、招标标底、投标报价、工程结算审核和工程造价鉴定文件, 应当签字并加盖造价工程师执业专用章。</p>	<p>第三十二二条 造价工程师编制工程量清单、最高投标限价、招标标底、投标报价、工程结算审核和工程造价鉴定文件等工程造价成果文件应由企业加盖企业公章, 由编制人和审核人分别签字并加盖注册造价工程师执业专用章, 工程造价咨询企业、编制人、审核人分别承担相应责任。</p>
<p>第二十一条 县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门应当依照有关法律、法规和本办法规定, 加强对建筑工程发承包计价活动的监督检查和投诉举报的核查, 并有权采取下列措施:</p> <p>(一) 要求被检查单位提供有关文件和资料;</p> <p>(二) 就有关问题询问签署文件的人员;</p> <p>(三) 要求改正违反有关法律、法规、本办法或者工程建设强制性标准的行为。</p> <p>县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门应当将监督检查的处理结果向社会公开。</p>	<p>第三十一二三条 县级以上地方人民政府住房和城乡建设主管部门应当依照有关法律、法规和本办法规定, 加强对建筑工程发承包计价活动的监督检查和投诉举报的核查, 并有权采取下列措施:</p> <p>(一) 要求被检查单位提供有关文件和资料;</p> <p>(二) 就有关问题询问签署文件的人员;</p> <p>(三) 要求改正违反有关法律、法规、本办法或者工程建设强制性标准的行为。</p> <p>县级以上地方人民政府住房和城乡建设主管部门应当将监督检查的处理结果向社会公开。</p>
<p>第二十二条 造价工程师在最高投标限价、招标标底或者投标报价编制、工程结算审核和工程造价鉴定中, 签署有虚假记载、误导性陈述的工程造价成果文件的, 记入造价工程师信用档案, 依照《注册造价工程师管理办法》进行查处; 构成犯罪的, 依法追究刑事责任。</p>	<p>第三十三二十四条 注册造价工程师编制或审核最高投标限价、招标标底、投标报价编制、工程结算审核和工程造价鉴定以及工程结算等工作中, 签署有虚假记载、误导性陈述的工程造价成果文件的, 依照有关法律、法规《注册造价工程师管理办法》进行查处, 记入注册造价工程师信用档案; 构成犯罪的, 依法追究刑事责任。</p>
<p>第二十三条 工程造价咨询企业在建筑工程计价活动中, 出具有虚假记载、误导性陈述的工程造价成果文件的, 记入工程造价咨询企业信用档案, 由县级以上地方人民政府住房城乡建设主管部门</p>	<p>第三十三二十五条 工程造价咨询企业在建筑工程计价活动中, 出具有虚假记载、误导性陈述的工程造价成果文件的, 记入工程造价咨询企业信用档案, 由县级以上地方人民政府住房和城乡建设主</p>

现行规定	拟修订规定 (黑体字为拟新增内容, 删除线文字为拟删除内容)
责令改正, 处 1 万元以上 3 万元以下的罚款, 并予以通报。	管部门责令改正, 处 1 万元以上 3 万元以下的罚款, 并予以通报。
第二十四条 国家机关工作人员在建筑工程计价监督管理工作中玩忽职守、徇私舞弊、滥用职权的, 由有关机关给予行政处分; 构成犯罪的, 依法追究刑事责任。	第三十四二十六条 国家机关工作人员在建筑工程计价监督管理工作中玩忽职守、徇私舞弊、滥用职权的, 由有关机关给予行政处分; 构成犯罪的, 依法追究刑事责任。
第二十五条 建筑工程以外的工程施工发包与承包计价管理可以参照本办法执行。	第三十五二十七条 建筑工程以外的工程施工发包与承包计价管理可以参照本办法执行。
第二十六条 省、自治区、直辖市人民政府住房城乡建设主管部门可以根据本办法制定实施细则。	第三十六二十八条 省、自治区、直辖市人民政府住房和城乡建设主管部门可以根据本办法制定实施细则。
第二十七条 本办法自 2014 年 2 月 1 日起施行。原建设部 2001 年 11 月 5 日发布的《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》(建设部令第 107 号) 同时废止。	第三十七二十九条 本办法自 年 月 日起施行。原建设部 年 月 日发布的《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》(住房和城乡建设部令第 号) 同时废止。

附件 2

关于《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》修订说明

一、修订背景

《建筑工程施工发包与承包计价管理办法》(住房和城乡建设部令第 16 号) 自 2014 年 2 月实施以来, 对规范计价行为、加强造价管控、维护建设各方合法权益发挥了重要作用。随着工程造价市场化改革和行政审批制度改革的推进, 16 号部令部分条款已不能满足建筑工程发承包计价管理的需要。为促进建筑业高质量发展, 加快推动转型升级, 按照建筑法、工程造价改革工作方案精神, 我们对 16 号部令进行了修订。现说明如下。

二、修订原则

一是正确处理政府与市场的关系。为充分发挥市场在资源配置中的决定性作用, 结合工程造价改革工作方案有关内容, 不断完善各项制度。二是坚持问题导向。聚焦建筑工程发承包计价活动中各方市场主体反应强烈的计价依据难以满足市场需

求、价格竞争不充分、竣工结算不及时等突出问题，提出解决方案。三是持续深化“放管服”改革。减轻企业负担，降低制度性经营成本。

三、主要修改内容

（一）推动工程造价改革工作

进一步明确建筑工程发承包计价依据的组成内容；明确各级住房和城乡建设主管部门在建筑工程发承包计价活动中的职责；明确最高投标限价按市场价格编制，鼓励建筑市场各方主体加强工程造价数据积累，积极运用信息化技术为概预算编制提供依据。

（二）落实国务院“放管服”决策部署

贯彻落实《国务院关于深化“证照分离”改革 进一步激发市场主体发展活力的通知》（国发〔2021〕7号）和《国务院办公厅关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》（国办发〔2019〕11号）精神，取消工程造价咨询企业资质要求，取消最高投标限价及其成果文件备案的相关规定，减轻企业负担。

（三）推行建筑工程施工过程结算

为贯彻落实国务院决策部署，进一步做好清理政府部门和国有企业拖欠民营企业中小企业账款工作，增加推行建筑工程施工过程结算的条款。明确过程结算的内容，规定过程结算开展的基本流程和时限要求，提出不得以未完成政府审计作为延期结算理由。

（四）其他调整内容

一是增加关于工期的条款。二是删除原办法中有关工程造价鉴定内容。三是规范文字表述。将“住房城乡建设主管部门”统一修改为“住房和城乡建设主管部门”；将“县级以上地方人民政府”统一修改为“县级以上人民政府”；将“工程计价有关规定和市场价格信息”统一修改为“工程计价依据”。

此外，关于信用管理、行业自律、工程造价成果文件的具体要求、造价工程师责任落实等内容拟在《工程造价咨询业管理办法》修订工作中予以考虑，本办法不再赘述。

公路养护作业单位资质管理办法

(中华人民共和国交通运输部令 2021 年第 22 号)

《公路养护作业单位资质管理办法》已于 2021 年 8 月 25 日经第 22 次部务会议通过，现予公布，自 2022 年 1 月 1 日起施行。

部 长 李小鹏

2021 年 9 月 1 日

公路养护作业单位资质管理办法

第一章 总 则

第一条 为了加强公路养护作业单位资质管理，规范公路养护市场秩序，保证公路养护质量和安全，根据《中华人民共和国公路法》、《公路安全保护条例》等法律、行政法规，制定本办法。

第二条 对公路养护作业单位资质的管理，适用本办法。

本办法所称公路养护作业，是指为保证已建公路符合相关技术要求而采取的预防或者修复作业活动，不包括公路日常养护。

第三条 交通运输部主管全国公路养护作业单位资质的管理工作。

省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门负责本行政区域内公路养护作业单位资质的许可和管理工作。

市、县人民政府交通运输主管部门在职责范围内对公路养护作业单位资质进行监督管理。

第四条 从事路基路面、桥梁、隧道、交通安全设施养护作业的单位应当按照本办法的规定取得公路养护作业资质。

第五条 公路养护作业单位资质管理应当遵循公开、公平、公正、有序竞争的原则。

第二章 资质分类与条件

第六条 公路养护作业单位资质分为路基路面、桥梁、隧道、交通安全设施养护四个序列。

路基路面、桥梁、隧道养护资质下设甲、乙两个等级，交通安全设施养护资质不分等级。

第七条 申请公路养护作业资质的单位应当是经依法登记注册的企业法人。

第八条 路基路面养护甲级资质可以承担各等级公路路基路面（含绿化）的各类养护工程。

申请路基路面养护甲级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 10 年以上从事公路工程管理工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成公路路基路面各类养护工程不少于 100 公里，其中二级及以上公路不少于 50 公里，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员（包括注册建造师、造价工程师、中级及以上职称人员，下同）不少于 20 人，其中具有公路工程专业一级注册建造师不少于 1 人或者二级及以上注册建造师不少于 4 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 10 人，高级职称人员不少于 2 人；中高级会计师不少于 1 人，中高级经济师或者二级及以上造价工程师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 30 人，其中高级工不少于 6 人，中级工不少于 12 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 3000 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

4. 企业近 5 年累计完成公路路基路面修复养护工程不少于 150 公里，其中一级及以上公路不少于 50 公里或者二级及以上公路不少于 100 公里，且工程质量合格。

第九条 路基路面养护乙级资质可以承担二级及以下等级公路路基路面（含绿化）的各类养护工程。

申请路基路面养护乙级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 6 年以上从事公路工程管理工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成公路路基路面各类养护工程不少于 70 公里，其中二级及以上公路不少于 30 公里，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 10 人，其中具有公路工程专业二级及以上注册建造师不少于 2 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 5 人；中高级会计师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 20 人，其中高级工不少于 3 人，中级工不少于 6 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 1000 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

第十条 桥梁养护甲级资质可以承担所有公路桥梁的各类养护工程。

申请桥梁养护甲级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 10 年以上从事公路工程管理的工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成大桥及以上公路桥梁修复养护工程不少于 2 座，其中特大桥不少于 1 座，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 15 人，其中具有公路工程专业一级注册建造师不少于 1 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 8 人，高级职称人员不少于 2 人；中高级会计师不少于 1 人，中高级经济师或者二级及以上造价工程师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 20 人，其中高级工不少于 4 人，中级工不少于 8 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 2000 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

4. 企业近 5 年累计完成公路桥梁养护工程不少于 10 座，其中特大桥养护工程不少于 1 座、大桥及以上修复养护工程不少于 2 座，且工程质量合格；或者完成中桥及以上修复养护工程不少于 10 座，且工程质量合格。

第十一条 桥梁养护乙级资质可以承担所有公路桥梁的预防养护工程，以及中、小公路桥梁的修复养护工程。

申请桥梁养护乙级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 6 年以上从事公路工程管理的工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成大桥及以上预防养护工程不少于 1 座、中桥及以上修复养护工程不少于 1 座，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 10 人，其中具有公路工程专业二级及以上注册建造师不少于 2 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 3 人；中高级会计师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 10 人，其中高级工不少于 2 人，中级工不少于 3 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 800 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

第十二条 隧道养护甲级资质可以承担所有公路隧道土建结构的各类养护工程。

申请隧道养护甲级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 10 年以上从事公路工程管理工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成公路隧道土建结构修复养护工程不少于 2 座，其中长或者特长隧道不少于 1 座，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 15 人，其中具有公路工程专业一级注册建造师不少于 1 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 8 人，高级职称人员不少于 2 人；中高级会计师不少于 1 人，中高级经济师或者二级及以上造价工程师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 20 人，其中高级工不少于 4 人，中级工不少于 8 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 2000 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

4. 企业近 5 年累计完成公路隧道土建结构养护工程不少于 6 座，其中长或者特长隧道养护工程不少于 1 座、中隧道及以上修复养护工程不少于 3 座，且工程质量合格；或者完成短隧道及以上修复养护工程不少于 6 座，且工程质量合格。

第十三条 隧道养护乙级资质可以承担所有公路隧道土建结构的预防养护工程，以及中、短公路隧道（不良或者特殊地质条件隧道除外）土建结构的修复养护工程。

申请隧道养护乙级资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 6 年以上从事公路工程管理工作经历，且具有公路

工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成公路长隧道及以上土建结构养护工程不少于 1 座、中隧道及以上土建结构修复养护工程不少于 1 座，且工程质量合格。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 10 人，其中具有公路工程专业二级及以上注册建造师不少于 3 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 5 人；中高级会计师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 10 人，其中高级工不少于 2 人，中级工不少于 3 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 800 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

第十四条 交通安全设施养护资质可以承担各等级公路交通安全设施各类养护工程。

申请交通安全设施养护资质的单位，应当具备下列条件：

1. 技术人员要求：

(1) 企业技术负责人具有 10 年以上从事公路工程管理的工作经历，且具有公路工程相关专业高级职称；近 10 年累计完成公路交通安全设施养护工程不少于 100 公里，其中一级及以上公路不少于 40 公里。

(2) 企业具有专业技术人员不少于 10 人，其中具有公路工程专业二级及以上注册建造师不少于 2 人；公路工程相关专业中级及以上职称人员不少于 6 人；中高级会计师不少于 1 人。

(3) 企业具有从事公路工程的技术工人不少于 10 人，其中高级工不少于 2 人，中级工不少于 3 人。

2. 有与业务范围相适应的技术设备。

3. 企业净资产 1500 万元以上，近 3 年财务主要指标状况良好。

4. 企业近 5 年累计完成公路交通安全设施养护工程不少于 150 公里，其中一级及以上公路不少于 50 公里或者二级及以上公路不少于 100 公里，且工程质量合格。

申请交通安全设施养护资质的单位具备前款第 1 至 3 项条件但不具备第 4 项条件的，可以承担二级及以下公路交通安全设施各类养护工程。

第三章 资质申请与许可

第十五条 拟从事公路养护作业的单位，应当向所在地的省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门提出申请。

公路养护作业单位可以申请一项或者多项公路养护作业资质。

第十六条 申请公路养护作业资质的单位，应当提交以下材料：

- (一) 公路养护作业单位资质申请表；
- (二) 企业财务报表；
- (三) 企业法定代表人身份文件；
- (四) 企业技术人员、技术设备及从业经历等相关材料。

对于能够通过部门间信息共享、内部核查等方式获取的材料，省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当不再要求申请人提供。

第十七条 申请人应当如实向省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门提交有关材料、反映真实情况，并对其提交材料的真实性负责。

第十八条 省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当自收到完整齐备的申请材料之日起 20 个工作日内作出许可或者不予许可的决定。

省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门可以聘请专家对申请材料进行评审，并且将评审结果向社会公示。专家评审的时间不计算在许可期限内，但应当将专家评审需要的时间书面告知申请人。专家评审的时间最长不得超过 60 日。

第十九条 注册地在自由贸易试验区的单位拟申请路基路面养护乙级资质的，只需提交公路养护作业单位资质申请表和已具备本办法第九条第二款规定条件的承诺书。

省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当经形式审查后当场作出许可或者不予许可的决定。准予许可的，许可机关应当在作出许可决定后 30 日内，按照告知承诺有关要求开展情况核查。

第二十条 省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门准予许可的，应当自作出决定之日起 10 个工作日内向申请人颁发相应的资质证书。

资质许可有效期 5 年，并在全国范围内适用。

第二十一条 省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当及时将许可决定向社会公开，并为公众查询提供便利。

第二十二条 省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当建立公路养护作业单位资质网上申报、审批和监管平台；交通运输部应当建立公路养护作业单位资质网上监管和服务平台。

第二十三条 取得公路养护作业资质的单位，应当按照所取得的资质类别开展养护作业活动。

禁止公路养护作业单位从事下列活动：

(一) 超越本单位资质等级或者以其他单位的名义承揽业务，或者允许其他单位、个人以本单位的名义承揽业务的；

(二) 伪造、变造、倒卖、出租、出借或者以其他形式非法转让公路养护作业单位资质证书的。

第四章 延续与变更

第二十四条 公路养护作业单位资质许可有效期届满，拟继续从事公路养护作业的，应当在资质许可有效期届满3个月之前，向原许可机关提交延续申请，并按照本办法第三章的规定报送相关材料。

第二十五条 许可机关接到延续申请后，应当在公路养护作业单位资质许可有效期届满前，对作业单位是否符合本办法规定的资质条件进行审查。符合条件的，许可机关应当作出准予延续的决定；不符合条件的，应当责令限期整改，整改后仍不符合条件的，许可机关应当作出不予延续的决定。

第二十六条 在公路养护作业单位资质许可有效期内，养护作业单位的名称、地址、法定代表人、技术负责人等发生变更的，应当在变更事项发生后30日内向原许可机关提交变更申请，办理资质证书变更手续。

第二十七条 公路养护作业单位发生合并、分立等事项，且需承继原单位资质的，应当申请重新核定公路养护作业单位资质。

第二十八条 公路养护作业单位需要更换、补办公路养护作业单位资质证书的，应当向原许可机关申请办理。许可机关应当自受理申请之日起10个工作日内办结。

公路养护作业单位资质证书遗失的，养护作业单位应当在原许可机关指定的公开媒体和网站上刊登遗失声明。

第五章 监督管理

第二十九条 县级以上人民政府交通运输主管部门应当依照职责，对公路养护作业单位取得资质后是否满足资质条件和从业行为进行监督管理。

第三十条 县级以上人民政府交通运输主管部门对公路养护作业单位的监督管理，原则上采取随机抽取检查对象、随机选派执法检查人员方式。监督检查结果应当及时向社会公布。

第三十一条 公路养护作业单位隐瞒有关真实情况或者提供虚假材料申请公路养护作业单位资质的，许可机关不予许可，并给予警告。以欺骗、贿赂等不正当手段取得公路养护作业单位资质的，由许可机关依法予以撤销。

公路养护作业单位在资质申请及从业过程中不得使用非本单位技术人员的职业资格、专业技术证书。

第三十二条 有下列情形之一的，许可机关应当依法注销公路养护作业资质，并向社会公布：

- （一）公路养护作业单位依法终止的；
- （二）资质证书依法被撤销、撤回或者吊销的；
- （三）公路养护作业单位提出注销申请的；
- （四）资质许可有效期届满未延续的。

第三十三条 取得公路养护作业资质的单位，应当保持资产、技术人员、技术设备等方面满足相应资质条件。

公路养护作业单位不再符合相应资质条件的，许可机关应当责令其限期整改并向社会公告，整改期限最长不超过3个月。

第三十四条 公路养护作业单位违法从事养护作业活动的，违法行为发生地的省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当依法查处，并将违法事实、处理结果或者处理建议及时告知资质证书的许可机关。

第三十五条 省、自治区、直辖市人民政府交通运输主管部门应当建立公路养护作业单位信用管理制度，并按照规定将有关信息纳入信用信息共享平台。

第六章 附 则

第三十六条 公路养护作业单位资质证书由许可机关按照交通运输部规定的统一格式印制，正本一份，副本二份，副本与正本具有同等法律效力。

第三十七条 本办法实施前已经依法取得公路养护作业资质的单位，可以按照原许可范围、区域从事养护作业。

本办法实施后，省、自治区、直辖市不得另行设置公路养护作业单位资质。

第三十八条 本办法自2022年1月1日起施行。

白鹤滩水电站百万千瓦机组转子全部完成吊装

1月18日上午，世界第二大水电站——白鹤滩水电站右岸9号水轮发电机组转子顺利完成吊装。据悉，这是白鹤滩水电站完成吊装的最后一台机组转子。至此，白鹤滩水电站16台百万千瓦水轮发电机组转子全部吊装完成，全部机组投产进入倒计时。

转子是水轮发电机组的转动部件，也是整个机组安装过程中吊装重量最大的核心部件。机组运行时，由转子转动产生旋转磁场，切割定子绕组，从而产生感应电势、输出电能。

白鹤滩水电站百万千瓦水轮发电机组由三峡集团联合东电集团、哈电集团研发设计。左岸机组由东电集团制造，主体结构由转子中心体、转子支架、立筋、磁轭及磁极等部分组成，其外圆直径约16.2米，最大高度约4.1米，起吊重量达2100吨。右岸机组由哈电集团制造，主体结构由转子中心体、转子支架、主立筋、副立筋、磁轭及磁极等部件组成，外圆直径约16.5米，最大高度约4.08米，起吊重量达2440吨。

机组转子安装质量直接关系到水轮发电机组长期、安全、稳定的运行。在白鹤滩水电站机组设计、制造、安装过程中，三峡集团提出“精品机组”的高标准，对转子组装和安装提出极高要求，转子磁轭垂直度、磁轭圆度、磁轭圆柱度及半径等重要指标均优于国家标准。

白鹤滩水电站16台机组转子顺利吊装完成，标志着全球最大单机容量水电机组全部进入总装阶段，国内水电装备制造多项关键创新技术得到验证。可以自豪地说，世界水电机组制造核心技术已经牢牢掌握在我们自己手中。

目前，白鹤滩水电站已投产机组运行稳定，后续机组安装和调试工作仍在有序进行中，全部机组投产发电进入冲刺阶段。

河北丰宁抽水蓄能电站首批机组正式投产发电

2021年12月30日，中国电建北京院勘测设计的世界最大抽水蓄能电站——河北丰宁抽水蓄能电站首批（1号、10号）机组正式投产发电。作为冬奥配套绿色能

源重点工程，首批机组投产发电将助力冬奥会实现全绿电供应，对保障京津及冀北电网安全稳定运行、促进冀北地区新能源消纳、推动能源清洁低碳转型发挥重要作用。

丰宁抽水蓄能电站位于河北省承德市丰宁县，工程总投资 192.37 亿元，总装机容量 3600 兆瓦，分两期开发、同期建设，装机容量分别为 1800 兆瓦，安装 12 台单机容量为 300 兆瓦的单级混流可逆式水泵水轮发电电动机组，其中 2 台为变速机组，预计年发电量可达到 62.88 亿千瓦时。电站上水库正常蓄水位 1505 米，总库容 4504 万立方米。下水库正常蓄水位 1061 米，总库容 7105 万立方米。丰宁抽水蓄能电站装机容量和蓄能量均为世界第一，是目前世界上规划建设规模最大的抽水蓄能电站。

电站计划 2024 年实现 12 台机组全部投产发电，届时，电站一次连续满装机发电可达 10.86 小时，具有强大的调峰储能作用，是华北地区唯一具有周调节性能的抽水蓄能电站，将为破解“三北”地区“弃风弃光”困局、助力京津及冀北电网构建以新能源为主体新型电力系统发挥重要作用。电站二期工程装设的 2 台采用自启动方式的 300 兆瓦交流励磁变速蓄能机组，将与张北可再生能源柔性直流电网示范工程配套运行，这是国内首次采用交流励磁变速抽水蓄能机组，具有划时代意义。

电站全容量投入运行后，每年可节约标准煤 48.06 万吨，减少二氧化碳排放量 120 万吨、二氧化硫排放量 2.15 万吨，具有显著的节能减排效应；每年可为当地政府增加财政收入 4.7 亿元，将为助力冀北地区经济发展、巩固脱贫攻坚成果、振兴乡村经济发挥重要作用。

上世纪九十年代初，北京院便开始了丰宁抽水蓄能电站的站址选点，并陆续开展了预可行性研究和可行性研究工作。项目于 2012 年 8 月获得国家发展改革委核准，一期工程于 2013 年 5 月 29 日正式开工，二期工程于 2015 年 9 月 23 日正式开工，经过各参建方 8 年的共同努力，电站首批 2 台机组（1 号、10 号）于 2021 年 12 月 28 日顺利通过 15 天考核试运行，并于 12 月 30 日同时投入商业运行。

作为丰宁抽水蓄能电站勘测设计单位，北京院秉承“精心设计，优质服务”理念，稳步推进各阶段设计工作，充分发挥设计“龙头”作用，积极开展技术攻关，成功解决了复杂枢纽调度运行、超大规模地下洞室群稳定、大型交流励磁变速机组应用、下水库泥沙淤积等多项关键技术问题，为工程施工建设和首批机组顺利投产发电提供了坚实的技术保障。

筚路蓝缕，玉汝于成。丰宁抽水蓄能电站建设经历了漫长而艰辛的过程，几代北京院人薪火相传、接续努力，挥洒青春和汗水，终于成就了这个世界最大的抽水

蓄能标志性工程。未来，北京院将继续积极践行绿色低碳发展理念，矢志不渝致力抽水蓄能电站技术研究和开发建设，为加快构建新能源为主体的新型电力系统，助力实现“双碳”目标作出更大贡献。

我国第一高土石坝两河口水电站大坝填筑到顶

12月24日上午，随着最后一方堆石料倒入仓面，并完成碾压，雅砻江两河口水电站大坝填筑至2875米高程，标示着我国第一高、世界第二高土石坝全线填筑到顶。

两河口水电站位于甘孜州雅江县境内，核准投资总额664.57亿元，总装机300万千瓦，是国家和省重点工程、西部大开发优化能源供给侧结构性调整的战略工程，也是目前我国海拔最高的百万千瓦级水电站、西南六大水电基地投产的第一个龙头水库电站、四川省内库容最大的水库电站。

水电站大坝2016年6月开始大坝填筑，累计完成填筑量4310万立方米，相当于6个鸟巢的体积。填筑量大、筑坝周期长、填筑环节多，施工区平均海拔达到3000米，给大坝填筑带来了巨大挑战。面对一系列世界级难题，施工单位通过数据挖掘、人工智能、大数据和云计算等智能技术手段，构建两河口水电站智能大坝系统，实现大坝施工过程智能感知、分析、反馈控制和智能无人驾驶碾压机群协同作业，推动我国高土石坝填筑进入无人驾驶时代。中国工程院院士钟登华介绍，两河口水电站是国内第一座用“施工全过程智能化技术”修建的大约300米级超高土石坝工程，填补了高寒地区超高土石坝建设空白，实现大坝建设由数字化向智能化跨越，开创并引领水利水电工程建设智能化新方向，具有重要的科学意义和工程价值。

两河口水电站建设过程中开创9项世界之最，多项关键工程特性指标位居国内外同类型项目前列，是我国水电开发向高海拔寒冷地区发展的标志性工程，在世界水电建设史上具有里程碑意义。自今年9月首批2台机组投产发电以来，两河口水电站目前已有5台机组投产发电，累计发电量超过17亿千瓦时。

能源绿色转型获政策加持

近日国家能源集团与青海省签署“青海省零碳产业示范区建设合作框架协议”，

双方将积极参与示范区“荷储网源”一体化零碳绿色能源体系建设，发展规模化制氢和氢能场景应用。此前，中国能建宣布拟投资 50 亿元，在北京大兴区设立全资子公司中能建氢能源发展有限公司。

多方抢滩布局氢能等新能源领域、相关项目批量上马的背后是政策的加持和资金的涌入。据了解，氢能等相关产业发展规划有望陆续发布，多地碳减排支持工具也开始密集落地，业内人士预计明年年底规模将超过万亿元。

“双碳”目标之下，绿色转型已是大势所趋，新能源成为热门赛道，今年以来多方抢滩布局、项目加速批量上马。“实现碳中和，能源供应和消费系统要彻底转型，能源消费端要向绿色低碳转型，能源供应端要从化石能源转变为非化石能源。”中国能源研究会常务副理事长周大地指出。

国家能源局数据显示，据行业统计，截至 2021 年 10 月底，我国可再生能源发电累计装机容量达到 10.02 亿千瓦，突破 10 亿千瓦大关，比 2015 年底实现翻番，占全国发电总装机容量的比重达到 43.5%，比 2015 年底提高 10.2 个百分点。

为了加快建设风电和光伏发电基地，国家发改委、国家能源局在各省提出的具备条件项目基础上，汇总提出了第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目，规模约 1 亿千瓦，正在按照“成熟一个、开工一个”的原则有序开工。

专家表示，当前氢能正处在突破式技术进步向商业应用扩散的交叠阶段，既在科技创新的渐进过程中具有激进式爆发的机遇，又在产业场景推广的广度与深度上蕴含着巨大的市场潜力。

新能源项目批量上马，离不开政策的加持。11 月 26 日，国家能源局官网连刊两文就进一步优化光伏电站开发建设管理公开征求意见，其中《光伏发电开发建设管理办法（征求意见稿）》提出，光伏电站年度开发建设方案可视国家要求，分为保障性并网规模和市场化并网规模。

氢能政策工具箱也不断“上新”。交通运输部 11 月 18 日印发的《综合运输服务“十四五”发展规划》，提出加快充换电、加氢等基础设施规划布局和建设。

目前，已有多个省份发布新能源“十四五”发展规划，提出要大力发展新能源和可再生能源。例如日前印发的《江西省“十四五”新能源产业高质量发展规划》提出到 2025 年，力争产业规模突破 2500 亿元，其中光伏产业 1000 亿元，力争达到 1300 亿元；锂电产业 1000 亿元，力争达到 1200 亿元。其他储能技术领域实现规模化发展，培育发展氢能产业。

有些省还出台了更为具体的产业实施方案。例如,《浙江省加快培育氢燃料电池汽车产业发展实施方案》提出到 2025 年,浙江省在公交、港口、城际物流等领域推广应用氢燃料电池汽车接近 5000 辆,规划建设加氢站约 50 座,重点区域产业化应用将取得明显成果。

专家建议,政策方面应重点瞄准当前氢产业供应链上的痛点与堵点,除了支撑基础研究、引导产业基金、扩大示范项目等方面发力以外,还应加快基础设施的规划与建设,并且发挥绿氢的环境外部性优势,突出氢能开发利用的经济性,在应用层面进一步提升氢能对化石能源的替代。

伴随相关支持政策和产业加快落地,资金也加速涌入。央行 11 月创设推出的碳减排支持工具已迅速进入落地阶段。日前,深圳、山西、杭州等多地银行披露,已发放相关碳减排项目贷款,由于碳减排支持工具采取“先贷后借”的直达机制,银行表示将根据央行碳减排支持工具的规定,逐级上报申请碳减排支持工具。有分析师表示,首批碳减排支持工具很可能年内正式投放,预计 2021 年至 2022 年碳减排支持工具释放资金在 5000 亿元至 9000 亿元量级。(中华工商时报)

2021 版福建省水利水电预算定额勘误表

2021版福建省水利水电预算定额 勘误表

一、《福建省水利水电工程设计概(估)算编制规定》

序号	标准	页码	行数	原内容	修改后内容
1		P3	倒数第二行上面,另起一行		中型及以上泵站、拦河闸工程指主要建筑物级别为3级及以上的泵站、拦河闸工程
2		P3	倒数第二行开始	其他中型及以上独立建筑物工程指其他水利工程中,中型及中型及以上水源、调蓄水库、泵站、水闸等其他独立建筑物工程。	其他中型及以上独立建筑物工程指其他水利工程中,中型及以上的水源、调蓄水库,以及设计流量 $\geq 10\text{m}^3/\text{s}$ 或装机容量 $\geq 1\text{MW}$ 的泵站、过闸流量 $\geq 100\text{m}^3/\text{s}$ 的水闸等其他独立建筑物工程。
3		P53	倒数第十二行	(一泵站设备及安装工程)	(另起一页 表头为) II 其他水利工程
4		P90	第十四行,第四列	(枢纽工程的模板费率)12	(枢纽工程的模板费率)10
5		P93	第一行	项目名称 混凝土重力坝、重力拱坝、宽缝重力坝、支墩坝 混凝土双曲拱坝 土坝、堆石坝 水闸 冲沙闸、泄洪闸	删除

二、《福建省水利水电建筑工程预算定额》(上册)

序号	标准	页码	行数	原内容	修改后内容
1		P1	第十行	砂石料工程、基础处理及锚固工程	砂石备料工程、钻孔灌浆及锚固工程
2		P30	倒数第十行	运距(m)	运距(km)
3		P129	二 37、二 38 表格下面增加备注		备注：洞内运输时，普工、机械乘以系数 1.25。
4		P162 ~ 164	备注	(1)~(4)备注增加	2.如石料只能由下向上运输，且砌体垂直高差超过 1.2m 时，高差每增加 1m，普工数量增加 5 工日，不足 1m 按 1m 计算。
5		P192 193		衬砌厚度 m	衬砌厚度 cm

三、《福建省水利水电建筑工程预算定额》(下册)

序号	标准	页码	行数	原内容	修改后内容
1		P1	第十行	砂石料工程、基础处理及锚固工程	砂石备料工程、钻孔灌浆及锚固工程
2		P62	第四行	人工及搅拌桩机械乘以系数 0.5	人工及搅拌桩机、灰浆搅拌机乘以系数 0.5
3		P70	第五行	3. 检查孔灌浆	3. 检查孔封孔
4		P70	第五行下面 加上一行		4. 若孔深大于 70m, 钻机型号改为 300 型。
5		P70	加上最后一行		3. 若孔深大于 70m, 钻机型号改为 300 型。
6		P91	倒数第六行	第 2~5 列 编号 Y70103~Y70106	第 3~6 列 编号 Y70103~Y70106
7		P278	第二行	单位:10000m ²	单位:10000m ³
8		P327	倒数第一行	编号 Y90019 ~ Y90022	删除
9		P328	倒数第五行	13t	压路机(全液压) 13t
10		P329	第三列, 第 10, 11 行	(普工) 0.50 (合计) 0.50	(普工) 0.05 (合计) 0.05
11		P368	第 11 行, 第 5 ~ 9 列	编号 100060 ~ 100064(汽车起重机 20t)10, 15, 19, 21, 0	0, 10, 15, 19, 21

续表

序号	标准	页码	行数	原内容	修改后内容
12		P377	第8行、倒数第1行	注:植物按未计价材料计算	(删除注)
13		P381	9	方整石 m ²	方整石 600×400×150 m ³
14		P385	倒数2~3行 (Y100195)	0.40 0.40	0.04 0.04
15		P387	第一行	(8)彩色沥青混凝土路面	(8)彩色透水混凝土路面
16		P387	倒数第8行, 第2列	m ²	m ³
17		P398	5~7	技工:450.40 普工1801.60 合计2252.00	技工:4.50 普 工18.02 合计 22.52
18		P409	5	100m	100m ²
19		P411	2	拱上构件	拱板
20		P411	倒数第2行	6.01 8.83 8.02 11.91	12.31 16.42 18.72 20.7
21		P427	3~8	2800 2900 2600 2800 2700 2700 11.2(10.9~11.5) 18.5(17.1~20) 240(216~260) 1200~1400 12~14	2500 2400 2500 2500 2500 2500 8.5(7.8~9.2) 11.5(10.1~13) 157(136~175) 800~1000 8~10
22		P436	倒数第一行	d ₅₀ > 0.25mm, 并且 ≤ 2cm, 包括中粗砂含石	d ₅₀ > 0.25mm, 并且 ≤ 2mm, 包括中粗砂含石

四、《福建省水利水电设备安装工程预算定额》

序号	标准	页码	行数	原内容	修改后内容
1		P4	倒数第八行	十四、计算未计价装置性材料预算用量时,应按下表……	十四、定额中未包括的未计价装置性材料,在计算材料预算用量时,应按下表……
2		P113	第 10 ~ 13 行,第 2 列	(汽油、电力复合脂、防锈漆、调和漆)套	kg

五、《福建省水利水电工程施工机械台班费定额》

1		P43	表格第一行	(编号 3009 开始为自卸汽车)	(编号 3008 和 3009 之间加一道竖线)
2		P44	表格第一行 表格第三行	自卸汽车(保温) 8t	自卸汽车 8t(保温)
3		P174	第 2 行	单级多吸	单级双吸
			第 2 行,第 4、5 列	(编号 8033 8034 功率 55 75) 单级多吸	(编号 8033 8034 功率 55 75) 单级

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	8.82	10.23	9.31	8.86	9.52	9.32	9.24	9.13	9.20	8.81
2	柴油	0#	kg	7.38	8.42	7.68	7.49	7.89	7.82	7.87	7.68	7.61	7.31
3	水泥	42.5	t	460.59	612.00	473.72	455.84	477.88	493.81	433.50	438.05	516.00	479.23
4	螺纹钢	综合	t	4579	5034	4522	4605	4708	4429	4484	4571	4573	4619
5	铁件	综合	t	6305	6770	5779	6239		5602	5926	6070		6219
6	天然砂		m ³	197.10		103.94	215.73	126.21	145.63	151.84	136.30	174.76	201.02
7	机制砂		m ³	131.40	150.00	107.86	159.83	106.80	106.80	118.80	93.16	131.07	143.75
8	海砂		m ³		100.00	51.97							
9	碎石	5~20	m ³	107.86	145.00	113.75	112.77	101.94	111.65	99.84	70.11	121.36	126.31
10	碎石	20~40	m ³	101.94	145.00	113.75	112.77	97.09	111.65	98.85	70.11	116.50	123.37
11	乱毛石		m ³	119.41	165.00	97.57	100.50	101.44	82.52	84.15	60.50	67.96	91.56
12	小乱毛石		m ³	110.45	150.00	93.67	88.79	98.54	92.23	84.15	60.50	67.96	93.46
13	毛条石		m ³	521.00	265.00	403.95	354.19	396.09	330.10	439.56		271.84	353.01
14	石油沥青		kg	3.47	3.90	3.36	3.11	3.07	3.45	3.39	3.58	3.36	3.69
15	胶合板	模板用	m ²	35.13	45.00	40.02	40.91	45.13	36.73	42.20	36.06	30.97	34.84

注：以上材料价格仅供参阅。