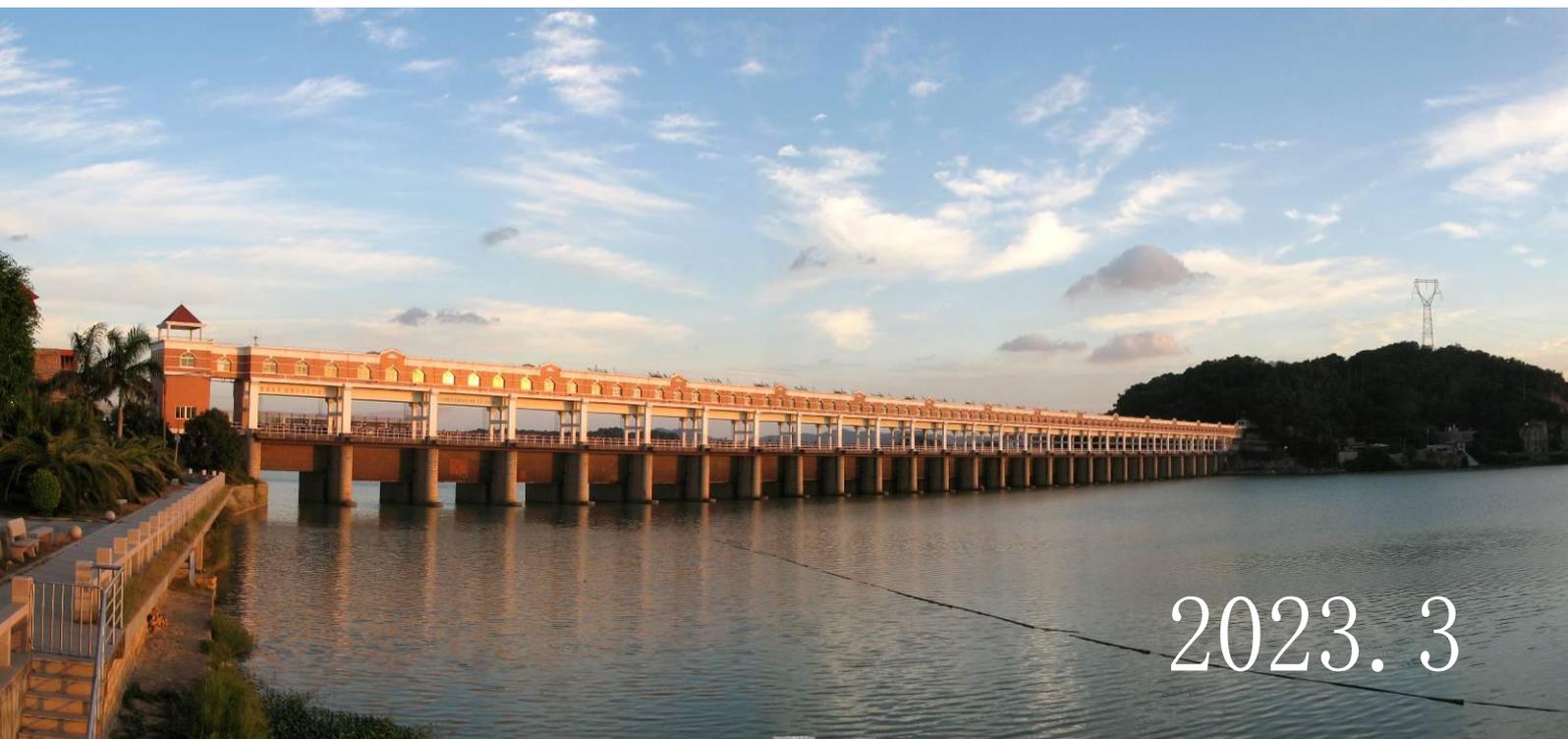


福建水利水电

FUJI SHUI LI SHUI DIAN

工程造价管理信息

GONG CHENG ZAO JIA GUAN LI XIN XI



2023.3

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

3 2023

信息汇编
(总第45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、发改价格〔2023〕533号 国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知····· 1
- 2、发改办能源〔2023〕569号 关于2023年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知····· 4
- 3、发改能源〔2023〕1044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····· 6
- 4、发改社会〔2023〕1072号 关于印发《国家基本公共服务标准2023年版》的通知····· 10
- 5、水建设〔2023〕156号 水利部关于印发《水利工程造价管理规定》的通知····· 11
- 6、办水保〔2023〕177号 水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持方案审查要点的通知····· 16
- 7、国家能源局公告2023年第4号····· 27
- 8、国能发监管〔2023〕39号 国家能源局关于开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作的通知····· 28
- 9、国能发安全规〔2023〕41号 国家能源局关于修订印发火力发电、输变电、陆上风力发电、光伏发电建设工程质量监督检查大纲的通知····· 32

10、国能发安全规〔2023〕43号 国家能源局关于印发《电力建设工程质量监督 管理暂行规定》的通知·····	33
11、国能综通新能〔2023〕84号 关于印发《申请纳入抽水蓄能中长期发展规 划重点实施项目技术要求（暂行）》的通知·····	39
12、国家能源局综合司关于开展新型储能试点示范工作的通知·····	43
13、国家能源局综合司关于公开征求《关于进一步规范可再生能源发电项目电力 业务许可管理有关事项的通知（征求意见稿）》意见的通知·····	45
14、住房城乡建设部关于推进工程建设项目审批标准化规范化便利化的通知·····	48

【综合信息】

1、《中国可再生能源发展报告 2022》，《抽水蓄能产业发展报告 2022》发布会 在北京隆重举行·····	52
2、《海上风电回顾与展望 2023》报告发布·····	52
3、世界最大液态空气孔储能示范项目在青海开工建设·····	53
4、全球首台 16 兆瓦超大容量海上风电机组在福建海上风电场成功并网发电·····	53
5、中电联发布《2023 年上半年全国电力供需形势分析预测报告》·····	53

【造价简讯】

1、中电联定额〔2023〕88号 中电联关于《20kV 及以下配电网工程定额和费 用计算规定（2022 年版）》有关实施事项的通知·····	61
2、交办人教函〔2023〕822号 交通运输部办公厅关于做好《交通运输工程造 价工程师注册管理办法》实施工作的通知·····	62

【价格信息】

1、各市主要材料价格表·····	66
------------------	----

国家发展和改革委员会文件

发改价格〔2023〕533号

国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价 及有关事项的通知

各省、自治区、直辖市发展改革委，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、中国华电集团有限责任公司、中国长江三峡集团有限公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为进一步深化电力体制改革，完善抽水蓄能价格形成机制，促进抽水蓄能行业健康发展，现就抽水蓄能电站容量电价及有关事项通知如下：

一、按照《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633号）及有关规定，核定在运及2025年底前拟投运的48座抽水蓄能电站容量电价，具体见附件。

二、电网企业要统筹保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳等，合理安排抽水蓄能电站运行；要与电站签订年度调度运行协议并对外公示，公平公开公正实施调度；要严格执行本通知核定的抽水蓄能电站容量电价，按月及时结算电费，结算情况单独归集、单独反映，并于每年5月底前将上年度电价执行情况、可用率情况等报我委（价格司）和相关省级价格主管部门。

三、各地发展改革委要加强对抽水蓄能电站容量电价执行情况的监管，发现问题及时报告我委（价格司）。

本通知自2023年6月1日起执行，现行政策相关规定与本通知不符的，以本通知规定为准。

附件：抽水蓄能电站容量电价表

国家发展改革委

2023年5月11日

附件：

抽水蓄能电站容量电价表

序号	电站名称	所在省份	装机容量 (万千瓦)	容量电价 (元/千瓦)
已投运				
1	沙河	江苏	10	699.78
2	琼中	海南	60	648.76
3	西龙池	山西	120	463.81
4	天堂	湖北	7	722.43
5	宝泉	河南	120	417.43
6	张河湾	河北	100	476.13
7	黑麋峰	湖南	120	376.3
8	溧阳	江苏	150	576.04
9	响水涧	安徽	100	459.92
10	宜兴	江苏	100	491.22
11	呼和浩特	内蒙古	120	567.83
12	蒲石河	辽宁	120	475.42
13	琅琊山	安徽	60	453.3
14	桐柏	浙江	120	341.76
15	潘家口	河北	27	289.73
16	仙居	浙江	150	370.91
17	洪屏	江西	120	454.99
18	清远	广东	128	409.57
19	白莲河	湖北	120	321.34
20	天荒坪	浙江	180	417.17
21	广蓄二期	广东	120	338.34
22	仙游	福建	120	405.4
23	惠州	广东	240	324.24
24	泰安	山东	100	347.99
25	响洪甸	安徽	8	823.34
26	深圳	广东	120	414.88
27	十三陵	北京	80	496.15
28	回龙	河南	12	585.2
29	白山	吉林	30	456.06
30	溪口	浙江	8	561.61
31	绩溪	安徽	180	391.8

序号	电站名称	所在省份	装机容量 (万千瓦)	容量电价 (元/千瓦)
新投运				
32	丰宁一期	河北	180	547.07
	丰宁二期		180	510.94
33	沂蒙	山东	120	608
34	文登	山东	180	471.18
35	金寨	安徽	120	616.01
36	长龙山	浙江	210	499.96
37	厦门	福建	140	612.65
38	永泰	福建	120	551.21
39	周宁	福建	120	548.11
40	天池	河南	120	556.94
41	荒沟	黑龙江	120	478.74
42	敦化	吉林	140	550.8
43	清原	辽宁	180	599.66
44	蟠龙	重庆	120	587.22
45	镇安	陕西	140	625.85
46	阜康	新疆	120	690.36
47	梅州一期	广东	120	595.36
48	阳江一期	广东	120	643.98

注：河北岗南混合抽水蓄能电站维持现批复电价到电站运营终止，表中容量电价含增值税。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于 2023 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的 通知

发改办能源〔2023〕569 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局，天津市、辽宁省、上海市、重庆市、四川省、甘肃省经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院：

为助力实现碳达峰、碳中和目标，加快规划建设新型能源体系，推动可再生能源高质量发展，根据《国家发展改革委、国家能源局关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》（发改能源〔2019〕807 号），现将 2023 年可再生能源电力消纳责任权重和 2024 年预期目标印发给你们，并就有关事项通知如下。

一、2023 年可再生能源电力消纳责任权重为约束性指标，各省（自治区、直辖市）按此进行考核评估；2024 年权重为预期性指标，各省（自治区、直辖市）按此开展项目储备。2023 年各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重见附件 1，2024 年各省（自治区、直辖市）预期目标见附件 2。

二、各省（自治区、直辖市）按照非水电消纳责任权重合理安排本省（自治区、直辖市）风电、光伏发电保障性并网规模。严格落实西电东送和跨省跨区输电通道可再生能源电量占比要求，2023 年的占比原则上不低于 2022 年实际执行情况。

三、各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重完成情况以实际消纳的可再生能源物理电量为主要核算方式，各承担消纳责任的市场主体权重完成情况以自身持有的可再生能源绿色电力证书为主要核算方式，绿证核发交易按有关规定执行。

四、各省级能源主管部门会同经济运行管理部门要切实承担牵头责任，按照消纳责任权重积极推动本地区可再生能源电力建设，开展跨省跨区电力交易，制定本行政区域可再生能源电力消纳实施方案，切实将权重落实到承担消纳责任的市场主

体。2024年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2023年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

五、各电网企业要切实承担组织责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重组织调度、运行和交易等部门，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区输送和市场交易。2024年1月底前，国家电网、南方电网所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司向省级能源主管部门、经济运行管理部门和国家能源局相关派出机构报送2023年本经营区及各承担消纳责任的市场主体可再生能源电力消纳量完成情况。

六、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内消纳责任权重完成情况开展监管。2024年2月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送2023年监管情况。

国家发展改革委、国家能源局将组织电规总院、水电总院、国家发展改革委能源研究所等单位按月跟踪监测各省级行政区域可再生能源电力建设进展及消纳利用水平，按年度通报各省级行政区域消纳责任权重完成情况。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2023年7月16日

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

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、财政厅（局）、能源局，国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关中央企业，水电水利规划设计总院、电力规划设计总院：

为贯彻落实党的二十大精神，完善支持绿色发展政策，积极稳妥推进碳达峰碳中和，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，保障可再生能源电力消纳，服务能源安全保供和绿色低碳转型，现就有关事项通知如下。

一、总体要求

深入贯彻党的二十大精神和习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，落实党中央、国务院决策部署，进一步健全完善可再生能源绿色电力证书（以下简称绿证）制度，明确绿证适用范围，规范绿证核发，健全绿证交易，扩大绿电消费，完善绿证应用，实现绿证对可再生能源电力的全覆盖，进一步发挥绿证在构建可再生能源电力绿色低碳环境价值体系、促进可再生能源开发利用、引导全社会绿色消费等方面的作用，为保障能源安全可靠供应、实现碳达峰碳中和目标、推动经济社会绿色低碳转型和高质量发展提供有力支撑。

二、明确绿证的适用范围

（一）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。

（二）国家对符合条件的可再生能源电量核发绿证，1个绿证单位对应1000千瓦时可再生能源电量。

（三）绿证作为可再生能源电力消费凭证，用于可再生能源电力消费量核算、

可再生能源电力消费认证等,其中:可交易绿证除用作可再生能源电力消费凭证外,还可通过参与绿证绿电交易等方式在发电企业和用户间有偿转让。国家发展改革委、国家能源局负责确定核发可交易绿证的范围,并根据可再生能源电力生产消费情况动态调整。

三、规范绿证核发

(四) 国家能源局负责绿证相关管理工作。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。绿证对应电量不得重复申领电力领域其他同属性凭证。

(五) 对全国风电(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核发绿证,实现绿证核发全覆盖。其中:

对集中式风电(含海上风电)、集中式太阳能发电(含光热发电)项目的上网电量,核发可交易绿证。

对分散式风电、分布式光伏发电项目的上网电量,核发可交易绿证。

对生物质发电、地热能发电、海洋能发电等可再生能源发电项目的上网电量,核发可交易绿证。

对存量常规水电项目,暂不核发可交易绿证,相应的绿证随电量直接无偿划转。对2023年1月1日(含)以后新投产的完全市场化常规水电项目,核发可交易绿证。

四、完善绿证交易

(六) 绿证依托中国绿色电力证书交易平台,以及北京电力交易中心、广州电力交易中心开展交易,适时拓展至国家认可的其他交易平台,绿证交易信息应实时同步至核发机构。现阶段可交易绿证仅可交易一次。

(七) 绿证交易采取双边协商、挂牌、集中竞价等方式进行。其中,双边协商交易由市场主体双方自主协商绿证交易数量和价格;挂牌交易中绿证数量和价格信息在交易平台发布;集中竞价交易按需适时组织开展,按照相关规则明确交易数量和价格。

(八) 对享受中央财政补贴的项目绿证,初期采用双边协商和挂牌方式为主,创造条件推动尽快采用集中竞价方式进行交易,绿证收益按相关规定执行。平价(低价)项目、自愿放弃中央财政补贴和中央财政补贴已到期项目,绿证交易方式不限,绿证收益归发电企业或项目业主所有。

五、有序做好绿证应用工作

(九) 支撑绿色电力交易。在电力交易机构参加绿色电力交易的, 相应绿证由核发机构批量推送至电力交易机构, 电力交易机构按交易合同或双边协商约定将绿证随绿色电力一同交易, 交易合同中应分别明确绿证和物理电量的交易量、交易价格。

(十) 核算可再生能源消费。落实可再生能源消费不纳入能源消耗总量和强度控制, 国家统计局会同国家能源局核定全国和各地区可再生能源电力消费数据。

(十一) 认证绿色电力消费。以绿证作为电力用户绿色电力消费和绿电属性标识认证的唯一凭证, 建立基于绿证的绿色电力消费认证标准、制度和标识体系。认证机构通过两年内的绿证开展绿色电力消费认证, 时间自电量生产自然月(含)起, 认证信息应及时同步至核发机构。

(十二) 衔接碳市场。研究推进绿证与全国碳排放权交易机制、温室气体自愿减排交易机制的衔接协调, 更好发挥制度合力。

(十三) 推动绿证国际互认。我国可再生能源电量原则上只能申领核发国内绿证, 在不影响国家自主贡献目标实现的前提下, 积极推动国际组织的绿色消费、碳减排体系与国内绿证衔接。加强绿证核发、计量、交易等国际标准研究制定, 提高绿证的国际影响力。

六、鼓励绿色电力消费

(十四) 深入开展绿证宣传和推广工作, 在全社会营造可再生能源电力消费氛围, 鼓励社会各用能单位主动承担可再生能源电力消费社会责任。鼓励跨国公司及其产业链企业、外向型企业、行业龙头企业购买绿证、使用绿电, 发挥示范带动作用。推动中央企业、地方国有企业、机关和事业单位发挥先行带头作用, 稳步提升绿电消费比例。强化高耗能企业绿电消费责任, 按要求提升绿电消费水平。支持重点企业、园区、城市等高比例消费绿色电力, 打造绿色电力企业、绿色电力园区、绿色电力城市。

七、严格防范、严厉查处弄虚作假行为

(十五) 严格防范、严厉查处在绿证核发、交易及绿电交易等过程中的造假行为。加大对电网企业、电力交易机构、电力调度机构的监管力度, 做好发电企业或项目业主提供数据之间的核对工作。适时组织开展绿证有关工作抽查, 对抽查发现的造假等行为, 采用通报、约谈、取消一定时期内发证及交易等手段督促其整改, 重大违规违纪问题按程序移交纪检监察及审计部门。

八、加强组织实施

(十六) 绿证核发机构应按照国家可再生能源发电项目建档立卡赋码规则设计绿证统一编号, 制定绿证相关信息的加密、防伪、交互共享等相关技术标准及规范, 建设国家绿证核发交易系统, 全面做好绿证核发、交易、划转等工作, 公开绿证核发、交易信息, 做好绿证防伪查验工作, 加强绿证、可再生能源消费等数据共享。

(十七) 电网企业、电力交易机构应及时提供绿证核发所需信息, 参与制定相关技术标准及规范。发电企业或项目业主应提供项目电量信息或电量结算材料作为核对参考。对于电网企业、电力交易机构不能提供绿证核发所需信息的项目, 原则上由发电企业或项目业主提供绿证核发所需信息的材料。

(十八) 各发电企业或项目业主应及时建档立卡。各用能单位、各已建档立卡的发电企业或项目业主应按照绿证核发和交易规则, 在国家绿证核发交易系统注册账户, 用于绿证核发和交易。省级专用账户由绿证核发机构统一分配, 由各省级发改、能源部门统筹管理, 用于接受无偿划转的绿证。

(十九) 国家能源局负责制定绿证核发和交易规则, 组织开展绿证核发和交易, 监督管理实施情况, 并会同有关部门根据实施情况适时调整完善政策措施, 共同推动绿证交易规模和应用场景不断扩大。国家能源局各派出机构做好辖区内绿证制度实施的监管, 及时提出监管意见和建议。

(二十) 《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》(发改能源〔2017〕132号) 即行废止。

国家发展改革委

财政部

国家能源局

2023年7月25日

国家发展改革委等部门关于印发 《国家基本公共服务标准（2023年版）》的通知

发改社会〔2023〕1072号

各省、自治区、直辖市人民政府，新疆生产建设兵团：

经国务院批复同意，现将《国家基本公共服务标准（2023年版）》（以下简称《国家标准2023》）印发给你们，请对照以下事项认真贯彻落实。

一、抓紧调整实施标准。各地要对照《国家标准2023》，结合本地实际，抓紧调整本地区基本公共服务实施标准，确保不低于国家标准。各地区实施标准要于今年12月底前印发实施，并及时向社会公布。

二、加强调整论证评估。各地要坚持尽力而为、量力而行，对于超出国家标准的新增服务项目、提高服务标准、扩大服务对象及增加服务内容等事项，要切实加强财政承受能力评估，履行相关审批程序，确保财力有保障、服务可持续。

三、做好事后报备工作。各地要在本地区实施标准印发后1个月之内，将超出《国家标准2023》规定的服务项目、服务标准、服务对象和服务内容等事项，向国家发展改革委、财政部及相关行业主管部门报备，说明超标事项的必要性、合理性和可行性。

四、确保服务有效落实。各地要加强人员、财力、设施等要素保障，强化公共服务供给能力建设，确保《国家标准2023》及本地区实施标准规定的服务项目落地落实，人民群众可获得、有感受。

五、加强标准监测评估。各地发展改革委要牵头会同相关行业主管部门，统筹做好本地区基本公共服务实施标准落实工作，适时组织实施情况的联合检查和效果评估，加强监测预警，重大情况及时向省（区、市）人民政府和国家发展改革委报告。

国家发展改革委 教育部 民政部 财政部 人力资源社会保障部
住房城乡建设部 文化和旅游部 国家卫生健康委 退役军人事务部 体育总局

2023年7月30日

水利部关于印发《水利工程造价管理规定》的通知

水建设〔2023〕156号

各流域管理机构，各省、自治区、直辖市水利（水务）厅（局），新疆生产建设兵团水利局，各有关单位：

《水利工程造价管理规定》已经部务会议审议通过，现印发给你们，请认真遵照执行。

水利部

2023年5月19日

水利工程造价管理规定

第一章 总 则

第一条 为加强水利工程造价管理，规范工程造价行为，推动水利工程建设高质量发展，维护国家和社会公共利益，根据《中华人民共和国建筑法》《中华人民共和国招标投标法》《政府投资条例》等有关法律、法规，制定本规定。

第二条 本规定所称水利工程造价，是指水利工程项目从项目建议书到竣工验收阶段发生的全部建设费用。

全部或者部分使用国有资金投资或者国家融资的水利工程造价管理活动，应当遵守本规定。

第三条 水利工程造价管理应当遵循依规编制、合理确定、科学管理、有效控制的原则，确保水利工程质量安全，有利于提高投资效益。

第四条 水利部负责全国水利工程造价的监督管理。

水利部所属流域管理机构（以下简称流域管理机构）依照水利部授权，负责所管辖范围内水利工程造价的监督管理。

县级以上地方人民政府水行政主管部门在职责范围内负责本行政区域水利工程造价的监督管理。

第五条 水利工程造价管理相关单位应当积极应用信息技术，提高水利工程造价管理水平和效率。

第二章 计价依据

第六条 水利工程造价计价依据，是指编制各阶段水利工程造价文件所依据的编制规定、定额、价格信息以及其他相关计价文件和标准。

第七条 水利工程造价计价依据应当符合有关政策、技术标准。水利工程造价计价依据应当进行动态管理，与经济社会发展和工程技术水平相适应，确保经济合理，促进水利工程建设领域科学技术成果的推广和应用。

第八条 水利部负责制定水利工程行业造价编制规定。省级人民政府水行政主管部门依据水利工程行业造价编制规定，可以结合实际情况制定水利工程地方造价编制规定，并报水利部备案。

第九条 水利部负责制定水利工程行业定额。流域管理机构和省级人民政府水行政主管部门可以结合实际组织制定补充定额，并报水利部备案。

第十条 省级人民政府水行政主管部门应当加强水利工程造价信息管理，推动水利工程造价数据采集、价格信息发布。

第十一条 计价依据编制工作可以通过购买技术服务等方式，发挥企事业单位、科研机构和社会组织的专业技术支撑作用。

第十二条 水利工程建设项目法人、勘察设计、施工、监理、造价咨询等单位应当加强基础资料收集，配合做好计价依据编制工作。

第十三条 水利工程施工企业应当逐步建立企业成本数据库，编制能反映自身技术及管理水平企业定额，用于企业投标报价和成本管理等。

第三章 造价的确定与控制

第十四条 水利工程应当按照基本建设程序分阶段实施造价管理，注重技术经济比选，合理确定各阶段工程造价，实现全过程造价控制。

第十五条 水利工程项目建议书阶段，应当依据《水利水电工程项目建议书编制规程》、造价编制规定、概算定额、价格信息及其他有关规定编制投资估算。

第十六条 水利工程可行性研究报告阶段，应当依据《水利水电工程可行性研究报告编制规程》、造价编制规定、概算定额、价格信息及其他有关规定编制投资

估算。可行性研究报告投资估算按照经批准的项目建议书投资估算控制。

第十七条 水利工程初步设计阶段，应当依据《水利水电工程初步设计报告编制规程》、造价编制规定、概算定额、价格信息及其他有关规定编制设计概算。设计概算应当按照经批准的可行性研究报告投资估算控制。初步设计提出的设计概算超过经批准的可行性研究报告投资估算 10%的，项目主管部门应当向可行性研究报告审批部门报告，并按审批部门要求重新报送可行性研究报告。

第十八条 水利工程招标设有最高投标限价或标底的，最高投标限价或标底应当依据相关法规确定。招标人不得迫使投标人以低于成本的报价竞标。投标人不得以低于成本的报价竞标。

第十九条 水利工程发包方和承包方应当在合同中明确约定合同价款及支付方式，并合理约定计价的风险内容及其范围。实行招标投标的水利工程，合同价款等主要条款应当与招标文件和中标人的投标文件的内容一致。

第二十条 在工程建设实施中，发包方和承包方应当按照合同约定办理工程价款结算。合同未作约定或约定不明的，承包方和发包方应当依据相关法律、法规、规章、技术标准、计价依据等协商确定结算原则。

第二十一条 合同工程完工后，发包方和承包方应当根据合同约定的计价和调价方法、确认的工程量、变更及索赔事项处理结果等，进行完工结算。

第二十二条 设计概算中计列的预备费由项目法人在造价编制规定允许范围内使用。预备费的使用由项目法人申请，报项目主管部门审批。

第二十三条 水利工程建设投资原则上不得超过经批准或者核定的设计概算。由于建设期国家政策调整、价格上涨、地质条件及工程设计发生重大变化等原因确需增加设计概算的，项目法人应当提出调整方案及资金来源，组织编制修改概算，按照规定程序上报原初步设计审批部门批准，或者经原初步设计审批部门审核后报概算核定部门核定。

第二十四条 鼓励具备条件的水利工程推行“静态控制、动态管理”的工程造价管理模式。

第二十五条 水利工程建设完成后，项目法人应当依据经批准的设计概算和有关规定编制竣工财务决算。

第二十六条 鼓励推行水利工程全过程造价咨询服务，充分发挥咨询、设计等专业机构和水利造价工程师的作用，实现水利工程造价的合理确定与全过程控制。

第四章 造价管理责任

第二十七条 项目法人对水利工程造价管理履行以下职责：

（一）贯彻执行水利工程造价管理的法律、法规、规章、规范性文件、技术标准及计价依据；

（二）建立造价管理制度，明确水利工程造价人员，加强造价管理，实现投资控制目标；

（三）按照规定组织编制、报审、审批或报备有关造价文件；

（四）按照水行政主管部门要求报送有关造价数据；

（五）依据本规定应当履行的其他职责。

第二十八条 勘察设计单位应当做好设计方案的技术经济比选，依据项目建议书、可行性研究报告、初步设计等阶段编制规程、设计变更相关规定、计价依据等编制造价文件，并对其编制的造价文件负责。

第二十九条 施工单位应当按照合同约定，根据工程建设进度，编制工程计量与支付、变更费用、价格调整、完工结算等造价文件，并对其编制的造价文件负责。

第三十条 监理单位应当按照合同约定，审核工程计量与支付、变更费用、价格调整、完工结算等造价文件，并对其签认的造价文件负责。

第三十一条 采用工程总承包等工程建设组织模式的水利工程，相关单位应当按照合同约定承担相应造价管理责任。

第三十二条 造价咨询单位及其他从事水利工程造价咨询业务的专业机构应当依据相关法律、法规、技术标准、计价依据、合同文件等开展造价文件的编制、审核等咨询业务，并对其咨询成果负责。

第三十三条 水利工程造价从业人员应当具备相应的专业技术技能，遵纪守法、诚信执业，并对其承担的造价业务负责。水利造价工程师应当按照相关规定注册、执业并接受继续教育。水利工程造价文件应当由水利造价工程师按照规定签字并加盖执业印章。

第五章 监督检查

第三十四条 县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构在管辖范围内负责对水利工程造价实施监督检查。

第三十五条 水利工程造价监督检查的主要内容包括：

（一）贯彻执行水利工程造价管理相关的法律、法规、规章、规范性文件、技

术标准和计价依据情况；

（二）造价管理制度的建立和执行情况，造价人员明确情况；（三）有关造价文件编制、报审、审批或报备情况；

（四）工程建设资金使用情况；

（五）水利造价工程师按照相关规定注册、执业和接受继续教育情况；

（六）其他相关事项。

第三十六条 县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构履行监督检查职责时，依法有权采取下列措施：

（一）要求被检查单位或者个人提供相关文件和资料，并作出说明；

（二）对监督检查中发现的问题，责令改正。

第三十七条 县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构可以采取购买技术服务的方式对水利工程造价监督检查提供技术支撑。

第三十八条 任何单位和个人有权对水利工程造价活动中的违法、违规行为进行举报和控告。

第三十九条 县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构应当加强信用监管，对水利工程造价相关单位和人员实施守信激励和失信惩戒。有关单位和个人在水利工程造价管理中存在违法违规行为的，由县级以上人民政府水行政主管部门、流域管理机构进行调查处理；涉嫌违法犯罪的，移交司法机关处理。

第六章 附 则

第四十条 水利工程建设涉及的公路、铁路、电力、水运、房屋、市政等专业建设工程项目的造价管理，另有相关规定的，从其规定。

水利工程建设征地补偿和移民安置专项的造价管理，按照国家有关规定执行。

第四十一条 本规定自发布之日起施行。

水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持方案 审查要点的通知

办水保〔2023〕177号

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，各流域管理机构：

为规范和统一生产建设项目水土保持方案审查审批要求，根据《中华人民共和国水土保持法》及相关法律法规、标准规范等，水利部制定了《生产建设项目水土保持方案审查要点》，现印发给你们，请遵照执行。

水利部办公厅

2023年7月4日

生产建设项目水土保持方案审查要点

为贯彻落实中共中央办公厅、国务院办公厅《关于加强新时代水土保持工作的意见》，进一步规范生产建设项目水土保持方案审查审批工作，明确审查重点，统一审查标准，提高审查质量，做好审批服务保障，根据《中华人民共和国水土保持法》和相关法律法规、标准规范等，制定本审查要点。

一、总体要求

水土保持方案应内容完整，编制规范，结论明确合理。审查工作应严格依据法律法规、标准规范开展，坚持客观公正、科学可行，认真遵守国家保密规定，把握好以下原则：

（一）坚持生态优先。全面落实水土流失预防保护要求，严格控制地表扰动和植被损坏范围，强化表土资源保护、弃渣减量和综合利用，最大限度减少可能造成的人为水土流失。

(二) 坚持因地制宜。根据项目所处区域、行业特点以及项目水土保持调查与勘测成果等，确定有针对性、切实有效的水土流失防治措施体系与要求。

(三) 坚持底线思维。严格落实水土保持方案审查审批制度，将法律法规、标准规范等管理要求落实到审查审批全过程，守牢“不产生新的水土流失危害”底线。对不符合法律法规和标准规范要求的坚决不予审查通过。

(四) 坚持突出重点。既要注重对水土保持方案内容完整性的审查，更要重视对弃渣综合利用、取土场和弃渣场选址、表土资源保护利用、水土保持措施布设等内容的审查，确保方案内容系统完整、重点突出。

二、关于项目及项目区概况

应包括项目组成及工程布置、施工组织、工程占地、土石方平衡、拆迁（移民）安置与专项设施改（迁）建、施工进度和自然概况等。重点审查：

1. 项目组成及建设内容应与立项文件或所处阶段的主体设计文件一致。
 2. 应明确项目总体布置及项目各组成部分平面布置情况；竖向布置应明确原地面标高、设计标高，以及采取的防洪排水、边坡防护等措施。
 3. 项目有依托工程的，应明确依托工程立项、建设内容及水土保持工作开展等情况。
- 改扩建和分期建设工程，应明确各阶段建设内容及衔接关系。
4. 工程征占地应明确占地性质、类型和面积，并以县级行政区域进行统计。
 5. 土石方平衡（含表土）应明确挖方、填方、借方、弃方和调配情况。表土应单独平衡。借方来源、弃方去向应明确。
 6. 涉及拆迁（移民）安置与专项设施改（迁）建的，应明确拆迁（移民）规模、安置方式和专项设施改（迁）建方式、建设内容，以及水土流失防治责任等。

三、关于水土保持评价

应包括项目选址（线）、建设方案与布局、工程征占地、土石方平衡、表土剥离利用、取土场设置、弃渣场设置、施工方法与工艺等评价内容。重点审查：

7. 禁止在水土流失严重、生态脆弱区域开展可能造成水土流失的生产建设活动，确因国家发展战略和保障国计民生需要建设的，按照相关法律法规及政策要求，在科学论证的基础上，依法办理审批手续。
8. 项目选址（线）应当依法严格避让水土流失重点预防区、重点治理区。确实无法避让的，应进行分析论证，执行水土流失防治一级标准，截排水与拦挡工程级别

和防洪标准应提高一级，林草覆盖率应提高 1—2 个百分点。根据项目特点，合理采取提高桥隧比、控制标高、优化施工工艺、加强工程管理等措施，减少地表扰动和植被损坏范围，具备条件的应布设雨洪集蓄与沉沙设施等。

9. 工程布局与建设方案应符合绿色设计要求，主体设计应开展减少工程征占地面积和土石方数量的相关工作，临时占地应避免占用耕地、林地、草地等，施工结束后恢复为原土地利用类型，工程建设方案应从水土保持角度进行比选分析论证，并对工程建设推荐方案从水土保持角度提出具体建议和要求。

10. 土石方挖填数量计算应准确，土石方流向应合理可行。对同时存在弃方和借方的项目，应论证其合理性。借方来源和弃方去向应合法、合规、可行。取土场、弃渣场应进行设置必要性与合并设置可行性的分析论证。

11. 涉及弃渣的，应开展弃渣综合利用调查，制定综合利用方案，明确综合利用途径、方向等，对综合利用涉及需要设置堆存场地的，应布置拦挡、截排水等有效的防护措施。

弃渣通过公共资源交易平台转让的，应明确交易方式、市场消耗能力。

12. 涉及土石方挖填确需进行表土剥离的，应开展表土资源调查，表土资源调查成果应包含土壤类型及分布情况、项目占地范围内表层土厚度、可剥离范围及面积、利用途径等。严格控制地表扰动和植被损坏范围，表土保护措施应全面有效，后期利用方向明确可行。表土资源不足的，应明确表土来源或提出土壤改良方案。

13. 涉及取土场的，取土场位置应明确。禁止在崩塌和滑坡危险区、泥石流易发区内设置取土场。涉及河湖管理范围的，应满足《中华人民共和国防洪法》《中华人民共和国河道管理条例》等相关法律法规要求。

取土场要素信息应全面准确，防护措施、后期恢复方向应合理可行。表土及无用料等的临时堆放、处置与防护要求应明确。

14. 涉及弃渣场的，弃渣场位置与运渣方案应明确。弃渣场选址应经相关部门及土地权属单位（个人）确认，落实用地可行性。禁止在河湖管理范围（含水库淹没区）内设置；禁止在对公共设施、基础设施、工业企业、居民点等有重大影响区域设置。下游一定范围内有敏感因素的，应进行论证且论证结论能够支撑选址合规要求。

弃渣场要素信息应全面准确，弃渣堆置方案合理，恢复方向可行。4 级及以上弃渣场应进行勘察。

四、关于防治责任范围和防治目标

应包括水土流失防治责任范围、防治目标等。重点审查：

15. 水土流失防治责任范围应根据项目组成、建设内容、施工组织等确定。

16. 水土流失防治标准等级应根据项目所处地区水土保持敏感程度和水土流失影响程度确定；指标值按等级及分区确定，涉及调整的，应合理论证。

五、关于水土流失分析与预测

应包括土壤流失量预测和水土流失危害分析等。重点审查：

17. 土壤流失量预测参数和预测结论应科学合理。

六、关于水土保持措施布设

应包括防治区划分、措施总体布局、分区措施布设、施工要求等。重点审查：

18. 防治区应根据地貌类型、水土流失类型及强度、工程布局、施工组织设计等划分。

19. 措施总体布局应根据区域水土流失状况、行业特点及施工组织等明确综合防治措施体系。防治措施应覆盖防治责任范围和施工全过程，并与主体工程施工时序相匹配、与周边环境相协调。

20. 水土保持工程措施应明确工程级别与设计标准。截排水工程的水文及水力计算应准确，工程类型、型式、结构应合理，并做好排水顺接；土地整治措施应满足复耕或植被恢复要求。

21. 水土保持植物措施应明确级别与设计标准。植物措施配置方案应根据项目区立地条件、项目特点确定，并与确定的植被恢复与建设工程级别相匹配。

22. 水土保持临时措施应明确布设位置、面积、实施时段。超过一个生长季的项目，应根据当地自然条件增加植物防护措施。

23. 弃渣场级别应准确，防护工程级别与设计标准应合理，措施体系应全面。拦挡工程、截排水工程等应结合地形地质条件布设，工程型式、结构等应合理。弃渣场和拦挡工程的稳定性结论应明确可靠。

24. 边坡防护在保证安全的前提下，应采取生态防护型式，并与周边环境相协调；应制定防止边坡溜渣的措施。

七、关于水土保持监测

应包括监测范围和时段、内容和方法、频次、点位布设、实施条件和成果等。重点审查：

25. 监测范围明确，时段合理，内容全面，方法、频次、点位布设符合实际并满足要求。

26. 3 级及以上弃渣场应采取视频监控。

八、关于水土保持投资概（估）算与效益分析

应包括投资概（估）算编制原则与依据、编制说明与概（估）算成果、效益分析等。重点审查：

27. 编制原则科学，价格水平年确定及费用构成合理，材料价格符合实际，费率计取符合水土保持和行业要求。

28. 措施单价分析应齐全准确，投资应满足水土流失防治工作需要。

29. 效益分析数据来源合理，计算过程、方法、结果准确。

九、关于水土保持管理

应包括组织管理、水土保持施工、后续设计、水土保持监测、水土保持监理、水土保持设施验收等。重点审查：

30. 建设单位主体责任和各参建单位水土保持责任应明确，水土保持工作内容和任务应纳入施工合同，水土保持“三同时”和绿色施工要求明确。

十、关于附件与附图

应包括相关附件、附图等。重点审查：

31. 附件应包含项目立项或相关支撑性文件。涉及水土保持违法违规情形的，应附水行政主管部门处理意见。

涉及弃渣场的，应附相关管理部门和权属单位（个人）的意见。4 级及以上弃渣场应附地质勘察报告结论。涉及弃渣综合利用的，应附相关支撑性材料。

32. 附图应包含地理位置图（应标出涉及的水土流失重点预防区、重点治理区和水土流失严重、生态脆弱区）、水系图、项目区土壤侵蚀图、水土流失防治责任范围图、监测点布置图、总体布置图、分区防治措施总体布局图、典型措施布设图等。

涉及取土场、弃渣场的，应开展“一场一图”措施布设（或设计），附位置、地形和影像等图件，并能够反映下游至少 1 公里范围内的地形地物信息，明确措施布设和表土堆放场位置。

十一、关于方案变更

33. 涉及补充或修改方案的，应明确与原方案的关系，补充或修改理由应充分，补充或修改的方案满足减少地表扰动与植被损坏范围、减少弃渣量等水土保持要求。

34. 涉及水土保持措施变更的，其防治效果应不低于原措施。

35. 涉及弃渣场变更的，应开展弃渣减量化、资源化论证。

附件：

1. 不同水土流失类型区特别要求
2. 铁路、公路建设项目特别要求
3. 水利、水电建设项目特别要求
4. 管道建设项目特别要求
5. 核电建设项目特别要求
6. 煤炭建设项目特别要求
7. 输变电建设项目特别要求

附件 1

不同水土流失类型区特别要求

除满足通用要求外，位于东北黑土区、北方风沙区、西北黄土高原区、南方红壤区、西南岩溶区、青藏高原区、平原地区和城市区域等类型区的生产建设项目还应满足以下要求。

一、东北黑土区

1. 应合理利用和保护黑土资源。对依法占用黑土地的，表土应能剥尽剥，按规定的标准进行剥离，并应就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地治理、高标准农田建设、土地复垦等。

2. 在丘陵漫岗区宜布设坡面径流排导工程，并做好排导工程两端的防护及与自然沟道的顺接。

3. 防护措施应考虑冻害影响。

二、北方风沙区

4. 应保护地表结皮层、沙壳、砾幕。裸露地表和堆土区应及时防护，减少裸露时间，并采取苫盖和洒水降尘等临时措施。

5. 在干旱缺水地区植物措施应配套灌溉设施。

三、西北黄土高原区

6. 禁止违法占用淤地坝。

7. 开挖或填筑边坡应采取削坡开级、挡土墙、工程护坡等措施，保持安全坡度，并布设截（排）水和排水顺接、消能等措施。

8. 沟坡施工道路应设置排水沟、消力池，并顺接至自然沟道。

四、南方红壤区

9. 坡面应根据汇水情况布设径流排导工程。

五、西南岩溶区

10. 应避免破坏、堵塞地下暗河和溶洞等地下水系。

六、青藏高原区

11. 应布设围挡措施，严格控制施工范围，保护原有地表植被。

12. 高原草甸区应严格实施草皮的剥离、保护和利用。

13. 植物措施应优先使用乡土树种草种，合理配置乔灌草植被。

14. 防护措施应考虑冻害影响。

七、平原地区

15. 应采取沉沙措施，防止河网、水系、渠道淤积。

16. 取土场宜以宽浅式为主，注重取土后的恢复利用措施。

17. 应优化场地、路面设计标高，或采取其他措施，减少外借土石方量。

八、城市区域

18. 应采用下凹式绿地和透水材料铺装地面等措施，增加降水入渗。

19. 应综合利用地表径流，设置蓄水池等雨洪利用和调蓄设施。

20. 应按照当地有关弃渣收集、清运、集中堆放的管理规定，做好弃渣处置。

21. 裸露面应及时采取洒水、苫盖，运输渣土车辆车厢应全密闭遮盖，车轮应冲洗，防止产生扬尘和泥沙进入市政管网。

22. 应提高林草植被建设标准，注重景观效果，配套建设灌溉、排水和雨水利用设施。

附件 2

铁路、公路建设项目特别要求

除满足通用要求外，铁路、公路建设项目还应满足以下要求。

1. 项目平面布置与竖向布置介绍中应包含路线走向及平纵断面缩图、路基标准断面图、高填深挖路段典型断面图。

2. 特殊路基处理应明确具体分布位置、处理方案及工程量等。

3. 表土堆放场、临时堆土场、隧道施工平台等设置情况明确。

4. 在高填深挖路段，应开展桥隧替代方案的论证，结论应支撑推荐方案。

5. 制（存）梁场、预制场、拌和站等应优先利用既有场地；施工便道应永临结合布设。

铁路项目铺轨基地应开展既有和相临基地综合利用比选。

6. 山丘区、临河段道路和隧道洞口施工平台下边坡应采取拦挡、护坡等工程和植物相结合的综合防护措施，防止坡面溜渣。

7. 制（存）梁场、铺轨基地、预制场、拌和站、施工生产生活区、施工便道等应开展水土保持措施典型设计。

附件 3

水利、水电建设项目特别要求

除满足通用要求外，水利、水电建设项目还应满足以下要求。

1. 应通过优化设计最大限度提高工程永久征地范围内林草覆盖率，原则上不低于按标准确定的指标值。

2. 水土流失防治责任范围应以工程建设征用地面积为基础，并结合工程及施工布置、移民安置规划等确定。防洪工程、改扩建工程、除险加固工程等无需征收或征用但扰动的土地应纳入防治责任范围。

3. 开展阶段验收的，应明确相应的水土流失防治指标值。

4. 对于水电工程，应按照行业规范要求开展弃渣场选址及多方案比选论证，堆渣

量超 300 万立方米或最大堆渣高度超 100 米的弃渣场应进行专门论证。

5. 应根据后期土地复耕、植被恢复的表土资源需求，分析确定表土剥离量，涉及水库或水电站的应结合表土资源需求和淹没区表土资源调查情况，充分利用淹没区表土资源。

6. 对于水利工程，水土保持工程设计深度应符合主体工程设计阶段的深度要求。

7. 4 级及以上弃渣场的拦挡、排洪工程建筑物选型和结构应进行必要的比选论证，并根据地质勘察成果做好拦挡、排洪工程基础处理设计。

8. 对于水利工程，水土保持投资概（估）算编制依据、原则、方法和成果应与同阶段工程设计文件中的水土保持投资内容保持一致。

附件 4

管道建设项目特别要求

除满足通用要求外，管道建设项目还应满足以下要求。

1. 应按地形地貌明确线路长度、作业带宽度、施工道路数量；应明确横坡敷设、顺坡敷设长度、穿越山体和水体方式和数量；应分类型明确管沟开挖断面图。

2. 涉及施工导流的，应明确导流方式、结构型式、挖填土石方量及来源等。

3. 应优先采用隧道、定向钻、顶管等方式穿越水体、山体，穿越水体应优先采用钢板桩等围堰方式。采用大开挖方式穿越水体、山体的，应充分论证并提供相应支撑材料。

对涉及水土流失重点预防区、重点治理区的，须减少管道作业带宽度。

4. 管沟开挖面和局部需场平的施工机械作业区应剥离表土，堆土及无开挖填筑的施工机械作业区域宜采用铺垫保护措施。

5. 横坡回填应设置合理排水措施，不能形成拦水堤；顺坡应分台阶回填。

6. 管道作业带应恢复原土地利用类型，在管道线路中心线两侧各 5m 范围内，禁止种植深根植物。

附件 5

核电建设项目特别要求

除满足通用要求外，核电建设项目还应满足以下要求。

1. 海工工程、海域航道、港池等清淤物采取海抛处置的，不计入土石方平衡，但应明确其数量及处置方式；作为场地填筑或需在陆上设置弃渣场（中转场）的则应计入土石方平衡。
2. 最后一期工程，应明确临时用地利用方向，需恢复植被或复耕的应明确硬化地面拆除数量及去向、覆土数量和来源。
3. 施工布置应充分利用预留场地。
4. 厂区林草覆盖率应考虑核电行业规范要求，并结合各期工程施工场地布设和后期利用（恢复）情况综合确定。
5. 海岛区水土保持措施应考虑防台风要求。
6. 海堤等临海坡面自然海蚀线以上边坡，应结合坡面类型合理考虑植物防护措施。

附件 6

煤炭建设项目特别要求

除满足通用要求外，煤炭建设项目还应满足以下要求。

1. 煤矿地面总布置、开拓开采方案与开采接续计划、施工组织与建设计划应明确。
2. 井工矿建设期井巷工程量、排矸量与利用、堆弃方案，及生产期年排矸量、综合利用方案应明确。禁止设置永久性煤矸石堆放场。临时排矸场规模不应超过 3 年储矸量，后续综合利用方案可行。
3. 露天矿内排、外排土计划与排土场设置、排土工艺等应明确。采掘场占地应按采掘场初期征地范围或采掘场设计水平年地表境界范围计列。
4. 井工矿井下或露天矿采掘场排水量、排水去向与综合利用情况应明确。
5. 在保障安全生产的前提下，露天矿采区接续与排土计划应满足能尽快实现内排的要求。

6. 应明确施工期、设计水平年和生产期水土流失防治目标，在计算各项防治指标值时，露天矿的采区面积可在防治责任范围面积中扣除。生产期新增扰动范围的防治指标值不应低于施工期指标值，其它区域不应低于设计水平年指标值。

7. 采掘场、排土场应制定表土（或戈壁砾石）剥离计划。

8. 应充分利用煤矿排水保障绿化生态用水。

附件 7

输变电建设项目特别要求

除满足通用要求外，输变电建设项目还应满足以下要求。

1. 应按地形地貌类型明确线路长度、塔基、牵张场、施工道路数量。应根据各类塔基根开及基础型式明确相应的永久征地、临时占地及土石方挖填情况，涉及大跨越时应明确施工场地布置情况。

2. 变电站（含换流站、开关站等，下同）应逐一明确建设内容、规模及平面布置和竖向布置，以及工程征占地、土石方挖填量和进站道路、站外供排水等情况。

3. 新建变电站在满足防洪要求下应做到自身土石方平衡；山丘区塔基应采用不等高基础，并优先采取索道施工方式。

4. 塔基区拦挡弃渣的措施应界定为水土保持措施。

5. 变电站应优先采用植草防护措施，干旱区可采用碎石压盖措施。

国家能源局 公告

2023 年 第 4 号

根据《中华人民共和国标准化法》《能源标准化管理办法》，国家能源局批准《新能源基地送电配置新型储能规划技术导则》等 310 项能源行业标准（附件 1）、《Code for Seismic Design of Hydropower Projects》等 19 项能源行业标准外文版（附件 2），现予以发布。

附件：

1. 能源行业标准目录
2. 能源行业标准外文版目录

国家能源局
2023 年 5 月 26 日

附件 1

能源行业标准目录

序号	标准编号	标准名称	代替标准	采标号	出版机构	批准日期	实施日期
1	NB/T 10883.1-2023	水电工程制图标准 第 1 部分：基础制图	DL/T 5347—2006		中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
2	NB/T 10883.2-2023	水电工程制图标准 第 2 部分：水工建筑	DL/T 5348—2006		中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
3	NB/T 10883.3-2023	水电工程制图标准 第 3 部分：金属结构			中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
4	NB/T 10883.7-2023	水电工程制图标准 第 7 部分：水土保持			中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
5	NB/T 11170-2023	河流水电规划编制规范	DL/T 5042—2010		中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
6	NB/T 11171-2023	砌石坝设计规范			中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26
7	NB/T 11172-2023	水电工程对外投资项目造价编制导则			中国水利水电出版社	2023-05-26	2023-11-26

国家能源局关于开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作的通知

国能发监管〔2023〕39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，各发电企业，各储能企业：

为深入贯彻落实党的二十大精神，助力新型能源体系规划建设，保障电力安全稳定供应，进一步推动电力系统调节性电源及资源更好发挥作用，根据《国家能源局关于印发〈2023年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2023〕5号），国家能源局决定在全国范围开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作。现将有关事项通知如下。

一、监管目标

深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，紧紧围绕加快规划建设新型能源体系、积极稳妥推进“双碳”目标，开展抽水蓄能、煤电灵活性改造机组、燃气发电、调节性水电、新型储能等灵活调节性电源及资源建设运营综合监管，全面摸清底数，聚焦规划建设、调度运行、市场交易、价格机制等方面存在的突出问题，针对性地提出监管意见建议，推动相关政策完善落实，切实发挥调节性电源及资源在提升电力系统整体运行效率、保障电网安全稳定运行、促进清洁能源消纳等方面的支撑作用，助力新型电力系统建设和能源高质量发展。

二、监管范围和对象

（一）监管范围

全国范围内符合以下条件的调节性电源及资源，具体如下：

1. 所有在运、在建抽水蓄能项目。
2. “十三五”以来实施灵活性改造、接入电压等级 220 千伏及以上、单台机组容量 30 万千瓦及以上的煤电项目。
3. “十三五”以来投产、接入电压等级 110 千伏及以上、单台机组容量 10 万千瓦

瓦及以上的燃气发电项目。

4. 具有库容日调节及以上调节能力、装机容量 30 万千瓦及以上的水电项目。

5. 2020 年 1 月 1 日以来并网的新型储能项目。

（二）监管对象

各电网企业、各发电企业、相关储能企业、各电力调度机构和电力交易机构（以下简称电力企业）。

三、监管内容及依据

（一）关于调节性电源落实国家有关规划政策的情况

重点监督调节性电源（包含抽水蓄能、煤电灵活性改造、燃气发电、调节性水电）执行国家规划文件的情况，项目布局、工程建设进度是否符合规划要求，建设管理是否符合核准文件有关要求、是否严格执行基本建设程序等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令 432 号）、《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令 673 号）、《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035 年）》《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）等。

（二）关于调节性电源及资源实际调用及能力发挥的情况

重点监管调节性电源及资源实际调节能力是否符合设计要求，调节作用的实际利用情况，“两个细则”执行情况（新型储能除外）；电网企业是否提供公平接入服务，相关电力调度机构是否按照“三公”原则实施优化调度，是否建立和完善新型储能项目接网程序、优化调度运行机制实现科学优先调用等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令 432 号）、《关于加强抽水蓄能电站运行管理工作的通知》（国能新能〔2013〕243 号）、《关于提升电力系统调节能力的指导意见》（发改能源〔2018〕364 号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 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）等。

（三）关于调节性电源及资源参与电力市场交易的情况

重点监管调节性电源及资源参与电力市场交易的有关情况，参与辅助服务考核补偿机制的情况，各类电源配建新型储能自愿选择与所属电源联合或转为独立储能参与电力市场的情况，市场化交易价格的浮动范围是否符合国家政策要求；市场运营机构是否按照公平无歧视的原则执行市场准入、信息披露、交易结算、合同签订

等相关制度等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第 432 号）、《关于鼓励社会资本投资水电站的指导意见》（国能新能〔2015〕8 号）、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889 号）、《电力并网运行管理规定》（国能发监管规〔2021〕60 号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）、《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）、《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）等。

（四）关于调节性电源及资源落实国家有关价格政策的情况

重点监督调节性电源及资源电价的形成情况，参与灵活性调节的容量补偿机制情况，实际结算电费是否按照交易合同约定量价进行结算；燃气发电项目执行天然气发电价格机制；调节性电源及资源项目盈利情况；抽水蓄能抽水电量、向电网送电的独立储能电站充电电量是否执行输配电价、承担政府性基金及附加等。

主要依据：《电力监管条例》（国务院令第 432 号）、《关于规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》（发改价格〔2014〕3009 号）、《区域电网输电价格定价办法》（发改价格规〔2020〕100 号）、《电力辅助服务管理办法》（国能发监管规〔2021〕61 号）、《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）等。

四、监管进度安排

本次综合监管工作分五阶段开展，具体如下：

（一）启动部署（5 月上旬至 5 月中旬）。国家能源局编制印发综合监管工作通知，启动电力系统调节性电源建设运营综合监管工作，监管司会同科技司、电力司、新能源司开展宣传解读、组织业务培训、开发监管信息平台等。

（二）信息填报（5 月中旬至 5 月下旬）。各派出机构会同省级能源主管部门摸排辖区内相关电力企业情况，督促企业按照通知要求，于 5 月 15 日至 31 日期间通过国家能源局监管信息平台（<https://jianguan.renewable.org.cn>）完成相关信息填报，具体填报内容和指标说明见附件。

（三）自查摸排（6 月）。各省级能源主管部门、各派出机构按照职责分工对企业自查情况进行核实，通过自查信息比对等方式收集问题线索，其中，省级能源主管部门对项目规划建设情况进行核实，派出机构对项目调度运行、价格政策落实与执行情况进行核实。对于排查发现的问题，能直接整改的，应提醒相关电力企业立

行立改；对于暂无法完成整改的，督促相关企业研究提出改进措施和进度安排。国家电网、南方电网、内蒙古电力公司和各发电央企总部要根据项目自查情况形成书面材料，于6月30日前报送监管司，重点反映所属企业自查发现问题情况，提出相应整改措施。

（四）现场监管（7月至9月）。国家能源局采取“双随机、一公开”方式开展现场监管工作，成立现场监管工作组，实行组长负责制，重点是核实问题线索、现场调查取证、抽查自查阶段整改情况、发现突出问题、听取意见建议等。各省工作组应于现场监管结束后的15个工作日内完成现场监管报告，报告内容应包括但不限于：企业自查整体情况、现场调查取证情况、监管发现的问题、下一步工作举措及相关政策建议。

（五）问题处置（10月至11月）。国家能源局汇总综合监管工作成果，按照《能源监管发现问题后续处理工作规范》（国能综通监管〔2020〕129号）要求，认真梳理监管发现问题，经综合研判后，提出监管意见建议，视情况采取责令整改、监管约谈、行政处罚等方式进行处理，并将综合监管工作情况适时按程序发布。

五、有关要求

（一）切实提高思想认识。开展电力系统调节性电源建设运营综合监管工作是加快构建新型电力系统、支撑新型能源体系建设的一项重要基础性工作，有利于维护公平竞争的市场秩序，保障市场主体合法权益，促进调节性电源及资源健康可持续发展。各电力企业要切实提高思想认识，按照综合监管要求认真做好配合工作，客观、真实地准备相关材料和数据，落实相关责任，高质量按期完成信息填报任务。

（二）加强工作协同配合。各省级能源主管部门要高度重视，按照综合监管工作要求，落实属地责任，做好自查摸排阶段的相关核实工作，并协助监管工作组开展现场监管，督促企业做好问题整改，客观分析制约调节性电源及资源可持续发展的体制机制障碍，提出针对性的意见建议。

（三）严格遵守工作纪律。各监管工作组要严格落实中央八项规定及其实施细则精神，吃住行要严格按照规定标准执行，不得收受有关企业赠送的礼金、土特产等任何物品，不得私自与监管对象单独接触、泄露综合监管工作开展情况等，做到程序规范、依法用权，并做好相关保密工作。

国家能源局

2023年5月4日

国家能源局关于修订印发火力发电、输变电、陆上风力发电、光伏发电建设工程质量监督检查大纲的通知

国能发安全规〔2023〕41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，北京市城市管理委，各派出机构，各电力质监机构，全国电力安委会各企业成员单位：

为加强电力建设工程质量监督，保证建设工程质量，我局对《火力发电建设工程质量监督检查大纲》《输变电建设工程质量监督检查大纲》《陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲》《光伏发电建设工程质量监督检查大纲》进行了修订。现印发你们，请按照执行。

附件：《火力发电建设工程质量监督检查大纲》

附件：《输变电建设工程质量监督检查大纲》

附件：《陆上风力发电建设工程质量监督检查大纲》

附件：《光伏发电建设工程质量监督检查大纲》

国家能源局

2023年5月8日

国家能源局关于印发 《电力建设工程质量监督管理暂行规定》的通知

国能发安全规〔2023〕43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，北京市城市管理委，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，水电总院，中电联，各电力建设工程质量监督机构：

为加强对电力建设工程质量的监督管理，保证电力建设工程质量，我们制定了《电力建设工程质量监督管理暂行规定》。现印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2023年5月31日

电力建设工程质量监督管理暂行规定

第一章 总 则

第一条 为加强对电力建设工程质量的监督管理，保证电力建设工程质量，根据《中华人民共和国建筑法》《建设工程质量管理条例》等有关法律法规，制定本规定。

第二条 凡从事电力建设工程的新建、扩建、改建等有关活动及实施对电力建设工程质量监督管理的，必须遵守本规定。

本规定所称电力建设工程，是指经有关行政机关审批、核准或备案，以生产、输送电能或提升电力系统调节能力为主要目的，建成后接入公用电网运行的发电、电网和新型储能电站建设工程。

第三条 电力行业实行电力建设工程质量监督管理制度。

国家能源局负责全国电力建设工程质量的监督管理，组织拟订电力建设工程质

量监督管理政策措施并监督实施，由电力安全监管司归口。国家能源局派出机构依职责承担所辖区域内电力建设工程质量的监督管理。电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称可靠性和质监中心）根据国家能源局委托，承担研究拟订电力建设工程质量监督政策措施及实施相关具体工作的职责，负责电力建设工程质量监督信息统计、核查、发布等工作。

县级以上地方人民政府电力管理部门依职责负责本行政区域内的电力建设工程质量的监督管理。

地方各级人民政府有关部门应在电力建设工程项目审批、核准或备案文件中告知建设单位按国家有关规定办理工程质量监督手续。

第四条 国家能源局向社会公布电力建设工程质量监督机构（以下简称电力质监机构）名录和监督范围。电力建设工程质量监督专业人员（以下简称质监专业人员）应具备相应的专业技术能力。

电力建设工程质量监督，由政府电力管理部门委托电力质监机构具体实施。电力质监机构负责对电力建设工程建设、勘察、设计、施工、监理等单位（以下简称工程参建各方）的质量行为和工程实体质量进行监督。电力质监机构对电力建设工程质量监督结果负责，其对电力建设工程的质量监督不替代工程参建各方的质量管理职能和责任。

第五条 电力质监机构按照依法依规、严谨务实、清正廉洁、优质高效的原则，独立、规范、公正、公开实施质量监督。

第六条 电力建设工程质量监督工作应加强“互联网+”等信息技术应用和技术创新，不断提升质量监督工作效能。

第七条 电力质监机构不得向工程参建各方收取质量监督费用。

第二章 工程参建各方的质量责任和义务

第八条 工程参建各方依法对电力建设工程质量负责。建设单位对工程质量承担首要责任。工程参建各方要推进质量管理标准化，提高项目管理水平，保证电力建设工程质量。

第九条 电力建设工程实行质量终身责任制。工程开工建设前，工程参建各方法定代表人应签署授权书，明确本单位在该工程的项目负责人。项目负责人应签署工程质量终身责任承诺书，对设计使用年限内的工程质量承担相应终身责任。

第十条 工程参建各方应支持配合电力质监机构对工程质量的监督检查，及时

提供有关工程质量的文件和资料，并保证真实、准确、齐全。对于质量监督发现的问题，建设单位负责组织工程参建各方完成整改，并对整改结果负责。

第三章 质量监督实施

第十一条 电力质监机构依据国家能源局发布的电力建设工程质量监督检查大纲（以下简称质监大纲）和有关规定实施质量监督工作。

第十二条 电力质监机构对电力建设工程的质量监督，根据工程类别、规模、建设周期等特点，按以下原则分类实施。

（一）规模以上电力建设工程，按照质监大纲规定程序及内容进行质量监督。

（二）规模以下且装机容量 6 兆瓦及以上发电建设工程、规模以下且功率 5 兆瓦及以上新型储能电站建设工程，采取抽查和并网前阶段性检查相结合的方式进行质量监督。

（三）规模以下且 35 千伏及以上电网建设工程，采取抽查方式进行质量监督。

（四）装机容量 6 兆瓦以下发电建设工程，经能源主管部门以备案（核准）等方式明确的分布式、分散式发电建设工程，35 千伏以下电网建设工程，抢险救灾及其他临时性电力建设工程，功率 5 兆瓦以下新型储能电站建设工程，不需进行质量监督。

第十三条 电力质监机构依照下列程序对电力建设工程进行质量监督。

（一）第十二条第（一）、（二）类电力建设工程质量监督程序：

工程开工前，建设单位应向电力质监机构提交工程质量监督注册申请。对符合规定条件的申请，电力质监机构应予受理，并于 7 个工作日内完成质量监督注册、出具质量监督计划，第十二条第（二）类电力建设工程的质量监督计划中应明确抽查安排。

工程建设过程中，建设单位应根据质量监督计划和工程进度，提前 10 个工作日提交阶段性质量监督申请，电力质监机构应及时开展阶段性质量监督检查、出具整改意见书，建设单位应按整改意见书要求及时组织完成整改工作。

工程并网前阶段性质量监督检查后，对符合要求的工程，电力质监机构应于 7 个工作日内向建设单位出具并网意见书。工程各阶段质量监督检查结束后，对符合要求的工程，电力质监机构应于 20 个工作日内向建设单位出具质量监督报告。对于第十二条第（一）类电力建设工程，电力质监机构还应按信息报送有关规定将质量监督报告报相关单位。

(二) 第十二条第(三)类电力建设工程质量监督程序:

建设单位应在批次工程建设计划发布1个月内,集中提交批次工程质量监督注册申请,对符合规定条件的申请,电力质监机构应予受理,并于7个工作日内完成质量监督注册、出具质量监督计划,质量监督计划中应明确抽查项目比例。

电力质监机构应按质量监督计划组织开展抽查、出具整改意见书,建设单位应按整改意见书要求及时组织完成整改工作。

批次工程质量监督检查结束后,对符合要求的批次工程,电力质监机构应于20个工作日内向建设单位出具质量监督报告。

第十四条 电力质监机构开展质量监督工作时,有权采取下列措施:

(一) 要求被检查单位提供有关工程质量的文件和资料。

(二) 进入被检查单位的施工现场进行检查。

(三) 发现工程参建各方质量行为和工程实体质量问题,出具整改意见书,责令改正;发现存在涉及结构安全和使用功能的严重质量缺陷、工程质量管理失控时,有权责令暂停施工或局部暂停施工;对发现质量隐患的工程有权责令建设单位委托第三方检验检测机构进行检测,检测结果不合格的,责令整改。

第十五条 电力质监机构选派质量监督组开展现场监督工作时,组长或带队人员应由电力质监机构专职人员担任。

质量监督组现场出具的整改意见书须经质量监督组全体成员和建设单位项目负责人共同签字确认。如建设单位对整改意见书有异议的,可于收到整改意见书之日起5个工作日内向电力质监机构提出复查申请,电力质监机构应于收到申请之日起10个工作日内出具复查意见。

第四章 质量监督管 理

第十六条 国家能源局、省级人民政府电力管理部门依职责对电力质监机构进行考核,有关考核办法另行制定。

电力质监机构要认真履行工程质量监督职责,国家能源局派出机构、可靠性和质监中心及地方政府电力管理部门要加强对电力质监机构的监督指导。

电力质监机构要加强能力建设,确保具备与质量监督工作相适应的条件和水平。电力质监机构举办单位要保障电力质监机构正常运转。

第十七条 电力质监机构在工程质量监督过程中,发现存在涉及结构安全和使用功能的严重质量缺陷、工程质量管理失控时,应按信息报送有关规定及时报告。

第十八条 电力质监机构发现参建各方违反《建设工程质量管理条例》相关规定的，向委托其实施质量监督的行政机关进行报告，由委托行政机关对相关企业实施行政处罚。

电力调度机构为未按规定取得质量监督并网意见书的电力建设工程办理并网的，由国家能源局及其派出机构责令改正。

第十九条 电力建设工程发生工程质量事故的，按照“尽职尽责、失职追责”的原则，依法依规对相关责任单位、责任人进行处理。

第二十条 电力建设工程质量监督管理应建立信用承诺制度。建设单位应在提交质量监督注册申请时以书面方式向电力质监机构作出遵守质量监督管理相关规定的信用承诺，工程其他参建各方应在合同中向建设单位作出遵守质量监督管理相关规定的信用承诺。

第二十一条 本规定第十八条、第十九条、第二十条中涉及的违法违规行为纳入信用记录，依法依规实施失信惩戒。

第二十二条 电力质监机构要建立质监专业人员廉洁自律承诺制度。在每项电力建设工程质量监督工作结束后，国家能源局通过电力建设工程质量监督信息系统，就电力质监机构及质监专业人员廉洁质监情况书面回访建设单位并存档留底，对违反廉洁规定的电力质监机构和质监专业人员，依法依规进行处理。

第二十三条 任何单位和个人对电力建设工程的质量事故、质量缺陷都有权检举、控告、投诉。

第五章 附 则

第二十四条 本规定所称规模以上电力建设工程是指单机容量 300 兆瓦及以上火电建设工程、核电建设工程（不含核岛）、装机容量 300 兆瓦及以上水电建设工程、装机容量 150 兆瓦及以上海上风电建设工程、装机容量 50 兆瓦及以上陆上风电建设工程、装机容量 50 兆瓦及以上光伏发电建设工程、太阳能热发电建设工程、单机容量 15 兆瓦及以上农林生物质发电建设工程、110 千伏及以上电网建设工程、功率 100 兆瓦及以上新型储能电站建设工程。

第二十五条 军事电力建设工程，核电站核岛建设工程，装机容量 50 兆瓦以下小型水电建设工程，农村水电站及其配套电网建设工程，企业自备电厂建设工程，用户电力设施建设工程（含用户侧新型储能电站建设工程，即在用户所在场地建设，与用户电力设施共同接入电网系统、关口计量点物理位置相同或相近的新型储能电

站工程），余热（余压、余气）发电、垃圾焚烧发电、工业园区热电联产等兼具电力属性的市政和综合利用工程等不适用本规定。需接入公用电网运行的以上建设工程，按其行业规定或由地方政府有关部门委托相应质监机构进行质量监督。

第二十六条 本规定由国家能源局负责解释，自发布之日起施行，有效期 5 年。

国家能源局综合司文件

国能综通新能〔2023〕84号

国家能源局综合司关于印发《申请纳入抽水蓄能中长期发展规划重点实施项目技术要求（暂行）》的通知

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，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，水电水利规划设计总院、中国国际工程咨询有限公司，中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会：

为进一步做好抽水蓄能规划建设工作，规范申请纳规要求，提高工作质量和效率，促进抽水蓄能高质量发展，现将《申请纳入抽水蓄能中长期发展规划重点实施项目技术要求（暂行）》印发给你们，请认真遵照执行。

附件：[申请纳入抽水蓄能中长期发展规划重点实施项目技术要求（暂行）](#)

国家能源局
2023年7月7日

附件

申请纳入抽水蓄能中长期发展规划 重点实施项目技术要求（暂行）

为落实《抽水蓄能中长期发展规划（2021—2035年）》（以下简称中长期规划）、《国家能源局综合司关于进一步做好抽水蓄能规划建设有关事项的通知》（国能综通新能〔2023〕47号）要求，规范申请纳入中长期发展规划重点实施项目工作（以下简称申请纳规），制定本技术要求。

一、中长期规划外项目申请纳入规划重点实施项目、按每五年规划期明确的重点实施项目申请调整实施周期、规划储备项目申请调整为规划重点实施项目，以及上、下水库位置均发生明显变化或机组台数发生变化的重点实施项目，应在抽水蓄能发展需求研究论证基础上开展申请纳规工作，依据相关规定和要求，做深做实前期工作。省级能源主管部门上报申请纳规报告，应附省级自然资源、生态环境、林业草原等主管部门出具的该项目不涉及生态保护红线等敏感因素的文件，以及区域或省级电网公司的明确意见；利用已建水库或其他单位新建水库的项目应提供水库主管部门的支持性文件。

二、申请纳规应以抽水蓄能发展需求为基础。需求有缺口的省份，按照本技术要求开展项目申请纳规工作；需求没有缺口的省份，可根据实际情况，按照“框定总量、提高质量、优中选优、有进有出、动态调整”的原则，提出项目优化调整建议。

三、申请纳规项目应加强功能定位、布局及建设时序等的分析论证，具体要求如下。

（一）综合考虑抽水蓄能站点资源分布和项目建设条件，分析本省（自治区、直辖市）及所在区域电力系统负荷与电源分布及其供需特性、网架结构与潮流分布以及与区外电力交换等，明确抽水蓄能项目功能定位与服务范围。

（二）在开展区域内站点普查（调查）、布局规划等相关工作基础上，根据本省（自治区、直辖市）抽水蓄能（分区）合理需求规模和布局要求，对代表性站点进行建设条件、设计方案、经济指标、环境影响等综合比选后，优选提出申请纳规项目清单及推荐建设时序。代表性站点数量一般不少于申请纳规项目数量的 1.5 倍。对于“十四五”和“十五五”重点实施项目，应提出分年度核准建设时序安排建议。

（三）分析申请纳规项目与中长期规划内重点实施项目在布局、功能定位等方面的差异性，重点论证申请纳规项目在电力系统中的布局合理性。

（四）统筹已有重点实施项目与申请纳规项目的工程投资情况，分析工程投资对电价的影响，必要时提出申请纳规项目电价疏导路径。对提供跨省调节、服务特定对象等的项目，应初步明确调度原则，以及投资、价格分摊等重大事项，并征求相关省份或服务对象意见。

四、申请纳规项目应扎实做好具体技术分析工作，确保纳规项目技术可行、经济合理，具体要求如下。

(一) 初步查明申请纳规项目水文特征参数, 收集分析水文泥沙、气象等资料。分析径流来源和特性, 进行径流计算, 提出设计控制断面的径流成果。分析流域暴雨洪水成因、暴雨洪水特性。

(二) 初步分析区域构造稳定性, 明确申请纳规项目存在的主要工程地质问题, 分析上、下水库成库建坝条件、输水发电系统的成洞条件及天然建筑材料条件。重点开展以下三方面工作。

1. 收集区域地层岩性、断裂构造分布及其活动性、历史地震及现代地震活动资料, 并根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306-2015) 确定站点的地震动参数及相应地震基本烈度, 初步评价申请纳规项目的区域构造稳定性和地震安全性。

2. 开展地质测绘、物探和轻型勘探等工作, 并布置钻孔, 视地质条件复杂程度, 必要时可布置平洞。了解上、下水库库区和坝址区、输水发电系统的基本地形地质条件, 分析水库渗漏、库岸稳定、围岩稳定性等主要工程地质问题, 对上、下水库的成库建坝条件及输水发电系统的成洞条件做出初步评价。利用已有水库的项目应了解库坝库岸工程地质条件及运行期主要工程地质问题。

3. 开展天然建筑材料调查, 初步评价天然建筑材料储量、质量和开采运输条件。

(三) 初步排查申请纳规项目环境敏感因素。

1. 根据环境现状初步调查, 识别项目可能涉及的环境敏感对象, 分析环境敏感对象的保护要求, 明确环境敏感对象与站点的区位关系, 排除环境制约因素。

2. 初步分析项目与国土空间规划、“三线一单”要求等的符合性与协调性。

3. 初步评价项目开发建设环境可行性。

(四) 初拟申请纳规项目工程建设方案, 初步评价项目经济性。

1. 基本确定上、下水库所在位置。

2. 分析上、下水库库盆条件, 初拟上、下水库特征水位, 说明水库消落深度与机组水头变幅特性。结合水头特性, 初拟连续满发小时数、装机容量、单机容量及机组主要技术参数。

3. 当利用已建水库作为上水库(或下水库)时, 应收集其设计与运行资料, 初步分析抽水蓄能项目建设与原有水库综合利用、调度运行的相互影响, 复核已建水库防洪安全、特征水位, 以及建筑物、边坡运行状态。

4. 初步分析项目初期蓄水及正常运行的水量补给条件, 当水源不能满足要求时, 应提出补水要求及初拟措施。

5. 初步分析与上、下游水利水电工程相互影响以及采取的相应工程措施。
6. 对于泥沙问题突出的项目，应初拟应对措施。
7. 结合地形地质及施工条件等，初拟上、下水库的坝型、坝高及防渗方案，初拟输水发电系统规模，提出距高比，初拟工程布置方案。
8. 初步分析电力系统潮流分布和电站接入系统条件，初拟送出工程电压等级、线路长度。
9. 说明对外交通与施工布置条件，初步提出施工工期。
10. 初步查明工程用地性质、分布情况，涉及主要对象及实物指标，评价建设征地条件，匡算工程建设用地面积和涉及人口数量。
11. 按照规划阶段深度要求，匡算工程投资，初步评价其经济性。利用已建水库或需修建补水工程时应计入相关费用。

五、其他

（一）为保证抽水蓄能电站规划建设前期工作质量，保障工程安全质量和效益发挥，推动抽水蓄能高质量发展，抽水蓄能论证、规划、设计等工作应通过招标等方式，选择具有相应实力和工作经验的技术单位承担，严格按相关规程规范和要求组织开展，工作内容和深度应符合相关规定和要求，并保证必要的工作周期。

（二）规划装机容量较大的项目可以分期建设。非同时共用上水库和下水库的项目为不同项目，不能称为同一项目的分期建设工程。

（三）对于与水资源综合利用（如灌溉、供水等）结合建设的项目，除初步分析建设、运行调度等相互影响外，应分析投资分摊和运营成本分摊，明确分摊原则，提出初步方案。

（四）同一县级行政区域范围内的不同站点（站址），一般应先作为不同比选站址，优中选优推选出作为本行政区的代表站点，在全省范围进行综合比选后申请纳规。同一县级行政区域原则上不得规划建设 2 个以上抽水蓄能项目，确有必要的，应科学论证并严格审核。

（五）纳规项目名称一般按项目所在地的县级行政区名称加所在地名称命名。

（六）主要参考规程规范：《抽水蓄能电站选点规划编制规范》（NB/T 35009）、《抽水蓄能电站设计规范》（NB/T 10072）和《抽水蓄能电站水能规划设计规范》（NB/T 35071）。

国家能源局综合司关于 开展新型储能试点示范工作的通知

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和二十届一中全会精神，认真落实《中华人民共和国经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《“十四五”新型储能发展实施方案》有关要求，加快推动新型储能多元化、产业化、市场化高质量发展，支持建设新型能源体系，我局拟组织开展新型储能试点示范，并制定了《新型储能试点示范工作规则（试行）》（以下简称《规则》，见附件 1）。为做好示范项目遴选工作，现就有关事项通知如下。

一、本次示范工作以推动新型储能多元化、产业化发展为目标，组织遴选一批典型应用场景下，在安全性、经济性等方面具有竞争潜力的各类新型储能技术示范项目。

二、新型储能项目业主单位为申报单位，各省（自治区、直辖市）及新疆生产建设兵团能源主管部门、中央企业集团为推荐单位。

三、请各申报单位按照《规则》要求，于 2023 年 7 月 13 日前将签字盖章的申报材料报送至项目所在地省级能源主管部门或所属中央企业集团。

申报项目原则上为已完成备案，且预计在 2024 年底前投产的项目。申报项目知识产权清晰，技术先进，示范带动作用良好。

四、请各省级能源主管部门、中央企业集团结合本地区、本企业实际情况，做好示范项目申报组织、初步审核、推荐工作。请于 2023 年 8 月 13 日前将纸质推荐材料（1 套）报送至国家能源局科技司。同时，通过全国新型储能大数据平台报送电子版材料（网址：<https://www.china-nes.cn>）。

每个推荐单位推荐项目原则上不超过 3 个，其中同一技术路线的项目不超过 2 个。

五、国家能源局将组织评审确定示范项目入围名单，并纳入全国新型储能大数

据平台和国家有关重大工程项目库，加强跟踪评估与宣传推广。

六、推荐材料应包括书面推荐意见、相关项目申报材料、有关支持政策考虑等。材料报送请使用中国邮政 EMS。报送日期以邮戳为准。

邮寄地址：北京市西城区三里河路 46 号，邮编：100045

联系方式：国家能源局科技司，010-81929227/9226，010-81929218（传真）

全国新型储能大数据平台：张翼 1881030218

赵伟伟 15536555498

邮箱：nengxiaochuneng@nea.gov.cn

附件：

1. 新型储能试点示范工作规则（试行）
2. 新型储能示范项目申报表
3. 新型储能示范项目申报报告（参考大纲）

国家能源局综合司

2023 年 6 月 12 日

国家能源局综合司关于进一步规范可再生能源 发电项目电力业务许可管理有关事项的通知 (征求意见稿)

为持续深化“放管服”改革，进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理，助力推动能源绿色低碳高质量发展，国家能源局组织起草了《关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理有关事项的通知（征求意见稿）》，现向社会公开征求意见。

欢迎有关单位和社会各界人士在本公告发布之日起 30 日内，将意见建议传真至 010-88072730，或通过电子邮件发至 zzgz@nea.gov.cn。

感谢您的参与和支持！

附件：关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管理有关事项的通知
(征求意见稿)

国家能源局综合司

2023 年 5 月 19 日

附件

关于进一步规范可再生能源发电项目电力业务 许可管理有关事项的通知（征求意见稿）

国家能源局各派出机构，各有关电力企业：

为持续深化“放管服”改革，进一步规范可再生能源发电项目电力业务许可管

理，助力推动能源绿色低碳高质量发展，现就有关事项通知如下。

一、豁免部分分散式风电项目电力业务许可

在现有许可豁免政策基础上，将全国范围内接入 35kV 及以下电压等级电网的分散式风电项目纳入许可豁免范围，不再要求取得电力业务许可证。

本通知下发前，已取得电力业务许可证并接入 35kV 及以下电压等级电网的分散式风电项目运营企业，向所在地国家能源局派出机构（以下简称派出机构）申请注销电力业务许可证；未取得电力业务许可证并已接入 35kV 以上电压等级电网的分散式风电项目运营企业，应在本通知印发 1 年内申请补办电力业务许可证。

二、明确可再生能源发电项目相关管理人员兼任范围

可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，其生产运行负责人、技术负责人、安全负责人和财务负责人的任职资格和工作经历应符合《电力业务许可证管理规定》要求。其中，项目由专业运维公司或企业(集团)内部关联企业统一管理的，上述四类人员可在同一省份不同项目间兼任，其他情况不得兼任。可再生能源发电项目运营企业申请电力业务许可证时，应提供上述人员的任职文件及履职说明。

已取得电力业务许可证的可再生能源发电项目运营企业，管理人员不符合上述要求的，应进行调整。

三、规范可再生能源发电项目许可登记

风电、光伏发电等可再生能源发电项目在申请电力业务许可证时，“机组情况登记”同一栏目中可登记单台（个，以下统称台）机组（单元，以下统称机组），也可登记多台机组。登记单台机组的，投产日期为机组首次并网发电的日期；登记多台机组的，投产日期为多台机组中最后一台机组并网的日期。同一批次投产机组因机组型号不同分开登记的，投产日期均登记为该批次最后一台机组的并网日期。本通知下发前已经取得电力业务许可证的企业，许可证中登记的机组投产日期与上述要求不一致的，可向发证机关申请登记事项变更，并提供可以证明机组并网发电日期的有关材料。

光伏发电项目以交流侧容量（逆变器的额定输出功率之和，单位 MW）在电力业务许可证中登记，分批投产的可以分批登记。本通知印发前，以光伏组件的标称功率总和（单位 MWp）在电力业务许可证中登记的，不再进行变更。

四、调整可再生能源发电项目(机组)许可延续政策

不再开展水电机组许可延续工作。水电机组申请电力业务许可证时，不再登记机组设计寿命。

对于达到设计寿命的风电机组，按照《风电场改造升级和退役管理办法》相关规定及时开展安全性评估工作，经评估符合安全运行条件的，按照《电力业务许可证监督管理办法》第十五条申请许可延续；未开展安全评估或评估结果不符合安全运行要求的，注销（变更）电力业务许可证。

对于达到设计寿命的生物质发电机组，参照火电机组许可延续政策和标准执行。

五、明确异地注册企业电力业务许可管理职责

可再生能源发电项目所在地与运营企业注册地不在同一省份的，该发电项目的电力业务许可证的申请及变更应向项目所在地派出机构提出。同一个企业在不同派出机构辖区运营多个可再生能源发电项目（未在市场监督管理部门登记为公司、非公司企业法人或分支机构）的，电力业务许可证的申请及许可事项的变更应由项目法人分别向项目所在地派出机构提出，一个派出机构辖区内各项目取得一个电力业务许可证正本和副本。

六、加强可再生能源发电项目许可数据信息管理

建立许可数据信息定期核验工作机制，持证可再生能源发电项目运营企业应当结合日常业务，每年对运营项目许可相关数据信息进行1次核对，对已发生变化的登记事项和许可事项按规定办理变更手续，并补充完善其他相关数据信息。对于3年内未登录系统进行数据信息完善的企业进行重点关注，加强日常监管，确保许可数据信息真实有效，许可数据同步在国家可再生能源发电项目信息管理平台建档立卡系统中进行更新。除可再生能源发电项目外的其他类型发电项目，一并按照上述要求，加强对许可数据信息的动态管理。

本通知自 年 月 日起施行。

住房和城乡建设部关于推进工程建设项目 审批标准化规范化便利化的通知

建办〔2023〕48号

各省、自治区、直辖市工程建设项目审批制度改革工作领导小组办公室，新疆生产建设兵团工程建设项目审批制度改革工作领导小组办公室：

为贯彻落实《国务院关于进一步优化营商环境降低市场主体制度性交易成本的意见》（国办发〔2022〕30号）部署要求，加快推进房屋建筑和城市基础设施等工程建设项目审批标准化、规范化、便利化，进一步提升审批服务效能，更好满足企业和群众办事需求，加快项目落地，现就有关事项通知如下：

一、大力推进审批标准化规范化

（一）加强审批事项管理。按照国务院关于行政许可事项、政务服务事项清单管理要求，结合本地实际，进一步优化完善工程建设项目审批事项清单，并与投资审批事项清单做好衔接，将工程建设项目全流程涉及的行政许可、行政确认、行政备案、第三方机构审查、市政公用报装接入等事项全部纳入清单，确保事项清单外无审批。推动事项实施规范统一，根据国务院有关部门制定的行政许可事项实施规范，逐项修改完善本地区工程建设项目审批事项办事指南、申请表单等，明确申请条件、申请材料、办理流程、办理时限，细化量化受理审查标准，并向社会公开，加快实现同一事项无差别受理、同标准办理。

（二）提升审批服务水平。加强工程建设项目审批窗口人员业务培训，增强窗口服务意识，严格执行首问负责、一次性告知、限时办结等制度，鼓励提供帮办、代办、预约办等个性化服务。严格按照公布的办理流程和实施规范开展审批，不得额外增加或变相增加办理环节、申请材料等。对审批涉及的技术审查、现场勘验、听证论证等实行清单化管理，建立限时办结机制并向社会公开。持续整治“体外循环”和“隐性审批”问题，严禁申报前增加预审、指定机构事先审查、线下预审线

上补录等行为。各地应建立健全工程建设项目审批监督管理机制，落实责任分工，明确违规情形和问题处置机制，通过监督抽查、电子监察等多种方式对审批行为进行常态化监管，及时分析研判审批各环节存在的问题，并推动解决。

（三）规范审批服务办理用时。梳理并公开本地区工程建设项目从立项到竣工验收和市政公用报装接入全流程审批服务事项办理用时，明确起止时点、计时规则等，包括行政许可用时，审批部门组织、委托或购买服务的技术审查、专家评审、会议审查、现场勘验等用时。不得通过“体外循环”审批、违规暂停审批计时或变通审批时限计算规则等方式“表面”压减审批时间。

二、持续提升审批便利度

（四）深化区域评估。区域评估成果经相关主管部门确认后及时公开，供建设单位免费使用。明确根据区域评估简化单个项目相应审批手续的具体情形和规则。鼓励推行社会投资项目“用地清单制”改革，在土地供应前，可由相关部门开展地质灾害、地震安全、压覆矿产、气候可行性、水资源论证、防洪、考古调查勘探发掘等评估，并对文物、历史建筑保护对象、古树名木、人防工程、地下管线等进行现状普查，形成评估结果和普查意见清单，在土地供应时一并交付用地单位，避免用地单位拿地后重复论证。

（五）分类优化精简审批环节。进一步优化建设工程规划许可（设计方案审查）等事项审批流程，统一规范会议审议情形及时限，减少非必要的政府会议审核程序。结合实际优化既有建筑改造、老旧小区改造、市政管网更新改造等城市更新项目审批流程，对无需办理施工图审查、建设工程规划许可的，应细化项目类型和具体条件。

（六）推进集成联合办理。进一步优化阶段并联审批协同机制，推动更多关联性强、办事需求量大的审批事项集成化办理。进一步优化施工图联合审查机制，审查机构出具消防、人防、技防等技术审查报告后，相关审批部门不再进行技术审查。鼓励施工许可、质量监督、人防质量监督、消防设计审查等联合办理。进一步优化联合验收方式，未经验收不得投入使用的事项（如规划核实、人防备案、消防验收、消防备案、竣工备案、档案验收等）原则上应当纳入联合验收，工程质量竣工验收监督可纳入联合验收阶段同步开展，牵头部门统一受理验收申请，协调专项验收部门限时开展联合验收，统一出具验收意见。在符合项目整体质量安全要求、达到安全使用条件的前提下，对满足使用功能的单位工程，可单独开展联合验收。

(七) 优化市政公用服务。大力推进水电气热信联合报装接入, 实行“一站式”集中服务、主动服务, 进一步优化报装接入服务流程, 精简申报材料, 公开服务标准和服务费用, 加强服务监督, 提高服务效率。建立市政配套统筹协调机制, 推动市政公用单位在项目策划生成阶段提前主动开展技术指导, 落实接线位置。对于市政公用接入工程涉及的建设工程规划许可、城市绿地树木审批、道路挖掘占用许可等实行全程并联办理。

三、进一步优化网上审批服务能力

(八) 提升网上办事深度。深化工程建设项目审批管理系统(以下简称工程审批系统)应用, 持续推动工程建设项目全流程在线审批。2023 年底前实现工程审批系统覆盖全部县(区), 消防设计审查验收全部纳入工程审批系统。进一步完善工程审批系统功能, 更好支撑审批部门业务需求和工作特点, 推广线上智能引导、智能客服等辅助申报方式, 提高企业咨询、查询、填报、反馈等办事便利度。在工程审批系统开通市政公用联合报装、外线接入工程审批等集成化服务, 拓展移动端应用, 加快由网上可办向全程网办、好办易办转变。

(九) 加强数据共享应用。进一步完善工程审批系统与投资、规划用地、生态环境、市政公用等系统的信息共享、协同应用机制, 坚决杜绝重复登录、重复录入问题。大力推进工程建设项目全流程数字化报建, 加快推进电子签名、电子印章、电子证照、电子材料、电子档案在网上办理过程中的归集共享, 推动实现政府部门核发的材料一律免于提交, 能够提供电子证照的一律免于提交实体证照。

(十) 推进智能辅助审查。推进工程建设图纸设计、施工、变更、验收、档案移交全过程数字化管理, 实现工程建设项目全程“一张图”管理和协同应用。鼓励有条件的地区在设计方案审查、施工图设计文件审查、竣工验收、档案移交环节采用建筑信息模型(BIM)成果提交和智能辅助审批, 加强 BIM 在建筑全生命周期管理的应用。

四、加强事中事后监管

(十一) 推进审管联动。健全审管衔接机制, 对于实行相对集中行政许可权改革的地区, 各地应逐事项明确审批、监管的职责和边界, 加强协同配合, 加快推动审批和监管信息实时共享。要明确容缺受理和告知承诺制审批事项的工作规程和监管规则, 在规定时间内对补正材料情况和履行告知承诺情况进行检查, 发现不实承诺、违反承诺、弄虚作假的, 要依法责令限期整改或撤销行政审批决定, 并追究申

请人相应责任。

（十二）创新监管方式。完善基于工程风险的分類监管机制，根据工程类型、规模大小、技术复杂程度、人员密集程度、参建单位等因素确定工程风险等级，按照风险等级合理确定重点检查和随机抽查比例和频次。加强信用监管，强化工程建设项目相关市场主体信用信息归集，拓展多元化信用信息查询渠道，实现信用信息在审批过程中的自动核查与反馈。大力推进“互联网+监管”，加快建立单体房屋建筑编码赋码用码机制，推动工程审批系统与建筑市场公共服务平台、质量安全监管平台、智慧工地、房屋安全管理等系统互联互通、协同应用，建立工程建设项目设计、施工、验收、运营维护全生命周期数字化监管机制。加快推进工程审批系统向建设工程企业资质审批系统共享工程项目数据信息。

五、保障措施

（十三）加强组织协调。各地要充分认识工程建设项目审批制度改革对促进投资建设、优化营商环境的重要意义，加强组织领导，充实工作力量，持续推动改革不断深化。各级工程建设项目审批制度改革牵头部门要主动作为，加强与相关部门的协同配合，完善工作机制，健全配套制度，及时协调解决改革工作推进过程中的矛盾问题，形成改革合力。鼓励各地开展工程建设项目标准化审批试点，我部将及时总结推广各地形成的典型经验和创新做法。

（十四）加强宣传推广和监督评估。各地要加强改革政策宣传，通过多种形式向社会及时提供通俗易懂的政策解读，使企业和群众及时了解改革政策。严格落实政务服务“好差评”制度，方便企业和群众及时对审批服务作出评价。加强国家工程审批系统“工程建设项目审批制度改革建议和投诉”小程序推广应用，完善工程建设项目审批投诉举报处理机制，及时处理回复。

住房和城乡建设部

2023年7月31日

《中国可再生能源发展报告 2022》、《抽水蓄能产业发展报告 2022》发布会在北京隆重举行

2023年6月28日，水电水利规划设计总院和中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会联合主办的《中国可再生能源发展报告 2022》《抽水蓄能产业发展报告 2022》发布会在北京举行。国家能源局新能源和可再生能源司副司长熊敏峰，中国电建集团副总经理徐鹏程，中国水力发电工程学会常务副理事长、秘书长郑声安，中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会常务副理事长、秘书长路振刚出席发布会并致辞。国家发展改革委、生态环境部、国家能源局等国家机关单位，各省（区、市）能源主管部门，各有关中央企业及下属公司，主要开发制造企业，行业协会，抽水蓄能行业分会会员单位，金融机构及新闻媒体等单位代表约500人参加现场发布，央视网、新华社现场云线上现场直播。发布会由水电总院院长李昇主持，水电水利规划设计总院副院长、中国水力发电工程学会抽水蓄能行业分会副理事长赵增海发布《抽水蓄能产业发展报告 2022》。

《海上风电回顾与展望 2023》报告发布

2023年6月28日~29日，第八届全球海上风电大会在河北省唐山市举行。此次大会得到了唐山市人民政府的大力支持，由远景能源与《风能》杂志共同承办，中国华能集团、中国大唐集团、国家能源集团、国家电力投资集团、中国广核集团、中国长江三峡集团、中国节能环保集团、华电新能、华润电力、广东省能源集团、申能集团战略合作；金风科技、明阳智能、电气风电、东方风电、中国海装、大金重工、阳光电源协办。1200位来自国内外政府部门、电网公司、海上风电产业链企业、金融保险服务商以及研究咨询机构的高层领导和资深专家共同参加了此次会议。

世界最大液态空气储能示范项目在青海开工建设

7月1日，由中国绿发投资集团有限公司投资建设的6万千瓦/60万千瓦时液态空气储能示范项目在青海省格尔木市正式开工建设。

该示范项目位于格尔木市东出口光伏园区，装订容量6万千瓦/60万千瓦时，配建25万千瓦光伏项目。预计2024年底建成投产。项目以申报国家首台（套）重大技术装备为目标，成功突破从百千瓦级到万千瓦级液化空气储能系统规模化放大的设备约束，切实推动能源领域重大技术装备水平提升。项目建成后将成为液化空气储能领域发电功率世界第一、储能规模世界最大的示范项目，有效填补了大规模长时储能技术空白。

全球首台 16 兆瓦超大容量海上风电机组 在福建海上风电场成功并网发电

7月19日14时30分，全球首台16兆瓦超大容量海上风电机组在福建海上风电场成功并网发电。该机组年均生产“绿电”超过6600万千瓦时，是目前全球范围内已投产的单机容量最大、叶轮直径最大、单位兆瓦重量最轻的海上风电机组，标志着我国海上风电大容量机组研发制造及运营能力再上新台阶，达到国际领先水平。

中电联发布《2023年上半年全国电力 供需形势分析预测报告》

上半年，电力行业认真贯彻落实党中央、国务院关于能源电力安全保供各项决策部署，以实际行动践行“人民电业为人民”宗旨，弘扬“忠诚担当、求实创新、追求卓越、奉献光明”的电力精神，经受住了来水持续偏枯、多轮高温等考验，为经济社会发展和人民美好生活提供了有力的电力保障。电力供应安全稳定，电力消

费增速稳中向好，电力供需形势总体平衡。

一、2023 年上半年全国电力供需情况

(一) 电力消费需求情况

上半年，全国全社会用电量 4.31 万亿千瓦时，同比增长 5.0%，增速比上年同期提高 2.1 个百分点，上半年国民经济恢复向好拉动电力消费增速同比提高。分季度看，一、二季度全社会用电量同比分别增长 3.6% 和 6.4%；一、二季度两年平均增速分别为 5.0% 和 4.3%。

一是第一产业用电量 577 亿千瓦时，同比增长 12.1%，保持快速增长势头。分季度看，一、二季度第一产业用电量同比分别增长 9.7% 和 14.2%。分行业看，农业、渔业、畜牧业上半年用电量同比分别增长 7.9%、11.9%、18.5%。电力企业积极助力乡村振兴，大力实施农网巩固提升工程，推动农业生产、乡村产业各领域电气化改造，拉动第一产业用电量快速增长。

二是第二产业用电量 2.87 万亿千瓦时，同比增长 4.4%，保持中速增长。其中，一、二季度同比分别增长 4.2% 和 4.7%。上半年制造业用电量同比增长 4.3%。分大类看，高技术及装备制造业上半年用电量同比增长 8.1%，超过制造业整体增长水平 3.8 个百分点；一、二季度同比分别增长 4.0% 和 11.7%。上半年，电气机械和器材制造业用电量同比增长 26.0%，其中光伏设备及元器件制造业用电量同比增长 76.7%；汽车制造业、医药制造业用电量同比增速超过 10%。在新能源汽车的快速发展带动下，新能源车整车制造上半年用电量同比增长 50.7%。四大高载能行业上半年用电量同比增长 2.5%，其中，一、二季度同比分别增长 4.2% 和 0.9%；黑色金属冶炼和压延加工业上半年用电量同比下降 1.6%，季度增速从一季度增长 2.7% 转为二季度下降 5.6%。消费品制造业上半年用电量同比增长 3.0%，季度用电量增速从一季度的下降 1.7% 转为二季度增长 7.1%；食品制造业、酒/饮料及精制茶制造业上半年用电量增速超过 5%。其他制造业行业上半年用电量同比增长 8.1%，其中，一、二季度同比分别增长 5.2% 和 10.7%；上半年石油、煤炭及其他燃料加工业用电量同比增长 13.7%。

三是第三产业用电量 7631 亿千瓦时，同比增长 9.9%，疫情后恢复较快增长势头。其中，一、二季度同比分别增长 4.1% 和 15.9%，两年平均增速分别为 5.3% 和 7.9%。随着疫情的影响逐步消除，服务业经济呈稳步恢复态势。租赁和商务服务业、住宿和餐饮业、交通运输/仓储和邮政业、批发和零售业上半年用电量同比增速处于 13% 至 15% 之间，这四个行业二季度用电量同比增速均超过 20%，疫情后恢复态势明显。

电动汽车高速发展，拉动充换电服务业上半年用电量增长 73.7%。

四是城乡居民生活用电量 6197 亿千瓦时，同比增长 1.3%，增速较低。其中，一、二季度同比分别增长 0.2%和 2.6%，气温偏暖以及上年同期高基数是一季度低速增长的主要原因；一、二季度两年平均增速分别为 5.9%和 5.0%。上半年共有 12 个省份城乡居民生活用电量同比为负增长，其中，上海、新疆同比分别下降 6.4%和 5.9%，西藏、湖南、湖北、江苏同比下降幅度超过 2%。

五是全国共有 29 个省份用电量正增长，东部和西部地区用电量增速相对领先。上半年，东、中、西部和东北地区全社会用电量同比分别增长 5.7%、2.3%、5.7%和 4.8%。上半年全国共有 29 个省份全社会用电量为正增长，其中，海南、内蒙古、青海、广西、西藏 5 个省份同比增速超过 10%。

（二）电力生产供应情况

上半年，全国新增发电装机容量 1.4 亿千瓦；截至 2023 年 6 月底全国全口径发电装机容量 27.1 亿千瓦，同比增长 10.8%。从分类型投资、发电装机增速及结构变化等情况看，电力行业延续绿色低碳转型趋势。

一是电力投资同比增长 32.2%，非化石能源发电投资占电源投资比重达到 88.6%。上半年，重点调查企业电力完成投资 5373 亿元，同比增长 32.2%。分类型看，电源完成投资 3319 亿元，同比增长 53.8%，其中非化石能源发电投资 2940 亿元，同比增长 60.9%，占电源投资的比重达到 88.6%。太阳能发电、核电、风电、火电、水电投资同比分别增长 113.6%、56.1%、34.3%、13.0%和 10.6%。电网工程建设完成投资 2054 亿元，同比增长 7.8%。

二是新增太阳能发电装机占总新增装机比重达到 55.6%，6 月底全国累计非化石能源发电装机容量占比上升至 51.5%。上半年，全国新增发电装机容量 1.4 亿千瓦，同比多投产 7186 万千瓦；其中，新增并网太阳能发电装机容量 7842 万千瓦，同比多投产 4754 万千瓦，占新增发电装机总容量的比重达到 55.6%。截至 6 月底，全国全口径发电装机容量 27.1 亿千瓦；其中，非化石能源发电装机容量 13.9 亿千瓦，同比增长 18.6%，占总装机容量比重为 51.5%，同比提高 3.4 个百分点。分类型看，6 月底水电装机 4.2 亿千瓦，其中，常规水电 3.7 亿千瓦，抽水蓄能 4879 万千瓦；核电 5676 万千瓦；并网风电 3.9 亿千瓦，其中，陆上风电 3.6 亿千瓦、海上风电 3146 万千瓦；并网太阳能发电 4.7 亿千瓦。火电 13.6 亿千瓦，其中煤电 11.4 亿千瓦，占总发电装机容量的比重为 42.1%，同比降低 3.4 个百分点；气电 1.2 亿千瓦。

三是水电发电量同比下降 22.9%，煤电发电量占全口径总发电量的比重保持在六成，充分发挥兜底保供作用。上半年，全国规模以上电厂发电量 4.17 万亿千瓦时，同比增长 3.8%。其中，规模以上电厂水电发电量同比下降 22.9%，主要水库蓄水不足以及今年以来降水持续偏少，叠加上年同期高基数等因素，导致今年以来水电发电量同比持续下降，且降幅扩大，5、6 月水电发电量同比分别下降 32.9% 和 33.9%。上半年，规模以上电厂火电、核电发电量同比分别增长 7.5% 和 6.5%。全口径并网风电发电量同比增长 21.2%。煤电发电量占全口径总发电量比重为 58.5%，煤电仍是当前我国电力供应的最主要电源，有效弥补了水电出力的大幅下降，充分发挥了兜底保供作用。

四是风电、火电、核电发电设备利用小时同比分别提高 83、84、97 小时。上半年，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备利用小时 1733 小时，同比降低 44 小时。分类型看，水电 1239 小时，同比降低 452 小时，其中，常规水电 1330 小时，同比降低 498 小时；抽水蓄能 612 小时，同比提高 32 小时。火电 2142 小时，同比提高 84 小时；其中，煤电 2244 小时，同比提高 104 小时；气电 1136 小时，同比提高 47 小时。核电 3770 小时，同比提高 97 小时。并网风电 1237 小时，同比提高 83 小时。并网太阳能发电 658 小时，同比降低 32 小时。

五是跨区输送电量同比增长 11.7%，跨省输送电量同比增长 6.1%。上半年，全国新增 220 千伏及以上输电线路长度 1.69 万千米，同比多投产 314 千米；新增 220 千伏及以上变电设备容量（交流）1.26 亿千伏安，同比少投产 1027 万千伏安。上半年，全国完成跨区输送电量 3654 亿千瓦时，同比增长 11.7%。分区域看，华北外送电量增长 50.1%；东北送华北电量增长 79.9%；华中外送电量增长 2.3%；西北外送电量增长 1.9%，占全国跨区送电量的 41.8%；西南外送电量同比减少 10.3%，主要因水电出力下降较多导致外送电量减少；南方区域外送电量增长 16.6%。上半年，全国跨省输送电量 8199 亿千瓦时，同比增长 6.1%，其中，内蒙古外送 1388 亿千瓦时，占全国跨省输送电量的 16.9%，同比增长 15.7%；四川、云南外送电量同比分别减少 12.9% 和 23.2%，主要因来水偏枯导致水电出力明显受限以及上年同期基数较高。

（三）全国电力供需情况

上半年，电力行业全力以赴保安全、保民生、保重点供电，电力系统安全稳定运行，电力供需总体平衡。受来水偏枯、电煤供应紧张等因素叠加影响，西南地区少数省级电网在部分时段电力供需形势较为紧张，通过供需两端协同发力，守牢了

民生用电安全底线。

二、全国电力供需形势预测

(一) 电力消费预测

综合考虑宏观经济、夏季气温、上年基数等因素，根据不同预测方法对全社会用电量的预测结果，并结合电力供需形势分析预测专家的预判，综合判断，预计 2023 年全年全社会用电量 9.15 万亿千瓦时，同比增长 6% 左右，其中下半年全社会用电量同比增长 6%~7%。

(二) 电力供应预测

在新能源发电快速发展带动下，预计 2023 年全年全国新增发电装机规模将有望历史上首次突破 3.0 亿千瓦，其中新增非化石能源发电装机规模超过 2.3 亿千瓦。2023 年底全国发电装机容量预计将达到 28.6 亿千瓦，同比增长 11.5% 左右。非化石能源发电装机合计 15.1 亿千瓦，占总装机容量比重上升至 53% 左右，同比提高 3 个百分点；其中，水电 4.2 亿千瓦、并网风电 4.3 亿千瓦、并网太阳能发电 5.3 亿千瓦、核电 5846 万千瓦、生物质发电 4500 万千瓦左右。2023 年底并网风电和太阳能发电合计装机容量将达到 9.6 亿千瓦，占总装机比重达到三分之一，同比提高 4 个百分点左右。

(三) 电力供需形势预测

用电负荷方面，国民经济恢复向好叠加今年夏季全国大部地区气温接近常年到偏高，预计夏季全国最高用电负荷比 2022 年增加 8000 万千瓦至 1 亿千瓦。电力供应方面，实际增加的稳定有效供应能力低于用电负荷增加量，此外，降水、风光资源、燃料供应等方面存在不确定性。从供需平衡看，在来水、燃料供应和机组运行总体正常情况下，预计 2023 年迎峰度夏期间全国电力供需总体紧平衡，其中，华东、华中、南方区域高峰时段电力供需形势偏紧，华北、东北、西北区域电力供需基本平衡。

三、有关建议

2023 年上半年电力系统经受住了来水持续偏枯、多轮高温等考验，电力运行平稳有序。电力行业认真贯彻落实党中央、国务院决策部署，以“时时放心不下”的责任感，超前谋划，全力以赴做好电力保供工作。为确保用电高峰期大电网安全稳定，守好民生用电底线，保障经济社会用电需求，报告结合电力供需形势和行业发展趋势，提出以下几点建议：

(一) 综合施策做好用电高峰期电力保供工作

一是精细做好电力供需动态监测和分析预警。加强气象会商分析，提升新能源发电预测预警准确度。密切跟踪主要流域来水变化，不断强化水情预测，做好蓄水发电工作，科学优化水电调度，积极采取多能互补等有效措施以发挥大水电顶峰发电能力。密切跟踪各地区经济发展和电力消费需求走势变化，滚动研判短期电力电量平衡，及时掌握运行中出现的新情况、新问题。

二是多措并举提升电力供应保障能力。制定煤矿保供与弹性生产办法，优先组织满足条件的先进产能煤矿按一定系数调增产能，形成煤矿应急生产能力，夯实能源安全保供基础。强化对电煤中长期合同履行监管，做好产运需各方衔接，保障发电用煤安全稳定供应。高度重视安全生产，加强电力设备运维管理，提高设备可靠性，保障机组稳发满发及特高压输电通道安全稳定运行。持续提升跨区跨省线路利用率，加大省间余缺互济力度，最大限度保障电力电量平衡。发挥省间中长期市场、省间现货交易与跨区应急调度作用，以市场手段支持电力保供。统筹应急备用电源管理，保障高峰时段电力供应和负荷中心电源支撑。

三是加强电力负荷管理，挖掘需求侧资源。健全电力需求响应机制，进一步扩大需求响应资金来源，建立市场主体分摊的长效机制。形成可中断用户清单，确保可中断负荷量满足系统应急响应需求。引导市场主体主动参与电力需求响应，以市场化方式降低高峰时段负荷需求。关注重点区域、重点时段、重点领域电力保供，守好民生用电安全底线。加强空调负荷管理，引导企业和居民节约用电。鼓励企业制定季节性错峰生产计划，引导高耗能企业错峰避峰生产。完善分时电价政策，对已出台分时电价政策的省份，扩大执行规模，推动将选择执行调整为全部执行；对尚未出台分时电价政策的省份，督促尽快出台政策；对执行居民电价“年阶梯”政策的省份，督促调整为执行“月阶梯”电价。

(二) 保障煤电企业健康发展以发挥煤电保供基础作用

一是确保电力燃料的“量”、“质”、“价”。持续释放煤炭先进产能，为煤炭保质稳价提供基础，同时保持进口煤政策的稳定性，持续将国内煤价稳定在合理区间。调整中长期合同当前“单卡一致”的定价机制，明确遵循“优质优价、低质低价”原则，采取分档级差定价。研究完善电煤中长期合同定价机制，补充优质优价内容，形成长效机制提升电煤质量，为煤电机组高水平出力提供切实保障。

二是完善电价形成机制，合理疏导煤电成本。结合各省(区)煤价变化情况，统

筹考虑本区域内煤电发电利用小时、固定成本、长期贷款利率等因素，开展煤电基准价评估，研究建立煤电“基准价”调整制度与燃煤上网电价浮动机制。加快制定出台煤电“两部制”电价，因地制宜设定辅助服务补偿标准，合理疏导煤电成本，确保煤电机组顶峰保供、系统调节价值得到合理回报。督促各地严格落实煤电价格政策，尽快公布高耗能企业能效清单目录，建立完善高耗能企业差别电价制度。

三是做好重点区域重点时段电煤保供，加大对煤电企业纾困的政策支持力度。加强西南、华中、华东等地来水、来煤及库存的监测预警，加大重点地区的铁路运力和煤炭资源的协调，提前做好主力和骨干煤矿的电煤储煤量。做好采取需求侧管理、网间省间互济保障的电力保供预案。加大对长周期保供、煤炭资源相对短缺地区的财税、金融政策支持力度，缓解保供电厂的运营压力，保障煤电兜底保障作用持续发挥。

（三）促进新能源高质量发展

一是科学合理提升新能源消纳空间。滚动优化新能源发展规模、布局和时序，合理推进新能源建设进度，保障大规模可再生能源消纳。落实用户侧消纳责任，完善绿证交易机制，畅通购买绿电和绿证的渠道，扩大绿证、绿电交易规模，落实全社会共同推动能源转型的责任。加大区域可再生能源协同规划、协同开发和联合调度，进一步发挥新能源在能源保供中的作用。

二是完善新能源市场交易机制，科学推动新能源入市。建立更适应新能源特性的电力市场机制，完善新能源带电力负荷曲线交易机制，进一步增加交易频次和品种，给予新能源主体更大调整空间。放开对新能源项目参与市场交易的限价或设置合理的价格区间，做好现货市场和优先发电保障的有效衔接。强化消纳责任权重的刚性约束，实行消纳责任考核处罚机制，体现新能源绿色环境价值。

三是推动电力辅助服务市场建设，合理疏导辅助服务费用。完善辅助服务市场机制，加强对优化辅助服务品种，扩大辅助服务资源共享范围、拓展辅助服务主体等方面的探索研究。按照“谁承担、谁受益”的原则，科学设置辅助服务补偿标准和发用分摊比例，推动辅助服务向用户侧疏导。

注释：

1. 两年平均增速是以 2021 年同期值为基数，采用几何平均方法计算。
2. 规模以上电厂发电量统计范围为年主营业务收入 2000 万元及以上的电厂发电

量。

3. 四大高载能行业包括：化学原料和化学制品制造业、非金属矿物制品业、黑色金属冶炼和压延加工业、有色金属冶炼和压延加工业 4 个行业。

4. 高技术及装备制造业包括：医药制造业、金属制品业、通用设备制造业、专用设备制造业、汽车制造业、铁路/船舶/航空航天和其他运输设备制造业、电气机械和器材制造业、计算机/通信和其他电子设备制造业、仪器仪表制造业 9 个行业。

5. 消费品制造业包括：农副食品加工业、食品制造业、酒/饮料及精制茶制造业、烟草制品业、纺织业、纺织服装/服饰业、皮革/毛皮/羽毛及其制品和制鞋业、木材加工和木/竹/藤/棕/草制品业、家具制造业、造纸和纸制品业、印刷和记录媒介复制业、文教/工美/体育和娱乐用品制造业 12 个行业。

6. 其他制造行业为制造业用电分类的 31 个行业中，除四大高载能行业、高技术及装备制造业、消费品行业之外的其他行业，包括：石油/煤炭及其他燃料加工业、化学纤维制造业、橡胶和塑料制品业、其他制造业、废弃资源综合利用业、金属制品/机械和设备修理业 6 个行业。

7. 东部地区包括北京、天津、河北、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南 10 个省(市)；中部地区包括山西、安徽、江西、河南、湖北、湖南 6 个省；西部地区包括内蒙古、广西、重庆、四川、贵州、云南、西藏、陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆 12 个省(市、自治区)；东北地区包括辽宁、吉林、黑龙江 3 个省。

中国电力企业联合会文件

定额〔2023〕88号

中电联关于《20KV及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022年版本）》有关实施事项的通知

各有关单位：

我会电力工程造价与定额管理总站组织编制的《20kV及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022年版）》（以下简称“本规定”），已经由国家能源局以《国家能源局关于颁布〈20kV及以下配电网工程定额和费用计算规定（2022年版）〉的通知》（国能发电力〔2023〕20号）批准颁布，中国电力出版社将于2023年6月前完成出版发行。现将本规定的有关实施事项通知如下：

一、本规定及配套文件自2023年7月1日起实施，实施日之前已审定概算的工程不再调整。

二、原《20kV及以下配电网工程定额和费用计算规定（2016年版）》及与之配套使用的相关文件，自本规定及配套文件实施之日起一并停止使用。

中国电力企业联合会

2023年3月27日

交通运输部办公厅关于做好《交通运输工程造价 工程师注册管理办法》实施工作的通知

交办人教函〔2023〕822号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团交通运输厅（局、委）：

2023年4月23日，交通运输部颁布了《交通运输工程造价工程师注册管理办法》（交通运输部令2023年第2号，以下简称《办法》），将于8月1日正式实施。为做好《办法》实施工作，经交通运输部同意，现将有关事项通知如下：

一、注册对象

符合《办法》第六条规定条件的人员。

二、注册类型及有关事项

交通运输工程造价工程师注册由申请人提出申请，包括初始注册、延续注册、变更注册和注销注册。

（一）初始注册。初始注册是通过造价工程师职业资格考试后首次申请注册。初始注册申请表式样见附件1。

（二）延续注册。注册有效期届满拟继续从事交通运输工程造价相关工作，可在届满3个月之前申请延续注册。延续注册申请表式样见附件2。

（三）变更注册。注册有效期内变更聘用单位或聘用单位名称发生变更，应当自变更之日起60日内申请变更注册。申请材料如下：

1. 申请人身份证明。

2. 变更执业单位的，应提交与新聘用单位签订的劳动合同或劳务合同；执业单位名称发生变更的，应提交执业单位新名称的营业执照和工商核准通知书。变更注册申请表式样见附件3。

注册两个类别（公路工程类别或水运工程类别）的造价工程师聘用单位或聘用单位名称变更，应同时提交两个类别的变更注册申请。

变更注册不改变注册有效期。

(四) 注销注册。交通运输工程造价工程师停止执业的,应当申请注销注册。注销注册申请表式样见附件4。对于逾期未办理延续注册手续等《中华人民共和国行政许可法》第七十条规定情形的,原许可机关直接办理注销注册。

注销注册后符合条件再次申请注册的,按《办法》第六条、第八条的规定办理。

(五) 其他事项。

1. 交通运输工程一级造价工程师的注册工作由交通运输部公路局、交通运输部水运局按类别分别组织实施。

2. 已注册一个类别的造价工程师,通过第二类别考试后可申请注册第二类别,注册程序按照初始注册办理。第二类别准予注册的,单独计算有效期。

3. 注册实行告知承诺制,申请人和聘用单位对申请材料的真实性和有效性负责。对不符合相关注册条件虚假填报申请材料的,一经核实原许可机关有权撤销注册。

三、注册流程

交通运输工程造价工程师注册实行在线办理,可在全国交通运输工程造价工程师相关管理系统进行注册的申请、受理和查询。

(一) 一级造价工程师注册可登录交通运输部行政许可网上办理平台(<http://xkpt.mot.gov.cn>),在线提交申请材料。二级造价工程师注册按省级交通运输主管部门的规定执行。

(二) 许可机关自受理之日起20个工作日内作出是否予以注册的决定。对准予注册的申请人,由许可机关公开准予注册人员名单。

(三) 颁发注册证书。其中,交通运输工程一级造价工程师注册证书由交通运输部颁发;交通运输工程二级造价工程师注册证书由省级交通运输主管部门颁发。

(四) 申请人可登录注册系统查询注册结果,接收电子注册证书或纸质注册证书。

四、注册证书与执业印章

(一) 《办法》施行前通过造价工程师职业资格考试,或取得公路水运工程造价人员资格证书,按要求完成注册且在注册有效期内的,可继续执业。其中,一级造价工程师注册证书在《办法》实施后6个月内颁发,二级造价工程师(公路工程)注册证书颁发由省级交通运输主管部门另行规定。

(二) 《办法》施行前通过造价工程师职业资格考试,或取得公路水运工程造价人员资格证书,尚未完成注册或已注册但不在有效期内的,经当事人申请、符合

《办法》第六条第（二）（三）项规定条件的，给予颁发相应等级的注册证书。其中，已取得公路工程造价人员（甲级）或水运工程造价人员资格证书的，可申请一级造价工程师注册；已取得公路工程造价人员（乙级）资格证书的，可申请二级造价工程师（公路工程）注册。

（三）《办法》施行前已取得不同类别、等级的公路水运工程造价人员资格证书和造价工程师职业资格考试合格证明的人员，可以申请注册相应类别、等级的造价工程师。

（四）《办法》施行后通过造价工程师职业资格考试的，注册工作按照《办法》规定开展。

（五）交通运输工程造价工程师注册后按《住房和城乡建设部办公厅 交通运输部办公厅 水利部办公厅关于印发造价工程师注册证书、执业印章编码规则及样式的通知》（建办标〔2020〕10号）要求自行制作执业印章（样式见附件5）。

五、继续教育

（一）交通运输工程造价工程师的继续教育方式按人力资源和社会保障部有关规定执行。

（二）注册两个类别的交通运输工程造价工程师，继续教育学时应按类别分别计算；如有公共科目，公共科目学时可以计入两个类别的继续教育学时。

六、监督管理

（一）加强执业监督。交通运输工程造价工程师应当遵纪守法，恪守职业道德和从业规范，诚信执业，切实履行承诺事项，主动接受交通运输主管部门的监督检查。交通运输工程造价工程师应在本人工程造价技术成果文件上加盖执业印章，并承担相应责任。交通运输工程造价咨询成果文件应由相应专业类别的交通运输工程一级造价工程师审核并加盖执业印章。

（二）接受社会监督。省级交通运输主管部门要建立畅通的监督渠道，任何单位和个人发现交通运输工程造价工程师或聘用单位有隐瞒真实情况、提供虚假证明材料等违纪违规行为的，均可通过监督渠道反映。反映的情况应实事求是，以单位名义反映情况的，应加盖单位公章；以个人名义反映情况的，应署真实姓名和联系电话。经核属实的，将被举报人或举报单位行为记入信用信息管理系统。

省级交通运输主管部门可结合本省职业资格考试等实际情况，制定有关执业实施细则、设立二级造价工程师相关行政许可事项及制定注册办法等。

- 附件：1. 交通运输工程造价工程师初始注册申请表
2. 交通运输工程造价工程师延续注册申请表
3. 交通运输工程造价工程师变更注册申请表
4. 交通运输工程造价工程师注销注册申请表
5. 造价工程师执业印章样式

交通运输部办公厅

2023年6月16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	8.72	9.13	9.29	9.20	9.58	9.27	9.05	8.98	9.39	8.97
2	柴油	0#	kg	7.29	7.51	7.68	7.80	7.94	7.63	7.68	7.56	7.78	7.49
3	水泥	42.5	t	421.26	389.38	393.27	395.96	371.68	378.76	335.18	304.42	415.93	418.54
4	螺纹钢	综合	t	3584	3516	3593	3590	3611	3385	3615	3573	3741	3628
5	铁件	综合	t	5261	4933	4947	5575	~	4646	4900	5027	~	5272
6	天然砂		m ³	172.58	~	103.94	215.73	126.21	145.63	146.94	142.18	174.76	201.02
7	机制砂		m ³	131.40	133.98	107.86	159.83	97.09	119.42	107.03	95.12	131.07	136.09
8	海砂		m ³	~	97.09	51.97	~	~	~	~	~	~	~
9	碎石	5~20	m ³	107.86	131.07	113.75	112.77	97.09	106.80	94.94	72.56	121.36	122.39
10	碎石	20~40	m ³	106.68	131.07	113.75	112.77	97.09	106.80	93.95	72.56	116.50	119.44
11	乱毛石		m ³	119.41	160.19	97.57	103.43	95.15	85.00	79.27	63.42	67.96	91.56
12	小乱毛石		m ³	110.45	145.63	93.67	95.62	93.20	92.23	79.27	63.42	67.96	93.46
13	毛条石		m ³	521.00	223.30	403.95	346.38	368.93	281.55	439.56	~	271.84	353.01
14	石油沥青		kg	3.74	3.45	4.12	3.56	3.58	3.81	3.54	3.88	3.95	3.60
15	胶合板	模板用	m ²	35.13	39.82	41.80	40.91	38.94	36.73	42.20	36.16	30.97	35.13

注：以上材料价格仅供参阅。