

工程勘察设计行业改革发展 文件资料汇编

(2019.07—2021.06)

中国电力规划设计协会

二〇二一年七月

前 言

为了帮助各电力勘测设计企业较全面地了解政府有关部门对工程勘察设计行业改革与发展所制定的法律、法规、规章和政策性文件,在历年编辑出版《工程勘察设计行业改革发展文件资料汇编》的基础上,我们又选编了2019年7月—2021年6月政府有关部门发布的有关文件,供各单位学习使用。

为了方便对文件的查找,本汇编分为五个部分:一、国务院、国务院办公厅文件;二、国家发展和改革委员会文件;三、国务院国有资产监督管理委员会文件;四、国家能源局文件;五、其他文件。每部分文件的编排按发布时间的先后排序。

在选编文件过程中,限于编者水平,难免有疏漏,请给予谅解。

中国电力规划设计协会

2021年7月

目 录

一、国务院、国务院办公厅文件

1. 国务院关于加强固定资产投资项目资本金管理的通知 （国发〔2019〕26号）	2
2. 国务院办公厅关于印发国家政务信息化项目建设管理办法的通知 （国办发〔2019〕57号）	3
3. 国务院办公厅关于印发生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案的通知 （国办发〔2020〕13号）	9
4. 国务院办公厅关于印发自然资源领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案的通知 （国办发〔2020〕19号）	11
5. 国务院办公厅关于进一步优化营商环境更好服务市场主体的实施意见 （国办发〔2020〕24号）	16
6. 中华人民共和国国务院令 第729号 《中华人民共和国预算法实施条例》	20
7. 中华人民共和国国务院令 第731号 《国家科学技术奖励条例》	33
8. 国务院办公厅关于印发《公共企事业单位信息公开规定制定办法》的通知 （国办发〔2020〕50号）	38
9. 国务院办公厅转发国家发展改革委等部门关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展意见的通知 （国办函〔2020〕129号）	41
10. 中华人民共和国国务院令 第738号 《行政事业性国有资产管理条例》	46
11. 国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见 （国发〔2021〕4号）	53
12. 国务院办公厅关于切实加强水库除险加固和运行管护工作的通知 （国办发〔2021〕8号）	62
13. 国务院办公厅转发交通运输部等单位关于加强铁路沿线安全环境治理工作意见的通知 （国办函〔2021〕49号）	64

二、国家发展和改革委员会文件

1. 关于印发《油气管网设施公平开放监管办法》的通知
(发改能源规〔2019〕916号)69
2. 国家发展改革委关于依法依规加强 PPP 项目投资和建设管理的通知
(发改投资规〔2019〕1098号)74
3. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司印发《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知
(发改办能源规〔2019〕828号)77
4. 关于促进生物天然气产业化发展的指导意见
(发改能源规〔2019〕1895号)82
5. 国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法》的通知
(发改价格规〔2020〕100号)87
6. 国家发展改革委办公厅关于疫情防控期间采取支持性两部制电价政策 降低企业用电成本的通知
(发改办价格〔2020〕110号)91
7. 国家发展改革委 国家能源局印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》的通知
(发改体改〔2020〕234号)92
8. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知
(发改办能源规〔2020〕245号)92
9. 国家发展改革委 市场监管总局关于印发中华人民共和国实行能源效率标识的产品目录(第十五批)及相关实施规则的通知
(发改环资规〔2020〕640号)95
10. 国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知
(发改能源〔2020〕767号)96
11. 国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知
(发改能源规〔2020〕816号)98
12. 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知
(发改能源规〔2020〕889号)101

13. 国家发展改革委关于延长阶段性降低企业用电成本政策的通知 (发改价格〔2020〕994号)	119
14. 国家发展改革委 国家能源局关于开展第五批增量配电业务改革试点的通知 (发改运行〔2020〕1310号)	120
15. 中华人民共和国国家发展和改革委员会令 第36号 《承装(修、试)电力设施许可证管理办法》	126
16. 国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“获得电力”服务水平持续优化用电营商环境的意见 (发改能源规〔2020〕1479号)	133
17. 国家发展改革委关于核定2020~2022年省级电网输配电价的通知 (发改价格规〔2020〕1508号)	139
18. 国家发展改革委关于核定2020~2022年区域电网输电价格的通知 (发改价格规〔2020〕1441号)	140
19. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于公布2020年生物质发电中央补贴项目申报结果的通知 (发改办能源〔2020〕865号)	143
20. 国家发展改革委 国家能源局关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知 (发改运行〔2020〕1784号)	150
21. 关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业健康有序发展的通知 (发改运行〔2021〕266号)	153
22. 国家发展改革委 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见 (发改能源规〔2021〕280号)	155
23. 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)	159
24. 国家发展改革委 市场监管总局关于印发中小型三相异步电动机、电力变压器、通风机、 平板电视、机顶盒五类产品能源效率标识实施规则(修订版)的通知 (发改环资规〔2021〕679号)	164
25. 国家发展改革委关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知 (发改价格〔2021〕689号)	165
26. 国家发展改革委 国家能源局关于2021年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知 (发改能源〔2021〕704号)	169
27. 国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事	

项的通知	
(发改办运行〔2021〕445号)	173
28. 国家发展改革委关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知	
(发改价格〔2021〕833号)	174
29. 关于印发《能源领域5G应用实施方案》的通知	
(发改能源〔2021〕807号)	175

三、国务院国有资产监督管理委员会文件

1. 关于印发《中央企业国有资本经营预算支出执行监督管理暂行办法》的通知	
(国资发资本规〔2019〕92号)	184
2. 关于印发《关于加强中央企业内部控制体系建设与监督工作的实施意见》的通知	
(国资发资本规〔2019〕92号)	187
3. 关于印发《中央企业混合所有制改革操作指引》的通知	
(国资产权〔2019〕653号)	191
4. 关于中央企业加强参股管理有关事项的通知	
(国资发改革规〔2019〕126号)	199
5. 关于印发《关于深化中央企业内部审计监督工作的实施意见》的通知	
(国资发监督规〔2020〕60号)	202

四、国家能源局文件

1. 国家能源局 科学技术部 国家市场监督管理总局 国家国防科技工业局 国家核安全局 关于印发《贯彻落实〈国务院办公厅关于加强核电标准化工作的指导意见〉有关政策措施分工方案》的通知	
(国能发科技〔2019〕51号)	209
2. 国家能源局综合司关于公布2019年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知	
(国能综通新能〔2019〕59号)	216
3. 各国家能源局综合司关于成立核电厂消防专家委员会的通知	
(国能综通核电〔2019〕78号)	219
4. 国家能源局关于颁布2018年版电力建设工程定额和费用计算规定的通知	
(国能发电力〔2019〕81号)	220
5. 国家能源局关于印发《能源领域首台(套)重大技术装备评定和评价办法(试行)》的通	

知	
(国能发科技〔2019〕89号)	221
6. 关于印发《关于加强储能标准化工作的实施方案》的通知	
(国能综通科技〔2020〕3号)	224
7. 国家能源局关于发布2023年煤电规划建设风险预警的通知	
(国能发电力〔2020〕12号)	225
8. 国家能源局综合司关于进一步做好电力建设工程开复工安全管理有关工作的通知	
(国能综通安全〔2020〕12号)	231
9. 国家能源局关于做好有序复工复产期间电力供应保障的通知	
(国能综通电力〔2020〕16号)	233
10. 国家能源局关于2020年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知	
(国能发新能〔2020〕17号)	235
11. 国家能源局关于发布《2020年度风电投资监测预警结果》和《2019年度光伏发电市场环境监测评价结果》的通知	
(国能发新能〔2020〕24号)	239
12. 国家能源局综合司关于切实做好2020年电力行业防汛抗旱工作的通知	
(国能综通安全〔2020〕26号)	243
13. 国家能源局综合司关于做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项的通知	
(国能综通新能〔2020〕29号)	245
14. 国家能源局综合司关于做好电力业务资质许可告知承诺制试点相关工作的通知	
(国能综通资质〔2020〕36号)	249
15. 国家能源局关于2019年度全国可再生能源电力发展监测评价的通报	
(国能发新能〔2020〕31号)	251
16. 国家能源局综合司关于开展2020年电力行业“安全生产月”和“安全万里行”活动的通知	
(国能综通安全〔2020〕46号)	261
17. 国家能源局综合司关于开展电力业务资质许可服务“好差评”工作的通知	
(国能综通资质〔2020〕50号)	264
18. 国家能源局综合司关于开展提升用户“获得电力”优质服务水平综合监管的通知	
(国能综通监管〔2020〕54号)	272
19. 国家能源局综合司关于印发《“十三五”能源规划目标任务落实情况综合监管工作方案》的通知	

	(国能综通监管〔2020〕56号)	275
20.	国家能源局关于河北抽水蓄能电站选点规划调整成果的复函 (国能函新能〔2020〕36号)	280
21.	国家能源局综合司关于切实做好电力行业防汛抗洪工作的通知 (国能综通安全〔2020〕60号)	281
22.	国家能源局综合司关于组织申报科技创新(储能)试点示范项目的通知 (国能综通科技〔2020〕69号)	285
23.	国家能源局综合司关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的通知 (国能综通监管〔2020〕72号)	291
24.	国家能源局综合司关于开展风电开发建设情况专项监管的通知 (国能综通新能〔2020〕78号)	293
25.	国家能源局综合司关于加强电力行业危化品储存等安全防范工作的通知 (国能综通安全〔2020〕85号)	296
26.	国家能源局公告 2020年第3号 《优化营商环境条例》	297
27.	国家能源局关于湖北省抽水蓄能电站选点规划调整成果的复函 (国能函新能〔2020〕59号)	301
28.	国家能源局综合司关于组织开展国家能源研发创新平台考核评价工作的通知 (国能综通科技〔2020〕99号)	302
29.	国家能源局综合司关于公布光伏竞价转平价上网项目的通知 (国能综通新能〔2020〕107号)	304
30.	国家能源局综合司关于组建国家电力应急救援基地的复函 (国能综函安全〔2020〕145号)	306
31.	国家能源局公告 2020年第4号 决定废止《关于印发〈承装(修、试)电力设施许可证监督管理实施办法〉的通知》等5件 规范性文件通知	306
32.	国家能源局关于印发《电力现货市场信息披露办法(暂行)》的通知 (国能发监管〔2020〕56号)	308
33.	国家能源局关于同意成立电力气象应用等三个能源行业标准化技术组织的复函 (国能函科技〔2020〕74号)	315
34.	国家能源局关于印发《国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则》的通知 (国能发监管〔2020〕64号)	324

35. 国家能源局关于印发《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》的通知 （国能发监管〔2020〕65号）	327
36. 国家能源局关于印发《电力企业应急能力建设评估管理办法》的通知 （国能发安全〔2020〕66号）	331
37. 国家能源局公告 2020年 第6号 《促进首台（套）重大技术装备攻关和示范应用公告》	334
38. 国家能源局 生态环境部关于加强核电工程建设质量管理的通知 （国能发核电〔2020〕68号）	339
39. 国家能源局关于印发《电力业务许可证监督管理办法》的通知 （国能发资质〔2020〕69号）	343
40. 国家能源局综合司关于电力工程项目造价信息报送及统计分析工作有关问题的通知 （国能综通监管〔2020〕141号）	348
41. 国家能源局综合司关于做好2021年元旦春节期间电力安全生产工作的通知 （国能综通安全〔2020〕140号）	350
42. 国家能源局关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知 （国能发监管〔2020〕79号）	351
43. 国家能源局关于进一步完善电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度的通知 （国能发监管〔2020〕78号）	355
44. 国家能源局公告 2021年第1号 国家能源局批准320项能源行业标准	357
45. 国家能源局公告 2021年第2号 国家能源局决定废止的规范性文件目录	399
46. 国家能源局综合司关于建立国家电力应急专家库有关事项的通知 （国能综通安全〔2021〕5号）	401
47. 国家能源局关于印发《2021年能源监管工作要点》的通知 （国能发监管〔2021〕2号）	402
48. 国家能源局关于因地制宜做好可再生能源供暖工作的通知 （国能发新能〔2021〕3号）	406
49. 国家能源局关于印发《2021年能源监管重点任务清单》的通知 （国能发监管〔2021〕5号）	408
50. 国家能源局综合司关于开展电压合格率数据统计分析工作的通知 （国能综通电力〔2021〕15号）	417

51. 国家能源局关于进一步完善能源行业标准化技术委员会管理的通知 （国能发科技〔2021〕9号）	422
52. 国家能源局综合司关于切实做好2021年电力行业防汛抗旱工作的通知 （国能综通安全〔2021〕24号）	424
53. 国家能源局综合司关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的通知 （国能综通安全〔2021〕24号）	426
54. 国家能源局关于修改《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等违法行为认定查处规范 （试行）》的通知 （国能发资质〔2021〕20号）	429
55. 国家能源局综合司关于印发《电力行业班组安全建设专项监管工作方案》的通知 （国能综通安全〔2021〕40号）	430
56. 国家能源局公告 2021年第3号 国家能源局批准282项能源行业标准	433
57. 国家能源局综合司关于印发《提升“获得电力”服务水平综合监管工作方案》的通知 （国能综通监管〔2021〕54号）	456
58. 国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知 （国能发新能〔2021〕25号）	459
59. 国家能源局综合司关于组织开展2021年度能源领域首台（套）重大技术装备申报工作的 通知 （国能综函科技〔2021〕87号）	462
60. 国家能源局综合司关于印发《天然气管网和LNG接收站公平开放专项监管工作方案》的通 知 （国能综通监管〔2021〕64号）	463
61. 国家能源局综合司关于开展2021年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动 的通知 （国能综通安全〔2021〕63号）	466
62. 国家能源局关于2020年度全国可再生能源电力发展监测评价结果的通报 （国能发新能〔2021〕31号）	472

五、其他文件

1. 工业和信息化部关于印发《工业领域电力需求侧管理工作指南》的通知 （工信部运行〔2019〕145号）	481
---	-----

2. 工业和信息化部办公厅 住房和城乡建设部办公厅 交通运输部办公厅 农业农村部办公厅 国家能源局综合司 国务院扶贫办综合司 关于开展智能光伏试点示范的通知 (工信厅联电子〔2019〕200号)	494
3. 关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见 (财建〔2020〕4号)	496
4. 关于印发《可再生能源电价附加资金管理办法》的通知 (财建〔2020〕5号)	498
5. 交通运输部关于发布《公路通信及电力管道设计规范》的公告 2020年第43号	501
6. 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)	502
7. 关于加快推进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〕70号)	504
8. 住房和城乡建设部办公厅关于开展建设工程企业资质审批权限下放试点的通知 (建办市函〔2020〕654号)	507
9. 住房和城乡建设部等部门关于加快培育新时代建筑产业工人队伍的指导意见 (建市〔2020〕105号)	509
10. 关于核减环境违法等农林生物质发电项目可再生能源电价附加补助资金的通知 (财建〔2020〕591号)	521
11. 商务部等19部门关于促进对外设计咨询高质量发展有关工作的通知 (商合函〔2021〕1号)	523
12. 住房和城乡建设部关于印发2021年工程建设规范标准编制及相关工作计划的通知 (建标函〔2021〕11号)	526
13. 中华人民共和国住房和城乡建设部令 第52号 《住房和城乡建设部关于修改〈建筑工程施工许可管理办法〉等三部规章的决定》	563
14. 中华人民共和国住房和城乡建设部令 第53号 《住房和城乡建设部关于修改〈建设工程勘察质量管理办法〉的决定》	564

一、国务院、国务院办公厅文件

国务院关于加强固定资产投资项目资本金管理的通知

国发〔2019〕26号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

对固定资产投资项目（以下简称投资项目）实行资本金制度，合理确定并适时调整资本金比例，是促进有效投资、防范风险的重要政策工具，是深化投融资体制改革、优化投资供给结构的重要手段。为更好发挥投资项目资本金制度的作用，做到有保有控、区别对待，促进有效投资和风险防范紧密结合、协同推进，现就加强投资项目资本金管理工作通知如下：

一、进一步完善投资项目资本金制度

（一）明确投资项目资本金制度的适用范围和性质。该制度适用于我国境内的企业投资项目和政府投资的经营性项目。投资项目资本金作为项目总投资中由投资者认缴的出资额，对投资项目来说必须是非债务性资金，项目法人不承担这部分资金的任何债务和利息；投资者可按其出资比例依法享有所有者权益，也可转让其出资，但不得以任何方式抽回。党中央、国务院另有规定的除外。

（二）分类实施投资项目资本金核算管理。设立独立法人的投资项目，其所有者权益可以全部作为投资项目资本金。对未设立独立法人的投资项目，项目单位应设立专门账户，规范设置和使用会计科目，按照国家有关财务制度、会计制度对拨入的资金和投资项目的资产、负债进行独立核算，并据此核定投资项目资本金的额度和比例。

（三）按照投资项目性质，规范确定资本金比例。适用资本金制度的投资项目，属于政府投资项目的，有关部门在审批可行性研究报告时要对投资项目资本金筹措方式和有关资金来源证明文件的合规性进行审查，并在批准文件中就投资项目资本金比例、筹措方式予以确认；属于企业投资项目的，提供融资服务的有关金融机构要加强对投资项目资本金来源、比例、到位情况的审查监督。

二、适当调整基础设施项目最低资本金比例

（四）港口、沿海及内河航运项目，项目最低资本金比例由25%调整为20%。

（五）机场项目最低资本金比例维持25%不变，其他基础设施项目维持20%不变。其中，公路（含政府收费公路）、铁路、城建、物流、生态环保、社会民生等领域的补短板基础设施项目，在投资回报机制明确、收益可靠、风险可控的前提下，可以适当降低项目最低资本金比例，但下调不得超过5个百分点。实行审批制的项目，审批部门可以明确项目单位按此规定合理确定的投资项目资本金比例。实行核准或备案制的项目，项目单位与金融机构可以按此规定自主调整投资项目资本金比例。

（六）法律、行政法规和国务院对有关投资项目资本金比例另有规定的，从其规定。

三、鼓励依法依规筹措重大投资项目资本金

（七）对基础设施领域和国家鼓励发展的行业，鼓励项目法人和项目投资方通过发行权益型、股权类金融工具，多渠道规范筹措投资项目资本金。

(八) 通过发行金融工具等方式筹措的各类资金，按照国家统一的会计制度应当分类为权益工具的，可以认定为投资项目资本金，但不得超过资本金总额的 50%。存在下列情形之一的，不得认定为投资项目资本金：

1. 存在本息回购承诺、兜底保障等收益附加条件；
2. 当期债务性资金偿还前，可以分红或取得收益；
3. 在清算时受偿顺序优先于其他债务性资金。

(九) 地方各级政府及其有关部门可统筹使用本级预算资金、上级补助资金等各类财政资金筹集项目资本金，可按有关规定将政府专项债券作为符合条件的重大项目资本金。

四、严格规范管理，加强风险防范

(十) 项目借贷资金和不符合国家规定的股东借款、“名股实债”等资金，不得作为投资项目资本金。筹措投资项目资本金，不得违规增加地方政府隐性债务，不得违反国家关于国有企业资产负债率相关要求。不得拖欠工程款。

(十一) 金融机构在认定投资项目资本金时，应严格区分投资项目与项目投资方，依据不同的资金来源与投资项目的权责关系判定其权益或债务属性，对资本金的真实性、合规性和投资收益、贷款风险进行全面审查，并自主决定是否发放贷款以及贷款数量和比例。项目单位应当配合金融机构开展投资项目资本金审查工作，提供有关资本金真实性和资金来源的证明材料，并对证明材料的真实性负责。

(十二) 自本通知印发之日起，凡尚未经有关部门审批可行性研究报告、核准项目申请报告、办理备案手续的投资项目，均按本通知执行。已经办理相关手续、尚未开工、金融机构尚未发放贷款的投资项目，可以按本通知调整资金筹措方案，并重新办理审批、核准或备案手续。已与金融机构签订相关贷款合同的投资项目，可按照原合同执行。

国务院
2019 年 11 月 20 日

(此件公开发布)

国务院办公厅关于印发国家政务信息化项目建设管理办 法的通知

国办发〔2019〕57 号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《国家政务信息化项目建设管理办法》已经国务院同意，现印发给你们，请认真贯彻执行。

国务院办公厅
2019 年 12 月 30 日

国家政务信息化项目建设管理办法

第一章 总 则

第一条 为规范国家政务信息化建设管理，推动政务信息系统跨部门跨层级互联互通、信息共享和业务协同，强化政务信息系统应用绩效考核，根据《国务院关于印发政务信息资源共享管理暂行办法的通知》（国发〔2016〕51号）等有关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用的国家政务信息系统主要包括：国务院有关部门和单位负责实施的国家统一电子政务网络平台、国家重点业务信息系统、国家信息资源库、国家信息安全基础设施、国家电子政务基础设施（数据中心、机房等）、国家电子政务标准化体系以及相关支撑体系等符合《政务信息系统定义和范围》规定的系统。

第三条 国家政务信息化建设管理应当坚持统筹规划、共建共享、业务协同、安全可靠的原则。

第四条 国家发展改革委负责牵头编制国家政务信息化建设规划，对各部门审批的国家政务信息化项目进行备案管理。财政部负责国家政务信息化项目预算管理和政府采购管理。各有关部门按照职责分工，负责国家政务信息化项目审批、建设、运行和安全监管等相关工作，并按照“以统为主、统分结合、注重实效”的要求，加强对政务信息化项目的并联管理。

第五条 国家发展改革委会同中央网信办、国务院办公厅、财政部建立国家政务信息化建设的协商机制，做好统筹协调，开展督促检查和评估评价，推广经验成果，形成工作合力。

第二章 规划和审批管理

第六条 国家发展改革委会同有关部门根据信息化发展规律和政务信息化建设特点，统筹考虑并充分论证各部门建设需求，编制国家政务信息化建设规划并报国务院批准后实施；如内外部环境发生重大变化，适时组织评估论证，提出调整意见报国务院批准。各有关部门编制规划涉及政务信息化建设的，应当与国家政务信息化建设规划进行衔接。

第七条 国家发展改革委审批或者核报国务院审批的政务信息化项目，以及其他有关部门按照项目审批管理的政务信息化项目，原则上包括编报项目建议书、可行性研究报告、初步设计方案等环节。

对于已经纳入国家政务信息化建设规划的项目，可以直接编报可行性研究报告。

对于党中央、国务院有明确要求，或者涉及国家重大战略、国家安全等特殊原因，情况紧急，且前期工作深度达到规定要求的项目，可以直接编报项目可行性研究报告、初步设计方案和投资概算。

第八条 国家政务信息化项目原则上不再进行节能评估、规划选址、用地预审、环境影响评价等审批，涉及新建土建工程、高耗能项目的除外。

第九条 除国家发展改革委审批或者核报国务院审批的外，其他有关部门自行审批新建、改建、扩建，以及通过政府购买服务方式产生的国家政务信息化项目，应当按规定履行审批程序并向国家发展改革委备案。

备案文件应当包括项目名称、建设单位、审批部门、绩效目标及绩效指标、投资额度、运行维护经费、经费渠道、信息资源目录、信息共享开放、应用系统、等级保护或者分级保护备案情况、密码应用方案和密码应用安全性评估报告等内容，其中改建、扩建项目还需提交前期项目第三方后评价报告。

第十条 跨部门共建共享的政务信息化项目，由牵头部门会同参建部门共同开展跨部门工程框架设计，形成统一框架方案后联合报国家发展改革委。框架方案要确定工程的参建部门、建设目标、主体内容，明确各部门项目与总体工程的业务流、数据流及系统接口，初步形成数据目录，确保各部门建设内容无重复交叉，实现共建共享要求。框架方案确定后，各部门按照项目管理要求申请建设本部门参建内容。

各有关部门对于需要地方共享协同的政务信息化项目，应当按照统筹规划、分级审批、分级建设、共享协同的原则建设，并加强与地方已有项目的衔接。项目建设单位应当加强对地方的指导，统筹制定信息共享、业务协同的总体要求和标准规范。地方项目建设单位应当根据项目的总体目标、整体框架、建设任务、绩效目标及指标等，按照本地有关规定开展项目审批建设工作，并做好与国家有关项目建设单位的衔接配合。

第十一条 可行性研究报告、初步设计方案应当包括信息资源共享分析篇（章）。咨询评估单位的评估报告应当包括对信息资源共享分析篇（章）的评估意见。审批部门的批复文件或者上报国务院的请示文件应当包括对信息资源共享分析篇（章）的意见。

项目建设单位应当编制信息资源目录，建立信息共享长效机制和共享信息使用情况反馈机制，确保信息资源共享，不得将应当普遍共享的数据仅向特定企业、社会组织开放。

信息资源目录是审批政务信息化项目的必备条件。信息资源共享的范围、程度以及网络安全情况是确定项目建设投资、运行维护经费和验收的重要依据。

第十二条 各部门所有新建政务信息化项目，均应当在全国投资项目在线审批监管平台政务信息化项目管理子平台（以下简称管理平台）报批或者备案。

所有中央本级政务信息系统应当全口径纳入管理平台进行统一管理。各部门应当在管理平台及时更新本部门政务信息系统目录。管理平台汇总形成国家政务信息系统总目录。

第三章 建设和资金管理

第十三条 项目建设单位应当确定项目实施机构和项目负责人，建立健全项目管理制度，加强对项目全过程的统筹协调，强化信息共享和业务协同，并严格执行招标投标、政府采购、工程监理、合同管理等制度。招标采购涉密信息系统的，还应当执行保密有关法律法规规定。

第十四条 项目建设单位应当按照《中华人民共和国网络安全法》等法律法规以及党政机关安全管理等有关规定，建立网络安全管理制度，采取技术措施，加强政务信息系统与信息资源的安全保密设施建设，定期开展网络安全检测与风险评估，保障信息系统安全稳定运行。

第十五条 项目建设单位应当落实国家密码管理有关法律法规和标准规范的要求，同步规划、同步建设、同步运行密码保障系统并定期进行评估。

第十六条 项目应当采用安全可靠的软硬件产品。在项目报批阶段，要对产品的安全可靠情况进行说明。项目软硬件产品的安全可靠情况，项目密码应用和安全审查情况，以及硬件设备和新建数据中心能源利用效率情况是项目验收的重要内容。

第十七条 项目建设单位应当充分依托云服务资源开展集约化建设。

第十八条 对于人均投资规模过大、项目建设单位不具备建设运行维护能力的项目，应当充分发挥职能部门作用或者外包，减少自建自管自用自维。

第十九条 国家政务信息化项目实行工程监理制，项目建设单位应当按照信息工程监理有关规定，委托工程监理单位对项目建设进行工程监理。

第二十条 项目建设单位应当对项目绩效目标执行情况进行评价，并征求有关项目使用单位和监理单位的意见，形成项目绩效评价报告，在建设期内每年年底前向项目审批部门提交。

项目绩效评价报告主要包括建设进度和投资计划执行情况。对于已投入试运行的系统，还应当说明试运行效果及遇到的问题等。

第二十一条 项目建设过程中出现工程严重逾期、投资重大损失等问题的，项目建设单位应当及时向项目审批部门报告，项目审批部门按照有关规定要求项目建设单位进行整改或者暂停项目建设。

第二十二条 项目建设单位应当严格按照项目审批部门批复的初步设计方案和投资概算实施项目建设。项目建设目标和内容不变，项目总投资有结余的，应当按照相关规定将结余资金退回。项目建设的资金支出按照国库集中支付有关制度规定执行。

第二十三条 项目投资规模未超出概算批复、建设目标不变，项目主要建设内容确需调整且资金调整数额不超过概算总投资 15%，并符合下列情形之一的，可以由项目建设单位调整，同时向项目审批部门备案：

（一）根据党中央、国务院部署，确需改变建设内容的；

(二) 确需对原项目技术方案进行完善优化的;

(三) 根据所建政务信息化项目业务发展需要, 在已批复项目建设规划的框架下调整相关建设内容及进度的。

不符合上述情形的, 应当按照国家有关规定履行相应手续。

第二十四条 初步设计方案和投资概算未获批复前, 原则上不予下达项目建设投资。对于因开展需求分析、编制可行性研究报告和初步设计、购地、拆迁等确需提前安排投资的政务信息化项目, 项目建设单位可以在项目可行性研究报告获批复后, 向项目审批部门提出申请。

第二十五条 国家政务信息化项目建成后半年内, 项目建设单位应当按照国家有关规定申请审批部门组织验收, 提交验收申请报告时应当一并附上项目建设总结、财务报告、审计报告、安全风险评估报告(包括涉密信息系统安全保密测评报告或者非涉密信息系统网络安全等级保护测评报告等)、密码应用安全性评估报告等材料。

项目建设单位不能按期申请验收的, 应当向项目审批部门提出延期验收申请。

项目审批部门应当及时组织验收。验收完成后, 项目建设单位应当将验收报告等材料报项目审批部门备案。

第二十六条 项目建设单位应当按照国家有关档案管理的规定, 做好项目档案管理, 并探索应用电子档案。

未进行档案验收或者档案验收不合格的, 不得通过项目验收。

第二十七条 项目建设单位应当在项目通过验收并投入运行后 12 至 24 个月内, 依据国家政务信息化建设管理绩效评价有关要求, 开展自评价, 并将自评价报告报送项目审批部门和财政部门。项目审批部门结合项目建设单位自评价情况, 可以委托相应的第三方咨询机构开展后评价。

第二十八条 加强国家政务信息化项目建设投资和运行维护经费协同联动, 坚持“联网通办是原则, 孤网是例外”。部门已建的政务信息化项目需升级改造, 或者拟新建政务信息化项目, 能够按要求进行信息共享的, 由国家发展改革委同有关部门进行审核; 如果部门认为根据有关法律法规和党中央、国务院要求不能进行信息共享, 但是确有必要建设或者保留的, 由国家发展改革委报国务院, 由国务院办公厅会同有关部门进行审核, 经国务院批准后方可建设或者保留。

(一) 对于未按要求共享数据资源或者重复采集数据的政务信息系统, 不安排运行维护经费, 项目建设单位不得新建、改建、扩建政务信息系统。

(二) 对于未纳入国家政务信息系统总目录的系统, 不安排运行维护经费。

(三) 对于不符合密码应用和网络安全要求, 或者存在重大安全隐患的政务信息系统, 不安排运行维护经费, 项目建设单位不得新建、改建、扩建政务信息系统。

第四章 监督管理

第二十九条 项目建设单位应当接受项目审批部门及有关部门的监督管理，配合做好绩效评价、审计等监督管理工作，如实提供建设项目有关资料 and 情况，不得拒绝、隐匿、瞒报。

第三十条 国务院办公厅、国家发展改革委、财政部、中央网信办会同有关部门按照职责分工，对国家政务信息化项目是否符合国家有关政务信息共享的要求，以及项目建设中招标采购、资金使用、密码应用、网络安全等情况实施监督管理。发现违反国家有关规定或者批复要求的，应当要求项目建设单位限期整改。逾期不整改或者整改后仍不符合要求的，项目审批部门可以对其进行通报批评、暂缓安排投资计划、暂停项目建设直至终止项目。

网络安全监管部门应当依法加强对国家政务信息系统的安全监管，并指导监督项目建设单位落实网络安全审查制度要求。

各部门应当严格遵守有关保密等法律法规规定，构建全方位、多层次、一致性的防护体系，按要求采用密码技术，并定期开展密码应用安全性评估，确保政务信息系统运行安全和政务信息资源共享交换的数据安全。

第三十一条 审计机关应当依法加强对国家政务信息系统的审计，促进专项资金使用真实、合法和高效，推动完善并监督落实相关制度政策。

第三十二条 项目审批部门、主管部门应当加强对绩效评价和项目后评价结果的应用，根据评价结果对国家政务信息化项目存在的问题提出整改意见，指导完善相关管理制度，并按照项目审批管理要求将评价结果作为下一年度安排政府投资和运行维护经费的重要依据。

第三十三条 单位或者个人违反本办法规定未履行审批、备案程序，或者因管理不善、弄虚作假造成严重超概算、质量低劣、损失浪费、安全事故或者其他责任事故的，相关部门应当予以通报批评，并对负有直接责任的主管人员和其他责任人员依法给予处分。

相关部门、单位或者个人违反国家有关规定，截留、挪用政务信息化项目资金，或者违规安排运行维护经费的，由有关部门按照《财政违法行为处罚处分条例》等相关规定予以查处。

第五章 附 则

第三十四条 国务院有关部门可以根据本办法的规定及职责分工，制定本部门的具体管理办法。

各省、自治区、直辖市人民政府可以参照本办法制定本地区的管理办法。

第三十五条 本办法由国家发展改革委同财政部负责解释。

第三十六条 本办法自2020年2月1日起施行。2007年8月13日国家发展改革委公布的《国家电子政务工程建设项目管理暂行办法》同时废止。

国务院办公厅关于印发生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案的通知

国办发〔2020〕13号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案》已经党中央、国务院同意，现印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

国务院办公厅
2020年5月31日

（此件公开发布）

生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案

按照党中央、国务院有关决策部署，现就生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革制定如下方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神以及中央经济工作会议精神，贯彻落实习近平生态文明思想，坚持绿水青山就是金山银山，健全充分发挥中央和地方两个积极性体制机制，适当加强中央在跨区域生态环境保护等方面事权，优化政府间事权和财权划分，建立权责清晰、财力协调、区域均衡的中央和地方财政关系，形成稳定的各级政府事权、支出责任和财力相适应的制度，坚决打好污染防治攻坚战，加快构建生态文明体系，推进生态文明体制改革，为推进美丽中国建设、实现人与自然和谐共生的现代化提供有力支撑。

二、主要内容

（一）生态环境规划制度制定。

将国家生态环境规划、跨区域生态环境规划、重点流域海域生态环境规划、影响较大的重点区域生态环境规划和国家应对气候变化规划制定，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将其他生态环境规划制定确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（二）生态环境监测执法。

将国家生态环境监测网的建设与运行维护，生态环境法律法规和相关政策执行情况及生态环境质量责任落实情况监督检查，全国性的生态环境执法检查 and 督察，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将地方性的生态环境监测、执法检查、督察确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（三）生态环境管理事务与能力建设。

将国务院有关部门负责的规划和建设项目的环境影响评价管理及事中事后监管，全国性的重点污染物减排和环境质量改善等生态文明建设目标评价考核，全国入河入海排污口设置管理，全国控制污染物排放许可制、排污权有偿使用和交易、碳排放权交易的统一监督管理，全国性的生态环境普查、统计、专项调查评估和观测，具有全局性和战略性意义、生态受益范围广泛的生态保护修复的指导协调和监督，核与辐射安全监督管理，全国性的生态环境宣传教育，国家重大环境信息的统一发布，生态环境相关国际条约履约组织协调等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将地方规划和建设项目的环境影响评价管理及事中事后监管，地方性的重点污染物减排和环境质量改善等生态文明建设目标评价考核，控制污染物排放许可制的地方监督管理，生态受益范围地域性较强的地方性生态保护修复的指导协调和监督，地方性辐射安全监督管理，地方性的生态环境宣传教育，地方环境信息发布，地方行政区域内控制温室气体排放等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（四）环境污染防治。

将跨国界水体污染防治确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将放射性污染防治，影响较大的重点区域大气污染防治，长江、黄河等重点流域以及重点海域、影响较大的重点区域水污染防治等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。适当加强中央在长江、黄河等跨区域生态环境保护和治理方面的事权。

将土壤污染防治、农业农村污染防治、固体废物污染防治、化学品污染防治、地下水污染防治以及其他地方性大气和水污染防治，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任，中央财政通过转移支付给予支持。将噪声、光、恶臭、电磁辐射污染防治等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（五）生态环境领域其他事项。

将研究制定生态环境领域法律法规和国家政策、标准、技术规范等，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将研究制定生态环境领域地方性法规和地方法规、标准、技术规范等，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

生态环境领域国际合作交流有关事项中央与地方财政事权和支出责任划分按照外交领域改革方案执行。中央与新疆生产建设兵团财政事权和支出责任划分，参照中央与地方划分原则执行；财政支持政策原则上参照新疆维吾尔自治区有关政策执行，并适当考虑新疆生产建设兵团的特殊因素。

三、配套措施

（一）加强组织领导。各地区各有关部门要增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，把思想和行动统一到党中央、国务院决策部署上来，加强组织领导，切实履行职责，密切协调配合，确保改革工作落实到位。

（二）落实支出责任。各级政府要始终坚持把生态环境作为财政支出的重点领域，根据本方案确定的中央与地方财政事权和支出责任划分，按规定做好预算安排，切实履行支出责任。要调整优化资金使用方向，提高资金使用绩效，支持打好污染防治攻坚战，不断满足人民日益增长的优美生态环境需要。

（三）推进省以下改革。各省级人民政府要参照本方案要求，结合省以下财政体制等实际，合理划分生态环境领域省以下财政事权和支出责任。要加强省级统筹，加大对区域内承担重要生态功能地区的转移支付力度。要将适宜由地方更高级政府承担的生态环境领域基本公共服务支出责任上移，避免基层政府承担过多支出责任。

（四）协同推进改革。生态环境领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革既是财税体制改革的有机组成，也是生态文明体制改革的重要内容，要与生态环境领域相关改革紧密结合、协同推进、良性互动、形成合力，适时修订完善相关法律法规和管理制度，加快推进依法行政、依法理财。

本方案自2020年1月1日起实施。

国务院办公厅关于印发自然资源领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案的通知

国办发〔2020〕19号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《自然资源领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案》已经党中央、国务院同意，现印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

国务院办公厅
2020年6月30日

（此件公开发布）

自然资源领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革方案

按照党中央、国务院有关决策部署，现就自然资源领域中央与地方财政事权和支出责任划分改革制定如下方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会以及中央经济工作会议精神，贯彻落实习近平生态文明思想，健全充分发挥中央和地方两个积极性体制机制，优化政府间事权和财权划分，建立权责清晰、财力协调、区域均衡的中央和地方财政关系，形成稳定的各级政府事权、支出责任和财力相适应的制度，促进自然资源的保护和合理利用，维护国家生态安全，为推进美丽中国建设、实现人与自然和谐共生的现代化提供有力支撑。

二、主要内容

（一）自然资源调查监测。

将全国性自然资源信息系统的建设与运行维护，全国性、跨区域、海域的基础性、公益性、战略性地质调查，国家基础测绘和地理信息管理，国家重大测绘地理信息工程的组织实施，海洋科学调查和勘测等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将全国性自然资源调查监测的组织实施，海域海岛调查，海洋生态预警监测，全国卫星导航定位基准服务系统建设与运行维护、安全监管等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将地方性自然资源调查监测的组织实施，地方性自然资源信息系统的建设与运行维护，地方基础性、公益性、战略性地质调查，地方基础测绘及地理信息管理等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（二）自然资源产权管理。

1. 自然资源确权登记。

将国家不动产登记信息系统的建设与运行维护，中央政府直接行使所有权的全民所有自然资源确权登记和权籍调查，国务院部门直接负责的不动产登记和权籍调查，国务院部门直接负责的权属争议调查处理等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将地方不动产登记信息系统的建设与运行维护，中央政府委托地方政府代理行使所有权的全民所有自然资源确权登记和权籍调查，地方政府部门负责的不动产登记和权籍调查，地方政府部门负责的权属争议调查处理等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

2. 自然资源有偿使用和权益管理。

将中央政府直接行使所有权的全民所有自然资源资产的统筹管理，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将中央政府委托地方政府代理行使所有权的全民所有自然资源资产的统筹管理，全民所有自然资源资产的清查统计、价值评估、资产核算、考核评价及资产报告、资产负债表编制等具体管理事务，自然资源政府公示价格体系建设和等级价格监测，自然资源市场监管和动态监测，自然资源市场交易平台，海洋经济发展和运行监测等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将法律授权省级、市（地）级或县级政府代理行使所有权的特定全民所有自然资源资产管理，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（三）国土空间规划和用途管制。

1. 国土空间规划。

将完善主体功能区战略和制度，全国性、跨区域的国土空间规划及相关专项规划的编制和监督实施，省级国土空间规划和需报国务院审批的城市国土空间总体规划的审查，监督地方各级国土空间规划实施等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界等空间管控边界以及各类海域保护线的划定，资源环境承载能力和国土空间开发适宜性评价等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将地方性国土空间规划及相关专项规划的编制和监督实施，相关规划、战略和制度明确由地方落实的任务，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

2. 国土空间用途管制。

将全国性国土空间用途管制，全国性自然资源年度利用计划管理，全国土地征收转用监督管理等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将受全国性国土空间用途管制影响而实施的生态补偿，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将地方性国土空间用途管制，地方性自然资源年度利用计划管理，地方行政区域内土地征收转用的管理和具体实施，受地方性国土空间用途管制影响而实施的生态补偿等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（四）生态保护修复。

将对维护国家生态安全屏障具有重要的全局性和战略性意义、生态受益范围广泛的生态保护修复，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将对生态安全具有重要保障作用、生态受益范围较广的重点生态保护修复（主要包括重点区域生态保护修复治理、国土综合整治、海域海岸带和海岛修复、历史遗留矿山生态修复治理，国家级自然保护地的建设与管理，林木良种培育、造林、森林抚育、退耕还林还草、林业科技推广示范及天然林、国家级公益林保护管理，草原生态系统保护修复、草原禁牧与草畜平衡工作，湿地生态系统保护修复，荒漠生态系统治理，国家重点陆生野生动植物保护等），确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将生态受益范围地域性较强的其他生态保护修复（主要包括重点区域外其他生态保护修复治理、国土综合整治、海域海岸带和海岛修复、历史遗留矿山生态修复治理，地方各级自然保护地建设与管理，地方公益林保护管理，非国家重点陆生野生动植物保护等），确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

根据建立国家公园体制试点进展情况，将国家公园建设与管理的具体事务，分类确定为中央与地方财政事权，中央与地方分别承担相应的支出责任。

（五）自然资源安全。

将战略性矿产资源调查，深远海和极地生态预警监测，中央政府直接行使所有权的海域、无居民海岛保护监管，全国性自然资源节约集约利用评价考核，海洋权益维护，自然资源领域国际合作和履约，公海、国际海底和极地相关国际事务管理等，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将全国耕地和永久基本农田保护监管，矿业权管理，矿产资源储量管理，地质资料管理，国家版图与地理信息安全，中央政府委托地方政府代理行使所有权的海域、无居民海岛保护监管，跨区域特别重大野生动植物疫病监测防控等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将地方行政区域内的土地、矿产等自然资源节约集约利用，林业地方优势特色产业发展，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（六）自然资源领域灾害防治。

将全国地质灾害防治的组织协调和监督指导，我国管辖海域的海洋观测预报，国家全球海洋立体观测网的建设和运行维护，全球海平面变化及影响评估，参与重大海洋灾害应急处置等事项，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。

将因自然因素造成的特大型地质灾害综合治理，重点区域地质灾害调查评价、监测预警等综合防治体系和防治能力建设，地质灾害应急救援的技术支撑及应急测绘保障工作，地下水过量开采及引发的地面沉降等地质问题监管，跨国境跨区域和重点国有林区、中央直接管理和中央与地方共同管理的国家级自然保护区等关键区域林业草原防灾减灾等事项，确认为中央与地方共同财政事权，由中央与地方共同承担支出责任。

将因自然因素造成的其他地质灾害综合治理，地方地质灾害风险调查、隐患排查、监测预警及其他地质灾害防灾减灾，地方行政区域毗邻海域的海洋观测预报、灾害预防、风险评估、隐患排查治理等，其他林业草原防灾减灾等事项，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

（七）自然资源领域其他事项。

将研究制定自然资源领域法律法规，全国性及重点区域的战略规划、政策、标准、技术规范等，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。将研究制定自然资源领域地方性法规、规划、政策、标准、技术规范等，确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

将对地方落实党中央、国务院关于自然资源领域的重大决策部署及法律法规执行情况的督察，自然资源部直接管辖和全国范围内重大复杂的执法检查、案件查处等，确认为中央财政事权，由中央承担支出责任。将其他自然资源领域督察、执法检查、案件查处确认为地方财政事权，由地方承担支出责任。

应急处置和应急救援阶段涉及的地质灾害调查监测有关事项中央与地方财政事权和支出责任划分，按照应急救援领域改革方案执行。中央与新疆生产建设兵团财政事权和支出责任划分，参照中央与地方划分原则执行；财政支持政策原则上参照新疆维吾尔自治区有关政策执行，并适当考虑新疆生产建设兵团的特殊因素。

三、配套措施

（一）加强组织领导。各地区各有关部门要增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”，切实把思想和行动统一到党中央、国务院决策部署上来，加强组织领导，切实履行职责，密切协调配合，确保改革工作落实到位。

（二）强化投入保障。根据改革确定的财政事权和支出责任划分，各级政府要合理安排预算，确保职责履行到位。要按照全面实施预算绩效管理的要求，着力优化支出结构，提高自然资源领域财政资源配置效率和使用效益，促进自然资源的保护和合理利用。

（三）推进省以下改革。各省级人民政府要参照本方案要求，结合本省（自治区、直辖市）实际，合理划分省以下自然资源领域财政事权和支出责任。要将适宜由地方更高级政府承担的自然资源领域基本公共服务支出责任上移，避免基层政府承担过多支出责任。

本方案自 2020 年 1 月 1 日起实施。

国务院办公厅关于进一步优化营商环境更好服务市场主体的实施意见

国办发〔2020〕24号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

党中央、国务院高度重视深化“放管服”改革优化营商环境工作。近年来，我国营商环境明显改善，但仍存在一些短板和薄弱环节，特别是受新冠肺炎疫情等影响，企业困难凸显，亟需进一步聚焦市场主体关切，对标国际先进水平，既立足当前又着眼长远，更多采取改革的办法破解企业生产经营中的堵点痛点，强化为市场主体服务，加快打造市场化法治化国际化营商环境，这是做好“六稳”工作、落实“六保”任务的重要抓手。为持续深化“放管服”改革优化营商环境，更大激发市场活力，增强发展内生动力，经国务院同意，现提出以下意见。

一、持续提升投资建设便利度

（一）优化再造投资项目前期审批流程。从办成项目前期“一件事”出发，健全部门协同工作机制，加强项目立项与用地、规划等建设条件衔接，推动有条件的地方对项目可行性研究、用地预审、选址、环境影响评价、安全评价、水土保持评价、压覆重要矿产资源评估等事项，实行项目单位编报一套材料，政府部门统一受理、同步评估、同步审批、统一反馈，加快项目落地。优化全国投资项目在线审批监管平台审批流程，实现批复文件等在线打印。（国家发展改革委牵头，国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（二）进一步提升工程建设项目审批效率。全面推行工程建设项目分级分类管理，在确保安全前提下，对社会投资的小型低风险新建、改扩建项目，由政府部门发布统一的企业开工条件，企业取得用地、满足开工条件后作出相关承诺，政府部门直接发放相关证书，项目即可开工。加快推动工程建设项目全流程在线审批，推进工程建设项目审批管理系统与投资审批、规划、消防等管理系统数据实时共享，实现信息一次填报、材料一次上传、相关评审意见和审批结果即时推送。2020年底前将工程建设项目审批涉及的行政许可、备案、评估评审、中介服务、市政公用服务等纳入线上平台，公开办理标准和费用。（住房城乡建设部牵头，国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（三）深入推进“多规合一”。抓紧统筹各类空间性规划，积极推进各类相关规划数据衔接或整合，推动尽快消除规划冲突和“矛盾图斑”。统一测绘技术标准和规则，在用地、规划、施工、验收、不动产登记等各阶段，实现测绘成果共享互认，避免重复测绘。（自然资源部牵头，住房城乡建设部等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

二、进一步简化企业生产经营审批和条件

（四）进一步降低市场准入门槛。围绕工程建设、教育、医疗、体育等领域，集中清理有关部门和地方在市场准入方面对企业资质、资金、股比、人员、场所等设置的不合理条件，列出台账并逐项明确解决措施、责任主体和完成时限。研究对诊所设置、诊所执业实行备案管理，扩大医疗服务供给。对于海事劳工证书，推动由政府部门直接受理申请、开展检查和签发，不再要求企业为此接受船检机构检查，且不收取企业办证费用。通过在线审批等方式简化跨地区巡回演出审批程序。（国家发展改革委、教育部、住房城乡建设部、交通运输部、商务部、文化和旅游部、国家卫生健康委、体育总局等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（五）精简优化工业产品生产流通等环节管理措施。2020 年底前将保留的重要工业产品生产许可证管理权限全部下放给省级人民政府市场监督管理部门。加强机动车生产、销售、登记、维修、保险、报废等信息的共享和应用，提升机动车流通透明度。督促地方取消对二手车经销企业登记注册地设置的不合理规定，简化二手车经销企业购入机动车交易登记手续。2020 年底前优化新能源汽车免征车辆购置税的车型目录和享受车船税减免优惠的车型目录发布程序，实现与道路机动车辆生产企业及产品公告“一次申报、一并审查、一批发布”，企业依据产品公告即可享受相关税收减免政策。（工业和信息化部、公安部、财政部、交通运输部、商务部、税务总局、市场监管总局、银保监会等国务院相关部门按职责分工负责）

（六）降低小微企业等经营成本。支持地方开展“一照多址”改革，简化企业设立分支机构的登记手续。在确保食品安全前提下，鼓励有条件的地方合理放宽对连锁便利店制售食品在食品处理区面积等方面的审批要求，探索将食品经营许可（仅销售预包装食品）改为备案，合理制定并公布商户牌匾、照明设施等标准。鼓励引导平台企业适当降低向小微商户收取的平台佣金等服务费用和条码支付、互联网支付等手续费，严禁平台企业滥用市场支配地位收取不公平的高价服务费。在保障劳动者职业健康前提下，对职业病危害一般的用人单位适当降低职业病危害因素检测频次。在工程建设、政府采购等领域，推行以保险、保函等替代现金缴纳涉企保证金，减轻企业现金流压力。（市场监管总局、中央网信办、工业和信息化部、财政部、住房城乡建设部、交通运输部、水利部、国家卫生健康委、人民银行、银保监会等相关部门及各地区按职责分工负责）

三、优化外贸外资企业经营环境

（七）进一步提高进出口通关效率。推行进出口货物“提前申报”，企业提前办理申报手续，海关在货物运抵海关监管作业场所后即办理货物查验、放行手续。优化进口“两步申报”通关模式，企业进行“概要申报”且海关完成风险排查处置后，即允许企业将货物提离。在符合条件的监管作业场所开展进口货物“船边直提”和出口货物“抵港直装”试点。推行查验作业全程监控和留痕，允许有条件的地方实行企业自主选择是否陪同查验，减轻企业负担。严禁口岸为压缩通关时间简单采取单日限流、控制报关等不合理措施。（海关总署牵头，国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（八）拓展国际贸易“单一窗口”功能。加快“单一窗口”功能由口岸通关执法向口岸物流、贸易服务等全链条拓展，实现港口、船代、理货等收费标准线上公开、在线查询。除涉密等特殊情况外，进出口环节涉及的监管证件原则上都应通过“单一窗口”一口受理，由相关部门在后台分别办理并实施监管，推动实现企业在线缴费、自主打印证件。（海关总署牵头，生态环境部、交通运输部、农业农村部、商务部、市场监管总局、国家药监局等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（九）进一步减少外资外贸企业投资经营限制。支持外贸企业出口产品转内销，推行以外贸企业自我声明等方式替代相关国内认证，对已经取得相关国际认证且认证标准不低于国内标准的产品，允许外贸企业作出符合国内标准的书面承诺后直接上市销售，并加强事中事后监管。授权全国所有地级及以上城市开展外商投资企业注册登记。（商务部、市场监管总局等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

四、进一步降低就业创业门槛

（十）优化部分行业从业条件。推动取消除道路危险货物运输以外的道路货物运输驾驶员从业资格考试，并将相关考试培训内容纳入相应等级机动车驾驶证培训，驾驶员凭培训结业证书和机动车驾驶证申领道路货物运输驾驶员从业资格证。改革执业兽医资格考试制度，便利兽医相关专业高校在校生报名参加考试。加快推动劳动者入职体检结果互认，减轻求职者负担。（人力资源社会保障部、交通运输部、农业农村部等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（十一）促进人才流动和灵活就业。2021年6月底前实现专业技术人才职称信息跨地区在线核验，鼓励地区间职称互认。引导有需求的企业开展“共享用工”，通过用工余缺调剂提高人力资源配置效率。统一失业保险转移办理流程，简化失业保险申领程序。各地要落实属地管理责任，在保障安全卫生、不损害公共利益等条件下，坚持放管结合，合理设定流动摊贩经营场所。（人力资源社会保障部、市场监管总局、住房城乡建设部等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（十二）完善对新业态的包容审慎监管。加快评估已出台的新业态准入和监管政策，坚决清理各类不合理管理措施。在保证医疗安全和质量前提下，进一步放宽互联网诊疗范围，将符合条件的互联网医疗服务纳入医保报销范围，制定公布全国统一的互联网医疗审批标准，加快创新型医疗器械审评审批并推进临床应用。统一智能网联汽车自动驾驶功能测试标准，推动实现封闭场地测试结果全国通用互认，督促封闭场地向社会公开测试服务项目及收费标准，简化测试通知书申领及异地换发手续，对测试通知书到期但车辆状态未改变的无需重复测试、直接延长期限。降低导航电子地图制作测绘资质申请条件，压减资质延续和信息变更的办理时间。（工业和信息化部、公安部、自然资源部、交通运输部、国家卫生健康委、国家医保局、国家药监局等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（十三）增加新业态应用场景等供给。围绕城市治理、公共服务、政务服务等领域，鼓励地方通过搭建供需对接平台等为新技术、新产品提供更多应用场景。在条件成熟的特定路段及有需

求的机场、港口、园区等区域探索开展智能网联汽车示范应用。建立健全政府及公共服务机构数据开放共享规则，推动公共交通、路政管理、医疗卫生、养老等公共服务领域和政府部门数据有序开放。（国家发展改革委牵头，中央网信办、工业和信息化部、公安部、民政部、住房城乡建设部、交通运输部、国家卫生健康委等相关部门及各地区按职责分工负责）

五、提升涉企服务质量和效率

（十四）推进企业开办经营便利化。全面推行企业开办全程网上办，提升企业名称自主申报系统核名智能化水平，在税务、人力资源社会保障、公积金、商业银行等服务领域加快实现电子营业执照、电子印章应用。放宽小微企业、个体工商户登记经营场所限制。探索推进“一业一证”改革，将一个行业准入涉及的多张许可证整合为一张许可证，实现“一证准营”、跨地互认通用。梳理各类强制登报公告事项，研究推动予以取消或调整为网上免费公告。加快推进政务服务事项跨省通办。（市场监管总局、国务院办公厅、司法部、人力资源社会保障部、住房城乡建设部、人民银行、税务总局、银保监会、证监会等国务院相关部门及各地区按职责分工负责）

（十五）持续提升纳税服务水平。2020 年底前基本实现增值税专用发票电子化，主要涉税服务事项基本实现网上办理。简化增值税等税收优惠政策申报程序，原则上不再设置审批环节。强化税务、海关、人民银行等部门数据共享，加快出口退税进度，推行无纸化单证备案。（税务总局牵头，人民银行、海关总署等国务院相关部门按职责分工负责）

（十六）进一步提高商标注册效率。提高商标网上服务系统数据更新频率，提升系统智能检索功能，推动实现商标图形在线自动比对。进一步压缩商标异议、驳回复审的审查审理周期，及时反馈审查审理结果。2020 年底前将商标注册平均审查周期压缩至 4 个月以内。（国家知识产权局负责）

（十七）优化动产担保融资服务。鼓励引导商业银行支持中小企业以应收账款、生产设备、产品、车辆、船舶、知识产权等动产和权利进行担保融资。推动建立以担保人名称为索引的电子数据库，实现对担保品登记状态信息的在线查询、修改或撤销。（人民银行牵头，国家发展改革委、公安部、交通运输部、市场监管总局、银保监会、国家知识产权局等国务院相关部门按职责分工负责）

六、完善优化营商环境长效机制

（十八）建立健全政策评估制度。研究制定建立健全政策评估制度的指导意见，以政策效果评估为重点，建立对重大政策开展事前、事后评估的长效机制，推进政策评估工作制度化、规范化，使政策更加科学精准、务实管用。（国务院办公厅牵头，各地区、各部门负责）

（十九）建立常态化政企沟通联系机制。加强与企业和行业协会商会的常态化联系，完善企业服务体系，加快建立营商环境诉求受理和分级办理“一张网”，更多采取“企业点菜”方式推进“放管服”改革。加快推进政务服务热线整合，进一步规范政务服务热线受理、转办、督办、

反馈、评价流程，及时回应企业和群众诉求。（国务院办公厅牵头，国务院相关部门和单位及各地区按职责分工负责）

（二十）抓好惠企政策兑现。各地要梳理公布惠企政策清单，根据企业所属行业、规模等主动精准推送政策，县级政府出台惠企措施时要公布相关负责人及联系方式，实行政策兑现“落实到人”。鼓励推行惠企政策“免申即享”，通过政府部门信息共享等方式，实现符合条件的企业免于申报、直接享受政策。对确需企业提出申请的惠企政策，要合理设置并公开申请条件，简化申报手续，加快实现一次申报、全程网办、快速兑现。（各地区、各部门负责）

各地区、各部门要认真贯彻落实本意见提出的各项任务和要求，围绕市场主体需求，研究推出更多务实管用的改革举措，相关落实情况年底前报国务院。有关改革事项涉及法律法规调整的，要按照重大改革于法有据的要求，抓紧推动相关法律法规的立改废释。国务院办公厅要加强对深化“放管服”改革和优化营商环境工作的业务指导，强化统筹协调和督促落实，确保改革措施落地见效。

国务院办公厅
2020年7月15日

（此件公开发布）

中华人民共和国国务院令

第729号

现公布修订后的《中华人民共和国预算法实施条例》，自2020年10月1日起施行。

总理 李克强
2020年8月3日

中华人民共和国预算法实施条例

（1995年11月22日中华人民共和国国务院令第186号发布
2020年8月3日中华人民共和国国务院令第729号修订）

第一章 总 则

第一条 根据《中华人民共和国预算法》（以下简称预算法），制定本条例。

第二条 县级以上地方政府的派出机关根据本级政府授权进行预算管理活动，不作为一级预算，其收支纳入本级预算。

第三条 社会保险基金预算应当在精算平衡的基础上实现可持续运行，一般公共预算可以根据需要和财力适当安排资金补充社会保险基金预算。

第四条 预算法第六条第二款所称各部门，是指与本级政府财政部门直接发生预算缴拨款关系的国家机关、军队、政党组织、事业单位、社会团体和其他单位。

第五条 各部门预算应当反映一般公共预算、政府性基金预算、国有资本经营预算安排给本部门及其所属各单位的所有预算资金。

各部门预算收入包括本级财政安排给本部门及其所属各单位的预算拨款收入和其他收入。各部门预算支出为与部门预算收入相对应的支出，包括基本支出和项目支出。

本条第二款所称基本支出，是指各部门、各单位为保障其机构正常运转、完成日常工作任务所发生的支出，包括人员经费和公用经费；所称项目支出，是指各部门、各单位为完成其特定的工作任务和事业发展目标所发生的支出。

各部门及其所属各单位的本级预算拨款收入和其相对应的支出，应当在部门预算中单独反映。部门预算编制、执行的具体办法，由本级政府财政部门依法作出规定。

第六条 一般性转移支付向社会公开应当细化到地区。专项转移支付向社会公开应当细化到地区和项目。

政府债务、机关运行经费、政府采购、财政专户资金等情况，按照有关规定向社会公开。

部门预算、决算应当公开基本支出和项目支出。部门预算、决算支出按其功能分类应当公开到项；按其经济性质分类，基本支出应当公开到款。

各部门所属单位的预算、决算及报表，应当在部门批复后 20 日内由单位向社会公开。单位预算、决算应当公开基本支出和项目支出。单位预算、决算支出按其功能分类应当公开到项；按其经济性质分类，基本支出应当公开到款。

第七条 预算法第十五条所称中央和地方分税制，是指在划分中央与地方事权的基础上，确定中央与地方财政支出范围，并按税种划分中央与地方预算收入的财政管理体制。

分税制财政管理体制的具体内容和实施办法，按照国务院的有关规定执行。

第八条 县级以上地方各级政府应当根据中央和地方分税制的原则和上级政府的有关规定，确定本级政府对下级政府的财政管理体制。

第九条 预算法第十六条第二款所称一般性转移支付，包括：

（一）均衡性转移支付；

(二) 对革命老区、民族地区、边疆地区、贫困地区的财力补助；

(三) 其他一般性转移支付。

第十条 预算法第十六条第三款所称专项转移支付，是指上级政府为了实现特定的经济和社会发展目标给予下级政府，并由下级政府按照上级政府规定的用途安排使用的预算资金。

县级以上各级政府财政部门应当会同有关部门建立健全专项转移支付定期评估和退出机制。对评估后的专项转移支付，按照下列情形分别予以处理：

(一) 符合法律、行政法规和国务院规定，有必要继续执行的，可以继续执行；

(二) 设立的有关要求变更，或者实际绩效与目标差距较大、管理不够完善的，应当予以调整；

(三) 设立依据失效或者废止的，应当予以取消。

第十一条 预算收入和预算支出以人民币元为计算单位。预算收支以人民币以外的货币收纳和支付的，应当折合成人民币计算。

第二章 预算收支范围

第十二条 预算法第二十七条第一款所称行政事业性收费收入，是指国家机关、事业单位等依照法律法规规定，按照国务院规定的程序批准，在实施社会公共管理以及在向公民、法人和其他组织提供特定公共服务过程中，按照规定标准向特定对象收取费用形成的收入。

预算法第二十七条第一款所称国有资源（资产）有偿使用收入，是指矿藏、水流、海域、无居民海岛以及法律规定属于国家所有的森林、草原等国有资源有偿使用收入，按照规定纳入一般公共预算管理的国有资产收入等。

预算法第二十七条第一款所称转移性收入，是指上级税收返还和转移支付、下级上解收入、调入资金以及按照财政部规定列入转移性收入的无隶属关系政府的无偿援助。

第十三条 转移性支出包括上解上级支出、对下级的税收返还和转移支付、调出资金以及按照财政部规定列入转移性支出的给予无隶属关系政府的无偿援助。

第十四条 政府性基金预算收入包括政府性基金各项目收入和转移性收入。

政府性基金预算支出包括与政府性基金预算收入相对应的各项目支出和转移性支出。

第十五条 国有资本经营预算收入包括依照法律、行政法规和国务院规定应当纳入国有资本经营预算的国有独资企业和国有独资公司按照规定上缴国家的利润收入、从国有资本控股和参股公司获得的股息红利收入、国有产权转让收入、清算收入和其他收入。

国有资本经营预算支出包括资本性支出、费用性支出、向一般公共预算调出资金等转移性支出和其他支出。

第十六条 社会保险基金预算收入包括各项社会保险费收入、利息收入、投资收益、一般公共预算补助收入、集体补助收入、转移收入、上级补助收入、下级上解收入和其他收入。

社会保险基金预算支出包括各项社会保险待遇支出、转移支出、补助下级支出、上解上级支出和其他支出。

第十七条 地方各级预算上下级之间有关收入和支出项目的划分以及上解、返还或者转移支付的具体办法，由上级地方政府规定，报本级人民代表大会常务委员会备案。

第十八条 地方各级社会保险基金预算上下级之间有关收入和支出项目的划分以及上解、补助的具体办法，按照统筹层次由上级地方政府规定，报本级人民代表大会常务委员会备案。

第三章 预算编制

第十九条 预算法第三十一条所称预算草案，是指各级政府、各部门、各单位编制的未经法定程序审查和批准的预算。

第二十条 预算法第三十二条第一款所称绩效评价，是指根据设定的绩效目标，依据规范的程序，对预算资金的投入、使用过程、产出与效果进行系统和客观的评价。

绩效评价结果应当按照规定作为改进管理和编制以后年度预算的依据。

第二十一条 预算法第三十二条第三款所称预算支出标准，是指对预算事项合理分类并分别规定的支出预算编制标准，包括基本支出标准和项目支出标准。

地方各级政府财政部门应当根据财政部制定的预算支出标准，结合本地区经济社会发展水平、财力状况等，制定本地区或者本级的预算支出标准。

第二十二条 财政部于每年6月15日前部署编制下一年度预算草案的具体事项，规定报表格式、编报方法、报送期限等。

第二十三条 中央各部门应当按照国务院的要求和财政部的部署，结合本部门的具体情况，组织编制本部门及其所属各单位的预算草案。

中央各部门负责本部门所属各单位预算草案的审核，并汇总编制本部门的预算草案，按照规定报财政部审核。

第二十四条 财政部审核中央各部门的预算草案，具体编制中央预算草案；汇总地方预算草案或者地方预算，汇编中央和地方预算草案。

第二十五条 省、自治区、直辖市政府按照国务院的要求和财政部的部署，结合本地区的具体情况，提出本行政区域编制预算草案的要求。

县级以上地方各级政府财政部门应当于每年6月30日前部署本行政区域编制下一年度预算草案的具体事项，规定有关报表格式、编报方法、报送期限等。

第二十六条 县级以上地方各级政府各部门应当根据本级政府的要求和本级政府财政部门的部署，结合本部门的具体情况，组织编制本部门及其所属各单位的预算草案，按照规定报本级政府财政部门审核。

第二十七条 县级以上地方各级政府财政部门审核本级各部门的预算草案，具体编制本级预算草案，汇编本级总预算草案，经本级政府审定后，按照规定期限报上一级政府财政部门。

省、自治区、直辖市政府财政部门汇总的本级总预算草案或者本级总预算，应当于下一年度1月10日前报财政部。

第二十八条 县级以上各级政府财政部门审核本级各部门的预算草案时，发现不符合编制预算要求的，应当予以纠正；汇编本级总预算草案时，发现下级预算草案不符合上级政府或者本级政府编制预算要求的，应当及时向本级政府报告，由本级政府予以纠正。

第二十九条 各级政府财政部门编制收入预算草案时，应当征求税务、海关等预算收入征收部门和单位的意见。

预算收入征收部门和单位应当按照财政部门的要求提供下一年度预算收入征收预测情况。

第三十条 财政部门会同社会保险行政部门部署编制下一年度社会保险基金预算草案的具体事项。

社会保险经办机构具体编制下一年度社会保险基金预算草案，报本级社会保险行政部门审核汇总。社会保险基金收入预算草案由社会保险经办机构会同社会保险费征收机构具体编制。财政部门负责审核并汇总编制社会保险基金预算草案。

第三十一条 各级政府财政部门应当依照预算法和本条例规定，制定本级预算草案编制规程。

第三十二条 各部门、各单位在编制预算草案时，应当根据资产配置标准，结合存量资产情况编制相关支出预算。

第三十三条 中央一般公共预算收入编制内容包括本级一般公共预算收入、从国有资本经营预算调入资金、地方上解收入、从预算稳定调节基金调入资金、其他调入资金。

中央一般公共预算支出编制内容包括本级一般公共预算支出、对地方的税收返还和转移支付、补充预算稳定调节基金。

中央政府债务余额的限额应当在本级预算中单独列示。

第三十四条 地方各级一般公共预算收入编制内容包括本级一般公共预算收入、从国有资本经营预算调入资金、上级税收返还和转移支付、下级上解收入、从预算稳定调节基金调入资金、其他调入资金。

地方各级一般公共预算支出编制内容包括本级一般公共预算支出、上解上级支出、对下级的税收返还和转移支付、补充预算稳定调节基金。

第三十五条 中央政府性基金预算收入编制内容包括本级政府性基金各项目收入、上一年度结余、地方上解收入。

中央政府性基金预算支出编制内容包括本级政府性基金各项目支出、对地方的转移支付、调出资金。

第三十六条 地方政府性基金预算收入编制内容包括本级政府性基金各项目收入、上一年度结余、下级上解收入、上级转移支付。

地方政府性基金预算支出编制内容包括本级政府性基金各项目支出、上解上级支出、对下级的转移支付、调出资金。

第三十七条 中央国有资本经营预算收入编制内容包括本级收入、上一年度结余、地方上解收入。

中央国有资本经营预算支出编制内容包括本级支出、向一般公共预算调出资金、对地方特定事项的转移支付。

第三十八条 地方国有资本经营预算收入编制内容包括本级收入、上一年度结余、上级对特定事项的转移支付、下级上解收入。

地方国有资本经营预算支出编制内容包括本级支出、向一般公共预算调出资金、对下级特定事项的转移支付、上解上级支出。

第三十九条 中央和地方社会保险基金预算收入、支出编制内容包括本条例第十六条规定的各项收入和支出。

第四十条 各部门、各单位预算收入编制内容包括本级预算拨款收入、预算拨款结转和其他收入。

各部门、各单位预算支出编制内容包括基本支出和项目支出。

各部门、各单位的预算支出，按其功能分类应当编列到项，按其经济性质分类应当编列到款。

第四十一条 各级政府应当加强项目支出管理。各级政府财政部门应当建立和完善项目支出预算评审制度。各部门、各单位应当按照本级政府财政部门的规定开展预算评审。

项目支出实行项目库管理，并建立健全项目入库评审机制和项目滚动管理机制。

第四十二条 预算法第三十四条第二款所称余额管理，是指国务院在全国人民代表大会批准的中央一般公共预算债务的余额限额内，决定发债规模、品种、期限和时点的管理方式；所称余额，是指中央一般公共预算中举借债务未偿还的本金。

第四十三条 地方政府债务余额实行限额管理。各省、自治区、直辖市的政府债务限额，由财政部在全国人民代表大会或者其常务委员会批准的总限额内，根据各地区债务风险、财力状况等因素，并考虑国家宏观调控政策等需要，提出方案报国务院批准。

各省、自治区、直辖市的政府债务余额不得突破国务院批准的限额。

第四十四条 预算法第三十五条第二款所称举借债务的规模，是指各地方政府债务余额限额的总和，包括一般债务限额和专项债务限额。一般债务是指列入一般公共预算用于公益性事业发

展的一般债券、地方政府负有偿还责任的外国政府和国际经济组织贷款转贷债务；专项债务是指列入政府性基金预算用于有收益的公益性事业发展的专项债券。

第四十五条 省、自治区、直辖市政府财政部门依照国务院下达的本地区地方政府债务限额，提出本级和转贷给下级政府的债务限额安排方案，报本级政府批准后，将增加举借的债务列入本级预算调整方案，报本级人民代表大会常务委员会批准。

接受转贷并向下级政府转贷的政府应当将转贷债务纳入本级预算管理。使用转贷并负有直接偿还责任的政府，应当将转贷债务列入本级预算调整方案，报本级人民代表大会常务委员会批准。

地方各级政府财政部门负责统一管理本地区政府债务。

第四十六条 国务院可以将举借的外国政府和国际经济组织贷款转贷给省、自治区、直辖市政府。

国务院向省、自治区、直辖市政府转贷的外国政府和国际经济组织贷款，省、自治区、直辖市政府负有直接偿还责任的，应当纳入本级预算管理。省、自治区、直辖市政府未能按时履行还款义务的，国务院可以相应抵扣对该地区的税收返还等资金。

省、自治区、直辖市政府可以将国务院转贷的外国政府和国际经济组织贷款再转贷给下级政府。

第四十七条 财政部和省、自治区、直辖市政府财政部门应当建立健全地方政府债务风险评估指标体系，组织评估地方政府债务风险状况，对债务高风险地区提出预警，并监督化解债务风险。

第四十八条 县级以上各级政府应当按照本年度转移支付预计执行数的一定比例将下一年度转移支付预计数提前下达至下一级政府，具体下达事宜由本级政府财政部门办理。

除据实结算等特殊项目的转移支付外，提前下达的一般性转移支付预计数的比例一般不低于90%；提前下达的专项转移支付预计数的比例一般不低于70%。其中，按照项目法管理分配的专项转移支付，应当一并明确下一年度组织实施的项目。

第四十九条 经本级政府批准，各级政府财政部门可以设置预算周转金，额度不得超过本级一般公共预算支出总额的1%。年度终了时，各级政府财政部门可以将预算周转金收回并用于补充预算稳定调节基金。

第五十条 预算法第四十二条第一款所称结转资金，是指预算安排项目的支出年度终了时尚未执行完毕，或者因故未执行但下一年度需要按原用途继续使用的资金；连续两年未用完的结转资金，是指预算安排项目的支出在下一年度终了时仍未用完的资金。

预算法第四十二条第一款所称结余资金，是指年度预算执行终了时，预算收入实际完成数扣除预算支出实际完成数和结转资金后剩余的资金。

第四章 预算执行

第五十一条 预算执行中，政府财政部门的主要职责：

- （一）研究和落实财政税收政策措施，支持经济社会健康发展；
- （二）制定组织预算收入、管理预算支出以及相关财务、会计、内部控制、监督等制度和办法；
- （三）督促各预算收入征收部门和单位依法履行职责，征缴预算收入；
- （四）根据年度支出预算和用款计划，合理调度、拨付预算资金，监督各部门、各单位预算资金使用管理情况；
- （五）统一管理政府债务的举借、支出与偿还，监督债务资金使用情况；
- （六）指导和监督各部门、各单位建立健全财务制度和会计核算体系，规范账户管理，健全内部控制机制，按照规定使用预算资金；
- （七）汇总、编报分期的预算执行数据，分析预算执行情况，按照本级人民代表大会常务委员会、本级政府和上一级政府财政部门的要求定期报告预算执行情况，并提出相关政策建议；
- （八）组织和指导预算资金绩效监控、绩效评价；
- （九）协调预算收入征收部门和单位、国库以及其他有关部门的业务工作。

第五十二条 预算法第五十六条第二款所称财政专户，是指财政部门为履行财政管理职能，根据法律规定或者经国务院批准开设的用于管理核算特定专用资金的银行结算账户；所称特定专用资金，包括法律规定可以设立财政专户的资金，外国政府和国际经济组织的贷款、赠款，按照规定存储的人民币以外的货币，财政部会同有关部门报国务院批准的其他特定专用资金。

开设、变更财政专户应当经财政部核准，撤销财政专户应当报财政部备案，中国人民银行应当加强对银行业金融机构开户的核准、管理和监督工作。

财政专户资金由本级政府财政部门管理。除法律另有规定外，未经本级政府财政部门同意，任何部门、单位和个人都无权冻结、动用财政专户资金。

财政专户资金应当由本级政府财政部门纳入统一的会计核算，并在预算执行情况、决算和政府综合财务报告中单独反映。

第五十三条 预算执行中，各部门、各单位的主要职责：

- （一）制定本部门、本单位预算执行制度，建立健全内部控制机制；
- （二）依法组织收入，严格支出管理，实施绩效监控，开展绩效评价，提高资金使用效益；
- （三）对单位的各项经济业务进行会计核算；
- （四）汇总本部门、本单位的预算执行情况，定期向本级政府财政部门报送预算执行情况报告和绩效评价报告。

第五十四条 财政部门会同社会保险行政部门、社会保险费征收机构制定社会保险基金预算的收入、支出以及财务管理的具体办法。

社会保险基金预算由社会保险费征收机构和社会保险经办机构具体执行，并按照规定向本级政府财政部门和社会保险行政部门报告执行情况。

第五十五条 各级政府财政部门 and 税务、海关等预算收入征收部门和单位必须依法组织预算收入，按照财政管理体制、征收管理制度和国库集中收缴制度的规定征收预算收入，除依法缴入财政专户的社会保险基金等预算收入外，应当及时将预算收入缴入国库。

第五十六条 除依法缴入财政专户的社会保险基金等预算收入外，一切有预算收入上缴义务的部门和单位，必须将应当上缴的预算收入，按照规定的预算级次、政府收支分类科目、缴库方式和期限缴入国库，任何部门、单位和个人不得截留、占用、挪用或者拖欠。

第五十七条 各级政府财政部门应当加强对预算资金拨付的管理，并遵循下列原则：

（一）按照预算拨付，即按照批准的年度预算和用款计划拨付资金。除预算法第五十四条规定的在预算草案批准前可以安排支出的情形外，不得办理无预算、无用款计划、超预算或者超计划的资金拨付，不得擅自改变支出用途；

（二）按照规定的预算级次和程序拨付，即根据用款单位的申请，按照用款单位的预算级次、审定的用款计划和财政部门规定的预算资金拨付程序拨付资金；

（三）按照进度拨付，即根据用款单位的实际用款进度拨付资金。

第五十八条 财政部应当根据全国人民代表大会批准的中央政府债务余额限额，合理安排发行国债的品种、结构、期限和时点。

省、自治区、直辖市政府财政部门应当根据国务院批准的本地区政府债务限额，合理安排发行本地区政府债券的结构、期限和时点。

第五十九条 转移支付预算下达和资金拨付应当由财政部门办理，其他部门和单位不得对下级政府部门和单位下达转移支付预算或者拨付转移支付资金。

第六十条 各级政府、各部门、各单位应当加强对预算支出的管理，严格执行预算，遵守财政制度，强化预算约束，不得擅自扩大支出范围、提高开支标准；严格按照预算规定的支出用途使用资金，合理安排支出进度。

第六十一条 财政部负责制定与预算执行有关的财务规则、会计准则和会计制度。各部门、各单位应当按照本级政府财政部门的要求建立健全财务制度，加强会计核算。

第六十二条 国库是办理预算收入的收纳、划分、留解、退付和库款支拨的专门机构。国库分为中央国库和地方国库。

中央国库业务由中国人民银行经理。未设中国人民银行分支机构的地区，由中国人民银行商财政部后，委托有关银行业金融机构办理。

地方国库业务由中国人民银行分支机构经理。未设中国人民银行分支机构的地区，由上级中国人民银行分支机构商有关地方政府财政部门后，委托有关银行业金融机构办理。

具备条件的乡、民族乡、镇，应当设立国库。具体条件和标准由省、自治区、直辖市政府财政部门确定。

第六十三条 中央国库业务应当接受财政部的指导和监督，对中央财政负责。

地方国库业务应当接受本级政府财政部门的指导和监督，对地方财政负责。

省、自治区、直辖市制定的地方国库业务规程应当报财政部和中国人民银行备案。

第六十四条 各级国库应当及时向本级政府财政部门编报预算收入入库、解库、库款拨付以及库款余额情况的日报、旬报、月报和年报。

第六十五条 各级国库应当依照有关法律、行政法规、国务院以及财政部、中国人民银行的有关规定，加强对国库业务的管理，及时准确地办理预算收入的收纳、划分、留解、退付和预算支出的拨付。

各级国库和有关银行业金融机构必须遵守国家有关预算收入缴库的规定，不得延解、占压应当缴入国库的预算收入和国库库款。

第六十六条 各级国库必须凭本级政府财政部门签发的拨款凭证或者支付清算指令于当日办理资金拨付，并及时将款项转入收款单位的账户或者清算资金。

各级国库和有关银行业金融机构不得占压财政部门拨付的预算资金。

第六十七条 各级政府财政部门、预算收入征收部门和单位、国库应当建立健全相互之间的预算收入对账制度，在预算执行中按月、按年核对预算收入的收纳以及库款拨付情况，保证预算收入的征收入库、库款拨付和库存金额准确无误。

第六十八条 中央预算收入、中央和地方预算共享收入退库的办法，由财政部制定。地方预算收入退库的办法，由省、自治区、直辖市政府财政部门制定。

各级预算收入退库的审批权属于本级政府财政部门。中央预算收入、中央和地方预算共享收入的退库，由财政部或者财政部授权的机构批准。地方预算收入的退库，由地方政府财政部门或者其授权的机构批准。具体退库程序按照财政部的有关规定办理。

办理预算收入退库，应当直接退给申请单位或者申请个人，按照国家规定用途使用。任何部门、单位和个人不得截留、挪用退库款项。

第六十九条 各级政府应当加强对本级国库的管理和监督，各级政府财政部门负责协调本级预算收入征收部门和单位与国库的业务工作。

第七十条 国务院各部门制定的规章、文件，凡涉及减免应缴预算收入、设立和改变收入项目和标准、罚没财物处理、经费开支标准和范围、国有资产处置和收益分配以及会计核算等事项的，应当符合国家统一的规定；凡涉及增加或者减少财政收入或者支出的，应当征求财政部意见。

第七十一条 地方政府依据法定权限制定的规章和规定的行政措施，不得涉及减免中央预算收入、中央和地方预算共享收入，不得影响中央预算收入、中央和地方预算共享收入的征收；违

反规定的，有关预算收入征收部门和单位有权拒绝执行，并应当向上级预算收入征收部门和单位以及财政部报告。

第七十二条 各级政府应当加强对预算执行工作的领导，定期听取财政部门有关预算执行情况的汇报，研究解决预算执行中出现的问题。

第七十三条 各级政府财政部门有权监督本级各部门及其所属各单位的预算管理有关工作，对各部门的预算执行情况和绩效进行评价、考核。

各级政府财政部门有权对与本级各预算收入相关的征收部门和单位征收本级预算收入的情况进行监督，对违反法律、行政法规规定多征、提前征收、减征、免征、缓征或者退还预算收入的，责令改正。

第七十四条 各级政府财政部门应当每月向本级政府报告预算执行情况，具体报告内容、方式和期限由本级政府规定。

第七十五条 地方各级政府财政部门应当定期向上一级政府财政部门报送本行政区域预算执行情况，包括预算执行旬报、月报、季报，政府债务余额统计报告，国库库款报告以及相关文字说明材料。具体报送内容、方式和期限由上一级政府财政部门规定。

第七十六条 各级税务、海关等预算收入征收部门和单位应当按照财政部门规定的期限和要求，向财政部门 and 上级主管部门报送有关预算收入征收情况，并附文字说明材料。

各级税务、海关等预算收入征收部门和单位应当与相关财政部门建立收入征管信息共享机制。

第七十七条 各部门应当按照本级政府财政部门规定的期限和要求，向本级政府财政部门报送本部门及其所属各单位的预算收支情况等报表和文字说明材料。

第七十八条 预算法第六十六条第一款所称超收收入，是指年度本级一般公共预算收入的实际完成数超过经本级人民代表大会或者其常务委员会批准的预算收入数的部分。

预算法第六十六条第三款所称短收，是指年度本级一般公共预算收入的实际完成数小于经本级人民代表大会或者其常务委员会批准的预算收入数的情形。

前两款所称实际完成数和预算收入数，不包括转移性收入和政府债务收入。

省、自治区、直辖市政府依照预算法第六十六条第三款规定增列的赤字，可以通过在国务院下达的本地区政府债务限额内发行地方政府一般债券予以平衡。

设区的市、自治州以下各级一般公共预算年度执行中出现短收的，应当通过调入预算稳定调节基金或者其他预算资金、减少支出等方式实现收支平衡；采取上述措施仍不能实现收支平衡的，可以通过申请上级政府临时救助平衡当年预算，并在下一年度预算中安排资金归还。

各级一般公共预算年度执行中厉行节约、节约开支，造成本级预算支出实际执行数小于预算总支出的，不属于预算调整的情形。

各级政府性基金预算年度执行中有超收收入的，应当在下一年度安排使用并优先用于偿还相应的专项债务；出现短收的，应当通过减少支出实现收支平衡。国务院另有规定的除外。

各级国有资本经营预算年度执行中有超收收入的，应当在下一年度安排使用；出现短收的，应当通过减少支出实现收支平衡。国务院另有规定的除外。

第七十九条 年度预算确定后，部门、单位改变隶属关系引起预算级次或者预算关系变化的，应当在改变财务关系的同时，相应办理预算、资产划转。

第五章 决 算

第八十条 预算法第七十四条所称决算草案，是指各级政府、各部门、各单位编制的未经法定程序审查和批准的预算收支和结余的年度执行结果。

第八十一条 财政部应当在每年第四季度部署编制决算草案的原则、要求、方法和报送期限，制发中央各部门决算、地方决算以及其他有关决算的报表格式。

省、自治区、直辖市政府按照国务院的要求和财政部的部署，结合本地区的具体情况，提出本行政区域编制决算草案的要求。

县级以上地方政府财政部门根据财政部的部署和省、自治区、直辖市政府的要求，部署编制本级政府各部门和下级政府决算草案的原则、要求、方法和报送期限，制发本级政府各部门决算、下级政府决算以及其他有关决算的报表格式。

第八十二条 地方政府财政部门根据上级政府财政部门的部署，制定本行政区域决算草案和本级各部门决算草案的具体编制办法。

各部门根据本级政府财政部门的部署，制定所属各单位决算草案的具体编制办法。

第八十三条 各级政府财政部门、各部门、各单位在每一预算年度终了时，应当清理核实全年预算收入、支出数据和往来款项，做好决算数据对账工作。

决算各项数据应当以经核实的各级政府、各部门、各单位会计数据为准，不得以估计数据替代，不得弄虚作假。

各部门、各单位决算应当列示结转、结余资金。

第八十四条 各单位应当按照主管部门的布置，认真编制本单位决算草案，在规定期限内上报。

各部门在审核汇总所属各单位决算草案基础上，连同本部门自身的决算收入和支出数据，汇编成本部门决算草案并附详细说明，经部门负责人签章后，在规定期限内报本级政府财政部门审核。

第八十五条 各级预算收入征收部门和单位应当按照财政部门的要求，及时编制收入年报以及有关资料并报送财政部门。

第八十六条 各级政府财政部门应当根据本级预算、预算会计核算数据等相关资料编制本级决算草案。

第八十七条 年度预算执行终了，对于上下级财政之间按照规定需要清算的事项，应当在决算时办理结算。

县级以上各级政府财政部门编制的决算草案应当及时报送本级政府审计部门审计。

第八十八条 县级以上地方各级政府应当自本级决算经批准之日起 30 日内，将本级决算以及下一级政府上报备案的决算汇总，报上一级政府备案；将下一级政府报送备案的决算汇总，报本级人民代表大会常务委员会备案。

乡、民族乡、镇政府应当自本级决算经批准之日起 30 日内，将本级决算报上一级政府备案。

第六章 监 督

第八十九条 县级以上各级政府应当接受本级和上级人民代表大会及其常务委员会对预算执行情况和决算的监督，乡、民族乡、镇政府应当接受本级人民代表大会和上级人民代表大会及其常务委员会对预算执行情况和决算的监督；按照本级人民代表大会或者其常务委员会的要求，报告预算执行情况；认真研究处理本级人民代表大会代表或者其常务委员会组成人员有关改进预算管理的建议、批评和意见，并及时答复。

第九十条 各级政府应当加强对下级政府预算执行情况的监督，对下级政府在预算执行中违反预算法、本条例和国家方针政策的行为，依法予以制止和纠正；对本级预算执行中出现的问题，及时采取处理措施。

下级政府应当接受上级政府对预算执行情况的监督；根据上级政府的要求，及时提供资料，如实反映情况，不得隐瞒、虚报；严格执行上级政府作出的有关决定，并将执行结果及时上报。

第九十一条 各部门及其所属各单位应当接受本级政府财政部门对预算管理有关工作的监督。财政部派出机构根据职责和财政部的授权，依法开展工作。

第九十二条 各级政府审计部门应当依法对本级预算执行情况和决算草案，本级各部门、各单位和下级政府的预算执行情况和决算，进行审计监督。

第七章 法律责任

第九十三条 预算法第九十三条第六项所称违反本法规定冻结、动用国库库款或者以其他方式支配已入国库库款，是指：

- （一）未经有关政府财政部门同意，冻结、动用国库库款；
- （二）预算收入征收部门和单位违反规定将所收税款和其他预算收入存入国库之外的其他账户；
- （三）未经有关政府财政部门或者财政部门授权的机构同意，办理资金拨付和退付；

- (四) 将国库库款挪作他用；
- (五) 延解、占压国库库款；
- (六) 占压政府财政部门拨付的预算资金。

第九十四条 各级政府、有关部门和单位有下列行为之一的，责令改正；对负有直接责任的主管人员和其他直接责任人员，依法给予处分：

- (一) 突破一般债务限额或者专项债务限额举借债务；
- (二) 违反本条例规定下达转移支付预算或者拨付转移支付资金；
- (三) 擅自开设、变更账户。

第八章 附 则

第九十五条 预算法第九十七条所称政府综合财务报告，是指以权责发生制为基础编制的反映各级政府整体财务状况、运行情况和财政中长期可持续性的报告。政府综合财务报告包括政府资产负债表、收入费用表等财务报表和报表附注，以及以此为基础进行的综合分析等。

第九十六条 政府投资年度计划应当和本级预算相衔接。政府投资决策、项目实施和监督管理按照政府投资有关行政法规执行。

第九十七条 本条例自 2020 年 10 月 1 日起施行。

中华人民共和国国务院令

第 731 号

现公布修订后的《国家科学技术奖励条例》，自 2020 年 12 月 1 日起施行。

总理 李克强
2020 年 10 月 7 日

国家科学技术奖励条例

(1999 年 5 月 23 日中华人民共和国国务院令 第 265 号发布 根据 2003 年 12 月 20 日《国务院关于修改〈国家科学技术奖励条例〉的决定》第一次修订 根据 2013 年 7 月 18 日《国务院关

于废止和修改部分行政法规的决定》第二次修订 2020 年 10 月 7 日中华人民共和国国务院令 731 号第三次修订)

第一章 总 则

第一条 为了奖励在科学技术进步活动中做出突出贡献的个人、组织，调动科学技术工作者的积极性和创造性，建设创新型国家和世界科技强国，根据《中华人民共和国科学技术进步法》，制定本条例。

第二条 国务院设立下列国家科学技术奖：

- (一) 国家最高科学技术奖；
- (二) 国家自然科学奖；
- (三) 国家技术发明奖；
- (四) 国家科学技术进步奖；
- (五) 中华人民共和国国际科学技术合作奖。

第三条 国家科学技术奖应当与国家重大战略需要和中长期科技发展规划紧密结合。国家加大对自然科学基础研究和应用基础研究的奖励。国家自然科学奖应当注重前瞻性、理论性，国家技术发明奖应当注重原创性、实用性，国家科学技术进步奖应当注重创新性、效益性。

第四条 国家科学技术奖励工作坚持中国共产党领导，实施创新驱动发展战略，贯彻尊重劳动、尊重知识、尊重人才、尊重创造的方针，培育和践行社会主义核心价值观。

第五条 国家维护国家科学技术奖的公正性、严肃性、权威性和荣誉性，将国家科学技术奖授予追求真理、潜心研究、学有所长、研有所专、敢于超越、勇攀高峰的科技工作者。

国家科学技术奖的提名、评审和授予，不受任何组织或者个人干涉。

第六条 国务院科学技术行政部门负责国家科学技术奖的相关办法制定和评审活动的组织工作。对涉及国家安全的项目，应当采取严格的保密措施。

国家科学技术奖励应当实施绩效管理。

第七条 国家设立国家科学技术奖励委员会。国家科学技术奖励委员会聘请有关方面的专家、学者等组成评审委员会和监督委员会，负责国家科学技术奖的评审和监督工作。

国家科学技术奖励委员会的组成人员人选由国务院科学技术行政部门提出，报国务院批准。

第二章 国家科学技术奖的设置

第八条 国家最高科学技术奖授予下列中国公民：

- (一) 在当代科学技术前沿取得重大突破或者在科学技术发展中有卓越建树的；

(二) 在科学技术创新、科学技术成果转化和高技术产业化中, 创造巨大经济效益、社会效益、生态环境效益或者对维护国家安全做出巨大贡献的。

国家最高科学技术奖不分等级, 每次授予人数不超过 2 名。

第九条 国家自然科学奖授予在基础研究和应用基础研究中阐明自然现象、特征和规律, 做出重大科学发现的个人。

前款所称重大科学发现, 应当具备下列条件:

- (一) 前人尚未发现或者尚未阐明;
- (二) 具有重大科学价值;
- (三) 得到国内外自然科学界公认。

第十条 国家技术发明奖授予运用科学技术知识做出产品、工艺、材料、器件及其系统等重大技术发明的个人。

前款所称重大技术发明, 应当具备下列条件:

- (一) 前人尚未发明或者尚未公开;
- (二) 具有先进性、创造性、实用性;
- (三) 经实施, 创造显著经济效益、社会效益、生态环境效益或者对维护国家安全做出显著贡献, 且具有良好的应用前景。

第十一条 国家科学技术进步奖授予完成和应用推广创新性科学技术成果, 为推动科学技术进步和经济社会发展做出突出贡献的个人、组织。

前款所称创新性科学技术成果, 应当具备下列条件:

- (一) 技术创新性突出, 技术经济指标先进;
- (二) 经应用推广, 创造显著经济效益、社会效益、生态环境效益或者对维护国家安全做出显著贡献;
- (三) 在推动行业科学技术进步等方面有重大贡献。

第十二条 国家自然科学奖、国家技术发明奖、国家科学技术进步奖分为一等奖、二等奖 2 个等级; 对做出特别重大的科学发现、技术发明或者创新性科学技术成果的, 可以授予特等奖。

第十三条 中华人民共和国国际科学技术合作奖授予对中国科学技术事业做出重要贡献的下列外国人或者外国组织:

- (一) 同中国的公民或者组织合作研究、开发, 取得重大科学技术成果的;
- (二) 向中国的公民或者组织传授先进科学技术、培养人才, 成效特别显著的;
- (三) 为促进中国与外国的国际科学技术交流与合作, 做出重要贡献的。

中华人民共和国国际科学技术合作奖不分等级。

第三章 国家科学技术奖的提名、评审和授予

第十四条 国家科学技术奖实行提名制度，不受理自荐。候选者由下列单位或者个人提名：

（一）符合国务院科学技术行政部门规定的资格条件的专家、学者、组织机构；

（二）中央和国家机关有关部门，中央军事委员会科学技术部门，省、自治区、直辖市、计划单列市人民政府。

香港特别行政区、澳门特别行政区、台湾地区的有关个人、组织的提名资格条件，由国务院科学技术行政部门规定。

中华人民共和国驻外使馆、领馆可以提名中华人民共和国国际科学技术合作奖的候选者。

第十五条 提名者应当严格按照提名办法提名，提供提名材料，对材料的真实性和准确性负责，并按照规定承担相应责任。

提名办法由国务院科学技术行政部门制定。

第十六条 在科学技术活动中有下列情形之一的，相关个人、组织不得被提名或者授予国家科学技术奖：

（一）危害国家安全、损害社会公共利益、危害人体健康、违反伦理道德的；

（二）有科研不端行为，按照国家有关规定被禁止参与国家科学技术奖励活动的；

（三）有国务院科学技术行政部门规定的其他情形的。

第十七条 国务院科学技术行政部门应当建立覆盖各学科、各领域的评审专家库，并及时更新。评审专家应当精通所从事学科、领域的专业知识，具有较高的学术水平和良好的科学道德。

第十八条 评审活动应当坚持公开、公平、公正的原则。评审专家与候选者有重大利害关系，可能影响评审公平、公正的，应当回避。

评审委员会的评审委员和参与评审活动的评审专家应当遵守评审工作纪律，不得有利用评审委员、评审专家身份牟取利益或者与其他评审委员、评审专家串通表决等可能影响评审公平、公正的行为。

评审办法由国务院科学技术行政部门制定。

第十九条 评审委员会设立评审组进行初评，评审组负责提出初评建议并提交评审委员会。

参与初评的评审专家从评审专家库中抽取产生。

第二十条 评审委员会根据相关办法对初评建议进行评审，并向国家科学技术奖励委员会提出各奖种获奖者和奖励等级的建议。

监督委员会根据相关办法对提名、评审和异议处理工作全程进行监督，并向国家科学技术奖励委员会报告监督情况。

国家科学技术奖励委员会根据评审委员会的建议和监督委员会的报告，作出各奖种获奖者和奖励等级的决议。

第二十一条 国务院科学技术行政部门对国家科学技术奖励委员会作出的各奖种获奖者和奖励等级的决议进行审核，报国务院批准。

第二十二条 国家最高科学技术奖报请国家主席签署并颁发奖章、证书和奖金。

国家自然科学奖、国家技术发明奖、国家科学技术进步奖由国务院颁发证书和奖金。

中华人民共和国国际科学技术合作奖由国务院颁发奖章和证书。

第二十三条 国家科学技术奖提名和评审的办法、奖励总数、奖励结果等信息应当向社会公布，接受社会监督。

涉及国家安全的保密项目，应当严格遵守国家保密法律法规的有关规定，加强项目内容的保密管理，在适当范围内公布。

第二十四条 国家科学技术奖励工作实行科研诚信审核制度。国务院科学技术行政部门负责建立提名专家、学者、组织机构和评审委员、评审专家、候选者的科研诚信严重失信行为数据库。

禁止任何个人、组织进行可能影响国家科学技术奖提名和评审公平、公正的活动。

第二十五条 国家最高科学技术奖的奖金数额由国务院规定。

国家自然科学奖、国家技术发明奖、国家科学技术进步奖的奖金数额由国务院科学技术行政部门会同财政部门规定。

国家科学技术奖的奖励经费列入中央预算。

第二十六条 宣传国家科学技术奖获奖者的突出贡献和创新精神，应当遵守法律法规的规定，做到安全、保密、适度、严谨。

第二十七条 禁止使用国家科学技术奖名义牟取不正当利益。

第四章 法律责任

第二十八条 候选者进行可能影响国家科学技术奖提名和评审公平、公正的活动的，由国务院科学技术行政部门给予通报批评，取消其参评资格，并由所在单位或者有关部门依法给予处分。

其他个人或者组织进行可能影响国家科学技术奖提名和评审公平、公正的活动的，由国务院科学技术行政部门给予通报批评；相关候选者有责任的，取消其参评资格。

第二十九条 评审委员、评审专家违反国家科学技术奖评审工作纪律的，由国务院科学技术行政部门取消其评审委员、评审专家资格，并由所在单位或者有关部门依法给予处分。

第三十条 获奖者剽窃、侵占他人的发现、发明或者其他科学技术成果的，或者以其他不正当手段骗取国家科学技术奖的，由国务院科学技术行政部门报国务院批准后撤销奖励，追回奖章、证书和奖金，并由所在单位或者有关部门依法给予处分。

第三十一条 提名专家、学者、组织机构提供虚假数据、材料，协助他人骗取国家科学技术奖的，由国务院科学技术行政部门给予通报批评；情节严重的，暂停或者取消其提名资格，并由所在单位或者有关部门依法给予处分。

第三十二条 违反本条例第二十七条规定的，由有关部门依照相关法律、行政法规的规定予以查处。

第三十三条 对违反本条例规定，有科研诚信严重失信行为的个人、组织，记入科研诚信严重失信行为数据库，并共享至全国信用信息共享平台，按照国家有关规定实施联合惩戒。

第三十四条 国家科学技术奖的候选者、获奖者、评审委员、评审专家和提名专家、学者涉嫌违反其他法律、行政法规的，国务院科学技术行政部门应当通报有关部门依法予以处理。

第三十五条 参与国家科学技术奖评审组织工作的人员在评审活动中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊的，依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第五章 附 则

第三十六条 有关部门根据国家安全领域的特殊情况，可以设立部级科学技术奖；省、自治区、直辖市、计划单列市人民政府可以设立一项省级科学技术奖。具体办法由设奖部门或者地方人民政府制定，并报国务院科学技术行政部门及有关单位备案。

设立省部级科学技术奖，应当按照精简原则，严格控制奖励数量，提高奖励质量，优化奖励程序。其他国家机关、群众团体，以及参照公务员法管理的事业单位，不得设立科学技术奖。

第三十七条 国家鼓励社会力量设立科学技术奖。社会力量设立科学技术奖的，在奖励活动中不得收取任何费用。

国务院科学技术行政部门应当对社会力量设立科学技术奖的有关活动进行指导服务和监督管理，并制定具体办法。

第三十八条 本条例自2020年12月1日起施行。

国务院办公厅关于印发《公共企事业单位信息公开规定 制定办法》的通知

国办发〔2020〕50号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

《公共企事业单位信息公开规定制定办法》已经国务院同意，现印发给你们，请认真贯彻执行。

国务院办公厅
2020年12月7日

公共企事业单位信息公开规定制定办法

第一条 为了建立健全公共企事业单位信息公开制度，深入推进公共企事业单位信息公开，加强对公共企事业单位的监督管理，提升公共企事业单位服务水平，更好维护人民群众切身利益，助力优化营商环境，根据《中华人民共和国政府信息公开条例》有关规定，制定本办法。

第二条 国务院有关主管部门应当根据《中华人民共和国政府信息公开条例》第五十五条和本办法的要求，制定或者修订教育、卫生健康、供水、供电、供气、供热、环境保护、公共交通等领域的公共企事业单位信息公开规定。

全国政府信息公开工作主管部门根据经济社会发展情况和工作实际，逐步扩大本办法适用范围。

第三条 制定公共企事业单位信息公开规定，要以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，坚持以人民为中心的发展思想，坚持依法依规、便民实用、稳步推进的原则。

第四条 公共企事业单位信息公开规定应当对适用主体作出界定，可以普遍适用于本领域所有公共企事业单位，也可以只适用于本领域部分公共企事业单位。条件具备的，可以列出适用主体清单。

公共企事业单位信息公开规定适用主体重点包括：具有市场支配地位、公共属性较强、直接关系人民群众身体健康和生命安全的公共企事业单位，或者与服务对象之间信息不对称问题突出、需要重点加强监管的公共企事业单位。

第五条 公共企事业单位信息公开的方式，以主动公开为主，原则上不采取依申请公开的方式。公共企事业单位信息公开规定对依申请公开作出规定的，应当明确办理期限、处理方式、监督救济渠道等内容，确保依申请公开程序具备可操作性。

公共企事业单位信息公开规定应当要求公共企事业单位设置信息公开咨询窗口，建立健全相应工作机制，加强沟通协商，限时回应关切，优化咨询服务，满足服务对象以及社会公众的个性化信息需求。信息公开咨询窗口设置方式，以开通热线电话或者网站互动交流平台、接受现场咨

询等为主，注重与公共企事业单位客户服务热线、移动客户端等的融合，避免不当增加公共企事业单位负担。

第六条 公共企事业单位信息公开规定应当根据实际情况灵活确定公开渠道，并对加强日常管理维护提出要求。在确定公开渠道时，应当坚持务实管用、因地因事制宜的原则，防止“一刀切”。

第七条 公共企事业单位信息公开规定应当以清单方式明确列出公开内容及时限要求，并根据实际情况动态调整。

在确定公开内容时，应当坚持既尽力而为又量力而行，重点包括下列信息：

- （一）与人民群众日常生活密切相关的办事服务信息；
- （二）对营商环境影响较大的信息；
- （三）直接关系服务对象切身利益的信息；
- （四）事关生产安全和消费者人身财产安全的信息；
- （五）社会舆论关注度高、反映问题较多的信息；
- （六）其他应当公开的重要信息。

公开内容原则上以长期公开为主，如果涉及公示等阶段性公开的内容，应当予以区分并作出专门规定。

第八条 公共企事业单位信息公开的监督方式，以向各级主管部门申诉为主，原则上不包括申请行政复议或者提起行政诉讼。法律、行政法规另有规定的，从其规定。

各级主管部门应当建立专门工作制度，明确处理期限，依法及时处理对有关公共企事业单位信息公开的申诉。

第九条 公共企事业单位信息公开规定应当包括专门的责任条款，通过通报批评、责令整改、行政处罚等方式强化责任落实。公共企事业单位信息公开规定设定的行政处罚，以相关法律、行政法规授予有关主管部门的行政处罚权为依据。

第十条 制定公共企事业单位信息公开规定，应当坚持科学立法、民主立法，充分听取服务对象、公共企事业单位、行业协会、群众代表、专家学者等各方面意见，积极采纳合理建议。

第十一条 公共企事业单位信息公开规定应当妥善处理好在信息公开与国家秘密、公共安全、产业安全、商业秘密、个人信息保护等其他重要利益的关系，注意区分信息公开与业务查询服务事项。

第十二条 公共企事业单位信息公开规定应当加强与上市公司信息披露、企业信息公示等相关制度的衔接，综合考虑法律、行政法规、规章关于本领域公共企事业单位信息公开的规定。

第十三条 公共企事业单位信息公开规定应当以规章的形式制定。制定规章条件暂不成熟的，可以先制定规范性文件，并在条件成熟后尽快制定规章。

第十四条 本办法由全国政府信息公开工作主管部门负责解释。

第十五条 本办法自 2021 年 1 月 1 日起施行。

国务院办公厅转发国家发展改革委等部门关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展意见的通知

国办函〔2020〕129 号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

国家发展改革委、财政部、住房城乡建设部、市场监管总局、国家能源局《关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展的意见》已经国务院同意，现转发给你们，请结合实际认真组织实施。

国务院办公厅
2020 年 12 月 23 日

（此件公开发布）

关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费 促进行业高质量发展的意见

国家发展改革委 财政部 住房城乡建设部
市场监管总局 国家能源局

供水供电供气供暖等公用事业，是城镇经济运行和社会发展的保障，具有显著的基础性、先导性和自然垄断性，直接关系社会公众利益和人民群众生活质量。近年来，我国城镇公用设施建设不断加强，公用事业市场化积极推进，服务覆盖率和服务质量持续上升，但仍存在部分地区服务收费的项目偏多、标准偏高、行为不规范，部分企业服务意识不强、服务质量和效率不高等问题。清理规范城镇供水供电供气供暖等行业收费，完善价格形成机制，有利于促进企业提高生产经营效率和市场竞争力、进一步优化营商环境，有利于吸引社会资本进入、降低实体经济成本、减轻社会负担和提高人民群众满意度。为贯彻落实党中央、国务院决策部署，理清价费关系、完

善价格机制、提升服务质量，现就清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费、促进行业高质量发展，提出以下意见。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深化供水供电供气供暖行业市场化改革，区分网络型自然垄断环节和竞争性环节，明确属性定位，合理界定政府、企业、用户的权利义务，进一步深化公用事业领域“放管服”改革，加快推进竞争性环节的市场化，提升对网络型自然垄断环节价格监管的科学化、精细化、规范化水平，有效发挥价格机制激励约束作用，降低城镇经济社会运行基础成本，不断提高水电气暖等产品和服务供给的质量和效率，增强人民群众获得感。

（二）基本原则。

——坚持权责对等。科学界定政府、企业、用户的权责关系，实现主体明确、价费清晰、权责相符。按照“谁运营、谁负责”、“谁受益、谁付费”原则，明确投资、建设、运营、维护、使用、监管等主体责任，引导公用事业属性合理定位和成本合理分担。

——坚持清费顺价。坚决清理取消各种形式的不合理收费，提供产品和服务的合理成本主要通过价格得到补偿。对实行政府定价或政府指导价的项目，合理确定成本构成，加强成本监审，完善价格形成机制，科学确定价格水平。

——坚持标本兼治。着眼长远，着力当下，既要抓紧解决供水供电供气供暖行业收费方面存在的突出问题，又要持续深化行业管理体制、企业经营机制改革，强化制度建设，完善政府监管体系，建立健全促进行业健康发展的长效机制。

——坚持稳步推进。统筹考虑各地区经济社会发展水平和社会承受能力，妥善处理经济效益与社会公平、企业发展与民生保障、改革与稳定的关系，因地制宜、稳慎推进，采取综合有效措施保障供水供电供气供热企业正常生产经营。

（三）主要目标。到2025年，清理规范供水供电供气供暖行业收费取得明显成效，科学、规范、透明的价格形成机制基本建立，政府投入机制进一步健全，相关行业定价办法、成本监审办法、价格行为和服务规范全面覆盖，水电气暖等产品和服务供给的质量和效率明显提高。

二、清理取消不合理收费

（一）供水环节收费。取消供水企业及其所属或委托的安装工程公司在用水报装工程验收接入环节向用户收取的接水费、增容费、报装费等类似名目开户费用，以及开关闸费、竣工核验费、竣工导线测量费、管线探测费、勾头费、水钻工程费、碰头费、出图费等类似名目工程费用。

（二）供电环节收费。取消供电企业及其所属或委托的安装工程公司在用电报装工程验收接入环节向用户收取的移表费、计量装置赔偿费、环境监测费、高压电缆介损试验费、高压电缆震荡波试验费、低压电缆试验费、低压计量检测费、互感器试验费、网络自动化费、配电室试验费、开闭站集资费、调试费等类似名目费用。

（三）供气环节收费。取消燃气企业应通过配气价格回收成本的收费项目，包括：涉及建筑区划红线外市政管网资产的增压费、增容费等类似名目费用；涉及市政管网至建筑区划红线连接的接驳费、开通费、接线费、切线费、吹扫费、放散费等建设及验收接入环节费用；涉及建筑区划红线内至燃气表的设施维修维护、到期表具更换等费用。取消与建筑区划红线内燃气工程安装不相关或已纳入工程安装成本的收费项目，包括开口费、开户费、接口费、接入费、入网费、清管费、通气费、点火费等类似名目费用。

（四）供暖环节收费。取消北方采暖地区城镇集中供热企业向用户收取的接口费、集中管网建设费、并网配套费等类似名目费用。建筑区划红线内属于用户资产的供热设施经验收合格依法依规移交供热企业管理的，相关维修维护等费用由供热企业承担，纳入企业经营成本，不得另行向用户收取。

（五）接入工程费用。在城镇规划建设用地范围内，供水供电供气供热企业的投资界面应延伸至用户建筑区划红线，除法律法规和相关政策另有规定外，不得由用户承担建筑区划红线外发生的任何费用。从用户建筑区划红线连接至公共管网发生的入网工程建设，由供水供电供气供热企业承担的部分，纳入企业经营成本；按规定由政府承担的部分，应及时拨款委托供水供电供气供热企业建设，或者由政府直接投资建设。

（六）其他各类收费。严禁政府部门、相关机构对供水供电供气供暖计量装置强制检定收费；供水供电供气供热企业或用户自愿委托相关机构对计量装置进行检定的，按照“谁委托、谁付费”原则，检定费用由委托方支付，但计量装置经检定确有问题的，由供水供电供气供热企业承担检定费用，并免费为用户更换合格的计量装置。严禁向用户收取水电气热计量装置费用。任何单位代收供水供电供气供暖费时，严禁向用户加收额外费用。建筑区划红线内供水供电供气供暖管网的建设安装、更新改造、维修维护等费用已由政府承担的，不得再向用户收取。新建商品房、保障性住房等建筑区划红线内供水供电供气供暖管线及配套设备设施的建设安装费用统一纳入房屋开发建设成本，不得另外向买受人收取；投入使用后，可依法依规移交给供水供电供气供热企业实行专业化运营管理，相关运行维护等费用纳入企业经营成本。

以上收费项目，没有合法有效政策依据的全部取消；地方政府采取特许经营协议等方式授权供水供电供气供热企业以入网费、集中管网建设费、并网配套费等名目收取专项建设费用补偿收入的，应结合理顺水电气暖价格、建立健全补贴机制逐步取消，具体取消时间由各地确定。

三、加快完善价格形成机制

（一）完善供水价格机制。城镇供水价格应纳入地方定价目录，实行政府定价或政府指导价。加快建立健全以“准许成本加合理收益”为基础，有利于激励提升供水质量、促进节约用水的价格机制。建筑区划红线内供水（含二次加压调蓄）设施依法依规移交给供水企业管理的，其运行维护、修理更新等费用计入供水成本。在严格成本监审的基础上，综合考虑企业生产经营及行业发展需要、社会承受能力、促进全社会节水等因素，合理制定并动态调整供水价格。

（二）完善电价机制。结合国家电力体制改革，逐步理顺输配电价结构，加快形成结构优化、水平合理的输配电价体系。平稳推进上网电价机制改革，有序放开各类电源上网电价，完善跨省跨区电力价格市场化形成机制。有序放开除居民、农业、重要公用事业和公益性服务以外的用电价格，逐步取消工商业目录电价。完善峰谷分时电价政策，健全差别电价机制。深入研究并逐步解决电价政策性交叉补贴问题。

（三）完善配气价格机制。城镇配气价格应纳入地方定价目录，实行政府定价或政府指导价。加快核定独立配气价格，由燃气企业投资建设的市政管网、市政管网至建筑区划红线外的管网，企业自用的储气设施，以及其他与配气业务相关的设备设施等，纳入配气价格有效资产。建筑区划红线内按法律法规规定由燃气企业承担运行维护的成本，以及燃气表后至燃具前由燃气企业为排除安全隐患而开展的上门服务、安全检查、设施修理、材料更换等服务成本，纳入企业经营成本。

（四）完善供暖价格机制。城镇集中供暖价格应纳入地方定价目录，实行政府定价或政府指导价。合理制定并动态调整热力销售价格，稳步推进计量收费改革，具备条件的地区逐步实行基本热价和计量热价相结合的两部制热价，暂不具备条件的地区按供热面积计收热费。热电联产的供热企业，应将成本在电、热之间合理分摊。

四、严格规范价格收费行为

（一）明确可保留的收费项目。供水供电供气供热企业设施产权分界点以后至用水用电用气用热器具前，为满足用户个性化需求所提供的延伸服务等，应明确服务项目、服务内容，允许收取合理费用，实行明码标价。对市场竞争不充分、仍具有垄断性的少数经营服务性收费，可依法实行政府定价或政府指导价。城镇老旧小区水电气暖改造工程费用，可通过政府补贴、企业自筹、用户出资等方式筹措，具体方式和费用分摊方案由各地区结合实际确定。

（二）规范政府定价行为。制定完善城镇供水供电供气供暖成本监审和定价办法，明确成本构成，细化职工薪酬、折旧费、损耗等约束性指标，合理制定价格。少数实行政府定价或政府指导价的工程安装收费，要合理确定利润率，偏高的要尽快降低。高可靠性供电收费政策，由各地区结合实际明确。对自备电厂系统备用费，各地区应参照当地大工业输配电价中的基本电价水平，并根据省级电网输配电价合理制定。对余热、余压、余气自备电厂，继续减免系统备用费。加强成本和价格信息公开，保障用户知情权。

（三）规范经营者收费行为。供水供电供气供热企业应抄表到户、服务到户，严格按照政府规定的销售价格向终端用户收取水电气暖费用。对供水供电供气供热企业暂未直抄到户的终端用户，任何单位或个人不得在水电气暖费用中加收其他费用，对具备表计条件的终端用户，应严格按照政府规定的销售价格执行；对不具备表计条件的终端用户，水电气暖费用应由终端用户公平分摊。物业公共部位、共用设施和配套设施的运行维护费用等，应通过物业费、租金或公共收益解决，不得以水电气暖费用为基数加收服务类费用。经营者要建立健全各项收费及费用分摊相关信息的

公示制度，及时向终端用户公开。严禁以强制服务、捆绑收费等形式收取不合理费用。严禁供水供电供气供热企业实施垄断行为，对违反反垄断法、妨碍市场公平竞争、损害其他市场主体和消费者利益的，按照相关法律法规予以处罚。

五、提升服务水平

（一）健全行业管理制度和技术标准体系。有关行业主管部门要加快完善供水供电供气供暖等城市基础设施规划、工程设计、工程建设、工程验收、运行维护等制度规定，明确工程验收标准和程序，加强标准协调衔接，加快形成系统性技术标准体系。对于已有技术标准的，要进一步梳理完善，及时调整不合理规定；对于尚无技术标准的，要加快制定，尽快出台。

（二）加快完善行业服务质量体系。有关行业主管部门要按照深化“放管服”改革要求，制定完善供水供电供气供暖行业服务质量规范和评价体系。加强行业服务质量管理，通过采取行业服务质量评估、公开通报行业服务情况等方式，提升行业整体服务质量。

（三）不断提高企业服务水平。供水供电供气供热企业要增强服务意识，提高工作效率和服务水平，向用户提供安全、便捷、稳定、价格合理的产品和服务。制定简捷、标准化的服务办理流程，公开服务标准、资费标准等信息，严格落实承诺制度，接受社会监督。积极推进“一站式”办理和“互联网+”服务模式，推动申请报装、维修、过户、缴费、开具发票等“一窗受理、一网通办、一站办结”，进一步压缩办理时限，鼓励有条件的地区推动有关服务事项进驻政务服务大厅。

六、改善发展环境

（一）提升市政配套基础设施规划建设管理水平。坚持市政配套基础设施先规划后建设、先地下后地上，加强专项规划编制，统筹城镇基础设施规划、建设和管理，确保老城区与新城及园区互联互通，地上与地下整体协调，避免条块分割、多头管理。储备土地应进行必要的前期开发建设，完善与地块相关的道路及供水供电供气供热等配套基础设施建设方案，落实工程建设资金，确保市政配套基础设施与建设项目同步使用。与储备土地直接相关的市政配套基础设施建设费用可按规定纳入土地开发支出，不得由供水供电供气供热企业负担。

（二）加快放开经营服务市场。深化供水供电供气供暖行业体制改革，进一步放开市场准入限制，推动向规模化、集约化、跨地区经营方向发展，促进行业提质增效。支持通过政府和社会资本合作（PPP）、混合经营等方式，引导社会资本有序进入，增加市场供给。创新项目投资运营管理方式，实行投资、建设、运营和监管分开，促进设计施工、工程验收、运行维护等环节公平竞争。鼓励推进企业主营业务和工程设计施工业务分离，同步加强工程设计审查、施工监理、竣工验收等工作，确保工程质量。

（三）完善相关法律法规制度。鼓励各地区不断总结实践经验，根据国家有关法律法规，建立健全地方性法规，合理界定政府、企业、用户的权利义务。尤其对建筑区划红线内外的工程，

要分清管网设施设备产权和运行维护、抢修、更新改造的责任，明晰管理边界，确保主体明确、权责相符。

七、切实抓好政策落实

（一）加强组织领导。各地区各部门要充分认识清理规范供水供电供气供暖行业收费的重要意义，切实提高政治站位，统一思想，强化责任担当。各地方人民政府要明确部门任务分工，建立联合工作机制，逐项细化分解工作任务；落实主体责任，取消收费项目后属于公共服务范围的，应通过财政补贴、价格补偿等方式保障公共服务供给。

（二）稳妥推进实施。各地区要结合实际制定出台具体实施方案，深化细化实化改革措施，兼顾各方利益，充分评估可能出现的风险，制定应对预案，稳妥把握节奏和力度，合理设置过渡期，确保不影响正常生产生活。特别是对需要理顺价格的，要精心选择合适时机，对低收入群体予以重点关注，加大财政投入力度，做好兜底保障工作，确保平稳落地。对采取特许经营等方式的供水供电供气供暖企业，要合理制定相关收费标准，明确政府付费和使用者付费的界限，妥善处理价格补偿和政府补贴的关系，保障项目正常运营。

（三）强化监督检查。供水供电供气供热企业要按照“规范化、标准化、便民化”要求，全面梳理自查现行收费项目和标准，取消不合理收费项目，纠正强制性收费，降低偏高收费标准。市场监管部门要加强对供水供电供气供暖工程安装、维护维修领域的价格监管和反垄断执法，着力查处不执行政府定价或政府指导价、收取不合理费用以及达成实施垄断协议、滥用市场支配地位和滥用行政权力排除限制竞争等违法违规行为。对违法违规典型案例，要及时向社会公开曝光，发挥警示作用。

（四）加强宣传引导。各地区各部门要通过多种渠道、多种方式广泛宣传清理规范供水供电供气供暖行业收费、促进行业高质量发展的重要意义和典型经验做法，加强政策解读，及时回应社会关切，营造良好舆论氛围。

本意见自 2021 年 3 月 1 日起施行。

中华人民共和国国务院令

第 738 号

《行政事业性国有资产管理条例》已经 2020 年 12 月 30 日国务院第 120 次常务会议通过，现予公布，自 2021 年 4 月 1 日起施行。

总理 李克强

2021年2月1日

行政事业性国有资产管理条例

第一章 总 则

第一条 为了加强行政事业性国有资产管理与监督，健全国有资产管理体制，推进国家治理体系和治理能力现代化，根据全国人民代表大会常务委员会关于加强国有资产管理情况监督的决定，制定本条例。

第二条 行政事业性国有资产，是指行政单位、事业单位通过以下方式取得或者形成的资产：

- （一）使用财政资金形成的资产；
- （二）接受调拨或者划转、置换形成的资产；
- （三）接受捐赠并确认为国有的资产；
- （四）其他国有资产。

第三条 行政事业性国有资产属于国家所有，实行政府分级监管、各部门及其所属单位直接支配的管理体制。

第四条 各级人民政府应当建立健全行政事业性国有资产管理机制，加强对本级行政事业性国有资产的管理，审查、批准重大行政事业性国有资产管理事项。

第五条 国务院财政部门负责制定行政事业单位国有资产管理规章制度并负责组织实施和监督检查，牵头编制行政事业性国有资产管理情况报告。

国务院机关事务管理部门和有关机关事务管理部门会同有关部门依法依规履行相关中央行政事业单位国有资产管理职责，制定中央行政事业单位国有资产管理具体制度和办法并组织实施，接受国务院财政部门的指导和监督检查。

相关部门根据职责规定，按照集中统一、分类分级原则，加强中央行政事业单位国有资产管理，优化管理手段，提高管理效率。

第六条 各部门根据职责负责本部门及其所属单位国有资产管理工作，应当明确管理责任，指导、监督所属单位国有资产管理工作。

各部门所属单位负责本单位行政事业性国有资产的具体管理，应当建立和完善内部控制管理制度。

第七条 各部门及其所属单位管理行政事业性国有资产应当遵循安全规范、节约高效、公开透明、权责一致的原则，实现实物管理与价值管理相统一，资产管理与预算管理、财务管理相结合。

第二章 资产配置、使用和处置

第八条 各部门及其所属单位应当根据依法履行职能和事业发展的需要，结合资产存量、资产配置标准、绩效目标和财政承受能力配置资产。

第九条 各部门及其所属单位应当合理选择资产配置方式，资产配置重大事项应当经可行性和集体决策，资产价值较高的按照国家有关规定进行资产评估，并履行审批程序。

资产配置包括调剂、购置、建设、租用、接受捐赠等方式。

第十条 县级以上人民政府应当组织建立、完善资产配置标准体系，明确配置的数量、价值、等级、最低使用年限等标准。

资产配置标准应当按照勤俭节约、讲求绩效和绿色环保的要求，根据国家有关政策、经济社会发展水平、市场价格变化、科学技术进步等因素适时调整。

第十一条 各部门及其所属单位应当优先通过调剂方式配置资产。不能调剂的，可以采用购置、建设、租用等方式。

第十二条 行政单位国有资产应当用于本单位履行职能的需要。

除法律另有规定外，行政单位不得以任何形式将国有资产用于对外投资或者设立营利性组织。

第十三条 事业单位国有资产应当用于保障事业发展、提供公共服务。

第十四条 各部门及其所属单位应当加强对本单位固定资产、在建工程、流动资产、无形资产等各类国有资产管理，明确管理责任，规范使用流程，加强产权保护，推进相关资产安全有效使用。

第十五条 各部门及其所属单位应当明确资产使用人和管理人的岗位责任。

资产使用人、管理人应当履行岗位责任，按照规程合理使用、管理资产，充分发挥资产效能。资产需要维修、保养、调剂、更新、报废的，资产使用人、管理人应当及时提出。

资产使用人、管理人发生变化的，应当及时办理资产交接手续。

第十六条 各部门及其所属单位接受捐赠的资产，应当按照捐赠约定的用途使用。捐赠人意愿不明确或者没有约定用途的，应当统筹安排使用。

第十七条 事业单位利用国有资产对外投资应当有利于事业发展和实现国有资产保值增值，符合国家有关规定，经可行性和集体决策，按照规定权限和程序进行。

事业单位应当明确对外投资形成的股权及其相关权益管理责任，按照规定将对外投资形成的股权纳入经营性国有资产集中统一监管体系。

第十八条 县级以上人民政府及其有关部门应当建立健全国有资产共享共用机制，采取措施引导和鼓励国有资产共享共用，统筹规划有效推进国有资产共享共用工作。

各部门及其所属单位应当在确保安全使用的前提下，推进本单位大型设备等国有资产共享共用工作，可以对提供方给予合理补偿。

第十九条 各部门及其所属单位应当根据履行职能、事业发展需要和资产使用状况，经集体决策和履行审批程序，依据处置事项批复等相关文件及时处置行政事业性国有资产。

第二十条 各部门及其所属单位应当将依法罚没的资产按照国家规定公开拍卖或者按照国家有关规定处理，所得款项全部上缴国库。

第二十一条 各部门及其所属单位应当对下列资产及时予以报废、报损：

- （一）因技术原因确需淘汰或者无法维修、无维修价值的资产；
- （二）涉及盘亏、坏账以及非正常损失的资产；
- （三）已超过使用年限且无法满足现有工作需要的资产；
- （四）因自然灾害等不可抗力造成毁损、灭失的资产。

第二十二条 各部门及其所属单位发生分立、合并、改制、撤销、隶属关系改变或者部分职能、业务调整等情形，应当根据国家有关规定办理相关国有资产划转、交接手续。

第二十三条 国家设立的研究开发机构、高等院校对其持有的科技成果的使用和处置，依照《中华人民共和国促进科技成果转化法》、《中华人民共和国专利法》和国家有关规定执行。

第三章 预算管理

第二十四条 各部门及其所属单位购置、建设、租用资产应当提出资产配置需求，编制资产配置相关支出预算，并严格按照预算管理规范和财政部门批复的预算配置资产。

第二十五条 行政单位国有资产出租和处置等收入，应当按照政府非税收入和国库集中收缴制度的有关规定管理。

除国家另有规定外，事业单位国有资产的处置收入应当按照政府非税收入和国库集中收缴制度的有关规定管理。

事业单位国有资产使用形成的收入，由本级人民政府财政部门规定具体管理办法。

第二十六条 各部门及其所属单位应当及时收取各类资产收入，不得违反国家规定，多收、少收、不收、侵占、私分、截留、占用、挪用、隐匿、坐支。

第二十七条 各部门及其所属单位应当在决算中全面、真实、准确反映其国有资产收入、支出以及国有资产存量情况。

第二十八条 各部门及其所属单位应当按照国家规定建立国有资产绩效管理制度，建立健全绩效指标和标准，有序开展国有资产绩效管理工作。

第二十九条 县级以上人民政府投资建设公共基础设施，应当依法落实资金来源，加强预算约束，防范政府债务风险，并明确公共基础设施的管理维护责任单位。

第四章 基础管理

第三十条 各部门及其所属单位应当按照国家规定设置行政事业性国有资产台账，依照国家统一的会计制度进行会计核算，不得形成账外资产。

第三十一条 各部门及其所属单位采用建设方式配置资产的，应当在建设项目竣工验收合格后及时办理资产交付手续，并在规定期限内办理竣工财务决算，期限最长不得超过1年。

各部门及其所属单位对已交付但未办理竣工财务决算的建设项目，应当按照国家统一的会计制度确认资产价值。

第三十二条 各部门及其所属单位对无法进行会计确认入账的资产，可以根据需要组织专家参照资产评估方法进行估价，并作为反映资产状况的依据。

第三十三条 各部门及其所属单位应当明确资产的维护、保养、维修的岗位责任。因使用不当或者维护、保养、维修不及时造成资产损失的，应当依法承担责任。

第三十四条 各部门及其所属单位应当定期或者不定期对资产进行盘点、对账。出现资产盘盈盘亏的，应当按照财务、会计和资产管理制度有关规定处理，做到账实相符和账账相符。

第三十五条 各部门及其所属单位处置资产应当及时核销相关资产台账信息，同时进行会计处理。

第三十六条 除国家另有规定外，各部门及其所属单位将行政事业性国有资产进行转让、拍卖、置换、对外投资等，应当按照国家有关规定进行资产评估。

行政事业性国有资产以市场化方式出售、出租的，依照有关规定可以通过相应公共资源交易平台进行。

第三十七条 有下列情形之一的，各部门及其所属单位应当对行政事业性国有资产进行清查：

- （一）根据本级政府部署要求；
- （二）发生重大资产调拨、划转以及单位分立、合并、改制、撤销、隶属关系改变等情形；
- （三）因自然灾害等不可抗力造成资产毁损、灭失；
- （四）会计信息严重失真；
- （五）国家统一的会计制度发生重大变更，涉及资产核算方法发生重要变化；
- （六）其他应当进行资产清查的情形。

第三十八条 各部门及其所属单位资产清查结果和涉及资产核实的事项，应当按照国务院财政部门的规定履行审批程序。

第三十九条 各部门及其所属单位在资产清查中发现账实不符、账账不符的，应当查明原因予以说明，并随同清查结果一并履行审批程序。各部门及其所属单位应当根据审批结果及时调整资产台账信息，同时进行会计处理。

由于资产使用人、管理人的原因造成资产毁损、灭失的，应当依法追究相关责任。

第四十条 各部门及其所属单位对需要办理权属登记的资产应当依法及时办理。对有账簿记录但权证手续不全的行政事业性国有资产，可以向本级政府有关主管部门提出确认资产权属申请，及时办理权属登记。

第四十一条 各部门及其所属单位之间，各部门及其所属单位与其他单位和个人之间发生资产纠纷的，应当依照有关法律法规规定采取协商等方式处理。

第四十二条 国务院财政部门应当建立全国行政事业性国有资产管理信息系统，推行资产管理网上办理，实现信息共享。

第五章 资产报告

第四十三条 国家建立行政事业性国有资产管理情况报告制度。

国务院向全国人民代表大会常务委员会报告全国行政事业性国有资产管理情况。

县级以上地方人民政府按照规定向本级人民代表大会常务委员会报告行政事业性国有资产管理情况。

第四十四条 行政事业性国有资产管理情况报告，主要包括资产负债总量，相关管理制度建立和实施，资产配置、使用、处置和效益，推进管理体制机制改革等情况。

行政事业性国有资产管理情况按照国家有关规定向社会公开。

第四十五条 各部门所属单位应当每年编制本单位行政事业性国有资产管理情况报告，逐级报送相关部门。

各部门应当汇总编制本部门行政事业性国有资产管理情况报告，报送本级政府财政部门。

第四十六条 县级以上地方人民政府财政部门应当每年汇总本级和下级行政事业性国有资产管理情况，报送本级政府和上一级政府财政部门。

第六章 监督

第四十七条 县级以上人民政府应当接受本级人民代表大会及其常务委员会对行政事业性国有资产管理情况的监督，组织落实本级人民代表大会及其常务委员会审议提出的整改要求，并向本级人民代表大会及其常务委员会报告整改情况。

乡、民族乡、镇人民政府应当接受本级人民代表大会对行政事业性国有资产管理情况的监督。

第四十八条 县级以上人民政府对下级政府的行政事业性国有资产管理情况进行监督。下级政府应当组织落实上一级政府提出的监管要求，并向上一级政府报告落实情况。

第四十九条 县级以上人民政府财政部门应当对本级各部门及其所属单位行政事业性国有资产管理情况进行监督检查，依法向社会公开检查结果。

第五十条 县级以上人民政府审计部门依法对行政事业性国有资产管理情况进行审计监督。

第五十一条 各部门应当建立健全行政事业性国有资产监督管理制度，根据职责对本行业行政事业性国有资产管理依法进行监督。

各部门所属单位应当制定行政事业性国有资产内部控制制度，防控行政事业性国有资产管理风险。

第五十二条 公民、法人或者其他组织发现违反本条例的行为，有权向有关部门进行检举、控告。接受检举、控告的有关部门应当依法进行处理，并为检举人、控告人保密。

任何单位或者个人不得压制和打击报复检举人、控告人。

第七章 法律责任

第五十三条 各部门及其所属单位有下列行为之一的，责令改正，情节较重的，对负有直接责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分：

- （一）配置、使用、处置国有资产未按照规定经集体决策或者履行审批程序；
- （二）超标准配置国有资产；
- （三）未按照规定办理国有资产调剂、调拨、划转、交接等手续；
- （四）未按照规定履行国有资产拍卖、报告、披露等程序；
- （五）未按照规定期限办理建设项目竣工财务决算；
- （六）未按照规定进行国有资产清查；
- （七）未按照规定设置国有资产台账；
- （八）未按照规定编制、报送国有资产管理情况报告。

第五十四条 各部门及其所属单位有下列行为之一的，责令改正，有违法所得的没收违法所得，情节较重的，对负有直接责任的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任：

- （一）非法占有、使用国有资产或者采用弄虚作假等方式低价处置国有资产；
- （二）违反规定将国有资产用于对外投资或者设立营利性组织；
- （三）未按照规定评估国有资产导致国家利益损失；
- （四）其他违反本条例规定造成国有资产损失的行为。

第五十五条 各部门及其所属单位在国有资产管理工作中有违反预算管理规定的行为的，依照《中华人民共和国预算法》及其实施条例、《财政违法行为处罚处分条例》等法律、行政法规追究责任。

第五十六条 各部门及其所属单位的工作人员在国有资产管理工作中滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊或者有浪费国有资产等违法违规行为的，由有关部门依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第八章 附 则

第五十七条 除国家另有规定外，社会组织直接支配的行政事业性国有资产管理，依照本条例执行。

第五十八条 货币形式的行政事业性国有资产管理，按照预算管理有关规定执行。

执行企业财务、会计制度的事业单位以及事业单位对外投资的全资企业或者控股企业的资产管理，不适用本条例。

第五十九条 公共基础设施、政府储备物资、国有文物文化等行政事业性国有资产管理的具体办法，由国务院财政部门会同有关部门制定。

第六十条 中国人民解放军、中国人民武装警察部队直接支配的行政事业性国有资产管理，依照中央军事委员会有关规定执行。

第六十一条 本条例自 2021 年 4 月 1 日起施行。

国务院关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的 指导意见

国发〔2021〕4号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

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

一、总体要求

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

（二）工作原则。

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

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

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

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

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

二、健全绿色低碳循环发展的生产体系

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

（五）加快农业绿色发展。鼓励发展生态种植、生态养殖，加强绿色食品、有机农产品认证和管理。发展生态循环农业，提高畜禽粪污资源化利用水平，推进农作物秸秆综合利用，加强农膜污染治理。强化耕地质量保护与提升，推进退化耕地综合治理。发展林业循环经济，实施森林

生态标志产品建设工程。大力推进农业节水，推广高效节水技术。推行水产健康养殖。实施农药、兽用抗菌药使用减量和产地环境净化行动。依法加强养殖水域滩涂统一规划。完善相关水域禁渔管理制度。推进农业与旅游、教育、文化、健康等产业深度融合，加快一二三产业融合发展。

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

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

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

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

三、健全绿色低碳循环发展的流通体系

（十）打造绿色物流。积极调整运输结构，推进铁水、公铁、公水等多式联运，加快铁路专用线建设。加强物流运输组织管理，加快相关公共信息平台建设和信息共享，发展甩挂运输、共同配送。推广绿色低碳运输工具，淘汰更新或改造老旧车船，港口和机场服务、城市物流配送、邮政快递等领域要优先使用新能源或清洁能源汽车；加大推广绿色船舶示范应用力度，推进内河船型标准化。加快港口岸电设施建设，支持机场开展飞机辅助动力装置替代设备建设和应用。支持物流企业构建数字化运营平台，鼓励发展智慧仓储、智慧运输，推动建立标准化托盘循环共用制度。

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

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

四、健全绿色低碳循环发展的消费体系

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

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

五、加快基础设施绿色升级

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

（十六）推进城镇环境基础设施建设升级。推进城镇污水管网全覆盖。推动城镇生活污水收集处理设施“厂网一体化”，加快建设污泥无害化资源化处置设施，因地制宜布局污水资源化利用设施，基本消除城市黑臭水体。加快城镇生活垃圾处理设施建设，推进生活垃圾焚烧发电，减

少生活垃圾填埋处理。加强危险废物集中处置能力建设，提升信息化、智能化监管水平，严格执行经营许可证管理制度。提升医疗废物应急处理能力。做好餐厨垃圾资源化利用和无害化处理。在沿海缺水城市推动大型海水淡化设施建设。

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

（十八）改善城乡人居环境。相关空间性规划要贯彻绿色发展理念，统筹城市发展和安全，优化空间布局，合理确定开发强度，鼓励城市留白增绿。建立“美丽城市”评价体系，开展“美丽城市”建设试点。增强城市防洪排涝能力。开展绿色社区创建行动，大力发展绿色建筑，建立绿色建筑统一标识制度，结合城镇老旧小区改造推动社区基础设施绿色化和既有建筑节能改造。建立乡村建设评价体系，促进补齐乡村建设短板。加快推进农村人居环境整治，因地制宜推进农村改厕、生活垃圾处理和污水治理、村容村貌提升、乡村绿化美化等。继续做好农村清洁供暖改造、老旧危房改造，打造干净整洁有序美丽的村庄环境。

六、构建市场导向的绿色技术创新体系

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

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

七、完善法律法规政策体系

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

（二十二）健全绿色收费价格机制。完善污水处理收费政策，按照覆盖污水处理设施运营和污泥处理处置成本并合理盈利的原则，合理制定污水处理收费标准，健全标准动态调整机制。按

照产生者付费原则，建立健全生活垃圾处理收费制度，各地区可根据本地实际情况，实行分类计价、计量收费等差别化管理。完善节能环保电价政策，推进农业水价综合改革，继续落实好居民阶梯电价、气价、水价制度。

（二十三）加大财税扶持力度。继续利用财政资金和预算内投资支持环境基础设施补短板强弱项、绿色环保产业发展、能源高效利用、资源循环利用等。继续落实节能环保、资源综合利用以及合同能源管理、环境污染第三方治理等方面的所得税、增值税等优惠政策。做好资源税征收和水资源费改税试点工作。

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

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

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

八、认真抓好组织实施

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

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

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

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

国务院

2021年2月2日

国务院办公厅关于贯彻实施《政府督查工作条例》进一步加强和规范政府督查工作的通知

国办发〔2021〕5号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

党中央、国务院高度重视督查工作。习近平总书记指出，一分部署、九分落实，要强化监督检查、抓好跟踪督办，督查、督导等工作要规范进行，讲求实效。李克强总理强调，抓紧研究制订督查工作法规，建立政策落实和督查的长效机制。2020年12月26日，国务院公布了《政府督查工作条例》（以下简称条例），自2021年2月1日起施行。为贯彻实施好条例，进一步加强和规范政府督查工作，经国务院同意，现就有关事项通知如下：

一、充分认识贯彻实施条例的重要意义

条例是我国政府督查领域的第一部行政法规，是政府督查工作长期实践的系统总结，是优化行政监督体制、健全党和国家监督体系的重要立法成果，对于加强党的领导、落实全面依法治国、推进国家治理体系和治理能力现代化具有重要意义。

条例厘清了政府督查的职责边界，明确了督查主体、内容、对象、保障制度等，实现了督查机构、职能、权限、程序、责任法定化，为政府督查工作提供了遵循。做好条例的贯彻实施工作，有利于进一步推动党中央、国务院决策部署贯彻落实，保障政令畅通，提高政府执行力和公信力；有利于监督行政机关全面依法履行职责，推进廉政建设，提高行政效能；有利于统筹规范政府督查工作，增强督查工作的科学性、针对性和实效性，推进法治政府建设。

二、准确把握条例的精神实质和内在要求

（一）坚持党的领导，牢固树立以人民为中心的督查理念。政府督查要坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，增强“四个意识”、坚定“四个自信”、做到“两个维护”。始终坚持和加强党的领导，围绕中心、服务大局，善于从政治和全局的高度把握形势、分析问题、谋划工作。牢固树立以人民为中心的督查理念，把增强人民群众的获得感、幸福感、安全感作为督查工作的着力点，用心用力解决人民群众的操心事、烦心事、揪心事。

（二）坚持问题导向，做到发现问题与推动解决并重。政府督查要紧紧盯住决策部署落实不到位的堵点和企业群众的痛点，深入了解情况、找准问题症结、破除执行梗阻；实时跟进经济社

会发展主要目标任务和重点工作进展，对进度慢、作风不实、成效不明显的及时督促整改、推动落地见效。既要善于发现问题又要着力推动解决，做到边督查、边协调、边解决问题。加大“督帮一体”工作力度，进一步完善协调联动机制，帮助基层解决需要跨地区、跨部门协调的困难和问题。

（三）坚持辅政建言，积极为辅助决策、完善政策提供支撑。对督查发现不适当的规范性文件或政策措施，及时提出调整或完善的建议。充分发挥政府督查深入基层实际、反映群众心声、积极辅政建言的作用，注意收集并真实准确反映基层对优化政策、改进工作的意见建议。利用大数据和人工智能技术等分析社情民意，对经济社会发展中的系统性、趋势性问题和风险隐患进行研判预警，为科学决策提供有力支撑。进一步用好“互联网+督查”平台、基层联系点、第三方评估等，延伸触角、拓宽渠道，开展政策落实效果评价。

（四）坚持奖惩并举，充分发挥督查激励和约束作用。对抓落实成效明显的地方和部门强化表扬和正向激励，宣传推广经验做法，增加激励措施的含金量，以督查激励促勤政有为；对有令不行、有禁不止，政策执行做选择、打折扣、搞变通以及不作为、乱作为的，依法依规提出批评或交有权机关追究责任，公开曝光典型案例。切实发挥政府督查抓落实、促发展的“利器”作用，广泛调动和激发各方面的积极性、主动性、创造性，推动形成干事创业、竞相发展的良好局面。积极探索加强政府效能建设，研究建立政府效能绩效考核制度。

（五）坚持统筹规范，力戒形式主义、官僚主义。认真落实党中央、国务院关于统筹规范督查检查考核工作的要求，严格控制督查规模、范围、频次和时限。县级以上人民政府对本级政府督查和所属部门依法依规开展的督查实行总量控制，尽量避免同一时间内对同一对象开展督查工作，切实减轻基层负担。不得以政府督查取代部门的日常监督检查，部门日常监督检查也不得随意冠以督查名义。政府督查要坚持实事求是，真实客观反映情况，切实督促整改落实，真督实查、务求实效。

（六）坚持协同配合，推进政府督查与其他监督贯通协调。坚持以党内监督为主导，做好政府督查与其他行政监督的有效衔接，加强与人大监督、民主监督、群众监督、舆论监督等的协调配合，形成工作合力。可以邀请人大代表、政协委员、政府参事和专家学者等参加督查工作，邀请新闻媒体等跟进报道督查活动，增强政府督查的专业性和开放性，提升政府督查抓落实促发展成效。进一步探索政府督查与纪检监察在信息沟通、线索移交、开展问责、成果共享等方面的贯通协调。

三、进一步加强和规范政府督查工作

（一）加强队伍建设，为做好政府督查工作提供坚强保障。各地区要重视和加强政府督查力量建设，明确政府督查机构和人员，理顺管理体制，配备与职能任务相适应的工作力量，确保督查工作有机构承担、有人员负责。加强督查干部队伍建设，把政治过硬、业务精湛、作风严实的优秀干部充实到督查队伍中来，选好配强领导班子。加强督查专业能力建设，强化督查干部培养

培训，提高政治素质、业务能力和法律素养。政府督查机构履职经费要列入本级预算，科学合理安排、保障任务完成。要对照条例，查找本地区政府督查机构设置、人员配备、经费保障等方面的短板弱项，及时补齐补强。

（二）明确职责权限，促进政府督查工作规范有序高效开展。县级以上人民政府对党中央、国务院重大决策部署和政府重要工作部署落实情况，督查对象法定职责履行情况，以及行政效能等开展政府督查，具体工作由政府督查机构承担。县级以上人民政府可以指定所属部门或者派出督查组开展政府督查。未经本级人民政府批准，所属部门不得对下级人民政府开展督查工作，法律法规另有规定的除外。各级行政机关和管理公共事务的组织依法接受政府督查，如实提供有关情况。督查工作需要协助的，有关行政机关要在职权范围内积极协助。

（三）优化方式方法，推动政府督查工作向纵深发展。要科学运用督查方式，采取行之有效的做法，大力推行“带着线索去、跟着问题走、盯着问题改”的线索核查法、“不发通知、不打招呼、不听汇报、不用陪同和接待，直奔基层、直插现场”的“四不两直”暗访工作法、“三分之二以上的人员和三分之二以上的时间精力用于线索核查、暗访督查”的工作机制等，推动督查增效和基层减负并举；通过访谈、座谈等更多听取基层和群众的意见，掌握第一手材料；充分运用现代信息技术手段开展“互联网+督查”，推动举一反三、由点及面整改落实。结合实际组织开展涉及多领域、多部门、多事项的综合督查，专门领域或特定工作专项督查，个案事件调查，决策部署日常督办，以及有关问题线索核查等。注重督查方式方法的优化和协调衔接，形成多措并举、贯通协调的督查落实工作机制。

（四）强化程序意识，提高依法督查、规范督查的能力水平。依法遵守确定督查事项、制定督查方案、作出督查结论、核查整改情况、运用督查结论等程序规范。严格立项程序，未经本级人民政府或本级人民政府行政首长批准不得开展政府督查；立项完成后要制定督查方案，明确督查内容、对象和范围，提前培训督查人员；督查工作结束后要作出事实清楚、证据充分、客观公正的督查结论，督促督查对象按要求整改；根据督查结论或整改核查结果，提出对督查对象依法依规进行表扬、激励、批评或追究责任的建议。依法保障督查对象对与自身有关督查结论的知悉权，以及对有异议的督查结论申请复核的权利。

各地区各部门要高度重视条例的贯彻实施工作，运用法治思维和法治手段不断加强和规范政府督查工作，推动党中央、国务院决策部署落地见效。一要切实加强组织领导。政府主要负责同志要亲自过问督查工作，指导督查队伍建设，听取督查情况汇报。政府秘书长、办公厅（室）主任和部门办公厅（室）主任要加强对督查工作的具体指导和统筹协调；分管负责同志要认真履职尽责，切实负起责任。二要广泛深入开展条例学习宣传。多渠道多形式开展学习宣传活动，重点组织政府督查机构和督查人员进行专题学习培训，加强条例解读，力求深入理解条文内容，全面准确掌握和执行各项规定。三要加强对条例实施情况监督指导。各地区各部门要切实担负起指导、推进、监督条例在本地区本领域贯彻落实的责任，及时总结推广条例执行过程中的好经验好做法，

抓紧研究解决新情况新问题，重要情况及时报告。要对照条例，梳理有关法规、规章和政策文件等，及时修改与条例规定不一致的内容，纠正与条例精神不符的做法。国务院办公厅加强对全国政府督查工作的指导，及时了解各地区各部门贯彻实施条例的情况，适时开展监督指导。

国务院办公厅
2021年2月8日

（此件公开发布）

国务院办公厅关于切实加强水库除险加固和运行管护工作的通知

国办发〔2021〕8号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

水库安全事关人民群众生命财产安全。近年来，各地区各有关部门按照党中央、国务院决策部署，集中开展了几轮大规模的病险水库除险加固，取得明显成效，水库安全状况不断改善，但部分水库由于运行时间长、管理不到位等原因，安全隐患依然严重。为切实加强水库除险加固和运行管护工作，经国务院同意，现就有关事项通知如下：

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实党中央、国务院决策部署，坚持以人民为中心的发展思想，立足新发展阶段、贯彻新发展理念、构建新发展格局，坚持建管并重，严格落实各方责任，加快推进水库除险加固，及时消除安全隐患，加强监测预警设施建设，健全常态化管护机制，确保水库安全长效运行，充分发挥其在防汛减灾、供水保障和农业灌溉等方面的重要作用。

（二）目标任务。2022年年底以前，有序完成2020年已到安全鉴定期限水库的安全鉴定任务；对病险程度较高的水库，抓紧实施除险加固；探索实行小型水库专业化管护模式。2025年年底以前，全部完成2020年前已鉴定病险水库和2020年已到安全鉴定期限、经鉴定后新增病险水库的除险加固任务；对“十四五”期间每年按期开展安全鉴定后新增的病险水库，及时实施除险加固；健全水库运行管护长效机制。

二、强化工作措施

（三）分类完善支持政策。按照相关实施方案做好病险水库除险加固，处理好存量项目与增量项目的关系，切实把隐患和问题消除在萌芽状态。在大中型水库方面，对已完成安全鉴定的256座病险水库除险加固，中央预算内投资给予积极支持，其中2000年以后建成的要进一步查清病险原因，督促落实相关责任，如有违规问题要严肃问责；以后经安全鉴定新增的病险水库除险加固所需资金，原则上由地方承担，中央预算内投资对遭遇高烈度地震、超标准洪水等原因发生病险的水库除险加固予以支持。在小型水库方面，对已完成安全鉴定的病险水库除险加固，中央财政予以补助支持；以后经安全鉴定新增的病险水库除险加固所需资金，原则上由地方承担，中央财政对小型水库维修养护给予适当补助，支持地方统筹财政预算资金和地方政府一般债券资金保障小型水库除险加固、维修养护及雨水情测报和安全监测设施建设。（水利部、国家发展改革委、财政部等部门和地方人民政府按职责分工负责）

（四）加快实施水库除险加固。做好水库安全鉴定，优化安全鉴定程序，提高鉴定成果质量。严格落实项目法人责任制、招标投标制、工程监理制和合同管理制，严格执行基本建设程序，加快前期工作，加强勘察设计、施工进度、质量安全、资金使用、竣工验收等各环节监管，确保按期完成水库除险加固建设任务，确保工程和资金安全。对已实施除险加固的水库，要加快竣工验收，确保尽快投入正常运行。合理妥善实施水库降等报废，建立退出机制，对功能萎缩、规模减少、除险加固技术不可行或经济不合理的，经过充分论证后进行降等或报废，并同步解决好生态保护和修复等相关问题。（水利部等部门和地方人民政府按职责分工负责）

（五）加强水库运行管护。全面落实水库安全管理责任制，按照相关法律和规定落实责任人。在做好病险水库控制运用的基础上，进一步落实水库管护主体、人员和经费，做好日常巡查、维修养护、安全监测、调度运用、防汛抢险等工作，逐库修订完善防汛抢险应急预案，配备必要的管理设施和抢险物料，推进管理规范化标准化。积极创新管护机制，对分散管理的小型水库，切实明确管护责任，实行区域集中管护、政府购买服务、“以大带小”等管护模式。切实管好用好中央财政小型水库维修养护补助资金，发挥其撬动作用。积极培育管护市场，鼓励发展专业化管护企业，不断提高小型水库管护能力和水平。（水利部等部门和地方人民政府按职责分工负责）

（六）提升信息化管理能力。加快建设水库雨水情测报、大坝安全监测等设施，健全水库安全运行监测系统，加强分析研判，及时发布预警信息。建立完善全国统一的水库管理信息填报、审核、更新机制，实现水库除险加固和运行管护等信息动态管理。积极推广应用第五代移动通信（5G）、大数据、人工智能等信息技术，促进系统融合、信息共享，为水库安全运行提供技术支撑。（水利部等部门和地方人民政府按职责分工负责）

三、严格落实责任

（七）落实属地管理责任。省级人民政府对本辖区所属水库除险加固和运行管护负总责，要将水库除险加固和运行管护工作纳入“十四五”规划和相关计划以及河湖长制管理体系。认真开展隐患排查，做到问题早发现、早处理，避免水库“久病成险”。落实地方资金投入责任，

制定水库运行管护定额标准，对财力较弱的市县，省级财政要适当加大补助支持力度。健全市场化机制，带动地方投资和民间投资，扩大有效投资。在确保工程安全、生态环境安全的前提下，探索引入社会资本参与小型水库经营，用经营收益承担部分管护费用。（地方人民政府负责）

（八）强化部门监督指导责任。水利部要健全规章制度和技术标准，加强对水库除险加固、运行管护和资金使用管理等工作的指导、监督和考核；能源、交通运输等有关部门要结合各自职能，切实加强对所管辖水库的监督管理。国家发展改革委负责安排大中型水库除险加固中央预算内投资。财政部负责安排小型水库除险加固和维修养护中央补助资金。（各有关部门按职责分工负责）

（九）健全责任追究机制。制定水库除险加固和运行管护工作问责办法，明确责任追究主体、内容、程序等，完善监督保障措施。坚持“花钱必问效、无效必问责”，充分发挥纪检监察、审计和稽察等部门作用，加强资金监管，确保资金安全。持续开展水库专项检查、暗访督查、稽察督导和质量巡检，督促有关地方依法依规对发现的问题及时进行整改，对落实不力的责任单位和相关人员实施责任追究。（水利部牵头负责）

各有关方面要根据本通知要求，结合职责分工和工作实际，认真抓好贯彻落实。地方各级人民政府要加强统筹协调，细化实化各项政策措施，确保落地见效。各有关部门要密切配合，齐抓共管，形成合力。水利部要加强对本通知落实工作的跟踪督促，重大情况及时向国务院报告。

国务院办公厅
2021年3月23日

（此件公开发布）

国务院办公厅转发交通运输部等单位关于加强铁路沿线 安全环境治理工作意见的通知

国办函〔2021〕49号

各省、自治区、直辖市人民政府，国务院各部委、各直属机构：

交通运输部、中央政法委、公安部、自然资源部、生态环境部、住房城乡建设部、水利部、农业农村部、应急部、国家能源局、国家铁路局、中国国家铁路集团有限公司《关于加强铁路沿线安全环境治理工作的意见》已经国务院同意，现转发给你们，请认真贯彻落实。

国务院办公厅
2021年5月19日

（此件公开发布）

关于加强铁路沿线安全环境治理工作的意见

交通运输部 中央政法委 公安部 自然资源部 生态环境部
住房城乡建设部 水利部 农业农村部 应急部 国家能源局
国家铁路局 中国国家铁路集团有限公司

铁路沿线安全环境直接关系铁路运输安全畅通。随着我国铁路特别是高速铁路运营里程不断增加，改善铁路沿线安全环境对保障铁路高质量发展和人民群众生命财产安全的作用更加突出。为加强铁路沿线安全环境治理工作，现提出以下意见。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持人民至上、生命至上，更好统筹发展和安全，树牢底线思维，增强忧患意识，注重标本兼治，构建政府主导、部门指导、企业负责、路地协同、多方共治的工作格局，依法解决突出问题，及时消除事故隐患，去存量、控增量，有效防范化解风险，持续改善铁路沿线安全环境。

二、完善工作机制，压实各方责任，提升多方共治合力

（一）发挥部际联席会议制度统筹协调作用。铁路沿线安全环境治理部际联席会议（简称部际联席会议）按照党中央、国务院决策部署要求，加强对铁路沿线安全环境治理工作的分析研判和统筹协调，推动解决重点难点问题，建立健全治理长效机制，指导督促有关方面共同做好各项工作。各成员单位要认真落实部际联席会议确定的工作任务，畅通信息沟通渠道，联合检查重点问题隐患，主动整改职责内有关问题，积极配合其他单位消除隐患。部际联席会议办公室要建立问题隐患排查清单和工作进展通报制度，及时跟踪了解情况，积极协调解决问题，适时组织开展督导检查，确保部际联席会议议定事项落实到位。

（二）压实各方治理责任。地方人民政府承担属地治理责任，完善工作机制，明确层级责任，保障经费投入，统一协调做好本地区铁路沿线安全环境治理工作。铁路运输企业承担产权范围内治理责任，加强内部安全管理，及时主动向地方人民政府和有关部门报告影响铁路安全的问题隐患，积极联系配合有关方面做好治理工作，按要求完成职责内治理任务。铁路监管部门承担专业监管责任，完善铁路沿线安全环境治理工作各项制度，加强协调督促，依法依规严格监管执法。

国务院有关部门承担涉及本领域有关问题隐患治理的指导督促责任，按照法定职责，落实部际联席会议议定事项，指导督促系统内各单位完成治理任务。

（三）完善护路联防和“双段长”工作机制。发挥平安中国建设护路联防作用，组织专兼职护路队伍加强巡查，及时化解涉及铁路的矛盾纠纷，坚决打击破坏铁路设施和危害乘客安全的违法犯罪活动。地方人民政府分管负责同志和铁路运输企业主管领导牵头负责的“双段长”工作机制要落实巡查制度，妥善处置影响铁路安全的问题隐患，难以处置的按要求主动报告，确保早发现、早治理、早消除。将铁路沿线安全环境治理工作纳入城市运行管理服务平台等协同监管，促进监管政策、措施、力量、资源有效融合。积极组织行业专家、专业机构开展安全咨询服务，做好安全环境评估、治理方案论证等工作，提高专业治理能力。

三、坚持问题导向，实施专项行动，全力消除安全隐患

（四）实施存量隐患集中治理销号行动。以铁路两侧 500 米范围内的彩钢瓦、石棉瓦、树脂瓦、简易房、塑料薄膜、防尘网、广告牌等轻质物体为重点，建立存量问题隐患库，制定针对性整治方案，实行闭环销号管理，力争 2022 年底前全部治理完成。依法划定铁路线路安全保护区，确定铁路沿线地下水禁采区、限采区，合力推动拆除铁路线路安全保护区内违章建筑物，加强对山体边坡、跨越航道桥梁、公铁并行交叉线路等隐患点的治理，完善铁路桥梁标志标识和防撞设施，尽快改善铁路沿线安全环境。

（五）实施重点问题合力攻坚行动。加强铁路线路封闭防护管理，加快对时速 120 公里以上线路实施全封闭改造，未全封闭前采取有效措施，确保安全；噪声影响超出有关标准的，统筹考虑建设隔声屏障。按照有关责任划分和规定程序，加快推进上跨（下穿）铁路的道路、桥梁以及其他铁路代建设施产权移交工作，铁路运输企业要认真做好问题整改工作，地方有关单位要及时组织验收，确保按期完成。加快完成铁路道口“平改立”，优先实施时速 120 公里以上线路、旅客列车径路、机动车通行繁忙道口的改造工程，有效提高安全防护能力。

（六）实施常态化持续整治行动。将铁路线路安全保护区及桥下用地纳入有关规划统筹安排。依法严厉查处在铁路线路安全保护区内未经批准擅自生产储存危险化学品、采石采矿、开采地下水、挖砂挖沟采空作业、穿越油气电管线、堆放垃圾渣土、私设道口或平过道，以及盗割铁路器材、破坏防护设施等违法行为。建立举报投诉制度，及时调查核实处理社会各界反映的问题，依法从严处置和问责，防止问题隐患反弹。

四、健全法治体系，增强监管能力，建立长效治理机制

（七）完善法规制度。加快制修订铁路法、地方铁路安全法规，夯实法治基础。完善有关规划建设、监管执法、应急处置等制度，确保各环节协调一致。编制日常巡查、联合检查、整改评估、跟踪监督等工作指南和操作手册，实现排查治理工作制度化、规范化。

（八）加强督办考核。各省级人民政府要将铁路沿线安全环境治理工作纳入平安中国建设、沿线市县安全生产、安全发展示范城市、文明城市等考核评价，作为重点工作进行督查，并定期

向部际联席会议通报工作进展情况，部际联席会议办公室将组织检查。国务院安全生产委员会办公室要将铁路沿线安全环境治理工作作为对省级人民政府安全生产工作考核的内容。

（九）强化科技支撑。充分运用视频监控、自动控制、人工智能、大数据分析等手段，提升铁路沿线安全环境问题隐患排查治理、违法行为信息采集、关键环节远程监测、工作任务闭环管理等能力。建设铁路沿线安全环境治理信息平台，多渠道采集信息，全过程动态掌握工作进展，实行问题隐患验收销号管理，提高信息化、精细化治理水平。

（十）提升应急能力。开展涉及铁路沿线安全环境应急预案的评估修订工作，优化预防预警、应急准备、信息共享、协同处置、事故调查、灾后恢复等工作程序。建立铁路值班电话与 110 报警服务台情况互通机制，完善铁路运输企业与公安、自然资源、交通、水利、应急、气象等部门的突发事件报警联动机制，定期组织联合演练，增强协调联动和应急处置能力。

（十一）加强舆论宣传。铁路监管部门、铁路运输企业要结合安全宣传进企业、进农村、进社区、进学校、进家庭工作，会同有关方面充分利用站车、政府网站、电视广播、报刊、新媒体等媒介，主动宣传保护铁路沿线安全环境相关法规、政策等知识，加强爱路护路教育，不断提升全社会共同改善铁路沿线安全环境的意识，营造良好舆论氛围。

二、国家发展和改革委员会文件

关于印发《油气管网设施公平开放监管办法》的通知

发改能源规〔2019〕916号

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局、住房城乡建设部门、市场监管部门，新疆生产建设兵团发展改革委、住房城乡建设部门、市场监管部门，国家能源局各派出监管机构，各有关中央企业，有关行业协会：

为提高油气管网设施利用效率，促进油气安全稳定供应，规范油气管网设施开放行为，维护油气管网设施运营企业和用户的合法权益，按照油气体制改革任务要求，我们制定了《油气管网设施公平开放监管办法》，自发布之日起施行。国家能源局《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》（国能监管〔2014〕84号）同时废止。

附件：《油气管网设施公平开放监管办法》

国家发展改革委
国家能源局
住房城乡建设部
市场监管总局
2019年5月24日

附件

油气管网设施公平开放监管办法

第一章 总则

第一条 为提高油气管网设施利用效率，促进油气安全稳定供应，规范油气管网设施开放行为，维护油气管网设施运营企业和用户的合法权益，建立公平、公正、竞争、有序的市场秩序，制定本办法。

本办法所称油气管网设施是指符合相应技术条件和规范，并按照国家及地方有关规定履行审批、核准或者备案手续且已取得合法运营资质的原油、成品油、天然气管道，液化天然气接收站，地下储气库等及其附属基础设施，不包括陆域及海域油气田生产专用集输管道、炼化企业生产作业区内的专用管道、输送非商品质量标准的油气管网设施、军工或涉密油气管网设施和城镇燃气设施。

第二条 本办法适用于中华人民共和国境内及其所管辖其他 海域油气管网设施公平开放监管。城镇燃气设施公平开放执行相关法律法规规定。

第三条 油气管网设施公平开放应当坚持保障安全、运行平稳、统筹规划、公平服务、有效监管的工作原则，按照油气体制 改革和天然气产供储销体系建设要求有序推进。

第四条 国家能源局负责除城镇燃气设施以外的全国油气管网设施公平开放监管工作，建立健全油气管网设施公平开放监管规章和工作机制，协调解决油气管网设施公平开放相关问题，负责海域和跨区域油气管网设施公平开放监管工作，组织并指导各派出机构开展油气管网设施公平开放相关监管工作。

国家能源局派出机构负责辖区内除城镇燃气设施以外的油气管网设施公平开放监管工作。省级人民政府发展改革、能源、市场监管等有关部门依照职责负责本行政区域内油气管网设施公平开放相关工作。

国务院建设主管部门负责全国城镇燃气设施公平开放监管工作。

第五条 油气管网设施运营企业是油气管网设施公平开放的责任主体，应当按照本办法要求建立相应的规章制度，公开开放服务的条件、程序和剩余能力等信息，公平、公正地为所有用户提供油气管网设施服务。

第六条 相关油气行业组织应当发挥行业协调作用，参与油气行业信用体系建设，促进油气管网设施公平开放。

第二章 公平开放基础条件

第七条 国家鼓励和支持各类资本参与投资建设纳入统一规划的油气管网设施，提升油气供应保障能力。

第八条 国家和地方油气发展相关规划应当充分考虑油气管网设施互联互通、资源供应及市场需求中长期变化等因素，对油气管网设施公平开放提出总体要求，为公平开放创造有利条件。

第九条 国家鼓励和支持油气管网设施互联互通和公平接入，逐步实现油气资源在不同管网设施间的灵活调配。油气管网 设施运营企业不得阻碍符合规划的其他管网设施接入，并应当为接入提供相关便利。

油气管网设施互联互通的相关企业应当加强信息共享和调度协同，保障油气管网设施安全平稳运行。

第十条 油气管网设施运营企业应当对输送、储存、气化、装卸、转运等运营业务实行独立核算，并按照国家有关规定推进 油气管网设施独立运营，实现和其他油气业务的分离。

第十一条 各地应当按照国家要求减少油气供应中间环节和层级，有效降低油气运输费用。油气管网设施运营企业不得以统购统销等名义拒绝开放油气管网设施。

第三章 公平开放服务基本要求

第十二条 油气管网设施运营企业应当无歧视地向符合开放条件的用户提供油气输送、储存、气化、装卸、转运等服务，无正当理由不得拖延、拒绝与符合开放条件的用户签订服务合同，不得提出不合理要求。

油气管网运营机制改革到位前，油气管网设施运营企业在保障现有用户现有服务并具备剩余能力的前提下，应当按照本办法要求向符合开放条件的用户开放管网设施。

第十三条 原油、成品油管网设施运营企业在商品交接及计算运输费、储存费时，按照有关规定和标准进行计量。

天然气管网设施运营企业接收和代天然气生产、销售企业向用户交付天然气时，应当对发热量、体积、质量等进行科学计量，并接受政府计量行政主管部门的计量监督检查。

国家推行天然气能量计量计价，于本办法施行之日起 24 个月内建立天然气能量计量计价体系。

第十四条 油气管网设施服务价格实行政府定价或政府指导价的，油气管网设施运营企业应当按照规定的价格政策向用户收取服务费用；实行市场化定价的，收费标准由供需双方协商确定。

第十五条 国家鼓励油气管网设施运营企业根据市场需求和设施运行特点提供年度、季度、月度及可中断、不可中断等多样化服务。

第十六条 油气管网设施运营企业与用户应当加强应急保障体系建设，依照各自职责确保油气管网设施运行安全，保障油气资源可靠供应。

第四章 信息公开

第十七条 油气管网设施运营企业应当通过国家能源局或其派出机构指定的信息平台和本企业门户网站等途径，公开油气管网设施基础信息、剩余能力、服务条件、技术标准、价格标准、申请和受理流程、用户需提交的书面材料目录、保密要求等。相关信息发生变化时，油气管网设施运营企业应当及时更新。

用户合理要求的其他相关信息，油气管网设施运营企业应当向提出申请的用户披露。

国家能源局另行制定油气管网设施开放信息公开相关规定。

第十八条 油气管网设施运营企业应当根据国家能源局或其派出机构指定的信息平台和本企业门户网站，于每年 12 月 5 日前公布下一自然年度各月油气管网设施剩余能力；每月 10 日前更新本年度剩余各月度的油气管网设施剩余能力。

具备条件的，油气管网设施运营企业应当实时公开油气管网设施剩余能力。

第十九条 油气管网设施运营企业应当每季度在国家能源局或其派出机构指定的信息平台和本企业门户网站公布上一季度服务对象、服务设施、服务时段、服务总量等不涉及商业秘密的油气管网设施服务信息。

上款规定的信息公开内容包括对所有用户的服务信息。

第五章 公平开放服务申请与受理

第二十条 油气管网设施运营企业应当按照监管要求制定并公开申请材料目录等相关内容。

用户根据油气管网设施运营企业公开的申请材料目录等内容，提交必要的书面材料。

第二十一条 国家鼓励油气管网设施运营企业通过网络平台接受用户申请。

第二十二条 油气管网设施运营企业可采用集中或分散方式受理用户申请。

采用集中方式受理时，油气管网设施运营企业应当公开发布开放服务公告，受理结果应当向所有申请用户公开，并报送国家能源局或其派出机构。

采用分散方式受理时，油气管网设施运营企业应当于收到用户申请之日起 15 个工作日内回复是否提供开放服务。

对不符合开放条件和要求，或存在信息造假、重大违约等行为的用户申请不予受理；已经受理的，可以终止。

第二十三条 对由政府部门明确需承担国家或区域重大应急保供责任的油气资源、经国家确定的列入煤炭深加工产业规划的煤制天然气和煤制油等油气资源，油气管网设施运营企业可以简化申请、受理流程，优先提供开放服务。

第六章 公平开放服务合同签订及履行

第二十四条 油气管网设施运营企业与用户就油气管网设施 开放事宜达成一致的，在正式实施前应当及时签订服务合同，对服务时段、服务油气量、服务能力、交接点与交接方式、服务价格、油气质量、交付压力、管输路径、检修安排、计量方式、平衡义务、安全责任、违约责任及免责条款等内容进行约定。

油气管网设施运营企业和用户应当按照国家有关规定将签订的服务合同在“信用中国”网站备案（登记）。

第二十五条 油气管网设施运营企业应当严格遵守合同约定，无正当理由不得拖延或取消合同执行，不得为提高管输收入而增加管输距离。

第二十六条 用户应当遵守油气管网设施运营企业发布的油气管网设施准入相关技术管理准则和操作规程，按合同约定严格履行油气资源交付和提取义务，遵守合同约定的滞留时限等要求。

用户未按照合同约定充分使用油气管网设施服务能力的，应当按照国家有关规定和合同约定支付服务费用；情节严重的，油气管网设施运营企业应当及时报告国家能源局或其派出机构，按照规定将违约用户情况报送有关部门列入油气领域失信名单。

第二十七条 用户应当按照合同约定履行油气管网系统平衡运行的相关义务。用户未能履行相关义务的，油气管网设施运营企业可根据合同约定以及国家标准采取强制平衡措施。

第二十八条 油气管网设施运营企业与用户应当对开放服务中知悉的商业秘密履行保密责任和义务，并对因泄密产生的后果承担相应的经济赔偿和法律责任。

第七章 监管措施及法律责任

第二十九条 油气管网设施运营企业应当及时将不予受理的用户名单及相应情况报送国家能源局或其派出机构。

油气管网设施运营企业应当按照监管要求定期向国家能源局或其派出机构报送油气管网设施相关情况，包括管网设施基本情况、运营情况、限（停）产检修计划及执行情况、输送（及储存、气化、装卸、转运）能力及开放情况、对申请用户出具答复意见情况、价格情况、存在严重违法违规或违约的用户情况等。

国家能源局及其派出机构根据履行监管职责的需要，可要求油气管网设施运营企业报送与监管事项相关的其他信息和资料。

第三十条 国家能源局及其派出机构可采取下列工作措施实施监管，有关企业及其工作人员应当予以配合：

- （一）进入油气管网设施运营企业实施监管；
- （二）询问油气管网设施运营企业的工作人员，要求其对有关事项作出说明；
- （三）查阅、复制与监管事项有关的文件、资料；
- （四）通过企业数据信息系统对相关信息进行调取、分析。

对于发现的违法违规行为，可依法依规当场予以纠正或者要求限期改正。不属于国家能源局及其派出机构监管职责范围的，可移交有关部门处理。

国家能源局及其派出机构可以委托专业机构协助开展工作。

第三十一条 国家能源局及其派出机构根据工作需要，可不定期抽查油气管网设施运营企业信息公开、开放服务合同签订及履约等情况，并适时将抽查情况向社会公布。

第三十二条 对存在争议的开放事项，用户可在收到答复意见之日起30个工作日内提请国家能源局或其派出机构进行协调，国家能源局或其派出机构可根据实际情况出具协调意见。

油气管网设施运营企业和用户在履行开放服务合同过程中发生争议的，可提请国家能源局或其派出机构进行协调和调解，也可直接向人民法院提起民事诉讼或申请仲裁机构进行仲裁。

第三十三条 国家能源局及其派出机构可根据监管工作需要编制并发布监管报告，公布油气管网设施公平开放相关情况。

第三十四条 任何企业和个人对违反本办法的行为可向国家能源局或其派出机构投诉举报。

第三十五条 油气管网设施运营企业违反本办法信息公开、信息报送、受理时限、公平服务等相关规定的，由国家能源局或其派出机构责令限期改正；拒不改正的，可对主管人员和其他直接责任人员提出处理意见和建议。有关处理情况可向社会公布。

第三十六条 用户存在下列行为之一的，由油气管网设施运营企业向国家能源局或其派出机构报告，国家能源局或其派出机构可向其他油气管网设施运营企业进行通报：

- （一）提供虚假文件、资料或隐瞒重要事实的；
- （二）违反保密要求，泄露相关数据信息的；
- （三）不履行合同义务，造成重大损失或严重影响的；
- （四）恶意囤积油气管网设施服务能力的；

（五）存在其他严重扰乱市场秩序行为的。

第三十七条 油气管网设施运营企业违反本办法第十三条规定，不按照要求进行商品计量的，或者计量监督检查结果不合格的，由政府计量行政主管部门依照相关法律法规予以处罚。

第三十八条 油气管网设施运营企业违反本办法，情节严重的，可按照能源行业信用体系建设有关规定进行惩戒。

第三十九条 相关主管部门未按照本办法规定履行职责的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法进行问责和责任追究。

第八章 附则

第四十条 本办法中下列用语的含义是：

（一）跨区域油气管网设施是指跨越国家能源局两个及以上区域监管局辖区范围的油气管网设施。

（二）用户是指在中华人民共和国境内注册、符合国家法律 法规及相关产业政策的油气生产企业、贸易商、油气销售企业及 大型终端用户，包括原油、成品油（含煤制油、生物质油等）、天然气（含煤制天然气、煤层气、页岩气、致密砂岩气、生物质气等）生产企业、城镇燃气企业、油气零售企业及炼化企业、燃油（燃气）发电企业、油气工业用户、其他大型油气直供用户等。

第四十一条 本办法由国家发展改革委同国家能源局、住房城乡建设部、市场监管总局负责解释。

第四十二条 本办法自发布之日起施行，有效期为 5 年。国家能源局《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》（国能监管〔2014〕84 号）同时废止。

国家发展改革委关于依法依规加强 PPP 项目投资和建设管理的通知

发改投资规〔2019〕1098 号

各省、自治区、直辖市及计划单列市发展改革委，新疆生产建设兵团发展改革委：

为了贯彻落实党中央、国务院关于基础设施补短板、防范化解地方政府隐性债务风险的决策部署，加强 PPP 项目投资和建设管理、提高 PPP 项目投资决策科学性，按照近日国务院颁布实施

的《政府投资条例》（国务院令 第 712 号），以及《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令 第 673 号）、《国务院办公厅关于保持基础设施领域补短板力度的指导意见》（国办发〔2018〕101 号）等规定，现就有关事项通知如下。

一、全面、深入开展 PPP 项目可行性论证和审查

（一）PPP 项目涉及公共资源配置和公众利益保障，其建设的必要性、可行性等重大事项应由政府研究认可。按照国务院关于“加强 PPP 项目可行性论证，合理确定项目主要内容和投资规模”的要求，所有拟采用 PPP 模式的项目，均要开展可行性论证。通过可行性论证审查的项目，方可采用 PPP 模式建设实施。

（二）PPP 项目可行性论证既要从经济社会发展需要、规划要求、技术和经济可行性、环境影响、投融资方案、资源综合利用以及是否有利于提升人民生活质量等方面，对项目可行性进行充分分析和论证，也要从政府投资必要性、政府投资方式比选、项目全生命周期成本、运营效率、风险管理以及是否有利于吸引社会资本参与等方面，对项目是否适宜采用 PPP 模式进行分析和论证。

（三）实行审批制管理的 PPP 项目，在可行性研究报告审批通过后，方可开展 PPP 实施方案审查、社会资本遴选等后续工作。实行核准制的 PPP 项目，应在核准的同时或单独开展可行性论证和审查。实行备案制的 PPP 项目，应单独开展可行性论证和审查。

二、严格依法依规履行项目决策程序

（四）PPP 项目要严格执行《政府投资条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》，依法依规履行审批、核准、备案程序。采取政府资本金注入方式的 PPP 项目，按照《政府投资条例》规定，实行审批制。列入《政府核准的投资项目目录》的企业投资项目，按照《企业投资项目核准和备案管理条例》规定，实行核准制。对于实行备案制的企业投资项目，拟采用 PPP 模式的，要严格论证项目可行性和 PPP 模式必要性。

（五）未依法依规履行审批、核准、备案及可行性论证和审查程序的 PPP 项目，为不规范项目，不得开工建设。不得以实施方案审查等任何形式规避或替代项目审批、核准、备案，以及可行性论证和审查程序。

（六）实施方案、招投标文件、合同的主要内容应与经批准的可行性研究报告、核准文件、备案信息保持一致。实施方案、招投标文件、合同或建设中出现以下情形的，应当报请原审批、核准、备案机关重新履行项目审核备案程序：（1）项目建设地点发生变化；（2）项目建设规模和主要建设内容发生较大变化；（3）项目建设标准发生较大变化；（4）项目投资规模超过批复投资的 10%。

三、严格实施方案审核，依法依规遴选社会资本

（七）加强对 PPP 项目实施方案的审核，通过实施方案审核的 PPP 项目，方可开展社会资本遴选。鼓励各地建立 PPP 项目实施方案联审机制，各级发展改革部门要严格审查实施方案主要内容是否与经批复的可行性研究报告、项目核准文件、备案信息相一致。对建设内容单一、投资规模较小、技术方案简单的 PPP 项目，可将实施方案纳入可行性研究报告一并审核。

（八）公开招标应作为遴选社会资本的主要方式。不得排斥、限制民间资本参与 PPP 项目，消除隐性壁垒，确保一视同仁、公平竞争。招标文件的主要内容应与经批准的 PPP 项目实施方案保持一致。

四、严格执行国务院关于固定资产投资项目资本金制度的各项规定

（九）按照国务院有关规定，“投资项目资本金对投资项目来说是非债务性资金，项目法人不承担这部分资金的任何利息和债务；投资者可按其出资的比例依法享有所有者权益，也可转让其出资，但不得以任何方式抽回”。各行业固定资产投资项目资本金必须满足国务院规定的最低比例要求，防止过度举债融资等问题。

（十）PPP 项目的融资方式和资金来源应符合防范化解地方政府隐性债务风险的相关规定。不得通过约定回购投资本金、承诺保底收益等方式违法违规变相增加地方政府隐性债务，严防地方政府债务风险。

五、依法依规将所有 PPP 项目纳入全国投资项目在线审批监管平台统一管理

（十一）严格执行《政府投资条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》，除涉密项目外，所有 PPP 项目须使用全国投资项目在线审批监管平台（以下简称“在线平台”）生成的项目代码分别办理各项审批手续。不得以其他任何形式规避、替代 PPP 项目纳入在线平台统一管理。

（十二）依托在线平台建立全国 PPP 项目信息监测服务平台，加强 PPP 项目管理和信息监测。对于通过项目审批、核准或备案，以及可行性论证、实施方案审查的 PPP 项目，要通过平台公开项目信息，实现全国 PPP 项目信息定期发布、动态监测、实时查询等功能，便于社会资本、金融机构等有关方面更好参与 PPP 项目。

（十三）全国 PPP 项目信息监测服务平台信息审核实行属地管理，原则上由项目实施主体所在地同级发展改革部门审核项目单位填报的项目信息。各级发展改革部门要采取在线监测、现场核查等方式，加强对 PPP 项目实施情况的监督检查。未录入全国 PPP 项目信息监测服务平台的项目为不规范项目。

（十四）落实《政府信息公开条例》（国务院令 第 492 号）、《国务院办公厅关于推进重大建设项目批准和实施领域政府信息公开的意见》（国办发〔2017〕94 号）等要求，依托在线平台，重点公开 PPP 项目的批准服务信息、批准结果信息、招标投标信息，以及施工、竣工等有关信息。

六、加强 PPP 项目监管，坚决惩戒违规失信行为

（十五）依照《政府投资条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》和本通知有关规定，加强 PPP 项目监管。政府应依法依规履行承诺，不得擅自变更合同约定的政府方责任和义务。根据 PPP 项目合同约定，加强对社会资本方履约能力全过程动态监管，防止因社会资本方超出自身能力过度投资、过度举债，或因公司股权、管理结构发生重大变化等导致项目无法实施。依照规定将存在严重失信行为的地方政府、社会资本，通过“信用中国”网站等平台向社会公示，由相关部门依法依规对其实施联合惩戒。

（十六）指导监督 PPP 咨询机构严格执行《工程咨询行业管理办法》（国家发展改革委令 2017 年第 9 号），通过在线平台履行法定备案义务、接受行业监督管理。指导监督 PPP 咨询机构资信评价工作，引导 PPP 咨询机构积极参与行业自律管理，指导有关方面通过充分竞争、自主择优选取 PPP 咨询机构。严禁通过设置“短名单”、“机构库”等方式限制社会资本方、金融机构等自主选择 PPP 咨询机构。对 PPP 咨询机构不履行备案程序和违反合同服务、关联回避、质量追溯、反垄断等规定，以及违反《政府投资条例》决策程序规定、咨询或评估服务存在严重质量问题影响项目决策实施的，要严格按照规定给予处罚。

各级发展改革部门要严格按照《政府投资条例》、《企业投资项目核准和备案管理条例》规定，并参照本通知要求，抓紧完善本地区 PPP 项目管理制度，确保与上位法保持一致。本通知自 2019 年 7 月 1 日起执行。原有政策规定与本通知内容不符的，以本通知为准。

国家发展改革委
2019 年 6 月 21 日

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司印发《关于 深化电力现货市场建设试点工作的意见》的通知

发改办能源规〔2019〕828 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、经信厅），北京市城管委，能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司，中国华能、中国大唐、中国华电、国家能源集团、国家电投，中国三峡集团、国投、中核、中广核、华润集团，有关电力企业：

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，国家发展改革委、国家能源局组织编制了《关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》，现印发你们，请结合实际，推动落实。如遇重大问题，请及时报告国家发展改革委、国家能源局。

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2019年7月31日

关于深化电力现货市场建设试点工作的意见

为贯彻落实党的十九大精神，加快电力市场体系建设，现就深化电力现货市场建设试点工作提出以下意见。

一、总体要求

（一）总体思路。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大精神，认真落实党中央关于电力体制改革的决策部署，进一步深化电力市场化改革，遵循市场规律和电力系统运行规律，建立中长期交易为主、现货交易为补充的电力市场，完善市场化电力电量平衡机制和价格形成机制，促进形成清洁低碳、安全高效的能源体系。

（二）基本原则。

坚持市场主导。进一步发挥市场决定价格的作用，建立完善现货交易机制，以灵活的市场价格信号，引导电力生产和消费，加快放开发用电计划，激发市场主体活力，提升电力系统调节能力，促进能源清洁低碳发展。

坚持因地制宜。综合考虑各地供需形势、网源结构、送受电情况、市场化基础和经济社会发展水平等因素，结合实际、因地制宜，研究制定电力现货市场建设方案，鼓励各地差异化探索。

坚持统筹有序。统筹好计划与市场、当前与长远、省内与省间、中长期与现货交易之间的关系，总体设计、分步实施，积极稳妥、有序推进。

坚持安全可靠。做实做细市场模拟，提前发现问题，切实防控风险。推动市场交易和系统运行相互衔接，做好市场应急处理预案，保障电力安全可靠供应。

二、合理设计电力现货市场建设方案

（三）科学论证电力市场模式。因地制宜、科学合理选择电力市场模式，确保市场模式有良好的开放性、兼容性和可扩展性。原则上，电网阻塞断面多的地区，宜选择集中式电力市场模式起步；电网阻塞断面少且发电侧市场集中度高的地区，宜选择分散式电力市场模式起步。

（四）合理选择现货市场组成。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易，通过竞争形成分时市场出清价格，并配套开展备用、调频等辅助服务交易。试点地区可结合所选择的电力市场模式，同步或分步建立日前市场、日内市场、实时市场/实时平衡市场。

（五）合理确定现货市场主体范围。市场主体范围应涵盖各类发电企业和供电企业（含地方电网、趸售县、高新产业园区和经济 技术开发区、增量配网试点项目等）、售电企业、具备直接参加电力现货交易条件的电力用户等。

（六）有利于区域市场建设。电力现货试点应符合国家区域协调发展要求，服务京津冀协同发展、长三角一体化发展、粤港澳大湾区建设等重大战略，按照建设统一开放、竞争有序的市场体系要求，为未来市场间交易和市场融合创造条件 进一步促进清洁能源更大范围消纳。

三、统筹协调电力现货市场衔接机制

（七）统筹协调省间交易与省（区、市）现货市场。各类跨省跨区中长期优先发电合同和中长期市场化交易合同双方，均需提前 约定交易曲线作为结算依据。经过安全校核的日前跨区跨省送电曲线作为受（送）端省份电力现货市场电力的边界条件，偏差部分按

照受（送）端省份现货市场规则进行结算。以国家计划为基础的跨区跨省送电计划放开前，可由受端省份电网企业或政府授权的其他 企业代表与发电方、输电方协商签订三方中长期合同，约定典型送 电曲线及输电容量使用条件。

（八）统筹协调电力中长期交易与现货市场。中长期交易可以实物合同、差价合同等一种或多种形式签订。中长期双边交易形成的电量合同，可由交易双方自行分解为分时曲线。中长期交易实物合同，其分解曲线应在满足电网安全约束的前提下予以执行。对于优先发电、优先购电，根据市场建设进展纳入中长期交易。推动形 成中长期交易价格与现货市场价格科学合理的互动机制。

（九）统筹协调电力辅助服务市场与现货市场。配合电力现货试点，积极推进电力辅助服务市场建设，实现调频、备用等辅助服务补偿机制市场化。建立电力用户参与承担辅助服务费用的机制，鼓励储能设施等第三方参与辅助服务市场。

四、建立健全电力现货市场运营机制

（十）有序引导用电侧参与现货市场报价。根据市场发育程度、市场主体成熟度和计量设施情况，电力现货市场中，可采用发电侧单边申报量价的方式，采用负荷预测曲线作为需求，用电侧作为市场价格接受者；具备条件地区，用电侧可报量报价或报量不报价。发电侧单边申报和发

用电侧双边申报形成的电力现货价格，均作为用电侧电力现货结算价格基础，引导电力用户形成对系统友好的用电习惯。

（十一）建立促进清洁能源消纳的现货交易机制。非水可再生能源相应优先发电量应覆盖保障利用小时数。各电力现货试点地区应设立明确时间表选择清洁能源以报量报价方式，或报量不报价方式参与电力现货市场，实现清洁能源优先消纳。市场建设初期，保障利用小时数以内的非水可再生能源可采用报量不报价方式参与电力现货市场。

（十二）合理选择现货市场价格形成机制。根据各电力现货试点地区的电网结构和阻塞情况，可选择采用节点边际电价、分区边际电价和系统边际电价等价格机制。对于电网阻塞线路多、阻塞成本高的地区，可选择节点边际电价机制；对于电网阻塞线路少、阻塞成本低的地区，可选择分区边际电价或系统边际电价机制。阻塞管理形成的盈余或成本，应及时在发用电侧市场主体间合理分摊。电力现货试点地区可视实际需要探索开展输电权交易。电力现货市场价格形成机制设计应避免增加市场主体间的交叉补贴。

（十三）科学设定现货市场限价。电力现货市场申报和出清限价设置应以促进用户侧削峰填谷、消纳清洁能源和防范价格异常波动为基本原则，避免因上下限设置不合理而影响价格信号发挥作用。

五、强化提升电力现货市场运营能力

（十四）建立健全现货市场运营工作制度。市场运营机构应加强相关工作制度建设，不断提升市场运营水平。建立电力市场运营工作规范，明确调度机构、交易机构相关岗位职责。建立市场运营涉密信息管理制度，规范信息交换和使用程序，防范关键信息泄露。建立市场运营关键岗位和人员回避制度，保障市场运营公开公正。

（十五）提高市场运营机构的组织保障水平。电网企业应在电力现货试点地区第一责任单位等部门和国家能源局派出机构的指导下，加快优化现货市场运营主体的组织机构设置，加强现货市场专业队伍建设，强化现货市场专职人员培训，确保技术支持系统开发建设、运行管理等工作顺利开展，保障满足现货市场建设和运营需要。

（十六）加强电力系统运行管理。严格落实电网安全运行控制标准要求，规范调用电网备用、调频资源，严格按照电力系统安全稳定导则计算电网阻塞断面的传输限值。调度机构可按照事前制定的规则处理电网故障、供需失衡等异常情况，保障电力系统安全可靠运行。

（十七）健全市场信息披露机制。按照保障交易的原则，电力交易机构在汇总各市场成员信息基础上，根据不同时间要求和公开范围，对外披露电力现货市场信息，包括交易规则、交易公告、输电通道可用容量、系统负荷预测、系统可再生能源功率预测汇总数据、市场成交信息等，保障市场公开、公平和公正。采用节点边际电价的地区应提供输电断面、网架拓扑结构、各节点电价、阻塞费用分摊、设备停运信息、非市场机组运行等信息，引导市场主体主动有效参与市场。

六、规范建设电力现货市场运营平台

（十八）规范技术支持系统开发建设。参照《电力市场运营系统现货交易和现货结算功能指南（试行）》要求，建立与电力现货市场建设相适应的信息化平台。市场运营机构应向市场主体提供现货市场技术支持系统功能模块体系，明确出清目标函数及实现过程，形成必要说明文档；做好技术支持系统运行情况分析，解决系统存在的问题，做好定期记录、汇总、披露等工作。

（十九）规范技术支持系统运行管理。技术支持系统建设执行招标投标程序，并接受监督。技术支持系统投入试运行前，电力现货试点地区第一责任单位应会同有关部门组织对市场出清软件系统进行第三方标准算例校核。在系统运行各阶段，应建立公正、规范和透明的工作机制。对确需人为干预而进行的系统调整，应符合市场规则，严格做好人工调整记录，并向市场成员披露；系统关键市场参数的设定标准与取值，应经电力市场管理委员会审议通过，并报地方政府有关部门和国家能源局派出机构同意后执行；关键市场参数的调整应建立记录日志，及时向市场成员公布实际参数值。

七、建立完善电力现货市场配套机制

（二十）建立与现货市场衔接的用电侧电价调整机制。统筹考虑优先发电、优先购电结算情况，以及电力现货市场形成的价格信号，逐步建立完善用电侧价格调整机制。

（二十一）完善与现货市场配套的输配电价机制。探索结合电源侧、负荷侧接入电网位置单独计算系统接入成本。结合电力现货市场建设，研究完善与电能量市场价格机制相适应的跨省区输电价格机制和省内输配电价机制。

（二十二）提高电力系统长期供应保障能力。持续做好电力系统长期供应能力评估分析，统筹降成本和稳供应，设计合理市场机制有效引导电力投资。加快研究、适时建立容量补偿机制或容量市场，保证电力系统长期容量的充裕性。

（二十三）加强电力市场监管。强化电力市场科学监管，完善市场监管组织体系。统筹发挥市场监管和行业自律的作用，综合运用信用监管和行政管理手段，对市场成员执行市场规则的行为进行监管，重点对操纵市场、违反市场规则等行为实施监管，维护公平竞争秩序。

（二十四）开展现货市场运营绩效评估。国家发展改革委、国家能源局负责组织制定电力现货市场评价指标体系。从市场运行保障、市场运行效率、社会福利增加、清洁能源消纳等方面，对电力现货市场运行、电力市场规则执行和技术支持系统运行等情况进行全方位后评估，及时总结、不断推动完善市场机制，并不断推动扩大现货试点范围。

八、做好电力现货市场建设组织实施

电力现货试点地区尚未明确工作分工的，要抓紧明确。试点地区政府有关部门、国家能源局有关派出机构、有关电网企业、电力交易机构等，要按照工作分工，协同做好以下工作：

（二十五）加快研究制定现货市场建设方案和运营规则，加快开发建设现货市场相关技术支持系统；

（二十六）配套制定包括市场模拟在内的市场试运行方案，提前发现问题，及时完善市场规则和技术支持系统；

（二十七）加强市场运行跟踪分析、监测和预警，持续完善规则和系统，保障现货市场平稳可持续运行；

（二十八）提前制定市场应急预案，防范潜在风险 科学有序 处置突发情况，确保电力安全可靠供应。

九、附则

（二十九）本意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

关于促进生物天然气产业化发展的指导意见

发改能源规〔2019〕1895号

各省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团有关部门，有关中央企业：

为落实中央财经委员会第一次会议精神以及《中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》《中共中央 国务院关于印发<乡村振兴战略规划（2018-2022年）>的通知》《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》等文件要求，加快生物天然气产业化发展，现提出以下意见。

一、促进生物天然气产业化发展的重要意义

生物天然气是以农作物秸秆、畜禽粪污、餐厨垃圾、农副产品加工废水等各类城乡有机废弃物为原料，经厌氧发酵和净化提纯产生的绿色低碳清洁可再生的天然气，同时厌氧发酵过程中产生的沼渣沼液可生产有机肥。我国发展生物天然气意义重大。

构建分布式可再生清洁燃气生产消费体系，有效替代农村散煤。发展生物天然气，构建就地收集原料、就地加工转化、就近消费利用的分布式清洁燃气生产消费体系，增加县域天然气气源保障，加快替代燃煤、特别是农村散煤，治理大气污染，助力打赢蓝天保卫战。

规模化处理有机废弃物，保护城乡生态环境。发展生物天然气，以工业化规模化专业化方式处理城乡有机废弃物，构建企业化商业化可持续发展机制，加快推进畜禽粪污资源化利用，解决粪污、秸秆露天焚烧等引起的环境污染问题，实现城乡有机废弃物能源化产业化可持续利用，变废为宝、一举多得。

优化天然气供给结构，发展现代新能源产业。发展生物天然气，立足国内，内生发展，作为

常规天然气的重要补充，有利于补齐天然气供需短板，降低进口依存度，助力解决农村煤改气气源问题，提高能源安全保障程度。推进生物质能转型升级，加快可再生能源在燃气领域应用，培育发展可再生能源新兴产业。

当前，生物天然气处于发展初期，面临着技术不成熟、产业体系不健全、政策支持力度不够等问题和困难，亟需加大支持，完善政策，加快生物天然气产业化发展步伐。

二、总体要求

（一）指导思想。坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，坚持新发展理念，以实现生物天然气工业化商业化可持续发展、形成绿色低碳清洁可再生燃气新兴工业为目标，将生物天然气纳入国家能源体系，强化统筹协调，发挥市场作用，建立分布式生产消费体系，创新体制机制，完善政策措施，加快生物天然气专业化市场化规模化发展，增加天然气供应，保护城乡生态环境，促进生态文明建设。

（二）基本原则

统筹协调，合力推进。统筹可再生能源和天然气产供储销支持政策，将生物天然气融入大能源，以工业化市场化方式推动发展。统筹城乡各种原料，协调生产和消费，整合各方面支持措施，合力推动生物天然气加快发展。

建立体系，循环发展。建立原料收集保障、生物天然气消费等关键体系，完善行业服务体系。发挥资源和灵活布局优势，推进生物天然气分布式生产消费，在消费侧直接替代燃煤供热，形成城乡有机废弃物资源化利用循环发展模式，有效治理大气污染。

技术进步，创新驱动。加快推进生物天然气技术进步与工程建设现代化，提高产业技术水平和创新能力。培育发展生物天然气新兴市场和价值链，创新投融资模式和商业模式，加快形成创新型现代产业。

市场导向，政策扶持。发挥市场作用，优化市场环境，更好地调动企业和社会的积极性。创新机制，加大政策扶持，建立支持生物天然气政策体系。简化管理，优化服务，建立高效管理体系，支持生物天然气产业化发展。

（三）发展目标

到 2025 年，生物天然气具备一定规模，形成绿色低碳清洁可再生燃气新兴产业，生物天然气年产量超过 100 亿立方米。

到 2030 年，生物天然气实现稳步发展。规模位居世界前列，生物天然气年产量超过 200 亿立方米，占国内天然气产量一定比重。

三、制定发展规划

加强国家规划指导。在全国国土空间规划指导约束下，编制国家生物天然气发展中长期规划，明确生物天然气商业化可持续发展路径，确定生物天然气专业化市场化规模化发展、形成现代新兴工业的目标和任务，提出生物天然气发展重点区域布局和政策措施，指导生物天然气产业

化发展。

强化国家规划衔接。国家生物天然气发展中长期规划目标、任务、布局等，纳入国家能源发展规划、可再生能源发展规划、生物质能发展规划以及天然气发展规划等，做好与国家相关规划、生物天然气重点发展地区能源规划的统筹衔接平衡。

融入天然气发展规划。生物天然气纳入天然气发展战略、规划和天然气产供储销体系，明确生物天然气在天然气发展战略和规划中的定位和任务。作为分布式天然气，融入天然气产供储销体系，形成与常规天然气融合发展、协调发展、良好互动的格局。

编制省级发展规划。重点地区以省级国土空间规划为指导，编制省级生物天然气发展规划，在本地区城乡有机废弃物资源、天然气市场等全面评价的基础上，结合生态环境保护、清洁取暖等，提出本地区生物天然气发展目标、任务和重大布局，提出加快生物天然气发展的保障措施。省级规划加强与相关规划衔接，作为本地区生物天然气发展的依据。

编制地市或县级开发建设方案。城乡有机废弃物资源丰富的地市或县（或相应行政区）编制生物天然气开发建设方案，制定本地区项目布局方案，明确重大项目具体布局。并制定城乡有机废弃物原料保障方案、生物天然气市场消费方案、有机肥消纳方案等。纳入本地区治理大气污染、天然气发展、清洁取暖等相关规划和方案。地市或县级方案作为本地区生物天然气项目开发建设的基本依据。

编制重点企业发展规划。根据国家规划和重点地区省级规划，引导大型能源企业以及其他有实力的企业编制本企业生物天然气发展规划，以国土空间规划为指导，面向全国谋划提出项目布局。鼓励大型企业跨区域投资建设项目建设，开发建设区域型项目群，构建集约高效生物天然气产业体系。

四、加快生物天然气工业化商业化开发建设

分布式商业化开发建设。就地收集原料、就地消费利用，多点布局、形成产业。根据资源量优化布局，以单个日产1万-3万立方米项目为重点，整县推进，满足工业化各项要求，建设生物天然气商业化可持续运营项目。依托大中城市垃圾分类体系，因地制宜建设餐厨垃圾生物天然气项目。

实施专业化企业化投资建设管理。积极支持能源企业以及其他有实力的企业，实行专业化投资、建设、运营管理和服务，开发建设生物天然气。支持企业以生物天然气为重点，开辟新的发展方向。支持企业同一区域内开发多个生物天然气项目，整合资源，构建体系，降低成本，提高效益。

鼓励燃气经营企业开发建设生物天然气项目。鼓励燃气经营企业结合城镇燃气发展布局，开发建设生物天然气项目。对投资建设项目以及并入燃气管网消纳生物天然气的燃气经营企业，国家油气企业在常规天然气分配上给予支持。鼓励常规天然气进口和基础设施投资企业开发建设生物天然气项目。

加快形成现代化新兴工业。积极推进生物天然气设计、施工、技术、工艺、运营、服务、安全、环保等各环节专业化工业化。支持各类市场主体专门从事生物天然气咨询、研发、装备制造等。示范引领、全面推进，加快生物天然气产业化进程，形成现代化新兴工业。

培育和创新商业化模式。拓展生物天然气多元化应用领域，推进供气、供热、供冷、供电等集成化一体化经营，整合扩展有机肥、绿色食品、生态农业等产业链，培育发展市场新需求和新价值，提高盈利水平。设计开发生物天然气碳减排方法学体系，推进参与碳排放权交易。

推进生物天然气技术进步。国外引进与国内开发相结合，集中力量突破多种原料混合高效发酵、干法厌氧发酵、发酵预警调控等关键技术。推广应用先进原料预处理、净化提纯、自动监控等成套设备，加快标准化成套化系列化。因地制宜推进边际土地能源作物研究开发。鼓励企业与科研机构建立生物天然气技术重点工程实验室或研发基地。

加强生物天然气标准化建设。制定实施覆盖工程设计、施工建设、运行管理、并入管网、污染物排放、沼渣沼液回收利用、设备制造等产业链各个环节的工业化标准，构建产输配用产业链技术体系，推进工程认证、企业认证等认证体系建设，建设行业检测认证中心，提高行业发展水平。

五、建立健全生物天然气产业体系

统筹利用城乡各类有机废弃物资源。开展资源调查，统筹利用农作物秸秆、畜禽粪污、蔬菜种植废弃物等各类农业废弃物，城乡餐厨垃圾，河湖水草污泥，农副产品加工有机废水废渣等，增强生物天然气原料保障能力，保护城乡生态环境，改善农村人居环境。

建立覆盖城乡的原料收集保障体系。完善田间收集、打包、运输等环节的配置，建立农作物秸秆商业化收储运体系。建立安全高效的畜禽粪污收集体系，鼓励探索谁排污、谁付费，第三方专业化有偿处理模式。鼓励生物天然气企业结合农村土地流转、循环农业发展等，创新秸秆原料收集保障模式。结合大中城市生活垃圾分类，建立专业化餐厨垃圾收集运输体系。

建立生物天然气多元化消费体系。开拓生物天然气在城镇居民炊事取暖、并入城市燃气管网、发电、交通燃料、锅炉燃料、工业原料等领域的应用，形成多元化消费体系，积极推动优先利用。在具备条件地区建立生物天然气产、输、配、储一体化生产和消费体系。发挥用户侧优势，加快在终端消费领域替代燃煤。

建立生物天然气与常规天然气融合发展体系。将分布式生物天然气作为当地天然气的重要补充，加强生物天然气规划与常规天然气发展规划的协调衔接。生物天然气项目布局要因地制宜，根据实际与当地城镇燃气管网相衔接。

建立工业化有机肥生产消费体系。积极支持生物天然气企业延伸产业链，以生物天然气生产过程中的沼渣沼液为原料，以年产能超过1万吨固态和液态有机肥大型项目为重点，配套建设有机肥生产基地，建立有机肥生产消费服务体系，加快推进有机肥专业化市场化工业化发展。

加强生物天然气全过程环境保护。生物天然气企业统筹各种有机废弃物资源，统筹产供销

用，建立覆盖原料收集、生物天然气工程建设、沼渣沼液利用等环节的全过程环保体系，加强环境保护，防止二次污染，依法开展规划和建设项目环境影响评价工作。主体工程与污染防治设施同时设计、同时施工、同时投产。加强信息公开，接受监督。

建立生物天然气监测体系。建立“项目自我监测、行业统一监测、政府加强监管”的生物天然气监测体系。项目单位建立运营监测系统和制度，对原料进厂、发酵制气、沼气净化提纯等进行全过程监测。建立统一开放行业监测平台，对全行业进行监测，加强自我管理。能源主管部门及相关部门实行高效监管。

六、保障措施

加强组织协调。将生物天然气纳入促进天然气协调稳定发展工作方案、天然气产供储销工作方案，以及北方地区冬季清洁取暖规划方案等。将发展生物天然气作为改善农村人居环境的重要工作。各省级相关部门将生物天然气纳入相关重要工作计划，加强统筹协调。

强化规划指导。构建生物天然气发展规划体系，组织编制生物天然气中长期发展规划，指导各省（区、市）编制本地区生物天然气发展规划，指导中央企业编制企业发展规划。省级能源主管部门指导编制地市或县级生物天然气开发建设方案。各级规划加强与相关规划的衔接协调。

完善支持政策。研究建立绿色燃气配额机制，制定生物天然气优先利用政策措施。建立生物天然气开发利用与常规天然气计划分配、进口量分配挂钩机制。引导银行业金融机构开展绿色金融产品创新，加大对生物天然气项目的信贷支持。组织生物天然气产业化项目建设，加快建立完善支持政策体系。

落实优惠政策。项目用地符合国土空间规划的，在年度用地计划中优先安排。生物天然气企业按规定享受资源综合利用、环境保护节能节水等相关税收优惠政策。在生物天然气项目建设过程中采购相关进口设备按规定享受关税和进口环节增值税优惠政策。秸秆等原料预处理和农业有机肥加工等涉及农产品初加工环节享受农业用电电价政策。各地要做好秸秆综合利用、农机购置、畜禽粪污资源化利用、有机肥替代化肥等专项资金与生物天然气项目原料保障、有机肥利用等相关政策的衔接。

建立管理体系。制定生物天然气项目管理指南、规划编制导则、项目建设和运营管理导则等，指导各地对生物天然气实施高效简便的管理。支持符合标准的生物天然气并入城镇燃气管网，鼓励生物天然气企业与用气用户进行市场化交易。统筹考虑生物天然气产业化各环节安全风险防范，严格源头准入，提升生物天然气工程本质安全水平，强化生物天然气产销用全流程安全管理。加强行业组织建设和监督管理，促进行业自我可持续发展。

国家发展改革委
国家能源局
财政部

自然资源部
生态环境部
住房城乡建设部
农业农村部
应急管理部
人民银行
税务总局
2019年12月4日

国家发展改革委关于印发《区域电网输电价格定价办法》的通知

发改价格规〔2020〕100号

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

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）、《关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）决策部署，持续深化电价改革，进一步提升输配电价核定的规范性、合理性，经商国家能源局，对《区域电网输电价格定价办法（试行）》（发改价格〔2017〕2269号）作了修订，形成了《区域电网输电价格定价办法》。现印发，请按照执行。

附件：区域电网输电价格定价办法

国家发展改革委
2020年1月19日

附件

区域电网输电价格定价办法

第一章 总则

第一条 为科学合理核定区域电网输电价格，健全输电定价制度，根据《中华人民共和国价格法》《中华人民共和国电力法》《中共中央国务院关于推进价格机制改革的若干意见》（中发〔2015〕28号）《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）的相关规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于区域电网输电价格的核定。

区域电网输电价格，是指区域电网运行机构运营区域共用输电网络提供的电量输送和系统安全及可靠性服务的价格。

第三条 核定区域电网输电价格遵循以下原则。

（一）提升电网效率。强化电网企业成本约束，以严格的成本监审为基础，按照“准许成本加合理收益”方法核定输电准许收入；健全激励约束机制，促进电网企业加强管理降低成本。

（二）合理分摊成本。区域电网既保障省级电网安全运行，又提供输电服务。区域电网输电价格，应在核定准许收入的基础上，按功能定位和服务对象合理分摊的原则制定。

（三）促进电力交易。区域电网输电价格，应有利于促进市场公平竞争和资源合理配置，促进跨省跨区电力市场化交易，促进清洁能源在更大范围内优化配置。

（四）规范定价行为。明晰定价规则，规范定价程序，科学确定方法，最大限度减少自由裁量权，提高政府定价的法治化、规范化、透明度。

第四条 区域电网输电价格，先核定区域电网输电业务的准许收入，再以此为基础核定。区域电网输电价格在每一监管周期开始前核定，监管周期为三年。

第五条 电网企业应对区域跨省交流共用网络的资产、费用、收入、投资计划及完成进度、区域及各省月最大负荷、发电量、用电量，每条输电线路长度、实际平均负荷、稳定限额，输电量、线损率、跨区跨省交易情况等与输电价格相关的基础数据，按相关规定进行统计归集，于每年5月底之前报送国务院价格主管部门，并抄送相关省级价格主管部门。

第二章 准许收入的计算方法

第六条 区域电网准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

第七条 准许成本由基期准许成本、监管周期新增和减少准许成本构成。基期准许成本，根据输配电定价成本监审办法等规定，经成本监审核定。监管周期新增和减少准许成本，按监管周期内预计合理新增和减少的准许成本计算。计算方法参照《省级电网输配电价定价办法》执行。

第八条 准许收益按可计提收益的有效资产乘以准许收益率计算。可计提收益的有效资产，是

指电网企业投资形成的输电线路、变电设备以及其他与输电业务相关的资产，包括固定资产净值、无形资产净值和营运成本。

符合电力规划并履行按权限核准等程序的新增区域电网共用网络投资，纳入可计提收益的有效资产范围。具体由国家电网公司进行申报。

可计提收益的有效资产及准许收益率计算方法参照《省级电网输配电价定价办法》执行。

第九条 税金依据现行国家相关税法规定核定执行。包括所得税、城市维护建设税、教育费附加。

第三章 输电价格的计算方法

第十条 区域电网准许收入通过容量电费和电量电费两种方式回收。容量电费与电量电费比例计算公式为：

容量电费：电量电费=（折旧费+人工费）：运行维护费（不含人工费）

第十一条 电量电费随区域电网实际交易结算电量收取，由购电方支付。容量电费按照受益付费原则，向区域内各省级电网公司收取。

第十二条 各省级电网公司向区域电网支付的容量电费，以区域电网对各省级电网提供安全及可靠性服务的程度为基础，综合考虑跨区跨省送（受）电量、年最大负荷、省间联络线备用率和供电可靠性等因素确定。

计算公式为：

各省级电网承担的容量电费比例 = $R1 \times (\text{该省级电网跨区跨省结算送(受)电量} \div \Sigma \text{区域内各省级电网跨区跨省结算送(受)电量}) + R2 \times (\text{该省级电网非同时年最高负荷} \div \Sigma \text{各省级电网非同时年最高负荷}) + R3 \times \Sigma (\text{该省级电网与区域电网各联络线的稳定限额} - \text{实际平均负荷}) / (2 \times \Sigma (\text{区域电网各省间联络线稳定限额} - \text{实际平均负荷}))$ 其中：

$R1 = (\text{区域电网统调机组跨区跨省结算送电量} + \Sigma \text{区域内各省级电网统调机组跨区跨省结算送电量}) \div (\text{区域电网统调机组发电量} + \Sigma \text{区域内各省级电网统调机组发电量})$ 或者 $\Sigma \text{区域内各省级电网跨区跨省结算受电量} \div \Sigma \text{区域内各省级电网省内售电量}$

$R2 = (1 - R1) \div 2 \times \text{区域电网紧密程度调整系数}$

区域电网紧密程度调整系数反映各区域内省级电网联系的紧密程度。计算公式为：

$(\text{区域内跨省交易电量} \div \text{区域总用电量}) \div (\Sigma \text{各区域内跨省交易电量} \div \Sigma \text{各区域总用电量})$

$R3 = 1 - R1 - R2$

当区域电网紧密程度调整系数过大导致 $R3$ 为负时， $R3$ 取 0，相应 $R2 = 1 - R1$ 。

第十三条 华北电网准许收入扣除京津唐电网应单独承担部分后，为京津唐电网与华北电网内其他省级电网共同承担部分。京津唐电网应单独承担的准许收入，按京津唐电网自用固定资产原

值占华北电网固定资产原值的比例核定。

京津唐电网与华北电网内其他省级电网共同承担的准许收入，按第十条确定容量电费和电量电费之间的分摊比例，按第十二条确定容量电费的分摊比例。

京津唐电网内各省级电网应分摊的容量电费，以京津唐电网单独承担的准许收入加上其应分摊的容量电费为基础，按照其与京津唐电网最大负荷的同时负荷比例确定。京津唐电网范围内，位于北京、天津、河北境内的电厂参与京津唐地区交易电量不纳入华北电网电量电费计收范围。

第十四条 分摊给各省级电网公司的容量电费作为上级电网分摊费用纳入省级电网准许收入，通过省级电网输配电价回收，按各省级电网终端售电量（含市场化电量）确定标准收取。

第四章 输电价格的调整机制

第十五条 建立准许收入平衡调整机制。对上一监管周期内受新增投资、电量增长等影响区域电网实际收入超过（低于）准许收入的部分，在本监管周期或下一监管周期定价时平滑处理。省级电网分摊的容量电费在监管周期之间调整过大、一个周期消化有困难的，可以在两个监管周期内平滑处理。

第十六条 监管周期内遇有国家重大政策调整、发生重大自然灾害、不可抗力等因素造成的成本重大变化，电网企业可以向国家发展改革委申请对准许收入和输电价格作适当调整。

第五章 附 则

第十七条 本办法由国家发展改革委负责解释。

第十八条 本办法自发布之日起实施，有效期5年。《国家发展改革委关于印发<区域电网输电价格定价办法（试行）><跨省跨区专项工程输电价格定价办法（试行）>和<关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导意见>的通知》（发改价格规〔2017〕2269号）中《区域电网输电价格定价办法（试行）》同时废止。

国家发展改革委办公厅关于疫情防控期间采取支持性两部制电价政策 降低企业用电成本的通知

发改办价格〔2020〕110号

国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实习近平总书记关于坚决打赢疫情防控阻击战的重要指示精神和党中央、国务院决策部署，在疫情防控期间降低企业用电成本，支持企业共渡难关，现就采取支持性两部制电价政策有关事项通知如下。

一、对疫情防控期间暂不能正常开工、复工的企业，放宽容（需）量电价计费方式变更周期和减容（暂停）期限，电力用户即可申请减容、暂停、减容恢复、暂停恢复。申请变更的用户不受“暂停用电不得小于15天”等条件限制，减免收取容（需）量电费。对于疫情发生以来停工、停产的企业，可适当追溯减免时间。

二、对因满足疫情防控需要扩大产能的企业，原选择按合同最大需量方式缴纳容（需）量电费的，实际最大用量不受合同最大需量限制，超过部分按实计取。

三、全力保障为疫情防控直接服务的新建、扩建医疗等场所用电需求，采取免收高可靠性供电费等措施，降低运行成本。

请你公司细化落实相关电价政策，主动向用户宣传告知，做好用户申请受理、办理减免等工作。

国家发展改革委办公厅

2020年2月7日

国家发展改革委 国家能源局印发《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》的通知

发改体改〔2020〕234号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（经信厅、工信厅、经信局、工信局），国家能源局各派出能源监管机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司：

《关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见》已经中央全面深化改革委员会传批审议通过。现印发你们，请认真贯彻落实。

国家发展改革委
国家能源局
2020年2月18日

附件：关于推进电力交易机构独立规范运行的实施意见（略）

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于做好电力现货市场试点连续试结算相关工作的通知

发改办能源规〔2020〕245号

山西省、浙江省、山东省、广东省能源局，内蒙古自治区、福建省、四川省、甘肃省工信厅（经信厅），华北、南方能监局，山西省、浙江省、福建省、山东省、四川省、甘肃省能监办，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，各电力交易中心，各相关市场主体：

为落实《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及

其配套文件精神，适应电力现货市场试点地区连续试结算工作的需要，现就做好相关工作通知如下。

一、高度重视电力现货市场试点连续试结算相关工作

（一）电力现货市场试点是电力市场化的关键改革，是有序发电和稳定用电的组合改革，是优化布局和优化结构的重大改革。电力现货市场连续运行后，对电力系统的经济机制产生了质的影响。起步阶段，适当加强宏观引导，加强电力市场风险防控工作，保障电力市场平稳运行和电力系统安全稳定运行，有利于构建公平竞争的市场环境，有利于打造健康可持续的行业体系。

二、结合实际制定电力现货市场稳定运行的保障措施

（二）做好电力中长期交易合同衔接工作。售电企业及直接参加电力现货交易的电力用户应与发电企业在合同中约定分时结算规则，包括但不限于固定价格、分时电价或详细分时结算曲线（组）等。售电企业及直接参加电力现货交易的电力用户（或发电企业）在日前市场开市前需提交结算曲线，未提交结算曲线的，由市场运营机构按照试点地区电力现货市场规则进行处理。电力中长期交易合同中，由发电企业市场交易价格、输配电价、政府性基金、辅助服务费用等直接相加构成售电企业或电力用户电价。各类跨省跨区优先发电和市场化中长期交易，均应由购买方和发电企业签订双边中长期交易合同，并明确分时结算曲线或形成分时结算曲线的具体规则。

（三）加强电力现货市场结算管理。不得设置不平衡资金池，每项结算科目均需独立记录，分类明确疏导，辅助服务费用、成本补偿、阻塞盈余等科目作为综合电价科目详细列支。所有结算科目的分摊（返还）应事先商定分摊（返还）方式，明确各方合理的权利与义务。

（四）充分发挥价格信号对电力生产、消费的引导作用，形成合理的季节和峰谷分时电价。充分发挥调节性能好的机组和可中断负荷的作用。电力供应存在偏紧时段地区，通过市场化手段提高市场主体参与系统调节的积极性。

（五）规范确定市场限价。现货试点地区第一责任部门组织合理确定市场限价核定原则和管理流程，并提前公布市场主体申报上下限。

（六）加强市场运营机构及技术支持系统开发方中立性管理。运营机构可以通过合同约定核心岗位工作人员离职三年内不得在利益主体就业或为其提供咨询服务。加强对电力现货市场技术支持系统的开发、运行和验收工作的监管。技术支持系统开发方应向市场主体公开承诺，不与所在市场相关主体发生业务相关商业行为，防止内幕交易。开发方、第三方验证执行者不得为关联企业（单位）或主体。

（七）加强市场力风险防范。建立对售电企业、发电企业和电网企业全覆盖的市场力识别和防范措施，探索市场力的事前、事中和事后监控机制，因地制宜、多措并举防范市场力风险。综合考虑各类市场主体价格承受能力，建立合理有效的市场力评估体系，保证市场平稳有序起步。

（八）严格市场注册管理。交易机构严格按照市场注册工作制度，提供各类市场主体注册服务。市场主体必须合法合规，符合市场信用要求，正常履行中长期交易合同，并经交易机构认定

公示。健全完善市场主体退出程序。不满足参与电力现货市场技术条件的售电企业、电力用户，应在具备相关条件后才能参与有关交易活动。售电企业、电力用户自愿或者被强制放弃直接参加市场资格的，按照《售电公司准入与退出管理办法》《关于有序放开发用电计划的通知》等文件有关规定执行保底电价。确保保底电价设置科学合理，避免电力用户利用保底电价进行投机。

三、做好各项措施落实工作

（九）各试点地区第一责任部门负责会同相关单位做好相关措施的落实工作。尽快印发符合当地电力现货市场试点工作需要的2020年电力中长期交易工作相关文件，确保充分发挥电力中长期交易对冲电力现货交易价格波动风险的作用。各试点地区第一责任部门负责明确各项临时干预措施的有效期限，市场稳定运行后应逐步退出各项行政措施，以保证充分发挥市场配置资源的作用。

（十）各试点地区第一责任部门做好动态完善市场机制的工作。在连续试结算过程中，如遇各地规则中明确需要市场暂停的情况，应向市场主体披露详细原因、明确暂停持续时间。第一责任部门负责组织解决存在的问题，尽快重启交易，并及时向国家发展改革委、国家能源局报告。

（十一）各试点地区第一责任部门负责会同相关部门加强对电力现货市场结算的管理工作，各项结算科目的疏导与分摊（返还）明细应定期上报国家发展改革委、国家能源局，并在结算前向市场主体披露详细信息。

（十二）国家能源局派出机构负责组织电力交易机构在合同备案结算过程中，对双边形成的中长期合同约定分时结算相关内容进行核查，对不符合电力现货交易要求的进行风险提示。对于不具备用电曲线管理能力的电力用户鼓励其由售电企业代理参与交易，以保护电力用户利益。各地政府主管部门、国家能源局派出机构要对市场主体的中长期合同签约履约情况进行核查，市场主体不得事后补签中长期合同。国家能源局派出机构负责加强市场力监管，采取有效措施促进市场运营机构和技术支持系统开发方的中立性。

（十三）交易机构在各试点地区第一责任部门和国家能源局派出机构组织下，具体实施市场注册管理。各地应加强市场主体准入注册管理，并在政府网站和交易机构网站进行公示后参与市场。各地应建立完善的结算制度，切实降低履约风险。

四、附则

（十四）工作中如遇重大事项，请及时报告国家发展改革委、国家能源局。

（十五）本通知自发布之日起施行，有效期2年。

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2020年3月26日

国家发展改革委 市场监管总局关于印发中华人民共和国 实行能源效率标识的产品目录（第十五批）及相关实施 规则的通知

发改环资规〔2020〕640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、市场监管局（厅、委），江苏省、福建省、青海省工业和信息化厅，山西省能源局，各有关单位：

根据《能源效率标识管理办法》（国家发展改革委、原质检总局第35号令）规定，国家发展改革委、市场监管总局组织制修订了《中华人民共和国实行能源效率标识的产品目录（第十五批）》及相关实施规则，现印发给你们，请认真贯彻执行，该批规则有效期5年。

《永磁同步电动机能源效率标识实施规则》《空气净化器能源效率标识实施规则》自2020年7月1日起实施，2020年7月1日前出厂或进口的产品，可延迟至2021年7月1日前加施能效标识。

《道路和隧道照明用LED灯具能源效率标识实施规则》《风管送风式空调机组能源效率标识实施规则》《低环境温度空气源热泵（冷水）机组能源效率标识实施规则》实施日期与对应能源效率强制性国家标准实施日期保持一致，标识实施前出厂或进口的产品，可于标识实施之日起一年内加施能效标识。

《单元式空气调节机能源效率标识实施规则》（修订）、《房间空气调节器能源效率标识实施规则》（修订）、《室内照明用LED产品能源效率标识实施规则》（修订）实施日期与对应能源效率强制性国家标准实施日期保持一致，标识实施前出厂或进口的产品，可于标识实施之日起一年内按修订后的实施规则加施能效标识。

国家发展改革委、原质检总局、原国家认监委2016年第14号公告中《房间空气调节器能源效率标识实施规则》《单元式空气调节机能源效率标识实施规则》《转速可控型房间空气调节器能源效率标识实施规则》《普通照明用非定向自镇流LED灯能源效率标识实施规则》同时废止。

国家发展改革委
市场监管总局
2020年4月21日

国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知

发改能源〔2020〕767 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、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，发展改革委能源所：

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），在各地测算的基础上，我们统筹提出了各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重，现印发你们，请认真组织落实。

一、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，按照消纳责任权重认真组织制定实施方案，积极推动本行政区域内可再生能源电力建设，推动承担消纳责任的市场主体积极落实消纳责任，完成可再生能源电力消纳任务。各地要在 2021 年 2 月底前向国家发展改革委、国家能源局报送 2020 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

二、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部门和交易机构等，认真做好可再生能源电力并网消纳、跨省跨区域输送和各类市场交易。国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司所属省级电网企业和内蒙古电力（集团）有限责任公司要在 2021 年 1 月底前向省级能源主管部门、经济运行管理部门和能源派出监管机构报送 2020 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。

三、国家能源局各派出机构要切实承担监管责任，密切配合省级能源主管部门，按照消纳责任权重积极协调落实可再生能源电力并网消纳和跨省跨区交易，对监管区域内各承担消纳责任市场主体的消纳量完成情况、可再生能源电力交易情况等开展监管。各派出机构要在 2020 年 12 月底前，向国家能源局报送监管报告。

国家发展改革委、国家能源局有关部门将加强跟踪监测，计划 2020 年 9 月组织开展全国可再生能源电力消纳责任权重执行情况评估，并根据评估情况督促各省级能源主管部门、各电网企业、各派出机构进一步落实 2020 年可再生能源电力消纳责任，研究提出 2021 年可再生能源电力消纳责任权重初步安排。

附件：各省 2020 年可再生能源电力消纳责任权重

国家发展改革委

各省（自治区、直辖市）2020年可再生能源 电力消纳责任权重

省（自治区直辖市）	总量消纳责任权重		非水电消纳责任权重	
	最低 消纳责任权重	激励性 消纳责任权重	最低 消纳责任权重	激励性 消纳责任权重
北京	15.5%	16.9%	15.0%	16.5%
天津	14.5%	15.9%	14.0%	15.4%
河北	13.0%	14.4%	12.5%	13.8%
山西	17.0%	18.8%	16.0%	17.6%
内蒙古	18.0%	19.7%	16.5%	18.2%
辽宁	15.0%	16.6%	12.5%	13.8%
吉林	24.0%	26.6%	18.5%	20.4%
黑龙江	22.0%	24.4%	20.0%	22.0%
上海	32.5%	36.3%	4.0%	4.4%
江苏	14.0%	15.4%	7.5%	8.3%
浙江	17.5%	19.6%	7.5%	8.3%
安徽	15.0%	16.7%	12.5%	13.8%
福建	19.5%	21.8%	6.0%	6.6%
江西	22.0%	24.4%	9.0%	9.9%
山东	11.5%	12.6%	11.0%	12.1%
河南	17.5%	19.4%	12.5%	13.8%
湖北	32.5%	35.6%	8.0%	8.8%
湖南	40.0%	44.3%	9.0%	9.9%
广东	28.5%	32.0%	4.5%	5.0%
广西	39.5%	43.9%	7.0%	7.7%
海南	13.5%	14.9%	6.5%	7.2%
重庆	40.0%	44.5%	3.5%	3.9%

四川	80.0%	89.3%	6.0%	6.6%
贵州	30.0%	33.3%	6.0%	6.6%
云南	80.0%	89.0%	15.0%	16.5%
陕西	17.0%	18.8%	12.0%	13.2%
甘肃	44.5%	48.8%	16.5%	18.2%
青海	63.5%	70.7%	25.0%	27.5%
宁夏	22.0%	24.1%	20.0%	22.0%
新疆	20.0%	22.1%	10.5%	11.6%
西藏	不考核	不考核	不考核	不考核

注：京津冀净输入可再生能源电量分开核算。2020年北京、天津、冀北、河北南网参与电力市场交易实际净输入的可再生能源电力，分别按照各自实际的交易电量进行核算，计入北京、天津、河北消纳量。具体核算方法由国家电网公司有限公司负责。

国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范电网规划投资管理工作的通知

发改能源规〔2020〕816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，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、中国国际工程咨询有限公司、电力规划设计总院、国核电力规划设计研究院有限公司、中国电力企业联合会：

为深入贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推进电力体制改革，加强电力统筹规划，强化电网投资监管，国家发展改革委、国家能源局依据能源电力规划等相关规定，对电网规划投资管理进行了明确和规范，现将有关要求通知如下：

一、切实加强电网规划统筹协调与实施

（一）深化电网规划编制内容要求

电网规划是电力规划的重要组成部分，电网规划应实现对输配电服务所需各类电网项目的合理覆盖，包括电网基建项目和技术改造项目。基建项目是指为提供输配电服务而实施的新建（含扩建）资产类项目，技术改造项目是指对原有输配电服务资产的技术改造类项目。电网基建和技术

改造项目均包含输变电工程项目（跨省跨区输电通道、区域和省级主网架、配电网等）、电网安全与服务项目（通信、信息化、智能化、客户服务等）、电网生产辅助设施项目（运营场所、生产工器具等）。

（二）深化电网规划编制的技术经济论证要求

规划编制过程中，应测算规划总投资和新增输配电量，评估规划实施后对输配电价格的影响。原则上，对于 110 千伏（66 千伏）及以上的输变电工程基建项目，规划应明确项目建设安排，对于 35 千伏及以下输变电工程等其余基建项目，应明确建设规模。对于各类技术改造项目，规划应明确技术改造目标和改造规模。省级能源主管部门可在此基础上，进一步研究提高本省电网规划编制的深度要求。

（三）更加注重电网规划统筹协调

按照深化电力体制改革要求，电网规划应切实加强与社会发展规划统筹，有效衔接社会资本投资需求，遵循市场主体选择，合理涵盖包括增量配电网在内的各类主体电网投资项目，满足符合条件的市场主体在增量配电领域投资业务需求。电网规划要按照市场化原则，与相关市场主体充分衔接，合理安排跨省跨区输电通道等重大项目。

二、规范纳入规划的电网项目投资管理

（一）推进分级分类管理

纳入规划的电网项目应根据《政府投资条例》（国务院令第 712 号）、《企业投资项目核准和备案管理条例》（国务院令第 673 号）等规定履行相应程序。省级能源主管部门应会同价格主管部门加强对相关项目的监督和管理，强化定额测算核定、造价管理等工作对电网投资成本控制的作用。500 千伏及以上输变电工程基建项目应在核准文件中明确项目功能定位。

（二）推进电网项目实施与适时调整

电网企业应通过投资计划有效衔接电网规划，积极开展前期工作，合理控制工程造价，规范履行相关程序，保障电网规划项目顺利落实。根据《电力规划管理办法》（国能电力〔2016〕139 号），电力规划发布两至三年后，国家能源局和省级能源主管部门可根据经济发展和规划实施等情况按规定程序对五年规划进行中期滚动调整。在规划执行期内，如遇国家专项任务、输配电价调整、电网投资能力不足等重大变化，规划编制部门按程序对具体规划项目进行调整，相关单位应按照决策部署和实际需要及时组织实施。

三、加强电网规划及投资项目的事中事后分析评估

（一）深化电网规划定期评估

国家能源局和省级能源主管部门按照能源电力规划相关规定，加强对电网规划实施情况的评估和监督。规划实施过程中开展中期评估，规划期结束后开展总结评估。电网规划评估结果作为规划滚动调整和下一阶段编制的重要参考。

（二）完善电网投资成效评价

国家发展改革委、国家能源局研究建立科学合理的投资成效评价标准，定期选取典型电网项目，重点围绕规划落实情况、实际运营情况、输变电工程功能定位变化情况开展评价。对非政策性因素造成的未投入实际使用、未达到规划目标、擅自提高建设标准的输配电资产，其成本费用不得计入输配电定价成本。

四、认真履行电网规划职责

（一）强化电网规划统筹功能

国家能源局和省级能源主管部门应按照能源电力规划相关规定，在全国（含区域）和省级电力规划编制过程中，进一步加强电网规划研究，做好全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。全国电力规划应重点提出跨省跨区电网项目和省内 500 千伏及以上电网项目建设安排，省级电力规划应重点明确所属地区的 110 千伏（66 千伏）及以上电网项目和 35 千伏及以下电网建设规模。

（二）发挥电网规划引领作用

进一步强化安全性、经济性分析，考虑不同电压等级、不同类型用户的电价承载能力，论证合理投资规模，提高电网投资效率，加强与电源专项规划的衔接，提高电力安全可靠水平。电网规划应充分征求价格主管部门意见，强化规划对输配电网投资的约束作用，电力企业、研究机构及其它行业相关单位应积极参与配合。

请各有关单位按照上述要求，结合本地区实际，完善相关管理工作机制，规范高效做好电网规划投资管理。请国家能源局派出机构对本地区电网规划落实情况加强监管，重大情况及时报告国家能源局。

本通知由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期 5 年。

国家发展改革委
国家能源局
2020 年 5 月 28 日

国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则》的通知

发改能源规〔2020〕889号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、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、国家能源投资有限公司、国家电力投资集团公司，中国长江三峡集团有限公司，国家开发投资集团有限公司，中国核工业集团有限公司、中国广核集团有限公司，华润（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：

为贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及相关配套文件要求，深化电力市场建设，进一步指导和规范各地电力中长期交易行为，适应现阶段电力中长期交易组织、实施、结算等方面的需要，我们对《电力中长期交易基本规则（暂行）》（发改能源〔2016〕2784号）进行了修订，现将修订后《电力中长期交易基本规则》（以下简称《基本规则》）印发给你们，请遵照执行。

国家能源局各派出机构要会同地方政府电力管理等部门根据《基本规则》制修订各地交易规则，报国家发展改革委、国家能源局备案。

国家发展改革委
国家能源局
2020年6月10日

电力中长期交易基本规则

第一章 总则

第一条 为规范电力中长期交易，依法维护电力市场主体的合法权益，推进统一开放、竞争有序的电力市场体系建设，根据《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件和有关法律、法规规定，制定本规则。

第二条 未开展电力现货交易的地区，电力中长期交易执行本规则。开展电力现货交易的地区，

可结合实际，制定与现货交易相衔接的电力中长期交易规则。

第三条 本规则所称电力中长期交易指发电企业、电力用户、售电公司等市场主体，通过双边协商、集中交易等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周、多日等电力批发交易。

执行政府定价的优先发电电量和分配给燃煤（气）机组的基数电量（二者统称为计划电量）视为厂网间双边交易电量，签订厂网间购售电合同，相应合同纳入电力中长期交易合同管理范畴，其执行和结算均须遵守本规则。

电力辅助服务市场（补偿）机制相关规则另行制定。

第四条 电力市场成员应当严格遵守市场规则，自觉自律，不得操纵市场价格、损害其他市场主体的合法权益。

任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第五条 国家发展改革委和国家能源局会同有关部门加强对各地发用电计划放开实施方案制定和具体工作推进的指导和监督；适时组织评估有序放开发用电计划工作，总结经验、分析问题、完善政策。

国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法，区域派出机构会同地方政府对区域电力市场和区域电力交易机构实施监管。

国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行省（区、市）电力中长期交易监管职责。

第二章 市场成员

第六条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、配售电企业、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

第一节 权利与义务

第七条 发电企业的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；
- （二）获得公平的输电服务和电网接入服务；
- （三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；
- （四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；
- （五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；
- （六）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 电力用户的权利和义务：

- （一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合同、输配电服务合同，提供市场化交易所必须的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；
- （二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、输配电费、政府性基金及

附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构的统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按照电力调度机构要求安排用电；

（五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰避峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 售电公司的权利和义务：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成电费结算；

（二）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

（三）按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的交易电力电量需求、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场化交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

（四）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）拥有配电网运营权的售电公司承担配电区域内电费收取和结算业务；

（七）法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业的权利和义务：

（一）保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

（二）为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务；

（三）建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

（五）收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

（六）按照政府定价或者政府相关规定向优先购电用户以及其他不参与市场化交易的电力用户（以下统称“非市场用户”）提供供电服务，签订供用电合同；

（七）预测非市场用户的电力、电量需求等；

（八）依法依规履行清洁能源消纳责任；

(九) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构的权利和义务：

(一) 参与拟定相应电力交易规则；

(二) 提供各类市场主体的注册服务；

(三) 按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；

(四) 提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

(五) 建设、运营和维护电力市场化交易技术支持系统（以下简称“电力交易平台”）；

(六) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；

(七) 配合国家能源局及其派出机构和政府电力管理部门对市场规则进行分析评估，提出修改建议；

(八) 监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向监管机构和政府相关部门及时报告；

(九) 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为进行报告并配合调查；

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构的权利和义务：

(一) 负责安全校核；

(二) 按照调度规程实施电力调度，负责系统实时平衡，保障电网安全稳定运行；

(三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据，配合电力交易机构履行市场运营职能；

(四) 合理安排电网运行方式，保障电力交易结果的执行（因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时，由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任），保障电力市场正常运行；

(五) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息，提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 准入与退出

第十三条 市场主体应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的市场主体经法人单位授权，可参与相应电力交易。

第十四条 市场准入基本条件：

(一) 发电企业

1.依法取得发电项目核准或者备案文件，依法取得或者豁免电力业务许可证（发电类）；

2.并网自备电厂公平承担发电企业社会责任、承担国家依法依规设立的政府性基金及附加以及及与产业政策相符合的政策性交叉补贴，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，可作为市场主体参与市场化交易；

3.分布式发电企业符合分布式发电市场化交易试点规则要求。

（二）电力用户

1.符合电网接入规范、满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议（合同）；

2.经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开。不符合国家产业政策的电力用户暂不参与市场化交易，产品和工艺属于淘汰类和限制类的电力用户严格执行现有差别电价政策；

3.拥有燃煤自备电厂的用户应当按照国家规定承担政府性基金及附加、政策性交叉补贴；

4.具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

（三）售电公司准入条件按照国家对售电公司准入与退出有关规定执行。拥有配电网运营权的售电公司应当取得电力业务许可证（供电类）。

第十五条 参加批发交易的市场主体以及参加零售交易的电力用户均实行市场注册。其中，参加零售交易的电力用户的注册手续和程序可以适当简化。

第十六条 参加市场化交易（含批发、零售交易）的电力用户全部电量需通过批发或者零售交易购买，且不得同时参加批发交易和零售交易。所有参加市场化交易的电力用户均不再执行目录电价。

参加市场化交易的电力用户，允许在合同期满的下一个年度，按照准入条件选择参加批发或者零售交易。

第十七条 已经选择市场化交易的发电企业和电力用户，原则上不得自行退出市场。有下列情形之一的，可办理正常退市手续：

1.市场主体宣告破产，不再发电或者用电；

2.因国家政策、电力市场规则发生重大调整，导致原有市场主体非自身原因无法继续参加市场的情况；

3.因电网网架调整，导致发电企业、电力用户的发用电物理属性无法满足所在地区的市场准入条件。

上述市场主体，在办理正常退市手续后，执行国家有关发电政策。售电公司退出条件按照国家有关售电公司准入与退出管理规定执行。

第十八条 对于滥用市场操纵力、不良交易行为等违反电力市场秩序的行为，可进行市场内部曝光；对于严重违反交易规则的行为，可依据《电力监管条例》等有关规定处理。

第十九条 退出市场的市场主体需妥善处理其全部合同义务。无正当理由退市的市场主体，原则上原法人及其法人代表三年内均不得再选择市场化交易。

第二十条 无正当理由退市的电力用户，由为其提供输配电服务的电网企业承担保底供电责任。

电网企业与电力用户交易的保底价格在电力用户缴纳输配电价的基础上，按照政府核定的目录电价的 1.2-2 倍执行。保底价格具体水平由各省（区、市）价格主管部门按照国家确定的上述原则确定。

第二十一条 完成市场注册且已开展交易的电力用户，合同期满后未签订新的交易合同但发生实际用电时，不再按照政府目录电价结算。其中，参加批发交易的用户按照各地规则进行偏差结算，参加零售交易的用户按照保底价格进行结算。

完成市场注册但未开展交易的电力用户，可探索公开招标确定售电公司提供零售服务等市场价格形成机制，也可执行政府目录电价。

第三章 市场注册、变更与注销

第二十二条 市场注册业务包括注册、信息变更、市场注销以及零售用户与售电公司业务关系确定等。

第二十三条 市场主体参与电力市场化交易，应当符合准入条件，在电力交易机构办理市场注册，按照有关规定履行承诺、公示、注册、备案等相关手续。市场主体应当保证注册提交材料的真实性、完整性。

第二十四条 企事业单位、机关团体等办理注册手续时应当关联用电户号等实际用电信息，并提供必要的单位名称、法人代表、联系方式等。

参与批发交易的市场主体，应当办理数字安全证书或者采取同等安全等级的身份认证手段。

第二十五条 办理售电增项业务的发电企业，应当分别以发电企业和售电公司的市场主体类别进行注册。

第二十六条 当国家政策调整或者交易规则发生重大变化时，电力交易机构可组织已注册市场主体重新办理注册手续。

第二十七条 市场主体注册信息发生变更时，应当及时向电力交易机构提出变更申请。市场主体类别、法人、业务范围、公司主要股东等有重大变化的，市场主体应当再次予以承诺、公示。公示期满无异议的，电力交易机构向社会发布。

第二十八条 电力用户或者售电公司关联的用户发生并户、销户、过户、改名或者用电类别、电压等级等信息发生变化时，市场主体应当在电网企业办理变更的同时，在电力交易机构办理注册信息变更手续。业务手续办理期间，电网企业需向电力交易机构提供分段计量数据。电力交易机构完成注册信息变更后，对其进行交易结算，提供结算依据。

第二十九条 退出市场的市场主体，应当及时向电力交易机构提出注销申请，按照要求进行公示，履行或者处理完成交易合同有关事项后予以注销。

第三十条 发电企业、电力用户、配售电企业根据交易需求和调度管理关系在相应的电力交易机构办理注册手续；售电公司自主选择一家电力交易机构办理注册手续。各电力交易机构共享注册信息，无须重复注册，按照相应省区的准入条件 and 市场规则参与交易。电力交易机构根据市

市场主体注册情况向国家能源局及其派出机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案，并通过政府指定网站和电力交易机构网站向社会公布。

第四章 交易品种和交易方式

第三十一条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易，灵活开展发电权交易、合同转让交易，根据市场发展需要开展输电权、容量等交易。

第三十二条 根据交易标的物执行周期不同，中长期电能量交易包括年度（多年）电量交易（以某个或者多个年度的电量作为交易标的物，并分解到月）、月度电量交易（以某个月度的电量作为交易标的物）、月内（多日）电量交易（以月内剩余天数的电量或者特定天数的电量作为交易标的物）等针对不同交割周期的电量交易。

第三十三条 电量交易包括集中交易和双边协商交易两种方式。其中集中交易包括集中竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易三种形式。

集中竞价交易指设置交易报价提交截止时间，电力交易平台汇总市场主体提交的交易申报信息，按照市场规则进行统一的市场出清，发布市场出清结果。

滚动撮合交易是指在规定的交易起止时间内，市场主体可以随时提交购电或者售电信息，电力交易平台按照时间优先、价格优先的原则进行滚动撮合成交。

挂牌交易指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第三十四条 以双边协商和滚动撮合形式开展的电力中长期交易鼓励连续开市，以集中竞价交易形式开展的电力中长期交易应当实现定期开市。双边合同在双边交易申报截止时间前均可提交或者修改。

第三十五条 同一市场主体可根据自身电力生产或者消费需要，购入或者售出电能量。

为降低市场操纵风险，发电企业在单笔电力交易中的售电量不得超过其剩余最大发电能力，购电量不得超过其售出电能量的净值（指多次售出、购入相互抵消后的净售电量）。电力用户和售电公司在单笔电力交易中的售电量不得超过其购入电能量的净值（指多次购入、售出相互抵消后的净购电量）。

除电网安全约束外，不得限制发电企业在自身发电能力范围内的交易电量申报；发电权交易、合同转让交易应当遵循购售双方的意愿，不得人为设置条件，原则上鼓励清洁、高效机组替代低效机组发电。

第三十六条 在优先安排优先发电合同输电容量的前提下，鼓励发电企业、电力用户、售电公司利用剩余输电容量直接进行跨区跨省交易。

跨区跨省交易可以在区域交易平台开展，也可以在相关省交易平台开展；点对网专线输电的发电机组（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）视同为受电地区发电机组，纳入受电地区

电力电量平衡，根据受电地区发电计划放开情况参与受电地区电力市场化。

第三十七条 对于未来电力供应存在短缺风险的地区，可探索建立容量市场，保障长期电力供应安全。对于燃煤机组利用小时严重偏低的省份，可建立容量补偿机制。

第五章 价格机制

第三十八条 除计划电量执行政府确定的价格外，电力中长期交易的成交价格应当由市场主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成，第三方不得干预。

电能量市场化交易（含省内和跨区跨省）价格包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价。

第三十九条 因电网安全约束必须开启的机组，约束上电量超出其合同电量（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）的部分，由各地根据实际情况在交易细则中明确，鼓励采用市场化机制确定价格。加强对必开机组组合和约束上电量的监管，保障公开、公平、公正。新投产发电机组的调试电量按照调试电价政策进行结算。

第四十条 市场用户的用电价格由电能量交易价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加等构成，促进市场用户公平承担系统责任。输配电价格、政府性基金及附加按照国家有关规定执行。

第四十一条 双边交易价格按照双方合同约定执行。集中交易价格机制具体由各地区市场规则确定。其中，集中竞价交易可采用边际出清或者高低匹配等价格形成机制；滚动撮合交易可采用滚动报价、撮合成交的价格形成机制；挂牌交易采用一方挂牌、摘牌成交的价格形成机制。

第四十二条 跨区跨省交易受电地区落地价格由电能量交易价格（送电侧）、输电价格、辅助服务费用、输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，不再单独收取；未明确的，暂按该输电通道前三年输电损耗的平均值计算，报国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，也可由市场主体协商确定承担方。

第四十三条 执行峰谷电价的用户，在参加市场化交易后应当继续执行峰谷电价。各地应当进一步完善峰谷分时交易机制和调峰补偿机制，引导发电企业、电网企业和电力用户等主动参与调峰。

第四十四条 除国家有明确规定的情况外，双边协商交易原则上不进行限价。集中竞价交易中，为避免市场操纵以及恶性竞争，可对报价或者出清价格设置上、下限。价格上、下限原则上由相应电力市场管理委员会提出，经国家能源局派出机构和政府有关部门审定，应当避免政府不当干预。

第六章 交易组织

第一节 总体原则

第四十五条 政府部门应当在每年 11 月底前确定并下达次年跨区跨省优先发电计划、省内优先发电计划和基数电量。各地按照年度（多年）、月度、月内（多日）的顺序开展电力交易。

第四十六条 市场主体通过年度（多年）交易、月度交易和月内（多日）等交易满足发用电

需求，促进供需平衡。

第四十七条 对于定期开市和连续开市的交易，交易公告应当提前至少 1 个工作日发布；对于不定期开市的交易，应当提前至少 5 个工作日发布。交易公告发布内容应当包括：

- （一）交易标的（含电力、电量和交易周期）、申报起止时间；
- （二）交易出清方式；
- （三）价格形成机制；
- （四）关键输电通道可用输电容量情况。

第四十八条 交易的限定条件必须事前在交易公告中明确，原则上在申报组织以及出清过程中不得临时增加限定条件，确有必要的应当公开说明原因。

第四十九条 电力交易机构基于电力调度机构提供的安全约束条件开展电力交易出清。

第五十条 对于签订市场化交易合同的机组，分配基数电量时原则上不再进行容量剔除。

第五十一条 各电力交易机构负责组织开展可再生能源电力相关交易，指导参与电力交易的承担消纳责任的市场主体优先完成可再生能源电力消纳相应的电力交易，在中长期电力交易合同审核、电力交易信息公布等环节对承担消纳责任的市场主体给予提醒。各承担消纳责任的市场主体参与电力市场交易时，应当向电力交易机构作出履行可再生能源电力消纳责任的承诺。

第二节 年度（多年）交易

第五十二条 年度（多年）交易的标的物为次年（多年）的电量（或者年度分时电量）。年度（多年）交易可通过双边协商或者集中交易的方式开展。

第五十三条 市场主体经过双边协商形成的年度（多年）意向协议，需要在年度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十四条 采用集中交易方式开展年度（多年）交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道年度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第五十五条 年度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 5 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第五十六条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第三节 月度交易

第五十七条 月度交易的标的物为次月电量（或者月度分时电量），条件具备的地区可组织开展针对年度内剩余月份的月度电量（或者月度分时电量）交易。月度交易可通过双边协商或者集

中交易的方式开展。

第五十八条 市场主体经过双边协商形成的意向协议，需要在月度双边交易申报截止前，通过电力交易平台提交至电力交易机构。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量，形成双边交易预成交结果。

第五十九条 采用集中交易方式开展月度交易时，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月度可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十条 月度交易结束后，电力交易机构汇总每类交易的预成交结果，并提交给电力调度机构统一进行安全校核。电力调度机构在 2 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。安全校核越限时，由相关电力交易机构根据市场规则协同进行交易削减和调整。

第六十一条 市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。逾期未提出异议的，电力交易平台自动确认成交。

第六十二条 电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对年度交易分月结果和月度交易结果进行汇总，于每月月底前发布汇总后的交易结果。

第四节 月内（多日）交易

第六十三条 月内（多日）交易的标的物为月内剩余天数或者特定天数的电量（或者分时电量）。月内交易主要以集中交易方式开展。根据交易标的物不同，月内交易可定期开市或者连续开市。

第六十四条 月内集中交易中，发电企业、售电公司和电力用户在规定的报价时限内通过电力交易平台申报报价数据。电力交易机构根据电力调度机构提供的关键通道月内可用输电容量进行市场出清，形成集中交易预成交结果。

第六十五条 电力交易机构将月内集中交易的预成交结果提交给电力调度机构进行安全校核。电力调度机构应当在 1 个工作日内返回安全校核结果，由电力交易机构发布。市场主体对交易结果有异议的，应当在结果发布 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构在 1 个工作日内给予解释。

第六十六条 月内集中交易结束后，电力交易机构应当根据经安全校核后的交易结果，对分月交易计划进行调整、更新和发布。

第五节 偏差电量处理机制

第六十七条 允许发用双方在协商一致的前提下，可在合同执行一周前进行动态调整。鼓励市场主体通过月内（多日）交易实现月度发用电计划调整，减少合同执行偏差。

第六十八条 系统月度实际用电需求与月度发电计划存在偏差时，可通过发电侧上下调预挂牌机制进行处理，也可根据各地实际采用偏差电量次月挂牌、合同电量滚动调整等偏差处理机制。

第六十九条 发电侧上下调预挂牌机制采用“报价不报量”方式，具有调节能力的机组均应当参与上下调报价。发电侧上下调预挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）月度交易结束后，发电机组申报上调报价（单位增发电量的售电价格）和下调报价（单位减发电量的购电价格）。允许发电机组在规定的月内截止日期前，修改其上调和下调报价。

（二）电力交易机构按照上调报价由低到高排序形成上调机组调用排序列表，按照下调报价由高到低排序形成下调机组调用排序列表。价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行排序。

（三）月度最后七个自然日，根据电力电量平衡预测，各类合同电量的分解执行无法满足省内供需平衡时，电力调度机构参考上下调机组排序，在满足电网安全约束的前提下，预先安排机组提供上调或者下调电量、调整相应机组后续发电计划，实现供需平衡。机组提供的上调或者下调电量根据电力调度机构的实际调用量进行结算。

第七十条 偏差电量次月挂牌机制可采用如下组织方式：

（一）电力调度机构在保证电网安全运行的前提下，根据全网机组运行负荷率确定预挂牌机组负荷率上限和下限，并在月初公布。各机组上调、下调电量的限额按照负荷率上下限对应发电量与机组当月计划发电量的差额确定。

（二）在满足电网安全约束的前提下，将上月全网实际完成电量与全网计划发电量的差额，按照各机组上月申报的预挂牌价格（上调申报增发价格、下调申报补偿价格）排序确定机组上调、下调电量，作为月度调整电量累加至机组本月计划发电量。其中，下调电量按照机组月度集中交易电量、月度双边交易电量、年度分月双边交易电量、计划电量的顺序扣减相应合同电量。

（三）月度发电计划执行完毕后，发电侧首先结算机组上调电量或者下调电量，其余电量按照各类合同电量结算顺序以及对应电价结算；用户侧按照当月实际用电量和合同电量加权价结算电费，实际用电量与合同电量的偏差予以考核。

第七十一条 合同电量滚动调整机制可采用发电侧合同电量按月滚动调整，用户侧合同电量月结月清或者按月滚动调整。

第七章 安全校核

第七十二条 各类交易应当通过电力调度机构安全校核。涉及跨区跨省的交易，须提交相关电力调度机构共同进行安全校核，各级电力调度机构均有为各电力交易机构提供电力交易（涉及本电力调度机构调度范围的）安全校核服务的责任。安全校核的主要内容包括：通道输电能力限制、机组发电能力限制、机组辅助服务限制等内容。

第七十三条 电力调度机构应当及时向电力交易机构提供或者更新各断面（设备）、各路径可用输电容量，以及交易在不同断面、路径上的分布系数，并通过交易平台发布必开机组组合和发电量需求、影响断面（设备）限额变化的停电检修等。

电力交易机构以各断面、各路径可用输电容量等为约束，对集中交易进行出清，并与同期组织的双边交易一并提交电力调度机构进行安全校核。

第七十四条 为保障系统整体的备用和调峰调频能力，在各类市场化交易开始前，电力调度机构可以根据机组可调出力、检修天数、系统负荷曲线以及电网约束情况，折算得出各机组的电量上限，对参与市场化交易的机组发电利用小时数提出限制建议，并及时提供关键通道可用输电容量、关键设备检修计划等电网运行相关信息，由电力交易机构予以公布。

其中，对于年度交易，应当在年度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划，按照不低于关键通道可用输电容量的 80% 下达交易限额。

对于月度交易，应当在月度电力电量预测平衡的基础上，结合检修计划和发电设备利用率，按照不低于关键通道可用输电容量的 90% 下达交易限额；发电设备利用率应当结合调峰调频需求制定，并向市场主体公开设备利用率。

对于月度内的交易，参考月度交易的限额制定方法，按照不低于关键通道可用输电容量的 95% 下达交易限额。

第七十五条 安全校核未通过时，由电力交易机构进行交易削减。对于双边交易，可按照时间优先、等比例等原则进行削减；对于集中交易，可按照价格优先原则进行削减，价格相同时按照发电侧节能低碳电力调度的优先级进行削减。

执行过程中，电力调度机构因电网安全和清洁能源消纳原因调整中长期交易计划后，应当详细记录原因并向市场主体说明。

第七十六条 安全校核应当在规定的期限内完成。安全校核未通过时，电力调度机构需出具书面解释，由电力交易机构予以公布。

第八章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第七十七条 各市场成员应当根据交易结果或者政府下达的计划电量，参照合同示范文本签订购售电合同，并在规定时间内提交至电力交易机构。购售电合同中应当明确购电方、售电方、输电方、电量（电力）、电价、执行周期、结算方式、偏差电量计量、违约责任、资金往来信息等内容。

第七十八条 购售电合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。

第七十九条 在电力交易平台提交、确认的双边协商交易以及参与集中交易产生的结果，各相关市场成员可将电力交易机构出具的电子交易确认单（视同为电子合同）作为执行依据。

第二节 优先发电合同

第八十条 跨区跨省的政府间协议原则上在上一年度的 11 月底前预测和下达总体电力电量规

模和分月计划，由购售双方签订相应的购售电合同。合同需约定年度电量规模以及分月计划、送受电曲线或者确定曲线的原则、交易价格等，纳入送、受电省优先发电计划，并优先安排输电通道。年度电量规模以及分月计划可根据实际执行情况，由购售双方协商调整。

第八十一条 对于省内优先发电计划，各地区结合电网安全、供需形势、电源结构等因素，科学安排本地优先发电电量，不得将上述电量安排在指定时段内集中执行，也不得将上述电量作为调节市场自由竞争的手段。

第八十二条 各地区确定的省内优先发电电量，原则上在每年年度双边交易开始前，对执行政府定价的电量签订厂网间年度购售电合同，约定年度电量规模以及分月计划、交易价格等。

年度交易开始前仍未确定优先发电的，可参考历史情况测算，预留优先发电空间，确保市场交易正常开展。

第八十三条 各地区根据非市场用户年度用电预测情况，扣除各环节优先发电电量后，作为年度基数电量在燃煤（气）等发电企业中进行分配。

第八十四条 优先发电电量和基数电量的分月计划可由合同签订主体在月度执行前进行调整和确认，其执行偏差可通过预挂牌上下调机制（或者其他偏差处理机制）处理。

第八十五条 采用“保量保价”和“保量竞价”相结合的方式，推动优先发电参与市场，不断提高跨区跨省优先发电中“保量竞价”的比例，应放尽放，实现优先发电与优先购电规模相匹配。

第三节 合同执行

第八十六条 各省电力交易机构汇总省内市场成员参与的各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同），形成省内发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。电力调度机构应当根据经安全校核后的月度（含调整后的）发电计划以及清洁能源消纳需求，合理安排电网运行方式和机组开机方式。相关电力交易机构汇总跨区跨省交易合同，形成跨区跨省发电企业的月度发电计划，并依据月内（多日）交易，进行更新和调整。

第八十七条 年度合同的执行周期内，次月交易开始前，在购售双方一致同意且不影响其他市场主体交易合同执行的基础上，允许通过电力交易平台调整后续各月的合同分月计划（合同总量不变），调整后的分月计划需通过电力调度机构安全校核。

第八十八条 电力交易机构定期跟踪和公布月度（含多日交易调整后的）发电计划完成进度情况。市场主体对发电计划完成进度提出异议时，电力调度机构负责出具说明，电力交易机构负责公布相关信息。

第八十九条 全部合同约定交易曲线的，按照合同约定曲线形成次日发电计划；部分合同约定交易曲线的，由电力调度机构根据系统运行需要，安排无交易曲线部分的发电曲线，与约定交易曲线的市场化交易合同共同形成次日发电计划。

第九十条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，事后向国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门报告事件经过，并向市场主体进行相关信息披露。

第九章 计量和结算

第一节 计量

第九十一条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。电网企业应当在跨区跨省输电线路两端安装符合技术规范的计量装置，跨区跨省交易均应当明确其结算对应计量点。

第九十二条 计量周期和抄表时间应当保证最小交易周期的结算需要，保证计量数据准确、完整。

第九十三条 发电企业、跨区跨省交易送受端计量点应当安装相同型号、相同规格、相同精度的主、副电能表各一套，主、副表应当有明确标志，以主表计量数据作为结算依据，副表计量数据作为参照，当确认主表故障后，副表计量数据替代主表计量数据作为电量结算依据。

第九十四条 多台发电机组共用计量点且无法拆分，各发电机组需分别结算时，按照每台机组的实际发电量等比例计算各自上网电量。对于风电、光伏发电企业处于相同运行状态的不同项目批次共用计量点的机组，可按照额定容量比例计算各自上网电量。

处于调试期的机组，如果和其他机组共用计量点，按照机组调试期的发电量等比例拆分共用计量点的上网电量，确定调试期的上网电量。

第九十五条 电网企业应当按照电力市场结算要求定期抄录发电企业（机组）和电力用户电能计量装置数据，并将计量数据提交电力交易机构。对计量数据存在疑义时，由具有相应资质的电能计量检测机构确认并出具报告，由电网企业组织相关市场成员协商解决。

第二节 结算

第九十六条 电力交易机构负责向市场成员出具结算依据，市场成员根据相关规则进行电费结算。其中，跨区跨省交易由组织该交易的电力交易机构会同送受端电力交易机构向市场成员出具结算依据。

第九十七条 电网企业（含地方电网企业和配售电企业）之间结算的输配电费用，按照政府价格主管部门核定的输配电价和实际物理计量电量结算。

第九十八条 发电企业上网电量电费由电网企业支付；电力用户向电网企业缴纳电费，并由电网企业承担电力用户侧欠费风险；售电公司按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算。市场主体可自行约定结算方式，未与电网企业签订委托代理结算业务的，电网企业不承担欠费风险。

第九十九条 电力用户的基本电价、政府性基金及附加、峰谷分时电价、功率因数调整等按照电压等级和类别按实收取，上述费用均由电网企业根据国家以及省有关规定进行结算。

第一百条 电力交易机构向各市场成员提供的结算依据包括以下内容：

（一）实际结算电量；

- (二) 各类交易合同（含优先发电合同、基数电量合同、市场交易合同）电量、电价和电费；
- (三) 上下调电量、电价和电费，偏差电量、电价和电费，分摊的结算资金差额或者盈余等信息（采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的地区）；
- (四) 新机组调试电量、电价、电费；
- (五) 接受售电公司委托出具的零售交易结算依据。

第一百零一条 市场主体因偏差电量引起的电费资金，暂由电网企业收取和支付，并应当在电费结算依据中单项列示。

第一百零二条 市场主体的合同电量和偏差电量分开结算。以年度交易和月度交易为主的地区，按月清算、结账；开展多日交易的地区，按照多日交易规则清算，按月结账。

第一百零三条 采用发电侧预挂牌上下调偏差处理机制的地区，偏差电量电费结算可采用如下方法：

(一) 批发交易用户（包括电力用户、售电公司）偏差电量分为超用电量 and 少用电量，超用电量支付购电费用，少用电量获得售电收入。

批发交易用户偏差电量=用户实际网供电量-（各类交易合同购入电量-各类交易合同售出电量）
超用电量的结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×U1。

U1 为用户侧超用电量惩罚系数， $U1 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超用电量。

少用电量的结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×U2。U2 为用户侧少用电量惩罚系数， $U2 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少用电量。

根据超用电量或者少用电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

当售电公司所有签约用户月度实际总用量偏离售电公司月度交易计划时，售电公司承担偏差电量电费。

(二) 发电企业偏差电量指发电企业因自身原因引起的超发或者少发电量，超发电量获得售电费用，少发电量支付购电费用。

超发电量结算价格=发电侧下调服务电量的加权平均价×K1。K1 为发电侧超发电量惩罚系数， $K1 \leq 1$ 。当月系统未调用下调服务时，以月度集中竞价交易最低成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算超发电量。

少发电量结算价格=发电侧上调服务电量的加权平均价×K2。K2 为发电侧少发电量惩罚系数， $K2 \geq 1$ 。当月系统未调用上调服务时，以月度集中竞价交易最高成交价（或者统一出清价）乘以惩罚系数结算少发电量。

根据超发电量或者少发电量的区间范围，可设置分段的惩罚系数。

第一百零四条 电力用户拥有储能，或者电力用户参加特定时段的需求侧响应，由此产生的

偏差电量，由电力用户自行承担。

第一百零五条 拥有配电网运营权的售电公司，与省级电网企业进行电费结算，并按照政府价格主管部门的相关规定，向省级电网企业支付输电费用。

第一百零六条 电力调度机构应当对结算周期内发电企业的偏差电量进行记录，包括偏差原因、起止时间、偏差电量等。在发电企业实际上网电量基础上，扣除各类合同电量、偏差电量后，视为发电企业的上下调电量。

发电企业的上下调电量，按照其申报价格结算。

第一百零七条 风电、光伏发电企业的电费结算：

（一）未核定最低保障收购年利用小时数的地区，按照当月实际上网电量以及政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。

（二）核定最低保障收购年利用小时数的地区，最低保障收购年利用小时数内的电量按照政府批复的价格水平或者价格机制进行结算。超出最低保障收购年利用小时数的部分应当通过市场交易方式消纳和结算。

第一百零八条 风电、光伏发电量参与市场交易，结算涉及中央财政补贴时，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）等补贴管理规定执行。

第一百零九条 非市场用户月度实际用电量与电网企业月度购电量（含年分月电量，扣除系统网损电量）存在偏差时，由为非市场用户供电的电网企业代为结算偏差电量费用，由此造成的电网企业购电成本损益单独记账，按照当月上网电量占比分摊或者返还给所有机组，月结月清。

第一百一十条 电力用户侧（包括批发交易电力用户、售电公司、非市场用户）的偏差电量费用与发电侧的上下调费用、偏差电量费用等之间的差额，按照当月上网电量或者用网电量占比分摊或者返还给所有市场主体，月结月清。

第十章 信息披露

第一百一十一条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息；市场公开信息是指向所有市场主体披露的信息；私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第一百一十二条 社会公众信息包括但不限于：

（一）电力交易适用的法律、法规以及相关政策文件，电力交易业务流程、管理办法等；

（二）国家批准的发电侧上网电价、销售目录电价、输配电价、各类政府性基金及附加、系统备用费以及其他电力交易相关收费标准等；

（三）电力市场运行基本情况，包括各类市场主体注册情况，电力交易总体成交电量、价格情况等；

（四）电网运行基本情况，包括电网主要网络通道的示意图、各类型发电机组装机总体情况，

发用电负荷总体情况等；

（五）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第一百一十三条 市场公开信息包括但不限于：

（一）市场主体基本信息，市场主体注册准入以及退出情况，包括企业名称、统一社会信用代码、联系方式、信用评价信息等；

（二）发电设备信息，包括发电企业的类型、所属集团、装机容量、检修停运情况，项目投产（退役）计划、投产（退役）情况等；

（三）电网运行信息，电网安全运行的主要约束条件、电网重要运行方式的变化情况，电网各断面（设备）、各路径可用输电容量，必开必停机组组合和发电量需求，以及导致断面（设备）限额变化的停电检修等；

（四）市场交易类信息，包括年、季、月电力电量平衡预测分析情况，非市场化电量规模以及交易总电量安排、计划分解，各交易的总成交电量和成交均价，安全校核结果以及原因等；

（五）交易执行信息，包括交易计划执行总体情况，计划执行调整以及原因，市场干预情况等；

（六）结算类信息，包括合同结算总体完成情况，差额资金每月的盈亏和分摊情况；

（七）其他政策法规要求对市场主体公开的信息。

第一百一十四条 市场私有信息主要包括：

（一）发电机组的机组特性参数、性能指标，电力用户用电特性参数和指标；

（二）各市场主体的市场化交易申报电量、申报电价等交易申报信息；

（三）各市场主体的各类市场化交易的成交电量以及成交价格等信息；

（四）各市场主体的市场化交易合同以及结算明细信息。

第一百一十五条 市场成员应当遵循及时、准确、完整的原则披露电力市场信息，对其披露信息的真实性负责。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，问题严重的可按照规定取消市场准入资格。

第一百一十六条 电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露社会公众信息和市场公开信息。市场成员严禁超职责范围获取私有信息，不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。

第一百一十七条 电力交易机构负责市场信息的管理和发布，会同电力调度机构按照市场信息分类及时向社会以及市场主体、政府有关部门发布相关信息。市场主体、电力调度机构应当及时向电力交易机构提供支撑市场化交易开展所需的数据和信息。

第一百一十八条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责电力交易平台、电力交易机构网站的建设、管理和维护，并为其他市场主体通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。电力交易平台、电力交易

机构网站安全等级应当满足国家信息安全三级等级防护要求。

第一百一十九条 市场主体如对披露的相关信息有异议或者疑问，可向电力交易机构、电力调度机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构负责解释。

第一百二十条 国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门根据各地实际制定电力市场信息披露管理办法并监督实施。

第十一章 市场监管和风险控制

第一百二十一条 国家能源局及其派出机构应当建立健全交易机构专业化监管制度，推动成立独立的电力交易机构专家委员会，积极发展第三方专业机构，形成政府监管与外部专业化监督密切配合的有效监管体系。

第一百二十二条 电力交易机构、电力调度机构根据有关规定，履行市场运营、市场监控和风险控制等职责。根据国家能源局及其派出机构的监管要求，将相关信息系统接入电力监管信息系统，按照“谁运营、谁防范，谁运营、谁监控”的原则，采取有效风险防控措施，加强对市场运营情况的监控分析，按照有关规定定期向国家能源局及其派出机构、地方政府电力管理部门提交市场监控分析报告。

第一百二十三条 当出现以下情况时，电力交易机构、电力调度机构可依法依规采取市场干预措施：

- （一）电力系统内发生重大事故危及电网安全的；
- （二）发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；
- （三）市场技术支持系统发生重大故障，导致交易无法正常进行的；
- （四）因不可抗力电力市场化交易不能正常开展的；
- （五）国家能源局及其派出机构作出暂停市场交易决定的；
- （六）市场发生其他严重异常情况的。

第一百二十四条 电力交易机构、电力调度机构应当详细记录市场干预期间的有关情况，并向国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门提交报告。

第一百二十五条 电力批发交易发生争议时，市场成员可自行协商解决，协商无法达成一致时可提交国家能源局派出机构、地方政府电力管理部门调解处理，也可提交仲裁委员会仲裁或者向人民法院提起诉讼。

第十二章 附则

第一百二十六条 国家能源局及其派出机构会同地方政府电力管理等部门组织区域电力交易机构根据本规则拟定区域电力交易实施细则。国家能源局派出机构会同地方政府电力管理部门根据本规则拟定或者修订各省（区、市）电力交易实施细则。

第一百二十七条 本规则由国家发展改革委、国家能源局负责解释。

第一百二十八条 本规则自发布之日起施行，有效期五年。

国家发展改革委关于延长阶段性降低企业用电成本政策的通知

发改价格〔2020〕994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，国家电网有限公司、南方电网有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

为贯彻落实党中央、国务院决策部署和《政府工作报告》要求，统筹推进疫情防控与经济社会发展工作，紧紧围绕保就业保民生保市场主体，推动降低企业生产经营成本，现就延长阶段性降低企业用电成本政策有关事项通知如下。

一、实施范围

实施范围继续为除高耗能行业用户外的，现执行一般工商业及其它电价、大工业电价的电力用户。

二、具体措施

自2020年7月1日起至12月31日止，电网企业在计收上述电力用户（含已参与市场交易用户）电费时，统一延续按原到户电价水平的95%结算。

三、工作要求

各地价格主管部门要充分认识当前形势下推动降低企业生产经营成本对保就业保民生保市场主体的重要性，指导电网企业认真抓好延长阶段性降低企业用电成本政策落实，确保政策平稳实施，做好政策解读宣传；积极配合当地市场监管部门，创新方式方法，切实加强商业综合体、产业园区、写字楼等转供电环节收费行为监管，确保降电价红利及时足额传导到终端用户，增加企业获得感。电网企业要积极主动向用户做好政策宣传告知，尽快将政策执行到位。

国家发展改革委
2020年6月24日

国家发展改革委 国家能源局关于开展第五批增量配电业务改革试点的通知

发改运行〔2020〕1310号

各省、自治区、直辖市、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、经信厅）、物价局、能源局，北京市城管委，国家能源局各派出能源监管机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，电力规划设计总院：

近年来，各地和有关企业坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，推进落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）的各项重点任务，电力体制改革取得了积极进展。为进一步深化增量配电业务改革，在各地推荐报送和第三方机构评估论证的基础上，国家发展改革委、国家能源局确定黑龙江富拉尔基经济开发区金属新材料产业园等79个项目，作为第五批增量配电业务改革试点（名单详见附件）。现就开展第五批增量配电业务改革试点通知如下：

一、坚持务实规范。请各地主管部门按照国家发展改革委、国家能源局《关于印发〈售电公司准入与退出管理办法〉和〈有序放开配电网业务管理办法〉的通知》（发改经体〔2016〕2120号）、《关于印发〈增量配电业务配电区域划分实施办法（试行）〉的通知》（发改能源规〔2018〕424号）、《关于进一步推进增量配电业务改革的通知》（发改经体〔2019〕27号）、《关于规范开展第四批增量配电业务改革试点的通知》（发改运行〔2019〕1097号）等文件要求，务实规范开展试点项目实施工作。

二、加强统筹协调。各地主管部门要高度重视试点项目的落地实施工作，建立统筹协调推进机制，加强对试点项目的指导，强化对试点工作情况的跟踪研究，积极协调相关部门、电网企业、项目业主等有关方面，妥善解决试点过程中遇到的困难与问题，推动各方加强沟通协作，同心协力做好试点项目的落地实施工作，确保试点工作扎实推进、取得实效。

三、加强信息报送。2020年9月起，请国家电网、南方电网于每季度末向国家发展改革委、国家能源局报送本经营区内前五批增量配电业务试点项目推进情况。请各地试点牵头单位通过电规总院开发的“增量配电业务改革监测评估平台”，于每月20日前报送前五批增量配电业务改革试点进展情况，及时反映试点过程中存在的问题和建议。发挥平台“按月监测、按季分析”功能，请电规总院于每季度末向国家发展改革委、国家能源局报送前五批增量配电业务试点项目进展分析报告。

四、强化风险自担。增量配电业务改革试点应按照市场化原则推进，项目业主通过招标等市场化方式公开、公平、公正优选确定。列入第五批试点的全部项目都要结合相关电价政策和当地输配电价情况，认真开展经济性评估。项目业主要强化自担风险意识，在投资建设和后期运营中自行承担经营风险。

五、健全完善通报和督办机制。国家发展改革委、国家能源局将健全完善通报约谈、挂牌督办机制，对工作进展成效显著的地区通报表扬，对工作进展滞后、试点推进成效较差的地区通报约谈，对典型项目适时确定为直接联系项目挂牌督办。

六、健全完善评估和调整机制。国家发展改革委、国家能源局将健全完善事中事后评估、动态调整机制，采取第三方评估和自评估等方式，对前四批试点项目组织开展全面评估，及时总结推广各地好的经验和做法，调整退出不再适合继续开展试点的项目。

七、允许在本轮输配电价核定后启动试点项目。目前，国家发展改革委正在开展第二轮输配电价核定工作，2021~2022年各省级电网、区域电网输配电价即将出台，第五批增量配电业务改革试点项目可以根据出台后电价开展经济性评价和风险评估之后再行启动。

八、鼓励具备条件的省（区、市）自行确定和公布试点项目。对前期增量配电业务改革试点工作取得明显成效，且制度健全、操作规范、监管有力、未出现明显问题的地方，鼓励其自行确定和公布后续新增试点项目，相关材料抄报国家发展改革委、国家能源局。

特此通知。

附件：增量配电业务改革试点名单（第五批）

国家发展改革委
国家能源局
2020年8月21日

附件

增量配电业务改革试点名单（第五批）

编号	省份	项目名称
1	河北省	廊坊经济技术开发区科技谷增量配电业务试点
2		河北新河经济开发区增量配电业务试点

编号	省份	项目名称
3		冀中能源井陘矿业集团有限公司增量配电业务试点
4		藁城经济技术开发区增量配电业务试点
5		河北秦皇岛经济开发区东区山海关港区增量配电业务试点
6		河北宣化经济开发区增量配电业务试点
7	山西省	清徐精细化工循环产业园增量配电业务试点
8		繁峙经济技术开发区增量配电业务试点
9		沁源经济技术开发区增量配电业务试点
10		通用航空产业园区增量配电业务试点
11		平鲁开发区增量配电业务试点
12		太原太化能源科技有限公司增量配电业务试点
13	内蒙古自治区	通辽经济技术开发区高新技术产业园增量配电业务试点
14	吉林省	吉林建龙钢铁有限责任公司增量配电业务试点
15		长春一汽富晟双丰工业园区增量配电业务试点
16	黑龙江省	富拉尔基经济开发区金属新材料产业园增量配电业务试点
17		泰来经济开发区增量配电业务试点
18		龙煤双鸭山矿业有限责任公司增量配电业务试点

编号	省份	项目名称
19		双城经济开发区新兴园区增量配电业务试点
20		哈尔滨钢铁产业园增量配电业务试点
21		克山县马铃薯产业园区增量配电业务试点
22		哈尔滨玉米深加工产业基地增量配电业务试点
23	江苏省	宿迁恒力时尚产业园增量配电业务试点
24	浙江省	绍兴精工马海工业园增量配电业务试点
25		安吉经济开发区增量配电业务试点
26		衢州元立自供区增量配电业务试点
27	安徽省	安庆市高新区增量配电业务试点
28	福建省	三明尤溪经济开发区城南园增量配电业务试点
29	山东省	临沂市临港经济开发区高端不锈钢与先进特钢产业园区增量配电业务试点
30		威海市综保区增量配电业务试点
31	山东省	潍坊市杨家埠旅游开发区先进制造产业园增量配电业务试点
32		烟台市牟平区沁水韩国工业园增量配电业务试点
33		滨州市博兴县增量配电业务试点
34		淄博经济开发区增量配电业务试点
35		东营市经济技术开发区空港南部区域增量配电业务试点

编号	省份	项目名称
36		淄博高新区高铁新城增量配电业务试点
37	河南省	孟津县华阳产业集聚区增量配电业务试点
38		焦作矿区增量配电业务试点
39		平顶山市石龙区碳基新材料循环经济产业园南部 园区增量配电业务试点
40		商丘梁园区产业集聚区增量配电业务试点
41		南阳化工产业集聚区（河南油田）增量配电业务 试点
42		义马煤化工产业集聚区增量配电业务试点
43		商丘宁陵县产业集聚区增量配电业务试点
44		长垣城西增量配电业务试点
45		许昌经济技术开发区增量配电业务试点
46		广西自治区
47	广西（北流）轻工产业新城增量配电业务试点	
48	重庆市	重庆能投永荣电网增量配电业务试点
49	四川省	成都九尺冷链物流产业园增量配电业务试点
50	贵州省	贵州金沙经济开发区（含茶园工业园）增量配电业务试点
51		贵州开阳经济开发区增量配电业务试点
52		贵州六枝特区经济开发区增量配电业务试点
53		贵州娄山关高新技术产业开发区增量配电业务试点
54		贵州盘北经济开发区增量配电业务试点
55		贵州黔西经济开发区增量配电业务试点

编号	省份	项目名称
56		贵州富康智能微电网增量配电业务试点
57		贵州省遵义汇川机电制造工业园区增量配电业务 试点
58	云南省	玉溪市高新区龙泉片区增量配电业务试点
59		曲靖市沾益区工业园区增量配电业务试点
60		昆明市宜良工业园区增量配电业务试点
61		大理州祥云县洱海保护产业转移园区增量配电业务试点
62		云南滇中新区草铺工业园区天安化工增量配电业务试点
63		曲靖市经济技术开发区南海子工业园区增量配电业务试点
64		楚雄州楚雄市工业园区增量配电业务试点
65		昆明市七甸产业园 110 千伏增量配电业务试点
66		昭通市昭阳工业园区增量配电业务试点
67		云南滇中新区新材料产业园区增量配电业务试点
68		大理州剑川县工业园区增量配电业务试点
69	青海省	西宁经济技术开发区南川工业园区南部片区增量 配电业务试点
70		格尔木市夏日哈木镍钴矿区增量配电业务试点
71	陕西省	榆林市榆横工业区增量配电业务试点
72		西咸新区空港新城增量配电业务试点
73		彬州市彬长矿区增量配电业务试点

编号	省份	项目名称
74		韩城市韩城矿区增量配电业务试点
75		榆林市府谷县高新技术产业开发区增量配电业务 试点
76	新疆自治区	甘泉堡经济技术开发区增量配电业务试点
77		新源工业园区增量配电业务试点
78		库车经济技术开发区增量配电业务试点
79	新疆生产 建设兵团	新疆生产建设兵团第十一师新型建材工业园增量 配电业务试点

中华人民共和国国家发展和改革委员会令

第 36 号

《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》已经 2020 年 8 月 23 日国家发展改革委第 10 次委务会议审议通过，现予公布，自 2020 年 10 月 11 日起施行。原国家电力监管委员会于 2009 年 12 月 18 日公布的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家电力监管委员会令第 28 号）同时废止。

主任：何立峰

2020 年 9 月 11 日

附件： 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》

附件

承装（修、试）电力设施许可证管理办法

第一章 总则

第一条 为了加强承装(修、试)电力设施许可管理，规范承装(修、试)电力设施许可行为，维护承装、承修、承试电力设施市场秩序，促进电力安全，根据《中华人民共和国行政许可法》《电力供应与使用条例》《电力监管条例》和国家有关规定，制定本办法。

第二条 承装(修、试)电力设施许可证(以下简称许可证)的申请、受理、审查、颁发、管理和监督，适用本办法。

第三条 国家能源局负责指导、监督全国许可证的颁发和管理。
国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责辖区内许可证的受理、审查、颁发和日常监督管理。

第四条 在中华人民共和国境内从事承装、承修、承试电力设施活动的，应当按照本办法的规定取得许可证。除国家能源局另有规定外，任何单位或者个人未取得许可证，不得从事承装、承修、承试电力设施活动。本办法所称承装、承修、承试电力设施，是指对输电、供电、受电电力设施的安装、维修和试验。

第五条 取得许可证的单位依法开展活动，受法律保护。

第二章 分类分级与申请条件

第六条 许可证分为承装、承修、承试三个类别。

取得承装类许可证的，可以从事电力设施的安装活动。

取得承修类许可证的，可以从事电力设施的维修活动。

取得承试类许可证的，可以从事电力设施的试验活动。

第七条 许可证分为一级、二级、三级、四级和五级。

取得一级许可证的，可以从事所有电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得二级许可证的，可以从事 330 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得三级许可证的，可以从事 110 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得四级许可证的，可以从事 35 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

取得五级许可证的，可以从事 10 千伏以下电压等级电力设施的安装、维修或者试验活动。

第八条 申请许可证应当具备法人资格及健全有效的安全生产组织和制度，并符合下列条件：

（一）净资产

具有与开展承装（修、试）电力设施活动相适应的净资产，其所占总资产比例不低于 15%。

（二）技术负责人、安全负责人

1. 申请一级至三级许可证的，分别拥有 5 年以上与所申请许可证类别相适应的电力设施安装、维修或试验管理工作经历，具有电力相关专业中级以上职称；其中申请一级许可证的，应具有电力相关专业高级职称；
2. 申请四级至五级许可证的，分别拥有 3 年以上与所申请许可证类别相适应的电力设施安装、维修或试验管理工作经历，具有电力相关专业初级以上职称。

（三）专业技术及技能人员

1. 申请一级至三级许可证的，电力相关专业技术人员分别不少于 50 人、30 人和 15 人，其中具有中级以上技术任职资格的分别不少 30 人、15 人和 5 人；电力相关专业技能人员分别不少于 60 人、30 人和 20 人，其中高压电工分别不少于 30 人、15 人和 10 人；
2. 申请四级至五级许可证的，电力相关专业技术人员分别不少于 10 人和 5 人；电力相关专业技能人员分别不少于 15 人和 5 人，其中高压电工分别不少于 8 人和 3 人。

前款第（二）项、第（三）项规定的各类人员均不得同时在其他单位任职；技术负责人可由本单位专业技术人员兼任，安全负责人应专人专岗。

第九条 申请一级至三级许可证的，除具备本办法第八条规定的相应条件外，还应具有下列与申请的许可证类别和等级相适应的业绩：

（一）申请一级至三级承装类许可证的，最近 3 年内应分别具有从事 330（220）千伏、110（66）千伏、35 千伏以下 10 千伏以上电压等级变（配）电及线路设施的安装活动业绩，且质量合格；在此期间从事电力设施安装业务的最高年度工程结算收入分别不少于 2 亿元、1 亿元和 3000 万元；

（二）申请一级至三级承修类或承试类许可证的，最近 2 年均应分别具有从事 330（220）千伏、110（66）千伏、35 千伏以下 10 千伏以上电压等级变（配）电及线路设施的维修或试验活动业绩。

第三章 申请、受理、审查与决定

第十条 申请许可证，应当向申请人所在地的派出机构提出，并提交申请表；申请一级至三级许可证的，还需要提交相关业绩材料。

第十一条 取得许可证的单位合并或分立后新设单位申请许可证的，应当提交申请表以及合并或分立相关材料。分立后至多一个单位可承继分立前单位从事同类活动的业绩；其他新设单位同时申请该类别许可证的，按首次申请办理。

第十二条 派出机构收到申请，应当对申请材料是否齐全、是否符合法定形式进行审查。派

出机构有权要求申请人就申请事项作出解释或者说明。

第十三条 派出机构对申请人提出的申请，应当根据下列情况分别作出处理：

（一）申请材料存在可以当场更正的错误的，应当允许申请人当场更正；

（二）申请材料不齐全或者不符合法定形式的，应当当场或者五日内向申请人发出申请材料补正通知书，并一次告知需要补正的全部内容；

（三）申请材料齐全并符合法定形式的，或者申请人按照派出机构的要求提交全部补正申请材料的，应当向申请人发出受理通知书。

第十四条 派出机构应当自受理之日起十五日内完成申请审查，并按下列规定作出是否许可的决定：

（一）经审查，申请人的条件符合法定条件、标准的，派出机构应当依法作出准予许可的书面决定，并自作出决定之日起五日内向申请人颁发、送达许可证；

（二）经审查，申请人的条件不符合法定条件、标准的，派出机构应当依法作出不予许可的决定，以书面形式通知申请人，通知书中应当说明不予许可的理由。

第十五条 派出机构在审查过程中认为需要对申请材料的实质性内容进行核实的，应当指派两名以上的工作人员进行现场核查。

第十六条 派出机构自受理通知书发出之日起十五日内不能作出决定的，经派出机构负责人批准，可以延长十日，并将延长期限的理由告知申请人。

第十七条 派出机构应当按照国家有关规定建立信息公开工作制度，向社会公开承装（修、试）电力设施许可的依据、条件、程序、期限、办理情况以及申请材料目录、申请材料示范文本等信息。

第四章 变更与延续

第十八条 许可证的变更分为许可事项变更和登记事项变更。

许可事项变更是指许可证类别和等级的变更。

登记事项变更是指承装（修、试）电力设施单位名称、住所、法定代表人等事项的变更。

变更后的许可证，有效期限不变。

第十九条 申请许可事项变更，应当提交本办法第十条规定的相关材料；派出机构按照本办法第三章规定的程序予以办理。

申请增加许可证类别或者提高许可证等级的，在申请之日起前一年内未出现下列情形的，应予受理：

（一）发生较大以上生产安全事故或者二次以上一般生产安全事故的；

（二）发生重大质量责任事故的；

- (三) 超越许可范围从事承装（修、试）电力设施活动的；
- (四) 涂改、倒卖、出租、出借许可证，或者以其他形式非法转让许可证的；
- (五) 违反国家有关规定将本单位承包的承装（修、试）电力设施业务转包或者分包的。

第二十条 承装（修、试）电力设施单位名称、住所或者法定代表人发生变化的，应当自市场监督管理部门依法办理变更登记之日起三十日内，提出登记事项变更申请，并提交登记事项变更申请表。

变更后的住所与原住所属于不同派出机构管辖的，应当向变更后住所地的派出机构提出登记事项变更申请。

派出机构应当自收到登记事项变更申请之日起十日内，办理变更手续。

第二十一条 许可证有效期为六年。

有效期届满需要延续的，应当在有效期届满三十日前提出申请，并提交申请表；申请一级至三级许可证有效期延续的，还应分别提供在其许可范围内的 330（220）千伏以上、110（66）千伏以上、10 千伏以上电压等级相关业绩材料。

派出机构应当在许可证有效期届满前作出是否准予延续的决定。逾期未作出决定的，视为同意延续并补办相应手续。

第二十二条 许可证损毁或遗失的，应当及时向颁发许可证的派出机构申请补办，并提交下列材料：

- (一) 许可证补办申请表；
- (二) 损毁许可证原件或者许可证遗失声明。

派出机构应当自收到许可证补办申请之日起三日内补发许可证。

第五章 监督检查

第二十三条 国家能源局对派出机构实施承装（修、试）电力设施许可工作进行监督检查，及时纠正工作中的违法行为。

第二十四条 派出机构依法对辖区内从事承装（修、试）电力设施活动的单位或者个人的下列事项实施监督检查：

- (一) 依法取得许可证的情况；
- (二) 在许可范围内从事承装（修、试）电力设施活动的情况；
- (三) 依法使用许可证的情况；
- (四) 符合许可证法定条件的情况；
- (五) 遵守国家有关转包或者分包承装（修、试）电力设施业务规定的情况；
- (六) 遵守国家其他有关规定的情况。

第二十五条 承装（修、试）电力设施单位有下列情形之一的，应当按照规定向有关派出机构报送信息：

（一）人员、资产等情况发生重大变化，已不符合许可证法定条件、标准的，应当自发生重大变化之日起三十日内向颁发许可证的派出机构报告；

（二）解散、破产、倒闭、歇业、合并或者分立的，应当自市场监督管理部门办理相关手续之日起十日内向颁发许可证的派出机构报告；

（三）发生生产安全事故的，应当按照国家有关规定向事故发生地派出机构报告；

（四）发生重大质量责任事故的，应当自有关主管机关作出事故结论之日起十日内，向事故发生地派出机构报告。

前款第（三）项、第（四）项规定事项，事故发生地不属于颁发许可证的派出机构管辖的，事故发生地派出机构应当及时将有关情况通报颁发许可证的派出机构。

第二十六条 派出机构对电力企业遵守承装（修、试）电力设施许可制度的情况实施监督检查。对用户受电工程依法实施检查及竣工检验，应当查验施工企业是否具有许可证；对未经许可或者超越许可范围承揽用户受电工程的，应当立即向派出机构报告。

第二十七条 派出机构履行监督检查职责，可以采取下列措施：

（一）进入被检查单位的生产经营场所进行检查；

（二）询问被检查单位的工作人员，要求其对有关检查事项作出说明；

（三）查阅、复制与检查事项有关的文件、资料，对可能被转移、隐匿、损毁的文件、资料予以封存；

（四）对与检查事项有关的业务组织技术鉴定；

（五）对检查中发现的违法行为，有权当场予以纠正或者要求限期改正。派出机构实施监督检查，被检查单位应当依法予以配合。

第二十八条 国家能源局及其派出机构应按照国家关于加快构建以信用为基础的新型监管机制的要求，依法组织实施承装（修、试）电力设施单位信用监管，并与“双随机、一公开”监管相结合，采取差异化监管措施，不断提升信用监管效能。

第二十九条 承装（修、试）电力设施单位的人员、资产等情况发生重大变化，已不符合相应许可证条件、标准的，派出机构应当责令其限期整改；逾期不改或整改后仍不符合许可证条件的，派出机构应根据其实际具有的条件，重新核定许可证的类别和等级。

第三十条 有下列情形之一的，国家能源局及其派出机构可以依法撤销承装（修、试）电力设施许可：

（一）派出机构工作人员滥用职权、玩忽职守作出准予许可决定的；

（二）超越法定职权作出准予许可决定的；

（三）违反法定程序作出准予许可决定的；

(四) 对不具备申请资格或者不符合法定条件的申请人准予许可的；

(五) 依法可以撤销许可的其他情形。

承装（修、试）电力设施单位以欺骗、贿赂等不正当手段取得许可的，应当予以撤销。

依照本条第一款的规定撤销许可，承装（修、试）电力设施单位的合法权益受到损害的，派出机构应当依法给予赔偿。依照本条第二款的规定撤销许可的，承装（修、试）电力设施单位基于许可取得的利益不受保护。

第三十一条 有下列情形之一的，派出机构应当依法办理承装（修、试）电力设施许可注销手续：

(一) 许可有效期届满未按照本办法规定申请延续或者延续申请未批准的；

(二) 承装（修、试）电力设施单位因解散、破产、倒闭、歇业、合并、分立等原因依法终止的；

(三) 许可依法被撤销、撤回，或者许可证被依法吊销的；

(四) 法律、法规规定的应当注销许可的其他情形。

第六章 法律责任

第三十二条 申请人隐瞒有关情况或者提供虚假申请材料申请承装（修、试）电力设施许可的，派出机构不予受理或者不予许可，并给予警告；情节严重的，一年内不再受理其许可申请。

第三十三条 承装（修、试）电力设施单位采取欺骗、贿赂等不正当手段取得许可的，由派出机构撤销许可，给予警告，处一万元以上三万元以下罚款；情节严重的，三年内不再受理其许可申请；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第三十四条 承装（修、试）电力设施单位转包或违法分包承装（修、试）电力设施业务，涂改、倒卖、出租、出借许可证，或者以其他形式非法转让许可证的，《建设工程质量管理条例》等法律法规对上述违法行为有相关行政处罚规定的，依照其规定执行；未作规定的，由派出机构责令其改正，给予警告，并处一万元以上三万元以下罚款。

第三十五条 违反本办法规定未取得许可证或者超越许可范围，非法从事承装、承修、承试电力设施活动的，《无证无照经营查处办法》《建设工程质量管理条例》等法律法规对上述违法行为有相关行政处罚规定的，依照其规定执行；未作规定的，由派出机构责令其停止相关经营活动，给予警告，并处一万元以上三万元以下罚款。

第三十六条 承装（修、试）电力设施单位在从事承装、承修、承试电力设施活动中发生重大以上生产安全事故或者重大质量责任事故，由派出机构依法降低许可证等级；情节严重的，依法吊销许可证。

第三十七条 承装（修、试）电力设施单位未按照本办法规定办理许可证登记事项变更手续的，由派出机构责令其限期办理；逾期未办理的，处五千元以下罚款。

第三十八条 电力企业违反国家有关规定，将承装（修、试）电力设施业务发包给未取得许可证或者超越许可范围承揽工程的单位或者个人的，由派出机构责令其限期改正，给予警告，并处一万元以上三万元以下罚款。电网企业发现未取得许可证或者超越许可范围承揽用户受电工程的单位或者个人，未按照本办法规定及时报告的，由派出机构给予警告，处一万元以上三万元以下罚款。

第三十九条 违反本办法第二十四条、第二十五条、第二十六条、第二十七条规定，向派出机构提供虚假或隐瞒重要事实的文件、资料，或者拒绝、阻碍派出机构及其从事监管工作的人员依法履行监管职责的，依照《电力监管条例》有关规定追究其责任。

第四十条 国家能源局及其派出机构工作人员玩忽职守、滥用职权、徇私舞弊、收受贿赂的，对直接负责的主管人员和其他直接责任人员依法给予处分；构成犯罪的，依法追究刑事责任。

第七章 附 则

第四十一条 本办法中所称“以上”、“以下”、“不低于”、“不少于”均包含本数。

第四十二条 许可证由国家能源局统一印制，分为正本和副本，具有同等法律效力。

第四十三条 本办法自 2020 年 10 月 11 日起施行。原国家电力监管委员会于 2009 年 12 月 18 日公布的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家电力监管委员会令第 28 号）同时废止。

国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“获得电力” 服务水平持续优化用电营商环境的意见

发改能源规〔2020〕1479 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，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，各有关供电企业：

为深入贯彻党中央、国务院关于深化“放管服”改革优化营商环境的决策部署，全面落实《优化营商环境条例》，加快推广北京、上海等地区行之有效的经验做法，进一步压减办电时间、简化办电流程、降低办电成本、提高供电可靠性，全面提升“获得电力”服务水平，持续改善用电营商环境，经国务院同意，现提出以下意见：

一、总体要求

（一）基本原则。

典型引领、创新发展。全面推广低压小微企业用电报装“零上门、零审批、零投资”（以下简称“三零”）服务、高压用户用电报装“省力、省时、省钱”（以下简称“三省”）服务等典型经验做法（详见附件 1），充分发挥地方和企业积极性、主动性和创造性，鼓励支持各地区、各部门开拓创新，不断推出优化用电营商环境新举措、新模式。

分类施策、逐步推广。围绕用电报装时间、环节、成本、供电可靠性等方面，针对不同用户类型分类施策，因地制宜、科学合理地制定目标任务和提升举措，结合实际、先易后难，扎实提升“获得电力”服务水平。

政企协同、合力推进。健全完善提升“获得电力”服务水平协同工作机制，强化责任意识，主动认领任务，政府和企业协同联动、相互配合、信息共享，共同推动各项目标任务的落地落实。

（二）工作目标。

2022 年底前，在全国范围内实现居民用户和低压小微企业用电报装“三零”服务、高压用户用电报装“三省”服务，用电营商环境持续优化，“获得电力”整体服务水平迈上新台阶。

——办电更省时。2020 年底前，将低压、20kV 及以下高压电力接入工程审批时间分别压减至 5 个、10 个工作日以内；将供电企业办理用电报装业务各环节合计时间在现行规定基础上压缩 40% 以上（详见附件 2），未实行“三零”服务的低压非居民用户、高压单电源用户、高压双电源用户的合计办理时间分别压减至 6 个、22 个、32 个工作日以内；将居民用户、实行“三零”服务的低压非居民用户从报装申请到装表接电的全过程办电时间分别压减至 5 个、25 个工作日以内。2021 年、2022 年底前，将实行“三零”服务的低压非居民用户全过程办电时间进一步分别压减至 20 个、15 个工作日以内。

——办电更省心。2020 年底前，将居民用户、实行“三零”服务的低压非居民用户的用电报装压减至 2 个环节，未实行“三零”服务的低压非居民用户的用电报装压减至 3 个环节。在全国范围实现用电报装业务线上办理。

——办电更省钱。2021 年底前，实现城市地区用电报装容量 160kW 及以下、农村地区 100kW 及以下的小微企业用电报装“零投资”；2022 年底前，实现全国范围 160kW 及以下的小微企业用电报装“零投资”。

——用电更可靠。2022 年底前，将直辖市、计划单列市、省会城市的中心区、市区、城镇、农村地区用户年均停电时间分别压减至 1 个、2 个、5 个、11 个小时以内，或年均同比压缩 8%以

上；将其他地级行政区的中心区、市区、城镇、农村地区用户年均停电时间分别压减至 2 个、5 个、9 个、15 个小时以内，或年均同比压缩 8%以上。

二、压减办电时间

（三）压减用电报装业务办理时间。各供电企业要加强内部管控，创新技术手段和管理模式，加快业务办理速度和配套电网接入工程建设，实现用电报装业务各环节限时办理。鼓励实行配套电网接入工程“项目经理+客户经理”双经理负责制，实现网格化全过程跟进。深化大数据应用，推广移动作业终端，优化电网资源配置，精准对接用户需求。构建现代智慧供应链，提高物料资源配置管理水平。要如实记录用电报装时间信息，禁止“体外循环”、后补流程或重走流程。鼓励创新服务方式，拓展服务渠道，在现行规定时限基础上进一步压减办电时间。

（四）压减电力接入工程审批时间。各省级能源（电力）主管部门要牵头推进审批服务标准化，出台完善配套政策文件，优化审批流程，简化审批手续，明确审批时限，推行并联审批、限时办结，提高办理效率。对于符合条件的低压短距离电力接入工程，积极探索实行告知承诺、审批改备案或取消审批等方式。已出台政策措施的地区要按照本意见要求作进一步修改完善。鼓励和支持有条件的地区大幅压缩 35kV 及以上电力接入工程的审批时间。

三、提高办电便利度

（五）优化线上用电报装服务。各供电企业要持续优化用电报装线上服务功能，推行低压用户供用电合同电子化，推广高压用户客户经理预约上门服务，为用户提供用电报装、查询、缴费等“一网通办”服务。鼓励有条件的地区，全面推广用电报装全流程线上办理，实现“业务线上申请、信息线上流转、进度线上查询、服务线上评价”，提升用户办电体验。用户有权自主选择用电报装线上线上线下办理渠道，供电企业不得加以限定。

（六）压减用电报装环节和申请资料。各供电企业要按照附件 2 的规定要求，进一步压减现有用电报装环节，取消低压用户的设计审查、中间检查和竣工检验环节。低压用户在业务受理环节仅需提供用电人有效身份证件和用电地址物权证件，高压用户需同时提供用电工程项目批准文件。高压用户在设计审查环节仅需提供设计单位资质证明材料和用电工程设计及说明书，在中间检查环节仅需提供施工单位资质证明材料和隐蔽工程施工及试验记录，在竣工检验环节仅需提供工程竣工报告（含竣工图纸）。除法律法规另有规定外，供电企业不得增设或变相设置用电报装业务办理环节、前置条件，不得增加申请资料，不得强制用户签订申请用电承诺书。鼓励和支持有条件的地区进一步压减用电报装环节和申请资料。

（七）加快政企协同办电信息共享平台建设。各省级能源（电力）主管部门要按照国家有关规定，依托政务服务平台，牵头加强电子证照的推广应用，推进办电审批服务信息系统建设，推动省、市、县跨层级纵向联通，加强与供电企业用电报装信息管理系统横向联通，提供数据互认共享服务，实现政企协同办电。实行行政审批申请“一窗受理”，审批结果自动反馈供电企业，审批流程公开透明，用户可在线查询；供电企业在线获取和验证营业执照、身份证件、不动产登

记等用电报装信息，实现居民用户“刷脸办电”、企业用户“一证办电”。2021 年底前，各省级能源（电力）主管部门要牵头完成政企协同办电信息共享平台建设工作。鼓励和支持有条件的地区推进工程建设项目审批平台与供电企业用电报装信息管理系统的互联互通，供电企业提前获取用电需求、提前开展配套电网工程规划建设，提高办电效率。

四、降低办电成本

（八）优化接入电网方式。各供电企业要逐步提高低压接入容量上限标准，对于用电报装容量 160kW 及以下实行“三零”服务的用户采取低压方式接入电网。对于高压用户，要按照安全、经济和实用的原则确定供电方案，并结合当地电网承载能力，优先使用现有公用线路供电，实行就近就便接入电网。鼓励和支持有条件的地区进一步提高低压接入容量上限标准。鼓励推广临时用电的租赁共享服务，通过供电设施以租代购等方式满足用户临时用电需求。

（九）延伸电网投资界面。各供电企业要逐步将电网投资界面延伸至居民用户和低压小微企业用户红线（含计量装置），鼓励和支持适当延伸高压用户电网投资界面，对涉及防范化解重大风险、精准脱贫、污染防治三大攻坚战的项目可优先延伸。有条件的地区可进一步扩大“零投资”服务用户范围，已实行“三零”服务的地区不得缩小“零投资”服务用户范围。

（十）规范用电报装收费。各供电企业要依法依规规范用电报装收费，为市场主体提供稳定且价格合理的用电报装服务，不得以任何名义直接或通过关联企业向用户收取不合理费用。对于居民用户和已承诺实行“三零”服务的低压非居民用户要确保做到办电“零投资”。

五、提升供电能力和供电可靠性

（十一）加强配电网和农网规划建设。各供电企业要加大投资力度，科学制定配电网和农网建设投资方案，推动项目及时落地，持续提升供电能力。各省级能源（电力）主管部门要牵头加强配电网和农网发展规划的统筹协调，推动纳入城乡发展规划统筹考虑，并建立规划实施情况定期评估及滚动调整机制。

（十二）减少停电时间和停电次数。各供电企业要进一步提高供电可靠性，为市场主体提供更好用电保障，不得以各种名义违规对企业实施拉闸断电。要强化计划检修管理，科学合理制定停电计划，推广不停电作业技术，减少计划停电时间和次数。要加强设备巡视和运行维护管理，开展配电网运行工况全过程监测和故障智能研判，准确定位故障点，全面推行网格化抢修模式，提高电网故障抢修效率，减少故障停电时间和次数。停电计划、故障停电、抢修进度和送电安排等信息要通过即时通讯软件（微信等）、短信、移动客户端等渠道主动推送到用户。各省级能源（电力）主管部门要牵头建立健全相关工作机制，加大对违章作业、野蛮施工、违规用电等行为的查处力度，减少因违规施工导致的停电时间和次数。

六、加大信息公开力度

（十三）提高用电报装信息公开透明度。各供电企业要规范用电报装服务，制定用电报装工作流程、办理时限、办理环节、申请材料等服务标准和收费项目目录清单，及时作优化调整并向

社会公开；要及时公布本地区配电网接入能力和容量受限情况。2020 年底前，供电企业要完成服务标准和收费项目目录清单制定工作，并在移动客户端、营业场所等渠道予以公开；要将 12398 能源监管热线和 95598 等供电服务热线同步、同对象公布到位，保障用户知情权。各地电力接入工程审批相关部门要按照《优化营商环境条例》要求，通过政府网站、全国一体化在线政务服务平台，向社会公布电力接入工程审批相关政策文件；各省级价格主管部门制定或调整涉及终端电力用户用电价格政策文件时，提前一个月向社会公布，提高电费透明度。

（十四）加强政策解读和宣传引导。各供电企业要主动为市场主体和人民群众提供咨询解答服务，在办理用电报装业务过程中同步向用户进行宣传，做到“办理一户、宣传一户”，让用户及时全面了解“获得电力”相关政策举措。建立用电报装政策宣介常态化机制，各有关方面要综合运用电视、网络、报刊等新闻媒体以及供电企业客户端、营业厅等途径和方式，加强对优化用电营商环境措施和成效的宣传解读，为全面提升“获得电力”服务水平创造良好舆论氛围。

七、强化组织实施

（十五）健全工作机制。各单位要提高政治站位，充分认识优化用电营商环境、提升“获得电力”服务水平的重要意义，进一步增强工作责任感和使命感，切实加强组织领导，明确目标任务，建立健全工作机制，推动各项工作有序开展。国家能源局负责全国“获得电力”工作的统筹协调、整体推进和督促落实。各省级能源（电力）主管部门要牵头建立健全“获得电力”工作协调机制，做到上下联动、横向协同，有效形成工作合力。建立工作进展情况报送制度，各单位工作中取得的阶段性成效、存在的突出问题要及时报告国家能源局。

（十六）明确责任分工。各供电企业作为优化用电营商环境、提升“获得电力”服务水平的责任主体，要对标先进，聚焦薄弱环节和突出问题，制定具体实施方案并抓好落实，围绕提升办电服务水平，不断完善相关措施，建立健全长效机制。各省级能源（电力）主管部门要切实履行职责，推动优化用电营商环境工作纳入地方政府优化营商环境工作内容，牵头制定本地区优化用电营商环境重点任务台账，及时协调并帮助解决用户办电和用电过程中遇到的困难和问题。国家能源局派出机构要切实履行监管职责，持续加强配电网和农网规划建设监管，及时发现问题、督促整改到位，密切关注 12398 能源监管热线投诉举报情况和意见建议，对企业和群众反映集中的问题，特别是接入受限、违规加价收费、“三指定”等突出问题要依法依规严肃查处，确保工作取得实效。

（十七）做好总结推广。各省级能源（电力）主管部门要会同国家能源局派出机构，组织地方政府有关部门、供电企业及时梳理总结“获得电力”改革创新举措，提炼形成可复制、可推广的经验做法，以点带面，在本地区加快推广。国家能源局将根据各地工作进展情况，进一步总结行之有效的、能够在全国范围内推广的好经验好做法并组织全面推广，充分发挥典型示范带动作用，促进互学互鉴，加快推动全国办电和用电服务水平整体提升。

本意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起执行，有效期 5 年。

附件：1.“**三零**”“**三省**”服务典型经验做法
 2.2020年供电企业办理用电报装业务的环节和时限目标

国家发展改革委
 国家能源局
 2020年9月25

附件

“**三零**” “**三省**” 服务典型经验做法

低压小微企业用电报装“**三零**”服务，即“**零上门、零审批、零投资**”。“**零上门**”是指：实行线上用电报装服务，用户可以在线提出用电需求，签订电子合同，供电企业委派专人上门服务，用户无需往返营业厅，用电报装“**一次都不跑**”。“**零审批**”是指：供电企业精简办电资料，一次性收取所有材料，代替用户办理电力接入工程审批手续，地方政府有关部门优化审批服务，实现**一窗受理、并行操作、限时办结**。“**零投资**”是指：供电企业将投资界面延伸至用户红线，报装容量在**160kW**及以下通过低压方式接入，计量装置及以上工程由供电企业投资建设。

高压用户用电报装“**三省**”服务，即“**省力、省时、省钱**”。“**省力**”是指：推广“**互联网+**”线上办电服务，推动政企办电信息互联互通，供电企业直接获取用户办电所需证照信息，用户在线提交用电申请、查询业务办理进程、评价服务质量，实现办电“**最多跑一次**”。“**省时**”是指：地方政府有关部门简化电力接入工程审批程序、压减审批时限；供电企业实行业务办理限时制，加快业务办理速度，确保用户及时接电。“**省钱**”是指：供电企业优化供电方案，实行就近就便接入电网，降低用户办电成本。

附件

2020年供电企业办理用电报装业务的环节和时限目标

单位：工作日

用户类型	各环节 办理时 间	合计办 理时间	现行规 定时限	压减 比例
------	-----------------	------------	------------	----------

	业务受理	供电方案答复	设计审查	中间检查	竣工检验	装表接电			
未实行“三零”服务的低压非居民用户	1	3	-	-	-	2	6	18	67%
高压单电源用户	1	10	3	2	3	3	22	38	42%
高压双电源用户	1	20	3	2	3	3	32	53	40%

注：1.低压用户指采用 380V 及以下电压供电的用户，高压用户指采用 10（6）kV 及以上电压供电的用户。
2.对于居民用户和实行“三零”服务的低压非居民用户用电报装压减为受理签约、施工接电 2 个环节。

国家发展改革委关于核定 2020~2022 年省级电网输配电价的通知

发改价格规〔2020〕1508 号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局，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：

根据国家发展改革委《关于印发〈省级电网输配电价定价办法〉的通知》（发改价格规〔2020〕101 号），经商国家能源局，现就 2020~2022 年省级电网输配电价有关事项通知如下：

一、各省级电网输配电价（含增值税、线损、交叉补贴和区域电网容量电费，下同）具体见附件。

二、积极推进发电侧和销售侧电价市场化。参与电力市场化交易的用户用电价格包括市场交易上网电价、输配电价、辅助服务费用和政府性基金及附加。市场交易上网电价由用户或市场化售电主体与发电企业通过市场化方式形成，电网企业按照本文件核定的标准收取输配电价。未参与电力市场化交易的用户，执行政府规定的销售电价。

三、请各地精心组织、周密安排，确保省级电网输配电价平稳执行到位，持续密切监测电网企业运行情况，执行中发现问题，及时报告我委（价格司）。各地应抓紧制定出台销售电价，并报我委备案，有关事宜另行通知。

四、请电网企业按照相关要求，对各电压等级的资产、费用、收入、输配售电量、负荷、用户报装容量、线损率、投资计划完成进度等与输配电价相关的基础数据进行统计归集，按时报送我委和省级价格主管部门。

五、考虑到按照党中央、国务院决策部署，年初以来实施了阶段性降低企业用电成本政策，2020年继续执行现行输配电价，本通知所附各省级电网输配电价自2021年1月1日起执行。

国家发展改革委
2020年9月28日

国家发展改革委关于核定2020~2022年区域电网输电价 格的通知

发改价格规〔2020〕1441号

各省、自治区、直辖市发展改革委、物价局，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：

根据国家发展改革委《关于印发〈区域电网输电价格定价办法〉的通知》（发改价格规〔2020〕100号）和《关于印发〈省级电网输配电价定价办法〉的通知》（发改价格规〔2020〕101号），经商国家能源局，现就华北等五个区域电网输电价格有关事项通知如下：

一、华北、华东、华中、东北、西北区域电网第二监管周期（2020年1月1日~2022年12月31日）两部制输电价格水平详见附件。其中，电量电价随区域电网实际交易结算电量收取；容

量电价随各省级电网终端销售电量（含市场化交易电量）收取；京津唐电网范围内，位于北京、天津、河北境内的电厂参与京津唐地区交易电量不纳入华北电网电量电费计收范围。

二、积极推进跨省跨区电力市场化交易。通过区域电网共用网络参与跨省跨区电力交易的用戶，其购电价格应包括区域电网电量电价及损耗。区域电网容量电价作为上级电网分摊费用通过省级电网输配电价回收，不再向市场交易用戶额外收取。

三、相关省（区、市）价格主管部门要精心组织、周密安排，确保区域电网输电价格执行到位。执行中发现问题，请及时反馈我委（价格司）。

四、电网企业要组织对 2020 年区域电网输电价格执行情况进行清算，对于已开展的跨省电力直接交易，区域电网电量电价降低部分，电网企业按照交易合同约定返还，交易合同未有明确约定的，全部返还给交易用戶。首个监管周期区域电网容量电价在省级电网输配电价之外的地区，2020 年继续按首个监管周期核定的容量电价标准和方式向用戶收取。电网企业要做好区域电网与省级电网的结算工作。

附件：2020~2022 年区域电网输电价格表

国家发展改革委
2020 年 9 月 28 日

附件

2020~2022 年区域电网输电价格表

单位：元/千瓦时

区域	电量电价	容量电价	
		单位	水平
华北	0.0071	北京	0.0175
		天津	0.0129
		冀北	0.0048
		河北	0.0035
		山西	0.0011
		山东	0.0018
华东	0.0095	上海	0.0072
		江苏	0.0034

		浙江	0.0046
		安徽	0.0039
		福建	0.0023
华中	0.0100	湖北	0.0015
		湖南	0.0007
		河南	0.0009
		江西	0.0006
		四川	0.0004
		重庆	0.0019
东北	0.0087	辽宁	0.0031
		吉林	0.0034
		黑龙江	0.0031
		蒙东	0.0041
西北	0.0200	陕西	0.0012
		甘肃	0.0029
		青海	0.0017
		宁夏	0.0015
		新疆	0.0009

注：表中电价含增值税，电量电价不含线损。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于公布 2020 年生物质发电中央补贴项目申报结果的通知

发改办能源〔2020〕865 号

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团发展改革委：

根据《完善生物质发电项目建设运行的实施方案》（发改能源〔2020〕1421 号）（以下简称《实施方案》），在各省（区、市）组织申报、审核、公示的基础上，国家发展改革委、国家能源局组织开展了统一复核、汇总排序工作。现将 2020 年生物质发电中央补贴项目申报结果及有关要求通知如下：

一、遵循公平、公正原则，经委托国家可再生能源信息管理中心对各省（区、市）通过审核、公示无异议的项目进行复核、汇总排序，拟将河北、山西等 20 个省（区、市）的 77 个项目纳入 2020 年生物质发电中央补贴规模，总装机容量 171.4 万千瓦，纳入补贴范围的项目所需补贴总额已达到 2020 年中央新增补贴资金额度 15 亿元。其中，农林生物质发电项目 18 个、装机容量 53 万千瓦，垃圾焚烧发电项目 46 个、装机容量 116.3 万千瓦，沼气发电项目 13 个，装机 2.1 万千瓦，具体结果见附件。

二、按照《实施方案》有关要求，新增项目补贴额度累计达到中央补贴资金总额后，地方当年不再新核准需中央补贴的项目，企业据此合理安排项目建设时序。

三、请各省（区、市）按照“谁审批、谁负责”的原则，加强对纳入 2020 年生物质发电中央补贴规模项目的监督管理；组织符合 2020 年补贴条件但未纳入今年补贴规模的项目做好后续补贴申报准备；按照《实施方案》监测要求，及时组织在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统填报核准、在建、新开工项目信息。

四、请电网企业按照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号）、《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5 号）有关要求，做好纳入 2020 年生物质发电中央补贴规模项目后续清单发布相关工作。

附件：2020 年生物质发电中央补贴项目申报结果

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2020 年 11 月 17 日

附件

2020年生物质发电中央补贴项目申报结果

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量 (万千瓦)	全部机组并 网时间
1	河南省	糠醛渣纤维乙醇配套 生物质能热电项目	PBE151141 0923001	农林 发电	濮阳市南 乐县	濮阳宏业生物 质能源有限公 司	3	2020-1-21
2	湖南省	湘阴县生活垃圾焚烧发 电厂项目	PBW18074 30624001	垃圾 发电	岳阳市湘 阴县	光大现代环保 能源(湘阴) 有限公司	1.5	2020-1-22
3	辽宁省	铁岭长青生物质热电联 产项目	PBB170521 1221001	农林 发电	铁岭市铁 岭县	铁岭县长青环 保能源有限公 司	3.5	2020-1-26
4	山东省	菏泽市生活垃圾焚烧发 电项目	PBW17123 71702001	垃圾 发电	菏泽市牡 丹区	光大环保能源 (菏泽)有限 公司	2.5	2020-2-13
5	广东省	饶平县宝斗石生活垃 圾填埋场升级改 造及 综合处理资源化利用 工程	PBW17014 45122001	垃圾 发电	潮州市饶 平县	瀚蓝(饶平) 固废处理有限 公司	1.2	2020-2-22
6	河南省	永城长青生物质能源 有限公司生物质 能热 电联产工程项目	PBB170741 1481001	农林 发电	商丘市永 城市	永城长青生物 质能源有限公 司	3.5	2020-3-2
7	广东省	龙门县城乡生活垃圾 无缝对接一体化 处理 项目—资源热力电厂	PBW16084 41324001	垃圾 发电	惠州市龙 门县	光大环保能源 (龙门)有限 公司	1.5	2020-3-5
8	福建省	仙游县垃圾处理(焚烧 发电) 厂	PBW17033 50322002	垃圾 发电	莆田市仙 游县	仙游兴鸿环保 电力有限公司	1.2	2020-3-9
9	云南省	五华区垃圾焚烧发电 厂异地重建项目(昆 明鑫兴泽环境资源产业 有限公司)	PBW17095 30102001	垃圾 发电	昆明市五 华区	昆明鑫兴泽环 境资源产业有 限公司	5	2020-3-11
10	江苏省	张家港垃圾填埋场沼 气发电项目	PBG190432 0582001	沼 气发电	苏州市 张家港市	江苏碧康环保 能源有限公司	0.44	2020-3-11
11	江苏省	灌南县生活垃圾焚烧 发电项目	PBW17083 20724001	垃圾 发电	连云港 市灌南	灌南新苏国丰 新能源有限公	1.5	2020-3-12

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量(万千瓦)	全部机组并 网时间
					县	司		
12	浙江省	德清旺能垃圾焚烧炉 排炉技改工程项 目	PBW19033 30521001	垃圾 发电	湖州市德 清县	德清旺能环保 能源有限公司	1.2	2020-3-13
13	四川省	资阳生活垃圾填埋场沼 气发电项目	PBG181251 2000001	沼气 发电	资阳市市 辖区	资阳市绿州新 中水环保科技 有 限 公 司	0.213	2020-3-15
14	四川省	绵阳明兴农业粪污沼 气发电项目（一 期）	PBG190251 0722001	沼气 发电	绵阳市三 台县	绵阳市碧淼兴 川环保科技有 限 公 司	0.05	2020-3-16
15	山东省	冠县国环生活垃圾焚烧 处理项目	PBW18013 71525001	垃圾 发电	聊城市冠 县	冠县国环垃圾 处理有限公司	1.2	2020-3-16
16	甘肃省	庆阳市生活垃圾焚烧发 电项目	PBW16096 21002001	垃圾 发电	庆阳市西 峰区	庆阳圣元环保 电力有限公司	1.2	2020-3-19
17	河南省	西华县生活垃圾焚烧发 电项目	PBW17094 11622001	垃圾 发电	周口市西 华县	西华首创环保 能源有限公司	1.2	2020-3-26
18	安徽省	阜南县农业废弃物沼 气与生物天然气 开 发利用 ppp 项目（一 期工程龙王站 点）沼 气发电上网项目	PBG190134 1225001	沼气 发电	阜阳市阜 南县	阜南县林海生 态技术有限公司	0.07	2020-3-27
19	四川省	成都金堂环保发电项目	PBW17085 10121001	垃圾 发电	成都市金 堂县	中节能（金 堂）环保能源 有 限 公 司	1.8	2020-3-27
20	浙江省	明州生物质发电（二阶 段）	PBB130433 0212002	农林 发电	宁波市鄞 州区	宁波明州生物 质发电有限公 司	1.5	2020-3-30
21	江西省	弋阳县生活垃圾焚烧发 电项目	PBW17123 61126001	垃圾 发电	上饶市弋 阳县	弋阳海创环境 能源有限责任 公 司	1.2	2020-3-31
22	四川省	中江县生物质发电（热 电联产）项目	PBB180751 0623001	农林 发电	德阳市中 江县	光大城乡再生 能源（中江） 有 限 公 司	3	2020-3-31
23	河南省	淮滨县生活垃圾填埋 场填埋气综合利 用 项 目	PBG190841 1527001	沼气 发电	信阳市淮 滨县	淮滨县百川畅 银新能源有限 公 司	0.1	2020-4-1
24	河南省	舞钢市生活垃圾处理 中心填埋气综合 利 用	PBG190741 0481001	沼气 发电	平顶山舞 钢市	舞钢市百川畅 银新能源有限	0.1	2020-4-8

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量 (万千瓦)	全部机组并 网时间
		项目				公司		
25	浙江省	慈溪中科众茂环保热电有限公司炉排炉工程	PBW19053 30282001	垃圾 发电	宁波市慈 溪市	慈溪中科众茂 环保热电有限 公司	2.5	2020-4-17
26	广东省	惠阳环境园生活垃圾焚烧二期PPP项目	PBW19024 41303001	垃圾 发电	惠州市惠 阳区	惠州绿色动力 再生能源有限 公司	4	2020-4-17
27	山西省	高平市1×15MW生物质热电联产项目	PBB171214 0581001	农林 发电	晋城市高 平市	山西农谷丹峰 新能源有限公 司	1.5	2020-4-19
28	山东省	平度市生活垃圾焚烧发电项目二期工程	PBW19023 70283001	垃圾 发电	青岛市平 度市	光大环保能源 (平度)有限公 司	0.6	2020-4-22
29	河北省	善能康保生物质热电联产项目	PBB170413 0723001	农林 发电	张家口 市康保县	善能康保生物 质热电有限公 司	4	2020-4-22
30	广东省	信宜市绿能环保发电项目	PBW18054 40983001	垃圾 发电	茂名市信 宜市	信宜粤丰环保 电力有限公司	2.4	2020-4-23
31	山东省	栖霞市垃圾焚烧发电及供暖项目	PBW18093 70686001	垃圾 发电	烟台市栖 霞市	栖霞光大环保 能源有限公司	1	2020-4-23
32	河南省	光山康恒环境生物质热电联产工程	PBB171241 1522001	农林 发电	信阳市光 山县	光山康恒环境 能源有限公司	3	2020-4-24
33	安徽省	中电新能源凤台县农林生物质发电项目	PBB160834 0421001	农林 发电	淮南市凤 台县	凤台中电生物 质发电有限公 司	3	2020-4-27
34	广东省	汕尾市生活垃圾无害化处理中心焚烧发电厂二期工程项目	PBW18084 41521001	垃圾 发电	汕尾市海 丰县	汕尾三峰环保 发电有限公司	3	2020-4-28
35	湖北省	红安县生活垃圾焚烧发电项目	PBW17124 21122001	垃圾 发电	黄冈市红 安县	红安绿色动力 再生能源有限 公司	1.5	2020-4-28
36	陕西省	西安市餐厨垃圾资源化利用和无害化处理项目(一期)	PBE180661 0112001	沼气 发电	西安市未 央区	西安维尔利环 保科技有限公 司	0.156	2020-4-28
37	青海省	西宁市大通县城区生活垃圾填埋场填埋气发电项目	PBG181063 0121001	沼气 发电	西宁市大 通回族土族 自治县	青海蓝净环保 科技有限公司	0.15	2020-4-29

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量(万千瓦)	全部机组并 网时间
38	湖南省	沅江市垃圾填埋场沼气发电项目	PBG191243 0981001	沼气发电	益阳市沅江市	湖南中能迪亚环保新能源有限公司沅江分公司	0.32	2020-4-29
39	江西省	赣州市生活垃圾焚烧发电厂二期项目	PBW19053 60721001	垃圾发电	赣州市赣县	赣州恩菲环保能源有限公司	1.5	2020-4-30
40	湖北省	光大钟祥生物质直燃发电项目	PBB180442 0881001	农林发电	荆门市钟祥市	光大城乡再生能源(钟祥)有限公司	3	2020-5-1
41	山东省	高唐县国环生活垃圾综合处理项目	PBW18043 71526001	垃圾发电	聊城市高唐县	高唐县国环再生资源有限公司	1.2	2020-5-1
42	江西省	丰城市生活垃圾焚烧发电PPP项目	PBW18073 60981001	垃圾发电	宜春市丰城市	丰城绿色动力环保有限公司	1.5	2020-5-4
43	江西省	宜春市生活垃圾焚烧发电项目	PBW18063 60902001	垃圾发电	宜春市袁州区	宜春绿色动力再生能源有限公司	2.5	2020-5-4
44	江西省	抚州理昂农林废弃物发电项目	PBB191136 1002001	农林发电	抚州市临川区	抚州理昂农林废弃物热电有限公司	3	2020-5-7
45	四川省	绵阳市生活垃圾焚烧发电项目扩建工程	PBW18055 10703001	垃圾发电	绵阳市涪城区	绵阳中科绵投环境服务有限公司	1.2	2020-5-11
46	山东省	东营市生活垃圾焚烧发电厂二期项目	PBW17113 70540001	垃圾发电	东营市东营经济技术开发区	东营黄河三角洲三峰生态能源有限公司	1.2	2020-5-13
47	贵州省	仁怀市生活垃圾焚烧发电项目	PBW16095 20382001	垃圾发电	遵义市仁怀市	仁怀中电环保发电有限公司	2.4	2020-5-16
48	山东省	乳山国润中恒能环境治理有限公司年产730万方生物燃气项目	PBG200237 1083001	沼气发电	威海市乳山市	乳山国润中恒能环境治理有限公司	0.14	2020-5-17
49	内蒙古自治区	内蒙古德昱生物质能热电有限公司2×15MW生物质发电项目	PBB141015 0403001	农林发电	赤峰市元宝山区	内蒙古德昱生物质能热电有限公司	3	2020-5-18
50	河北省	国能昌黎1*35MW生物质热电联产工程	PBB160913 0322001	农林发电	秦皇岛市昌黎县	国能昌黎生物发电有限公司	3.5	2020-5-18

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量(万千瓦)	全部机组并 网时间
51	山东省	鱼台县第二生活垃圾处理厂项目	PBW17123 70827001	垃圾 发电	济宁市鱼台县	鱼台深能环保有限公司	0.8	2020-5-18
52	陕西省	西咸新区生活垃圾无害化处理焚烧热电联产项目	PBW17086 10404001	垃圾 发电	咸阳市渭城区	西咸新区北控环保科技发展有限公司	6	2020-5-22
53	陕西省	西安市鄠邑区生活垃圾无害化处理焚烧热电联产项目	PBW17106 10125001	垃圾 发电	西安市户县	中节能(西安)环保能源有限公司	5	2020-5-22
54	江西省	南昌固废处理循环经济产业园生活垃圾焚烧发电项目	PBW17123 60100001	垃圾 发电	南昌市经济技术开发区	江西洪城康恒环境能源有限公司	7	2020-5-25
55	湖南省	长沙市餐厨垃圾无害化处理余气利用(二期)项目	PBG190943 0105001	沼气 发电	长沙市开福区	湖南中技清能电力科技有限公司	0.213	2020-5-27
56	湖北省	公安县生活垃圾处理项目	PBW17124 21022001	垃圾 发电	荆州市公安县	公安县旺能环保能源有限公司	1.2	2020-5-27
57	山东省	二期生物质综合利用项目	PBB181237 1482001	农林 发电	德州市禹城市	山东省禹城市新园热电有限公司	1.5	2020-5-28
58	山东省	荣成市生活垃圾焚烧发电厂汽轮发电机组扩建项目	PBW18093 71082001	垃圾 发电	威海市荣成市	荣成市长青环保能源有限公司	1.5	2020-5-29
59	山东省	梁山前能生物电力有限公司热电联产项目	PBB171137 0832002	农林 发电	济宁市梁山县	梁山前能生物电力有限公司	3	2020-5-30
60	河南省	濮阳市静脉产业园生活垃圾焚烧发电项目	PBW17094 10902001	垃圾 发电	濮阳市华龙区	濮阳高能生物能源有限公司	1.8	2020-6-2
61	河南省	博爱县百川畅银新能源有限公司城市生活垃圾无害化处理场填埋气综合利用项目	PBG190941 0822001	沼气 发电	焦作市博爱县	博爱县百川畅银新能源有限公司	0.05	2020-6-5
62	广东省	潮州市市区环保发电厂项目(一期)	PBW17124 45102002	垃圾 发电	潮州市湘桥区	潮州市湘桥深能环保有限公司	3.5	2020-6-6
63	福建省	垃圾填埋场废气处理沼气综合利用项目	PBG160435 0526001	沼气 发电	泉州市德化县	德化百川畅银新能源有限公司	0.1	2020-6-9

序号	省 (区、 市)	项目名称	项目代码	项目 类型	项目地点	项目公司	项目装机容量 (万千瓦)	全部机组并 网时间
64	广东省	珠海市环保生物质热电工程二期项目	PBW18064 40403001	垃圾 发电	珠海市斗 门区	珠海康恒环保 有限公司	6	2020-6-9
65	山东省	山东费县生物能源化综合利用项目	PBB171137 1325001	农林 发电	临沂市费 县	山东永能生物 热电有限公司	3	2020-6-10
66	河北省	生物质热电联产	PBB160713 0535001	农林 发电	邢台市临 西县	临西县福皓热 力有限公司	3	2020-6-12
67	江苏省	邳州市生活垃圾焚烧发电项目二期工程	PBW18103 20382001	垃圾 发电	徐州市邳 州市	光大环保能源 (邳州)有限公 司	1.2	2020-6-13
68	江西省	萍乡市生活垃圾污泥干化焚烧发电项目扩建工程	PBW18113 60313001	垃圾 发电	萍乡市湘 东区	中节能萍乡环 保能源有限公 司	1.5	2020-6-18
69	四川省	自贡市生活垃圾环保发电项目(二期)	PBW18065 10311001	垃圾 发电	自贡市沿 滩区	自贡川能环保 发电有限公司	3.5	2020-6-23
70	广东省	茂名市电白区绿能环保发电项目	PBW18054 40923002	垃圾 发电	茂名市电 白县	茂名粤丰环保 电力有限公司	5	2020-6-24
71	浙江省	台州市城市生活垃圾焚烧发电项目三期扩建工程项目	PBW18063 31004001	垃圾 发电	台州市路 桥区	台州旺能再生 资源利用有限 公司	3.6	2020-6-27
72	江苏省	常熟市第二生活垃圾焚烧发电厂扩建项目	PBW17063 20581001	垃圾 发电	苏州市常 熟市	常熟浦发第二 热电能源有限 公司	4.5	2020-6-30
73	河南省	平顶山市城市生活垃圾焚烧发电项目	PBW17064 10422001	垃圾 发电	平顶山叶 县	中节能(平顶 山)环保能源 有限公司	2	2020-6-30
74	山东省	临淄生活垃圾焚烧发电项目	PBW16043 70305001	垃圾 发电	淄博市临 淄区	淄博绿能新能 源有限公司	8	2020-7-6
75	四川省	古叙生活垃圾焚烧发电项目	PBW18075 10525001	垃圾 发电	泸州市古 蔺县	泸州川能环保 能源发电有限 公司	1.5	2020-7-7
76	陕西省	海螺资源协同处置综合利用项目(咸阳城乡生活垃圾焚烧发电项目)	PBW19096 10425001	垃圾 发电	咸阳市礼 泉县	咸阳海创环境 能源有限责任 公司	4	2020-7-17
77	安徽省	深圳能源泗县农林生物质发电项目	PBB180834 1324001	农林 发电	宿州市泗 县	泗县深能生物 质发电有限公 司	4	2020-7-18
合计							171.402	

国家发展改革委 国家能源局关于做好 2021 年电力中长期合同签订工作的通知

发改运行〔2020〕1784 号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，北京市城市管理委员会，国家能源局各派出能源监管机构，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、华润集团有限公司、国家开发投资集团有限公司、中国广核集团有限公司：

为深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，加强电力产供储销体系建设，推进电力市场化改革，更好发挥中长期交易“压舱石”作用，保障电力市场高效有序运行，现对 2021 年电力中长期合同签订工作有关事项通知如下：

一、抓紧签订 2021 年电力中长期合同

各地政府主管部门、电力企业、交易机构要高度重视 2021 年电力中长期合同签订工作，做好省内和跨省跨区电力中长期交易（含优先发电）合同签订的组织协调，努力在 2020 年 12 月底前完成年度中长期合同签订工作。

二、保障足量签约

（一）充分发挥电力中长期合同的规避风险作用。各地政府主管部门要鼓励市场主体签订中长期合同特别是年度及以上中长期合同，结合实际确定 2021 年年度及以上中长期合同签订工作目标，力争签约电量不低于前三年用电量平均值的 80%，并通过后续月度合同签订保障中长期合同签约电量不低于前三年用电量平均值 90%—95%。未参与市场的经营性电力用户、优先发电企业也需参照中长期合同签约的相关要求，由电网企业与用户或发电企业签订合同。

（二）鼓励市场主体及时、高比例签约。建立和完善中长期合同签约履约的激励机制，对 2020 年度中长期交易履约比例以及 2021 年度中长期交易签约比例达到要求的用户侧市场主体，可优先安排合同转让、调整，部分减免偏差考核费用等。

（三）保障未参与电力市场交易的经营性电力用户用电。未参与电力市场交易的经营性电力用户由电网企业承担保底供电责任，仍执行目录销售电价。退出市场的电力用户在重新参与市场交易前，由电网企业承担保底供电责任，执行规则确定的电价。

三、推动分时段签约

（一）结合各地实际合理划分时段。鼓励参与交易的市场主体通过协商，分时段约定电量电价，签订电力中长期合同。电网企业应为符合条件的市场主体提供历史用电数据查询服务，并不断扩大市场主体范围，公布更加详尽的历史用电曲线。各地政府主管部门应根据本地区历史发用电曲线，制定并公布时段划分标准。起步阶段，对时段划分数量不做强制要求，区分为峰、平、谷段签订即可，也可以分成六段到十段，随着市场机制的不断完善逐步细化时段划分。有条件的地区可考虑按照季节性差异将一年各月划分高峰月、平段月和低谷月。

（二）提高分时段签约服务水平。各地政府主管部门会同电网企业，在本地区 2020 年典型工作日、节假日电力负荷曲线（见附件）的基础上，积极提供省内更多行业或地区的电力负荷曲线，加快建立电力用户历史用电信息查询机制，供市场主体签约时参考。鼓励电力用户自行提供电力负荷曲线，签订电力中长期合同；鼓励售电公司、综合能源服务机构等提供更细更精准的电力负荷曲线，帮助市场主体更好地参与市场交易。

（三）赋予中小用户自主选择是否签订分时段合同的权利。对具备条件的、年购电量 500 万千瓦时以上的电力用户及售电公司，鼓励签订分时段电力中长期合同；年购电量 500 万千瓦时以下的电力用户及售电公司，可自主选择是否签订分时段电力中长期合同。

（四）明确优先发电计划分时段电量。各地政府主管部门在制定本地区年度优先发电计划时，鼓励根据本地区中长期交易时段划分，确定优先发电分时段电量，实现优先发电与市场的衔接。对于风电、光伏发电和水电等较难精准预测的电源，可适当放宽要求，但应在分月生产计划安排之前完成时段电量分解。跨省跨区的优先发电计划和市场化送电，也鼓励通过送受双方协商，确定分时段电量。

四、拉大峰谷差价

交易双方签订分时段合同时，可约定峰谷时段交易价格，也可参考上一年平均交易价格确定平段电价，峰谷电价基于平段电价上下浮动。上下浮动比例由购售电双方协商确定，也可以执行政府主管部门推荐的相关标准。峰谷差价作为购售电双方电力交易合同的约定条款，在发用电两侧共同施行，拉大峰谷差价。市场初期，为保证市场平稳健康有序，各地政府主管部门可根据需要制定分时段指导价，指导价的峰谷差价应不低于已有目录电价的峰谷差价。

五、鼓励签订多年电力中长期合同

各地可结合市场规则，对一年期以上长期交易合同予以优先安排、优先组织落实、优先执行。

六、实现信用机构见签和信用信息共享

引入信用机构见签电力中长期交易合同。提高电力市场交易信用信息的归集和应用水平，各地应明确公共信用信息中心，通过电力交易机构的电力交易平台见签电力中长期交易合同，由电力交易机构提供其所见签合同的相关信息，并归集至全国信用信息共享平台，加强电力信用监管，促进电力中长期合同签约履约。

七、规范签订电力中长期合同

各地可参考已有规则签订中长期合同，确保不因交易规则影响 12 月底前完成 2021 年中长期合同签订工作。已有规则需要修订的，各地政府主管部门、国家能源局派出机构要根据职责分工抓紧修订。各地政府主管部门要切实发挥组织协调作用。合同各方应根据推荐的电力中长期交易合同示范文本，考虑不同市场主体、不同交易类型，积极推广应用，做到规范签约。各地政府主管部门要指导电力交易机构和有关企业，抓紧完成交易平台的适应性技术改造，保障合同签订工作顺利实施。

八、鼓励签订电力中长期电子合同

全面推进电力中长期合同签订平台化、电子化运转。完善各地交易平台功能和技术手段支撑，鼓励市场主体利用交易平台签订要素齐全的电子合同，简化工作流程、提高工作效率、降低流转成本。

九、建立健全电力中长期合同签订配套机制

（一）完善电力中长期合同市场化调整机制。各地原则上要按月以双边协商、集中交易等方式组织开展合同转让交易，并逐步缩短交易周期、增加交易频次，为市场主体调整合同电量及负荷曲线提供市场化手段。在合同方事先约定或委托的前提下，可在市场规则范围内对电力中长期合同负荷曲线进行灵活调整，为提升年度中长期合同签订比例提供必要的保障。

（二）建立偏差电量结算机制。各地市场规则中，应对合同电量与实际执行的偏差建立偏差结算机制。偏差结算机制应有利于鼓励市场主体按照合同电量安排发用电计划，偏差结算价格机制应在市场规则中予以明确并提前向市场主体发布。对分时段签订的中长期合同，充分考虑市场主体市场经验不足的实际，适当放宽分时段偏差电量考核要求。

（三）理顺中长期交易价格机制。各地应严格执行政府核定的输配电价。电力交易原则上采用顺价方式，即市场用户的用电价格由电能量价格、输配电价格、辅助服务费用、政府性基金及附加构成。暂不具备条件的地区应明确过渡期，尽快由价差方式转为顺价方式。

十、保障电力中长期合同签订工作落实

（一）建立合同签订进展跟踪机制。各地政府主管部门应会同国家能源局派出机构，及时向国家发展改革委、国家能源局报送中长期合同签订情况，反映有关问题，统筹做好中长期合同签订与电力现货衔接工作。电力交易机构要建立中长期交易跟踪机制，按月跟踪并向政府有关部门、监管机构报送各类市场主体电力中长期合同签订与履约情况，做好向市场主体的信息披露。

（二）完善合同签订工作保障机制。各地政府主管部门抓紧制定中长期交易方案，做好组织实施；电力交易机构按照交易规则和方案组织做好中长期市场运营组织工作；电力调度机构做好中长期交易安全校核、计划执行和偏差调整说明等工作；信用机构做好合同见签；市场主体应依法依规做好中长期合同签订和履约。各地政府主管部门应尊重市场主体意愿，严禁出现指定交易价格、交易规模和市场主体等影响市场公平竞争的行为，保障市场规范运行。

附件：各省级电网典型电力负荷曲线（略）

国家发展改革委
国家能源局
2020年11月25日

关于引导加大金融支持力度促进风电和光伏发电等行业 健康有序发展的通知

发改运行〔2021〕266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），人民银行上海总部、各分行、营业管理部、各省会（首府）城市中心支行、副省级城市中心支行，各银保监局，能源局：

近年来，各地和有关企业坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，认真落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，推动我国风电、光伏发电等行业快速发展。与此同时，部分可再生能源企业受多方面因素影响，现金流紧张，生产经营出现困难。为加大金融支持力度，促进风电和光伏发电等行业健康有序发展，现就有关事项通知如下：

一、充分认识风电和光伏发电等行业健康有序发展的重要意义。大力发展可再生能源是推动绿色低碳发展、加快生态文明建设的重要支撑，是应对气候变化、履行我国国际承诺的重要举措，我国实现2030年前碳排放达峰和努力争取2060年前碳中和的目标任务艰巨，需要进一步加快发展风电、光伏发电、生物质发电等可再生能源。采取措施缓解可再生能源企业困难，促进可再生能源良性发展，是实现应对气候变化目标，更好履行我国对外庄重承诺的必要举措。各地政府主管部门、有关金融机构要充分认识发展可再生能源的重要意义，合力帮助企业渡过难关，支持风电、光伏发电、生物质发电等行业健康有序发展。

二、金融机构按照商业化原则与可再生能源企业协商展期或续贷。对短期偿付压力较大但未来有发展前景的可再生能源企业，金融机构可以按照风险可控原则，在银企双方自主协商的基础上，根据项目实际和预期现金流，予以贷款展期、续贷或调整还款进度、期限等安排。

三、金融机构按照市场化、法治化原则自主发放补贴确权贷款。已纳入补贴清单的可再生能源项目所在企业，对已确权应收未收的财政补贴资金，可申请补贴确权贷款。金融机构以审核公布

的补贴清单和企业应收未收补贴证明材料等为增信手段，按照市场化、法治化原则，以企业已确权应收未收的财政补贴资金为上限自主确定贷款金额。申请贷款时，企业需提供确权证明等材料作为凭证和抵押依据。

四、对补贴确权贷款给予合理支持。各类银行金融机构均可在依法合规前提下向具备条件的可再生能源企业在规定的额度内发放补贴确权贷款，鼓励可再生能源企业优先与既有开户银行沟通合作。相关可再生能源企业结合自身情况和资金压力自行确定是否申请补贴确权贷款，相关银行根据与可再生能源企业沟通情况和风险评估等自行确定是否发放补贴确权贷款。贷款金额、贷款年限、贷款利率等均由双方自主协商。

五、补贴资金在贷款行定点开户管理。充分考虑银行贷款的安全性，降低银行运行风险，建立封闭还贷制度，即企业当年实际获得的补贴资金直接由电网企业拨付给企业还贷专用账户，不经过企业周转。可再生能源企业与银行达成合作意向的，企业需在银行开设补贴确权贷款专户，作为补贴资金封闭还贷的专用账户。

六、通过核发绿色电力证书方式适当弥补企业分担的利息成本。补贴确权贷款的利息由贷款的可再生能源企业自行承担，利率及利息偿还方式由企业和银行自行协商。为缓解企业承担的利息成本压力，国家相关部门研究以企业备案的贷款合同等材料为依据，以已确权应收未收财政补贴、贷款金额、贷款利率等信息为参考，向企业核发相应规模的绿色电力证书，允许企业通过指标交易市场进行买卖。在指标交易市场的收益大于利息支出的部分，作为企业的合理收益留存企业。

七、足额征收可再生能源电价附加。为保证可再生能源补贴资金来源，各相关电力用户需严格按照国家规定承担并足额缴纳依法合规设立的可再生能源电价附加，各级地方政府不得随意减免或选择性征收。各燃煤自备电厂应认真配合相关部门开展可再生能源电价附加拖欠情况核查工作，并限期补缴拖欠的金额。

八、优先发放补贴和进一步加大信贷支持力度。企业结合实际情况自愿选择是否主动转为平价项目，对于自愿转为平价项目的，可优先拨付资金，贷款额度和贷款利率可自主协商确定。

九、试点先行。基础条件好、积极性高的地方，以及资金需求特别迫切的企业可先行开展试点，积极落实国家政策，并在国家确定的总体工作方案基础上探索解决可再生能源补贴问题的有效做法。鼓励开展试点的地方和企业结合自身实际进一步开拓创新，研究新思路和新方法，使政府、银行、企业等有关方面更好的形成合力，提高工作积极性。对于试点地方和企业的好经验好做法，国家将积极向全国推广。

十、增强责任感，防范化解风险。各银行和有关金融机构要充分认识可再生能源行业对我国生态文明建设和履行国际承诺的重要意义，树立大局意识，增强责任感，帮助企业有效化解生产经营和金融安全风险，促进可再生能源行业健康有序发展。

国家发展改革委
财政部
中国人民银行
银保监会
国家能源局
2021年2月24日

国家发展改革委 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见

发改能源规〔2021〕280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，国家能源局各派出机构：

为实现“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，着力构建清洁低碳、安全高效的能源体系，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率，贯彻新发展理念，更好地发挥源网荷储一体化和多能互补在保障能源安全中的作用，积极探索其实施路径，现提出以下意见：

一、重要意义

源网荷储一体化和多能互补发展是电力行业坚持系统观念的内在要求，是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升可再生能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进我国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

（一）有利于提升电力发展质量和效益。强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源，有利于各类资源的协调开发和科学配置，提升系统运行效率和电源开发综合效益，构建多元供能智慧保障体系。

（二）有利于全面推进生态文明建设。优先利用清洁能源资源、充分发挥常规电站调节性能、适度配置储能设施、调动需求侧灵活响应积极性，有利于加快能源转型，促进能源领域与生态环境协调可持续发展。

（三）有利于促进区域协调发展。发挥跨区源网荷储协调互济作用，扩大电力资源配置规模，有利于推进西部大开发形成新格局，改善东部地区环境质量，提升可再生能源电量消费比重。

二、总体要求

（一）指导思想。

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略，将源网荷储一体化和多能互补作为电力工业高质量发展的重要举措，积极构建清洁低碳安全高效的新型电力系统，促进能源行业转型升级。

（二）基本原则。

绿色优先，协调互济。遵循电力系统发展客观规律，坚守安全底线，充分发挥源网荷储协调互济能力，优先可再生能源开发利用，结合需求侧负荷特性、电源结构和电网调节能力，因地制宜确定电源合理规模与配比，促进能源转型和绿色发展。

提升存量，优化增量。通过提高存量电源调节能力、输电通道利用水平、电力需求响应能力，重点提升存量电力设备利用效率；在资源条件较好、互补特性较优、需求市场较大的送受端，合理优化增量规模、结构与布局。

市场驱动，政策支持。使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用，破除市场壁垒，依靠技术进步、效率提高、成本降低，加强引导扶持，建立健全相关政策体系，不断提升产业竞争力。

（三）源网荷储一体化实施路径。

通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储深度融合的新型电力系统发展路径，主要包括区域（省）级、市（县）级、园区（居民区）级“源网荷储一体化”等具体模式。

充分发挥负荷侧的调节能力。依托“云大物移智链”等技术，进一步加强源网荷储多向互动，通过虚拟电厂等一体化聚合模式，参与电力中长期、辅助服务、现货等市场交易，为系统提供调节支撑能力。

实现就地就近、灵活坚强发展。增加本地电源支撑，调动负荷响应能力，降低对大电网的调节支撑需求，提高电力设施利用效率。通过坚强局部电网建设，提升重要负荷中心应急保障和风险防御能力。

激发市场活力，引导市场预期。主要通过完善市场化电价机制，调动市场主体积极性，引导电源侧、电网侧、负荷侧和独立储能等主动作为、合理布局、优化运行，实现科学健康发展。

（四）多能互补实施路径。

利用存量常规电源，合理配置储能，统筹各类电源规划、设计、建设、运营，优先发展新能源，积极实施存量“风光水火储一体化”提升，稳妥推进增量“风光水（储）一体化”，探索增量“风光储一体化”，严控增量“风光火（储）一体化”。

强化电源侧灵活调节作用。充分发挥流域梯级水电站、具有较强调节性能水电站、火电机组、储能设施的调节能力，减轻送受端系统的调峰压力，力争各类可再生能源综合利用率保持在合理水平。

优化各类电源规模配比。在确保安全的前提下，最大化利用清洁能源，稳步提升输电通道输送可再生能源电量比重。

确保电源基地送电可持续性。统筹优化近期开发外送规模与远期自用需求，在确保中长期近区电力自足的前提下，明确近期可持续外送规模，超前谋划好远期电力接续。

三、推进源网荷储一体化，提升保障能力和利用效率

（一）区域（省）级源网荷储一体化。依托区域（省）级电力辅助服务、中长期和现货市场等体系建设，公平无歧视引入电源侧、负荷侧、独立电储能等市场主体，全面放开市场化交易，通过价格信号引导各类市场主体灵活调节、多向互动，推动建立市场化交易用户参与承担辅助服务的市场交易机制，培育用户负荷管理能力，提高用户侧调峰积极性。依托 5G 等现代信息通讯及智能化技术，加强全网统一调度，研究建立源网荷储灵活高效互动的电力运行与市场体系，充分发挥区域电网的调节作用，落实电源、电力用户、储能、虚拟电厂参与市场机制。

（二）市（县）级源网荷储一体化。在重点城市开展源网荷储一体化坚强局部电网建设，梳理城市重要负荷，研究局部电网结构加强方案，提出保障电源以及自备应急电源配置方案。结合清洁取暖和清洁能源消纳工作开展市（县）级源网荷储一体化示范，研究热电联产机组、新能源电站、灵活运行电热负荷一体化运营方案。

（三）园区（居民区）级源网荷储一体化。以现代信息通讯、大数据、人工智能、储能等新技术为依托，运用“互联网+”新模式，调动负荷侧调节响应能力。在城市商业区、综合体、居民区，依托光伏发电、并网型微电网和充电基础设施等，开展分布式发电与电动汽车（用户储能）灵活充放电相结合的园区（居民区）级源网荷储一体化建设。在工业负荷大、新能源条件好的地区，支持分布式电源开发建设和就近接入消纳，结合增量配电网等工作，开展源网荷储一体化绿色供电园区建设。研究源网荷储综合优化配置方案，提高系统平衡能力。

四、推进多能互补，提升可再生能源消纳水平

（一）风光储一体化。对于存量新能源项目，结合新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证增加储能设施的必要性和可行性。对于增量风光储一体化，优化配套储能规模，充分发挥配套储能调峰、调频作用，最小化风光储综合发电成本，提升综合竞争力。

（二）风光水（储）一体化。对于存量水电项目，结合送端水电出力特性、新能源特性、受端系统消纳空间，研究论证优先利用水电调节性能消纳近区风光电力、因地制宜增加储能设施的

必要性和可行性，鼓励通过龙头电站建设优化出力特性，实现就近打捆。对于增量风光水（储）一体化，按照国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用政策要求，严控中小水电建设规模，以大中型水电为基础，统筹汇集送端新能源电力，优化配套储能规模。

（三）风光火（储）一体化。对于存量煤电项目，优先通过灵活性改造提升调节能力，结合送端近区新能源开发条件和出力特性、受端系统消纳空间，努力扩大就近打捆新能源电力规模。对于增量基地化开发外送项目，基于电网输送能力，合理发挥新能源地域互补优势，优先汇集近区新能源电力，优化配套储能规模；在不影响电力（热力）供应前提下，充分利用近区现役及已纳入国家电力发展规划煤电项目，严控新增煤电需求；外送输电通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%，优先规划建设比例更高的通道；落实国家及地方相关环保政策、生态红线、水资源利用等政策要求，按规定取得规划环评和规划水资源论证审查意见。对于增量就地开发消纳项目，在充分评估当地资源条件和消纳能力的基础上，优先利用新能源电力。

五、完善政策措施

（一）加强组织领导。以电力系统安全稳定为基础、以市场消纳为导向，按照局部利益服从整体利益原则，发挥国家能源主管部门的统筹协调作用，加强源网荷储一体化和多能互补项目规划与国家和地方电力发展规划、可再生能源规划等的衔接，推动项目有序实施。在组织评估论证和充分征求国家能源局派出机构、送受端能源主管部门和电力企业意见基础上，按照“试点先行，逐步推广”原则，通过国家电力发展规划编制、年度微调、中期滚动调整，将具备条件的项目优先纳入国家电力发展规划。

（二）落实主体责任。各省级能源主管部门是组织推进源网荷储一体化和多能互补项目的责任主体，应会同国家能源局派出机构积极组织相关电源、电网、用电企业及咨询机构开展项目及实施方案的分类组织、研究论证、评估筛选、编制报送、建设实施等工作。对于跨省区开发消纳项目，相关能源主管部门应在符合国家总体能源格局和电力流向基础上，经充分协商达成初步意向，会同国家能源局派出机构组织开展实施方案研究并行文上报国家能源主管部门。各地必须严格落实国家电力发展规划，坚决防止借机扩张化石电源规模、加剧电力供需和可再生能源消纳矛盾，确保符合绿色低碳发展方向。

（三）建立协调机制。各投资主体应加强源网荷储统筹协调，积极参与相关规划研究，共同推进项目前期工作，实现规划一体化；协调各电力项目建设进度，确保同步建设、同期投运，推动建设实施一体化。国家能源局派出机构负责牵头建立所在区域的源网荷储一体化和多能互补项目协调运营和利益共享机制，进一步深化电力辅助服务市场、中长期交易等市场化机制建设，发挥协同互补效益，充分挖掘常规电源、储能、用户负荷等各方调节能力，提升可再生能源消纳水平，实现项目运行调节和管理规范的一体化。

（四）守住安全底线。坚持底线思维，统筹发展和安全，在推进相关项目过程中，有效防范化解各类安全风险，通过合理配置不同电源类型，研究电力系统源网荷储各环节的安全共治机

制，探索新型电力系统安全治理手段，保障新能源安全消纳，为我国全面实现绿色低碳转型构筑坚强的安全屏障。

（五）完善支持政策。源网荷储一体化和多能互补项目中的新能源发电项目应落实国家可再生能源发电项目管理政策，在国家和地方可再生能源规划实施方案中统筹安排；鼓励具备条件地区统一组织推进相关项目建设，支持参与跨省区电力市场化交易、增量配电改革及分布式发电市场化交易。

（六）鼓励社会投资。降低准入门槛，营造权利平等、机会平等、规则平等的投资环境。在符合电力项目相关投资政策和管理办法基础上，鼓励社会资本等各类投资主体投资各类电源、储能及增量配电网项目，或通过资本合作等方式建立联合体参与项目投资开发建设。

（七）加强监督管理。国家能源局派出机构应加强对相关项目事中事后监管，全过程监管项目规划编制、核准、建设、并网和调度运行、市场化交易、电费结算及价格财税扶持政策等，并提出针对性监管意见，推动源网荷储一体化和多能互补项目的有效实施和可持续发展。

本指导意见由国家发展改革委、国家能源局负责解释，自印发之日起施行，有效期5年。

国家发展改革委
国家能源局
2021年2月25日

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

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，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司：

抽水蓄能电站具有调峰、调频、调压、系统备用和黑启动等多种功能，是电力系统的主要调节电源。近年来，我委逐步建立完善抽水蓄能电价形成机制，对促进抽水蓄能电站健康发展、提升电站综合效益发挥了重要作用，但随着电力市场化改革的加快推进，也面临与市场发展不够衔接、激励约束机制不够健全等问题。为贯彻落实党中央、国务院关于深化电力体制改革、完善价

格形成机制的决策部署，促进抽水蓄能电站加快发展，构建以新能源为主体的新型电力系统，经商国家能源局，现就进一步完善抽水蓄能价格形成机制提出以下意见。

一、总体要求

今后一段时期，加快发展抽水蓄能电站，是提升电力系统灵活性、经济性和安全性的重要方式，是构建以新能源为主体的新型电力系统的迫切要求，对保障电力供应、确保电网安全、促进新能源消纳、推动能源绿色低碳转型具有重要意义。现阶段，要坚持以两部制电价政策为主体，进一步完善抽水蓄能价格形成机制，以竞争性方式形成电量电价，将容量电价纳入输配电价回收，同时强化与电力市场建设发展的衔接，逐步推动抽水蓄能电站进入市场，着力提升电价形成机制的科学性、操作性和有效性，充分发挥电价信号作用，调动各方面积极性，为抽水蓄能电站加快发展、充分发挥综合效益创造更加有利的条件。

二、坚持并优化抽水蓄能两部制电价政策

（一）以竞争性方式形成电量电价。电量电价体现抽水蓄能电站提供调峰服务的价值，抽水蓄能电站通过电量电价回收抽水、发电的运行成本。

1.发挥现货市场在电量电价形成中的作用。在电力现货市场运行的地方，抽水蓄能电站抽水电价、上网电价按现货市场价格及规则结算。抽水蓄能电站抽水电量不执行输配电价、不承担政府性基金及附加（下同）。

2.现货市场尚未运行情况下引入竞争机制形成电量电价。在电力现货市场尚未运行的地方，抽水蓄能电站抽水电量可由电网企业提供，抽水电价按燃煤发电基准价的75%执行，鼓励委托电网企业通过竞争性招标方式采购，抽水电价按中标电价执行，因调度等因素未使用的中标电量按燃煤发电基准价执行。抽水蓄能电站上网电量由电网企业收购，上网电价按燃煤发电基准价执行。由电网企业提供的抽水电量产生的损耗在核定省级电网输配电价时统筹考虑。

3.合理确定服务多省区的抽水蓄能电站电量电价执行方式。需要在多个省区分摊容量电费（容量电价×机组容量，下同）的抽水蓄能电站，抽水电量、上网电量按容量电费分摊比例分摊至相关省级电网，抽水电价、上网电价在相关省级电网按上述电量电价机制执行。

（二）完善容量电价核定机制。容量电价体现抽水蓄能电站提供调频、调压、系统备用和黑启动等辅助服务的价值，抽水蓄能电站通过容量电价回收抽发运行成本外的其他成本并获得合理收益。

1.对标行业先进水平合理核定容量电价。我委根据《抽水蓄能容量电价核定办法》（附后），在成本调查基础上，对标行业先进水平合理确定核价参数，按照经营期定价法核定抽水蓄能容量电价，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。上一监管周期抽水蓄能电站可用率不达标的，适当降低核定容量电价水平。

2.建立适应电力市场建设发展和产业发展需要的调整机制。适应电力市场建设发展进程和产业发展实际需要，适时降低或根据抽水蓄能电站主动要求降低政府核定容量电价覆盖电站机组设

计容量的比例，以推动电站自主运用剩余机组容量参与电力市场，逐步实现电站主要通过参与市场回收成本、获得收益，促进抽水蓄能电站健康有序发展。

三、健全抽水蓄能电站费用分摊疏导方式

（一）建立容量电费纳入输配电价回收的机制。政府核定的抽水蓄能容量电价对应的容量电费由电网企业支付，纳入省级电网输配电价回收。与输配电价核价周期保持衔接，在核定省级电网输配电价时统筹考虑未来三年新投产抽水蓄能电站容量电费。在第二监管周期（2020~2022年）内陆续投产的抽水蓄能电站容量电费，在核定第三监管周期（2023~2025年）省级电网输配电价时统筹考虑。

（二）建立相关收益分享机制。鼓励抽水蓄能电站参与辅助服务市场或辅助服务补偿机制，上一监管周期内形成的相应收益，以及执行抽水电价、上网电价形成的收益，20%由抽水蓄能电站分享，80%在下一监管周期核定电站容量电价时相应扣减，形成的亏损由抽水蓄能电站承担。

（三）完善容量电费在多个省级电网的分摊方式。根据功能和服务情况，抽水蓄能电站容量电费需要在多个省级电网分摊的，由我委组织相关省区协商确定分摊比例，或参照《区域电网输配电价格定价办法》（发改价格〔2020〕100号）明确的区域电网容量电费分摊比例合理确定。已经明确容量电费分摊比例的在运电站继续按现行分摊比例执行，并根据情况适时调整。

（四）完善容量电费在特定电源和电力系统间的分摊方式。根据项目核准文件，抽水蓄能电站明确同时服务于特定电源和电力系统的，应明确机组容量分摊比例，容量电费按容量分摊比例在特定电源和电力系统之间进行分摊。特定电源应分摊的容量电费由相关受益主体承担，并在核定抽水蓄能电站容量电价时相应扣减。

四、强化抽水蓄能电站建设运行管理

（一）加强抽水蓄能电站建设管理。抽水蓄能电站建设应充分考虑电力系统需要、站址资源条件、项目经济性、当地电价承受能力等，统一规划、合理布局、有序建设，未纳入相关建设规划的项目不得建设。

（二）强化抽水蓄能电站运行管理。电网企业、抽水蓄能电站要着眼保障电力供应、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，签订年度调度运行协议并对外公示，充分发挥抽水蓄能电站综合效益。国家能源局及其派出机构要进一步加强加强对抽水蓄能电站利用情况的监管和考核，对抽水蓄能电站作用发挥不充分的，及时责令改正，并依法进行处理。各地也要加强对抽水蓄能电站的运行管理。

（三）保障非电网投资抽水蓄能电站平稳运行。电网企业要与非电网投资主体投资建设的抽水蓄能电站签订规范的中长期购售电合同，坚持公平公开公正原则对抽水蓄能电站实施调度，严格执行我委核定的容量电价和根据本意见形成的电量电价，按月及时结算电费，保障非电网投资主体利益，调动社会资本参与抽水蓄能电站建设的积极性。

(四) 推动抽水蓄能电站作为独立市场主体参与市场。各地价格主管部门、能源主管部门要按照职能分工，加快确立抽水蓄能电站独立市场主体地位，推动电站平等参与电力中长期交易、现货市场交易、辅助服务市场或辅助服务补偿机制。

(五) 健全对抽水蓄能电站电价执行情况的监管。电网企业要对抽水蓄能电站电价结算单独归集、单独反映，于每年4月底前将上年度抽水蓄能电站电价执行情况报相关省级价格主管部门和我委（价格司）。

五、实施安排

(一) 本意见印发之日前已投产的电站，执行单一容量制电价的，继续按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行；执行两部制电价的，电量电价按本意见规定电价机制执行，容量电价按现行标准执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行；执行单一电量制电价的，继续按现行电价水平执行至2022年底，2023年起按本意见规定电价机制执行。

(二) 本意见印发之日起新投产的抽水蓄能电站，按本意见规定电价机制执行。现行规定与本意见不符的，以本意见为准。

附件：抽水蓄能容量电价核定办法

国家发展改革委
2021年4月30日

附件

抽水蓄能容量电价核定办法

为进一步完善抽水蓄能价格形成机制，提升抽水蓄能容量电价核定的规范性、科学性，制定本办法。

第一条 抽水蓄能容量电价实行事前核定、定期调整的价格机制。电站投运后首次核定临时容量电价，在经成本调查后核定正式容量电价，并随省级电网输配电价监管周期同步调整。

第二条 抽水蓄能容量电价按经营期定价法核定，即基于弥补成本、合理收益原则，按照资本金内部收益率对电站经营期内年度净现金流进行折现，以实现整个经营期现金流收支平衡为目标，核定电站容量电价。容量电价按本办法第三条至第六条规定计算。

第三条 年净现金流。计算公式为：

年净现金流=年现金流入-年现金流出

年现金流入和年现金流出均为不含税金额。

第四条 年现金流入为实现累计净现金流折现值为零时的年平均收入水平，包括固定资产残值收入（仅经营期最后一年计入）。

其中：固定资产残值收入=固定资产原值×残值率

第五条 年现金流出。计算公式为：

年现金流出=资本金投入+偿还的贷款本金+利息支出+运行维护费+税金及附加

第六条 容量电价。计算公式为：

不含税容量电价=年平均收入÷覆盖电站机组容量

含税容量电价=不含税容量电价×（1+增值税率）

年平均收入不含固定资产残值收入。

第七条 运行维护费。包括材料费、修理费、人工费和其他运营费用。

（一）材料费。指抽水蓄能电站提供服务所耗用的消耗性材料、事故备品等，包括因电站自行组织设备大修、抢修、日常检修发生的材料消耗和委托外部社会单位检修需要企业自行购买的材料费用。

（二）修理费。指维护和保持抽水蓄能电站相关设施正常工作状态所进行的外包修理活动发生的检修费用，不包括电站自行组织检修发生的材料消耗和人工费用。

（三）人工费。指从事抽水蓄能电站运行维护的职工发生的薪酬支出，包括工资总额（含津补贴）、职工福利费、职工教育经费、工会经费、社会保险费用、住房公积金，含劳务派遣及临时用工支出等。

（四）其他运营费用。指抽水蓄能电站正常运营发生的除材料费、修理费和人工费以外的费用。

第八条 对标行业先进水平确定核价参数标准：

（一）电站经营期按 40 年核定，经营期内资本金内部收益率按 6.5%核定，本意见印发之日前已核定容量电价的抽水蓄能电站维持原资本金内部收益率。

（二）电站投资和资本金分别按照经审计的竣工决算金额和实际投入资本金核定。

（三）贷款额据实核定，还贷期限按 25 年计算。在运电站加权平均贷款利率高于同期市场报价利率时，贷款利率按同期市场报价利率核定；反之按同期市场报价利率加二者差额的 50%核定。

（四）运行维护费率（运行维护费除以固定资产原值的比例）按在运电站费率从低到高排名前 50%的平均水平核定；《国家发展改革委关于完善抽水蓄能电站价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2014〕1763 号）印发前投产的在运电站费率按在运电站平均水平核定。

（五）税金及附加依据现行国家相关税收法律法规核定。

第九条 临时容量电价的核价参数标准参照第八条和以下规定确定：

（一）电站投资按照政府主管部门批复的项目核准文件或施工图预算投资确定。资本金按照

工程投资的 20%计算。

(二) 贷款利率和运行维护费率分别按上一监管周期核价确定值计算。

第十条 运行维护费主要项目调查审核标准：

(一) 材料费、修理费按剔除不合理因素后的调查期间平均值核定。特殊情况下，因不可抗力、政策性因素造成一次性费用过高的可分期分摊。

国家发展改革委 市场监管总局关于印发中小型三相异步电动机、电力变压器、通风机、平板电视、机顶盒五类产品能源效率标识实施规则（修订版）的通知

发改环资规〔2021〕679 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、市场监管局（厅、委），江苏省、福建省、青海省工业和信息化厅，山西省能源局：

根据《能源效率标识管理办法》（国家发展改革委、原国家质检总局第 35 号令）规定，国家发展改革委、市场监管总局组织制定了《中小型三相异步电动机能源效率标识实施规则》（修订）、《电力变压器能源效率标识实施规则》（修订）、《通风机能源效率标识实施规则》（修订）、《平板电视能源效率标识实施规则》（修订）、《机顶盒能源效率标识实施规则》（修订），现印发给你们，请认真贯彻执行，该批规则有效期 5 年。

《中小型三相异步电动机能源效率标识实施规则》（修订）、《电力变压器能源效率标识实施规则》（修订）、《通风机能源效率标识实施规则》（修订）自 2021 年 6 月 1 日起实施，2021 年 6 月 1 日前出厂或 8 月 1 日前进口的产品，可延迟至 2022 年 6 月 1 日前按修订后的实施规则加施能效标识。

《平板电视能源效率标识实施规则》（修订）、《机顶盒能源效率标识实施规则》（修订）自 2021 年 8 月 1 日起实施，2021 年 8 月 1 日前出厂或进口的产品，可延迟至 2022 年 8 月 1 日前按修订后的实施规则加施能效标识。

国家发展改革委、原国家质检总局、国家认监委 2016 年第 14 号公告中《中小型三相异步电动机能源效率标识实施规则》《电力变压器能源效率标识实施规则》《通风机能源效率标识实施规则》《平板电视能源效率标识实施规则》《数字电视接收器能源效率标识实施规则》同时废

止。

国家发展改革委
市场监管总局
2021年5月17日

国家发展改革委关于“十四五”时期深化价格机制改革 行动方案的通知

发改价格〔2021〕689号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委：

为深入贯彻党的十九届五中全会精神和“十四五”规划《纲要》部署，深化“十四五”时期重点领域价格机制改革，制定本行动方案。

一、总体要求

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，立足新发展阶段，贯彻新发展理念，构建新发展格局，坚持稳中求进工作总基调，以推动高质量发展为主题，以深化供给侧结构性改革为主线，以改革创新为根本动力，以满足人民日益增长的美好生活需要为根本目的，统筹发展和安全，坚持市场化方向，坚持系统观念，重点围绕助力“碳达峰、碳中和”目标实现，促进资源节约和环境保护，提升公共服务供给质量，更好保障和改善民生，深入推进价格改革，完善价格调控机制，提升价格治理能力，确保价格总水平在合理区间运行。

到2025年，竞争性领域和环节价格主要由市场决定，网络型自然垄断环节科学定价机制全面确立，能源资源价格形成机制进一步完善，重要民生商品价格调控机制更加健全，公共服务价格政策基本完善，适应高质量发展要求的价格政策体系基本建立。

二、加强和改进价格调控

（一）健全监测预测预警体系。运用现代信息技术，健全价格监测预测预警系统，完善价格监测分析制度和风险预警框架。动态跟踪分析国内外市场形势，一体监测重点商品生产、运输、

销售、成本、价格动态，加强综合研判和趋势分析，强化风险评估和预测预警。深化与行业协会、市场机构合作，提升分析预测科学性。

（二）加强重要民生商品价格调控。落实完善重要民生商品价格调控机制的要求，坚持“调高”与“调低”并重，注重预调微调，完善突发应急调控机制，提升调控能力，有效保障粮油肉蛋菜果奶等供应，防止价格大起大落。建立价格区间调控制度，健全以储备调控、进出口调节为主的调控手段，加强生猪等重要民生商品逆周期调节。强化价格与补贴、储备、保险、金融等政策的协同联动。

（三）坚持并完善价格支持政策。坚持稻谷、小麦最低收购价政策框架不动摇，着力增强政策灵活性和弹性，合理调整最低收购价水平，切实保护农民利益和种粮积极性，确保口粮生产稳定，同时充分发挥市场机制作用，促进优质优价。完善棉花目标价格政策，健全风险分担机制，合理调整棉花目标价格水平，继续探索可持续的新型支持政策。进一步加强农产品成本调查工作，为制定价格政策提供支撑。

（四）做好大宗商品价格异动应对。加强对铁矿石、铜、原油、天然气、玉米、大豆、食用油等大宗商品市场动态和价格形势的跟踪分析，深入研判输入性影响，及时提出储备、进出口、财税、金融等综合调控措施建议，推动有关方面做好保供稳价工作。

（五）强化市场预期管理。建立完善预期管理制度。聚焦价格总水平和重点商品，提高预期管理的前瞻性和预见性；创新丰富预期管理手段，通过解读市场基本面的积极变化、政府保供稳价举措等，强化政府与市场双向沟通与信息交流，释放正面信号，合理引导市场预期。规范价格指数编制发布行为。

三、深入推进能源价格改革

（六）持续深化电价改革。进一步完善省级电网、区域电网、跨省跨区专项工程、增量配电网价格形成机制，加快理顺输配电价结构。持续深化燃煤发电、燃气发电、水电、核电等上网电价市场化改革，完善风电、光伏发电、抽水蓄能价格形成机制，建立新型储能价格机制。平稳推进销售电价改革，有序推动经营性电力用户进入电力市场，完善居民阶梯电价制度。

（七）不断完善绿色电价政策。针对高耗能、高排放行业，完善差别电价、阶梯电价等绿色电价政策，强化与产业和环保政策的协同，加大实施力度，促进节能减碳。实施支持性电价政策，降低岸电使用服务费，推动长江经济带沿线港口全面使用岸电。

（八）稳步推进石油天然气价格改革。按照“管住中间、放开两头”的改革方向，根据天然气管网等基础设施独立运营及勘探开发、供气和销售主体多元化进程，稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。积极协调推进城镇燃气配送网络公平开放，减少配气层级，严格监管配气价格，探索推进终端用户销售价格市场化。结合国内外能源市场变化和国内体制机制改革进程，研究完善成品油定价机制。

（九）完善天然气管道运输价格形成机制。适应“全国一张网”发展方向，完善天然气管道运

输价格形成机制，制定出台新的天然气管道运输定价办法，进一步健全价格监管体系，合理制定管道运输价格。

四、系统推进水资源价格改革

（十）创新完善水利工程供水价格形成机制。建立健全有利于促进水资源节约和水利工程良性运行、与投融资体制相适应的水利工程水价形成机制。科学核定定价成本，合理确定盈利水平，动态调整水利工程供水价格。鼓励有条件的地区实行供需双方协商定价。积极推动供需双方在项目前期工作阶段签订框架协议、约定意向价格，推进供水工程投融资体制机制改革。

（十一）深入推进农业水价综合改革。以完善农业水价形成机制为抓手，积极推行分类、分档水价，统筹推进精准补贴和节水奖励机制、工程建设和管护机制、终端用水管理机制健全和落实。坚持“先建机制、后建工程”，合理安排进度，2025年基本实现改革目标。合理界定水权，创新完善水权交易机制，推进市场化交易，推动节约的农业水权向城市和工业用水转让。

（十二）持续深化城镇供水价格改革。建立健全激励提升供水质量、促进节约用水的价格形成和动态调整机制，合理制定城镇供水价格。完善居民阶梯水价制度，适度拉大分档差价。结合计划用水与定额用水管理方式，有序推进城镇非居民用水超定额累进加价制度，在具备条件的高耗水行业率先实施。鼓励探索建立城镇供水上下游价格联动机制。

（十三）进一步完善污水处理收费机制。结合污水处理排放标准提高情况，将收费标准提高至补偿污水处理和污泥无害化处置成本且合理盈利的水平，并建立动态调整机制。鼓励通过政府购买服务，以招投标等市场化方式确定污水处理服务费水平，建立与处理水质、污染物削减量等挂钩的污水处理服务费奖惩机制。鼓励已建成污水集中处理设施的农村地区，探索建立农户付费制度。

五、加快公共服务价格改革

（十四）健全公用事业价格机制。认真落实关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费促进行业高质量发展的意见，清理取消不合理收费，加快完善价格形成机制，严格规范价格收费行为。推动县级以上地方政府建立生活垃圾处理收费制度，合理制定调整收费标准。推行非居民餐厨垃圾计量收费。具备条件的地区探索建立农户生活垃圾处理付费制度。完善危险废弃物处置收费机制。健全铁路货运与公路挂钩的价格动态调整机制。清理规范海运口岸收费。

（十五）完善公益性服务价格政策。进一步完善教育、养老、殡葬、景区、公共法律服务等领域价格政策。巩固完善以政府投入为主、多渠道筹集教育经费的体制，完善学前教育收费政策，规范民办教育收费。适应医养结合、社区养老、居家养老等养老领域新模式，建立健全养老服务价格机制，支持普惠性养老服务发展。进一步完善殡葬服务收费政策，规范收费行为。健全景区门票价格形成机制，加强景区内垄断性服务价格监管。完善公证、仲裁等公共法律服务价格形成机制。

六、做好组织保障

（十六）强化改革统筹。严格落实改革主体责任，统筹考虑各领域改革进程，明确改革时间表、路线图、责任人。深入调查研究，科学设计改革方案，广泛听取各方面意见，切实履行法定程序。坚持新闻宣传与重大价格改革同研究、同部署、同实施，准确解读改革方案，凝聚改革共识。强化部门协同、上下联动，加强工作指导，充分调动基层积极性，形成工作合力。

（十七）加强成本监审。坚持将成本监审作为政府制定和调整价格的重要程序，制定完善分行业的成本监审办法和监审操作规程，探索建立标准成本制度。组织开展输配电、天然气管道运输等重点领域成本监审。强化成本监审约束作用，逐步引入成本激励机制。建设全国统一的成本监审调查信息系统。

（十八）兜住民生底线。把握好改革的时机、力度，充分研究论证社会承受能力，做好风险评估，完善配套民生保障措施。及时启动社会救助和保障标准与物价上涨挂钩联动机制，切实保障困难群众基本生活。

（十九）完善价格法治。开展价格法律法规后评估，完善价格法治体系，推进价格管理机制化、制度化。适时修订定价目录。推动健全价格监测预警、价格认证等领域制度办法。研究完善制止牟取暴利的制度规定。

（二十）加强能力建设。加强政治理论学习，积极开展专业培训，强化干部配备，充实工作力量，提升价格工作能力。加强成本监审调查、价格监测、价格认证队伍建设，坚持守正创新，提高服务中心、服务大局能力。充分利用第三方力量，强化价格领域重大问题、基础理论和前瞻性政策研究。

请各地结合实际制定具体方案，扎实推进“十四五”时期价格机制改革，确保各项重点任务落实到位。

国家发展改革委
2021年5月18日

国家发展改革委 国家能源局关于 2021 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知

发改能源〔2021〕704 号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团发展改革委、能源局、经信委（工信委、工信厅），国家能源局各派出机构，国家电网有限公司、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：

为贯彻落实碳达峰、碳中和任务，实现 2025 年非化石能源占一次能源消费比重提高至 20% 左右的目标，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 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022 年预期目标印发给你们，并就有关事项通知如下：

一、从 2021 年起，每年初滚动发布各省权重，同时印发当年和次年消纳责任权重，当年权重为约束性指标，各省按此进行考核评估，次年权重为预期性指标，各省按此开展项目储备。2021 年各省（区、市）消纳责任权重见附件 1，2022 年各省（区、市）预期目标见附件 2。

二、各省在确保完成 2025 年消纳责任权重预期目标的前提下，由于当地水电、核电集中投产影响消纳空间或其他客观原因，当年未完成消纳责任权重的，可以将未完成的消纳责任权重累计到下一年度一并完成。各省可以根据各自经济发展需要、资源禀赋和消纳能力等，相互协商采取灵活有效的方式，共同完成消纳责任权重。对超额完成激励性权重的，在能源双控考核时按国家有关政策给予激励。

三、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可再生能源电力建设，开展跨省跨区电力交易，推动承担消纳责任的市场主体落实可再生能源电力消纳任务。2022 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2021 年可再生能源电力消纳责任权重完成情况。

四、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、跨省跨区域输送和市场交易。2022 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相关派出机构报送 2021 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。

五、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域交易，对监管区域内消纳责任权重完成情况开展监管。2022 年 2 月底前，向国家发展改革委、国家能源局报送 2021 年监管情况。

国家发展改革委、国家能源局将组织有关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，按季掌握电网企业调度部门、交易机构落实中长期电力交易情况，按半年评估各省级行政区域消纳责任权重执行情况，按年度通报各省级行政区域消纳责任权重完成情况。

附件：

- 1.2021年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重
- 2.2022年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重预期目标

国家发展改革委
国家能源局
2021年5月21日

附件 1

2021 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重

省（自治区、直辖市）	总量消纳责任权重		非水电消纳责任权重	
	最低值	激励值	最低值	激励值
北京	18.0%	19.8%	17.5%	19.3%
天津	17.0%	18.7%	16.0%	17.6%
河北	16.5%	18.2%	16.0%	17.6%
山西	20.0%	22.0%	19.0%	20.9%
山东	13.0%	14.3%	12.5%	13.8%
内蒙古	20.5%	22.6%	19.5%	21.5%
辽宁	15.5%	17.1%	13.5%	14.9%
吉林	28.0%	30.9%	21.0%	23.1%
黑龙江	22.0%	24.2%	20.0%	22.0%
上海	31.5%	35.0%	4.0%	4.4%
江苏	16.5%	18.2%	10.5%	11.6%
浙江	18.5%	20.5%	8.5%	9.4%
安徽	16.0%	17.6%	14.0%	15.4%
福建	19.0%	21.0%	7.5%	8.3%
江西	26.5%	29.3%	12.0%	13.2%

河南	21.5%	23.7%	18.0%	19.8%
湖北	37.0%	41.0%	10.0%	11.0%
湖南	45.0%	49.9%	13.5%	14.9%
重庆	43.5%	48.3%	4.0%	4.4%
四川	74.0%	82.0%	6.0%	6.6%
陕西	25.0%	27.6%	15.0%	16.5%
甘肃	49.5%	54.8%	18.0%	19.8%
青海	69.5%	77.0%	24.5%	27.0%
宁夏	24.0%	26.4%	22.0%	24.2%
新疆	22.0%	24.3%	12.5%	13.8%
广东	29.0%	32.2%	5.0%	5.5%
广西	43.0%	47.7%	10.0%	11.0%
海南	16.0%	17.7%	8.0%	8.8%
贵州	35.5%	39.4%	8.5%	9.4%
云南	75.0%	83.0%	15.0%	16.5%
备注：1.西藏不考核； 2.福建省最低总量消纳责任权重中，其中0.5个百分点为2020年由于来水偏枯客观原因未完成，累计到2021年完成。				

附件 2

2022 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重预期目标

省（自治区、直辖市）	总量消纳责任权重最低预期值	非水电消纳责任权重最低预期值
北京	19.44%	18.75%
天津	18.42%	17.25%
河北	17.93%	17.25%
山西	21.41%	20.25%
山东	14.44%	13.75%
内蒙古	21.87%	20.75%
辽宁	16.90%	14.75%

吉林	29.29%	22.25%
黑龙江	23.40%	21.25%
上海	32.45%	5.25%
江苏	17.71%	11.75%
浙江	19.46%	9.75%
安徽	17.34%	15.25%
福建	19.96%	8.75%
江西	32.39%	13.25%
河南	22.77%	19.25%
湖北	37.50%	11.25%
湖南	49.49%	14.75%
重庆	45.50%	5.25%
四川	70.00%	7.25%
陕西	25.89%	16.25%
甘肃	50.00%	19.25%
青海	70.00%	25.75%
宁夏	25.40%	23.25%
新疆	22.88%	13.75%
广东	31.09%	6.25%
广西	47.92%	11.25%
海南	16.65%	9.25%
贵州	36.00%	9.75%
云南	70.00%	16.25%

备注：1.西藏不考核；

2.最低总量消纳责任权重预期超过 70%的省份暂按照 70%下达，后续根据实际情况再明确；

3.激励性权重暂不下达，根据实际情况再下达。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于做好新能源配套送出工程投资建设有关事项的通知

发改办运行〔2021〕445号

各省、自治区、直辖市发展改革委、经信委（工信委、工信厅、经信厅、工信局）、能源局，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：

在碳达峰、碳中和目标背景下，风电、光伏发电装机将快速增长，并网消纳成为越来越重要的条件。为更好推动我国能源转型，满足新能源快速增长需求，避免风电、光伏发电等电源送出工程成为制约新能源发展的因素，现就有关事项通知如下：

一、高度重视电源配套送出工程对新能源并网的影响。为努力实现碳达峰、碳中和目标，需要进一步加快发展风电、光伏发电等非化石能源。新能源机组和配套送出工程建设不同步将影响新能源并网消纳，各地和有关企业要高度重视新能源配套工程建设，采取切实行动，尽快解决并网消纳矛盾，满足快速增长的并网消纳需求。

二、加强电网和电源规划统筹协调。统筹资源开发条件和电源送出通道，科学合理选取新能源布点，做好新能源与配套送出工程的统一规划；考虑规划整体性和运行需要，优先电网企业承建新能源配套送出工程，满足新能源并网需求，确保送出工程与电源建设的进度相匹配；结合不同工程特点和建设周期，衔接好网源建设进度，保障风电、光伏发电等电源项目和配套送出工程同步规划、同步核准、同步建设、同步投运，做到电源与电网协同发展。

三、允许新能源配套送出工程由发电企业建设。对电网企业建设有困难或规划建设时序不匹配的新能源配套送出工程，允许发电企业投资建设，缓解新能源快速发展并网消纳压力。发电企业建设配套送出工程应充分进行论证，并完全自愿，可以多家企业联合建设，也可以一家企业建设，多家企业共享。

四、做好配套工程回购工作。发电企业建设的新能源配套工程，经电网企业与发电企业双方协商同意，可在适当时机由电网企业依法依规进行回购。

五、确保新能源并网消纳安全。投资建设承建主体转变仅涉及产权变化，调度运行模式保持不变。各投资主体应做好配套送出工程的运行维护工作，确保系统安全运行。

请各地高度重视新能源并网消纳工作，会同相关电网、发电企业，科学规划，加强监管，简化核准或备案手续，规范程序，合理确定承建主体，尽量缩短时间，以满足新能源高质量发展需要。

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2021年5月31日

国家发展改革委关于 2021 年新能源上网电价政策有关事项的通知

发改价格〔2021〕833号

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

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

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

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

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

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

本通知自 2021 年 8 月 1 日起执行。

国家发展改革委

2021年6月7日

关于印发《能源领域 5G 应用实施方案》的通知

发改能源〔2021〕807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、能源局、网信办、工业和信息化部主管部门，有关中央企业：

为落实党中央、国务院相关部署要求，积极推进能源领域 5G 应用，国家发展改革委、国家能源局、中央网信办、工业和信息化部联合编制了《能源领域 5G 应用实施方案》，现印发给你们，请认真遵照执行。

国家发展改革委

国家能源局

中央网信办

工业和信息化部

2021年6月7日

附件：《能源领域 5G 应用实施方案》

附件

能源领域 5G 应用实施方案

5G 具有高速率、低时延、大连接等特征，是支撑能源转型的重要战略资源和新型基础设施。5G 与能源领域各行业深度融合，将有效带动能源生产和消费模式创新，为能源革命注入强大动力。为贯彻落实党中央、国务院关于加快推动 5G 应用的相关部署要求，拓展能源领域 5G 应用场景，探索可复制、易推广的 5G 应用新模式、新业态，支撑能源产业高质量发展，制定本实施方案。

一、总体要求

（一）指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指

导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，坚持新发展理念，坚持以供给侧结构性改革为主线，以推动能源生产和消费革命为中心，以培育能源新技术、新模式、新业态为主攻方向，促进以 5G 为代表的先进信息技术与能源产业融通发展，拓展能源领域 5G 应用场景，有效提升能源数字化、网络化、智能化发展水平，为构建清洁低碳、安全高效的能源体系提供有力支撑。

（二）发展目标。未来 3~5 年，围绕智能电厂、智能电网、智能煤矿、智能油气、综合能源、智能制造与建造等方面拓展一批 5G 典型应用场景，建设一批 5G 行业专网或虚拟专网，探索形成一批可复制、易推广的有竞争力的商业模式。研制一批满足能源领域 5G 应用特定需求的专用技术和配套产品，制定一批重点亟需技术标准，研究建设能源领域 5G 应用相关技术创新平台、公共服务平台和安全防护体系，显著提升能源领域 5G 应用产业基础支撑能力。

二、主要任务

能源领域 5G 应用总体处于发展初期阶段，尚需深入挖掘应用场景、完善配套支撑体系、培育有竞争力的商业模式。本实施方案基于当前发展阶段，梳理提出了相关方面认为具有一定发展前景的

典型应用场景及其配套支撑技术、基础设施和安全保障体系建设任务。随着技术进步，预期后续其他应用场景也将获得进一步拓展，并演化出丰富多彩、形态各异的新模式、新业态。

（一）进一步拓展能源领域 5G 应用场景

1. 智能电厂+5G

研究面向智能电厂的 5G 组网和接入方案，开展电厂 5G 无线网覆盖建设，综合利用物联网、大数据、人工智能、云计算、边缘计算等技术，在确保电厂安全前提下，以需求为牵引，搭建适应电厂复杂环境的全域工业物联网和数据传输网络。开展基于 5G 通信的工业控制与监测网络升级改造，实现生产控制、智能巡检、运行维护、安全应急等典型业务场景技术验证及深度应用，在火电、核电、水电和新能源等领域形成一批 5G 典型应用场景。

专栏 1 智能电厂+5G 典型应用场景

- 1) 生产控制。基于 5G 及 TSN、工业以太、工业互联网平台应用等技术，将生产现场的各类测量设备、控制设备、执行机构等快速接入工业控制系统，支撑各类实时数据采集和远程控制。
- 2) 智能巡检。基于 5G 及边缘计算、AI 处理、机器视觉等技术，将智能摄像头、智能机器人、巡检仪、个人穿戴设备等各类智能化设备接入 5G 网络，实现各类生产人员、智能化设备的互联互通。
- 3) 智能运维。基于 5G 及云技术、人工智能、数据挖掘等技术，综合实现设备状态智能监测

与感知、设备状态智能评价、设备故障智能诊断及预警、AR 辅助检修及远程专家支持等功能。

- 4) 安全应急。基于 5G 等技术，提升通信系统容灾能力的同时，综合实现对人员安全、危化安全、高风险作业安全及其他安全的技术管控和可视化管理，实现应急救援和快速处置情况下的人机协同和远程作业协助。

2.智能电网+5G

加快研制 5G 通信终端、模块样机等行业定制化设备，开展端到端切片安全测试，研究电力行业的 5G 物联网设备操作系统标准，搭建融合 5G 的电力通信管理支撑系统和边缘计算平台，重点开展输变配电运行监视、配网保护与控制、新能源及储能并网、电网协同调度及稳定控制等典型业务场景现网验证及深度应用，探 5G 网络切片服务租赁、电力基础设施资源与通信塔跨行业资源共享等商业合作模式，形成一批“智能电网+5G”典型应用场景。

专栏 2 智能电网+5G 典型应用场景

- 1) 输变配电运行监视。基于 5G 网络高速率、大连接特性和边缘计算等技术，开展输变配机器人巡检、无人机巡检、高清视频监控等，推动微气象区域监测与辅助决策、输电线路灾害监测预警与智能决策、全天候远程通道可视化等业务深度应用。
- 2) 配网保护与控制。基于 5G 网络低时延、高可靠特性和网络切片等技术，通过配网差动保护、配网 PMU 等方式实现对配电网运行状态的智能分析、远程控制、故障定位、故障隔离以及非故障区域供电恢复等操作，减少故障停电时间和范围，提升配电网供电可靠性。
- 3) 新能源及储能并网。基于 5G 网络低时延、高可靠特性和边缘计算等技术，实现清洁能源资源评估、分布式储能调节能力评估、发电预测以及场站运行分析等模块数据实时交互，促进新能源发电消纳。
- 4) 协同调度及稳定控制。基于 5G 网络低时延、高可靠、大连接特性，实现电源、电网、负荷和储能相关数据采集和高级计量，以及数据在平台内部和不同平台之间的多点、低延时传输和多参量数据融合处理，提高对电动汽车充换电站、工厂等重要负荷的精准控制能力，提升电网实时调度和稳定控制能力。
- 5) 应急现场自组网综合应用。基于 5G 网络高速率特性和边缘计算等技术，实现应急通信现场多种多媒体装备自组网及回传、高清视频集群通信和指挥决策。

3.智能煤矿+5G

建设煤矿井上井下 5G 网络基础系统，搭建智能化煤矿融合管控平台、企业云平台和大数据处理中心等基础设施，打造“云—边—端”的矿山工业互联网体系架构。利用 5G 的高速率、低时延、大连接、高可靠等特性，重点开展井下巡检和安防、无人驾驶等系统建设和应用，探索智能采掘及生产控制、环境监测与安全防护、虚拟交互等场景试点应用，促进智能煤矿建设。

专栏 3 智能煤矿+5G 典型应用场景

- 1) 智能采掘及生产控制。基于 5G 网络高速率、低时延、高可靠等特性和网络切片技术，深入研究 5G 工业模组与煤机装备的深度融合，实现关键大型煤机装备对 5G 通信的支持；开发基于煤矿 5G 网络的生产实时性控制平台，实现煤矿采掘 和生产中各类信息的实时交互、远程控制。
- 2) 环境监测与安全防护。基于 5G 网络高速率、高可靠特性，实现井下可视化 通信、实时高清视频传输、环境监测数据采集，满足环境监测与安全防护的海量高清视频数据承载需求，提供全矿井、全流程智能安全预警。
- 3) 井下巡检。基于 5G 网络大连接、高可靠特性和边缘计算、5G 高精度定位等技术，研制支持 5G 高精度定位技术的基站、终端及矿用传输等设备，实现井下人员及装备定位与信息实时交互，满足井下巡检需要。
- 4) 露天/地下矿山无人驾驶。基于 5G 网络高速率、低时延、高可靠特性和 5G 高精度定位技术，利用高级驾驶辅助系统，开展矿山无人驾驶系统建设与应用，减少现场作业人员，实现安全、减员，支撑企业降本增效。
- 5) 虚拟交互。基于 5G 网络高速率、低时延特性，探索虚拟现实（VR）与增强现实（AR）在煤矿井下的应用，实现现场实时巡检、专家远程辅助、生产培训等功能。

4.智能油气+5G

探索 5G 在石油石化行业独立组网方案和应用，重点开展油田单井、管线、电力线、加油站等关键生产单元的高清视频监控、无人机巡检、机器人巡检、工业 AR 等业务，打造扁平化油气生产、炼化生产物联网，在智能勘探、智能油气田、智能炼厂、智能管输等领域形成一批 5G 典型应用场景。

专栏 4 智能油气+5G 典型应用场景

- 1) 智能勘探。基于 5G 网络高速率、低时延、大连接等特性和边缘计算技术，实现大规模地震节点仪集中接入、数据实时回传和实时预处理，大幅提升油气地震勘探作业及数据分析效率。
- 2) 智能油气田。基于 5G 低时延、大连接、高可靠特性，实现油田各场站、单井、仪表等实时数据的稳定传输，钻井、定向、录井、压裂实时数据和视频数据的统一管理及时传输，以及机器人/无人机巡检、AR 巡检维护及大型机器远程操控。
- 3) 智能炼厂。基于 5G 高速率、高可靠特性和网络切片、边缘计算等技术，实现视频、仪表数据、高危作业、危化品运输、中控室、管廊等监控任务，治污设施检测、异味溯源等环保任务，以及消防、应急智慧车、无人机等应急任务。
- 4) 智能管输。基于 5G 大连接、低时延、高可靠等特性和边缘计算等技术，实现站场生产数据、设备状态、环境信息的实时采集与传输，输送管道状态监测、泄露检测、地质灾害监测，以及长输管线的应急通信、智能巡检、无人机巡检。

5. 综合能源+5G

依托5G网络实现电、气、冷、热多种能源灵活接入，全面整合能源控制参量、能源运行、能源使用等数据，实现智能量测、需求响应、传输网络以及服务平台管理，构建“源—网—荷—储”互动调控体系，重点开展生产控制、分布式能源管理、虚拟电厂、智能巡检与运维等典型业务场景5G深度应用，支撑构建灵活互动、开放共享的综合能源创新服务体系。

专栏5 综合能源+5G典型应用场景

- 1) 能流仿真与生产控制。基于5G网络大连接、低时延、高可靠特性和网络切片等技术，实现“源—网—荷—储”系统设备的全部接入，支撑各类数据实时采集、远程控制和建模分析。
- 2) 分布式能源管理。基于5G大连接特性和边缘计算等技术，实现分布式能源海量智能设备的数据分析、通信共享和调控管理。
- 3) 虚拟电厂。基于5G网络大连接、低时延特性和网络切片等技术，实现对海量数据的实时感知、电力市场交易毫秒级传输以及负荷精准控制，以及用户负荷感知与调控。
- 4) 智能巡检与运维。基于5G网络高速率、低时延特性和边缘计算等技术，实现设备运行数据实时获取、实时分析、实时判别，支撑智能巡检、远程消缺、AR辅助检修及远程专家支持等作业。

6.智能制造与建造+5G

基于5G网络，推进物联网、大数据、云计算、人工智能等新一代信息技术在能源装备制造和工程建设领域的全面应用，重点开展能源装备智能制造、施工现场信息采集、工地作业、远程监造、工地安全等典型业务场景的5G深度应用，提升能源装备制造智能化水平和工程建设效率。

专栏6 智能制造与建造+5G典型应用场景

- 1) 智能制造。基于5G网络大连接、高速率、低时延特性，实现能源装备制造过程可视化管理和资源高效配置，缩短生产及辅助作业时间；实现传感器和人工智能云化平台的信息高效交互，使生产、建设、改造施工更加便捷；对能源装备与附属监测传感系统进行联合设计、联合制造，形成集成智能传感的先进能源装备。
- 2) 现场采集。基于5G高速率、高可靠、低时延特性，利用5G+无人机采集施工现场的地形地貌数据，为智慧工地、总平规划及设计提供三维实景模型；通过智能设备、预制传感器等对现场建造数据采集，与三维设计模型数据对比，实现对施工过程的实时控制。
- 3) 工地作业。基于5G网络大连接、高速率、低时延特性和边缘计算、5G高精度定位等技术，通过边缘云设备采集移动摄像机视频图像、安全帽、人员定位、环境监测、吊钩可视化（塔吊防碰撞）、人脸识别等数据，满足施工现场信息设备快速部署和人员移动作业需求。
- 4) 远程监造。基于5G高速率、低时延特性和边缘计算、AR等技术，实现远程在线检查见证、自动记录报告、前后台互动支持、智能辅助等远程监造功能，实现关键部位施工质量、施工工序、施工次数、施工标准的自动测量。结合云化机器人，实现危险作业的远程控制和非人

工处理。

- 5) 工地安全。基于 5G 高速率等特性和人脸识别、大数据处理、边缘计算等技术，开展视频监控与人员行为分析，实现对人员、车辆、危化安全，以及高风险作业、交叉作业等的安全管控。通过 5G+AR/VR 的应用改变传统培训方式，以体验式、交互式的方式进行安全培训。

（二）加快能源领域 5G 专用技术研发

1. 研制一批关键共性技术

加快 5G 虚拟专网建设所需的网络切片、多接入边缘计算、定制化核心网网元、5G LAN 等关键设备研发及产业化，研究基于 230MHz 频率等专网频率的工业互联网和物联网技术方案，实现 5G 行业虚拟专网在能源领域的规模应用；研究基于 5G 网络的虚拟交互应用平台，实现设备检测、生产培训、视频监控、专家支持等系列应用；研究适用复杂环境、多应用场景的基于 5G 无人机/机器人远程巡检/远程操控/5G AGV 技术；研究 5G 技术与北斗、摄像、陀螺仪等物联网设备融合技术，实现低功耗低成本精准定位、识别预警等功能；研究 5G 终端的低功耗设计方案，奠定 5G mMTC 应用场景在能源领域应用的基础；研究 5G 无人驾驶技术，实现效率提升与作业环境改善。

2. 研制一批场景配套专用技术和产品

针对核电安全监管、辐射环境、信息安全等特殊需求，研发 5G 设备的核辐射防护与加固技术、电磁兼容性技术。针对水电工程复杂运营环境，开展 5G 基站安全性、机电设备电磁兼容性、端到端组网等工程适应性与可靠性验证。针对煤矿井下、电力及其他行业地下 5G 信号弱覆盖问题，研发井下无人驾驶、高清视频传输、工业远程控制、机器人智能巡检、虚拟交互等专用技术和煤矿用 5G 基站、功能定制化核心网、实时通信终端、物联网关等配套产品。针对海洋石油、海上风电等海上平台特殊作业条件，研发耐高湿高盐腐蚀的 5G 专用技术和产品。针对石油炼化环境复杂、金属屏蔽严重、易燃易爆等问题，研发 5G 无线信道模型、融合组网、高精度无线定位等专用技术及防爆终端设备。

3. 研究建立能源领域 5G 应用技术标准体系

在深入总结典型应用场景基础上，按照“实用化、行业化、国际化”原则，加快研究建立涵盖纵向（终端、网络、平台）、横向（技术、测试、规划、建设、运维）两方面，统筹兼顾通用场景和特殊场景技术需求的能源领域 5G 应用技术标准体系，规范 5G 技术在能源领域的推广应用。立足典型场景应用需求，加快编制设计要求、设备采购技术规范、安全要求、施工规范等一批重点亟需技术标准。推动国内相关机构积极参与 3GPP、ITU 等无线领域权威国际标准组织的标准制定。

4. 推动能源领域 5G 应用技术测试验证

建设端到端 5G 试验验证网络，搭建智能电厂、智能电网、智能煤矿、智能油气、综合能源、智能制造与建造等 5G 应用场景下相关业务验证环境，开展能源行业特殊环境下 5G 网络性能、网络切片、定制化专网、网络安全、业务安全，以及业务综合承载性能的适应性、安全性和可靠性

验证。

5. 支持建设 5G 应用相关技术创新平台

围绕能源领域 5G 应用相关关键共性技术和配套专用技术，研究建设 5G、大数据、人工智能等先进信息技术与能源融合应用相关国家能源研发创新平台。鼓励能源和信息通信企业协同推动产学研深度合作，建设以技术应用融合为目标的跨领域、跨学科 5G 相关企业创新平台。支持建设能源领域 5G 应用产业创新联盟，发展多元化投融资体系，加快构建和完善产业生态圈，形成可持续的协同发展集群。

（三）加大相关基础设施和安全保障能力建设

1. 推进基础资源共建共享

鼓励电网企业与电信运营商、铁塔公司等加强合作，在确保安全、符合规范、责任明确的前提下，通过电力塔杆加挂通信天线和光缆，以及共享电力光缆、纤芯、变电站站址等资源，支撑电信运营商节约、高效建设 5G 网络。支持电力企业与基础电信企业加强对接，对具备条件的基站和机房等配套设施由转供电改为直供电，鼓励变电站微型储能站为电信企业设备供电，支持电信企业参与电力市场化交易。

2. 构建 5G 应用安全保障体系

依托先进密码、身份认证、加密通信等技术，研究适用于能源领域 5G 应用场景下的用户、数据、设备与网络之间信息传递、保存、分发的信息通信安全防护体系，确保 5G 融合应用相关网络基础设施和核心系统安全。健全能源领域 5G 应用安全技术标准，建立网络稳定运行保障机制、电力终端入网安全认证机制、网络切片隔离安全、分场景的业务安全测评和监测机制，提 5G 网络作为能源基础通讯网络的可靠性，避免在极端条件下影响能源领域安全生产。鼓励国家级权威测评机构开展能源领域 5G 应用网络安全测评和认证工作。落实 5G 网络安全指南性文件，统筹安全与发展，将 5G 网络安全保障纳入能源领域 5G 应用的全流程全环节。

三、保障措施

（一）加强组织实施。各地方能源主管部门和相关中央企业要认真组织做好本实施方案落地实施工作，因地制宜加快推动本地区、本企业能源领域 5G 应用工作。能源与信息通信领域各相关企业作为本实施方案的实施主体，要切实发挥创新主体作用，做好各项要素保障，根据能源工程项目建设需求持续挖掘和拓展应用场景，加快推进 5G 应用相关技术研发、示范试验、建设应用、安全防护等各项工作，并定期做好经验总结。

（二）推动协同创新。推动能源与信息通信基础设施融通发展，优化能源系统中传感、信息、通信、控制等元件的布局，推进能源网络与 5G 相关信息基础设施的连接与深度融合，在满足相关安全要求规范的前提下，加快推动 5G 公网与电力专网融合发展，实现基础设施的共享复用，避免重复建设。鼓励能源与信息通信相关企业围绕 5G 网络建设、网络安全、专用技术、配套产品、融合应用 等开展协同创新，研究制定跨行业融合应用相关标准规范。鼓励能源企业与运营商深度

合作，加强对 5G 专网的共同监测、共同管理，确保 5G 专网的安全性和稳定性。

（三）加大支持力度。充分发挥中央财政资金投资带动作用，引导更多社会资本进入，有序推动能源领域 5G 应用创新示范。将能源领域 5G 应用相关技术装备纳入能源领域首台（套）重大技术装备支持范围，对承担首台（套）示范任务的项目，根据实际情况明确示范应用过失宽容政策，综合考虑非人为责任、认知不足等因素，减轻或豁免相关企业及负责人的行政、经济、安全、运行考核等责任。

（四）开展试点应用。鼓励具备条件的地区和企业，因地、因业制宜地开展能源领域各 5G 应用试点示范，在技术创新、配套产品、商业模式、发展业态、体制机制等方面深入探索、先行先试。组织开展能源领域 5G 应用创新大赛，遴选一批可复制、易推广的场景和企业标杆应用，培育一批解决方案提供商和融合应用服务商。

三、国务院国有资产监督管理委员会文件

关于印发《中央企业国有资本经营预算支出执行监督管理暂行办法》的通知

国资发资本规〔2019〕92号

各中央企业：

《中央企业国有资本经营预算支出执行监督管理暂行办法》已经国资委第7次委务会议审议通过，现印发给你们，请遵照执行。

国资委

2019年9月15日

中央企业国有资本经营预算支出执行监督管理暂行办法

第一章 总则

第一条 为加强国有资本经营预算（以下简称资本预算）支出执行的监督管理，提高资本预算资金使用效益，维护国有资本安全，根据《中华人民共和国公司法》、《中华人民共和国预算法》、《国务院关于试行国有资本经营预算的意见》（国发〔2007〕26号）、《中共中央 国务院关于全面实施预算绩效管理的意见》（中发〔2018〕34号）、《中央国有资本经营预算管理暂行办法》（财预〔2016〕6号）等法律法规和相关规定，制定本办法。

第二条 本办法所称资本预算支出执行（以下简称资本预算执行）是指国务院国有资产监督管理委员会（以下简称国资委）履行出资人职责企业（以下简称中央企业），按照资本预算管理要求，规范管理和使用资本预算资金，组织实施资本预算支持事项的过程。根据资本预算资金的性质，对中央企业资本预算执行进行分类管理，包括资本性预算、费用性预算和其他支出预算。

第三条 中央企业是资本预算执行的实施主体和责任主体。获得资本预算支持的中央企业应当按照资本预算批复要求，编制资本预算执行计划，依法自主决策，规范组织实施。

第四条 国资委根据出资人职责和资本预算管理规定，对中央企业资本预算执行情况（含绩效情况）进行监督管理，对发现的问题进行督促整改。

第二章 资本性预算执行

第五条 中央企业对资本预算注入的资本性预算资金，应当纳入企业预算管理范围进行统一管控，提高资金整体使用效益。其中，资本预算批复明确为具体投资、建设项目的支持资金，应当专门用于所支持项目。

第六条 中央企业应当按照下列要求规范管理和使用资本预算资金，确保资金安全，实现绩效目标，维护国有资本权益：

- （一）资本预算批复的方向、用途或项目、绩效目标；
- （二）企业编制的资本预算执行计划；
- （三）企业内部控制制度的规定；
- （四）资本预算资金使用调整的规定；
- （五）资本预算管理的其他要求。

第七条 中央企业收到资本性预算资金后，应当根据资本预算批复的方向、用途或项目，对申请资本预算时上报的资本预算支出计划建议进行调整和完善，编制形成企业的资本预算执行计划，经董事会或相关决策机构审议批准后组织实施，并抄送国资委。

企业编制的资本预算执行计划应当包括：资本预算支持事项的组织方式、实施主体、执行周期（一般不超过5年），以及绩效目标等主要内容。

第八条 中央企业应当按照资本预算执行计划做好资本预算支持事项的组织实施和绩效监控。对于符合资本预算批复的方向和用途，执行周期和实施主体等主要内容发生变化的，应当对资本预算执行计划进行调整，并抄送国资委。

第九条 中央企业收到的资本性预算资金属于国家资本金，企业应当按照有关规定做好账务处理、国有产权变更登记等工作，及时落实国有资本权益。

（一）国有独资公司收到资本性预算资金后，应当及时计入实收资本。在一个会计年度内多次收到资本性预算资金的，可暂作资本公积，原则上应当在会计年度结束前转增实收资本。

（二）股权多元化公司收到资本性预算资金后，可暂作资本公积，并明确属于国家资本金，在发生股权变动调整时落实国有资本权益。

第十条 中央企业通过子企业实施资本预算支持事项，采取向实施主体子企业增资方式使用资本预算资金的，应当及时落实国有资本权益。涉及股权多元化子企业暂无增资计划的，可列作委托贷款（期限一般不超过3年），在具备条件时及时转为股权投资。

第十一条 对于资本预算批复明确具体投资、建设项目的支持资金，中央企业不得用于其他项目投资或委托理财等财务性投资。在资本预算资金拨付以前，企业已经筹集资金投入资本预算支持项目，经董事会或相关决策机构批准可以置换企业筹集资金。

第十二条 在资本预算执行过程中，因宏观政策调整、市场环境变化、企业战略规划调整等因素，无法按照资本预算批复用途继续实施的，中央企业应当向国资委报送资本预算调整申请。

第三章 费用性预算执行

第十三条 中央企业对资本预算安排的费用性预算资金，应当按照相关专项资金管理的政策、办法规范使用。除资本预算批复或有关规定中明确可由集团统筹使用的以外，应当根据专项工作进展和资金使用计划及时将预算资金拨付到资金使用单位。

第十四条 中央企业费用性预算支持事项组织完成后，按照规定需要进行清算的，中央企业应当聘请中介机构对费用性预算资金使用情况进行清算。

第十五条 资本预算安排的费用性预算资金，在专项任务完成并组织清算后，实际支出小于预算安排的，应当清理为结余资金。专项任务未完成且未使用的预算资金，符合相关规定的可结转至下年度继续使用。对于因宏观政策调整等因素影响，专项任务无法继续推进的，应当清理为结余资金。

结余资金应当按照有关规定退回，由中央企业向国资委报送退回预算资金申请。

第十六条 中央企业应当按照有关专项工作要求，及时将费用性预算执行情况向国资委报告。

第四章 监督管理

第十七条 国资委对中央企业资本预算执行情况采取跟踪督导、专项核查、绩效评价等方式进行监督管理。

第十八条 国资委根据资本预算执行监督管理的工作需要，建立完善中央企业资本预算执行情况的监测报告制度，对中央企业资本预算执行计划的落实情况、资本预算支持事项实施进展及绩效目标实现情况等跟踪督导。

第十九条 国资委根据工作需要，组织中介机构对资本预算执行的合规性开展专项核查，包括预算资金的管理和使用、国有资本权益的落实情况，以及资本预算支持重点事项的组织推进情况、专项资金清算情况等。

第二十条 国资委探索建立中央企业资本预算绩效评价制度，对资本预算支持的重点企业、重要事项和重大资金安排组织开展绩效评价，必要时可组织第三方机构开展重点绩效评价。

第二十一条 国资委收到中央企业报送的资本预算调整或退回预算资金申请后，应当对相关情况进行核实，对于需要履行资本预算调整或预算资金收回程序的，向资本预算主管部门提出调整资本预算或收回预算资金建议。

第二十二条 国资委对中央企业资本预算执行监督管理中发现的问题，视情节轻重采取约谈整改、通报批评、收回预算资金、暂不受理资本预算申报等措施处理，违规造成国有资产损失或其他不良后果的按照有关规定进行追责。

第二十三条 中央企业虚构项目或规模，申报并取得资本预算资金的，全部或按比例收回资本预算资金，并在3年内暂不受理该企业的资本预算申报。

第二十四条 中央企业违反资本预算调整程序，或将明确具体投资、建设项目的支持资金，以及费用性预算资金用于投资其他项目或财务性投资的，视情况采取约谈整改、收回资本预算资金或在下一年度暂不受理该企业的资本预算申报等措施处理。

第二十五条 中央企业未按规定、协议落实国有资本权益，或违规签订协议造成国有资本权益长期不落实的，视情况采取约谈整改、通报批评或收回预算资金等措施处理。

第二十六条 中央企业编制资本预算执行计划的批准、调整和报告程序不规范，未按计划组织完成资本预算执行工作的，视情况进行约谈整改或通报批评。

第五章 附则

第二十七条 其他支出预算的执行和监督管理按照相关专项政策和要求组织实施。

第二十八条 中央企业应当严格执行资本预算管理政策规定，切实维护和落实国有资本权益，积极组织推进资本预算执行工作。对资本预算执行中存在的问题，积极采取有效措施进行整改，重大问题及时报告国资委。

第二十九条 中央企业和国资委相关人员，在资本预算执行和监督管理工作中违反相关法律法规和制度规定的，依照相关法律法规处理。

第三十条 本办法由国资委负责解释。本办法自印发之日起施行。

关于印发《关于加强中央企业内部控制体系建设与监督工作的实施意见》的通知

国资发资本规〔2019〕92号

各中央企业：

《关于加强中央企业内部控制体系建设与监督工作的实施意见》已经国资委第14次委务会议审议通过，现印发给你们，请遵照执行。

国资委
2019年10月19日

关于加强中央企业内部控制体系建设与监督工作的实施意见

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，认真落实党中央、国务院关于防范化解重大风险和推动高质量发展的决策部署，充分发挥内部控制（以下简称内控）体系对中央企业强基固本作用，进一步提升中央企业防范化解重大风险能力，加快培育具有全球竞争力的世界一流企业，根据《中共中央 国务院关于深化国有企业改革的指导意见》、《国务院关于印发改革国有资本授权经营体制方案的通知》、《国务院办公厅关于加强和改进企业国有资产监督防止国有资产流失的意见》，制定本实施意见。

一、建立健全内控体系，进一步提升管控效能

（一）优化内控体系。建立健全以风险管理为导向、合规管理监督为重点，严格、规范、全面、有效的内控体系。进一步树立和强化管理制度化、制度流程化、流程信息化的内控理念，通过“强监管、严问责”和加强信息化管理，严格落实各项规章制度，将风险管理和合规管理要求嵌入业务流程，促使企业依法合规开展各项经营活动，实现“强内控、防风险、促合规”的管控目标，形成全面、全员、全过程、全体系的风险防控机制，切实全面提升内控体系有效性，加快实现高质量发展。

（二）强化集团管控。进一步完善企业内部管控体制机制，中央企业主要领导人员是内控体系监管工作第一责任人，负责组织领导建立健全覆盖各业务领域、部门、岗位，涵盖各级子企业全面有效的内控体系。中央企业应明确专门职能部门或机构统筹内控体系工作职责；落实各业务部门内控体系有效运行责任；企业审计部门要加强内控体系监督检查工作，准确揭示风险隐患和内控缺陷，进一步发挥查错纠弊作用，促进企业不断优化内控体系。

（三）完善管理制度。全面梳理内控、风险和合规管理相关制度，及时将法律法规等外部监管要求转化为企业内部规章制度，持续完善企业内部管理制度体系。在具体业务制度的制定、审核和修订中嵌入统一的内控体系管控要求，明确重要业务领域和关键环节的控制要求和风险应对措施。将违规经营投资责任追究内容纳入企业内部管理制度中，强化制度执行刚性约束。

（四）健全监督评价体系。统筹推进内控、风险和合规管理的监督评价工作，将风险、合规管理制度建设及实施情况纳入内控体系监督评价范畴，制定定性与定量相结合的内控缺陷认定标准、风险评估标准和合规评价标准，不断规范监督评价工作程序、标准和方式方法。

二、强化内控体系执行，提高重大风险防控能力

（五）加强重点领域日常管控。聚焦关键业务、改革重点领域、国有资本运营重要环节以及境外国有资产监管，定期梳理分析相关内控体系执行情况，认真查找制度缺失或流程缺陷，及时研究制定改进措施，确保体系完整、全面控制、执行有效。要在投资并购、改革改制重组等重大经营事项决策前开展专项风险评估，并将风险评估报告（含风险应对措施和处置预案）作为重大

经营事项决策的必备支撑材料，对超出企业风险承受能力或风险应对措施不到位的决策事项不得组织实施。

（六）加强重要岗位授权管理和权力制衡。不断深化内控体系管控与各项业务工作的有机结合，以保障各项经营业务规范有序开展。按照不相容职务分离控制、授权审批控制等内控体系管控要求，严格规范重要岗位和关键人员在授权、审批、执行、报告等方面的权责，实现可行性研究与决策审批、决策审批与执行、执行与监督检查等岗位职责的分离。不断优化完善管理要求，重点强化采购、销售、投资管理、资金管理和工程项目、产权（资产）交易流转等业务领域各岗位的职责权限和审批程序，形成相互衔接、相互制衡、相互监督的内控体系工作机制。

（七）健全重大风险防控机制。积极采取措施强化企业防范化解重大风险全过程管控，加强经济运行动态、大宗商品价格以及资本市场指标变化监测，提高对经营环境变化、发展趋势的预判能力，同时结合内控体系监督评价工作中发现的经营管理缺陷和问题，综合评估企业内外部风险水平，有针对性地制定风险应对方案，并根据原有风险的变化情况及应对方案的执行效果，有效做好企业间风险隔离，防止风险由“点”扩“面”，避免发生系统性、颠覆性重大经营风险。

三、加强信息化管控，强化内控体系刚性约束

（八）提升内控体系信息化水平。各中央企业要结合国资监管信息化建设要求，加强内控信息化建设力度，进一步提升集团管控能力。内控体系建设部门要与业务部门、审计部门、信息化建设部门协同配合，推动企业“三重一大”、投资和项目管理、财务和资产、物资采购、全面风险管理、人力资源等集团管控信息系统的集成应用，逐步实现内控体系与业务信息系统互联互通、有机融合。要进一步梳理和规范业务系统的审批流程及各层级管理人员权限设置，将内控体系管控措施嵌入各类业务信息系统，确保自动识别并终止超越权限、逾越程序和审核材料不健全等行为，促使各项经营管理决策和执行活动可控制、可追溯、可检查，有效减少人为违规操纵因素。集团管控能力和信息化基础较好的企业要逐步探索利用大数据、云计算、人工智能等技术，实现内控体系实时监测、自动预警、监督评价等在线监管功能，进一步提升信息化和智能化水平。

四、加大企业监督评价力度，促进内控体系持续优化

（九）全面实施企业自评。督促所属企业每年以规范流程、消除盲区、有效运行为重点，对内控体系的有效性进行全面自评，客观、真实、准确揭示经营管理中存在的内控缺陷、风险和合规问题，形成自评报告，并经董事会或类似决策机构批准后按规定报送上级单位。

（十）加强集团监督评价。要在子企业全面自评的基础上，制定年度监督评价方案，围绕重点业务、关键环节和重要岗位，组织对所属企业内控体系有效性进行监督评价，确保每3年覆盖全部子企业。要将海外资产纳入监督评价范围，重点对海外项目的重大决策、重大项目安排、大额资金运作以及境外子企业公司治理等进行监督评价。

（十一）强化外部审计监督。要根据监督评价工作结果，结合自身实际情况，充分发挥外部审计的专业性和独立性，委托外部审计机构对部分子企业内控体系有效性开展专项审计，并出具

内控体系审计报告。内控体系监管不到位、风险事件和合规问题频发的中央企业，必须聘请具有相应资质的社会中介机构进行审计评价，切实提升内控体系管控水平。

（十二）充分运用监督评价结果。要加大督促整改工作力度，指导所属企业明确整改责任部门、责任人和完成时限，对整改效果进行检查评价，按照内控体系一体化工作要求编制内控体系年度工作报告并及时报国资委，同时抄送企业纪委（纪检监察组）、组织人事部门等。指导所属企业建立健全与内控体系监督评价结果挂钩的考核机制，对内控制度不健全、内控体系执行不力、瞒报漏报谎报自评结果、整改落实不到位的单位或个人，应给予考核扣分、薪酬扣减或岗位调整等处理。

五、加强出资人监督，全面提升内控体系有效性

（十三）建立出资人监督检查工作机制。加强对中央企业国有资产监管政策制度执行情况综合检查工作，建立内控体系定期抽查评价工作制度，每年组织专门力量对中央企业经营管理重要领域和关键环节开展内控体系有效性抽查评价，发现和堵塞管理漏洞，完善相关政策制度，并加大监督检查工作结果在各项国有资产监管及干部管理工作中的运用力度。

（十四）充分发挥企业内部监督力量。通过完善公司治理，健全相关制度，整合企业内部监督力量，发挥企业董事会或委派董事决策、审核和监督职责，有效利用企业监事会、内部审计、企业内部巡视巡察等监督检查工作成果，以及出资人监管和外部审计、纪检监察、巡视反馈问题情况，不断完善企业内控体系建设。

（十五）强化整改落实工作。进一步强化对企业重大风险隐患和内控缺陷整改工作跟踪检查力度，将企业整改落实情况纳入每年内控体系抽查评价范围，完善对中央企业提示函和通报工作制度，对整改不力的印发提示函和通报，进一步落实整改责任，避免出现重复整改、形式整改等问题。

（十六）加大责任追究力度。严格按照《中央企业违规经营投资责任追究实施办法（试行）》（国资委令第37号）等有关规定，及时发现并移交违规违纪违法经营投资问题线索，强化监督警示震慑作用。对中央企业存在重大风险隐患、内控缺陷和合规管理等问题失察，或虽发现但没有及时报告、处理，造成重大资产损失或其他严重后果的，要严肃追究企业集团的管控责任；对各级子企业未按规定履行内控体系建设职责、未执行或执行不力，以及瞒报、漏报、谎报或迟报重大风险及内控缺陷事件的，坚决追责问责，层层落实内控体系监督责任，有效防止国有资产流失。

关于印发《中央企业混合所有制改革操作指引》的通知

国资产权〔2019〕653号

各中央企业：

为深入贯彻落实党中央、国务院关于积极发展混合所有制经济的决策部署，稳妥有序推进混合所有制改革，国资委在总结中央企业混合所有制改革工作的基础上，制定了《中央企业混合所有制改革操作指引》。现印发给你们，供参考。

国资委

2019年10月31日

中央企业混合所有制改革操作指引

为贯彻落实党中央、国务院关于积极发展混合所有制经济的决策部署，稳妥有序推进中央企业混合所有制改革，促进各种所有制资本取长补短、相互促进、共同发展，夯实社会主义基本经济制度的微观基础，按照《中共中央、国务院关于深化国有企业改革的指导意见》（中发〔2015〕22号）、《国务院关于国有企业发展混合所有制经济的意见》（国发〔2015〕54号）等文件精神及有关政策规定，结合中央企业混合所有制改革实践，制定本操作指引。中央企业所属各级子企业通过产权转让、增资扩股、首发上市（IPO）、上市公司资产重组等方式，引入非公有资本、集体资本实施混合所有制改革，相关工作参考本操作指引。

一、基本操作流程

中央企业所属各级子企业实施混合所有制改革，一般应履行以下基本操作流程：可行性研究、制定混合所有制改革方案、履行决策审批程序、开展审计评估、引进非公有资本投资者、推进企业运营机制改革。以新设企业、对外投资并购、投资入股等方式实施混合所有制改革的，履行中央企业投资管理有关程序。

（一）可行性研究。

拟实施混合所有制改革的企业（以下简称拟混改企业）要按照“完善治理、强化激励、突出主业、提高效率”的总体要求，坚持“因地施策、因业施策、因企施策，宜独则独、宜控则控、宜参则参，不搞拉郎配，不搞全覆盖，不设时间表”的原则，依据相关政策规定对混合所有制改革的必要性和可行性进行充分研究，一企一策，成熟一个推进一个。

积极稳妥推进主业处于充分竞争行业和领域的商业类国有企业混合所有制改革，国有资本宜控则控、宜参则参；探索主业处于重要行业和关键领域的商业类国有企业混合所有制改革，保持

国有资本控股地位，支持非公有资本参股；根据不同业务特点，有序推进具备条件的公益类国有企业混合所有制改革；充分发挥国有资本投资、运营公司市场化运作专业平台作用，积极推进所属企业混合所有制改革。

可行性研究阶段，企业应按照有关文件规定，对实施混合所有制改革的社会稳定风险作出评估。

（二）制定混合所有制改革方案。

拟混改企业应制定混合所有制改革方案，方案一般包括以下内容：企业基本情况，混合所有制改革必要性和可行性分析，改革基本原则和思路，改革后企业股权结构设置，转变运营机制的主要举措，引进非公有资本的条件要求、方式、定价办法，员工激励计划，债权债务处置方案，职工安置方案，历史遗留问题解决方案，改革风险评估与防范措施，违反相关规定的追责措施，改革组织保障和进度安排等。

制定方案过程中，要科学设计混合所有制企业股权结构，充分向非公有资本释放股权，尽可能使非公有资本能够派出董事或监事；注重保障企业职工对混合所有制改革的知情权和参与权，涉及职工切身利益的要做好评估工作，职工安置方案应经职工大会或者职工代表大会审议通过；科学设计改革路径，用好用足国家相关税收优惠政策，降低改革成本。必要时可聘请外部专家、中介机构等参与。

（三）履行决策审批程序。

混合所有制改革方案制定后，中央企业应按照“三重一大”决策机制，履行企业内部决策程序。拟混改企业属于主业处于关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域、主要承担重大专项任务子企业的，其混合所有制改革方案由中央企业审核后报国资委批准，其中需报国务院批准的，由国资委按照有关法律、行政法规和国务院文件规定履行相应程序；拟混改企业属于其他功能定位子企业的，其混合所有制改革方案由中央企业批准。

（四）开展审计评估。

企业实施混合所有制改革，应合理确定纳入改革的资产范围，需要对资产、业务进行调整的，可按照相关规定选择无偿划转、产权转让、产权置换等方式。企业混合所有制改革前如确有必要开展清产核资工作的，按照有关规定履行程序。

拟混改企业的资产范围确定后，由企业或产权持有单位选聘具备相应资质的中介机构开展财务审计、资产评估工作，履行资产评估项目备案程序，以经备案的资产评估结果作为资产交易定价的参考依据。

（五）引进非公有资本投资者。

拟混改企业引进非公有资本投资者，主要通过产权市场、股票市场等市场化平台，以公开、公平、公正的方式进行。通过产权市场引进非公有资本投资者，主要方式包括增资扩股和转让部分国有股权。通过股票市场引进非公有资本投资者，主要方式包括首发上市（IPO）和上市公司

股份转让、发行证券、资产重组等。中央企业通过市场平台引进非公有资本投资者过程中，要注重保障各类社会资本平等参与权利，对拟参与方的条件要求不得有明确指向性或违反公平竞争原则的内容。

（六）推进运营机制改革。

混合所有制企业要完善现代企业制度，健全法人治理结构，充分发挥公司章程在公司治理中的基础性作用，各方股东共同制定章程，规范企业股东（大）会、董事会、监事会、经理层和党组织的权责关系，落实董事会职权，深化三项制度改革；用足用好用活各种正向激励工具，构建多元化、系统化的激励约束体系，充分调动企业职工积极性。转变混合所有制企业管控模式，探索根据国有资本与非公有资本的不同比例结构协商确定具体管控方式，国有出资方强化以出资额和出资比例为限、以派出股权董事为依托的管控方式，明确监管边界，股东不干预企业日常经营。

二、“混资本”相关环节操作要点

（一）资产审计评估。

1.财务审计。实施混合所有制改革，应当按照《国务院办公厅转发国务院国有资产监督管理委员会关于规范国有企业改制工作意见的通知》（国办发〔2003〕96号）、《国务院办公厅转发国资委关于进一步规范国有企业改制工作实施意见的通知》（国办发〔2005〕60号）等规定，开展财务审计工作。

（1）关于选聘审计机构。选聘审计机构应采取差额竞争方式，综合考察和了解其资质、信誉及能力。选聘的审计机构近两年内在企业财务审计中没有违法、违规记录，未承担同一混合所有制改革项目的评估业务，与企业不存在经济利益关系。

（2）关于审计报告。审计报告应为无保留意见的标准审计报告。拟上市项目或上市公司的重大资产重组项目，评估基准日在6月30日（含）之前的，需出具最近三个完整会计年度和本年度截至评估基准日的审计报告；评估基准日在6月30日之后的，需出具最近两个完整会计年度和本年度截至评估基准日的审计报告。其他经济行为需出具最近一个完整会计年度和本年度截至评估基准日的审计报告。

2.资产评估。实施混合所有制改革，应当按照《中华人民共和国资产评估法》《企业国有资产评估管理暂行办法》（国资委令第12号）等规定，开展资产评估工作。

（1）评估机构选聘及委托。中央企业应当采取差额竞争方式在本企业评估机构备选库内选聘评估机构。选聘的评估机构应具有与企业评估需求相适应的资质条件、专业人员和专业特长，近3年内没有违法、违规执业国有资产评估项目记录；掌握企业及所在行业相关的法律法规、政策、经济行为特点和相关信息；与混合所有制改革相关方无经济利益关系。评估对象为企业股权的资产评估项目，由产权持有单位委托，其中涉及增资扩股事项的，可由产权持有单位和增资企业共同委托。

(2) 评估备案管理权限。经国资委批准的混合所有制改革涉及的资产评估项目，由国资委负责备案；经中央企业批准的混合所有制改革涉及的资产评估项目，由中央企业负责备案；被评估企业涉及多个国有股东的，经协商一致，可以由持股比例最大的国有股东办理备案手续。

(3) 重点关注事项。一是评估基准日选取应尽量接近混合所有制改革的实施日期。如果期后发生对评估结果产生重大影响的事项，应调整评估基准日或评估结果。二是评估范围应与混合所有制改革方案、决策文件、评估业务委托约定书等确定的范围一致。三是纳入评估的房产、土地、矿产资源等资产应当权属明晰、证照齐全。符合划拨用地条件的国有划拨土地使用权，经所在地县级以上人民政府批准可继续以划拨方式使用。四是涉及企业价值的资产评估项目，原则上应当采用两种以上评估方法。五是资产评估项目备案前，应当按照资产评估项目公示制度履行公示程序。

(二) 通过产权市场实施混合所有制改革。

1. 产权交易机构选择。非上市企业通过产权转让、增资扩股方式实施混合所有制改革应按照《企业国有资产交易监督管理办法》（国资委 财政部令第 32 号）、《关于印发〈企业国有产权交易操作规则〉的通知》（国资发产权〔2009〕120 号）等有关规定，在国资委确定的可以从事相关业务的产权交易机构中公开进行。从事中央企业产权转让业务的机构有北京产权交易所、天津产权交易中心、上海联合产权交易所和重庆联合产权交易所；从事中央企业增资扩股业务的机构有北京产权交易所和上海联合产权交易所。

2. 信息披露。进场交易项目要严格按照规定在产权交易机构进行信息披露。企业混合所有制改革方案确定后，可合理选择信息发布时机，及早披露相关信息。产权转让项目正式信息披露时间不少于 20 个工作日，涉及企业实际控制权转移的应进行信息预披露，时间不少于 20 个工作日。增资扩股项目信息披露时间不少于 40 个工作日。

3. 投资人遴选。拟混改企业要合理确定投资人的遴选方式。产权转让项目可采取拍卖、招投标、网络竞价等方式，增资扩股项目可采取竞价、竞争性谈判、综合评议等方式。投资人遴选过程中，对战略投资人主要关注与企业发展战略、经营目标、主营业务等方面的匹配和协同情况，对财务投资人主要关注资金实力和财务状况等。

4. 重点关注事项。

(1) 企业增资与产权转让同步进行。企业混合所有制改革后继续保持国有控股地位的，如增资过程中国有股东拟同步转让其所持有的少部分企业产权，统一按照增资流程操作，产权转让价格应与增资价格保持一致。

(2) 商业秘密保护。在配合意向投资人尽职调查过程中，如涉及拟混改企业商业秘密，应按照《关于印发〈中央企业商业秘密保护暂行规定〉的通知》（国资发〔2010〕41 号）要求，与相关方签订保密协议，保护自身权益。

(3) 交易价格。产权转让项目首次正式挂牌底价不得低于经备案的评估结果，信息披露期满未征集到受让方拟降价的，新的挂牌底价低于评估结果 90% 时，应经混合所有制改革批准单位同意；交易价格确定后，交易双方不得以期间损益等理由对交易价格进行调整。增资扩股项目的交易价格以评估结果为基础，结合意向投资人的条件和报价等因素综合确定，并经企业董事会或股东会审议同意。

(三) 通过股票市场实施混合所有制改革。

通过股票市场发行证券、转让上市公司股份、国有股东与上市公司资产重组等方式实施混合所有制改革，应按照《上市公司国有股权监督管理办法》（国资委 财政部 证监会令第 36 号）及证券监管的有关规定履行程序。

1. 发行证券。通过发行证券形式实施混合所有制改革，可以采取首发上市（IPO）、国有股东以所持上市公司股票发行可交换公司债券、上市公司发行股份购买非国有股东所持股权、增发和发行可转换公司债券等方式。采取首发上市（IPO）方式的，应当按照要求履行国有股东标识管理程序。符合国家战略、拥有关键核心技术、科技创新能力突出、主要依靠核心技术开展生产经营、具有稳定商业模式、市场认可度高、社会形象良好、具有较强成长性的企业，可积极申请在科创板上市。

2. 上市公司股份转让。应坚持公开、公平、公正原则，一般采取公开征集方式进行。国有股东履行内部决策程序后，书面通知上市公司，由其依法披露、进行提示性公告。国有股东将转让方案、可行性研究报告、内部决策文件、拟发布的公开征集信息等内容通过国资委产权管理综合信息系统报国资委同意后，书面通知上市公司发布公开征集信息，内容主要包括拟转让股份权属情况和数量、受让方应当具备的资格条件、受让方的选择规则、公开征集期限等。公开征集信息中对受让方资格条件不得设定指向性或违反公平竞争要求的条款。收到拟受让方提交的受让申请和受让方案后，国有股东成立由内部职能部门及独立外部专家组成的工作小组，严格按照已公告的规则选择确定受让方。转让价格不低于上市公司提示性公告日前 30 个交易日的每日加权平均价格的算术平均值及最近一个会计年度经审计的每股净资产值中的较高者。

3. 国有股东与上市公司资产重组。国有股东应按照符合国有股东发展战略及有利于提高上市公司质量和核心竞争力等原则，在与上市公司充分协商基础上，科学策划重组方案，合理选择重组时机。国有股东履行内部决策程序后，书面通知上市公司，由其依法披露并申请停牌，并按照相关规定履行国资委预审核、上市公司董事会审议预案、对外披露预案、复牌、资产评估及备案、董事会审议草案、对外披露草案、集团公司或国资委审批重组方案、股东大会审议重组方案、报送证券监管机构审核等程序。资产重组发行股份价格在符合证券监管规则基础上，按照有利于维护包括国有股东在内的全体股东权益的原则确定。

通过股票市场实施混合所有制改革应做好信息披露工作，切实防控内幕交易，其中涉及的投资人遴选、商业秘密保护等事项按照“通过产权市场实施混合所有制改革”中明确的原则操作。

三、“改机制”相关环节操作要点

（一）关于混合所有制企业公司治理和管控方式。

1.混合所有制企业法人治理结构。混合所有制企业要建立健全现代企业制度，坚持以资本为纽带、以产权为基础完善治理结构，根据股权结构合理设置股东（大）会、董事会、监事会，规范股东会、董事会、监事会、经理层和党组织的权责关系，按章程行权、依规则运行，形成定位清晰、权责对等、运转协调、制衡有效的法人治理结构。充分发挥公司章程在公司治理中的基础性作用，国有股东根据法律法规和公司实际情况，与其他股东充分协商，合理制定章程条款，切实维护各方股东权利。充分发挥非公有资本股东的积极作用，依法确定非公有资本股东提名和委派董事、监事的规则，建立各方参与、有效制衡的董事会，促进非公有资本股东代表能够有效参与公司治理。

2.混合所有制企业管控方式。中央企业要科学合理界定与混合所有制企业的权责边界，避免“行政化”“机关化”管控，加快实现从“控制”到“配置”的转变。国有股东要在现代企业制度框架下按照市场化规则，以股东角色和身份参与企业决策和经营管理，不干预企业日常经营。通过股东（大）会表决、推荐董事和监事等方式行使股东权利，实施以股权关系为基础、以派出股权董事为依托的治理型管控，加强股权董事履职支撑服务和监督管理，确保国有股权董事行权履职体现出资人意志。依法保障混合所有制企业自主经营权，落实董事会对经理层成员选聘、业绩考核和薪酬管理等职权。对于国有参股的混合所有制企业，结合实际健全完善管理体制、落实董事会职责权限、加强经理层成员和国有股权董事监督管理，并在公司章程中予以明确。

3.混合所有制企业党的建设。中央企业混合所有制改革要把建立党的组织、开展党的工作作为必要前提。根据不同类型混合所有制企业特点，明确党组织的设置方式、职责定位和管理模式。按照党章及党内法规制度要求，结合实际，推动混合所有制企业党组织和工作有效覆盖，设置党的工作机构，配齐配强专兼职党务工作人员，保证必需的党建工作经费，确保党的活动能够正常开展。

（二）关于三项制度改革。

1.建立市场化选人用人机制，实现管理人员能上能下。推动混合所有制企业在更大范围实行经理层成员任期制和契约化管理，具备条件的建立职业经理人制度，积极探索建立与市场接轨的经理层激励制度。树立正确的选人用人导向，建立健全内部管理人员考核评价机制，实现“能者上、庸者下、平者让”。完善职业发展通道，为内部管理人员搭建能上能下平台。

2.健全市场化用工制度，实现员工能进能出。建立健全以合同管理为核心、以岗位管理为基础的市场化用工制度。拓宽人才引进渠道，严格招聘管理，严把人员入口，不断提升引进人员质量。合理确定用工总量，盘活用工存量，畅通进出渠道，构建正常流动机制，不断提升用工效率和劳动生产率。

3.建立市场化薪酬分配机制，实现收入能增能减。落实中央企业工资总额管理制度改革要求，建立健全与劳动力市场基本适应、与企业经济效益和劳动生产率挂钩的工资决定和正常增长机制。完善市场化薪酬分配制度，优化薪酬结构，坚持向关键岗位和核心骨干倾斜，坚持与绩效考核紧密挂钩，合理拉开收入分配差距，打破高水平“大锅饭”。统筹推进上市公司股权激励、科技型企业股权分红、员工持股等中长期激励措施，用好用足相关政策，不断增强关键核心人才的获得感、责任感、荣誉感。

（三）关于激励约束机制。

鼓励混合所有制企业综合运用国有控股混合所有制企业员工持股、国有控股上市公司股权激励、国有科技型企业股权和分红激励等中长期激励政策，探索超额利润分享、项目跟投、虚拟股权等中长期激励方式，注重发挥好非物质激励的积极作用，系统提升正向激励的综合效果。

1.混合所有制企业员工持股。员工持股应按照《关于印发<关于国有控股混合所有制企业开展员工持股试点的意见>的通知》（国资发改革〔2016〕133号）稳慎开展。坚持依法合规、公开透明，增量引入、利益绑定，以岗定股、动态调整，严控范围、强化监督等原则。优先支持人才资本和技术要素贡献占比较高的科技型企业开展员工持股。员工持股企业应当具备以下条件：主业处于充分竞争行业和领域的商业类企业；股权结构合理，非公有资本股东所持股份应达到一定比例，公司董事会中有非公有资本股东推荐的董事；公司治理结构健全，建立市场化的劳动人事分配制度和业绩考核评价体系，形成管理人员能上能下、员工能进能出、收入能增能减的市场化机制，营业收入和利润90%以上来源于所在企业集团外部市场。员工持股总量原则上不高于公司总股本的30%，单一员工持股比例原则上不高于公司总股本的1%。

2.中央企业控股上市公司股权激励。中央企业控股上市公司应按照证监会和国资委有关规定规范实施股权激励，建立健全长效激励约束机制，充分调动核心骨干人才创新创业的积极性。股权激励对象要聚焦核心骨干人才队伍，结合企业高质量发展需要、行业竞争特点、关键岗位职责、绩效考核评价等因素综合确定。股权激励方式一般为股票期权、股票增值权、限制性股票等方式，也可以探索试行法律、行政法规允许的其他激励方式。中小市值上市公司及科技创新型上市公司，首次实施股权激励计划授予的权益数量占公司股本总额的比重，最高可以由1%上浮至3%。上市公司两个完整会计年度内累计授予的权益数量一般在公司总股本的3%以内，公司重大战略转型等特殊需要的可以适当放宽至总股本的5%以内。股权激励对象实际获得的收益不再设置调控上限。中央企业控股上市公司根据有关政策规定，制定股权激励计划，在股东大会审议之前，国有控股股东按照公司治理和股权关系，经中央企业审核同意，并报国资委批准。除主营业务整体上市公司外，国资委不再审核上市公司股权激励分期实施方案，上市公司依据股权激励计划制定的分期实施方案，国有控股股东应当在董事会审议决定前，报中央企业审核同意。

3.国有科技型企业股权和分红激励。鼓励符合条件的国有科技型企业按照国家相关规定，实施股权和分红激励，充分调动科研骨干和关键人才的积极性和创造性。明确激励政策导向，以推

动形成有利于自主创新和科技成果转化的激励机制为主要目标，根据科技人才资本和技术要素贡献占比及投入产出效率等情况，合理确定实施企业范围和激励对象，建立导向清晰、层次分明、重点突出的中长期激励体系。优先支持符合《“十三五”国家科技创新规划》战略布局和中央企业“十三五”科技创新重点研发方向，创新能力较强、成果技术水平较高、市场前景较好的企业或项目实施股权和分红激励。综合考虑职工岗位价值、实际贡献、承担风险和服务年限等因素，重点激励在自主创新和科技成果转化中发挥主要作用的关键核心技术、管理人员。科学选择激励方式，鼓励符合条件的企业优先开展岗位分红激励，科技成果转化和项目收支明确的企业可选择项目分红激励，在积累试点经验的基础上稳妥实施、逐步推进股权激励。合理确定总体激励水平，从经营发展战略以及自身经济效益状况出发，分类分步推进股权和分红激励工作，坚持效益导向和增量激励原则，根据企业人工成本承受能力和经营业绩状况，合理确定激励水平。规范制度执行，中央企业开展股权和分红激励要按照《关于印发〈国有科技型企业股权和分红激励暂行办法〉的通知》（财资〔2016〕4号）等有关规定，不得随意降低资格条件。

四、相关支持政策

（一）关于财税支持政策。

发展改革委、国资委会同有关部门共同制定出台了《关于深化混合所有制改革试点若干政策的意见》（发改经体〔2017〕2057号）、《国家发展改革委办公厅关于印发〈国有企业混合所有制改革相关税收政策文件汇编〉的通知》（发改办经体〔2018〕947号），对混合所有制改革过程中符合税法规定条件的有关情形，可享受相应的财税政策支持，主要包括：股权（资产）收购、合并、分立、债务重组、债转股等，可享受企业所得税递延纳税优惠政策；涉及以非货币性资产对外投资确认的非货币性资产转让所得，可享受5年内分期缴纳企业所得税政策；符合税法规定条件的债权损失在计算企业所得税应纳税所得额时扣除；通过合并、分立、出售、置换等方式，将全部或者部分实物资产以及与其相关联的债权、负债和劳动力，一并转让给其他单位和个人，其中涉及的货物、不动产、土地使用权转让，不征收增值税、营业税；符合条件的股权收购、资产收购、按账面净值划转股权或资产等，可适用特殊性税务处理政策；混合所有制改革涉及的土地增值税、契税、印花税，可享受相关优惠政策。

（二）关于土地处置支持政策。

企业推进混合所有制改革过程中涉及的土地处置事项，按照《国务院关于促进企业兼并重组的意见》（国发〔2010〕27号）、《国务院关于进一步优化企业兼并重组市场环境的意见》（国发〔2014〕14号）、《国务院关于全民所有自然资源资产有偿使用制度改革的指导意见》（国发〔2016〕82号）等相关规定办理，主管部门对拟混改企业提出的土地转让、改变用途等申请，将依法依规加快办理相关用地和规划手续。拟混改企业拥有国有划拨土地使用权的，经主管部门批准，可根据行业和改革需要，分别采取出让、租赁、国家作价出资（入股）、授权经营和保留规划用地等方式进行处置；重点产业调整和振兴规划确定的混合所有制改革事项涉及的国有划拨土

地使用权，经省级以上主管部门批准，可以国家作价出资（入股）方式处置；涉及因实施城市规划需要搬迁的工业项目，经主管部门审核批准，可收回原国有土地使用权，并以协议出让或租赁方式为原土地使用权人重新安排工业用地；涉及事业单位等改制为企业的，允许实行国有企业改制土地资产处置政策。

混合所有制改革具有较强探索性和挑战性，涉及面广、政策性强、影响广泛、社会关注度高。中央企业要坚持解放思想、实事求是，积极稳妥统筹推进，鼓励探索、勇于实践，建立健全容错纠错机制，宽容在改革创新中的失误。要坚持依法依规操作，注重发挥内外部监督合力，做到规则公开、过程公开、结果公开，防止暗箱操作、低价贱卖、利益输送、化公为私、逃废债务，杜绝国有资产流失。要及时跟踪改革进展，评估改革成效，推广改革经验，加快形成可复制、可推广的模式和经验。

关于中央企业加强参股管理有关事项的通知

国资发改革规〔2019〕126号

各中央企业：

近年来，中央企业以参股等多种方式与各类所有制企业合资合作，对提高国有资本运行和配置效率、发展混合所有制经济起到了重要促进作用。但实践中也存在部分企业参股投资决策不规范、国有股权管控不到位等问题，影响国有资本配置效率，造成国有资产流失。为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，形成以管资本为主的国有资产监管体制，规范操作，强化监督，有效维护国有资产安全，现就中央企业加强参股管理有关事项通知如下：

一、规范参股投资

（一）严把主业投资方向。严格执行国有资产投资监督管理有关规定，坚持聚焦主业，严控非主业投资。不得为规避主业监管要求，通过参股等方式开展中央企业投资项目负面清单规定的商业性房地产等禁止类业务。

（二）严格甄选合作对象。应进行充分尽职调查，通过各类信用信息平台、第三方调查等方式审查合作方资格资质信誉，选择经营管理水平高、资质信誉好的合作方。对存在失信记录或行

政处罚、刑事犯罪等违法违规记录的意向合作方，要视严重程度审慎或禁止合作。不得选择与参股投资主体及其各级控股股东领导人员存在特定关系（指配偶、子女及其配偶等亲属关系，以及共同利益关系等）的合作方。

（三）合理确定参股方式。结合企业经营发展需要，合理确定持股比例，以资本为纽带、以产权为基础，依法约定各方股东权益。不得以约定固定分红等“名为参股合作、实为借贷融资”的名股实债方式开展参股合作。

（四）完善审核决策机制。参股投资决策权向下授权应作为重大事项经党委（党组）研究讨论，由董事会或经理层决定，授权的管理层级原则上不超过两级。达到一定额度的参股投资，应纳入“三重一大”范围，由集团公司决策。

二、加强参股国有股权管理

（五）依法履行股东权责。按照公司法等法律法规规定，依据公司章程约定，向参股企业选派国有股东代表、董事监事或重要岗位人员，有效行使股东权利，避免“只投不管”。加强对选派人员的管理，进行定期轮换。在参股企业章程、议事规则等制度文件中，可结合实际明确对特定事项的否决权等条款，以维护国有股东权益。

（六）注重参股投资回报。定期对参股的国有权益进行清查，核实分析参股收益和增减变动等情况。合理运用增持、减持或退出等方式加强价值管理，不断提高国有资本配置效率。对满5年未分红、长期亏损或非持续经营的参股企业股权，要进行价值评估，属于低效无效的要尽快处置，属于战略性持有或者培育期的要强化跟踪管理。

（七）严格财务监管。加强运行监测，及时掌握参股企业财务数据和经营情况，发现异常要深入剖析原因，及时采取应对措施防范风险。加强财务决算审核，对于关联交易占比较高、应收账款金额大或账龄长的参股企业，要加强风险排查。对风险较大、经营情况难以掌握的股权投资，要及时退出。不得对参股企业其他股东出资提供垫资。严格控制对参股企业提供担保，确需提供的，应严格履行决策程序，且不得超股权比例提供担保。

（八）规范产权管理。严格按照国有产权管理有关规定，及时办理参股股权的产权占有、变动、注销等相关登记手续，按期进行数据核对，确保参股产权登记的及时性、准确性和完整性。参股股权取得、转让应严格执行国有资产评估、国有产权进场交易、上市公司国有股权管理等制度规定，确保国有权益得到充分保障。

（九）规范字号等无形资产使用。加强无形资产管理，严格规范无形资产使用，有效维护企业权益和品牌价值。不得将字号、经营资质和特许经营权等提供给参股企业使用。产品注册商标确需授权给参股企业使用的，应严格授权使用条件和决策审批程序，并采取市场公允价格。

（十）加强领导人员兼职管理。中央企业及各级子企业领导人员在参股企业兼职，应根据工

作需要从严掌握，一般不越级兼职，不兼“挂名”职务。确需兼职的，按照管理权限审批，且不得在兼职企业领取工资、奖金、津贴任何形式的报酬和获取其他额外利益；任期届满连任的，应重新报批。参股经营投资主体及其各级控股股东领导人员亲属在参股企业关键岗位任职，应参照企业领导人员任职回避有关规定执行。

（十一）加强党的建设。按照关于加强和改进非公有制企业党的建设有关规定，切实加强党的建设，开展参股企业党的工作，努力推进党的组织和工作覆盖，宣传贯彻党的路线方针政策，团结凝聚职工群众，促进企业健康发展。

三、强化监督问责

（十二）加强内部监督。应将参股经营作为内部管控的重要内容，建立健全以风险管理为导向、合规管理监督为重点的规范有效的内控体系。对各级企业负责人开展任期经济责任审计时，要将其任期内企业参股投资、与参股企业关联交易等有关事项列入重点审计内容。

（十三）严格责任追究。参股经营中造成国有资产流失或者其他严重后果的，要按照《中央企业违规经营投资责任追究实施办法（试行）》等有关规定，对相关责任人给予严肃处理，并实行终身追责；涉嫌违纪违法的，移送有关部门严肃查处。

各中央企业要高度重视混合所有制改革中的参股管理，加强组织领导，按照本通知要求，抓紧对参股经营投资进行全面梳理检查，认真查找在合作方选择、决策审批、财务管控、领导人员兼职以及与参股企业关联交易等方面存在的问题，及时整改。同时，坚持问题导向，举一反三，制定完善规章制度，细化管理措施，落实管理责任，切实维护国有资产权益，严防国有资产流失，促进混合所有制经济健康发展。

中央企业基金业务参股管理另行规定。

国 资 委

2019年12月12日

关于印发《关于深化中央企业内部审计监督工作的实施意见》的通知

国资发监督规〔2020〕60号

各中央企业：

《关于深化中央企业内部审计监督工作的实施意见》已经国资委第325次党委会议、第40次委务会议审议通过，现印发给你们，请遵照执行。

国资委

2020年9月28日

关于深化中央企业内部审计监督工作的实施意见

为有效推动中央企业构建集中统一、全面覆盖、权威高效的审计监督体系，贯彻落实党中央、国务院关于深化国有企业和国有资本审计监督的工作部署，根据《中华人民共和国企业国有资产法》《中华人民共和国审计法》，按照《中共中央 国务院关于深化国有企业改革的指导意见》（中发〔2015〕22号）、《国务院办公厅关于加强和改进企业国有资产监督防止国有资产流失的意见》（国办发〔2015〕79号）、《审计署关于内部审计工作的规定》（审计署令11号）等有关要求，制定本意见。

一、总体要求

深入贯彻落实党中央、国务院关于加快建立健全国有企业、国有资本审计监督体系和制度的工作部署，围绕形成以管资本为主的国有资产监管体制，推动中央企业建立符合中国特色现代企业制度要求的内部审计领导和管理体制机制，做到应审尽审、凡审必严，促进中央企业落实党和国家方针政策以及国有资产监管各项政策制度。深化企业改革，服务企业发展战略，提升公司治理水平和风险防范能力，助力中央企业加快实现转型升级、高质量发展和做强做优做大。

二、强化统一管控能力，进一步完善内部审计领导和管理体制机制

（一）建立健全内部审计领导体制。建立健全党委（党组）、董事会（或主要负责人）直接领导下的内部审计领导体制。党委（党组）要加强对内部审计工作的领导，不断健全和完善党委（党组）领导内部审计工作的制度和工作机制，强化对内部审计重大工作的顶层设计、统筹协调和督促落实。董事会负责审议内部审计基本制度、审计计划、重要审计报告，决定内部审计机构

设置及其负责人，加强对内部审计重要事项的管理。董事长具体分管内部审计，是内部审计工作第一责任人。加快建立总审计师制度，协助党组织、董事会（或主要负责人）管理内部审计工作。经理层接受并积极配合内部审计监督，落实对内部审计发现问题的整改。内部审计机构向党委（党组）、董事会（或主要负责人）负责并报告工作。

（二）切实发挥董事会审计委员会管理和指导作用。落实董事会审计委员会作为董事会专门工作机构的职责，审计委员会要定期或不定期召开有关会议并形成会议记录、纪要，加强对审计计划、重点任务、整改落实等重要事项的管理和指导，督促年度审计计划及任务组织实施，研究重大审计结论和整改落实工作，评价内部审计机构工作成效，及时将有关情况报告董事会或提请董事会审议。

（三）不断完善集团统一管控的内部审计管理体制。强化集团总部对内部审计工作统一管控，统一制定审计计划、确定审计标准、调配审计资源，加快形成“上审下”的内部审计管理体制。推动所属二级子企业及二级以下重要子企业设置内部审计机构，未设置内部审计机构的子企业内部审计工作由上一级审计机构负责。所属子企业户数多、分布广或人员力量薄弱的企业，需设立审计中心或区域审计中心，规范开展集中审计或区域集中审计。各级内部审计机构审计计划、审计报告、审计发现问题、整改落实情况以及违规违纪违法问题线索移送等事项，在向本级党委（党组）及董事会报告的同时，应向上一级内部审计机构报告，审计发现的重大损失、重要事件和重大风险应及时向集团总部报告。

（四）健全内部审计制度体系。在不断完善内部审计各项制度规定基础上，对落实党和国家方针政策、国企改革重点任务、国有资产监管政策以及境外国有资产监管、内控体系建设等重要事项、重点领域和关键环节，补短板、填空白，持续构建符合国有资产监管要求和公司治理需要的企业内部审计制度体系。

（五）强化激励约束机制。落实审计工作结果签字背书责任制度，明确审计项目负责人及相关审计人员对审计结论和审计程序分别承担相应的审计责任。研究制定本企业审计质量考评标准，推动审计人员绩效考核结果与薪酬兑现、职业晋升、任职交流等挂钩，探索建立与其他业务部门差异化的内部审计考核体系，作为被审计对象的同级业务部门不参与对内部审计机构及其负责人的绩效测评。对审计工作中存在失职、渎职的要严肃追责问责，涉嫌违纪违法的，按程序移送纪检监察机构处理。下一级内部审计机构负责人任免和年度绩效考核结果需报上一级内部审计机构备案。

三、有效履行工作职责，全面提升内部审计监督效能

（六）积极推动内部审计监督无死角、全覆盖。坚持应审尽审、凡审必严，在贯彻执行党和国家重大方针政策、国资监管工作要求、完成国企改革重点任务、领导人员履行经济责任以及管理、使用和运营国有资本情况等方面全面规范开展各类审计监督，重点关注深化国有企业改革进程中的苗头性、倾向性、典型性问题。对所属子企业确保每5年至少轮审1次；对重大投资项

目、重大风险领域和重要子企业实施重点审计，确保每年至少 1 次。企业可以根据审计工作需要，规范购买社会审计服务开展相关工作。

（七）加快推动内部审计信息化建设与应用。按照国有资产监管信息化建设要求，落实经费和技术保障措施，构建与“三重一大”决策、投资、财务、资金、运营、内控等业务信息系统相融合的“业审一体”信息化平台。及时准确提供审计所需电子数据，并根据审计人员层级赋予相应的数据查询权限。信息化基础较好的企业要积极运用大数据、云计算、人工智能等方式，探索建立审计实时监督平台，对重要子企业实施联网审计，提高审计监督时效性和审计质量。

（八）加强企业内部监督协同配合。加强与企业监事会、纪检监察、巡视以及法律、财务、违规责任追究等部门的沟通协调，将各方面集中反映的问题领域作为重点关注事项。通过联席会议、联合检查等方式，加强信息通报与交流、问题线索移送与协查等工作协同，对内部监督发现的共性问题或警示性问题在一定范围内进行通报，提高企业内部监督透明度和影响力。

（九）提升审计队伍专业化、职业化水平。选拔政治过硬、德才兼备、具备专业技能和业务知识的复合型人才充实审计队伍，鼓励审计人员参加相关执业资格考试。加大与财务、内控、运营、采购、销售、企业管理等业务部门之间的人员交流力度，拓宽内部审计人员职业发展通道，将内部审计岗位打造成企业内部人才培养和选拔任用的重要平台。落实审计专项经费预算，配备与企业规模、审计业务量等相适应的审计人员，打造专业化、职业化的内部审计工作队伍。

四、聚焦经济责任，促进权力规范运行和责任有效落实

（十）深化和改善经济责任审计工作。贯彻落实党中央、国务院关于深化和改善经济责任审计工作要求，围绕权力运行和责任落实，坚持以对领导人员任职期间审计为主，对所属二级子企业主要领导人员履行经济责任情况任期内至少审计 1 次，对掌握重要资金决策权、分配权、管理权、执行权和监督权等关键岗位的主要领导人员加大审计力度。完善定性评价与定量评价相结合的审计评价体系，落实“三个区分开来”要求，审慎作出评价和结论，鼓励探索创新，激励担当作为，保护企业领导人员干事创业的积极性、主动性、创造性。

（十一）规范有效开展经济责任审计。聚焦经济责任，突出对党和国家重大方针政策、国资监管工作要求、企业改革发展目标任务等落实情况，企业法人治理结构的健全完善、投资经营、风险管控、内控体系建设与运行、整改落实等方面以及领导人员廉洁从业和贯彻落实中央八项规定精神情况的监督检查。研究确定经济责任审计中长期规划，制定年度审计计划，强化审计计划刚性约束，不断完善企业内部经济责任审计组织协调、审计程序、审计评价、审计结果运用等工作机制。建立健全经济责任审计情况通报、责任追究、整改落实、结果公告等制度，有效落实企业领导人员经济责任。

五、突出关键环节，强化对重点领域的监督力度

（十二）围绕提质增效稳增长开展全面监督。适应常态化疫情防控和国际形势变化，结合经营业绩考核指标，重点关注会计政策和会计估计变更、合并报表范围调整、期初数大额调整、收

入确认、减值计提等会计核算事项，保障会计信息真实性。加大对成本费用管控目标实现情况、应收账款和存货“两金”管控目标完成情况、资金集中管控情况、人工成本管控情况以及降杠杆减负债等工作的审计力度。

（十三）突出主责主业专项监督。围绕持续推动国有资本布局优化，聚焦主责主业发展实体经济等工作要求，加大对非主业、非优势业务的“两非”剥离和无效资产、低效资产的“两资”处置情况的审计力度。将打通供应链、稳住产业链等工作落实情况以及投资项目负面清单执行、长期不分红甚至亏损的参股股权清理、通过股权代持或虚假合资等方式被民营企业挂靠等情况纳入内部审计重要任务。对国有资产监管机构政策措施和监管要求落实情况进行跟踪审计，推动各项工作要求落实到位。

（十四）对混合所有制改革全过程进行审计监督。将混合所有制改革过程中的决策审批、资产评估、交易定价、职工安置等环节纳入内部审计重点工作任务，及时纠正混合所有制改革过程中出现的问题和偏差。规范开展混合所有制改革中参股企业的审计，通过公司章程、参股协议等保障国有股东审计监督权限，对参股企业财务信息和经营情况进行审计监督，坚决杜绝“只投不管”现象。

（十五）强化大额资金管控监督。针对近年来电子支付、网络交易等新兴资金结算手段的普遍使用等资金管理新形态，重点关注关键岗位授权、不相容岗位分离等内控环节的健全完善及执行情况，深入揭示资金审批、结算、对账等各日常业务环节的薄弱点。对资金中心等资金管理机构每年至少应当审计1次，对负责资金审批和具体操作的关键岗位和重要环节应进行常态化监督。

（十六）加强对赌模式并购投资监督。将使用对赌模式开展的并购投资项目纳入内部审计重点工作任务，对对赌期内的被并购企业开展跟踪审计，对赌期结束后开展专项审计。重点关注对赌指标完成情况的真实性、完整性以及作为分期支付投资款或限售股份解禁、收取对赌补偿等程序重要依据的合规性，及时揭示问题，防止国有资产流失。

（十七）加大对高风险金融业务的监督力度。加大对金融业务领域贯彻中央重大决策部署、执行国家宏观调控和经济金融政策等方面审计力度，重点关注脱离主业盲目发展金融业务、脱实向虚、风险隐患较大业务清理整顿，以及投机开展金融衍生业务、“一把手”越权操作、超授权交易等内容。对重点金融子企业和信托、债券、金融衍生品等高风险金融业务每年至少开展1次专项审计，切实防止风险交叉传导。

（十八）落实对“三重一大”事项的跟踪审计。对重大决策、重要项目安排和大额资金使用情况进行全过程跟踪审计。加强对可行性研究论证、尽职调查、资产评估、风险评估等对重大决策、重要项目具有重要影响环节的监督力度，强化对决策规范性、科学性的监督，促进企业提高投资经营决策水平。

六、强化境外内部审计，有力保障境外国有资产安全完整

（十九）加大境外企业内部审计监督力度。结合境外企业所在国家或地区的法律法规及政治、经济、文化特点，研究制定境外内部审计制度规定，在与外方签订的投资协议（合同）或公司章程等法定文件中推动落实中方审计权限。切实推进境外审计全覆盖、常态化，对重点境外经营投资项目（投资额1亿美元以上）或重要境外企业（机构），每年至少应审计1次。完善审计方式方法，配备具备外语能力、熟悉国际法律的复合型审计人员，探索开展向重要境外企业（机构）和重大境外项目派驻审计人员，根据工作需要可聘请境内外中介机构提供服务支持。

（二十）突出境外内部审计重点关注领域。聚焦境外经营投资立项、决策、签约、风险管理等关键环节，围绕境外经营投资重点领域以及境外大额资金使用、大额采购等重要事项，对重大决策机制、重要管控制度和内控体系有效性进行监督，保障境外国有资产安全，提升国际化经营水平。

七、加强内控体系审计，促进提升企业内控体系有效性

（二十一）规范有效开展内控审计。将企业内控体系审计纳入内部审计重点工作任务，围绕企业内部权力运行和责任落实、制度制定和执行、授权审批控制和不相容职务分离控制等开展监督，倒查企业内控体系设计和运行缺陷。突出重大风险防控审计，重点检查企业重大风险评估、监测、预警和重大风险事件及时报告和应急处置等工作开展情况，以及企业合规建设、合规审查、合规事件应对等情况。规范开展对投资决策、资金管理、招投标、物资采购、担保、委托贷款、高风险贸易业务、金融衍生业务、PPP业务等重点环节、重要事项以及行业监管机构发现的风险和问题的专项内控审计，切实促进提升内控体系有效性。

八、压实整改落实责任，促进审计整改与结果运用

（二十二）压实整改落实责任。内部审计机构对审计发现问题整改落实负有监督检查责任，被审计单位对问题整改落实负有主体责任，单位主要负责人是整改第一责任人，相关业务职能部门对业务领域内相关问题负有整改落实责任。加快建立完善审计整改工作制度，完善整改落实工作规范和流程，强化内部审计机构监督检查职责，积极构建各司其职、各负其责的整改工作机制，促进整改落实工作有效落地。

（二十三）强化整改跟踪审计及审计结果运用。密切结合国家审计、巡视巡察、国资监管等各类监督发现问题的整改落实，建立和完善问题整改台账管理及“销号”制度，由内部审计机构制定统一标准并对已整改问题进行审核认定、验收销号。对长期未完成整改、屡审屡犯的问题开展跟踪审计和整改“回头看”等，细化普遍共性问题举一反三整改机制，确保真抓实改、落实到位。建立审计通报制度，将审计发现问题及整改成效依法依规在企业一定范围内进行通报。将内部审计结果及整改情况作为干部考核、任免、奖惩的重要依据之一，对审计发现的违规违纪违法问题线索，按程序及时移送相关部门或纪检监察机构处理。

九、加强出资人对内部审计工作的监管，组织开展检查评价和责任追究

（二十四）强化对内部审计工作的监管。国资委指导中央企业按照国家审计机关对内部审计工作有关要求，围绕国资监管重点任务研究制订本企业年度内部审计工作计划，有效开展内部审计各项工作。加强对内部审计工作的统筹谋划和资源整合，充分发挥内部审计力量在国资监管工作中的专业优势。各中央企业要定期向国资委报送年度审计计划、年度工作报告等情况，及时报送审计发现的重大资产损失、重要事件和重大风险等情况。认真做好对企业报送的年度内部审计工作报告审核工作，持续加强企业内部审计工作情况的汇总、分析和评价。

（二十五）建立健全出资人检查评估工作机制。国资委探索研究制定内部审计工作效能评估指标体系，对企业内部审计体系建设、审计监督、整改落实等工作开展抽查，对审计计划执行、审计质量控制、审计结果运用等工作效能进行评估，每5年全部评估1次。对内部审计工作开展不力和存在重大问题的企业印发提示函或通报，压紧压实内部审计监督责任。

（二十六）加大内部审计责任追究力度。中央企业内部审计机构对重大事项应列入审计计划而不列入，或发现重大问题后拖延不查、敷衍不追、隐匿不报等失职渎职行为，要严肃追究直接责任人员的责任及企业相应领导人员的分管或协管责任；对重大问题应当发现而未发现、查办不力或审计程序不到位的，要逐级落实责任，坚决追责问责。

各省、自治区、直辖市及计划单列市和新疆生产建设兵团国资委可以参照本意见，制定本地区所出资企业内部审计工作监督管理相关工作规范。

四、国家能源局文件

国家能源局 科学技术部 国家市场监督管理总局
国家国防科技工业局 国家核安全局
关于印发《贯彻落实〈国务院办公厅关于加强
核电标准化工作的指导意见〉有关政策措施分工方案》
的通知

国能发科技〔2019〕51号

各有关单位：

按照《国务院办公厅关于加强核电标准化工作的指导意见》（国办发〔2018〕71号）精神，结合我国核电标准化工作实际，现将《贯彻落实〈国务院办公厅关于加强核电标准化工作的指导意见〉有关政策措施分工方案》印发你们。请结合职责，认真贯彻落实。

国家能源局
科学技术部
国家市场监督管理总局
国家国防科技工业局
国家核安全局
2019年5月28日

贯彻落实《国务院办公厅关于加强核电标准化工作的指导意见》有关政
策措施分工方案

为深入贯彻实施《国务院办公厅关于印发加强核电标准化工作的指导意见》（国办发〔2018〕71号）精神，协同有序推进核电标准化工作，确保各项任务落到实处，根据有关部门和单位职责，现提出如下分工方案。

一、提升标准自主化水平

在充分总结、凝练我国核电工程技术经验、科研成果的基础上，提升我国核电标准的自主化程度。以核岛机械设备领域为切入点，重点开展标准技术路线统一专题研究，统筹考虑我国核电安全性、经济性及工业基础和监管体系，加强试验验证，制定我国自主统一的核岛机械设备标准。

具体任务：用 1-2 年的时间，解决我国核岛机械设备（包含设计、材料、无损检测、焊接、理化检验等）领域标准技术路线不统一的问题，编制一套我国自主统一的核岛机械设备标准：

1.针对我国自主压水堆核电建设的标准需求，充分借鉴标准课题成果，梳理我国核岛机械设备标准的适用性，并开展我国核岛机械设备标准与 RCC-M、ASME 等国外核电标准的技术内容对比和分析。

2.在充分借鉴标准课题成果的基础上，开展研究分析和必要试验，解决设计标准中公式参数选取，材料工艺要求、性能指标选取，核岛机械设备制造通用要求、焊接工艺和无损检测方法 & 验收准则等技术问题。

3.在深入分析研究的基础上，统筹考虑我国核安全监管要求和工业基础，兼顾核电安全性和经济性要求，研究编制我国统一的核岛机械设备标准的草案和标准释义，力争 2019 年建立统一、协调的核岛承压机械设备标准子体系。

牵头单位：国家能源局、能源行业核电标准化技术委员会

参加单位：国家核安全局，中国核工业集团有限公司牵头设计、焊接子领域研究，中国广核集团有限公司牵头材料子领域研究，国家电力投资集团有限公司牵头无损检测子领域研究，上海电气集团有限公司牵头制造子领域研究

完成时限：2019 年

二、优化标准体系结构

推动建立以通用标准为主、专用标准为辅的标准体系。提高标准体系的协调性、自治性，加强标准应用的整体性、配套性，编制总目录，分卷汇编，方便使用。

具体任务：依托每年度的标准制定和修订工作，参考对照标准课题形成的结构化标准清单，按照以制定通用标准为主、专用标准为辅的原则，梳理分析各专业领域标准子体系结构，提升现有标准体系的协调性和自治性。2019 年编制核电标准总目录，针对重要专业领域和标准化对象进行分卷汇编，强化标准系列化，并定期进行动态维护。

牵头单位：国家能源局、国家市场监督管理总局、能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

参加单位：国家核安全局、中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业

完成时限：持续推进

三、提高标准质量

加快建立能源行业核电标准动态管理机制，梳理分析现有核电标准质量和适用性，加强标准制修订工作，力争标准质量达到国际先进水平，满足实施应用的现实需求。

具体任务 1：开展现有核电标准质量的分析评估。对我国现行有效的核电标准（不包括正在开展统一工作的核岛机械设备标准）开展全面分析评估，摸清现有标准的应用程度、技术水平和存在的问题，制定本单位的标准适用清单，为进一步提升标准质量和深入推动标准应用奠定基础。建立标准应用和实施信息反馈机制，核电相关的标准化技术委员会根据适用清单适时组织开展标准修订工作，进一步提升标准质量。

牵头单位：能源行业核电标准化技术委员会（通用和核岛部分）、中国电力企业联合会（常规岛和 BOP 部分）

参加单位：中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业；全国核能标准化技术委员会、全国核仪器仪表标准化技术委员会提供技术支持

完成时限：2019 年

具体任务 2：开展现有核电标准体系对其他堆型适用性分析。用 1-2 年的时间，研究现有标准体系对我国现有压水堆以外的其他主要核电反应堆设计、建造等环节的适用性。一是分析整理我国快堆、小堆和高温气冷堆设计、建造所采用的技术标准规范；二是分析我国现有压水堆核电站标准体系框架对高温气冷堆、快堆和小堆的适用性；三是根据适用性分析结果，给出标准制修订项目清单建议。

牵头单位：国家国防科技工业局、能源行业核电标准化技术委员会

参加单位：清华大学牵头负责核电标准体系框架对高温气冷堆的适用性分析，中国核工业集团有限公司、核与辐射安全中心参与；中国核工业集团有限公司负责核电标准体系框架对钠冷快中子增殖堆的适用性分析；中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团公司分别牵头负责核电标准体系框架对本集团小型压水堆的适用性分析，中国广核集团有限公司参与

完成时限：2019 年

具体任务 3：加强标准全过程管理，提升标准质量。进一步规范标准的制修订管理，注重标准立项评估，控制数量，并强化对标准起草、征求意见、技术审查等环节的质量控制。进一步发挥标准化技术委员会委员的作用，保持委员的稳定性。完善核电标准动态管理机制,对标准进行评估和定期复审，对不适用核电发展需求和技术进步的及时进行修订和废止。

牵头单位：能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

完成时限：持续推进

四、完善相关政策

完善核电项目核准、监督的相关制度，将采用自主核电标准的比例作为项目核准的一项重要参考指标。制定相关政策，提高行业研究和应用自主标准的积极性。

具体任务 1: 完善核电项目核准制度。研究完善《核电项目核准申请与审查工作细则（暂行）》，鼓励推进自主核电标准应用。

牵头单位: 国家能源局

完成时限: 2019 年

具体任务 2: 完善核电项目核安全审评程序制度，进一步规范和指导我国核电项目的核安全审评工作，促进自主核电标准应用。

牵头单位: 国家核安全局

完成时限: 2020 年

具体任务 3: 制定并完善我国核电标准的实施应用方案，定期向行业主管部门汇报落实情况。在国内自主核电项目中以我国核电标准为主，在出口项目中积极采用我国核电标准，力争 5 年内实现我国核岛机械设备、电气等主要领域的核电标准在自主项目中得到广泛应用，切实推动我国核电标准在出口核电项目中的应用。

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业

完成时限: 2019 年完善实施应用方案；2022 年实现我国主要领域核电标准在自主项目中的广泛应用

五、推进标准认可

完善与核安全相关标准的认可制度，优化程序，创新模式，提高效率，为我国核电标准的应用和实施创造条件。

具体任务: 修订《与核安全相关的能源行业核电标准管理和认可实施暂行办法》。在常态化标准认可工作的基础上，进一步创新认可模式，提升认可质量。

牵头单位: 国家核安全局、国家能源局

完成时限: 2019 年

六、加强宣传贯彻实施

通过宣讲培训、技术交流等方式，多渠道、多层次开展核电标准宣传贯彻工作。搭建标准实施反馈平台，优化实施反馈机制，实现标准实施—反馈—提升的良性循环。

具体任务 1: 多渠道加大对核电标准的宣贯。利用网站、期刊等媒体及时发布核电标准动态，对每项核电标准进行宣传介绍。每年定期组织对重要核电标准的宣讲培训会议，促进行业技术人员对核电标准的理解和使用。

牵头单位: 能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

参加单位: 各核电集团及相关企业

完成时限: 持续推进

具体任务 2: 优化标准实施反馈机制，建立实施反馈平台。依托核电标准信息化平台，建立健全核电标准的实施信息反馈和答疑机制，适时收集标准存在的问题并及时解答行业对标准使用中的疑问，根据反馈情况对标准及时开展修订工作，实现标准实施—反馈—提升的良性发展。标准主要起草单位定期分析评估标准的应用情况并及时反馈至国家能源局或标准化技术委员会。各企业建立标准的培训、实施和反馈制度，对每项标准及时开展培训和应用，并积极对标准应用情况进行反馈。

牵头单位: 能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业

完成时限: 2020 年

七、推进与核电贸易国标准化合作

加强对核电贸易国行业政策、监管体系和标准体系的研究，推动建立双边、多边合作机制，强化标准与政策、规则的有效衔接。

具体任务: 依托海外工程或重大装备出口，推动与核电贸易国建立双边的核电标准化合作机制，加强对核电贸易国的行业政策、监管体系和标准体系的研究，推动我国核电标准在出口项目中的应用，探索与核电贸易国进行标准共建。

牵头单位: 国家能源局、国家市场监督管理总局

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业；能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会提供技术支持

完成时限: 持续推进

八、加强与国际标准组织合作

积极参与国际标准组织活动，在相关国际标准化工作中发挥更大作用。加强与核电强国的标准技术交流与合作，推动标准互认、标准共建及技术交流等合作，提升我国核电标准国际影响力和认可度。

具体任务 1: 加强与国际标准化组织（ISO、IEC）的交流与合作。积极行使我国作为 ISO/TC85/SC6 联合秘书和副主席承担国的职责，提升我国在国际标准化组织中的影响力。积极申报和参与国际标准制定，将我国技术先进、条件成熟的核电标准向国际标准转化，开展已立项的国际标准编制工作，积极参与 ISO、IEC 各成员国提出的相关提案。

牵头单位: 国家市场监督管理总局

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业；全国核能标准化技术委员会、全国仪器仪表技术委员会、中国电力企业联合会提供技术支持

完成时限: 持续推进

具体任务 2: 加强与核电强国的交流与合作。推动与国际原子能机构在核领域的标准合作，深化与法国 AFCEN、美国 ASME 的合作，落实《中法核电标准规范合作协议》，开展标准翻译、解释和澄清、标准化研究、技术和人员交流等合作。积极加强与英国 BSI 等其他国家相关标准化组织的交流与合作，开展双边或多边技术交流活动。

牵头单位: 国家能源局、国家国防科技工业局、国家市场监督管理总局、能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业

完成时限: 持续推进

九、提升信息化水平

统筹规划，建立核电标准信息化工作平台，做好与现有平台的对接，推进核电标准化与信息化融合，提升核电标准化工作效率，提高核电标准共享程度，拓展核电标准服务内容，提升核电标准服务质量。

具体任务: 制定核电标准信息化规划，建立核电标准信息化建设和运行维护的长效工作机制。用 1-2 年时间建成基于互联网的核电标准信息化管理和服务平台，实现核电标准化的线上工作管理和信息服务。用 2-3 年时间，进一步完善信息化平台，优化各功能模块，逐步探索移动端等新形式的信息化管理和服务模式。

牵头单位: 国家能源局、能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

完成时限: 2020 年

十、注重队伍建设

加强核电标准化组织建设，积极引进和培育标准化高端人才，广泛吸纳核电技术专家，引进国际高级专业技术人才。对参与核电标准化工作的专业技术人员在待遇提高、职务和职称晋升等方面予以倾斜。

具体任务 1: 建立健全标准化人才培养机制。制定优秀委员和优秀核电标准奖励办法，定期评选优秀委员和优秀标准，提高专业人才参加核电标准化工作的积极性。定期组织能源行业核电标准化技术委员会委员和核电常规岛及 BOP 领域的标准化人员的培训，提升标准化人员的专业水平。开展国际标准化人才培养，每年选派人员到国际、国外标准化组织中进行交流访问，发挥在国际上的影响力，提升我国国际人才水平。

牵头单位: 国家能源局、国家核安全局、能源行业核电标准化技术委员会、中国电力企业联合会

完成时限: 持续推进

具体任务 2: 制定和完善相关激励政策，加大标准化人才支持力度，鼓励专业技术人员积极参与核电标准化工作，增加参与标准工作在职称评定、绩效考核、先进评选等方面的评价指标权重。

参加单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业

完成时限: 2019 年

十一、全面开展标准化科研

结合我国工业基础和研究现状，对关键性能指标开展必要的试验研究和验证，提升核电标准自主化水平。分析比对国外先进核电标准，总结我国核电标准与国外先进核电标准的差异，进一步提升我国核电标准自洽性、完整性和先进性。加强科研成果转化，适时将技术创新成果转化为标准，促进新技术的推广和应用。

具体任务 1: 国家科技计划支持核电技术标准研究，对关键性能指标开展必要的试验研究、验证等工作。

牵头单位: 科技部、国家市场监督管理总局、国家能源局、国家核安全局

完成时限: 持续推进

具体任务 2: 依托核电工程建设、技术攻关、设备研发等重大项目同步开展核电标准化科研，以适时将技术创新成果转化为标准，促进新技术的推广和应用。

牵头单位: 国家能源局、国家国防科技工业局

参加单位: 各核电集团及相关企业

完成时限: 持续推进

十二、强化资金支持

各有关单位要加大核电标准化经费支持，各核电集团要积极配套核电标准化工作经费，引导和鼓励社会力量积极参与核电标准化工作，多渠道落实核电标准化经费，形成对核电标准化工作的有效支持保障。

具体任务 1: 有关部门统筹利用部门预算做好核电标准建设经费保障。

牵头单位: 国家能源局、国家市场监督管理总局、国家核安全局、国家国防科技工业局

参加单位: 财政部

完成时限: 持续推进

具体任务 2: 各核电集团及相关企业、科研机构设立专门的核电标准化工作经费，支持行业核电标准建设和核电工程定额工作的开展。

牵头单位: 中国核工业集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、中国广核集团有限公司及核电相关企业、科研机构

完成时限: 持续推进

国家能源局综合司关于公布 2019 年光伏发电项目国家补贴竞价结果的通知

国能综通新能〔2019〕59 号

各省、自治区、直辖市发展改革委（能源局），国家能源局各派出监管机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，国家可再生能源信息管理中心：

根据《国家能源局关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49 号），在各省（自治区、直辖市）能源主管部门组织项目、审核申报的基础上，我局组织开展了 2019 年光伏发电项目国家补贴竞价排序工作，现将竞价排序结果及有关要求通知如下。

一、遵循公平、公正原则，经委托国家可再生能源信息管理中心对各省能源主管部门审核申报项目进行复核、竞价排序，拟将北京、天津等 22 个省（区、市）的 3921 个项目纳入 2019 年国家竞价补贴范围，总装机容量 2278.8642 万千瓦，其中普通光伏电站 366 个、装机容量 1812.3316 万千瓦，工商业分布式光伏发电项目 3555 个、装机容量 466.5326 万千瓦，具体名单在国家能源局网站上予以公布。各项目按要求建成并网后依政策纳入国家竞价补贴范围，享受国家补贴。

二、请相关省级能源主管部门组织各项目单位和项目所在地按照国能发新能〔2019〕49 号文件相关要求，认真落实申报项目的各项条件和承诺，扎实做好拟纳入 2019 年国家竞价补贴范围项目的各项建设工作；请电网企业按照相关要求，切实做好光伏发电项目送出工程建设相关工作，保障项目及时并网，共同促进光伏产业健康有序、高质量发展。

三、请相关省级能源主管部门组织各项目单位建立建设进度月报制度，于每月 5 日前在国家可再生能源信息管理系统中在线填报截至上月底情况，并督促加快建设，确保按期建成并网。对于逾期未全容量建成并网的，每逾期一个季度并网电价补贴降低 0.01 元/千瓦时；在申报投产所在季度后两个季度内仍未建成并网的，取消项目补贴资格。

四、请国家能源局各派出监管机构加强对监管区域国家竞价补贴项目建设、电网送出落实、并网和消纳等事项的监管。我局将根据项目条件落实和建设实施等实际情况，做好名单动态跟踪管理。

附件：1.拟纳入 2019 年光伏发电国家竞价补贴范围项目汇总表

2.拟纳入 2019 年光伏发电国家竞价补贴范围项目名单

附表 1

各省（区、市）申报国家补贴竞价项目总体情况

单位：万千瓦

序号	省 (区、 市)	普通光伏电站		全额上网工商业 分布式光伏		自发自用、余电上网工 商业分布式光伏		合计	
		个 数	装 机 容 量	个 数	装 机 容 量	个 数	装 机 容 量	个 数	装 机 容 量
1	北京	0	0	0	0	167	19.8285	167	19.8285
2	天津	12	29.1639	0	0	59	14.4035	71	43.5674
3	河北	22	108.47	3	1.2195	30	8.2892	55	117.9787
4	山西	49	296.0001	80	5.3106	12	5.7899	141	307.1006
5	内蒙古	8	39.5	49	3.5565	20	1.878	77	44.9345
6	辽宁	0	0	6	3.2899	59	13.9041	65	17.194
7	上海	2	3.9	2	0.4791	216	17.1421	220	21.5212
8	江苏	19	73.95	21	8.3336	612	85.6688	652	167.9524
9	浙江	20	94.5936	229	14.0726	1446	140.4919	1695	249.1581
10	安徽	14	49	10	4.744	117	21.6876	141	75.4316
11	江西	28	88.957	4	1.938	108	24.6076	140	115.5026
12	山东	24	70.8	20	6.8173	161	21.7844	205	99.4017
13	河南	4	4.66	5	2.225	80	20.1034	89	26.9884
14	湖北	20	107.7	2	0.7599	61	18.7028	83	127.1627
15	湖南	11	76	0	0	41	9.77	52	85.77
16	广东	28	137.3	11	3.085	168	26.6173	207	167.0023
17	广西	15	44	0	0	13	0.7792	28	44.7792
18	重庆	1	20	18	0.8444	2	0.0784	21	20.9228
19	四川	0	0	4	0.107	52	0.4144	56	0.5214
20	贵州	55	356.172	6	3.1043	2	0.82	63	360.0963
21	陕西	35	123.75	19	3.2832	25	5.2449	79	132.2781
22	青海	3	32	0	0	0	0	3	32

23	宁夏	17	173.922	1	0.599	10	4.284	28	178.805
合计		387	1929.839	490	63.7689	3461	462.29	4338	2455.8979

附表 2

各省（区、市）拟纳入国家竞价补贴范围项目总体情况

单位：万千瓦

序号	省 (区、 市)	普通光伏电站		全额上网工商业 分布式光伏		自发自用、余电上网工 商业分布式光伏		合计	
		个数	装机容量	个数	装机容量	个数	装机容量	个数	装机容量
1	北京	0	0	0	0	167	19.8285	167	19.8285
2	天津	12	29.1639	0	0	59	14.4035	71	43.5674
3	河北	22	108.47	3	1.2195	30	8.2892	55	117.9787
4	山西	49	296.0001	80	5.3106	12	5.7899	141	307.1006
5	内蒙古	8	39.5	49	3.5565	20	1.878	77	44.9345
6	辽宁	0	0	4	2.29	57	13.654	61	15.944
7	上海	2	3.9	2	0.4791	216	17.1421	220	21.5212
8	江苏	4	13.95	7	2.0546	310	37.311	321	53.3156
9	浙江	20	94.5936	228	14.0685	1422	137.7541	1670	246.4162
10	安徽	14	49	10	4.744	117	21.6876	141	75.4316
11	江西	27	85.45	4	1.938	109	24.6076	140	111.9956
12	山东	24	70.8	20	6.8173	161	21.7844	205	99.4017
13	河南	4	4.66	5	2.225	80	20.1034	89	26.9884
14	湖北	19	105.7	2	0.7599	61	18.7027	82	125.1626
15	湖南	11	76	0	0	41	9.77	52	85.77
16	广东	28	137.3	11	3.085	164	26.1669	203	166.5519
17	广西	15	44	0	0	8	0.4743	23	44.4743
18	重庆	0	0	18	0.8444	2	0.0784	20	0.9228
19	四川	0	0	4	0.107	10	0.3102	14	0.4172
20	贵州	55	356.172	6	3.1043	2	0.82	63	360.0963
21	陕西	35	123.75	19	3.2832	25	5.2449	79	132.2781

22	宁夏	17	173.922	1	0.599	9	4.246	27	178.767
合计		366	1812.332	473	56.4859	3082	410.0467	3921	2278.8642

各国家能源局综合司关于成立核电厂消防专家委员会的通知

国能综通核电〔2019〕78号

各有关单位：

根据工作需要，决定成立核电厂消防专家委员会，现将有关事项通知如下：

一、主要职责

支持核电厂消防监督管理工作，为核电厂消防法规标准制（修）订、消防设计审查、消防竣工验收、消防监督检查等提供专家咨询、审议意见和工作建议。

二、组成人员

主任：史立山 国家能源局

副主任：赵成昆 中国核能行业协会

朱国庆 中国矿业大学

宋卫国 中国科学技术大学

修炳林 中国核电发展中心

委员：（按姓氏笔画排序）

马 恒 原公安部消防局

王卫东 中广核核电运营有限公司

王煜宏 深圳中广核工程设计有限公司

石 琦 中核能源科技有限公司

闫 术 辽宁红沿河核电有限公司

孙 旋 中国建筑科学研究院有限公司

李 进 原北京市公安消防总队

李忠哲 山东核电有限公司

李建文 苏州热工研究院有限公司
肖 钧 生态环境部核与辐射安全中心
杨佳庆 应急管理部上海消防研究所
赵长征 应急管理部四川消防研究所
赵锦洋 电力规划设计总院
信天民 华龙国际核电技术有限公司
俞卓平 原国防科工委
郭志伟 烟台众创核电研发中心
堵树宏 中国核电工程有限公司
葛鸿辉 上海核工程研究设计院有限公司
董军成 中核核电运行管理有限公司
疏学明 清华大学
楼子昂 华能山东石岛湾核电有限公司
秘书长：李晓萌 国家能源局
副秘书长：姜 波 中国核电发展中心

请各有关单位对核电厂消防专家委员会的工作给予支持，保障专家委员会活动正常开展。
特此通知。

国家能源局综合司
2019年10月28日

国家能源局关于颁布 2018 年版电力建设工程定额和费用 计算规定的通知

国能发电力〔2019〕81号

为适应电力发展新形势，进一步统一和规范电力建设工程的计价行为，合理确定和有效控制电力建设工程造价，指导电力建设工程有序开展，我局委托中国电力企业联合会修编完成《电力建设工程定额和费用计算规定（2018年版）》，具体包括《火力发电工程建设预算编制与计算规定》《电网工程建设预算编制与计算规定》《电力建设工程概算定额—建筑工程、热力设备安装工程、电气设备安装工程、调试工程》《电力建设工程预算定额—建筑工程、热力设备安装工程、电气设备安装工程、架空输电线路工程、电缆输电线路工程、调试工程、通信工程、加工配

制品》。现印发你们，请遵照执行。同时，《电力建设工程定额和费用计算规定（2013年版）》停止执行。

国家能源局
2019年11月22日

国家能源局关于印发《能源领域首台（套）重大技术装备评定和评价办法（试行）》的通知

国能发科技〔2019〕89号

各有关单位：

为深入贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，加快推进能源技术革命，有效推动能源领域短板技术装备突破，做好能源领域首台（套）重大技术装备示范应用工作，特制定《能源领域首台（套）重大技术装备评定和评价办法（试行）》。现印发给你们，请遵照执行。

附件：能源领域首台（套）重大技术装备评定和评价办法（试行）

国家能源局
2019年12月30日

附件

能源领域首台（套）重大技术装备评定和评价办法（试行）

第一章 总 则

第一条 为落实《关于促进首台（套）重大技术装备示范应用的意见》（发改产业〔2018〕558号）和《国家能源局关于促进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用的通知》（国能发科技〔2018〕49号）等文件要求，规范能源领域首台（套）重大技术装备的评定和评价工作，特制定本办法。

第二条 能源领域首台（套）重大技术装备是指国内率先实现重大技术突破、拥有自主知识产权、尚未批量取得市场业绩的能源领域关键技术装备，包括前三台（套）或前三批（次）成套设备、整机设备及核心部件、控制系统、基础材料、软件系统等。

第三条 本办法所称评定是指对申报的能源技术装备进行审查，确定能源领域首台（套）重大技术装备清单。本办法所称评价是指能源领域首台（套）重大技术装备示范应用结束后，对示范效果进行评价，提出评价意见。

第四条 能源领域首台（套）重大技术装备评定和评价工作由国家能源局牵头组织实施，主要包括申报、评定、示范及效果评价。

第二章 申报要求

第五条 能源领域首台（套）重大技术装备由研制单位或研制单位联合用户企业根据技术装备突破情况申报。各行业协会可根据本行业技术装备发展情况向国家能源局推荐能源领域首台（套）重大技术装备。各地方发改委（能源局）、有关中央企业负责组织本地区、本企业的申报工作，汇总后统一上报国家能源局。

第六条 能源领域首台（套）重大技术装备申报需要提供的材料包括：企业基本情况介绍、研发及售后保障能力、技术装备自主创新情况、技术装备适用范围、国内外技术装备发展现状及应用前景、主要技术规格参数和技术水平、运行安全风险、科技成果鉴定（或评价）材料、科技查新报告、自主知识产权证明等。对于尚未应用或应用时间小于半年的技术装备可不提供科技成果鉴定（或评价）材料，由第三方权威机构出具的技术方案评审意见或产品检测（测试）报告代替。（具体格式见技术装备申请报告（参考））

第七条 申报材料应按上述要求整理，内容完整、格式清晰，能够真实、准确、充分地反映研制单位和技术装备的有关情况。国家能源局负责对申报材料进行格式审查，审查合格的项目进入评定环节。

第三章 评定工作过程和要求

第八条 国家能源局依法依规选定并委托第三方机构组织开展能源领域首台（套）重大技术装备评定工作，评定工作过程如下：

（一）被委托单位组织能源技术装备领域资深专家，组建不同专业领域的专家组，召开评定会，对申报的技术装备进行评定。

（二）评定会结束后，被委托单位负责对各专家组意见进行汇总，并以正式文件上报国家能源局。

（三）国家能源局负责对评定结果进行公示，经公示无异议后，列入能源领域首台（套）重大技术装备清单，并在国家能源局网站发布。国家能源局负责定期更新能源领域首台（套）重大技术装备清单。

（四）国家科技重大项目等国家课题项目支持研制的能源技术装备和能源领域短板技术装备

经评定优先纳入能源领域首台（套）重大技术装备清单。

（五）对于能源领域亟需的重大技术装备，可根据技术装备研制进展“成熟一个，评定一个”。

第九条 能源领域首台（套）重大技术装备评定专家和相关工作要求如下：

（一）评定专家由被委托单位推荐，要求具有正高级职称，且从事相关领域技术工作超过 10 年，专家组成员要涵盖制造、使用、设计等方向，各领域专家组人数不少 7 人，并回避前期技术方案评审专家。

（二）评定会包括材料审查和企业答辩，各专家组根据资料和答辩情况对参评的技术装备进行评定，形成评定意见。

（三）能源领域首台（套）重大技术装备从以下方面评定：技术水平、适用范围、工程应用条件、安全风险、保障措施以及制造企业资质、研发与生产能力、质量与售后保障能力等。

第四章 支持政策

第十条 用户企业应积极承担能源领域首台（套）重大技术装备示范任务。对于行业亟需的重点技术装备，国家能源局将协调优先开展示范。

第十一条 能源领域首台（套）重大技术装备及其示范项目享受《关于促进首台（套）重大技术装备示范应用的意见》（发改产业〔2018〕558 号）和《国家能源局关于促进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用的通知》（国能发科技〔2018〕49 号）中明确的其他优惠政策。

第十二条 鼓励能源领域首台（套）重大技术装备示范单位利用商业保险等经济手段转移技术装备的质量和和责任风险，商业保险的赔偿限额应尽可能弥补事故造成的损失。

第五章 监管和评价

第十三条 能源领域首台（套）重大技术装备示范项目承担单位应及时向国家能源局报告项目执行情况和影响项目实施的重大事项等。国家能源局定期组织对能源领域首台（套）重大技术装备示范情况进行跟踪、评价。如发现技术装备存在材料造假等虚假申报不良行为，国家能源局将取消其能源领域首台（套）重大技术装备资格，相关单位三年内不得再次申报。

第十四条 能源领域首台（套）重大技术装备示范完成后，技术装备研制单位联合用户单位向国家能源局提交示范评价申请。评价材料包括：示范项目完成情况、示范效果、技术装备运行情况等。对于确有需求的技术装备，为确保质量，可附第三方出具的设备制造过程监督报告等材料。

第十五条 国家能源局依法依规选定并委托第三方机构组织能源技术装备领域资深专家，组建相关专业专家组，对能源领域首台（套）重大技术装备示范应用情况进行评价并给出评价意见。

第六章 附 则

第十六条 本办法由国家能源局负责解释，下一步将根据前期工作反馈进一步完善评定评价工作方式。

第十七条 本办法自发布之日起施行。

关于印发《关于加强储能标准化工作的实施方案》的通知

国能综通科技〔2020〕3号

为落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号），加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用，我们结合实际，制定了《关于加强储能标准化工作的实施方案》。现印发你们，请认真贯彻执行。

国家能源局综合司
应急管理部办公厅
国家市场监督管理总局办公厅
2020年1月9日

关于加强储能标准化工作的实施方案

为落实《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号），加强储能标准化建设工作，发挥标准的规范和引领作用，促进储能产业高质量发展，制定本实施方案。

一、总体要求

（一）**指导思想**。以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻落实党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，坚持新发展理念，深入贯彻能源安全新战略，强化顶层设计和工作统筹，科学建设储能标准体系，有力支撑储能技术与产业发展。

（二）**工作目标**。到2021年，形成政府引导、多方参与的储能标准化工作机制，推进建立较为系统的储能标准体系，加强储能关键技术标准制修订和储能标准国际化。

二、重点任务

（一）**建立储能标准化协调工作机制**。国家能源局会同应急管理部、市场监管总局（标准委）等建立储能标准化协调工作机制，指导储能标准化建设，协调解决储能标准化工作中的重大问题。加强储能标准化技术组织体系建设，促进协调相关行业标准化管理机构，以及储能领域相关标准化技术组织间的沟通及协作。

（二）**建设储能标准体系**。跟踪储能技术与产业发展，针对储能设施在能源系统的应用，建立涵盖储能系统与设备及其应用，相互支撑、协同发展的标准体系。积极推进关键储能标准制定，

鼓励新兴储能技术和应用的标准研究工作。

（三）推动储能标准化示范。推进储能技术创新与标准研制有效结合，鼓励在储能工程示范项目中开展标准应用、验证、研制，将成功的工程应用经验转化为标准。开展储能标准化试点示范，促进企业运用标准化方式组织储能工程应用，发挥标准化对储能产业的支撑和引领作用。

（四）推进储能标准国际化。积极承担储能技术国际标准制修订任务，实质性参与储能技术领域的国际标准化工作。在国际标准研究和验证的基础上，进一步提升储能国际标准的转化率。通过双边、多边能源国际合作，促进储能标准国际化。

三、保障措施

（一）加强组织协调。国家能源局会同有关部门每年定期组织储能有关标准化管理机构、标准化技术组织、学协会召开储能标准化工作联席会议，研究解决储能领域标准的重大问题，统筹部署储能领域标准化工作计划。

（二）加强信息共享。建立储能标准信息平台，共享储能标准化工作动态信息。相关标准化技术组织按职责分工，定期将标准制修订成果和工作信息在平台上共享。

（三）加强技术交流。发挥相关标准化管理机构、标准化技术组织、学协会的平台作用，加强储能标准宣贯，促进储能重点标准贯彻落实。积极开展储能标准技术交流，推动储能标准应用实施和技术进步。针对储能领域热点、难点问题，组织专题研讨。

（四）加强监督管理。国家能源局会同有关部门对在工程中实施效果良好的储能标准加强推广应用；对内容滞后、交叉重复、使用率低的国家标准和行业标准，及时推进标准修订、整合或废止。

国家能源局关于发布 2023 年煤电规划建设风险预警的 通 知

国能发电力〔2020〕12号

各省、自治区、直辖市、新疆生产建设兵团能源局、有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，中电联，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司，中国国际工程咨询公司、电力规划设计总院：

为落实国家煤电发展政策提出的按年发布实施煤电规划建设风险预警的要求，增强电力、热力供应保障能力，更好指导地方和发电企业按需有序核准、建设省内自用煤电项目，现将 2023 年分省煤电规划建设风险预警结果印送你们，并就有关事项通知如下。

一、煤电规划建设风险预警的指标体系分为煤电装机充裕度预警指标、资源约束指标、煤电建设经济性预警指标。其中，煤电装机充裕度预警指标是约束性指标，体现了当地煤电装机、电力供应的冗余情况；资源约束指标是约束性指标，反映了在当地规划建设煤电项目的可行性；煤电建设经济性预警指标是建议性指标，体现了建设省内自用煤电项目的经济性，为规划建设煤电项目提供决策参考。

二、煤电装机充裕度预警指标基于 2023 年各省、自治区、直辖市电力系统备用率，分为红色、橙色、绿色三个等级。煤电装机明显冗余、系统备用率过高的为红色预警；煤电装机较为充裕、系统备用率偏高的为橙色预警；电力供需基本平衡或有缺口的、系统备用率适当或者偏低的为绿色。各省、自治区、直辖市电力系统参考备用率测算方法及预警结果见附件 1 和附件 2。

三、资源约束指标基于各省、自治区、直辖市的大气污染物排放、水资源、煤炭消费总量以及其他相关资源的约束情况，分为红色、绿色两个等级。对于《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22 号）确定的重点区域，资源约束指标为红色预警；其余为绿色。各省、自治区、直辖市资源约束情况见附件 3。

四、煤电建设经济性预警指标基于 2023 年各省、自治区、直辖市新投运省内自用煤电项目的预期投资回报率，分为红色、橙色、绿色三个等级。投资回报率低于当期中长期国债利率的为红色预警；投资回报率在当期中长期国债利率至一般项目收益率（电力项目通常为 8%）之间的为橙色预警；投资回报率高于一项项目收益率的为绿色。煤电项目预期投资回报率计算方法、预警结果见附件 4 和附件 5。

五、在电力供需形势、煤价、电价等关键条件发生较大变化或者相关重大政策出台后，我局将及时更新风险预警结果，另行补充发布。

特此通知。

- 附件： 1. 各省、自治区、直辖市电力系统参考备用率
2. 2023 年装机充裕度情况
3. 2023 年资源约束情况
4. 煤电项目预期投资回报率计算方法
5. 2023 年经济性预警情况

国家能源局
2020 年 2 月 11 日

附件 1

各省、自治区、直辖市电力系统参考备用率

序号	地区		合理备用率	绿色区间	橙色区间	红色区间
1	黑龙江		13%	≤15%	15-16%	>16%
2	吉林		13%	≤15%	15-17%	≥17%
3	辽宁		13%	≤14%	14-17%	≥17%
4	内蒙古	蒙东	15%	≤19%	19-20%	≥20%
5		蒙西	15%	≤16%	16-21%	≥21%
6	北京		15%	-	-	-
7	天津		15%	≤19%	19-20%	≥20%
8	河北	冀北	13%	≤15%	15-17%	≥17%
9		冀南	13%	≤14%	14-18%	≥18%
10	山东		13%	≤14%	14-17%	≥17%
11	山西		13%	≤15%	15-19%	≥19%
12	陕西		13%	≤15%	15-18%	≥18%
13	甘肃		13%	≤15%	15-18%	≥18%
14	青海		13%	≤16%	16-18%	≥18%
15	宁夏		15%	≤18%	18-20%	≥20%
16	新疆		15%	≤17%	17-22%	≥22%
17	河南		14%	≤15%	15-19%	≥19%
18	湖北		14%	≤16%	16-20%	≥20%
19	湖南		14%	≤16%	16-20%	≥20%
20	江西		14%	≤16%	16-22%	≥22%
21	四川		14%	≤15%	15-19%	≥19%
22	重庆		15%	≤17%	17-21%	≥21%
23	西藏		-	-	-	-
24	上海		15%	≤17%	17-18%	≥18%
25	江苏		12%	≤13%	13-17%	≥17%
26	浙江		12%	≤13%	13-17%	≥17%
27	安徽		12%	≤14%	14-18%	≥18%
28	福建		12%	≤14%	14-18%	≥18%
29	广东		13%	≤14%	14-18%	≥18%

序号	地区	合理备用率	绿色区间	橙色区间	红色区间
30	广西	13%	≤15%	15-17%	≥17%
31	云南	13%	≤14%	14-20%	≥20%
32	贵州	13%	≤15%	15-20%	≥20%
33	海南	20%	≤25%	25-29%	≥29%

注：绿色区间：系统实际备用率不高于合理备用率，或在合理备用率之上小于当地一台大型煤电单机对应的系统备用率；

红色区间：系统实际备用率在合理备用率之上多出当地一年负荷增长需要的装机所对应的系统备用率；

橙色区间：系统实际备用率介于绿色及红色范围之内。

附件 2

2023 年装机充裕度情况

序号	地区	煤电装机充裕度预警指标	序号	地区	煤电装机充裕度预警指标
1	黑龙江	橙色	18	湖北	绿色
2	吉林	橙色	19	湖南	绿色
3	辽宁	绿色	20	江西	绿色
4	内蒙古	蒙东	21	四川	绿色
5		蒙西	22	重庆	绿色
6	北京	--	23	西藏	--
7	天津	绿色	24	上海	绿色
8	河北	冀北	25	江苏	绿色
9		冀南	26	浙江	绿色
10	山东	绿色	27	安徽	绿色
11	山西	红色	28	福建	绿色
12	陕西	绿色	29	广东	绿色
13	甘肃	红色	30	广西	绿色
14	青海	绿色	31	云南	绿色
15	宁夏	红色	32	贵州	绿色
16	新疆	橙色	33	海南	绿色
17	河南	绿色			

附件 3

2023 年资源约束情况

序号	地区		资源约束指标		序号	地区	资源约束指标	
1	黑龙江		绿色		16	新疆	绿色	
2	吉林		绿色		17	河南	重点区域	红色
3	辽宁		绿色				其它区域	绿色
4	内蒙古	蒙东	绿色		18	湖北	绿色	
5		蒙西	绿色		19	湖南	绿色	
6	北京		红色		20	江西	绿色	
7	天津		红色		21	四川	绿色	
8	河北	冀北	重点区域	红色	22	重庆	绿色	
			其它区域	绿色	23	西藏	绿色	
9		冀南	红色		24	上海	红色	
10	山东		重点区域	红色	25	江苏	红色	
			其它区域	绿色	26	浙江	红色	
11	山西		重点区域	红色	27	安徽	红色	
			其它区域	绿色	28	福建	绿色	
12	陕西		重点区域	红色	29	广东	绿色	
			其它区域	绿色	30	广西	绿色	
13	甘肃		绿色		31	云南	绿色	
14	青海		绿色		32	贵州	绿色	
15	宁夏		绿色		33	海南	绿色	

注：“重点区域”是指《关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22号）所确定的重点区域范围。

附件 4

煤电项目预期投资回报率计算方法

$$k_{lr} = [(P - R_{ca} \times P_{ca} / 10^6) T_v / C_E - (k_{zj} + r \times k_{ll} + k_{cb})] / (1 - r)$$

其中： k_{lr} ：煤电项目资本金投资回报率；

P ：煤电项目上网电价（不含税），单位为“元/千瓦时”；

C_E ：单位千瓦动态投资，单位为“元/千瓦”；

T_v ：预计的年利用小时数，单位为“小时”；

k_{zj} ：折旧率，按 20 年折旧年限，取 5%；

r ：贷款占总投资的比例，电力项目一般为 80%；

k_{ll} : 贷款利率;

k_{cb} : 经营成本率, 全年经营成本与总投资的比率, 包括修理费, 人工工资福利及保险、材料费、其它费用等。以 K_{cb} 取 2.5% 为基准, 初步测算典型煤电项目投资回报率; 而后, 将初算的投资回报率代入计算式: $K_{cb}=0.0737 \times \text{初算的项目投资回报率}+0.0118$, 进而得到适用于具体项目的 K_{cb} 建议取值。

R_{ca} : 机组发电煤耗, 单位为“克/千瓦时”;

P_{ca} : 预计标煤价格 (含税), 单位为“元/吨”, 参照近 3 年中国电煤价格指数 (折算至 7000 大卡热值标煤) 通过加权得出, 由近及远权重分别取 0.5、0.3 和 0.2。

附件 5

2023 年经济性预警情况

序号	地区		煤电建设经济性预警指标	序号	地区	煤电建设经济性预警指标
1	黑龙江		绿色	18	湖北	绿色
2	吉林		红色	19	湖南	绿色
3	辽宁		红色	20	江西	红色
4	内蒙古	蒙东	绿色	21	四川	红色
5		蒙西	绿色	22	重庆	绿色
6	北京		--	23	西藏	--
7	天津		红色	24	上海	绿色
8	河北	冀北	绿色	25	江苏	绿色
9		冀南	绿色	26	浙江	绿色
10	山东		绿色	27	安徽	绿色
11	山西		绿色	28	福建	绿色
12	陕西		绿色	29	广东	绿色
13	甘肃		红色	30	广西	红色
14	青海		红色	31	云南	红色
15	宁夏		红色	32	贵州	绿色
16	新疆		绿色	33	海南	绿色
17	河南		橙色			

国家能源局综合司关于进一步做好电力建设工程开复工安全管理有关工作的通知

国能综通安全〔2020〕12号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局、有关省（直辖市）发展改革委，北京市城市管理委员会，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，各有关单位：

当前，各地电力建设工程集中开复工，疫情防控和安全防范压力交织叠加，形势严峻复杂，为深入贯彻习近平总书记关于疫情防控的重要讲话和指示批示精神，全面落实国家能源局关于做好疫情防控保障电力安全生产工作的工作部署，有效防范电力建设工程安全风险，现就电力建设工程开复工安全管理有关要求通知如下。

一、提高站位，严格落实疫情防控和安全生产责任

各单位要切实提高站位，高度重视电力建设工程开复工安全管理工作，深刻认识当前疫情防控严峻形势，认真学习习近平总书记关于新型冠状病毒肺炎疫情防控的重要讲话精神，严格落实党中央、国务院重大决策部署要求，坚持把人民群众生命安全和身体健康放在第一位，切实做到疫情防控和电力建设“两手抓、两不误”。

各单位应充分认识工程开复工初期疫情防控的风险，强化组织领导，围绕疫情防控需要，全力做好疫情防控保障服务。进一步加强安全生产监督管理，落实安全生产主体责任，新建电力工程开工应当按照国家有关规定办理工程质量监督手续，切实把管控措施落实到工程建设的每个环节、把安全责任落实到每名人员，做到守土有责、守土担责、守土尽责，坚决遏制电力建设领域重特大事故发生。

二、突出重点，扎实做好工程开复工疫情防控工作

各电力企业要结合疫情防控需要，全力做好电力建设工程开复工过程中的疫情防控工作。

一是要做好风险评估工作。电力企业要落实地方疫情防控管理要求，在开复工前组织力量对有关区域、部位和人员进行一次全面的疫情风险分析评估，摸清抓准薄弱环节、问题漏洞和关键要害，制定切实可行的防控措施抓好落实，并明确工程安全开复工条件。

二是要科学制定开复工施工方案。电力企业要根据当地疫情防控情况、人力资源、项目紧迫性和重要程度等因素，科学制定工程开复工施工方案和疫情防控工作方案，确定人员、材料需求计划，充分做好风险评估与防控，重点防范人员感染、防疫物资短缺等风险。

三是要开展工程复工验收工作。电力企业要成立复工验收小组，按程序组织开展工程复工验收工作，形成验收意见，由单位主要负责人对工程复工进行审批，不具备复工条件的，坚决不予复工。

四是要加强施工人员管控。各电力企业要明确人员返岗条件，经隔离观察无异常，由单位主要负责人批准后方可上岗，同时建立返岗员工健康卡制度，定期对施工现场人员健康情况进行监测，切实掌握施工人员流动情况并动态更新人员状态信息。施工前开展防疫知识宣传教育，并配备口罩、消毒用品等个人防护用品。

五是要加强工程现场各区域防疫工作。疫情防控期间，实施“进场普查”和“日常检查”制度，对生活区和作业区实行封闭式管理。现场配备测温枪、口罩、消毒水、消毒柜、应急交通车、应急药品等疫情防疫防控必需品。定期安排专人对现场各区域进行清洁消毒工作。

三、细化措施，全面加强现场安全管理

开复工初期历来是安全生产事故易发多发时期，各单位要充分考虑困难，细化各项措施，加强施工现场安全管理，确保全面提升施工现场安全管理水平。

一是要加强安全生产教育培训。开复工前，电力建设单位要针对当前面临的特殊情况制定安全教育专项方案，牵头组织参建单位开展安全生产再教育再培训，重点加强新型冠状病毒肺炎防疫知识宣传教育，确保进场作业人员培训全覆盖，未经安全教育培训合格的人员，不得上岗作业。特种作业人员必须经过专业培训并持证上岗，坚决杜绝无证上岗和“人证不符”现象发生。

二是要加强现场施工安全风险管控。受疫情影响，春节假期延长，人员流动受限导致建设工程压力加大，各单位应及时调整施工计划，合理安排工期，杜绝抢工期现象发生。要加强施工现场安全管控，优化施工作业方案，特别要加强隧洞开挖、施工起重机械和脚手架使用、高大模板施工等高风险作业管控。强化施工用电管理，严格落实安全防护和安全技术保障措施。

三是要做好工程现场隐患排查工作。电力企业要结合当地气候特点和工程项目具体情况，加强对重要环节、关键部位、重点区域的安全隐患排查治理。要对各类施工设备进行全面检查、检修、检测，确保工作正常。要做好安全防护设施、应急救援设施、劳动防护用品等安全设施的检查，确保安全设施完好、可靠。

四是要加强外包单位的安全管理。施工单位要重点抓好外包队伍、临时用工人员的准入和施工现场作业人员的安全管理，特别是外包单位的疫情防控工作，履行安全生产主体责任。严格审查外包单位资质、严禁无资质或资质不符的队伍和人员进入现场。

五是要强化工程安全监管工作。地方政府电力管理部门和派出机构要及时督导电力企业制定和执行开复工施工方案，做好施工安全和疫情防控管理。要加强行政执法，对不能保证安全生产的建设工程，要坚决予以停工整顿，对整改责任不落实、整改不彻底的，要严肃追究相关企业及人员的责任。

四、有力应对，切实提高应急管理水

电力建设单位要根据本地区、本单位实际情况，组织参建单位进一步完善突发事件应急预案，做好应急物资、应急队伍等准备工作，有针对性地开展应急演练。要做好与地方相关部门的衔接和沟通，严格执行事故信息报送制度，坚决打赢疫情防控阻击战，切实保障施工现场安全。

国家能源局关于做好有序复工复产期间电力供应保障的通知

国能综通电力[2020]16号

各省（区、市）、新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、国家能源投资集团公司、国家电力投资集团公司：

为贯彻落实习近平总书记关于疫情防控工作的重要指示精神，按照2月23日统筹推进新冠肺炎疫情防控和经济社会发展工作部署会议的要求，现就当前做好电力保障工作有关事项通知如下。

一、各地能源主管部门要以高度的责任感和使命感，严格落实属地责任，加大协调统筹力度，要切实组织加强电力企业疫情防控工作，关心关爱一线工作人员，确保人民群众生命安全和身体健康，要及时协调解决复工复产中的困难和问题，制定电力保供应对预案，满足疫情防控、人民群众生活和企业复工复产的用电需求，为经济社会发展提供充足的电力保障。

二、各电网企业要优化安排电力系统运行方式，强化输变电设施维护管理，确保全方式全接线运行，统筹考虑输送电力、余缺互济、事故支援等联网效益，充分发挥电网资源优化配置的平台作用，提升跨省跨区输电通道利用效率，持续加大配电网建设和改造力度，有效缓解电网“卡脖子”问题。

三、各电网企业要积极利用电力大数据等现代技术手段，强化对重点地区和重点企业用电量的动态监测分析，加强与电力用户的沟通衔接，准确掌握复工复产真实情况，提升电力负荷预测精准度，加大服务保障力度，在切实满足企业如期有序复工复产用电需要的同时，主动服务本地区经济社会发展。

四、各发电企业要高度重视相关外部因素，积极应对疫情引发的相关交通物流管控措施，主动加强与煤炭、运输企业沟通协商，拓宽电煤采购范围和渠道，抓紧补签 2020 年度电煤供应中长期合同，切实提高合同履行水平，多措并举提升燃料保障能力，满足疫情期间的电煤库存要求，加强重要支撑电源设备运维，确保机组稳发稳供，严格服从电力调度，提高电力保障能力。

五、各电力企业要优先保障重点地区电网的安全稳定运行，落实重点医院、疾控中心、疫苗研发、防控指挥部、疫情防治用品生产企业等重点场所保供电措施，确保万无一失。对新建扩建的医院、疫情防控设施和相关企业生产线，要按照特事特办原则，简化手续，加快施工，及时完成电力配套设施的新建和改造任务，保障电力安全稳定供应。

六、各电力企业要加大对民生领域用电保障的投入力度，确保人民群众生活和涉及公共利益、国家安全的重点用户用电安全可靠，维护社会稳定，要抓紧组织做好春耕备耕的用电保障。在电力供需紧平衡的地区，要制定有序用电的工作方案，确保电力可靠供应。

七、各电力企业要高度重视电力建设工程复工复产安全管理工作，要按照中央统一部署，落实分区分级精准复工复产要求，根据各地确定的县域疫情防控风险等级，差异化制定复工复产方案和疫情防控工作方案，切实做到疫情防控和电力建设“两手抓、两不误”。加强施工人员健康管控和现场区域防疫工作，把安全生产摆在重要位置，加强施工现场安全管理，深入开展工程现场隐患排查，确保全面提升施工现场安全管理水平。

八、各派出机构要加强与省级能源主管部门、相关电力企业的协调沟通，及时掌握本地区的电力运行和重要行业企业用户用电变化动态，科学研判复工复产进度趋势，研究提出政策措施建议。加大跨省跨区电力资源优化配置协调力度，实现余缺调剂互补。强化电力行业政策措施落实情况监管，促进电力系统安全稳定运行。进一步加强供电服务监管，提升电力企业供电服务水平。重大情况及时报告国家能源局。

国家能源局综合司

2020 年 2 月 28 日

国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知

国能发新能〔2020〕17 号

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

为全面贯彻习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，实现风电、光伏发电高质量发展，现就做好 2020 年度风电、光伏发电项目建设工作有关要求通知如下：

一、省级能源主管部门要根据国家可再生能源发展“十三五”相关规划和本地区电网消纳能力，按照 2020 年风电和光伏发电项目建设工作方案要求，规范有序组织项目建设；严格落实监测预警要求，以电网消纳能力为依据合理安排新增核准（备案）项目规模；按月组织风电、光伏发电企业在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报、更新核准（备案）、开工、在建、并网等项目信息；加大与国土、环保等部门的协调，推动降低非技术成本，为风电、光伏发电建设投资营造良好环境。

二、国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司要会同新能源消纳监测预警中心及时测算论证经营区域内各省级区域 2020 年风电、光伏发电新增消纳能力，报国家能源局复核后于 3 月底前对社会发布；做好新建风电、光伏发电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案；发挥电网并网关口作用，严格按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序。

三、风电、光伏发电投资企业要综合考虑项目所在地区可再生能源“十三五”相关规划执行情况、电网消纳能力等，理性投资，防范投资风险；按照核准（备案）文件要求，落实各项建设条件，有序组织项目开工建设；加强工程质量管控，确保建设安全和生产安全。

四、各派出机构要加强对辖区内风电、光伏发电规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管，及时向国家能源局报送有关情况。

请各有关单位按照上述要求，完善有关工作机制，切实做好风电、光伏发电项目建设有关工作，推动风电、光伏发电产业持续健康发展。具体要求详见附件。

- 附件： 1. 2020 年风电项目建设方案
2. 2020 年光伏发电项目建设方案

国家能源局

附件 1

2020年风电项目建设方案

为推动风电建设稳中有进、稳中提质，促进风电持续健康发展，现就做好2020年风电建设管理工作有关要求通知如下。

一、积极推进平价上网项目建设。各省级能源主管部门按照《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19号）有关要求，在落实电力送出和消纳等各项建设条件的基础上，积极组织、优先推进无补贴平价上网风电项目建设。重点支持已并网或在核准有效期、需国家财政补贴的风电项目自愿转为平价上网项目，执行平价上网项目支持政策。项目必须在2020年底前能够核准且开工建设。项目信息于2020年4月底前报我局并抄送所在地派出机构，我局将及时统计并适时公布。对2019年印发的第一批项目名单，如需调整一并报送。有关地方政府部门、电网企业积极做好平价上网项目支持政策落实工作。

二、有序推进需国家财政补贴项目建设。各省级能源主管部门要按照规划和消纳能力，有序规范组织需国家财政补贴的风电项目建设。《风电发展“十三五”规划》中各省级区域2020年规划并网目标减去2019年底已并网和已核准在有效期并承诺建设的风电项目规模（不包括平价上网风电项目和跨省跨区外送通道配置项目），为本省（区、市）2020年可安排需国家财政补贴项目的总规模，各省级能源主管部门要及时向社会公布剩余容量空间。其中，集中式陆上风电项目和海上风电项目按《风电项目竞争性配置指导方案（2019年版）》组织竞争性配置，分散式风电项目可不参与竞争性配置，按有关管理和技术要求由地方政府能源主管部门核准建设。对核准两年仍未开工也未按规定办理延期或不具备开工条件的项目，核准文件由项目核准机关依法予以撤销并向社会公布。积极发挥电网并网关口作用，严格按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序。

三、积极支持分散式风电项目建设。鼓励各省（区、市）创新发展方式，积极推动分散式风电参与分布式发电市场化交易试点。各省级能源主管部门和派出机构要协调电网企业简化分散式风电项目并网申请程序，做好并网方案制定和咨询服务，并及时向社会公布配电网可接入容量信息。同时，积极落实项目核准承诺制，建立多部门联动机制，构建“一站式”服务体系，创新项目打包核准等管理模式。有关标准化管理机构要加快研究制定分散式风电设备、并网运行等方面的技术规范，尽快发布相关技术标准。

四、稳妥推进海上风电项目建设。有关省级能源主管部门要按照《风电发展“十三五”规划》

和国家能源局审定批复的海上风电规划目标组织海上风电开发，并网容量、开工规模已超出规划目标的省份暂停 2020 年海上风电项目竞争性配置和核准工作。对照已公示的 2020 年底前可建成并网、2020 年底前可开工建设、2021 年底前可建成并网的三类项目清单，合理把握节奏和时序，有序组织建设。对规划为储备场址的，可做好开发论证，落实建设条件，做好在“十四五”期间有序开发建设的前期准备工作。

五、全面落实电力送出消纳条件。及时发布 2020 年风电投资监测预警结果。国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司会同新能源消纳监测预警中心及时测算论证经营区域内各省级区域 2020 年风电新增消纳能力，报国家能源局复核后对社会发布，引导开发企业理性投资，防范投资风险，促进合理布局。各省级能源主管部门会同各派出机构指导督促省级电网企业（包括省级政府管理的地方电网企业）做好新建风电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案。

六、严格项目开发建设信息监测。严格执行可再生能源发电项目信息报送要求，各省级能源主管部门按月及时组织风电项目企业在国家可再生能源发电项目信息管理平台填报、更新核准、开工、在建、并网等项目信息。国家可再生能源信息管理中心建立与有关电网企业新能源发电项目信息平台共享机制，按季度统计各省项目开发建设信息，及时报送国家能源局，抄送相关派出机构，有关情况适时纳入风电投资监测预警指标体系。

七、认真落实放管服改革。国家能源局继续抓好风电行业“放管服”，积极发挥市场配置资源的决定性作用。各派出机构要加强对辖区内风电规划落实、消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网消纳等事项的监管，及时向国家能源局报送有关情况。地方能源主管部门要加大与国土、环保等部门的协调，推动降低非技术成本，为风电发展营造良好环境。

附件 2

2020 年光伏发电项目建设方案

为建设清洁低碳、安全高效的能源体系，促进光伏发电技术进步和成本降低，实现高质量发展，现就做好 2020 年光伏发电建设管理有关要求通知如下。

一、积极推进平价上网项目建设。积极支持、优先推进无补贴平价上网光伏发电项目建设，平价上网项目由各省级能源主管部门按照《国家发展改革委 国家能源局关于积极推进风电、光伏发电无补贴平价上网有关工作的通知》（发改能源〔2019〕19 号）有关要求，在落实接网、消纳等条件基础上组织实施，项目信息于 2020 年 4 月底前报我局并抄送所在地派出机构，我局将及时统计并适时公布。项目应在 2020 年底前能够备案且开工建设。对 2019 年印发的第一批项目名单，如需调整一并报送。

二、合理确定需国家财政补贴项目竞争配置规模。需国家财政资金补贴的光伏发电项目按照《国家能源局关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2019〕49 号）有关要求执行。

2020 年度新建光伏发电项目补贴预算总额度为 15 亿元。其中：5 亿元用于户用光伏，补贴竞价项目（包括集中式光伏电站和工商业分布式光伏项目）按 10 亿元补贴总额组织项目建设。竞争配置工作的总体思路、项目管理、竞争配置方法仍按照 2019 年光伏发电项目竞争配置工作方案实行。竞争指导价按照国家有关价格政策执行。

户用光伏纳入国家财政补贴范围的建设规模（即当年可安排的新增项目年度装机总量）按照年利用小时数 1000 小时和国家有关价格政策测算并按照 50 万千瓦区间向下取整确定。当截至上月底的当年累计新增并网装机容量超过当年可安排的新增项目年度装机总量时，发布户用光伏信息时的当月最后一天为本年度可享受国家补贴政策的户用光伏并网截止时间。

三、全面落实电力送出消纳条件。各省级能源主管部门会同各派出机构指导省级电网企业（包括省级政府管理的地方电网企业），在充分考虑已并网项目和已备案项目的消纳需求基础上，做好新建光伏发电项目与电力送出工程建设的衔接并落实消纳方案。

四、时间安排与报送要求。请各省（区、市）能源主管部门按上述要求尽快组织开展相关工作，对企业自愿申报国家补贴项目进行审核等工作基础上，于 2020 年 6 月 15 日（含）前按相关要求将 2020 年拟新建的补贴竞价项目、申报上网电价及相关信息报送国家能源局。通过国家能源局门户网站（网址：<http://www.nea.gov.cn>）登录国家可再生能源发电项目信息管理系统填报相关信息，并上传各项支持性文件。

五、加强后续监管工作。国家能源局各派出机构要加强对辖区内电网消纳能力论证、项目竞争配置、电网送出工程建设、项目并网和消纳等事项的监管，及时向国家能源局报送有关情况。地方能源主管部门要加大与国土、环保等部门的协调，推动降低非技术成本，为光伏发电发展营造良好环境。

国家能源局关于发布《2020 年度风电投资监测预警结果》和《2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果》的通知

国能发新能〔2020〕24 号

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

为引导风电、光伏发电企业理性投资，推动建设运营环境不断优化，促进产业持续健康发展，现将各省（区、市）2020 年度风电投资监测预警结果和 2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果予以公布，并就有关事项通知如下：

一、风电投资监测预警和光伏发电市场环境监测评价结果

2020 年风电投资监测预警结果如下：新疆（含兵团）、甘肃、蒙西为橙色区域；山西北部忻州市、朔州市、大同市，河北省张家口市和承德市、内蒙古赤峰市按照橙色预警管理；甘肃河东地区按照绿色区域管理；其他省（区、市）和地区为绿色区域，具体见附件 1。

2019 年光伏发电市场环境监测评价结果如下：西藏为红色区域；天津、河北、四川、云南、陕西 II 类资源区、甘肃 I 类资源区、青海、宁夏、新疆为橙色区域；其他地区为绿色区域，具体见附件 2。

二、严格落实风电投资监测预警有关要求

（一）橙色区域暂停新增风电项目。除符合规划且列入以前年度实施方案的项目、利用跨省跨区输电通道外送项目以及落实本地消纳措施的平价项目外，2020 年度不再新增建设项目。有关省级能源主管部门应于 4 月中旬前制定本地区可再生能源电力消纳专项工作方案，抄报我局后方可开展已列入以前年度实施方案的项目核准工作。依托跨省跨区输电通道外送的风电基地项目根据通道实际送电能力在受端地区电网企业确认保障消纳的前提下有序建设，合理安排并网投产时序。

（二）绿色区域规范有序建设。各有关地区要按照《国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2020〕17 号）要求，规范开展项目建设。对预警由红色、橙色转为绿色的甘肃河东地区、内蒙古东部地区、陕北榆林地区，要严格按照省级能源主管部门公布的剩余容量空间，以及电网企业公布的新增消纳能力，优先推进平价项目建设，有序组

织需国家财政补贴项目竞争性配置，合理安排项目建设节奏和并网时序，避免出现新的限电问题。

三、充分发挥光伏发电市场环境监测评价引导作用

各省级能源主管部门应与当地省级电网企业充分沟通，对所在省级区域光伏发电新增装机容量的接网和消纳条件进行测算论证，有序组织项目建设。监测评价结果为红色的地区，除已安排建设的平价上网示范项目及通过跨省跨区输电通道外送消纳项目外，原则上不安排新建项目。监测评价结果为橙色的地区，在提出有效措施保障改善市场环境的前提下合理控制新建项目。监测评价结果为绿色的地区，可在落实接网消纳条件的基础上有序推进项目建设。西藏新建光伏发电项目，由自治区按照全部电力电量在区内消纳及监测预警等管理要求自行管理。

附件： 1. 2020 年度风电投资监测预警结果

2. 2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果

国家能源局

2020 年 3 月 30 日

附件 1

2020 年度风电投资监测预警结果

地区	预警结果	备注
北京	绿色	
天津	绿色	
河北	绿色	张家口市、承德市按橙色管理
山西	绿色	忻州市、朔州市、大同市按橙色管理
蒙西	橙色	
蒙东	绿色	赤峰市按橙色管理
辽宁	绿色	
吉林	绿色	
黑龙江	绿色	
上海	绿色	
江苏	绿色	
浙江	绿色	
安徽	绿色	
福建	绿色	

地区	预警结果	备注
江西	绿色	
山东	绿色	
河南	绿色	
湖北	绿色	
湖南	绿色	
广东	绿色	
广西	绿色	
海南	绿色	
重庆	绿色	
四川	绿色	
贵州	绿色	
云南	绿色	
西藏	绿色	
陕西	绿色	
甘肃	橙色	兰州市、白银市、天水市、定西市、平凉市、庆阳市、陇南市、临夏回族自治州、甘南藏族自治州按绿色管理
青海	绿色	
宁夏	绿色	
新疆（含兵团）	橙色	

附件 2

2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果

资源区	地区	评价结果
I类资源区	宁夏	橙色
	青海海西	橙色
	甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	橙色
	新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	橙色
	内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	绿色
II类资源区	北京	绿色

资源区	地区	评价结果
	天津	橙色
	黑龙江	绿色
	吉林	绿色
	辽宁	绿色
	四川	橙色
	云南	橙色
	内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔	绿色
	河北承德、张家口、唐山、秦皇岛	橙色
	山西大同、朔州、忻州、阳泉	绿色
	陕西榆林、延安	橙色
	青海除I类外其他地区	橙色
	甘肃除I类外其他地区	绿色
	新疆除I类外其他地区	橙色
	III类资源区	河北除II类外其他地区
山西除II类外其他地区		绿色
陕西除II类外其他地区		绿色
上海		绿色
江苏		绿色
浙江		绿色
安徽		绿色
福建		绿色
江西		绿色
山东		绿色
河南		绿色
湖北		绿色
湖南		绿色
广东		绿色
广西	绿色	
海南	绿色	
III类资源区	重庆	绿色
	贵州	绿色
	西藏	红色

国家能源局综合司关于切实做好 2020 年电力行业防汛抗旱工作的通知

国能综通安全〔2020〕26 号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委、经信委（工信委），北京市城市管理委员会，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位：

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想，积极践行“两个坚持、三个转变”的防灾减灾新理念，全面落实习近平总书记关于统筹推进疫情防控和经济社会发展工作的重要讲话精神，落实全国电力安全生产电视电话会议统一部署和国家防总办公室《关于抓紧做好防汛抗旱防台风汛前检查的通知》（国汛办电〔2020〕4 号）要求，切实做好 2020 年电力行业防汛抗旱工作，有效应对极端天气事件，最大程度降低洪涝、台风等自然灾害造成的损失，现将有关事项通知如下。

一、提高政治站位，全面落实防汛抗旱责任

据预报，今年我国气象年景总体偏差，极端天气气候事件偏多，涝重于旱。各单位要切实提高政治站位，看清当前电力安全生产面临的严峻形势，深刻认识做好全面建成小康社会和“十三五”规划收官之年电力行业防汛抗旱工作的重大意义，务必牢固树立红线意识和底线思维；要进一步增强责任感、使命感和紧迫感，全面落实防汛抗旱的主体责任、行业监管责任及属地监管责任，将责任细化分解到岗到人，不留盲区死角；要加强工作考核，确保防汛抗旱责任落地落实。

二、精心谋划部署，统筹安排防汛抗旱各项任务

各单位要在毫不松懈地抓好疫情防控工作的同时，精心谋划、缜密部署防汛抗旱各项任务，统筹做好疫情防控和防汛抗旱工作，切实做到“两手抓、两不误”。各电力企业要组织制定实施方案，明确各项任务的负责人员和进度安排，有序高效推进工作；要深入分析工作薄弱环节，及时健全防汛抗旱管理体系，完善组织机构，优化工作制度流程，充实人财物储备；主要负责人要严格履行安全生产第一责任人的职责，深入研究、靠前指挥防汛抗旱工作，及时检查所属单位工作开展情况，协调解决重大问题。各省级政府电力管理部门、各派出机构要将电力行业防汛抗旱列为重要工作内容，加强对电力企业防汛抗旱准备、动员、部署等的监督指导。

三、强化双重机制，深入开展风险隐患整治

各电力企业要立足于防大汛、抗大旱、防强台、抢大险、救大灾，进一步强化安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，持续完善安全生产保障体系和监督体系，结合当地疫情防控

要求，灵活应用机器人巡检、无人机航拍、卫星遥感等多样方式手段，组织开展防汛抗旱汛前自查；要深刻汲取近年汛期电力设施灾损教训，跟踪掌握周边自然环境条件变化，梳理预判易受灾害影响的重要部位环节和设备设施；要按照国家和行业有关规定，深入分析评估安全风险和事故隐患，研究制定针对性管控治理措施，切实做到“五落实、五到位”，务必于汛前完成整治，实现闭环管理。

各省级政府电力管理部门、各派出机构要加强对电力行业防汛抗旱工作的监督管理，因地制宜组织开展汛前检查。疫情防控条件允许的地区，组成联合检查组，对重点电力企业的责任落实、资源配备、风险管控、隐患治理、预案完善等情况开展实地抽查检查；其他地区，可采用现场视频、网络在线等方式，分地区、差异化联合开展抽查检查。我局将根据疫情防控和电力安全生产工作情况，选择防汛抗旱任务重的地区和企业，适时开展督导检查。

四、突出工作重点，有效保障重要电力设备设施度汛安全

各电力企业要加强水电站大坝安全管理，严格执行经批准的防洪调度方案和水库汛期调度运用计划，坚决服从指挥调度机构指令，严禁擅自超汛限水位运行；做好泄洪闸门、启闭机、厂区排水设备、通信系统、应急电源等维护保养与定期试验，确保处于良好工况；强化各类监控设备的检修管理，确保水文水位、坝体变形、边坡稳定等监测预警系统运行正常。要加强对燃煤电厂煤场和贮灰场、核电厂冷源设备和取水口等发电设施的管控，加密巡视频次。要加强海上风电等新能源发电运行管理，台风期间采取风机停运、船舶回港等方式避险，杜绝风机倒塔飞车、船舶翻沉等事故。要落实重要输电通道、低洼易涝地区输变电站、地质条件薄弱地区杆塔等输变电设施管理措施，防范水淹输变电站和倒杆断线等事件发生。要加强电力建设工程现场管控，及时治理高空作业、起吊安装等环节以及边坡、渣场、基坑、围堰、导流排水等部位的度汛安全隐患。

五、加强协调联动，切实做好监测预警及应急处置

各单位要主动加强与当地气象、水利、国土、应急管理等部门沟通会商，健全协调联动机制，及时掌握气候条件、极端天气、水文地质等情况，科学研判自然灾害可能对电力行业造成的影响，及时发布预警信息；要进一步完善预案方案体系，增强预案方案的有效性和可操作性，组织开展针对性实战演习，检验提升应对处置能力；要加强应急抢险救援队伍建设，配备精干力量，备足应急物资；要加强汛期值班值守，严格执行领导带班制度，按规定做好突发事件的信息报送工作；要科学决策、快速反应，遇事及时启动应急响应，切实做好各类灾害的抢险救援工作。

六、全面分析评估，及时开展灾损核查和系统恢复工作

各单位要及时组织开展灾损核查核验工作，准确评估电力设备设施灾损情况。对受到灾害影响的设备设施，要及时开展维修更换或恢复运行工作；对受损严重的重要电力设备设施，要组织专业机构，研究制定专项方案，在满足安全条件的前提下，有序开展除险加固治理；对治理时限

较长或者暂时不具备恢复重建条件的，要制定治理或恢复重建计划，按时限及时完成各项阶段性工作，并落实安全措施，有效管控治理重建期间的各类风险。

七、开展经验反馈，大力优化改进防汛抗旱工作

汛期结束后，各单位要认真梳理总结本年度电力行业防汛抗旱工作情况，积极开展经验反馈，优化改进工作方式方法。对成熟可行的做法，要予以表彰并在所属企业中宣传推广；对存在的不足和问题，要采取有效措施，补齐薄弱环节；对因责任不落实、应对处置不当等导致自然灾害衍生事故发生的，要严肃问责，并深挖问题根源，针对性制定专项计划，全面彻底整改。

请各派出机构、全国电力安委会各企业成员单位于4月30日前，分别将检查报告和汛前自查报告（含电子版）报送我局电力安全监管司；于10月25日前，将2020年防汛抗旱工作总结（含电子版）报送我局电力安全监管司。

联系人：陈俊中

联系电话：66597485、66022129（传真）

邮箱：fdsafety@163.com

国家能源局综合司

2020年3月31日

国家能源局综合司关于做好可再生能源发展“十四五” 规划编制工作有关事项的通知

国能综通新能〔2020〕29号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，国家发展改革委能源研究所、生态环境部环境工程评估中心、中国气象局风能太阳能资源中心、国家地热能中心、水电总院、电规总院、风能专委会、光伏专委会，有关研究机构：

为促进可再生能源产业高质量发展，切实做好“十四五”可再生能源发展工作，保障国家规划和地方规划的衔接，增强规划的指导性，根据《可再生能源法》及国家能源局《“十四五”能源规划工作方案》等有关要求，现就做好可再生能源发展“十四五”规划编制工作有关事项通知如下：

一、高度重视可再生能源发展“十四五”规划编制工作

可再生能源发展“十四五”规划是能源发展“十四五”规划的重要组成部分，是贯彻落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略的重要举措。可再生能源发展“十四五”规划是“十四五”时期指导可再生能源产业高质量发展的工作指南，对明确可再生能源发展目标、优化可再生能源产业布局、实现可再生能源高质量发展意义重大。

各地区、各有关部门要高度重视可再生能源发展“十四五”规划编制工作，紧紧围绕“四个革命、一个合作”能源安全新战略，科学提出可再生能源发展目标，明确可再生能源发展的主要任务、重大工程、创新方式和保障措施，推动可再生能源持续降低成本、扩大规模、优化布局、提质增效，实现高比例、高质量发展，为推动“十四五”期间可再生能源成为能源消费增量主体，实现2030年非化石能源消费占比20%的战略目标奠定坚实基础。

二、认真落实规划编制的重点任务

（一）突出市场化低成本优先发展可再生能源战略。“十四五”是推动能源转型和绿色发展的重要窗口期，也是陆上风电和光伏发电全面实现无补贴平价上网的关键时期。要充分发挥可再生能源成本竞争优势，坚持市场化方向，优先发展、优先利用可再生能源。国家可再生能源发展规划应统筹可再生能源开发总体布局 and 整体优化利用，各地区应将优先开发利用本地可再生能源作为本地区能源规划和能源开发建设的首要原则，能源消费市场规模大且本地可再生能源资源开发空间有限的地区，应积极接纳区域外输入的可再生能源。

（二）系统评估各类可再生能源资源开发条件。全面梳理本地区水电（含抽水蓄能，下同）、风电、太阳能、生物质能、地热能等可再生能源开发布局与国土空间规划的关系，系统分析生态、环保、林业、草原、文旅、军事等影响可再生能源开发建设的土地制约因素，研究提出各类可再生能源可开发空间。结合各类可再生能源技术进步趋势，深入评估本地区各类可再生能源开发潜力及分布。同时，考虑我国能源革命战略实施及未来可再生能源仍将大规模发展的需要，做好与国土空间规划的协调，为可再生能源中长期战略发展预留开发空间。

（三）科学论证“十四五”各类可再生能源发展目标。全面评估可再生能源“十三五”规划实施进展情况，总结规划实施成效和面临的问题。围绕国家2025年非化石能源消费占比目标要求，认真分析本地区各类可再生能源资源开发条件和特点，综合考虑技术进步、发展经济性、电网消纳和送出、创新发展及系统优化等因素，统筹研究提出“十四五”时期本地区可再生能源发展的总体目标和水电、风电、太阳能、生物质能、地热能、海洋能等各类可再生能源发展目标。可再生能源受入地区还应研究提出“十四五”时期从外部受入可再生能源的目标。在此基础上，明确本地区可再生能源电力、非水可再生能源电力占全社会用电量的比重，以及可再生能源消费占一次能源消费的比重，并建立相应的指标体系，纳入本地区能源“十四五”规划。

（四）认真研究“十四五”可再生能源发展主要任务和重大项目布局。优先开发当地分散式和分布式可再生能源资源，大力推进分布式可再生电力、热力、燃气等在用户侧直接就近利用，

结合储能、氢能等新技术，提升可再生能源在区域能源供应中的比重。在做好送受端衔接和落实消纳市场的前提下，通过提升既有通道输电能力和新建外送通道等措施，推进西部和北部地区可再生能源基地建设，扩大可再生能源资源配置范围。高度重视可再生能源供热等非电利用，因地制宜推动生物质、地热能、太阳能等非电利用方式，显著提升可再生能源在北方地区清洁取暖中的比重，推动可再生能源非电利用在我国能源转型中发挥更大作用。结合国家能源电力体制改革，完善可再生能源发展政策机制和市场环境，创新可再生能源发展方式，推动可再生能源与相关技术和产业融合发展的新模式、新业态。在此基础上，科学提出本地区“十四五”可再生能源发展的主要任务和重大项目布局。

（五）统筹做好可再生能源本地消纳和跨省区输送。把落实好消纳市场作为可再生能源开发规划的重要前提，把提升可再生能源本地消纳能力、扩大可再生能源跨省区资源配置规模作为促进“十四五”可再生能源发展的重要举措。在电源侧研究水电扩机改造、抽水蓄能等储能设施建设、火电灵活性改造等措施，提升系统调峰能力。在电网侧研究完善省内和区域电网主网架，提升跨区域电网输送能力，优化调度运行机制，为可再生能源和化石能源互济调配提供资源优化配置平台。在用户侧结合新型用电领域（电动车、电供暖等）、电力需求侧响应、综合能源服务等用能新模式新业态，充分发挥需求侧灵活性，研究挖掘可再生能源消纳空间。

（六）加快推进可再生能源技术装备和产业体系建设。围绕可再生能源技术创新、产业发展和服务体系配套等方面，研究进一步完善可再生能源产业体系的举措。深入研究“十四五”及中长期各类可再生能源技术发展趋势，相关技术融合及产业融合发展趋势。以技术进步为核心，着力提升可再生能源装备制造能力，重点突破一批关键“卡脖子”技术问题，研究建立机构、企业和高校等共同构成的多层次可再生能源技术创新模式，培育具有自主知识产权的可再生能源产业体系。

（七）研究提出支持可再生能源发展的长效机制和政策措施。研究健全政策统筹衔接机制，加强可再生能源与土地、环保、林业等政策的衔接协调，建立多规合一的统筹规划体系。研究完善目标考核机制，落实可再生能源目标责任主体和考核机制，建立中长期可再生能源发展目标的动态评估和实施监管机制。研究完善市场推进机制，发挥市场机制在资源配置中的决定作用，建立主体多元、公平开放、竞争有序的可再生能源市场体系。研究完善高质量发展评价体系，建立涵盖规划实施、质量监督、信用管理等方面的动态评价机制，促进可再生能源产业健康发展。

三、工作组织

（一）完善工作机制。国家能源局委托水电水利规划设计总院牵头编制可再生能源发展“十四五”规划，国家电网有限公司、南方电网公司、国家发展改革委能源研究所、生态环境部环境工程评估中心、中国气象局风能太阳能资源中心、国家地热能中心、电力规划设计总院及相关行业协会、开发企业做好配合工作。各省（区、市）能源主管部门应成立相应工作机构，组织本地区相关部门及企业参与规划编制工作。

（二）做好规划衔接。要按照规划编制工作统一部署，做好可再生能源规划与综合能源规划、各分领域能源规划，省级可再生能源规划与国家可再生能源规划，可再生能源规划与环保、交通等相关规划之间的衔接，确保规划的科学性和可操作性。水电水利规划设计总院等技术单位在各省（区、市）可再生能源发展“十四五”规划编制过程中，及时做好沟通对接和技术服务，协助做好国家与地方规划的衔接。

（三）广泛征求意见。规划编制过程中，要加强调查研究，对规划方案进行科学论证。要通过专题研讨、座谈研讨、专家论证和公开征求意见等方式，广泛听取各方意见和建议，确保规划研究论证充分。

四、进度安排

（一）国家可再生能源规划编制

2020年4月上旬前，完成规划研究报告初稿。

2020年6月底前，结合各省（区、市）可再生能源规划研究成果，完成国家规划和地方规划的初步衔接。结合国家综合能源规划和分领域能源规划进展情况，完成可再生能源规划和相关能源规划的初步衔接。完成规划研究报告中间稿，通过座谈研讨等方式，听取吸收相关方意见，并持续论证完善。

2020年9月底前，持续做好国家可再生能源规划与地方规划、国家相关专项规划的衔接。完成《可再生能源发展“十四五”规划研究》报告，我局相关司组织专家进行评审验收，进一步完善后正式报送我局。

2020年11月底前，完成《可再生能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》，向相关方正式征求意见。

2021年3月底前，形成国家《可再生能源发展“十四五”规划（送审稿）》，经合法性审查等程序后上报或印发。

（二）省级可再生能源规划编制

2020年4月中旬前，各省（区、市）能源主管部门在已有规划研究工作基础上，组织开展本地区可再生能源发展“十四五”规划研究工作，提出可再生能源“十四五”发展初步思路，主要包括发展基础、总体思路、规划目标、主要任务、重大工程、保障措施，以及希望列入国家可再生能源规划的重大项目、工程示范和创新机制等建议，并于4月20日前将本地区可再生能源“十四五”发展初步思路提交我局。

2020年5月底前，各省（区、市）能源主管部门按照规划编制工作要求，完成本地区可再生能源规划初稿，并于5月底提交我局。

2020年11月底前，配合我局做好省级可再生能源规划衔接工作。

2020年12月底前，各省（区、市）能源主管部门按照全国可再生能源发展“十四五”规划总体要求、各省（区、市）可再生能源开发利用目标和其他规划内容的衔接情况，修改完善本地区可再生能源发展“十四五”规划，并将正式稿报送我局。

各地区、各相关单位请按照要求尽快开展可再生能源发展“十四五”规划编制工作。国家能源局将根据进度安排和工作需要，适时召开会议协调推进规划编制相关工作。

国家能源局综合司

2020年4月9日

国家能源局综合司关于做好电力业务资质许可告知承诺制试点相关工作的通知

国能综通资质〔2020〕36号

华东、华中、南方能源监管局，浙江能源监管办：

根据国务院《优化营商环境条例》《国务院关于在自由贸易试验区开展“证照分离”改革全覆盖试点的通知》等要求，结合改革先行先试地区有关工作的推进，为落实《国家能源局综合司关于印发深化“放管服”改革优化营商环境重点任务分工方案的通知》有关工作部署，创新许可管理方式，提高许可审批效率，现就上海市、湖北省、浙江省、海南自由贸易试验区、深圳社会主义先行示范区做好电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可告知承诺制试点工作（以下简称“试点工作”）有关事项通知如下。

一、工作目标

按照“证照分离”改革要求，围绕“减少审批环节、提高审批效能、服务企业发展”的总体思路，探索建立“诚信规范、审批高效、监管完善”的告知承诺许可审批新模式，持续推进“简化许可、深化信用、强化监管、优化服务”，激发企业发展活力，促进高质量发展。试点单位积极探索推行许可告知承诺制，发挥试点区域的示范引领作用，总结经验，探索形成可复制、可推广的改革成果。

二、工作内容

许可告知承诺制是指行政许可机关在办理有关许可事项时，由其一次性告知企业审批条件和需要提交的材料，企业自愿承诺符合审批条件并提交有关材料，愿意承担不实承诺的法律责任，即可办理相关行政许可事项。试点单位重点做好以下工作。

（一）明确告知承诺制适用对象

告知承诺制采用申请企业自愿选择方式，除申请企业信用等级为失信或严重失信且没有完成信用修复的不适用告知承诺制外，其他企业均可自愿选择；申请企业不愿承诺或不适用承诺的，应按正常流程申请许可。

（二）规范告知承诺制工作流程

试点单位要按照告知承诺制有关事项要求，科学编制工作流程，包括申请、受理、审批、公告、事中事后监管、诚信档案信息归集等环节的内容，提供绿色通道，简化审批流程，提高审批效率；企业承诺内容应向社会公开，方便社会监督；修改完善办事指南，不得要求企业提供除法律法规规定外的证明事项材料；制作告知承诺书格式文本，告知的内容应包括办理事项的名称、设定的依据、应告知的内容、申请人承诺的内容、承诺的方式、虚假承诺的责任以及许可后续的监督检查等。承诺的内容应包括申请企业已知晓告知事项、已符合相关条件、愿意承担虚假承诺的责任等。有关告知承诺的工作流程、办事指南、承诺书格式文本等要在试点单位对外服务场所和门户网站上公示，方便申请人索取或下载。

（三）加强事中事后监管

试点单位做出准予许可决定后，一般应在6个月内对申请企业承诺的内容进行监督检查。针对许可事项的特点，分类确定检查办法，明确检查时间、检查方式等；根据企业信用等级抽取不同的比例，通过信息共享、网络核验等非现场或现场方式进行检查；发现申请企业实际情况与承诺内容不符的，应当要求其限期整改，逾期不整改或者整改后仍不符合条件的，依法撤销相关许可决定；对故意隐瞒真实情况、提供虚假承诺办理有关事项的按照许可管理有关规定，依法撤销其相应资质，给予行政处罚。

（四）加强失信惩戒

试点单位将企业落实承诺的情况作为重要的信用信息，记入其诚信档案，对故意隐瞒真实情况、提供虚假承诺办理有关事项的，按相关程序列入失信名单，对严重失信企业依法依规实施联合惩戒，不断营造守信有激励、失信必惩戒的社会氛围。

（五）强化风险防范措施

试点单位要加强行政指导，强化告知和指导义务；梳理工作环节重大风险，制定防控措施，防止发生未按规定告知、虚假承诺、违反承诺等风险。

三、工作安排

试点工作，具体安排如下。

（一）制定方案阶段。试点单位按照本通知要求，结合许可管理工作实际，制定许可告知承诺制实施方案，规范告知承诺工作流程，编制告知承诺书及办事指南，做好技术信息系统支撑，并将有关方案于5月15日前报送资质中心。

（二）组织实施阶段。从6月1日起，试点单位按照实施方案组织开展相关工作，有计划、有重点、分层次地推进试点工作有序开展，确保取得实效性成果。

（三）总结经验阶段。试点单位对许可告知承诺制的实施情况进行总结分析，对主要做法和成效、建立的制度和规范、存在的问题和建议等情况形成书面材料于9月底前报资质中心。

四、工作要求

（一）加强组织领导。试点单位要高度重视，按照确定的目标和内容，精心组织实施。许可告知承诺制实施过程中出现的重大问题请及时报资质中心。

（二）做好宣传引导。试点单位要加强许可告知承诺制宣传工作，及时回应社会关切，组织做好有关企业的培训、指导工作，使企业充分了解许可告知承诺制的意义和工作内容，为企业提供优质服务。

国家能源局综合司

2020年4月24日

国家能源局关于2019年度全国可再生能源电力发展监测 评价的通报

国能发新能〔2020〕31号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力公司，各有关单位：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，确保实现国家2020年、2030年非化石能源占一次能源消费比重分别达到15%和20%的战略目标，根据《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150号），我局委托国家发展改革委能

源研究所汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2019年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力发展和全额保障性收购工作，采取有效措施推动提高可再生能源利用水平，为完成全国非化石能源消费比重目标作出积极贡献。

附件：2019年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

国家能源局

2020年5月6日

附件

2019年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至2019年底，全国可再生能源发电装机容量7.94亿千瓦，占全部电力装机的39.5%，其中水电装机（含抽水蓄能）3.56亿千瓦，风电装机2.1亿千瓦，光伏发电装机2.04亿千瓦，生物质发电装机2254万千瓦。2019年全国可再生能源发电量2.04万亿千瓦时，占全部发电量的27.9%，其中水电发电量1.3万亿千瓦时，占全部发电量的17.8%，风电发电量4057亿千瓦时，占全部发电量的5.5%，光伏发电量2243亿千瓦时，占全部发电量的3.1%，生物质发电量1111亿千瓦时，占全部发电量的1.5%。

二、各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

2019年，包含水电在内的全部可再生能源电力实际消纳量为19938亿千瓦时，占全社会用电量比重为27.5%，同比提高1个百分点。2019年各省（区、市）可再生能源电力消纳情况如表1。

从可再生能源电力消纳量占全社会用电量比重来看，全国8省（区）占比超过40%，其中西藏、云南、青海和四川占比超过80%。从占比增长来看，21省（区、市）同比增长，其中甘肃和福建同比增长5个百分点以上；10省（区、市）同比下降，其中湖北、新疆和广西分别同比下降5.5、4.9和2.9个百分点。

表 1 2019 年各省（区、市）可再生能源电力消纳情况

省（区、市）	消纳量 （亿千瓦时）	占全社会用电量比重	同比增加 百分点
西 藏	69	88.7%	-0.3
云 南	1503	82.9%	-0.5
青 海	586	81.8%	3.6
四 川	2139	81.1%	-0.8
甘 肃	696	53.9%	5.5
重 庆	529	45.5%	-0.4
湖 南	828	44.4%	2.3
广 西	824	43.1%	-2.9
贵 州	549	35.6%	-0.6
上 海	542	34.5%	2.4
广 东	2308	34.4%	1.5
湖 北	721	32.5%	-5.5
宁 夏	280	25.7%	0.5
江 西	392	25.5%	2.6
吉 林	196	25.0%	0.1
福 建	577	24.0%	5.0
陕 西	379	22.4%	2.1
黑龙江	219	22.0%	2.6
新 疆	631	21.9%	-4.9
河 南	692	20.5%	3.6
浙 江	946	20.0%	1.8
山 西	417	18.4%	2.0
内 蒙 古	672	18.3%	-0.3
安 徽	363	15.7%	0.8
辽 宁	371	15.4%	1.2
江 苏	941	15.0%	0.3
海 南	52	14.5%	0.9
河 北	530	13.7%	1.5
北 京	148	12.7%	-0.5

天 津	112	12.6%	1.2
山 东	727	11.6%	1.7
全 国	19938	27.5%	1.0

三、各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

2019年，全国非水电可再生能源电力消纳量为7388亿千瓦时，占全社会用电量比重为10.2%，同比提高1个百分点。2019年各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况如表2。

从非水电可再生能源电力消纳量占全社会用电量比重来看，全国9省（区）占比超过15%，其中宁夏、西藏、黑龙江、青海和吉林超过18%；从占比增长来看，27省（区、市）实现同比增长，其中西藏、黑龙江、河南和甘肃，同比增长超过3个百分点；新疆、湖南、宁夏和内蒙古4省（区）同比下降。

表2 2019年各省（区、市）非水电可再生能源电力消纳情况

（区、市）	消纳量（亿千瓦时）	占全社会用电量比重	同比增加百分点
宁 夏	231	21.3%	-1.0
西 藏	16	20.9%	4.0
黑 龙 江	202	20.2%	4.0
青 海	142	19.7%	1.2
吉 林	147	18.8%	1.8
甘 肃	219	16.9%	3.5
内 蒙 古	611	16.7%	-0.6
云 南	296	16.3%	0.7
山 西	368	16.2%	1.7
河 南	444	13.1%	3.7
河 北	505	13.0%	1.7
辽 宁	302	12.5%	0.8
安 徽	284	12.3%	1.3
北 京	141	12.0%	0.3
天 津	106	12.0%	1.0
陕 西	197	11.7%	1.1
新 疆	319	11.1%	-3.6
山 东	692	11.1%	1.7
江 西	135	8.7%	0.1
湖 南	161	8.6%	-1.6
湖 北	174	7.8%	0.3
江 苏	467	7.4%	0.4
海 南	24	6.8%	1.6

浙江	319	6.7%	1.0
广西	126	6.5%	2.3
四川	148	5.6%	1.2
福建	135	5.6%	0.7
贵州	81	5.2%	0.7
上海	66	4.2%	0.9
广东	286	4.2%	0.7
重庆	47	4.0%	1.1
全国	7388	10.2%	1.0

四、风电、光伏发电保障性收购落实情况

2016年，国家发展改革委、国家能源局依照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求。

2019年，在规定风电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃Ⅲ类资源区和宁夏Ⅲ类资源区未达到风电最低保障收购年利用小时数要求，实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低140小时和39小时。

2019年，在规定光伏发电最低保障收购年利用小时数的地区中，新疆、甘肃、宁夏和陕西4省（区）未达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，其中，新疆Ⅰ类和Ⅱ类资源区实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数地区分别低27小时和196小时，甘肃Ⅰ类和Ⅱ类资源区分别低59小时和221小时，宁夏Ⅰ类资源区低136小时，陕西Ⅱ类资源区低6小时。

表3 2019年风电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2019年实际利用小时数	2019年偏差小时数
内蒙古	Ⅰ类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	2207	207
	Ⅱ类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	2346	446
新疆	Ⅰ类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	2414	514
	Ⅲ类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	2026	226
甘肃	Ⅱ类	嘉峪关市、酒泉市	1800	1840	40

	III类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1660	-140
宁夏	III类	宁夏	1850	1811	-39
黑龙江	III类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	1900	2374	474
	IV类	黑龙江省其他地区	1850	2308	458
吉林	III类	白城市、松原市	1800	2188	388
	IV类	吉林省其他地区	1800	2398	598
辽宁	IV类	辽宁	1850	2299	449
河北	II类	张家口市	1900	2028	128
山西	IV类	忻州市、朔州市、大同市	1900	1969	69

表 4 2019 年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2019 年实际利用小时数	2019 年偏差小时数
内蒙古	I类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	1500	1658	158
	II类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1400	1633	233
新疆	I类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	1473	-27
	II类	除I类外其他地区	1350	1154	-196
甘肃	I类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	1441	-59
	II类	除I类外其他地区	1400	1179	-221
青海	I类	海西	1500	1511	11
	II类	除I类外其他地区	1450	1451	1
宁夏	I类	宁夏	1500	1364	-136
陕西	II类	榆林、延安	1300	1294	-6
黑龙江	II类	黑龙江	1300	1459	159
吉林	II类	吉林	1300	1468	168
辽宁	II类	辽宁	1300	1350	50

河北	II类	承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1438	38
山西	II类	忻州、朔州、大同	1400	1471	71

五、清洁能源消纳目标完成情况

根据 2018 年国家发展改革委、国家能源局印发的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》（发改能源规〔2018〕1575 号），所确定的分年度风电、光伏和水电消纳目标，2019 年，全国平均风电利用率 96%，超过 2019 年利用率目标 6 个百分点，重点省区全部达到了 2019 年消纳目标；全国平均光伏发电利用率为 98%，超过 2019 年利用率目标 3 个百分点，重点省区全部达到了 2019 年消纳目标；全国主要流域水能利用率 96%，超过 2019 年利用率目标 1 个百分点，重点省区全部达到了 2019 年消纳目标。

表 5 2019 年清洁能源消纳目标完成情况

	2019 年消纳目标	2019 年实际完成情况
	利用率	利用率
一、风电		
全国	90%	96%
新疆	80%	86%
甘肃	80%	92%
黑龙江	92%	99%
内蒙古	90%	93%
吉林	88%	97%
河北	95%	95%
二、光伏		
全国	95%	98%
新疆	90%	93%
甘肃	90%	96%
三、水电		
全国	95%	96%
四川	92%	92%
云南	92%	99%
广西	95%	100%

六、特高压线路输送可再生能源情况

2019年，20条特高压线路年输送电量4485亿千瓦时，其中可再生能源电量2352亿千瓦时，同比提高12.8%，可再生能源电量占全部输送电量的52.4%。国家电网有限公司运营的17条特高压线路输送电量3715亿千瓦时，其中可再生能源电量1581亿千瓦时，占输送电量的43%；南方电网公司运营的3条特高压线路输送电量770亿千瓦时，全部为可再生能源电量。

表6 2019年特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送量（亿千瓦时）	可再生能源（亿千瓦时）	可再生能源占比	占比同比
1	长南荆特高压	49	13	26.2%	-19.4
2	榆横至潍坊特高压	191	0	0.0%	0.0
3	锡盟送山东	54	0	0.0%	0.0
4	皖电东送	295	0	0.0%	0.0
5	浙福特高压	92	0	0.0%	0.0
6	蒙西-天津南	95	0	0.0%	0.0
7	复奉直流	302	302	100.0%	3.0
8	锦苏直流	366	366	100.0%	4.7
9	天中直流	415	208	50.2%	1.5
10	宾金直流	341	340	99.9%	0.6
11	灵绍直流	415	109	26.3%	3.9
12	祁韶直流	179	56	30.9%	-16.0
13	雁淮直流	253	2	0.8%	-4.2
14	锡泰直流	119	0	0.2%	-0.5
15	昭沂直流	166	60	36.1%	22.3
16	鲁固直流	236	93	39.3%	7.7
17	吉泉直流	147	33	22.3%	20.0
18	楚穗直流	283	283	100.0%	0.0
19	普侨直流	217	217	100.0%	0.0
20	新东直流	271	271	100.0%	0.0
全国		4485	2352	52.4%	0.1

注：1-17项数据为国家电网有限公司报送，18-20项数据为南方电网公司报送。

七、国家清洁能源示范省（区）落实情况

浙江。2019年，全部可再生能源电力消纳量946亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为20.0%，同比提高1.8个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为319亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为6.7%，同比上升1.0个百分点。

四川。2019年，全部可再生能源电力消纳量为2139亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为81.1%，同比下降0.8个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为148亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为5.6%，同比上升1.2个百分点。

宁夏。2019年，全部可再生能源电力消纳量为280亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为25.7%，同比上升0.5个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为231亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为21.3%，同比下降1个百分点。风电和光伏发电均未达到最低保障性收购年利用小时数要求，风电Ⅲ类资源区低39小时，光伏发电Ⅰ类资源区低136小时。

甘肃。2019年，全部可再生能源电力消纳量为696亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为53.9%，同比上升5.5个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为219亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为16.9%，同比上升3.5个百分点。风电和光伏发电均未达到最低保障性收购年利用小时数要求，风电Ⅲ类资源区低140小时，光伏发电Ⅰ类和Ⅱ类资源区分别低59小时和221小时。

青海。2019年，全部可再生能源电力消纳量为586亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为81.8%，同比上升3.6个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为142亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为19.7%，同比上升1.2个百分点。

附件

可再生能源电力发展监测指标核算方法

1、各省（区、市）内消纳可再生能源电量，包括本地区可再生能源发电量，加上区域外输入的可再生能源电量，再扣除跨区送出的可再生能源电量。

省（区、市）内消纳可再生能源电量 = 本地区可再生能源发电量 - 跨区送出的可再生能源电量 + 跨区送入的可再生能源电量

2、各省（区、市）可再生能源电量消纳占比，等于各省（区、市）可再生能源消纳量除以本地区全社会用电量。

3、全社会用电量、全国总发电量以及除生物质发电外其它可再生能源发电量采用中国电力企业联合会发布的年度全国电力工业统计快报数据，生物质发电采用国家电网有限公司、南方电网公司及内蒙古电力公司提供的数据。

4、跨区跨省交易的可再生能源电量，采用国家电网有限公司、南方电网公司及内蒙古电力公司提供的数据。

5、可再生能源发电企业与省级电网企业签署明确的跨区跨省购售电协议的，可再生能源发电企业所发电量根据协议实际执行情况计入对应的购电省份；其他情况按以下原则处理：

(1) 独立“点对网”跨区输入

非水电可再生能源电力项目直接并入区域外受端电网，全部计入受端电网区域的非水电可再生能源电力消纳量，采用并网计量点的电量数据。

(2) 混合“点对网”跨区输入

采取与火电或水电等打捆以一组电源向区外输电的，受端电网接受到的非水电可再生能源电量等于总受电量乘以外送电量中非水电可再生能源比例。

外送电量中非水电可再生能源的比例=送端并网点计量的全部非水电可再生能源上网电量/送端并网点计量的全部上网电量。

(3) “网对网”跨区输入

区域间或省间电网输送电量中的非水电可再生能源电力输送量，根据电力交易机构的结算电量确定。

5、跨省跨区可再生能源电力交易，存在“省送省”、“省送区域”两种情况。针对“省送区域”情况，如华东、华中接受外省输入的可再生能源电量时，按该区域内各省全社会用电量占本区域电网内全社会用电量的比重，计算各省输入的可再生能源电量。即：

$$\times \left(\frac{i \text{省(区、市)全社会用电量}}{\sum_{j=1}^n i \text{省(区、市)全社会用电量}} \right), n \text{表示区域电网内包含的各省(区、市)}$$

6、京津冀电网（北京、天津、冀北、河北南网）是特殊区域，接入的集中式非水电可再生能源发电项目和区外输入的非水电可再生能源电量，按统一均摊原则计入比重指标核算，各自区域内接入的分布式非水电可再生能源发电量计入各自区域的比重指标核算。

国家能源局综合司关于开展 2020 年电力行业“安全生产月”和“安全万里行”活动的通知

国能综通安全〔2020〕46 号

全国电力安全生产委员会成员单位，有关电力企业：

今年 6 月是第 19 个全国“安全生产月”，也是第 19 个电力行业“安全生产月”。按照《国务院安委会办公室 应急管理部关于开展 2020 年全国“安全生产月”和“安全万里行”活动的通知》（安委办〔2020〕4 号，以下简称《通知》）要求，国家能源局将以“消除事故隐患，筑牢安全防线”为主题，结合行业特点与工作实际，开展电力行业“安全生产月”和“安全万里行”活动。现将有关事项通知如下。

一、总体思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入学习宣传贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中全会精神，深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述，着眼加强疫情防控常态化条件下电力安全生产和专项整治三年行动排查整治工作，推动各单位树牢安全发展理念，践行能源安全新战略，压紧压实安全生产责任，深入排查安全风险隐患，扎实推进问题整改，坚决遏制重特大事故发生。通过开展教育培训、隐患曝光、经验推广、案例警示、监督举报、知识普及等既有声势又有实效的宣传教育活动，促进电力安全生产水平提升和电力安全生产形势持续稳定好转，不断增强人民群众获得感、幸福感、安全感，为决胜全面建成小康社会、决战脱贫攻坚营造稳定的电力安全生产环境。

二、电力行业“安全生产月”活动主要内容

2020 年电力行业“安全生产月”活动将于 6 月 1 日至 30 日在全国电力行业范围内统一开展，各单位要紧密结合实际，采取灵活多样形式，广泛深入开展电力行业“安全生产月”活动。

（一）深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述。

各单位要按照《通知》要求，安排理论学习中心组专题学习，开展习近平总书记关于安全生产重要论述网络课堂培训，在报刊、广播、网络、新媒体等平台开设专栏专题。国家能源局将在中国电力新闻网首页搭建电力安全云上展厅，全景展示电力行业“安全生产月”融媒体内容，同时在《中国电力报》开设安全理论学“习”时间专栏，以新闻报道、署名文章等形式，重点展示各单位学习、贯彻、宣传等情况。

（二）开展电力行业“排查整治进行时”专题活动。

各单位要按照《通知》要求，紧密结合《电力安全生产专项整治三年行动方案》中明确的工作任务，在媒体平台开设专栏专题，制作先进典型、经验做法和成果等工作专题视频，制作并组织观看典型事故案例剖析警示教育片，开展“安全生产啄木鸟”“企业风险扫描仪”“隐患排查显微镜”等活动。国家能源局将在电力安全云上展厅和《中国电力报》开设电力行业“排查整治进行时”专栏，以文字、图片、视频等形式，重点展示各单位经验总结、警示教育、风险隐患排查、事故分析通报等情况；同时，国家能源局将发布《全国电力事故和电力安全事件汇编（2019年）》，各单位要认真组织学习，深刻汲取事故事件教训，筑牢电力安全生产防线。

（三）开设“电力安全生产大家谈”云课堂。

各单位要按照《通知》要求，组织干部职工、企业员工参加“电力安全生产大家谈”云课堂学习，在媒体平台开展网络视频访谈、远程在线辅导以及电力安全生产“公开课”“微课堂”“公益讲座”等线上直播活动。国家能源局将在电力安全云上展厅和《中国电力报》开设“电力安全生产大家谈”云课堂专栏，重点展示各单位教育、交流、培训等成果。

（四）开展网上“全国安全宣传咨询日”活动。

各单位要按照《通知》要求，组织干部职工、企业员工积极参与并创新开展线上“公众开放日”、安全体验场馆360全景示范展示、安全打榜直播答题、全国网上安全知识竞赛、抖音“我是安全明白人”话题、新浪微博“身边的安全谣言”话题等活动。国家能源局将在电力安全云上展厅开设“全国安全宣传咨询日”活动专栏，分为3个子版块：一是“走进安全现场”，重点展示“公众开放日”、安全体验场馆360全景示范展示、安全打榜直播答题等活动开展情况；二是“我是安全明白人”，以短视频形式展示生产生活中容易忽视的安全问题；三是“身边的安全谣言”，在微博发起“身边的安全谣言”话题，针对常见的安全误区和行为差错普及安全知识。同时开设电力安全生产知识网络答题活动专栏，发起答题活动，重点展示各单位参与情况。

（五）扎实推进电力安全宣传“五进”工作。

各单位要按照《通知》和《推进安全宣传“五进”工作方案》要求，开展电力安全宣传进企业、进农村、进社区、进学校、进家庭活动；同时，各单位要以“五进”工作为契机，持续加大电力安全普法工作力度，使《安全生产法》《网络安全法》《突发事件应对法》等法律深入人心。国家能源局将在电力安全云上展厅开设电力安全宣传“五进”工作专栏，以实时跟踪报道形式，重点展示各单位推动落实、学法普法等情况。

三、电力行业“安全生产万里行”活动主要内容

2020年电力行业“安全生产万里行”活动与“安全生产月”活动同步启动，12月份结束。各单位要紧紧围绕《电力安全生产专项整治三年行动方案》，曝光突出问题和重大隐患，宣传推广经验做法，开展“区域行”“专题行”“网上行”等活动，畅通群众和媒体监督渠道，鼓励引导广大群众举报重大隐患和违法违规行为。

四、有关要求

（一）各单位要结合工作实际，采取多种形式举办内容丰富的“安全生产月”启动仪式。国家能源局将于6月1日在电力安全云上展厅正式启动电力行业“安全生产月”活动，并集中展示各单位活动启动、组织、部署等情况。

（二）各单位要加强活动组织领导，建立健全工作机制，制定“路线图”“施工表”，做好人力、物力和相关经费等保障，确保活动有力有序有效开展。国家能源局将在电力安全云上展厅开设电力安全一线风采专栏，以一线写真、现场纪实等形式，展示各基层企业开展的系列活动。

（三）各单位要积极投稿，并在公共场所张贴、悬挂安全标语、横幅、挂图等。国家能源局将在电力安全云上展厅开设电力安全云展播专栏，用于展示各单位拍摄的电力安全生产短视频、微电影、创意公益广告等优秀作品，同时在《中国电力报》设计刊载“安全生产月”活动宣传标语。

（四）各单位要以活动为契机，进一步加强电力安全文化建设，建立健全安全培训考评体系，开展安全文化建设标准化评价。国家能源局将研究出台《电力安全文化建设指导意见》，指导电力行业构建“和谐 守规”的安全文化氛围。

（五）各单位要把活动与解决当前安全发展、安全生产中的热点、难点问题相结合、与精准落实常态化疫情防控相结合、与精准发力决胜脱贫攻坚相结合、与推动落实各方面安全生产责任相结合，不搞形式主义、不走过场，确保活动取得实实在在的效果。

各单位于5月31日前确定1名联络员，及时提供活动期间好的做法、特色项目、重要事项以及视频、图片、文字等电子版资料，每周四12:00前报送活动进展情况统计表（详见《通知》）。上述材料报送中国电力传媒集团。

联系人：张振兴，赵雅君

联系电话：15801583191，15311828802

传真：010-52238106

电子邮箱：1812154344@qq.com，273481275@qq.com

各单位于7月5日前报送活动综合情况。上述材料报送国家能源局电力安全监管司。

联系人：张嘉琳

联系电话：010-66597427

电子邮箱：dianlianquan@163.com

通讯地址：北京市西城区西长安街86号

电力安全云上展厅：www.cpnncn.com/cpnn_zt/2020safe

国家能源局综合司

2020年5月28日

国家能源局综合司关于开展电力业务资质许可服务“好差评”工作的通知

国能综通资质〔2020〕50号

各派出机构：

为贯彻落实《国务院办公厅关于建立政务服务“好差评”制度 提高政务服务水平的意见》（国办发〔2019〕51号）有关要求，全面及时准确了解企业和群众对电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务的感受和诉求，接受社会监督，持续提升服务水平，优化营商环境，现就开展电力业务资质许可服务“好差评”工作有关事项通知如下。

一、工作目标

按照国家能源局有关部署，2020年6月底前，依托资质和信用信息系统，实现电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务“好差评”评价功能。2020年底前，全面对电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务开展“好差评”，实现许可服务事项全覆盖、评价对象全覆盖、服务渠道全覆盖。确保每个许可服务事项均可评价，许可实施单位及工作人员都接受评价，每个办事企业和群众都能自愿自主真实评价，每个差评都得到整改。形成评价、反馈、整改、监督全流程衔接，企业和群众积极参与、社会各界广泛评价、许可实施单位及时改进的良性互动局面，促进许可服务质量持续提升。

二、建立评价机制

（一）实施综合评价

建立以企业和群众对许可服务评价为主、社会各界综合点评和政务服务督查评为补充的许可服务“好差评”综合评价机制。许可服务评价指企业和群众对派出机构所提供电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务作出的评价，一般设置“很好”、“好”、“一般”、“差”、“很差”五个等级，后两个等级为差评；社会各界综合点评指社会大众对派出机构开展许可服务情况作出的综合性评价；政务服务督查评指资质中心适时组织开展的，对各派出机构许可服务情况的调查评价。

（二）畅通评价渠道

企业和群众可通过线上、线下多种渠道对各派出机构提供的许可服务作出评价。线上评价主要依托资质和信用信息系统的许可服务评价功能进行，具体包括系统自动跳转评价、点击链接评价及扫描二维码评价等。线上评价信息统一归集到资质和信用信息系统的相关数据库，由资质中心负责汇总、分析及分发，由相应派出机构处理。线下评价渠道主要包括两方面，一是各派出机

构在许可服务大厅设立的意见箱、公布的监督投诉电话等，由派出机构负责评价信息的收集和处理；二是由资质中心组织开展的问卷调查、电话回访等，由资质中心负责评价信息的收集和处理。

三、组织开展评价

（一）现场服务“一次一评”

各派出机构在许可服务大厅醒目位置设置评价二维码，链接直达资质和信用信息系统的许可服务评价功能模块。办事企业和群众通过扫描二维码，可方便地对当次许可服务作出自主评价，具体包括对整体满意度、工作人员服务态度、工作人员业务熟练程度等的评价，也可反馈相关意见建议（评价单见附件1）。没有在许可服务现场作出评价的企业和群众可在7日内补充评价。

（二）网上服务“一事一评”

企业和群众在线办理许可业务时，在许可事项办结之后可对许可服务作出自主评价，即许可申请人在网上点击领取《准予行政许可决定书》、《不予行政许可决定书》或《不予受理行政许可决定书》后，邀请申请人对本次许可服务进行评价。通过资质和信用信息系统办理许可业务的，将由系统自动发送评价邀请，经申请人同意后自动跳转至评价页面；过渡期间通过资质和信用信息系统以外其他系统在线办理许可业务的，将由所使用系统或其他方式推送服务评价链接或二维码，申请人点击链接或扫描二维码后，进入资质和信用信息系统的评价页面。“一事一评”在对服务整体满意度五级评价的基础上，细化了对具体服务事项的评价，包括设置服务指引是否清晰、办事程序是否便利、材料手续是否明确、操作界面是否友好、“最多跑一次”是否落实、对接受的服务是否满意、有何意见建议等（评价表见附件2）。具体服务事项的评价设置四个或五个评价等级，后两个等级为差评。

（三）社会各界“综合点评”

各派出机构要通过意见箱、热线电话、监督平台、电子邮箱等多种渠道和方式，主动接受社会各界的综合性评价。具备条件的单位，可以进一步引导社会组织、中介组织、研究机构等对政务服务状况进行专业、科学、客观的评估评价。

（四）政务服务“监督查评”

资质中心适时组织开展派出机构许可服务调查评价。一是按照一定比例抽取参与“好差评”的企业和群众开展回访调查，了解派出机构许可服务便利度、群众满意度和差评整改情况。二是组织派出机构开展自评，对“最多跑一次”、“证照分离”改革全覆盖试点、行政许可标准化和信用监管等电力业务资质许可“放管服”有关工作落实情况进行评价（评价内容见附件3，根据工作需要及时调整）。三是适时引入第三方机构，对许可服务状况进行专业、科学、客观的评估评价。资质中心综合以上情况，形成调查和评价结果及时反馈有关派出机构，作为改进服务的重要参考。

四、强化结果应用

（一）确保服务差评的及时整改和反馈

建立差评调查核实、督促整改和反馈机制。资质和信用信息系统收到“差评”评价后，自动启动处理程序，按照“谁办理、谁负责”的原则，将出现差评的评价单（评价表）反馈至对应派出机构，由该派出机构安排专人回访核实。派出机构对于情况清楚、诉求合理的问题，要立行立改；对情况复杂、一时难以解决的，要建立台账，限期整改；对缺乏法定依据的，要做好解释说明。核实为误评或恶意差评的，评价结果可不予采纳。派出机构要将差评核实整改情况通过适当方式，及时向企业和群众反馈，确保差评件件有整改、有反馈；做好差评回访整改记录，实名差评回访整改率要达到100%；并及时将相关情况上传至资质和信用信息系统。

（二）加强评价数据的综合分析和应用

运用大数据等技术，加强对评价数据的跟踪分析和综合挖掘。资质中心每季度初向各派出机构反馈上季度归集到的许可服务“好差评”评价总体情况及具体评价信息（反馈表见附件4）。各派出机构要对照反馈情况，及时查找许可服务中存在的问题并及时改进，推进许可服务精细化、优质化，持续推动公平公正、公开透明营商环境的建设。

（三）促进评价信息的交流共享和公开

促进许可服务评价信息及相关工作经验的交流共享，及时总结推广创新做法、典型经验。每年第一季度，资质中心在门户网站公开上一年度各派出机构许可服务“好差评”情况，加强宣传，引导企业和群众积极参与许可服务评价。

五、加强工作保障

（一）强化组织保障

各单位要把开展许可服务“好差评”作为深化“放管服”改革的重要举措，狠抓督促落实，确保工作扎实有序推进，目标任务按期完成。资质中心负责在资质和信用信息系统中开发建设电力业务资质许可服务“好差评”在线评价及管理功能，指导许可服务评价工作顺利开展。信息中心结合国家能源局一体化政务服务平台建设，负责资质和信用信息系统中电力业务资质许可服务“好差评”后续在线功能建设和运行维护。各派出机构负责本区域内电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务“好差评”评价的实施，强化人员管理和考核，接受企业和群众监督评价，及时开展问题核实、整改及反馈，查处违规违纪问题。

（二）健全评价信息管理机制

资质中心将以资质和信用信息系统为基础，建立“好差评”数据生成、归集、传输、分析、反馈机制，确保资质系统内部“好差评”内容标准统一、差评整改反馈及时、评价数据生成高效、评价结果客观公正。建立评价数据安全保障机制，切实保障评价人自愿自主评价的权利，鼓励企业和群众实名评价；规范信息查询及管理权限，任何单位及个人不得恶意泄露评价人信息，确保数据真实、安全、可靠。

- 附件：1. 电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务“好差评”评价单（现场服务“一次一评”）
2. 电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务“好差评”评价表（网上服务“一事一评”）
3. 电力业务资质许可“放管服”有关工作落实情况评价内容
4. 电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务“好差评”评价情况反馈表

国家能源局综合司
2020年6月2日

附件 1

电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务 “好差评”评价单 （现场服务“一次一评”）

为了解申请人对许可工作的满意程度，不断提升服务水平，请您结合本次许可服务情况，对我们的工作作出评价并提出宝贵意见建议。

单位名称（选填）：

联系人及联系方式（选填）：

申请办理的许可事项（必填）：

提供许可服务的派出机构（必填）：

提供许可服务的工位号（选填）：

办理时间（选填）：

一、对本次服务的整体满意程度（必填，单选）

很好 好 一般 差 很差

二、工作人员的服务态度（必填，单选）

很好 好 一般 差 很差

三、工作人员的业务熟练程度（必填，单选）

很好 好 一般 差 很差

四、意见和建议（选填）：

附件 2

电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务 “好差评”评价表

（网上服务“一事一评”）

为了解申请人对许可工作的满意程度，不断提升服务水平，请您结合本次许可服务情况，对我们的工作作出评价并提出宝贵意见建议。

单位名称（选填）：

联系人及联系方式（选填）：

申请办理的许可事项（必填）：

提供许可服务的派出机构（必填）：

一、对本次服务的整体满意程度（必填，单选）

很好 好 一般 差 很差

二、许可服务指引清晰程度（必填，单选）

很清晰 清晰 一般 不清晰 很不清晰

三、许可办理程序便利程度（必填，单选）

很便利 便利 一般 不便利 很不便利

四、材料手续明确程度（必填，单选）

很明确 明确 一般 不明确 很不明确

五、操作界面友好程度（必填，单选）

很友好 友好 一般 不友好 很不友好

六、前往现场（不含主动至现场）办理业务次数（必填，单选）

一次不用跑 1次 2次 2次以上

七、对现场服务的满意程度（若接受过现场服务填写，单选）

很好 好 一般 差 很差

八、对现场核查的满意程度（若有现场核查环节填写，单选）

很好 好 一般 差 很差

九、意见和建议（选填）：

附件 3

电力业务资质许可“放管服”有关工作 落实情况评价内容

一、根据《国家能源局关于印发〈电力业务行政许可 承装（修、试）电力设施行政许可流程规范〉等四个文件的通知》（国能发资质〔2017〕1号）、《国家能源局综合司关于做好电力业务行政许可标准化工作的通知》（国能综通资质〔2017〕21号）要求，对派出机构行政许可标准化工作落实情况进行评价。

1. 落实行政许可流程规范情况；
2. 落实行政许可服务规范情况；
3. 受理场所管理情况；
4. 开展监督检查评价情况。

二、根据《国家能源局关于推行电力业务许可办理“最多跑一次”的实施意见》（国能发资质〔2018〕66号）要求，对派出机构电力业务资质许可办理“最多跑一次”落实情况进行评价。

1. “最多跑一次”组织保障情况；

2. 网上办理情况；
3. 信息公开情况；
4. “零见面”指导情况。

三、根据《国家能源局关于实施电力业务许可信用监管的通知》（国能发资质〔2019〕79号）、《国家发展改革委 国家能源局关于加强和规范涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理工作的实施意见》（发改运行规〔2018〕233号）、《国家能源局综合司关于明确涉电力领域失信联合惩戒对象名单管理有关工作的通知》（国能综通资质〔2019〕33号）等文件要求,对派出机构信用体系建设及推动工作进行评价。

1. 许可证审核环节应用信用监管措施情况；
2. 持证企业日常监管阶段应用信用监管措施情况；
3. 工商营业执照吊销企业许可证注销情况；
4. 黑名单认定及上报情况；
5. 信用信息归集情况；
6. 信用修复和异议处理情况。

四、根据《国家能源局综合司关于印发〈国家能源局在自由贸易试验区开展“证照分离”改革全覆盖试点实施方案〉的通知》（国能综通资质〔2019〕81号）要求，对派出机构相关措施落实情况进行评价。

1. 行政许可全程网上办理实现情况；
2. 精简许可条件和申请材料相关要求落实情况；
3. 压减审批时限落实情况。

附件 4

____年第____季度电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可服务 “好差评”评价情况反馈表

派出机构名称：

一、现场服务“一次一评”评价情况							
1	对整体满意度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率

2	对工作人员服务态度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率
3	对工作人员业务熟练度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率
二、网上服务“一事一评”评价情况							
1	对整体满意度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率
2	对服务指引清晰度评价数量	“很清晰”数量	“清晰”数量	“一般”数量	“不清晰”数量	“很不清晰”数量	差评率
3	对办理程序便利度评价数量	“很便利”数量	“便利”数量	“一般”数量	“不便利”数量	“很不便利”数量	差评率
4	对材料手续明确度评价数量	“很明确”数量	“明确”数量	“一般”数量	“不明确”数量	“很不明确”数量	差评率
5	对操作界面友好度评价数量	“很友好”数量	“友好”数量	“一般”数量	“不友好”数量	“很不友好”数量	差评率
6	“一次不用跑”落实情况评价数量	“一次不用跑”数量	“1次”数量	-	“2次”数量	“2次以上”数量	差评率
7	对现场服务满意度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率
8	对现场核查满意度评价数量	“很好”数量	“好”数量	“一般”数量	“差”数量	“很差”数量	差评率

注：1. 统计周期为每个季度。

2. 对每项指标有四个或五个评价等级，其中后两个等级“差”“很差”（“不清晰”“很不清晰”、“不便利”“很不便利”、“不明确”“很不明确”、“不友好”“很不友好”、“2次”“2次以上”）为差评。“差评率”的计算方法为：两个差评等级的数量相加，之和除以对该项指标的总评价数量。（设置对每项指标的评价为单选，对各等级评价数量之和等于对该项指标的总评价数量。

国家能源局综合司关于开展提升用户“获得电力”优质服务水平综合监管的通知

国能综通监管〔2020〕54号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，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）公司，各相关供电企业：

为贯彻落实党中央、国务院关于“放管服”改革和优化营商环境的决策部署，持续提升“获得电力”优质服务水平，按照《国家能源局关于印发2020年能源监管重点任务清单的通知》（国能发监管〔2020〕26号），国家能源局决定从2020年6月到12月，开展提升用户“获得电力”优质服务水平综合监管工作（以下简称综合监管）。现将有关事项通知如下。

一、工作目标

认真落实党中央、国务院优化营商环境决策部署，全面落实《优化营商环境条例》及有关法律法规要求，持续提升“获得电力”优质服务水平。在最大程度化解新冠疫情带来的不利影响的基础上，推动全国用电营商环境整体水平持续提升，确保实现“2020年供电企业办理电力用户用电业务平均时间压减到40个工作日以内”的目标，不断增强人民群众满意用电获得感。

一是继续对标国际先进，查找短板弱项，针对薄弱环节，推出更多改革实举措。二是聚焦群众关切，坚决打通群众办电的堵点、难点和痛点，不断创新服务方式，进一步简流程、压时间、降成本，加快推动北京、上海低压小微企业“三零”服务等典型经验做法在全国范围内复制推广。三是加大监管力度，严肃查处各类制约、影响人民群众便利用电的违法违规行为，强化源头治理，力避问题反弹，严防水平下滑。

二、工作内容

（一）加强用电报装时间监管，进一步压缩办电时间。各供电企业要强化内部管控，持续深化营配协同，压缩协同环节衔接耗时，加快接电工程施工，积极推进“先接后改”等以用户需求为导向的电网建设新机制，持续压缩办电时间。各省级能源（电力）主管部门要积极协调地方政府有关部门推行证照审批串改并政策支持，大幅压缩电力接入工程审批时间。国家能源局各派出机构要督促供电企业强化制度管理与落实，保证业务办理时间信息真实，杜绝用电业务办理“体外循环”，保障人民群众快捷办电。

（二）加强用电报装环节监管，进一步畅通办电过程。各供电企业要持续深化“互联网+”办电流程优化，压减办电环节，畅通办理流程，精简申请资料，主动对接地方政府相关部门推进证照信息共享，争取实现用电报装“最多跑一次”、“一次都不跑”。各省级能源（电力）主管部门要进一步推进“一家牵头、并联审批、限时办结”的电力工程项目审批改革，精简审批事项和审批环节。国家能源局各派出机构要督促供电企业创新办电服务方式，提升办电服务水平，推行“一口对外、一证受理、一站服务”，保障人民群众便利办电。

（三）加强用电报装费用监管，进一步降低办电成本。各供电企业要持续推进供电方案科学、经济编制，按照“就近接入”原则优化电源路径，延伸电网投资界面，切实降低接电成本。国家能源局各派出机构要针对供电企业接电收费依据不足、收费不合理、违规收费、转由关联企业变相违规收费以及在相关协议或合同中设置不合理条款等问题，加大监管力度，保障人民群众实惠办电。

（四）加强供电质量监管，进一步保障用电稳定可靠。各供电企业要主动对接地方城乡规划，优化电网空间布局，持续完善配电网架结构，推进电网改造升级，不断提高配电网供电能力，合理安排检修计划，强化供电可靠性基础管理和电压质量管理，提升配电网运行管理水平，切实改善供电质量。国家能源局各派出机构要督促供电企业对“频繁停电”、“低电压”以及供电“两率”数据管理不规范、检修计划安排不合理、故障抢修不及时、“两率一户”指标不达标等突出问题进行集中整治，保障人民群众放心用电。

（五）加强用户受电工程市场秩序监管，进一步维护市场公平开放。各供电企业要加强关联企业管理，严格履行承装（修、试）电力设施许可资质查验职责，规范用户受电工程各环节流程，不断提升用户受电工程市场化水平，不得直接、间接或者变相指定用户受电工程的设计、施工和设备材料供应单位，不得限制和排斥其他单位的公平竞争，确保公平无歧视开放用户受电工程市场。国家能源局各派出机构要对供电企业扰乱用户受电工程市场秩序、阻碍市场公平竞争等问题进行重点监管，严肃查处用户受电工程“三指定”、限制或拖延用户报装接入、违反承装（修、试）电力设施许可制度等各类阻碍市场公平竞争的违法违规行为，维护市场公平公正秩序，保障人民群众安心用电。

（六）加强信息公开监管，进一步促进办电公开透明。各供电企业要按照《优化营商环境条例》（国务院令 722 号）、《供电企业信息公开实施办法》（国能监管〔2014〕149 号）等文件要求做好用电报装信息公开，通过企业网站、营业厅、新闻媒体、手机 APP 等渠道对外发布用电报装服务流程、时间要求、收费项目、收费标准及有关政策等信息，全面宣传“获得电力”优质服务的做法和取得的成效，同时提供便于用户查询业务办理进展情况的渠道，做到业务办理进展情况可网上网下实时公开查询。国家能源局各派出机构要加大对供电企业信息公开的监管力度，依照有关规定严肃查处不及时、不真实、不全面公开相关供电信息的行为，保障人民群众明白用电。

（七）加强投诉举报监管，进一步回应群众关心关切。各供电企业要切实加强对 12398 能源监管热线重要性的认识，高度重视人民群众和市场主体向 12398 能源监管热线反映的问题诉求，将 12398 能源监管热线和 95598 等供电服务热线同步、同对象公布，加大对 12398 能源监管热线投诉举报属实事项的处理力度，做好问题解决和整改反馈。国家能源局各派出机构要充分发挥 12398 能源监管热线的民生通道作用，以 12398 能源监管热线反映的相关问题为线索，加大行政执法力度，严肃查处各类违法违规行为，督促供电企业闭环整改，解决好人民群众关切、市场反映强烈的问题，保障人民群众满意用电。

三、工作步骤

（一）启动部署（6 月）。国家能源局印发工作通知，启动综合监管工作。国家能源局各派出机构结合地区实际制定具体实施方案，细化工作内容，明确责任分工，组织辖区内供电企业启动相关工作。

（二）企业自查（7 月-8 月）。各供电企业按照要求开展自查工作（自查范围为 2019 年 7 月至 2020 年 6 月供电企业开展相关工作情况），8 月 31 日前将自查报告报送国家能源局派出机构。自查报告内容包括但不限于：自查基本情况、上一周期监管发现问题整改情况、自查问题已采取的措施、“获得电力”工作主要经验做法及取得的成效、当前工作中存在的主要问题及下一步工作举措等。

（三）现场监管（9 月-11 月）。国家能源局各派出机构在供电企业自查报告基础上，按照国家能源局《推广随机抽查规范事中事后监管的实施方案》（2020 年修订）规定实施现场监管，其中受检供电企业的抽查比例原则上控制在辖区内供电企业数量的 5%-10%。现场监管完成后，及时向受检单位通报监管结果并要求限期整改。国家能源局将视情组织赴部分省市对供电企业自查情况进行抽查或督导调研。

（四）总结巩固（12 月）。国家能源局各派出机构汇总所辖区域“获得电力”综合监管工作情况，形成监管工作报告于 12 月 10 日前报送国家能源局。工作报告内容包括基本情况、上一监管周期问题整改情况、存在问题、监管意见等，其中存在问题要有具体的案例支撑，案例要经过

认真核实，务求事实确凿、表述准确，对问题企业要明确点名。监管工作报告要附问题清单，汇总监管中发现的问题，要原汁原味、毫无保留。

四、工作要求

（一）提高思想认识，强化组织领导。优化营商环境是推进国家治理体系和治理能力现代化的重要内容，也是应对今年新冠肺炎疫情等复杂形势、服务“六稳”大局、推动高质量发展的关键举措。国家能源局派出机构、省级能源（电力）主管部门和供电企业要切实提高政治站位，准确把握综合监管的重要意义，进一步加强组织领导，完善工作机制，形成工作合力，推动监管工作取得实效。国家能源局派出机构在监管工作过程中，要注意统筹谋划，切实为基层减负，工作尽量合并开展，做到减量与提质相结合，避免出现检查、会议、文件、填表过多过滥的问题。

（二）创新监管方式，巩固监管成效。国家能源局派出机构要不断创新监管方式、手段，以动态监管、精准监管、长效监管为抓手，促进供电企业提升服务品质、补齐服务短板，切实巩固提升监管成效。日常监管要突出制度建设，健全完善用电营商环境常态监管制度和用电报装信息报送制度，鼓励探索互联网+监管、信用监管，实现现场监管与非现场监管有机结合；要深入开展12398能源监管热线共性问题的分析研究，提高监管工作的针对性。

（三）强化宣传引导，营造良好氛围。国家能源局派出机构要注重“获得电力”相关政策的宣传解读，综合运用政府网站、微博微信、媒体专访、政策问答等方式让电力用户和社会公众及时了解、关注相关政策、工作动态及取得成效，广泛听取群众意见建议；要指导和督促供电企业通过门户网站、公众号和客户端等渠道向社会宣介提升“获得电力”优质服务水平的具体举措及工作进展，营造良好舆论氛围。

联系人及电话：卜红纺 010-66597304

国家能源局综合司
2020年6月3日

国家能源局综合司关于印发《“十三五”能源规划目标任务落实情况综合监管工作方案》的通知

国能综通监管〔2020〕56号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，中国核工业集团公司、中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、中国海洋石油集团公司、国家石油天然气管网集团公司、国家电网有限公司、南方电网公司、华能集团公司、大唐集团公司、华电集团公司、国家电力投资集团公司、长江三峡集团公司、国家能源投资集团公司、中煤能源集团公司、中广核集团公司，相关能源企业：

为全面贯彻落实“十三五”能源规划确立的重点目标任务，进一步推动重大工程项目有效落地，扎实做好“六稳”、“六保”工作，根据我局《2020年能源监管重点任务清单》，我们研究制定了《“十三五”能源规划目标任务落实情况综合监管工作方案》。现印发给你们，请认真组织实施。有关要求如下。

一、请各派出机构加强工作统筹，结合疫情防控常态化要求和本地实际制定具体实施方案，细化监管内容和措施，确保相关工作有效落实。要加强与局机关的沟通联系，及时报送监管工作开展情况，分析问题，总结经验，提出相关意见建议。国家能源局相关职能司要对派出机构做好政策解读和业务指导工作。

二、请各地方能源管理部门做好协同配合工作。地方能源管理部门负责本地区能源规划落实，要全面准确地梳理有关数据和材料，如实分析国家规划在本地实施成效、存在困难和问题，提出针对性的意见建议，按时提交自查报告。对于国家能源局派出机构在监管工作中反馈的情况，应当及时核实处理。请各地方能源管理部门明确具体责任部门和工作联系人，并于6月15日前报所在地派出机构。

三、各能源企业负责能源规划的具体实施和项目建设运营，要对照监管工作内容和要求，认真梳理国家能源规划落实和重大项目建设有关情况，及时提供相关资料。请各能源央企于6月15日前向国家能源局市场监管司报送一名工作联系人，负责相关工作的统筹协调；各能源央企下属单位及地方企业同步建立相应工作机制，畅通与所在地派出机构的联系渠道。

四、各单位要坚持问题导向，突出工作重点，针对重点领域、重点环节、重点事项开展监管工作，以点带面，务求实效。切实改进工作作风，既要避免形式主义、走过场，也要防止增加基层负担。要“督”“战”结合，既要及时发现问题，也要通过督促协调、约谈整改等方式力促问题解决。国家能源局将适时组织相关职能司、第三方机构人员赴部分重点区域、重点项目现场开展核查工作。

联系电话：010-66597346 66598646

传 真：010-66023677

附件：“十三五”能源规划目标任务落实情况综合监管工作方案

国家能源局综合司

2020年6月8日

附件

“十三五”能源规划国家重点监管项目名单

（各派出机构在此基础上可以增补项目形成本辖区重点监管项目清单）

分类	序号	项目名称	监管主要内容	涉及省份
一、电力项目	1	滇西北至广东±800千伏直流工程	输电通道利用率情况	云南、广东(南方局牵头)
	2	酒泉至湖南±800千伏直流工程		甘肃、湖南（甘肃办会同湖南办负责）
	3	扎鲁特至青州±800千伏直流工程		内蒙古、黑龙江、吉林、辽宁、山东（东北局牵头）
	4	川渝电网500千伏第三通道		四川、重庆（华中局牵头）
	5	雅中至江西±800千伏直流工程	工程建设情况	四川、云南、贵州、湖南、江西（四川办会同华中局牵头）
二、油气项目	6	中俄原油管道二线（已建成）	运营情况	黑龙江、内蒙古（东北局牵头）
	7	西部原油管道（已建成）		新疆、甘肃（新疆办牵头）
	8	西部成品油管道（已建成）		陕西、内蒙古、河北、北京（华北局会同西北局负责）
	9	陕京四线（已建成）		黑龙江、吉林、内蒙古、辽宁、河北、天津、山东、江苏（东北局会同华北局牵头）
	10	中俄东线天然气管道（在建）	地方政府推动重大工程建设、支持合规手续办理、创造良好营商环境等政策落实情况	湖北、湖南、广东（华中局牵头）
	11	新疆煤制气外输管道潜江-韶关段（在建）		山东、江苏（山东办牵头）
	12	青岛-南京天然气管道（在建）		

三、核电项目	13	浙江三门核电一期工程（已建成）	1.投产运营情况；2.《国家发展改革委关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》（发改价格〔2019〕535号）落实情况	浙江
	14	山东海阳核电一期工程（已建成）		山东
	15	广东台山核电一期工程（已建成）		广东
	16	福建福清核电5、6号机组（在建）	项目核准文件落实情况，包括：1.项目进度计划执行情况；2.项目投资计划执行和资金落实情况；3.设备国产化目标落实情况	福建
	17	广西防城港核电二期工程（在建）		广西
	18	山东荣成“228示范工程”（在建）		山东
	19	江苏田湾核电三期工程（在建）		江苏
四、煤炭深加工项目	20	伊泰鄂尔多斯200万吨/年煤炭间接液化示范项目	项目推进及示范任务落实情况	内蒙古
	21	兖矿集团榆林400万吨/年煤炭间接液化项目		陕西
	22	北控鄂尔多斯40亿立方米/年煤制天然气项目		内蒙古
	23	山西大同40亿立方米/年煤制天然气项目		山西
	24	陕煤化榆林1500万吨/年煤炭分质清洁高效转化示范项目		陕西
	25	陕西龙成煤清洁高效利用有限公司1000万吨/年粉煤清洁高效综合利用一体化示范项目		陕西
五、新	五（一）常规水电项目			

能源和 可再生 能源项 目	26	金沙江白鹤滩水电项目	项目落实情况和开工建设情况，包括规划目标完成情况、前期工作开展情况，核准情况，以及是否按照进度计划开工建设，是否按照相关法律法规技术规范进行工程建设，项目投资进度计划和资金落实情况等	四川、云南
	27	金沙江金沙水电项目		四川
	28	澜沧江托巴水电项目		云南
	29	雅砻江牙根一级水电项目		四川
	30	雅砻江孟底沟水电项目		四川
	31	雅砻江卡拉水电项目		四川
	32	大渡河巴底水电项目		四川
	33	大渡河枕头坝二级水电项目		四川
	34	大渡河沙坪一级水电项目		四川
	35	黄河玛尔挡水电项目		青海
	36	黄河羊曲水电项目		青海
	37	雅鲁藏布江街需水电项目		西藏
	38	雅鲁藏布江冷达水电项目		西藏
	五（二）抽水蓄能项目			
	39	辽宁清原抽水蓄能项目	项目落实情况和开工建设情况，包括规划目标完成情况、前期工作开展情况，核准情况，以及是否按照进度计划开工建设，是否按照相关法律法规技术规范进行工程建设，项目投资进度计划和资金落实情况等	辽宁
	40	吉林蛟河抽水蓄能项目		吉林
	41	内蒙古（东部）芝瑞抽水蓄能项目		内蒙古
	42	江苏句容抽水蓄能项目		江苏
	43	浙江宁海抽水蓄能项目		浙江
	44	浙江缙云抽水蓄能项目		浙江
	45	福建厦门抽水蓄能项目		福建

46	安徽桐城抽水蓄能项目		安徽
47	河北抚宁抽水蓄能项目		河北
48	河北尚义抽水蓄能项目		河北
49	山东潍坊抽水蓄能项目		山东
50	山西垣曲抽水蓄能项目		山西
51	河南大鱼沟（洛宁）抽水蓄能项目		河南
52	湖南平江抽水蓄能项目		湖南
53	新疆阜康抽水蓄能项目		新疆
54	新疆哈密天山抽水蓄能项目		新疆
55	陕西镇安抽水蓄能项目		陕西

国家能源局关于河北抽水蓄能电站选点规划调整成果的 复函

国能函新能〔2020〕36号

河北省发展改革委、能源局，水电水利规划设计总院：

报来《关于恳请批复河北省抽水蓄能电站规划调整站点的请示》（冀发改能源〔2019〕1630号）、《关于对我省抽水蓄能电站规划调整站点批复问题的补充请示》、《关于将灵寿抽水蓄能电站补充纳入我省抽水蓄能电站规划调整站点的请示》（冀发改能源〔2020〕374号）和《关于批准河北省抽水蓄能电站选点规划调整报告的请示》（水电规规〔2019〕45号）、《关于报送

《河北灵寿抽水蓄能电站规划研究报告技术评审意见》的函》（水电规规〔2020〕10号）收悉。经研究，现函复如下。

一、为做好河北抽水蓄能电站的规划建设，规范项目前期工作，确保抽水蓄能电站有序开发和电网安全经济稳定运行，原则同意河北抽水蓄能电站选点规划调整成果及审查意见。

二、同意在初选尚义、滦平、迁西、赤城、徐水、邢台、阜平7个站点作为比选站点的基础上，确定尚义（拟装机140万千瓦）、徐水（拟装机60万千瓦）、滦平（拟装机120万千瓦）站点为河北抽水蓄能规划调整推荐站点，规划水平年为2030年。

三、灵寿站点（拟装机120万千瓦）补充纳入规划调整站点，下一步要统筹考虑电力系统需求及区域内站点资源情况，按照技术审查意见进一步开展论证工作。

四、邢台站点（拟装机120万千瓦）涉及生态保护红线调整，下一步按我局《关于在抽水蓄能电站规划建设中落实生态环保有关要求的通知》（国能综发新能〔2017〕3号）落实有关工作后纳入规划。

五、请有关单位抓紧开展工作，做好站点资源保护，综合考虑区域抽水蓄能电站合理配置和电力系统实际需求，科学安排推荐站点建设时序，保障选点规划科学实施。

国家能源局
2020年6月10日

国家能源局综合司关于切实做好电力行业防汛抗洪工作的通知

国能综通安全〔2020〕60号

目前，全国各地由南至北陆续进入汛期，其中南方部分地区遭受强降雨袭击，发生较重洪涝灾害，防汛抗洪工作形势严峻。近日，李克强总理就防汛工作作出重要批示，要求抓紧补上工作短板，排查消除隐患，完善应对预案，确保人民群众生命安全。国家防总办公室印发《关于认真贯彻落实李克强总理重要批示精神进一步细化实化防汛抗洪各项措施的通知》（国汛办电〔2020〕20号），对防汛抗洪有关工作再次作出部署。各单位要深入学习贯彻习近平总书记关于

防灾减灾重要论述和防汛抗洪重要指示精神，严格落实李克强总理重要批示要求和国家防总工作部署，进一步提高政治站位，切实做好以下工作。

一是严格落实防汛工作责任。各单位要提高思想认识，加强组织领导，明确目标要求，细化任务分解，完善责任链条，确保防汛工作责任有效传递，务必将责任落实到岗到人。

二是全面排查整治风险隐患。电力企业要在前期风险梳理和隐患排查的基础上，结合当前汛情变化和极端天气预报信息，再次深入排查安全风险和事故隐患，并对发现的问题立即开展整治，实现闭环管理。重大风险隐患要实行挂牌督办。

三是切实加强设备运维管理。电力企业要加强汛期和台风期间密集输电通道、配电网、海上风电、灰场灰库等易受影响设备设施管理，强化电力建设工程施工作业现场管控，严格执行经批准的水库运用调度方案，深刻吸取事故教训，认真开展经验反馈，有效防范遏制各类事故发生。

四是认真做好应急准备。电力企业要调整充实防汛抗洪机构队伍，配齐专业力量，夯实人力资源基础；备足抢险救援物资设备，及时轮换更新增补，确保器械物资满足应急需要；认真开展应急救援业务培训，定期组织实战演练，增强突发事件应对处置能力。

五是严格执行值守报告制度。各单位要严格执行主汛期领导带班和重要岗位 24 小时值班制度，严肃重要时段工作纪律，确保指令畅通、处置及时；密切关注极端天气和地质灾害预警信息，及时掌握本地区、本单位汛情灾情，严格按照规定时限报告突发事件和应急处置等重要信息。

六是加强协调联动信息共享。各单位要密切联系当地政府及其气象、水利、应急、国土等部门，定期会商汛情形势；加强与应急消防、专业救援等单位的协调联动，推动建立联合救援工作机制，共享防汛抗洪各类资源，确保信息了解及时、形势研判准确、险情应对有力。

各单位要抓紧补短板、堵漏洞、强弱项，做细做实防范应对各项准备，确保电力安全生产形势平稳和电力可靠供应，为“六稳”“六保”工作大局提供安全保障。

国家能源局综合司

2020 年 6 月 16 日

国家能源局关于印发《电力安全文化建设指导意见》的通知

国能发安全〔2020〕36 号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、经信委（工信委、工信厅），北京市城管委，全国电力安委会成员单位，有关电力企业：

为深入贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的各项决策部署，提升广大电力员工的安全文化素养，营造电力行业和谐守规的安全文化氛围，我们制定了《电力安全文化建设指导意见》。现印发给你们，请贯彻执行。

国家能源局

2020年7月1日

电力安全文化建设指导意见

为深入贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的各项决策部署，提升广大电力员工的安全文化素养，营造电力行业和谐守规的电力安全文化氛围，特制定本指导意见。

一、指导思想、基本原则和主要目标

（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，以总体国家安全观和能源安全新战略为指引，全面贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，牢固树立安全发展理念，秉承“安全是文化”的思路，以强化安全意识、规范安全行为、提升防范能力、养成安全习惯为目标，创新载体、注重实效，推动构建自我约束、持续改进的安全文化建设长效机制，全面提升电力行业安全文化建设水平，充分发挥安全文化的引领作用，全力打造和谐守规的电力安全文化。

（二）基本原则

全面系统。从行业监管、属地管理、企业管理和员工教育培训等方面入手，全面推进文化建设，通过加强法制建设、强化责任落实、完善标准规范、创新技术措施、保障安全投入等手段，形成系统合力。

开放包容。传承弘扬优秀文化，学习借鉴新兴文化，促进文化交流融合，广泛吸纳新思想、新观念、新技术，结合实际、取长补短，为电力安全文化建设注入新动力。

整体协同。凝聚政府、企业、协会以及社会各界力量，形成安全文化建设联动机制，实现政府引导、企业自律、社会参与、员工全覆盖的电力安全文化建设格局。

形式多样。创新宣传形式，丰富传播载体，结合行业、地域、企业实际，因地制宜，打造电力安全文化，建立长效机制，形成品牌效应。

（三）主要目标

行业层面：通过开展电力安全文化建设，促进电力行业安全生产形势持续稳定向好，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

企业层面：逐步建立电力安全文化建设责任体系、培训教育体系、管理监督体系、考核评价体系等，把安全文化作为企业文化的一项重要内容，为企业安全生产奠定基础。

员工层面：通过宣传教育、学习培训，使安全理念转化为行动自觉，使安全技能得到有效提升，充分发挥安全文化的引领、凝聚、辐射作用，为家庭幸福和社会和谐提供保障。

通过开展电力安全文化建设，使和谐守规的电力安全文化深入人心，电力安全文化体系日趋完善，电力员工安全文化素养稳步提升。

二、实施路径

（一）重点工程

1. 电力安全文化体系建设工程。坚持习近平新时代中国特色社会主义思想，坚持社会主义核心价值观，提出符合新时代鲜明特征、符合电力行业发展实际的安全文化理念和载体。

2. 电力安全文化组织机构建设工程。根据发展战略、工作实际和员工需求，推动完善行业、企业、社会等层面的电力安全文化组织机构，实施安全文化建设、评估、宣传等工作。

3. 电力安全文化传播体系建设工程。搭建传播平台，完善交流机制，促进安全文化融合与创新，积极拓展国际交流通道，让先进安全文化“走进来”，也推动优秀安全文化“走出去”。

4. 电力安全文化产业发展机制建设工程。鼓励创建安全文化示范基地，引导社会资本推动安全文化产业化发展，依托大数据、云计算、区块链等新技术，孵化安全文化创新产品，促进成果转化。

5. 电力安全文化教育培训体系建设工程。凝聚专业机构力量，加强安全文化专业人才培养；推动安全文化智库建设，加强电力安全文化理论研究；构建学习交流平台，健全教育培训机制。

6. 电力安全文化建设品牌企业创建完善工程。探索建立电力安全文化建设评价标准和管理办法，鼓励电力企业打造一批安全文化建设品牌，树立行业标杆，创建安全品牌。

（二）主要任务

1. 构建电力安全文化体系。鼓励电力企业制定安全文化建设基本规范，以和谐守规为核心探索电力安全文化体系建设发展路径，健全完善安全理念、制度、行为文化及评价体系等。

2. 加强电力安全文化建设保障。鼓励电力企业设立专门的组织机构和保障必要的经费，按照统筹规划、自上而下、整体推进的模式开展安全文化建设工作。

3. 开展电力安全文化建设评估。推动建立融合企业安全生产、人才培养、可靠性管理等指标的安全文化发展指数，鼓励建立安全文化监督评估机制，出台评估标准，提高评估质量。

4. 开展电力安全文化建设交流。征集电力安全文化建设先进经验和优秀成果，组织专家系统梳理研究、总结推广，搭建电力安全文化交流平台，助力电力企业安全文化建设。

5. 开展电力安全文化宣传教育。以主题宣讲、知识竞赛、文艺创作、文化论坛、榜样选树、阵地建设、警示教育等为载体，广泛开展宣传教育、学习培训，推动电力安全文化发展。

6. 强化电力安全文化技术支撑。充分挖掘 5G、区块链等前沿技术，汇集安全文化制度数据库、教育数据库，畅通分享渠道，优化安全文化生态环境，打造电力安全文化大数据平台。

7. 加强电力安全线上培训。发挥新媒体传播优势，建立电力安全文化培训云课堂，为广大员工提供内容具体、形象生动的精品课程，有效利用“排行榜”等手段，激发学习热情。

8. 建设电力安全文化信用体系。明确信用体系的内容维度、衡量标准和应用范围，通过社会舆论、价值取向、道德评判、信息共享等方式规范信用活动，探索建立电力安全文化信用机制。

9. 加快电力安全文化成果孵化。推动建设一批专业化程度高、科技创新力强的电力安全文化产业基地，完善激励政策，促进产业优化与成果转化。

10. 促进电力安全文化资金投入。鼓励电力企业通过设立安全文化公益基金等形式，充分调动各方资源，引导社会力量广泛关注和积极参与，着力提升全行业安全文化管理能力和创新能力。

三、保障措施

（一）加强组织领导。高度重视电力安全文化建设工作，可根据工作需要设置组织机构，制定总体目标和具体措施，将安全文化建设与生产经营工作同部署、同推进。

（二）加强资金保障。拓宽投入渠道，形成行业、企业和社会共同支持的多元化投入机制，为安全文化发展提供必要的经费保障，确保安全文化研究、教育、传播活动有序进行。

（三）加强宣传引导。对电力安全文化建设进行不定期主题宣传、典型宣传，保持全社会对于安全文化的“关注度”，营造和谐守规的电力安全良好氛围。

国家能源局综合司关于组织申报科技创新（储能） 试点示范项目的通知

国能综通科技〔2020〕69号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，各有关单位：

为深入贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 and 党的十九大精神，践行习近平生态文明思想和“四个革命、一个合作”能源安全新战略，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，推动

我国能源高质量发展，按照《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）要求，依据《国家能源局试点示范类事项工作规则（2020年版）》（国能综通法改〔2020〕20号），国家能源局拟在全国已投产电力储能工程（抽水蓄能除外）中组织筛选首批科技创新（储能）试点示范项目（以下简称“储能示范项目”）。现就有关事项通知如下。

一、示范目的

通过分析总结示范项目成功经验和存在问题，促进先进储能技术装备与系统集成创新，建立健全相关技术标准与工程规范，培育具有市场竞争力的商业模式，推动出台支持储能发展的相关政策法规。

二、申报条件

申报项目原则上应为2018年1月1日以后投产，截至本通知印发之日连续在运至少一年的项目。储能系统投资规模原则上不低于3000万元人民币。申报项目知识产权清晰，技术先进，应用示范带动作用良好。

申报单位既可由储能项目业主单独申报，也可联合其他单位联合申报。申报单位应具有较强的经济实力、技术研发和融合创新能力。同类技术和场景，每个申报单位原则上限申报1个项目。

三、申报程序

（一）申报单位网上申报。2020年8月10日至8月23日，申报单位登录“储能示范项目申报平台”（<http://123.127.52.151:9091>）；在线填写《科技创新（储能）试点示范项目申请表》（见附件）并下载打印，签字盖章后报送项目所在地或公司注册地省级能源主管部门。

（二）地方能源主管部门网上初审。有关省级能源主管部门根据专属用户名，于2020年8月20日至8月30日，登录申报平台进行初审。初审合格后，有关省级能源主管部门在申请主体报送的《科技创新（储能）试点示范项目申请表》上加盖公章后，于2020年9月10日前报送至国家能源局科技司。各省（区、市）能源主管部门用户名和初始密码由国家能源局下发，各单位收到后请尽快登录填报系统修改密码。

（三）专家网上筛选。在国家能源局组织下，专家对申报项目进行网上筛选，提出推荐项目建议清单。

（四）公示与确认。国家能源局对推荐项目名单进行审核，并在官网公示。公示无异议的，正式发文确认国家能源局科技创新（储能）试点示范项目。

四、筛选指标

（一）适用场景。申报项目应适用于当地用能需求，建设规模切合实际，运行策略满足其在电力系统运行要求等。筛选指标包括实际需求、系统运行、建设规模等。

（二）技术先进。申报项目应具备技术先进性，所采用技术装备选型准确，设备寿命、循环寿命及转化效率达到业内先进水平，系统可靠性高于国标要求。同时应体现系统的友好型、智慧

型和节约型特点（如智慧管控中心、智慧运维系统、对土地等公共资源占用较小等）。筛选指标包括设备寿命、循环寿命标准、转换效率、系统性能、系统可靠性、智能程度、项目布置、生态环保等。

（三）自主创新。申报项目需体现自主创新性，鼓励项目采用自主知识产权的原创技术。筛选指标包括自主技术和装备、原创技术应用、自主知识产权等。

（四）安全防护。申报项目应根据各自技术特点和应用场景，采用安全可靠的设备，确保储能系统运行安全，具备完善的外部风险应对方案及措施等。筛选指标包括设备安全性、储能系统运行安全性、具备完善的外部风险应对方案及措施等。

（五）综合效益。申报项目应高度重视顶层设计，突出设计理念、创新成果、示范效果。体现在保障用能安全、提升能源利用效率、增加清洁能源比重、增强系统运行灵活性、提升智慧用能水平和提高能源利用经济性等方面的效果，具有较强的可复制性和推广应用潜力。筛选指标包括资源循环利用、清洁高效发展、示范效应等。

（六）经济性。申报项目应对财务状况进行详细说明，鼓励具有可持续、可操作的商业模式。筛选指标包括商业模式、财务指标等。

（七）地方政府支持情况。申报项目获得财税、价格等相关政策支持情况。筛选指标包括纳入示范、财税支持、其他支持等。

五、示范要求

（一）确保项目安全运行。严格按照有关要求加强项目安全管理与维护，确保安全运行。

（二）完成示范内容。按照示范项目申请表中的相关内容完成示范工作。

（三）定期上报信息资料。示范项目应按季度上报信息，每年提交年度报告。

（四）加强标准化工作。鼓励示范项目研究提出国家标准、行业标准、团体标准制修订建议。

（五）提供政策建议。结合项目运营情况，向相关部门提出完善相关体制机制的政策建议。

（六）加强宣传分享。积极向社会公开展示运行情况，分享最佳实践。

六、监督评估

（一）建立跟踪评估机制。国家能源局将组织地方能源主管部门会同国家能源局有关派出机构，对示范项目进行跟踪服务，同时委托第三方机构对示范项目运行情况进行信息化管理，必要时组织相关专家进行评估。

（二）强化监管。对示范效果不达标的项目，地方能源主管部门将及时组织查找原因并要求相关单位整改。整改后仍不符合相关要求的，国家能源局将及时商相关单位终止项目示范。

联系人及电话：

能源局科技司：王莹莹 010-59303783

雷祥 010-68505646 010-68505660（传真）

软件技术支持：郭耀飞 17611583986 李鹏 18210230260

材料填报支持：龙望成 15810124393

附件：科技创新（储能）试点示范项目申报表

国家能源局综合司

2020年7月7日

附件

XX省XX项目科技创新（储能）试点示范项目申报表

一、总体情况	
(一) 项目概况	
(二) 项目亮点	
二、项目内容（每项300字以内）	
(一) 适用场景	
1. 技术路线与建设规模说明	
2. 系统运行情况说明	
(二) 技术先进	
1. 储能设备情况	
2. 技术适用性	
3. 系统可靠性	
4. 智能化	
(三) 自主创新	
1. 核心部件自主化率	
2. 原创技术应用及自主知识产权	
(四) 安全防护	
1. 国家或行业标准的监测报告	
2. 运行安全规程	
3. 外部风险应对方案及措施	
(五) 综合效益	
1. 建设布局与环保	
2. 促进可再生能源消纳和提高能源利用效果分析	
(六) 经济性	
1. 商业模式	

2. 财务指标	
(七) 地方政府支持情况	
1. 纳入示范	
2. 财税支持	
3. 其他支持	
三、申报单位承诺：	
<p>本表填报的内容及提交的所有材料的原件或复印件及其内容是真实的。如有任何虚假，受理机关可终止审核认定；如因虚假材料引致法律责任，概由申报单位承担，与受理机关无关。</p>	
<p>申报单位（盖章）： _____ 法定代表人（签字）： _____</p>	
年 月 日	
四、省级能源主管部门推荐意见（200字以内）：	
（单位公章）	
年 月 日	
项目联系人：	联系电话：

填写说明：

一、总体情况

（一）填写项目名称及地理位置。填写申报单位简介，包括成立年限、主营业务、相关业绩等。填写业主各投资方简介，包括成立年限、主营业务、相关业绩等。简要说明项目的主要组成部分、技术路线、建设规模、设备方案、投资效益等总体情况。

（二）简要说明项目亮点及示范意义，既可以是技术创新（设备、集成），也可以是体制机制摸索、新业态和新模式。说明项目的可复制性和推广应用潜力。

二、项目内容

（一）适用场景

1. 说明项目技术路线和建设规模。说明此选择如何满足当地负荷用能需求，解决了哪些问题。
2. 说明项目如何与当地能源系统协同运行。

（二）技术先进

1. 说明项目设备的寿命、“储-放”的能源转换效率。
2. 说明项目设备与应用场景的适用程度。
3. 说明项目的系统可靠性，包括计划停运系数、非计划停运系数、利用系数等。
4. 说明项目的智能化程度，包括智慧控制中心（核心设备、辅助设备、安全设备等），智能运维系统，可调度性等。

（三）自主创新

1. 列出自主化核心部件的名称，说明设备核心部件的自主化率。
2. 说明项目原创技术的应用模式。列出项目具有的软件著作权、相关专利等。

（四）安全防护

1. 说明设备所具备的相关国家或行业标准的储能产品检测报告，如储能元件及相关电气设备。
2. 说明操作规程、信息安全、分级应急处理方案、监控设施、火灾预警系统、消防系统等保障安全的防护措施。
3. 说明项目在发生自然极端天气、电力系统冲击等外部风险时的应对措施。

（五）综合效益

1. 说明储能示范项目涉及的各类能源供给、传输、消费、存储、转换以及信息化基础设施的总体布局，主要建筑物、构筑物的建造布局，单位功率对公共资源（如土地）占用等情况。说明项目的资源循环利用方案。说明项目对周边水、土壤、大气、噪音等污染的治理效果。
2. 说明项目对促进可再生能源消纳和提高能源利用率的效果。
3. 基于项目实践为行业提供技术标准、规范等情况。

（六）经济性

1. 说明项目的商业模式。
2. 说明项目的年产值、利润总额、盈亏平衡情况和预期投资回收期等。

（七）地方政府支持情况

项目纳入有关示范、获得财税、价格等相关支持情况。

国家能源局综合司关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的通知

国能综通监管〔2020〕72号

有关派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司，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：

为加强跨省跨区电力交易与市场秩序监管，推动跨省跨区电力市场化交易规范开展，促进电力资源在更大范围优化配置，根据《国家能源局关于印发〈2020年能源监管重点任务清单〉的通知》（国能发监管〔2020〕26号），决定从2020年7月至12月开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作。现将有关事项通知如下。

一、工作目标

贯彻落实《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及配套文件有关要求，健全市场化交易机制，推进跨省跨区电力市场化交易，加强垄断环节监管，督促北京、广州电力交易中心和电网企业相关部门规范组织开展跨省跨区电力交易，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系。推动解决厂网之间突出问题，维护良好的市场秩序，保障市场主体合法权益，进一步扩大清洁能源消纳空间，实现资源在更大范围优化配置。

二、工作内容

（一）电能交易组织和执行情况。重点关注通过双边协商、集中竞价、挂牌等交易方式开展的跨省跨区直接交易、发电权交易、合同转让交易、跨区域省间富余可再生能源电力现货交易等各类跨省跨区交易的合理性、合规性和公平性。具体包括：交易启动条件，交易计划编制、交易公告发布、交易组织开展、安全校核结果、交易结果执行等情况，电网企业代理参加跨省跨区交易情况，跨省跨区交易与省内市场衔接情况，市场主体准入注册管理制度执行情况，市场主体使用跨省跨区输电通道公平性，市场主体交易行为合规性，是否存在市场串谋、行使市场力等违规交易行为，是否存在不当干预市场主体独立自主交易的行为等。

（二）输电通道调度运行和清洁能源消纳情况。重点关注跨省跨区主要输电通道利用率和平均负荷率、特高压线路输送清洁能源情况、清洁能源与火电送出比例等。具体包括：主要输电通道利用小时和负荷情况，输电通道检修或降功率期间对交易计划完成的影响，交易组织安排、调度计划编制、实时调度控制、调峰能力挖潜等方面对清洁能源消纳的影响等。

（三）市场运营机构履行主体责任情况。重点关注市场运营机构按照国家有关文件要求，开展运营监控、风险防控、市场运营分析等。具体包括：电力交易平台建设、运营和管理情况，注

册管理、交易计划制定发布、交易合同管理、交易结果发布情况，市场运营机构在安全校核、交易结果执行等方面衔接情况，安全校核责任履行情况，调度策略对交易计划执行的影响情况等。

（四）电能交易合同签订和调整情况。重点关注合同完整性和合同电量调整规范性、公平性。具体包括：各类电能交易合同签订及备案情况，年度优先发电合同协商情况，年度购售电合同实际执行及计划调整、合同电量调整情况等。

（五）电费结算情况。重点关注电费结算的合规性、公平性。具体包括：国家核定的输电价格和输电线损执行情况，未核定的跨省跨区输电工程输电价格和输电线损市场化方式确定程序合规性，出具电费结算依据情况，结算关系、结算金额及时性和准确性，电费中承兑汇票使用比例，输电费用收取与实际物理潮流匹配情况，输电损耗收益分配情况，跨省跨区输电工程价差资金分配使用情况，交易计划偏差结算资金收取和分配情况等。

（六）市场交易信息披露和报送情况。重点关注市场运营机构、电力企业是否按照国家有关法律法规规定，如实披露、报送信息等。具体包括：市场信息管理、发布执行情况，信息披露的及时性、准确性、完整性等。

三、工作步骤

（一）启动部署（7月）。印发工作通知，启动专项监管工作，明确专项监管工作内容和要求等。按照《关于推广随机抽查事中事后监管的实施方案》（2020年修订）和“双随机、一公开”监管制度有关要求，抽调派出机构人员，与第三方机构专家组成工作组，细化任务分工。

（二）企业自查（7月-8月）。北京、广州电力交易中心和电网企业相关部门按照要求开展自查工作（自查范围为2019年度跨省跨区电力交易），8月20日前将自查报告报送工作组。自查报告内容包括但不限于：基本情况、取得的成效、存在的问题、已采取的工作措施、下一步工作计划等。

（三）现场监管（9月-10月）。工作组进驻北京、广州电力交易中心，采取监管座谈、查阅资料、核查账簿等方式开展现场监管。现场监管以问题为导向，根据工作需要，对电网企业相关部门开展延伸监管，充分核实、验证有关情况。根据现场监管发现的问题，约谈电力交易中心和电网企业相关部门，提出限期整改要求。电力交易中心和电网企业相关部门按照要求认真推进整改工作，及时向工作组报送整改情况。

（四）总结巩固（11月-12月）。工作组系统总结专项监管工作情况，编制监管报告，适时在一定范围内发布。

四、工作要求

（一）加强组织保障。相关派出机构要高度重视、充分认识跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的重要意义，积极支持专项监管工作，按要求派员参加工作组。对于抽调参加专项监管的工作人员，原则上不再安排其他工作。对于涉及本辖区的跨省跨区交易行为，积极配合推进专项监管工作，形成工作合力。

（二）主动配合监管。电力交易中心和电网企业相关部门要积极配合做好有关工作。认真开展自查，深刻查找并如实反映存在的问题，制定工作措施，按时提交自查报告。国家电网有限公司、南方电网公司要确定工作总协调人，电力交易中心和电网企业相关部门指派专人负责与工作组对接；按照要求及时、准确、完整提供材料；认真做好整改落实工作，制定详细的整改方案，采取有针对性的措施，逐一整改落实。

（三）务求监管实效。工作组要严格执行中央“八项规定”有关要求。依法行政、依法监管，始终坚持问题导向，切实防止形式主义和走过场，聚焦跨省跨区电能交易中市场主体反映强烈的突出问题、典型问题、苗头性问题，扎实开展专项监管工作。加强问题核实，督促企业整改落实，强化专项监管成果运用，维护公平竞争的市场秩序。

联系人：左源 任治军

联系方式：010-66598600 66023677（传真）

电子邮箱：wangpr160@126.com

国家能源局综合司

2020年7月14日

国家能源局综合司关于开展风电开发建设情况专项监管的通知

国能综通新能〔2020〕78号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（直辖市）发展改革委，各派出机构，国家电网有限公司、南方电网公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，相关能源企业：

为全面落实《可再生能源法》及风电行业管理政策，推动风电产业高质量发展，根据我局2020年能源监管重点任务安排，现组织开展风电开发建设情况专项监管。为更好地开展监管工作，制定了《风电开发建设情况专项监管工作方案》，现印发你们，请认真贯彻落实。

附件：风电开发建设情况专项监管方案

国家能源局综合司

2020年7月27日

附件

风电开发建设情况专项监管方案

为做好风电开发建设情况专项监管，推动风电行业规范有序发展，制定本方案。

一、工作目标

贯彻落实习近平总书记“四个革命、一个合作”能源安全新战略，促进风电持续健康发展，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，根据《国家能源局 2020 年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2020〕26 号），通过开展风电开发建设情况专项监管，及时发现各地区在风电开发建设过程中存在的突出问题，督促各地区认真抓好问题整改落实，确保国家风电规划、政策落到实处，进一步规范风电发展秩序，优化建设运营环境，持续推动风电行业高质量发展。

二、监管依据

- （一）《中华人民共和国可再生能源法》
- （二）《风电发展“十三五”规划》（国能新能〔2016〕314 号）
- （三）《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》（国能发新能〔2017〕31 号）
- （四）《国家能源局 国家海洋局关于印发〈海上风电开发建设管理办法〉的通知》（国能新能〔2016〕394 号）
- （五）《国家能源局关于印发〈分散式风电项目开发建设暂行管理办法〉的通知》（国能发新能〔2018〕30 号）
- （六）《国家能源局关于减轻可再生能源领域企业负担有关事项的通知》（国能发新能〔2018〕34 号）
- （七）《国家能源局关于 2020 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》（国能发新能〔2020〕17 号）
- （八）《国家能源局关于发布〈2020 年度风电投资监测预警结果〉和〈2019 年度光伏发电市场环境监测评价结果〉的通知》（国能发新能〔2020〕24 号）

三、监管范围

山西、山东、内蒙古、陕西、新疆、河南、云南、四川、江苏、广东等地区。其他省（区、市）由有关派出机构根据实际情况组织开展。

四、监管内容

有关派出机构坚持问题导向、目标导向，对风电开发建设过程中存在的突出问题实施专项监管，重点对地方能源主管部门、电网企业、风电企业落实国家规划（年度建设方案）、产业政策、项目核准、电网接入、建设标准等情况开展监管。具体内容包括：

（一）风电规划及年度建设方案执行情况。包括地方能源主管部门是否按照规划确定年度建设方案；是否存在超规划或年度建设方案核准项目的情况。

（二）风电产业政策落实情况。包括地方能源主管部门是否按照风电投资监测预警结果组织项目建设；是否按照消纳能力合理安排新增项目规模；是否按要求组织开展集中式陆上风电项目和海上风电项目竞争性配置，方案是否科学合理，程序是否公开公平；分散式风电项目建设是否按照有关规定执行；是否存在向投资企业捆绑其他产业项目、转嫁分摊收取不合理费用情况。

（三）项目核准建设情况。包括地方能源主管部门是否按照国家有关规定开展项目核准工作，程序是否合法合规；风电企业是否存在超核准期限建设的情况、是否存在未核先建情况、是否在国家可再生能源发电项目信息管理平台及时填报、更新项目核准、开工、在建、并网信息。

（四）电网公平接入情况。包括电网企业是否定期开展消纳能力研究论证，制定消纳方案，定期向社会公开消纳容量空间；是否按规定及时向风电企业出具并网接入意见；是否存在未及时建设电网配套接入工程和回购企业自建送出工程情况；是否按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序；是否存在要求风电企业超标准配置接网设备和不合理收费；是否公平合理考核风功率预测结果。

（五）项目建设标准执行情况。包括风电企业是否按国家有关设计标准和核准文件要求开展风电项目建设；项目开工建设手续是否完备；是否存在违规变更投资主体情况。

五、进度安排

（一）启动部署（8月上旬前）。国家能源局印发开展风电开发建设情况专项监管工作通知，明确任务要求。有关派出机构结合当地实际制定实施方案，启动部署辖区内相关工作，于2020年8月20日前报送国家能源局新能源司。

（二）自查整改（8月底前）。有关省（区）发展改革委（能源局）结合监管内容，对本地区“十三五”以来风电规划及年度开发建设方案执行情况、风电产业政策落实情况、项目核准建设情况开展自查，并组织所辖区域内电网企业对电网公平接入情况开展自查，组织所辖区域内风电企业对项目核准建设、项目建设标准执行情况开展自查。

自查报告应于8月底前完成，并报送国家能源局新能源司，抄送所在地的派出机构。有关省（区）发展改革委（能源局）、电网企业、风电企业要针对自查中发现的突出问题，及时制定整改方案，及时开展整改落实。

（三）现场监管（9月至10月）。在自查基础上，有关派出机构结合常态化疫情防控要求采取多种方式开展监管，视情况开展非现场、非接触监管。具备条件时，按照国家能源局《推广随机抽查事中事后监管的实施方案（2020年修订）》，采取“双随机一公开”方式组织开展现场监管。现场监管要突出重点、突出问题导向，避免形式主义，防止增加基层负担。

（四）形成监管报告（11月）。派出机构要形成专项监管报告，于11月中旬报送国家能源局新能源司。监管报告的内容包括但不限于：基本情况，风电开发建设中存在的突出问题，针对

发现问题已采取措施，进一步规范风电开发建设秩序的监管意见等。国家能源局新能源司于 11 月底前汇总形成重点地区风电开发建设情况专项监管报告，适时按程序发布。

国家能源局综合司关于加强电力行业危化品储存等安全防范工作的通知

国能综通安全〔2020〕85 号

各省（自治区、直辖市）和新疆生产建设兵团能源局，有关省（自治区、直辖市）发展改革委、经信委（工信委），北京市城市管理委员会，各派出机构、大坝中心、电力可靠性和质监中心，全国电力安委会各企业成员单位：

近日，黎巴嫩贝鲁特港口发生爆炸事故，造成重大人员伤亡和巨大经济损失。国务院安委会办公室召开专题视频会议，并印发通知，要求各地方、各单位坚持“人民至上、生命至上”思想，深刻汲取事故教训，防范化解各类安全风险，全力保障人民群众生命财产安全。现就进一步做好电力行业危化品储存等安全防范工作通知如下。

一是开展危化品储存安全排查工作。各电力企业要把危化品储存使用安全作为当前电力安全生产重点工作来抓，重点排查行业内液氨、氢气、氯气、燃油、燃气等罐区管网及其相关设备安全状况，对发现的缺陷隐患建档立册，制定落实整治管控和抢险救援措施，实行“一企一策”精准治理、闭环管理。

二是保障危化品设备正常运行。各电力企业要健全危化品设备设施日常运维、操作使用、安全监督等制度规程并严格执行。完善危化品事故事件应急处置预案方案，定期组织开展实战演练。加强安全教育培训，明确危化品使用管理人员职责，增强运检操作和逃生避险能力。

三是提升危化品本质安全水平。各电力企业要加强危化品技术管控，落实危化品防火防爆要求。要积极实施危化品技术改造升级工程，加快推动燃煤发电厂尿素替代液氨改造，加快推动危化品系统自动化控制和安全仪表系统升级，大力提升电力行业危化品本质安全水平。

四是统筹做好电力安全生产各项工作。各单位要加强统筹谋划，强化协调指导，结合开展电力安全生产专项整治三年行动，突出抓好迎峰度夏、防汛救灾及恢复重建等安全生产工作。各省级政府电力管理有关部门要严格落实电力安全生产属地管理责任，各派出机构要依规履行行业监

管职责，各电力企业要切实落实安全生产主体责任。各单位要齐心协力、齐抓共管、凝聚合力，共同保障电力安全生产和行业危化品安全形势持续稳定。

国家能源局综合司

2020年8月7日

国家能源局公告

2020年 第3号

为贯彻落实《优化营商环境条例》，进一步减证便民、优化服务，国家能源局决定取消电力业务许可、承装（修、试）电力设施许可涉及的21项证明材料（详见附件），现予以发布。附件所列证明材料在电力业务资质许可告知承诺制试点区域（上海市、湖北省、浙江省、海南自由贸易试验区、深圳社会主义先行示范区）自公告发布之日起予以取消，其他区域自公告发布之日起1个月内予以取消。

企业不再提交相关证明材料，但须具备现行规章规范性文件规定的申请条件，由许可机关通过网络核验、部门间信息共享及书面告知承诺等方式办理。证明材料涉及的部门规章和规范性文件按程序修改后另行公布。

特此公告。

附件：取消的证明材料清单

国家能源局

2020年8月10日

附件

取消的证明材料清单

序号	证明材料	用途	依据	取消后的处理方式
1	法人营业执照	申请人申请电力业务许可证	《电力业务许可证管理规定》第十七条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
2	财务状况审计报告和对营运资金状况的说明	申请人申请电力业务许可证	《电力业务许可证管理规定》第十七条	不再要求申请人提交证明材料，加强事后监管
3	专业技术资格证明	申请人申请电力业务许可证	《电力业务许可证管理规定》第十七条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
4	项目审批或核准文件	申请人申请电力业务许可证	1. 《电力业务许可证管理规定》第十八条、十九条、二十七条、二十八条 2. 《国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
5	质量监督检查报告	申请人申请电力业务许可证	《电力业务许可证管理规定》第十八条、十九条、二十八条	不再要求申请人提交证明材料，改为部门间信息共享或就许可条件告知承诺，加强事后监管
6	环境保护评价文件的审批（备案）材料	申请人申请电力业务许可证	《电力业务许可证管理规定》第十八条、十九条、二十条、二十七条、二十八条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管

序号	证明材料	用途	依据	取消后的处理方式
7	供（配）电区域证明材料	申请人申请电力业务许可证	1. 《电力业务许可证管理规定》第二十条、二十九条 2. 《国家能源局关于对拥有配电网运营权的售电公司颁发管理电力业务许可证（供电类）有关事项的通知》（国能资质〔2016〕353号）	不再要求申请人提交证明材料，改为部门间信息共享或就许可条件告知承诺，加强事后监管
8	机组所有权合法转移的证明材料	申请人申请电力业务许可变更	《电力业务许可证管理规定》第二十七条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
9	机组退役符合国家有关规定的证明材料	申请人申请电力业务许可变更	《电力业务许可证管理规定》第二十七条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
10	有关主管部门批准终止运营输电线路或者变电设施的证明材料	申请人申请电力业务许可变更	《电力业务许可证管理规定》第二十八条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
11	法人营业执照	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
12	净资产证明材料	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
13	主要设备及机具清单、经营场所证明材料	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
14	注册建造师证	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《国家能源局关于印发承装（修、试）电力设施许可证申请条件的通知》（国能资质〔2015〕253号）	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管

序号	证明材料	用途	依据	取消后的处理方式
15	技术负责人、安全负责人专业技术任职资格证书等证明材料	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
16	专业技术人员专业技术任职资格证书或任职培训合格证书等证明材料	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
17	安全生产组织和制度的证明材料	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
18	特种作业操作证（电工）	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	1. 《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条 2. 《国家能源局关于修改承装（修、试）电力设施许可证申请条件等规范性文件的通知》（国能发资质〔2018〕68号）	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
19	申请一至三级许可证的业绩证明材料，包括承装（修、试）电力设施业务决算书、收款凭证或证明	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十条	不再要求申请人提交证明材料，改为就许可条件告知承诺，加强事后监管
20	合并后新设单位申请许可证提交的合并前各单位许可证	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十一条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管
21	分立后新设单位申请许可证提交的业绩证明材料，包括承装（修、试）电力设施业务决算书、收款凭证或证	申请人申请承装（修、试）电力设施许可证	《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》第十二条	不再要求申请人提交证明材料，改为网络核验或就许可条件告知承诺，加强事后监管

序号	证明材料	用途	依据	取消后的处理方式
	明，以及分立前单位的许可证			

国家能源局关于湖北省抽水蓄能电站选点规划调整成果的复函

国能函新能〔2020〕59号

湖北省能源局、水电水利规划设计总院：

报来《关于湖北省抽水蓄能电站选点规划调整建议的请示》（鄂能源新能〔2020〕17号）、《关于批准湖北省抽水蓄能电站选点规划调整报告的请示》（水电规规〔2020〕17号）收悉。经研究，现函复如下。

一、为做好湖北省抽水蓄能电站的规划建设，规范项目前期工作，确保抽水蓄能电站有序开发和电网安全经济稳定运行，原则同意湖北省抽水蓄能电站选点规划调整成果及审查意见。

二、同意在初选大幕山、上进山、紫云山、平坦原、宝华寺、清江6个站点作为比选站点的基础上，确定大幕山（拟装机120万千瓦）、紫云山（拟装机140万千瓦）、平坦原（拟装机140万千瓦）站点为湖北省抽水蓄能选点规划调整推荐站点，规划水平年为2030年。

三、上进山站点（拟装机120万千瓦）涉及生态保护红线调整，下一步按我局《关于在抽水蓄能电站规划建设中落实生态环保有关要求的通知》（国能综发新能〔2017〕3号）要求，落实有关工作后纳入规划。

四、北山（拟装机20万千瓦）、清江（拟装机120万千瓦）、宝华寺（拟装机120万千瓦）站点作为备选站点，在下一轮抽水蓄能选点规划中进一步研究。

五、请有关单位抓紧开展工作，做好站点资源保护，综合考虑区域抽水蓄能电站合理配置和电力系统实际需求，科学安排推荐站点建设时序，保障选点规划科学实施。规划实施过程中要坚持生态优先、确保底线，严格依法推进规划内项目建设，确保抽水蓄能电站遵循生态文明建设要

求有序规划建设。对于建设条件发生较大变化，存在重大生态环境敏感制约因素，不再具备建设条件的站点，要按照国能综发新能〔2017〕3号文的要求及时调出规划。

国家能源局
2020年9月15日

国家能源局综合司关于组织开展国家能源研发创新平台 考核评价工作的通知

国能综通科技〔2020〕99号

各省（自治区、直辖市）能源局，有关省（自治区、直辖市、计划单列市）发展改革委，有关能源企业，有关科研院所、高等院校，各国家能源研发中心、国家能源重点实验室，国家发展改革委创新驱动发展中心：

为进一步加强国家能源研发创新平台（以下简称“创新平台”）的管理与考核，根据《国家能源研发创新平台管理办法》（国能发科技〔2020〕49号，以下简称“49号文”）相关要求，国家能源局委托国家发展改革委创新驱动发展中心，拟于近期开展创新平台考核评价工作。现将有关事项通知如下：

一、考核评价目的与范围

本次考核评价工作坚持“注重实效、依靠专家、客观公正、以评促建”的原则，旨在加强创新平台监管服务，及时了解掌握各创新平台建设情况，以及创新投入、创新条件、创新能力与行业贡献情况，总结经验、发现问题，推动创新平台优胜劣汰、动态调整。请各省（区、市）能源主管部门、国务院有关部门和中央管理企业按照49号文相关要求，组织所辖范围内相关创新平台，参与本次考核评价工作。

二、考核评价工作程序

本次考核评价工作流程包括：数据采集、数据初审、数据核查、形成评价报告及公告结果等。具体安排如下：

（一）数据采集。各创新平台根据通知要求在评价周期内将评价材料报所在省（区、市）能源主管部门、国务院有关部门或中央管理企业。

（二）数据初审。所在省（区、市）能源主管部门、国务院有关部门或中央管理企业对创新平台报送的评价材料进行审查并出具审查意见，按通知要求报送国家能源局（评价材料一式三份）。

（三）数据核查。国家能源局委托国家发展改革委创新驱动发展中心组织专家组通过核查会、实地核查等方式对创新平台报送的评价材料和相关情况进行核查。

（四）形成评价报告。专家组对核查后的数据按照创新平台考核指标体系进行打分，国家发展改革委创新驱动发展中心总结分析形成评价报告。

（五）国家能源局对考核评价结果和报告进行审核确认后以公告形式颁布。

三、相关要求

（一）请各省（区、市）能源主管部门、国务院有关部门和中央管理企业高度重视本次评价工作，加强组织领导，确定评价工作联系人；做好各创新平台的沟通协调工作，以认真负责的精神、实事求是的态度落实好评价工作各环节的任务要求。

（二）请各创新平台按照考核评价的工作要求，全面梳理和总结本创新平台认定以来的总体发展情况、机制体制创新和制度建设、重大任务承担、重大成果产出、人才培养、资金管理与使用等方面的内容，准确规范地填报相关信息。

（三）请各省（区、市）能源主管部门、国务院有关部门和中央管理企业将各创新平台填报的《国家能源研发创新平台工作总结及计划》（见附件1）、《国家能源研发创新平台基本情况》（见附件2）、《国家能源研发创新平台数据真实性承诺书》（见附件3）及相关材料电子版的光盘于2020年10月25日前报送国家发展改革委创新驱动发展中心（地址：北京市西城区月坛北小街2号，邮编：100037）。

联系人及联系电话：吴博 010-89061936、17801089402
曲婉 010-89061931、13811825903

国家能源局综合司
2020年9月23日

国家能源局综合司关于公布光伏竞价转平价上网项目的通知

国能综通新能〔2020〕107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，电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、各有关发电企业：

根据《国家能源局综合司关于报送光伏竞价转平价上网项目的通知》要求，结合各省级能源主管部门报送项目信息，光伏竞价转平价上网项目共1229个、装机规模799.89万千瓦，现予公布。

请有关项目单位抓紧做好备案、开工建设等相关工作，除并网消纳受限原因以外，项目须于2021年底前并网。其他要求按《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于公布2020年风电、光伏发电平价上网项目的通知》（发改办能源〔2020〕588号）有关规定执行。

附件：1. 光伏竞价转平价上网项目信息汇总表

2. 光伏竞价转平价上网项目名单（在国家能源局网站上予以公布）（略）

国家能源局综合司

2020年9月30日

附件

光伏竞价转平价上网项目信息汇总表

序号	省份	合计		2019年光伏发电国家补贴竞价已入选但逾期未并网项目		2020年光伏发电国家补贴竞价申报但未入选项目	
		个数	容量 (万千瓦)	个数	容量 (万千瓦)	个数	容量 (万千瓦)
合计		1229	799.89	212	389	1017	410.89
1	北京	60	11.51	24	4.07	36	7.44
2	天津	44	59.97	20	24.78	24	35.18

序号	省份	合计		2019年光伏发电国家补贴竞价已入选但逾期未并网项目		2020年光伏发电国家补贴竞价申报但未入选项目	
		个数	容量 (万千瓦)	个数	容量 (万千瓦)	个数	容量 (万千瓦)
3	河北	15	29.34	11	20.88	4	8.46
4	山西	58	130.9	58	130.9	0	0
5	辽宁	40	10.64	8	3.12	32	7.53
6	上海	76	9.99	5	1.14	71	8.85
7	江苏	9	6.58	2	5.5	7	1.08
8	浙江	118	21.46	2	5.13	116	16.33
9	安徽	65	23.6	8	13.74	57	9.86
10	江西	232	98.04	20	31.82	212	66.22
11	山东	142	27	6	5.92	136	21.08
12	河南	21	6.8	1	1.10	20	5.70
13	湖北	2	10	2	10	0	0
14	湖南	39	19.38	1	10	38	9.38
15	广东	135	193.21	28	54.96	107	138.25
16	广西	17	23.02	6	18	11	5.02
17	陕西	17	38.87	7	20.95	10	17.92
18	甘肃	13	5.48	0	0	13	5.48
19	宁夏	126	74.13	3	27	123	47.13

国家能源局综合司关于组建国家电力应急救援基地的复函

国能综函安全〔2020〕145号

中国安能建设集团有限公司：

报来《关于申报国家电力工程应急救援中心及基地的请示》（中国安能应急〔2020〕61号）收悉。经研究，现函复如下。

一、同意中国安能建设集团有限公司组建国家电力应急救援基地。基地作为国家电力应急救援队伍力量的重要组成部分，承担电力应急救援、培训、演练及应急技术研究等工作。

二、你单位要深入贯彻落实习近平总书记关于应急管理的重要论述，积极推进应急管理体系和能力现代化建设，充分发挥在工程建设领域和应急救援领域实战经验优势、专业能力优势和力量布局优势。积极参与电力行业突发事件应急救援和灾后恢复重建，不断提升国家电力应急救援队伍能力水平。

三、你单位要积极研究探索电力应急专业队伍建设发展规律，充分吸收国内外应急救援领域的有益经验，进一步建强救援队伍，完善指挥机制，整合科技资源，提高装备技术水平，不断创新政企联合、群专结合的建设机制，完善基地共建、技术共享、队伍共用的运营模式，为电力应急救援事业做出更大贡献。

国家能源局综合司
2020年10月12日

国家能源局公告

2020年第4号

修订后的《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家发展改革委令2020年第36号）已于2020年10月11日起正式施行。为做好制度衔接，国家能源局决定废止《关于印发〈承

装（修、试）电力设施许可证监督管理实施办法》的通知》（电监资质〔2012〕24号）等5件规范性文件（详见附件）。

特此公告。

附件：国家能源局决定废止的5件规范性文件目录

国家能源局
2020年10月13日

附件

国家能源局决定废止的5件规范性文件目录

序号	文件名	文号
1	关于印发《承装（修、试）电力设施许可证监督管理实施办法》的通知	电监资质〔2012〕24号
2	国家能源局关于印发承装（修、试）电力设施许可证申请条件的通知	国能资质〔2015〕253号
3	国家能源局关于进一步做好承装（修、试）电力设施许可管理简政放权放管结合优化服务有关工作事项的通知	国能资质〔2016〕352号
4	国家能源局关于印发《承装（修、试）电力设施许可证所需施工机具设备条件》（2017版）的通知	国能发资质〔2017〕70号
5	国家能源局关于修改承装（修、试）电力设施许可证申请条件等规范性文件的通知	国能发资质〔2018〕68号

国家能源局关于印发《电力现货市场信息披露办法（暂行）》的通知

国能发监管〔2020〕56号

为加强电力现货市场信息披露管理，指导和规范信息披露工作，维护市场主体合法权益，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）等有关规定，我局制订了《电力现货市场信息披露办法（暂行）》，现印发给你们，请遵照执行，并转发相关市场主体。

国家能源局

2020年11月6日

电力现货市场信息披露办法（暂行）

第一章 总则

第一条 为指导和规范电力现货市场信息披露工作，加强信息披露管理，维护市场主体合法权益，依据《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）及其配套文件、《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）等有关规定，结合电力现货市场实践，制定本办法。

第二条 本办法适用于开展电力现货交易地区的信息披露。未开展电力现货交易的地区，应当根据各地实际情况，加强和完善信息披露工作，不断丰富信息披露内容，可参照本办法执行。

第三条 本办法所称信息披露主体是指参与电力现货市场的市场成员，包括发电企业、售电公司、电力用户、电网企业和市场运营机构。市场运营机构包括电力交易机构和电力调度机构。本办法所称市场主体是指参与电能量买卖或者辅助服务买卖的市场成员。

第四条 本办法所称信息披露是指信息披露主体提供、发布与电力现货市场相关信息的行为。

第二章 信息披露原则和方式

第五条 信息披露应当遵循真实、准确、完整、及时、易于使用的原则。

第六条 市场竞争所需信息应当充分披露，信息披露主体对其提供信息的真实性、准确性、完

整性负责。

第七条 电力交易机构总体负责电力现货市场信息披露的实施，创造良好的信息披露条件，制定信息披露标准格式，开放数据接口。电力交易机构应当设立信息披露平台，信息披露平台原则上以电力交易机构现有信息平台为基础。

第八条 信息披露主体按照标准格式通过信息披露平台向电力交易机构提供信息，由电力交易机构通过信息披露平台发布信息。

第三章 信息披露内容

第九条 按照信息公开范围，电力现货市场信息分为公众信息、公开信息、私有信息和依申请披露信息四类。

- （一）公众信息：是指向社会公众披露的信息。
- （二）公开信息：是指向所有市场成员披露的信息。
- （三）私有信息：是指向特定的市场主体披露的信息。
- （四）依申请披露信息：是指仅在履行申请、审核程序后向申请人披露的信息。

第一节 发电企业

第十条 发电企业应当披露的公众信息包括：

（一）企业全称、企业性质、所属发电集团、工商注册时间、营业执照、统一社会信用代码（以下简称信用代码）、法定代表人（以下简称法人）、联系方式、电源类型、装机容量、所在地区等。

（二）企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。

（三）与其他市场主体之间的关联企业信息。

（四）其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十一条 发电企业应当披露的公开信息包括：

（一）电厂机组信息，包括电厂调度名称、电力业务许可证（发电类）编号、机组调度管辖关系、投运机组台数及编号、单机容量及类型、投运日期、接入电压等级；单机最大出力、核定最低技术出力、核定深调极限出力；机组出力受限的技术类型，如流化床、高背压供热等。

（二）机组出力受限情况、机组检修及设备改造计划等。

第十二条 发电企业私有信息包括：

（一）中长期交易结算曲线、电力市场申报电能量价曲线、上下调报价、机组启动费用、机组空载费用、辅助服务报价信息等。

（二）机组爬坡速率、机组边际能耗曲线、机组最小开停机时间、机组预计并网和解列时间、机组启停出力曲线、机组调试计划曲线、调频、调压、日内允许启停次数、厂用电率、热电联产

机组供热信息等机组性能参数。

- (三) 机组运行情况，包括出力及发电量等。
- (四) 各新能源发电企业日前、实时发电预测。
- (五) 发电企业燃料、燃气供应情况、存储情况、燃料供应风险等。
- (六) 非国际河流水电企业来水情况、水库运行情况等。

第二节 售电公司

第十三条 售电公司应当披露的公众信息包括：

- (一) 企业全称、企业性质、售电公司类型、工商注册时间、注册资本金、营业执照、信用代码、法人、联系方式、信用承诺书、资产总额、股权结构、年最大售电量等。
- (二) 企业资产证明、从业人员相关证明材料、资产总额验资报告等。
- (三) 企业变更情况，企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。
- (四) 与其他市场主体之间的关联关系信息。
- (五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十四条 售电公司应当披露的公开信息包括：

- (一) 拥有配电网运营权的售电公司应当披露电力业务许可证（供电类）编号、配电网电压等级、配电区域、配电价格等信息。
- (二) 履约保函缴纳信息（如有）。

第十五条 售电公司私有信息包括：

中长期交易结算曲线、电力市场申报电能量价曲线、与代理电力用户签订的相关合同或者协议信息、与发电企业签订的交易合同信息等。

第三节 电力用户

第十六条 电力用户应当披露的公众信息包括：

- (一) 企业全称、企业性质、行业分类、用户类别、工商注册时间、营业执照、信用代码、法人、联系方式、主营业务、所属行业等。
- (二) 企业变更情况，包括企业减资、合并、分立、解散及申请破产的决定；或者依法进入破产程序、被责令关闭等重大经营信息。
- (三) 与其他市场主体之间的关联关系信息。
- (四) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第十七条 电力用户应当披露的公开信息包括：

企业用电类别、接入地区、年用电量、用电电压等级、供电方式、自备电源（如有）、变压器报装容量以及最大需量等。

第十八条 电力用户私有信息包括：

(一) 电力用户用电信息，包括用电户号、用电户名、结算户号、计量点信息、用户电量信息、用户用电曲线等。

(二) 中长期交易结算曲线、批发用户电力市场申报电能量价曲线、可参与系统调节的响应能力和响应方式等。

第四节 电网企业

第十九条 电网企业应当披露的公众信息包括：

(一) 企业全称、企业性质、工商注册时间、营业执照、信用代码、法人、联系人、联系方式、供电区域、政府核定的输配电线损率等。

(二) 与其他市场主体之间的关联关系信息。

(三) 政府定价类信息，包括输配电价、各类政府性基金及其他市场相关收费标准等。

(四) 电网主要网络通道示意图。

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

第二十条 电网企业应当披露的公开信息包括：

(一) 电力业务许可证（输电类）、电力业务许可证（供电类）编号。

(二) 市场结算收付费总体情况及市场主体欠费情况。

(三) 电网企业代理非市场用户每个交易时段的总购电量、总售电量、平均购电价格、平均售电价格等，含事前预测和事后实际执行。

(四) 各类型发电机组装机总体情况，各类型发用电负荷总体情况等。

(五) 电网设备信息，包括线路、变电站等输变电设备投产、退出和检修情况等。

(六) 全社会用电量、重点行业用电量等。

第五节 市场运营机构

第二十一条 市场运营机构应当披露的公众信息包括：

(一) 机构全称、机构性质、机构工商注册时间、股权结构、营业执照、信用代码、法人、组织机构、业务流程、服务指南、联系方式、办公地址、网站网址等。

(二) 电力市场适用的法律法规、政策文件。

(三) 电力市场规则类信息，包括交易规则、交易相关收费标准，制定、修订市场规则过程中涉及的解释性文档，对市场主体问询的答复等。

(四) 信用评价类信息，包括市场主体电力交易信用信息、售电公司违约情况等。

(五) 其他政策法规要求向社会公众公开的信息。

(六) 市场暂停、中止、重新启动等情况。

第二十二条 市场运营机构应当披露的公开信息包括：

(一) 公告类信息，包括电力交易机构财务审计报告、信息披露报告等定期报告、经国家能源局派出机构或者地方政府电力管理部门认定的违规行为通报、市场干预情况、第三方校验报告

等。

(二) 交易公告, 包括交易品种、交易主体、交易规模、交易方式、交易准入条件、交易开始时间及终止时间、交易参数、出清方式、交易约束信息、交易操作说明、其他准备信息等。

(三) 交易计划及其实际执行情况等。

(四) 市场主体申报信息和交易结果, 包括参与交易的主体数量、交易总申报电量、成交的主体数量、最终成交电量、成交均价等。

(五) 市场边界信息, 包括电网安全运行的主要约束条件、输电通道可用容量、关键输电断面及线路传输限额、必开必停机组组合及原因、非市场机组出力曲线、备用及调频等辅助服务需求、抽蓄电站蓄水水位、参与市场新能源总出力预测等。

(六) 市场参数信息, 包括市场出清模块算法及运行参数、价格限值、约束松弛惩罚因子、节点分配因子及其确定方法、节点及分区划分依据和详细数据等。

(七) 预测信息, 包括系统负荷预测、外来(外送)电交易计划、可再生能源出力预测, 水电发电计划预测等, 任何预测类信息都应当在实际运行后一日内发布对应的实际值。

(八) 运行信息, 包括实际负荷、实时频率、系统备用信息, 重要通道实际输电情况、实际运行输电断面约束情况及其影子价格情况、联络线潮流, 输变电设备检修计划执行情况、发电机组检修计划执行情况, 非市场机组实际出力曲线等。

(九) 参与现货市场机组分电源类型中长期合约占比、合约平均价格、总上网电量等。

(十) 市场干预情况原始日志, 包括干预时间、干预人员、干预操作、干预原因, 涉及《电力安全事故应急处置和调查处理条例》(中华人民共和国国务院令 第 599 号) 规定电力安全事故等级的事处理情形除外。

(十一) 市场出清类信息, 包括各时段出清电价(节点边际电价市场应当披露所有节点的节点边际电价以及各节点边际电价的电能量、阻塞和网损等各分量价格)、出清电量, 调频容量价格和调频里程价格, 备用总量、备用价格, 输电断面约束及阻塞情况, 各电压等级计算网损等。

(十二) 每个交易时段的分类结算情况, 不平衡资金明细及每项不平衡资金的分摊方式等。

第二十三条 市场运营机构应当向特定市场主体披露其私有信息包括:

(一) 中长期结算曲线、分时段中长期交易结算电量及结算电价, 日前中标出力及日前节点边际电价, 实时中标出力及实时节点边际电价。

(二) 结算类信息, 包括日清算单、月清算单、电费结算依据等。

第六节 依申请披露信息

第二十四条 市场成员应当报送的依申请披露信息包括:

(一) 发电企业报送国际河流水电企业相关数据(如有)。

(二) 电网企业报送各非市场用户的类型, 购售电电量和电价等。

(三) 电网企业报送市场用户进入市场前的用电信息。

（四）电网企业报送能够准确复现完整市场出清结果的电力系统市场模型及相关参数（采用节点边际电价、分区边际电价的电力现货市场地区），包括 220kV 及以上输电设备（输电线路和变压器）联结关系，输电断面包含的输电设备及其系数、潮流方向、潮流上下限额等。

第二十五条 依申请披露信息纳入特定管理流程，由市场成员向试点地区第一责任单位报送。申请人发起申请，经试点地区第一责任单位审核通过并承诺履行保密责任后方可获取相关信息。申请人应当为参与电力现货市场的市场成员，需书面向试点地区第一责任单位提交申请，申请内容至少包括申请人单位、申请信息内容、申请信息必要性说明、联系方式等。

第二十六条 试点地区第一责任单位应当及时审核申请人提出的信息披露申请。如认定不通过或者披露信息范围需要调整，应及时通知申请人。如不能按时披露申请人提出的相关信息，应当明确延期披露的原因及时限，并在信息披露平台上专栏公示。

第七节 其他

第二十七条 征得电力用户同意后，电网企业和市场运营机构应当允许售电公司和发电企业获取电力用户历史分时用电数据、用电信息等有关信息，并约定信息开放内容、频率、时效性，以满足市场主体参与现货交易的要求。

第二十八条 市场成员可申请扩增信息，应当将申请发送至信息披露平台，电力交易机构收到扩增信息披露申请后应及时通知所有受影响的市场主体，并报试点地区第一责任单位审核。扩增信息披露申请及审核结果应当通过信息披露平台专栏公示。

第二十九条 信息披露文档形式以可导出的、常规文件格式为主。

第三十条 电力交易机构应当定期向市场主体出具信息披露报告，内容应当包含但不限于电网概况、电力供需及预测情况、市场准入、市场交易、市场结算、市场建设、违规情况、市场干预情况等方面。

第四章 信息保密和封存

第三十一条 任何市场成员不得违规获取或者泄露未经授权披露的信息。市场成员的工作人员未经许可不得公开发表可能影响市场成交结果的言论。市场成员应当建立健全信息保密管理制度，定期开展保密培训，明确保密责任，必要时应当对办公系统、办公场所采取隔离措施。

第三十二条 信息封存是指对关键信息的记录留存。任何有助于还原运行日（指执行日前电力市场交易计划，保证实时电力平衡的自然日）情况的关键信息应当记录、封存。封存信息包括但不限于：

（一）运行日市场出清模型信息。

（二）市场申报量价信息。

（三）市场边界信息，包括外来（外送）电曲线、检修停运类信息、预测信息、新能源发电曲线、电网约束信息等。

（四）市场干预行为，包括修改计划机组出力、修改外来（外送）电出力、修改市场出清参数、修改预设约束条件、调整检修计划、调整既有出清结果等，应当涵盖人工干预时间、干预人员、干预操作、干预原因、受影响主体以及影响程度信息等。

（五）实时运行数据，包括机组状态及机组出力曲线、电网实时频率等。

（六）市场结算数据、计量数据。

第三十三条 电力交易机构、电力调度机构应当建立市场干预记录管理机制，明确记录保存方式。任何单位或者个人不得违法违规更改已封存信息。市场干预记录应当报市场管理委员会备案，国家能源局派出机构可定期对市场干预行为进行监管，保证市场干预行为的公平性。

第三十四条 封存的信息应当以易于访问的形式存档，并且存储系统应当满足访问、数据处理和安全方面的要求。

第三十五条 信息的封存期限为5年，特殊情形除外。

第五章 监督管理

第三十六条 国家能源局派出机构对市场成员按照本办法开展的信息披露行为进行监管，并根据履行监管职责的需要采取信息报送、现场检查、行政执法等监管措施。

第三十七条 市场主体对披露的信息内容、时限等有异议或者疑问，可向电力交易机构提出，由电力交易机构责成信息披露主体予以解释及配合。对未按要求及时披露、变更或者披露虚假信息的市场成员，一年之内出现上述情形两次以上的，国家能源局派出机构可对其采取监管约谈、监管通报、责令改正、出具警示函、出具监管意见等监管措施，并依据《电力监管条例》等有关规定作出行政处罚。

第三十八条 国家能源局派出机构组织专业机构对信息披露总体情况作出评价，从信息披露的有效性、易于使用性和保密性等方面对信息披露情况进行分析，将评价结果向所有市场成员公布，并抄送地方政府电力管理等部门。

第六章 附 则

第三十九条 本办法由国家能源局负责解释。

第四十条 本办法自发布之日起施行。

国家能源局关于同意成立电力气象应用等三个能源行业 标准化技术组织的复函

国能函科技〔2020〕74号

中国电力企业联合会：

报来《关于第一届能源行业电力气象应用标准化技术委员会组建方案的请示》（中电联标准〔2020〕170号）等收悉。经研究，现函复如下。

一、同意成立能源行业电力气象应用标准化技术委员会、能源行业综合能源服务标准化工作组和能源行业电力安全工器具及机具标准化技术委员会输变电工程施工机具分技术委员会，其编号、职责范围、委员名单详见附件。

二、请根据《能源行业标准化技术委员会管理实施细则》，对三个新成立的标准化技术组织加强指导和管理。能源行业综合能源服务标准化工作组成立满3年后，应报请我局进行专家评估，根据评估结果，具备组建行业标委会条件的，按有关规定组建，仍不具备组建条件的，予以撤销。

三、请按照《国家能源局国家标准化管理委员会关于加快能源领域新型标准体系建设的指导意见》（国能发科技〔2020〕54号）有关要求，做好电力气象应用、综合能源服务和输变电工程施工机具领域的新型标准体系建设，严格按照能源行业标准的属性定位开展标准制修订工作。避免标准之间、标准化技术委员会之间、能源行业管理机构之间交叉重复，确保标准体系协调统一。

四、请组织相关领域的企业、社会团体、教育机构、科研机构等一体化推进本领域能源标准化与技术创新、工程示范，加强标准全生命周期管理，确保标准质量并推动标准的有效实施和推广应用，切实发挥标准在推动能源高质量发展中的支撑引领作用。

特此函复。

附件：1. 能源行业电力气象应用标准化技术委员会

2. 能源行业综合能源服务标准化工作组

3. 能源行业电力安全工器具及机具标准化技术委员会输变电工程施工机具分技术委员会

国家能源局

2020年11月12日

附件 1

能源行业电力气象应用标准化技术委员会

能源行业电力气象应用标准化技术委员会编号为 NEA/TC 40，负责电力行业气象信息监测与接入、存储与交换、处理和应用等系统的建设、运行维护、技术管理等领域(防雷管理除外)的标准化工作。

第一届能源行业电力气象应用标准化技术委员会由 28 名委员组成（详见下表），吴峡任主任委员，裴哲义、宋丽莉任副主任委员，李永红任委员兼秘书长，申彦波任委员兼副秘书长。秘书处由南瑞集团有限公司承担。

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
1	吴 峡	主任委员	南瑞集团有限公司	首席专家/高工
2	裴哲义	副主任委员	国家电网有限公司国家电力调度控制中心	副总工/教高
3	宋丽莉	副主任委员	中国气象科学研究院	二级研究员
4	李永红	委员兼秘书长	南瑞集团有限公司	资深专家/研高
5	申彦波	委员兼副秘书长	中国气象局公共气象服务中心	首席专家/正研级高工
6	李 谦	委员	中国广核新能源控股有限公司	技术经济评价中心主任/ 高工
7	徐 青	委员	南瑞集团有限公司	水电公司总经理/高工
8	唐红兵	委员	中国南方电网电力调度控制中心	水调处高级经理/教高
9	鲍正风	委员	长江电力股份有限公司	梯调中心主任助理兼水资源部主任/高工
10	曾明剑	委员	江苏省气象局	江苏省气象科学研究所所长/正研级高工
11	蹇德平	委员	雅砻江流域水电开发有限公司	集控中心总工/正高

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
12	丁杰	委员	中国电力科学研究院有限公司	国家能源太阳能发电研发（实验）中心主任/正高
13	肖艳姣	委员	中国气象局武汉暴雨研究所	暴雨监测预警湖北省重点实验室副主任/正研级高工
14	邢旭煌	委员	海南省气象局	专业气象科技服务中心主任/高工
15	沙永兵	委员	五凌电力有限公司	碗米坡水电厂厂长/高工
16	王东海	委员	中山大学大气科学学院	教授
17	王咏薇	委员	南京信息工程大学	副教授
18	刘家庆	委员	国家电网东北电力调控分中心	副主任/研究员
19	陆建宇	委员	国网电网华东电力调控分中心	水新处处长/高工
20	孙世军	委员	国网山东省电力公司应急管理中心	处长/工程技术应用研究员
21	雷震	委员	国网江苏省电力有限公司调控中心	水新处处长/高工
22	王博妮	委员	江苏省气象服务中心	专业气象服务首席/高工
23	贺玉彬	委员	国家能源大渡河流域生产指挥中心	副主任/高工
24	李岚	委员	辽宁省气象服务中心	副处长/高工
25	张恩红	委员	广东省气象探测数据中心	副科长/高工
26	杜德进	委员	国家能源局大坝安全监察中心	应急处处长/正高工
27	杜效鹄	委员	水电水利规划设计总院	水电工程部安全应急处处长/正高工

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
28	杨百银	委员	水电水利规划设计总院	规划部主任工程师/正高工

附件 2

能源行业综合能源服务标准化工作组

能源行业综合能源服务标准化工作组编号为 NEA/WG1，负责能源综合利用、能源服务、能效监测与诊断、能源托管与运营、系统运行质量、服务质量评价等（规划设计类除外）综合能源服务领域的标准化工作。

第一届能源行业综合能源服务标准化工作组由 59 名委员组成（详见下表），陈庆前任主任委员，孟凡强、肖谦、姜士宏、宋欣、李爱仙、刘敏任副主任委员，章激扬任委员兼秘书长，王楠、李化强任委员兼副秘书长。秘书处由中国南方电网有限责任公司承担。

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
1	陈庆前	主任委员	<u>南方电网综合能源股份有限公司</u>	<u>总经理</u> <u>/教授级高工</u>
2	孟凡强	副主任委员	<u>国网综合能源服务集团有限公司</u>	<u>副总经理</u> <u>/高级工程师</u>
3	肖 谦	副主任委员	南方电网能源发展研究院有限责任公司	副院长/ 高级经济师
4	姜士宏	副主任委员	电力规划总院有限公司	副总经理/ 教授级高工
5	宋 欣	副主任委员	<u>水电水利规划设计总院</u>	<u>院长助理/</u> <u>教授级高工</u>
6	李爱仙	副主任委员	中国标准化研究院	副院长/ 研究员
7	刘 敏	副主任委员	<u>暨南大学能源电力研究中心</u>	<u>执行主任/</u> <u>教授</u>
8	章激扬	委员 兼秘书长	<u>中国南方电网有限责任公司</u>	<u>经理/</u> <u>高级工程师</u>
9	王 楠	委员 兼副秘书长	<u>国网综合能源服务集团有限公司</u>	<u>主任/</u> <u>教授级高工</u>

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
10	李化强	委员 兼副秘书长	<u>中国能源研究会</u>	副秘书长/ 高级工程师
11	宋禹飞	委员	<u>中国南方电网有限责任公司</u>	主管/ 高级工程师
12	赵鹏翔	委员	<u>国家电网综合能源服务集团有限公司</u>	副主任/ 高级工程师
13	张 集	委员	<u>中国华能集团有限公司</u>	处长/ 高级工程师
14	熊建明	委员	<u>国家电力投资集团有限公司产业协同与服务中心</u>	副处长/ 教授级高工
15	方雪明	委员	<u>国家能源投资集团有限责任公司科技部</u>	副主任/ 高级工程师
16	徐 龙	委员	<u>内蒙古电力集团综合能源有限责任公司</u>	处长/ 高级工程师
17	胡文平	委员	<u>电力规划总院有限公司</u>	处长/ 高级工程师
18	熊 煌	委员	<u>电力规划总院有限公司</u>	副所长/ 高级工程师
19	陈由旺	委员	<u>中国石油规划总院</u>	教授级高工
20	杨 扬	委员	<u>中国煤炭工业协会生产力促进中心</u>	处长/ 工程师
21	杨 波	委员	<u>广东电网有限责任公司广州供电局</u>	副主任/ 高级工程师
22	翁军华	委员	<u>南方电网综合能源股份有限公司</u>	副总经理/ 高级工程师
23	董福海	委员	<u>南方电网综合能源股份有限公司</u>	副总经理/ 高级工程师
24	熊华文	委员	<u>国家发展和改革委员会能源研究所</u>	副主任/ 副研究员
25	李德智	委员	<u>中国电力科学研究院有限公司</u>	主任/ 高级经济师
26	袁智勇	委员	<u>南方电网科学研究院有限责任公司</u>	副所长/ 教授级高工

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
27	郭祚刚	委员	<u>南方电网科学研究院有限责任公司</u>	高级研究员/ 高级工程师
28	马溪原	委员	<u>南方电网数字电网研究院有限公司</u>	经理/ 高级工程师
29	雷 兵	委员	南方电网能源发展研究院有限责任公司	副所长/ 高级工程师
30	杨卫红	委员	<u>国网经济技术研究院有限公司</u>	副主任/ 教授级高工
31	徐桂芝	委员	<u>全球能源互联网研究院有限公司</u>	副所长/ 研究员级高工
32	陆一鸣	委员	国网上海能源互联网研究院有限公司	副主任/ 高级工程师
33	甘智勇	委员	国网天津电力公司电力科学研究院	副主任/ 教授级高工
34	吕洪坤	委员	<u>国网浙江省电力有限公司电力科学研 究院</u>	副主任/ 高级工程师
35	李 强	委员	<u>国网江苏省电力有限公司电力科学研 究院</u>	主任/ 高级工程师
36	苏 适	委员	<u>云南电网有限责任公司电力科学研 究院</u>	教授级高工
37	周宇昊	委员	<u>华电电力科学研究院有限公司</u>	主任/ 高级工程师
38	曲凯阳	委员	<u>中国建筑科学研究院有限公司</u>	主任/ 高级工程师
39	吴俊宏	委员	中国电力工程顾问集团华东电力设计 院有限公司	科长/ 高级工程师
40	王 路	委员	中国能源建设集团广东省电力设计研 究院有限公司	副主任/ 高级工程师
41	姚 博	委员	<u>黔西南州特种设备检验所</u>	工程师
42	王伯钊	委员	<u>中国能源研究会</u>	工程师
43	贾宏杰	委员	<u>天津大学</u>	副院长/教授

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
44	刘念	委员	<u>华北电力大学</u>	<u>院长助理/教授</u>
45	吴俊勇	委员	<u>北京交通大学</u>	<u>副院长/教授</u>
46	陈皓勇	委员	<u>华南理工大学</u>	<u>教授</u>
47	孙小亮	委员	<u>中国节能协会节能服务产业委员会</u>	<u>秘书长/高级工程师</u>
48	许葆青	委员	<u>广东省节能中心</u>	<u>副处长/高级工程师</u>
49	唐亮	委员	中关村储能产业技术联盟	<u>工程师</u>
50	郑涛	委员	<u>国电南瑞科技股份有限公司</u>	<u>部门经理/高级工程师</u>
51	王育华	委员	<u>江苏联能电力科学研究院有限公司</u>	<u>董事长/高级工程师</u>
52	袁文广	委员	<u>积成电子股份有限公司</u>	<u>总工程师/研究员</u>
53	刘云峰	委员	<u>上海华为技术有限公司</u>	<u>研究部部长/首席科学家</u>
54	马锁明	委员	<u>北控清洁能源集团有限公司</u>	<u>总监/高级工程师</u>
55	董文杰	委员	<u>东方电子股份有限公司</u>	<u>经理/高级工程师</u>
56	郭子健	委员	深圳库博能源科技有限公司	<u>研发总监/高级工程师</u>
57	郭昌华	委员	福建阿古电务数据科技有限公司	<u>总经理/高级工程师</u>
58	苗韧	委员	新奥（中国）燃气投资有限公司	<u>高级工程师</u>
59	胡治国	委员	<u>湖北能源东湖燃机热电有限公司</u>	<u>主任/暖通工程师</u>

能源行业电力安全工器具及机具标准化技术委员会 输变电工程施工机具分技术委员会

能源行业电力安全工器具及机具标准化技术委员会输变电工程施工机具分技术委员会编号为 NEA/TC 30/SC1，负责输变电工程施工机具技术领域标准化工作，开展输变电工程施工机具、检测方法、施工技术等方面的电力行业标准制修订工作。

第一届能源行业电力安全工器具及机具标准化技术委员会输变电工程施工机具分技术委员会由 23 名委员组成（详见下表），董玉明任主任委员，景文川、黄成云、付诗禧任副主任委员，万建成任委员兼秘书长，叶建云、聂金鸿、何成任委员兼副秘书长。秘书处由中国电力科学研究院有限公司承担。

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
1	董玉明	主任委员	中国电力科学研究院有限公司	副所长/ 高级工程师
2	景文川	副主任委员	四川电力送变电建设有限公司	副总工/ 高级工程师
3	黄成云	副主任委员	安徽送变电工程有限公司	副总工/ 高级工程师
4	付诗禧	副主任委员	中国南方电网有限责任公司超高压输电公司	副主任/ 高级工程师
5	万建成	委员 兼秘书长	中国电力科学研究院有限公司	主任/ 教授级高工
6	叶建云	委员 兼副秘书长	浙江省送变电工程有限公司	副总工/ 高级工程师
7	聂金鸿	委员 兼副秘书长	中国能源建设集团广东火电工程有限公司送变电工程公司	教授级高工
8	何成	委员 兼副秘书长	国网新疆电力有限公司电力科学研究院	主任/ 高级工程师
9	江明	委员	中国电力科学研究院有限公司	副主任/ 高级工程师
10	夏拥军	委员	电力工业施工机械质量检验检测中心	副主任/ 教授级高工

序号	姓名	标委会职务	工作单位	职务/职称
11	刘开	委员	电力工业施工机械质量检验检测中心	主任工程师/ 高级工程师
12	陈江华	委员	江苏省送变电有限公司	主任/ 高级工程师
13	丁宝民	委员	山东送变电工程有限公司	主任/ 高级工程师
14	陈震	委员	辽宁省送变电工程有限公司	副经理/ 教授级高工
15	吴芳芳	委员	国家电力器材产品安全性能质量监督检验中心	主任/ 高级工程师
16	鲁飞	委员	华东送变电工程有限公司	副主任/ 高级工程师
17	雍建华	委员	中能建江苏能源科技有限公司	副总经理/ 高级工程师
18	赵建利	委员	内蒙古自治区电力科学研究院	副主任/ 高级工程师
19	蒋平海	委员	宁波华翔东方电力机具有限公司	总工/ 教授级高工
20	翟宗亮	委员	甘肃诚信电力机具制造有限责任公司	副经理/ 高级工程师
21	侯东红	委员	河南九域恩湃电力技术有限公司	高级工程师
22	李周选	委员	浙江华云清洁能源有限公司	工程师
23	焦国杰	委员	河南兰兴电力机械有限公司	总经理/工程师

国家能源局关于印发《国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则》的通知

国能发监管〔2020〕64号

各司，各派出机构，各直属事业单位：

为规范电力并网互联争议处理工作，保证电力并网互联争议处理依法、公正、及时地开展，根据《电力监管条例》《电力并网互联争议处理规定》（电监会令第21号），现将修订后的《国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则》印发你们，请依照执行。

国家能源局

2020年11月30日

国家能源局电力并网互联争议处理工作程序规则

第一条 为了规范电力并网互联争议处理工作，保证电力并网互联争议处理依法、公正、及时，根据《电力监管条例》《电力并网互联争议处理规定》，制定本规则。

第二条 国家能源局及派出机构依法处理电力并网互联争议适用本规则。

第三条 国家能源局及派出机构收到申请人的争议处理申请书和有关证据材料，应当进行登记，并向申请人出具争议处理证据收据。争议处理证据收据中应当注明证据名称、原件或者复印件、收到时间、份数和页数，由负责接收的工作人员和申请人签名或者盖章。

第四条 国家能源局及派出机构在审查申请人的争议处理申请书和有关证据材料时，发现内容不全或者证据不具备的，应当在3个工作日内一次性告知申请人需要补正或者补充的内容，申请人应当在规定的期限内补正或者补充。

第五条 按照《电力并网互联争议处理规定》第八条、第九条规定，在收到符合条件的电力并网互联争议处理申请书，或者发现电力并网互联争议后，应当及时提出受理建议，报国家能源局有关部门、国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）负责人批准。

国家能源局有关部门、派出机构负责人批准的日期为受理日期。

国家能源局及派出机构应当在受理之日起7个工作日内，将受理通知书送达申请人，同时告知被申请人自收到受理通知之日起10个工作日内提交答辩书和有关证据材料；不予受理的，应当在7个工作日内将不予受理通知书送达申请人，并说明理由。

第六条 国家能源局及派出机构对不予受理或者申请人在协调开始前撤回申请的，应当将争议处理申请书和有关证据材料退还，并要求申请人签收。

第七条 电力并网互联争议在全国范围内有重大影响的，派出机构应当及时报送国家能源局。

第八条 国家能源局及派出机构应当将当事人的基本情况、争议类型及简要情况进行登记并编制受理号。

第九条 决定受理后，国家能源局及派出机构可以成立争议处理小组，指定一名组长。

国家能源局及派出机构应当自争议处理小组成立之日起3个工作日内，将争议处理小组组成通知书送达当事人。

未成立争议处理小组的，电力并网互联争议处理应当适用本规则关于争议处理小组的有关规定。

第十条 当事人认为争议处理小组成员与电力并网互联争议有利害关系或者其他关系可能影响公正处理的，有权以口头或者书面方式申请其回避；争议处理小组成员认为自己与电力并网互联争议有利害关系或者其他关系可能影响公正处理的，应当主动申请回避。

第十一条 争议处理小组成员是否回避，由受理争议的国家能源局有关部门、派出机构负责人决定。作出争议处理小组成员回避的决定后，应当将争议处理小组成员回避通知书及时送达当事人，并在3个工作日内另行指派争议处理小组成员；决定不予回避的，应当书面通知当事人，并说明理由。

第十二条 争议处理小组应当在收到当事人的证据材料后对证据材料的真实性、关联性和合法性进行审查，必要时可以依法自行收集证据。

第十三条 必要时，争议处理小组可以组织当事人相互质证和辩论，也可以依法进行调查、检查或者核查。

第十四条 争议处理小组收集证据时，人数不得少于2人，并应当出示有效工作证件。有关人员应当协助并如实回答询问，不得阻挠。询问应当制作笔录，由有关人员核对无误后签名或者盖章。

第十五条 争议处理小组办理电力并网互联争议应当进行协调，在查明事实的基础上，依据法律、法规和规章，提出电力并网互联争议协调意见。必要时，争议处理小组可以举行协调会处理争议。

协调应当自争议受理之日起60日内终结。

第十六条 争议处理小组决定举行协调会的，应当自决定作出之日起3个工作日内由国家能源局及派出机构制作协调会通知书，并向当事人送达。协调会通知书应当载明举行协调会的时间和地点。

当事人委托代理人参加协调会的，应当提交授权委托书。授权委托书应当由委托人签名并盖章，载明委托代理人的姓名、性别、年龄、身份证明、联系方式、委托期限和代理权限等事项。

第十七条 协调会按照下列程序进行：

（一）宣布协调会开始，确认当事人或者委托代理人，宣读国家能源局及派出机构参会人员和记录员名单；

（二）当事人进行陈述；

（三）确定主要分歧，提出初步协调意见；

（四）征求当事人意见后，确定协调意见；

（五）当事人接受协调意见的，签署电力并网互联争议协调意见书，争议处理终止；

（六）当事人一方或者双方不接受协调意见的，协调程序终结。

争议处理小组应当认真听取当事人或者委托代理人的陈述。记录员应当据实做好笔录，并由当事人或者委托代理人签字确认。

第十八条 当事人一方或者双方拒绝协调的，或者当事人、当事人的委托代理人无正当理由未在规定的时间、地点参加协调会，或者不接受电力并网互联争议协调意见的，争议处理小组提出终结协调程序和初步裁决意见，报国家能源局及派出机构负责人批准。

第十九条 争议处理小组可以根据《电力并网互联争议处理规定》第十八条的规定举行论证会。

第二十条 论证会由下列人员参加：

（一）国家能源局及派出机构工作人员；

（二）专家；

（三）当事人；

（四）论证会由争议处理小组组长或者其委托的人员主持。

第二十一条 论证会按下列程序进行：

（一）当事人进行陈述、举证、辩论；

（二）专家发表论证意见或者建议，并提出争议解决方案；

（三）宣读争议协调意见。

在论证期间，对需要进一步由有关方面说明情况或者需要现场调查、鉴定的事项，由国家能源局及派出机构组织实施，并请专家再次论证。

第二十二条 争议处理小组根据论证会的论证，结合相关的证据材料作出初步裁决意见，报国家能源局及派出机构负责人批准。

第二十三条 应当根据国家能源局及派出机构负责人批准的裁决意见，制作电力并网互联争议行政裁决书。电力并网互联争议行政裁决书应当包括《电力并网互联争议处理规定》第十六条规定的内容。

第二十四条 应当自协调终结之日起 15 日内作出裁决。因情况特殊，在上述期限内不能终结的，经国家能源局有关部门、派出机构负责人批准，可以适当延长。

第二十五条 国家能源局及派出机构应当自作出裁决之日起 10 个工作日内，将电力并网互联争议行政裁决书送达当事人。

第二十六条 国家能源局及派出机构应当建立电力并网互联争议处理的档案管理制度。

电力并网互联争议协调程序终结后，或者裁决决定履行或者执行完毕后，应当填写电力并网互联争议处理结案报告并立卷归档。

派出机构应当将所管辖的电力并网互联争议处理情况和结果报国家能源局备案。

第二十七条 本规则自印发之日起施行。《关于印发〈电力并网互联争议处理工作程序规则〉的通知》（办稽查〔2006〕81 号）同时废止。

国家能源局关于印发《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》的通知

国能发监管〔2020〕65 号

各司，各派出机构，各直属事业单位：

为规范国家能源局及派出机构对用户受电工程“三指定”行为的认定工作，提高行政执法透明度和效率，保障公民、法人和其他组织的合法权益，根据有关法律法规和相关规定，现将修订后的《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》印发你们，请依照执行。

国家能源局

2020 年 11 月 30 日

国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引

第一条 为了规范用户受电工程“三指定”行为的认定工作，有效防范和杜绝“三指定”行为，保障公民、法人和其他组织的合法权益，促进供电市场公平开放，依据《电力监管条例》《电力供应与使用条例》以及《供电监管办法》等有关规定，结合监管工作实际，制定本指引。

第二条 本指引适用于国家能源局及派出机构对用户受电工程“三指定”行为的认定及“三指定”行为案件的立案、调查、审查、审理、处罚等工作。

第三条 本指引所称供电企业，是指依法取得电力业务许可证，从事供电、增量配电网业务的企业法人、组织和分支机构。

第四条 本指引所称用户受电工程，是指由用户投资建设，在用户办理新装、增容、变更用电等用电业务时涉及的电力工程。

第五条 本指引所称用户受电工程“三指定”行为，是指供电企业直接、间接或者变相指定用户受电工程的设计、施工和设备材料供应单位，限制或者排斥其他单位的公平竞争，侵犯用户自由选择权的行为。

施工单位包括承装（修、试）电力设施单位和工程监理单位。

设备材料供应单位包括设备材料供应商和设备材料生产厂家。

第六条 国家能源局及派出机构执法人员办理“三指定”行为案件过程中，应当遵循专业标准和职业道德，全面、客观、公正地调查、收集、审核证据，确认事实。

第七条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定设计单位的行为：

（一）为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定设计单位，影响用户选择设计单位的；

（二）通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的设计单位，影响用户选择设计单位的；

（三）授意特定的设计单位介入报装申请、现场勘察、供电方案答复、设计图纸审查和竣工验收等用电报装环节，影响用户选择设计单位的；

（四）采用不合理的供电方案答复标准、拖延供电方案答复时间等方式，或者在供电方案中未明确引入电源或者供电方式、计量计费方式等设计所需要的必要信息，影响用户选择设计单位的；

（五）通过批复不合理的接电点、隐瞒供电能力等手段增加用户投资成本，影响用户选择设计单位的；

（六）自行提高设计、施工单位资质等级、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户选择设计单位的；

（七）自行设置设计准入条件，导致用户只能选择特定设计单位的；

（八）采用不受理、不通过、拖延设计图纸审查，或者不出具设计图纸审查意见等方式，影响用户选择设计单位的；

（九）国家能源局及派出机构认定的其他指定设计单位的行为。

第八条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定施工单位的行为：

（一）为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定施工单位，影响用户选择施工单位的；

(二) 通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的施工单位，影响用户选择施工单位的；

(三) 授意特定的施工单位介入报装申请、现场勘察、供电方案答复、设计图纸审查和竣工检验等用电报装环节，影响用户选择施工单位的；

(四) 自行提高设计、施工单位资质等级标准、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户选择施工单位的；

(五) 采用不合理的供电方案答复标准、拖延答复时间，或者采取不受理、不通过、拖延设计图纸审查、中间检查及竣工检验等方式，影响用户选择施工单位的；

(六) 以不合理的供电方案或者无故提高设计图纸审查标准增加用户投资成本，引导用户为降低投资成本选择特定施工单位的；

(七) 在接电时，要求用户或者导致用户选择特定施工单位进行接电施工，为特定施工单位牟取利益提供便利的；

(八) 自行设置施工准入条件，导致用户只能选择特定施工单位的；

(九) 要求用户自主选择的施工单位，与特定的施工单位签订分包合同（协议）的；

(十) 国家能源局及派出机构认定的其他指定施工单位的行为。

第九条 供电企业有下列情形之一的，可以认定为指定设备材料供应单位的行为：

(一) 为用户受电工程直接指明、确定、认定或者限定设备材料的品牌、生产厂家或者供应单位，影响用户选择设备材料供应单位的；

(二) 通过口头、书面或者公示等方式，向用户推荐或者限定特定的设备材料供应单位，影响用户选择设备材料采购选择权利的；

(三) 自行提高设计、施工单位资质等级标准、业绩标准，或者自行提高设计图纸审查标准，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

(四) 采用不合理的供电方案答复标准、拖延答复时间，或者采取不受理、不通过、拖延设计图纸审查、中间检查及竣工检验等方式，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

(五) 要求用户或者施工单位对设备材料额外进行试验检测，影响用户或者施工单位选择设备材料供应单位的；

(六) 指定设备材料特定型号、规格、生产厂家，或者限定设备材料供应品牌范围，影响用户或者施工单位选择设备材料的；

(七) 通过指定设计、施工单位，以工程总承包等形式，指定设备材料供应单位的；

(八) 国家能源局及派出机构认定的其他指定设备材料供应单位的行为。

第十条 供电企业要求用户委托其代建或者指定特定单位代建用户受电工程，可以认定为“三指定”行为。

第十一条 用户委托实施的用户受电工程，供电企业未按规定组织招投标或者违反招投标有关规定，选择特定设计、施工或者设备材料供应单位的，可以认定为“三指定”行为。

第十二条 对于用户自主选择设计单位、施工单位和设备材料供应单位的，供电企业在业务受理、供电方案答复、设计图纸审查、中间检查、竣工检验和装表接电等环节采用不同标准、设置障碍的，认定如下：

（一）用户被迫改变选择供电企业指定的设计、施工或者设备材料供应单位的，可以认定为“三指定”行为；

（二）用户未改变选择，供电企业不按照规定办理用电业务的，按照《供电监管办法》第十八条第一、五款认定；

（三）用户未改变选择，但是足以影响其他用户选择权或者该用户后续用户受电工程选择权的，按照《供电监管办法》第十八条第五款认定。

第十三条 有下列情形之一的，国家能源局及派出机构已对“三指定”行为进行责令改正：

（一）要求该地市供电企业进行过“三指定”行为整改的；

（二）在该地市供电企业开展过“三指定”行为监管，并采取了监管措施的；

（三）要求该地市供电企业开展过“三指定”行为治理，并采取了监管措施的；

（四）其他对该地市供电企业进行过“三指定”行为整改的情形。

第十四条 供电企业有下列情形之一的，可以依法从重处罚：

（一）社会影响恶劣的；

（二）以暴力、胁迫手段实施“三指定”行为的；

（三）不配合或者干扰国家能源局及派出机构以及所属工作人员执行公务的；

（四）因“三指定”行为发生电力安全事故的；

（五）因“三指定”行为接受过行政处罚等处理后，又实施“三指定”行为的；

（六）其他依法从重处罚情节。

第十五条 供电企业有下列情形之一的，可以依法从轻或者减轻处罚：

（一）主动消除或者减轻“三指定”行为危害后果的；

（二）配合国家能源局及派出机构调查有立功表现的；

（三）其他依法从轻或者减轻处罚情节。

第十六条 国家能源局及派出机构可以就用户受电工程“三指定”行为咨询并采用专家意见书和法律意见书。

第十七条 本指引由国家能源局负责解释。

第十八条 本指引自印发之日起施行。《国家电力监管委员会用户受电工程“三指定”行为认定指引（试行）》（办稽查〔2009〕76号）同时废止。

国家能源局关于印发《电力企业应急能力建设评估管理办法》的通知

国能发安全〔2020〕66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），北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位，各有关单位：

为深入贯彻落实习近平总书记关于应急管理的重要论述，积极推进电力应急管理体系和能力现代化，全面加强电力行业应急能力建设，进一步规范电力企业应急能力建设评估工作，国家能源局组织编制了《电力企业应急能力建设评估管理办法》。现印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年12月1日

电力企业应急能力建设评估管理办法

第一章 总 则

第一条 为加强电力应急管理制度化、规范化和标准化建设，提高电力突发事件应对能力，依据《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国突发事件应对法》《电力安全事故应急处置和调查处理条例》等法律、行政法规，制定本办法。

第二条 电力企业应急能力建设评估（以下简称“应急能力建设评估”）是指以电力企业为评估主体，以应急能力建设和提升为目标，对突发事件综合应对能力进行评估，查找应急能力存在的问题和不足，指导电力企业建设完善应急体系的过程。

第三条 本办法原则上适用于省级及以上区域发电集团公司、300兆瓦及以上火力发电企业、50兆瓦及以上水力发电企业，各省（自治区、直辖市）电力（电网）公司、各市（地、州、盟）供电公司以及电力建设企业。其他类型电力企业可参照本办法自行开展评估。

第四条 应急能力建设评估工作遵循行业指导、企业自主、分类量化、持续改进的原则。对涉及国家机密的，应当严格按照国家保密规定进行管理。

第五条 国家能源局负责组织制修订应急能力建设评估标准规范，对应急能力建设评估工作进行监督和指导。国家能源局派出机构、地方电力管理部门负责对辖区内应急能力建设评估工作进行监督和指导。电力企业应当制定完善应急能力建设评估规章制度，明确管理部门、职责和目标考核要求，保障工作有效落实。

第六条 电力企业应当滚动开展应急能力建设评估工作，原则上评估周期不超过 5 年。电力企业应急预案修订涉及应急组织体系与职责、应急处置程序、主要处置措施、事件分级标准等重要内容的，或重要应急资源发生重大变化时应当及时开展评估。

第二章 评估内容和方法

第七条 应急能力建设评估内容参照最新有效的《电网企业应急能力建设评估规范》《发电企业应急能力建设评估规范》《电力建设企业应急能力建设评估规范》。

第八条 应急能力建设评估应当以应急预案和应急体制、机制、法制为核心，围绕预防与应急准备、监测与预警、应急处置与救援、事后恢复与重建四个方面开展。

第九条 预防与应急准备方面包括法规制度、规划实施、组织体系、预案体系、培训演练、应急队伍、指挥中心等。监测与预警方面包括事件监测、预警管理等。应急处置与救援方面包括先期处置、应急指挥、现场救援、信息报送和发布、舆情应对等。事后恢复与重建方面包括后期处置、处置评估、恢复重建等。

第十条 应急能力建设评估应当以静态评估和动态评估相结合的方法进行。静态评估应当对电力企业应急管理相关制度文件、物资装备等体系建设方面相关资料进行评估，主要方式包括检查资料、现场勘查等。动态评估应当重点考察电力企业应急管理第一责任人及相关人员对本岗位职责、应急基本常识、国家相关法律法规等的掌握程度，主要方式包括访谈、考问、考试、演练等。

第三章 评估组织

第十一条 电力企业应当在评估前制定评估工作方案。评估工作方案的内容至少应当包括评估内容、评估组专家信息、评估期间日程安排、电力企业参与评估及配合人员安排等。

第十二条 电力企业可自行或委托第三方机构组建评估工作组，工作组由不少于 5 名评估人员（含 1 名组长）组成。评估工作组中应当至少包含 1 名电力安全应急专家库中的专家，且选用专家须为非被评估单位人员。

第十三条 评估工作应当严格依据评分标准对各项指标进行评分，逐级汇总并转化为得分率。评估工作组应当对评估结果的真实性负责。

第十四条 评估结果应当根据评估得分率确定，分为合格、不合格。评估得分率在 80%以上的为合格，得分率在 80%以下的为不合格。

第十五条 评估工作结束后，电力企业应当及时组织编制应急能力建设评估报告。评估结果为合格的，电力企业应当在 30 日内将评估报告直接报送国家能源局派出机构和地方电力管理部门；

评估结果为不合格的，电力企业应当根据专家组意见进行整改并重新组织评估，合格后再将评估报告和整改计划一并报送国家能源局派出机构和地方电力管理部门。

第四章 评估结果应用

第十六条 全国电力安委会企业成员单位、国家能源局派出机构、地方电力管理部门应当于每年1月底前，将本系统、本地区上一年度应急能力建设评估工作情况报送国家能源局。

第十七条 国家能源局研究推进应急能力评估信息化平台建设、应用及数据共享工作。国家能源局派出机构、地方电力管理部门根据评估工作情况，可以选择应急能力评估得分率较高的电力企业推广交流经验，促进提高应急能力建设水平。

第十八条 电力企业应当总结评估工作经验，发现问题及时整改，强化闭环管理，完善制度体系，将应急能力建设评估与安全生产标准化、风险分级管控和隐患排查治理等有机结合，不断强化电力安全生产与应急管理工作。

第五章 监督管理

第十九条 国家能源局派出机构、地方电力管理部门应当将应急能力建设评估情况纳入安全生产监管范围，重点对评估结果不合格的电力企业应急能力建设工作加强监督管理。根据电力应急管理工作需要，可将其他电力企业纳入本办法适用范围。

第二十条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门应当不定期对应急能力建设评估报告进行抽查与复核。经抽查与复核发现评估报告与实际不符，应急能力未达到有关规定的要求，相关电力企业应当限期改正或者重新评估，并在30日内提交整改报告。

第二十一条 国家能源局及其派出机构、地方电力管理部门对评估报告弄虚作假、评估工作不按规定开展的电力企业，应当采取约谈、通报等方式督促整改；情节严重的，应当按照相关规定给予处理。

第六章 附 则

第二十二条 本办法由国家能源局负责解释。

第二十三条 本办法自2021年1月1日起施行。

国家能源局公告

2020 年 第 6 号

为加快能源重大技术装备创新，有效推动能源领域短板技术装备突破，切实保障关键技术装备产业链供应链安全，我局根据各有关单位申请，经组织专家评审和复核，决定将“二代异质结太阳能电池生产装备”等 26 个技术装备列为第一批能源领域首台（套）重大技术装备项目。现就促进首台（套）重大技术装备攻关和示范应用公告如下：

一、各有关单位要抓紧推动有关重大技术装备研制，突破并掌握关键技术，扎实推进示范应用，确保首台（套）重大技术装备示范任务落地。

二、按照《关于促进首台（套）重大技术装备示范应用的意见》（发改产业〔2018〕558 号）和《国家能源局关于促进能源领域首台（套）重大技术装备示范应用的通知》（国能发科技〔2018〕49 号），能源领域首台（套）重大技术装备研制单位及其依托工程享受如下有关政策。

（一）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程优先纳入相关规划并由各级投资主管部门按照权限核准或审批。

（二）能源领域首台（套）重大技术装备招投标可采用单一来源采购、竞争性谈判等方式以保障示范任务落实。

（三）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程根据实际需要可在年度上网电量指标安排、发电机组并网运行、调度方式、燃料供应和监管等方面给予适当优惠，鼓励地方根据实际情况进一步细化并落实知识产权、资金、税收、金融、保险等支持政策。

（四）承担首台（套）重大技术装备示范任务的依托工程，根据实际情况享有示范应用过失宽容政策。

三、能源领域首台（套）重大技术装备研制单位和依托工程承担单位要及时向我局报告工作进展情况，我局将定期组织对能源领域首台（套）重大技术装备示范情况进行跟踪、评价。经评价示范成功的首台（套）重大技术装备列入“能源重大技术装备推广应用指导目录”，在后续能源项目建设中推广应用。

特此公告。

附件：第一批能源领域首台（套）重大技术装备项目名单

国家能源局

2020 年 12 月 18 日

附件

第一批能源领域首台（套）重大技术装备项目名单

编号	技术装备（项目）名称	研制单位	依托工程
1	二代异质结太阳能电池生产装备	福建钧石能源有限公司	——
2	V 型 10MW 级垂直轴海上风力发电机组	福建通尼斯新能源科技有限公司	国家电投平潭百万千瓦 V 型浮体式海上风电创新示范项目
3	1350MW 高低位布置高效二次再热煤发电机组技术装备	上海电气集团股份有限公司，上海申能电力科技有限公司	安徽申能平山电厂二期工程
4	1240MW 高效超超临界汽轮发电机组	上海电气电站设备有限公司	广东华夏阳西电厂二期 5、6 号机组工程
5	百万千瓦级超超临界超长轴系超低背压二次再热汽轮机	上海电气电站设备有限公司	山东大唐东营 2×1000MW 超超临界二次再热燃煤机组工程
6	700MW 超超临界循环流化床锅炉	上海锅炉厂有限公司	——
7	全国产安全智能型 DCS 开发与应用（HNICS-T316）	西安热工研究院有限公司	江西华能瑞金电厂 2×1000MW 燃煤机组项目，福建华能福州电厂 2 号机组控制系统改造项目
8	FMH385.1250 型风扇磨煤机	中国电建集团长春发电设备有限公司	内蒙古北方胜利电厂 2×660MW 煤电一体化工程

编号	技术装备（项目）名称		研制单位	依托工程
9	M701J 型燃气轮机（500MW 级）		中国东方电气集团有限公司	——
10	AE64.3A 型燃气轮机（82MW）		上海电气燃气轮机有限公司	安徽华润电力（霍山）燃气分布式能源项目
11	国产 H-25 型燃气轮机（30MW 级）		中国船舶重工集团有限公司第七〇三研究所	广东华润电力中山板芙镇燃气分布式能源项目，广东华润电力东莞松山湖北区燃气分布式项目
12	工业低排放 CGT25-EB 型燃气轮机（25MW）		中国船舶重工集团有限公司第七〇三研究所	广东广州发展从化明珠生物医药健康产业园天然气分布式能源站项目
13	±800kV 特高压直流工程成套装备	换流变压器 ± 800kV、± 600kV， ± 400kV、± 200kV、 509MVA； ± 400kV、± 200kV， 493MVA	西安西电变压器有限责任公司，山东电力设备有限公司，特变电工沈阳变压器集团有限公司，特变电工衡阳变压器有限公司	±800kV/10GW 锡泰、上山和扎青特高压直流工程
		晶 闸 管 换 流 阀： 6250A、±800kV	中电普瑞电力工程有限公司，许继集团有限公司	
		1000kV 切滤波器组断路器	平高集团有限公司	
		干式空心平波电抗器： ± 800kV， 6250A，50mH	北京电力设备总厂有限公司，西安中扬电气股份有限公司	

编号	技术装备（项目）名称		研制单位	依托工程
14	± 1100kV 特高压直流成套装备	换流变压器： ± 275kV、± 550 kV， ± 825kV、± 1100kV、 607.5 MVA，± 825kV、 ± 1100 kV 、587.1 MVA	特变电工沈阳变压器集团有限公司，西安西电变压器有限责任公司，山东电力设备有限公司	±1100kV/12GW 吉泉特高压直流工程
		穿墙套管：± 1100kV，5455A	平高集团有限公司，西安西电高压套管有限公司	
		干式空心平波电抗器：± 1100kV， 5455A，75mH	北京电力设备总厂有限公司，天津经纬正能电气设备有限公司	
15	±420kV 柔直背靠背联网成套装备	500kV 柔直输电用联接变，460MVA	特变电工衡阳变压器有限公司，常州西电变压器有限责任公司	±420kV 渝鄂柔性直流背靠背联网工程
		桥臂电抗器，± 420kV，1488A，140mH	北京电力设备总厂有限公司，西安中扬电气股份有限公司	
16	±500kV 柔直输电成套装备	换流变压器± 500kV， 566.7MVA； 柔直工程用换流变压器 ± 500kV， 288.3MVA； 耗能装置降压变压器 AC220kV，300MVA	山东电力设备有限公司，西安西电变压器有限责任公司	±500kV 张北柔性直流输电示范工程
		±500kV 高压直流断路器	南京南瑞继保电气有限公司，许继集团有限公司，思源电气股份有限公司，中电普瑞电力工程有限公司，北京电力设备总厂有限公司，平高集团有限公司	

编号	技术装备（项目）名称		研制单位	依托工程
		极线限流电抗器、桥臂电抗器±500kV	西安中扬电气股份有限公司	
17	1100kV 特高压交流 GIL 成套装备	交流 1100kV 气体绝缘金属封闭输电线路（GIL）	平高集团有限公司，山东电工电气日立高压开关有限公司	1100kV 特高压交流苏通 GIL 管廊工程
18	±800 kV 特高压多端柔直成套装备	IGBT 换流阀成套装置 ±800kV、5000MW	荣信汇科电气技术有限责任公司，特变电工新疆新能源股份有限公司，南京南瑞继保工程技术有限公司，许继集团有限公司	±800 kV 乌东德昆柳龙特高压多端柔直示范工程
		特高压柔直工程用换流变压器：±800kV、±400kV	广州西门子变压器有限公司，保定天威保变电气股份有限公司	
		特高压桥臂电抗器	特变电工沈阳变压器集团有限公司，北京电力设备总厂有限公司	
		±800kV 纯光学式高速电流测量装置	南京南瑞继保工程技术有限公司	
19	ZHN10-24 100kA 发电机断路器成套装置	西安西电开关电气有限公司	雅砻江杨房沟水电站	
20	120kA 电气制动开关	西安西电开关电气有限公司	金沙江乌东德水电站工程	
21	AP1000 核电厂钢制安全壳结构整体性试验技术	国核电站运行服务技术公司	浙江三门、山东海阳 AP1000 核电示范项目	
22	AP1000 常规岛主给水泵组前置泵国产化项目	中国电建上海能源装备有限公司	山东海阳 AP1000 核电示范项目	
23	核电站辅助给水系统集成优化设备	上海阿波罗机械股份有限公司	福建福清核电 3、4 号机组	
24	氢液化领域新型高效氦气螺杆压缩机	冰轮环境技术股份有限公司	中科院理化所“液氦到超流氦温区大型低温制冷系统的研制”项目	

编号	技术装备（项目）名称	研制单位	依托工程
25	煤矿物联网平台与单兵装备	淮北矿业股份有限公司， 上海山源电子科技股份有限公司	淮北矿业信湖煤矿
26	KJZ21 矿井轨道电机车无人驾驶系统	合肥工大高科信息科技股份有限公司	淮北矿业股份有限公司 桃园煤矿，中煤新集能源股份有限公司二矿

国家能源局 生态环境部关于加强核电工程建设质量管理的通知

国能发核电〔2020〕68号

各有关单位：

为进一步加强核电工程建设质量管理，切实履行《中华人民共和国核安全法》等有关法律法规要求，明确和落实核电工程建设相关单位质量责任，保证工程质量，确保核安全，现将有关要求通知如下。

一、充分认识核电工程质量的重要性

党中央、国务院高度重视核电安全。核安全不仅是核电的生命线，更是国家安全的重要组成部分。工程质量是保证核电安全的物质基础，建设期的质量就是运行期的核安全。各单位要进一步提高认识，站在维护国家安全的高度，充分认识核电工程质量的极端重要性。坚决贯彻落实党中央、国务院决策部署，坚持安全第一、质量第一，以对党和国家、对人民、对事业高度负责的态度，更加严格认真做好核电工程建设质量管理工作，确保核安全万无一失。

二、切实落实核电工程质量责任制

核电厂控股企业集团（简称核电集团）、核电厂营运单位（简称建设单位）、核电工程总承包单位（简称总包单位）、设计单位、设备制造单位、施工单位、监理单位等按照各自职责对所承担的核电工程质量负有终身责任，要严格遵守《中华人民共和国核安全法》《中华人民共和国建筑法》《建设工程质量管理条例》《民用核安全设备监督管理条例》《核电厂质量保证安全规

定》等核安全和工程建设领域法律法规要求，认真履职尽责，落实主体责任，确保核电工程质量。各参建单位必须按照国家法律法规及有关规定，自觉接受有关部门的质量管理和监督。

（一）核电集团对核电工程质量负有领导责任。要建立核电建设全面质量管理体系，明确界定总部职能部门和下属单位的质量责任，按照责权利一致原则，规范建设单位和总包单位的关系。加强对质量工作的组织领导和监督考核，从绩效考核、机构设置、选人用人、资源配置等方面，全面落实质量管理各项要求。建立和实施质量责任追究制度，组织各参建单位签订质量终身责任承诺书。加强对各核电项目质量管理的监督检查，建立核电工程质量总监派驻制度。

（二）建设单位对核电工程质量负总责。建设单位是工程建设管理的主体和质量的总责任方。要严格按照国家基本建设程序组织开展工程建设，保证合理的工期和概算。强化建设单位监督职能，建立健全质量保证体系并有效运行，严格执行质量保证大纲，合理设置质量管理机构，配备足够的质量管理人员。严格审查和控制主要承包商的准入条件，确保其资质和能力满足工程建设要求。对各参建单位的质量责任落实情况进行监督检查，督促落实施工人员的直接责任和各级质量控制人员的监督责任，形成职责清晰、上下联动、齐抓共管的管理格局。对质量管理不到位的单位，要及时采取约谈，责令更换项目负责人乃至终止合同等纠正措施。

（三）总包单位对核电工程质量负责。总包单位对其承担的工程设计、设备采购、施工管理、调试等工作负直接责任，要实施全过程质量管理，加强对设计、设备、材料及施工单位的质量管理和监督，优化接口管理，提升质量管理效能，确保质量保证体系有效运行。建立工程资源评估机制，定期评价关键资源配置情况并向建设单位报告。

（四）设计单位对核电工程设计质量负责。要严格按照法规标准开展工程设计，强化设计接口管理，统筹专业协同设计，加强设计审查，提高设计质量。规范设计变更管理，严格审查因制造、施工偏差导致的设计变更，杜绝从设计上随意降低安全质量标准。

（五）设备制造单位对核电工程设备制造质量负责。要加强原材料采购质量管控，持续提升设备制造工艺水平，优化设备制造过程质量监控手段，通过合同措施加强对分包商、供货商监督管理力度，不断提高设备制造质量。持续做好已供货设备运行质量跟踪和维保服务，针对运行问题做好设备设计和制造优化，提高设备整体质量。

（六）施工单位对核电工程施工质量负责。要合理配置施工资源，保障项目资源需求及人员资质要求。完善施工质量管理体系，明确各级组织、人员的质量责任。不断提高核安全意识和专业技能水平，打造高素质专业化核电工程施工队伍，并采取措施保证施工队伍稳定。

（七）监理单位对核电工程施工质量承担监理责任。要严格按照相关标准开展独立第三方监理工作，不得与项目建设单位、总包单位、施工单位有隶属或人员派遣关系。要建立健全并严格执行监理工作质量管理体系，保证现场监理人员、设备投入，采取旁站、巡视和平行检验等形式，确保施工关键部位、关键环节、关键工序监理到位。要及时总结共性质量问题，建立标准化工作流程，不断提高监理成效。

三、全面加强核电工程建设过程质量管理

针对当前影响核电工程质量的问题，各参建单位要高度重视，落实责任，完善制度，加强工程建设全过程质量控制和监督管理，确保质量保证体系有效运行。

（一）充分做好工程评估和风险管理。核电集团要建立核电项目建设各阶段评估标准和机制，组织开展各阶段开工前准备工作和执行效果评估，保证项目建设满足质量目标要求。项目主体工程开工前，确保施工图满足工程进展需求，避免“三边工程”。建设单位、总包单位、施工单位要对工程建设各阶段存在的质量风险进行全面评估，实行质量风险动态分级管理。

（二）规范核电建设市场行为。规范核电工程招标投标管理，将安全与质量标准作为招标文件强制性要求和条件，公开、公平、公正开展招标评标工作，防止不合理低价中标。对首次进入核岛工程建设领域的施工单位，要强化企业业绩复核、人员资质审核、核安全文化评估等工作，确保满足要求。建设单位和总包单位要按照《中华人民共和国建筑法》《民用核安全设备监督管理条例》等有关要求，严格控制施工单位的分包活动，制定不允许分包物项和服务清单。分包工作不转移施工单位的质量责任。施工单位要切实加强对分包单位的监督管理，做好分包单位人员技术指导和交底，杜绝“以包代管”。

（三）强化质量保证工作独立性和权威性。建设单位质量保证机构应单独设置，部门负责人应直接向本单位主要负责人汇报工作。总包单位、施工单位和监理单位的现场项目部质保部门负责人除向项目部主要负责人汇报工作外，还应向本单位总部独立报告。各参建单位质保部门要强化质保监查，及时发现、报告问题并督促整改，保证质保体系有效运转。建立工程质量评价机制，动态评价施工质量状态、结果和趋势。

（四）建立质量抽检复查制度。建设单位、总包单位、监理单位应建立程序，制定计划，明确质量抽检复查覆盖区域、比例等要求，对关键设备、零部件、大宗材料以及特殊工艺过程，开展随机抽检复查。抽检复查必须独立开展或委托第三方检验机构进行。

（五）加强特殊工艺过程质量管理。施工单位要加强特殊工艺（如焊接、无损检验等）过程管理，完善特殊工艺过程质量管理制度，对人员、设备、材料质量进行控制。建设单位、总包单位、监理单位要明确特殊工艺过程质量监督检查比例等管理要求并严格实施，不得随意减少或取消质量控制点。加强隐蔽工程（如混凝土浇筑等）管理，强化现场见证，隐蔽工程施工前要保证所有相关物项验收合格，质量文件真实有效，并按程序规定经各方进行审核和签字确认。

（六）强化关键岗位人员管理。各参建单位应加强对关键岗位人员（包括核安全相关的质量控制人员、试化验检验检测人员、核级焊工/焊接操作工、核级无损检验人员等）配置、资格、考勤、培训及授权的管理。要做好人力动员，严格按照相关工作资格管理规定进行执业管理，并对其工作质量负责。

（七）严格质量记录管理。各参建单位应保证合理的记录人员及资源投入，切实做到质量记录文件同实体工作同时完成。严禁“造数据、补记录、假报告”等违规行为，确保质量记录全

面、及时、准确、有效。要明确记录编制、审核、批准等签字人员资质要求并认真执行，严禁冒签或无授权代签。要制定质量记录监督检查细则，结合施工关键部位和关键节点，对质量记录开展定期检查和随机抽查。

四、加强核安全文化建设

各参建单位要坚持安全第一、质量第一，制定并公布本单位安全质量政策声明。单位主要负责人要确保在任何情况下作出表率，正确处理进度和质量关系，坚持进度服从质量。

（一）建立培训管理制度。各参建单位应建立制度，积极探索切实管用的核安全文化教育形式，定期对领导层、质量管理人员、技术人员和作业人员开展培训教育，重点做好上岗、转岗前培训，严把“入场关”。创新培训形式，强化行为习惯，增强质量意识，提高施工作业技能水平。

（二）建立经验反馈和警示教育制度。各参建单位要建立多渠道经验反馈机制，积极参与行业组织开展的经验反馈交流活动。针对本项目和其他项目发生的工程质量问题案例，定期组织开展经验反馈和警示教育，深入汲取教训，举一反三，对照自查，制定纠正措施，防范问题重复发生。

（三）建立预防和惩治工程质量造假制度。各参建单位要建立防造假制度，并采取制度震慑、技术防范、人员监督等措施预防工程质量造假。建设单位要牵头建立针对工程质量造假问题的举报渠道和处理程序。对组织实施和参与工程质量造假的单位和个人，坚持以“零容忍”态度严肃处理、依法依规问责，构成犯罪的，依法追究刑事责任，处理结果及时向有关部门报告。

国家能源局、国家核安全局将依据国家有关规定，加大监督惩戒力度，对核电工程质量造假问题发现一起、通报一起，将失信行为记入相关责任单位和责任人员信用记录，纳入全国信用信息共享平台，依法依规向社会公开并实施失信联合惩戒，视情节在一定期限内实施市场和行业禁入措施，直至永久逐出市场。

五、发挥现代信息化技术在核电建设管理中的作用

深入研究推广信息化、智能化、大数据、区块链等新技术在核电工程建设管理中的应用，统筹建设共享高效的信息管理平台和“智慧工地”，提高建设项目管理信息化、智能化水平，更好保障工程质量。

（一）建立现场人员识别和定位系统。施工单位要落实施工人员实名制管理要求，建立并管理施工人员基本信息、从业信息、诚信信息，并向建设单位和总包单位备案。建设单位、总包单位要组织各参建单位统筹配备必要的硬件设施设备，对进入工程现场的人员，采用人脸、虹膜等生物识别技术进行电子打卡，采用移动定位、电子围栏等技术对作业人员进行提醒和监督。

（二）提高工程管理信息化水平。积极推广设计图纸、操作规程、施工方案、质量计划等标准化、电子化开发，确保现场作业人员高效便利获得和掌握设计信息、施工方法和质量要求。建立关键设备和重要物资编码管理体系，探索采用射频识别、物联网、无线通信等技术，实现物项

质量状态、存放位置、数量等的动态管理。探索区块链等技术在质量管理中的应用，加强质量信息管理，防止质量信息篡改。

（三）加强重要环节和重点部位监控。要推动建立工程远程监控系统，对重点部位、隐蔽工程、关键工序实施全过程在线监控。探索应用人工智能工业影像识别技术，辅助现场质量检查人员开展人、机双重检验。建立和落实影像留存制度，工程开工前需制定质量影像档案管理方案，明确影像留存要求。特别要对大体积混凝土浇筑、核安全设备焊接和无损检测等重要活动，以及重大质量问题和整改过程进行摄录，影像记录应具有可追溯性。

核电集团和各有关单位要按照本通知要求，结合本单位实际，制定落实方案并组织实施，将各项要求落到实处，确保核电工程质量。

本通知自发布之日起施行，有效期为5年。

特此通知。

国家能源局 生态环境部

2020年12月25日

国家能源局关于印发《电力业务许可证监督管理办法》 的通知

国能发资质〔2020〕69号

各派出机构，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司、中国华能集团有限公司、中国大唐集团有限公司、中国华电集团有限公司、国家电力投资集团有限公司、国家能源投资集团有限责任公司、内蒙古电力（集团）有限责任公司，有关电力企业：

为进一步完善电力业务许可制度，优化电力业务许可证监督管理，国家能源局对《电力业务许可证（发电类）监督管理办法（试行）》（电监资质〔2010〕36号）和《电力业务许可证（输电类、供电类）监督管理办法（试行）》（电监资质〔2011〕10号）进行合并修订。现将修订后的《电力业务许可证监督管理办法》印发你们，请遵照执行。

国家能源局

2020年12月25日

附件：电力业务许可证监督管理办法

附件

电力业务许可证监督管理办法

第一章 总则

第一条 为加强电力业务许可证监督管理，规范电力业务许可行为，维护电力市场秩序，保护电力企业合法权益，保障电力系统安全、优质、经济运行，根据《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及相关法律、行政法规的规定，制定本办法。

第二条 本办法适用于对发电企业、输电企业、供电企业（含拥有配电网运营权的售电公司）及电力交易机构遵守电力业务许可制度的监督管理。

第三条 国家能源局责全国电力业务许可证的监督管理工作。

国家能源局派出机构（以下简称派出机构）负责辖区内电力业务许可证的监督管理工作。

第四条 电力业务许可证监督管理工作遵循依法、公正、公开、高效的原则。

国家能源局及其派出机构依法开展电力业务许可证监督管理工作，发电、输电、供电企业及电力交易机构应当予以配合，并按照要求如实提供有关情况和材料。

第五条 任何组织或者个人有权对发电、输电、供电企业及电力交易机构违反电力业务许可制度的行为进行举报或投诉，国家能源局及其派出机构按照有关规定核实、处理。

第二章 准入与条件保持

第六条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业实施许可准入监管和相关行为的监督管理。

除国家能源局规定的豁免情形外，任何单位或者个人未取得电力业务许可证（发电类、输电类、供电类），不得从事相应的发电、输电、供电业务（含增量配电业务）。

取得电力业务许可证的企业（以下简称持证企业）应当遵守国家法律、法规和能源监管规章制度，按照《电力业务许可证管理规定》规定的权利和义务在许可范围内从事发电、输电、供电业务，并接受国家能源局及其派出机构的监督管理。

第七条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业及时取得许可证情况实施监督管理。

除豁免情形外，发电企业应在项目完成启动试运工作后3个月内（风电、光伏发电项目应当在并网后6个月内）取得电力业务许可证，分批投产的发电项目可分批申请。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的，有关机组不得继续发电上网。

拥有配电网运营权的售电公司具备向配电区域内现有负荷供电的能力，具有配电网后续建设规划，承诺供电能力、供电质量符合《供电监管办法》等有关规定，即可申请电力业务许可证，不需待完成配电区域内所有配电网建设后申请。

第八条 国家能源局及其派出机构对发电、输电、供电企业申请电力业务许可证时有关承诺的真实性实施监督管理。

对于采用告知承诺方式取得电力业务许可证的企业，派出机构应按告知承诺制有关规定对企业承诺的真实性进行监督检查。

第九条 国家能源局及其派出机构对持证企业按照电力业务许可证确定的条件、范围从事电力业务的情况进行监督检查。持证企业应当保持许可条件，并在许可证确定的范围内从事电力业务。

持证企业生产运行负责人、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。主要管理人员发生变化的，应在 30 日内向所在地派出机构报告。

第十条 国家能源局及其派出机构可以根据国家有关政策要求，规定电力业务许可证的“特别规定事项”。持证企业应当履行许可证载明的“特别规定事项”，并将履行结果及时报送所在地派出机构。

第三章 变更延续与退出

第十一条 持证企业具有下列情形之一的，应当自变化之日起 30 日内向派出机构提出登记事项变更申请：

- （一）企业名称、住所、法定代表人等发生变化的；
- （二）发电企业发电机组调度关系发生变化的；
- （三）发电企业发电机组类型、单机容量发生变化的。

发电机组技改后装机容量发生变化的，应符合国家有关规定。

第十二条 持证供电企业主要供电设施及供电营业分支机构发生变化的，应当于每年二季度集中向派出机构提出登记事项变更申请。

第十三条 持证企业具有下列情形之一的，应当自变化之日起 30 日内向派出机构提出许可事项变更申请：

- （一）发电企业新建、改建发电机组投入运营的；
- （二）发电企业取得或者转让已运营的发电机组的；
- （三）发电企业发电机组退役的；
- （四）供电企业供电营业区变更的。

前款第一项所列情形应在本办法第七条规定的时限内完成许可事项变更。

第十四条 持证输电企业主网架新建、改建输电线路或变电设施投入运营，以及主网架输电线路或变电设施终止运营的，应当于每年二季度集中向派出机构提出许可事项变更申请。

第十五条 发电机组运行达到设计使用年限的，应当向派出机构申请退役或申请延续运行。申请延续运行的，应当符合下列条件：

（一）符合国家产业政策和节能减排政策；

（二）未纳入政府有关部门关停或停运计划；

（三）机组实行必要的改造并经过相关安全评估。机组延续运行时限依据相关评估结论确定。

第十六条 输电、供电企业（以下简称电网企业）因故需要停业、歇业的，应当在停业、歇业之前以书面形式向发证机关提出申请，经批准后方可停业、歇业。

未经批准，电网企业不得擅自停业、歇业。

电网企业被撤销的，其上级单位应当在撤销之前以书面形式将实施方案报告发证机关。

第十七条 电力业务许可证有效期届满需要延续的，持证企业应当在有效期届满 30 日前向派出机构提出许可证有效期延续申请。

第十八条 持证企业电力业务许可证损毁、遗失的，应当及时向派出机构申请补办。派出机构原则上应在受理当日予以补办，并在派出机构官方网站发布公告。补办许可证有效期应与原证一致。

第十九条 持证企业具有下列情形之一的，派出机构应当按照有关规定办理电力业务许可证注销手续：

（一）许可证有效期届满未延续的；

（二）不再具有发电机组、输电网络或者供电营业区的；

（三）申请停业、歇业被批准的；

（四）因解散、破产、倒闭等原因而依法终止的；

（五）许可证依法被吊销，或者许可被撤销、撤回的；

（六）经核查，已丧失从事许可事项活动能力的；

（七）法律、法规规定应当注销的其他情形。

持证企业未配合派出机构在规定时间内办理注销手续的，派出机构可公告注销其电力业务许可证。

第二十条 发电企业变更、延续或注销电力业务许可证后，应将有关情况及时告知相关电网企业、电力交易机构。

第二十一条 派出机构应当及时公告电力业务许可证颁发、变更、延续、注销、补办等有关情况。

第四章 并网与交易注册

第二十二条 国家能源局及其派出机构对电网企业及电力调度机构落实许可制度情况实施监督管理。

电网企业在与发电企业签订并执行《并网调度协议》和《购售电合同》时，应核实发电企业是否取得电力业务许可证、机组信息是否与许可证记录相符。

发电企业在本办法第七条规定时限之前签订《并网调度协议》和《购售电合同》的，可暂不提供电力业务许可证；取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时告知相关电网企业。超过规定时限仍未取得电力业务许可证、并网机组信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续发电上网。

电力调度机构应当在每年第一季度向所在地派出机构报送其调度管辖的上一年度发电机组清单等信息。

第二十三条 国家能源局及其派出机构对电力交易机构落实许可制度情况实施监督管理。

发电企业、拥有配电网运营权的售电公司在电力交易机构注册时，电力交易机构应当核实其是否取得电力业务许可证，注册信息是否与许可证记录相符。

发电企业在本办法第七条规定时限之前到电力交易机构注册的，可暂不提供电力业务许可证；取得电力业务许可证后，应将有关许可内容及时告知相关电力交易机构。超过规定时限仍未取得电力业务许可证的、注册信息与许可证记录信息差异较大的机组不得继续参与交易。

拥有配电网运营权的售电公司未按规定取得电力业务许可证的，电力交易机构不得允许其注册、交易。

第五章 监督管理方式

第二十四条 派出机构应对持证企业执行许可制度情况开展日常监管；国家能源局及其派出机构可针对重点领域、重点问题开展不定期的专项监管。

第二十五条 国家能源局及其派出机构应按照电力业务许可信用监管要求，开展持证企业信用状况综合评价，根据企业信用等级采取差异化监管措施。对监管中产生的信用信息，国家能源局及其派出机构应及时归集至能源行业信用信息平台和全国信用信息共享平台。

第二十六条 国家能源局及其派出机构开展监督检查可采取现场和非现场方式。监督检查应落实“双随机、一公开”要求，并结合企业信用状况，确定企业抽查比例、频次和检查方式。

第二十七条 国家能源局及其派出机构进行监督检查时，应当将监督检查情况、检查结果、违规行为处理意见如实记录，并将有关情况反馈被检查单位。国家能源局及其派出机构可根据监管需要公布有关信息。

第六章 法律责任

第二十八条 国家能源局及其派出机构在监督管理中发现企业违反电力业务许可制度的，按照《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及有关法律、行政法规的规定处理。

第二十九条 电网企业违反本办法第二十二条规定，允许超过规定时限仍未取得电力业务许可证的机组发电上网的，或未按 要求核实机组信息与许可证记录是否相符的，由派出机构责令改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》及有关规定处理。

电力交易机构违反第二十三条规定，允许超过规定时限仍未取得电力业务许可证的发电企业、拥有配电网运营权的售电公司注册、交易的，或未按要求核实企业注册信息与许可证记录是否相符的，由派出机构责令改正；拒不改正的，按照《电力监管条例》及有关规定处理。

第三十条 持证企业违反本办法第十一、十二、十三、十四条规定，未在规定时限内提出登记事项变更、许可事项变更申请的，由派出机构责令改正，并按照《电力业务许可证管理规定》有关规定处理。

第三十一条 国家能源局及其派出机构工作人员在电力业务许可证监督管理中有违法违规行为的，按照《电力监管条例》《电力业务许可证管理规定》及有关法律、行政法规的规定处理。

第七章 附则

第三十二条 派出机构可依据本办法制定实施细则，并报国家能源局备案。

第三十三条 本办法自发布之日起施行。原《关于印发〈电力业务许可证（发电类）监督管理办法（试行）〉的通知》（电监资质〔2010〕36号）和《关于印发〈电力业务许可证（输电类、供电类）监督管理办法（试行）〉的通知》（电监资质〔2011〕10号）同时废止。

国家能源局综合司关于电力工程项目造价信息报送及统计分析工作有关问题的通知

国能综通监管〔2020〕141号

为进一步加强电力工程项目造价监管，增加造价信息透明度，促进造价信息报送工作的规范化、制度化，现将电力工程项目造价信息报送及统计分析工作的有关事项通知如下。

一、信息报送范围

造价信息报送的范围为上一年度投产的电源工程和电网工程项目。其中，电源工程包括所有火力发电工程（含生活垃圾焚烧、农林生物质发电工程）及核能发电工程，单机 10MW 及以上水力发电工程（含抽水蓄能、水利枢纽工程），单机 1.5MW 及以上风力发电工程（含海上风电），总规模 10MW 及以上光伏发电工程等；电网工程包括电压等级 110kV 及以上的交（直）流输电线路工程（含电缆工程）、变电站工程（含串补站、开关站工程）、直流换流站工程、调相机工程等。

二、信息报送内容及方式

造价信息报送的内容包括工程概况、主要工程造价、主要设备材料价格及技术经济指标等。

造价信息报送采用网上填报方式。对于火力发电、核能发电等电源工程和电网工程项目，数据填报平台为：<http://www.eppei.com> > 专题专栏 > 投产电力工程造价；对于水力发电、风力发电、光伏发电等电源工程项目，数据填报平台为：<http://www.creei.cn> > 专题专栏 > 投产电力工程造价。

三、信息报送统计分析

造价信息统计分析工作由电力规划设计总院（以下简称电规总院）牵头，和水电水利规划设计总院（以下简称水电总院）共同负责。电规总院负责火力发电、核能发电等电源工程和电网工程项目造价信息的统计分析工作，并牵头汇总形成造价情况分析报告；水电总院负责水力发电、风力发电、光伏发电等电源工程项目造价信息的统计分析工作。

四、有关要求

1. 造价信息应填报批（核）准概算、竣工决算数据，其中主要设备材料价格信息应填报合同价格。未完成竣工决算的项目，应填报上报决算或完工结算数据，并在竣工决算批复后的当年或下一年度完成更新。具体填报要求详见网上数据填报平台。

2. 请各电力企业按照真实、及时、完整的原则做好造价信息报送工作，于每年 7 月 15 日前通过网上数据填报平台完成上一年度投产的电力工程项目的造价信息报送工作。

3. 请电规总院与水电总院认真做好造价信息的统计分析工作，汇总核实数据资料，科学分析造价趋势，按要求形成造价情况分析报告报国家能源局市场监管司。

五、其他事项

1. 国家能源局对电力企业造价信息报送的情况将不定期进行抽查，对于未按规定报送信息的，责令其改正；情节严重的，给予通报批评。

2. 本通知印发后，原国家电力监管委员会办公厅《关于电力工程项目造价信息报送有关问题的通知》（办输电函〔2012〕177 号）同时废止。

国家能源局综合司
2020 年 12 月 28 日

国家能源局综合司关于做好 2021 年元旦春节期间电力安 全生产工作的通知

国能综通安全〔2020〕140 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），北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位：

2021 年元旦春节临近，为贯彻落实中共中央办公厅、国务院办公厅《关于做好 2021 年元旦春节期间有关工作的通知》（中办发电〔2020〕35 号）和国务院安委会办公室、应急管理部《关于做好 2021 年元旦春节期间安全防范工作的通知》（安委办明电〔2020〕31 号），做好节日期间电力安全生产工作，确保全国人民度过一个欢乐祥和的节日，现将有关事项通知如下：

一、高度重视电力安全生产工作。2021 年是中国共产党成立 100 周年，是“十四五”规划开局之年，做好元旦春节期间电力安全生产工作，保障电力安全可靠供应至关重要。各有关单位要切实增强“四个意识”，提高政治站位，深入贯彻习近平总书记重要讲话和重要指示批示精神，严格落实党中央、国务院重大决策部署要求，把生命第一、人民至上的理念落到实处，进一步强化组织领导，细化工作措施，层层压实责任，全力做好节日期间电力安全生产工作，确保全国人民度过一个欢乐祥和的节日。

二、着力保障群众节日用电需求。各电力企业要提前研判节日期间电力电量负荷，优化运行方式，科学合理调度，加强一次能源储备和电力供应动态监测，满足群众节日用电需求。各地电力主管部门要深入了解实际困难，积极协调保障，确保能源供应充足、有序。各派出机构要加强监管，强化与辖区能源主管部门、有关能源企业的工作对接，跟踪了解电力供应缺口情况、有序用电、错峰用电情况，安全生产情况以及恶劣天气应对情况，积极采取措施，确保人民群众温暖过冬、平安过节。

三、坚持底线思维抓好安全生产。各单位要牢固树立安全发展理念，把安全生产摆到重要位置，层层压实责任，切实维护人民群众生命财产安全。发电企业要重点加强重大危险源管理，深入开展隐患排查，加强操作人员教育培训，制定落实整治管控和抢险救援措施。电网企业要加强电网运行调控，提前预测负荷，留足备用容量，做好电力电量平衡，及时做好消缺处理，确保重要发电厂、变电站（开关站）、输电线路运行安全。电力工程建设企业要科学合理安排工期，加强施工现场安全管控，尤其要加强对高支模、深基坑、起重机械、脚手架等危大工程及危险作业的现场管控和旁站监护，杜绝冒险作业、野蛮作业和违章作业。派出机构要会同地方电力管理部

门加强执法监管，结合电力安全生产专项整治三年行动和岁末年尾电力安全生产明察暗访加强现场检查，确保企业主体责任落实到位。

四、积极防范应对各类突发事件。今年以来，我国极端天气多发频发，自然灾害较往年更重。12月28日，中央气象台发布了寒潮橙色预警，未来一段时间还将有冷空气影响我国，今冬平均气温较常年同期偏低。各派出机构及地方电力管理部门要密切关注天气动态，加强与辖区气象、应急、电力主管部门等沟通对接，做好监测预警，及时督促指导电力企业做好自然灾害防范应对工作。各电力企业要做好事故事件预想，完善应急预案，加强应急演练，做实应急准备，确保稳妥有序应对各类灾害。

五、统筹做好疫情防控保电工作。近期，国内多地报告新增本土散发病例或聚集性疫情，疫情防控形势复杂严峻。各有关单位要密切关注当地疫情发展变化，及时了解防疫用电需求，强化保电措施，跟进做好定点医院、发热门诊、医疗器械生产企业等重要用户的电力供应保障工作。同时，要强化自身防疫防护措施，对调度、控制、应急等重点岗位人员加强管理，确保自身安全。

六、认真负责做好应急值守工作。各单位要严格落实岗位责任制，落实好特殊岗位24小时专人值班和领导干部在岗带班制度，确保节日期间各项工作正常运转。各有关单位要加强网络舆情监测，密切关注不良舆论信息，主动通过主流媒体、门户网站、公共信息平台等渠道加强正面宣传引导，积极回应社会关切，营造良好舆论氛围。遇有突发情况时，要第一时间请示报告并及时采取应对处置措施，确保第一时间响应、快速高效稳妥处置。

国家能源局综合司
2020年12月29日

国家能源局关于印发《发电企业与电网企业电费结算办法》的通知

国能发监管〔2020〕79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，有关电力企业：

为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第 432 号）及相关法律法规，我局对原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24 号）进行了修订，现将修订后的《发电企业与电网企业电费结算办法》印发给你们，请遵照执行。

国家能源局

2020 年 12 月 30 日

发电企业与电网企业电费结算办法

第一章 总 则

第一条 为维护电力市场秩序，保障电力企业合法权益，规范发电企业与电网企业之间电费结算行为，根据《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第 432 号）及相关法律法规，制定本办法。

第二条 本办法适用于发电企业与电网企业（包括地方电网、增量配网）按照购售电合同开展的电费结算。电网企业在电力市场交易中承担代收代付电费职责的，与发电企业电费结算参照执行。

第三条 本办法所称的发电企业是指依法取得电力业务许可证（发电类）或符合许可豁免条件，从事发电业务的企业；电网企业是指依法取得电力业务许可证（输电类或供电类），从事输电或供电业务的企业，包括增量配电网企业；电费结算是指发电企业与电网企业就购售电业务相关的电量计量、电费确认、发票开具和资金收付等行为的总称。

第四条 发电企业与电网企业电费结算应当遵循依法依规、公平公正、诚实守信的原则。任何一方不得利用电费结算扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益。

第五条 国家能源局及其派出机构（以下统称“能源监管机构”）依据《电力监管条例》和本办法对发电企业与电网企业电费结算行为进行监管。

第二章 电费结算要求

第六条 发电企业与电网企业应当按照有关要求签订购售电合同，未签订购售电合同的，不得进行电费结算。

第七条 电网企业代理优先用电用户的年度、月度、月内（多日）省内及跨省跨区电力中长期交易需签订购售电合同。

第八条 电费结算有关事项应当在购售电合同中予以明确，包括但不限于：计量装置及其设置，上网电量的抄录、计算、核对和确认，上网电费的计算、核对、修正和确认，基准电价、市场交易电价、超低排放电价、环保电价等各类价格水平，可再生能源补贴结算，上网电费发票开具，上网电费支付方式，发电企业收款账号，以及违约处理等。

第九条 发电企业、电网企业应当按照有关要求安装符合技术规范的上网电量计量装置，确保计费电量真实、准确。

第十条 发电企业、电网企业应当严格执行国家电价政策和市场规则，不得自行变更电价水平或电价机制进行电费结算。

第十一条 电费结算原则上以月度为周期（结算周期应当为每个自然月）。新建发电机组调试电费自并网运行后以月为周期进行结算。燃煤发电企业超低排放电费原则上以季度为周期进行结算，电网企业自收到环保部门出具的监测报告之日起十个工作日内向燃煤电厂兑现电价加价资金。

第十二条 电网企业应当及时足额向纳入国家补贴范围的可再生能源发电企业转付中央财政等补贴。原则上电网企业在收到中央财政补贴资金十个工作日内，按照有关要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业转付地方财政补贴有明确规定的，按照有关规定执行；没有明确规定的，电网企业在收到地方财政补贴资金十个工作日内，及时兑付给可再生能源发电企业。

第十三条 发电企业上网电量根据相关地区交易结算有关规定进行抄录和确认，逐步实现发用双方抄表日历同期，原则上应当在次月初五个工作日内完成。

第十四条 发电企业上网电费应当严格按照购售电合同的约定进行计算，按规定进行核对、修正和确认，原则上应当在上网电量确认日后五个工作日内完成。

第十五条 发电企业应当根据厂网双方确认的电费结算单（结算依据）及时、足额向电网企业开具增值税专用发票，原则上应当在上网电费确认日后五个工作日内完成。电费结算单（结算依据）应当详细列明交易品种、交易电量、交易金额、辅助服务考核项目及金额。实行分时电价机制的应当详细列明分时电量、电费等内容。

第十六条 跨省跨区交易结算由相应电力交易机构统一出具结算依据，由电网企业负责电费收取，向输电方支付输配电费及线损折价，向发电企业支付购电费。

第十七条 电网企业根据结算双方确认的电费结算单（结算依据），及时足额支付电费。

电费原则上一次性支付，在电费确认日后十个工作日内，由电网企业将当期电费全额支付给发电企业。电网企业经与发电企业协商一致后，也可分两次支付。第一次支付不低于该期电费的百分之五十，付清时间不得超过电费确认日后五个工作日，第二次付清时间不得超过电费确认日后十个工作日。

第十八条 电费结算采取国家规定的结算方式，由发电企业与电网企业协商一致，在购售电合同中作出明确、合理约定。

从用户侧收取电费中承兑汇票占比较高且经营效益较差的电网企业，向发电企业支付的承兑汇票，不得高于当期从用户侧收取承兑汇票的百分之五十，且应当在发电企业间进行合理分摊。经双方协商一致，电网企业与发电企业结算电费中使用承兑汇票的比例，应当在购售电合同中明确。电网企业不得使用承兑汇票兑付可再生能源发电企业中央财政补贴。

第十九条 电网企业应当采取有效措施从用户侧收取电费，不得以用户侧欠费为由停止或者减少向发电企业支付上网电费。电网企业如不能按合同约定期限支付上网电费（不可抗力因素除外），应当向发电企业支付违约金。违约金由双方协商约定，由电网企业支付至发电企业电费结算账户。

第二十条 电网企业代理的优先用电用户电量（包括跨省跨区交易电量）应当合理分摊辅助服务费用。

第二十一条 发电企业、电网企业应当保存各自电费结算的原始资料与记录。

第二十二条 发电企业、电网企业在电费结算过程中发生争议，双方可自行协商解决。无法达成一致的，可向能源监管机构申请调解，争议和调解不得影响无争议电费的结算。

第三章 电费结算监管

第二十三条 能源监管机构可采取信息统计、座谈交流、查阅资料、现场监管等方式进行监管，并适时在一定范围内发布监管报告。

第二十四条 发电企业、电网企业应当按照电力企业信息报送有关规定，向能源监管机构报送电费结算情况。

第二十五条 能源监管机构按照《国家能源局能源争议纠纷调解规定》（国能监管〔2017〕74号）对电费结算争议进行调解。经调解仍无法达成一致的，发电企业、电网企业可按照司法程序解决。

第二十六条 电网企业无正当理由未按合同约定支付上网电费的，能源监管机构可责令改正；恶意拖欠电费的，能源监管机构可依据《电力监管条例》有关规定进行处罚，并公示处理结果。

第二十七条 发电企业、电网企业进行电费结算时如有不执行国家电价政策、不执行市场规则、擅自改变电价水平和电价机制等行为，能源监管机构有权制止，责令其限期改正，并公示处理结果。

第二十八条 发电企业和电网企业如有拒绝或者阻碍能源监管机构工作人员依法依规履行监管职责、不按要求向能源监管机构提供有关信息等行为，能源监管机构可依据《电力监管条例》以及电力企业信息报送和披露等有关规定对其进行处罚。

发电企业、电网企业在电费结算过程中扰乱社会经济秩序，损害社会公共利益构成犯罪的，按照司法程序依法追究刑事责任。

第四章 附则

第二十九条 本办法由国家能源局负责解释。

第三十条 本办法自 2021 年 1 月 1 日起施行，有效期三年，原国家电力监管委员会《发电企业与电网企业电费结算暂行办法》（电监价财〔2008〕24 号）同时废止。

国家能源局关于进一步完善电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度的通知

国能发监管〔2020〕78 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，有关电力企业：

为适应电力体制改革需要，维护市场秩序，加强厂网信息交流，协调厂网关系，促进电网公平开放，规范电力调度交易与市场秩序，经研究，决定进一步完善电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度。现就有关事项通知如下。

一、主要职责

构建厂网之间信息发布、沟通、协调的平台。组织开展电力调度交易与市场秩序相关政策措施研究，通报电力市场监管工作开展、厂网界面生产经营等情况，协调厂网界面重大经济技术等方面问题，通报会议议定事项的落实情况。

二、组织及参加单位

电力调度交易与市场秩序厂网联席会议（以下简称“联席会议”）由国家能源局派出机构（以下简称“派出机构”）组织召开，省（区、市）级以上电网企业、电力调度机构、电力交易机构及相关发电企业参加。相关配售电企业、电力用户、行业协会根据会议需要参加。会议可邀请政府相关部门参加。

三、工作规则

（一）联席会议应本着依法依规、信息共享、平等协商、民主决策的原则，电力企业无论规模大小、所有权性质，在联席会议中均享有平等的参与权、议事权。

(二) 联席会议根据工作需要召开，尽可能精简会议数量。如会议内容与信息发布会等相同，可以合并召开。原则上，联席会议每年至少召开一至两次，派出机构可根据实际情况适当调整。

(三) 联席会议根据实际需要可以采取现场会议或视频会议等多种形式召开。

(四) 电网企业、电力调度机构、电力交易机构及相应并网发电企业应加强日常生产经营分析，遇有需要通过联席会议发布、沟通、协调事项，应及时向派出机构提交会议议题及其他需要提供的资料。

(五) 相关电力企业应按照会议要求提前准备会议材料。

(六) 通报和协调事项主要包括以下内容：

1. 国家出台的有关政策以及落实举措；
2. 派出机构已出台、拟出台的电力市场等方面制度文件；
3. 电力市场监管工作开展情况；
4. 电力供需形势；
5. 电网运行方式；
6. 电力企业生产经营情况；
7. 电力调度运行管理情况；
8. 厂网电费结算情况；
9. 电力市场运营、交易（含跨省跨区交易信息等）、结算相关问题，各类电力交易合同执行情况、基准电价合同偏差率等相关情况；
10. 清洁能源发展及消纳情况；
11. 新建线路、变电站等投运情况及新建电厂接入电网情况；
12. 并网发电厂运行考核和电力辅助服务相关情况；
13. 上次联席会议议定事项的落实情况；
14. 其它需要通报或协调的事项。

四、有关要求

(一) 派出机构应加强对联席会议的组织工作，加强对厂网界面重大经济技术问题的研究协商，做好会前准备和会后督促落实工作。按规定收集、管理、披露联席会议相关信息，及时将会议材料提供各参会单位。

(二) 派出机构应将联席会议反映的涉及系统运行和企业发展的重大问题及时报告国家能源局，省监管办应同时抄送区域监管局。

(三) 派出机构可根据工作需要和当地实际情况制定当地电力调度交易与市场秩序厂网联席会议制度。

五、其他

本通知印发后，原国家电力监管委员会办公厅《关于建立厂网联席会议制度的通知》（办市场函〔2006〕38号）、《关于进一步健全厂网联席会议制度的通知》（办市场〔2011〕22号）同时废止。

国家能源局
2020年12月30日

国家能源局公告

2021年 第1号

国家能源局批准《水电工程建设征地移民安置综合设计规范》等320项能源行业标准（附件1）、《Carbon steel and low alloy steel for pressurized water reactor nuclear power plants-Part 7: Class 1, 2, 3 plates》等113项能源行业标准外文版（附件2）、《水电工程水生生态调查与评价技术规范》等5项能源行业标准修改通知单（附件3），现予以发布。

- 附件： 1. 行业标准目录
2. 行业标准外文版目录（略）
3. 行业标准修改通知单（略）

国家能源局
2021年1月7日

附件

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 10484-2021	水电工程建设征地 移民安置综合设计 规范			中国水利 水电出 版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
2	NB/T 10485-2021	河流水生生物栖息地保护技术规范			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
3	NB/T 10486-2021	水电工程岩土体监测规程	DL/T 5006-2007		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
4	NB/T 10487-2021	水电工程珍稀濒危植物及古树名木保护设计规范			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
5	NB/T 10488-2021	水电工程砂石加工系统设计规范	DL/T 5098-2010		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
6	NB/T 10489-2021	进入天然气长输管道的生物天然气质量要求			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
7	NB/T 10490-2021	水电工程边坡植生水泥土生境构筑技术规范			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
8	NB/T 10491-2021	水电工程施工组织设计规范	DL/T 5397-2007、DL/T 5201-2004		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
9	NB/T 10492-2021	水电工程施工期防洪度汛报告编制规程			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
10	NB/T 10493-2021	生物质能资源调查与评价技术规范			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
11	NB/T 10494-2021	水电工程节能验收 技术导则			中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
12	NB/T 10495-2021	升船机制造安装及 验收规范			中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
13	NB/T 10496-2021	水电工程节能施工 技术规范			中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
14	NB/T 10497-2021	水电工程水库塌岸 与滑坡治理技术规 程			中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
15	NB/T 10498-2021	水力发电厂交流 110kV~500kV 电 力电缆工程设计规 范	DL/T 5228- 2005		中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
16	NB/T 10499-2021	水电站桥式起重机 选型设计规范			中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
17	NB/T 10500-2021	QP 型卷扬式启闭 机系列参数	DL/T 898- 2004		中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
18	NB/T 10501-2021	QPKY 型液压启闭 机系列参数	DL/T 896- 2004		中国水利 水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
19	NB/T 10502-2021	QPPY I、II型液压 启闭机系列参数	DL/T 897- 2004		中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
20	NB/T 10503-2021	双吊点弧形闸门后 拉式液压启闭机系 列参数	DL/T 990- 2005		中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
21	NB/T 10504-2021	水电工程环境保护 设计规范	DL/T 5402- 2007		中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
22	NB/T 10505-2021	水电工程环境保护 总体设计报告编制 规程			中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
23	NB/T 10506-2021	水电工程水土保持 监测技术规程			中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
24	NB/T 10507-2021	水电工程信息模型 数据描述规范			中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
25	NB/T 10508-2021	水电工程信息模型 设计交付规范			中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
26	NB/T 10509-2021	水电建设项目水土 保持技术规范	DL/T 5419- 2009		中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
27	NB/T 10510-2021	水电工程水土保持 生态修复技术规范			中国水 利水电 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
28	NB/T 10511-2021	水电工程泄水阀技术条件			中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
29	NB/T 10512-2021	水电工程边坡设计规范	DL/T 5353-2006		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
30	NB/T 10513-2021	水电工程边坡工程地质勘察规程	DL/T 5337-2006		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
31	NB/T 10514-2021	水电工程升船机设计规范	DL/T 5399-2007		中国水利水电出版社	2021-01-07	2021-07-01
32	NB/T 10515-2021	露天煤矿建矿安装工程质量验收标准			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
33	NB/T 10516-2021	露天煤矿建矿安装工程质量评价标准			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
34	NB/T 10517-2021	露天煤矿建矿安装工程验收资料标准			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
35	NB/T 10518-2021	甲醇制烯烃(MTO)水中十七种氧化合物的测定气相色谱法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01

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
36	NB/T 10519-2021	现代化安全高效绿色露天煤矿评价技术条件			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
37	NB/T 10520-2021	现代化安全高效绿色露天煤矿评价规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
38	NB/T 10521-2021	现代化安全高效绿色露天煤矿建设技术要求			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
39	NB/T 10522.1-2021	矿用自动控制防水闸门 第1部分：机械装置			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
40	NB/T 10522.2-2021	矿用自动控制防水闸门 第2部分：电液控制系统			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
41	NB/T 10522.3-2021	矿用自动控制防水闸门 第3部分：工程设计、施工及验收规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
42	NB/T 10522.4-2021	矿用自动控制防水闸门 第4部分：操作及维护要求			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
43	NB/T 10523.1-2021	滚筒采煤机力学性能测试方法 第1部分：实验室试验			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01

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
44	NB/T 10524-2021	综采工作面三机配套性能实验测试方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
45	NB/T 10525-2021	油页岩干馏炉型号及编制方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
46	NB/T 10526-2021	煤中铝含量分级			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
47	NB/T 10527-2021	煤矿立井井壁注浆施工规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
48	NB/T 10528-2021	煤矿老空区普查技术规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
49	NB/T 10529-2021	矿用水冷调速型磁力耦合器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
50	NB/T 10530-2021	滚筒采煤机节能技术方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
51	NB/T 10531.1-2021	悬臂式掘进机节能技术方法 第1部分：纵轴式掘进机			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
52	NB/T 10532-2021	露天煤矿土地复垦质量监测技术规程			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01

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
53	NB/T 10533-2021	采煤沉陷区治理技术规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
54	NB/T 10534-2021	煤矿用压缩式制冷装置			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
55	NB/T 10535-2021	煤矿用激光测距仪			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
56	NB/T 10536-2021	矿用窥视仪			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
57	NB/T 10537-2021	矿用显示器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
58	NB/T 10538-2021	矿用虹膜识别仪			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
59	NB/T 10539-2021	矿用隔爆型变流变电站			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
60	NB/T 10540-2021	矿用提升机载荷监测装置			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
61	NB/T 10541-2021	矿用流量传感器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01

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
62	NB/T 10542-2021	煤矿采煤工作面地质构造探测方法 地震波衰减成像法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
63	NB/T 10543-2021	TYBP 系列矿用隔爆型永磁同步变频电动机(机座号 355~450)			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
64	NB/T 10544-2021	矿用拾音器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
65	NB/T 10545-2021	矿用光纤寻障仪			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
66	NB/T 10546-2021	煤矿用乙烯传感器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
67	NB/T 10547-2021	矿用隔爆型电力液压推动器			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
68	NB/T 10548-2021	矿用隔爆型线缆卷筒装置			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
69	NB/T 10549-2021	采煤工作面底板注浆效果直流电阻率法探测方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01

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
70	NB/T 10550-2021	复杂矿井底板突水微震与电法耦合监测预警方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
71	NB/T 10551-2021	煤矿沉陷区水底地形测量数据三维建模技术规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
72	NB/T 10552-2021	小型洁净型煤水暖炉技术条件			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
73	NB/T 10553-2021	固硫洁净型煤			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
74	NB/T 10554-2021	无煤柱自成巷 110 工法规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-04-01
75	NB/T 10555-2021	煤矿瓦斯蓄热式氧化炉预热矿井进风技术规范			应急管理出版社	2021-01-07	2021-07-01
76	NB/T 10556-2021	顺层钻孔预抽煤巷条带瓦斯防突措施效果评价方法			应急管理出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
77	NB/T 10557-2021	板式塔内件技术规范	JB/T 1205-2001、JB/T 1118-2001、JB/T 1212-1999、JB/T 1119-1999、JB/T 1120-1999、JB/T 2878.1-1999、JB/T 2878.2-1999、JB/T 3166-1999		北京科学技术出版社	2021-01-07	2021-07-01
78	NB/T 10558-2021	压力容器涂敷与运输包装	JB/T 4711-2003		北京科学技术出版社	2021-01-07	2021-07-01
79	NB/T 10559-2021	风力发电场监控自动化技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
80	NB/T 10560-2021	风力发电机组技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
81	NB/T 10561-2021	风力发电机叶片检修规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
82	NB/T 10562-2021	风力发电场化学技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
83	NB/T 10563-2021	风力发电场继电保护技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
84	NB/T 10564-2021	风力发电场金属技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
85	NB/T 10565-2021	风力发电场绝缘技术监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
86	NB/T 10566-2021	离网型光伏电站运行维护规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
87	NB/T 10567-2021	风电机组变桨系统检修规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
88	NB/T 10568-2021	风电机组偏航系统检修技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
89	NB/T 10569-2021	风电机组齿轮箱检修技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
90	NB/T 10570-2021	风电机组发电机检修规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
91	NB/T 10571-2021	风电机组联轴器检修技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
92	NB/T 10572-2021	风电机组制动器检修技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
93	NB/T 10573-2021	风力发电机组叶片改造技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
94	NB/T 10574-2021	风力发电设备障碍评级标准			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
95	NB/T 10575-2021	风电场重大危险源辨识规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
96	NB/T 10576-2021	风力发电场升压站防雷系统运行维护规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
97	NB/T 10577-2021	风力发电机组防雷系统运行维护规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
98	NB/T 10578-2021	风力发电机组高处逃生应急演练规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
99	NB/T 10579-2021	海上风电场运行安全规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
100	NB/T 10580-2021	风力发电场风电机组故障编码规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
101	NB/T 10581-2021	风力发电机组安全带/安全工器具应用技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
102	NB/T 10582-2021	风力发电场电气设备监造技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
103	NB/T 10583-2021	风力发电机组变流器检修技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
104	NB/T 10584-2021	风力发电机组控制系统改造技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
105	NB/T 10585-2021	风电场节能运行维护监督规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
106	NB/T 10586-2021	风力发电场标准能量利用率评价规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
107	NB/T 10587-2021	风电场机组功率曲线验证技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
108	NB/T 10588-2021	风力发电场集控中心运行管理规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
109	NB/T 10589-2021	光伏电站生产准备导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
110	NB/T 10590-2021	多雷区风电场集电线路防雷改造技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
111	NB/T 10591-2021	风电场雷电预警系统技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
112	NB/T 10592-2021	风电场无人机集电线路安全巡检技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
113	NB/T 10593-2021	风电场无人机叶片检测技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
114	NB/T 10594-2021	风电场无人机巡检作业技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
115	NB/T 10595-2021	风电场智能检修技术导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
116	NB/T 10596-2021	风电场智能巡检技术导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
117	NB/T 10597-2021	核电厂海工混凝土结构防腐蚀技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
118	NB/T 10598-2021	压水堆核电站常规岛低压成套开关设备和控制设备技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
119	NB/T 10599-2021	核电站凝结水精处理系统调试导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
120	NB/T 10600-2021	核电站汽轮机保养规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
121	NB/T 10601-2021	核电站油水分离系统调试导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
122	NB/T 10602-2021	核电站防火联动功能试验导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
123	NB/T 10603-2021	核电站电动主给水泵调试导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
124	NB/T 10604.2-2021	核电站常规岛及辅助配套设施建设施工质量验收规程 第2部分：汽轮发电机组			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
125	NB/T 20003.1-2021	核电站核岛机械设备无损检测 第1部分：通用要求	NB/T 20003.1-2010		原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
126	NB/T 20003.2- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第2部分：超声检测	NB/T 20003.2- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
127	NB/T 20003.3- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第3部分：射线检测	NB/T 20003.3- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
128	NB/T 20003.4- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第4部分：渗透检测	NB/T 20003.4- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
129	NB/T 20003.5- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第5部分：磁粉检测	NB/T 20003.5- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
130	NB/T 20003.6- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第6部分：涡流检测	NB/T 20003.6- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
131	NB/T 20003.7- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第7部分：目视检测	NB/T 20003.7- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
132	NB/T 20003.8- 2021	核电厂核岛机械设备无损检测 第8部分：泄漏检测	NB/T 20003.8- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
133	NB/T 20259.1- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范 第1部分：总则	NB/T 20259.1- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
134	NB/T 20259.2- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范第2部分：建筑工程	NB/T 20259.2- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
135	NB/T 20259.3- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范第3部分：工艺设备及管道安装工程	NB/T 20259.3- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
136	NB/T 20259.4- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范第4部分：通风空调安装工程	NB/T 20259.4- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
137	NB/T 20259.5- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范第5部分：电气设备安装工程	NB/T 20259.5- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
138	NB/T 20259.6- 2021	核电厂建设项目工程量清单计价规范第6部分：自动化控制仪表安装工程	NB/T 20259.6- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
139	NB/T 20037.2- 2021	应用于核电厂的一级概率安全评价第2部分：低功率和停堆工况内部事件	NB/T 20037.2- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
140	NB/T 20037.3- 2021	应用于核电厂的一级概率安全评价第3部分：功率运行内部水淹	NB/T 20037.3- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
141	NB/T 20037.4- 2021	应用于核电厂的一级概率安全评价第4部分：功率运行内部火灾	NB/T 20037.4- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
142	NB/T 20037.5- 2021	应用于核电厂的一级概率安全评价第5部分：功率运行地震	NB/T 20037.5- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
143	NB/T 20006.1- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第1部分：承受强辐照的反应堆压力容器筒体用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.1- 2011		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
144	NB/T 20006.2- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第2部分：不承受强辐照的反应堆压力容器筒体用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.2- 2011		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
145	NB/T 20006.3- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第3部分：反应堆压力容器过渡段和法兰用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.3- 2011		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
146	NB/T 20006.4- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第4部分： 反应堆压力容器接管嘴用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.4- 2011		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
147	NB/T 20006.5- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第5部分： 反应堆压力容器封头用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.5- 2011		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
148	NB/T 20006.10- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第10部分： 稳压器和蒸汽发生器接管及孔盖用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.10- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
149	NB/T 20006.11- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第11部分： 稳压器筒体、封头用锰-镍-钼钢锻件	NB/T 20006.11- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
150	NB/T 20006.16- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第16部分： 核岛设备支承构件用锰-镍-钼钢厚钢板	NB/T 20006.16- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
151	NB/T 20007.1- 2021	压水堆核电厂用不锈钢 第1部分： 1、2、3级奥氏体 不锈钢锻件	NB/T 20007.1- 2010		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
152	NB/T 20007.2- 2021	压水堆核电厂用不 锈钢 第2部分： 2、3级热交换器 管板用奥氏体不锈 钢锻件	NB/T 20007.2- 2012		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
153	NB/T 20007.3- 2021	压水堆核电厂用不 锈钢 第3部分： 堆芯支承板和上支 承板用奥氏体不锈 钢锻件	NB/T 20007.3- 2012		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
154	NB/T 20007.5- 2021	压水堆核电厂用不 锈钢 第5部分： 1、2、3级奥氏体 不锈钢板	NB/T 20007.5- 2010		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
155	NB/T 20007.14- 2021	压水堆核电厂用不 锈钢 第14部 分：1、2、3级奥 氏体不锈钢锻、轧 棒	NB/T 20007.14- 2010		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
156	NB/T 20007.16- 2021	压水堆核电厂用不 锈钢 第16部 分：2、3级马氏 体不锈钢锻件	NB/T 20007.16- 2012		原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
157	NB/T 20007.17- 2021	压水堆核电厂用不锈钢 第17部分：堆内构件压紧弹性环用马氏体不锈钢锻件	NB/T 20007.17- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
158	NB/T 20007.19- 2021	压水堆核电厂用不锈钢 第19部分：1、2、3级马氏体不锈钢承压铸件	NB/T 20007.19- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
159	NB/T 20007.23- 2021	压水堆核电厂用不锈钢 第23部分：1、2、3级马氏体-铁素体不锈钢承压铸件	NB/T 20007.23- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
160	NB/T 20007.25- 2021	压水堆核电厂用不锈钢 第25部分：泵用奥氏体-铁素体不锈钢A、B、C类非承压铸造内件	NB/T 20007.25- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
161	NB/T 20008.7- 2021	压水堆核电厂用其他材料 第7部分：蒸汽发生器传热管用镍-铬-铁合金无缝管	NB/T 20008.7- 2013		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
162	NB/T 20008.8- 2021	压水堆核电厂用其他材料 第8部分：镍-铬-铁合金热挤压管	NB/T 20008.8- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
163	NB/T 20017-2021	压水堆核电厂预应力混凝土安全壳结构整体性试验	NB/T 20017- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
164	NB/T 20018-2021	压水堆核电厂安全壳密封性试验	NB/T 20018- 2010		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
165	NB/T 20101-2021	压水堆核电厂反应堆弹棒事故分析要求	NB/T 20101- 2012		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
166	NB/T 20039.1- 2021	核空气和气体处理规范 通风、空调与空气净化 第1部分：通风机	NB/T 20039.1- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
167	NB/T 20263-2021	核电厂通信设计规范	NB/T 20263- 2014		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
168	NB/T 20343-2021	压水堆核电厂反应堆压力容器及反应堆冷却剂系统管道和设备保温层设计制造规范	NB/T 20343- 2015		原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
169	NB/T 20143.4- 2021	核空气和气体处理规范 工艺气体处理 第4部分：压缩机			原子能出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
170	NB/T 20006.17- 2021	压水堆核电厂用合金钢 第17部分：反应堆压力容器法兰-接管段用锰-镍-钼钢锻件			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
171	NB/T 20005.19- 2021	压水堆核电厂用碳钢和低合金钢 第19部分：主蒸汽及主给水系统安全壳机械贯穿件用P280GH锻件			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
172	NB/T 20358.14- 2021	核电厂建设工程预算定额 第14部分 模块及钢制安全壳制作			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
173	NB/T 20358.15- 2021	核电厂建设工程预算定额 第15部分 模块及钢制安全壳拼装和安装			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
174	NB/T 20579-2021	核电厂建设项目调试工程参考指标			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
175	NB/T 20580.1- 2021	核电厂建设工程概算定额 第1部分：核岛土建工程			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
176	NB/T 20580.2- 2021	核电厂建设工程概算定额 第2部分：核岛机械设备安装工程			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
177	NB/T 20580.3- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第3部 分:核岛管道安装 工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
178	NB/T 20580.4- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第4部 分:核岛通风空调 安装工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
179	NB/T 20580.5- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第5部 分:核岛电气安装 工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
180	NB/T 20580.6- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第6部 分:核岛仪控仪表 及通信安装工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
181	NB/T 20580.7- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第7部 分:常规岛建筑工 程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
182	NB/T 20580.8- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第8部 分:常规岛热力设 备安装工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
183	NB/T 20580.9- 2021	核电厂建设工程概 算定额 第9部 分:常规岛电气设 备安装工程			原子能 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
184	NB/T 20581-2021	压水堆核电厂蒸汽发生器排污系统调试技术导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
185	NB/T 20582-2021	压水堆核电厂反应堆硼和水补给系统调试技术导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
186	NB/T 20583-2021	压水堆核电厂失去控制电源试验技术导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
187	NB/T 20584-2021	压水堆核电厂二回路真空严密性试验导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
188	NB/T 20585-2021	核电厂运行阶段事件趋势分析导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
189	NB/T 20586-2021	压水堆核电厂核级承压容器单体水压试验技术导则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
190	NB/T 20587-2021	压水堆核电厂非能动安全壳热量导出系统设计准则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
191	NB/T 20588-2021	核电厂用地坑阀设计制造规范			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
192	NB/T 20589-2021	核电厂严重事故下稳压器专用卸压阀设计制造规范			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
193	NB/T 20590-2021	核级液压阻尼器设计制造规范			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
194	NB/T 20591-2021	轻水堆隔间淹没效应防护准则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
195	NB/T 20592-2021	压水堆堆内构件模型流致振动试验			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
196	NB/T 20593-2021	核电厂安全重要功能电气联锁设计准则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
197	NB/T 20594-2021	核电厂控制室功能分析与分配准则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
198	NB/T 20595-2021	压水堆核电厂控制棒驱动线热态试验要求			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
199	NB/T 20596-2021	压水堆核电厂控制区墙体孔洞辐射防护封堵准则			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
200	NB/T 20597-2021	核电厂火灾危害性分析报告格式内容和深度规定			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
201	NB/Z 20598-2021	核电厂控制室人因工程集成系统确认指南			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
202	NB/T 20599-2021	核电厂安全级仪表阀鉴定			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01
203	NB/T 20600-2021	华龙一号核电厂燃料组件及相关组件设计和制造规范			原子能出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
204	NB/T 35005-2021	水电工程混凝土生产系统设计规范	NB/T 35005- 2013		中国水利水电出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
205	NB/T 35014-2021	水电工程安全验收评价报告编制规程	NB/T 35014- 2013		中国水利水电出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
206	NB/T 35015-2021	水电工程安全预评价报告编制规程	NB/T 35015- 2013		中国水利水电出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
207	NB/T 47004.2- 2021	板式热交换器 第2部分：焊接板式热交换器			北京科学技术出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
208	NB/T 47019.1- 2021	锅炉、热交换器用管订货技术条件 第1部分：通则	NB/T 47019.1- 2011		北京科学技术出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
209	NB/T 47019.2- 2021	锅炉、热交换器用管订货技术条件 第2部分：规定室温性能的非合金钢和合金钢	NB/T 47019.2- 2011		北京科学技术出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
210	NB/T 47019.3- 2021	锅炉、热交换器用管订货技术条件 第3部分：规定高温性能的非合金钢和合金钢	NB/T 47019.3- 2011		北京科学技术出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
211	NB/T 47019.4- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第4部分：低温用 低合金钢	NB/T 47019.4- 2011		北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
212	NB/T 47019.5- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第5部分：不锈钢	NB/T 47019.5- 2011		北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
213	NB/T 47019.6- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第6部分：奥氏体 -铁素体型双相不 锈钢	NB/T 47019.6- 2011		北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
214	NB/T 47019.7- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第7部分：铜和铜 合金	NB/T 47019.7- 2011		北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
215	NB/T 47019.8- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第8部分：钛和钛 合金	NB/T 47019.8- 2011		北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
216	NB/T 47019.9- 2021	锅炉、热交换器用 管订货技术条件 第9部分：镍和镍 合金			北京科 学技术 出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
217	DL/T 5394- 2021	电力工程地下金属 构筑物防腐技术导 则	DL/T 5394- 2007		中国计 划出版 社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
218	DL/T 5182-2021	火力发电厂仪表与控制就地设备安装、管路、电缆设计规程	DL/T 5182-2004		中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
219	DL/T 5220-2021	10kV 及以下架空配电线路设计规范	DL/T 5220-2005		中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
220	DL/T 5587-2021	配电自动化系统设计规程			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
221	DL/T 5588-2021	电力系统视频监控系统设计规程			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
222	DL/T 5589-2021	火力发电工程施工招标文件与合同编制导则			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
223	DL/T 5590-2021	电网工程施工招标文件与合同编制导则			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
224	DL/T 5591-2021	20kV 及以下配电网工程建设预算编制导则			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
225	DL/T 5592-2021	燃煤电厂烟气除尘设计规程			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
226	DL/T 5593-2021	发电厂调节阀选型设计规程			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
227	DL/T 5594-2021	太阳能热发电厂仪表与控制及信息系统设计规范			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
228	DL/T 5595-2021	太阳能热发电厂可行性研究设计概算编制规定			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
229	DL/T 5596-2021	太阳能热发电厂预可行性研究投资估算编制规定			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
230	DL/T 5597-2021	太阳能热发电工程经济评价导则			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
231	DL/T 5598-2021	海底电缆工程初步设计文件内容深度规定			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
232	DL/T 5599-2021	电力系统通信设计导则			中国计划出版社	2021-01-07	2021-07-01
233	DL/T 292-2021	火力发电厂汽水管道路振动测试与评估技术导则	DL/T 292-2011		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
234	DL/T 436-2021	高压直流架空送电线路技术导则	DL/T 436-2005		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
235	DL/T 646-2021	输变电钢管结构制造技术条件	DL/T 646-2012		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
236	DL/T 698.1-2021	电能信息采集与管理系统 第1部分：总则	DL/T 698.1-2009		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
237	DL/T 698.2-2021	电能信息采集与管理系统 第2部分：主站技术规范	DL/T 698.2-2010		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
238	DL/T 705-2021	运行中氢冷发电机用密封油质量	DL/T 705-1999		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
239	DL/T 724-2021	电力系统用蓄电池直流电源装置运行与维护技术规程	DL/T 724-2000		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
240	DL/T 781-2021	电力用高频开关整流模块	DL/T 781-2001		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
241	DL/T 825-2021	电能计量装置安装接线规则	DL/T 825-2002		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
242	DL/T 843-2021	同步发电机励磁系统技术条件	DL/T 843-2010		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
243	DL/T 870-2021	火力发电企业设备点检定修管理导则	DL/Z 870-2004		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
244	DL/T 1084-2021	风力发电场噪声限值及测量方法	DL/T 1084-2008		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
245	DL/T 1345-2021	直升机电力作业安全工作规程	DL/T 1345-2014		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
246	DL/T 1346-2021	架空输电线路直升机激光扫描作业技术规范	DL/T 1346-2014		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
247	DL/T 5112-2021	水工碾压混凝土施工规范	DL/T 5112-2009		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
248	DL/T 5128-2021	混凝土面板堆石坝施工规范	DL/T 5128-2009		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
249	DL/T 5210.1-2021	电力建设施工质量验收规程 第1部分：土建工程	DL/T 5210.1-2012		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
250	DL/T 5432-2021	水电水利工程项目建设管理规范	DL/T 5432-2009		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
251	DL/T 5434-2021	电力建设工程监理规范	DL/T 5434-2009		中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
252	DL/T 698.61-2021	电能信息采集与管理系统 第6-1部分：软件要求—终端软件升级技术要求			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
253	DL/T 1397.8-2021	电力直流电源系统用测试设备通用技术条件 第8部分：绝缘监测装置校验仪			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
254	DL/T 2205-2021	分布式电源燃气发电运行指标评价规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
255	DL/T 2206-2021	分布式电源燃气发电性能测试规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
256	DL/T 2207-2021	电力电容器噪声测量方法			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
257	DL/T 2208-2021	换流变压器现场绕组更换关键工艺控制导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
258	DL/T 2209-2021	架空输电线路雷电防护导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
259	DL/T 2210-2021	水电站无人值班技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
260	DL/T 2211-2021	直流验电器			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
261	DL/T 2212-2021	特高压用绝缘软拉棒			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
262	DL/T 2213.1-2021	交流标准功率源 第1部分:通用技术要求			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
263	DL/T 2214-2021	火电厂烟气中氨浓度在线监测系统技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
264	DL/T 2215-2021	烟气脱硝下游设备附着物中酸性物质的测定			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
265	DL/T 2216-2021	火力发电厂废水处理系统检修导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
266	DL/T 2217-2021	变压器用天然酯和合成酯油溶解气体分析导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
267	DL/T 2218-2021	绝缘油中腐蚀性硫二苄基二硫醚定量检测方法 气相色谱多重质谱联用法			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
268	DL/T 2219-2021	火力发电厂用10Cr9Mo1VNbN钢显微组织老化评定			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
269	DL/T 2220-2021	电站金属材料力学性能仪器化压痕法检测技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
270	DL/T 2221-2021	160kV~500kV挤包绝缘直流电缆系统预鉴定试验方法			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
271	DL/T 2222-2021	交流输电线路刚性跳线可见电晕试验方法			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
272	DL/T 2223-2021	长波前冲击电压试验技术导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
273	DL/T 2224-2021	电气设备六氟化硫气体泄漏红外成像现场测试方法			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
274	DL/T 2225-2021	电力变压器直流去磁试验导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
275	DL/T 2226-2021	电力用阀控式铅酸蓄电池组在线监测系统技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
276	DL/T 2227-2021	±800kV 及以上特高压直流系统用高压直流转换开关选用导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
277	DL/T 2228-2021	变电站用充气式开关柜运维检修规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
278	DL/T 2229-2021	35kV 及以下高压陶瓷电容传感器技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
279	DL/T 2230-2021	交流电力系统雷电侵入波过电压监测导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
280	DL/T 2231-2021	油纸绝缘电力设备频域介电谱测试导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
281	DL/T 2232-2021	500kV 及以上输电线路瞬时人工接地短路试验导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
282	DL/T 2233-2021	额定电压 110 kV~500 kV 交联聚乙烯绝缘海底电缆系统预鉴定试验规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
283	DL/T 2234-2021	费控断路器可靠性试验规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
284	DL/T 2235-2021	电厂上网关口电能计量屏柜技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
285	DL/T 2236-2021	架空电力线路无人机巡检系统配置导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
286	DL/T 2237-2021	电网风区分布图绘制技术导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
287	DL/T 2238-2021	电力系统事故备用容量配置技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
288	DL/T 2239-2021	变电站巡检机器人检测技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
289	DL/T 2240-2021	配网复合材料电杆及其配套横担技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
290	DL/T 2241-2021	变电站室内轨道式巡检机器人系统通用技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
291	DL/T 2242-2021	气体绝缘金属封闭设备铝合金外壳材料及焊接通用技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
292	DL/T 2243-2021	六氟化硫混合绝缘气体充补气技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
293	DL/T 2244-2021	电力物资仓储安全标识使用导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
294	DL/T 2245-2021	±1100kV 特高压直流输电线路金具技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
295	DL/T 2246.1-2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第1部分：并网运行调试			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
296	DL/T 2246.2-2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第2部分：并网运行			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
297	DL/T 2246.3-2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第3部分：并网运行验收			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
298	DL/T 2246.4-2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第4部分：继电保护			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
299	DL/T 2246.5- 2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第5部分： 安全稳定控制			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
300	DL/T 2246.6- 2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第6部分： 调度信息通信			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
301	DL/T 2246.7- 2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第7部分： 惯量支撑与阻尼控制			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
302	DL/T 2246.8- 2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第8部分： 仿真建模			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
303	DL/T 2246.9- 2021	电化学储能电站并网运行与控制技术规范 第9部分： 仿真计算模型与参数实测			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
304	DL/T 2247.1- 2021	电化学储能电站调度运行管理 第1部分： 调度规程			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01
305	DL/T 2247.2- 2021	电化学储能电站调度运行管理 第2部分： 调度命名			中国电力出版社	2021- 01-07	2021- 07-01

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
306	DL/T 2247.3-2021	电化学储能电站调度运行管理 第3部分：调度端实时监视与控制			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
307	DL/T 2247.4-2021	电化学储能电站调度运行管理 第4部分：调度端与储能电站监控系统检测			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
308	DL/T 2247.5-2021	电化学储能电站调度运行管理 第5部分：应急处置			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
309	DL/T 2248.1-2021	移动车载式储能电站并网与运行 第1部分：并网技术条件			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
310	DL/T 2248.2-2021	移动车载式储能电站并网与运行 第2部分：运行规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
311	DL/T 2249-2021	柔性直流输电系统保护整定技术规程			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
312	DL/T 2250-2021	同步调相机控制保护系统技术导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
313	DL/T 2251-2021	次同步振荡监测与控制系统技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

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
314	DL/T 2252-2021	智能变电站继电保护及相关二次设备镜像调试技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
315	DL/T 2253-2021	发电厂继电保护及安全自动装置技术监督导则			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
316	DL/T 2254-2021	变电站站域失灵(死区)保护装置技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
317	DL/T 2255-2021	气体继电器检测装置技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
318	DL/T 2256-2021	电力用智能换相装置技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
319	DL/T 5817-2021	水电工程低热硅酸盐水泥混凝土技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01
320	DL/T 5818-2021	火力发电厂油气管道施工技术规范			中国电力出版社	2021-01-07	2021-07-01

国家能源局公告

2021 年 第 2 号

为贯彻落实党中央国务院关于加强法治政府建设和推进简政放权、放管结合、优化服务的要求，营造良好营商环境，我们对规范性文件进行了清理，决定废止原国家电监会印发的规范性文件 28 件。现予以公告。

附件： 国家能源局决定废止的规范性文件目录

国家能源局

2021 年 1 月 12 日

附件

国家能源局决定废止的规范性文件目录

文件名称	文件编号
国家电力监管委员会关于印发《跨区跨省电力优化调度暂行规则》的通知	电监输电[2003]20 号
国家电力监管委员会关于电力企业报送财务会计资料的通知	电监价财[2003]32 号
国家电力监管委员会印发《关于促进电力调度公开、公平、公正的暂行办法》的通知	电监市场[2003]46 号
国家电力监管委员会关于印发《输配电成本核算办法（试行）》的通知	电监价财[2005]16 号
国家电力监管委员会办公厅 国家发展和改革委员会办公厅关于印发《东北电力市场总结期间竞价机组电量安排和电费结算方案》的通知	办价财[2006]78 号
国家电力监管委员会关于落实《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》的实施意见	电监市场[2007]6 号
国家电力监管委员会办公厅关于印发《电力企业信息披露及信息报送情况报告内容及格式》的通知	办市场函[2007]288 号
国家电力监管委员会办公厅关于印发《输配电成本分析报告范本》的通知	办价财函[2007]272 号
国家电力监管委员会关于明确电力业务许可证审查若干问题的通知	电监资质[2007]4 号
国家电力监管委员会 国家发展和改革委员会 环境保护部关于印发《节能发电调度信息发布办法（试行）》的通知	电监市场[2008]13 号
国家电力监管委员会关于印发《发电权交易监管暂行办法》的通知	电监市场[2008]15 号

文件名称	文件编号
国家电力监管委员会 国家发展和改革委员会 国家能源局关于节能发电调度试点经济补偿有关问题的通知	电监价财[2009]47号
国家电力监管委员会 工业和信息化部关于电信基础设施共建共享中供电有关问题的通知	电监办[2009]26号
国家电力监管委员会关于印发《跨省（区）电能交易监管办法（试行）》的通知	电监市场[2009]51号
国家电力监管委员会办公厅关于建立电力系统年度运行方式汇报制度的通知	办输电[2009]58号
国家电力监管委员会办公厅关于印发《电力交易与市场秩序报表内容及格式》的通知	办市场 [2009]82号
国家电力监管委员会关于印发《电价监督检查暂行规定》的通知	电监价财[2010]33号
国家电力监管委员会关于印发《输配电成本监管暂行办法》的通知	电监价财[2011]37号
国家电力监管委员会办公厅关于印发《电力调度机构信息报送与披露办法》的通知	办输电[2011]65号
国家电力监管委员会关于印发《发电企业财务经营信息报送暂行办法》的通知	电监价财[2012]57号
国家电力监管委员会关于印发《输配电成本信息报送暂行办法》的通知	电监价财[2012]58号
国家电力监管委员会关于规范水泥窑低温余热发电机组并网运营的意见	电监市场[2012]65号
国家电力监管委员会办公厅关于国网与南网电能交易有关问题的通知	办市场函[2012]129号
国家电力监管委员会办公厅关于加强重大节假日期间居民生活用电保障工作的通知	办供电[2012]137号
国家电力监管委员会关于加强电力监管支持民间资本投资电力的实施意见	电监政法[2012]36号
国家电力监管委员会关于贯彻落实国务院支持广东先行先试加快转型升级政策的实施意见	电监政法[2012]73号
国家电力监管委员会关于支持山东建设经济文化强省的实施意见	电监办[2012]63号
国家电力监管委员会办公厅关于支持民间资本投资电力有关重点工作分工的通知	办政法[2012]136号

国家能源局综合司关于建立国家电力应急专家库有关事项的通知

国能综通安全〔2021〕5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），北京市城管委，各派出机构，全国电力安委会企业成员单位，各有关单位：

为深入贯彻落实习近平总书记关于应急管理的重要论述，按照《电力行业应急能力建设行动计划（2018-2020年）》（国能发安全〔2018〕58号）、《应急管理部 国家能源局关于进一步加强大面积停电事件应急能力建设的通知》（应急〔2019〕111号）的要求，我局结合电力行业应急管理工作实际，在电力企业、有关单位推荐的基础上，依照《国家能源局关于请推荐国家电力应急专家的函》（国能综函安全〔2020〕165号）中专家推荐条件，决定聘任马剑等67名同志为国家电力应急专家库成员。现就电力应急专家库有关事项通知如下：

一、国家电力应急专家库成员应深入贯彻落实习近平总书记关于应急管理的重要论述，积极践行社会主义核心价值观，深入学习研究应急管理法律法规制度，充分发挥专业特长，严格依据电力生产和应急管理相关技术标准，为电力行业突发事件处置、应急预案编制演练、应急准备保障等工作提供技术咨询和支持。

二、国家电力应急专家库实行动态管理，建立专家库成员进入和退出机制，每三年对专家库成员进行调整，持续提升专家的业务能力和水平，促进电力行业应急管理体系和能力现代化。鼓励各电力企业和相关单位符合条件的从事电力应急管理和技术研究工作的人才申请加入。

三、电力行业要加强电力应急专业队伍建设，提升应急管理能力。各省电力运行管理部门要会同能源监管派出机构，结合本地区电力应急管理工作实际，建立省级电力应急专家库。各省级电力应急专家库成员名单要及时报送国家能源局电力安全监管司。

四、各单位要充分发挥电力应急专家库的行业智囊团作用。请国家电力应急专家库成员所在单位，对专家从事电力应急服务工作予以大力支持，提供相应工作便利。

国家能源局综合司
2021年1月18日

国家能源局关于印发《2021年能源监管工作要点》的通知

国能发监管〔2021〕2号

各司，各派出机构，各直属事业单位：

《2021年能源监管工作要点》已经2020年第71次局党组会审议通过，现予以印发，请结合工作实际，认真组织落实。

国家能源局

2021年1月18日

附件

2021年能源监管工作要点

2021年能源监管工作的总体思路是：以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，坚持新发展理念，认真贯彻落实党中央、国务院决策部署以及中央经济工作会议、全国能源工作会议精神，以全面落实《进一步加强和规范能源监管工作的意见》（国能发监管〔2019〕83号）为主线，抓统筹、谋创新，切实加强能源市场监管和行业监管，维护公平公正的能源市场秩序，保障国家能源战略、规划、政策、项目有效落地，推动构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为全面建设社会主义现代化国家开好局、起好步。重点抓好以下七个方面工作：

一、坚持以党建工作为引领，着力提升能源监管能力

（一）进一步提高政治站位。贯彻落实新时代党的建设总要求，始终把政治建设摆在首位，坚持用习近平新时代中国特色社会主义思想武装头脑、指导实践、推动工作。严格落实重大事项请示报告制度，不断增强“四个意识”，坚定“四个自信”，将“两个维护”贯穿于能源监管工作全过程。切实按照贯彻新发展理念、构建新发展格局的要求，紧紧围绕党中央、国务院决策部署抓监管，围绕国家重大能源战略规划政策落实抓监管，围绕企业群众关心关切的问题抓监管，全力保障能源安全稳定供应。

（二）深入推动党建与业务融合发展。贯彻落实全面从严治党要求，认真落实领导干部“一岗双责”和党风廉政建设“两个责任”，培养高素质专业化监管干部队伍，为能源监管工作提供力量源泉和可靠保证。坚持党对能源监管的全面领导，推动党建工作和监管业务工作同谋划、同部署、同检查、同考核，努力实现党建、业务和队伍建设的融合发展。

（三）切实加强能源监管能力建设。继续推动《能源监管条例》立法工作，修订完善能源监管规章制度。加强监管人员思想政治教育，强化业务知识培训，适时开展监管国际合作交流，推动理论水平和业务本领同步提高。定期召开能源监管工作例会，通报能源监管工作情况，讲解有关政策和监管要求，交流经验做法。

二、全面落实能源安全新战略，着力推进能源规划、政策有效落地

（四）加强重大能源政策执行情况监管。围绕电煤稳定供应、新能源并网消纳等重大发展任务，强化国家能源规划、政策执行情况监督检查，不断提高能源行业发展的质量和效率。积极做好“十四五”能源规划和相关配套政策文件的制定工作，督促各地抓紧建立规划落实机制，推动能源规划的有效实施和能源结构的持续优化。

（五）加强重大能源项目落实情况监管。密切跟踪跨省跨区输电通道、油气管道、大型煤矿项目、水电站、核电站、储气设施等重大工程项目合规建设情况、生产运行情况，协调解决项目建设中存在的困难和问题。对不按照国家能源规划和产业政策要求建设的项目，及时提出监管意见和建议。

（六）加强能源民生供应保障监管。深入开展能源扶贫、北方地区清洁取暖、农村电网巩固提升等民生要事、实事监管，推动能源公共服务向农村地区、贫困地区延伸，不断提升民生用能供应保障水平，切实增强人民群众的幸福感和获得感。

（七）扎实做好能源行业基础性监管工作。全面了解掌握各地能源行业发展情况、能源企业生产运行情况，加强信息统计分析，及时反映各地能源发展中存在的苗头性、倾向性、潜在性问题。研究制定能源监管信息报送和重要事项报告工作规范，细化派出机构信息报送的内容、格式及工作要求。结合疫情常态化防控要求，加大对重点地区、重点时段、重点领域能源供需形势监测力度。

三、全面落实电力、油气体制改革精神，着力推进能源市场建设

（八）大力推进电力市场建设。统筹推进电力中长期交易、现货市场和辅助服务市场建设，做好各交易品种之间的衔接。组织各地按照《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号），加快制修订交易规则（细则），进一步丰富交易品种、方式和频次，提高市场化交易比重。加大跨省（区）电力中长期交易力度，重点推动京津冀、长三角、粤港澳大湾区、成渝双城经济圈等区域电力资源优化配置。

（九）全面深化电力辅助服务市场。修订《发电厂并网运行管理规定》《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》，进一步丰富辅助服务品种。完善跨省跨区辅助服务交易机制，推进南方区域、川渝省间辅助服务市场建设。积极推进储能设施、虚拟电厂等参与辅助服务市场，推动建立电力用户参与辅助服务的费用分担共享机制。

（十）稳步推进油气市场建设。完善油气管网设施公平接入机制，推动建立公平公开的管输服务市场，促进形成上游资源多主体多渠道供应、下游销售市场充分竞争的油气市场体系。积极

支持天然气干线管道附近的城市燃气企业、大用户等与上游供气企业签订直供、直销合同，降低企业用气成本。支持干线管道的支线向市场延伸覆盖，压缩管输层级。

（十一）积极推进能源体制改革。加强与国务院相关部门及地方政府的协作配合，按职责分工做好电力、油气体制改革相关工作。有序推进电力现货市场试点和输配电价格、增量配电业务、电网辅业市场化、分布式能源市场化交易等改革。推动出台油气管网设施容量分配规则，健全管网调度运营机制和管输服务价格机制。推进省级管网运营机制改革，加快省级管网与国家管网融合发展。

四、全面落实国务院优化营商环境部署，着力提升能源优质服务水平

（十二）持续优化用电营商环境。组织落实《关于全面提升“获得电力”服务水平 持续优化用电营商环境的意见》（发改能源规〔2020〕1479号），加快推广北京、上海等地典型经验做法，推动各目标任务按期完成。各地于2021年底前完成政企协同办电信息共享平台建设工作，实行“三零”服务的低压非居民用户全过程办电时间压减至20个工作日以内；城市地区用电报装容量160kW及以下、农村地区100kW及以下的小微企业用电报装实现“零投资”。

（十三）巩固“获得电力”指标世行排名。继续协调北京、上海两市对照世行评估标准和全球一流营商环境标杆，补短板、强弱项，做好世行营商环境参评工作，确保“获得电力”指标世行排名继续保持全球领先水平。加大对广州、深圳、杭州、重庆四个备选城市的工作指导力度，力争相关标准不低于北京、上海水平。

（十四）提升电力行政许可服务水平。组织开展《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》宣贯活动，认真落实证明材料取消后的相关工作要求，总结推广许可告知承诺制试点成果，按照国务院部署要求实现全覆盖。加快推进资质和信用信息系统普及应用和功能升级完善，继续做好许可服务“好差评”，组织开展派出机构电力业务资质许可“放管服”改革落实情况评价工作。

五、全面落实市场监管职责，着力维护市场主体合法权益

（十五）强化电网自然垄断环节监管。加强新建电源接入电网、电网企业投资建设接网工程以及发电厂并网运行监管。完善电网公平开放监管制度，修订《并网调度协议》。持续开展典型电网工程投资成效监管，提升电网工程建设运营效率。加强电力企业价格成本监管，有效释放电力改革红利，维护国家电力价格政策的严肃性。

（十六）深化油气管网设施公平开放监管。结合相关改革举措落地、管网调度运营规则出台等，进一步细化油气管网设施公平开放监管制度，研究制定托运商准入规则，推动管输服务合同标准化。督促管网设施运营企业做好公平开放服务的申请与受理等工作，不断提升服务质量和水平，确保管网设施向各类市场主体公平开放。继续做好管网设施信息公开和信息报送工作，优化企业网上信息公开和信息报送内容，定期开展管输服务信息统计分析和信息公开。

（十七）加强能源市场秩序监管。加大电力调度交易、厂网电费结算以及信息披露监管力度，严格落实《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56号）。指导建立市场自律监督工作机制，督促市场运营机构做好市场监控和风险防控，建立健全在线监测系统。会同相关部门完善成品油市场准入和退出机制，进一步规范成品油市场秩序。积极支持生物液体燃料发展，扎实做好乙醇汽油推广监管，督促石油销售企业按规定销售生物液体燃料。

六、全面落实依法行政要求，着力加大能源行政执法和稽查工作力度

（十八）加大违法违规案件查处力度。完善行政执法程序和行政处罚工作机制，依法处理各种违法违规行为。认真搜集梳理违法违规问题线索，集中力量查处部分典型违法违规案件。坚决遏制用户受电工程“三指定”行为反弹蔓延势头，有效规范用户受电工程市场秩序。加大对违法违规行为曝光力度，及时公开行政处罚信息，有力震慑违法违规行为。

（十九）认真做好投诉举报处理工作。进一步提高12398能源监管热线投诉举报事项处理质量，及时解决小微企业、民营企业、人民群众的合理诉求。加强投诉举报处理统计分析，深入分析群众反映的热点、难点、堵点问题，持续开展漠视侵害群众利益专项整治，满足人民群众的用能需求。定期发布投诉举报处理情况通报，发挥社会舆论监督作用。

（二十）积极开展争议纠纷调解和裁决工作。加强电力行政调解和裁决工作，发挥监管机构的专业优势，充分利用行政协调手段解决争议纠纷。除电力行业外，积极开展能源行业其他领域争议纠纷调解等工作。

（二十一）有效利用信用监管手段。组织研究构建以信用为基础的新型能源监管机制，完善能源信用信息平台功能，做好企业信用修复和异议处理工作，用好信用风险预警信息，对信用等级较低的企业，加大检查频次和督查力度。组织开展以信用为基础的电力业务资质许可监管，对违规企业依法采取联合惩戒等措施。

七、全面落实年度监管任务清单，着力提升能源监管效能

（二十二）组织开展综合监管、专项监管和重点监管。制定《2021年能源监管重点任务清单》，紧紧围绕党中央国务院关心、市场主体反映强烈、人民群众关切的突出问题，组织开展综合监管、专项监管和重点监管。集中时间和人员力量对重点地区、重点企业进行监管，深入查找问题，并有针对性地提出监管意见建议。

（二十三）强化问题处理和监管成果运用。严格落实《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），按照监管发现问题的不同性质和情节，分别采取责令改正、行政处罚、督促落实、监管约谈、政策完善等方式进行处理。适时编制发布监管报告，重点披露监管工作中发现的问题和典型案例，发挥社会舆论监督作用。完善闭环监管工作机制，将监管报告作为拟订行业规划、政策和项目审批的重要参考或依据。

国家能源局关于因地制宜做好可再生能源供暖工作的通知

国能发新能〔2021〕3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：

利用可再生能源供暖是我国调整能源结构、实现节能减排、合理控制能源消费总量的迫切需要，是完成非化石能源利用目标、建设清洁低碳社会、实现能源可持续发展的必然选择。为进一步做好可再生能源供暖相关工作，现将有关事项通知如下。

一、科学统筹规划可再生能源供暖工作

将可再生能源供暖作为区域能源规划的一项重要内容，在可再生能源发展目标中应明确供暖发展目标，根据当地资源禀赋和用能需求推广可再生能源供暖技术，合理布局可再生能源供暖项目。做好可再生能源供暖与其他供暖方式的衔接工作，支持建设可再生能源与其他供暖方式相结合的互补供暖体系。在城市更新、城镇新区、产业园（区）的规划建设过程中，做好可再生能源供暖与城市发展规划的衔接，促进可再生能源与常规能源供暖系统融合。重点关注城镇供暖体系和热力管网的规划设计和改造，根据可再生能源的特点优化设计供热管网。在乡村振兴战略实施过程中，做好可再生能源供暖与乡村振兴战略规划的衔接，将可再生能源作为满足乡村取暖需求的重要方式之一。

二、因地制宜推广各类可再生能源供暖技术

（一）积极推广地热能开发利用。重点推进中深层地热能供暖，按照“以灌定采、采灌均衡、水热均衡”的原则，根据地热形成机理、地热资源品位和资源量、地下水生态环境条件，实施总量控制，分区分类管理，以集中与分散相结合的方式推进中深层地热能供暖。在条件适宜的地区加大“井下换热”技术推广应用力度。积极开发浅层地热能供暖，经济高效替代散煤供暖，在有条件的地区发展地表水源、土壤源、地下水源供暖制冷等。鼓励利用油田采出水开展地热能供暖、地下水资源与所含矿物质资源综合利用等。在地下水饮用水水源地及其保护区范围内，禁止以保护的目标含水层作为热泵水源。在地下水禁限采区、深层（承压）含水层以及地热水无法有效回灌的地区或对应含水层，禁止以地下水作为热泵水源。地下水回灌不得造成地下水污染。

（二）合理发展生物质能供暖。有序发展生物质热电联产，因地制宜加快生物质发电向热电联产转型升级，为具备资源条件的县城、人口集中的农村提供民用供暖，以及为中小工业园区集中供热。合理发展以农林生物质、生物质成型燃料、生物天然气等为燃料的生物质供暖，鼓励采用大中型锅炉，在农村、城镇等人口聚集区进行区域集中供暖。生物质锅炉不得掺烧煤炭、垃

圾、工业固体废物等其他物料，配套建设布袋除尘等高效治污设施，确保达标排放，鼓励达到超低排放。在大气污染防治非重点地区农村，可按照就地取材原则，因地制宜推广户用生物质供暖。

（三）继续推进太阳能、风电供暖。鼓励大中型城市有供暖需求的民用建筑优先使用太阳能供暖系统；鼓励在小城镇和农村地区使用户用太阳能供暖系统；在农业大棚、养殖等用热需求大且与太阳能特性相匹配的行业充分利用太阳能供暖；在集中供暖网未覆盖、有冷热双供需求的地区试点使用太阳能热水、供暖和制冷三联供系统；鼓励采用太阳能供暖与其他供暖方式相结合的互补供暖系统。构建政府、电网企业、发电企业、用户侧共同参与的风电供暖协作机制，通过热力站点蓄热锅炉与风电场联合调度运行实现风电清洁供暖，提高风电供暖项目整体运营效率和经济性。

三、继续推动试点示范工作和重大项目建设

在具备条件的地区开展试点示范工作和重大项目建设，探索可再生能源供暖项目运行和管理经验。在地热资源禀赋较好的地区可实施地热能供暖重大项目和重点项目推广。鼓励开展中深层地热能集中利用示范工作，示范不同地热资源品位的供暖利用模式和应用范围，探索有利于地热能开发利用的新型管理技术和市场运营模式。宜采取地热区块整体开发的方式推进地热供暖，调动企业保护资源、可持续发展的积极性。鼓励以县为单位推进生物质清洁供暖运行管理，一个县域由一个项目单位统一推进，统筹规划布局、完善建设方案、强化项目运营、协调资源收储、完善终端服务，破解生物质供暖小而散的问题，规范管理体系，提升经济竞争力。积极探索分散型农村生物质资源利用管理模式，鼓励在居住分散、集中供暖供气困难、生物质资源丰富的农村地区，以县域为单位统筹考虑开展生物质能加工站建设试点，对当地生物质资源实行统一开发、运营、服务和管理，有效降低农村地区生物质能取暖成本，提高农村生物质资源综合利用水平。坚持试点先行，鼓励开展以清洁能源为主体的局域电网和微电网建设，支持将风电、光伏、储能和微电网方式用于北方地区取暖。

四、做好可再生能源供暖支持政策保障

综合考虑可再生能源与常规能源供暖成本、居民承受能力等因素，合理制定供暖价格，探索建立符合市场化原则的可再生能源供暖投资运营模式。鼓励地方对地热能供暖、生物质能清洁供暖等可再生能源供暖项目积极给予支持。鼓励优先建设生物质热电联产项目，从严控制只发电不供热项目。同等条件下，生物质发电补贴优先支持生物质热电联产项目。地热能、户用成型燃料炉具等居民供暖方式不受供热特许经营权限制。支持参与地热勘探评价的企业优先获得地热资源特许经营资格。出台体现生物质特点和清洁取暖要求的生物质成型燃料标准和生物质炉具产品标准。

五、加强对关键技术设备的研发支持

支持对高温型热泵可靠运行、井下高效换热、中深层地热能“取热不取水”开发利用技术、中深层地下热水采灌均衡、地热水开采和冷水回灌过程可能造成的环境地质问题分析及环境影响评价、地热尾水回灌和水处理、生物质锅炉、上料系统和户用炉具安全使用及脱硝、太阳能季节性储热供暖等关键技术和设备的研发。重视可再生能源与常规能源系统整合、集成技术的研发示范，提高常规能源系统对可再生能源的接纳能力。

六、完善可再生能源供暖政府管理体系

明确各地可再生能源供暖工作主管部门及各部门职责分工，避免出现缺位管理、多头管理、重复管理的现象。加强可再生能源供暖工作监管，建立健全项目前期、审批及运行过程的监管机制，保障行业规范化管理。地热能方面，应建立企业回灌信用体系，支持地热能可持续开发利用。

请各单位按上述要求认真做好各项工作，如遇重大事项请及时报告我局。

国家能源局

2021年1月27日

国家能源局关于印发《2021年能源监管重点任务清单》 的通知

国能发监管〔2021〕5号

各司，各派出机构，各直属事业单位：

《2021年能源监管重点任务清单》（以下简称《清单》）已经2020年第71次局党组会审议通过，现印发你们，请按照要求认真组织落实。

一、加强组织实施。各单位要高度重视，加强协作，把监管工作任务落实落细。牵头单位要对照《清单》内容，制定切实可行的工作方案，明确监管重点、时序进度，确保各项任务有序开展。要按照《清单》要求及时启动部署监管工作，建立有效联系机制，加大对派出机构的业务指导和培训力度，为一线监管提供有力支持。

二、坚持问题导向。各单位在工作中要聚焦党中央国务院关心、市场主体反映强烈、人民群众高度关注的突出问题、典型问题，集中力量、精准发力。派出机构要加大现场核实工作力度，

原汁原味反映监管中发现的问题，并严格依法采取责令整改、监管通报、行政处罚等方式进行处理。牵头单位要及时对问题进行梳理汇总，形成问题清单，适时向局长办公会报告。

三、务求工作实效。各单位要严肃认真地开展监管工作，努力创新监管方式方法，提升监管的针对性和有效性，坚决避免形式主义、走过场。工作完成后，牵头单位应当按照《能源监管发现问题后续处理工作规范》做好后续工作。监管司要切实发挥统筹协调作用，密切跟踪督促《清单》执行情况，及时进行总结和报告。

国家能源局

2021年1月28日

2021年能源监管重点任务清单

一、综合监管							
序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管（监督）对象	时间安排	责任单位
1	提升用户“获得电力”服务水平综合监管	《优化营商环境条例》、《电力监管条例》、《供电监管办法》、《关于全面提升“获得电力”服务水平持续优化用电营商环境的意见》（发改能源规〔2020〕1479号）等	1. 《意见》明确的2020、2021年办电时间、便利度、成本、供电能力和可靠性、信息公开等目标任务和要求落实情况； 2. 企业和群众反映强烈的“三指定”等突出问题情况。	全国	电网企业、地方政府主管部门	2021年4月启动，12月形成监管报告。	监管司、法改司、可靠性中心牵头，各派出机构参与
2	清洁能源消纳	《电力监管条例》、《清洁能源消纳	1. 2020年清洁能源消纳主要目标完成	全国	电力企业、地	2021年3月启动，	监管司、电力司、

	情况综合监管	纳行动计划》(发改能源规〔2018〕1575号)、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》(发改能源〔2016〕625号)、《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)等	和重点任务落实情况; 第十八条 清洁能源发电项目并网接入情况; 第十九条 清洁能源优化调度情况; 第二十条 清洁能源跨省区交易消纳情况; 第二十一条 流域水电优化调度情况; 第二十二条 电力调峰辅助服务市场运行情况; 第二十三条 落实可再生能源电力消纳责任权重情况; 第二十四条 厂网电费结算情况等。		方政府主管部门	9月形成监管报告。	新能源司牵头,各派出机构参与
二、专项监管							
序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管(监督)对象	时间安排	责任单位

1	国家“十四五”能源规划任务落实机制建设情况专项监管	《能源规划管理办法》（国能发规划〔2019〕87号）、《能源规划工作实施细则》（国能发规划〔2019〕88号）等	地方对国家“十四五”能源规划重要目标、重点任务、重大工程项目落实机制建立情况等。	相关省份	地方政府主管部门	2021年9月启动，12月形成监管报告。	规划司牵头，相关派出机构参与
2	炼油行业专项监管	《国家发展改革委公告2018年第16号》等	1. 炼厂设备升级改造情况； 2. 油品质量及承诺产能淘汰情况等。	山东及其他相关省份	炼油企业、地方政府主管部门	2021年6月启动，10月形成监管报告。	科技司牵头，山东能源监管办等相关派出机构参与
3	乙醇汽油推广专项监管	《关于扩大生物燃料乙醇生产和推广使用车用乙醇汽油的实施方案》《全国生物燃料乙醇产业总体布局方案》	1. 黑龙江、吉林、辽宁、安徽、河南、天津等6个已实现乙醇汽油封闭推广省市的终端市场封闭运行情况； 2. 河北、山西、内蒙古（东部）、湖北、广西等5个拟实现乙	黑龙江、吉林、辽宁、安徽、河南、天津、河北、山西、内蒙古（东部）、湖北、广西等省（区、	石油销售企业、生物燃料乙醇生产企业、地方政府主管部门	2021年6月启动，10月形成监管报告。	科技司牵头，华北、东北、华东、华中、南方能源监管局，山西、山东、江苏、河南能源监管办参与

			醇汽油封闭推广省区的市场封闭推广情况； 3. 山东、江苏、广东等3个乙醇汽油稳妥推广省区，已明确推广的山东济南等8地市、江苏徐州等5地市、广东粤西4市终端市场封闭运行情况等。	市)及山东、江苏、广东已明确推广车用乙醇汽油的部分城市			
4	北方地区清洁取暖专项监管	《北方地区冬季清洁取暖规划(2017-2021年)》(发改能源〔2017〕2100号)等	(四)北方地区清洁取暖推进实施情况； (五)北方地区保暖保供情况等。	北京、天津、河北、山西、内蒙古、辽宁、吉林、黑龙江、山东、陕西、甘肃、宁夏、新疆、青海等14个省	有关能源企业、地方政府主管部门	2021年11月启动，2022年5月形成监管报告。	电力司牵头，华北、东北、西北能源监管局，山西、山东、甘肃、新疆、河南能源监管办参与

				(区、市)及河南部分地区			
5	煤电淘汰落后产能工作专项监管	《打赢蓝天保卫战三年行动计划》(国发〔2018〕22号)、《关于深入推进供给侧结构性改革 进一步淘汰煤电落后产能促进煤电行业优化升级的意见》(发改能源〔2019〕431号)等	1. “十三五”煤电淘汰落后产能工作情况; 2. 截止2020年底重点区域30万千瓦以上热电联产电厂供热半径15公里范围内落后燃煤小热电关停整合工作完成情况等。	“十三五”期间开展过煤电淘汰落后产能工作的相关省份	有关电力企业、地方政府主管部门	2021年3月启动,6月形成监管报告。	电力司牵头,相关派出机构参与
6	核电建设运行情况监管	《企业投资项目核准和备案管理条例》、《企业投资项目核准和备案管理办法》(发展改革委令第2号)、《企业投资项目事中事后监管办法》(发展改革委令第14号)、《保障核电安全消纳暂行办法》(发改能源〔2017〕324号)以及核电项目核准相关文件等	1. 核电项目建设情况; 2. 核电机组运行情况等。	辽宁、山东、江苏	核电企业、电网企业、地方政府主管部门	2021年6月启动,11月形成监管报告。	核电司牵头,东北能源监管局,山东、江苏能源监管办参与

7	酒湖特高压直流等典型电网工程投资成效监管	《电力监管条例》等	1. 酒湖特高压直流等典型电网工程的规划落实、运行实效、投资效益等情况； 2. 哈郑特高压直流工程投资成效情况“回头看”等。	天津、内蒙古、吉林、江苏、浙江、安徽、福建、山东、河南、湖南、广东、贵州、云南、甘肃、宁夏、新疆等相关地区	电网企业	2021年5月启动，12月形成监管报告。	监管司、电力司牵头，华北、东北、西北、华东、南方能源监管局，山东、甘肃、新疆、浙江、江苏、福建、河南、湖南、云南能源监管办参与
8	天然气管网和LNG接收站公平开放专项监管	《天然气基础设施建设与运营管理办法》（发展改革委令第8号）、《油气管网设施公平开放监管办法》（发改能源规〔2019〕916号）、《关于加强天然气管网设施公平开放相关信息公开工作的通知》（国能综通监管〔2019〕76号）以及油气体制改革相关制度文件等	1. 天然气管网设施互联互通和公平接入情况； 2. 天然气管网设施公平开放服务和市场交易情况； 3. 天然气管网设施公平开放信息公开情况； 4. 对互联互通和公平开	山西、山东、浙江、安徽、广东、四川、陕西等	各级油气管网设施运营企业	2021年5月启动，11月形成监管报告。	监管司、油气司牵头，西北、华东、南方能源监管局，山西、山东、浙江、四川能源监管办等参与

			放相关政策改进建议等				
9	电力中长期交易市场秩序专项监管	《电力监管条例》、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《关于加强电力中长期交易监管的意见》（国能发监管〔2019〕70号）、《关于做好2021年电力中长期合同签订工作的通知》（发改运行〔2020〕1784号）等	（三）落实《电力中长期交易基本规则》情况； （四）中长期交易市场秩序情况； （五）市场运营机构履职尽责情况等。	河北（南部）、江西、广西、重庆等	电网企业、发电企业、电力交易机构、地方政府主管部门等	2021年6月启动，12月形成监管报告。	监管司牵头，各派出机构参与
10	新能源发电项目许可信用监管	《电力业务许可证管理规定》（国家电力监管委员会令第9号）、《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（发展改革委令第36号）、《国家能源局关于实施电力业务许可信用监管的通知》（国能发资质〔2019〕79号）等	1. 新能源企业依法持证经营情况； 2. 新能源项目涉网工程落实承装（修、试）电力设施许可制度情况等。	山西、山东、安徽、河南、云南、青海等	新能源发电企业、电网企业，承揽升压站及送出线路工程企业	2021年6月启动，11月形成监管报告。	资质中心牵头，西北、华东能源监管局，山西、山东、河南、云南能源监管办等参与
三、重点监管							
序号	监管名称	监管依据	监管内容	监管地区	监管（监督）对象	时间安排	责任单位

1	投诉举报突出问题重点监管	《12398 热线投诉举报处理办法》（国能监管〔2017〕25 号）	针对部分地区长期出现、群众反映强烈的频繁停电等问题进行专项治理。	陕西	陕西省电力公司、地方电力公司、增量配电公司	2021 年 4 月启动，11 月形成监管报告。	西北能源监管局
2	电力市场价格成本与信息披露监管	《电力监管条例》、《电力市场监管办法》（国家电力监管委员会令第 11 号）、《电力企业信息报送规定》（国家电力监管委员会令第 13 号）、《电力现货市场信息披露办法（暂行）》（国能发监管〔2020〕56 号）等	1. 电力市场交易组织开展情况； 2. 电力企业价格执行及成本开支构成情况； 3. 电力市场信息公开与披露情况； 4. 监管统计数据准确性情况； 5. 电力“三公”调度情况等。	浙江	浙江电力交易中心、调控中心、省电力公司、发电企业、售电企业	2021 年 5 月启动，11 月形成监管报告。	浙江能源监管办
3	配电网投资建设及运营情况监管	《供电监管办法》等	电网企业和增量配电网企业配电网投资建设及运营情况等	江苏	江苏省电力公司、增量配电网企业	2021 年 6 月启动，12 月形成监管报告。	江苏能源监管办

4	配电网建设及供电能力监管	《供电监管办法》等	电网企业配电网建设及供电能力情况	福建	福建省电力公司	2021年4月启动，12月形成监管报告。	福建能源监管办
5	电力市场秩序情况监管	《电力监管条例》、《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）、《发电企业与电网企业电费结算办法》（国能发监管〔2020〕79号）等	1. 云南电力市场规范建设、规范运行情况； 2. 云铝相关问题整改落实情况等。	云南	云南省有关电力企业和相关市场主体、昆明电力交易中心	2021年4月启动，10月形成监管报告。	云南能源监管办

国家能源局综合司关于开展电压合格率数据统计分析工作的通知

国能综通电力〔2021〕15号

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，各有关供电企业：

电压合格率是衡量供电质量的重要指标。为进一步加强电能质量管理，保障电力用户用电权益，国家能源局将在全国范围内开展电压合格率的统计分析工作。现将有关事项通知如下。

一、电网（供电）企业是电压合格率统计工作的责任主体，负责供电区域内供电电压数据的采集、统计、报送等工作。各电网（供电）企业应建立健全电压合格率统计和报送体系，明确责任部门，确保数据及时、准确、完整报送。

二、电压合格率数据包括城市、农村地区的电压监测点数量、电压超上限时间、电压超下限时间、总运行统计时间等，采集和统计工作按照国家现行规定执行。电压合格率的计算标准及数据报表分别见附件 1、附件 2。

三、中央电网企业总部逐级汇总电压合格率数据，分别于每年 7 月 20 日、次年 1 月 20 日前将上半年、上年度电压合格率数据和分析报告报送国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心（以下简称中心）；央企所属省级电网企业同时报送所在地派出机构。非央企所属供电企业分别于每年 7 月 20 日、次年 1 月 20 日前将上半年、上年度电压合格率数据和分析报告报送所在地派出机构，各派出机构审核汇总后于每年 7 月 31 日、次年 1 月 31 日前报送中心。2020 年度电压合格率数据和分析报告请于 2021 年 3 月 31 日前报送。

四、中央电网企业总部于 2021 年 2 月 28 日前将工作联系人、联系方式报送中心，央企所属省级电网企业、非央企所属供电企业于 2021 年 2 月 28 日前将工作联系人、联系方式报送所在地派出机构。

五、暂采用电子邮件方式报送电压合格率数据，电子表格从 <http://prpq.nea.gov.cn/kekaoxingguanli> 下载。

六、请各派出机构及时将文件转发至辖区内电网（供电）企业，督促做好电压合格率数据报送工作。工作中遇到的问题和困难请向中心反映。

联系人：谈军 联系电话：010-63413579

传真：010-66023810 邮箱：kkxhzjzx@nea.gov.cn

附件： 1. 电压合格率计算标准
2. 电压合格率报表

国家能源局综合司
2021 年 2 月 9 日

附件 1

电压合格率计算标准

电压监测点和区域电压合格率计算均采用累计法，具体公式如下：

$$\text{电压监测点电压合格率 (\%)} = \left(1 - \frac{\text{电压超上限时间} + \text{电压超下限时间}}{\text{总运行统计时间}} \right) \times 100\%$$

$$\text{区域电压合格率 (\%)}_{(A,B,C,D)} = \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^n \text{电压超上限时间} + \sum_{i=1}^n \text{电压超下限时间}}{\sum_{i=1}^n \text{总运行统计时间}} \right) \times 100\%$$

$$\text{区域综合电压合格率 } V (\%) = 0.5V_A + 0.5 \times \left(\frac{V_B + V_C + V_D}{N} \right)$$

式中：n 为该类电压监测点数， V_A 、 V_B 、 V_C 、 V_D 分别为 A、B、C、D 类的电压合格率，N 为统计范围内监测点的类别数量。

A 类供电电压：带地区供电负荷的变电站和发电厂 10（20/6）kV 母线电压；

B 类供电电压：35kV、66kV 专线供电和 110kV 及以上供电电压；

C 类供电电压：35kV、66kV 非专线供电和 10（20/6）kV 供电电压；

D 类供电电压：380/220V 低压网络供电电压。

电压合格率报表 (XX 年/XX 年上半年)

填报单位:

填报时间:

序号	电网(供电)企业	监测类型	实设监测点数量 (个)	超上限时间 (分钟)	超下限时间 (分钟)	总运行统计时间 (分钟)	电压合格率 (%)	
一	省级电网(供电)企业							
1	地市级电网(供电)企业 1							
1.1	本部							
	城市	综合						
		A						
		B						
		C						
	农村	综合						
		A						
		B						
		C						
	1.2	县级电网(供电)企业 1						
		城市	综合					
			A					
B								
C								
农村		综合						
		A						
		B						
		C						

		D					
1.3	县级电网（供电）企业 2						
	城市	综合					
		A					
		B					
		C					
		D					
	农村	综合					
		A					
		B					
		C					
D							
...						
2	地市级电网（供电）企业 2						
...						

注：1. A类为带地区供电负荷的变电站和发电厂 10（20/6）kV 母线电压；B类为 35kV、66kV 专线供电和 110kV 及以上供电电压；C类为 35kV、66kV 非专线供电和 10（20/6）kV 供电电压；D类为 380/220V 低压网络供电电压。

2. 城市、农村的范围由电网（供电）企业按照地方规划，结合实际情况划分。

国家能源局关于进一步完善能源行业标准化技术委员会管理的通知

国能发科技〔2021〕9号

各能源行业标准化管理机构、能源行业标准化技术委员会：

为进一步完善能源行业标准化技术委员会管理，根据《中华人民共和国标准化法》和深化“放管服”改革精神，现对能源行业标准化技术委员会（以下简称行业标委会，编号字头统一为NEA/TC）组建条件和程序，以及行业标委会新设立分技术委员会（以下简称分标委，编号字头统一为NEA/TC/SC）、委员调整和换届等工作的管理进行调整优化。现将有关事项通知如下。

一、严格行业标委会组建条件

原则上要从严控制新增行业标委会数量。在某领域新组建行业标委会，应当具备以下条件。

（一）本领域符合落实“四个革命、一个合作”能源安全新战略和构建清洁低碳、安全高效能源体系的发展方向，推进其标准化符合加快能源新型标准体系建设的需要，对推动能源治理体系和治理能力现代化、支撑引领能源高质量发展具有一定意义。

（二）本领域的产品或技术在科研、开发、生产、使用和流通等环节具有一定的规模或应用范围，开展标准化的技术、产业及人才队伍基础良好。

（三）本领域符合公益属性定位、需要在能源行业范围内统一的，涉及重要产品、工程技术、服务和行业管理需求的技术要求较多，标准体系框架基本明确，行业标准制修订工作量较大。

（四）本领域没有全国标准化技术委员会（SAC/TC），且拟新组建行业标委会的业务范围与现有的相关全国标准化技术委员会或行业标委会无交叉或能够界定清晰。

（五）本领域有关企业、社会团体、教育、科研机构等市场主体对推进标准化的积极性较高，能产生适合的行业标委会秘书处挂靠单位，并具备相应的专业人员和办公条件。

组建标委会申请符合填补空白、能源高质量发展急需，或相关领域涉及保障人身健康和生命财产安全、能源安全、节能和节水、资源综合利用、环境和生态保护、低碳发展、显著提升能源行业整体技术水平和产品及服务质量的标准需求量较大等条件的，优先予以支持。

二、简化行业标委会组建程序

在坚持协商一致原则的前提下，加强事前沟通，进一步简化行业标委会组建程序。

（一）有关单位向本领域的能源行业标准化管理机构（以下简称管理机构）提出组建行业标委会建议。管理机构就组建行业标委会建议与相关方面充分沟通协商，并广泛征求意见、组织论证。具备组建条件且相关方面意见一致的，由管理机构提出组建行业标委会申请并报国家能源局。

（二）国家能源局收到申请并进行初步审核后，组织专家就组建行业标委会的必要性、可行性、职责范围及秘书处拟承担单位等进行论证，形成专家论证意见。

（三）专家论证意见认为应当组建的，由管理机构组织秘书处拟承担单位，按照有关要求征集行业标委会委员、制定工作章程和秘书处工作细则、完善本领域标准体系表及工作计划，形成组建方案并报国家能源局。

（四）国家能源局收到组建方案并进行初步审核后，将组建方案在国家能源局门户网站上公示 1 个月，广泛征求意见。

（五）各有关方面无不同意见，或经协商达成一致意见的，由国家能源局对组建方案进行批复，同意成立行业标委会。

国家能源局持续滚动推进行业标委会的组建工作，原则上每年三月、九月集中受理组建申请，建立台账并分批次办理。

三、优化行业标委会有关具体事项管理

行业标委会新设立分标委、委员调整和换届等工作事项调整由管理机构管理。

（一）行业标委会除组建时即设立若干分标委的，一般不新设立分标委。本领域技术、产业发展及标准化工作确有需要的，应当经行业标委会全体委员表决通过后，由行业标委会秘书处向相应的管理机构提出申请。分标委的职责范围不能超出所属行业标委会的职责范围。管理机构应参照行业标委会组建程序及有关要求，对设立分标委申请进行论证、广泛征求意见并在本领域标准化信息平台上公示 2 周（10 个工作日）；各有关方面无不同意见，或经协商达成一致意见的，管理机构应同意设立分标委，并报国家能源局备案。

（二）行业标委会届满时，应及时进行换届。行业标委会秘书处应于任期届满前 3 个月，将换届方案及相关材料报相应的管理机构审核。管理机构应参照行业标委会组建有关要求，对换届方案广泛征求意见并在本领域标准化信息平台上公示 2 周（10 个工作日）；各有关方面无不同意见，或经协商达成一致意见的，管理机构应同意换届。换届结果应报国家能源局备案。

（三）行业标委会（含分标委）委员本人申请不再担任委员，或因委员工作变动等原因不适宜继续担任委员的，由行业标委会秘书处统一提出委员调整方案，经行业标委会全体委员表决同意后，报管理机构审核。管理机构应将调整方案在本领域标准化信息平台上公示 2 周（10 个工作日）；各有关方面无不同意见，或经协商达成一致意见的，管理机构应同意调整。

四、加强行业标委会有关管理规定衔接

本通知有关内容与《国家能源局关于印发〈能源标准化管理办法〉及实施细则的通知》（国能发科技〔2019〕38 号）不一致的，以本通知为准。

本通知自发布之日起实施，有效期 5 年。

国家能源局
2021 年 2 月 10 日

国家能源局综合司关于切实做好 2021 年电力行业防汛抗旱工作的通知

国能综通安全〔2021〕24 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），北京市城市管理委员会，各派出机构，大坝中心，全国电力安委会各企业成员单位：

为深入贯彻习近平总书记关于安全生产重要论述和关于防汛救灾重要指示批示精神，牢固树立以人民为中心的发展思想，严格落实国家防汛抗旱总指挥部办公室《关于切实做好汛前准备工作的通知》（国汛办电〔2021〕4 号）、《关于做好 2021 年防汛救灾应急演练工作的通知》（国汛办电〔2021〕5 号）要求和全国电力安全生产电视电话会议统一部署，切实做好 2021 年电力行业防汛抗旱工作，现就有关事项通知如下。

一、提高政治站位，全面落实防汛抗旱责任

据预测，2021 年汛期我国旱涝并重，区域性阶段性旱涝灾害明显，极端天气气候事件偏多，防汛抗旱形势严峻。各单位要深刻认识做好中国共产党建党 100 周年、“十四五”开局之年电力行业防汛抗旱工作的重大意义，进一步增强责任感、使命感和紧迫感，不断健全防汛抗旱责任体系，完善领导指挥机构，明确任务分工，加强监督考核，全面落实电力行业防汛抗旱的企业主体责任、属地管理责任及行业监管责任。

二、缜密谋划部署，统筹做好防汛抗旱各项任务

各电力企业要及早谋划部署，统筹做好疫情防控、安全生产及防汛抗旱工作。企业主要负责人要对本单位防汛抗旱工作心中有数，亲自研究部署重点任务，亲自指挥调度人员物资，亲自协调解决重大问题；其他负责人要对分管领域的安全度汛工作作出具体安排，并督促落实。各省级电力管理部门、各派出机构要加强对电力企业防汛抗旱准备、动员、部署等环节的监督检查和指导服务，确保思想认识到位、动员部署到位、工作措施到位。

三、强化双重机制，扎实开展风险管控和隐患治理

各电力企业要精准研判本单位防汛抗旱形势，认真组织开展汛前自查，梳理确定汛期易受灾害影响的重点部位环节，深入排查度汛安全风险隐患，动态更新风险隐患和整治措施两个清单，落实责任、措施、预案，务必于汛前实现问题闭环管理。各省级电力管理部门、各派出机构要因地制宜，对重要电力企业和电力设施的风险管控、隐患治理情况，分地区差异化联合开展抽查检查，严肃查处部署不到位、检查不认真、风险隐患突出的现象。

四、突出工作重点，确保重要电力设备设施度汛安全

各电力企业要加强水电站大坝安全管理，严格执行汛期调度运用计划和指挥调度机构指令，杜绝擅自超汛限水位运行现象；要健全防范水淹厂房常态化机制，强化保障措施和技术手段落实；要切实落实巡查检查和定期试验轮换制度，确保重要设施和关键设备处于良好工况；要加强基建安全管控，排查治理基坑、围堰、边坡、渣场、营地等的度汛隐患；要加强对核电冷源、灰场煤场、液氨油气等的检查，防范异物入侵、坡坝垮塌、雷击燃爆事故；要加强海上风电安全管理，台风前采取风机停运、船舶回港等方式避险；要落实重要输电通道、地质复杂地区杆塔、关键输变电站等输变电设施管理措施，防范倒杆断线和水淹设备现象发生。

五、增强忧患意识，坚持预防预备和应急处突相结合

各单位要健全资源信息共享和协调联动机制，密切联系气象、水利、应急、防汛指挥等部门，及时获取灾情预报信息，第一时间发出预警，提前做好应对准备；要及时制定修订相关应急预案，严格履行报批报备手续，加强预案宣贯学习，教育全体员工熟悉预案内容，掌握处置流程；要加强应急救援能力建设，选调专业骨干力量组成救援队伍，配足应急物资和抢险装备；要加强值班值守和信息报送，严格落实汛期重要岗位 24 小时值班和领导带班制度，遇有突发事件，迅速启动应急响应，妥善管控处置，并按规定报告相关信息。

各单位要在 4 月 10 日之前认真组织开展度汛安全应急演练，结合本地区汛期灾害风险形势和本单位工作实际，精心策划演练方案，科学设定演练科目，合理确定演练形式，随机选择演练时机，提高演练场景的针对性和复杂性，增强演练过程的真实性和突发性；要针对超标准洪水、漫坝溃坝、山洪泥石流、强台风等防汛难点，综合运用桌面推演、实战演习等方式开展演练，增强会商研判、临机决策、指挥调度、组织保障、抢险救援、逃生避险等能力；要积极参与当地政府和防汛指挥机构的联合演练，检验预案衔接、沟通联系、协同配合水平；要认真开展演练总结，及时归档演练方案、脚本及相关视频影像资料，分析演练过程中暴露的思想作风、机制制度、监督管理等方面的问题，采取措施补齐短板，提升应急处突能力。

六、全面分析评估，及时开展灾后恢复重建和汛后总结

各单位要在灾后及时组织开展灾损核查核验，准确评估电力设备设施灾损情况。对受到灾害影响的设备设施，要及时开展维修更换或补强加固工作；对治理时限较长或者暂时不具备恢复重建条件的，要制定治理或恢复重建计划，并落实安全保障措施，有效管控治理重建期间的各类风险。主汛期结束后，各单位要认真总结本年度防汛抗旱工作成效和不足，制定落实整改计划，全面彻底整改。

请各派出机构、全国电力安委会各企业成员单位，于 4 月 15 日前将 2021 年防汛救灾应急演练总结（含电子版），5 月 10 日前将工作落实和防汛检查、隐患整改情况及下一步工作意见形成报告（含电子版），10 月 10 日前将 2021 年防汛抗旱工作总结（含电子版）报送我局电力安全监管司。

联系人：张猛

联系电话：010-66597341、010-66022129（传真）

邮箱：fdsafety@163.com

国家能源局综合司

2021年3月12日

（主动公开）

国家能源局综合司关于印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》的通知

国能综通监管〔2021〕28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、相关能源企业：

为深入贯彻《可再生能源法》，全面落实“碳达峰、碳中和”战略目标和中央生态环境保护督察要求，促进清洁能源消纳，根据我局《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，我们研究制定了《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，现印发给你们，请认真组织实施。有关要求如下：

一、切实加强工作统筹。请各派出机构结合本地实际情况和疫情防控常态化要求制定具体实施方案，细化监管内容和措施，扎实开展相关监管工作。加强与局机关沟通联系，及时报送监管工作开展情况，反映监管中发现的问题，提出相关意见和建议。

二、加强工作协同配合。请各省级能源主管部门积极配合相关派出机构开展工作，并协助组织辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构、清洁能源发电企业及时开展自查和现场监管，认真做好问题整改，客观分析清洁能源消纳实施成效和存在困难，提出针对性的意见和建议。

三、坚持问题导向和目标导向。各单位要突出工作重点，针对清洁能源问题多发的重点地区、重点企业和重点事项开展监管，推动清洁能源消纳政策得到有效实施，确保清洁能源得到高效利用。国家能源局将适时组织相关司、第三方机构专家赴部分重点地区、重点企业开展核查工作。

联系人：李东 电话/传真：010-66597346/66023677

附件：清洁能源消纳情况综合监管工作方案

清洁能源消纳情况综合监管工作方案

为深入贯彻《可再生能源法》，全面落实“碳达峰、碳中和”战略目标和中央生态环境保护督察要求，促进清洁能源消纳，根据《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，决定组织开展清洁能源消纳情况综合监管，现制定工作方案如下。

一、工作目标

坚持问题导向和目标导向，督促有关地区和企业严格落实国家清洁能源政策，监督检查清洁能源消纳目标任务和可再生能源电力消纳责任权重完成情况；督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购；规范清洁能源电力参与市场化交易，完善清洁能源消纳交易机制和辅助服务市场建设；及时发现清洁能源发展过程中存在的突出问题，进一步促进清洁能源消纳，推动清洁能源行业高质量发展。

二、监管依据

- （一）《中华人民共和国可再生能源法》
- （二）《电力监管条例》（中华人民共和国国务院令 第432号）
- （三）国家发展改革委关于印发《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》的通知（发改能源〔2016〕625号）
- （四）国家发展改革委 国家能源局关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知（发改能源〔2016〕1150号）
- （五）国家能源局关于印发《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》的通知（国能发监管〔2017〕67号）
- （六）国家发展改革委 国家能源局关于印发《解决弃水弃风弃光问题实施方案》的通知（发改能源〔2017〕1942号）
- （七）国家发展改革委 国家能源局关于印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》的通知（发改能源规〔2018〕1575号）
- （八）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）

三、监管范围

在全国范围内组织开展。

四、监管内容

重点对地方政府主管部门、电网企业、电力调度机构、电力交易机构、发电企业落实清洁能源消纳目标任务、可再生能源电力消纳责任权重、并网接入、优化调度、跨省区交易、参与辅助服务市场等情况开展监管。具体内容包括：

（一）清洁能源消纳主要目标完成和重点任务落实情况。包括 2020 年各省（自治区、直辖市）弃水、弃风、弃光电量和弃电率情况，是否完成年度清洁能源消纳目标，是否完成重点任务。2021 年上半年，各省（自治区、直辖市）清洁能源消纳情况。

（二）落实可再生能源电力消纳责任权重情况。包括各省（自治区、直辖市）可再生能源电力消纳责任权重落实工作开展情况，可再生能源电力消纳实施方案编制情况，电网企业组织实施工作开展情况，超额消纳量和绿色证书交易情况；各省（自治区、直辖市）是否完成年度可再生能源电力消纳责任权重，辖区内承担消纳责任义务的市场主体是否完成年度可再生能源电力消纳责任权重等。

（三）清洁能源发电项目并网接入情况。一是电网企业是否定期开展消纳能力研究论证，制定消纳方案；是否按规定及时出具并网接入意见；是否未及时建设接网工程；是否未及时按约定回购发电企业自建送出工程；是否按照规划和消纳能力合理安排项目并网时序。二是清洁能源发电项目是否存在未办理手续提前并网，是否签订并网调度协议及执行情况如何；发电企业是否在国家能源局可再生能源发电项目信息管理系统及时填报更新项目核准、开工、在建、并网、运行信息等。

（四）清洁能源优化调度情况。包括电力调度机构是否落实优先安排清洁能源年度发电计划；电网企业是否严格落实可再生能源发电全额保障性收购制度，是否进行有效的调度运行管理和检修计划管理，是否建立流域上下游信息共享和联合调度协调机制，是否存在因未开展流域水电联合优化调度导致弃水加剧情况；清洁能源项目是否按照规定有序参与电力市场化交易和发电权交易等。

（五）清洁能源跨省区交易消纳情况。包括省间清洁能源电力送电协议是否得到及时、有效执行；电力交易机构是否组织清洁能源发电企业积极参与跨省区电力市场化交易；受端省份是否存在限制外受电量规模的情况；送受端是否存在干预可再生能源报价和交易等情况；跨省区交易输电费用、网损、交易费用等收取依据、实际收取情况。

（六）清洁能源参与辅助服务市场情况。包括电网企业是否有效执行电力辅助服务市场运行相关规则；清洁能源发电企业是否公平参与辅助服务市场；辅助服务费用结算是否及时、足额；是否存在市场成员严重违反相关规则，对电网安全稳定运行造成影响等情况。

五、进度安排

（一）启动部署（3 月至 4 月）。国家能源局印发《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》，启动清洁能源消纳情况综合监管工作。各派出机构按照部署要求，结合本地区实际制定相关工作实施方案，启动辖区内相关工作。

（二）自查整改（5月至6月）。各派出机构会同省级能源主管部门组织辖区内电网企业、电力调度机构、电力交易机构、清洁能源发电企业围绕重点监管内容开展自查，对自查中发现的突出问题，及时开展整改落实。

（三）现场监管（7月至8月）。在自查基础上，各派出机构结合疫情防控常态化要求采取多种方式开展监管，视情况开展非现场、非接触监管。具备条件时，按照国家能源局《推广随机抽查事中事后监管的实施方案（2020年修订）》，采取“双随机、一公开”方式组织开展现场监管。现场监管要突出重点、突出问题导向，避免形式主义，防止增加基层负担。对现场监管发现的问题，要严格按照相关规定进行处理，并督促相关单位及时整改。

（四）形成监管报告（9月至10月）。各派出机构要形成专项监管报告，于9月底报送国家能源局。监管报告的内容包括但不限于：清洁能源消纳基本情况，清洁能源消纳取得的成效，清洁能源消纳存在的突出问题，针对发现问题已采取的措施，进一步规范清洁能源消纳的监管意见等。国家能源局于10月底前汇总形成清洁能源消纳情况综合监管报告，适时按程序发布。

国家能源局关于修改《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等违法行为认定查处规范（试行）》的通知

国能发资质〔2021〕20号

各派出机构：

根据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》（国家发展改革委令2020年第36号）、《国家能源局公告》（2020年第4号），决定对《出租出借承装（修、试）电力设施许可证等违法行为认定查处规范（试行）》（国能发资质〔2019〕74号，以下简称《规范》）中有关规定内容作如下修改，请结合许可监管工作予以执行。

一、将《规范》第十一条第（二）项修改为：“对于转包或违法分包的，由施工地派出机构依据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》有关规定予以行政处罚”。

二、将《规范》第十一条第（三）项修改为：“对于被行政处罚的，按照能源行业市场主体信用数据清单有关规定，对相关信用信息予以记录和披露；同时，对其符合许可证法定条件情况开展重点抽查，对不符合条件要求的，依据《承装（修、试）电力设施许可证管理办法》有关规定处理”。

国家能源局

2021年3月19日

国家能源局综合司关于印发《电力行业班组安全建设专项监管工作方案》的通知

国能综通安全〔2021〕40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，北京市城市管理委员会，各派出机构，全国电力安委会各企业成员单位，中国电力企业联合会、中国电力建设企业协会、中国水利电力质量管理协会、中国电力设备管理协会：

为进一步加强电力行业班组安全建设，提升电网、发电、施工班组人员的安全意识和履职能力，夯实安全生产工作基础，国家能源局研究制定了《电力行业班组安全建设专项监管工作方案》，组织开展电力行业班组安全建设专项监管工作，现印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

联系人：欧阳旭 102805858@qq.com

国家能源局综合司
2021年3月30日

电力行业班组安全建设专项监管工作方案

为进一步加强电力行业班组安全建设，提升电网、发电、施工班组人员的安全意识和履职能力，夯实安全生产工作基础，国家能源局定于方案印发之日起组织开展电力行业班组安全建设专项监管工作。为保证工作有序推进，现制定如下工作方案。

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，全面贯彻落实党中央、国务院关于安全生产工作的决策部署，牢固树立安全发展理念，秉承“安全是技术、安全是管理、安全是文化、安全是责任”的思路，以强化安全意识、规范安全行为、提升事故防范能力、养成安全习惯为目标，创新载体、注重实效，推动构建自我约束、持续改进的班组安全建设长效机制，全面提升电力行业安全生产水平，为庆祝建党100周年的电力保障工作营造良好的安全氛围。

二、工作依据

1. 《中华人民共和国安全生产法》；
2. 《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）；
3. 《国家能源局关于印发〈电力安全文化建设指导意见〉的通知》（国能发安全〔2020〕36号）；

4. 《国家能源局关于印发〈防止电力生产事故的二十五项重点要求〉的通知》（国能安全〔2014〕161号）；

5. 《国家能源局关于印发〈电力安全生产专项整治三年行动方案〉的通知》（国能发安全〔2020〕33号）；

6. 原国家安监总局、原电监会关于发电、电网、电力建设工程安全生产标准化的相关文件；

7. 《国家能源局综合司关于印发〈电力安全监管“双随机一公开”执法检查实施细则〉的通知》（国能综通安全〔2019〕90号）；

8. 《电力建设工程施工安全管理导则》（NB/T 10096-2018）；

9. 其它相关法律法规和国家、行业标准。

三、重点监管内容

（一）班组安全生产责任落实

电力企业是否建立健全班组安全生产责任制，将企业安全生产目标层层落实到班组；是否将分包人员纳入班组管理，实现班组人员实名制管控；是否明确激励约束机制，确保班组全员履责到位。

（二）安全规章制度体系建设和落实

电力企业是否建立健全安全生产标准化管理、安全风险管控与隐患排查治理、事故报告和处理、应急处置、安全检查与奖惩、安全教育培训、现场安全文明生产、安全绩效考核等涉及班组安全的规程、标准和制度；是否不断强化安全生产内控机制确保各项规章制度的严格落实；是否重点针对危大工程和危险作业，严格落实风险防控各项措施；是否深入开展反“三违”活动，规范安全生产行为，切实做到杜绝违章指挥、违章作业和违反劳动纪律行为。

（三）班组安全教育和培训

电力企业是否结合企业、班组和岗位的特点，大力开展岗位技术培训和班组安全教育活动；是否针对电力行业近期发生的事故，定期开展事故警示教育；是否将外协队伍和劳务派遣人员安全教育培训工作纳入企业统一管理范围，有针对性地组织开展安全生产知识技能教育培训。

（四）班组应急能力建设

电力企业是否将班组应急工作纳入企业应急体系建设；是否将应急建设要求落实到班组；是否细化现场处置方案，制定落实应急救援措施，明确应急处置流程和班组成员职责；是否结合实际定期开展应急演练，增强人员对设备操作、应急程序、应急职能的熟练程度。

（五）班组安全文化建设

电力企业是否加强班组安全文化建设，大力倡导“事故可防可控”观念，培养树立正确的安全价值观；是否通过多种形式、多种载体，面向基层班组、职工群众，加强安全宣传工作，营造人人关心、人人参与安全的浓厚舆论氛围。

四、工作安排

（一）企业工作推进阶段

电力企业参照安全生产有关法律法规要求和重点监管内容，结合企业实际，组织开展电力安全建设示范班组创建、安全生产人员岗位履职能力测评、安全知识培训与竞赛等相关工作。

（二）现场核查阶段

国家能源局及各派出机构结合年度安全生产检查等工作，按照随机抽取被检单位、随机抽取检查专家的方式，会同电力企业集团总部相关部门组成核查组对电力企业班组安全建设工作进行现场核查。

（三）总结提高阶段

1. 各电力企业和派出机构分别于10月15日和10月29日前将工作开展情况和现场核查情况总结报国家能源局。

2. 根据各单位工作开展情况和现场核查情况，国家能源局组织编制《电力行业班组安全建设工作情况通报》。

五、工作要求

（一）高度重视。加强班组安全建设是强化安全管理、夯实安全基础的核心内容，是实现企业科学发展、安全发展的关键环节。电力企业要深刻认识加强班组安全建设的重要性和必要性，进一步巩固安全生产在班组工作的中心地位，不断强化班组安全建设，为安全生产奠定坚实的基础。

（二）周密部署。电力企业要加强班组安全建设的组织领导，安全生产第一责任人要亲自抓班组安全建设，形成党委领导、行政主导、工会督导、职能部门协调，党政工团齐抓共管的工作格局。

（三）注重实效。电力企业在班组安全建设工作中，要注意贴近实际，通过开展电力安全建设示范班组创建、安全生产人员岗位履职能力测评、安全知识培训与竞赛等活动，不断提升本单位的安全管理水平，提升员工的履职能力。核查组在现场核查时，要客观、如实地反映各单位班组安全创建工作取得的成效以及存在的问题和短板。

（四）加强指导。地方政府电力管理部门和派出机构要结合本地区实际，加强指导，督促电力企业切实把班组安全建设落到实处，抓出实效。

（五）促进交流。相关行业协会可建立企业间班组安全建设交流平台，交流和推广各单位班组安全建设典型经验和做法，促进行业整体水平的提升。

（六）疫情防控。专项监管工作开展中应严格遵守当地政府关于疫情防控的相关要求，做好自我防护。

国家能源局公告

2021 年 第 3 号

国家能源局批准《水电工程建设征地企业处理规划设计规范》等 282 项能源行业标准（附件 1）、《Code for Buildings Design of Wind Power Projects》等 19 项能源行业标准外文版（附件 2），现予以发布。

附件：1.行业标准目录

2.行业标准外文版目录

国家能源局

2021 年 4 月 26 日

附件 1

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 10605—2021	水电工程建设征地企业处理规划设计规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
2	NB/T 10606—2021	水力发电厂直流电源系统设计规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
3	NB/T 10607—2021	水力发电厂门禁系统设计导则			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
4	NB/T 10608—2021	水电工程环境影响经济损益分析技术规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
5	NB/T 10609—2021	水电工程拦漂排设计规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
6	NB/T 10610—2021	水电工程鱼类增殖放流站运行规程			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
7	NB/T 10611—2021	水力发电厂含油污水处理系统设计导则			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
8	NB/T 10612—2021	水电工程过鱼对象游泳能力测验规程			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
9	NB/T 10613—2021	电动汽车充换电站电能质量测试评价技术规范			中国标准出版社	2021-04-26	2021-07-26
10	NB/T 10614—2021	动态无功补偿装置并列运行协调控制通用要求			中国标准出版社	2021-04-26	2021-07-26
11	NB/T 10615—2021	原油成品油管道过滤器			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-07-26
12	NB/T 10616—2021	清管器收发装置			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-07-26
13	NB/T 10617—2021	制氢转化炉炉管寿命评估及更换导则			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
14	NB/T 10618—2021	在役乙烯裂解炉辐射段炉管检验、评估与维护导则			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
15	NB/T 10619—2021	长管拖车、管束式集装箱定期检验与评定			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
16	NB/T 10620—2021	承压设备振动检测			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
17	NB/T 10621—2021	储气井定期检验			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
18	NB/T 10622—2021	液化天然气汽车加气装置检验规则及气体损耗评价方法			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
19	NB/T 10623—2021	低压往复式煤浆隔膜泵组			化学工业出版社	2021-04-26	2021-07-26
20	NB/T 10624—2021	费托合成蜡碳数分布的测定 气相色谱法			化学工业出版社	2021-04-26	2021-07-26

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
21	NB/T 10625—2021	风光储联合发电站运行导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
22	NB/T 10626—2021	海上风电场工程防腐蚀设计规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
23	NB/T 10627—2021	风电场工程混凝土试验检测技术规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
24	NB/T 10628—2021	风电场工程材料试验检测技术规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
25	NB/T 10629—2021	陆上风电场覆冰环境评价技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
26	NB/T 10630—2021	风光储联合发电站监控系统技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
27	NB/T 10631—2021	风电场应急预案编制导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
28	NB/T 10632—2021	海上风电场安全性评价技术规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
29	NB/T 10633—2021	风电场工程节能验收报告编制规程			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26
30	NB/T 10634—2021	光伏电站支架及跟踪系统技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
31	NB/T 10635—2021	光伏电站光伏组件技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
32	NB/T 10636—2021	光伏电站逆变器及汇流箱技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
33	NB/T 10637—2021	光伏电站监控及自动化技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
34	NB/T 10638—2021	光伏电站能效技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
35	NB/T 10639—2021	风电场工程场址选择技术规范			中国水利水电出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
36	NB/T 10640—2021	风电场运行风险管理 规程			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
37	NB/T 10641—2021	电动汽车非车载充电 机现场检测仪			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
38	NB/T 10642—2021	光伏电站支架技术 要求			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
39	NB/T 10643—2021	风电场用静止无功发 生器技术要求与试验 方法			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
40	NB/T 10644—2021	风力发电机组 激光测 风设备 应用导则			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
41	NB/T 10645—2021	光储荷互动控制运行 技术导则			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
42	NB/T 10646—2021	海上风电场 直流接入 电力系统用换流器 技 术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
43	NB/T 10647—2021	海上风电场 直流接入 电力系统用直流断路 器 技术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
44	NB/T 10648—2021	海上风电场 直流接入 电力系统控制保护设 备 技术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
45	NB/T 10649—2021	高原型风力发电机组 电气控制设备结构环 境耐久性试验			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
46	NB/T 10650—2021	风电场并网性能监测 评估方法			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
47	NB/T 10651—2021	风电场阻抗特性评估 技术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
48	NB/T 10652—2021	风电资源与运行能效 评价规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26
49	NB/T 10653—2021	风力发电机组 风轮叶 片用结构胶黏剂试验 方法			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -10- 26

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
50	NB/T 10654—2021	风力发电机组 风轮叶片用热固性环氧树脂试验方法			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
51	NB/T 10655—2021	风力发电装备制造业绿色供应链管理评价规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
52	NB/T 10656—2021	直驱永磁风力发电机组 振动稳定性仿真与验证			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
53	NB/T 10657—2021	海上风力发电机组 运维舱技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
54	NB/T 10658—2021	风力发电机组 变桨和偏航轴承设计要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
55	NB/T 10659—2021	风力发电机组 视频监视系统			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
56	NB/T 10660—2021	风力发电机组 工业以太网通信系统			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
57	NB/T 10661—2021	风力发电机组 风轮锁定销			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
58	NB/T 10662—2021	风力发电机组 电气系统电磁兼容技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
59	NB/T 10663—2021	海上型风力发电机组 电气控制设备腐蚀防护结构设计规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
60	NB/T 10664—2021	核电厂工程岩土试验规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
61	NB/T 10665—2021	核电厂循环水泵房进水流道技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
62	NB/T 10666—2021	核电厂常规岛仪表和控制设备接地和屏蔽技术要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
63	NB/T 10667—2021	低风压架空导线			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26

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
64	NB/T 10668—2021	光伏电站用固定式支架系统检测与评定技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
65	NB/T 10669—2021	高钠煤电站煤粉锅炉设计导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
66	NB/T 10670—2021	固体氧化物燃料电池电解质膜测试方法 第1部分：自支撑膜			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
67	NB/T 10671—2021	固体氧化物燃料电池模块通用安全技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
68	NB/T 10672—2021	智能电力管廊传感设备环境技术要求与导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
69	NB/T 10673—2021	智能配电房传感设备环境技术要求与导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
70	NB/T 10674—2021	直流故障电流控制器技术要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
71	NB/T 10675—2021	110kV 多端输电线路保护装置标准化设计规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
72	NB/T 10676—2021	110kV 合并单元智能终端集成装置通用技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
73	NB/T 10677—2021	串联电容器补偿装置控制与保护技术要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
74	NB/T 10678—2021	短引线保护装置通用技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
75	NB/T 10679—2021	混合直流输电控制与保护设备技术要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
76	NB/T 10680—2021	继电保护和自动装置信息安全技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
77	NB/T 10681—2021	继电保护装置高加速寿命试验导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26

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
78	NB/T 10682—2021	数字化继电保护现场 系统级检测规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
79	NB/T 10683—2021	微电网区域保护控制 装置技术要求			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
80	NB/T 10684—2021	风电场工程质量管理 规程			中国水利水电出 版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
81	NB/T 10685—2021	光伏发电用汇流箱技 术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
82	NB/T 10686—2021	光伏预装式变电站技 术规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
83	NB/T 10687—2021	高原用高地震烈度条 件高压直流设备选型 检验规范			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
84	NB/T 10688—2021	高原用高压直流设备 密封制品技术条件			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
85	NB/T 10689—2021	电动助力用蓄电池充 (换)电设备技术规 范 第1部分:充电 桩			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
86	NB/T 10690—2021	电动助力用蓄电池充 (换)电设备技术规 范 第2部分:充 (换)电柜			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
87	NB/T 10691—2021	数字中心机房用不间 断电源系统			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
88	NB/T 10692—2021	大容量不间断电源系 统			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26
89	NB/T 10693—2021	模块化不间断电源系 统			中国电力出版社	2021- 04-26	2021 -07- 26

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
90	NB/T 10694—2021	一体化不间断电源系统			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
91	NB/T 10695—2021	爆炸性环境用阻火器检验技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-26
92	NB/T 20040—2021	核电厂安全级电气设备抗震鉴定试验规则	NB/T 20040—2011		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
93	NB/T 20108—2021	压水堆核电厂安全壳贯穿件安装技术规程	NB/T 20108—2012		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
94	NB/T 20044—2021	压水堆核电厂堆内构件安装及验收技术规程	NB/T 20044—2011		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
95	NB/T 20015—2021	核电厂操纵人员培训及考试用模拟机	NB/T 20015—2010		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
96	NB/T 20031—2021	压水堆核电厂事故后安全壳内可燃气体浓度的控制	NB/T 20031—2010		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
97	NB/T 20097—2021	压水堆核电厂混凝土安全壳系统功能设计要求	NB/T 20097—2012		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
98	NB/T 20160—2021	压水堆核电厂不锈钢水池覆面施工技术规程	NB/T 20160—2012		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
99	NB/T 20159—2021	压水堆核电厂安全壳钢衬里施工技术规程	NB/T 20159—2012		原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
100	NB/T 20010.16—2021	压水堆核电厂阀门 第16部分：安全级阀门在线密封试验			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
101	NB/T 20421.5—2021	核电厂安全重要电缆状态监测方法 第5部分：光时域反射			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
102	NB/T 20445.3—2021	应用于核电厂的二级概率安全评价 第3部分：低功率和停堆工况内部事件			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26

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
103	NB/T 20560.1— 2021	压水堆核电厂应急堆芯冷却系统过滤器设计和性能评价 第1部分：总则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
104	NB/T 20560.2— 2021	压水堆核电厂应急堆芯冷却系统过滤器设计和性能评价 第2部分：碎渣源项踏勘技术要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
105	NB/T 20560.3— 2021	压水堆核电厂应急堆芯冷却系统过滤器设计和性能评价 第3部分：上游分析技术要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
106	NB/T 20560.5— 2021	压水堆核电厂应急堆芯冷却系统过滤器设计和性能评价 第5部分：碎渣压降试验技术要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
107	NB/T 20560.7— 2021	压水堆核电厂应急堆芯冷却系统过滤器设计和性能评价 第7部分：下游效应（堆芯内）试验技术要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
108	NB/T 20601—2021	核电厂安全重要仪表和控制系统隔离装置的设计和鉴定		IEC 6280 8:20 18, MO D	原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
109	NB/T 20602—2021	核电厂工业电视系统设计要			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
110	NB/T 20603—2021	压水堆核电厂钢制安全壳冷却系统空气导			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
111	NB/T 20604—2021	核电厂运行状态下水生生物辐射影响评价			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
112	NB/T 20605—2021	核电厂供方质量保证通用要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
113	NB/T 20606—2021	压水堆核电厂反应堆堆内构件水下维修技			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26

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
114	NB/T 20607—2021	核电厂维修活动质量保证监督要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
115	NB/T 20608—2021	核电厂自动电压控制技术规范			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
116	NB/T 20609—2021	核电厂焊接管理要求			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
117	NB/T 20610—2021	基于涡流检测技术的核电厂蒸汽发生器管			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
118	NB/T 20611—2021	核电厂蒸汽发生器传热管胀管过渡段涡流			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
119	NB/T 20612—2021	核电厂小支管振动测试与评估			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
120	NB/T 20613—2021	压水堆核电厂冷冻水系统调试技术导则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
121	NB/T 20614—2021	压水堆核电厂通风系统调试导则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
122	NB/T 20615—2021	技术成熟度评价在核电研发中的实施导则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
123	NB/T 20616—2021	核电厂核安全文化建设导则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
124	NB/Z 20617—2021	核电项目前期阶段公众沟通指南			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
125	NB/T 20618—2021	压水堆核电厂事故处理规则开发准则			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
126	NB/T 20619—2021	压水堆核电厂放射性废液处理系统设计准			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
127	NB/T 20620—2021	压水堆核电厂放射性废气处理系统设计准			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
128	NB/T 20621—2021	压水堆核电厂放射性固体废物处理系统设			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
129	NB/T 20622—2021	核电工程模板施工技术规程			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
130	NB/T 20623—2021	核电工程钢筋施工技术规程			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
131	NB/T 20624—2021	压水堆核电厂地下水技术规程			原子能出版社	2021-04-26	2021-07-26
132	NB/T 31023—2021	风力发电机组 主轴盘式制动器	NB/T 31023		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-

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
133	NB/T 31024—2021	风力发电机组 偏航盘式制动器	NB/T 31024		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-
134	NB/T 31040—2021	具有短路保护功能的电涌保护器	NB/T 31040		中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-
135	NB/T 31049—2021	风力发电机绝缘规范	NB/T 31049		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-
136	NB/T 31050—2021	风力发电机绝缘系统的评定方法	NB/T 31050		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-
137	NB/T 31053—2021	风电机组电气仿真模型验证规程	NB/T 31053		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-
138	NB/T 42150—2021	低压电涌保护器专用保护装置	NB/T 42150		中国电力出版社	2021-04-26	2021-07-
139	NB/T 47013.15—2021	承压设备无损检测 第15部分：相控阵超声检测			北京科学技术出版社	2021-04-26	2021-08-26
140	DL/T 284—2021	输电线路杆塔及电力金具用热浸镀锌螺栓与螺母	DL/T 284—2012		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
141	DL/T 486—2021	高压交流隔离开关和接地开关	DL/T 486—2010	IEC 6227 1- 102: 2018 MO D	中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
142	DL/T 572—2021	电力变压器运行规程	DL/T 572—2010		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
143	DL/T 573—2021	电力变压器检修导则	DL/T 573—2010		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
144	DL/T 574—2021	电力变压器分接开关运行维修导则	DL/T 574—2010		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
145	DL/T 596—2021	电力设备预防性试验规程	DL/T 596—1996		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
146	DL/T 662.1—2021	六氟化硫气体回收装置技术条件 第1部分：六氟化硫气体回收装置	DL/T 662—2009		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
147	DL/T 662.2—2021	六氟化硫气体回收装置技术条件 第2部分：SF6/N2混合气体回收装置			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
148	DL/T 665—2021	水汽集中取样分析装置验收导则	DL/T 665—2009		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
149	DL/T 682—2021	母线金具用开槽沉头螺钉	DL/T 682—1999		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
150	DL/T 712—2021	发电厂凝汽器及辅机冷却器管选材导则	DL/T 712—2010		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
151	DL/T 765.1—2021	架空配电线路金具 第1部分：通用技术条件	DL/T 765.1—2001		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
152	DL/T 765.2—2021	架空配电线路金具 第2部分：额定电压35kV及以下架空裸导线金具	DL/T 765.2—2004		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
153	DL/T 765.3—2021	架空配电线路金具 第3部分：额定电压35kV及以下架空绝缘导线金具	DL/T 765.3—2004		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
154	DL/T 768.6—2021	电力金具制造质量 第6部分：焊接件和热切割件	DL/T 768.6—2002		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
155	DL/T 878—2021	带电作业用绝缘工具试验导则	DL/T 878—2004		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
156	DL/T 1036—2021	变电设备巡检系统	DL/T 1036—2006		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
157	DL/T 1054—2021	高压电气设备绝缘技术监督规程	DL/T 1054—2007		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
158	DL/T 1236—2021	输电杆塔用地脚螺栓与螺母	DL/T 1236—2013		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
159	DL/T 5117—2021	水下不分散混凝土试验规程	DL/T 5117—2000		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
160	DL/T 5119—2021	农村变电站设计技术规程	DL/T 5119—2000		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
161	DL/T 5126—2021	聚合物改性水泥砂浆试验规程	DL/T 5126—2001		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
162	DL/T 5148—2021	水工建筑物水泥灌浆施工技术规范	DL/T 5148—2012		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
163	DL/T 5193—2021	环氧树脂砂浆技术规程	DL/T 5193—2004		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
164	DL/T 5205—2021	电力建设工程工程量清单计算规范 输电线路工程	DL/T 5205—2016		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
165	DL/T 5207—2021	水工建筑物抗冲磨防空蚀混凝土技术规范	DL/T 5207—2005		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
166	DL/T 5333—2021	水电水利工程爆破安全监测规程	DL/T 5333—2005		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
167	DL/T 5341—2021	电力建设工程工程量清单计算规范 变电工程	DL/T 5341—2016		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
168	DL/T 5369—2021	电力建设工程工程量清单计算规范 火力发电工程	DL/T 5369—2016		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
169	DL/T 5745—2021	电力建设工程工程量清单计价规范	DL/T 5745—2016		中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
170	DL/T 1414.4511—2021	电力市场通信 第451—1部分：分区电价模式电力市场信息交互确认流程子集		IEC 62325-451-1:2017, IDT	中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
171	DL/T 1981.9—2021	统一潮流控制器 第9部分：交接试验规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
172	DL/T 1981.11—2021	统一潮流控制器 第11部分：调度运行规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
173	DL/T 1981.12—2021	统一潮流控制器 第12部分：设备检修试验规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
174	DL/T 2257—2021	大中型水电站地质灾害预警及应急管理技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
175	DL/T 2258—2021	水电站厂房结构与水轮发电机组耦合动力监测技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
176	DL/T 2259—2021	水电站泄洪消能安全预警系统技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
177	DL/T 2260—2021	电力用铜铝复合母线选用导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
178	DL/T 2261—2021	移动式手持电动工具绝缘电阻试验仪技术要求			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
179	DL/T 2262—2021	火力发电厂正平衡计算煤耗技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
180	DL/T 2263—2021	智能变压器检测规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
181	DL/T 2264—2021	智能变压器现场检验规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
182	DL/T 2265—2021	智能开关检测规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
183	DL/T 2266—2021	智能开关现场检验规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
184	DL/T 2267—2021	电力变压器（电抗器、互感器）及组部件、原材料使用术语			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
185	DL/T 2268—2021	直流电场测量仪校准规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
186	DL/T 2269—2021	配电变压器退运与再利用评价导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
187	DL/T 2270—2021	高压电缆接地电流在线监测系统技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
188	DL/T 2271—2021	高压电缆局部放电在线监测系统技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
189	DL/T 2272—2021	输变电工程环境监理规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
190	DL/T 2273—2021	联合循环电站燃气轮机技术监督规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
191	DL/T 2274—2021	配电自动化系统与电网地理信息系统接口技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
192	DL/T 2275—2021	12(7.2)kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备状态检修导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
193	DL/T 2276—2021	12(7.2)kV~40.5kV 交流金属封闭开关设备状态评价导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
194	DL/T 2277—2021	电力设备带电检测仪器通用技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
195	DL/T 2278—2021	高频法局部放电带电检测仪器技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
196	DL/T 2279—2021	火电厂烟气脱硝催化剂二氧化硫氧化率检测方法 粉末法			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
197	DL/T 2280—2021	燃煤电厂烟气中三氧化硫含量的测定 异丙醇溶液吸收 离子色谱法			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
198	DL/T 2281—2021	燃煤电厂烟气脱硝尿素水解技术规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
199	DL/T 2282—2021	电力高处作业坠落营救装置			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
200	DL/T 2283—2021	车载移动式变电站通用技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
201	DL/T 2284—2021	车载移动式变电站运行与维护规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
202	DL/T 2285—2021	同步发电机励磁系统热管散热整流装置技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
203	DL/T 2286—2021	大型水轮发电机组励磁控制系统性能测试与评价导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
204	DL/T 2287—2021	水轮发电机电气制动技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
205	DL/T 2288—2021	水电站水库调度自动化系统运行维护规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
206	DL/T 2289—2021	抽水蓄能电站计算机监控系统试验验收规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
207	DL/T 2290—2021	抽水蓄能电站自动发电控制/自动电压控制技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
208	DL/T 2291—2021	火力发电厂污泥处理与处置技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
209	DL/T 2292—2021	电力变压器抗短路能力校核导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
210	DL/T 2293—2021	电力变压器现场空负载试验导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
211	DL/T 2294—2021	核级锂型阳离子交换树脂转型率测定方法			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
212	DL/T 2295—2021	表面式间接空冷机组循环冷却水系统腐蚀控制导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
213	DL/T 2296—2021	煤和煤灰中总汞的测定方法 直接燃烧法			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
214	DL/T 2297—2021	燃煤电厂粉煤灰资源化利用分类规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
215	DL/T 2298—2021	火力发电厂运行管理导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
216	DL/T 2299—2021	火力发电厂设备缺陷管理导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
217	DL/T 2300—2021	火力发电厂设备检修管理导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
218	DL/T 2301—2021	水电站泄洪预警广播系统技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
219	DL/T 2302—2021	流域梯级水电站经济调度控制技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
220	DL/T 2303.1—2021	电力生产统计技术导则 第1部分：发电生产统计			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
221	DL/T 2303.2—2021	电力生产统计技术导则 第2部分：供用电统计			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
222	DL/T 2304—2021	架空集束绝缘电缆用金具技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
223	DL/T 2305—2021	高压直流工程空气间隙放电电压海拔校正导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
224	DL/T 2306—2021	高压直流换流站用直流电容器使用技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
225	DL/T 2307—2021	高海拔交流输电线路用复合外套避雷器选用导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
226	DL/T 2308—2021	电力工程接地用导电防腐涂料技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
227	DL/T 2309—2021	电力工程用缓释型离子接地装置施工工艺导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
228	DL/T 2310—2021	电力系统高压功率器件用碳化硅外延片使用条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
229	DL/T 2311—2021	复合芯导线用碳纤维技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
230	DL/T 2312—2021	输变电工程钢构件热浸镀锌铝镁稀土合金镀层技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
231	DL/T 2313—2021	参与辅助调频的电厂侧储能系统并网管理规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
232	DL/T 2314—2021	电厂侧储能系统调度运行管理规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
233	DL/T 2315—2021	电力储能用梯次利用锂离子电池系统技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
234	DL/T 2316—2021	电力储能用锂离子梯次利用动力电池再退役技术条件			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
235	DL/T 5819—2021	全断面岩石掘进机施工技术导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
236	DL/T 5820—2021	水电水利工程锚索施工质量无损检测规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
237	DL/T 5821—2021	混凝土坝维修技术规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
238	DL/T 5822—2021	水电水利工程连续式混凝土搅拌站生产导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
239	DL/T 5823—2021	水工建筑物水泥基灌浆材料试验规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
240	DL/T 5824—2021	水电水利工程泵送混凝土施工技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
241	DL/T 5825—2021	水电水利工程施工机械安全操作规程 混凝土喷射机			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
242	DL/T 5826—2021	水电水利地下工程施工安全评估导则 围岩稳定			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
243	DL/T 5827—2021	地下洞室绿色施工技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
244	DL/T 5828—2021	水电水利工程抗滑桩施工规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
245	DL/T 5829—2021	户内配电变压器振动与噪声控制工程技术规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
246	DL/T 5830—2021	水电水利工程斜井压力钢管溜放及定位施工导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
247	DL/T 5831—2021	水电水利工程竖井压力钢管吊装施工导则			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
248	DL/T 5832—2021	水电水利工程施工机械安全操作规程 自动埋弧焊机			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
249	DL/T 5833—2021	水电水利工程施工机械安全操作规程 自动火焰切割机			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
250	DL/T 5834—2021	水电水利工程施工机械安全操作规程 沥青混合料拌和系统设备			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
251	DL/T 5835—2021	水电水利工程施工机械安全操作规程 沥青混凝土摊铺机			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
252	DL/T 5836—2021	水电水利工程环氧树脂类材料混凝土表面处理施工规范			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
253	DL/T 5837—2021	土石坝沥青混凝土心墙碾压试验规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
254	DL/T 5838—2021	管廊工程 1000kV 气体绝缘金属封闭输电线路质量检验及评定规程			中国电力出版社	2021-04-26	2021-10-26
255	DL/T 5085—2021	钢—混凝土组合结构设计规程	DL/T 5085—1999		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
256	DL/T 5002—2021	地区电网调度自动化设计规程	DL/T 5002—2005		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
257	DL/T 5405—2021	城市电力电缆线路初步设计内容深度规定	DL/T 5405—2008		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
258	DL/T 5464—2021	火力发电工程初步设计概算编制导则	DL/T 5464—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
259	DL/T 5465—2021	火力发电工程施工图预算编制导则	DL/T 5465—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
260	DL/T 5466—2021	火力发电工程可行性研究投资估算编制导则	DL/T 5466—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
261	DL/T 5467—2021	输变电工程初步设计概算编制导则	DL/T 5467—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
262	DL/T 5468—2021	输变电工程施工图预算编制导则	DL/T 5468—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
263	DL/T 5469—2021	输变电工程可行性研究投资估算编制导则	DL/T 5469—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
264	DL/T 5470—2021	燃煤发电工程建设预算项目划分导则	DL/T 5470—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
265	DL/T 5471—2021	变电站、开关站、换流站工程建设预算项目划分导则	DL/T 5471—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
266	DL/T 5476—2021	电缆输电线路工程建设预算项目划分导则	DL/T 5476—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
267	DL/T 5478—2021	20kV 及以下配电网工程建设预算项目划分导则	DL/T 5478—2013		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
268	DL/T 5600—2021	电力系统次同步谐振/振荡风险评估技术规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
269	DL/T 5601—2021	分布式电源接入及微电网设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
270	DL/T 5602—2021	户内变电站建筑设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
271	DL/T 5603—2021	太阳能热发电厂汽轮发电机组及其辅助系统设计规范			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
272	DL/T 5604—2021	太阳能热发电厂总图运输设计规范			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
273	DL/T 5605—2021	太阳能热发电厂蒸汽发生系统设计规范			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
274	DL/T 5606—2021	220kV~750kV 限流串抗站设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
275	DL/T 5607—2021	电力系统规划设计名词规范			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
276	DL/T 5608—2021	电源规划设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
277	DL/T 5609—2021	火力发电厂烟气海水脱硫系统设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
278	DL/T 5610—2021	输电网规划设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
279	DL/T 5611—2021	电源接入系统设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
280	DL/T 5439—2021	电源接入系统设计报告内容深度规定	DL/T 5439—2009		中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26

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
281	DL/T 5612—2021	电力系统光通信工程可行性研究报告内容深度规定			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26
282	DL/T 5613—2021	固体绝缘母线设计规程			中国计划出版社	2021-04-26	2021-10-26

附件 2

行业标准外文版目录

序号	标准编号	行业标准名称	行业标准外文名称	出版机构
283	NB/T 31128—2017	风电场工程建筑设计规范	Code for Buildings Design of Wind Power Projects	中国水利水电出版社
284	NB/T 31127—2017	风电场工程建筑使用面积设计规程	Specification for Design of Net Floor Area of Wind Power Projects	中国水利水电出版社
285	NB / T 34039—2017	生物质成型燃料供热工程可行性研究报告编制规程	Specification for Preparation of Feasibility Study Report on Densified Biofuel Heating Projects	中国水利水电出版社
286	DL/T 5445—2010	电力工程施工测量技术规范	Technical Code for Construction Survey in Electric Power Engineering	中国计划出版社
287	DL/T 5014—2010	330kV~750kV 变电站无功补偿装置设计技术规定	Technical Rules for Designing of Reactive Power Compensation Equipment in 330 kV—750 kV Substations	中国计划出版社
288	DL/T 5084—2012	电力工程水文技术规程	Technical code of hydrology for electrical power projects	中国计划出版社
289	DL/T 5340—2015	直流输电线路对电信线路危险影响防护设计技术规定	Technical Code for Designing of Protection against Danger and Interference Effects of DC Overhead Transmission Lines on Telecommunication Lines	中国计划出版社
290	DL/T 1174—2012	抽水蓄能电站无人值班技术规范	Specification for unmanned operation of pumped storage power station	中国电力出版社
291	DL/T 1225—2013	抽水蓄能电站生产准备导则	Guide of production preparatory work for pumped storage power station	中国电力出版社
292	DL/T 1770—2017	抽水蓄能电站输水系统充排水技术规程	Code for filling and emptying procedures of water conveyance system for pumped storage power station	中国电力出版社

序号	标准编号	行业标准名称	行业标准外文名称	出版机构
293	DL/T 822—2012	水电厂计算机监控系统试验验收规程	Code of test and acceptance of computer supervision and control systems for hydropower plants	中国电力出版社
294	DL/T 1014—2016	水情自动测报系统运行维护规程	Code of operation and maintenance for hydrological remote measurement system	中国电力出版社
295	DL/T 1009—2016	水电厂计算机监控系统运行及维护规程	Operation and maintenance regulation for computer supervision and control system of hydropower plant	中国电力出版社
296	DL/T 1246—2013	水电站设备状态检修管理导则	Guide of condition based maintenance management for hydropower station equipments	中国电力出版社
297	DL/T 1925—2018	燃气—蒸汽联合循环发电机组热工自动化系统检修运行维护规程	Inspection and maintenance specification of instrument & control system in gas turbine combined—cycle power generation plant	中国电力出版社
298	DL/T 1926—2018	火力发电机组自启停控制系统技术导则	Technical guide for automatic plant startup & shutdown system in fossil fuel power plant	中国电力出版社
299	DL/T 1949—2018	火力发电厂热工自动化系统电磁干扰防护技术导则	Technical guidelines for electromagnetic interference prevention for instrumentation & control systems in thermal power plants	中国电力出版社
300	DL/T 774—2015	火力发电厂 热工自动化系统检修运行维护规程	Overhaul & maintenance code of instrumentation & control system in thermal power plant	中国电力出版社
301	DL/T 698.45—2017	电能信息采集与管理系统 第4-5部分 通信协议—面向对象的数据交换协议	Data acquisition and management system for electrical energy part4-5: communication protocol - object oriented data exchange protocol	中国电力出版社

国家能源局综合司关于印发《提升“获得电力”服务水平综合监管工作方案》的通知

国能综通监管〔2021〕54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），北京市城管委，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，各有关供电企业：

为深入贯彻党中央、国务院关于“放管服”改革和优化营商环境的决策部署，全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境，根据我局《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，我们制定了《提升“获得电力”服务水平综合监管工作方案》，现印发你们，请认真组织实施。有关要求如下：

一、强化组织协调。各省级能源（电力）主管部门作为落实《国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“获得电力”服务水平 持续优化用电营商环境的意见》（发改能源规〔2020〕1479号，以下简称1479号文）的牵头单位，要认真组织供电企业深入开展相关工作，确保组织到位、责任到位、工作到位。各供电企业（包括地方供电企业、增量配电企业，下同）要切实发挥落实责任主体作用，着力解决存在的薄弱环节和突出问题，切实提升办电服务水平。国家能源局派出机构（以下简称派出机构）要积极发挥一线监管作用，强化对1479号文落实情况的日常监管，指导督促有关责任部门切实履行职责。各省级能源（电力）主管部门、派出机构和供电企业要加强联系、主动沟通、密切配合，结合各自职责打好“组合拳”，共同推进综合监管工作落实到位、取得实效；要结合疫情防控常态化要求，注意工作统筹谋划，相关工作尽量合并开展、统筹推进，做到减量与提质相结合，切实为基层减轻负担。

二、突出工作重点。各单位要对照监管要求，认真查找目标差距，对重要情况要予以重点关注解决，确保各项目标任务按期完成、不留死角。各省级能源（电力）主管部门要高度关注农村用电基础设施运行维护中存在的问题，指导供电企业持续提升运行维护水平；要高度关注地方供电企业和增量配电企业的“获得电力”服务水平，着力强化督促指导，不断完善工作措施。供电企业要对高压用户用电报装“三省”服务予以重点关注、重点提升，对市场主体反映强烈的用户受电工程“三指定”等问题进行深入治理，着力补齐服务短板和工作弱项。

三、严肃行政执法。各派出机构要不断创新监管方式、手段，强化对“获得电力”服务水平提升等工作的监督检查。要认真梳理人民群众和市场主体通过12398能源监管热线等反映的问题，对涉及“获得电力”服务水平提升等工作的投诉举报事项要从严从快进行处理。要加大行政执法工作力度，对用户受电工程“三指定”等行为进行重点查处，对相关问题线索逐一进行调查、依法严肃处理，查处的违法违规行为及时向社会公开。

特此通知。

联系人：魏志雄 010-66597326

卜红纺 010-66597304

国家能源局综合司

2021年4月29日

提升“获得电力”服务水平综合监管 工作方案

为深入贯彻党中央、国务院关于“放管服”改革和优化营商环境的决策部署，全面提升“获得电力”服务水平，持续优化用电营商环境，根据《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，国家能源局决定组织开展提升“获得电力”服务水平综合监管，现制定工作方案如下。

一、监管目标

全面检视地方能源（电力）主管部门和供电企业关于1479号文明确的各项目标任务完成情况，深入推动1479号文落地落实；持续深化能源行业漠视侵害群众利益问题专项整治工作成效，进一步提升农村用电基础设施运行维护水平；集中整治群众反映强烈的用户受电工程“三指定”、价格收费违规等行为，坚决遏制和打击违法违规行为，持续优化用电营商环境，切实提升人民群众办电、用电的满意度和获得感。

二、监管依据

- （一）电力监管条例（中华人民共和国国务院令 第432号）
- （二）优化营商环境条例（中华人民共和国国务院令 第722号）
- （三）供电监管办法（国家电力监管委员会令 第27号）
- （四）国务院办公厅转发国家发展改革委等部门关于清理规范城镇供水供电供气供暖行业收费 促进行业高质量发展意见的通知（国办函〔2020〕129号）
- （五）国家能源局关于印发《压缩用电报装时间实施方案》的通知（国能监管〔2017〕110号）
- （六）国家能源局综合司关于做好专项整治漠视侵害群众利益问题整改工作的通知（国能综通监管〔2019〕82号）
- （七）国家能源局关于印发《国家能源局用户受电工程“三指定”行为认定指引》的通知（国能发监管〔2020〕65号）
- （八）国家发展改革委 国家能源局关于全面提升“获得电力”服务水平 持续优化用电营商环境的意见（发改能源规〔2020〕1479号）

（九）国家能源局综合司关于印发全面提升“获得电力”服务水平工作任务台账的通知（国能综通监管〔2021〕37号）

三、监管内容

重点在以下几个方面进行监管：

（一）责任落实情况。各省级能源（电力）主管部门履行“获得电力”牵头职责的情况，包括“获得电力”工作协调机制的建立运行、任务台账的制定及推进情况等；各供电企业履行落实责任主体职责的情况，包括“获得电力”政策文件的贯彻、实施方案的制定及落实情况等。

（二）办电时间情况。各省级能源（电力）主管部门压减电力接入工程审批时间相关政策出台及实际执行情况；各供电企业压减用电报装业务办理时间2020年目标完成、各环节限时办理以及用电报装时间信息的真实性情况等。

（三）办电便利度情况。各省级能源（电力）主管部门实行行政审批申请“一窗受理”、并行办理，推广电子证照应用，政企协同办电信息共享平台的建设情况；各供电企业压减用电报装环节和申请资料2020年目标完成、线上用电报装服务优化情况等。

（四）办电成本情况。各供电企业优化电网接入方式、延伸电网投资界面和用电报装收费情况；执行清理规范用电报装收费政策情况等。

（五）供电能力和供电可靠性情况。各省级能源（电力）主管部门统筹协调配电网和农网发展规划，查处违章作业、野蛮施工、违规用电等行为情况；各供电企业配电网和农网投资建设情况，配电网和农网设备的运行维护、计划检修管理和低电压、频繁停电问题治理情况等。

（六）信息公开情况。各省级能源（电力）主管部门牵头开展电力接入工程审批等相关政策文件的公开情况；各供电企业用电报装办理流程、服务标准、收费项目目录清单的制定和公开情况，本地区配电网接入能力、容量受限情况公布以及提供“获得电力”相关政策咨询服务情况等。

（七）用户受电工程“三指定”情况。各供电企业公平、无歧视开放用户受电工程市场情况，特别是供电企业直接、间接或者变相指定用户受电工程的设计、施工和设备材料供应单位，限制或者排斥其他单位的公平竞争，侵犯用户自由选择权的情况。

（八）专项整治发现问题整改落实情况。对2019年能源行业漠视侵害群众利益问题专项整治发现问题的整改落实情况开展“回头看”，重点关注各省能源（电力）主管部门、供电企业对列入专项整治检查督导问题清单的问题治理情况和长效机制建立情况等。

四、监管步骤

（一）启动部署（4月至5月）。国家能源局印发工作通知，启动综合监管工作。各省级能源（电力）主管部门按照通知要求，会同各派出机构结合地方实际组织供电企业做好具体工作安排。各单位通过门户网站、“两微一端”等方式，及时宣传解读综合监管工作的重要意义和相关内容，营造良好的舆论氛围。

（二）自查自纠（6月至7月）。各省级能源（电力）主管部门、各供电企业严格对照监管内容，对本地区2020年1月至2021年6月期间的“获得电力”服务水平提升等情况进行全面自

查，对发现的问题及时纠治。各供电企业自查自纠情况按时报送省级能源（电力）主管部门。各省级能源（电力）主管部门汇总本单位和各供电企业自查自纠整体情况，形成各省（自治区、直辖市）自查自纠报告。各省（自治区、直辖市）自查自纠报告（附各供电企业自查自纠报告）于7月31日前报送国家能源局，并抄送所在地派出机构。

自查自纠报告内容包括但不限于：自查基本情况、自查发现的问题、已采取的改进措施、下一步工作举措等，重点突出自查发现的问题和采取的改进措施。

（三）现场督导（8月至9月）。国家能源局成立督导组，结合疫情防控常态化要求对各省级能源（电力）主管部门和供电企业落实1479号文、提升“获得电力”服务水平等情况进行现场督导。现场督导工作安排另行通知。

各派出机构结合日常监管、人民群众投诉举报处理以及上级机关交办等情况，视情采取抽查检查、现场监管、走访调研等形式，对辖区内“获得电力”服务水平提升等工作进行重点检查，相关工作情况于9月30日前报送国家能源局。

（四）总结整改（10月至12月）。国家能源局汇总梳理综合监管开展情况，对于存在的问题，视情采取情况通报、约谈督办、执法问责等方式督促整改落实。及时形成综合监管报告，适时按程序发布。重要情况按要求上报国务院。

国家能源局关于2021年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知

国能发新能〔2021〕25号

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

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

一、总体要求

深入学习贯彻习近平生态文明思想和习近平总书记关于能源安全新战略的重要论述，落实碳达峰、碳中和目标，以及2030年非化石能源占一次能源消费比重达到25%左右、风电太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上等任务，坚持目标导向，完善发展机制，释放消纳空间，优化发

展环境，发挥地方主导作用，调动投资主体积极性，推动风电、光伏发电高质量跃升发展。2021年，全国风电、光伏发电发电量占全社会用电量的比重达到 11%左右，后续逐年提高，确保 2025 年非化石能源消费占一次能源消费的比重达到 20%左右。

二、强化可再生能源电力消纳责任权重引导机制

按照目标导向和责任共担原则，根据“十四五”规划目标，制定发布各省级行政区域可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，引导各省级能源主管部门依据本区域非水电可再生能源电力消纳责任权重和新能源合理利用率目标，积极推动本省（区、市）风电、光伏发电项目建设和跨省区电力交易，确定本省（区、市）完成非水电可再生能源电力最低消纳责任权重所必需的年度新增风电、光伏发电项目并网规模和新增核准（备案）规模，认真组织并统筹衔接做好项目开发建设和储备工作。

三、建立并网多元保障机制

建立保障性并网、市场化并网等并网多元保障机制。

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

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

四、加快推进存量项目建设

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

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

五、稳步推进户用光伏发电建设

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

六、抓紧推进项目储备和建设

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

七、保障措施

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

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

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

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

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

国家能源局

2021年5月11日

国家能源局综合司关于组织开展 2021 年度能源领域首台 (套) 重大技术装备申报工作的通知

国能综函科技〔2021〕87 号

各省、自治区、直辖市及计划单列市发展改革委(能源局)，新疆生产建设兵团发展改革委，各有关中央企业、行业协会和有关科研机构：

为持续推进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用，加快能源重大技术装备创新，切实保障关键技术装备产业链供应链安全，根据《关于促进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用的通知》(国能发科技〔2018〕49 号)和《能源领域首台(套)重大技术装备评定和评价办法(试行)》(国能发科技〔2019〕89 号，以下简称《评价办法》)有关要求，现就 2021 年度能源领域首台(套)重大技术装备申报工作通知如下。

一、申报条件

申报项目应属于能源领域的成套设备、整机设备及核心部件、控制系统、基础材料、软件系统等，为国内率先实现重大技术突破、拥有自主知识产权、尚未批量取得市场业绩的能源领域关键技术装备，包括前三台(套)或前三批(次)。

二、申报程序

(一) 能源领域首台(套)重大技术装备由研制单位或研制单位联合用户企业提出申报，鼓励研制单位联合用户企业共同申报，并按要求报送《能源领域首台(套)重大技术装备申请报告》(申报材料要求详见《评价办法》)。

(二) 各地方发改委(能源局)、有关中央企业负责组织本地区、本企业的申报工作，经审核同意并汇总后统一上报我局。

(三) 我局将按照规定委托第三方机构组织专家对申报项目进行评定，评定结果将在我局网站公示。公示无异议后，列入能源领域首台(套)重大技术装备清单，并在国家能源局网站发布。

(四) 能源领域首台(套)重大技术装备及其示范项目享受《关于促进首台(套)重大技术装备示范应用的意见》(发改产业〔2018〕558 号)和《关于促进能源领域首台(套)重大技术装备示范应用的通知》(国能发科技〔2018〕49 号)中明确的优惠政策。

三、有关要求

请各地方发改委(能源局)、有关中央企业于 2021 年 6 月 30 日下班前将审查同意的申报材料(一式三份，格式详见《评价办法》)和申报材料电子版(光盘刻录)报送国家能源局科技公司。

联系人及电话：张俊春 59303730 18518281236

张丽丽 68505659 18500556995

电子邮箱: nea_kj@163.com

国家能源局综合司

2021年5月14日

国家能源局综合司关于印发《天然气管网和 LNG 接收站 公平开放专项监管工作方案》的通知

国能综通监管〔2021〕64号

各派出机构，中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团，相关油气企业：

为深入贯彻油气体制改革精神，推动天然气管网设施公平开放，促进管网设施高效利用，规范管网设施运营企业开放服务行为，根据《2021年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5号）安排，我们研究制定了《天然气管网和 LNG 接收站公平开放专项监管工作方案》，现印发给你们，请认真组织实施。有关要求如下：

一、认真组织实施。请相关派出机构结合本地实际情况和疫情防控常态化要求制定具体实施方案，细化监管内容和措施，扎实开展相关监管工作。加强与局监管司、油气司沟通联系，及时报送监管工作开展情况，反映监管中发现的问题，提出相关意见和建议。

二、密切协作配合。请各油气管网设施运营企业积极配合国家能源局及相关派出机构开展工作，认真做好自查，及时准确地提供相关材料并报送报告，客观分析并反馈管网设施公平开放过程中遇到的问题或存在困难。

三、注重工作实效。坚持问题导向、目标导向、结果导向，狠抓工作落实，不走形式、不走过场，务求工作取得实效。针对监管发现的问题，要提出有针对性的整改要求和意见建议，切实推动油气体制改革相关政策和各项要求落地。

联系人：张倩 电话：010-81929572

国家能源局综合司

2021年5月31日

天然气管网和 LNG 接收站公平开放 专项监管工作方案

为深入贯彻油气体制改革精神，推动天然气管网设施公平开放，促进管网设施高效利用，规范管网设施运营企业开放服务行为，根据《2021 年能源监管重点任务清单》（国能发监管〔2021〕5 号）安排，国家能源局决定组织开展天然气管网和 LNG 接收站公平开放专项监管，现制定工作方案如下。

一、监管目标

贯彻落实油气体制改革精神和天然气管网设施公平开放相关要求，推动天然气管网设施互联互通，促进管网设施统一高效调度运行，提高管网设施运行效率和天然气多元化保障供应能力；规范管网设施运营企业公平开放行为，提升开放服务水平和质量；强化管网设施信息公开，提高管网设施信息公开的及时性、准确性，保障上下游市场主体知情权。

二、监管依据

- （一）《天然气基础设施建设与运营管理办法》（发展改革委令第 8 号）
- （二）《油气管网设施公平开放监管办法》（发改能源规〔2019〕916 号）
- （三）《关于加强天然气管网设施公平开放信息公开工作的通知》（国能综通监管〔2019〕76 号）
- （四）《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》（发改能源规〔2018〕637 号）
- （五）油气体制改革相关政策文件

三、监管范围

本次专项监管重点是山西、山东、浙江、安徽、广东、四川、陕西省内的天然气管网设施运营企业。其他省份可由相关派出机构根据实际情况决定是否组织开展。

四、监管内容

（一）油气体制改革相关要求落实情况。包括管网设施运营企业落实油气体制改革要求，建立健全财务制度，对输送、储存、气化、装卸、转运等运营业务实行独立核算情况；落实公平开放监管要求，推进天然气管网设施运营与其他油气业务分离情况；建立公平开放相应的规章制度情况等。

（二）天然气管网设施互联互通和公平接入情况。包括推动落实天然气管网互联互通重点工程建设情况，是否制定计划，分解责任，明确关键节点，切实按照计划推进各项工作进度；天然气管网、LNG 接收站与主干管道间、地下储气库与主干管道间等基础设施互联互通情况；对于储气设施连接干线管网和地方管网的，管道运输企业是否给予优先接入并保障运输等情况。

（三）天然气管网设施公平开放信息公开情况。包括是否在国家能源局或派出机构指定的信息平台及企业门户网站公开管网设施基础信息、剩余能力、服务条件、技术标准、价格标准、申

请和受理流程、用户需提交的书面材料目录等信息，以及每季度的服务对象、服务设施、服务时段、服务总量等信息，公开的信息是否完整准确，是否按要求及时更新相关信息等情况。

（四）天然气管网设施公平开放服务和市场交易情况。包括用户开放服务申请和受理情况，是否按照统一的标准和原则受理用户开放服务申请，是否针对部分市场主体设置障碍或存在歧视性内容，是否存在以统购统销等名义或其他不正当理由拒绝开放管网设施的情况等。

（五）天然气管网设施公平开放实际运行情况。包括服务合同签订及履行情况，是否存在无正当理由拖延、拒绝与符合开放条件的用户签订服务合同，是否存在不合理的合同条款及附加条件，双方是否按照合同履行相关责任义务；管容、库容和 LNG 接收站窗口期使用合同的履约情况；在合同履行监管、托运商门槛设置、设施第三方开放与压实保供责任相统一等方面的问题和意见建议等。

五、监管步骤

（一）启动部署（5月至6月）。国家能源局印发《天然气管网和 LNG 接收站公平开放专项监管工作方案》，启动专项监管工作。相关派出机构按照部署要求，结合本地区实际制定具体工作实施方案，启动辖区内相关工作。

（二）自查整改（7月至8月）。天然气管网设施运营企业围绕重点监管内容开展自查，对自查中发现的突出问题，及时开展整改。8月20日前，管网设施运营企业央企集团公司将自查报告报国家能源局，其他管网设施运营企业将自查整改报告报送相应派出机构。自查整改报告应包括但不限于：天然气管网设施基本情况及运营情况、油气体制改革相关工作落实情况、管网设施开放工作开展情况、自查发现的问题、已采取的整改措施、下一步工作计划及对互联互通和公平开放相关政策建议等，重点突出自查发现的问题和整改情况。

（三）现场监管（9月至10月）。在自查基础上，国家能源局及相关派出机构结合疫情防控常态化要求开展现场监管，视情况采取非现场、非接触监管等方式。国家能源局将适时组织对中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团等央企总部开展现场监管调研。

现场监管结束后，各派出机构于10月20日前将监管报告报国家能源局。监管报告内容应包括但不限于：企业自查整改情况、现场监管情况、监管发现的问题、针对发现的问题已采取的措施、下一步工作安排及对互联互通和公平开放相关政策建议等。

（四）形成监管报告（11月）。国家能源局梳理汇总专项监管开展情况，对专项监管发现的问题，视情况采取情况通报、约谈督办、责令整改、行政处罚等方式进行处理。及时形成专项监管报告，适时按程序发布。

国家能源局综合司关于开展 2021 年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动的通知

国能综通安全〔2021〕63 号

全国电力安全生产委员会成员单位：

今年 6 月是全国第 20 个“安全生产月”，国家能源局将按照《国务院安委会办公室 应急管理部关于开展 2021 年全国“安全生产月”活动的通知》（安委办〔2021〕5 号，以下简称《通知》）要求，以“落实安全责任，推动安全发展”为主题，开展 2021 年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动。现将有关事项通知如下。

一、总体思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，深入学习宣传习近平总书记关于安全生产的重要论述精神，贯彻落实党中央、国务院关于安全生产的重大决策部署，牢固树立“安全是技术、安全是管理、安全是文化、安全是责任”的理念，以防范化解重大风险、及时消除安全隐患、有效遏制生产安全事故为目标，增强电力安全生产意识，提升电力安全生产水平，推动电力企业严格安全管理，落实电力安全生产责任，通过开展教育培训、隐患曝光、经验推广、案例警示、知识普及等有实效的宣传教育活动，确保电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，推动电力安全生产治理体系现代化，为中国共产党成立 100 周年提供坚实的电力安全保障。

二、电力行业“安全生产月”活动主要内容

2021 年电力行业“安全生产月”活动将结合全国“安全生产月”活动，于 6 月 1 日至 30 日在行业范围内同步开展。

（一）开展专题学习

各单位要结合正在开展的党史学习教育，组织开展习近平总书记关于安全生产重要论述的专题学习活动，专题学习《生命重于泰山——学习习近平总书记关于安全生产重要论述》专题片，教育引导各级安全监管人员强化“人民至上、生命至上”理念，切实把安全责任扛在肩上、落在行动上，以实际行动和实际效果做到“两个维护”。各级领导干部和企业负责人要通过安全生产“大讲堂”“大家谈”“公开课”“微课堂”和在线访谈、基层宣讲等形式，持续推进习近平总书记关于安全生产重要论述入脑入心、见行见效。

（二）开展“专项整治集中攻坚战”专项行动

今年是安全生产专项整治三年行动集中攻坚之年。各单位要开展风险隐患集中整治活动，完善电力安全风险隐患“季会周报”机制，广泛发动企业职工开展“安全红袖章”“事故隐患大扫除”“争做安全吹哨人”行动，对事故易发多发、易造成人员伤亡的重点环节进行全面自查自纠，挂

牌督办，切实把风险隐患化解在萌芽之时、成灾之前。

（三）开设“电力安全生产大家谈”云课堂

国家能源局将在中国电力新闻网网站（<http://www.cpn.cn/>）电力安全云上展厅和《中国电力报》开设“电力安全生产大家谈”云课堂专栏。各单位要组织干部职工、企业员工积极参加，在媒体平台开展网络视频访谈、远程在线辅导以及电力安全生产“公开课”“微课堂”“公益讲座”等线上直播活动。

（四）开展网上“6.16 安全宣传咨询日”活动

国家能源局将在中国电力新闻网网站（<http://www.cpn.cn/>）电力安全云上展厅开设“6.16 安全宣传咨询日”活动专栏，分为四个子版块：“公众开放日”展示安全体验场馆活动开展情况；“安全快闪”展示容易忽视的安全问题；“专家云问诊”回答安全生产的问题；“应急直播间”展现应急抢修一线现场；同时，还将开设电力安全生产知识网络答题活动专栏，发起答题活动。各单位要组织干部职工、企业员工积极参与，并结合各自特点创新开展线上“6.16 安全宣传咨询日”、安全体验场馆 360 全景示范展示、安全打榜直播答题、全国网上安全知识竞赛等有特色的活动。

（五）扎实推进电力安全宣传“五进”工作

国家能源局将在中国电力新闻网网站（<http://www.cpn.cn/>）电力安全云上展厅开设电力安全宣传“五进”，具体包括进企业、进农村、进社区、进学校、进家庭活动工作专栏，以实时跟踪报道形式，重点展示电力行业推动落实、学法普法等情况。各单位要紧紧密结合“我为群众办实事”实践活动，组织广大党员干部深入基层，察民情、访民意、办实事，切实推动安全宣传“五进”的情况。

（六）开展电力安全文化建设系列活动

国家能源局将以事故事件案例剖析、电力安全文化建设和安全科普为重点，征集遴选一批安全警示教育片、科普公益广告、动漫、图文、书画、短视频等电力安全文化作品，择优在中国电力新闻网网站（<http://www.cpn.cn/>）电力安全云上展厅集中展播；印发《全国电力事故和电力安全事件汇编（2020）》，分析事故案例，吸取事故教训，不断加强警示教育；编写《电力安全生产治理体系》书稿，提升电力安全生产治理体系和治理能力现代化。各单位要开展安全生产标准法规宣传普及、知识技能竞赛以及电力安全论坛等多种形式的活动，督促标准规范制度上墙上网，推动职工熟悉标准、掌握技能、维护权益；各单位安全生产第一责任人要带头撰写署名文章，广泛动员电力职工踊跃投稿，中电传媒要充分发挥媒体平台作用，集中刊登、充分展示。

三、电力行业“安全生产万里行”活动主要内容

电力行业“安全生产万里行”与“安全生产月”同步启动，12 月底结束。各单位要组织由行业专家和媒体记者组成的采访团，深入生产一线，总结推广经验做法，曝光突出问题和重大隐患。各单位要按照《通知》要求，结合疫情防控常态化形势和安全生产工作实际，配合开展好问题整

改“回头看”、区域行和专题行活动以及“网上安全生产万里行”活动。要采取观看典型事故警示教育片、参观事故警示教育展览等方式，以案说法引导广大职工深刻吸取事故教训，树牢安全发展理念，增强抓好电力安全生产的自觉性和主动性。中电传媒要展示各单位组织开展专题行、区域行、网上行等活动动态，曝光问题隐患和反面典型曝光。

四、有关要求

（一）加强组织领导。各单位要高度重视、积极参与，把安全生产宣传教育工作摆在重要位置，专题研究部署，细化活动方案，明确时间节点和进度安排，切实将活动做实做细、落到实处。

（二）加强统筹部署。各单位要加大活动的统筹力度，制定“路线图”“时间表”，做到与各方面业务工作和阶段性重点工作同谋划、同部署、同检查、同落实，做好人力、物力和相关经费等保障。

（三）营造安全氛围。各单位要充分发挥新闻媒体作用，紧密围绕活动主题和重点内容，推出安全标语、横幅、挂图等更多形式多样、内容丰富的宣传方式。国家能源局将通过中国电力新闻网网站（<http://www.cpnn.com.cn/>）和《中国电力报》等媒体大力宣传本次“安全生产月”和“安全生产万里行”活动和各企业开展本次活动的进展和成果，在全行业营造浓厚的氛围。

各单位于6月2日前确定1名联络员，及时提供活动期间好的做法、特色项目、重要事项以及视频、图片、文字等电子版资料，每周四12:00前报送活动进展情况统计表（见附件1）。上述材料报送中国电力传媒联系人。

国家能源局联系人：应希纯，朱永兴

联系电话：010-63413319，66597427

中电传媒联系人：赵雅君，郭志宏

联系电话：010-52238194，52238154

电子邮箱：dianlianquan2021@163.com

附件：1. 2021年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动进展情况统计表

2. 2021年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动联络员反馈表

国家能源局综合司

2021年6月1日

2021 年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行” 活动进展情况统计表

填报单位（盖章）：_____ 联系人：_____ 电话：_____ 填报日期：_____

活动项目	内容要求	进展情况
学习习近平总书记关于安全生产重要论述	理论学习中心组开展深入学习，专题学习电视专题片；各级领导干部和企业负责人开展安全生产“大讲堂”“大家谈”“公开课”“微课堂”和在线访谈、基层宣讲等。	理论学习中心组学习（ ）次，参与（ ）人次；专题学习《生命重于泰山——学习习近平总书记关于安全生产重要论述》电视专题片 <input type="checkbox"/> 是 <input type="checkbox"/> 否；组织集中学习观看（ ）场，参与（ ）人次；开展安全生产“大讲堂”“大家谈”“公开课”“微课堂”和在线访谈、基层宣讲（ ）场，参与（ ）人次。
“专项整治集中攻坚战”专题宣传活动	组织开展集中攻坚重点任务，汇报进展情况、工作成效；宣传推广安全生产责任落实和安全诚信、安全承诺、专家服务、精准执法、举报奖励等经验做法；广泛发动企业职工开展“安全红袖章”“事故隐患大扫除”“争做安全吹哨人”等活动。	组织集中攻坚重点任务进展情况、工作成效等（ ）次，刊发新闻报道（ ）篇；宣传推广经验做法（ ）个，刊发新闻报道（ ）篇；企业开展“安全红袖章”“事故隐患大扫除”“争做安全吹哨人”等活动（ ）场，参与（ ）人次。
“安全生产万里行”活动	各单位采取多种形式组织开展好专题行、区域行、网上行等活动，加强问题隐患和反面典型曝光；突出重点行业领域，集中曝光一批突出问题和严重违法行为；采取观看典型事故警示教育片、参观事故警示教育展览等方式，以案说法引导各类企业和广大职工深刻吸取事故教训。	曝光问题隐患（ ）条；典型案例具体为（ ）；组织观看典型事故警示教育片（ ）场，参与（ ）人次；组织参观警示教育展览（ ）场，参与（ ）人次；企业员工举报重大隐患和违法违规行为（ ）条次；开展“专题行”（ ）次、“区域行”（ ）次、“网上行”（ ）次。

<p>“6·16 安全宣传咨询日”活动</p>	<p>各单位广泛开展安全宣传咨询活动，集中宣传安全生产政策法规、应急避险和自救互救方法；创造性开展“公众开放日”“专家云问诊”“应急直播间”“安全快闪”等线上活动；积极参与电力安全生产网络知识竞赛；配合中电传媒开展“6·16 我问你答”直播答题和“接力传安全——我为安全生产倡议”等活动。</p>	<p>开展安全宣传咨询活动（ ）场，参与（ ）人次； 邀请主流媒体和网络直播平台开展“主播走一线”等专题专访报道活动（ ）场； 创新开展线上活动（ ）场，参与（ ）人次； 参与网上展览（ ）人次，参与知识竞赛（ ）人次、参与“走进安全体验场馆”（ ）人次，参与直播答题（ ）人次，参与“接力传安全——我为安全生产倡议”（ ）人次。</p>
<p>推进安全宣传“五进”活动</p>	<p>针对不同领域和受众开发制作科普知识读本、微课堂、微视频、小游戏等寓教于乐的安全宣传产品，有针对性地组织居民小区、学校医院等开展灾害避险逃生演练；分类推动应急科普宣传教育和安全体验基地规范化、科学化建设，广泛开展“安全行为红黑榜”“我是安全培训师”“安全生产特色工作法征集”等安全文化示范企业创建活动；充分利用电视、广播、报纸、网站以及微博、微信、短视频平台等媒体，形成全媒体、矩阵式、立体化宣传格局。</p>	<p>制作各类安全宣传产品（ ）部，开展灾害避险逃生、自救互救演练（ ）场，参与（ ）人次； 开展“安全行为红黑榜”“我是安全培训师”“安全生产特色工作法征集”等安全文化示范企业创建活动（ ）场，参与（ ）人次； 应急科普宣传教育和安全体验基地建设情况，新建（ ）个，改扩建（ ）个，计划（ ）个，其他（ ）个； 使用全国安全宣教和应急科普平台 <input type="checkbox"/>是 <input type="checkbox"/>否</p>
<p>电力安全文化建设系列活动</p>	<p>组织开展安全警示教育片、科普公益广告、动漫、图文、书画、短视频等电力安全文化作品创作；开展安全生产标准法规宣传普及、知识技能竞赛以及电力安全论坛等多种形式的活动，督促标准规范制度上墙上网，推动职工熟悉标准、掌握技能、维护权益；各单位安全生产第一责任人要带头撰写署名文章，广泛动员电力职工踊跃投稿。</p>	<p>报送电力安全文化作品（ ）个； 开展安全生产标准法规宣传普及、知识技能竞赛（ ）场； 报送安全生产第一责任人撰写安全文化主题署名文章（ ）篇</p>

附件 2

2021 年电力行业“安全生产月”和“安全生产万里行”活动
联络员反馈表

姓名		性别		职务	
办公电话		手机		传真	
QQ 号		微信号		电子邮箱	
单位名称					
通信地址					

注：请于 6 月 1 日前将此表发至邮箱 dianlianquan2021@163.com

国家能源局关于 2020 年度全国可再生能源电力发展监测 评价结果的通报

国能发新能〔2021〕31 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，国家电网、南方电网、内蒙古电力公司，各有关单位：

为促进可再生能源开发利用，科学评估各地区可再生能源发展状况，根据可再生能源法和《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54 号）、《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作的通知》（发改能源〔2016〕1150 号）《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）等文件，我局委托国家发展改革委能源研究所汇总有关可再生能源电力建设和运行监测数据，形成了《2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》（以下简称监测评价报告）。

现将监测评价报告予以通报，以此作为各地区 2021 年可再生能源开发建设和并网运行的基础数据。请各地区和有关单位高度重视可再生能源电力发展，进一步提高可再生能源利用水平，为完成全国非化石能源消费比重目标作出积极贡献。

附件：2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

国家能源局

2021 年 6 月 20 日

附件

2020 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告

一、全国可再生能源电力发展总体情况

截至 2020 年底，全国可再生能源发电累计装机容量 9.34 亿千瓦，同比增长约 17.5%，占全部电力装机的 42.5%；其中水电装机 3.7 亿千瓦（其中抽水蓄能 3149 万千瓦）、风电装机 2.81 亿千瓦、光伏发电装机 2.53 亿千瓦、生物质发电装机 2952 万千瓦。2020 年，全国可再生能源发电量达 22154 亿千瓦时，占全部发电量的 29.1%；其中水电发电量 13552 亿千瓦时，占全部发电量的 17.8%；风电发电量 4665 亿千瓦时，占全部发电量的 6.1%；光伏发电量 2611 亿千瓦时，占全部发电量的 3.4%；生物质发电量 1326 亿千瓦时，占全部发电量的 1.7%。

二、各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重完成情况

2020 年全国可再生能源电力实际消纳量为 21613 亿千瓦时，占全社会用电量比重 28.8%，同比提高 1.3 个百分点；全国非水电可再生能源电力消纳量为 8562 亿千瓦时，占全社会用电量比重

为 11.4%，同比增长 1.2 个百分点。

根据《国家发展改革委 国家能源局关于印发各省级行政区域 2020 年可再生能源电力消纳责任权重的通知》（发改能源〔2020〕767 号）公布的 2020 年各省（区、市）可再生能源电力消纳责任权重，综合考虑各省本地生产、本地利用以及外来电力消纳情况，经核算，除西藏免除考核外，全国 30 个省（区、市）都完成了国家能源主管部门下达的总量消纳责任权重和非水电消纳责任权重。

据统计，30 个省（区、市）中，可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过 80% 以上的 3 个、40-80% 的 6 个、20-40% 的 10 个、10-20% 的 11 个；非水电可再生能源电力消纳占全社会用电量的比重超过 20% 以上的 4 个、10-20% 的 15 个、5-10% 的 9 个、5% 以下的 2 个。2020 年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况如表 1，2020 年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况如表 2。

表 1 2020 年可再生能源电力消纳总量责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量（亿千瓦时）	实际完成情况	同比增加百分点	下达的最低总量消纳责任权重	实际完成情况超出下达最低权重指标的百分点
青海	629	84.7%	2.9	63.5%	21.2
四川	2344	81.8%	0.7	80.0%	1.8
云南	1634	80.6%	-2.3	80.0%	0.6
甘肃	722	52.5%	-1.4	44.5%	8.0
重庆	610	51.4%	5.9	40.0%	11.4
湖南	909	47.1%	2.7	40.0%	7.1
广西	878	43.3%	0.2	39.5%	3.8
湖北	927	43.2%	10.7	32.5%	10.7
贵州	646	40.7%	5.1	30.0%	10.7
上海	561	35.6%	1.1	32.5%	3.1
广东	2294	33.1%	-1.3	28.5%	4.6
吉林	244	30.3%	5.3	24.0%	6.3
宁夏	277	26.7%	1.0	22.0%	4.7
江西	410	25.2%	-0.3	22.0%	3.2
陕西	434	24.9%	2.5	17.0%	7.9
黑龙江	238	23.4%	1.4	22.0%	1.4
新疆	652	20.54%	-0.1	20.0%	0.5
河南	731	21.6%	1.1	17.5%	4.1
内蒙古	821	21.1%	2.8	18.0%	3.1
浙江	946	19.6%	-0.4	17.5%	2.1
福建	473	19.0%	-5.0	19.0%*	0.0
山西	440	18.8%	0.4	17.0%	1.8

省（区、市）	实际消纳量（亿千瓦时）	实际完成情况	同比增加百分点	下达的最低总量消纳责任权重	实际完成情况超出下达最低权重指标的百分点
安徽	427	17.6%	1.9	15.0%	2.6
辽宁	418	17.2%	1.8	15.0%	2.2
江苏	1072	16.8%	1.8	14.0%	2.8
北京	187	16.4%	3.7	15.5%	0.9
海南	59	16.2%	1.7	13.5%	2.7
天津	141	16.1%	3.5	14.5%	1.6
河北	559	14.2%	0.5	13.0%	1.2
山东	860	12.4%	0.8	11.5%	0.9
西藏	72	87.1%	-1.6	不考核	-
全国	21613	28.8%	1.3		

备注：福建省 2020 年由于来水偏枯，实际完成可再生能源电力总量消纳权重低于国家下达的 19.5%考核指标 0.5 个百分点；通过指标年度转移，将 0.5 个百分点转移至 2021 年。

表 2 2020 年可再生能源电力消纳非水电责任权重完成情况

省（区、市）	实际消纳量（亿千瓦时）	实际完成情况	同比增加百分点	下达的最低总量消纳责任权重	实际完成情况超出下达最低权重指标的百分点
青海	188	25.4%*	5.7	25.0%	0.4
黑龙江	218	21.5%	1.3	20.0%	1.5
宁夏	222	21.4%	0.1	20.0%	1.4
吉林	172	21.3%	2.5	18.5%	2.8
内蒙古	760	19.5%	2.8	16.5%	3.0
甘肃	245	17.8%	0.9	16.5%	1.3
山西	393	16.8%	0.6	16.0%	0.8
北京	183	16.1%	4.1	15.0%	1.1
云南	307	15.1%	-1.2	15.0%	0.1
天津	132	15.1%	3.1	14.0%	1.1
河南	465	13.7%	0.6	12.5%	1.2
辽宁	331	13.6%	1.1	12.5%	1.1
安徽	330	13.6%	1.3	12.5%	1.1
陕西	236	13.6%	1.9	12.0%	1.6
河北	530	13.5%	0.5	12.5%	1.0
新疆	345	10.9%	0.4	10.5%	0.4
山东	792	11.4%	0.3	11.0%	0.4
湖南	215	11.1%	2.5	9.0%	2.1
江西	172	10.6%	1.9	9.0%	1.6
湖北	194	9.1%	1.3	8.0%	1.1
江苏	574	9.0%	1.6	7.5%	1.5

省（区、市）	实际消纳量（亿千瓦时）	实际完成情况	同比增加百分点	下达的最低总量消纳责任权重	实际完成情况超出下达最低权重指标的百分点
广西	180	8.9%	2.4	7.0%	1.9
浙江	362	7.5%*	0.8	7.5%	0.0
海南	27	7.4%	0.6	6.5%	0.9
贵州	116	7.3%	2.1	6.0%	1.3
福建	181	7.3%	1.7	6.0%	1.3
四川	174	6.1%	0.5	6.0%	0.1
广东	375	5.4%	1.2	4.5%	0.9
上海	76	4.8%	0.6	4.0%	0.8
重庆	49	4.2%	0.2	3.5%	0.7
西藏	18	21.6%	0.7	不考核	-
全国	8562	11.4%	1.2		

备注：1.青海省加上了河南省转让的 12 亿千瓦时超额消纳量；
2.浙江省加上了宁夏自治区转让的 12.55 亿千瓦时超额消纳量。

三、风电、光伏发电保障性收购落实情况

2016 年，国家发展改革委、国家能源局依照《可再生能源法》要求，核定了重点地区风电和光伏发电最低保障收购年利用小时数，提出全额保障性收购相关要求。

2020 年，在规定风电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃 III 类资源区、宁夏 III 类资源区和山西 IV 类资源区未达国家最低保障收购年利用小时数要求，实际利用小时数比最低保障收购年利用小时数分别低 162 小时、197 小时和 150 小时。2020 年，在规定光伏发电最低保障收购年利用小时数的地区中，甘肃 II 类地区、青海 I 类和 II 类地区以及宁夏 I 类地区等 4 个地区未达到光伏发电最低保障收购年利用小时数要求，其中，甘肃 II 类地区比最低保障收购年利用小时数地区低 137 小时；青海 I 类和 II 类地区比最低保障收购年利用小时数分别低 64 小时和 63 小时；宁夏 I 类地区比最低保障收购年利用小时数低 110 小时。

表 3 2020 年风电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2020 年实际利用小时数	2020 年偏差小时数
内蒙古	I 类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	2000	2318	318
	II 类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1900	2378	478
新疆	I 类	乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市	1900	2616	716
	III 类	除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区	1800	2178	378

甘肃	II类	嘉峪关市、酒泉市	1800	2016	216
	III类	除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区	1800	1638	-162
宁夏	III类	宁夏	1850	1653	-197
黑龙江	III类	鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区	1900	2255	355
	IV类	黑龙江省其他地区	1850	2270	420
吉林	III类	白城市、松原市	1800	2302	502
	IV类	吉林省其他地区	1800	2355	555
辽宁	IV类	辽宁	1850	2243	393
河北	II类	张家口市	1900	2032	132
山西	IV类	忻州市、朔州市、大同市	1900	1750	-150

表 4 2020 年光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数落实情况

省（区）	资源区	地区	保障性收购利用小时数	2020 年实际利用小时数	2020 年偏差小时数
内蒙古	I类	除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区	1500	1626	126
	II类	赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市	1400	1619	219
新疆	I类	哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依	1500	1655	155
	II类	除 I 类外其他地区	1350	1414	64
甘肃	I类	嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌	1500	1535	35
	II类	除 I 类外其他地区	1400	1263	-137
青海	I类	海西	1500	1436	-64
	II类	除 I 类外其他地区	1450	1387	-63
宁夏	I类	宁夏	1500	1390	-110
陕西	II类	榆林、延安	1300	1466	166
黑龙江	II类	黑龙江	1300	1507	207
吉林	II类	吉林	1300	1477	177
辽宁	II类	辽宁	1300	1388	88

河北	Ⅱ类	承德、张家口、唐山、秦皇岛	1400	1485	85
山西	Ⅱ类	忻州、朔州、大同	1400	1470	70

四、清洁能源消纳目标完成情况

根据2018年国家发展改革委、国家能源局印发的《清洁能源消纳行动计划（2018-2020年）》（发改能源规〔2018〕1575号），所确定的分年度风电、光伏和水电消纳目标，2020年全国平均风电利用率97%，超过2020年风电利用率目标2个百分点，重点省区全部达到了2020年消纳目标；全国平均光伏发电利用率为98%，超过2020年利用率目标3个百分点，重点省区全部达到了2020年消纳目标；全国主要流域水能利用率97%，超过2020年利用率目标近2个百分点，重点省区全部达到了2020年消纳目标。

表5 2020年清洁能源消纳目标完成情况

	2020年消纳目标	2020年实际完成情况
一、风电		
全 国	95%	97%
新 疆	85%	90%
甘 肃	85%	94%
黑龙江	94%	99%
内 蒙 古	92%	95%
吉 林	90%	98%
河 北	95%	95%
二、光伏		
全 国	95%	98%
新 疆	90%	95%
甘 肃	90%	98%
三、水电		
全 国	95%	97%
四 川	95%	95%
云 南	95%	99%
广 西	95%	100%

五、特高压线路输送可再生能源情况

2020年，22条特高压线路年输送电量5318亿千瓦时，其中可再生能源电量2441亿千瓦时，同比提高3.8%，可再生能源电量占全部输送电量的45.9%。国家电网运营的18条特高压线路输送电量4559亿千瓦时，其中可再生能源电量1682亿千瓦时，占输送电量的37%；南方电网运营的4

条特高压线路输送电量 759 亿千瓦时，全部为可再生能源电量。

表 6 2020 年特高压线路输送电量情况

序号	线路名称	年输送量（亿千瓦时）	可再生能源（亿千瓦时）	可再生能源占比	占比同比
1	长南荆特高压	52.2	15.3	29.3%	3.1
2	淮沪特高压	282.2	0.0	0.0%	0
3	浙福特高压	76.5	0.0	0.0%	0
4	锡盟-山东	92.4	0.0	0.0%	0
5	蒙西-天津南	145.4	0.0	0.0%	0
6	榆横至潍坊特高压	247.1	0.0	0.0%	0
7	复奉直流	306.9	306.9	100.0%	0.0
8	锦苏直流	374.2	374.2	100.0%	0.0
9	天中直流	408.6	166.2	40.7%	-9.5
10	宾金直流	329.8	329.8	100.0%	0.1
11	灵绍直流	498.3	85.3	17.1%	-9.2
12	祁韶直流	224.6	61.4	27.3%	-3.6
13	雁淮直流	259.1	35.5	13.7%	12.9
14	锡泰直流	171.2	0.5	0.3%	0.1
15	鲁固直流	330.9	56.7	17.1%	-22.2
16	昭沂直流	286.2	135.9	47.5%	11.4
17	吉泉直流	439.6	80.5	18.3%	-4.0
18	青豫直流	34.1	34.1	100.0%	/
19	楚穗直流	259.0	259.0	100.0%	0.0
20	普侨直流	192.7	192.7	100.0%	0.0
21	新东直流	255.3	255.3	100.0%	0.0
22	昆柳龙直流	51.7	51.7	100.0%	/
全国		5318.0	2441.0	45.9%	-6.5%

注：1-18 项数据为国家电网报送，19-22 项数据为公司报送。/表示由于线路新投产等原因没有同比数据。

六、国家清洁能源示范省（区）落实情况

浙江。2020 年，全部可再生能源电力消纳量 946 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 19.6%，同比降低 0.4 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 362 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 7.5%，同比上升 0.8 个百分点。

四川。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 2344 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 81.80%，同比上升 0.7 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 174 亿千瓦时，占本省全社

会用电量的比重为 6.1 %，同比上升 0.5 个百分点。

宁夏。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 277 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 26.7%，同比上升 1 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 222 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 21.4%，同比上升 0.1 个百分点。风电 III 类地区未达到最低保障收购年利用小时数要求，比要求低 197 小时，风电利用率为 97.8%；光伏发电 I 类地区未达到最低保障收购年利用小时数要求，比要求低 110 小时，光伏利用率为 97.5%。

甘肃。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 722 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 52.5%，同比下降 1.4 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 245 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 17.8%，同比上升 0.9 个百分点。风电 II 类资源区达到保障性收购利用小时数要求，风电 III 类资源区未达到最低保障性收购年利用小时数要求，比要求低 162 小时，风电利用率为 97.1%；光伏发电 I 类资源区达到保障性收购利用小时数要求，光伏发电 II 类资源区未达到最低保障性收购年利用小时数要求，比要求低 137 小时，光伏利用率为 97.7%。

青海。2020 年，全部可再生能源电力消纳量为 629 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重为 84.7%，同比上升 2.9 个百分点；非水电可再生能源电力消纳量为 188 亿千瓦时，占本省全社会用电量的比重约为 25.4 %，同比上升 5.7 个百分点。青海光伏发电未达到最低保障性收购年利用小时数要求，光伏发电 I 类和 II 类资源区分别比要求低 64 小时和 63 小时，光伏利用率分别为 88.5%、94.8%。

五、其他文件

工业和信息化部关于印发 《工业领域电力需求侧管理工作指南》的通知

工信部运行〔2019〕145号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化主管部门，中国电力企业联合会：

为进一步完善工业领域电力需求侧管理体系，指导工业企业（园区）优化用电结构、调整用电方式、优化电力资源配置，促进工业转型升级，我部制定了《工业领域电力需求侧管理工作指南》，现印发你们。请各地结合实际，认真组织实施。

工业和信息化部
2019年7月10日

工业领域电力需求侧管理工作指南

引言

0.1 总则

党中央、国务院高度重视电力需求侧管理工作，把电力需求侧管理作为深入推进供给侧结构性改革、推动能源生产和消费革命、生态文明建设和促进电力经济绿色发展的重要举措。推进工业领域电力需求侧管理，有助于优化工业用电结构，调整用电方式，提高工业电能利用效率和效益，促进工业、电力和环境的平衡协调发展。

2015年，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），明确提出积极开展需求侧管理和能效管理，通过运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等，促进供需平衡和节能减排。

2016年，《国家能源生产和消费革命战略（2016-2030）》明确开展工业领域电力需求侧管理专项行动，制定工作指南，并形成示范经验在交通、建筑、商业领域推广。工业和信息化部印发《工业领域电力需求侧管理专项行动计划（2016-2020年）》，明确通过制定工作指南等重点任务，鼓励工业园区构建能源服务体系，建设电力需求侧管理平台，创新综合能源服务模式；引导工业企业完善电力需求侧管理制度建设，改善电能质量，加强用电设备改造和信息化建设，促进电能替代、分布式能源利用、能源清洁和循环利用，全面提升工业领域用能效率和需求响应能力。

2017年，国家发展改革委、工业和信息化部等六部委联合印发《电力需求侧管理办法（修订版）》，指出新形势下电力需求侧管理除继续做好电力电量节约，促进节能减排工作以外，还应重点做好推进电力体制改革，总结推广需求响应试点经验；实施电能替代，扩大电力消费市场；促进可再生能源电力的有效消纳利用，推进能源绿色转型与温室气体减排；提高智能用电水平等工作。

生态文明建设、能源消费革命、新一轮电力体制改革的推进，都为电力需求侧管理提供了新的发展机遇，也提出了新的工作要求。为保障工业领域电力需求侧管理工作有序开展，系统指导各地工业和信息化主管部门、工业领域用能单位和电能服务机构通过电力需求侧管理提高能源管理水平、优化资源配置，制定本指南。

0.2 指南说明

本指南基于策划-实施-检查-改进的（PDCA）持续改进模式（如图1所示），使电力需求侧管理工作融入工业领域用能单位和电能服务机构的日常活动。

工业领域电力需求侧管理过程中PDCA方法总结如下：

策划：实施全面诊断，明确信息化和制度化要求，制定电能管理目标、指标和实施方案，确保相关工作有序开展并达到相应绩效。

实施：执行工业领域电力需求侧实施方案，开展全面治理，保障用电可靠性、实施节约用电、需求响应、绿色用电、环保用电、智能用电等。

检查：采用自我评价、第三方评价等方式，评价工业领域电力需求侧管理工作开展情况，对配电系统的关键特性和过程进行监测，对照目标指标评价确定实施绩效，并报告结果。

改进：采取措施持续改进工业领域电力需求侧管理体系。

在本指南中使用如下助词：

—“应”表示要求；

—“宜”表示建议；

—“可”表示允许；

—“能”表示可能或能够；

“注”的内容是理解和对有关要求的说明。

1 范围

本指南旨在建立健全工业领域电力需求侧管理工作规范，指导用能单位开展电力需求侧管理工作，加强电能管理，调整用能结构，提高终端用电效率，优化资源配置，持续提高单位工业增加值能效，实现节约、环保、绿色、智能、有序用电。

本指南可应用于工业领域各类用能单位，包括工业企业、工业园区，以及与工业相关的商业、管理、服务等组织、用电设施及公共建筑可参考使用。

用能单位可根据自身特点和控制要求，选择应用本指南全部条款或部分条款，并以成文形式界定说明。

2 规范性引用文件

下列文件对于本指南的应用是必不可少的。凡是标注日期的引用文件，仅所注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改版本）适用于本文件。

GB/T 1.1 标准化工作导则 第1部分：标准的结构和编写

GB/T 20001.7 标准编写规则 第7部分：指南标准

GB/T 6988.1 电气技术用文件的编制 第1部分：规则

GB/T 32672 电力需求响应系统通用技术规范

GB/T 31960 电力能效监测系统技术规范

GB/T 32127 需求响应效果监测与综合效益评价导则

GB/T 15587 工业企业能源管理导则

GB/T 23331 能源管理体系 要求

GB/T 22336 企业节能标准体系编制通则

GB/T 3485 评价企业合理用电技术导则

GB/T 13234 企业节能量计算方法

GB/T 13471 节电技术经济效益计算与评价方法

GB/T 8222 用电设备电能平衡通则

GB/T 17166 企业能源审计技术通则

GB/T 19862 电能质量 电能质量监测设备通用要求

DL/T 1198 电力系统电能质量技术管理规定

DL/T 1227 电能质量监测装置技术规范

DL/T 1330 电力需求侧管理项目效果评估导则

DB11/T 1213 电力需求侧管理项目节约电力负荷计算通则

T/CEC 133 工业园区电力需求响应系统技术规范

T/CAPE 10001 设备管理体系 要求

3 术语和定义

3.1

工业领域电力需求侧管理 **industrial demand side management, IDSM**

指在工业领域加强用电管理，综合采取合理、可行的技术和管理措施，优化配置电力资源，调整用电结构和方式，在用电环节制止浪费、降低电耗、移峰填谷、促进可再生能源电力消费、减少污染物和温室气体排放，实现节约用电、环保用电、绿色用电、智能用电、有序用电的相关活动。

3.2 用能单位 **energy user**

指使用电能为主要能源的各类工业领域用能主体，包括工业企业、工业园区，以及与工业相关的商业企业、各类公共建筑。

注：除非特殊说明，本指南中的“用能单位”，根据情况可以指“工业企业”、“工业园区”、“公共建筑”或“商业主体”等各类使用电能为主要能源的单位或组织。

3.3 电能服务机构 electric energy service provider

指为用能单位提供电力需求侧管理服务的各类机构，包括节能服务机构、电力需求侧平台提供机构、售电服务机构、节能量检测评价机构等。

3.4 电力需求侧管理评价机构 power demand side management evaluation agency

指具备电力需求侧管理评价能力，提供专业评价服务的第三方机构（以下简称评价机构）。

3.5 工业领域电力需求侧管理平台 IDSM platform

指建立在工业企业或园区层面，为推进工业领域电力需求侧管理工作而开发的以电子装置和计算机网络为基础的综合性、专业化、开放式的信息管理和应用平台，实现用电（用能）在线监测、数据统计分析、用电决策支持、需求响应与有序用电、园区能源管控、建筑能耗分析、电力集中运维、能耗异常分析、用能行为分析、用能需求预测等功能，承担工业领域电力需求侧管理项目和电力需求响应执行功能，并可通过数据接口为上级平台提供相关数据信息，实现主站和子站的互通互联、信息交互和共享。

3.6 电力需求响应 power demand response, DR

指用户对价格或者激励信号做出响应，调整电力消费方式，减少（增加）用电或推移某时段的用电负荷而响应电力供应，从而促进电力供需平衡、保障系统稳定运行的过程行为，是需求侧管理（DSM）的重要技术手段。

3.7 电能替代 power substitution

是指在终端能源消费环节，使用电能替代散烧煤、燃油等化石能源的消费方式。

注：常用的电能替代方式如电采暖、热泵、工业电锅炉（窑炉）、农业电排灌及电加工、农业辅助生产、电动汽车、靠港船舶使用岸电、机场桥载设备、电蓄能调峰、轨道交通、电蓄冷空调、家庭电气化等。

3.8 电能质量 power quality

指电力系统指定点处的电特性，关系到供用电设备正常工作（或运行）的电压、电流、频率、谐波等的各种指标偏离基准技术参数的程度。

注 1：引自[GB/T 32507-2016，定义 2.1.1]。

注 2：在理想的交流电力系统中，电能是以恒定的工业频率（50Hz）和正弦的波形，按规定电压水平向用户供电。三相交流电力系统中各相电压和电流应该是幅值相等，相位差 120°的对称状态。一些因素会使波形偏离对称正弦，由此便产生了电能质量问题。

注 3：电能质量一般用频率、电压波形和三相电压的不平衡、以及电力系统频率的波动、电压的波动和闪变（波动的幅值和频率）、直流输电系统中的电压脉动、供电的连续性（年不停电时间）、公用电网的谐波和间谐波等指标来考察。

3.9 电力供需耦合 power supply demand coupling

指在能源供给侧以清洁能源为主体，在电力供给侧以高比例可再生能源发电以及较大规模的储能、储电为标志，在终端能源消费中以电能消费为主体的电力系统中，通过智能电网技术平台和市场对资源配置的决定性作用，以及更好发挥政府作用，达到电力清洁、低碳、安全、高效、经济、便捷的系统优化、平衡状态。

注：在供需耦合的能源电力系统，广泛、分散、多样化的大量可再生能源、未规模化利用的能源（如农村秸秆的集中规模化清洁利用），辅以储能技术，通过分布式供能系统与电力与集中式电力系统共同与需求侧分散式冷、热、电、气多样化需求耦合。

随着能源技术革命和体制革命推进的不断深入，电力供给侧和需求侧将在智能电网和能源互联网平台上逐步扩大供需耦合范围，需求侧管理逐步由人为调节发展到自动调节、电源与负荷侧双向调节、“源—网—荷—储”一体化智能调节。

3.10 工业领域电力需求侧管理的适宜性 suitability of IDSM

是指所开展工业领域电力需求侧管理活动与用能单位实际情况相适应，符合配用电相关技术要求，且能有效覆盖各主要配用电活动过程与应用范围。

3.11 工业领域电力需求侧管理的有效性 effectiveness of IDSM

简称有效性，指用能单位对工业领域电力需求侧管理工作各项策划结果的实现程度，即实现预定目标及满足相关需求侧管理规范要求的程度。

4 总则

4.1 目标

工业领域电力需求侧管理应综合用能单位、电能服务机构、电网和政府的多重诉求，通过引导用能单位自主参与和落实电力需求侧管理工作计划，实现电力供应安全、高效、绿色、可靠的政策目标，并提升用能单位的相关管理绩效。

4.2 原则

开展工业领域电力需求侧管理应站在用能单位主体视角，体现“政府引导、用能单位主导、电网配合、服务机构支撑、电力市场机制配套”的原则。

5 工作基础

5.1 制度化要求

用能单位宜结合自身特点及相关要求，制定或完善电力需求侧管理制度及工作流程，并确保有效执行。

可参照 GB/T 23331、GB/T 29456、GB/T 15587、GB/T 22336 等规范性文件要求，建立完善相关制度，包括职责安排、项目管理、目标考核、运行标准、激励机制等。

5.2 信息化要求

5.2.1 总则

用能单位宜建设企业级电力需求侧管理平台、工业园区统一平台或能源管理系统，据此参与开展需求侧管理工作，包括需求响应、促进技术进步、提升用电管理水平等。

注：小规模用能单位可利用云服务技术、依托政府或相关单位既有工业领域电力需求侧管理平台，自主开展相关活动。

5.2.2 平台要求

用能单位工业领域电力需求侧管理平台建设宜符合《国家电力需求侧管理平台管理规定（试行.2014）》《电力需求侧管理平台建设技术规范（试行）》《GB/T 31960 电力能效监测系统技术规范》，以及《工业园区电力需求侧管理系统建设》等相关规范。电力需求侧管理平台应具备但不限于以下基本功能：

- a) 电力数据采集、计量管理、数据统计分析、历史事件查询、报表管理；
- b) 需求响应管理、平台系统监视和控制、工业领域电力需求侧管理监督考核；
- c) 电力能效数据管理、能效对标管理、电能质量管理、电能优化管理；
- d) 故障诊断与定位、事故预警告警、记录分析和监控管理等。

平台应提供数据接口，实现与企业内部其他相关系统的信息交互，并按照国家、地方政府或工业园区电力需求侧管理平台要求提供信息交互服务。

用能单位宜保留施工计划、工程图纸、施工质量、工程验收等平台建设资料，并对平台功能、运行监测，以及应用效果等进行控制。

5.2.3 监测及通信要求

监测点部署和监测要求应符合 GB 17167，以及 GB/T 31960，《国家电力需求侧管理平台管理规定（试行.2014年）》和《电力需求侧管理平台建设技术规范（试行）》等相关规范，且以满足用能单位电能管理的深度和精细度要求为准。

通信标准宜采用通用监测装置信息通讯协议，支持多种通信规约（协议）的接入，且易与其他系统或设备的接入；宜采用分层分布式系统结构，以便于维护和扩展；若负荷多且分散，可采用结构稳定的光纤自愈环网方式。

为了确保采集数据的准确性和可靠性，需要兼顾考虑计量器具的精度和校准，通信系统的单点对时和系统对时。

5.3 工作流程

用能单位开展工业领域电力需求侧管理工作流程主要分为全面诊断、综合治理和效果评价三个阶段。

a) 全面诊断

用能单位自主或委托电能服务机构开展用电情况全面诊断，依据电力需求侧管理相关标准和规范要求形成诊断报告。

b) 综合治理

用能单位组织完善信息化和制度化等工业领域电力需求侧管理基础工作，根据实际需求确定工业领域电力需求侧管理综合方案并有效实施，对配用电系统、设备设施、采集和计量器具及相关制度进行综合改进和优化治理。

c) 效果评价

用能单位可采用自评价和/或第三方评价等方式，综合评价电力需求侧管理开展情况，核算阶段性实施效果效益，明确待改善建议项和持续改进目标，评价报告等评价结果可作为项目阶段性成效证明。

6 工作内容

6.1 可靠用电

6.1.1 供配电系统可靠性

用能单位宜按照 GB/T 13869、GB/T 26399、DL/T 573、DL/T 1102 等相关规范，加强供配电系统基础管理和技术管理，以提高配电系统的可靠性，确保安全用电。

提高供配电系统可靠性措施可包括但不限于：加强内部输配电系统设计规划、规范建设和验收标准、推广数字化建设档案交付，对重要场所及负荷采用高可靠供配电接入方案，备用电源的合理配置；淘汰落后设备、采用高效变压器等电力新产品和自身故障率较低的先进设备；加强用电负荷管理，及时根据负荷特性调整改造配用电系统；利用泛在物联网技术实时监测变配电设备、线路、开关的运行方式及电流、电压、温度、谐波、暂降、线损、负载率、无功等数据，严格运行管理和设备维护，加强供配电系统可靠性指标统计分析和故障预测等。

6.1.2 用能设备设施可靠性

用能单位宜参考 GB/T 23331、GB/T 19001、T/CAPE 10001 等标准，以及全员设备保全（TPM）等相关规范，建立完善用能设备可靠性管理规范，并确保其贯彻执行。

提高用能设备可靠性措施可包括但不限于：完善避雷接地等用电设备工作环境、加强设备维护点检等日常管理、开展用能设备运行状态分析（如 OEE）、实施设备能效评价（如电能转换效率等）、规范设备启停及低负荷运行条件，确保电力变压器系统，以及照明、空调、电热锅炉、电机拖动负荷等耗电设备经济运行，对辅助系统进行升级改造等。

注：设备综合效能（OEE）为评价设备管理水平的综合性指标，由设备开动率（A）、设备性能率（P）、以及产品一次合格率（Q）等三个指标相乘而得，是全员设备保全（TPM）和精益管理的基础指标。

6.1.3 电能质量

用能单位宜按照 GB/T 12325、GB/T 12326、GB/T 14549、GB/T 15543、GB/T 15545、GB/T 15945、GB/T 18481、GB/T 19862、GB/T 30137、DL/T 1198、DL/T 1227 等相关规范，对自身供配用电系统进行电能质量检测和治理。

常规的电能质量管理措施包括：评价典型电能质量干扰源、采取措施改善电能质量，提升供电系统可靠性、提高设备运行效率、减少因配电系统异常而带来的“非计划停机”。

对电能质量的持续监测可包括：电网电压波动与闪变、电压不平衡、电流不平衡、谐波分析和越限监视、电压暂升、电压暂降与短时中断、电压瞬变、频率偏差、暂时过电压和瞬态过电压等。

使用变频器等非线性/冲击性负荷的用能单位还应采取措施对由其所引起的电能质量问题加以抑制。

6.2 节约用电

6.2.1 节电方式

用能单位宜遵循“先管理、优工艺、再改造”的顺序开展节约用电，首先强化配用电制度与现场管理，减少浪费损失、控制波动与不稳定，再寻求工艺优化、消除工序或系统间不协同等影响因素，在系统诊断的基础上，采取技术合理、经济可行的路线，实施技术改造。

6.2.2 管理节电

用能单位宜建立制度措施对配用电设备和相关人员进行科学管理，以实现电力、电量及成本节约。用能单位宜设置能源管理岗位，聘任专业电能管理人员，建立完善电力需求侧管理体系，并与相关管理系统（ERP/MES/APS/SCM等）有机融合，从能源管理转向能源价值管理，实现能源流-业务流-价值流的高效转化。以系统化管理思维，从单点转向全面、从部门转向全员的全面节能意识，持续改进电能绩效。

管理节电措施可包括：落实责任制度、建立电能标准体系，开展电能数据库建设、强化数据分析、实施电耗目标管理，优化电力计费缴费方式、采用移峰填谷、容量改需量、电平衡测试、能源审计、参与电力直接交易等。

管理节电措施宜与技术节电相配合，以实现系统化改善并巩固所取得成果。节能措施实施后宜由具有相应资质的第三方机构评估效果，出具评价报告。

6.2.3 技术节电

用能单位宜根据自身特点、配用电设备容量和工艺运行要求等，采取技术措施、通过技术进步来实现电能节约。

技术节电措施主要指通过提高电能利用效率节约用电量和电力负荷的产品（技术），包括无功补偿、谐波治理、高效装置、能效管理、余热余压利用、可再生能源等分布式发电、热泵空调等。

6.3 电力需求响应

6.3.1 负荷管理

用能单位宜根据区域变电台站负荷曲线，结合政府和电网公司的电力安全应急管理要求，制订并执行负荷控制方案，协同生产计划与能源使用，实现错峰用电、移峰填谷等。

具体可在工业领域电力需求侧管理平台支持下，加强电能电量管理，采取负荷预测、用电规划与电费预算等措施，利用峰谷电价差、可再生电能消纳等激励措施结合电力市场规则，合理配置用电负荷，节约电力电费。

6.3.2 需求响应

用能单位宜根据自身条件，建立完善内部需求响应制度及实施方案，改变用电方式、调整用电负荷，自主决策参与电力需求响应。

用能单位可在电力主管部门和电网企业的指导下，参与单边市场竞价、签订需求响应协议，按要求启动并执行需求响应。

用能单位的电力需求侧管理平台应满足 GB/T 32672 中对用能单位参与者的要求，接收电力需求响应项目信息，按照约定执行需求响应计划，并具有监测、记录、执行、验证等功能。

在年度工作计划结束后，用能单位按照合约获取参与需求响应的补偿或奖励费用。

注：具备条件的用能单位可参与提供辅助服务，执行辅助服务价格，获得相应收益。

6.3.3 有序用电

有序用电方案涉及的用能单位宜在电网企业或电能服务机构支持下，利用电力需求侧管理平台的负荷管理功能等技术手段，落实内部负荷控制方案，加强电能管理、合理做好日用电平衡工作，按有序用电方案要求采取相应措施，并获取相应补贴、执行可中断负荷电价或高可靠性电价等收益。

用能单位如涉及有序用电方案，其电力需求侧管理平台应满足 GB/T 32672 中相关要求，接入上级电力需求侧管理平台，接收有序用电指令信息，执行有序用电方案，及时反馈合理需求以减少限电损失，并具有监测、记录、执行、验证等功能。

有序用电方案涉及的用能单位应具备完善的负荷管理设施、负控装置和用户侧开关设备。

注：有序用电方案涉及的储能设备和非工业用能单位的中央空调宜具备单独控制条件。

6.4 绿色用电

6.4.1 可再生能源生产

用能单位可在其所管辖区域内合理建设分布式光伏、风电等可再生能源发电项目，所产生电力优先自发自用，余量上网。

6.4.2 可再生能源消纳

用能单位可通过调整用电计划和用电方式，或配置储能设备，参与可再生能源消纳，降低用电成本。

6.5 环保用电

6.5.1 用电环保

用能单位应加强对用电用能设备的环境管理，控制“水、气、声、渣”等环境影响因素，实现达标排放、污染物排放总量控制。

用能单位宜积极利用可再生能源，促进能源消费清洁化，推进能源绿色转型与温室气体减排。

6.5.2 电能替代

用能单位可在满足生产工艺要求的基础上，统筹能源效率、成本和排放物等指标，科学组织，使用电能替代燃煤、燃油、燃气等化石能源，实现能源结构调整、促进节能减排。

6.6 智能用电

6.6.1 电力智能化运维

用能单位可在工业领域电力需求侧管理平台或能源管控中心等智能化用电系统的支持下，协同配电网、虚拟电厂、分布式发电、智能微网、储能，以及电动汽车等资源，合理参与需求响应、电力交易、大数据处理、云平台、智慧城市等行动，实现电力系统智能化运维，促进智能制造升级。

6.6.2 智能分析与策略管理

用能单位宜充分利用工业领域电力需求侧管理平台等智能化用电系统的数据分析能力，实现对电能等能源介质从供应、分配输送、利用、余能回收或外供等“能源流”的智能化管理，并与智能制造系统（“制造流”）、财务运维系统（“价值流”），以及设备维护管理（“设备状态”）等协同，实现电能数据的精准管理；并以此对电力市场电能品种价格时段等信息，以及碳交易等新型价值资源进行集成，实现能源相关资源资产的策略管理。

6.6.3 电能供需耦合

用能单位宜提高电能信息化管理水平，参与“源—网—荷—储”一体化智能调节，通过智能电网和能源互联网等平台，逐步并扩大电力需求侧和供给侧的双向互动，实现电能供需耦合。

实践电能供需耦合的具体措施可包括：调整用电结构、扩大可再生能源使用，辅以储能技术、协调分布式供能（电）系统与集中式电力系统（大电网），优化最大需量计划管理（即“契约用电负荷/合约用电”），与分散式冷、热、电、气等多样化需求耦合，实现能源的清洁、低碳、安全、高效、经济、便捷利用。

注：随着能源技术革命和体制革命推进的不断深入，电力供给侧和需求侧将在智能电网和能源互联网平台上逐步扩大供需耦合范围，供需耦合既是智能电网和能源互联网内在发展的目的和表现形式，也是构建现代化能源体系的必然结果。

7 工作评价

7.1 自评价

7.1.1 日常监督

用能单位宜制定和实施电力需求侧管理关键特性的测量计划，对其用电系统中的关键特性进行定期监视、测量和分析，确保上述数据是准确、可重现的，并保留相应记录。

测量方式可使用电力需求侧管理平台或能源管控系统相应模块，也可根据管理要求自行确定。

若发现重大偏差，应评估其影响并采取应对措施。

注 1：宜依据 GB/T 13462、GB/T 12497、GB/T 13466、GB/T 13469、GB/T 13470、GB/T 17981、GB/T 19065、GB/T 27883、GB/T 29455、DL/T 985 等标准，对配用电系统的经济运行情况进行评价；

注 2：宜确定并使用统计分析技术，对各项指标进行对比及可视化展示；

注 3：可采用多层次、多维度内外对标，不断比对最佳实践数据，寻找差距、挖掘改善潜力。

7.1.2 定期评价

用能单位可按照 GB/T 15316、GB/T 31960、GB/T 32127 等标准，参考 DL/T 1330、DB11/T 1213、Q/GDW 11040 等规范性文件要求，建立评价方法，按所确定的周期频次，评价用能单位电力需求侧管理工作开展的适宜性与有效性。

可设立由电力主管领导负责，包括技术服务方、工程项目、设备动力、运营管理和质量管控等专业技术人员在内的自我评价小组，并指定具有相应专业技术能力的人员，按所确定的方法进行自我评价，通过全面诊断寻求改进机会，进行必要的综合治理。

自我评价结果可用于用能单位自我改进，也可作为开展第三方评价或申报示范项目的参考信息。

注：可借鉴卓越绩效模式，评价自身电力需求侧管理开展的成熟程度，并进行内部水平对比或纵向历史数据分析。

7.2 第三方评价

用能单位可先开展自我评价，在取得阶段性成效后委托第三方评价机构，按照《工业企业实施电力需求侧管理工作评价办法（试行）》（工信部运行〔2015〕97号）等文件，评价其开展情况、取得成效、经验特点，以及差距不足、结论建议等，获得相应评价结果。

第三方评价结果可作为申报全国工业领域电力需求侧管理示范企业的资料证明，通过第三方评价达到“A级”的企业可优先被推荐为示范企业；达到“AA级”及以上的企业，可直接作为示范企业。

如申请电力需求侧管理项目奖励资金或补贴，需第三方核证；如果参加需求响应（DR）项目，由规定的负控关口平台或指定平台提供权威数据进行核算。

注：宜将评价结果与同类或相近类型用能单位数据作对标分析。

8 持续改进

8.1 确定改进目标

用能单位宜持续改进电力需求侧管理系统，提升其适宜性、充分性、有效性和规范性。

用能单位可根据自我评价或第三方评价结果，对比相关规范或最佳实践标杆，寻找差距、识别改进方向，确定改进目标。

注：改进目标宜关注提高需求侧管理绩效、节约电能成本、提高电能利用效率和单位电能产出率，实现更精准化电能管理。

8.2 制定优化方案

用能单位宜制定行动措施和优化方案，并采取必要措施，确保目标达成。

8.3 跟踪改进过程

用能单位宜确定项目管理规范和责任要求，及时跟踪改进过程，避免偏离目标结果。

8.4 纳入制度规范

用能单位宜及时巩固改进成果，将其纳入管理规范或作业标准，以实现持续改进。

9 激励措施

9.1 示范申报

用能单位如拟申报全国工业领域电力需求侧管理示范企业或园区，可依据工业和信息化部有关文件要求，向所在地省级主管部门或中国电力企业联合会申报。

如获推荐，可参与示范经验宣传推广，并可适时申请智能制造、绿色制造重大工程、国家新型工业化产业示范基地建设等政策支持。

9.2 其他激励

开展电力需求侧管理的用能单位，鼓励申请政府财政奖励、费用补偿、可中断负荷电价和高可靠性电价、辅助服务费用、重点能耗企业监测补偿、节能技改或合同能源管理项目奖励等政策支持，支持优先参与直供电试点及电力市场交易，并给予媒体宣传、荣誉证书等相关激励。

附录 参考文献

1. 《能源生产和消费革命战略（2016-2030）》
2. 《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号）
3. 《关于深入推进供给侧结构性改革做好新形势下电力需求侧管理工作的通知》（发改运行规〔2017〕1690号）
4. 《工业和信息化部办公厅关于印发工业领域电力需求侧管理专项行动计划（2016-2020年）的通知》（工信厅运行函〔2016〕560号）
5. 《关于做好工业领域电力需求侧管理工作的指导意见》（工产业政策〔2011〕第5号）
6. 《工业企业实施电力需求侧管理工作评价办法（试行）》（工信部运行〔2015〕97号）
7. 《关于组织推荐2017年全国工业领域电力需求侧管理示范企业（园区）的通知》（工信厅运行函〔2017〕540号）
8. 《电力需求侧管理城市综合试点项目类型及计算方法（试行）》（国家发改委运行局2014.11）
9. 《电力需求侧管理平台建设技术规范（试行）》（发改办运行〔2014〕734号）
10. 《有序用电管理办法》（发改运行〔2011〕832号）
11. 《有序开放用电计划的通知》（发改运行〔2017〕294号）

12. 《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901号）
13. 《关于推进电能替代的指导意见》（发改能源〔2016〕1054号）
14. 《解决弃水弃风弃光问题实施方案》（发改能源〔2017〕1942号）
15. 《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》（发改能源〔2017〕1701号）
16. 《客户侧储能系统并网管理规定》国网江苏省电力公司（试行）2017）
17. 《关于加强储能技术标准化工作的实施方案（征求意见稿）》（国家能源局综合司2018.10）
18. 《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》（发改能源〔2016〕392号）
19. 《能源管理优先事项：自我评估工具》（最佳实践指南306），英国碳信托有限公司
20. GB/T 32507-2016 电能质量 术语
21. GB/T 2900.1-2008 电工术语 基本术语
22. GB/T 12325-2008 电能质量 供电电压偏差
23. GB/T 12326-2008 电能质量 电压波动和闪变
24. GB/T 14549-1993 电能质量 公用电网谐波
25. GB/T 15543-2008 电能质量 三相电压不平衡度
26. GB/T 15945-2008 电能质量 电力系统频率偏差
27. GB/T 18481-2001 电能质量 暂时过电压和瞬态过电压
28. GB 17859-1999 计算机信息系统安全保护等级划分准则
29. GB/T 13462-2008 电力变压器经济运行
30. GB/T 12497-2006 三相异步电动机经济运行
31. GB/T 13466-2006 交流电气传动风机(泵类、压缩机)系统经济运行通则
32. GB/T 13469-2008 泵系统经济运行
33. GB/T 13470-2008 通风机系统经济运行
34. GB/T 17981-2007 空气调节系统经济运行
35. GB/T 19065-2011 电加热锅炉系统经济运行
36. GB/T 27883-2011 容积式空气压缩机系统经济运行
37. GB/T 29455-2012 照明设施经济运行
38. GB/T 19001-2016 质量管理体系 要求
39. GB/T 19004-2011 追求组织的持续成功 质量管理方法
40. GB/T 13869-2008 用电安全导则
- GB/T 26399-2011 电力系统安全稳定控制技术导则
41. DL/T 985-2005 配电变压器能效技术经济评价导则
42. DL/T 1102-2009 配电变压器运行规程
43. DL/T 573-2010 电力变压器检修导则

44. AQ/T 9006 -2010 企业安全生产标准化基本规范

45. Q/GDW 11040-2013 电力需求侧管理项目节约电力电量

工业和信息化部办公厅 住房和城乡建设部办公厅 交通运输部办公厅 农业农村部办公厅 国家能源局综合司 国务院扶贫办综合司关于开展智能光伏试点示范的通知

工信厅联电子〔2019〕200号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团工业和信息化、住房和城乡建设、交通运输、农业农村、能源、扶贫主管部门：

为推动光伏产业高质量发展，鼓励智能光伏产业技术进步和扩大应用，按照《智能光伏产业发展行动计划（2018-2020年）》（工信部联电子〔2018〕68号）有关工作部署，现组织开展智能光伏试点示范工作。现将有关事项通知如下：

一、试点示范内容

（一）支持培育一批智能光伏示范企业，包括能够提供先进、成熟的智能光伏产品、服务、系统平台或整体解决方案的企业。

（二）支持建设一批智能光伏示范项目，包括应用智能光伏产品，融合大数据、互联网和人工智能，为用户提供智能光伏服务的项目。

二、申报条件

（一）示范企业

示范企业申报主体为智能光伏领域的产品制造企业、系统集成企业、软件企业、服务企业等，并符合以下基本条件：

- 1.应为中国大陆境内注册的独立法人，注册时间不少于2年；
- 2.具有较强的智能光伏技术研发能力或创新服务能力；
- 3.已提供先进、成熟的市场化应用产品、服务或系统；
- 4.形成清晰的智能光伏商业推广模式和盈利模式；
- 5.具备丰富的智能光伏项目建设经验。

（二）示范项目

示范项目申报主体为项目组织实施单位，可以是相关应用单位、制造企业、项目所在园区、第三方集成服务机构等，有关单位及项目应符合以下基本条件：

1.已建成具有特色服务内容、贴近地区发展实际的智能光伏应用或服务体系；

2.在工业园区、建筑及城镇、交通运输、农业农村、光伏电站、光伏扶贫及其他领域形成智能光伏特色应用；

3.采用不少于3类智能光伏产品（原则上由符合《光伏制造行业规范条件》的企业提供）或服务，提供规模化（集中式10MW以上、分布式1MW以上）的智能光伏服务；对建筑及城镇领域智能光伏以及建筑一体化应用单个项目，装机容量不少于0.1MW；

4.具备灵活的服务扩展能力，具备长期运营能力，有持续运营和盈利的创新模式，具有不断完善服务能力和丰富服务内容的发展规划。

三、组织实施

（一）申报单位填写智能光伏试点示范申报书，向所在省级工业和信息化主管部门提交申报材料。国家新型工业化产业示范基地、光伏“领跑者”基地所在地的企业和项目、光伏储能应用项目、建筑光伏一体化应用项目（BIPV）优先支持。

（二）省级工业和信息化主管部门会同同级住房和城乡建设、交通运输、农业农村、能源、扶贫主管部门进行实地考察和专家评审，根据评审结果推荐企业和项目，并出具推荐意见函。推荐意见函连同申报材料（包括纸质版一式两份和电子版光盘）于2019年10月20日前通过EMS或机要交换寄至工业和信息化部（电子信息司）。

（三）工业和信息化部会同住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国务院扶贫办对申报的企业、项目进行评选。评选结果在有关部门官方网站及相关媒体上对社会公示，对公示无异议的企业、项目予以正式发布。

四、管理和激励措施

（一）示范企业、示范项目应贯彻落实《智能光伏产业发展行动计划（2018-2020年）》，努力树立行业标杆，切实发挥示范带动作用。

（二）工业和信息化部联合住房城乡建设部、交通运输部、农业农村部、国家能源局、国务院扶贫办建立工作机制，组织对示范企业、项目开展评估考核并对智能光伏试点示范名单进行动态调整。

（三）加大对示范企业、项目的宣传推介力度，利用相关部门官网、电视报纸网络等新闻媒体以及有关发布会、行业论坛等形式，提升试点示范影响力，扩大示范带动效应。

（四）鼓励各级政府部门和社会各界加大对试点示范工作的支持力度，从政策、标准、项目、资源配套等多方面支持示范企业做大做强，支持示范项目建设和推广应用。

五、其他事项

（一）申报单位要严格按照通知要求和附件格式（可在工业和信息化部官网下载），规范填写申报材料。

(二)原则上,各省、自治区、直辖市推荐的示范企业不超过5家,示范项目不超过8个;计划单列市、新疆生产建设兵团推荐的示范企业不超过3家,示范项目不超过5个。各地要严格控制数量,超过推荐数量的推荐不予受理。

附件:1.智能光伏试点示范申报书(示范企业)

2.智能光伏试点示范申报书(示范项目)

工业和信息化部办公厅
住房和城乡建设部办公厅
交通运输部办公厅
农业农村部办公厅
国家能源局综合司
国务院扶贫办综合司
2019年8月29日

关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见

财建〔2020〕4号

各省、自治区、直辖市财政厅(局)、发展改革委、物价局、能源局,新疆生产建设兵团财政局、发展改革委,国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司:

非水可再生能源是能源供应体系的重要组成部分,是保障能源安全的重要内容。当前,非水可再生能源发电已进入产业转型升级和技术进步的关键期,风电、光伏等可再生能源已基本具备与煤电等传统能源平价的条件。为促进非水可再生能源发电健康稳定发展,提出以下意见。

一、完善现行补贴方式

(一)以收定支,合理确定新增补贴项目规模。根据可再生能源发展规划、补助资金年度增收水平等情况,合理确定补助资金当年支持新增项目种类和规模。财政部将商有关部门公布年度新增补贴总额。国家发展改革委、国家能源局在不超过年度补贴总额范围内,合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模,并及早向社会公布,引导行业稳定发展。新增海上风电和光热项目不再纳入中央财政补贴范围,按规定完成核准(备案)并于2021年12月31日前全部机组完成并网的存量海上风力发电和太阳能光热发电项目,按相应价格政策纳入中央财政补贴范围。

（二）充分保障政策延续性和存量项目合理收益。已按规定核准（备案）、全部机组完成并网，同时经审核纳入补贴目录的可再生能源发电项目，按合理利用小时数核定中央财政补贴额度。对于自愿转为平价项目的存量项目，财政、能源主管部门将在补贴优先兑付、新增项目规模等方面给予政策支持。价格主管部门将根据行业发展需要和成本变化情况，及时完善垃圾焚烧发电价格形成机制。

（三）全面推行绿色电力证书交易。自 2021 年 1 月 1 日起，实行配额制下的绿色电力证书交易（以下简称绿证），同时研究将燃煤发电企业优先发电权、优先保障企业煤炭进口等与绿证挂钩，持续扩大绿证市场交易规模，并通过多种市场化方式推广绿证交易。企业通过绿证交易获得收入相应替代财政补贴。

二、完善市场配置资源和补贴退坡机制

（四）持续推动陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏价格退坡。继续实施陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏等上网指导价退坡机制，合理设置退坡幅度，引导陆上风电、光伏电站、工商业分布式光伏尽快实现平价上网。

（五）积极支持户用分布式光伏发展。通过定额补贴方式，支持自然人安装使用“自发自用、余电上网”模式的户用分布式光伏设备。同时，根据行业技术进步、成本变化以及户用光伏市场情况，及时调整自然人分布式光伏发电项目定额补贴标准。

（六）通过竞争性方式配置新增项目。在年度补贴资金总额确定的情况下，进一步完善非水可再生能源发电项目的市场化配置机制，通过市场竞争的方式优先选择补贴强度低、退坡幅度大、技术水平高的项目。

三、优化补贴兑付流程

（七）简化目录制管理。国家不再发布可再生能源电价附加目录。所有可再生能源项目通过国家可再生能源信息管理平台填报电价附加申请信息。电网企业根据财政部等部门确定的原则，依照项目类型、并网时间、技术水平等条件，确定并定期向全社会公开符合补助条件的可再生能源发电项目清单，并将清单审核情况报财政部、国家发展改革委、国家能源局。此前，三部委已发文公布的 1-7 批目录内项目直接列入电网企业可再生能源发电项目补贴清单。

（八）明确补贴兑付主体责任。电网企业依法依规收购可再生能源发电量，及时兑付电价，收购电价（可再生能源发电上网电价）超出常规能源发电平均上网电价的部分，中央财政按照既定的规则与电网企业进行结算。

（九）补贴资金按年度拨付。财政部根据年度可再生能源电价附加收入预算和补助资金申请情况，将补助资金拨付到国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司和省级财政部门，电网企业根据补助资金收支情况，按照相关部门确定的优先顺序兑付补助资金，光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先拨付资金。电网企业应切实加快兑付进度，确保资金及时拨付。

(十) 鼓励金融机构按照市场化原则对列入补贴发电项目清单的企业予以支持。鼓励金融机构按照市场化原则对于符合规划并纳入补贴清单的发电项目，合理安排信贷资金规模，切实解决企业合规新能源项目融资问题。同时，鼓励金融机构加强支持力度，创新融资方式，加快推动已列入补贴清单发电项目的资产证券化进程。

四、加强组织领导

促进非水可再生能源高质量发展是推动能源战略转型、加快生态文明建设的重要内容，各有关方面要采取有力措施，全面实施预算绩效管理，保障各项政策实施效果。各省级发改、财政、能源部门要加强对本地区非水可再生能源的管理，结合实际制定发展规划。各省级电网要按照《中华人民共和国可再生能源法》以及其他政策法规规定，通过挖掘燃煤发电机组调峰潜力、增加电网调峰电源、优化调度运行方式等，提高非水可再生能源电力消纳水平，确保全额保障性收购政策落实到位。

财政部 国家发展改革委 国家能源局

2020年1月20日

关于印发《可再生能源电价附加资金管理办法》的通知

财建〔2020〕5号

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、物价局、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司、中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源开发利用，规范可再生能源电价附加资金管理，提高资金使用效率，根据《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国可再生能源法》等要求，财政部、国家发展改革委、国家能源局共同修订了《可再生能源电价附加资金管理办法》，现印发给你们，请遵照执行。

附件：可再生能源电价附加补助资金管理办法

财政部 国家发展改革委 国家能源局

2020年1月20日

附件

可再生能源电价附加补助资金管理办法

第一条 为规范可再生能源电价附加补助资金管理，根据《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国可再生能源法》等，制定本办法。

第二条 可再生能源电价附加补助资金（以下简称补助资金）属于可再生能源发展基金，是国家为支持可再生能源发电、促进可再生能源发电行业稳定发展而设立由政府性基金。补助资金由可再生能源电价附加收入筹集。

第三条 按照中央政府性基金预算管理要求和程序，由财政部按照以收定支的原则编制补助资金年度收支预算。

第四条 享受补助资金的可再生能源发电项目按以下办法确定：

（一）本办法印发后需补贴的新增可再生能源发电项目（以下简称新增项目），由财政部根据补助资金年度增收水平、技术进步和行业发展等情况，合理确定补助资金当年支持的新增可再生能源发电项目补贴总额。国家发展改革委、国家能源局根据可再生能源发展规划、技术进步等情况，在不超过财政部确定的年度新增补贴总额内，合理确定各类需补贴的可再生能源发电项目新增装机规模。

（二）本办法印发前需补贴的存量可再生能源发电项目（以下简称存量项目），需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围，并按流程经电网企业审核后纳入补助项目清单。

第五条 国家发展改革委、国家能源局应按照以收定支原则，制定可再生能源发电项目分类型的管理办法，明确项目规模管理以及具体监管措施并及早向社会公布。有管理办法并且纳入国家可再生能源发电补贴规模管理范围的项目，相应给予补贴。

第六条 电网企业应按照本办法要求，定期公布、及时调整符合补助条件的可再生能源发电补助项目清单，并定期将公布情况报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。纳入补助项目清单项目的具体条件包括：

（一）新增项目需纳入当年可再生能源发电补贴总额范围内；存量项目需符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内。

（二）按照国家有关规定已完成审批、核准或备案；符合国家可再生能源价格政策，上网电价已经价格主管部门审核批复。

（三）全部机组并网时间符合补助要求。

（四）相关审批、核准、备案和并网要件经国家可再生能源信息管理平台审核通过。国家电网有限公司、南方电网有限责任公司分别负责公布各自经营范围内的补助项目清单；地方独立电网企业负责经营范围内的补助项目清单，报送所在地省级财政、价格、能源主管部门审核后公布。

第七条 享受补助资金的光伏扶贫项目和公共可再生能源独立电力系统项目按以下办法确定：

（一）纳入国家光伏规模管理且纳入国家扶贫目录的光伏扶贫项目，由所在地省级扶贫、能源主管部门提出申请，国务院扶贫办、国家能源局审核后报财政部、国家发展改革委确认，符合条件的项目列入光伏扶贫项目补助目录。

（二）国家投资建设或国家组织企业投资建设的公共可再生能源独立电力系统，由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门提出申请，财政部、国家发展改革委、国家能源局审核后纳入公共独立系统补助目录。

第八条 电网企业和省级相关部门按以下办法测算补助资金需求：

（一）电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）给予补助的，补助标准=（电网企业收购价格-燃煤发电上网基准价）/（1+适用增值税率）。

（二）电网企业收购补助项目清单内项目的可再生能源发电量，按照定额补助的，补助标准=定额补助标准/（1+适用增值税率）。

（三）纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统，合理的运行和管理费用超出销售电价的部分，经省级相关部门审核后，据实测算补助资金，补助上限不超过每瓦每年2元。财政部将每两年委托第三方机构对运行和管理费用进行核实并适时调整补助上限。

（四）单个项目的补助额度按照合理利用小时数核定。

第九条 每年3月30日前，由电网企业或省级相关部门提出补助资金申请。

（一）纳入补助目录的可再生能源发电项目和光伏扶贫项目，由电网企业提出补助资金申请。其中：国家电网有限公司、南方电网有限责任公司向财政部提出申请；地方独立电网企业由所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

（二）纳入补助目录的公共可再生能源独立电力系统，由项目所在地省级财政、价格、能源主管部门向财政部提出申请。

（三）电网企业和省级相关部门提出的新增项目补助资金必须符合以收定支的原则，不得超过当年确定的新增补贴总额。

第十条 财政部根据电网企业和省级相关部门申请以及本年度可再生能源电价附加收入情况，按照以收定支的原则向电网企业和省级财政部门拨付补助资金。电网企业按以下办法兑付补助资金：

（一）当年纳入国家规模管理的新增项目足额兑付补助资金。

（二）纳入补助目录的存量项目，由电网企业依照项目类型、并网时间、技术水平和相关部门确定的原则等条件，确定目录中项目的补助资金拨付顺序并向社会公开。光伏扶贫、自然人分布式、参与绿色电力证书交易、自愿转为平价项目等项目可优先兑付补助资金。其他存量项目由电网企业按照相同比例统一兑付。

第十一条 电网企业因收购可再生能源发电量产生的其他合理费用，以及按要求对补助资金进行核查产生的合理费用，由财政部审核后通过补助资金支持。

第十二条 各级财政部门收到补助资金后，应尽快向本级独立电网企业或公共可再生能源独立电力系统项目单位分解下达预算，并按照国库集中支付制度有关规定及时支付资金。电网企业收到补助资金后，一般应当在 10 个工作日内，按照目录优先顺序及结算要求及时兑付给可再生能源发电企业。电网企业应按年对补助资金申请使用情况进行全面核查，必要时可聘请独立第三方，核查结果及时报送财政部、国家发展改革委、国家能源局。国家发展改革委、国家能源局、财政部需适时对项目开展核查，核查结果将作为补贴发放的重要依据。核查结果不合格的项目，电网企业应暂停发放补贴。光伏扶贫项目补助资金应及时兑付给县级扶贫结转账户。

第十三条 补助资金实施绩效管理。国家能源局会同国家发展改革委、财政部根据绩效管理要求确定年度绩效目标和评价要求。年度结束后，电网企业和省级能源主管部门应开展绩效自评，自评结果报国家能源局、国家发展改革委，国家能源局会同国家发展改革委汇总后将补助资金整体绩效评价结果报财政部。财政部将适时组织对补贴政策执行情况开展重点绩效评价，强化评价结果应用，根据绩效评价结果及时调整完善政策、优化预算安排。

第十四条 电网企业和可再生能源发电企业存在违反规定骗取、套取补助资金等违法违纪行为的，按照《中华人民共和国预算法》、《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

第十五条 各级财政、发改、能源等部门及其工作人员在补助资金审核、分配工作中，存在违反规定分配资金、向不符合条件的单位（个人）分配资金、擅自超出规定的范围或者标准分配或使用补助资金等，以及其他滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违纪行为的，按照《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国公务员法》、《中华人民共和国监察法》《财政违法行为处罚处分条例》等有关规定进行处理。

第十六条 本办法由财政部会同相关部门按职责分工进行解释。

第十七条 本办法自印发之日起施行。2012 年 3 月 14 日印发的《可再生能源电价附加补助资金管理暂行办法》（财建〔2012〕102 号）同时废止。

交通运输部关于发布《公路通信及电力管道设计规范》 的公告

2020 年第 43 号

现发布《公路通信及电力管道设计规范》（JTG/T 3383-01—2020），作为公路工程行业推荐性标准，自 2020 年 10 月 1 日起施行。

《公路通信及电力管道设计规范》（JTG/T 3383-01—2020）的管理权和解释权归交通运输部，日常解释和管理工作中由主编单位交通运输部公路科学研究院负责。

请各有关单位注意在实践中总结经验，及时将发现的问题和修改建议函告交通运输部公路科学研究院，以便修订时研用。

特此公告。

交通运输部

2020年6月18日

附件：《公路通信及电力管道设计规范》（JTGT3383-01—2020）.pdf（略）

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

各省、自治区、直辖市财政厅（局）、发展改革委、能源局，新疆生产建设兵团财政局、发展改革委，国家电网有限公司，中国南方电网有限责任公司：

为促进可再生能源高质量发展，2020年1月，财政部、发展改革委、国家能源局印发了《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号，以下简称4号文），明确了可再生能源电价附加补助资金（以下简称补贴资金）结算规则。为进一步明确相关政策，稳定行业预期，现将补贴资金有关事项补充通知如下：

一、项目合理利用小时数

4号文明确，按合理利用小时数核定可再生能源发电项目中央财政补贴资金额度。为确保存量项目合理收益，基于核定电价时全生命周期发电小时数等因素，现确定各类项目全生命周期合理利用小时数如下：

（一）风电一类、二类、三类、四类资源区项目全生命周期合理利用小时数分别为48000小时、44000小时、40000小时和36000小时。海上风电全生命周期合理利用小时数为52000小时。

（二）光伏发电一类、二类、三类资源区项目全生命周期合理利用小时数为32000小时、26000小时和22000小时。国家确定的光伏领跑者基地项目和2019、2020年竞价项目全生命周期合理利用小时数在所在资源区小时数基础上增加10%。

(三) 生物质发电项目，包括农林生物质发电、垃圾焚烧发电和沼气发电项目，全生命周期合理利用小时数为 82500 小时。

二、项目补贴电量

项目全生命周期补贴电量=项目容量×项目全生命周期合理利用小时数。其中，项目容量按核准（备案）时确定的容量为准。如项目实际容量小于核准（备案）容量的，以实际容量为准。

三、补贴标准

按照《可再生能源电价附加补助资金管理办法》（财建〔2020〕5号，以下简称5号文）规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，全生命周期补贴电量内所发电量，按照上网电价给予补贴，补贴标准=(可再生能源标杆上网电价（含通过招标等竞争方式确定的上网电价）-当地燃煤发电上网基准价)/(1+适用增值税率)。

在未超过项目全生命周期合理利用小时数时，按可再生能源发电项目当年实际发电量给予补贴。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，所发电量超过全生命周期补贴电量部分，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

按照5号文规定纳入可再生能源发电补贴清单范围的项目，风电、光伏发电项目自并网之日起满20年后，生物质发电项目自并网之日起满15年后，无论项目是否达到全生命周期补贴电量，不再享受中央财政补贴资金，核发绿证准许参与绿证交易。

四、加强项目核查

发展改革委、国家能源局、财政部将组织对补贴项目有关情况进行核查。其中，价格主管部门负责核查电价确定和执行等情况；电网企业负责核查项目核准（备案）和容量等情况，能源主管部门负责制定相关核查标准；财政主管部门负责核查补贴发放等情况。

电网企业应建立信息化数据平台，对接入的可再生能源发电项目装机、发电量、利用小时数等运行情况进行连续监测，对电费和补贴结算进行追踪分析，确保项目信息真实有效，符合国家制定的价格、项目和补贴管理办法。

(一) 项目纳入可再生能源发电补贴清单时，项目业主应对项目实际容量进行申报。如在核查中发现申报容量与实际容量不符的，将按不符容量的2倍核减补贴资金。

(二) 电网企业应按确定的项目补贴电量和补贴标准兑付补贴资金。如在核查中发现超标准拨付的情况，由电网企业自行承担。

特此通知。

财政部 发展改革委 国家能源局

2020年9月29日

关于加快推进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〕70号

各省、自治区、直辖市财政厅（局），国家电网公司、中国南方电网有限责任公司、国家可再生能源信息管理中心：

按照《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4号）要求，国家不再发布可再生能源电价附加补助目录，而由电网企业确定并定期公布符合条件的可再生能源发电补贴项目清单（以下简称补贴清单）。为加快推进相关工作，现将补贴清单审核、公布等有关事项通知如下：

一、抓紧审核存量项目信息，分批纳入补贴清单。纳入补贴清单的可再生能源发电项目需满足以下条件：

（一）符合我国可再生能源发展相关规划的陆上风电、海上风电、集中式光伏电站、非自然人分布式光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电等项目。所有项目应于2006年及以后年度按规定完成核准（备案）手续，并已全部容量完成并网。

（二）符合国家能源主管部门要求，按照规模管理的需纳入年度建设规模管理范围内，生物质发电项目需纳入国家或省级规划，农林生物质发电项目应符合《农林生物质发电项目防治掺煤监督管理指导意见》（国能综新能〔2016〕623号）要求。其中，2019年光伏新增项目，2020年光伏、风电和生物质发电新增项目需满足国家能源主管部门出台的新增项目管理办法。

（三）符合国家可再生能源价格政策，上网电价已获得价格主管部门批复。

二、补贴清单由电网企业公布。具体流程如下：

（一）项目初审。

国家电网、南方电网和地方独立电网企业组织经营范围内的可再生能源发电企业按要求申报补贴清单，并对申报项目材料的真实性进行初审。具体申报要求见国家可再生能源信息平台（以下简称信息平台）公告。

（二）省级主管部门确认。

电网企业将符合要求的可再生能源发电项目汇总后，向各省（区、市）能源主管部门申报审核。各省（区、市）能源主管部门对项目是否按规定完成核准（备案）、是否纳入年度建设规模管理范围等条件进行确认并将结果反馈电网企业。

（三）项目复核。

电网企业将经过确认的可再生能源发电项目相关申报材料按要求通过信息平台提交国家可再生能源信息管理中心，由国家可再生能源信息管理中心对申报项目资料的完整性、支持性文件的

有效性和项目情况的真实性进行复核，包括规模管理和电价政策等方面内容，并将复核结果反馈电网企业。

（四）补贴清单公示和公布。

电网企业将复核后符合条件的项目形成补贴项目清单，并在网站上进行公示。公示期满后，国家电网、南方电网正式对外公布各自经营范围内的补贴清单，并将公布结果报送财政部、国家发展改革委和国家能源局。地方独立电网需报送所在地省级财政、价格、能源主管部门确认后，再公布经营范围内的补贴清单。

补贴清单内容需包括：项目类别、名称、场址、业主、并网容量、全容量并网时间、上网电价、列入规模管理年份等基本信息，以及其他必要信息。此前已公布的补贴清单如信息不全，应予以补充公布。

三、按照国家价格政策要求，项目执行全容量并网时间的上网电价。对于履程序分批次并网的项目，除国家另有明确规定以外，应按每批次全容量并网的实际时间分别确定上网电价。项目全容量并网时间由地方能源监管部门或电网企业认定，如因技术原因等特殊原因确实无法认定的，为加快项目确权，暂按本文所附《可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法》进行认定。

四、纳入补贴清单的可再生能源发电项目，如项目名称、业主信息发生变更，由可再生能源发电企业向电网企业申请变更，电网企业应在接到申请后 15 天内完成变更并对外公布；如并网容量、场址发生变更，需按本通知第三部分要求重新申报纳入补贴清单。

五、光伏自然人分布式仍按《财政部 国家发展改革委 国家能源局关于公布可再生能源电价附加资金补助目录（第六批）的通知》（财建〔2016〕669 号）要求管理，电网企业应定期汇总项目信息并完成备案工作。

请各单位按照上述要求，按照项目全容量并网时间先后顺序，成熟一批，公布一批，尽快完成补贴清单的公布。补贴清单审核、公布中如遇新情况、新问题，请及时向财政部、发展改革委、国家能源局反映。

财政部办公厅
2020 年 11 月 18 日

附件

可再生能源发电项目全容量并网时间认定办法

按照《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》（财建〔2020〕4 号），由电网企业按照要求审核公布可再生能源发电项目补贴清单。为提高审核效率，加快审核进度，对于地方能源

监管机构和电网企业都无法认定全容量并网时间的项目，按以下办法审核认定：

一、企业承诺

可再生能源补贴项目申请补贴清单时，应提交全容量并网时间承诺，同时提交相关核验材料。承诺内容包括：项目全部容量并网发电的时间，办理电力业务许可证时是否完成全容量并网，办理并网调度协议时是否完成全容量并网等。可再生能源补贴项目应将承诺书及电力业务许可证（按规定豁免办理电力业务许可证的项目除外）、并网调度协议等核验材料上传至目录清单审核平台。

二、多方核验

可再生能源补贴项目提交承诺书及相关核验材料后，方可进入审核流程。其中，地方能源监管机构负责审核电力业务许可证的真实性和有效性；电网企业负责审核并网调度协议的真实性和有效性；可再生能源信息管理中心负责审核全容量并网时间承诺书和相关证明材料的完整性、逻辑性。

三、认定办法

（一）可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间相一致的，项目按此时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

（二）可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致，但不影响项目享受的电价政策，项目按企业承诺全容量并网时间列入补贴清单，享受对应的电价政策。

（三）可再生能源补贴项目承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致，且影响电价政策的，按照三个并网时间中的最后时点确认全容量并网时间，列入补贴清单，享受对应的电价政策。

（四）项目对认定的全容量并网时间若有不同意见，可申请复核，并提交以下材料：

（1）国家认可的机构出具的质量监督报告；

（2）总承包合同、所有发电设备的采购合同、所有发电设备采购合同的付款银行流水记录；

（3）购售电合同及全容量并网后逐月销售电量、售电收入银行流水记录；

（4）其他可证明项目承诺合容量并网时间的材料。项目提交的上述材料完整清楚、不存在时间矛盾的，从项目企业承诺的全容量并网时间起，计算并网后12个月的平均利用小时，不低于同一地区、同类项目、同期的年平均利用小时的50%时，可暂按项目承诺全容量并网时间列入补贴清单。如未达到50%，则按月向后平移计算12个月的平均利用小时，直至达到50%的月份，暂按此月份为该项目全容量并网时间列入补贴清单。

项目履程序分批完成并网的，应分别承诺每一批全部容量并网发电的时间，分批进行核验和认定。

四、加强监管

电网企业应组织对补贴清单内的项目进行全面自查，实现清单内项目全覆盖。全容量并网时

间承诺书纳入可再生能源发电项目补贴清单公示范围，接受全社会监督。对于企业和个人反映的问题，电网企业应及时核实并说明情况，相应处理。

国家有关部门将组织第三方机构对补贴项目承诺的全容量并网时间进行核查，重点核查承诺的全容量并网时间、电力业务许可证明明确的并网时间、并网调度协议明确的并网时间不一致、影响价格政策的项目。补贴项目必须按要求配合做好核查工作，按时提供所需资料，否则将移出补贴清单。

如核查证明全容量并网时间与企业承诺不一致，将视情节轻重相应核减补贴资金，并向社会公开通报。

（一）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 3 个月及以上的。影响价格的，该项目移出补贴目录清单，且自移出之日起 3 年内不得再纳入补贴清单，移出补贴清单期间所发电量不予补贴。

（二）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 3 个月以下、1 个月以上的。影响价格的，在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量，并按实际发放补贴金额的 3 倍核减该项目补贴资金。

（三）经核实的全容量并网时间比企业承诺全容量并网时间滞后 1 个月以内的。影响价格的，在补贴目录清单中剔除该项目未按期并网发电的容量，并按实际发放补贴金额的 2 倍核减该项目补贴资金。

住房和城乡建设部办公厅关于开展建设工程企业资质审批权限下放试点的通知

建办市函〔2020〕654 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，北京市规划和自然资源委员会、新疆生产建设兵团住房和城乡建设局：

为贯彻落实《建设工程企业资质管理制度改革方案》（建市〔2020〕94 号），进一步放宽建筑市场准入限制，优化审批服务，激发市场主体活力，按照分批分步推进的原则，我部决定在部分地区开展建设工程企业资质审批权限下放试点工作。现将有关事项通知如下：

一、试点范围及时间

（一）试点地区。

选择上海市、江苏省、浙江省、安徽省、广东省、海南省等 6 个地区开展试点。

(二) 试点期限。

试点时间为半年，2021 年 1 月 1 日至 6 月 30 日。

二、试点内容

除最高等级资质（综合资质、特级资质）和需跨部门审批的资质外，将原由我部负责审批的其他资质审批权限（包括重组、合并、分立，详见附件）下放至试点地区省级住房和城乡建设主管部门。新资质标准出台前，按现行资质标准进行审批，审批方式由试点地区自行确定。

三、相关要求

(一) 加强组织领导。试点地区省级住房和城乡建设主管部门要高度重视资质审批权限下放试点工作，精心组织，周密部署，配齐配强资质审批专业人员，加强业务培训，完善资质审批系统功能，确保“接得住、管得好”。各级住房和城乡建设主管部门要积极配合试点地区开展业绩核查等工作。

(二) 规范审批行为。试点地区省级住房和城乡建设主管部门要进一步完善企业资质审批相关管理规定，细化审批标准和要求，严格依照相关资质管理规定和标准进行审批，并将通过审批的企业资质（仅限下放审批权限的资质）电子申报数据报我部备案。我部将进行随机抽查，发现违规审批的，将严肃处理；情节严重的，取消试点资格。

(三) 维护统一市场。各地、各部门不得擅自增设或变相设置准入条件、限制取得试点地区住房和城乡建设主管部门根据下放审批权限审批相应资质的企业承揽业务。我部将对发生上述问题的地区和部门予以通报。

(四) 加强事中事后监管。试点地区住房和城乡建设主管部门要进一步加大事中事后监管力度，创新监管方式和手段，完善建筑市场信用体系建设，落实工程质量终身责任制，依法依规严肃惩戒工程质量安全问题突出的企业，确保工程质量安全。

附件：试点下放审批权限的资质类别

住房和城乡建设部办公厅

2020 年 12 月 17 日

附件

试点下放审批权限的资质类别

一、勘察资质

岩土工程、岩土工程勘察（分项）、岩土工程设计（分项）、岩土工程物探测试检测监测（分项）、水文地质勘察、工程测量专业甲级资质。

二、设计资质

(一) 建筑、市政、煤炭、化工石化医药、石油天然气（海洋石油）、电力、冶金、军工、机

械、商物粮、核工业、轻纺、建材、农林行业及专业设计甲级资质。

(二) 建筑工程事务所资质。

(三) 工程设计专项甲级资质。

三、施工资质

(一) 建筑工程、市政公用工程、电力工程、矿山工程、冶金工程、石油化工工程、机电工程施工总承包一级资质。

(二) 桥梁工程、隧道工程、核工程、海洋石油工程、输变电工程、钢结构工程专业承包一级资质。

四、监理资质

房屋建筑工程、市政公用工程、电力工程、矿山工程、冶炼工程、化工石油工程、机电安装工程、通信工程监理专业甲级资质。

住房和城乡建设部等部门关于加快培育新时代建筑产业 工人队伍的指导意见

建市〔2020〕105号

各省、自治区、直辖市及计划单列市、新疆生产建设兵团住房和城乡建设厅（委、管委、局）、发展改革委、教育厅（局）、工业和信息化厅（局）、人力资源社会保障厅（局）、交通运输厅（局、委）、水利厅（局）、市场监管局、总工会，北京市规划和自然资源委，国家税务总局各省、自治区、直辖市和计划单列市税务局，各地区铁路监督管理局，民航各地区管理局，中华全国铁路总工会、中国民航工会全国委员会、中国金融工会全国委员会、中央和国家机关工会联合会：

党中央、国务院历来高度重视产业工人队伍建设工作，制定出台了一系列支持产业工人队伍发展的政策措施。建筑产业工人是我国产业工人的重要组成部分，是建筑业发展的基础，为经济发展、城镇化建设作出重大贡献。同时也要看到，当前我国建筑产业工人队伍仍存在无序流动性大、老龄化现象突出、技能素质低、权益保障不到位等问题，制约建筑业持续健康发展。为深入贯彻落实党中央、国务院决策部署，加快培育新时代建筑产业工人（以下简称建筑工人）队伍，提出如下意见。

一、总体思路

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，牢固树立

新发展理念，坚持以人民为中心的发展思想，以推进建筑业供给侧结构性改革为主线，以夯实建筑产业基础能力为根本，以构建社会化专业化分工协作的建筑工人队伍为目标，深化“放管服”改革，建立健全符合新时代建筑工人队伍建设要求的体制机制，为建筑业持续健康发展和推进新型城镇化提供更有力的人才支撑。

二、工作目标

到 2025 年，符合建筑行业特点的用工方式基本建立，建筑工人实现公司化、专业化管理，建筑工人权益保障机制基本完善；建筑工人终身职业技能培训、考核评价体系基本健全，中级工以上建筑工人达 1000 万人以上。

到 2035 年，建筑工人就业高效、流动有序，职业技能培训、考核评价体系完善，建筑工人权益得到有效保障，获得感、幸福感、安全感充分增强，形成一支秉承劳模精神、劳动精神、工匠精神的知识型、技能型、创新型建筑工人大军。

三、主要任务

（一）引导现有劳务企业转型发展。改革建筑施工劳务资质，大幅降低准入门槛。鼓励有一定组织、管理能力的劳务企业引进人才、设备等向总承包和专业承包企业转型。鼓励大中型劳务企业充分利用自身优势搭建劳务用工信息服务平台，为小微专业作业企业与施工企业提供信息交流渠道。引导小微型劳务企业向专业作业企业转型发展，进一步做专做精。

（二）大力发展专业作业企业。鼓励和引导现有劳务班组或有一定技能和经验的建筑工人成立以作业为主的企业，自主选择 1—2 个专业作业工种。鼓励有条件的地区建立建筑工人服务园，依托“双创基地”、创业孵化基地，为符合条件的专业作业企业落实创业相关扶持政策，提供创业服务。政府投资开发的孵化基地等创业载体应安排一定比例场地，免费向创业成立专业作业企业的农民工提供。鼓励建筑企业优先选择当地专业作业企业，促进建筑工人就地、就近就业。

（三）鼓励建设建筑工人培育基地。引导和支持大型建筑企业与建筑工人输出地区建立合作关系，建设新时代建筑工人培育基地，建立以建筑工人培育基地为依托的相对稳定的建筑工人队伍。创新培育基地服务模式，为专业作业企业提供配套服务，为建筑工人谋划职业发展路径。

（四）加快自有建筑工人队伍建设。引导建筑企业加强对装配式建筑、机器人建造等新型建造方式和建造科技的探索和应用，提升智能建造水平，通过技术升级推动建筑工人从传统建造方式向新型建造方式转变。鼓励建筑企业通过培育自有建筑工人、吸纳高技能技术工人和职业院校（含技工院校，下同）毕业生等方式，建立相对稳定的核心技术工人队伍。鼓励有条件的企业建立首席技师制度、劳模和工匠人才（职工）创新工作室、技能大师工作室和高技能人才库，切实加强技能人才队伍建设。项目发包时，鼓励发包人在同等条件下优先选择自有建筑工人占比大的企业；评优评先时，同等条件下优先考虑自有建筑工人占比大的项目。

（五）完善职业技能培训体系。完善建筑工人技能培训组织实施体系，制定建筑工人职业技能标准和评价规范，完善职业（工种）类别。强化企业技能培训主体作用，发挥设计、生产、施工等资源优势，大力推行现代学徒制和企业新型学徒制。鼓励企业采取建立培训基地、校企合作、

购买社会培训服务等多种形式，解决建筑工人理论与实操脱节的问题，实现技能培训、实操训练、考核评价与现场施工有机结合。推行终身职业技能培训制度，加强建筑工人岗前培训和技能提升培训。鼓励各地加大实训基地建设资金支持力度，在技能劳动者供需缺口较大、产业集中度较高的地区建设公共实训基地，支持企业和院校共建产教融合实训基地。探索开展智能建造相关培训，加大对装配式建筑、建筑信息模型（BIM）等新兴职业（工种）建筑工人培养，增加高技能人才供给。

（六）建立技能导向的激励机制。各地要根据项目施工特点制定施工现场技能工人基本配备标准，明确施工现场各职业（工种）技能工人技能等级的配备比例要求，逐步提高基本配备标准。引导企业不断提高建筑工人技能水平，对使用高技能等级工人多的项目，可适当降低配备比例要求。加强对施工现场作业人员技能水平和配备标准的监督检查，将施工现场技能工人基本配备标准达标情况纳入相关诚信评价体系。建立完善建筑职业（工种）人工价格市场化信息发布机制，为建筑企业合理确定建筑工人薪酬提供信息指引。引导建筑企业将薪酬与建筑工人技能等级挂钩，完善激励措施，实现技高者多得、多劳者多得。

（七）加快推动信息化管理。完善全国建筑工人管理服务信息平台，充分运用物联网、计算机视觉、区块链等现代信息技术，实现建筑工人实名制管理、劳动合同管理、培训记录与考核评价信息管理、数字工地、作业绩效与评价等信息化管理。制定统一数据标准，加强各系统平台间的数据对接互认，实现全国数据互联共享。加强数据分析运用，将建筑工人管理数据与日常监管相结合，建立预警机制。加强信息安全保障工作。

（八）健全保障薪酬支付的长效机制。贯彻落实《保障农民工工资支付条例》，工程建设领域施工总承包单位对农民工工资支付工作负总责，落实工程建设领域农民工工资专用账户管理、实名制管理、工资保证金等制度，推行分包单位农民工工资委托施工总承包单位代发制度。依法依规对列入拖欠农民工工资“黑名单”的失信违法主体实施联合惩戒。加强法律知识普及，加大法律援助力度，引导建筑工人通过合法途径维护自身权益。

（九）规范建筑行业劳动用工制度。用人单位应与招用的建筑工人依法签订劳动合同，严禁用劳务合同代替劳动合同，依法规范劳务派遣用工。施工总承包单位或者分包单位不得安排未订立劳动合同并实名登记的建筑工人进入项目现场施工。制定推广适合建筑业用工特点的简易劳动合同示范文本，加大劳动监察执法力度，全面落实劳动合同制度。

（十）完善社会保险缴费机制。用人单位应依法为建筑工人缴纳社会保险。对不能按用人单位参加工伤保险的建筑工人，由施工总承包企业负责按项目参加工伤保险，确保工伤保险覆盖施工现场所有建筑工人。大力开展工伤保险宣教培训，促进安全生产，依法保障建筑工人职业安全和健康权益。鼓励用人单位为建筑工人建立企业年金。

（十一）持续改善建筑工人生产生活环境。各地要依法依规及时为符合条件的建筑工人办理居住证，用人单位应及时协助提供相关证明材料，保障建筑工人享有城市基本公共服务。全面推行文明施工，保证施工现场整洁、规范、有序，逐步提高环境标准，引导建筑企业开展建筑垃圾

分类管理。不断改善劳动安全卫生标准和条件，配备符合行业标准的安全帽、安全带等具有防护功能的工装和劳动保护用品，制定统一的着装规范。施工现场按规定设置避难场所，定期开展安全应急演练。鼓励有条件的企业按照国家规定进行岗前、岗中和离岗时的职业健康检查，并将职工劳动安全防护、劳动条件改善和职业危害防护等纳入平等协商内容。大力改善建筑工人生活区居住环境，根据有关要求及工程实际配置空调、淋浴等设备，保障水电供应、网络通信畅通，达到一定规模的集中生活区要配套食堂、超市、医疗、法律咨询、职工书屋、文体活动室等必要的机构设施，鼓励开展物业化管理。将符合当地住房保障条件的建筑工人纳入住房保障范围。探索适应建筑业特点的公积金缴存方式，推进建筑工人缴存住房公积金。加大政策落实力度，着力解决符合条件的建筑工人子女城市入托入学等问题。

四、保障措施

（一）加强组织领导。各地要充分认识建筑工人队伍建设的重要性和紧迫性，强化部门协作、建立协调机制、细化工作措施，扎实推进建筑工人队伍建设。要强化建筑工人队伍的政治引领。加强宣传思想文化阵地建设，深化理想信念教育，培育和践行社会主义核心价值观，坚持不懈用习近平新时代中国特色社会主义思想教育和引导广大建筑工人。要按照《建筑工人施工现场生活环境基本配置指南》《建筑工人施工现场劳动保护基本配置指南》《建筑工人施工现场作业环境基本配置指南》（见附件）要求，结合本地区实际进一步细化落实，加强监督检查，切实改善建筑工人生产生活环境，提高劳动保障水平。

（二）发挥工会组织和社会组织积极作用。充分发挥工会组织作用，着力加强源头（劳务输出地）建会、专业作业企业建会和用工方建会，提升建筑工人入会率。鼓励依托现有行业协会等社会组织，建设建筑工人培育产业协作机制，搭建施工专业作业用工信息服务平台，助力小微专业作业企业发展。

（三）加大政策扶持和财税支持力度。对于符合条件的建筑企业，继续落实在税收、行政事业性收费、政府性基金等方面的相关减税降费政策。落实好职业培训、考核评价补贴等政策，结合实际情况，明确一定比例的建筑安装工程费专项用于施工现场工人技能培训、考核评价。对达到施工现场技能工人配备比例的工程项目，建筑企业可适当减少该项目建筑工人技能培训、考核评价的费用支出。引导建筑企业建立建筑工人培育合作伙伴关系，组建建筑工人培育平台，共同出资培训建筑工人，归集项目培训经费，统筹安排资金使用，提高资金利用效率。指导企业足额提取职工教育经费用于开展职工教育培训，加强监督管理，确保专款专用。对符合条件人员参加建筑业职业培训以及高技能人才培训的，按规定给予培训补贴。

（四）大力弘扬劳模精神、劳动精神和工匠精神。鼓励建筑企业大力开展岗位练兵、技术交流、技能竞赛，扩大参与覆盖面，充分调动建筑企业和建筑工人参与积极性，提高职业技能；加强职业道德规范素养教育，不断提高建筑工人综合素质，大力弘扬和培育工匠精神。坚持正确的舆论导向，宣传解读建筑工人队伍建设改革的重大意义、目标任务和政策举措，及时总结和推广建筑工人队伍建设改革的好经验、好做法。加大建筑工人劳模选树宣传力度，大力宣传建筑工人

队伍中的先进典型，营造劳动最光荣、劳动最崇高、劳动最伟大、劳动最美丽的良好氛围。

附件：1.建筑工人施工现场生活环境基本配置指南

2.建筑工人施工现场劳动保护基本配置指南

3.建筑工人施工现场作业环境基本配置指南

住房和城乡建设部
国家发展改革委
教育部
工业和信息化部
人力资源社会保障部
交通运输部
水利部
税务总局
市场监管总局
国家铁路局
民航局
中华全国总工会
2020年12月18日

附件 1

建筑工人施工现场生活环境基本配置指南

总体要求： 加强建设工程施工现场生活区域标准化管理，改善从业人员生活环境和居住条件，保障从业人员身体健康和生命安全，生活区域应统筹安排，合理布局，按照标准化、智能化、美观化的原则规划、建设和管理。生活区域场地应合理硬化、绿化，生活区域应实施封闭式管理，人员实行实名制管理。生活区设置和管理由施工总承包单位负责，分包单位应服从管理。施工总承包单位应设置专人对生活区进行管理，建立健全消防保卫、卫生防疫、智能化管理、爱国卫生、生活设施使用等管理制度。生活区域应明确抗风抗震、防汛、安全保卫、消防、卫生防疫等方案和应急预案，并组织相应的应急演练。生活区域设置除应符合本指南的规定外，还应符合《建设工程临建房屋技术标准》（DB11/693）、《建筑设计防火规范》（GB 50016）、《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB 50720）等现行国家和行业标准要求。各地可根据本指南，结合本地区实际情况进一步细化，制定本地区建筑工人施工现场生活环境配置标准、指南或指引。

序号	生活环境	配置	要求
1	现场生活区	专项规划与设计	生活区规划、设计、选址应根据场地情况、入住队伍和人员数量、功能需求、工程所在地气候特点和地方管理要求等各项条件，满足施工生产、安全防护、消防、卫生防疫、环境保护、防范自然灾害和规范化管理等要求。生活区域建筑物、构筑物的外观、色调等应与周边环境协调一致。
		生活区围挡设置	生活区应采用可循环、可拆卸、标准化的专用金属定型材料进行围挡，围挡高度不得低于1.8米。
		生活设施设置	生活区应设置门卫室、宿舍、食堂、粮食储藏室、厕所、盥洗设施、淋浴间、洗衣房、开水房（炉）或饮用水保温桶、封闭式垃圾箱、手机充电柜、燃气储藏间等临建房屋和设施。生活区内必须合理硬化、绿化；设置有效的排水措施，雨水、污水排水通畅，场区内不得积水。食堂、锅炉房等应采用单层建筑，应与宿舍保持安全距离。宿舍不得与厨房操作间、锅炉房、变配电间等组合建造。生活区用房应满足抗10级风和当地抗震设防烈度的要求，消防要求应按照《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB50720）执行。
2	居住设施	宿舍	宿舍楼、宿舍房间应统一编号。宿舍室内高度不低于2.5米，通道宽度不小于0.9米，人均使用面积不小于2.5平方米，每间宿舍居住人员不超过8人。床铺高度不低于0.3米，面积不小于1.9米×0.9米，床铺间距不小于0.3米，床铺搭设不超过2层。每个房间至少有一个行李摆放架。结合所在地区气候特点，冬夏季根据需要应有必要的取暖和防暑降温措施，宜设置空调、清洁能源采暖或集中供暖。不得使用煤炉等明火设备取暖。不具备条件的，可以使用电暖气。具备条件的项目，宿舍区可设置适合家庭成员共同居住的房间。
		安保	生活区实行封闭式管理，出入大门应有专职门卫。生活区应配备专、兼职保卫人员，负责日常保卫、消防工作的实施。建立预警制度。
		消防	生活区要有明显的防火宣传标志，禁止卧床吸烟。必须配备齐全有效的消防器材。生活区内的用电实行统一管理，用电设施必须符合安全、消防规定。生活区内严禁存放易燃、易爆、剧毒、腐蚀性、放射源等危险物品。宿舍内应设置烟感报警装置。生活区内建筑物与建筑工程主体之间防火间距不小于10米。生活区内临建房屋之间的防火间距不小于4米。应设置应急疏散通道、逃生指示标识和应急照明灯、灭火器、消火栓等消防器材和设施。

序号	生活环境	配置	要求
3	生活设施	食堂与食品安全	食堂必须具备卫生许可证、炊事人员身体健康证、卫生知识培训考核证等。卫生许可证、身体健康证、卫生知识培训证须悬挂在明显处。就餐区域应设置就餐桌椅。食堂、操作间、库房必须设置有效的防蝇、灭蝇、防鼠措施，在门扇下方应设不低于0.6米的防鼠挡板等措施。食堂必须设置单独的制作间、储藏间。制作间地面应做硬化和防滑处理，保持墙面、地面清洁，必须有生熟分开的刀、盆、案板等炊具及存放柜，应配备必要的排风设施和消毒设施。制作间必须设置隔油池，下水管线应与污水管线连接。必须在食堂合适位置设置密闭式泔水桶，每天定时清理。
		卫生间	生活区内应设置水冲式厕所或移动式厕所。厕所墙壁、屋顶应封闭严密，门窗齐全并通风良好。应设置洗手设施，墙面、地面应耐冲洗。应有防蝇、蚊虫等措施。厕位数量应根据生活区人员的数量设置，并应兼顾使用高峰期的需求，厕位之间应设隔板，高度不低于0.9米。化粪池应作抗渗处理。厕所应设专人负责清扫、消毒，化粪池应及时清掏。
		盥洗间	盥洗池和水龙头设置的数量应根据生活区人员数量设置，并应兼顾使用高峰时的需求，建议在盥洗台部位设置采光棚。水龙头必须采用节水型，有跑冒滴漏等质量问题的必须立即更换。盥洗设施的下水口应设置过滤网，下水管线应与污水管线连接，必须保证排水通畅。
3	生活设施	淋浴间	淋浴间必须设置冷、热水管和淋浴喷头，应能满足人员数量需求，保证施工人员能够定期洗热水澡；必须设置储衣柜或挂衣架；用电设施必须满足用电安全。照明灯必须采用安全防水型灯具和防水开关。淋浴间内的下水口应设置过滤网，下水管线应与污水管线连接。
		洗衣房	生活区应设置集中洗衣房。洗衣房应按照人员数量需求配备一定量的洗衣机。洗衣房应设置智能化使用、交费管理系统，建立洗衣机使用管理制度。宜在靠近洗衣房部位设置集中晾衣区，晾衣区应满足安全要求并具备防雨等功能。
		开水房	生活区应设置热水器等设施，保证24小时饮用开水供应。热水器等烧水设施应采取顶盖上锁或做防护笼等有效防护措施，应确保用电安全。开水房地面不得有积水，墙面悬挂必要的管理要求。

序号	生活环境	配置	要求
		锅炉房（视情况设置）	对于生活区采用锅炉供暖时必须编制专项管理方案，从锅炉房的选址、建造、锅炉质量保证、管线敷设、打压试水、燃料管理、废气、废渣排放消纳、日常检查维护保养等各个环节明确具体要求、管理标准和责任人。锅炉房必须建造独立房屋，并与宿舍等人员密集型场所保持安全距离，房屋建造材料满足消防要求，房屋必须有有效防排烟措施，锅炉使用期间，必须确保24小时有专人值班，交接班时必须要有相应记录。锅炉使用的燃料管理必须满足安全、节能的要求，废气、废渣排放消纳必须满足环保管理规定。
		吸烟、休息点、饮水	在工地食堂、浴室旁边应设置吸烟及休息点，配置可饮水设备。施工区域禁止吸烟，应根据工程实际设置固定的敞开式吸烟处，吸烟处配备足够消防器材。
4	卫生防疫	卫生防疫制度	生活区应制定法定传染病、食物中毒、急性职业中毒等突发疾病应急预案。必须严格执行国家、行业、地方政府有关卫生、防疫管理文件规定。
		医务室	配备药箱及一般常用药品以及绷带、止血带、颈托、担架等急救器材。应培训有一定急救知识的人员，并定期开展卫生防病宣传教育。
5	学习与娱乐设施	农民工业余学校	设置农民工接受培训、学习的场所，配备一定数量的桌椅、黑板等设施。配备电视机、光盘播放机、书报、杂志等必要的文体活动用品。
		文体活动室	应配备电视机、多媒体播放设施，并设书报、杂志等必要的文体活动用品。文体活动室不小于35平方米。

注：生活区面积不足或周边设施健全的，可适当调整相应配置；施工现场不能设置生活区，异地设置的也应满足本指南要求。

附件 2

建筑工人施工现场劳动保护基本配置指南

总体要求：施工企业要树立“安全第一、预防为主”的思想，加强建筑工人施工现场劳动保护，保障从业人员身体健康和生命安全，提升施工安全和劳动保护水平，减少和消除事故伤害和职业病危害。施工企业及劳务企业（专业作业企业）要为本企业建筑工人配备统一劳动着装和劳动技

术装备，严禁工人自备劳动保护用品。建筑工人施工现场劳动保护除应符合本指南的规定外，还应符合《建筑施工人员个人劳动保护用品使用管理暂行规定》（建质〔2007〕255号）、《建筑施工作业劳动防护用品配备及使用标准》（JGJ184）等现行国家和行业标准要求。各地可根据本指南，结合本地区实际情况进一步细化，制定本地区建筑工人施工现场劳动保护配置指南、指引或导则。

序号	劳动保护	配置	要求
1	常规劳保用品	头部防护用品	安全帽。
		面部防护用品	头戴式电焊面罩、防酸有机类面罩、防高温面罩。
		眼睛防护用品	防尘眼镜，防飞溅眼镜，防紫外线眼镜。
		呼吸道防护用品	防尘口罩，防毒口罩，防毒面具。
		听力防护用品	防噪音耳塞，护耳罩。
		手部防护用品	绝缘手套，耐酸碱手套，耐高温手套，防割手套等。
		脚部防护用品	绝缘靴，耐酸碱鞋，安全皮鞋，防砸皮鞋。
		身躯防护用品	反光背心，工作服，耐酸围裙，防尘围裙，雨衣。
		高空安全防护用品	高空悬挂安全带、电工安全带、安全绳。在2米及以上的无可靠安全防护设施的高处、悬崖和陡坡作业时，必须系挂安全带。
		从事机械作业的女工及长发者防护用品	应配备工作帽等个人防护用品。
		冬期施工期间或作业环境温度较低防护用品	应为作业人员配备防寒类防护用品。
		雨期施工期间防护用品	应为室外作业人员配备雨衣、雨鞋等个人防护用品。

2	工种防护用品	<p>架子工、塔式起重机操作工、起重吊装工、信号指挥工、维修电工、电焊工、气割工、锅炉及压力容器安装工、管道安装工、油漆工、混凝土工、瓦工、砌筑工、抹灰工、磨石工、石工、木工、钢筋工</p>	<p>各工种应按照作业性质和等级，按照有关规定配备相应的专用工作服装、劳动保护鞋及工作手套等个人防护用品。涉电工种要配备相应绝缘服装、绝缘鞋及绝缘手套等。涉粉尘工种要配备防尘口罩、灵便紧口的工作服、防滑鞋和工作手套。在强光环境条件作业时，应配备防护眼镜。在湿环境作业时，应配备防滑鞋和防滑手套。从事酸碱等腐蚀性作业时，应配备防腐性工作服、耐酸碱鞋，耐酸碱手套、防护口罩和防护眼镜。在从事涂刷、喷漆作业时，应配备防静电工作服、防静电鞋、防静电手套、防毒口罩和防护眼镜。瓦工、砌筑工、钢筋工等应配备保护足趾安全鞋。</p>
---	--------	---	---

注：除安全帽、反光背心、工作服、安全皮鞋外，其余配置要求，根据工种和作业内容，并参照有关标准规

附件 3

建筑工人施工现场作业环境基本配置指南

总体要求：施工企业要加强施工现场作业环境管理，推进安全生产标准化，完善作业环境安全、设施等设置，确保符合安全生产条件。建筑工人施工现场作业环境除应符合本指南的规定外，还应符合《工作场所职业病危害警示标识》（GBZ158）、《建设工程施工现场消防安全技术规范》（GB50720）、《建筑施工安全检查标准》（JGJ 59）等现行国家和行业标准要求。各地可根据本指南，结合本地区实际情况进一步细化，制定本地区建筑工人施工现场作业环境配置指南、指引或导则。

序号	作业环境	配置	要求
1	安全生产标志	安全生产宣传标语和标牌	施工现场应合理设置安全生产宣传标语和标牌。标牌设置应牢固可靠，在主要施工部位、作业层面和危险区域以及主要通道口均应设置醒目的安全警示标志。
2	工间休息设施	施工现场设置临时休息点	施工现场应在安全位置设置临时休息点。施工区域禁止吸烟，应根据工程实际设置固定的敞开式吸烟处，吸烟处配备足够消防器材。

序号	作业环境	配置	要求
		施工现场设置临时开水点	施工现场应按照工人数量比例设置热水器等设施，保证施工期间饮用开水供应。高层建筑施工现场超过 8 层后，每隔 4 层宜设置临时开水点。
		施工现场设置临时厕所	施工现场应设置水冲式或移动式厕所。高层建筑施工现场超过 8 层后，每隔 4 层宜设置临时厕所。
3	临边安全防护	基坑临边防护	深度超过 2 米的基坑、沟、槽周边应设置不低于 1.2 米的临边防护栏杆，并设置夜间警示灯。
		楼层四周、阳台临边防护	建筑物楼层邻边四周、阳台，未砌筑、安装维护结构时的安全防护现场所有楼层临边防护均为不低于 1.2 米的固定防护栏杆并满挂密目安全网。
		楼梯临边防护	楼梯踏步及休息平台处搭设两道牢固的 1.2 米高的防护栏杆并用密目安全网封闭。回转式楼梯间楼梯踏步应搭设两道牢固的 1.2 米高的防护栏杆，中间洞口处挂设安全平网防护。
		垂直运输卸料平台临边防护	出料平台必须有专项设计方案并报批后方可使用，平台上的脚手板必须铺严绑牢，平台周围须设置不低于 1.5 米高防护围栏，围栏里侧用密目安全网封严。卸料平台上的脚手板必须铺严绑牢，两侧设 1.2 米防护栏杆，18 厘米高的挡脚板，并用密目安全网封闭。
4	深基坑作业安全防护	专人监测	基础施工时设专人观察边坡及护壁，如有裂缝及时发现，尽早处理，以免造成边坡坍塌。深坑作业时，严禁向坑内抛物体，上下操作时防止坠物伤人。
5	洞口安全防护	电梯井口安全防护	设高度不低于 1.2 米的金属防护门。电梯井内首层和首层以上每隔四层设一道水平安全网，安全网封闭严密。
		管道井安全防护	采取有效防护措施，防止人员、物体坠落。墙面等处的竖向洞口设置固定式防护门或设置两道防护栏杆。
		预留孔洞安全防护	1.5 米×1.5 米以下的孔洞，用坚实盖板盖住，有防止挪动、位移的措施。1.5 米×1.5 米以上的孔洞，四周设两道护身栏杆，中间支挂水平安全网。结构施工中伸缩缝和后浇带处加固定盖板防护。
6	水平作业通道安全防护	搭设防护板棚	在施工期间，在出入口处必须搭设防护板棚，棚的长度为 5 米，宽度大于出入口，材料用钢管搭设，侧面用密目安全网全封闭，顶面用架板满铺一层。

序号	作业环境	配置	要求
7	交叉作业安全防护	设置警戒区	支模、粉刷、砌墙等各工种进行上下立体交叉作业时，不得在同一垂直方向上操作，下层作业的位置，必须处于依上层高度确定的可能坠落范围半径之外。模板、脚手架等拆除时，下方不得有其他操作人员，并设警戒区。模板部件拆除后，临时堆放处离楼层边不小于1米，堆放高度不超过1米。
8	高处作业安全防护	设置专用防护棚	冬季施工时，按规定做好防寒保暖工作，设置挡风防寒或临时取暖措施。在夏季施工时采取降温措施。高处施工立体交叉作业时，不得在同一垂直方向上下操作。上下同时工作时，应设专用的防护棚或隔离措施。遇有冰雪及大风暴雨后，及时清除冰雪和加设防滑条等措施。在2米以上的高度从事支模、绑扎钢筋等施工作业时具有可靠的施工作业面，并设置安全稳固的爬梯。高处作业使用的铁凳、木凳应牢固，两凳间需搭设脚手板的，间距不大于2米。
9	脚手架安全防护	专项施工方案	具有足够的强度、刚度和稳定性。具有良好的结构整体性和稳定性，不发生晃动、倾斜、变形。应设置防止操作者高空坠落和零散材料掉落的防护措施。
10	塔吊安全防护	专项技术方案和管理制度	塔吊司机身心健康，持有特种作业操作证。及时检查塔吊地脚螺栓、标准节螺栓的紧固情况，检查塔吊附墙螺栓是否紧固。恶劣天气停止作业。
11	施工电梯安全防护	专项管理制度	施工电梯司机应取得岗位合格证书。严格按施工电梯额定载荷和最大定员运载。非运行状态时，施工电梯停靠在一层，并将开关、门限位上锁，切断电源。

关于核减环境违法等农林生物质发电项目可再生能源电价附加补助资金的通知

财建〔2020〕591号

国家电网公司，南方电网公司，有关地方独立电网企业，有关发电企业：

为加强农林生物质发电管理，按照《可再生能源电价附加资金管理办法》（财建〔2020〕5号）有关规定，拟对存在环境排放不达标等行为的农林生物质发电项目，核减国家可再生能源电价附加补助资金（以下简称补贴资金）。现将有关处理办法通知如下：

一、农林生物质发电项目应依法依规申领排污许可证，完成脱硫、脱硝、除尘环保设施（以下简称环保设施）建设并验收合格报当地生态环境部门备案后，方可纳入补贴清单范围。待完成烟气排放连续监测系统安装、保证正常运行，并与省级生态环境部门和省级电网企业（含地方独立电网企业）联网，实时传输数据后，由省级生态环境部门通知电网企业，电网企业方可拨付补贴资金，未实时传输监测数据期间的补贴资金在结算时予以核减。

本文件印发前已纳入补贴清单、但未完成环保设施建设验收的农林生物质发电项目，电网企业应先暂停拨付补贴资金，待发电企业完成环保设施建设验收且实时传输监测数据后再拨付补贴资金。暂停期间的补贴资金不再拨付。

二、纳入补贴范围的农林生物质发电项目，二氧化硫、氮氧化物、颗粒排放物应符合国家和地方大气污染物排放限值。发电企业应向电网企业提供加盖中国计量认证（CMA）章的监测报告或自动监测数据等自行监测报告，电网企业依据发电企业自行监测报告或生态环境部门执法监测报告中大气污染物排放情况监测报告，核算补贴电量，拨付补贴资金。具体方法为：

按季度统计，对小时均值超标次数累计低于5次（含5次）的机组，该季度补贴电量按其上网电量的100%执行；对小时均值超标次数累计高于5次但低于20次（含20次）的机组，该季度补贴电量按其上网电量乘以符合排放限值的时间比例计算；对小时均值超标次数累计高于20次但低于40次（含40次）的机组，或执法检查认定自动监测设备不正常运行的机组，该季度不享受补贴资金政策；对小时均值超标次数累计高于40次的机组，或执法监测数据超标的机组，该季度不享受补贴资金政策，并移出可再生能源发电补贴清单。

监测期内，二氧化硫、颗粒物、氮氧化物等污染物排放中有一项不符合排放标准的，即视为该时段不符合排放标准。二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等污染物以排放浓度小时数均值计，污染物排放浓度小时均值以地方或省级生态环境部门联网的自动监测数据为准，超限时段根据环保设施集散控制系统（简称DCS）历史数据库数据核定。

三、通过改装烟气排放连续监测系统或环保分布式控制系统软、硬件设备，修改烟气排放连

续监测系统或环保分布式控制系统主要参数，篡改烟气排放连续监测系统或环保分布式控制系统历史监测数据或故意损坏丢失数据库等手段，受到生态环境主管部门核实处罚的项目，自处罚生效之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单。

四、对于国家相关主管部门组织的全国可再生能源发电项目核查结果不合格的农林生物质发电项目，自核查结果公布之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单。

发电企业拒绝核查、不配合核查或核查过程中提供虚假数据资料的，可直接认定为核查结果不合格。

五、生物质发电项目因前述规定被移出可再生能源发电补贴清单的，自移出之日起 3 年内不得再纳入补贴清单，移出补贴清单期间所发电量不予补贴。

国家和地方有关部门将利用视频监控、在线监测等手段，加强生物质发电项目建设、运行等方面的监管，定期进行“双随机一公开”抽查检查。对于经国家和地方能源主管部门、生态环境主管部门、财政部门核实掺烧化石燃料的项目，自核实之日起，电网企业应将其移出可再生能源发电补贴清单，并不得再纳入补贴清单。

六、电网企业应将列入补贴清单的农林生物质发电项目情况报送至当地生态环境部门，并按年度向其经营范围内相关生态环境部门申请获取农林生物质发电项目涉及的环境违法行为监测报告或数据。当地生态环境部门收到申请后，在 30 个工作日内将执法监测超标报告、不正常运行自动监测设备和企业弄虚作假篡改排放数据的处罚结果抄送项目接入的电网企业。电网企业按照前述规定，核减或暂停拨付补贴资金，并与农林生物质发电项目进行结算。

七、农林生物质发电项目向地方生态环境部门申请环境行政处罚（包括自动监测数据小时均值超标等情况）的书面信息，并据此书面信息向电网企业申请补贴资金。电网企业根据书面信息，按照前述规定与农林生物质发电项目进行结算。

八、各级财政、生态环境部门工作人员存在以权谋私、滥用职权、玩忽职守、徇私舞弊等违法违纪行为的，按照《中华人民共和国预算法》、《中华人民共和国公务员法》、《中华人民共和国监察法》、《财政违法行为处罚处分条例》等国家有关规定追究相应责任；涉嫌犯罪的，移送司法机关处理。

九、本通知自印发之日起施行。

财政部 生态环境部
2020 年 12 月 30 日

商务部等 19 部门关于促进对外设计咨询高质量发展有关工作的通知

商合函[2021] 1 号

各省、自治区、直辖市、计划单列市及新疆生产建设兵团有关部门、机构：

对外设计咨询是指中国的企业或者其他单位为境外投资建设项目提供咨询和管理服务，开展相关规划、咨询、勘察、设计、造价、监理、项目管理和运营维护等活动，是对外承包工程的重要组成部分。当前，共建“一带一路”倡议深入实施，建设开放型经济新体制进程不断加快，对外设计咨询发展面临较好机遇。为进一步促进对外设计咨询发展，现就有关事项通知如下：

一、高度重视对外设计咨询发展

党的十八大以来，国内设计咨询企业综合实力不断增强，积极参与境外工程设计咨询项目，带动技术、标准、装备和管理“走出去”，成为对外投资合作新亮点。但与此同时，我国对外设计咨询发展总体上还存在业务规模不大、核心竞争力不强、国际化水平不够高、顶尖品牌较少及政策促进体系有待完善等问题。在当前国际承包工程市场竞争日趋激烈、传统对外承包工程项目开发模式面临瓶颈的形势下，加快发展对外设计咨询对延伸对外承包工程产业链，注入对外承包工程发展新动力，创新对外投资合作方式和推动共建“一带一路”走深走实具有重要意义。

二、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及十九届二中、三中、四中、五中全会精神，按照建设更高水平开放型经济新体制和现代化经济体系要求，以推动共建“一带一路”高质量发展为统领，坚持新发展理念，增强对外设计咨询核心竞争力，发挥对外设计咨询在对外承包工程价值链上的引领带动作用，促进对外承包工程转变增长动力，全面提升发展质量和效益，为构建新发展格局提供有力支撑。

（二）基本原则。完善政策，营造环境。建立健全政策服务体系，加强顶层制度设计，营造良好发展环境。市场导向，企业主体。坚持企业市场主体地位，推动企业按照商业原则提供集成化、多样化的对外设计咨询服务。合力推进，防控风险。发挥金融科研机构、高等院校和行业组织作用，形成发展合力。督促企业依法合规经营，防范化解各种风险。开放合作，互利共赢。深化国际交流合作，加强各方利益融合，实现共同发展。

（三）主要目标。到 2035 年，我国对外设计咨询在国际市场上的竞争力显著增强，在对外承包工程价值链中的地位明显提升，对对外承包工程发展的带动和引领作用更加有力，支撑对外设计咨询发展的标准规范体系、服务保障体系、政策支持体系和人才培养体系逐步健全，形成一批覆盖不同业务层次和领域、具有一定国际影响力和专长的设计咨询企业，对我国和项目所在国经济社会发展的促进作用进一步增强，对推动共建“一带一路”高质量发展的作用更加突出。

三、加强政策引导和机制保障

（四）探索机制改革和制度创新。完善对外承包工程建设组织模式，引入和发展全过程咨询服务。探索建立政府间合作项目独立第三方评价机制，逐步奠定设计咨询在项目决策、实施和运营过程中的支撑作用，保障项目高质量实施，实现可持续发展。支持我国信用评级机构深度参与境外项目，积极提供评级服务。加强对中央、国有企业的考核引导，结合业务特点设置相应考核指标，鼓励中央、国有设计咨询企业发挥引领作用，稳步有序开展国际化经营。

（五）促进中外工程领域标准联通。按照我国标准化工作相关要求，遵循国际标准化工作规则，加强工程领域中外技术标准对比研究，吸收借鉴国外标准的有益经验，统一制定并发布相关中国标准外文版，积极在对外投资、技术出口和援建工程项目中推广使用。积极参加国际工程领域标准认证、交流、研讨活动，鼓励签署多双边标准技术认证协议，参与国际标准制定。落实标准联通共建“一带一路”行动计划，与共建“一带一路”国家加强标准化对接，加强标准融合。

（六）发挥政府间合作平台作用。充分发挥经贸混（联）委会、投资合作工作组等双边政府间经贸合作机制作用，加强经贸规划合作和沟通交流。支持企业加大工程设计咨询领域的合作，鼓励实施交通、能源、石油化工、电力、通信、建筑、城市基础设施建设、水利等领域的多双边中长期规划、资源勘查评估、产业政策咨询、环境风险评估等，为项目所在国提供高质量咨询服务。支持工程建设相关的装备制造企业在重点国别开展产品市场准入认证，为技术、标准和设计咨询“走出去”提供支撑。加强能力建设合作，鼓励支持对外设计咨询企业和有关商协会承办、参与设计咨询领域多双边援外培训班，加大对外交流宣传。

四、加强财税金融保险支持

（七）加大财税政策支持。通过现有资金渠道鼓励支持设计咨询行业国际化经营，推动中国技术和标准“走出去”。支持企业依法依规享受税收优惠政策，降低境外经营成本。积极对外商签双边税收协定并推动生效，避免对企业双重征税。鼓励有条件的商业性金融机构和企业在其业务范围内按照依法合规和风险可控的原则研究成立对外设计咨询发展基金，减轻企业项目前期开发资金压力。

（八）创新金融保险产品。鼓励各类金融保险机构按照风险可控、业务可持续原则开发适应对外设计咨询企业和项目特点的金融、保险产品，探索引入职业责任保险，完善信贷支持政策。为对外设计咨询企业提供优质高效的跨境金融服务，支持其在跨境贸易中使用人民币结算，降低汇兑风险。

五、加强企业综合竞争力

（九）提高设计咨询服务能力。引导对外设计咨询企业加快转变生产经营理念和组织实施方式，结合自身优势和特点积极参与境外不同类型的设计咨询项目。鼓励有实力、有条件的对外设计咨询企业采取联合经营、并购重组等方式延展业务链条，培育综合性多元化服务能力。

（十）提高技术研发创新能力。鼓励对外设计咨询企业加大科研投入和技术创新，形成专利技术优势，增强核心竞争力。加快数字化转型升级，加强信息化业务平台建设，鼓励与推进设计

咨询服务成品的数字化交付。积极参与新基建和传统基础设施升级改造，在低能耗建筑、智慧城市开发等先进工程领域积累经验，加快形成参与国际竞争的新优势。

（十一）提高境外市场开拓能力。推动企业加大对国际工程领域主要标准体系的学习和研究，增强参与国际设计咨询项目能力。加强与国际大型设计咨询企业资本、品牌合作，通过多种方式参与对外设计咨询项目，联合开拓境外市场。

（十二）提高整合上下游产业能力。鼓励有条件的设计咨询企业联合国内投资、建设施工、装备制造企业和金融机构共同开拓国际市场，共享市场网络和资源，建立合理成本分担和利益分配机制，加强深度融合，形成对外承包工程上下游产业合力。

（十三）提高风险防范应对能力。支持对外设计咨询企业强化风险防范能力，鼓励建立项目风险评估机制，准确调查评估项目所在国风险，为项目单位决策研判提供支撑。

六、加强人才队伍建设

（十四）加大人才培养储备。推动相关普通高等学校、职业院校优化工程领域专业设置。深化新工科建设，改造升级传统工科，加快发展新兴工科。创新工程教育教学组织模式，加强学科专业交叉融合，推进工程设计咨询跨院系、跨学科、跨专业人才培养，建立完善企业人员培训和在校学生实习机制。深化产教融合，支持重点工科高校与设计咨询企业共建共管工程设计咨询学院，加强对国际工程咨询理论与方法的研究，着力培养适应设计咨询产业需要的高质量人才，探索与相关专业公司联合承接对外设计咨询项目。

（十五）开展人才交流合作。鼓励引进国内急需的工程设计咨询领域高端人才和优秀团队，对外加强交换生、留学生派遣和在职人员交流。积极推动高校与设计咨询企业联合培养熟悉中国标准的工科留学生，提供实习就业机会。围绕“一带一路”建设需求，探索组建相关工科高校战略联盟，搭建人才交流网络和平台。

（十六）探讨中外执业资格认证对接。探索建立对外设计咨询相关执业人员境外业绩评价体系，完善从业人员资格管理。加快推进工程师执业资格双边互认，努力实现相关国内工程技术资格与国际执业资格认证对接，提高中国工程技术人员在国际工程领域的执业资格认可度。

七、加强公共服务和行业管理

（十七）指导企业加强风险防范。加强相关政府部门及有关机构协调配合，完善相关信息服务平台，及时发布安全风险评估报告和预警提示，指导企业防范化解重大风险。综合运用经济、法律等手段，维护企业合法权益。

（十八）加强发挥行业组织和协会作用。发挥工程承包、工程咨询等相关行业组织和协会作用，加大与有关国际机构的对接，推动设计咨询企业对外开展交流合作。加强行业促进和管理，制定对外设计咨询取费参考标准，研究建立对外设计咨询骨干企业库，规范市场秩序。鼓励境外中资企业商(协)会加大国别市场研究，为国内工程咨询企业“走出去”提供信息服务和支持。

各有关部门和单位要深刻认识推动对外设计咨询发展的重要意义，在各自职责范围内，按照本通知确定的各项任务，积极采取有针对性的措施，制定阶段性行动计划，扎实推进相关工作。

商务主管部门要做好对外设计咨询发展的统筹协调，会同有关部门和单位建立健全横向协作、纵向联动的工作机制，不断完善管理制度和政策措施。有关金融保险机构、协会和行业组织、高校和科研院所、企业要根据通知精神，结合本单位实际，制定具体落实措施。

商务部
外交部
发展改革委
教育部
工业和信息化部
财政部
人力资源社会保障部
生态环境部
住房城乡建设部
交通运输部
水利部
国务院国资委
税务总局
市场监管总局
国际发展合作署
银保监会
证监会
国家铁路局
全国工商联
2021年1月4日

住房和城乡建设部关于印发 2021 年工程建设规范标准编制及相关工作计划的通知

国务院有关部门，各省、自治区住房和城乡建设厅，海南省自然资源和规划厅、水务厅，直辖市住房和城乡建设（管）委及有关部门，新疆生产建设兵团住房和城乡建设局，国家人防办，中央

军委后勤保障部军事设施建设局，有关行业协会，有关单位：

为落实工程建设标准改革要求，进一步完善工程建设规范标准体系，推进工程建设高质量发展，我部组织制定了《2021年工程建设规范标准编制及相关工作计划》，现印发给你们，请抓紧安排落实。

住房和城乡建设部

2021年1月21日

附件：1、2021年工程建设规范标准编制及相关工作计划

附件

2021年工程建设规范标准编制及相关工作计划

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
一、工程建设强制性国家规范							
1	电子元器件厂项目规范	制订	适用于各类电子元器件生产厂或生产线建设工程。 主要技术内容：各类电子元器件厂的规划选址、规模构成、总体布局、功能性能等目标要求，环保、消防、节能、安全、职业病防护等方面的要求，以及设计、施工、设备安装、工程验收、技术升级、扩产改造等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	信息产业电子第十一设计研究院 科技工程股份有限公司等	2022年12月
2	电子材料厂项目规范	制订	适用于各类电子材料厂建设工程。 主要技术内容：电子材料厂的规划选址、规模构成、总体布局等目标要求，环保、消防、节能、安全、职业病防护等方面的要求，以及设计、施工、设备安装、工程验收、技术升级、扩产改造要求、旧厂房拆除等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	信息产业电子第十一设计研究院 科技工程股份有限公司等	2022年12月
3	工业纯水系统通用规范	制订	适用于电子、医药、轻工、电力、食品、航空航天等行业的工业纯水系统工程建设。 主要技术内容：纯水系统设计、施工、验收、运行维护及拆除等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国电子技术	信息产业电子	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
					标准化研究院 电子工程标准定额站	第十一设计研究院 科技工程股份有限公司等	
4	电子工厂特种气体和化学品配送设施通用规范	制订	适用于电子工厂生产中使用的特种气体和化学品配送系统工程设施建设。 主要技术内容：特种气体和化学品配送系统工程设计、施工、验收、运维等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	信息产业电子第十一设计研究院 科技工程股份有限公司等	2022年12月
5	废弃电器电子产品处理工程项目规范	制订	适用于各类废弃电子产品的处理设施建设工程。 主要技术内容：废弃电器电子产品处理工程的规划选址、规模构成等目标要求，消防、节能、环保、安全、职业病防护等方面的要求，以及设计、施工、设备安装、验收、运行、维护等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国工程设计院有限公司等	2022年6月
6	电池生产与处置工程项目规范	制订	适用于各类电池厂建设工程。 主要技术内容：各类电池厂工程规划选址、规模构成、项目构成等目标要求，消防、节能、环保、安全、职业病防护等方面的要求，以及设计、施工、设备安装、验收、运行、维护、加固、改造修缮、拆除、废旧利用等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国工程设计院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
7	数据中心项目规范	制订	适用于各类数据中心建设工程。 主要技术内容：数据中心规划选址、规模构成、要求，消防、节能、环保、安全等方面的要求，、设备安装、验收、运行、维护、检测、加固、废旧利用等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国电子工程设计院有限公司等	2022年6月
8	工业洁净室通用规范	制订	适用于电子、医药、建材、有色、轻工等行业的工业洁净室工程建设。 主要技术内容：各种类型工业生产制造业洁净厂房(室)工程设计、施工、设备安装、验收、运行、维护、检测、改造等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国电子工程设计院有限公司等	2022年6月
9	工程防静电通用规范	制订	适用于电子、石化、医药、纺织、石油、轻工等行业的建设项目防静电工程。 主要技术内容：各类防静电工程设计、施工、设备安装、测试、验收、运行、维护、弃用、拆除等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国电子技术标准化研究院等	2022年6月
10	工程防辐射通用规范	制订	适用于电子、广电、通信等行业的建设项目防辐射工程。 主要技术内容：各类防辐射工程设计、施工、设备安装、检验、验收、运行、维护、加固、改造修缮、拆除等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院 电子工程标准定额站	中国电子技术标准化研究院等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
11	炼化化工工程项目规范	制订	适用于以石油、天然气、煤及其产品为原料，生产、储存各种石油化工产品的炼化化工工程项目。 主要技术内容：炼化化工工程项目规划选址、建设规模、项目构成、工艺、公用工程及辅助生产设施，储运系统、环境保护、职业安全卫生、消防、抗震、自动控制和应急救援等方面需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司工程部	中国石化工程建设有限公司等	2022年12月
12	加油加气站项目规范	制订	适用于汽车加油站、加气站（包括液化石油气加气站、压缩天然气加气站和液化天然气加气站等）及其合建站等工程项目。 主要技术内容：基本规定；站内平面布置等规划布局要求；加油工艺及设施、液化石油气加气工艺及设施、压缩天然气加气工艺及设施、液化天然气加气工艺及设施充电设施、消防设施及给排水、电气、报警和紧急切断系统、采暖通风、建筑物、施工验收、维护检修、退出等方面需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司工程部	中国石化工程建设有限公司等	2022年12月
13	石油库项目规范	制订	适用于石油库和石油储备库工程、库外管道工程等。 主要技术内容：项目建设原则，可行性研究的要求；项目工程的性能、指标要求；项目工程勘察、设计、施工验收、运行维护、改造维修、拆除、废旧利用要求；项目规划选址、平面布置、用地规模、项目建设规模和项目构成，工艺和装备；配套工程；抗震设防、环境保护、安全卫生、消防、自动控制和信息化等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司工程部	中石化广州工程有限公司等	2022年12月
14	地下水封洞库项目规范	制订	适用于国家石油储备和石油商业储备地下水封洞库、成品油地下水封洞库和液化石油气地下水封洞库等工程项目。 主要技术内容：项目建设原则、规划选址、建设规模、项目构成、功能性能等目标要求，消防、供电、抗震、节能、环境保护、安全卫生等方面的要求，以及项目勘察、设计、施工、验收、运行维护、弃用处理等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司工程部	中石化上海工程有限公司等	2022年12月
15	化工矿山工程项目规范	制订	适用于硫铁矿、磷矿、钾盐矿、硼矿、芒硝矿、矿等化工矿山建设工程。 主要技术内容：项目规模、构成、布局、功能、强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中蓝连海设计研究院等	2022年6月
16	无机化工工程项目规范	制订	适用于化肥工业、无机酸碱盐工业、焦化工业、盐化工及氯碱工业等建设工程。 主要技术内容：无机化工工程项目的规划选址、规模构成、总体布局、功能性能等目标要求，环保、消防、节能、安全、职业病防护等方面的要求，以及设计、施工、设备安装、工程验收、升级改造等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中国五环工程有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
17	有机化工工程项目规范	制订	适用于甲醇及碳一化学品加工、醋酸系列产品加工、甲醛系列产品加工、1,4-丁二醇系列、聚氨酯、甲胺系列、丁辛醇、苯酚、乙二醇、环氧丙烷、环氧氯丙烷、芳烃等有机化工等建设工程。主要技术内容：项目规模、构成、规划、布局、功能、性能等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	华陆工程科技有限责任公司等	2022年6月
18	精细化工工程项目规范	制订	适用于农药、染料、涂料、颜料、试剂和高纯品、信息用化学品、食品和饲料添加剂、粘合剂、催化剂和各种助剂、化学合成药品和日用化学品、高分子聚合物中的功能性高分子材料等生产建设工程。 主要技术内容：项目规模、构成、布局、功能、性能等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中国成达工程有限公司等	2022年6月
19	厂区工业设备和管道工程通用规范	制订	适用于现场工业设备和管道（含非金属管道，不含石油/天然气长输管道）的设计、施工、验收、运行维护。 主要技术内容：工业管道的设计，现场设备和管道焊接，防腐蚀，管道绝热，运行和维护，工业管道的施工及质量验收等方面需要强制的通用技术要求。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中国成达工程有限公司等	2022年12月
20	低温环境混凝土应用通用规范	制订	适用于化工、石化、石油、天然气等行业低温环境混凝土应用工程。 主要技术内容：-197℃及以下超低温环境混凝土工程设计、施工、验收、运维等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中国寰球工程有限公司等	2022年6月
21	爆炸性环境电气工程通用规范	制订	适用于各行业各类工程项目涉及爆炸危险环境和场所。 主要技术内容：爆炸危险环境中的电气装置设计、选择和安装等方面需要强制的通用技术要求。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	中国寰球工程有限公司等	2022年6月
22	冶金矿山工程项目规范	制订	适用于冶金矿山（包括露天矿、井下矿）的采矿、选矿等工程项目。 主要技术内容：工程项目的建设规模、选址布局、项目构成、工艺设备水平等目标要求，节能环保、安全防护、通风除尘等方面的要求，以及工程勘测、设计、施工、安装、运行维护及改造等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶北方（大连）工程技术有限公司等	2022年12月
23	原料场项目规范	制订	适用于原料场工程及其相关公辅设施等工程项目。 主要技术内容：原料场工程项目建设规模、选址布局、项目构成、工艺设备水平等目标要求，节能、安全卫生、安防等方面的要求以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶赛迪工程技术股份有限公司	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						公司等	
24	焦化工程项目规范	制订	适用于煤焦处理、炼焦、干熄焦、煤气净化、煤焦油加工、苯精制等工程项目。 主要技术内容：焦化工程项目的规划选址、项目规模、生产布局、工艺和装备水平等目标要求，资源能源节约、环保、职业卫生、安全防护等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶焦耐(大连)工程技术有限公司等	2022年12月
25	铁矿烧结工程项目规范	制订	适用于烧结厂物料缓存、原料准备、添加剂准备、燃料准备、配料、混匀、制粒(造球)、热态处理、物料冷却、成品筛分、物料储运、固废回收、余热回收等工程项目。 主要技术内容：烧结工程建设项目的规划选择、项目规模、项目构成、功能性能、工艺和装备水平等目标要求，安全、职业卫生、消防、节能、环境保护等方面的要求，以及勘察、设计、施工安装、验收、运行维护、鉴定加固、修缮升级、拆除、废旧利用等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶长天国际工程有限责任公司等	2022年12月
26	钢铁冶炼工程项目规范	制订	适用于炼铁、炼钢工程项目。 主要技术内容：钢铁冶炼工程项目的建设规模、选址布局、项目构成、工艺和装备水平等目标要求，节能、环境保护与安全卫生、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶京诚工程技术有限公司等	2022年12月
27	工业气体制备通用规范	制订	适用于钢铁、有色、化工、石化、轻工、电子、医药、煤炭、煤化工、纺织、建材等行业常用工业气体的制备。 主要技术内容：工业气体制备所涵盖的规划、勘察、设计、施工安装、竣工验收、运行维护等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶京诚工程技术有限公司等	2022年12月
28	冷轧工程项目规范	制订	适用于冷轧碳钢、冷轧硅钢、冷轧不锈钢、钢材深加工等冷轧工程项目。 主要技术内容：轧钢工程规划选址、项目规模、项目构成、工艺和装备水平等目标要求，能源利用、环境保护与职业卫生、安全防护等方面的要求，以及勘察、设计、施工、安装、运行、维护等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶南方工程技术有限公司等	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
29	工业给排水通用规范	制订	适用于钢铁、有色、化工、石化、医药、石油天然气、电力、轻纺、电子通信、煤炭、机械、建材行业的生产和制造类工业企业的给水排水工程建设。 主要技术内容：工业企业新建、改建工程中给排水设施的规划、设计、施工、验收、运营等方面需要强制执行的通用技术要求，以及涉及安全、卫生、环境保护、资源节约和其他社会公共利益等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶南方工程技术有限公司等	2022年12月
30	钢铁工业资源综合利用通用规范	制订	适用于铁矿采选和烧结、球团、焦化、炼铁、炼钢、轧钢等工程工业资源的综合利用。 主要技术内容：开采铁矿资源过程中共生和伴生的有用成分的回收利用和尾矿、废石的综合利用，以及钢铁生产过程中产生的废渣、废液、尘泥、余热余压等具有利用价值资源的综合利用等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶京诚工程技术有限公司等	2022年12月
31	钢铁企业综合污水处理通用规范	制订	适用于钢铁企业原料、烧结、焦化、炼铁、炼钢、轧钢等主要生产单元的污、废水以及综合污水的处理和回用。 主要技术内容：钢铁企业污、废水治理及回用工程的污染物与污染物负荷、总体要求、工艺技术、检测与控制、施工和验收等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶建筑研究总院有限公司等	2022年12月
32	钢铁渣处理与综合利用通用规范	制订	适用于钢铁工业炼钢及炼铁等冶炼渣的处理、建设施工及工程验收，冶炼渣中金属的回收、冶炼渣的资源综合利用。 主要技术内容：钢铁工业炼钢及炼铁等冶炼渣处理的工艺设计、施工安装、运行与维护，冶炼渣中金属回收的工艺设计及技术指标以及冶炼渣综合利用等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶建筑研究总院有限公司等	2022年12月
33	钢铁煤气储存输配通用规范	制订	适用于钢铁企业生产过程中的煤气净化、储存和输配。 主要技术内容：钢铁企业煤气规划、勘察、测量、设计、施工、验收、运行维护和拆除等方面需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶华天工程技术有限公司等	2022年12月
34	金属非金属矿山工程通用规范	制订	适用于有色、冶金、化工、建材等行业金属非金属矿山的采矿、选矿及尾矿工程建设。 主要技术内容：金属非金属矿山共性的基本规定，安全、生态环境、人身健康、公众权利和公共利益等相关内容。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国恩菲工程技术有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
35	重有色金属冶炼工程项目规范	制订	适用于从原生资源和再生资源中提取铜、铅、锌、镍、钴、锡、锑、铋、镉、汞等十种重有色金属冶炼工程项目。 主要技术内容：厂区选址及布局、用地规模、项目建设规模和项目构成等目标要求，节能、环境保护与安全生产、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等方面需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国恩菲工程技术有限公司等	2022年6月
36	有色金属矿山工程项目规范	制订	适用于有色金属矿山的露天开采、地下开采、选矿、尾矿工程项目。 主要技术内容：露天开采、地下开采、选矿、尾矿工程项目的规模、选址、功能、性能、设施构成等方面需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国恩菲工程技术有限公司等	2022年6月
37	建筑防护通用规范	制订	适用于钢铁、有色、化工、建材等行业的采矿、选矿、冶炼、加工各类工程项目。 主要技术内容：各类建、构筑物工程项目中，工艺技术、采取的防腐蚀、燃爆、振动、高温等防护技术措施方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国有色工程有限公司等	2022年6月
38	有色轻金属冶炼工程项目规范	制订	适用于从原矿、伴生和再生资源中提取氧化铝、化学氧化铝（伴生金属铁、镓），铝、镁2种轻金属冶炼、铝用炭素非金属制备工程项目。 主要技术内容：厂区选址及布局，用地规模，项目建设规模和项目构成等目标要求，节能、环境保护与安全生产、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	贵阳铝镁设计研究院有限公司等	2022年6月
39	稀有金属及贵金属冶炼工程项目规范	制订	适用于从原生、伴生和再生资源中提取稀有轻金属（锂铷铯铍）、稀有高熔点金属（钨钼铌钽铪钽钽钽）、稀有贵金属（钨铋铂钨铼）、稀散金属（镓铟铊锗碲）、稀土金属及贵金属金银等42种稀有金属及贵金属冶炼工程项目。 主要技术内容：厂区选址及布局，用地规模，项目建设规模和项目构成等目标要求，节能、环境保护与安全生产、安防等方面的要求，以及新建、改扩建工程项	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	洛阳中硅高科技有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
			目工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等方面需要强制执行的技术措施等。		处		
40	硅材料工程项目规范	制订	适用于工业硅、多晶硅、硅棒（硅锭）、硅片的工程项目。 主要技术内容：选址及布局，用地规模，项目建设规模和项目构成等目标要求，节能、环境保护与安全卫生、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	洛阳中硅高科技有限公司等	2022年6月
41	有色金属加工工程项目规范	制订	适用于重有色金属（Cu、Pb、Zn、Sn、Ni、Sb）、轻有色金属（Al、Mg）、稀贵金属（Ti、W、Mo、Zr、Au、Ag、Pt）等塑性加工、精深加工工程项目。 主要技术内容：厂区选址及布局，用地规模，项目建设规模和项目构成等目标要求，节能、环境保护与安全卫生、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工安装、运行维护及改造等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中色科技股份有限公司等	2022年6月
42	索道工程项目规范	制订	适用于客运索道和货运索道工程项目。 主要技术内容：规划选址、布局和用地等目标要求，以及索道工程工程设计、施工、工程验收及索道工程运行维护等方面需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国有色金属建设协会等	2022年6月
43	工业建筑供暖通风与空气调节通用规范	制订	适用于各类工业建筑中供暖、通风与空气调节系统的设施建设。主要技术内容：各类工业建筑中供暖、通风与空气调节系统工程设计、施工、验收及运行维护等环节需要强制执行的通用技术要求。	工业和信息化部	中国有色金属工业工程建设标准规范管理处	中国有色金属建设协会等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
44	化纤工程项目规范	制订	适用于涤纶、锦纶、丙纶、腈纶、氨纶、维纶、纤维素纤维、聚酯、聚酰胺工程项目。 主要技术内容：规模、选址、布局、用地、建设规模、项目功能、性能、配套工程等要求，以及工程勘察、设计、安装、拆除等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会产业部	上海纺织建筑设计研究院有限公司等	2022年12月
45	产业用纺织品工程项目规范	制订	适用于医疗与卫生用纺织品、过滤与分离用纺织品、土工用纺织品、交通用、篷帆类纺织品工程项目。 主要技术内容：选址、布局、用地、项目配套工程等要求，以及工程设计、建造、安装、拆除等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会产业部	上海纺织建筑设计研究院有限公司等	2022年12月
46	纺织工程项目规范	制订	适用于棉、毛、麻、丝和与化学纤维混纺的纺纱工程和织造工程项目。 主要技术内容：规模、选址、布局、功能、性能、配套工程要求，以及工程勘察、设计、施工、安装、试车、拆除等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会产业部	河南省纺织建筑设计院有限公司等	2022年12月
47	染整工程项目规范	制订	适用于各类纺织纤维、纱线、机织及针织物进行染整加工工程项目。 主要技术内容：规模、布局、功能、性能、配套工程目标要求，以及立项、工程勘察、设计、施工、安装、试车、改造、维修和拆除等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会产业部	浙江省省直建筑设计院等	2022年12月
48	服装及家用纺织品工程项目规范	制订	适用于各类纺织服装及家用纺织品加工工程项目。 主要技术内容：规模、布局、功能、性能、配套工程目标要求，以及立项、建设、改造、维修、拆除等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会产业部	四川省纺织工业设计院等	2022年12月
49	信息通信网络工程项目规范	制订	适用于信息通信设备（机架、机柜、器件等各类设备）工程、通信网络（固定通信网、移动通信网、互联网、接入网、传送网、互联网协议地址承载网、信令网、同步网等）工程、信息系统（消息系统、智能网、各类网络管理和业务运营支撑系统）工程项目。 主要技术内容：信息通信网络工程的选址、规模、布局、安全防护、功能性能等方面的目标要求，以及在工程勘察、设计、施工、验收、运行维护等环节需要强制执行的技术措施。	工业和信息化部	中国通信企业协会通信工程建设分会	中国移动通信集团设计院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
50	信息通信管线工程项目规范	制订	适用于信息通信缆线工程、线路工程、管道工程的工程项目。主要技术内容：各个通信管线工程规划、勘察、选址、布局、用地规模、建设规模、项目功能、性能等目标要求，安全、防灾、环境保护、节能、共建共享等要求，以及设计、施工验收、改造、拆除、加固、运维等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国通信企业协会通信工程建设分会	中讯邮电咨询设计院有限公司等	2022年6月
51	信息通信局站及配套工程项目规范	制订	适用于信息通信局（站）及其配套工程项目。主要技术内容：规模、布局、功能、性能等目标要求，安全、防灾、环境保护、共建共享等要求以及在勘察、设计、施工、验收、改造、拆除、加固、运维等环节需要强制执行的技术措施等。	工业和信息化部	中国通信企业协会通信工程建设分会	华信咨询设计研究院有限公司等	2022年6月
52	邮政与快递营业场所项目规范	制订	适用于邮政营业场所和快递营业场所的工程项目。主要技术内容：邮政营业场所和快递营业场所规划选址、空间布局、配置标准、用地规模、建设规模、服务半径等目标要求，防灾、防爆、安全、环保、节能等方面要求，以及工艺装备和建筑设计、施工、运行维护等环节需要强制执行的技术要求。	国家邮政局	国家邮政局政策法规司	中国建筑 设计研究院 有限公司 等	2022年12月
53	邮政与快递处理场所项目规范	制订	适用于邮政处理场所和快递处理场所的工程项目。主要技术内容：邮政与快递处理场所的空间布局、配置标准、用地规模、建设规模、服务半径等目标要求，以及工艺装备和建筑设计、施工、运行维护等环节需要强制执行的技术要求。	国家邮政局	国家邮政局政策法规司	中国建筑 设计研究院 有限公司 等	2022年12月
54	广播电视传输覆盖网络工程项目规范	制订	适用于广播电视发射台、监测台、有线广播电视网等广播、电视节目的存储、交换、传输、分配、覆盖、监测等各类工程项目。主要技术内容：广播电视传输覆盖网络工程的场区选址及布局、用地规模、建设规模和项目构成、工艺和装备水平等目标要求，环境保护与安全卫生、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工、运行维护等环节需要强制执行的技术要求。	国家广播电视总局	国家广播电视总局规划财务司	国家广播电视总局无线电台管理局等	2022年6月
55	广播电视制播工程项目规范	制订	适用于广播电台、电视台等广播电视节目制作和播出各类工程项目。主要技术内容：广播电视制播工程的场区选址及布局、用地规模、建设规模和项目构成、工艺和装备水平等目标要求，环境保护与安全卫生、安防等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工、运行维护等环节需要强制执行的技术要求。	国家广播电视总局	国家广播电视总局规划财务司	中广电 播电 影电 视设计 研究院 等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
56	液化天然气工程项目规范	制订	适用于天然气液化工程（不含天然气净化工程）、液化天然气接收站工程（包括液化天然气气化等）。 主要技术内容：项目建设原则、规划选址、平面布置、用地规模、项目建设规模和项目构成等目标要求，环境保护、安全卫生等方面的要求，以及工程勘察、设计、施工验收、运行维护、改造、维修、拆除、废旧利用等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国寰球工程有限责任公司等	2022年12月
57	油田地面工程项目规范	制订	适用于陆上油田、滩海陆采油田和海上油田陆岸终端油气集输工程。 主要技术内容：油田地面工程设施的功能、性能、目标要求，以及油田地面工程勘察、设计、施工、交工验收等的技术要求，改造要求；油田油气集输工程、油气加工工程、注入工程、采出水处理工程、污水处理工程各类站场选址及布局，用地规模，项目建设规模和项目构成；工艺和装备；配套工程；节能、环境保护与安全卫生、安防、施工、交工验收等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	大庆油田工程有限公司等	2022年12月
58	气田地面工程项目规范	制订	适用于气田、滩海陆采气田和海上气田陆岸终端的集输工程。主要技术内容：气田地面系统规划要求，气田地面工程设施的功能、性能、目标要求，以及勘察、设计、施工、交工验收等的技术要求；气田集输管网系统规划布局、集气工艺、处理工艺、气田水转输与处理、集输线路管道、站场工艺与控制、材料选择、管道及管道组件结构、防腐与绝热、辅助生产设施、清管、试压、置换、节能、环保、安全防护、施工、交工验收等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国石油工程建设有限公司西南分公司等	2022年12月
59	输气管道工程项目规范	制订	适用于输送天然气、煤层气和煤制天然气管道工程。 主要技术内容：输气管道工程的功能、性能、目标，以及勘察、设计、施工、交工验收等的技术要求；输气工艺系统、线路、站场工艺、系统控制、通信、材料选择、管道及管道组件的结构、腐蚀控制、辅助生产设施、清管、试压、干燥、置换、节能、环保、安全防护、施工、交工验收等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国石油工程建设有限公司西南分公司等	2022年12月
60	石油天然气设备与管道腐蚀控制和隔热通用规范	制订	适用于油田工程、气田工程、输油管道工程、输气管道工程、天然气处理厂工程、地下洞库工程、液化天然气工程、储库工程的防腐和保温设施建设。 主要技术内容：管道及设备的表面处理、防腐涂层材料、性能指标、防腐结构；管道及设备的绝热材料、性能、绝热结构；埋地油气线路管道阴极保护、干扰电流控制技术；厂（站、库）区域阴极保护等方面需要强制执行的通用技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国石油工程建设有限公司西南分公司等	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
61	输油管道工程项目规范	制订	适用于输送原油、成品油、液态液化石油气管道工程。 主要技术内容：输油管道工程设施的功能、性能、目标要求，以及提出勘察、设计、选型、节能、环境保护、安全卫生、安防、施工、交工验收等技术要求；输油管道测量和勘察、输油管道系统输送工艺、线路工程、管道材料、穿跨越工程、附件和支承件的结构、输油站场、总图、管道监控、通信、焊接、焊接检验与试压等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国石油天然气管道工程有限公司等	2022年12月
62	管道穿越和跨越通用规范	制订	适用于油田及气田集输管道工程、输油管道工程及输气管道工程中线路穿跨越障碍物的设施建设。 主要技术内容：挖沟法穿越、水平定向钻穿越、隧道法穿越、桁架跨越、悬索跨越、斜拉跨越和梁式跨越的选址、勘察、结构分析、结构设计、地基基础、构造、抗震等设计、施工、交工验收等环节需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国石油天然气集团公司	中国石油天然气管道工程有限公司等	2022年12月
63	煤炭工业矿井工程项目规范	制订	适用于煤炭工业矿井各生产环节及配套生产辅助设施建设工程。主要技术内容：矿井工程规划要求，矿井工程功能、性能、目标要求，以及矿井工程咨询、勘察、设计、施工、验收、运行维护、闭坑等技术要求；配套生产辅助工程；煤炭矿井资源/储量、勘探程度评价、用地规模、建设规模、服务年限；井田开拓方式、开采工艺和装备、井巷工程施工、井下开采、运输方式；矿井通风、供配电、供热通风和给排水、智能化、节能、综合利用等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团南京设计研究院有限公司等	2022年12月
64	煤炭工业矿区辅助设施项目规范	制订	适用于煤炭工业矿区机修、矿区救护队与消防站、矿区爆炸物品库等辅助设施建设工程。 主要技术内容：矿区辅助工程与设施规划要求，矿区辅助工程与设施功能、性能、目标要求，以及辅助工程与设施勘察、设计、施工、验收、使用维护等技术要求；辅助工程与设施的选址及布局、用地规模、项目建设规模和项目构成；工艺要求和装备配置；节能、安全监控、消防、救护等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团南京设计研究院有限公司等	2022年12月
65	煤炭洗选加工工程项目规范	制订	适用于选煤厂、水煤浆厂、煤粉制备工程、储配煤中心、集装站、煤炭物流园等工程。 主要技术内容：洗选加工工程规划要求，洗选加工工程功能、性能、目标要求，以及洗选加工工程咨询、勘察、设计、施工、验收、运行维护等技术要求，以及厂址选择、煤源、用地规模、建设规模；生产工艺及装备；水源、电源等配套工程；供配电、智能化、节能等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团北京华宇工程有限公司等	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
66	煤炭工业矿区总体规划通用规范	制订	适用于煤炭资源评价、矿区开发规模、煤炭加工与综合利用、辅助附属企业与设施、建设用地、煤炭运输、矿区供电、供水、供热、供气、环境保护、水土保持等的规划建设。 主要技术内容：布局井（矿）田划分，资源综合利用方向；布局各选煤厂、辅助附属企业；选择煤炭运输方式；矿区供电、供水、供热、供气方式；环境保护、水土保持、节能减排措施等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团北京华宇工程有限公司等	2022年12月
67	矿山供配电通用规范	制订	适用于各类矿山以及辅助附属设施的电气系统工程建设。 主要技术内容：规定各类矿山供配电设施的设计、施工、运行及维护技术要求；负荷分级、电源、供配电系统、电气设备、电气传动、电气节能等，施工验收、运行及维护等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局、工业和信息化部	中国煤炭建设协会	中煤科工集团北京华宇工程有限公司等	2022年12月
68	煤炭工业露天矿工程项目规范	制订	适用于煤炭工业露天矿各生产环节、采场和排土场、配套生产辅助设施工程。 主要技术内容：露天矿工程规划要求，露天矿工程功能、性能、目标要求，以及露天矿工程咨询、勘察、设计、施工、验收、运行维护、闭坑等技术要求；配套生产辅助工程；矿田境界及资源/储量、开拓开采、穿孔爆破、边坡稳定、疏干与防排水、生产系统、供配电、消防、环境保护、水土保持、土地复垦等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团沈阳设计研究院有限公司等	2022年12月
69	煤矿瓦斯抽采与综合利用工程项目规范	制订	适用于煤矿瓦斯抽采、输送、储存、加工及利用等各类工程项目。 主要技术内容：煤矿瓦斯抽采及综合利用工程规划要求，煤矿瓦斯抽采及综合利用工程功能、性能、目标要求，以及煤矿瓦斯抽采及综合利用工程咨询、勘察、设计、施工、验收、运行维护的技术要求；煤矿瓦斯抽采及综合利用工程选址、用地规模、项目建设规模和项目构成；工艺和装备、配套工程、资源合理利用方向、节能等方面规定；煤矿瓦斯抽采及综合利用工程与煤炭矿井采掘工程安全衔接等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中煤科工集团重庆设计研究院（集团）有限公司等	2022年12月
70	矿山工程地质勘察与测量通用规范	制订	适用于矿井建设、露天矿建设、选煤（矿）厂以及其他辅助附属设施的工程地质勘察、控制测量、现状测量、施工测量、变形测量等。不包含矿山勘探阶段的矿产地质工作、矿井建设及生产过程中的矿井地质勘察与测量。 主要技术内容：矿井、露天矿、选煤（矿）厂建设工程地质与测量技术基本要求；矿区测量总体要求，矿井贯通测量控制、现状测量、监测监控等方面需要强制执行的技术要求；边坡稳定、采空区、塌陷、泥石流、崩塌等地质灾害防治工程勘察。	国家能源局、工业和信息化部	中国煤炭建设协会	中煤科工集团武汉设计研究院有限公司等	2022年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
71	矿山特种结构通用规范	制订	适用于各类矿山井架、井塔、储仓、栈桥等构筑物的结构工程建设。 主要技术内容：构筑物的各类作用最低要求值及其组合要求；确定构筑物的安全等级和设计使用年限，确定作用分类和作用组合的规则。构筑物勘察、设计、施工、验收、使用维护等技术要求，构筑物的布置要求、设计原则，结构分析、结构构造、耐久性、防火防爆、抗震设计、施工以及使用护等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局、工业和信息化部	中国煤炭建设协会	中煤西安设计工程有限责任公司等	2022年12月
72	风力发电工程项目规范	制订	适用于路上和海上风电场工程。 主要技术内容：建设规模、功能、性能、选址与布局，以及规划、设计、施工、运行维护、更新改造及拆除等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	水电水利规划设计总院等	2022年6月
73	太阳能发电工程项目规范	制订	适用于太阳能光热和光电发电工程。 主要技术内容：建设规模、功能、性能、选址与布局，以及规划、设计、施工、运行维护、更新改造及拆除等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	水电水利规划设计总院等	2022年6月
74	输电工程项目规范	制订	适用于220kV及以上电压等级的交流输电线路和不同电压等级的直流输电线路的导线、绝缘子和金具、防雷和接地、杆塔、基础等各类工程项目。 主要技术内容：架空输电线路工程规划要求，导线、绝缘子和金具、防雷和接地、杆塔、基础等各类项目在功能、性能方面的要求，以及在工程勘测、设计、施工等方面的技术要求；输电线路路径选择、气象条件、导线和地线、绝缘子和金具、绝缘配合、防雷和接地、杆塔、基础、电缆线路等各类项目的技术要求；节能、环境保护与安全卫生、安防等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	中国电力工程顾问集团中南电力设计院有限公司等	2022年6月
75	配电工程项目规范	制订	适用于110kV及以下各电压等级配电网的变电站、线路、配电网二次部分等各类工程项目。 主要技术内容：配电网工程规划要求，变电站、线路、配电网二次部分在功能、性能方面的要求，以及在工程规划、设计、施工等方面的技术要求；供电区域与规划、电压等级设置；供电可靠性、容载比、中性点接地方式、网络接线、无功补偿和电能质量；各电压等级配电网变电站、线路、配电网二次部分等各类项目的技术要求；节能、环境保护与安全卫生、安防等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	国网经济技术研究院有限公司等	2022年6月
76	电力接地通用规范	制订	适用于水力发电、火力发电、风力发电、太阳发电、核电常规岛发电等各种发电工程以及输变电和配电工程的接地设施建设。主要技术内容：接地工程的设计、配置、运行和维护等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	中国电力科学研究院有限公司	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						司等	
77	电力工程电气装置施工安装及验收通用规范	制订	适用于发电、输变电及其他工业领域电气装置安装工程施工及验收。 主要技术内容：高压电器、电力变压器、电抗器、互感器、母线、电缆线路、接地装置、旋转电机、盘、柜及二次回路接线、蓄电池、低压电器、电力变流设备、串补装置、66kV及以下架空电力线路等主要电气装置安装和工程交接验收等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	中国电力科学研究院有限公司等	2022年6月
78	变电工程项目规范	制订	适用于220kV及以上电压等级的变电站的电气、土建等各类工程项目。 主要技术内容：变电站工程规划要求，电气、土建各类项目在功能、性能方面的要求，以及在工程勘测、设计、施工等方面的技术要求；变电站工程选址及布局、建设规模；变电站工程等级划分；变电站电气部分、土建部分、换流站等各类项目的技术要求；节能、环境保护与安全卫生、安防等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	电力规划总院有限公司等	2022年6月
79	电力系统规划通用规范	制订	适用于电力系统发电、输电、变电、配电等各个环节的规划建设。 主要技术内容：电力系统各环节的规划设计在不同时期、不同区域、网源之间，在系统一次、系统二次、通信等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	电力规划总院有限公司等	2022年6月
80	火力发电工程项目规范	制订	适用于火力发电工程的锅炉设备、汽轮机、电气设备及系统、辅助及附属设施等各类工程项目。 主要技术内容：电力系统对电厂的要求、规划、机组选型、主厂房区域布置、运煤系统、锅炉设备及系统、除灰渣系统、烟气脱硫系统、烟气脱硝系统、汽轮机设备及系统、水处理系统、信息系统、仪表与控制、电气系统及设备、水工设施及系统、辅助及附属设施、建筑与结构、采暖通风和空气调节、环境保护、劳动安全与职业卫生、消防；火力发电工程的功能、性能、目标要求，选址与布局，建设规模，以及机组选择和设计性能指标计算；汽机房锅炉房等的布置；汽轮机的安装维护检修；储煤卸煤设施的要求；烟气除尘及排放系统和烟气脱硫系统的要求；发电机变压器及其他电气设施的要求；环境保护与水土保持、劳动安全等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	电力规划总院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
81	核电工程常规岛项目规范	制订	适用于核电工程常规岛部分的锅炉设备、汽轮机、电气设备及系统、辅助及附属设施等各类工程项目。 主要技术内容：规划、机组选型、布置、锅炉设备及系统、汽轮机设备及系统、水处理系统、信息系统、仪表与控制、电气系统及设备、水工设施及系统、辅助及附属设施、建筑与结构、采暖通风和空气调节、环境保护、劳动安全与职业卫生、消防；机组选择和设计性能指标计算；汽机房锅炉房等的布置；汽轮机的安装维护检修；发电机变压器及其他电气设施的要求；环境保护与水土保持、劳动安全等方面需要强制执行的技术要求。	国家能源局	中国电力企业联合会	中广核工程有限公司等	2022年6月
二、工程建设标准							
（一）国家标准							
1	《传染病医院建筑设计规范》 GB50849-2014	局部修订	适用于新建、改建和扩建的传染病医院和综合性医院的传染病区的建筑设计。 主要修订内容：1、结合目前传染病医院建设面临的新趋势和机遇，调整相关条文；2、结合本次新冠肺炎疫情对传染病医院中的负压病房、ICU等重点科室、对传染病医院内部分功能快速转换等提出的新要求，增补调整相关条文；3、进一步细化“负压病房”、“负压隔离病房”等概念、术语及配套技术要求指标；4、针对“智慧医院”、信息技术和物流系统等的的发展，调整相关条文；5、结合医疗卫生规划、公共卫生体系建设的新要求，调整相关条文。	国家卫生健康委	国家卫生健康委规划发展与信息化司	中国中元国际工程有限公司等	2022年6月
2	《综合医院建筑设计规范》 GB51039-2014	局部修订	适用于新建、改建和扩建的综合医院的建筑设计。 主要修订内容：1、结合各地城市规划对医院的选址和规划布局的新要求，调整相关条文；2、根据医疗模式和医学技术的发展，针对综合医院科室构成、建筑用房的新变化，增补日间医疗中心、检验检测平台、远程医疗中心等相关内容与条文；3、针对“智慧医院”、信息技术、远程医疗和物流系统等的的发展，调整相关条文；4、补充信息中心、能源中心、物资配送中心、医疗气体站房等后勤保障用房安全性能的相关要求；5、结合新的医疗卫生规划和公共卫生体系建设规划，调整相关条文；6、按照“平疫结合”、快速转换的要求，补充疫情期间应急筛查和救治相关内容。	国家卫生健康委	国家卫生健康委规划发展与信息化司	中国中元国际工程有限公司等	2022年6月
3	《工业企业总平面设计规范》 GB50187-2012	局部修订	适用于新建、改建及扩建工业企业的总平面设计。 主要修订内容：1、在3.0.14中，补充完善涉及军工设施及其安全控制范围的保护性强制条款；2、在5.7中，优化军工科研设施的用地面积要求；3、在附录B.0.7中，结合军工行业实际，优化容积率率的计算方法。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中冶南方工程技术有限公司等	2022年6月
4	《供配电系统设计规范》 GB50052-2009	局部修订	适用于新建、扩建和改建工程的用户端供配电系统的设计。 主要修订内容：1、增加直流配电系统相关内容；2、对负荷分级相关内容进行修订；3、对电源及供电系统章节进行修订；4、对无功补偿章节进行修订；5、其他部分	工业和信息化部	中国机械工业联合会	中国联合工程有限公司	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
			条款等。			等	
5	《机械工业工程节能设计规范》 GB50910-2013	局部修订	适用于机械工业新建、改建、扩建和技术改造工程建设项目的节能设计。 主要修订内容：1、增补智能化工厂能源综合管理设计要求；2、根据现有节能减排技术的发展，机械行业能耗的降低，调整本规范的“能耗限额”的规定；3、根据现有的技术发展，对本规范各 专业章节的条款更新调整。	工业和信息化部	中国机械工业联合会	中国联合工程有限公司等	2022年6月
6	《石油化工设计能耗计算标准》 GB/T50441-2016	局部修订	适用于以石油、天然气及其产品为主要原料的炼油厂、石油化工厂、化肥厂和化纤厂的设计能耗计算，以及项目投产验收的实测 能耗计算。 主要修订内容：对现行标准中的各等级能源折算值及相关内容进行修订。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司	中石化洛阳工程有限公司等	2022年6月
7	《石油化工静设备安装工程施工质量验收规范》 GB50461-2008	局部修订	适用于石油化工建设工程整体安装设备和现场组焊设备及其专用内件、安全附件、设备附属梯子、平台等安装工程施工质量的验收。 主要修订内容：1、增加煤化工后加工工业相关的施工工艺和验收要求；2、补充反应器安装、吸附塔安装和吸附剂装填等内容；3、补充新检验试验手段或方法，对章节编排进行调整。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司	中石化第四建设有限公司等	2022年6月
8	《隔热耐磨衬里技术规范》 GB50474- 2008	局部修订	适用于催化裂化装置反应再生系统设备的隔热耐磨衬里设计、施工及验收。 主要修订内容：1、增加新的衬里结构形式和新的施工方法； 2、增加适用于煤化工的相关技术要求。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司	天津金耐达筑炉衬里有限公司等	2022年6月
9	《石油化工安全仪表系统设计规范》 GB/T50770-2013	局部修订	适用于新建、扩建和改建石油化工工程安全仪表系统的工程设计。安全仪表系统的工程设计应满足石油化工装置或工厂安全完整性等级的要求。 主要修订内容：1、增加安全要求规格书、安全完整性等级验证等 安全生命周期活动的要求；2、根据近年来发布的国际及国家标准 及法规，并结合大型工程实践经验及收到的对原规范的修订意见，修订部分条款。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司	中国石化工程建设有限公司等	2022年6月
10	《石油化工粉体料仓防静电燃爆设计 规范》 GB50813- 2012	局部修订	适用于石油化工企业新建、改建、扩建装置的粉体料仓工程设计。 主要修订内容：增加静电消除器设计、气体控制设计、管道防堵塞设计和通风除尘等方面的要求。	工业和信息化部	中国石油化工有限公司	中石化南京工程有限公司等	2022年6月
11	《水电工程设计防火规范》 GB50872- 2014	局部修订	适用于新建、改建和扩建的大、中型水电站和抽水蓄能电站工程的防火设计。 主要修订内容：对第 6.4.1 条“在船厢室上、下闸首两侧沿混凝土塔(筒)体高度方向,每隔 6m-10m 应各设置一条水平疏散廊道”等 部分条款进行修订。	国家能源局	中国电力企业联合会	水电水利规划设计总院	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						等	
12	《油气长输管道工程施工及验收规范》 GB50369-2014	局部修订	适用于新建或改建、扩建的陆地长距离输送油气管道、煤（层）气管道、成品油管道线路工程的施工及验收，不适用于油气场站内部的工艺管道、油气田集输管道、工业企业内部的油气管道的施工及验收。 主要修订内容：1、修改管道自动焊无损检测要求；2、增加管道防腐补口施工工艺预规程及检验和试验计划的要求；3、调整管道常用的内外壁防腐层相关规范；4、增加机械化防腐的相关要求；5、增加科研成果应用和国外成熟应用材料的相关要求；6、在10.1.4中增加“酸性焊条电弧焊，风速大于8m/s；”对引用的标准进行检查，防止废止标准的使用。	国家能源局	中国石油天然气集团有限公司	中国石油管道局工程有限公司等	2022年6月
13	《消防给水及消火栓系统技术规范》 GB50974-2014	局部修订	适用于新建、扩建、改建的工业、民用、市政等建设工程的消防给水及消火栓系统的设计、施工、验收和维护管理。 主要修订内容：1、补充完善可燃液体储罐、可燃材料堆场的室外消火栓设计参数；2、补充完善石油化工企业生产装置消防用水量计算方法、泵房保护半径等技术内容；3、补充完善超高层建筑消防给水技术要求；4、补充完善消防给水系统运行状态智能监控有关内容；5、补充完善消防水泵房和消防给水系统维护管理的相关内容。	住房和城乡建设部、应急管理部	应急管理部消防救援局	中国中元国际工程有限公司、应急管理部天津消防研究所等	2022年6月
14	《自动喷水灭火系统设计规范》 GB50084-2017	局部修订	适用于新建、扩建、改建的民用与工业建筑中自动喷水灭火系统的设计。 主要修订内容：1、完善老年人照料设施、大中型幼儿园、住宅建筑、机械式车库等场所自动喷水灭火系统的技术内容；2、细化自动化立体仓库，低温地区仓库自动喷水灭火系统的设置要求；3、根据自动喷水灭火系统在我国应用现状和火灾事故中暴露出的问题，进一步提高系统可靠性要求；4、修订与相关国家标准《建筑设计防火规范》、《消防给水及消火栓系统技术规范》不协调的内容。	住房和城乡建设部、应急管理部	应急管理部消防救援局	应急管理部天津消防研究所等	2022年6月
15	《地下水监测工程技术规范》 GB/T51040-2014	局部修订	适用于我国地下水监测站的规划、建设、监测、资料整编、信息系统建设、信息服务和运维等方面的技术工作。 主要修订内容：1、根据技术发展，补充完善站网布设原则、传感器和RTU技术指标等要求；2、增加地下水水质采样、检测，信息存储与管理动态评价以及监测系统运行维护等内容；3、结合工作实际，修订自动水位监测的比测误差和资料整编等技术要求。	水利部、自然资源部	水利部国际合作与科技司	水利部信息中心等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
16	《小型水电站安全检测与评价规范》 GB/T50876-2013	局部修订	适用于新建、扩建或改造的灌溉、排水、调(引)水的大中型泵站及安装有中型及以上机组的小型泵站的建筑物施工、金属结构安装及验收。 主要修订内容: 1、为推进标准精简化管理,完善标准内容,将《泵站修订更新改造技术规范》中的泵站建筑物及金属结构设备的施工与验收等内容并入; 2、增加部分条款以及“其他形式泵站施工”和“特殊气候条件下的施工”2个章节,删除附录F“普通模板及支架的计算荷载”。	水利部	水利部国际合作与科技司	水利部农村电气化研究所等	2022年6月
17	《水利工程工程量清单计价规范》 GB50501-2007	局部修订	适用于采用工程量清单计价的水利工程的计价活动。 主要修订内容: 1、扩大标准的适用范围,调整标准的章节结构; 2、增修订加修改部分工程量清单项目及计算规则; 3、增加工程量清单格式、招标控制价(标底)格式、投标报价格式等内容以及相应条文说明等内容。	水利部	水利部国际合作与科技司	中国水利工程协会等	2022年6月
18	《水利泵站施工及验收规范》 GB/T51033-2014	局部修订	适用于总装机容量 50MW 及以下小型水电站的安全检测与评价。主要修订内容: 根据标准使用反馈调整部分章节内容,增加小型水电站下泄生态流量及监控、安全生产标准化达标等检测内容。	水利部	水利部国际合作与科技司	中国灌溉排水发展中心等	2022年6月
19	《民用建筑能耗标准》 GB/T51161-2016	局部修订	适用于民用建筑运行能耗的管理。 主要修订内容: 1、增加城市的覆盖面,增加公共建筑类型; 2、根据社会的发展和需求,评估修正标准能耗约束值和引导值; 3、增加建筑物内重点系统的能耗指标项; 4、与建筑节能、绿色建筑等相关现行标准和在编规范协调统一。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部环境与节能标准化技术委员会	住房和城乡建设部标准定额研究所等	2022年6月
20	《空调通风系统运行管理标准》 GB50365-2019	局部修订	适用于民用建筑集中管理的空调通风系统的常规运行管理,以及在发生与空调通风系统相关的突发性事件时的应急运行管理。 主要修订内容: 1、增加防疫时期的特殊规定:通过加大新风量增强稀释效果;高人员密度场所停止运营或限员;此类场所在使用期间强化自然通风; 2、对 6.2 节应急通风技术条文针对不同空调通风系统形式进行细化并增加具体措施说明。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部环境与节能标准化技术委员会	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
21	《冰雪景观建筑技术标准》 GB51202-2016	局部修订	适用于以冰、雪为主要材料的冰雪景观建筑的设计、施工、验收和维护管理。 主要修订内容：1、增加冰雪景观建筑新型结构条款；2、增加冰雪施工安全要求；3、修改施工工法有关要求；4、增加型冰制作 有关规定；5、增加室内冰雪景观以及制冷规定；6、修改冰雪雕 塑规定；7、增加冰景内灯光使用规定以及电气安全；8、增加智能化管理有关要求；9、增加生态保护、环境保护、资源保护节能 条款。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	哈尔滨市建筑设计院等	2022年6月
(二) 行业标准							
1	《房屋白蚁预防技术规程》 JGJ/T245-2011	局部修订	适用于我国土木两栖性和土栖性白蚁危害地区新建、扩建、改建 房屋及其附属设施的白蚁预防工程的设计与施工。 主要修订内容：1、删除第6章砂粒屏障的相关内容；2、根据现有白蚁综合治理策略的应用和发展情况，调整白蚁预防工程施工和检查维护的章节结构和内容；3、增加后期检查和白蚁治理的相关规定。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	全国白蚁防治中心等	2022年6月
2	《老年人照料设施建筑设计标准》 JGJ450-2018	局部修订	适用于新建、改建和扩建的老年人照料设施建筑设计。 主要修订内容：1、满足老年人全日照料设施传染病防控要求，完善防疫设计相关规定；2、满足完整居住社区建设要求，完善设计总人数少于20人的老年人日间照料设施相关规定；3、适应养老机构对床位规模的相关规定，调整适用范围。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	哈尔滨工业大学等	2022年6月
3	《索结构技术规程》 JGJ257-2012	局部修订	适用于以索为主要受力构件的各类索结构，包括悬索结构、斜拉 结构、张弦结构及索穹顶等，可分别用于屋盖、采光顶及幕墙的 设计与施工。 主要修订内容：1、完善对索结构风荷载的规定；2、丰富节点形式，节点是索结构的主要组成部分；3、提高防火规定的可操作性；4、补充运维监测的要求；5、协调其他国标与行标。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
4	《冷轧带肋钢筋混凝土结构技术规程》JGJ95-2011	局部修订	适用于工业与民用建筑采用冷轧带肋钢筋配筋的钢筋混凝土结构和先张法预应力混凝土结构的设计、施工及验收等。 主要修订内容：1、有关《冷轧带肋钢筋》GB/T 13788-2017 内容 变更配套修订；2、不同牌号冷轧带肋钢筋使用范围的修订；3、关于锚固长度、搭接长度等规定的修订；4、补充高强冷轧带肋钢筋用于约束混凝土的相关规定。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月
5	《管道燃气自闭阀》CJ/T447-2014	局部修订	适用于使用介质符合 GB/T13611 规定的城镇燃气，工作温度不超出 -100C~400C，安装在设计压力小于 10KPa 的户内燃气管道上、公称尺寸不大于 DN50 的自闭阀。 主要修订内容：1、对 5.1 结构、6.2 气密性、6.5 机械耐用性、6.8 耐温性等内容进行修订，提高标准的可操作性；2、补充完善自闭阀的分类方法及原则；3、补充自闭阀的过流切断性能等相关要求；4、结合自闭阀生产和应用实践，对标准中的现有指标进行修订；5、修订检验规则和型式检验项目，增加判定规则内容。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国城市燃气协会等	2022年6月
三、标准翻译							
1	《大宗气体纯化及输送系统工程技术规范》GB50724- 2011	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院电子工程标准定额站	中国电子技术标准化研究院等	2022年6月
2	《电子工业废水废气处理工程施工及验收规范》GB51137-2015	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院电子工程标准定额站	中国电子技术标准化研究院等	2022年6月
3	《太阳能电池生产设备安装工程施工及质量验收规范》GB51206-2016	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国电子技术标准	中国电子技术标准	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
					化研究院 电子工程 标准定额 站	化研究院 等	
4	《视频显示系统 工程测量规范》 GB/T50525-2010	中译 英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和 信息化 部	中国 电子 技术 标准 化研 究院 电 子 工 程 标 准 定 额 站	中国 电 子 技 术 标 准 化 研 究 院 等	2022 年 6 月
5	《微组装生产线 工艺设计规范》 GB/T51198-2016	中译 英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和 信息化 部	中国 电 子 技 术 标 准 化 研 究 院 电 子 工 程 标 准 定 额 站	中国 电 子 技 术 标 准 化 研 究 院 等	2022 年 6 月
6	《扩声系统工程 施工规范》 GB50949- 2013	中译 英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和 信息化 部	中国 电 子 技 术 标 准 化 研 究 院 电 子 工 程 标 准 定 额 站	中国 电 子 技 术 标 准 化 研 究 院 等	2022 年 6 月
7	《建筑废弃物再 生工厂设计标 准》 GB51322- 2018	中译 英	本标准与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和 信息化 部	国家 建 筑 材 料 工 业 标 准 定 额 总 站	中国 建 筑 材 料 工 业 规 划 研 究 院 等	2022 年 6 月
8	《空分制氧设备 安装工程施工与 质量验收规范》 GB50677-2011	中译 英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和 信息化 部	中国 冶 金 建 设 协 会	上海 二 十 冶 建 设 有 限 公 司	2022 年 6 月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						限公司等	
9	《铁尾矿砂混凝土应用技术规范》 GB51032-2014	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中国十七冶集团有限公司等	2022年6月
10	《烟气脱硫机械设备工程安装及验收规范》 GB50859- 2013	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中国十七冶集团有限公司等	2022年6月
11	《钢铁企业余热发电机械设备工程安装与质量验收规范》 GB50971-2014	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	北京首钢建设集团有限公司等	2022年6月
12	《石油化工大型设备吊装现场地基处理技术标准》 GB/T51384-2019	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国石油化工集团有限公司	中石化重型起重运输工程有限责任公司等	2022年6月
13	《建筑防腐蚀工程施工规范》 GB50212-2014	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协会	上海富晨化工有限公司等	2022年6月
14	《建筑防腐蚀工程施工质量验收标准》 GB/T50224-2018	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	工业和信息化部	中国石油和化工勘察设计协	上海富晨化工有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
					会		
15	《煤矿井下煤炭运输设计规范》 GB51179-2016	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	国家能源局	中国煤炭建设会	通用集团工程设计有限公司等	2022年6月
16	《煤矿井下辅助运输设计规范》 GB50533-2009	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	国家能源局	中国煤炭建设协会	通用集团工程设计有限公司等	2022年6月
17	《水利水电工程结构可靠性设计统一标准》 GB50199- 2013	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	国家能源局	国家能源局科技司	水电水利规划设计总院等	2022年6月
18	《水工建筑物荷载标准》 GB/T51394- 2020	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	国家能源局	国家能源局科技司	水电水利规划设计总院等	2022年6月
19	《城市轨道交通综合监控系统工程技术标准》 GB/T50636-2018	中译英	本标准与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部城市轨道交通标准化技术委员会	中国电子技术标准化研究院等	2022年6月
20	《民用建筑工程室内环境污染控制标准》 GB50325-2020	中译英	本标准与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	河南省建筑科学研究院有限公司	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
					标准化技术委员会	等	
21	《城市轨道交通自动售检票系统工程 质量验收标准》 GB/T50381-2018	中译英	本标准与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部城市轨道交通标准化技术委员会	上海地铁咨询监理科技有限公司等	2022年6月
22	《城市轨道交通公共安全防范系统工程技术规范》 GB51151-2016	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部城市轨道交通标准化技术委员会	公安部第三研究所等	2022年6月
23	《既有建筑绿色改造评价标准》 GB/T51141-2015	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部建筑环境与节能标准化技术委员会	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月
24	《建筑结构检测技术标准》 GB/T50344-2019	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部建筑结构标准化技术委员会	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
25	《建筑装饰装修工程质量验收标准》GB50210-2018	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部 住房和城乡建设部 工程质量标准化技术委员会	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月
26	《建筑与桥梁结构监测技术规范》GB50982-2014	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部 住房和城乡建设部 道路与桥梁标准化技术委员会	中国建筑科学研究院有限公司等	2022年6月
27	《屋盖结构风荷载标准》JGJ/T481-2019	中译英	本规范与中文版相同,主要内容与中文版相同。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部 住房和城乡建设部 建筑标准化技术委员会	重庆大学等	2022年6月
四、国际标准							
1	智慧城市基础设施-城市治理与服务数字化管理框架与数据	制订	适用于在智慧城市基础设施中的中的城市治理与服务数字化管理框架与数据管理。 主要技术内容：包含数据模型和系统（子系统），整合城市基本空间信息数据，与城市人口、交通、能源、城市建设等公共设施信息和公共基础服务数据，通过数据获取、数据交互、数据分析和处理、数据显示和应用过程等方式，建立城市管理和公共服务的机制，提升城市数据分析、决策和更新的应用能力。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部 住房和城乡建设部 标准定额研究所	中外建设信息有限责任公司、北京数字政通科技股份有限公司	2022年6月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						司、国泰新点软件股份有限公司、厦门市美亚柏科信息股份有限公司、青岛海纳云科技控股有限公司等	
五、专项工作							
1	工程建设规范与标准技术协调及质量审核(2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求和《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署,贯彻落实国家改革发展各项战略方针和政策措施,适应国家工程建设领域行政监管和技术管理需求,开展2021年度工程建设规范和工程建设标准技术协调、调研、论证、质量审核等工作。	住房和城乡建设部	---	住房和城乡建设部标准定额研究所	2021年12月
2	工程建设标准定额专项经费管理及绩效管理(2021年度)	专项工作	开展2021年度财政专项经费预算管理,工程建设规范和标准编制项目合同签订及专项经费支出和管理,年度项目支出绩效自评及绩效评价等工作。	住房和城乡建设部	---	住房和城乡建设部标准定额研究所	2021年12月
3	安全生产和安全防范标准管理(2021年度)	专项工作	落实国务院安委会和住房和城乡建设部安委会2021年度布置的工作任务,推进危险化学品综合治理、消防、反恐怖防范、防灾减灾、应急产业等领域标准化工作,梳理相关标准规范,提出完善相关标准意见等。	住房和城乡建设部	---	住房和城乡建设部标准定额研究所	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						所	
4	工程建设标准化年度发展研究报告 (2021年度)	专项工作	跟踪国际标准化机构和国外相关领域标准化机构的标准化工作动态, 分析相关国际标准和国外标准。编制2020年度工程建设标准化发展研究报告。	住房和城乡建设部	——	住房和城乡建设部标准定额研究所	2021年12月
5	城乡建设专项规划标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合城乡建设专项规划行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作结合相应团体标准发布信息, 对现行城乡建设专项规划标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国城市规划设计研究院	2021年12月
6	工程勘察与测量标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行工程勘察与测量标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	建设综合勘察研究设计院有限公司	2021年12月
7	建筑设计标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行建筑设计标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国建筑标准设计研究院有限公司	2021年12月
8	建筑地基基础标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行建筑地基基础标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	建研地基基础工程有限责任公司	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
9	建筑结构（抗震）标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑结构（抗震）标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	建研科技股份有限公司	2021年12月
10	建筑给水排水标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑给水排水标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国建筑设计研究院有限公司	2021年12月
11	建筑环境与节能标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑环境与节能标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国建筑科学研究院有限公司	2021年12月
12	建筑电气标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑电气标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国建筑标准设计研究院有限公司	2021年12月
13	建筑工程质量标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑工程质量标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国建筑股份有限公司	2021年12月
14	建筑施工安全标准复审及技术审核（2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行建筑施工安全标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国建筑科学研究院有限公司建筑机械化	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
						研究分院	
15	建筑维护加固与房地产标准复审及技术审核(2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求,落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署,结合建筑工程质量安全行政监管和技术管理需求,开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作;结合相应团体标准发布信息,对现行建筑维护加固与房地产标准进行梳理并复审,提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	上海市房地产科学研究院(上海市住宅修缮工程质量检测中心)	2021年12月
16	市政给水排水标准复审及技术审核(2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求,落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署,结合市政工程质量安全行政监管和技术管理需求,开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作;结合相应团体标准发布信息,对现行市政给水排水标准进行梳理并复审,提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国城市建设研究院有限公司	2021年12月
17	道路与桥梁标准复审及技术审核(2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求,落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署,结合市政工程质量安全行政监管和技术管理需求,开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作;结合相应团体标准发布信息,对现行道路与桥梁标准进行梳理并复审,提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	北京市市政工程设计研究总院有限公司	2021年12月
18	燃气标准复审及技术审核(2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求,落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署,结合市政工程质量安全行政监管和技术管理需求,开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作;结合相应团体标准发布信息,对现行燃气标准进行梳理并复审,提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部标准定额研究所	中国市政工程华北设计研究院有限公司	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
19	供热标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合市政工程质量安全 行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行供热标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国城市建设研究院有限公司	2021年12月
20	市容环境卫生标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合市政工程质量安全 行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行市容环境卫生标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	上海市环境工程设计科学研究院有限公司	2021年12月
21	风景园林标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合市政工程质量安全 行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行风景园林标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国城市建设研究院有限公司	2021年12月
22	城市轨道交通标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合市政工程质量安全 行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行城市轨道交通标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国城市规划设计研究院	2021年12月
23	信息技术应用标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合住房城乡建设信息化行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行信息技术应用标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部信息中心	2021年12月
24	建筑制品与构配件标准复审及技术审核 (2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合建筑工程质量安全 行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行建筑制品与构配件标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部	中国建筑标准设计研究院有限公司	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
25	工程建设国家标准复审(消防工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合消防工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作结合相应团体标准发布信息, 对现行消防工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	住房和城乡建设部	住房和城乡建设部建筑节能与科技司、应急管理部消防救援局	应急管理部天津消防研究所	2021年12月
26	工程建设国家标准复审(水利工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合水利工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行水利工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	水利部	水利部国际合作与科技司	水利部交通运输部国家能源局南京水利科学研究院	2021年12月
27	工程建设国家标准复审(公路工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合公路工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行公路工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	交通运输部	交通运输部公路局	中国工程建设标准化协会公路分会	2021年12月
28	工程建设国家标准复审(水运工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合水运工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行水运工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	交通运输部	交通运输部水运局	中交水运规划设计院有限公司	2021年12月
29	工程建设国家标准复审(农业工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合农业工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行农业工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	农业农村部	农业农村部计划财务司	农业农村部规划设计研究院	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
30	工程建设国家标准复审(通信工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合通信工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行通信工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	工业和信息化部信息通信发展司	中国通信企业协会	2021年12月
31	工程建设国家标准复审(电子工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合电子工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行电子工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国电子技术标准化研究院电子工程标准定额站	中国电子技术标准化研究院	2021年12月
32	工程建设国家标准复审(化工工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合化工工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行化工工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国工程建设标准化协会化工分会	中国石油和化工勘察设计协会	2021年12月
33	工程建设国家标准复审(有色金属工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合有色金属工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行有色金属工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国有色金属工业协会	中国有色金属工程有限公司	2021年12月
34	工程建设国家标准复审(石油天然气工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合石油天然气工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行石油天然气工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家能源局	中国石油天然气集团有限公司	中国石油天然气股份有限公司规划总院	2021年12月
35	工程建设国家标准复审(石油化工工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合石油化工工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行石油化工工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国石化集团有限公司	中国石化股份有限公司	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
36	工程建设国家标准复审(冶金工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合冶金工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行冶金工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国冶金建设协会	中国冶金建设协会	2021年12月
37	工程建设国家标准复审(轻工工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合轻工工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行轻工工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国轻工业联合会	中国轻工业工程建设协会	2021年12月
38	工程建设国家标准复审(建材工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合建材工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行建材工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	国家建筑材料工业标准定额总站	中国建筑材料工业规划研究院	2021年12月
39	工程建设国家标准复审(纺织工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合纺织工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行纺织工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国纺织工业联合会	中国纺织经济研究中心	2021年12月
40	工程建设国家标准复审(医疗卫生工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合医疗卫生工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行医疗卫生工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家卫生健康委	国家卫生健康委规划与信息司	中国建筑节能协会(绿色医院专业委员会)	2021年12月
41	工程建设国家标准复审(林业和草原工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合林业工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行林业工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家林业和草原局	国家林业和草原局规划财务司	国家林业和草原局调查规划设计院	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主管部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
42	工程建设国家标准复审(广电工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合广电工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行广电工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家广播电视总局	国家广播电视总局财务司	中广电广播电视设计研究院	2021年12月
43	工程建设国家标准复审(煤炭工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合煤炭工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行煤炭工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家能源局	中国煤炭建设协会	中国煤炭建设协会	2021年12月
44	工程建设国家标准复审(电力工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合电力工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行电力工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家能源局	中国电力企业联合会	中国电力企业联合会标准化中心	2021年12月
45	工程建设国家标准复审(医药工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合医药工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行医药工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国医药工程设计协会	中国医药工程设计协会	2021年12月
46	工程建设国家标准复审(机械工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合机械工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行机械工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	工业和信息化部	中国机械工业联合会	中国机械工业勘察设计协会	2021年12月
47	工程建设国家标准复审(兵器工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合兵器工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行兵器工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	国家国防科技工业局	中国兵器工业集团有限公司	中国兵器工业标准化研究所	2021年12月
48	工程建设国家标准复审(商贸工程部分, 2021年度)	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求, 落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署, 结合商贸工程质量安全行政监管和技术管理需求, 开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作; 结合相应团体标准发布信息, 对现行商贸工程标准进行梳理并复审, 提出整合、精简、转化建议。	商务部	中国工程建设标准化协会	华商国际工程有限公司	2021年12月

序号	项目名称	类别	范围和主要内容	主编部门	组织单位	起草/承担单位	完成时间
49	工程建设国家标准复审（粮食仓储和物资储备工程部分，2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合粮食仓储和物资储备工程质量安全监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行粮食仓储工程标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	国家粮食和物资储备局	国家粮食和物资储备局标准质量中心	国家粮食和物资储备局标准质量中心	2021年12月
50	工程建设国家标准复审（核工业工程部分，2021年度）	专项工作	按照国务院深化标准化工作改革方案要求，落实《关于深化工程建设标准化工作改革的意见》工作部署，结合核工业工程质量安全监管和技术管理需求，开展标准审查、协调、调研、技术咨询等工作；结合相应团体标准发布信息，对现行核工业工程标准进行梳理并复审，提出整合、精简、转化建议。	国家国防科技工业局	中国核工业集团公司	中国核工业勘察设计协会	2021年12月

中华人民共和国住房和城乡建设部令

第 52 号

《住房和城乡建设部关于修改〈建筑工程施工许可管理办法〉等三部规章的决定》已经 2021 年 1 月 26 日第 16 次部务会议审议通过，现予公布，自公布之日起施行。

住房和城乡建设部部长 王蒙徽

2021 年 3 月 30 日

住房和城乡建设部关于修改《建筑工程施工许可管理办法》等三部规章的决定

住房和城乡建设部决定：

一、将《建筑工程施工许可管理办法》（住房和城乡建设部令第 18 号，根据住房和城乡建设部令第 42 号修改）第四条第一款第二项修改为：“依法应当办理建设工程规划许可证的，已经取得建设工程规划许可证。”

将第四条第一款第五项修改为：“有满足施工需要的资金安排、施工图纸及技术资料，建设单

位应当提供建设资金已经落实承诺书，施工图设计文件已按规定审查合格。”

删去第四条第一款第七项、第八项。

二、删去《实施工程建设强制性标准监督规定》（建设部令第 81 号，根据住房和城乡建设部令第 23 号修改）第五条第二款。

三、将《城市房地产抵押管理办法》（建设部令第 56 号，根据建设部令第 98 号修改）第十五条中的“中外合资企业、合作经营企业和外商独资企业”修改为“外商投资企业”。

本决定自公布之日起施行。以上规章根据本决定作相应修正，重新公布。

中华人民共和国住房和城乡建设部令

第 53 号

《住房和城乡建设部关于修改〈建设工程勘察质量管理办法〉的决定》已经 2021 年 1 月 26 日第 16 次部务会议审议通过，现予公布，自公布之日起施行。

住房和城乡建设部部长 王蒙徽

2021 年 4 月 1 日

住房和城乡建设部关于修改《建设工程勘察质量管理办法》的决定

住房和城乡建设部决定对《建设工程勘察质量管理办法》（建设部令第 115 号，根据建设部令第 163 号修改）作如下修改：

一、将第四条第一款中的“建设行政主管部门”修改为“住房和城乡建设主管部门”。其余条款依此修改。

二、将第五条第二款中的“严格执行国家收费标准”修改为“加强履约管理，及时足额支付勘察费用”。增加两款作为第三款和第四款：“建设单位应当依法将工程勘察文件送施工图审查机构审查。建设单位应当验收勘察报告，组织勘察技术交底和验槽。

“建设单位项目负责人应当按照有关规定履行代表建设单位进行勘察质量管理的职责。”

三、将第七条修改为：“工程勘察企业应当健全勘察质量管理体系和质量责任制度，建立勘察现场工作质量责任可追溯制度。

“工程勘察企业将勘探、试验、测试等技术服务工作交由具备相应技术条件的其他单位承担的，

工程勘察企业对相关勘探、试验、测试工作成果质量全面负责。”

四、将第九条修改为：“工程勘察企业应当向设计、施工和监理等单位进行勘察技术交底，参与施工验槽，及时解决工程设计和施工中与勘察工作有关的问题，按规定参加工程竣工验收。”

五、将第十二条修改为：“工程勘察企业法定代表人应当建立健全并落实本单位质量管理制度，授权具备相应资格的人员担任项目负责人。

“工程勘察企业项目负责人应当签署质量终身责任承诺书，执行勘察纲要和工程建设强制性标准，落实本单位勘察质量管理制度，制定项目质量保证措施，组织开展工程勘察各项工作。”

六、将第十四条修改为：“工程勘察工作的原始记录应当在勘察过程中及时整理、核对，确保取样、记录的真实和准确，禁止原始记录弄虚作假。钻探、取样、原位测试、室内试验等主要过程的影像资料应当留存备查。

“司钻员、描述员、土工试验员等作业人员应当在原始记录上签字。工程勘察企业项目负责人应当对原始记录进行验收并签字。

“鼓励工程勘察企业采用信息化手段，实时采集、记录、存储工程勘察数据。”

七、将第十六条中的“观测员、试验员、记录员、机长等现场作业人员应当接受专业培训，方可上岗”修改为“司钻员、描述员、土工试验员等人员应当按照有关规定接受安全生产、职业道德、理论知识和操作技能等方面的专业培训。”

八、将第十七条修改为：“工程勘察企业应当建立工程勘察档案管理制度。工程勘察企业应当在勘察报告提交建设单位后 20 日内将工程勘察文件和勘探、试验、测试原始记录及成果、质量安全管理记录归档保存。归档资料应当经项目负责人签字确认，保存期限应当不少于工程的设计使用年限。

“国家鼓励工程勘察企业推进传统载体档案数字化。电子档案与传统载体档案具有同等效力。”

九、删去第十八条。

十、将第十九条改为第十八条，修改为：“县级以上人民政府住房和城乡建设主管部门或者其他有关部门（以下简称工程勘察质量监督部门）应当通过‘双随机、一公开’方式开展工程勘察质量监督，检查及处理结果及时向社会公开。

“工程勘察质量监督部门可以通过政府购买技术服务方式，聘请具有专业技术能力的单位和人员对工程勘察质量进行检查，所需费用向本级财政申请予以保障。

“工程勘察质量监督部门应当运用互联网等信息化手段开展工程勘察质量监督，提升监管的精准化、智能化水平。”

十一、将第二十三条改为第二十二条，修改为：“违反本办法规定，建设单位有下列行为之一的，由工程勘察质量监督部门责令改正，处 1 万元以上 3 万元以下的罚款：

“（一）未提供必要的现场工作条件；

“（二）未提供与工程勘察有关的原始资料或者提供的原始资料不真实、不可靠；

“（三）未组织勘察技术交底；

“（四）未组织验槽。”

十二、将第二十五条改为第二十四条，修改为：“违反本办法规定，工程勘察企业有下列行为之一的，由工程勘察质量监督部门责令改正，处1万元以上3万元以下的罚款：

“（一）使用的勘察仪器、设备不满足相关规定；

“（二）司钻员、描述员、土工试验员等关键岗位作业人员未接受专业培训；

“（三）未按规定参加建设单位组织的勘察技术交底或者验槽；

“（四）原始记录弄虚作假；

“（五）未将钻探、取样、原位测试、室内试验等主要过程的影像资料留存备查；

“（六）未按规定及时将工程勘察文件和勘探、试验、测试原始记录及成果、质量安全管理记录归档保存。”

十三、将第二十六条改为第二十五条，修改为：“违反本办法规定，工程勘察企业法定代表人有下列行为之一的，由工程勘察质量监督部门责令改正，处1万元以上3万元以下的罚款：

“（一）未建立或者落实本单位勘察质量管理制度；

“（二）授权不具备相应资格的项目负责人开展勘察工作；

“（三）未按规定在工程勘察文件上签字或者盖章。”

十四、增加一条，作为第二十六条：“违反本办法规定，工程勘察企业项目负责人有下列行为之一的，由工程勘察质量监督部门责令改正，处1万元以上3万元以下的罚款：

“（一）未执行勘察纲要和工程建设强制性标准；

“（二）未落实本单位勘察质量管理制度，未制定项目质量保证措施；

“（三）未按规定在工程勘察文件上签字；

“（四）未对原始记录进行验收并签字；

“（五）未对归档资料签字确认。”

十五、将第二十七条修改为：“依照本办法规定，给予建设单位、勘察企业罚款处罚的，由工程勘察质量监督部门对建设单位、勘察企业的法定代表人和其他直接责任人员处以企业罚款数额的5%以上10%以下的罚款。”

此外，对相关条文序号作相应调整。

本决定自公布之日起施行。《建设工程勘察质量管理办法》根据本决定作相应修改，重新公布。