



国家发展改革委 国家能源局关于做好2023年 电力中长期合同签订履约工作的通知

发改运行〔2022〕1861号

各省、自治区、直辖市发展改革委、能源局，天津市工业和信息化局、内蒙古自治区工业和信息化厅、辽宁省工业和信息化厅、上海市经济和信息化委员会、重庆市经济和信息化委员会、四川省经济和信息化厅、甘肃省工业和信息化厅，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：

为深入贯彻党的二十大精神，落实党中央、国务院决策部署，加强能源产供储销体系建设，规范有序做好电力中长期合同签订履约工作，充分发挥中长期合同压舱石、稳定器作用，保障电力平稳运行，现就2023年电力中长期合同签订履约工作有关事项通知如下：

一、确保市场主体高比例签约

（一）坚持电力中长期合同高比例签约。市场化电力用户2023年年度中长期合同签约电量应高于上一年度用电量的80%，并通过后续季度、月度、月内合同签订，保障全年中长期合同签约电量高于上一年度用电量的90%。燃煤发电企业2023年年度中长期合同签约电量不低于上一年实际发电量的80%，月度（含月内）及以上合同签约电量不低于上一年实际发电量的90%。水电和新能源占比较高省份签约比例可适当放宽。对于足额签订电力中长期合同的煤电企业，各地应优先协调给予煤炭和运力保障，支撑电力中长期合同足额履约。

（二）鼓励签订多年中长期合同。各地政府主管部门要积极引导市场主体签订一年期以上的电力中长期合同，对多年期合同予以优先安排、优先组织、优先执行。探索建立多年合约价格调整机制，合同签约价格较实际市场价格偏离较大时，引导市场主体平等协商调整合同执行价格。

（三）推动优先发电计划通过电力中长期合同方式落实。各地要将本地优先发电计划转化为电力中长期合同或差价合约，鼓励高比例签订年度中长期合同或差价合约，明确分月安排及责任落实主体，确保优先发电计划刚性执行。

（四）推进电力中长期合同电子化运转。全面推进中长期合同签订平台化和电子化。在签约形式上，市场主体在参与交易前签订交易承诺书，视为同意在交易平台签订交易电子合同；具备条件的地区，可通过“电子签章”或具有同等法律效力的方式履行电子签约手续。在市场主体已授权的前提下，可通过交易平台自动履行电子签约手续，并形成规范的电子合同制式文本。

二、强化分时段签约

（一）优化时段划分方式。各地政府主管部门要会同电网企业、电力交易机构，根据电源结构变化、近三年电力供需形势及电力现货市场试运行计划，考虑2023年本地区电力供需形势，进一步优化时段划分方式，交易时段数量由3—5段增加至5段以上，结合各地实际用电负荷与新能源出力特性，按需明确划分尖峰、深谷时段。各地要充分考虑电力现货市场试运行安排，做好与现货市场的衔接，约定在现货市场运行期间的负荷曲线形成方式和调整方式。进一步扩大分时段交易范围，2023年分时段签约规模、比例均不得低于上一年度。

（二）完善分时段交易组织方式。采取双边协商、集中交易（包含竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易）等多种方式灵活组织开展分时段交易，交易周期包含年度、季度（多月）、月度等。鼓励年度、季度（多月）分时段交易以双边协商为主，月度分时段交易以集中竞价为主，电网企业代理购电市场化采购方式按国家相关政策执行。具备条件的省份，进一步将分时段交易逐步细化至月内，实现按旬、周定期开市，现货试点地区应实现按工作日连续开市。

三、优化跨省区中长期交易机制

（一）送受端政府主管部门加强对接。送受端政府主管部门要加强对接，鼓励签订多年、年度送受电协议，明确年度及分月电量规模、分时曲线（或形成方式）和市场价格形成机制。地方政府主管部门指导本地区发电企业、电网企业、交易机构采用市场化方式，落实政府间送受电协议内容。

排行榜

- 01

关于印发投资项目可行性编写大纲及说明的通知(发改投资〔2023〕304号)

2023-04-07
- 02

《固定资产投资法》 2023年第

2023-04-06
- 03

2023年4月28日24时起国内成品油价格按机制下调

2023-04-28
- 04

2023年4月17日24时起国内成品油价格按机制上调

2023-04-17
- 05

国家发展改革委印发投资性研究报告编写大纲及说

2023-04-07

（二）坚持跨省区中长期合同高比例签约。推动跨省区优先发电计划全部通过中长期交易合同方式落实，对于配套电源等明确送电主体的优先发电计划，年度市场应按照年度计划足额签约。对于未明确送电主体的优先发电计划，年度签约比例不得低于年度送电规模的90%，剩余电量通过月度或者月内中长期交易确定，如交易未达成，可先行安排送电，待价格协商一致后结算或清算。配套电源在优先落实省间送电计划、满足国家明确消纳省份购电需求的基础上，如仍有富余电力，可参与其他市场化交易。

（三）健全跨省区中长期交易机制。完善跨省区中长期交易机制，进一步缩短交易周期，实现按旬、周定期开市，具备条件的按工作日连续开市。通过双边协商、集中交易（包含竞价交易、滚动撮合交易和挂牌交易）等方式确定送电价格、规模和分时曲线（或形成方式），年度签约时需确定分月电量规模及曲线（或形成方式），进一步拉大峰谷价差。对于跨省跨区煤电（包括跨省区输电通道配套煤电），要严格落实国家煤电上网电价“基准价+上下浮动”市场化价格机制相关要求。

四、完善市场价格形成机制

（一）引导市场交易电价充分反映成本变化。充分考虑燃料生产成本和发电企业承受能力，鼓励购售双方在中长期合同中设立交易电价与煤炭、天然气价格挂钩联动条款，引导形成交易电价随煤炭、天然气市场价格变化合理浮动机制，更好保障能源稳定供应。

（二）合理拉大峰谷价差。各地应结合实际情况，制定同本地电力供需和市场建设情况相适应的中长期合同分时段价格形成机制，合理拉大峰谷价差，加强中长期与现货价格机制衔接。在日内平段价格和加权平均交易价格均不超过国家允许的价格浮动范围的前提下，鼓励探索自行约定日内各时段价格。

（三）健全高耗能企业市场交易电价形成机制。基于国家出台的高耗能行业重点领域能效标杆水平和基准水平，各地电力主管部门应推动相关职能部门及时出台并动态完善本地区高耗能企业目录清单。高耗能企业交易价格不受燃煤基准价上浮20%限制。高耗能企业与其他企业同场交易的，供应紧张时可优先出清其他企业交易电量。优先推动高耗能用户落实可再生能源消纳责任权重，通过参与绿电交易或购买绿证方式完成消纳责任权重。

（四）完善绿电价格形成机制。鼓励电力用户与新能源企业签订年度及以上的绿电交易合同，为新能源企业锁定较长周期并且稳定的价格水平。绿色电力交易价格根据绿电供需形成，应在对标当地燃煤市场化均价基础上，进一步体现绿色电力的环境价值，在成交价格中分别明确绿色电力的电量价格和绿色环境价值。落实绿色电力在交易组织、电网调度、交易结算等环节的优先定位，加强绿电交易与绿证交易衔接。

五、建立健全中长期合同灵活调整机制

（一）推动中长期交易连续运营。各地要加强市场模式、交易品种、交易方式等的系统设计，完善年度、月度、月内等多周期协同交易体系，创新交易机制、缩短交易周期、提高交易频次，积极探索推进中长期交易向日延伸，加快推动中长期交易连续运营。2023年各地应做到按周或旬常态化开市，可在电能量交易时同步开展合同转让、回购交易，提高市场主体交易便捷性。

（二）完善新能源合同市场化调整机制。完善与新能源发电特性相适应的中长期交易机制，满足新能源对合同电量、曲线的灵活调节需求，鼓励新能源高占比地区探索丰富新能源参与市场交易品种，不断完善新能源中长期合同市场化调整机制，丰富市场主体调整合同偏差手段。

（三）完善偏差电量结算机制。各地应按照“照付不议、偏差结算”原则，加快建立和完善偏差结算机制，引导市场主体按照合同电量安排发用电计划。偏差结算价格机制及偏差资金的分配方式应在市场规则中予以明确并提前向市场主体发布。电力现货市场运行期间，中长期偏差电量按照现货市场规则结算。针对新能源高占比地区可适当放宽分时段偏差电量结算要求，并视市场建设进程逐步收紧。电网企业代理购电用户偏差电量电费按国家相关政策执行。

六、强化中长期合同履约和监管

（一）做好中长期合同调度执行。电力调度机构应根据负荷预测、可再生能源发电等情况合理安排电网运行方式，做好中长期交易合同执行。因电力供需、电网安全、可再生能源消纳等原因需要调整生产计划的，优先通过市场化方式进行。不断完善应急调度机制，在市场化手段用尽的情况下，通过应急调度保障电网安全、电力平衡和清洁能源消纳，由于实施应急调度影响原有中长期合同执行的，根据实际情况进行责任划分。

（二）强化电力中长期合同履约。各地结合本地实际进一步修订完善分时段结算规则和流程，保障分时段合同正常履约。若一定时间内购售双方无法自主协商达成一致，将优先按照有关市场平均价格结算，待协商一致后进行统一清算。对于跨省跨区中长期交易，送受端市场主体签订合同后，需严格按照合同约定的送电规模、曲线、价格执行，政府相关部门不得干预。

（三）推进各级信用中心见证签约。电力交易机构负责归集市场主体签约、履约等市场主体非私有信息并传递至各级信用中心，确保信息传递安全性。国家公共信用信息中心归集北京、广州电力交易中心中长期合同信息，省级信用中心归集省级电力交易中心中长期合同信息，并共享至全国信用信息共享平台，同时纳入诚信履约保障平台开展监管。各级信用中心要建立信用记录，做好风险提示。相关单位要配合各级信用中心完成见证签约流程。

（四）健全市场主体信用评价体系。各地政府主管部门要健全完善市场主体信用评价制度，丰富评价维度和指标，探索信用评价方法，拓展评价结果应用，建立全面、规范的市场主体信用档案。加大对违约行为的追责力度，提高违约成本，促进市场主体诚信履约，持续改善市场信用环境。提升市场监督能力，落实市场主体信用情况定期披露。根据市场主体信用状况开展分级履约监管，对于未完成履约责任，或违法失信行为影响电力安全 and 市场秩序的市场主体，要依法依规开展失信惩戒。

七、强化保障措施

（一）按时完成中长期合同签订工作。各地要充分考虑市场建设进度及市场主体承受能力，做好组织协调，稳步推动中长期合同签订工作，避免市场价格大幅波动。在时段划分段数、偏差结算机制、交易频次和周期等方面分阶段推进实



施，与现货市场建设有效衔接。各地应在12月20日前完成2023年年度中长期合同签订工作，并于年底前向国家发展改革委、国家能源局报送2023年年度中长期合同签订情况。

（二）做好市场信息披露工作。有关各方应严格落实电力市场信息披露相关制度办法，切实做好信息披露工作，保障市场公开透明。进一步加强零售市场信息披露管理工作，采取有效措施提升零售市场透明度。持续完善信息披露制度，提高交易信息披露的完整性、及时性和准确性，加强信息披露跟踪评价、监管通报。

（三）加强市场主体引导和培训。充分尊重市场主体意愿，引导市场主体主动签约、诚信履约。加强政策规则宣贯培训，强化各类主体对电力市场的正确认识和对政策规则的理解，促进电力市场高效运转。

国家发展改革委
国家能源局
2022年12月2日

发布时间：2022/12/21 来源：运行局  [打印] [微博](#) [微信](#)



[网站地图](#) | [联系我们](#)

主办单位：中华人民共和国国家发展和改革委员会

技术支持：国家信息中心 中国经济信息网

网站标识码：bm04000007 京ICP备05052393号 京公网安备11010202000002号

国家发展和改革委员会 版权所有，如需转载，请注明来源

