

国家发展改革委、国家能源局发布 《关于做好2023年电力中长期合同签订履约工作的通知》

确保市场主体高比例签约

- 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订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订电量高于上一年度用电量的90%。
- 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。
- 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。
- 推进电力中长期合同电子化运转。

优化跨省区中长期交易机制

- 送受端政府主管部门加强对接。
- 坚持跨省区中长期合同高比例签约。
- 健全跨省区中长期交易机制。

建立健全中长期合同灵活调整机制

- 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。
- 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。
- 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电计划。

强化保障措施

- 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。

强化分时段签约

- 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。
- 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。

完善市场价格形成机制

- 引导市场交易电价充分反映成本变化。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。
- 合理拉大峰谷价差。各地应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。
- 健全高耗能企业市场交易电价形成机制。
- 完善绿电价格形成机制。

强化中长期合同履约和监管

- 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。
- 强化电力中长期合同履约。各地结合本地实际完善分时段结算规则和流程，保障分时段合同正常履约。
- 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。
- 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。

- 做好市场信息披露工作。
- 加强市场主体引导和培训。