

国家发展和改革委员会 文件 国家能源局

发改运行〔2020〕1784号

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

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



国家发展改革委办公厅

2020年11月27日印发

