**山东省电力市场建设实施方案**

根据省委、省政府印发的《山东省电力体制改革综合试点方案》（鲁发〔2016〕33号），为着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，加快推进全省电力市场化改革，制定本实施方案。

一、总体要求

坚持社会主义市场经济改革方向，坚持兼顾改到位和保稳定原则，按照管住中间、放开两头体制架构，协调落实“三放开、一独立、三强化”改革措施，公平无歧视开放电网，逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡新机制，加快构建“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的电力市场体系。

二、工作目标和实施步骤

（一）建立和完善中长期电力市场（2018年底前）。协调推进有序放开竞争性环节电价，放开售电公司进入市场，有序向社会资本放开配电业务，培育多元化市场主体，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，组建相对独立和规范运行的电力交易机构，推进股份制改造，强化政府市场监管，以年度双边协商和月度集中竞价为基础，逐步丰富交易品种，建立健全余缺电量调整考核机制，形成稳定的中长期电力市场。

（二）深化电力市场建设，启动和运行现货市场交易（2019年-2020年）。建立优先发电、优先购电制度，电力市场体系健全时，除公益性、调节性电量以外发用电计划全部进入市场，启动和运行电力现货交易、辅助服务交易和期货等衍生品交易，逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的电力电量平衡机制，最终形成以中长期交易稳定市场、以现货交易发现价格的电力市场机制。

三、主要任务

（一）推动各类市场主体进入市场

1.市场主体的范围。市场主体包括各类发电企业、电网企业（含趸售地方电网，下同）、售电主体和电力用户。

2.市场主体的基本条件

（1）各类市场主体的单位能耗、污染物排放应稳定达到国家和地方相应阶段标准，不符合国家产业政策以及产品和工艺属于淘汰类的企业不得参与市场交易。

（2）中发〔2015〕9号文件颁布实施后核准、发改运行〔2017〕294文件印发后投产的煤电机组，原则上不再安排发电计划，不再执行政府定价，投产后一律纳入市场化交易和由市场形成价格。新核准的水电、核电等机组根据相关政策安排一定优先发电计划外，参与电力市场交易，由市场形成价格。新增工业用户原则上要参与市场交易。

3.市场主体准入与退出管理。省政府有关部门、能源监管机构制定市场主体准入与退出管理实施细则，按年度公布符合条件的发电企业和电力用户准入目录，并实施动态监管。各类具备资格的市场主体自愿到电力交易机构注册成为市场交易主体。

4.协同推进发电、用电计划放开。与发电侧市场化电量放开规模相匹配，按电压等级、用电规模分期分批放开无议价能力用户以外的电力用户等购电主体参与市场交易，逐步取消电压等级限制。符合准入条件的用户，选择进入市场后全部电量参与交易，不再执行政府定价。已参加市场交易的用户又退出的，再次参与市场前，电网公司承担保底供电责任，保底价格在输配电价的基础上，按照居民电价的1.2-2倍执行。电力市场体系比较健全时，全部放开上网电价和公益性电量以外的销售电价。

5.积极培育售电市场主体。按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”程序实施售电主体准入管理。中小用户无法参与市场交易的，可由售电公司代理参与。加强对电力用户参与市场意识的培育，大力发展电能服务产业。

（二）建立相对稳定的中长期交易市场机制

1.组织开展多方交易。制定出台中长期交易规则，完善省电力交易平台功能，扩大进入市场的电力用户与发电企业范围，放开符合条件的售电公司进入市场，各类市场主体直接洽谈合同，自主确定交易对象、方式、电量和价格，实现多方交易。

2.中长期交易市场构成。市场主体通过自主协商或参加电力交易机构组织的集中竞价等市场化方式，开展的多年、年、季、月、周等日以上的电力交易。

3.建立规范高效的交易机制。交易双方自主协商约定事项，签订有电网企业参加的多方合同；实行电子公章和网上合同，简化交易流程；鼓励签订长期稳定的购售电合同（协议），并实行余缺电量和约定价格调整，建立集中竞价交易的价格调整机制，规避市场交易风险。

（三）推进跨省跨区送入电量进入市场

1.省内外电力资源同步放开进入市场。国家规划内或政府间协议的跨省跨区送受电力电量，与省内机组同步放开进入市场；省外临时性的富裕水电、弃风等送入电量通过市场方式接受和消纳，按照市场形成的价格结算。

2.推进国家规划内送受电计划的市场化交易。建立与相关省区的送受电协商机制，按照市场化方向，将国家规划内送受电计划逐步调整为中长期交易合同（协议），推进跨省跨区交易和省内机组统一市场竞争。

（四）开展合同电量交易（转让）

1.促进市场电量余缺调整。由电力交易机构组织合同电量交易，各类市场主体通过双边协商、集中竞价转让合同电量。合同电量包括双边协商市场电量和集中竞价交易电量，调整市场电量余缺。

2.稳步扩大交易参与范围。市场初期，允许发电企业进入合同电量交易市场，参与转让交易；待市场条件成熟后，放开电力用户和售电企业参与合同电量转让交易。

3.确保节能减排和电网安全。合同电量转让应满足公益性电力热力需求、电网调峰调频和系统安全要求，有利于节能减排和可再生能源保障性收购。

4.允许优先发电计划指标有条件市场化转让。属于市场化方式形成价格的优先发电计划，如不能实现签约，指标可以转让给其他优先机组代发。

（五）建立电力现货交易市场

1.开展现货交易试点。开展现货市场交易机制研究，制定现货交易市场规则，强化市场人员业务培训，完善市场平台交易功能。视条件成熟情况，选择具备条件的发电企业、售电主体和电力用户开展日内现货市场和实时平衡市场试点。

2.建立现货市场交易机制。在保证安全、高效、环保的前提下，建立完善现货交易市场机制，启动日前、日内、实时电能量交易，形成发现电力价格新机制，促进电力平衡，引导电力投资。

（六）完善市场辅助服务机制

1.实施机组辅助服务考核奖惩。根据电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务需求，根据《可再生能源调峰机组优先发电试行办法》（发改运行〔2016〕1558号）、《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》（电监市场〔2006〕43号），建立完善机组辅助服务考核奖惩机制。

2.建立辅助服务分担共享机制。按照“谁受益、谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，用户可以结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电协议、可中断负荷协议等合同，约定辅助服务权利与义务。

3.推进辅助服务市场建设。根据市场建设需要和条件，开展可中断负荷、备用、调频、调压等辅助服务交易，协调推进跨省跨区辅助服务交易。

（七）建立市场风险防范机制

1.完善制度建设。建立完善市场操纵力评价标准和工作机制，加强对市场操纵力的预防与监管。

2.加大技术投入。加大调度管理和技术投入，提高电力系统发、供、输、配、用电环节的协同调节能力，兼顾电力市场化交易到位和电网稳定运行。

（八）推动自备机组规范管理和转型升级

1.研究现有自备机组关停和退出后，其向市场直接购电的过渡性电价支持政策。参照服役年限和机组类型确定合理期限，给予过渡性电价支持政策，缓解用电成本上升问题，推动老旧燃煤自备机组关停淘汰。新建自备机组必须符合电力规划，纳入建设规模。

2.允许自备机组规范进入市场。自备电厂成为合格市场主体后，允许在公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

（九）建立健全电力行业市场主体信用体系

1.实施市场主体信用监管。引入第三方征信机构建立市场主体信用记录及信用信息数据库，建设电力行业市场信用体系，开展信用备案、信用评价、信用监测、风险预警；将市场主体的信用记录纳入全国公共信用信息平台，确保信用状况透明，可追溯、可核查。

2.发布市场主体信用信息。第三方征信机构定期向省政府有关部门、能源监管机构和电力交易机构，报告市场主体企业法人及其负责人、从业人员的市场交易信用监测等信息，并在指定网站定期发布，接受市场主体的监督。

3.建立失信联合惩戒机制。对于不履约、拖欠电费、窃电、滥用市场力、电网歧视、未按规定披露信息等违法失信行为予以公开。对违法违规、严重失信的市场主体，纳入失信黑名单，在全国范围内对其经营活动依法实施惩戒措施；严重失信且拒不整改、影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。

四、市场建设与运行

（一）交易组织

1.中长期市场交易阶段，电力交易机构负责市场运行组织工作，发布市场信息，组织市场主体参与中长期交易、合同电量转让交易，根据交易结果制定下达年度、月度交易计划；负责交易合同管理。

电力调度机构负责系统安全和实时平衡，对各类交易电量开展安全校核，公布校核结果；组织日前市场交易，根据月度交易计划下达日交易计划并执行实施，公布交易计划执行结果和偏差原因。协助提供交易管理所需的基础材料及信息。

2.启动现货交易后，按照平稳衔接、责权对等的原则，逐步明确、界定电力交易机构和调度机构在日前交易工作中的职责边界。

（二）中长期交易合同形成

1.年度双边协商交易通过市场主体自主协商，确定成交电量和成交价格。

2.月度集中竞价交易通过在统一交易平台的集中撮合竞价，确定成交的电量和价格。

3.在市场电量占比较低的市场初期，中长期电能量交易合同为实物合同，经安全校核后执行；市场中后期，中长期交易逐步过渡为金融合同。

（三）日前发电计划形成。根据双方约定的协商交易合同日分解电量、月度竞价交易日分解电量和日前市场成交电量编制日交易计划，根据基数电量计划、日交易计划电量、日前偏差调整电量编制日发电调度计划，经安全校核后下达执行。

（四）竞争性环节电价形成。竞争性环节主要指月度集中竞价交易、日前竞价交易，竞争性环节的电价形成机制：

1.输配电价核定前，保持电网购销差价不变，竞争性环节电价主要实行单一电量电价，采取发用双方集中竞价撮合方式。

参与集中竞价的机组均统一采用全省按容量加权平均上网电价（不包括脱硫、脱硝、除尘和超低排放电价，下同）作为申报价差的报价基准，用户以自身执行的目录电量电价为基准。

2.输配电价核定后，月度集中竞价电量价格成交机制按照双边撮合或统一出清。

（五）合同执行偏差处理

1.市场建设初期，统筹组织双边交易和集中竞价交易等方式，建立健全交易电量月度调整和考核机制，通过在发电侧采用预挂牌平衡偏差等方式处理合同执行偏差。

2.市场建设中后期，建立用户间合同电量转让、现货交易机制，解决偏差问题；鼓励年度及以上的中长期电能量交易签订金融合同。

（六）市场结算

1.电力交易机构根据市场主体签订的交易合同及平台集中竞价和执行结果，出具市场交易结算依据。建立市场风险防范机制，规范交易结算流程，保障电费安全。

2.售电公司进入市场后，交易机构根据交易执行结果出具结算凭据，电网企业与电力用户结算电费，并向用户开具发票；电网企业向发电厂支付上网电费，电厂向电网企业开具发票；售电公司应得的电费由电网企业支付，售电公司向电网企业开具发票。

3.输配电价核定前，参与交易机组集中竞价成交电量的上网电价，根据其脱硫、脱硝、除尘和超低排放完成情况按标准相应提高。峰谷电价电力用户电费结算，在政府规定的电价基础上，按现有峰平谷比价政策算出峰谷电价后，再执行市场交易电价降幅。

输配电价核定后，采用中长期方式交易的电量，可以继续执行峰谷电价，市场交易电价作为平段电价，峰、谷电价按峰平谷比价计算；也可以按交易电价结算，通过辅助服务考核与补偿机制分摊调峰费用或者直接购买调峰服务。用户侧单边执行峰谷电价造成的损益单独记账，在以后电价调整中统筹考虑。采用发用电调度曲线一致方式交易的电量，不再执行峰谷电价，按交易电价结算。

（七）安全校核与阻塞管理。电力调度机构负责安全校核，按规定向各相关方提供市场所需的安全校核数据，公布电网输送能力、阻塞预警及相关信息。条件成熟时，通过市场机制进行阻塞管理，因此产生的盈利或费用按责任分享、分担。

（八）市场交易应急暂停。当系统发生紧急事故时，省级电力调度机构应按安全第一的原则处理事故，无需考虑经济性。由此带来的成本由相关责任主体承担，责任主体不明的由市场主体共同分担。当面临严重供不应求情况或出现重大自然灾害、突发事件时，省经济和信息化委、山东能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易，组织或临时实施发用电计划管理。当市场运行规则不适应电力市场交易需要，电力市场运行所必须的软硬件条件发生重大故障导致交易长时间无法进行，以及电力市场交易发生恶意串通操纵行为并严重影响交易结果等情况时，省经济和信息化委、山东能源监管办可依照相关规定和程序暂停市场交易。

（九）市场交易监管。省经济和信息化委、省物价局、山东能源监管办根据职能分工，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况，对电力交易机构、电力调度机构和市场主体实施监管。

五、组织实施

在省电力体制改革领导小组的领导下，充分发挥联合工作机制作用，各成员单位要明确职责，密切配合，加强协调联动，形成工作合力。省经济和信息化委牵头组织实施本方案，协调落实交易机构组建、市场主体培育、优先发电权和优先购电权管理、市场信用体系建设等具体改革措施；建立常态化问题反映机制，及时发现和解决市场建设中出现的新问题。山东能源监管办会同省经济和信息化委、省物价局等有关部门，负责制定电力市场中长期交易规则和现货市场交易规则，并根据职能依法实施市场监管，按照国家部署开展市场信用体系建设。省电力交易机构负责建设山东省电力市场交易技术支持平台，根据工作需要完善相应交易功能，为全省电力市场建设提供支撑。