

山西省进一步推进电力市场建设工作方案

为加快构建我省现代电力市场体系，推进能源生产消费革命，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）、《国家发展改革委 国家能源局关于深化电力现货市场建设试点工作的意见》（发改办能源规〔2019〕828号）及我省开展能源革命综合改革试点工作部署，制定本方案。

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，按照中央深化电力体制改革的总体要求，遵循社会主义市场经济规律和电力系统运行客观规律，转变政府监管方式，以市场决定发用电价格和配置电力资源为导向，全面构建有效竞争的现代电力市场体系，提升电力系统的综合运行效率。

（二）工作目标

通过进一步推进电力市场建设，建立健全“体系完备、规则健全，主体规范、信息透明，监管有效、风险可控”的市场机制，发挥好电力对经济转型的基础性、带动性、保障性作用，促进全省经济高质量发展。

（三）基本原则

坚持安全可靠。市场机制设计以保障电力系统安全稳定运行

和电力可靠供应为前提，要与山西电网的现状和发展格局相适应，与山西发电、用电侧的实际情况相结合，注重培育保障有效、风险可控的售电市场，完善市场监管体系。

坚持市场主导。加快放开发用电计划，构建涵盖中长期、现货、辅助服务的市场交易机制，发挥市场配置资源的作用，引导市场主体充分竞争，形成合理的电能量价格信号，引导电力生产和消费升级，促进电力系统调节能力和运行效率的提升。

坚持统筹协调。统筹好计划和市场之间的关系，做好中长期、现货和辅助服务交易之间的有效衔接，妥善处理好省内市场与跨省跨区市场的有机融合，建立不同市场主体之间利益均衡协调机制，做到方案整体设计、各项工作稳妥有序推进。

坚持绿色低碳。落实国家煤电清洁高效发展和新能源消纳政策，尊重可再生能源发电的物理特性，通过建立有效的市场交易和补偿机制，增强电力系统调节能力，拓展可再生能源消纳空间和范围，促进全省能源结构不断优化。

二、重点任务

（一）发用电计划应放尽放，更多发挥市场机制作用

1. 进一步缩减优先发用电计划。经营性电力用户的发用电计划原则上全部放开，参与市场交易；部分公益性服务类电力用户自愿参与市场交易。

2. 建立电力电量市场化平衡机制。统筹协调好扩大市场化交易规模和放开发用电计划，推动由计划电量调控电力电量平衡向

市场机制调控电力电量平衡转变。

3. 完善政府公益性调节性服务功能。政府保留必要的公益性调节性发用电计划，以确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，确保维护电网调峰调频和安全运行，努力实现规划内可再生能源发电保障性收购。统筹做好优先购电、优先发电计划，研究解决优先发电与优先购电不平衡问题。

（二）优化市场交易机制，完善电力市场体系

4. 优化中长期交易机制。适应现货市场建设，以稳定供需、规避风险为原则，带曲线开展年、月、月内中长期交易，形成中长期合约，作为结算依据。起步阶段中长期交易规模控制在 95% 以上，进一步降低交易风险。

5. 推进现货市场试点建设。以电网安全稳定运行和促进新能源消纳为前提，以优化资源配置、发现时空价格为原则，建立全电量集中竞价优化的现货交易机制，开展日前交易和实时交易（详见附件）。

6. 完善辅助服务交易机制。做好调频、深度调峰、备用等辅助服务交易，建立辅助服务费用分摊补偿调整机制，有效防范现货市场风险，促进可再生能源电力消纳。

7. 建立各类交易衔接机制。做好中长期交易与现货交易的衔接，努力激活省内用电市场。推进省内电力市场交易与跨省跨区电力交易相衔接，全力争取晋电外送市场份额。统筹推进电能量市场与辅助服务市场的衔接，有效促进新能源电力消纳。

8. 开展市场交易前瞻性研究。研究容量市场运营机制，持续保障发电容量的充裕性。适时开发电力商品的期货、期权等交易新品种，推进标准化的电能量交易。探索金融输电权市场化运营机制，提升中长期交易规避风险功能。

（三）加快零售市场建设，引导售电公司规范经营

9. 建立零售市场运营管理制度。应用大数据和现代信息技术，支持第三方建立零售市场辅助管理系统，规范零售用户入市退市、交易模式、合同履行、结算方式等行为，建立零售市场与批发市场的有机衔接机制，推进第三方零售市场辅助管理系统与交易机构批发市场交易系统的信息交互，进一步提升和规范零售市场的运营管理。

10. 建立售电公司评价制度。研究制定售电公司服务能力及信用评价、结果公示、社会监督、信用惩戒等工作体系，定期开展售电公司运营情况现场核查及评价工作，强化对售电公司的事中事后运营监管，规范售电公司市场交易行为。

11. 培育电能服务产业。培育和引导售电公司提高电能服务能力，实现售电公司由单纯购售电向电能服务为主、购售电为辅的方向转变。鼓励售电公司整合科研技术、设备制造、信息服务、建设运维等社会资源，发挥专业化技术优势，通过规模化和标准化，为不同行业用户提供涉电业务的一整套综合能源服务。

（四）强化需求侧管理，提升新能源市场化消纳能力

12. 建立需求侧响应机制。以增量配电网试点项目、产业园

区为重点，搭建需求侧可控负荷聚合平台，并接入电力交易平台和调度系统。组织开展需求侧响应电力交易，应用市场手段，通过价格信号引导需求侧改变用电习惯，适应新能源发电特性，拓展新能源消纳空间。

13. 创新车联网与电力系统互动商业模式。立足电动汽车发展现状、趋势和现货市场的建设，创新电力市场商业模式，探索建立车联网平台聚合电动汽车与新能源电力开展日前电力交易，通过价格信号实现电动汽车储能设施集中时段为新能源电力调峰，构建“源—网—荷—储”协同发展新局面。

（五）完善电力市场运营结算机制，妥善处理市场运行不平衡资金

14. 完善市场交易结算机制。改造适应现货交易的电能量计量装置，提高电能计量表计的灵敏度和智能化。完善涵盖中长期、现货、辅助服务交易的批发市场结算机制，建立有效传导批发市场红利的零售市场结算机制。

15. 建立市场运行不平衡费用处理机制。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，不设置不平衡资金池。每项结算科目均独立记录，作为综合电价科目详细列支，按照“谁受益、谁分摊”的原则，分类明确成本补偿费用、双轨制偏差费用、辅助服务费用等不平衡资金的疏导方式，电网企业不获利、不分摊。

（六）推进电力交易机构独立规范运行，进一步完善公开透

明的交易平台

16. 加快推进交易机构股份制改革。按照“多元制衡”原则，依法依规加快推进交易机构股份制改革，2020 年年底前电网企业持股比例降至 50%以下。

17. 进一步规范交易机构运营。厘清交易机构、市场管理委员会和调度机构的职能定位，妥善解决交易机构董事会成员、市场管理委员会成员交叉任职事宜，明晰交易机构的产权关系，建立交易机构独立规范的运营机制。

18. 加快建设新一代电力交易平台。基于实现全市场类型、全流程运转、全数据处理的目标，搭建功能完善的电力市场运营技术支持系统，提升平台数据分析能力；完善平台信息披露功能模块，保障市场应披露信息准确及时发布。有序开放市场主体相关业务系统接入电力交易平台权限，通过“互联网+”促进信息披露和数据共享。建立电力交易平台信息安全保障机制，完善数据备份功能，强化数据信息安全防护措施。

（七）强化电力市场监督管理，建立完善风险防控机制

19. 建设市场主体信用评价体系。加强市场主体诚信建设，强化电力交易履约监管，防范市场违约风险。加大信用监管力度，对企业和个人的违法失信行为纳入国家信用体系建设，依法依规建立联合惩戒措施清单，动态更新并向社会公开，形成行政性、市场性和行业性等惩戒措施多管齐下、社会力量广泛参与的失信联合惩戒工作格局。

20. 建设专业化市场监管体系。运用“互联网+电力交易监控”模式，建立涵盖电力市场主体基本信息、交易信息、运营信息、信用信息等内容的电力交易监控信息平台系统，强化市场主体交易行为监管，开展交易市场力监测，防范市场主体串谋或行使市场力，实现对市场主体经营和交易行为的全过程监督管理，维护市场交易秩序。

21. 探索引入金融保险风险防控机制。积极探索引入金融保险业务，设立电力市场交易保险品种，利用金融保险降低市场主体交易风险，形成风险防控新机制。

（八）完善电力交易规则制定程序，确保交易规则公开、公平、公正

22. 建立规范化的交易规则编制、修改、出台程序。省政府电力行业主管部门和国家能源局派出机构组织电力市场运营机构起草编制交易规则，向各市场主体及有关方公开征求意见，由电力市场管理委员会初步审议，经省政府电力行业主管部门和国家能源局派出机构审定后执行。交易规则需要修订的，可由原审定部门提出并组织修订，电力市场管理委员会、电力市场运营机构可结合业务实际情况，提出完善交易规则的建议。

三、保障措施

（一）加强组织协调

在省委、省政府的领导下，按照整体设计、分步实施、试点先行、重点突破、有序推进的要求，省能源局会同有关部门成立

联合工作组，组织市场运营机构及各类市场主体积极参与，确保深化电力市场建设各项任务顺利推进。

（二）积极营造氛围

加强与市场主体的沟通交流，以开门搞改革的思路，加强政策宣传和答疑解惑，寻求各市场主体的利益均衡点，充分调动各市场主体的积极性，凝聚共识、形成工作合力。

（三）稳妥有序推进

按照先易后难的原则，充分尊重市场主体的意愿，有序、有效、稳妥推进电力市场建设，确保电力生产安全稳定、电力供应充足可靠。

附件：山西省电力现货市场试点建设方案

附件

山西省电力现货市场试点建设方案

一、建设目标

按照“统一市场、两级运作”的整体框架，在省内，建立“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的电力市场，充分发挥中长期交易稳定市场价格作用，利用现货交易对中长期合约进行优化，保障电网安全稳定运行，提升新能源消纳能力。在省间，以外送中长期交易结果为边界、保障联络线交易曲线的物理执行，在省内现货市场预出清的基础上，以省内平衡后的富余发电能力参与省间现货交易，扩大晋电外送规模。

二、重点任务

（一）近期任务

以“全电量优化、新能源优先”为核心原则，建设发电侧竞争、用户侧参与、统一平衡的“双优型”集中式现货市场。

1. 建立集中式省内电力现货交易运营机制。合理确定现货市场主体范围，推进具备条件的发电企业、供电企业、售电公司、电力用户参与现货交易。开展发电侧全电量集中竞价的日前、实时现货交易，对中长期合约进行优化，中长期合约仅作为结算依据。用户侧以报量不报价的方式参与现货交易。以系统发电成本

最小化为目标，采用节点电价出清模式，实现电力资源的全时空配置。以促进用户侧削峰填谷、清洁能源消纳和防范价格异常波动为原则，科学设定现货市场申报和出清价格上下限。

2. 建立现货市场与辅助服务市场协调机制。深度调峰市场与省内现货市场联合优化出清，省内调峰资源用尽时，通过参与华北跨省调峰市场拓展新能源消纳空间。调频市场在现货市场机组组合确定后独立开展，采取集中竞价、边际出清的方式组织，根据市场供需情况动态调整市场主体申报价格上下限。

3. 推动省内现货市场与省间现货市场有效衔接。按照“分别报价、分别出清”的原则，在日前省内现货市场预出清的基础上，组织省内富余发电能力参与省间现货市场，不断扩大晋电外送规模，拓展新能源消纳空间。

4. 有序推进新能源机组参与现货交易。初期采取“报量不报价”的方式，保证优先出清，逐步过渡至新能源机组按照“报量报价”的方式参与市场。建立新能源发电预测精度考核机制，新能源发电预测偏差对电力平衡造成的影响，需承担相应的经济责任。

5. 建立与现货市场相协调的结算体系。推动中长期合约带曲线交易，允许发电企业和市场化用户（含售电公司）自行约定中长期交易分时结算曲线。建立现货市场与中长期市场的偏差结算机制，区分“中长期”与“现货”、“省内”与“外送”等不同成分的电量。按照“谁受益、谁承担”的原则，建立市场运行过程

中产生的双轨制偏差费用、辅助服务费用、阻塞盈余费用、机组启动费用、必开机组成本补偿费用等不平衡资金的分摊返还机制。

6. 健全现货市场运营机构和工作制度。市场运营机构应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。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人员回避制度，保障市场运营公开公正。

7. 健全市场信息披露机制。按照国家相关要求，电力交易机构要不断扩大信息披露范围，保障市场公开、公平和公正，引导市场主体主动有效参与市场。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、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。

8. 加强技术支持系统开发建设。技术支持系统投入试运行前，按照国家发改委相关文件要求，及时组织对市场出清软件系统进行第三方验证校核。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框架，明确出清目标函数及实现方法，做好定期记录、汇总、披露等工作。系统关键市场参数的设

定标准与取值，经电力市场管理委员会审议通过，并报省能源局和山西能监办同意后执行。对符合市场规则，确需人为干预而进行的系统调整，必须做好人工调整记录，并向市场成员披露。

（二）中远期任务

进一步丰富中长期交易品种，完善现货交易机制，满足市场主体多元化的交易需求，提升市场主体交易获得感。主要任务包括：

1. 探索建设容量市场，引导电源规划发展。
2. 引入金融输电权、期货、期权交易等交易品种，丰富市场避险工具。
3. 推动用户侧以“报量报价”的方式参与现货市场。
4. 建立旋转备用市场，实现调频、备用、电能在现货市场中的联合优化。
5. 拓展现货交易主体，引入抽水蓄能、独立辅助服务提供商和中间商等交易主体，增加市场流动性和竞争程度。

三、近期阶段现货市场框架体系

（一）市场成员

现货市场成员包括各类发电企业、电力用户、售电公司、独立辅助服务供应商、电网企业和市场运营机构。其中，各类发电企业、电力用户、售电公司为参与现货交易的市场主体，应符合国家和山西省有关准入条件，满足参与电力现货市场交易的计量、通信等技术要求。电网企业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。

电力交易机构与电力调度机构作为电力市场运营机构，共同负责电力市场的组织运行。其中，交易机构负责市场注册、市场申报、中长期交易组织、出具市场结算依据、合同管理、市场信息发布等。调度机构负责现货及辅助服务交易组织、现货及辅助服务交易出清、安全校核、阻塞管理、交易执行等。

（二）市场架构

以现货市场建设为牵引，统筹协调中长期、省内现货、省间现货、辅助服务等交易，构建基本健全的电力市场体系。

中长期交易与现货交易。在功能定位方面，以中长期交易规避风险、锁定收益，以现货交易发现价格、调节供给，通过市场化方式保障电力平衡。在市场协调方面，回归市场化交易的本质，采取“中长期合约仅作为结算依据管理市场风险、现货交易采用全电量集中竞价”的电力市场模式。

省间交易与省内交易。省间交易定位于落实国家能源战略，促进清洁能源消纳和能源资源大范围优化配置，扩大晋电外送规模，建立资源配置型市场。省内交易定位于优化省内资源配置，提高电网运行方式安排的灵活性，确保电力供需平衡和电网安全稳定运行，建立电力平衡型市场。

（三）组织方式

1. 由电力交易中心组织中长期交易，形成带分时曲线的中长期合约，为现货市场偏差结算提供基准曲线。电力用户（售电公

司)中长期交易曲线分解应确保日内中长期合约总量不低于日总用电量的一定比例。起步阶段,中长期日电量占比应在95%以上,以降低交易风险,后期随着市场发展,按照国家有关要求,逐步调整该比例。

2. 由电力调度中心组织现货交易,包括:交易前信息披露、组织交易申报、进行交易运算和出清、出清结果披露、出清曲线执行等过程。现货交易实施“一次申报、两次结算”,执行日前现货市场和实时现货市场偏差结算。

3. 发电侧全电量参与现货市场优化。现货市场初期,新能源发电企业和电力用户(含售电公司)采用“报量不报价”的方式参与现货市场。

4. 日前现货市场形成运行日的开机组合、机组发电计划曲线和分时节点边际电价。机组开停和发电计划曲线取决于包含启动成本、空载成本和发电成本在内的综合成本。

5. 省内现货市场预出清,确定省内机组开机方式和发电计划,以平衡后的富余发电能力为交易空间,参与日前省间现货交易。各机组的日前省内发电计划曲线与省间现货交易增量曲线叠加后,形成各机组的次日发电终计划曲线。

6. 当预计次日山西电网省内调峰能力不足、新能源消纳困难时,参与日前跨省调峰市场;当预计次日山西电网调峰能力满足新能源消纳需求时,省内火电企业可自主选择参与华北跨省调峰市场,为周边省份提供向下调节服务,并获得相应补偿。

7. 实时省内现货交易由电力调度机构依据超短期负荷预测、新能源发电预测，日内省间现货交易结果、日内华北跨省调峰交易结果等，在日前发电终计划的基础上，通过实时现货市场调节省内发用电偏差。电力调度机构将新能源机组的超短期预测出力作为边界条件，优先安排发电。

（四）现货与辅助服务市场的协调

1. 当日现货市场出清计算后，若基本调峰资源用尽，仍存在弃风、弃光电量，启动省内深度调峰市场，依据集中竞价交易结果，安排中标火电机组依次深调，新能源机组按照优先发电梯次安排发电，形成考虑深度调峰交易的日前发电计划曲线。

2. 调频市场在机组组合确定后单独开展。采取集中竞价的组织方式，独立于现货市场开展，确定次日系统所需的调频机组序列。市场初期，因机组控制模式原因，暂定发电机组不能同时参与调频市场和深度调峰市场。

（五）价格机制

现货市场采用节点边际电价机制。若存在必开机组，必开最小出力以下的部分不参与市场定价；必开最小出力及之上的发电能力根据发电机组的报价参与优化出清。在春节等极端运行工况下，根据实际情况单独确定特殊时段的定价机制。初期，用户侧暂采用统一结算点价格，该价格由发电侧上网电量和各节点边际价格加权计算得出。

（六）计量与结算机制

1. 电网企业负责按国家有关计量规定和市场规则，对参与交易的发电企业和电力用户的贸易结算点，提供具备分时电力电量计量能力的计量表计，并进行管理和定期校验。参与交易的发电企业和电力用户应配合电力企业开展计量表计的日常运维。

2. 电力市场结算采用“双结算”和“日清月结”的模式。“双结算”，即按日前现货价格对日前现货交易曲线与中长期分解曲线的偏差电量进行结算，按实时现货价格对实际发用电曲线与日前现货交易曲线的偏差电量进行结算。“日清月结”，即按日进行市场化交易结果清算，生成日清算账单；按月进行市场化交易电费结算，生成月结算账单，并向市场主体发布。

3. 省内现货市场中，对市场运行过程中产生的成本补偿费用、双轨制偏差费用、辅助服务费用等不平衡资金，按规则进行返还或分摊。电网公司不获利、不分摊。

（七）信息发布与保密

1. 按照信息保密要求和公开范围的不同，现货市场信息分为公众信息、公开信息和私有信息三类。市场主体应配合提供市场运营所必须的信息与参数，并对所提供信息的真实性负责。电力市场运营机构按照权限管理要求，及时对市场主体发布各类交易信息等。为保证市场信息安全，市场主体应按照各自的访问权限对市场运营信息进行访问，对于超出授权范围的访问需经过山西省能源局和山西能监办的审核批准。

2. 未经山西省能源局和山西能监办批准，市场主体、电力市

场运营机构不得向其他市场主体透露私有信息。未经批准，市场主体不得向公众透露公开信息和私有信息。

（八）风险防控机制

为防范和把控现货市场运营风险，电力市场运营机构应开展市场仿真分析，加强市场运行监测、电网安全裕度管理、现货交易平台管理，完善电力应急保障机制、建立信用评价体系、合同执行与违约处罚机制等。

（九）市场监管机制

按照现货市场监管需要和山西能监办的要求，构建现货市场监管指标体系。省能源局、山西能监办根据监管指标查阅相关市场信息，对现货市场运营进行过程监督管理。也可邀请独立的第三方机构对现货市场运行进行常态化过程评估与监测，有效完善、创新监管措施和手段。

（十）市场干预与中止机制

1. 当电力供应存在短缺、系统发生重大事故或发生影响电网安全运行的情况时，电力调度机构经授权可对现货市场进行干预，并将有关情况报山西省能源局和山西能监办。

2. 当电力供应严重不足、长时间连续出现危及系统安全运行的情况时，电力调度机构经授权可中止市场，并立即通知所有市场主体；市场中止期间，各市场主体按照电网调度管理规程，严格执行调度指令与调度计划；当电力调度机构确认引起市场中止的原因已消除，满足市场运行条件时，经授权后，恢复现货市场

正常运行，并及时将本次市场中止原因及具体情况向市场主体通报。

四、保障措施

山西电力现货市场按照“充分模拟试运行、稳妥有序推进”的要求，调动各市场主体的积极性，确保电力市场健康稳定发展。

有序开展电力现货市场结算试运行工作，持续跟踪分析和监测评估，总结试运行经验，不断完善规则体系，适时按程序发布实施。结合试运行实际，不断完善现货市场相关技术支持系统，委托第三方机构对技术支持系统进行验证和校核，提高技术支持系统的可靠性。提升市场主体对现货市场的认知度，利用线上和线下多渠道、多层次组织培训，组织模拟仿真训练，宣贯现货市场方案和规则体系。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。