

内部资料
注意保存

各省（区、市）电力体制改革试点方案汇编

国家能源局法制和体制改革司 编

2017年2月

前 言

2015年3月，中共中央、国务院印发《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9号），明确了新一轮电力体制改革的总体思路和重点任务。2015年11月，国家发展改革委、国家能源局印发电力体制改革6个配套文件，对中发9号文件部署的重点改革任务提供了“施工图”。之后，国家发展改革委、国家能源局陆续批复各地区电力体制改革试点方案，截至2016年12月31日，共批复综合试点方案21个，售电侧试点方案9个，形成了以电力体制改革综合试点为主、多模式探索的试点格局。我们把各地的试点方案予以汇编，作为内部资料印发，供工作参考。

目 录

国家发展改革委 国家能源局关于同意云南省、贵州省开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2015〕2604号)	1
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意重庆市、广东省开展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2015〕3117号)	8
国家发展改革委 国家能源局关于同意山西省开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕176号)	11
国家发展改革委 国家能源局关于同意新疆生产建设兵团开展售电侧改革试点的复函 (发改经体〔2016〕789号)	26
国家发展改革委 国家能源局关于同意广西壮族自治区开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕1096号)	37
国家发展改革委 国家能源局关于同意北京市开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕1853号)	47
国家发展改革委 国家能源局关于同意福建省开展售电侧改革试点的复函 (发改经体〔2016〕1855号)	55
国家发展改革委 国家能源局关于同意海南省开展电力体制改革试点的复函	

(发改经体〔2016〕1860号)	66
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意黑龙江省 开展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕1928号)	74
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意甘肃省开 展电力体制改革试点的复函 (发改经体〔2016〕1924号)	80
国家发展改革委 国家能源局关于同意河南省、新疆维吾尔 自治区、山东省开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕1894号)	90
国家发展改革委 国家能源局关于同意湖北等五省开展电力体 制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕1900号)	126
国家发展改革委 国家能源局关于同意宁夏回族自治区开展电 力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕2046号)	180
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意河北省开 展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕2131号)	192
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意浙江省 开展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕2140号)	202
国家发展改革委 国家能源局关于同意内蒙古自治区开展电力 体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕2192号)	212
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意上海市开 展电力体制改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕2163号)	227

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意吉林省开展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕2236号)	234
国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于同意江西省开展售电侧改革试点的复函 (发改办经体〔2016〕2336号)	245
国家发展改革委 国家能源局关于同意湖南省开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕2504号)	255
国家发展改革委 国家能源局关于同意天津市、青海省开展电力体制改革综合试点的复函 (发改经体〔2016〕2477号)	269

国家发展改革委 国家能源局关于同意云南省、 贵州省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2015〕2604号）

云南省、贵州省人民政府：

报来《云南省人民政府关于上报云南省进一步深化电力体制改革试点方案的请示》（云政报〔2015〕47号）、《贵州省人民政府关于报送〈贵州省电力体制改革综合试点方案〉的函》（黔府函〔2015〕200号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位同意，现函复如下：

一、原则同意《云南省进一步深化电力体制改革的试点方案》和《贵州省电力体制改革综合试点方案》，同意云南省、贵州省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后汇总形成的修改意见附后，请据此进一步修改并完善试点方案。

二、加强组织领导，细化工作措施。请你省加强对试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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）和电力体制改革配套文件精神，在试点方案基础上，结合实际细化试点内容、完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，积极推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等方面的改革，为推进全国范围改革探索路径、积累经验。

三、稳妥推进改革，确保电力安全。电力体制改革意义重大、涉及面广、情况复杂，要切实防范和化解试点过程中可能出现的风险，及时协调解决试点中的新问题。电力市场运行前要进行模拟运行，加

强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。要建立应急机制，灵活应对试点工作中出现的问题，保持电力供需平衡，保证电网安全，保障民生用电。要加强与电力监管机构、电网企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件 1：对《云南省进一步深化电力体制改革的试点方案》的修改意见

附件 2：对《贵州省电力体制改革综合试点方案》的修改意见

国家发展改革委

国家能源局

2015 年 11 月 9 日

附件 1

对《云南省进一步深化电力体制改革的试点方案》的修改意见

一、建议在《试点方案》第 7 页第 3 段末尾“优先用于民生”后增加“对火力发电机组，保障高效节能、超低排放的燃煤机组发电优先上网，优先参与直接交易”。

二、建议在《试点方案》第 8 页最后一行“鼓励优先购买质优价廉和环保高效机组发出的电力电量”后增加“鼓励实施电力需求侧管理，实现科学、节约、有序、高效用电的用户优先参与电力交易”。

三、建议将《试点方案》第 10 页第 11 行“交易合同要及时向电力交易机构和政府有关部门备案”修改为“交易合同要及时向电力交易机构、省人民政府有关部门、国家能源局云南监管办备案”。

四、建议将《试点方案》第 11 页第 5 行“组建相对独立的、开放的、企业性质的昆明电力交易中心，由电网企业相对控股，发电企业、电力用户、售电企业、第三方机构参股，接受省人民政府及其有关部门的监管。由省人民政府组织有关部门和单位建立电力市场监督管理委员会”修改为“组建相对独立的、开放的、企业性质的昆明电力交易中心，由电网企业相对控股，发电企业、电力用户、售电企业、第三方机构参股，接受省人民政府及其有关部门、国家能源局云南监管办的监管。由省人民政府组织有关部门和单位、国家能源局云南监管办建立电力市场协调机制”。

五、建议将《试点方案》第 11 页第 12 行“除政府保留的公益性调节性发用电计划电力电量和经政府同意送往省外的电力电量外”，修改为“将除政府保留的公益性调节性发用电计划电力电量和政府间框架协议内送往省外的电力电量外”。

六、建议将《试点方案》第 11 页倒数第 16 行“政府职能部门依据职责对电力交易机构实施有效监管”修改为“省人民政府职能部门、

国家能源局云南监管办依据职责对电力交易机构实施有效监管”。

七、建议将《试点方案》第 17 页倒数第 12 行“任何电力企业，未经政府授权或许可，不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的许可事项，确保电网对发电企业、售电主体和用户无歧视开放”修改为“任何电力企业，除法律法规有明确规定的外，不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的附加条件，确保电网对发电企业、售电主体和用户无歧视开放”。

附件 2

对《贵州省电力体制改革综合试点方案》 的修改意见

一、总体意见

（一）建议增加有序放开发用电计划的内容。有序放开发用电计划是电力市场建设的重要推进条件和核心组成部分，建议在《试点方案》中增加有序放开发用电计划的内容，包括总体目标、重点任务、实施步骤、时间节点和各年度放开规模及相应的用户电压等级、用电规模、纳入优先发电制度、优先用电制度的发用电规模等。

（二）建议调整“西电东送”交易机制试点的有关内容。贵州省“西电东送”作为地方政府协议类的交易机制，建议暂时保留发电计划，超出协议部分可采取双边协商或市场化方式交易。建议按此调整《试点方案》中跨省跨区电力交易机制试点的有关内容。

（三）建议加强后续组织工作。积极推进市场主体准入标准、市场规则、交易机构运行章程、信息披露等文件的制定工作，并明确工作时限要求。

二、对《贵州省电力体制改革综合试点方案》的具体意见

（一）建议删除《试点方案》第 7 页第 2 行“争取取消基本电价，所有用电实行一部制电价（电度电价），减少电费结算矛盾”的内容。

（二）建议将《试点方案》第 8 页第 11 行“坚持稳定存量和放开增量”修改为“坚持有序放开存量和试点放开增量”；将第 8 页第 20 行“坚持节约能源和减少排放”修改为“坚持节能减排和清洁能源优先上网”；在第 8 页第 21 行“完善有序用电和节约用电制度”后增加“推广用电用能在线监测和需求侧管理评价工作”的内容；在第 9 页第一段末尾增加“在确保供电安全的前提下，优先保障水电和规划内

的风能、太阳能、生物质能等清洁能源和超低排放燃煤机组发电上网，促进清洁能源多发满发”的内容。

（三）建议在《试点方案》第10页第1行“按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。不符合准入条件的企业不得参加直接交易”后增加“对火力发电机组，保障高效节能、超低排放的燃煤机组发电，优先参与直接交易；不符合国家产业政策、节能节水指标未完成、污染物排放未达到排放标准和总量控制要求、违规建设等发电企业不得参与直接交易”。

（四）建议将《试点方案》第10页第10行“贵州电力交易电子平台建成前，以建立中长期市场为主，主要开展年、季、月等日以上中长期电能交易。贵州电力交易电子平台建成后，探索开展周、日等短期交易”修改为“贵州电力交易电子平台建成前，以建立中长期市场为主，主要开展年、季、月等月以上电能交易。贵州电力交易电子平台建成后，探索开展周、日等日以上短期电能交易”。

（五）建议将《试点方案》第10页倒数第3行“二是成立市场管理委员会，负责对交易机构、交易行为进行监管”修改为“二是成立市场管理委员会，负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项”，并相应修改《试点方案》中的有关内容。

（六）建议将《试点方案》第12页第10行“争取国家支持，按照‘政府定价+市场调节价’的定价机制，将我省‘西电东送’电量区分为存量和增量，以‘十二五’期间两省框架协议电量作为存量，超过存量部分作为增量。存量送电价格执行现行政府定价机制，增量送电价格由供需双方自主协商确定”修改为“按照市场化机制，与广东省、南方电网公司协商建立和完善黔电送粤（含黔电送深）交易机制，积极争取扩大与广西、重庆、湖南等周边省（区、市）的跨省跨区电力交易，促进电力资源在更大范围内优化配置”。

（七）建议在《试点方案》第15页第一段中，将省水利厅加入贵州

省进一步深化电力体制改革工作联席会议成员单位。

三、对《贵州电力交易中心改革试点方案》的具体意见

（一）根据拟出台的电力体制改革配套文件，交易机构可以采取电网企业相对控股的公司制、电网企业子公司制、会员制等组织形式。建议在《试点方案》中明确贵州电力交易中心的组织形式。

（二）根据拟出台的电力体制改革配套文件，市场管理委员会由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等市场主体组成，建议据此调整市场管理委员会的有关内容。

四、对《贵州兴义地方电力解除代管体制推进售电侧改革试点方案》和《贵安新区配售电侧改革试点方案》的具体意见

（一）建议在《试点方案》第 41 页“（2）电网企业”中增加“电网公司须持有输电、供电许可证”的内容，在第 61 页“2. 多方投入建设配电网”中增加“新增配电公司须持有输电、供电许可证”的内容，并明确重组后的电网公司和新增配电公司的营利模式。

（二）根据拟出台的电力体制改革配套文件，对于售电侧市场主体的准入不再采取行政许可的管理方式。按此，建议将《试点方案》第 42 页第 14 行和第 62 页第 19 行“对于存在恶意减少电量供应的售电公司，根据其情节轻重采取罚款及吊销售电营业许可证的处罚措施”修改为“对于存在恶意减少电量供应的售电公司，根据其情节轻重采取罚款乃至强制退出市场等处罚措施”，并相应删除与“售电牌照”相关的内容。

（三）建议将《试点方案》第 65 页倒数第 2 行“对在贵安新区落地的智能电网（配电网）、能源产业链、新能源类项目和企业，贵安新区均将以高新技术企业的名义对其进行相应税收的减免”修改为“对在贵安新区落地的智能电网（配电网）、能源产业链、新能源类企业，经认定后为高新技术企业的，可享受相应税收的减免”。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 同意重庆市、广东省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2015〕3117号）

重庆市发展改革委，广东省发展改革委、经济和信息化委、国家能源局南方监管局：

报来《重庆市发展和改革委员会关于批准重庆市配售电改革专项试点的请示》（渝发改能〔2015〕1382号）、《广东省经济和信息化委广东省发展改革委国家能源局南方监管局关于开展售电侧改革试点的请示》（粤经信电力〔2015〕361号）收悉。经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）同意，现函复如下：

一、同意重庆市、广东省开展售电侧改革试点。原则同意重庆市、广东省对试点工作的总体考虑，试点名称请统一规范为售电侧改革试点。

二、加强组织领导，细化试点方案。试点地区要加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，为推进全国范围改革探索路径、积累经验。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中

发 9 号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。省级有关部门和国家能源局派出机构要依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

五、具体修改意见

（一）为明确输配电价改革过渡措施，建议重庆市将“以核定的电力直接交易输配电价为基础，按‘准许成本加合理收益’原则测算电网分电压等级输配电价”修改为“加快推进输配电价改革，按‘准许成本加合理收益’原则核定电网分电压等级输配电价。新的输配电价机制建立前，暂执行核定的重庆电力直接交易输配电价”。

（二）建议重庆市将“参与市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价、政府性基金三部分组成”修改为“参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成”。

（三）为兼顾短期改革目标和中长期改革方向，建议广东省将“无议价能力或不参与电力市场的用户，由提供保底服务的供电企业按照政府核定的目录电价供电”修改为“无议价能力或不参与电力市场的用户，由提供保底服务的供电企业按照政府核定的目录电价或政府确定的定价规则供电”，并删去“指定企业提供保底供电服务时，电价按照政府核定的规则计算，应高于参与市场的用户平均用电价格水平”的内容。

（四）建议广东省将“拥有分布式能源电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务”的内容纳入《试点方案》。

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2015年11月28日

国家发展改革委 国家能源局关于同意 山西省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕176号）

山西省人民政府：

报来《山西省人民政府关于报送山西省电力体制改革综合试点实施方案（送审稿）的函》（晋政函〔2015〕121号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意山西省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《山西省电力体制改革综合试点实施方案》附后，请据此制定输配电价改革、电力市场建设、交易机构组建、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你省加强对试点工作的组织领导，省人民政府负总责，各部门、山西能源监管办分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始

终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电。重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订并完善有关规则、技术规范。国家能源局山西能源监管办和山西省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：《山西省电力体制改革综合试点实施方案》

国家发展改革委

国家能源局

2016年1月28日

附件

山西省电力体制综合改革试点实施方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进电力市场化改革，促进山西电力工业和全省经济又好又快发展，结合山西实际，制定本实施方案。

一、必要性和可行性

山西是我国重要的综合能源基地，在山西进行电力体制综合改革，通过建立和健全以市场化为导向的能源体系，促进电力产业以及煤炭等相关产业健康发展，在全国资源型地区具有积极的示范意义。一是山西实施电力体制综合改革有基础。山西近年来在低热值煤电、燃煤机组超低排放、煤电一体化、可再生能源开发、晋电外送、大用户直接交易、电力交易平台建设等方面积极开展体制机制创新，电力工业发展和改革取得新进步，山西资源型经济转型发展、综合能源基地建设取得新成效。2014年，全省电力装机6305万千瓦，居全国第八位，其中，可再生能源装机1113.5万千瓦，占全省总装机容量的17%。全社会发电量2643亿千瓦时，居全国第六位。外送电量820亿千瓦时，居全国第三位。电源结构进一步完善，电网输配电能力显著增强，技术装备水平大幅提高，节能减排效果明显提升。山西电力工业整体上的发展壮大，以及部分领域的改革创新，为开展电力体制综合改革奠定了良好的基础。二是山西实施电力体制综合改革有需求。当前，国内能源生产和消费格局已处于相对过剩阶段，山西作为我国重要的能源大省，通过改革激活省内和省外市场，解决产能过剩问题，尤为迫切；新常态下，山西经济发展增速放缓，通过市场化改革，引入竞争、降低成本，增强我省实体经济发展动力，成为现实需要；长期以来，山西形成了“一煤独大”畸重型产业结构，煤电铝等

资源优势没有得到充分发挥，通过改革，促进煤电铝、煤电冶、煤电化等产业循环发展，在更大范围内实现资源的高效优化配置，是山西实现产业转型升级的战略选择。三是山西实施电力体制综合改革有共识。当前，山西省委、省政府高度重视，着力抓好对山西具有特殊意义、事关重大、事关全局的电力体制改革，各级政府、各类企业和用户及其他社会主体等，对改革目的和意义有了进一步认识，推进改革的诉求和呼声较高，全省上下形成广泛共识，为推进改革营造了宽松的环境。

二、总体要求

（一）指导思想

贯彻落实党的十八大、十八届三中、四中和五中全会精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、绿色、协调、开放、共享的发展理念，立足山西实际，以转型综改试验区建设为统领，以国家综合能源基地建设为载体，围绕“三放开、一独立、三强化”重点任务，着力推进电价改革，理顺电价形成机制；着力推进电力市场建设，完善市场化交易机制；着力培育多元市场主体，促进公平竞争；着力强化科学监管，保障电力安全、清洁、高效、可持续发展，逐步打破垄断，有序放开竞争，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”的市场体制，形成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系。

深化山西电力体制改革的重点和路径是：理顺电价机制。还原电力的商品属性，理顺电价形成机制。按照“准许成本加合理收益”分电压等级核定输配电价。有序放开输配以外的竞争性环节电价，分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。妥善解决电价交叉补贴，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。拓展两大市场，统筹推动省内、省外两个市场建设，更好地发挥国家综合能源基地优势。省内，进一步激活用电市场，提高电力消纳能力，在现有大用户直接交易的

基础上，不断扩大参与电力直接交易的市场主体范围和交易规模；省外，向国家争取外送通道建设和电量配额政策，完善省际沟通合作机制，推进跨省跨区电力交易，融入全国电力市场体系，不断扩大晋电外送规模。实现三个规范：规范交易机构的运营，完善其市场功能，在政府批准的章程和规则范围内，公平、公正、公开组织市场交易，建设、运营和管理交易平台，提供结算依据等相关服务；规范市场化售电业务，明确售电主体范围和准入标准，试点先行，逐步向符合条件的市场主体放开；规范自备电厂管理，将自备电厂纳入电力统筹规划，不断淘汰落后产能，促进节能减排，落实自备电厂应承担的责任与义务，实现与公用电厂公平参与优选。

（二）基本原则

——坚持安全稳定，保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力的可靠供应，提高电力安全可靠水平。充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。

——坚持市场化改革，促进发展。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序、开放共享的电力市场格局，形成适应市场要求的电力价格机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

——坚持因地制宜，试点先行。从山西国家综合能源基地、电力输出大省、京津冀一体化的清洁能源供应基地的实际出发，充分利用转型综改试验区先行先试机制，积极作为，有序推进电力体制改革。妥善处理好改革对相关各方的影响，按照竞争性市场的建设和发展规律，顶层设计、稳妥推进、试点先行。

——坚持绿色低碳，结构优化。从实施能源安全战略出发，积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。强化能源领域科技创新，融

合“互联网+”创新理念，应用新技术、新产品、新工艺，推进智能化升级。同时，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，促进能源结构优化。

——坚持公平公正，科学监管。正确处理好政府、企业、和用户之间的关系，统筹兼顾局部利益和全局利益，当前利益和长远利益的关系，构建共赢的格局。更好发挥政府作用，重点加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管；完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等科学监管水平。

（三）主要目标

第一阶段（2015年—2017年）：电力行业市场化体系初步构建。完成电力市场框架方案设计；完成输配电价核定，基本实现公益性以外的发售电价由市场形成；完成相对独立交易机构的组建和交易平台的建设与运行，明确市场准入标准和交易规则，启动电力市场模拟运行和试运行；完善电力直接交易机制；开展售电业务放开试点；实施煤电铝、煤电化等循环产业链试点；初步实现外送电的规模化直接交易。到2017年，电力直接交易量达到全社会用电量30%。

第二阶段（经过3年或更长时间）：电力市场化体系全面建成。电力市场化定价机制基本完善；形成健全的电力市场监管规则体系；工商业领域电力直接交易全面放开；形成发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局；跨省跨区市场化电力直接交易份额进一步扩大，逐步形成运转高效、具有全国竞争力的现代电力市场，并逐步融入全国电力市场体系，充分发挥市场配置资源的决定性作用，使全省资源优势转化为经济优势，促进山西产业结构转型升级。

三、第一阶段重点任务

根据近三年改革目标，确定重点推进以下八大任务：

（一）推进输配电价改革

1. 开展输配电价摸底测算。全面调查电网输配电资产、成本和

企业经营情况，结合山西经济社会发展、能源基地建设战略、产业结构优化升级对电网建设的需求，深入分析输配电价管理中存在的主要矛盾和问题；摸清现有各类用户电价间、各电压等级间的电价交叉补贴现状，研究探索电价交叉补贴额度平衡补偿机制；调查各电压等级电量传导比例、电能损耗水平等。按照国家有关输配电价改革和输配电定价成本监审有关规定，根据电网企业提供的基础资料，开展输配电价成本调查及各电压等级输配电价水平测算后，尽快上报国家发改委。

2. 做好输配电价定价成本监审。按照国家发改委、国家能源局《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格〔2015〕1347号）规定，在国家发改委统一组织下，开展山西输配电定价成本监审工作。结合山西发展实际，明确全省输配电定价成本监审范围，科学合理核定输配电成本费用，完成山西试点输配电定价成本监审工作。

3. 妥善处理电价交叉补贴。坚持保障民生、合理补偿、公平负担的原则，结合电价改革进程配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。按照国家电力体制改革意见，过渡期间，由电网企业按照合理需求测算并申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，通过输配电价回收。

4. 制定输配电价改革试点方案。国家发改委审核山西省输配电定价成本监审意见后，进行充分论证、科学研判、准确把握，研究测算首个监管周期内山西电网企业准许收入和各电压等级输配电价格。试点范围为全部共用网络输配电服务的价格。核价基础为全省电网企业的输配电资产和业务。按照“准许成本加合理收益”原则确定电网准许总收入和分电压等级输配电价。妥善处理电价交叉补贴，建立平衡账户机制；逐步完善输配电价体系，研究完善相关配套政策措施。制定《山西省输配电价改革试点方案》后，报国家发改委。

（二）组建相对独立的电力交易机构

按照公平、公正、公开的原则，组建相对独立的电力交易机构，

组建电力市场管理委员会，推动电力市场规范运行。

1. 成立山西电力交易机构。研究制定山西电力交易机构组建方案，报经国家发改委、国家能源局组织论证后实施。按照山西省政府批准的章程和规则，成立由国网山西省电力公司相对控股、第三方机构及发电企业、售电企业、电力用户等市场主体参股的有限责任公司。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和 workflow，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。交易机构以电网企业现有人员为基础，根据业务发展需要，通过公开择优选聘充实专业人员队伍；高级管理人员由市场管理委员会推荐，依法按组织程序聘任。

2. 明确交易机构职能。交易机构在山西能源监管办和山西省电力管理部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务等；负责市场主体注册和相应管理、披露和发布市场信息等，参与拟订电力市场交易规则。调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全。交易机构可向市场主体合理收取注册费、年费、交易手续费。

3. 设立市场管理委员会。在省电力体制改革领导小组的领导下，组建山西电力市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。山西能源监管办和省发改委、经信委、物价局等相关部门可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，山西能源监管办和省政府有关部门行使否决权。

（三）建立和完善电力市场交易机制

进一步扩大省内电力直接交易规模，以试点形式推进跨省跨区电力直接交易，适时开展现货交易，探索研究电力市场交易的体制机制，

积极推动电力市场体系建设。研究提出山西电力市场建设试点方案，经国家发改委、国家能源局组织专家论证后，修改完善并组织实施。

1. 完善省内电力直接交易机制。在已开展的大用户直供电基础上，逐步放开发电企业、售电主体和用户准入范围，放宽参与直接交易的用户类型与电压等级，扩大省内电力直接交易规模，鼓励环保高效机组参与直接交易；允许售电主体参与直接交易，鼓励高新技术企业、循环经济园区企业等参与直接交易；规范和完善以中长期电力交易为主的直接交易机制。国家能源局依法组织制定电力市场规划、市场规则、市场监管办法。在市场规则出台前，山西省修订完善山西电力用户与发电企业直接交易规则与试点实施方案，应与国家有关部门衔接沟通。

2. 开展跨省跨区电力直接交易试点。基于山西“外向型、送出型、规模型”送端电网特点，建立完善的跨省跨区电力市场交易机制，完善省际合作机制，加强与华北、华中、华东等电力输入区域省份沟通协作，更大程度地参与全国电力交易。鼓励省内发电企业与省外电力用户建立中长期电力合作关系，选择大容量、高效率、超低排放机组，开展跨省跨区电力直接交易试点，扩大市场化交易电量，丰富交易品种，同步加快外送电通道建设，扩大晋电外送规模，促进电力资源在更大区域范围优化配置。根据电力市场建设推进情况，制定跨省跨区电力直接交易实施方案。

3. 适时建立有效竞争的现货交易机制。在推进中长期交易的基础上，开展电力市场现货交易机制研究，根据山西电源布局、负荷特性、电网结构等因素，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电能量交易和备用、辅助服务等现货交易品种。通过市场竞争发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。同时，加强对电力期货和衍生品交易的前期研究，探索建立山西电力金融交易平台，逐步将电力容量市场、电力期货和衍生品等纳入交易体系。

4. 探索建立市场化的辅助服务分担机制。为保障电力系统安全稳定运行、促进清洁能源消纳以及满足各类用户安全可靠用电，按照“谁受益、谁承担”的原则，构建电力用户参与的辅助服务分担共享机制，发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，充分利用市场化机制，由用户结合自身负荷特性，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，约定各自辅助服务的权利与义务。推动以抽水蓄能、燃气发电为主的调峰基础设施建设，为电力市场化交易提供有力支撑。在中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助性服务交易，在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易。2016年底制定山西电力市场辅助服务建设框架方案。

（四）有序缩减发用电计划

在确保民生稳定的前提下，确定市场化电量比例和范围，明确优先购电用户和发电企业类别，建立优先购电和优先发电保障机制。

1. 建立优先购电制度。确定优先购电的适用范围，保障全省一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电享有优先购电权。开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等用电需求不受影响。列入优先保障序列的用户，原则上不参与限电，近期不参与市场竞争，纳入用电计划。保障贫困山区、革命老区、采煤沉陷区、棚户区等地区的电力供应。2016年明确山西优先购电的用户类别、电量规模，制定相关保障制度。

2. 建立优先发电制度。以资源消耗、环境保护为主要依据，坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，确定山西优先发电的适用范围，对发电机组进行优先等级分类，合理确定优先发电顺序，并逐年进行动态调整。合理测算计划电量，留足保障性计划空间，逐步缩减发电计划。2016年建立优先发电的相关保障制度。

3. 制定放开发用电计划实施方案。综合考虑山西经济结构、电源结构、电价水平、外送电规模、市场基础，以及保障社会稳定等因素，结合全省电力市场体系建设推进情况，制定放开发用电计划的实

施方案。通过市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划，完善电力安全的应急保障机制，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。在有序放开发用电计划的过程中，充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给。在2016年制定山西放开发用电计划的实施方案。

（五）推进售电侧改革

试点先行，逐步放开售电侧市场准入，健全购电交易机制。

1. 培育多元化售电主体。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准与条件的基础上，结合山西实际，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。积极培育多元化的市场竞争主体，向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。制定山西售电侧改革试点方案并报国家发改委、国家能源局。创新售电业务市场准入机制，以注册认定代替行政审批，实行“一承诺、一公示、一注册、两备案”。

2. 实施园区型售电主体直接交易。在高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区等各类园区中，选择有参与意愿并符合准入条件的，组建独立的售电公司，2016年底前开展园区型售电主体直接交易。

3. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，探索社会资本投资配电业务的有效途径，以高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区及矿区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。同时，社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。对于历史形成的，国网山西省电力公司和晋能集团公司以外的存量配电资产，可视同为增量配电业务。

（六）积极发展可再生能源、分布式电源

在保障安全的前提下，开放电网公平接入，积极利用先进技术，

提高系统消纳能力和清洁能源利用率。

1. 积极促进可再生能源和资源综合利用的电力消纳。编制本地区年度电力电量平衡方案时，在保障电网安全稳定和民生的前提下，全额安排可再生能源发电；编制年度发电计划时，优先预留水电、风电、光伏发电等可再生能源机组和热电联产、余热余压余气发电、燃气和煤层气发电等资源综合利用机组发电空间；可再生能源和资源综合利用发电装机比重较大区域在统筹平衡年度电力电量时，鼓励其优先与用户直接交易。2017 年开展可再生能源和资源综合利用发电参与直接交易。

2. 建立并完善调峰补偿市场化机制。在现有山西省火电机组深度调峰交易的基础上，进一步修改完善相关规则，通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易的双方，鼓励清洁能源通过电力市场购买火电、抽水蓄能、电储能、电力用户等提供的辅助服务以促进全额消纳。2016 年底前修改完善具体补偿办法，建立更加有利于可再生能源消纳的调峰补偿机制。

3. 探索微电网建设试点。选择具备条件的区域或企业，开展微电网建设试点，通过区域微电网的自我调节和平衡，探索微电网技术原则和管理经验，探索微电网电能市场交易及运行机制。2016 年底前研究制定微电网建设试点方案。

4. 探索形成可再生能源参与市场竞争的新机制。规划内可再生能源优先发电，优先发电合同可转让。鼓励可再生能源参与市场竞争、跨省跨区消纳。2016 年底前研究制定山西可再生能源发电补贴政策。

（七）科学规范自备电厂管理

落实责任、加强监管，促进自备电厂科学发展。

1. 规范自备电厂建设管理。从强化规划引导、发展循环经济、延伸煤电产业链等方面，规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能环保排放标准。装机明显冗余地区，除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新（扩）建自备电厂项目。同时，制定山西自备电厂建设管

理办法。

2. 强化自备电厂运营管理。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应义务，参与电网调峰。拥有自备电厂的企业应按规定承担相关的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。对于不占用省内火电建设规模的余热、余压、余气等自备电厂，按有关规定减免政策性交叉补贴和系统备用费。探索以市场化方式逐步代替系统备用费的机制。

3. 加强推进自备电厂升级改造步伐。结合山西燃煤发电机组超低排放改造工作，加快推进全省自备电厂超低排放、节能改造和淘汰落后机组的步伐。自备电厂要按我省污染物排放标准安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，并按要求接入环保、监管等部门的环保监测系统，污染物排放不符合环保要求的自备电厂要限期实施环保设施升级改造；供电煤耗、水耗高于省内同类型机组平均水平以上的自备燃煤发电机组，要因厂制宜实施节能节水改造。

4. 探索“煤-电-X”一体化产业发展模式。充分发挥山西煤炭、电力、铝土等资源组合匹配优势，选择在吕梁和运城两地的能源和矿产资源富集区，探索煤电铝、煤电化、煤电材等产业一体化发展机制，进一步提高铝厂、化工、建材等企业或园区的自备供电能力；规划布局低热值煤发电容量，建设自备电厂；深化煤电一体化，延伸煤电产业链，在省内规划建设的铝、化、建材等循环产业园区内，探索区域配电网建设，推动电解铝、化工、建材等产业聚集和优化发展。2016年底前制定山西自备供电能力建设方案。

（八）加强电力统筹规划和科学监管

建立科学有效的规划保障体系，构建电力规划的统筹协调机制，加强电力依法行政，提升规划的科学性和权威性。

1. 完善电力规划统筹协调机制。以山西省电力规划领导小组为依托，形成企业和政府各部门间、省内各相关规划间、省内外规划间的横向协调机制。电网企业、电力设计研究单位或相关科研院所、地方

电力投资企业、政府相关部门、能源监管机构、大型售电公司和大用户等单位深度参与规划的编制工作。配合五年一次的全省电力发展规划，同步组织编制规划环境影响报告和水资源评价报告，协调发展所需的资源和环境承载能力。对山西电力发展的重大问题展开专项研究，明确环境质量改善的目标，根据环境目标和资源环境承载力，明确全省（重点区域）电力行业对污染排放的贡献值上限，科学调控电力发展的规模和布局，提升电力规划编制的科学性和及时性。

2. 依法规划，提升规划的权威性。电力发展规划必须依法编制并开展规划环评，省级规划应服从国家总体规划。山西省五年电力发展规划是全省电网建设和电源发展的指导性文件，包括 220KV 及以上电网建设规划，各种能源的电源建设规划。根据需要在发布后的五年期规划的基础上，适时编制电力滚动发展规划。

3. 切实加强电力行业及电力市场科学监管。开展对电力规划从编制到实施的全过程监督和后评价工作。加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管。切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。国家能源局山西监管办和山西省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。严格执行国家法律、法规和行业标准、规范，创新监管模式，健全安全监管机制，不断夯实安全生产基层基础，提高电力系统安全可靠的运行水平。建立市场主体信用评价制度，强化信用评价结果应用，有效防范市场风险。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

四、保障措施

（一）加强组织领导。成立山西省电力体制改革领导小组，由省长任领导小组组长，分管发改、经信的副省长任副组长，省编办、省

发改委、省经信委、省财政厅、省环保厅、省水利厅、省国资委、省法制办、省物价局、山西能监办等部门的主要负责人为成员。领导小组主要负责认真贯彻落实中发9号文件精神，全面统筹协调推进山西电力体制综合改革工作，提出山西省组织实施的方案和措施，协调解决电力发展、结构转型及产业升级的重点难点问题，指导售电主体培育、用电企业帮扶等工作，做好全省输配电价测算、电力交易机构设立等。领导小组办公室设在省发改委，办公室主任由省发改委主任兼任。

（二）营造改革氛围。加强环境建设，积极营造改革氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（三）严格监督考核。要将电力体制改革作为促进山西经济发展、保障民生的重大任务，电力体制改革领导小组办公室要制定实施目标责任制和绩效考核制度，依据法律法规和监管要求加强日常督促检查，对工作成效进行跟踪评价，确保各项改革试验任务顺利完成。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 新疆生产建设兵团开展售电侧改革试点的复函

（发改经体〔2016〕789号）

新疆生产建设兵团发展改革委：

报来《兵团发展改革委关于申请将兵团十三师配售电区域列为国家售电侧改革试点的请示》（兵发改能源发〔2015〕667号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意新疆生产建设兵团开展售电侧改革试点。原则同意新疆生产建设兵团对试点工作的总体考虑。请根据修改后的《新疆生产建设兵团售电侧改革试点实施方案》（附后）做好改革实施工作。

二、加强组织领导，加快改革实施。试点地区要加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，为推进全国范围改革探索路径、积累经验。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和电力体制改革配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持

平等竞争的原则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。新疆生产建设兵团有关部门和国家能源局派出机构要依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：新疆生产建设兵团售电侧改革试点实施方案

国家发展改革委
国家能源局
2016年4月8日

附件

新疆生产建设兵团售电侧改革试点实施方案

为贯彻落实《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）关于“坚持社会主义市场经济改革方向，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式，建立健全电力行业‘有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效’的市场体制，培育独立的市场主体，构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，使市场在资源配置中起决定性作用”等重要部署，结合新疆生产建设兵团电力行业实际，制定本实施方案。

一、指导思想

根据党中央、国务院的总体部署和电力体制改革配套文件要求，坚持市场化改革方向，结合兵团电力行业实际发展情况，坚持清洁、高效、安全和可持续原则，按照“试点先行”和“管住中间、放开两头”原则，初期选择兵团第十三师作为兵团售电侧改革首个试点区域，在原有电力系统运营的基础上，围绕国家电力体制改革核心工作任务，因地制宜探索建立匹配区域实际情况的电力市场化体系，保障试点区域市场化交易科学合理、长期稳定执行；向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧竞争主体，实现电力销售市场定价；逐步完善交易机制，结合实际探索合理交易方式，保障交易主体公平竞争；按照混合所有制模式，向符合条件的市场主体放开增量配电业务，保障电力稳定、安全、高效、优质供应；发挥市场在能源资源配置中的决定性作用，激发电力行业内活力，实现资源优化配置；强化市场科学监管职能，创新自主交易市场主体准入机制，以注册认定代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、两备案”。后期通过试点改

革的实施和推进，逐步探索电力市场组织模式，积累电力市场化实践经验，创建符合兵团实际需求的电力市场化交易平台和运营监管机制，逐步推广到全兵团，为整个兵团电力体制改革工作奠定基础。

二、试点区域基本情况

（一）区位情况

新疆生产建设兵团下辖十四个师，各师团场呈点状分布于新疆辖区内。第十三师辖区均匀分布在新疆哈密地区两县一市内，地域南北宽约 270 公里，东西长约 297 公里，辖区面积 9985 平方公里，总人口约 10 万人。售电侧改革试点初期拟定为十三师全部行政辖区，包含红星一场、红星二场、红星四场、黄田农场、柳树泉农场、火箭农场、红山农场、淖毛湖农场区域及十三师全部工业园区。后期根据试点改革推进情况，逐步推广到全兵团。

（二）电力运营现状

兵团电网由十二个师属相对独立的供电区域组成。十三师电网作为兵团电网的组成部分，实现了电网在 8 个团场的均匀布局，全师最高运行电压等级为 110 千伏，全师已建成 110 千伏变电站共 2 座，总变电容量 206 兆伏安，在建 110 千伏变电站 3 座，总变电容量 378 兆伏安，35 千伏变电站共 13 座，总变电容量 205.3 兆伏安。截至 2015 年底，全师电源总装机容量为 1704.79 兆瓦。其中，水电装机容量 1.29 兆瓦，光伏装机容量 570 兆峰瓦，风电装机容量 1094 兆瓦，尾气及余热发电 39.5 兆瓦，装机结构以清洁能源居多。

近年来，十三师工业发展呈井喷态势，全师用电量逐年递增，2015 年达到 10.5 亿千瓦时，“十二五”期间年平均增速超过 35%。十三师现有电力购销大部分按照趸售形式进行，电价及执行存在不统一、不稳定特点，价格普遍高于同一区域地方水平。

（三）推行售电侧改革的基础条件

1. 配网相对独立，符合改革要求。十三师区域配电网网络由十三

师自主建设，独立于新疆公网，电力供需和电价矛盾较为突出，符合开展国家电力体制改革试点的条件。

2. 电力富余，易于市场化体系建立。周边区域电力业务发展成熟，电力供应市场富余，适宜电力体制改革政策实施，易于实现电力购销市场定价。

3. 经济增速较快，电力需求空间巨大。十三师地处国家“丝绸之路”经济带重要枢纽区域，国家各项战略规划的逐步实施将进一步促进区域工业经济发展，电力需求侧市场增长空间巨大，电力供需平衡市场化调节作用显著。

4. 清洁能源丰富，具备能源结构优化基础。区域清洁能源丰富，清洁电力占比较高，符合售电侧改革中关于提高能源利用效率和清洁能源消纳水平的要求。

5. 区域电力系统可复制性较强，易于政策性推广。兵团各师当前电力运营模式相对统一，适宜国家电力体制改革政策推广，十三师售电侧改革试点可为兵团进一步实践电力体制改革提供示范和经验。

三、基本原则

（一）坚持安全高效，遵循电力供需动态平衡。在客观遵循电力实时性、无形性、供求波动性等技术规律的基础上，合理有序推进试点实施，形成有效的市场结构和市场主体，提升售电服务质量和用户用能水平，保证电网供电安全可靠，并优先开放符合国家标准和产业政策的用户参与。同时，充分考虑企业和社会承受能力，优先执行居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电计划，有效保障供需紧张情况下试点区域居民等重要用电环节供电优质可靠。

（二）坚持市场化方向，遵循电力商品属性。平等放开试点区域配售电业务，引入多元竞争主体，在发电侧和售电侧形成市场化竞争，充分发挥市场在资源配置和电价形成中的决定性作用，不以行政指定方式确定售电主体和投资主体。

（三）坚持清洁环保，遵循优先发电制度。在确保电网安全的前提下，提高清洁能源发电在电力供应中的占比，按安全比例预留清洁能源发电空间。

（四）坚持试点先行，遵循客观实际条件。在试点推进过程中，客观对待十三师电力系统历史发展中的实际矛盾，以现有条件为基础，切实解决实际问题，遵循市场发展规律，循序渐进推进兵团试点实施，依托十三师试点建立成熟的市场体系后，逐步推广至全兵团范围。

（五）坚持改革创新，遵循技术引领。搭建先进的电力交易技术系统，整合互联网、分布式发电、智能电网等新兴技术，提高智能综合能源服务质量和水平，通过技术革新，引领电力体制改革创新实践，在不断的实践中探索电力体制改革新途径。

（六）坚持科学监管，遵循公平公正原则。建立规范化的购售电交易机制，对整个交易环节进行系统化监管，明确主体责任，完善监管措施及技术方法，严格执行准入及退出机制。由上至下，分层次落实监管职责，杜绝违法、违规等不正当操作行为。

四、总体目标

在国家电力体制改革政策指导下，稳步推进兵团售电侧改革试点工作。初期以兵团十三师的电力发展情况为基础，在区域实施售电侧改革试点，鼓励售电侧竞争主体积极参与市场化公平竞争，建立健全同时符合兵团实际情况的电力市场化体系。通过电力购销市场化平衡，切实解决区域电力供需、稳定及质量方面存在的实际问题；改善区域经济发展与电价之间由于历史积累而产生的矛盾，市场化调节区域保底供电以外的竞争性环节电价，还原电力商品属性，激发区域经济发展活力，解决同区域经济发展差异化矛盾；提高售电服务质量和用户用能水平，改善因电力供应相对垄断、服务质量低下而造成的不良影响。后期通过发电侧和售电侧改革工作的不断推进和完善，完成

电力体制改革路径探索，依托成熟的兵团电力市场化体系，逐步实现电力体制改革政策在兵团的全面推广，改善兵团在电力供需方面的实际矛盾。

五、工作路径

新疆生产建设兵团售电侧改革试点工作依据《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）文件及配套文件确定的改革方针和原则进行，充分结合区域电力系统发展特点，在遵照国家电改政策的基础上不断探索创新。其中：

第一阶段：十三师作为兵团售电侧改革试点第一阶段的示范区，应该制定详细方案明确市场成员构成及职责，推动电力供应从传统方式向现代交易模式转变；在新疆区域单独核定输配电价之前的过渡时期，参照“新疆大用户直供输配电价”确定输电环节电价。逐步完成配电价格核定，保证输、配电业务健康发展，提高供电可靠性；对于历史形成的国网公司以外的存量配电资产，均视同为增量配电业务，鼓励以混合所有制发展试点区域配电业务，社会资本投资增量配电网绝对控股的即拥有配电网运营权，并切实履行相同的责任和义务；依托国网新疆电力公司现有交易中心完成市场化的交易组织和实施；公平无歧视开放输配电服务，多途径培育独立的售电侧竞争主体参与市场化交易；制定详细的交易规则，确定匹配实际情况的交易模式，逐步完善交易机制，保障合同电量等多元交易品种在内的合理、合法交易；理顺交易机构同调度机构关系，在符合电网安全校核要求的基础上，确保交易电量形成调度计划并予以执行；确立合理的发用电计划，优先保障民生用电，优先保障清洁能源、调节性电源并网发电；完善电力市场监管机构及规则，确定市场监管主体和职责，保证市场统一、开放、竞争、有序运行。

第二阶段：在售电侧改革试点市场化体系建立并不断完善的基础上，结合新疆电力体制改革推进情况，逐步执行新疆分电压等级单独

核定的输配电价，并组建相对独立的交易机构，进一步探索并完善电力市场体系，规范扩大电力直接交易，逐步向现货市场过渡，实现市场交易规范化运行。

六、组织实施方案

（一）市场主体

1. 售电公司

根据国家售电侧改革相关配套政策，结合试点区域实际情况，建立售电业务准入及退出机制，积极培育多元化市场竞争主体，鼓励发电公司及社会资本投资成立售电公司从事售电业务。拥有分布式电源的用户，供水、供气、供热等公共服务行业，节能服务公司等均可从事市场化售电业务。

售电公司以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束等管理模式；根据试点推进进程逐步鼓励、指导售电公司开展合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。社会资本投资增量配电网绝对控股的即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。

2. 用户

在试点范围内，原则上允许公益性和调节性以外的用户自愿参与十三师电力市场化交易。在符合国家产业政策，单位能耗、环保排放标准的基础上，结合兵团十三师实际情况，逐步完善用户准入及退出条件，尊重用户自主选择权利，既可以与售电公司交易，也可以选择不参与市场交易。

（二）市场交易

引导市场主体开展多方直接交易，符合准入条件的发电企业、售电公司、用户具有自主选择权，可自主确定交易对象、电量和价格，实现多方直接交易，也可以通过交易中心集中交易。

市场运营初期，电力交易具体工作依托国网新疆电力公司交易中心进行，负责提供市场交易组织、主体注册、披露和发布市场信息、交易合同备案等服务；基于安全约束，需要编制交易计划，提交调度机构，通过安全校核，形成调度计划，并负责提供结算依据。电网企业负责收费、结算，归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司支付电费。后期根据试点推进情况，逐步完善电力交易机制。

（三）价格形成机制

参与电力市场交易的到户用电价格，分两类构成：第一类为配电网外购电，到户价格由发电企业的交易价格+对应配电网电压等级的输电价格（含交叉补贴）+配电价格+售电公司合理成本及回报+政府性基金等五部分组成；第二类为配电网内购电，到户价格由发电企业的交易价格+配电价格+售电公司合理成本及回报+政策性交叉补贴+政府性基金等五部分组成。其中，与发电企业交易价格、售电公司合理成本及回报由市场竞争形成；对应配电网电压等级的输电价在市场运营初期按照国家《关于核定新疆维吾尔自治区电力用户与发电企业直接交易输配电价的批复》（发改办价格〔2014〕1782号）和电力体制改革配套文件执行；配电价格由兵团价格主管部门核定；政府性基金和附加执行现行标准；政策性交叉补贴执行同类省级电网用户的交叉补贴水平。市场运营后期输配电价，按照新疆电网“准许成本加合理收益”分别核定的分电压等级输配电价执行。

（四）配电业务

在试点范围内，鼓励社会资本投资运营增量配电网，促进配电网建设发展，加强配电网统筹规划，提高配电网运营效率，具有配电网运营权的企业应做好用户并网和设备投运管理，并向电网调度机构备案，切实履行对应的责任和义务，兵团有关部门将根据国家电力体制改革政策，结合自身电力系统实际情况，探索增量配电业务建设、运营新途径。

（五）发用电计划

在试点范围内，按照国家政策要求，鼓励符合准入条件的发电主体和用户，积极参与市场化交易，逐步扩大市场化用电比例。在发用电计划形成机制上，要坚持民生用电供给，建立优先购电制度，保障居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电计划；建立优先发电制度，坚持节能减排和清洁能源优先发电上网，有序实施电力电量平衡从计划手段向市场手段平稳过渡。

（六）监管机制

根据国家电力体制改革相关政策要求，国家能源局及兵团电力管理部门主要负责兵团售电侧改革试点市场主体和交易机构的市场行为监管，逐步建立健全的监管机制，编制并完善兵团售电侧改革试点监管办法后，报国家发展改革委、国家能源局备案。其中，重点加强市场信息公开、主体信用评价、违约风险防范和科学监管等方面内容。

1. 建立信息公开机制。新疆生产建设兵团电力管理部门牵头定期更新市场准入退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告等信息。指导监督市场主体定期公示公司有关情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

2. 建立市场主体信用评价机制。依据企业市场履约情况等市场行为建立市场主体信用评价制度，评价结果应向社会公示。建立黑名单制度，对严重违法、违规的市场主体，提出警告，勒令整改，拒不整改的列入黑名单，不得再进入市场。

3. 强化信用评价结果应用。加强交易监管等综合措施，制定适用于市场不同业务形态的交易合同及并网技术协议等具备法律效力的示范文本，努力防范售电业务违约风险。市场发生严重异常情况时，监管机构可对市场进行强制干预。

4. 建立科学监管机制。兵团电力管理部门配合国家能源局派出机构按照监管职能，依法履行电力市场监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对

电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管，及时研究、分析交易情况和信息以及公布违反规则的行为，逐步完善市场监管组织体系及相关办法。

七、工作机制

在国家发展改革委、国家能源局的指导下，由兵团发展改革委牵头，会同工业和信息化委员会等单位组织实施本次试点工作，负责市场组建、价格形成体系及监管细则等方案的编制及申报；发电侧、售电侧及符合条件用户作为市场主体实行准入及退出机制，自愿选择进入交易中心按照交易规则实施电力交易，并接受市场监管；国家能源局驻新疆能源监管办公室和兵团电力管理部门共同进行市场交易监管，共同指导配电业务经营企业完成相关手续办理；对实行差别电价和惩罚电价的企业，严格禁止参与电力市场交易；兵团价格主管部门根据试点区域配电资产及收益，负责核定配电价格；在按照本方案确定的输、配电价执行的同时，积极配合加快推进输配电价改革，按照“准许成本加合理收益”原则推动输配电价分电压等级核定；原则上允许试点区域结合自身特点和技术条件，探索创新售电侧改革思路，在充分论证并通过国家审核后予以实施。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 广西壮族自治区开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕1096号）

广西壮族自治区人民政府：

报来《广西壮族自治区人民政府关于请求批准广西电力体制改革综合试点方案及相关配套方案的函》（桂政函〔2016〕48号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意广西壮族自治区开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《广西电力体制改革综合试点实施方案》附后，请据此制定并完善电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，并做好与南方区域市场的衔接，由自治区发展改革委或自治区发展改革委会同有关部门报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你区加强对试点工作的组织领导，自治区人民政府负总责，各部门、国家能源局南方监管局分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电。重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订并完善有关规则、技术规范。国家能源局南方监管局和自治区电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：广西电力体制改革综合试点实施方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年5月20日

附件

广西电力体制改革综合试点实施方案

为贯彻落实《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）和《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，进一步深化广西电力体制改革，着力解决电力体制运行过程中的突出矛盾和深层次问题，推动全区经济结构调整和产业转型升级，提高电力普遍服务水平，制定本方案。

一、当前广西电力体制运行中存在的突出问题

广西一次能源匮乏，缺煤少油乏气，能源问题一直是制约广西发展的瓶颈。近年来，广西电力行业有了长足发展，为经济社会发展提供了有力的能源支撑，但随着市场化改革的不断推进，电力体制运行过程中的一些弊端愈发凸显，主要表现在：

一是电价传导机制不顺。广西水电装机容量占比高，电网企业综合购电成本会随水电出力情况发生变化。由于售电价格相对固定，购电成本不能有效向售电侧传导，售电价格不能客观体现实际购电成本的变化。二是市场化的价格形成机制不健全，电力直接交易机制没有有效建立。工业企业特别是部分资源型优势特色产业因电价相对较高而“用不起电”与火力发电企业因没有发电容量而“发不出电”的矛盾日益突出。三是电力统购统销体制下，电网企业低买高卖的盈利模式受到多方诟病，输配电价改革亟需推进。四是多网并存的供电管理体制下，地方电网主要通过趸售获得电量、赚取差价，不仅一定程度上推高全区电价水平，而且造成电力市场无序竞争、电网重复建设问题突出。五是前期电力改革不彻底，地方电网主辅不分、厂网不分现象仍然存在，一定程度上造成电价传导不顺、电力市场混乱，等等。

解决这些突出问题，必须进一步深化电价形成机制、电力交易机

制、供电体制、电力建设和管理体制等方面的改革，实现电力与其他产业协同发展，推动经济结构调整和产业转型升级。

二、广西电力体制改革的总体目标、基本原则

总体目标：以中发9号文件精神为指导，按照管住中间、放开两头的体制架构，以市场化改革为导向，合理核定输配电价，构建新的电网企业盈利模式。加强销售电价与购电成本联动，理顺各类政府定价，减少中间环节，建立公平公正、传导有序、能够反映电力实际成本的电价形成机制。加快建立相对独立的电力交易平台，完善电力交易机制，构建发电企业、配售电企业、电力用户之间有序竞争的市场交易机制。推进售电侧改革，放开售电市场，丰富售电侧市场主体。推进发用电计划改革，严格电力调度，落实政企分开、厂网分开、主辅分开等改革要求，加强电源和电网规划建设，建立健全、有序、高效的电力管理体制。

由于历史原因，与全国其他省份相比，广西电力体制改革的紧迫性和复杂性更为突出。积极稳妥推进广西电力体制改革，必须符合国家电力体制改革方向和政策要求，从广西实际出发，遵循以下原则：

——坚持安全可靠，提高运行效率。遵循电力技术经济规律，坚持安全第一，效率优先，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率。

——顺应社会预期，释放改革红利。推进改革要有利于推动电力市场化交易，建立健全市场化电价形成机制。有利于促进稳增长、调结构、转方式，推动优势产业加快发展。有利于保障基本公共服务，确保居民、农业用电等用电安全和价格相对平稳。

——坚持市场化改革，加强政府调控监管。发挥市场配置资源的决定性作用，促进有效竞争。加强政府宏观调控，有效发挥政府的规划、调节和监管作用。

——坚持先易后难，积极稳妥推进。由于长期积累的体制机制矛

盾，广西电力体制改革异常复杂，需要抓住关键环节，在做好顶层设计的基础上，找准突破口，先易后难，稳步推进，把当前能改的事项，抓紧启动；对于一些难点问题，赋予地方、企业、工业园区先行试点的权利，随后逐步推开。

——坚持问题导向，突出改革重点。依据中发9号文件精神，重点解决广西电价形成机制不顺、电力交易市场化程度不高、电网企业统购统销、电网重复建设与不足并存等突出问题，其它改革与全国同步推进。

——坚持全区一盘棋，兼顾各方利益。必须在全区范围内统筹电价平衡，不能因为局部利益，随意改变电价盘子。尊重当前电力体制形成的特定历史，既要符合国家的总体改革方向，革除体制机制障碍，又要兼顾发电企业和电网企业的利益，确保各方稳定健康发展。

——坚持保障民生和促进节能减排。政府保留必要的公益性调节性发用电计划，妥善处理交叉补贴问题，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳，切实保障民生。积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

（一）推进电价改革

1. 积极稳妥推进输配电价改革。充分体现广西多张电网并存的实际，按照“准许成本加合理收益”原则，以自治区境内各家电网有效资产为基础，分别核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价，分类推进交叉补贴改革，建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的输配电价体系。电网企业按照政府核定的输配电价收取过网费，不再以购销差价作为主要收入来源。建立对电网企业在电网投资、成本控制、服务质量等方面的激励和约束机制，完善监管制度，落实电网企业责任和义务。

2. 输配电价核定前的过渡期，试点建立过渡期电价随购电成本联动调整机制。输配电价改革完成之前，根据水电出力情况，动态测算电网企业购电成本变化，当电网企业平均购电成本降低或上升到一定幅度时，对销售电价进行联动调整。为突出调价效果，价格调整仅限于工商业，居民和农业用电价格维持不变。

3. 逐步减少电网之间趸售电量。输配电价改革完成之前，继续通过趸售方式向地方电网提供电量，但要严格核定趸售价格，减少购销差价空间。同时，鼓励地方电网企业通过电力直接交易方式向发电企业直接购电，地方电网向主电网支付过网费，逐步减少趸售电量比例。

（二）推进电力市场建设

4. 完善电力直接交易制度。修订广西电力直接交易指导意见，规范市场主体准入标准，允许符合条件的发电企业与用电企业、售电企业、配售电企业、地方电网等市场主体参与直接交易，由交易双方自主定价，逐步建立起电价市场形成机制。根据市场发育程度，直接交易电量和容量不再纳入发用电计划。建立线上、线下电力交易撮合机制以及中长期交易、现货交易的交易机制，形成双边协商、集中竞争等交易模式，实现从点对点交易向多点对多点交易过渡，加快启动现货电力市场。鼓励交易双方建立长期稳定的交易的机制。在输配电价改革完成之前，采用价差传导方式开展直接交易，即发电企业价格调整多少，用户侧相应调整多少，电网环节暂时保持不变；地方电网范围内符合条件的企业跨网参加直接交易，采取发电企业价格调整多少，用户用电价格相应调整多少的方式进行。输配电价改革完成之后，电网企业按电压等级收取输配电费，交易价格由交易双方自主确定。

5. 有序扩大电力直接交易规模。在确保电力供应安全的前提下，逐年加大直接交易电量规模，2016年直接交易电量不低于当年全区用电量的20%，2017年以后根据市场发育程度，逐步放开全部工商业用电计划。

6. 组建相对独立的电力交易机构。剥离原由主电网企业承担的电力交易业务，按照政府批准的章程和规则，组建相对独立的、开放的、不以盈利为目的的广西电力交易中心，实行独立核算。近期，交易中心由主电网企业相对控股，地方电网、发电企业、部分电力用户、第三方机构参股，接受自治区人民政府及其有关部门和国家能源局南方监管局的监管。建立由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成的市场管理委员会，按类别选派代表组成，负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，国家能源局南方监管局和自治区发展改革委（能源局）、工业和信息化委、物价局等有关部门可以派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局南方监管局和自治区人民政府指定的相关部门可以行使否决权。交易机构经批准可向市场主体合理收费。

（三）稳步推进售电侧改革，加快培育多元售电主体

7. 放开售电侧市场。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，逐步向符合条件的市场主体放开售电业务和城市拓展区、工业园区等增量配电投资业务，鼓励社会资本或以混合所有制方式投资配电业务，广西电网公司外的存量配网视为增量配电业务。加强售电侧市场监管，规范售电侧市场主体条件、责任和义务，明确售电侧市场主体的市场准入、退出规则，建立售电侧市场主体信用体系，切实保障各相关方的合法权益。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务。

8. 多途径培育售电主体。鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售。允许拥有分布式电源的用户参与电力交易。鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体

进入售电市场，从事售电业务。支持来宾市河南工业园区组建配售电主体，先行开展售电侧市场改革试点，并逐步扩大到河池市大任产业园、粤桂合作特别试验区、贺州市信都工业园区等园区以及部分城市拓展区。

（四）推进发用电计划改革

9. 有序放开发用电计划。在不影响电力系统安全、供需平衡以及保障优先购电、优先发电的前提下，逐步放开一定比例的发用电计划，参与直接交易，促进电力市场建设。2016年发电计划不超过区内发电量的80%，2017年以后，根据电力市场成熟程度，进一步缩减发用电指导计划。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

10. 强化电力“三公调度”。严格执行优先购电、优先发电制度。建立年度发用电主体参与调度计划协商的工作机制，公开计划编制过程及编制原则，加强对调度计划执行的监督，建立电力调度第三方评估制度，每年度由国家能源局派出机构会同自治区人民政府有关部门委托第三方评估机构进行评估并提交评估报告。

（五）积极稳妥推进电网改革。

11. 推进电网企业厂网分开、主辅分开。电网企业所属发电企业与电网脱钩，各类非电辅业全部与电网企业分离，进一步厘清电网资产，剥离与输配电无关的资产。

12. 推动地方电网企业转型。按照国家推进售电侧改革的有关要求，遵循市场化原则，推动主电网和地方电网相关资产整合，在保持现有营业范围的基础上，推动地方电网企业转型为配售电企业。

（六）加强电网电源规划建设管理。

13. 加强电网规划建设管理。加快制定广西电网建设管理办法，明确各级政府、电网企业在电网规划建设中的职责，规范电网规划及项目建设前期工作的程序及内容。强化各级政府对电网规划管理职能，建立规划审批、实施、修订和后评价的各项制度。建立自治区和

设区市的分级规划建设管理体制，自治区负责 110 千伏及以上的规划管理，设区市负责所辖区域 110 千伏以下的规划管理。有序放开增量配电业务，通过竞争性方式公开、择优确定增量配电投资主体。制定风电等新能源发电项目送出工程规划，切实保障新能源公平并网接入，鼓励风电等送出工程由项目业主建设或代建，项目业主依法依规享受可再生能源接网工程补贴。

14. 推进电源项目投资体制改革。加快制定中长期电源发展规划，并依法开展环境影响评价，优化电源布局，统筹核电、火电、水电、风电、光伏和生物质等各类电源建设规模和时序。按照环保优先、电价优先的原则，加强能源资源管理，将电源项目特别是水电、风电等资源类项目的业主选择引入竞争机制，公开择优选择项目业主。改革电源项目审批制度，在国家实行火电容量审批制度的情况下，深入推进火电项目评优制度，按照排序先后审批项目。

15. 严格企业自备电源管理。制定企业自备电厂管理办法，将自备电厂建设和管理纳入全区电力发展规划。按照国家资源综合利用、热电联产、自发自用的政策要求，严格遵循节能减排等环保标准，科学有序推进自备电厂建设，维护电力市场秩序。加强对自备电厂的运行监管，并要求其承担相应的社会责任。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，按照“整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行”的要求，调动各方面的积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

（一）加强组织协调。成立自治区电力体制改革工作领导小组，制定分工方案，明确职责分工，加快制定切实可行的专项改革工作方案，出台相关配套措施，高效有序推进电力体制各项改革。强化督促检查和考核，加强电力运行监管，确保各项改革举措落到实处。

（二）积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力

体制改革的宣传报道，引导社会各方面对电力体制改革的认识、理解和支持，在全区形成推进电力体制改革的浓厚氛围，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

（三）稳妥有序推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方达成共识的基础上有序、有效、稳妥推进。一些影响面比较广、特别复杂的改革，如输配电价改革，要在取得各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。对于地方电网转型、厂网分开、主辅分开等问题，要考虑各方利益，遵循市场化原则，按照深化国资国企改革的要求，制定专项改革方案，积极推进；对于放开售电市场，地方电网、工业园区、售电企业参与直接交易等重大改革事项，先行在一些地区进行试点，在总结试点经验的基础上再有序推开。各有关部门和有关企事业单位，要按照各自的法定职责，积极稳妥推进各自承担的改革试点工作，为全区经济社会发展和人民生活改善做出应有的贡献。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 北京市开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕1853号）

北京市人民政府：

报来《北京市人民政府关于报请批准〈北京市电力体制改革综合试点方案〉的函》（京政函〔2016〕64号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意北京市开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《北京市电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你市加强对试点工作的组织领导，市人民政府负总责，各部门、国家能源局华北监管局分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，积极配合组建电网企业相对控股的京津冀电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件

和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局华北监管局和北京市电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：北京市电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年8月26日

附件

北京市电力体制改革综合试点方案

为深入贯彻落实《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）和《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，积极推进我市电力体制改革综合试点工作，着力构建有效竞争的市场结构和市场体系，结合我市实际，制定本方案。

一、总体思路

坚持社会主义市场经济改革方向，牢牢把握首都城市战略定位，深入实施京津冀协同发展战略，遵循电力系统运行规律，坚持安全第一，按照“三放开、一独立、三强化”的总体要求，结合首都电力行业发展实际，积极开展电力体制改革综合试点，着力推进输配电价改革、电力交易市场建设、电动汽车充电设施建设、可再生能源发展、配售电业务放开试点等工作，释放市场活力，坚持科学监管，提高资源利用效率，为首都电力系统安全稳定运行和电力可靠供应提供有力保障。

二、改革原则

（一）安全可靠，市场主导。在确保首都供电安全可靠前提下，通过市场化方式引导激励市场主体积极参与各项电力体制改革试点工作。

（二）问题导向，突出重点。结合首都电力发展实际，重点就保障供电安全要求高、配网投资不足、电网峰谷差大等问题提出改革方案，促进电力行业发展。

（三）试点先行，平稳推进。在条件相对较好、矛盾相对较少、重点支持发展的区域开展试点工作，并逐步扩大改革实施范围，确保

平稳推进。

（四）完善制度，健全机制。制定我市电力体制改革配套落实文件，建立健全工作机制，细化职责分工，明确市场规则和市场主体准入条件，确保电力体制改革有序推进。

三、主要任务

（一）推进输配电价改革工作。以“准许成本加合理收益”为原则，以各电压等级输配电资产、成本、输电量和线损率等为基础，核定电网输配电价。配合国家发展改革委核定华北电网输电网络输配电价。重点开展以下工作：配合国家发展改革委做好输配电价成本监审，核定国网北京市电力公司提供输配电服务的有效资产和资产折旧、运维费用、合理的工资收入等准许成本以及电网各电压等级输配电价等相关具体工作，形成完整的输配电价体系；设立平衡账户，电网企业监管周期内输配电实际收入与准许收入之间的差额，通过平衡账户进行调节；创新输配电价核定办法，制定激励和约束机制，促进电网企业提高服务质量，增进效率、降低运营成本。

（二）推进京津冀电力交易市场建设。积极推进电网企业相对控股的京津冀电力交易机构组建工作，并争取其在京落户，建设京津冀统一的电力市场。结合有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，开展京津冀区域电力中长期市场交易和现货市场业务。重点开展以下工作：会同天津市政府、河北省政府和国家能源局华北监管局，成立京津冀电力交易机构筹备委员会；配合国家发展改革委、国家能源局制定京津冀电力交易机构组建方案、监管办法以及京津冀电力市场建设方案，确定京津冀电力交易机构主要业务及业务开展模式等；支持京津冀电力交易机构成立市场管理委员会。

（三）推进电动汽车充电设施建设。大力推进电动汽车充电设施网络化建设，满足我市快速增长的电动汽车充电需求。建立合理的电动汽车充电服务机制和收费机制，促进电动汽车产业快速发展。探索

推进电动汽车参与电网储能和调峰。重点开展以下工作：制定电动汽车充电设施配套电网规划，完善电动汽车充电设施接入配网支持政策；建立合理的电动汽车充电收费机制；支持社会资本参与电动汽车充电设施建设和运营，鼓励增量配网投资主体参与电动汽车充电设施建设；强化规划、政策、标准等方面的协同，全面推进京津冀区域电动汽车充电设施一体化建设；着力创新技术和运营模式，推动互联网与电动汽车充电设施深度融合；引导电动汽车在电网负荷低谷时段充电，鼓励电动汽车为电网提供储能和调峰服务。

（四）推进高效绿色电力送京。在保障我市电网运行安全和供热安全的前提下，提高外调电比例，减少我市火电发电厂污染物排放，改善大气环境质量。重点开展以下工作：有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，逐步减少我市火电机组计划内发电量；完善发电合同转让交易机制，开展替代发电，在保障我市电网安全和供热安全前提下，尽量将我市火电机组发电量计划转让给京外的可再生能源及大容量、高参数、超低排放机组；推进可再生能源特别是低谷弃风和弃光电力在“煤改电”、热泵系统、乡镇清洁采暖、新能源汽车等领域的使用。推进以电代煤工作，实施农村“电代煤”工程，加快推进农村无煤化进程，到2017年10月底前，实现核心区和南部四区平原地区基本“无煤化”。统筹“煤改电”配套电网建设和外送电通道的建设工作，加大农村电网升级改造力度。

（五）推进电力辅助服务市场化建设。建立健全的无功补偿、调峰、黑启动、容量备用等电力辅助服务市场化机制。重点开展以下工作：推进调相机建设，增加动态无功电源；完善我市电网黑启动方案；推动储能调频调峰电站建设和应用，结合京津冀电力市场建设，建立完善储能调频调峰电站调度运行机制和市场参与机制；配合国家能源局开展京津冀电力辅助服务市场建设相关工作，科学制定调峰、调频、备用等交易规则，建立无功补偿、黑启动等辅助服务合理的投资回报机制；逐步实现辅助服务有偿化和市场化，提高电力系统安全可靠运

行水平。

（六）推进可再生能源发展。逐步完善可再生能源发展机制，鼓励以分布式可再生能源和天然气热电冷三联供为主的分布式能源发展，提升可再生能源就地消纳能力和利用比例。重点开展以下工作：研究建立我市可再生能源目标引导和考核制度，到 2020 年非水可再生能源电力消费占全市电力消费比重达到 10%以上；政府及公共机构率先使用绿色电力，并研究制定绿色电力自愿认购制度，鼓励企业、社会单位及家庭使用绿色电力；支持利用能源互联网技术、微电网技术等提高可再生能源就地消纳能力，支持可再生能源电源就近向电力用户售电；鼓励社会资本投资建设可再生能源发电设施，完善可再生能源发电设施接入电网支持政策。

（七）推进增量配电业务放开试点工作。在具备条件的开发区、产业园区和重点功能区开展增量配电业务，放开试点工作，鼓励社会资本投资增量配电业务，促进我市电力基础设施建设，提高配网运营效率，降低配电成本，更好地为广大用户提供电力服务，保障首都电力供应。重点开展以下工作：结合配电网规划，确定试点区域，通过招标等市场化机制公开、公正优选确定项目业主，并按现有要求做好项目核准工作；制定增量配电业务投资与运营的监管办法，建立增量配电业务投资回报和运行保障机制；建立健全增量配电市场主体信用体系，建立增量配电市场风险防范机制等。对于历史形成的，国网北京市电力公司以外的存量配电资产，可视为增量配电业务。

（八）推进竞争性售电业务放开试点工作。培育售电市场主体，吸引社会资本进入竞争性售电领域，发展能源增值服务，为用户提供多样化、个性化的综合能源服务。推进全市大用户、售电主体与发电企业直接交易。重点开展以下工作：建立健全售电侧管理体系，明确市场主体权责，制定售电公司准入条件与退出机制，制定售电业务监管细则；建立保底供电服务机制，建立健全售电市场主体信用体系，制定售电市场风险防范机制；推进大用户、售电主体与发电企业的跨

省跨区电力直接交易。

（九）提高需求调控能力。针对我市电网峰谷差大的特点，完善电力需求侧管理和需求侧响应机制。加强电力需求侧资源开发利用，提高负荷调控能力，引导电力用户削减高峰时段用电需求，削减电网峰谷差，减轻电网运行压力，促进节能减排。重点开展以下工作：建立 60 万千瓦政府需求响应库和 120 万千瓦有序用电资源库；完善需求侧响应应急实施方案与激励机制；建立电力与环保应急联动机制，在空气重度污染时启动负荷调控措施，减少电力消耗，降低生产排放；推动电储能技术应用，推动分布式储能系统发展，研究出台促进电储能技术应用的支持政策。

（十）提高安全保障能力。针对电力体制改革后市场主体增多、市场交易频繁等新情况，完善监管机制，创新监管措施，进一步提高政府部门监管能力。重点开展以下工作：健全监管机构，做好电力交易、调度、供电服务和安全运行全过程监管工作；建立供电服务市场化保障和风险防范机制，在供电合同中明确供电企业安全责任，提高供电可靠性。

四、组织实施

（一）完善工作机制。成立市电力体制改革领导小组，由分管副市长任组长，市政府分管副秘书长、市发展改革委主要负责同志任副组长，市能源与经济运行调节工作领导小组办公室、市财政局、市环保局、市国资委、市工商局、市金融局、各区政府、国家能源局华北监管局、国家电网公司华北分部、国网北京市电力公司、国网冀北电力有限公司、北京能源集团有限责任公司、中国华能集团公司、中国大唐集团公司、中国华电集团公司、神华集团有限责任公司、首钢总公司分管负责同志为成员，负责电力体制改革综合试点工作的政策指导和统筹协调，加强监督检查和跟踪落实，研究解决试点工作中的重点难点问题。领导小组办公室设在市发展改革委（市能源与经济运行

调节工作领导小组办公室）。

（二）积极营造改革氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对我市电力体制改革工作的宣传力度，正确引导社会舆论，充分调动各方面积极性，切实形成工作合力，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 福建省开展售电侧改革试点的复函

（发改经体〔2016〕1855号）

福建省发展改革委、国家能源局福建监管办：

报来《福建省发展和改革委员会 国家能源局福建监管办公室关于开展售电侧改革试点的请示》（闽发改能源〔2016〕358号）收悉。经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议，现函复如下：

一、同意福建省开展售电侧改革试点。原则同意福建省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《福建省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。试点地区要加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原

则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局派出机构和地方政府电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：福建省售电侧改革试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年8月26日

附件

福建省售电侧改革试点方案

为贯彻落实《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）精神和配套文件《关于推进售电侧改革的实施意见》的工作要求，推动福建省售电侧改革，结合福建省情及电力发展现状，制定以下方案。

一、指导思想、基本原则和总体目标

（一）指导思想

贯彻落实《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》及国家发展改革委、能源局出台的六个核心配套文件精神，按照“管住中间，放开两头”的体制架构，向社会资本放开售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，推进福建电力直接交易升级，促使更多的用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，更好地服务福建经济社会发展。

（二）基本原则

1. 坚持市场方向。逐步放开售电业务，进一步引入竞争，完善电力市场运行机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励越来越多的市场主体参与售电市场，并注意售电侧改革与电力体制其它领域的改革相衔接、相配合。

2. 坚持安全高效。售电侧改革应满足供电安全和节能减排要求，优先开放能效高、排放低、节水型的发电企业，以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易。

3. 坚持改革创新。结合推进电力直接交易升级，创新参与市场主体准入及退出制度。探索供电业务管理新模式，整合互联网、分布式发电、智能电网等新兴技术，向用户提供智能综合能源服务，提高服务质量和水平。加强和创新监管，保证电力市场公平开放，建立规

范的购售电交易机制，对电网输配等自然垄断环节和市场其他主体实施严格监管。

4. 坚持试点先行。按照整体设计、重点突破、以点带面、分步实施的要求，从各地市选择条件成熟地区或园区作为改革试点，探索售电侧改革经验，条件成熟后开放全省售电业务。

（三）总体目标

从服务电力用户，促进经济发展和推进节能减排出发，积极培育多元化售电市场主体，多种方式发展增量配电投资业务，全面放开电力用户购电选择权，规范市场行为，构建公平公正、有序竞争的售电市场运行机制，初步建立“多买方、多卖方”的售电市场结构和体系，激发售电市场活力，提升售电服务和供电质量水平，推动全省配售电行业清洁、高效、安全、可持续发展。

二、改革试点内容

（一）加快培育售电侧市场主体

1. 售电公司

（1）售电公司的分类

福建境内的售电公司分为三类。包括电网企业的售电公司；社会资本投资增量配电网并拥有配电网运营权的售电公司；不拥有配电网运营权的独立售电公司。同一供电营业区内可以有多个售电公司，但只能有一家公司拥有配电网运营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。

允许发电企业及其他社会资本投资成立售电公司，从事售电业务；允许符合条件的高新产业园区、经济技术开发区等，组建售电公司参与市场交易；允许拥有分布式电源或微电网的用户、公共服务行业、节能服务公司等，从事售电业务。

拥有配电网运营权的售电公司，在其经营区域内提供保底供电服务；电网企业投资成立的售电公司，必须具有独立法人资格、独立运

营，确保市场化售电业务与输配电业务、非市场化售电业务分开；发电企业投资成立的售电公司，必须具有独立法人资格、独立运营，确保与发电业务分开。

（2）售电公司的准入条件

1) 按照《中华人民共和国公司法》，进行工商注册，具有独立法人资格。

2) 资产要求：资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量不超过 6 至 30 亿千瓦时的售电业务；资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量不超过 30 至 60 亿千瓦时的售电业务；资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量；拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%。

3) 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员，具体参照国家发布的相关规定。

4) 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

（3）售电公司相关业务

售电公司核心业务是购售电交易，并鼓励提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。

售电公司可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业直接购电、通过市场竞价购电或向其他售电商购电等。

2. 电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权（包括地方电力公司、趸售县供电公司），承担其供电营业区保底供电服务的企业，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电基本责任。

电网企业应对供电范围内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电；无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照

规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。

3. 电力用户

符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易，参与交易的电力用户不得随意退出。

（二）开放用户购电选择权

逐步放开 10 千伏及以上工商业用户购电选择权，条件成熟后全面放开用户的购电选择权，并采用负面清单方式，实行动态管理。

全省选择条件比较成熟的园区或部分地区开展售电侧改革试点。条件成熟后，在全省范围内放开所有售电业务。鼓励发展用户侧分布式电源，准许接入各电压等级的配电网或终端用电系统。

（三）放开增量配电投资业务

鼓励社会资本有序投资、运营增量配网，促进配网建设发展，提高配网运营效率。社会资本投资增量配电网绝对控股的即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。加强配网统筹规划，增强规划的透明度和公众参与度。配网布局必须严格按照规划有序组织实施。加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运营效率监管。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，以高新产业园区、经济开发区、循环经济园区、工业园区及农村电网为重点，向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。新建的供电范围清晰且相对独立的配电网络，可列入配电投资业务放开范围。对于历史形成的国网公司以外的存量配电资产，可视同为增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。试点园区的原有配电网资产，可以资产入股或折价转让给售电公司。

（四）完善市场化交易机制

1. 交易组织

由电力交易机构负责市场交易组织，披露和发布市场信息，提供

结算依据和服务，根据交易结果制定交易实施计划，对市场主体及交易合同等进行备案。

组建股份制福建电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。

为维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，充分体现各方意愿，建立由电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等组成的市场管理委员会，负责研究讨论电力交易规则，协调市场运行相关事项等。市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制。

2. 交易方式

市场交易包括批发和零售交易。在电力交易机构注册的发电公司、售电公司、电力用户等市场主体可以自主双边交易，也可以参与交易机构组织的集中交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。

3. 交易要求

参与交易的有关各方应符合电力市场建设的有关规定，到电力交易机构注册成为市场交易主体。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。鼓励用户与售电主体自主签订中长期双边交易合同。参与双边交易的买卖双方应符合交易的有关规定，交易结果应报电力交易机构备案。

符合准入条件的电力用户，选择进入市场后，原则上应全部电量参与市场交易，不再按政府定价购电，且在一年内不可退出，初期可以根据电力用户实际情况自主确定进入市场的电量。对于符合准入条件但未选择参与直接交易或向售电公司购电的用户，由所在地电网企业提供保底供电服务并按政府定价购电。

4. 交易价格

放开的发用电计划电量通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划电量执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主

协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。

配电区域内的售电公司或电力用户可以不受配电区域限制进行购电。向配电区域外电源购电的，购电价格由发电企业的交易价格、对应配电网电压等级的输电价格（含线损和政策性交叉补贴）、配电价格以及政府性基金及附加等四部分组成。配电区域内居民、农业、重要公用事业、公益性服务以外的用电价格，由发电企业或售电公司与电力用户协商确定市场交易价格，配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、配电网的配电价格，以及政府性基金及附加组成；居民、农业、重要公用事业、公益性服务等用电，继续执行福建省的目录销售电价。配电区域内的电力用户应当承担国家规定的政府性基金及附加，由配电公司代收、省级电网企业代缴。暂未核定输配电价的地区，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

增量配电区域的配电价格由福建省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。妥善处理电价交叉补贴，过渡期间由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，也可由省级价格主管部门明确过渡期标准或处理方式，纳入下一步输配电价改革统筹平衡。

5. 结算方式

发电公司、电网企业、售电公司和电力用户应根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。电力交易机构负责提供结算依据。电网企业的售电公司，可向其供电的用户收费并开具电费发票；拥有配电网运营权的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；独立的售电公司，由电网企业负责电费结算并开具发票。条件成熟时，探索多种电费结算模式。

负责收费、结算的电网企业和拥有配电网运营权的售电公司，负

责归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司、电力用户结算电费。

三、保障措施

（一）建立售电市场主体准入和退出机制

根据国家有关规定，研究制定福建省售电市场主体管理办法，明确售电市场主体的市场准入、退出程序和规则。售电市场主体准入不实行行政审批，采取“一注册、一承诺、一公示、三备案”方式。

“一注册”，就是符合准入条件的自主交易市场主体选择电力交易机构办理注册，获取交易资格。

“一承诺”，就是申请获取交易资格时，自主交易市场主体应按要求提交与准入条件相应的材料，并按固定格式签署信用承诺书。

“一公示”，就是电力交易机构通过政府指定网站将市场主体是否满足准入条件的信息、相关资料和信用承诺向社会公示。电力交易机构将公示期满无异议的纳入年度公布的市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

“三备案”，就是电力交易机构按月汇总注册情况并向能源监管机构、省级政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案。

市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。强制退出的市场主体由福建省政府或省政府授权部门在目录中删除，电力交易机构取消注册，相关部门按照职能做出相应处理，向社会公示。市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

（二）建立售电市场信用体系

研究建立售电市场主体信用评价机制，将市场主体信用体系纳入全省社会信用体系建设统筹安排。建立市场主体信用评价制度，建立并完善市场主体企业法定代表人或主要负责人、从业人员信用记录，

纳入全省统一的公共信用信息平台。建立健全守信激励和失信惩戒机制，建立完善黑名单制度，对严重失信行为且影响电力安全的，可实施限制交易或强制性退出，并与其他相关部门共享信息，实施联合惩戒。

（三）建立售电市场风险防范机制

根据不同层次的售电公司类别，探索交易保证金制度，研究建立零售市场风险防范机制，防范售电业务违约风险。当市场发生严重异常情况时，能源监管机构及福建省或省政府授权部门可对市场进行强制干预。

（四）建立售电市场信息公开和披露机制

建立信息公开机制，福建省政府或省政府授权部门、能源监管机构定期公布市场准入和退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告、行政执法等信息。市场主体在政府指定网站公示公司有关情况和信用承诺，对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报，依据规定报送企业有关生产经营等信息。

（五）探索新的供电业务管理模式

能源监管机构会同福建省政府授权部门，研究适应电力体制改革新形势的电力业务许可证（供电类）及营业区管理办法，改进省内供电营业区制度，加强供电类电力业务许可证的管理，维护电力市场秩序，保障电力用户安全供电及合法权益，落实保底供电服务制度。

（六）进一步完善电力市场交易平台

按照国家有关规定，抓紧成立福建电力交易中心。修订完善交易规则，明确市场主体职责、交易方式、交易执行等规定，对交易平台加强监管。完善现有电力市场交易技术支持系统，充实电力交易机构人员队伍，满足市场运行要求。遵守售电业务放开要求，完善现有电力营销业务技术支持系统，调整业务流程，更新业务表单，满足市场化售电业务办理要求。

（七）加强配网规划

优化电源、电网布局，提高规划的透明度和公众参与度，做好电

源规划、电网规划及有关规划的有效衔接，避免重复建设和联网障碍，建立相应的监督检查和评估考核机制，确保配电网建设按照规划组织实施。

（八）加强政府监管

能源监管机构和福建省政府授权部门，依据职责，加强市场主体和交易机构的市场行为监管，建立完善的监管组织体系，规范市场主体交易行为；制定零售市场监管办法，对零售市场力、电网无歧视公平开放、交易过程及结果执行等实施监管。

四、组织实施

为加强领导，推动试点工作顺利开展，在国家发展改革委、国家能源局的领导和指导下，由福建省发改委牵头，省经信委、省物价局、福建能源监管办、国网福建省电力有限公司等单位，按照分工做好各自职责范围内工作。

由福建省发改委牵头负责售电侧改革试点方案及实施细则的制定，试点工作的总体组织、协调和推进，以及试点区域选择等工作；由省经信委牵头负责电力运行管理、发用电计划放开、信用体系建设、售电主体的准入和退出等相关工作；由省物价局牵头负责输配电价等工作；由福建能源监管办牵头负责市场规则制订，对市场秩序和交易行为、市场主体准入等实施监管；由国网福建省电力有限公司负责电网安全稳定运行、普遍服务、电网无歧视开放等工作，在相对独立的电力交易机构成立之前，承担电力交易组织和平台的完善工作。各部门按照职能分工配合牵头部门做好有关工作。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 海南省开展电力体制改革试点的复函

（发改经体〔2016〕1860号）

海南省发展改革委：

报来《海南省发展和改革委员会关于上报海南省深化电力体制改革试点方案的请示》（琼发改〔2016〕1308号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意海南省开展电力体制改革试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《海南省电力体制改革试点方案》附后，请据此制定并完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你市加强对试点工作的组织领导，市人民政府负总责，各部门、国家能源局南方监管局分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。请在试点基础上及时总结经验，并尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、

影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局南方监管局和海南省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：海南省电力体制改革试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年8月26日

附件

海南省电力体制改革试点方案

为贯彻落实《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）和电力体制改革配套文件精神，参照其他各省（市、区）电力体制改革路径，有序推进海南省电力体制改革，为国民经济发展和社会发展提供坚强保障，拟以“围绕大用户直接交易为突破口，配套建立过渡输配电价、有序向社会资本放开配售电，逐步推动海南电力市场建立”的思路，开展海南省电力体制改革试点。

一、海南省电力体制现状

（一）海南电力体制改革基础

自1998年起，按照国家电力体制改革关于实施农村电网“两改一同价”要求，我省积极推进了农电管理体制改革工作，并在全范围内率先全面实现城乡供电管理一体化，实行省级电网公司、市县级供电局、乡镇供电所三级垂直管理，实现农村直管直供到户，抄表到户，户户通电。目前，只剩下桂林洋农场、莺歌海盐场、昌江海矿片区和三道农场等区域是自供区。

（二）电力基础设施

海南电网已基本建成环绕沿海各负荷中心的220千伏“目”字形双环网，并通过1条500千伏海底电缆与南方电网主网相连，基本建成了北、中、南三条西电外送大通道，建成了海口、三亚、洋浦三个重要负荷中心较为坚强的受端电网，110千伏及以下电网已覆盖全省各市县，乡镇和行政村的通电率达到100%，农村电网改造率达近100%。拥有500千伏变电站1座，变电容量75万千伏安；220千伏线路长度3677.39千米，变电站31座，变电容量839万千伏安；110千伏线路长度3774.39千米，变电站104座，变电容量632万千伏安。海南电源装机主要由煤电、气电和水电三类电源构成，发展为核电、

水电、煤电、气电、风电、光伏发电、垃圾焚烧发电、生物质利用、余热利用等多元互补的电源新格局。

（三）电力市场基本情况

1. 发电情况。截止 2015 年底，全省发电装机总容量为 670.5 万千瓦。其中，水电装机 88.3 万千瓦，占 13.2%；风电装机 31.1 万千瓦，占 4.6%；煤电装机 351.6 万千瓦，占 52.4%；气电装机 74.3 万千瓦，占 11.1%；光伏及综合利用装机 60.3 万千瓦，占 9.1%。全省所有机组累计发电 261 亿千瓦时，其中核电、水电、煤电、气电、风电、生物质、光伏发电的发电量分别占比为 1.9%、5.3%、78.7%、9.3%、2.6%、1.1%、1.1%。

2. 送电通道（电网）。海南除海口桂林洋农场、昌江海钢供电区、乐东莺歌海盐场、松涛水库等极少自供区域采取趸售和小水电自供保障用电外，其他地区电力输配售业务基本都是由海南电网公司提供。

3. 售电情况。2015 年，海南全社会用电量达到 270.7 亿千瓦时，其中，第一产业用电量 12.7 亿千瓦时，第二产业用电量 136.3 亿千瓦时，第三产业用电量 72 亿千瓦时，居民生活用电 49.7 亿千瓦时，三次产业、居民生活用电占比分别为 4.7：50.4：26.6：18.3。第二、第三产业用电量占比接近 76.9%。

4. 大用户基本情况。2015 年海南电网专变用户用电量约 63.52 亿千瓦时，除去金海浆纸自备电厂直供电量 29.38 亿千瓦时，其余专变用户用电量 34.14 亿千瓦时，占比约 14%。其中 220 千伏等级用户 1 户，用电量 5.5 亿千瓦时；110 千伏等级用户 21 户，用电量 24 亿千瓦时；35 千伏等级用户 16 户，用电量 4.7 亿千瓦时。

二、存在问题

（一）电力交易总量小，发电侧发电主体少。海南省电力市场相对独立，以满足自身需求，自我平衡为主。电力交易总量小，发电侧发电主体少，核电只有一家，煤电装机华能集团占比较大，市场竞争

难以形成。

（二）配售电及投资主体单一，售电侧竞争机制未建立。海南省电力基本上是由海南电网公司实行统购统销，电网建设及终端销售完全依靠海南电网公司一家，尚未形成配售电市场，也未建立社会资本进入配售电市场投资机制，售电侧竞争机制难以形成。

（三）系统峰谷差不断加大，系统安全运行压力大。2015年海南省统调最大峰谷差156.5万千瓦，年平均峰谷差率34.4%，年平均负荷率79.9%。负荷稳定的工业用户比例偏小，商业和居民用户比重偏大，电网调峰压力大。同时，核电和新能源装机比重不断加大，系统调峰压力不断加大。

（四）独立的输配电价机制尚未形成。电网是实现大用户和发电企业进行直接交易的基础，建立独立的输配电价机制是推进电力市场化改革的重要内容。由于目前还没有形成独立的输配电定价机制，电力市场化改革效应尚难有效释放。

三、指导思想和改革思路

（一）指导思想：立足我省电力供应“安全、可靠、绿色、高效”，从我省电力发展实际出发，借鉴省外成功经验，以大用户直接交易为切入点，逐步探索电力市场体系建设，不断完善政策法规。同时考虑电力需求，实时平衡特殊商品属性，逐步建立辅助服务分担共享机制，确保海南岛屿型电网安全稳定运行，为今后现货交易打下基础。电力市场推进过程中，做好与南方区域市场之间的衔接。

（二）基本思路：海南省深化电力体制改革宜由简到繁，先以大用户直接交易为突破口，逐步推动改革。即以大用户直接交易为切入点，逐步推动电力市场体系的建立；建立过渡时期输配电价，远期以分电压等级核定输配电价为突破口，有序推进电价改革；有序向社会资本放开配售电业务为突破口，稳步推进售电侧改革；完善电价形成机制，引导电力用户实施需求侧管理，开展电力需求侧响应，通过削

峰或移峰填谷，平抑电网峰谷差，确保系统安全稳定运行。

四、试点主要内容

（一）大用户直接交易：在保障优先发电、优先用电的前提下，有序放开发用电计划，逐步扩大交易电量规模，现阶段对直接交易电量总规模进行有序控制。先期适当放开 110 千伏以上专变大用户与发电企业直接交易，逐步放开 10 千伏及以上专变用户，交易价格按市场规则形成。参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准。近期参加直接交易的发电企业为省内统调火电机组，远期将适时逐步向其他发电企业放开。未开放的用户暂维持现行由电网统购统销的办法，现有的自供区、增量配电公司等，可采取趸售方式向电网公司购电，也可以向发电公司购电。

（二）培育售电主体：根据国家政策要求，结合海南实际情况，出台售电主体准入、退出管理规定，制定增量配电投资业务放开细则。适时成立电力交易机构，承担电力市场交易管理职能。先期选取电力自供区、部分工业园区等组建售电主体参与市场竞争；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售。通过培育配售电业务主体，逐步放开增量配电投资业务，形成售电侧竞争市场。

（三）建立输配电价：明确过渡阶段输配电价按保持电网购销差价不变的方式执行；同步按照国家发改委部署开展分电压等级核定输配电价。

（四）建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善辅助服务考核新机制和补偿机制。

售电侧，根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立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，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

五、保障措施

（一）健全组织结构

建立海南省深化电力体制改革工作联席会议制度，由分管省领导任召集人，各市县市政府、省发展改革委、省工信厅、政府法制办、省生态环境保护厅、省国资委、省住建厅、省工商行政管理局、物价局、国家能源局南方监管局、海南电网公司、重要发电企业、重要用电大户为成员单位。联席会议办公室设在省发展改革委，办公室成员由省直主要单位、国家能源局南方监管局、海南电网公司指定人员等组成。办公室定期召开工作会议，研究、议定电力体制改革重大事项，并定期向联席会报告工作进展情况。

（二）健全政府管理方式

一是将电网规划、标准、并网准入等行政权逐步纳入政府管理，为后续输配电价和新能源消纳建立基础；二是结合国家相关法规，制定海南省新能源、可再生能源和分布式能源电能质量、并网标准以及调度管理办法等相关规章，为其上网消纳及可持续发展提供良好政策环境；三是减少和规范电力行业的行政审批，进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序；四是推动城镇居民用电抄表到户，减少中间环节，降低居民实际用电费用，提高终端配电网质量。

（三）强化试点督导

按照批复的试点方案抓好实施，及时开展评估和总结经验。定期召开联席会议，研究、解决试点方案实施过程中的重大事项和突出问题。联席会议办公室会同省政府督查室适时就试点推进情况进行督促检查，重大情况及时报送省人民政府。各有关单位按照《方案》进一步细化实施细则，落实责任、实施步骤、重点任务，按照方案的整体

部署有序推进。

（四）加强宣传报道

加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

六、实施步骤

（一）大用户直接交易。11 月份出台大用户直接交易工作方案（包括大用户市场准入管理规定），交易规则和监管办法。争取 2016 年 12 月开始施行。

（二）建立输配电价。11 月份明确过度输配电价执行方式，并出台海南省输配电价测算方案。争取按照国家发改委统一部署时限，2017 年 12 月前完成输配电价核定工作。

（三）建立辅助服务分担共享新机制。11 月份前完善发电侧（含送电）辅助服务考核新机制和补偿机制。12 月份初步建立用户参与的辅助服务分担共享机制。

（四）培育售电主体。结合海南实际情况，11 月份出台售电企业市场准入、退出管理规定，并出台增量配电投资业务放开细则。争取 2017 年基本形成售电主体多元化格局。

（五）健全政府管理方式。争取 12 月份前出台海南省电力项目建设管理办法。2017 年上半年出台电源并网标准和准入管理办法，出台新能源调度管理办法。争取 2018 年 6 月份前出台海南省城镇居民用电抄表到户配套政策，力争在 2020 年前逐步实现全省城镇居民抄表到户。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于同意黑龙江省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕1928号）

黑龙江省发展和改革委员会：

报来《关于送审〈黑龙江省售电侧改革试点实施方案〉的请示》（黑发改体改〔2016〕319号）收悉。经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议，现函复如下：

一、同意黑龙江开展售电侧改革试点。原则同意你对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《黑龙江省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。请你省加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》的精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原

则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局派出机构和省级有关部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：黑龙江省售电侧改革试点方案

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2016年8月29日

附件

黑龙江省售电侧改革试点方案

为贯彻落实《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）以及相关配套文件精神，深入推进售电侧改革，结合省情实际，制定本方案。

一、指导思想和主要目标

深入贯彻落实习近平总书记对黑龙江两次重要讲话精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署和“管住中间、放开两头”的要求，坚持市场化改革方向和安全高效、改革创新的原则，选择地方政府改革意愿较强、拥有配网资源、新增电力用户用电需求大的单位开展售电侧改革试点。通过向社会资本开放售电业务，厘清售电侧市场化环境下的市场主体培育、交易结算、价格形成、电力输配、发用电计划、市场监管等环节的工作机制，总结形成可复制、可推广的售电侧改革经验，探索降低企业用电成本的有效途径。

二、试点区域情况

经综合比选改革意愿、配网资源、用电需求等多方面因素，选定在黑龙江鹤岗经济开发区先行开展售电侧改革试点，探索建立竞争充分、开放有序、健康发展的电力市场体系。待经验和制度相对成熟、定型后，逐步向全省推广。

鹤岗经济开发区成立于2008年，2014年被省政府批准晋级为“省级经济开发区”。总规划面积40.75平方公里，以一区五园为架构，规划建设了鹤南煤电化工产业园、鹤鸣云山石墨深加工产业园、清源湖绿色食品产业园、松鹤高新技术产业园和中小微企业创业园等五大产业园区。目前54家企业年电力需求6亿度，随着煤制芳烃、煤制LNG、高纯石墨等新上项目的建成投产，预计3年内新增电量49.2亿度。

目前鹤岗经济开发区全部由国家电网供电，主要有 500 千伏变电站 1 座，750 兆伏安主变压器 1 组；220 千伏鹤南变电站 1 座，主变容量 120 兆伏安，最大负荷 42 兆瓦；110 千伏工业园区变电站 2 座，主变容量 50 兆伏安。

三、市场主体改革内容

（一）积极培育多元化配电投资主体。改变省电力公司单一供电模式，促进形成由省电力公司、拥有配电网运营权的地方电网企业等多个配电网共存的供电局面。

（二）多途径培育售电公司。鼓励发电企业、电网企业及社会资本投资成立售电公司。同一供电营业区内可以有多个售电公司，但只能有一家公司拥有该营业区内的配网运营权，配网应对所有售电公司无歧视开放，并提供保底服务。

（三）用户广泛参与。试点区域内，除居民、农业、重要公用事业和公益性服务行业用电，以及按规定应实行差别性电价、惩罚性电价的户外，符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准的电力用户，均可参与售电侧改革试点，并享有选择售电公司服务的权力。

四、试点内容

（一）有序放开发用电计划。有序放开试点区域发用电计划。除优先发用电计划外，逐步实现其他上网电量以市场交易为主，不再纳入发用电计划。

（二）理顺电价形成机制。发电企业同售电公司或其他电力用户自主协商或通过集中撮合、市场竞价的方式确定电力交易价格。参与市场交易的用户购电价格由与发电企业的交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。我省输配电价改革前，输配电价暂按现行电网购销价差执行。

（三）放开增量配电业务。试点区域内鼓励以混合所有制发展配电业务。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与其他电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。国网黑龙江省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

向发电企业直接购电，一般通过现有公用电网线路实现。确需新建、扩建或改建线路的，应符合电网发展规划。

（四）开放电网公平接入。试点区域内的用户向电网企业提交用电报装申请。电网企业应加强内部管理，简化流程，为用户高效办理电网接入手续。任何单位和个人不得设置障碍阻碍用户接入电网。

电网企业应及时准确地向售电企业和用户公开试点区域内电网有关信息。公开内容包括相关区域内电力设施基本情况，包含但不限于线路型号、变压器容量及使用容量、备用间隔数量、已批复待接入容量、实际接入容量等。

（五）完善交易结算方式。组建股份制黑龙江电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，依托黑龙江电力交易中心开展市场化交易，制定详细的交易规则，逐步完善交易模式和交易机制。在电力交易中心注册的发电公司、售电公司、用户等市场主体可以自主双边交易，也可以通过交易中心集中交易。

电力交易中心负责提供市场交易组织、主体注册、披露和发布市场信息、交易合同备案等服务。理顺交易机构同调度机构关系，在符合电网安全校核要求的基础上，确保交易电量予以执行。

电网企业的售电公司，可向其供电的用户收费并开具电费发票；拥有配电网运营权的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；独立的售电公司，由电网企业负责结算并开具发票。

（六）加强市场监管。建立完善的监管体系，及时研究、分析电力交易情况和信息，及时公布违反规则的行为。制定适用于配售电市场不同业务形态的交易合同参考文本、用户并网技术协议参考文本

等，规范市场主体交易行为。根据不同层次的配售电企业类别，研究建立零售市场风险防范机制。建立试点范围电力市场信用信息体系，并纳入全省统一的信用信息体系平台。

五、工作机制

我省售电侧改革试点工作在国家发展改革委和国家能源局的指导下、黑龙江省电力体制改革工作领导小组的领导下开展，省发展改革委会同省工信委、国家能源局东北监管局、省物价监管局、财政厅、环保厅、电力公司等单位牵头组织实施试点工作。省发展改革委负责统筹协调以及组织实施试点工作；省工信委负责试点区域放开发用电计划工作；国家能源局东北监管局负责市场监管及售电公司的准入工作；省物价监管局负责核定输配电价工作；省电力公司负责落实输电服务等工作；鹤岗市政府负责实施鹤岗经济开发区电力体制改革试点，在实施过程中不断总结经验教训，及时向省电力体制改革领导小组报告，为今后在全省全面推进电力体制改革提供科学、可靠的依据。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于同意甘肃省开展电力体制改革试点的复函

（发改经体〔2016〕1924号）

甘肃省发展和改革委员会：

报来《甘肃省发展和改革委员会关于上报〈甘肃省电力体制改革试点实施方案〉的报告》（甘发改能源〔2016〕553号）收悉。经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议，现函复如下：

一、同意甘肃省开展电力体制改革试点。原则同意甘肃省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《甘肃省电力体制改革试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你省加强对试点工作的组织领导，省人民政府负总责、各部门、国家能源局派出机构分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件

和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局派出机构和甘肃省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：甘肃省电力体制改革试点方案

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2016年8月29日

附件

甘肃省电力体制改革试点方案

为全面贯彻落实《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）及国家发展改革委、国家能源局相关配套文件精神，深入推进新一轮电力体制改革，着力破解制约我省电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，促进电力行业又好又快发展，推动结构转型和产业升级，结合甘肃实际，制定本实施方案。

一、推进电力体制改革工作的必要性和紧迫性

（一）促进经济持续健康发展的重要举措

甘肃以原材料工业为主的工业结构明显偏重，全省工业发展对电力的依赖程度较高，高载能产业用电占比大。“十二五”期间，全省全社会用电量中工业用电量占比近80%，电力供应直接影响工业强省战略实施和经济社会持续健康发展。加快我省电力体制市场化改革，还原电力的商品属性，充分发挥市场配置资源的决定性作用，激发经济发展的活力，使电力运行管理体制机制更加适应经济结构特征，促进传统优势产业转型升级，推动我省经济结构调整和持续健康发展。

（二）推进能源资源优势转化为经济优势的迫切需要

《国务院办公厅关于进一步支持甘肃经济社会发展的若干意见》（国办发〔2010〕29号）明确甘肃发展战略定位是全国重要的新能源基地、有色冶金新材料基地和特色农产品生产与加工基地。甘肃能源资源富集、工业基础较好，但产业竞争力不强、自我发展能力不足，经济社会发展相对落后，全面建成小康社会任务依然艰巨，迫切需要加快优势资源转化。通过深化电力体制改革，理顺电力发展体制机制，培育壮大能源消费市场，拓展资源开发利用空间，加快能源资源优势向经济优势转化，让全省人民共享改革红利，对于我省打赢脱贫攻坚战，与全国一道同步建成全面小康社会具有重要意义。

（三）破解电力发展深层次问题的现实要求

2015 年底，甘肃已建成发电装机 4643 万千瓦，最大用电负荷仅为 1300 万千瓦，电力消纳能力不足，外送通道不畅，全省电力电量严重富余，发电设备利用小时连续下降、新能源弃风弃光等问题凸显。由于新能源装机占比高，全省电力运行方式安排及电力电量平衡较为困难，可用于开展电力直接交易并有效降低企业生产成本的市场化电量规模有限。“电用不完”和“电用不起”的问题并存，在当前发电成本降低，电力供大于求的情况下，由于尚未建立和完善市场化电价形成机制，我省工业用电价格依然偏高。积极开展售电侧、发用电计划、输配电价等电力体制改革专项试点工作，建立完善电力市场交易机制，促进形成有效竞争的市场结构，激发市场活力，是积极化解电力供需矛盾，降低用电成本，调整用电结构，全面提升电力行业发展质量和效益的现实要求。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路

根据国家进一步深化电力体制改革的总体安排，从省情实际出发，按照“管住中间、放开两头”的体制架构，通过专项改革试点，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系。以扩大电力直接交易为突破口，推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务；以电力交易机构为平台载体，有序推进电力市场化建设；以促进新能源就近消纳为出发点，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；以输配电价核定和理顺交叉补贴为基础，有序建立合理的电价形成机制。逐步建成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系，充分发挥电力对经济社会发展的保障和支撑作用，助推全省经济社会快速发展和民生持续改善。

（二）基本原则

1. 坚持市场方向，政府调控。发挥市场在资源配置中的决定性

作用，促进有效竞争，激发企业活力。发挥政府的调控和监管作用，依法维护电力市场秩序，保护电力投资、经营、使用各方面的合法权益，保证民生用电等基本公共服务和社会公共利益，促进电力行业又好又快发展。

2. 坚持立足省情，统筹兼顾。从我省经济社会发展实际出发，结合甘肃在全国能源发展格局中的定位，统筹电源和电网、可再生能源和传统能源协调发展，充分考虑企业和社会承受能力，确保电力安全稳定运行和可靠供应，充分发挥电力对经济社会发展特别是打赢脱贫攻坚战和全面建成小康社会的支撑和保障作用。

3. 坚持试点先行，有序推进。按照整体设计、重点突破、试点先行、有序推进的要求，鼓励各级政府和企业积极作为，选择改革意愿强、基础条件好的地区和领域开展专项改革试点，有序推进电力体制改革。妥善处理好改革对各利益相关方的影响，充分调动各方面的积极性和创造性，确保改革规范有序、稳妥推进。

4. 坚持安全可靠，提高效率。坚持电力的技术经济规律，坚持安全第一，效率优先，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率。

三、主要目标

第一阶段目标（2016—2017年）：初步构建电力市场化体系，完善电力直接交易机制，扩大电力直接交易规模；组建相对独立的电力交易机构，建成电力交易平台并规范运行；初步完成售电侧改革试点，售电公司作为市场主体参与电力直接交易；推动形成可再生能源参与市场竞争的新机制，有效缓解弃风弃光问题；有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；完成输配电价核定工作。

第二阶段目标（2018年及以后）：基本建成电力市场化体系。进一步推进电价市场化改革，放开竞争性环节价格，建立主要由市场决定价格的机制；全面放开工商业领域电力直接交易，形成发电侧和售

电侧主体多元、充分竞争的市场格局；尝试建立电力现货市场，充分发挥市场配置资源的决定性作用；形成健全的电力市场监管规则体系。

四、重点任务

按照国家深化电力体制改革的要求，结合我省发电装机规模大、新能源装机占比高、省内消纳能力弱、电价交叉补贴复杂的具体情况，以及在直购电交易、新能源就地消纳等方面的改革实践和工作进展，充分考虑市州政府及企业的改革意愿，力争在改革基础较好、方向基本明确的领域率先突破，2016—2017年重点推进电力直接交易、组建电力交易机构、售电侧改革、可再生能源就近消纳4项专项改革试点工作。同时，在国家统一指导和组织下，开展输配电定价成本监审工作，推进输配电价改革；有序放开发用电计划；规范燃煤自备电厂监督管理。

（一）完善电力直接交易机制，扩大直接交易规模

在已开展大用户电力直接交易的基础上，逐步扩大发电企业、售电主体和用户准入范围，在继续扩大省内电力直接交易电量规模的基础上，积极推进跨省跨区电力直接交易，适时开展现货交易，规范和完善以中长期电力交易为主的直接交易机制。

1. 完善省内电力直接交易机制。放宽参与直接交易的用户类型与电压等级，允许售电主体参与直接交易。总结近年来我省通过直接交易积累的经验，建立并完善常态化的省内电力直接交易机制。

2. 开展跨省跨区电力直接交易试点。结合甘肃电力供大于求，省内消纳空间有限的特点，加强与东部电力输入省份以及西北各省区的沟通协作，更大程度地参与全国电力交易。鼓励省内发电企业与省外电力用户建立中长期电力合作关系，促进电力资源在更大区域范围优化配置。

3. 探索建立市场化的辅助服务分担机制。按照“谁受益、谁承

担”的原则，构建市场化辅助服务分担机制，发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，由用户结合自身负荷特性，自愿选择与发电企业或电网企业签订保供电、可中断负荷等协议，约定各自的辅助服务权利与义务。

4. 适时建立有效竞争的现货交易机制。在推进中长期交易基础上，根据我省电源布局、负荷特性、电网结构等因素，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电量交易和备用、辅助服务等现货交易品种。

（二）组建电力交易机构，规范完善市场职能

按照公平、公正、公开的原则，组建相对独立的电力交易机构，明确交易机构职能。交易机构在国家能源局甘肃监管办及省政府有关部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，按照相关章程和规则规范运行。组建甘肃省电力市场管理委员会，研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项。

1. 成立甘肃电力交易中心。组建股份制甘肃电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。甘肃电力交易中心不以盈利为目的，交易业务与电网的其他业务分开，明确工作界面和 workflows，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。

2. 明确交易机构职能。交易机构在国家能源局甘肃监管办、省发展改革委（能源局）、省工信委的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责交易平台的建设、运营管理、交易组织、市场主体注册管理、提供结算依据、披露和发布市场信息等。

3. 设立市场管理委员会。由发电、售电、电网企业和电力用户按类别选派代表组建甘肃电力市场管理委员会，实行投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。国家能源局甘肃监管办、省发展改革委（能源局）、省工信委等相关部门可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局甘肃监管办和省发

展改革委（能源局）、省工信委可行使否决权。

（三）稳步推进售电侧改革，有序放开售电业务

培育多元化售电主体，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，赋予市场主体相应的权责。允许符合条件的售电主体直接购电，建立市场主体准入和退出机制，形成有效的市场结构和市场体系。切实加强监管，保障各相关方的合法权益。

1. 培育多元化售电主体。按照国家确定的售电侧市场主体准入与退出条件，积极培育多元化的市场竞争主体，向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。以注册服务代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、三备案”。

2. 开展以园区型为主的售电侧试点工作。以园区型售电区域作为突破口，安排兰州新区、平凉工业园区、酒泉瓜州资源综合利用产业园区3个园区作为我省第一批售电侧专项改革试点单位，有序推进全省售电侧专项改革试点工作。2016年底前符合条件的售电公司开始参加直接交易。

3. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，以园区型相对集中的负荷等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。社会资本控股投资增量配电网，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，履行相同的责任和义务。对于历史形成的，国网甘肃省电力公司以外的存量配电资产，可视同为增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（四）开展可再生能源就近消纳试点，提升消纳能力

落实可再生能源发电全额保障性收购制度，探索形成可再生能源参与市场竞争的新机制，积极采取参与电力直接交易、置换自备电厂发电权、新能源清洁供暖示范等多种举措促进新能源就近消纳。

1. 完善可再生能源消纳市场机制。落实可再生能源优先调度机

制，努力实现规划内的可再生能源保障性收购；建立有偿调峰机制，挖掘系统调峰潜力，鼓励火电机组深度调峰和热电联产、自备电厂参与调峰；建立可再生能源优先交易机制，鼓励可再生能源发电企业作为市场主体积极参与直接交易并逐步扩大交易规模。

2. 促进省内电能替代。扩大终端消费环节电能对化石能源的替代。推进新能源与自备电厂发电权交易置换，扩大替代企业自备机组发电规模；发挥高载能产业消纳电能的优势，提高可再生能源消纳比例；推广集中电采暖替代燃煤锅炉、“以电代油”等项目，鼓励电能替代传统能源。

3. 运用价格政策促进可再生能源消纳。通过利用峰谷分时电价政策促进电采暖产业发展，支持储能产业发展，促进新能源就近消纳。

4. 大力提高用电需求。大力发展战略新兴产业，发挥甘肃原材料工业在资源、人才、研发等方面比较优势，加快发展新材料工业，有效增加工业用电负荷。

五、保障措施

（一）加强组织领导。成立由省发展改革委、省工信委、省环保厅、省财政厅、省政府国资委、国家能源局甘肃监管办以及国网甘肃省电力公司等部门和单位组成的全省电力体制改革工作小组，在省政府的统一领导下，统筹推进全省电力体制改革工作，研究提出全省电力体制改革的专项试点实施方案并组织实施，研究解决改革过程中遇到的重大问题，确保电力体制改革工作顺利推进。

（二）明确责任分工。省直相关部门根据统一部署、分别推进的原则，按照各自责任分工，对本部门负责的专项试点工作进行顶层设计、推动实施、指导协调和风险管控。试点区域所在市州政府（含兰州新区管委会）作为试点工作的实施主体，负责按照省上的统一部署和要求，组织开展各项具体工作。国网甘肃省电力公司、甘肃电力交易中心负责落实和执行相关专项试点方案。省直各相关部门、

单位和地方政府定期总结分析试点实施情况，确保试点工作出成效、出经验。

（三）强化督导检查。省发展改革委（能源局）、省工信委、国家能源局甘肃监管办等相关部门和单位应该及时掌握试点工作动态，依据相关法律法规和监管要求对试点工作实施督导和监管，及时纠正政策执行过程中的偏差，确保试点工作在中央9号文件和电力体制改革配套文件框架内推进。

（四）积极营造氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在社会上形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

国家发展改革委 国家能源局关于同意河南省、新疆维吾尔自治区、山东省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕1894号）

河南省、新疆维吾尔自治区、山东省人民政府：

报来《河南省人民政府关于报送河南省电力体制综合改革试点方案的函》（豫政函〔2016〕65号）、《关于报送我区推进电力体制改革工作方案的函》（新政函〔2016〕161号）、《山东省人民政府关于报送山东省电力体制改革实施方案（送审稿）的函》（鲁政字〔2016〕137号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意河南省、新疆维吾尔自治区、山东省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《河南省电力体制改革综合试点方案》、《新疆维吾尔自治区电力体制改革综合试点方案》、《山东省电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你省（区）加强对试点工作的组织领导，省（区）人民政府负总责，各部门、国家能源局派出机构分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进

进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发 9 号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局派出机构和河南省、新疆维吾尔自治区、山东省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件 1：河南省电力体制改革综合试点方案

附件 2：新疆维吾尔自治区电力体制改革综合试点方案

附件 3：山东省电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016 年 8 月 30 日

附件 1

河南省电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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）和《国家发展改革委国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）等相关文件精神，深入推进电力体制改革，促进我省电力行业又好又快发展和全省经济转型升级，结合我省实际，制定本方案。

一、实施背景及意义

我省是全国第一人口大省，是全国重要的经济大省，2015年全省生产总值突破3.7万亿元，居全国第五位。近年来，我省按照“内节外引”能源发展方针，充分发挥地处中原区位优势 and 全国重要煤炭基地资源优势，着力推进全国电网枢纽和重要火电基地建设，依托哈密—郑州±800千伏直流、山西晋城—河南南阳—湖北荆门1000千伏交流特高压输变电工程，在全国建成首个跨大区特高压交直流混联电网，实现与西北电网、华北电网、华中电网互联互通，省间电力交换能力达到1300万千瓦，2015年年底全省电力装机突破6800万千瓦，居全国第八位，其中，煤电装机5880万千瓦。全省年发、用电量分别达到2559亿千瓦时、2880亿千瓦时，分别居全国第八、第六位，跨省跨区电力交易活跃，省间交换电量375亿千瓦时，是全国重要的发电、用电、跨省跨区交易市场。

多年以来，在国家发展改革委等部门支持下，我省围绕电力体制改革，开展了有益的探索和实践。2005年我省在全国率先开展大规模电力市场化外送，2006年全国首个省级电网电力交易中心在我省挂牌成立，同步推行的差别发电量计划、发电权交易等政策得到国家肯定，被国家列为全国五个节能发电调度试点省份之一。2007年全国推广电力“上大压小”河南模式。全省电力直接交易

规模和范围不断扩大。积极推进电力行业节能减排，2016年10月底前全省统调燃煤机组将实现超低排放。这些探索和实践对破解电力发展和运行难题，促进电力产业转型升级，降低经济社会发展电力成本发挥了十分重要的作用，把改革创新作为促进经济社会发展的重要动力在我省电力行业内达成广泛共识。

当前，全国电力生产和消费格局处于相对过剩阶段，我省作为电力生产和消费大省，通过改革推进电力供给侧结构性改革尤为迫切；电网发展能力相对不足，破解全省电网瓶颈制约尤其是农村电网建设滞后矛盾，资金压力巨大，迫切需要通过改革引进社会资本，加快电网发展；经济进入新常态，我省经济下行压力巨大，通过市场化改革，引入竞争并且降低成本，增强我省工业企业竞争能力，成为现实需要。在我省进行电力体制改革综合试点，通过构建有效竞争的市场结构和市场体系，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，保持电力行业可持续发展，对加快去产能、降成本、补短板，促进经济转型升级具有重要意义。

二、总体思路

（一）指导思想

坚持社会主义市场经济改革方向，贯彻创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，按照国家总体部署，围绕“三放开、一独立、三强化”（有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推行交易机构相对独立，规范运行；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应）重点任务，从我省实际出发，充分考虑各方诉求和电力工业发展规律，转变政府职能和管理方式，多途径培育市场主体，努力降低电力成本、完善价格形成机制，逐步打破垄断、有序放开竞争性业务，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定电力价格的机制，促进电力行业清

洁、低碳、安全、高效发展，为构建现代能源支撑体系、促进全省经济持续健康发展提供有力保障。

（二）基本原则

1. 政府引导、市场主导。加强政府政策引导，更好履行政府规划、调节、监管和公共服务等职责，着力构建主体多元、竞争有序、开放共享的电力市场格局，建立健全市场主体信用体系，充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用。

2. 整体部署、有序推进。从我省实际出发，积极作为，对全省电力体制改革目标、任务、路径作出整体设计，按照国家批复要求，分步有序推进，近期重点做好组建相对独立交易机构、推进价格改革、促进市场主体多元化和中长期市场交易等改革试点工作，总结经验后逐步深入推进。

3. 安全可靠、提高效率。遵循电力技术经济规律，做好电能的生产、输送和使用动态平衡工作，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。有效引导电源投资和电网建设，积极开展电力需求侧管理和能效管理，加强电力系统统筹协调和集成优化，促进电力高效利用和成本降低。

4. 清洁低碳、保障民生。切实落实清洁低碳要求，积极发展分布式电源，依照规划保障可再生能源发电全额收购，支持高效节能超低排放燃煤机组多发电，推动电力行业发展方式转变。根据全省区域、城乡差异分类施策，保障基本公共服务供给，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。

（三）主要目标

1. 近期目标（2016—2017年）。完成电力体制综合改革和专项改革方案制定和批复工作，不断完善电力直接交易规则。成立由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户组成的电力市场管理委员会，按照省政府批准的章程和规则组建河南电力交易中心，开展电力市场交易服务。按照国家发展改革委部署，2017年开展输配电价改革，同时

改革和规范电网企业运营模式。稳步推进售电侧改革试点工作，有序向社会资本放开售电业务和增量配电业务。有序放开发用电计划，建立完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制，建设中长期电力交易市场。

2. 远期目标（2018年及以后）。结合电力市场化进程，研究探索交易机构股权多元化，分类推进交叉补贴改革，全面实现竞争性环节电价由市场形成。适时启动现货市场模拟运行，逐步形成竞争充分、开放有序、健康发展的电力市场体系。

三、近期重点任务

（一）组建和规范运行相对独立的电力交易机构

1. 组建河南电力交易中心。组建股份制河南电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，实现交易机构相对独立运行。交易中心不以盈利为目的，按照省政府批准的规则为电力市场交易提供服务，日常管理运营不受市场主体干预，接受政府监管。

2. 明确河南电力交易中心职能。主要负责市场交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总电力用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

3. 成立电力市场管理委员会。成立由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成的电力市场管理委员会，按类别选派代表组成，负责研究讨论河南电力交易中心章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。电力市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制。政府有关部门和国家能源局派出机构可以派员参加电力市场管理委员会有关会议。电力市场管理委员会审议结果经审定后执行，政府有关部门和国家能源局派出机构可以行使否决权。

（二）推进输配电价改革

1. 开展输配电价摸底测算。学习借鉴输配电价改革试点省份经验，全面调查摸清电网输配电资产、成本和企业经营情况，全省电价水平和各类用户电价间交叉补贴数额情况，以及现有各类用户电量、各电压等级电能损耗平均水平情况等。根据全省经济社会发展规划，科学预测全社会用电需求，合理确定电网投资规模。深入分析输配电价管理中存在的主要矛盾和问题，按照国家有关规定，研究测算分电压等级输配电价。

2. 配合做好输配电定价成本监审工作。按照国家发展改革委统一部署，根据《输配电定价成本监审办法（试行）》，结合我省实际，积极配合国家开展输配电定价成本交叉监审（第三方监审）工作，科学核定电网有效资产和准许成本费用，严格核减不相关、不合理的投资和成本费用。

3. 核定分电压等级输配电价。依据国家发展改革委审核出具的成本监审报告，结合我省实际，统筹保持电网可持续发展和努力降低社会用电成本的需要，合理确定并且体现我省特点的定价参数、价格调整周期等，按照“准许成本加合理收益”原则提出电网企业准许总收入和分电压等级输配电价的核定意见，报国家发展改革委批准。各类用户电价间交叉补贴数额，通过输配电价回收。建立平衡账户机制，实施总收入和价格水平监管。健全对电网企业的约束和激励机制，促进电网企业改进管理方法，降低成本，提高效率。

4. 明确过渡期间电力直接交易的输配电价政策。在国家发展改革委未批准输配电价前，电力直接交易采取保持电网购销差价不变的方式，即发电企业上网电价调整多少则销售电价调整多少，差价不变。

（三）开展售电侧改革试点

1. 培育售电市场主体。在国家确定的售电侧市场主体准入和退出条件的基础上，结合我省实际，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。允许符合条件的产业集聚区（包括

高新产业园区和经济技术开发区）组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，从事购售电业务；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和能源服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务；允许电网企业组建独立法人资格的售电公司，开展市场化售电业务。逐步形成多层次的售电市场主体，开展售电侧竞争。

2. 赋予售电市场主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、通过集中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括用电设备维护、合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、普遍服务、社会责任等义务。

3. 稳步推进市场化交易。售电公司可参加批发市场并与其他市场主体开展零售交易业务。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。交易结果应报河南电力交易中心备案。

4. 探索社会资本投资增量配电业务的有效途径。按照有利于促进配电网建设发展、提高配电网运营效率的要求，在不增加用户用电成本的情况下，以产业集聚区、大型矿区等为重点，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。国网河南省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

5. 建立保底供电服务制度。电网企业在其供电营业区内应履行保底供电服务义务，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服

务等用电的基本责任。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。

（四）推进电力市场建设

1. 建立优先购电制度。优先购电是指按照政府定价优先购买电力电量，并获得优先用电保障。享有优先购电的主要包括：一产用电，三产中的党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电。制定优先购电保障措施，优先购电用户在编制有序用电方案时列入优先保障序列，原则上不参与限电，初期不参与市场竞争。

2. 建立优先发电制度。优先发电是指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量。优先发电容量通过充分安排发电量计划并严格执行予以保障，拥有分布式风电、太阳能发电的用户通过供电企业足额收购予以保障。按照国家优先发电适用范围，我省一类优先保障包括纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电，调峰调频电量，背压式供热机组发电、纳入规划保障民生的抽凝式热电联产机组采暖期发电等，按照政府定价优先出售电量；二类优先保障包括水电、余热余压余气发电等，年度计划电量按照政府定价优先出售，超年度计划电量原则上按照企业参与市场确定的价格或按照市场最低价格优先出售。

3. 有序放开发用电计划。综合考虑全省经济结构、电源结构、电价水平、受电规模、供电能力、市场基础等因素，在保障电力系统安全运行、可靠供电、优先购电、优先发电的前提下，有序放开发用电计划，剩余计划电量按照节能低碳原则安排并实施调度。

4. 建立并且完善电力市场交易机制。建立健全购售电市场主体准入和退出机制，制定交易规则。支持市场主体通过双边或多边交易方式开展多年、年、季、月等电能量交易，鼓励市场主体开展双边协

商方式的多年电能量交易，加快市场化改革进程，建立并且完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。适时开展周电能量交易。

5. 研究探索跨省跨区电力市场交易机制。积极落实国家能源发展战略，按照我省“内节外引”能源发展方针，在经济、节能、环保、安全的原则下，加强与输电通道送端省份的沟通协作，合理承担辅助服务，推进跨省跨区送受电计划逐步放开，降低用户用电成本。探索推进跨省跨区输电工程建设市场化。

6. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、备用和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务市场交易机制。按照谁受益、谁承担的原则，研究建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制，发挥各类型发电企业和电力用户参与辅助服务的积极性。

7. 建立市场风险防范和应急处置机制。不断完善市场操纵力评价标准，加强预防与监管。加强调度管理，提高电力设备管理水平，确保市场在电力电量平衡基础上正常运行。通过实施需求响应和有序用电方案，完善电力电量平衡的应急保障机制和体系。

8. 建立健全电力市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。省政府或省政府授权部门建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。充分发挥第三方征信机构在电力行业信用体系建设中的作用，参与自主交易的电力市场主体应向政府引入的第三方征信机构备案。

（五）加强和规范燃煤自备电厂监督管理

1. 科学规范自备电厂建设。建立健全自备电厂准入标准，新（扩）建燃煤自备电厂必须符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，除背压机组和余热、余压、余气利用机组外，新（扩）建燃煤自备电厂

项目要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划，与公用火电项目同等条件参与优选。自备电厂要按照以热定电、自发自用为主的原则合理选择机型和装机规模。电网企业应对符合规定的自备电厂无歧视开放电网，做好系统接入服务工作。并网自备电厂应按要求配置必要的继电保护与安全自动装置以及调度自动化、通信和电量计量等设备，切实做好并网安全等相关工作。

2. 加强自备电厂运营管理。全面落实电力行业相关规章和标准，并网自备电厂应严格执行调度纪律，主动承担维护电力系统安全稳定运行的责任和义务。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应义务，参与电网调峰等辅助服务和辅助服务费用分摊。拥有自备电厂的企业按规定承担国家依法合规设立的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。

3. 推动综合利用和燃煤消减。鼓励企业通过回收利用工业生产过程中产生的可利用的热能、压差以及余气等建设相应规模的余热、余压、余气自备电厂。此类项目不占用火电建设规模，可按有关规定减免政策性交叉补贴和系统备用费。余热、余压、余气自备电厂生产的电力、热力，在满足所属企业自身需求的基础上，鼓励其按有关规定参与电力交易并向周边地区供热。推动可再生能源替代燃煤自备电厂发电。

4. 推进自备电厂升级改造和淘汰落后机组。燃煤自备机组全部实现超低排放，安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管等部门和电网企业联网。对排放不符合要求的自备电厂应采取限制生产、停产改造等措施。供电煤耗、水耗高于本省同类型机组平均水平 5 克/千瓦时、0.5 千克/千瓦时及以上的自备燃煤发电机组应实施节能节水升级改造。对机组类型属于《产业结构调整目录》（国家发展改革委令第 9 号）等相关产业政策规定淘汰类的，予以强制淘汰关停。主动提前淘汰自备机组的企业，淘汰机组容量和电量可按有关规定参与市场化交易。

5. 积极支持具备条件的自备电厂有序参与市场交易。符合国家产业政策，达到能效、环保指标要求，并且有剩余发电能力的自备电厂，在保持工业企业生产基本稳定基础上，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金以及政策性交叉补贴，公平承担发电企业社会责任后，可成为合格发电市场主体，有序公平参与市场交易。拥有自备电厂但无法满足自身用电需要的企业，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及政策性交叉补贴后，可视为普通电力用户，平等参与市场购电。

6. 积极发展分布式电源。支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，采用“自发自用、余量上网、电网调节”运营模式积极发展分布式电源，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气热电冷联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以合同能源管理模式建设分布式电源。

（六）加强电力统筹规划和科学监管

1. 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，统筹各类电源发展，积极推动煤电一体化。加强电力规划与电源等规划之间，地方性电力规划与全省、全国电力规划之间的有效衔接。扩大规划的覆盖面，增强权威性和科学性，提高规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局应严格按规划有序组织实施。规划经法定程序审核后，向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划有效执行。

2. 开放电网公平接入。加快修订和完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，适应可再生能源和分布式电源等电源灵活接入，电动汽车、储能等多元化负荷“即插即用”。保障电网对各类市场主体申请的符合国家产业政策的项目无歧视、无障碍、公平接入电网。

3. 优先发展可再生能源。加强可再生能源发电与其他电源、配套电网统筹规划，合理布局新能源项目，保障规划内可再生能源无歧视、无障碍并网。落实可再生能源发电全额保障性收购制度，纳入规划的可再生能源优先发电，在发电计划中预留空间。建立完善调峰补偿市场化机制，鼓励超出保障性收购电量范围的可再生能源发电量参与各种形式的电力市场交易，充分发挥可再生能源电力边际成本低的优势，通过市场竞争的方式实现优先发电，促进可再生能源电力多发满发。

4. 实施科学有效监管。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

四、保障措施

（一）加强组织协调。成立河南省电力体制改革领导小组，制定切实可行的专项改革工作方案及有关配套措施，细化明确分工以及政府和企业责任，确保电力体制改革工作顺利推进。

（二）营造良好氛围。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（三）稳妥推进改革。加强市场运行情况跟踪分析，建立纠错机制，灵活应对试点工作中出现的问题，及时协调解决影响改革的各类问题，防范和化解改革过程中可能出现的风险，保持电力供需平衡，保证电网安全，保障民生用电。

附件 2

新疆维吾尔自治区电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进新疆电力体制改革，结合我区实际，特制定本方案。

一、开展电力体制改革的必要性和紧迫性

新疆是国家重要的综合能源基地，是国家确定的“三基地一通道”，在全国能源战略开发中具有特殊且重要的战略地位。“十二五”以来，在自治区党委、人民政府的正确领导下，新疆电力工业实现了快速发展。一是电力供应保障能力全面提高。2015年全区联网发电装机容量达到6608万千瓦，同比增长28.2%。尤为可喜的是可再生能源发电装机快速增长，占到总装机的42.3%；发电量达到2118亿千瓦时，同比增长16.4%。电网建设全面加快，形成了东至哈密、西至伊犁，南至喀什的750千伏主网架结构，以及西北联网两条750千伏通道。建成哈密南—郑州±800千伏特高压直流输电工程，开工建设准东—华东（皖南）±1100千伏特高压直流输电工程。“疆电外送”电量迅速增加，2015年全年外送电量288亿千瓦时，同比增长64.3%。二是电力普遍服务水平得到提高。通过农网改造和农电管理体制等工作，农村电力供应能力和管理水平明显提升，农村供电可靠性显著增强，基本实现城乡用电同网同价，无电人口用电问题全面解决。三是多元化市场体系初步形成。在发电方面，形成了多层面、多种所有制、充分竞争的发电业务投资主体，充分发挥了市场在资源配置中的决定性作用。四是电价形成机制逐步完善。在发电环节实现了发电上网标杆价，在输配环节逐步核定了输配电价，在销售环节出台峰谷分时电价、差别电价、惩罚性电价等政策。五是电力市场化交易和监管不断推进。相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易等方面的试点和探

索，2015年共有24家发电企业和88家电力用户参与电力直接交易试点，交易电量46亿千瓦时。

同时，电力行业发展还面临着一些亟需通过改革解决的问题。一是交易机制缺失，资源利用效率不高。售电侧改革竞争机制尚未建立，发电企业与用户之间市场交易有限。二是价格关系没有理顺，市场定价机制尚未完全形成。现行电价管理仍以政府定价为主，电价调整往往滞后成本变化，难以及时合理反映用电成本、市场供求状况等。三是自备电厂装机规模大，系统调峰能力不足。四是可再生能源的开发利用面临困难，市场消纳能力不足。可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决，弃风、弃光现象日益突出。2015年全年弃风电量71亿千瓦时，弃风率33%；弃光电量15亿千瓦时，弃光率25%。

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，进一步深化新疆电力体制改革，是自治区党委、人民政府的重大决策部署，是积极推动能源生产和消费革命的重要举措，是适应经济发展新常态、转变电力发展方式的迫切需要，是发挥市场配置资源决定性作用、构建电力市场体系的必然选择。新疆作为“丝绸之路经济带核心区”以及国家“三基地一通道”综合能源基地，积极推进电力体制改革，通过改革激发发展活力，对于推动电力工业持续健康发展，促进新疆经济发展、社会稳定和长治久安具有重要意义。

二、总体要求

（一）指导思想

贯彻落实党的十八大，十八届三中、四中和五中全会精神，深化落实自治区党委八届十次全委（扩大）会议、自治区党委经济工作会议精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，立足新疆实际，以国家“三基地一通道”建设为载体，按照“管

住中间、放开两头”的体制架构，着力推进电价改革，有序放开输配以外的竞争性环节电价，理顺电价形成机制；着力推进电力市场建设，完善市场化交易机制；着力培育多元市场主体，促进公平竞争；着力强化科学监管，保障电力安全、清洁、高效可持续发展，逐步打破垄断，有序放开竞争，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”的市场机制，形成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系。

（二）基本原则

1. 市场配置、政府调控。发挥市场配置资源的决定性作用，促进有效竞争。加强政府宏观调控，有效发挥政府在规划、政策、标准和监管等方面的作用，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，促进电力事业健康发展。

2. 安全可靠、提高效率。遵循电力商品的技术经济规律，在保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应的前提下，不断提升电力应用技术水平和电力系统运行效率。

3. 市场竞争、保障民生。着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，在改革发电侧、售电侧、用户侧充分有效竞争的同时，保留必要的公益性、调节性发用电计划，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对稳定，有效保障电力公共服务。

4. 节约能源、减少排放。积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，提高发展质量和效率，提升可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，促进经济结构调整、能源结构优化、节能减排和产业升级。

三、主要目标

完成电力市场框架方案设计；完成输配电价核定，基本实现公益性以外的发售电价由市场形成，形成电力市场化定价机制；完成相对

独立交易机构的组建和交易平台的建设与运行，明确市场准入标准和交易规则；完善电力直接交易机制，工商业领域电力直接交易全面放开；开展售电业务放开试点，形成发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局；跨省跨区市场化电力直接交易份额进一步扩大，形成运转高效、具有全国竞争力的现代电力市场。

四、重点任务

（一）推进输配电价改革

1. 开展输配电价摸底测算。全面调查电网输配电资产、成本和企业经营情况，结合自治区经济社会发展、能源基地建设、产业结构优化升级对电网建设的需求，深入分析输配电价管理中存在的主要矛盾和问题；摸清现有各类用户电价间、各电压等级间的电价交叉补贴现状，研究探索电价交叉补贴额度平衡补偿机制；调查各电压等级电量传导比例、电能损耗水平等。按照国家有关输配电价改革和输配电定价成本监审有关规定，根据自治区电网及电力用户实际需求情况和电网企业提供的基础资料，开展输配电价成本调查及各电压等级输配电价水平测算。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：国网新疆电力公司

2. 做好输配电价成本监审。按照国家发展改革委、国家能源局《输配电定价成本监审办法（试行）》（发改价格〔2015〕1347号）规定，在国家发展改革委统一组织下，结合自治区发展实际，明确自治区输配电定价成本监审范围，科学合理核定输配电成本费用，完成自治区输配电定价成本监审工作。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司

3. 建立电力普遍服务补偿机制。结合新疆地域辽阔、负荷分散、输电线路长、线路损耗大、输电成本高的实际，积极争取国家支持建

立电力普遍服务补偿机制，对政策性亏损进行补偿。同时，改革不同种类电价之间的交叉补贴，按照保障民生、合理补偿、公平分担的原则，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：自治区财政厅、国网新疆电力公司

4. 制定输配电价改革试点方案。在国家发展改革委、国家能源局审核同意自治区输配电定价成本监审意见后，按照“准许成本加合理收益”原则确定电网准许总收入和分电压等级输配电价。妥善处理电价交叉补贴，建立平衡账户机制；逐步完善输配电价体系，研究完善相关配套政策措施。制定《自治区输配电价改革试点方案》。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司

（二）推进电力交易机构建设

1. 成立新疆电力交易中心。组建股份制新疆电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和 workflows，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。既要考虑当前新疆地区国网、兵团、石油、水利等多个电网投资主体各自拥有独立供电营业区的客观实际，为将来构建统一的输配电网体系奠定基础，又要兼顾电力用户（售电公司）、独立辅助服务提供商和第三方的利益诉求，严格按照中发9号文件及其配套文件精神统筹推进各项组建工作。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：国家能源局新疆监管办公室，自治区发展改革委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

2. 明确交易机构职能。交易机构在新疆能源监管办和新疆自治区电力管理部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责电力交易平台的建设运营和维护、市场交易主体的

注册管理、组织和管理各类电力市场交易、提供电力交易结算依据及相关服务、监视和分析市场运行情况、披露和发布信息、参与拟定电力市场交易规则并配合进行分析评估、按规定收取相关交易费用。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：国家能源局新疆监管办公室，自治区发展改革委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

3. 成立市场管理委员会。组建由电网企业（包括国网新疆电力公司、兵团主要电网企业、以及石油和水利区域电网企业）、发电企业、售电企业、电力用户按类别选派代表组成的新疆电力市场管理委员会，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构的章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。国家能源局新疆监管办公室，自治区发展改革委、经信委等相关部门可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局新疆监管办公室和自治区发展改革委、经信委等相关部门可以行使否决权。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：国家能源局新疆监管办公室，自治区发展改革委，电网企业，售电企业，发电企业

（三）建立和完善电力市场交易机制

1. 研究制定电力市场交易基本规则。根据国家关于电力市场交易的基本规则、规范，结合新疆实际确定市场准入、市场注册、市场运行、竞价交易、交易合同、交易结算、安全校核、阻塞管理、紧急事故处理、市场干预、信息披露等基本规范。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区发展改革委、经信委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

2. 制定并完善中长期电力市场交易机制。完善电力直接交易规则、发电权替代交易规则、发电厂并网运行管理实施细则和并网发电

厂辅助服务管理实施细则、自备电厂参与电网调峰实施细则等，建立新疆区域统一、各市场主体（包括售电公司）参与的电力交易机制；探索建立和开展跨省跨区电力直接交易试点、跨省跨区发电权替代交易试点、调峰等辅助服务补偿市场化机制，可再生能源参与市场竞争机制等。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区经信委、发展改革委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

3. 制定电力市场交易监管办法。开展新疆电力市场建设研究，出台电力市场建设方案，根据市场建设方案和规则，制定市场交易监管办法，履行电力市场监管职责，对市场主体有关市场力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和调度机构公开透明、公平运作、规范运营等情况实施监管。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区发展改革委、经信委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

4. 搭建电力市场交易技术支持系统。根据电力市场交易系统建设方案，由交易机构负责建设场内集中交易系统硬件，开发相关软件，完善现有的市场交易支持系统，建设电力市场信息发布平台，建立系统运行维护技术支持体系，确保电力交易及相关信息系统安全稳定运行，为启动现货市场运行提供条件。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区发展改革委、经信委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

5. 探索并建立电力市场信用体系。探索并建立电力市场交易信用系统和信用评价体系，将市场主体、从业人员信用记录纳入统一的信息平台。建立健全的守信激励和失信惩戒机制，加大对不履约、欠费、滥用市场力、不良交易行为、电网歧视、未按规定披露信息等失

信行为的监管力度，必要时可实施限制交易或强制性退出的处理方法。充分发挥第三方征信机构在电力行业信用体系建设中的作用，参与自主交易的电力市场主体应向政府引入的第三方征信机构备案。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区发展改革委、经信委，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

（四）有序推进发用电计划改革

1. 建立优先购电制度。确定优先购电的适用范围，保障全区第一产业用电，第三产业中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电享有优先购电权。开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民等用电需求不受影响。列入优先保障序列的用户，原则上不参与限电，近期不参与市场竞争，纳入用电计划。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：国网新疆电力公司、国家能源局新疆监管办公室、售电企业、发电企业

2. 建立优先发电制度。以资源开发可持续、生态环境可持续为主要依据，坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，确定自治区优先发电的适用范围，对发电机组进行优先等级分类，合理确定优先发电顺序，并逐年进行动态调整。合理测算计划电量，留足保障性计划空间，逐步缩减发电计划。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：自治区环保厅、国网新疆电力公司、国家能源局新疆监管办公室、售电企业、发电企业

3. 制定放开发用电计划实施方案。结合全区电力市场体系建设推进情况，制定放开发用电计划实施方案。通过市场化交易方式，完善电力安全的应急保障机制，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。在有序放开发用电计划的过程中，充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务的供给。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：自治区环保厅、国网新疆电力公司、国家能源局新疆监管办公室，售电企业，发电企业

（五）推进售电侧改革

1. 培育多元化售电主体。制定新疆售电侧改革试点方案，积极培育多元化的市场竞争主体，向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。创新售电业务市场准入机制，以注册服务代替行政审批。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：自治区国资委、经信委，国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

2. 实施园区型售电主体直接交易试点。在高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、跨境经济合作区、边境经济合作区、保税区等各类园区中，以及在兵团团场，选择有参与意愿并符合准入条件的，组建独立的售电公司，开展园区型售电主体直接交易。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：自治区发展改革委、国资委，国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

3. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，探索社会资本投资配电业务有效途径，以高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区及独立工矿区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。同时，社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。国网新疆电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：自治区国资委、经信委，国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

（六）提高系统消纳新能源能力和清洁能源利用率

1. 积极促进可再生能源和资源综合利用电力消纳。在保障电网安全稳定和民生的前提下，全额安排可再生能源发电，优先预留水电、风电、光伏发电等可再生能源机组和热电联产、余热余压余气发电、燃气和煤层气（瓦斯）发电等资源综合利用机组的发电空间，鼓励可再生能源和资源综合利用发电项目优先与用户直接交易。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：自治区环保厅、国网新疆电力公司、国家能源局新疆监管办公室，发电企业

2. 建立完善调峰补偿市场化机制。在现有火电机组深度调峰交易的基础上，进一步修改并完善相关规则，通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区经信委，国网新疆电力公司、售发电企业

（七）加强和规范自备电厂管理

1. 规范自备电厂建设管理。从强化规划引导、发展循环经济、延伸煤电产业链等方面，规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准。装机明显冗余地区，原则上不得新（扩）建自备电厂项目。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：自治区经信委、自治区环保厅、国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司，售电企业，发电企业

2. 强化自备电厂运营管理。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应义务，参与电网调峰。探索以市场化方式逐步代替系统备用费的机制。

牵头部门：自治区经信委

配合部门：自治区财政厅、国家能源局新疆监管办公室、国网新疆电力公司、发电企业

（八）加强电力统筹规划和科学监管

1. 建立电力规划统筹协调机制。建立政府部门和企业间、地方和兵团间规划的横向协调机制，做好“十三五”全区电力发展规划编制工作，同步组织编制规划环境影响报告和水资源评价报告，协调发展所需的资源和环境承载能力。电力行业污染物排放要符合区域排污总量控制、超低排放等相关要求，对自治区电力发展的重大问题展开专项研究，明确环境质量改善的目标，根据环境目标和资源环境承载力，明确全区（重点区域）电力行业对污染排放的贡献值上限，科学调控电力发展的规模和布局，提升电力规划编制的科学性和及时性。

牵头部门：自治区发展改革委

配合部门：自治区经信委、环保厅、水利厅，国家能源局新疆监管办公室，国网新疆电力公司，石油和水利电网企业，发电企业

2. 加强电力行业及电力市场科学监管。加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管。切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。创新监管模式，健全安全监管机制，不断夯实安全生产基层基础，提高电力系统安全可靠运行水平。建立市场主体信用评价制度，强化信用评价结果应用，有效防范市场风险。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

牵头部门：国家能源局新疆监管办公室

配合部门：自治区经信委、国网新疆电力公司

五、保障措施

（一）加强组织领导

参照国家电力体制改革领导小组机制，成立由自治区人民政府分管领导任组长，自治区相关部门为成员的自治区电力体制改革领导小组。领导小组主要负责认真贯彻落实中发9号文件、自治区党委八届十次全委（扩大）会议、自治区党委经济工作会议精神，全面统筹协调推进自治区电力体制综合改革工作，具体组织实施电力体制改革工作。领导小组办公室设在自治区发展改革委，具体牵头负责全区电力体制改革日常工作。

（二）稳妥有序推进

电力体制改革是一项系统性工程，也是利益结构的再调整。要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。逐步扩大输配电价改革试点范围，对售电侧改革、组建相对独立运行的电力交易机构等重大改革事项先行在试点开展，在总结试点经验的基础上再全面推开。

（三）严格监督考核

将电力体制改革作为促进自治区经济发展、保障民生的重大任务，电力体制改革领导小组办公室要制定实施目标责任制和绩效考核制度，依据法律法规和监管要求加强日常督促检查，确保各项改革试验任务的顺利完成。

（四）及时总结经验

对电力体制改革工作成效进行跟踪评价，开展季度及年度评估，及时总结改革经验和不足，不断深化全区电力体制改革工作。

附件 3

山东省电力体制改革综合试点方案

电力行业是关系到能源安全、经济发展和社会稳定的重要基础产业。近年来，我省积极实施电力政企分开、厂网分开、主辅分开改革，加快重大项目规划建设，优化调整电源结构，强化节能环保改造，千方百计保障电力供应，不断提高电力普遍服务水平，有力促进了我省经济社会平稳健康发展。2015年，我省全社会用电量达到5117亿千瓦时，同比增长2.8%；省内发电量4619.4亿千瓦时，增长2.8%；电力装机容量达到9715.7万千瓦，其中新能源发电装机比重提高到11.5%；加快实施“外电入鲁”战略，全年电网接纳省外来电497.6亿千瓦时，占全社会用电量的9.7%。同时，一些体制机制性障碍和深层次问题还没有根本解决，主要是生产环节中单一的计划管理体制、销售环节中统一的政府定价机制以及运营领域中统购统销的垄断经营模式越来越不适应市场经济发展的需要，在电力资源配置中市场还没有发挥决定性作用，在发电侧和售电侧等竞争性领域和环节还没有形成有效竞争，市场主体活力尚未充分释放，在政府统筹规划、依法监管、维护行业秩序方面还亟待改进和加强。

为贯彻落实《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）及配套文件精神，深入推进我省电力体制改革，加快现代电力市场体系建设，结合我省实际，制定本实施方案。

一、总体要求

深化电力体制改革，必须深入贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神以及中央关于深化电力体制改革的总体部署，坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，针对我省电力行业存在的突出问题，在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础

上，按照管住中间、放开两头的体制架构，遵循“三放开、一独立、三强化”的改革路径，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”的市场体制，形成具有竞争活力、健全完善的现代电力市场体系。

在改革推进中，要把保障电力系统的安全稳定运行和电力可靠供应作为前提条件，遵循电力商品的实时性、无形性、供求波动性和同质化等技术经济规律，保障电能生产、输送和使用的动态平衡；要坚持市场化的改革方向，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，使市场在电力资源配置中起决定性作用；要把保障民生用电作为底线，充分考虑企业和社会承受能力，切实保障民生和基本公共服务的用电供给，完善阶梯价格机制，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳；要强化节能减排，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，完善有序用电和电力需求侧管理制度，促进电力行业结构调整和产业升级；要加强电力市场监管，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

二、改革路径

（一）有序放开输配以外的竞争性环节电价，建立市场化定价机制。按照“准许成本加合理收益”原则，核定电网企业准许总收入和各电压等级输配电价。放开输配以外的竞争性环节电价，实现市场化定价。

（二）有序向社会资本放开配售电业务，释放市场主体活力。在加强电网自然垄断环节监管的同时，在发电侧、售电侧等可竞争环节引入竞争机制，加快构建有效竞争的组织结构和市场体系。

（三）有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，促进电力资源市场化配置。有效衔接电力市场供需平衡，有序放开发用电计划，

引导市场主体开展多方直接交易和跨省跨区交易，逐步扩大市场化电量的比例，实现电力电量平衡从以计划手段为主向以市场手段为主的平稳过渡。

（四）推进电力交易机构相对独立，构建规范化市场交易平台。将电网企业原有的电力交易业务与其他业务分开，实现相对独立运行，为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。

（五）强化政府监管，强化电力统筹规划，强化电力安全高效运行和可靠供应。创新政府监管方式、方法和手段，严格按照我省能源规划组织实施电源建设和电网布局，为有效开展市场化交易、实现电力安全高效运行和可靠供应提供保障。

三、重点任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制。

1. 开展输配电价测算核定。根据国家发展改革委、国家能源局关于推进输配电价改革的有关要求和《国家发展改革委关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知》（发改价格〔2016〕498号）精神，开展输配电价成本调查、监审、各电压等级输配电价水平测算工作。输配电价逐步过渡到按“准许成本加合理收益”原则和分电压等级核定。在国家未统一核定我省输配电价之前，市场交易的输配电价保持电网购销差价不变；待国家核定我省输配电价后，按照核定的输配电价执行。

2. 分步推进发售电价格市场化。用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。电力市场交易的电量价格通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定。未参与市场交易的电量以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，仍由政府价格主管部门核定电价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，逐步减少工商

业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经省级价格主管部门审核后通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制。

1. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等，制定并公布可参与市场交易的发电企业、售电主体和用户准入标准。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易，参与市场交易企业的单位能耗、污染物排放均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。省政府按年度公布符合标准的发电企业和售电主体目录，对用户目录实施动态监管。改革市场主体准入制度，以注册服务代替行政许可，进入目录的发电企业、售电主体和用户，按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”的程序，可自愿到交易机构注册成为市场主体。

2. 建立相对稳定的中长期电力市场交易机制。在已开展的电力用户与发电企业直接交易的工作基础上，放宽参与交易的用户类型与电压等级，逐步放开发电企业、售电主体和用户准入范围，允许符合条件的电力用户（含售电企业）参与市场交易，不断丰富交易品种，健全风险规避机制，逐步建成相对稳定的中长期交易市场。完善电力市场交易规则，实现多方交易。市场交易双方依法依规签订有电网企业参加的三方合同，确定自主协商的交易事项。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

3. 完善跨省跨区电力交易机制。结合“外电入鲁”战略实施，按照中长期交易为主、临时交易为补充的跨区跨省交易模式，推进山东与相关省份的电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。建立跨省跨区电力交易与省内电力交易的协同衔接机制，统筹考虑省内外电力资源，同步放开进入市场。

4. 建立有效竞争的现货交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易机制研究，根据山东电源布局、负荷特性、电网结构等因素和市场成熟条件，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电能量交易以及备用、辅助服务等现货交易品种。

5. 完善电力市场辅助服务机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立用户参与的服务分担共享机制。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，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。

（三）组建相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台。

1. 组建山东电力交易中心。组建股份制电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，相对独立运行；交易中心高级管理人员依法依规产生；后期根据市场发展需要，视情况采取股份制方式逐步完善交易中心的组织治理结构。交易中心作为全省电力交易的市场平台，依法依规开展省内外电力交易业务，并做好与电力调度的衔接。

2. 完善电力交易中心功能。按照政府批准的章程、规则和有关技术标准，电力交易中心在山东能源监管办和政府有关部门的监管下主要负责电力交易平台的建设、运营、管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。交易中心可按省级价格主管部门核定的标准向市场主体收取交易手续费。

3. 设立市场管理委员会。成立由发电企业、电网企业、售电企业、电力用户等市场主体按类别推荐代表组成的交易中心市场管理委员会。市场管理委员会属市场主体的自治性议事协调机构，办事机构设在交易中心，主要负责向交易中心提出电力市场方面的专业建议，

参与研究讨论交易中心的章程、运营规则和相关实施细则，推荐交易中心高级管理人员，听取和反映市场主体诉求，提出涉及市场主体利益的重要事项和合理意见建议，不干涉交易中心的正常经营。在交易中心组建和试运行阶段，市场管理委员会由省发展改革委、省经济和信息化委等部门和山东能源监管办负责召集组建，待交易中心正式运行后，逐步完善市场管理委员会的人员构成和相关议事规则。

4. 改革和规范电网企业运营模式。根据市场经济规律和电力技术特性，电网企业主要从事电网投资运行、电力调度输送，保障电网公平无歧视开放，履行电力普遍服务义务，确保电网系统安全。改革电网企业运营模式，规范投资和资产管理，实行按照政府核定的输配电价收取过网费的方式，确保稳定的收入来源和收益水平，不再以上网电价和销售电价价差作为收入来源。

（四）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用。

1. 有序放开发用电计划。根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划。除公益性、调节性电量外，在确保电网稳定运行和可再生能源电力消纳的前提下，尽快放开其他电量。新增企业用户和新核准的发电机组原则上都要参与电力市场交易。

2. 建立优先发电制度。坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，保障可再生能源优先发电顺序，确保规划内的风能、太阳能、水能、生物质能等清洁能源发电和常规机组调峰调频电量按照政府定价优先上网，并留足电量计划空间，促进清洁能源多发满发。

3. 建立优先购电制度。合理确定优先购电的用户范围，保障全省农业、重要公用事业、公益性服务行业以及居民生活等无议价能力用户优先购电。列入优先保障序列的用户，原则上不纳入需求侧有序用电范畴，暂不参与市场竞争，通过用电计划予以保障。

4. 加强电力需求侧管理和电力应急机制建设。按照常态化和精细化原则，引导用户实施电力需求侧管理，通过加强能效管理、实施需求响应等手段，进一步优化电力资源配置，提高电能利用效率和效

益，实现科学、节约、有序、高效、智能用电。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保电力供需紧张状态下重点用电需求，保障电力供应安全稳定可靠。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务。

1. 鼓励社会资本投资新增配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。国网山东省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

2. 建立售电主体准入和退出机制。按照符合技术、安全、环保、节能标准和承担社会责任的要求，科学界定售电主体条件，建立和规范售电主体的市场准入和退出规则。每年向社会公布售电主体清单，并实行动态管理。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用；负责收费、结算、归集交叉补贴，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电公司和售电公司支付电费，保障电费资金安全。

3. 多途径培育售电主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区、发电企业投资和组建售电公司，允许拥有分布式电源的用户和微网系统参与电力交易。鼓励社会资本投资成立售电公司，鼓励公共服务行业和能源服务公司从事售电业务。

4. 赋予售电主体相应的权责。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，与发电企业、电网企业和用户依法签订合同，明确相应的权利和义务，按规定约定相关事项，严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、社会责任等义务。拥有配电网运营权的售电公司承担保底供电服务职责。

（六）开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制。

1. 积极发展分布式电源。分布式电源主要采用“自发自用、余

量上网、电网调节”的运营模式。在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据自身条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

2. 完善并网运行服务。完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，做好新能源和可再生能源发电与电网以及其他电源的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。

（七）加强和规范自备电厂监督管理，推动自备电厂转型升级。

1. 规范自备电厂建设管理。新（扩）建燃煤自备电厂项目（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）要统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划。自备电厂建设过程中要严格执行火电建设相关产业政策和能效、水效、环保、安全质量等各项标准。

2. 加强自备电厂运营管理。坚持鼓励竞争、公平竞争，维护电力市场秩序。拥有自备电厂的企业，应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及政策性交叉补贴，合理缴纳系统备用费。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许其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。鼓励有条件并网的自备电厂并网运行，并网自备电厂要根据自身负荷和机组特性参与电网调峰，并按照“两个细则”进行电网辅助服务考核与补偿。积极探索促进现有“孤网”规范运行并健康发展的有效途径和方式。

3. 加快推进自备电厂升级改造。加快推进全省自备电厂超低排放等环保改造，确保稳定达到相应阶段污染物排放标准和总量控制要

求，并安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管和电网企业等部门联网。对达不到环保等政策标准要求且不实施改造或不具备改造条件的，逐步淘汰关停。

（八）加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

1. 加强电力行业特别是电网的统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度。各种电源建设和电网布局要严格规划，有序组织实施。加快扶贫电网改造升级，深入实施“彩虹工程”，提高服务城乡居民用电能力。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

2. 减少和规范电力行业行政审批。进一步简政放权，承接并落实好国家取消、下放的电力项目审批权限，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，加强事中和事后监管，保障电力发展战略、政策和标准的有效落实。

3. 加强电力行业及相关领域科学监督。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

4. 建立健全电力市场主体信用体系。建立电力市场主体信用评价制度，将相关企业的法定代表人或主要负责人、从业人员信用记录纳入全省公共信用信息平台，严格守信激励和失信惩戒制度，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对违法失信行为予以公开，对违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

四、组织实施

（一）加强组织领导。成立我省电力体制改革领导小组，负责统筹推进全省电力体制改革，协调推动各专项领域的改革。领导小组办公室设在省发展改革委，负责领导小组日常工作。省直各有关部门（单位）要密切配合，按照各自职责分工，做好电力体制改革各项工作。

（二）明确任务分工。省发展改革委负责拟订《山东省电力体制改革实施方案》，组织协调有关单位制定专项改革方案并做好实施工作，加强电源和电网建设统筹规划，建立分布式电源发展新机制。省经济和信息化委会同有关部门，负责牵头拟订电力市场建设、电力交易机构、发用电计划、售电侧等方面的专项改革方案并组织实施，指导电力交易中心及其市场管理委员会的筹建。省物价局会同有关部门，负责牵头拟订输配电价改革方案并组织实施。省环保厅会同有关部门，负责制定燃煤机组排放水平排序，评估全口径火电厂大气污染物排放情况。山东能源监管办会同有关部门，负责牵头拟订电力市场建设方案和规则，监管电力市场建设和运行；拟订规范自备电厂运营专项方案并组织实施。国网山东省电力公司负责电网公平接入，具体负责组建电力交易中心及其市场管理委员会，拟订交易中心章程、交易细则以及市场管理委员会相关规则。省发展改革委要发挥好总牵头作用；各专项改革的牵头部门要履行主体责任，会同各有关部门主动开展工作；各参与部门要根据各自职能，积极配合，各司其职，各负其责，形成工作合力。

（三）合理安排进度。结合我省电力行业实际，力争用三年的时间完成电力体制改革任务。2016年，研究制定山东省电力体制改革实施方案和各专项改革方案，做好相关前期准备工作，包括完成输配电价成本调查和测算工作，研究制定发用电计划有序放开、售电市场主体进入和退出的具体办法，研究制定电力市场交易规则。其中，上半年完成电力交易中心及其市场管理委员会组建工作。2017年，按照国

家批准的实施方案落实电力体制改革各项任务。完成输配电价成本监审和核定工作。2018年，对电力体制改革情况进行总结评估，进一步修订并完善各项制度，基本形成现代电力市场体系。

（四）规范工作程序。电力体制改革实施方案和各专项改革方案，须经领导小组办公室集体研究、达成共识后按程序报批。其中，电力体制改革实施方案按程序报省委、省政府审定后，由省政府报国家发展改革委、国家能源局审批。各专项改革方案经省电力体制改革领导小组审定后，报国家发展改革委、国家能源局备案。

电力体制改革涉及全省经济社会发展的方方面面，意义重大，影响深远。领导小组各成员单位要加强对改革进展及市场运行情况的跟踪分析，要及时协调解决改革中出现的新问题，切实防范改革可能出现的风险，保持电力供需平衡，保证电网安全，保障民生用电。通过改革，进一步解决电力行业深层次矛盾，推动电力行业转型升级、健康发展。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 湖北等五省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕1900号）

湖北省、四川省、辽宁省、陕西省、安徽省人民政府：

报来《湖北省人民政府关于报送湖北省电力体制综合改革实施方案的函》（鄂政函〔2016〕94号）、《四川省人民政府关于报请批准〈四川省电力体制综合改革试点实施方案〉的函》（川府函〔2016〕113号）、《辽宁省人民政府关于报送辽宁省进一步深化电力体制改革综合实施方案的函》（辽政函〔2016〕43号）、《陕西省人民政府关于报送〈陕西省电力体制综合改革试点实施方案〉的函》（陕政函〔2016〕124号）、《安徽省人民政府关于报送安徽省电力体制综合改革方案的函》（皖政秘〔2016〕123号）收悉。经征求经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）成员单位意见，现函复如下：

一、同意湖北省、四川省、辽宁省、陕西省、安徽省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《湖北省电力体制改革综合试点方案》、《四川省电力体制改革综合试点方案》、《辽宁省电力体制改革综合试点方案》、《陕西省电力体制改革综合试点方案》、《安徽省电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定并完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请各试点省加强对试点工作的组织领导，省人民政府负总责，各部门、国家能源局派出机构分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的

协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订并完善有关规则、技术规范。国家能源局派出机构和各试点省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件 1：湖北省电力体制改革综合试点方案

附件 2：四川省电力体制改革综合试点方案

附件 3：辽宁省电力体制改革综合试点方案

附件 4：陕西省电力体制改革综合试点方案

附件 5：安徽省电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016 年 8 月 31 日

附件 1

湖北省电力体制改革综合试点方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，推进电力市场建设，强化政府有效监管，解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和问题，促进电力行业又好又快发展，推动结构转型和产业升级，为经济社会发展提供安全、清洁、经济的电力保障，结合湖北实际，制定本方案。

一、重要性和必要性

湖北是能源资源匮乏省份，又是能源消费大省，能源保障特别是电力供应对全省经济社会发展至关重要。自 2002 年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院和省委、省政府领导下，我省电力行业破除独家办电体制束缚，初步解决了指令性计划、政企不分、厂网不分等机制问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局，为进一步深化电力体制改革打下了基础。一是促进了电力行业快速发展。2015 年全省发电装机达到 6411 万千瓦，其中水电装机 3653 万千瓦，风电、光伏发电、生物质发电等新能源发电装机 247 万千瓦，全省发电量达到 2356 亿千瓦时。电网 220 千伏及以上线路回路长度达到 26330 千米，220 千伏及以上变电容量达到 10296 万千伏安，湖北电网成为三峡外送的起点、西电东送的通道、南北互供的枢纽、全国联网的中心，在全国电网中占有特殊地位。二是提高了电力普遍服务水平。开展农网改造升级，实现城乡用电同网同价，消除无电人口，完成农电管理体制变革，解决部分区域电网发展难题，农村电力供应能力和管理水平明显提升。三是推进了电力市场体系建设。厂网分离全面完成，组建了多层次、多种所有制发电企业，在电网方面主辅分离基本完成，省内相关企业进行了整合。四是开展了电力市场化交易探索。2016 年

全省电力用户与发电企业直接交易签约电量达 300 亿千瓦时，居全国前列。

当前电力行业发展还面临着一些亟需通过体制改革解决的矛盾和问题。一是用电水平偏低但成本偏高。我省人均用电量只有全国平均水平的 70%，与发达地区相比差距更大，同时我省电价水平偏高。一般工商业用电价格居全国第 5 位，居民用电价格居全国第 8 位，制约了经济竞争力发挥。二是交易机制缺失，资源利用效率不高。发电企业和电力用户之间市场交易有限，未形成配售电市场，配售电侧投资主体单一，电力市场竞争机制不完善，市场配置资源的作用未得到充分发挥。三是价格关系没有理顺，市场化定价机制尚未形成。竞争性环节由市场决定电力价格的机制还没有形成，上网电价和销售电价以政府定价为主，存在交叉补贴，滞后于成本变化，且不能及时合理反映环境保护支出和供求关系变化，制约了市场机制的调节作用进行有效发挥。四是规划协调机制缺失，监管体系不健全。电网规划被企业规划代替，电力规划刚性不强。对市场主体行为、电力普遍服务的监管尚不完善，自然垄断环节价格的科学核定和监管机制不到位，电网输配电成本缺乏有效监管。

深化电力体制改革是贯彻落实党中央、国务院重大改革决策部署的具体行动，事关我省能源安全和社会经济发展全局。自《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）出台后，国家陆续出台了一系列配套文件，为电力体制改革指明了方向。“十三五”期间我省电力供应可基本满足需求，“十四五”及以后需要考虑输入一定规模的省外电力，作为能源输入大省，加之湖北电网的特殊地位，开展电力体制综合改革，将在全国起到积极的示范作用。当前我省电力保供压力缓解，抓住时机推进电力体制改革，化解电力行业长期存在的深层次矛盾，增强电力市场活力，通过市场实现能源资源的有效配置，释放改革红利，培育新的增长点，已逐渐在社会各界之间达成共识。从操作层面看，我省 2014 年启动了电力直接

交易工作试点，通过3年运作积累了较为丰富的经验；我省已被国家列入先期输配电价改革试点范围，出台了《湖北电网输配电价改革试点方案》，首轮输配电价格已获核准并在电力直接交易中得到执行。总体上看，我省电力体制综合改革具备了宽松的外部环境和良好的工作基础。

二、总体思路、基本原则和主要目标

（一）总体思路

深入贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中全会、习总书记推动能源生产和消费革命重要讲话精神及党中央、国务院关于电力体制改革的一系列政策措施，全面落实“创新、协调、绿色、开放、共享”发展理念和省委提出的“绿色决定生死、市场决定取舍、民生决定目的”三维纲要，从湖北省情出发，以改革创新为统领、以完善市场为导向、以电力保障为基础、以提升效率、降低成本、优化结构为目标，围绕“三放开、一独立、三强化”重点任务，推进电力供给侧改革、促进结构调整；健全完善电力市场体制、激发市场活力；有序放开竞争性业务、打破行业垄断；理顺价格形成机制、降低电力成本；强化政府监管、促进资源要素优化配置。努力构建“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的电力市场体制，助力湖北“十三五”“率先、进位、升级、奠基”，为“建成支点、走在前列”提供安全、清洁、经济的电力保障。

湖北电力体制综合改革的重点和路径是：以合理规划产能、提升系统效率，降低成本、增加有效供给，补齐短板、优化电力结构为抓手，以有序放开公益性和调节性以外的发用电计划为突破口，推进电力供给侧改革。积极开展输配电价改革，科学核定输配电价，有序放开竞争性环节电价，完善电价传导机制。有序放开配售电业务，培育市场竞争主体，提升售电服务质量和用户用能水平，促进能源资源优化配置。组建相对独立的电力交易机构，搭建公开透明、功能完善的

电力交易平台，继续推进发电企业与用户直接交易，逐步扩大市场化电量比例，促进电力电量平衡从以行政手段为主向以市场手段为主转变，促进形成公平公正、有效竞争的市场格局。进一步强化政府监管，完善电力规划体系，规范市场主体行为，强化自然垄断环节成本监审，维护电力市场公平及电力运行安全高效。

（二）基本原则

坚持安全可靠，保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，明确责任主体，完善风险防范机制，保障电能动态平衡，保障电力系统的安全稳定运行和可靠供应。充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务供给，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。

坚持市场导向，激发活力。打破行业壁垒，培育市场主体，积极推进在竞争性环节开展有效竞争，建立公平、规范、高效的电力交易平台，形成适应市场要求的电价机制，激发企业内在活力，打造竞争充分、开放有序、健康发展的市场体系。

坚持统筹兼顾，循序渐进。适应湖北省情和电力行业发展现状，把握好改革的力度和节奏，科学设定改革路径和时序，凝聚共识，试点先行，攻坚克难，逐步推进。在条件较为成熟、改革难度较小的地区和领域积极开展试点，在不同阶段各有侧重，并不断总结经验，及时修改并完善相关方案和措施。

坚持节能减排，强化监管。积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度。从内在机制上确保电网对可再生能源发电和分布式能源系统发电的公平无障碍开放，完善辅助服务补偿机制，促进电力行业发展方式转变和能源结构优化。加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，完善监管体系，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管。

（三）主要目标

2018年前，初步构建湖北电力市场体系。完成电网准许收入和输

配电价核定，建立输配电价形成机制，完成交叉补贴测算核定。电力市场主体准入、退出机制逐步完善。在电力供给侧形成有利于提升电力供给质量和效率的有效机制。完成交易机构组建和交易平台建设，建立科学公平的交易规则。完善直接交易机制，建立优先购电、优先发电制度，建立中长期交易、辅助服务交易机制，开展电力市场模拟运行和试运行并逐步扩大交易规模。配售电业务放开试点取得有效进展。完善电力规划体系，逐步建立与改革相配套的监管制度。

“十三五”末或更长时间，完成湖北电力市场体系建设。建立以中长期交易为主，以现货交易为辅，交易品种齐全、功能完善的电力市场。形成完善的电力市场化定价机制，交叉补贴问题基本解决。在竞争性环节实现市场主体的多元化，形成市场化的跨省区电力交易机制，通过充分有效的竞争保障供应、降低成本，促进节能减排。形成健全完善的电力市场监管体系。湖北电力市场成为全国电力市场的重要组成部分，市场在资源配置中发挥决定性作用，有效保障全省经济社会发展需要。

三、近期推进湖北电力体制改革的重点任务

（一）推进电力供给侧改革，提升电力供给质量和效率

1. 有序放开发用电计划。在充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务、居民等重点用电需求以及电力供应安全不受影响的情况下，进一步放宽发电企业和电力用户、售电侧市场准入条件，建立优先发购电制度，有序缩减发用电计划，逐步扩大直接交易规模。除保留必要的公益性、调节性发用电计划之外，到 2020 年取消竞争性环节发用电计划。

2. 提升清洁能源市场竞争力。建立清洁能源发电送出工程与电源点同步建设机制，保障清洁能源并网消纳，加快推进电网企业收购清洁能源发电项目自建的上网线路工程。结合市场竞争机制，通过落实优先发电制度、大力开展电力绿色调度，在确保供电安全的前提下，

全额收购可再生能源发电。鼓励可再生能源替代燃煤自备电厂发电。支持分布式能源系统、多能互补、新能源微电网建设，鼓励多种投资主体投资建设分布式清洁能源。

3. 规范燃煤热电联产项目建设管理。燃煤热电联产项目要在热力规划、热电联产规划指导下建设，规划建设热电联产项目应以集中供热为前提。支持相关企业以多种投融资模式参与建设规划内的背压热电机组，鼓励成立电热销售一体化运营公司，鼓励供热企业与工业用户直接交易。燃煤自备电厂应承担同等社会责任，缴纳国家规定的政府性基金、系统备用费等费用，严格遵守国家最新环保要求和能耗标准，积极参与电网调峰等辅助服务考核与补偿。

4. 提高电力资源配置能力。扩大电力资源配置范围，结合省内需求实际，开展适时有序消纳省外清洁经济电力专题研究，推进省内电力产业清洁高效发展。开放电网建设市场，支持有条件的市场主体参与跨省跨区以及省内电网建设。加大调峰能力建设，提高电力系统调峰和消纳可再生能源能力，鼓励储能系统和智能电网等建设发展。

5. 补齐电力发展短板。继续加大配电网尤其是农网建设投资力度，加快推进农网升级改造工程建设，优先实施贫困地区、中心村电网改造和机井、排灌泵（闸）站通电工程，提高配电网整体建设标准和运营效率。强化电力需求侧管理，显著提升用户响应能力，加快推进“互联网+联智慧电力建设。

6. 提高供电服务的质量和水平。不断改善电力供给品质、提高电能质量和效率，提供优质便捷电力服务。积极做好电力普遍服务，实现城乡用电均等化。培育多元供电服务主体，鼓励良性市场竞争，优化电力市场环境。加快建立“互联网+电力服务”新模式，打造新型一体化智能互动电力服务平台，拓展专业化、个性化的电力综合服务和增值业务，提高用户满意度。

（二）推进电力交易体制改革，建立相对独立的电力交易机构

7. 制定市场主体准入标准。遵循市场经济基本规律和电力系统

运行客观规律，积极培育市场主体。省能源主管部门会同相关部门按照接入电压等级、能耗水平、排放水平以及区域差别化政策等制定可参与市场交易的发电企业、售电主体和电力用户准入标准，报省政府审定后发布。逐步扩大电力直接交易的市场主体范围，增加交易电量。

8. 组建湖北省电力交易市场管理委员会。为维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益、充分体现各方意愿，在湖北省电力体制改革领导小组的领导下，组建湖北省电力交易市场管理委员会，作为研究协调电力市场相关事项的议事机构。由省内电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等市场主体按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事规则，负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则等，提出相关建议意见。国家能源局派出机构、省能源主管部门派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会对相关事宜的议定结果经国家能源局派出机构、省能源主管部门审定后执行。2016年完成湖北省电力交易市场管理委员会的组建工作。

9. 成立相对独立的交易机构。以坚持市场化改革方向，构建统一开放、竞争有序的电力市场体系为目标，研究制定湖北省电力交易机构组建方案，湖北省电力体制改革领导小组负责湖北省电力交易机构筹建。交易机构不以营利为目的，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。交易机构可按国家相关部委要求，采取国网湖北省电力公司相对控股的公司制的组建形式，按照省政府批准的章程和规则组建交易机构。将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和工作流程，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。2016年制定出台湖北省电力交易机构组建方案。

10. 建立相对稳定的中长期交易机制。构建体现市场主体意愿，符合公平、公开、公正原则，充分发挥市场机制作用和交易平台功能的相对稳定的中长期交易机制。鼓励市场主体间开展直接交易，自行协商签订合同，或通过交易机构组织的集中竞价交易平台签订合同，主要开展年、季、月等电力交易，探索开展周、日等短期交易和可中

断负荷、调压等辅助服务交易。鼓励电力用户与发电企业签订年度以上的长期合同，建立并完善价格调整及偏差电量处理的交易平衡机制。逐年降低准入门槛，扩大直接交易规模，通过市场发现价值。允许按照市场规则转让或者调整交易合同。

11. 开展现货交易研究。在推进中长期交易市场建设的基础上，开展建立电力现货市场研究，根据湖北电源布局、电网架构、负荷特性等因素，研究湖北开展日前、日内、实时电力现货交易和备用、调频等辅助服务交易的方案。探索以现货交易发现价格信号的电力市场机制，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。

12. 开展市场化的跨省跨区电力交易研究。结合湖北电网“三峡外送起点、西电东送通道、南北互供枢纽、全国联网中心”的特点，按照以中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，开展市场化的跨省跨区电力市场交易机制研究，以更大程度地参与全国电力市场交易，充分发挥湖北在全国电力市场的区位优势，促进电力资源在更大范围优化配置。

（三）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本开放配售电业务

13. 培育多元化售电侧市场主体。多途径培育售电侧市场主体，通过售电侧市场的有序竞争，给电力用户选择权，提升售电服务质量、能源利用效率和用户用能水平。符合条件的国家和省级高新产业园区或经济技术开发区、工业园区、发电企业及其他社会资本均可投资成立售电公司。供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司等均可从事市场化售电业务。拥有分布式电源或新能源微网的电力用户可以成立售电公司或委托其他售电公司代理购售电业务。试点区域内，凡符合国家产业政策、单位能耗、环保排放均达到国家标准，满足湖北省售电侧市场准入条件的电力用户均可自愿进入市场，自由选择售电服务商。优化可再生能源电力直供环境，鼓励电力用户与可再生能源电力市场主体购售电买卖双方自行决定电量、电价，促进可再生能源健康快速规模化开发。

14. 明确售电侧市场主体权责。围绕建设交易品种齐全、功能完善、灵活高效且有利于发挥售电企业集约化、专业化等竞争优势的售电市场目标，理清售电市场各类主体的权责。在试点区域内，拥有输电网、配电网运营权的电网企业承担其供电营业区内的保底供电服务，对营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电，无歧视地向市场主体及其用户提供各类供电服务；售电公司可采取向发电企业协商购电、通过集中市场购电、向其他售电商购电等多种方式从事购电业务，并向电力用户或其它售电商出售电能，同时符合条件的售电公司还可提供合同能源管理、综合节能、需求响应、用户受电外部工程、用电设备维护和用电咨询等电力需求侧增值服务；拥有输电网、配电网运营权的电网企业，在符合规划且相关各方按规定履行社会责任、缴纳国家规定的有关费用的前提下，可由发电企业通过多种方式接入电网并通过公平交易向其用户供电；符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可自主选择与售电公司交易，或不参与市场交易。售电主体、电力用户、其他相关方通过依法签订合同，明确相应权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。

15. 建立售电市场准入及退出机制。按照国家关于售电侧市场主体准入与退出的标准和条件，结合湖北实际，科学确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件，明确市场准入、退出程序和规则，确保市场的规范运行；创新售电业务市场准入机制，以注册服务代替行政审批，明确“一注册、一承诺、一公示、三备案”的具体流程；研究制定拥有配电网运营权的售电公司营业区域的划分及提供保底供电服务的具体办法，强化售电市场监督管理，建立售电市场信用体系。市场准入和交易过程必须公平开放、规范透明。

16. 探索售电试点项目和区域。按照“循序渐进，试点先行”的工作思路，坚持安全高效、市场主导、改革创新、科学监管的基本原则，选择条件成熟的项目和区域作为试点，探索不同类型的售电市场模式。参与试点的售电公司和电力用户必须遵守电力调度管理秩序，

保障电力有序供应和电网安全稳定。通过整合新兴技术，形成电力生产和消费的互动，促进需求侧管理，提升工商业用能水平，实现电力消费的优化和进步。优先选择符合国家产业政策要求，具有电力行业从业经验及相关资质，信用良好的企业参与试点。重点扶持能将互联网、智能电网、高效节能等技术和服 务带给电力用户，节能成效显著提升的售电企业。

17. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，研究探索多种融资模式投资配电业务的有效途径。以国家和省级高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区等为重点区域，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。同时，社会资本投资增量配电网绝对控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。对于国网湖北省电力公司以外的存量配电资产，可视同为增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（四）加快推进输配电价改革，理顺电价形成机制

18. 科学核定输配电价。国家已经批复湖北电网 2016—2018 年监管周期输配电准许收入和输配电价。我省将进一步加强对电网企业的监管，完善电网准许成本科学核定机制，逐步对各电压等级的资产、费用、供输售电量、线损率等实行独立核算、独立计量，准许成本、准许收益、税金分别在各电压等级上分摊，强化成本监审与约束。争取逐步降低输配电成本，以与湖北经济发展的阶段和地位相适应。

19. 建立激励与约束机制。电网企业通过加强管理，提高效率，使其运营成本低于准许成本，节约的成本可在电网企业与用户之间分享；同时制定考核电网企业运行效率和服务质量的激励机制，电网企业服务绩效超过规定目标的，适当予以奖励，反之予以惩罚，扣罚部分准许收益。

20. 建立平衡账户。通过设立平衡账户，调节电网企业监管周期

内输配电实际收入与准许收入之间的差额。当实际输配电收入高于准许收入时，多出部分进入平衡账户；当实际输配电收入低于准许收入时，不足部分由平衡账户弥补。由省价格主管部门会同相关部门提出平衡账户调整和使用方案，经省电力体制改革领导小组审定后执行。加强对平衡账户管理和使用的监管，具体办法另行制定。

21. 逐步放开竞争性环节电价。参与电力市场交易的发电企业和售电主体及电力用户通过协商、市场竞价等方式自主决定市场交易价格，参与市场交易的用户购电价格由市场交易价、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金组成。

22. 妥善处理交叉补贴。配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴。根据电网各电压等级的资产、费用、电量、线损率等情况，测算并单列居民、农业享受的交叉补贴以及工商业用户承担的交叉补贴，并向社会公布。在国家出台处理交叉补贴政策措施之前，原则上不再扩大交叉补贴。

（五）加强电力统筹规划和科学监管，维护市场公平及电力安全

23. 强化电力行业统筹规划。强化电力行业尤其是电网的统筹规划，优化电源和电网布局，充分考虑环保要求，依法开展规划环境影响评价；增强规划透明度和公众参与度，经法定程序审核后，向社会公开。建立规划实施的检查、监管、评估、考核机制。“十三五”电力规划要突出“补短板”。深入推进政企分开，逐步改革目前由企业行使的电网规划、系统接入、运行调度、标准制定等公共管理职能，由政府部门或委托第三方机构承担。

24. 强化电力行业科学监管。重构电力市场监管体系，省能源主管部门和国家能源局派出机构要分工合作，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务、电力安全、市场准入、平衡账户监管，加强电网公平接入，强化电网投资行为、成本及投资效率监管，对市场实施应急状态管理。

25. 建立健全市场主体信用体系。建立市场主体信用评价制度，

将市场主体及其法人代表、从业人员信用记录纳入统一信用平台。建立健全的守信激励和失信惩戒机制，强化信用评价结果应用。建立信息公开机制，省能源主管部门定期公布市场准入及退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告等信息，市场主体也要按规定履行信息披露的义务。

四、组织实施

（一）加强组织领导

成立湖北省电力体制改革领导小组，由省政府领导分别担任组长和副组长，省直相关部门及国家能源局派出机构负责同志为成员，主要负责贯彻落实中发9号文件精神，全面统筹推进湖北省电力体制改革工作，组织制定相关专项改革工作方案及有关配套措施，研究解决改革中的重点难点问题，督促各项改革措施的落实。领导小组办公室设在省发展改革委，所需工作经费纳入年度部门预算。

（二）完善工作机制

将电力体制改革的推进落实纳入全省重点改革任务统一管理考核督办。进一步整合部门电力行业管理职能，明确政府和企业权责。建立完善考评机制，加强对试点工作的督办检查。各级政府要加强协调配合，全力推进电力体制改革相关工作。建立问题发现和纠错机制，适应电力行业自身特点，适时对改革进展和效果进行评估，及时应对改革中出现的问题，切实防范可能出现的风险。建立信息沟通机制，广泛听取吸纳各方特别是电力市场主体的意见，及时对相关政策、措施进行优化完善，确保各项改革任务顺利完成。

（三）营造改革氛围

加强与新闻媒体的沟通协调，组织开展面向地方政府、电力企业、电力用户和社会公众的宣传解读和舆论引导，解答公众关心的问题，充分调动各方参与和推进改革的积极性、主动性和创造性，形成推进电力体制改革的良好氛围。

（四）稳妥有序推进

电力体制改革的各项具体措施要在各方共识的基础上稳妥有序推进。2016年出台交易机构组建、售电侧改革等专项试点方案。售电侧改革先在一定范围内选取不同样本进行试点，交易机构初期从省内电力市场中长期交易起步开展模拟运行和试运行，发用电计划在完善直接交易机制、扩大交易量的基础上再逐步放开。根据国家电力行业法律法规修订情况，适时推进我省电力立法工作。各责任单位提出的涉及电力体制改革的具体政策措施须经领导小组研究审定后方可实施，确保改革有序推进。

附件 2

四川省电力体制改革综合试点方案

围绕贯彻落实《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），破解制约我省电力行业发展中的深层次矛盾和体制机制障碍，促进我省电力行业健康可持续发展，我省拟启动电力体制改革综合试点，为下一步全面深化电力体制改革积累经验。为有力有序推动改革综合试点，特制定本方案。

一、改革重要性和紧迫性

（一）四川省电力行业改革发展取得的成效。自 2002 年电力体制改革实施以来，在党中央、国务院领导下，我省电力行业破除了独家办电的体制束缚，实现了厂网分开，电力产业发展步伐加快，电力普遍服务水平不断提升，电力市场主体多元竞争的格局初步形成。截至 2015 年，全省发电装机容量达 8672.88 万千瓦，居全国第 4 位，其中水电和新能源装机占 81.3%。2015 年全省发电量达 3209 亿千瓦时，居全国第 5 位，全年外送电量 1226.59 亿千瓦时，居全国第 4 位。“四直四交”的跨省跨区联网格局初步建立。农村无电人口用电问题全面解决。发电侧多元竞争格局初步形成，目前全省拥有数量众多、性质各异的发电企业 3389 家，其中水电企业 3223 家。直购电试点范围不断扩大，2015 年大用户直购电达 280 亿千瓦时，占全省总用电量的 14.3%。

（二）四川省电力发展存在的突出矛盾和问题。由于复杂的电源结构、电网结构、电价构成及历史因素影响等原因，我省电力行业可持续发展仍存在一些突出矛盾和问题。一是电力配售体制复杂，供电主体服务能力参差不齐，部分县（市、区）电力基础设施建设滞后，电力服务质量有待提高。二是丰水期富余水电消纳矛盾突出，丰水期弃水弃电问题日益严重。2015 年我省水电丰水期的调峰弃水电量达

102 亿千瓦时。三是电力市场化交易机制和电价形成机制尚未健全完善，电价难以及时反映用电成本、市场供求状况和环境保护支出，易导致电力资源配置发生扭曲和错配。

（三）开展电力体制综合改革试点的必要性。新一轮电力体制改革既是事关我省能源安全和社会经济发展大局的重大战略，也是贯彻创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，推进供给侧结构性改革的重要内容，是能源领域市场化改革的重大突破，对充分发挥市场对电力资源配置的决定性作用、促进我省电力行业健康可持续发展具有重要意义。通过有序放开发用电计划，建立公平、公正和规范的市场交易机制，放开输配以外的竞争性环节电价，推动发电和售电侧形成有效竞争，有利于促进我省电力资源优化配置，推动我省电力结构优化升级，进而加快我省结构调整和产业升级步伐。

二、总体目标和基本原则

（一）总体目标

贯彻落实党的十八大、十八届三中、四中和五中全会精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，立足四川实际，以市场化交易为主线，以确保安全可靠供电、优先保障民生用电和清洁能源发电为前提，按照“三放开、一独立、三强化”思路，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，有序向社会资本放开配售电业务，培育独立市场主体，组建相对独立的省级电力交易机构，推进建立公平规范的电力市场交易平台，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应，进一步强化政府监管，探索建立主体多元、竞争有序、监管有力的电力交易市场体系。

（二）基本原则

1. 坚持市场运作与政府引导相结合。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，有序放开输配以外的竞争性环节电价，稳步推进售

电侧改革，积极培育市场主体，完善电力市场交易和运行机制，逐步建立有效竞争的市场化电力交易格局和市场体系，促进电力资源的优化配置。切实发挥政府在电力规划、统筹调节、市场监管以及保障民生中的作用，强化政策制定、宏观指导和协调，推进电力事业健康发展。

2. 坚持鼓励竞争和保障民生相结合。按照“管住中间、放开两头”架构，鼓励在发电侧、售电侧培育市场竞争主体，提高电力供应能力和服务客户水平。同时，充分考虑企业和社会承受能力，妥善处理电价交叉补贴问题，保障居民、农业和重要公益事业等用电价格相对平稳。

3. 坚持试点先行和积极稳妥相结合。立足我省电力行业发展现状，在条件相对较好、矛盾相对较小的地区或企业先行开展改革试点，及时解决改革试点中出现的新情况、新问题，及时总结可供推广的经验，同时做好应急处置预案，确保试点期间电力系统安全可靠运行。待时机成熟，再逐步扩大试点范围和全面推开，确保改革平稳推进。

4. 坚持高效运行和可靠供应相结合。以建立统一开放、竞争有序的电力市场为目标，组建相对独立的交易机构，完善电力交易平台，提升电力系统运行效率，同时遵循电力商品的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

5. 坚持绿色发展和市场培育相结合。立足我省电源特性，构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。充分利用跨区资源配置机制，积极促进富余清洁能源消纳，积极培育省内市场，促进新能源和传统能源统筹发展和有序替代。

三、重点任务

（一）稳妥推进电价改革试点

1. 有序推进输配电价摸底测算和成本监审。全面调查摸清电网输配电资产、负债、成本和收益情况，开展输配电价成本调查及各电

压等级输配电价水平测算。按照国家发展改革委、国家能源局印发的输配电定价成本监审办法，在国家发展改革委统一组织下，开展我省输配电定价成本监审工作。待国家审核通过我省输配电定价成本监审意见后，抓紧研究测算首个监管周期内我省电网企业的准许收入和各电压等级输配电价格。积极争取国家支持，妥善解决民族地区政策性电网的建设、运营成本。抓紧制定我省输配电价改革试点方案，以国网省电力公司的合理共用网络输配电服务资产和业务为基础，按照“准许成本加合理收益”原则，分电压等级核定并适时公布国网省电力公司和地方电网共用网络输配电服务价格。用户和售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付过网费用。建立健全输配电价监管方式，设置输配电价监管周期，建立平衡账户，加强对电网输配电总收入和价格水平的监管，建立激励约束机制，推动电网企业提升管理和运营效率。加大电网企业趸售电价和保底电价监管力度，探索电网企业承担保底供电服务的兜底机制。

2. 妥善处理电价交叉补贴。结合电价改革进程，系统梳理并逐步配套改革不同电力用户、不同电压等级、不同电源之间的交叉补贴。输配电价改革过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价的交叉补贴数额，经政府价格主管部门审定后，通过输配电价回收。输配电价改革后，测算并单列居民、农业、重要公用事业和公益性服务等享受的交叉补贴以及工商业用户承担的交叉补贴。探索创新电价交叉补贴额度的平衡补偿机制。

3. 探索建立公益性以外的发售电价格由市场形成的机制。支持鼓励具备条件的发电企业、独立售电主体和电力用户开展电力直接交易，通过签订购售电协议、参与电力交易机构组织的集中竞价等方式，自主确定市场交易价格。已核定输配电价的地区，参与电力直接交易的用戶购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损、交叉补贴）、政府性基金及附加三部分组成，暂未单独核定输配电价的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式开展电力直接交易。其余未参加直接

交易的上网电量，以及居民、农业和重要公用事业和公益性服务等用电继续执行政府定价。

4. 探索两部制定价机制。在我省电力市场建设初期，承担调峰职能的存量燃煤机组纳入电力电量平衡序列，探索推行容量电价加电量电价相结合的两部制电价。在我省电力市场功能日趋完善，长期备用服务市场交易机制建立后，探索通过长期备用服务交易对燃煤机组提供的备用容量服务予以补偿。

（二）电力交易市场化改革试点

1. 完善电力市场化交易机制。规范和明确市场主体准入标准。按照接入电压等级、节能减排水平、产业政策等条件确定并公布可参加电力市场直接交易的发电企业、售电企业和电力用户准入标准。鼓励符合条件的发电企业、售电企业和电力用户参与市场交易。建立电力市场主体注册制度。有意参加电力交易的发电企业、售电企业和用户须在省级电力交易平台注册后，方能通过交易平台开展直接交易，省政府定期公布注册的市场主体目录，并对目录实施动态监管。

分阶段有序推进我省电力市场建设。电力市场建设初期（2020年前）主要任务是，制定电力市场运营和交易规则，建立电力市场交易技术支持系统，规范和完善中长期电能量交易，推动建立偏差电量调整交易机制，初步建立用户参与的辅助服务补偿新机制，完善跨区跨省交易机制，建立促进可再生能源消纳的市场机制，以及有效的市场监管、风险防控机制和市场信用体系，初步建立较为完善的电力市场。电力市场建设中期（2024年前）主要任务是，加快现货市场建设，推动建立以中长期差价合同管理市场风险、全电量集中竞价的现货市场发现价格的电力市场模式，扩大资源优化配置范围，丰富市场交易品种，开展电能量现货交易、日前辅助服务交易、长期备用容量等交易，探索零售市场竞争和电力期货、期权等金融衍生品交易。电力市场建设后期（2024年及以后）主要任务是，建立开放的市场框架，进一步实现与其他省、区域电力市场的融合。建立健全有效的电力市场安全

校核、紧急事故处理和市场干预机制，确保电力交易与供应安全。

完善电力市场辅助服务交易机制。结合电力市场建设进程，开展中长期市场辅助服务交易和现货市场辅助服务交易。中长期辅助服务交易以招投标方式为主，采用价格优先的原则，由调度机构根据系统安全运行需要购买无功和黑启动等服务；现货市场调频、备用和启机等辅助服务由调度机构按价格优先的市场机制购买，由购电主体承担。

完善跨省跨区电力交易机制。推动与其他电力市场和交易平台的对接融合，积极推进我省电力市场向区域电力市场、省级电力交易中心向区域交易中心转变。加大外送通道建设，积极争取增加跨省跨区送受电的国家计划，通过省际或区域间整体协商方式积极支持我省水电等清洁能源外送，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量优先发电，其他跨省跨区送受电参与电力市场交易，鼓励省内发电企业、电力用户、售电主体等以中长期交易为主，通过竞争参与跨省跨区送受电。

2. 组建相对独立的电力交易机构。组建股份制四川电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。将原由电网企业承担的电力交易业务与其他业务分离，实行独立核算。引入具有电力市场设计、电子化集中交易等方面经验和能力的第三方参与交易机构的建设。建立健全电力交易机构的信息发布制度，实时公布电网信息、通道信息和交易信息。电力交易机构主要负责电力交易平台的建设、运营和管理，市场交易的组织，汇总市场主体自主签订的双边合同，提供结算依据及相关服务，市场主体注册管理及交易信息的披露发布。交易机构按照章程履行自律自治管理职责，其日常运作不受市场主体干预，接受电力市场管理委员会监管和社会监督。在交易机构注册的发电企业、电网企业、售电主体和电力用户同时成为电力交易市场主体。交易机构通过向市场主体收取交易服务费的方式维持日常运作。

搭建电力交易平台。按照国家有关技术标准，建设我省电力交易

平台。全省统一的电力交易平台搭建完成前，在已开展大用户直购电试点基础上，鼓励和引导市场主体间开展直接交易，自行协商签订交易合同。全省统一的电力交易平台搭建完成后，积极引导市场主体依托平台参与挂牌交易和集中竞价交易，支持年度优先电能量合同、市场合同电量依托平台开展交易。

组建电力市场管理委员会。由在电力交易机构注册的电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别派代表组建电力市场管理委员会，负责研究讨论电力交易机构的章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事宜。电力市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，四川能源监管办、省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局派员参加市场管理委员会有关会议，电力市场管理委员会审议结果经审定后执行，四川能源监管办、省发展改革委、省经济和信息化委、省能源局可行使否决权，并根据职能职责分工履行电力监管职责，加强对电力交易和电力调度执行市场规则情况的监管。

科学界定电力交易机构和电力调度机构的职能职责。电力交易机构主要负责市场主体注册管理、组织实施电力市场交易、编制交易计划，提供结算依据，根据市场规则确定的激励和约束机制要求，通过事后结算实现经济责任分担。电力调度机构主要负责日内即时交易、实时平衡和系统安全。电力调度机构向交易平台提供安全约束条件和基础数据，进行安全校核，制定并执行调度计划，及时公布执行结果，向交易各方说明实际执行与交易计划之间产生偏差原因。现货市场建设初期，日前交易由电力调度机构组织，在现货交易具备条件后，将日前交易适时移交电力交易机构。

（三）有序放开发用电计划改革试点

1. 建立优先购电制度。细化完善我省的有序用电方案，在编制方案时将农业用电、居民生活用电、重要公用事业和公益性服务用电纳入优先保障范围，出现电力缺口或重大突发事件时，其他电力用户按照有序用电方案确定的顺序及相应比例分担限电义务。纳入优先用

电保障的用户按照政府定价优先购买电力电量。通过开展需求侧管理试点，推广需求侧响应等途径，健全优先购电保障机制。

2. 建立优先发电制度。将纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电，满足电网安全及调峰调频电量纳入一类优先发电保障范围，跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电、水电、余热余气余压发电、超低排放燃煤机组发电等纳入二类优先发电保障范围，通过充分安排年度发电量计划严格执行予以保障。结合我省实际，按照兼顾经济性和调节性的原则，进一步细化年度发电量计划，合理确定各类电源发电的优先顺序。通过充分预留发电空间、加强出力预测和电力外送消纳等途径，健全优先发电保障机制。

3. 建立健全电力电量平衡机制。做好本地区电力供需平衡情况和总发用电量预测，测算跨省跨区送受电电量（含优先发电部分、市场交易部分），科学测算本地区平均发电利用小时数。在制定年度发电计划时，根据电力市场直接交易情况扣除相应发电容量。在满足安全和供热等约束条件下，组织发电企业通过自主协商或集中撮合等方式实施替代发电，促进节能减排。

4. 探索有序放开发用电计划。根据我省电力发展实际，在确保电力系统安全可靠运行、供需平衡和保障优先购电、优先发电前提下，通过逐步增大直接交易比例，分阶段分步骤放开发用电计划。根据有序放开发用电计划试点工作安排，分阶段、分步骤实现相应电压等级的工商业电力用户、发电企业和享有优先发（用）电权的市场主体进入市场开展交易。随着用电逐步放开，相应放开一定比例发电容量参与市场交易。探索形成参与直接交易的发电能力和用电量间的合理比例关系，确保用户用电特性稳定、避免电力市场非理性竞争。

（四）放开售电侧改革试点

1. 积极培育配售电业务主体。有序开展售电侧市场主体申报和注册，将符合市场主体准入条件并已开展直购电交易的市场主体直接纳入售电侧市场主体，支持和鼓励具备条件的电网企业、发电企业和

其他社会资本等各类市场主体投资设立售电企业。积极推动拥有分布式电源的用户、节能服务公司、能源需求侧管理机构及供水、供气等公共服务部门从事市场化售电业务，多途径培育参与售电侧竞争的市场主体。按照循序渐进、风险可控的原则，选定一定范围和区域开展售电侧市场化交易试点。

2. 开展社会资本投资增量配电业务试点。有序向符合条件的市场主体放开试点区域的增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。保障电网公平无歧视开放，确保社会资本投资的增量配电网公平接入。拥有配电网运营权的售电企业同时拥有供电营业区内与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。国网四川省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

3. 引导售电侧市场主体积极参与市场交易。在未核定输配电价的地区，采取电网购销差价不变的方式，引导电力用户、发电企业、售电企业自主开展双边交易。在输配电价已核定且省级电力交易平台搭建完成后，引导售电侧市场主体通过电力交易平台参与市场化交易。

4. 探索建立售电侧市场主体准入和退出机制。按照国家统一要求，研究建立我省售电侧市场主体准入和退出机制。建立市场主体目录并进行动态管理。推动建立电力市场主体信用评价体系和评价制度，对违反国家有关法律法规及严重违反交易规则须强制退出的市场主体，建立黑名单制度，并向社会公示。

（五）加强和规范燃煤自备电厂管理

1. 承担社会责任。企业自备电厂自发自用电量按规定缴纳政府性基金，拥有并网自备电厂的企业，按约定的备用容量缴纳系统备用费。自备电厂应安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，确保满足大气污染物排放标准和总量控制要求，并安装污染物自动监控设备，与当地环保、监管和电网企业等部门（单位）联网。

2. 科学规划建设。除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新（扩）建自备电厂项目。公用电厂不得违规转为企业自备电厂。

3. 鼓励参与市场交易。引导拥有燃煤自备电厂的企业，运用市场机制减少自发自用电量，增加市场购电量，逐步实现清洁能源替代燃煤发电。支持具备条件的并网燃煤自备电厂成为合格发电市场主体，有序推进其自发自用以外的电量按交易规则参与市场化的电力交易。

四、改革综合试点组织实施

（一）加强组织领导和统筹协调。建立由分管发展改革、能源工作的省领导任召集人，省发展改革委、省经济和信息化委、财政厅、环保厅、水利厅、省国资委、四川能源监管办、省能源局等省直有关部门和省内主要电力企业参加的全省深化电力体制改革工作联席会议制度。联席会议办公室设在省发展改革委，负责统筹协调和日常工作。联席会议各成员单位要完善工作运行机制，确定专门工作机构和人员，明确职责和任务分工，确保电力体制综合改革试点顺利开展。

（二）注重改革任务的督促落实。严格按照经批准的改革试点方案和各项改革任务推进计划要求，制定配套的改革试点实施方案，明确时间节点、牵头部门和责任人，加强对试点工作的督促检查和具体指导，切实推动各项改革任务落实到位。适时开展调研，及时解决试点推进中存在的问题。

（三）积极营造改革氛围。切实做好深化电力体制改革的舆论引导工作，加强与新闻媒体的沟通协调，广泛宣传相关政策规定，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（四）扎实稳妥有序推进。按照稳妥有序、协同配合的原则，分步骤分阶段推进综合改革试点。在先行试点并及时总结经验基础上逐步推开输配电价改革、售电侧改革、电力交易市场建设等重大改革事项。

附件 3

辽宁省电力体制改革综合试点方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进电力市场化改革，促进辽宁电力工业和全省经济又好又快发展，结合辽宁实际，制定本方案。

一、总体思路和基本原则

（一）总体思路

按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，以及党中央、国务院关于全面振兴东北的意见，坚持社会主义市场经济改革方向，结合我省实际，逐步理顺电价形成机制，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立、规范运行，在发电侧和售电侧开展有效竞争，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，促进经济社会发展；进一步强化政府对电力行业统筹规划和监管职责，确保全省电力系统安全稳定运行。

（二）基本原则

1. 坚持安全可靠和提高效率。遵循电力行业的技术经济规律，坚持安全第一，效率优先，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高系统运行效率。

2. 坚持市场配置和政府调控。发挥市场在资源配置中的决定性作用，加强政府宏观调控，有效发挥政府的规划、调节和监管作用，依法维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，激发企业内在活力。

3. 坚持保障民生和节能减排。保障公益性用户优先购电，优先

安排可再生能源保障性发电。确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳，切实保障民生。提高可再生能源和分布式能源发电在电力供应中的比例，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，促进节能减排。

4. 坚持重点突破和有序推进。按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进的要求，遵循由易到难、由点到面的原则，调动各方面的积极性，确保改革规范有序、稳妥推进。

5. 坚持科学监管和公平公正。更好地发挥政府作用，处理好政府、企业和用户之间的关系，统筹兼顾局部利益和全局利益、当前利益和长远利益的关系，构建共赢的格局。政府管理的重点放在加强电力行业发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等科学监管水平。

二、推进电力体制改革的重点任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制

1. 开展输配电价摸底测算。2016年，进一步开展输配电价成本调查，全面摸清辽宁电网输配电资产、成本和企业效益情况，结合辽宁经济社会发展和产业结构优化升级对电网建设的需求，深入分析输配电价管理中存在的主要矛盾和问题，为2017年制定并完善输配电价改革方案、全面推开输配电价改革打好基础。

2. 稳妥推进发售电价格市场化。放开竞争性环节电力价格，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。发电企业与用户、售电主体通过电力市场交易的电量，其价格通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定。参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损）、政府性基金及附加三部分组成。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电，继续执行政府定价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。结合国家电价改革进程，适时配套改革不同种类电价之间的交叉补贴。过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审定，扣除低电价老电厂提供的电价空间后，通过输配电价回收。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

4. 规范和明确市场主体。规范市场主体准入标准，按照接入电压等级、能耗水平、排放水平、产业政策以及区域差别化政策等确定并公布可参与直接交易的发电企业、售电主体和用户。进入目录符合条件的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场交易主体。省政府或省政府授权部门按年度公布全省符合标准的发电企业和售电主体目录，并对目录实施动态监管。鼓励优先购买质优价廉和环保高效机组发出的电力电量，支持可再生能源和新能源机组通过直接交易和科学调度多发电。

5. 促进市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电力电量和价格，按照政府规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易。在推进中长期交易基础上，开展电力市场短期和现货交易机制研究，根据辽宁电源布局、负荷特性、电网结构等因素，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电量交易。通过市场竞争引导合理定价，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提高调节能力。

6. 鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边直接交易市场模式，除按国家规定在供需严重失衡、重大自然灾害、突发事件等特定情况下，政府主管部门可依法依规对部分或全部市场交易紧急干预或暂停市场交易外，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同，鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理

的交易平衡机制。

7. 建立辅助服务分担共享新机制。为保障电网安全稳定运行、促进清洁能源消纳以及满足各类用户安全可靠用电，适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务的新要求，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制，发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，充分利用市场化机制。用户结合自身负荷特性，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，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。推动抽水蓄能、化学储能等调峰基础设施建设，为电力市场化交易提供有力支撑。

8. 积极参与跨省跨区电力市场交易。按照国家的统一安排和省级政府间的合作协议，支持电力企业将省内富余的电力电量，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式输送到区域或全国电力市场进行交易，促进电力资源在更大范围内优化配置。

（三）建立相对独立的电力交易机构，逐步形成公平规范的市场交易平台

9. 建立相对独立的辽宁电力交易中心。经省政府批准，辽宁电力交易中心已于 2016 年 5 月挂牌，这是我省电力体制改革非常重要的一步。下阶段还要组建股份制辽宁电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，为电力市场交易提供公平规范服务，并接受国家能源局东北监管局和省政府及其有关部门的监管。建立由电网企业、发电企业、售电公司、电力用户等组成的市场管理委员会，由该委员会讨论并制定辽宁电力交易中心章程、交易和运营规则等，并接受国家能源局东北监管局和省政府相关部门监管。

10. 完善电力交易机构的市场功能。电力交易机构主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同，并移送电力调度机构进行安全校核和执行，负责市场主体的注册和相应管理，披露和发

布市场信息等。

11. 改革和规范电网企业运营模式。按照国家规定，遵循市场经济规律和电力技术特性，科学定位辽宁电网企业的功能，逐步改变电网企业集电力输送、统购统销、调度交易为一体的现状。电网企业将主要从事电网投资运行、电力传输配送，负责电网系统安全，保障电网公平无歧视开放，履行电力普遍服务义务，按照政府核定的输配电价收取过网费。确保电网企业稳定的收入来源和收益水平，规范电网企业的投资和资产管理行为。

（四）进一步完善发用电管理，更多发挥市场机制的作用

12. 完善发用电管理机制。在确保民生稳定的前提下，进一步推动发用电管理改革，根据市场发育程度，以保电网安全、保民生供暖、保工业生产、促清洁环保、促节能减排为基本原则，统筹市场和计划两种手段，合理确定电量计划的放开比例。以大用户直接交易为切入点，逐步建立竞争有序、保障有力的发用电管理机制。2016年大用户直接交易电量力争由2015年的100亿千瓦时提高到140亿千瓦时。鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。

13. 建立优先购电、优先发电制度。确定优先购电的适用范围，保障一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，居民生活用电享有优先购电权。以资源消耗、环境保护为主要依据，坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，确定优先发电的适用范围，对发电机组进行优先等级分类，合理确定优先发电顺序，并逐年进行动态调整。可再生能源、调峰调频电量、供暖期实现在线监测并符合环保要求的“以热定电”热电机组优先发电。合理安排水电、核电、余热余压余气发电、超低排放燃煤机组优先发电。跨省跨区送电由送、受电市场主体双方依据国家能源战略，在自愿平等基础上，按照“风险共担、利益共享”原则协商或通过市场化交易方式确定送受电量和价格，并建立相应的价格调整机制。

14. 进一步提升供需平衡保障水平。按照市场化的方向，从需求侧和供应侧两方面入手，在做好供需平衡预测的基础上安排好年度电力电量平衡方案，切实做好电力电量整体平衡，提高电力供应的安全可靠水平。积极推进电能替代，在电供暖、电动汽车及其充电基础设施建设等领域拓展用电渠道，着力解决我省电力供需不平衡的矛盾。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会秩序稳定。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开配售电业务

15. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区，组建售电主体直接购电；鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

16. 建立市场主体准入和退出机制。根据开放售电侧市场的要求和辽宁实际情况，按照国家界定的技术、安全、环保、节能和社会责任等要求，具体制定售电主体的准入条件和退出机制，按年度公布售电主体目录。

17. 鼓励社会资本投资配电业务。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，积极探索社会资本投资配电业务的有效途径，以国家级新区、省级以上重点工业园区、跨境经济合作区、边境经济合作区、保税区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务。国网辽宁省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

18. 赋予市场主体相应的权责。制定相关管理办法，明确市场主体相应权责，落实保底供电服务职责分工，建立相应补偿机制。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，包括向发电企业购电、集

中竞价购电、向其他售电商购电等。售电主体、用户、其他相关方依法签订合同，明确相应的权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供包括合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定承担政府性基金、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任等义务。

（六）科学规范自备电厂管理

19. 加强和规范自备电厂监督管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。拥有自备电厂的企业应按照规定承担国家依法合规设立的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费。完善和规范余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂相关支持政策。积极将现有自备电厂培育成为合格的市场主体，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。2016 年底前完成对全省燃煤自备电厂摸底排查工作。

20. 加快自备电厂升级改造步伐。结合辽宁燃煤发电机组超低排放改造工作，加快推进自备电厂超低排放、节能改造和落后机组淘汰步伐，逐步减少自备机组规模。自备电厂要按照污染物排放标准安装环保设施，接入监测系统，不符合排放和能耗标准的要实施升级改造。

（七）加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

21. 切实加强电力行业统筹规划。政府负责制定电力规划，优化电源与电网布局，提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格按照规划有序组织实施。电力规划应适应经济社会发展需要，并纳入地方经济社会发展总体规划。

22. 切实加强电力行业及相关领域科学监管。完善电力监管组织体系，充分发挥各级政府、电力企业、行业协会的作用，做好分级监

管体系的协调。创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强对电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率的监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。

23. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简化审批程序，进一步下放项目审批权限，加强电力项目事中事后监管，有效落实电力规划，明确审核条件和标准，精简前置审批，优化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准能够有效落实。

24. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体（企业和个人）诚信建设，将电力市场信用体系纳入全省社会信用体系建设统筹安排。建立电力市场主体信用评价制度，建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录。加大监管力度，推动市场主体信息披露规范化、制度化、程序化，对市场主体的违法失信行为予以公开曝光，建立市场主体违法失信行为黑名单制度，对有严重违法失信行为的市场主体，要实行严格的限制交易或强制性退出，实施联合惩戒。

25. 抓紧修订地方电力法规。根据改革总体要求和进程，抓紧完成相关地方电力法规的修订及相关行政规章的研究、起草工作，加强电力依法行政。

三、保障措施

（一）加强领导，明确责任

调整完善辽宁省电力体制改革工作协调小组，各部门分工协作、统筹推进全省电力体制改革工作。各地、各部门要加强组织领导，推进各项改革任务落到实处。省各有关部门及国家能源局东北监管局围绕改革重点任务，研究制定相关改革配套政策和实施细则。

（二）试点先行，稳步推进

各部门要结合本领域实际，鼓励开展先行先试，积极探索制定专项改革方案，并报送省电力体制改革工作协调小组。在此基础上，组

织相关部门做好试点工作，加快组织实施。各部门要加强调查研究，及时总结经验并报送工作进展情况。

（三）加强宣传报道

加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识、形成工作合力。

附件 4

陕西省电力体制改革综合试点方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，推进电力市场化改革，促进陕西省电力行业健康有序发展，结合陕西实际制订本实施方案。

一、充分认识陕西省电力体制改革的重要性和紧迫性

2002年以来，按照国务院关于电力体制改革的有关要求，陕西省积极稳妥推进电力体制改革，打破了独家办电的局面，初步形成了央企、省属企业、地方企业等多家竞争的发电市场以及国家电网陕西省电力公司和陕西省地方电力（集团）有限公司共存的电网企业，从根本上解决了电力严重短缺的问题。一是促进了我省电力装机的快速发展。2015年，全省发电装机容量达到4069万千瓦，110千伏以上电网线路长度达到32574公里，变电容量达到8027万千伏安。二是供电服务水平有了较大提高。组建了陕西省地方电力（集团）有限公司，取消了代管县，农村电网实现了行政村低压改造100%全覆盖，自然村组电网改造达到85%，农村电力供应能力和服务管理水平明显提升，城乡供电服务均等化初步形成，实现了城乡用电同网同价，2009年消灭了无电人口。三是电价形成机制逐步理顺。在发电环节实行了上网标杆电价，在销售环节实行了不同用户分类定价，相继出台了差别电价和惩罚性电价、居民阶梯电价政策。四是积极探索电力市场化交易，开展了电力用户与发电企业直接交易工作。

但是，陕西省电力行业发展仍存在一些亟需通过改革来破解的难题，主要有：一是市场在电力资源配置中的作用尚未得到充分发挥，售电侧有效竞争机制尚未建立，发电企业和用户之间的市场交易规模有限。二是电网公平开放机制尚未建立，新能源的接入和消纳受到制

约。三是主要由市场决定的电力价格机制尚未完全形成，电力企业成本约束机制不健全，电力商品价值属性难以体现。四是电力规划与其他规划的衔接还不到位，站（厂）址保护、线路走廊预留、线路杆塔迁改频繁的问题未能得到较好解决。五是立法修法工作相对滞后，制约了电力市场化改革和健康发展。

当前，国际国内能源形势已发生深刻变化，陕西作为全国重要的能源大省，正面临追赶超越和转型升级的关键时期，亟需通过深化供给侧结构性改革，引入竞争机制，激发市场活力，降低用电成本，促进经济社会快速发展。《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》对深化电力体制改革指明了方向，《中共陕西省委全面深化改革领导小组 2016 年工作要点》对深化电力体制改革提出了新要求，社会各界对加快电力体制改革的期盼和共识也在提高，这些都为深化电力体制改革奠定了良好的基础。

二、总体要求

（一）基本思路

认真贯彻国家电力体制改革总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、绿色、协调、开放、共享发展理念，围绕有序放开公益性、调节性以外的发用电计划，组建相对独立的省级电力交易机构，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系；围绕输配电价改革试点，有序放开输配以外的竞争性环节电价，加快形成主要由市场决定的电价机制；围绕管住中间、放开两头的体制架构，有序向社会资本放开配售电业务，加快促进市场主体多元化；围绕推动清洁、高效、安全、可持续发展，加强电力统筹规划和科学监管，加快构建电力安全高效运行与可靠供应的体制机制，形成较为完善的现代电力市场体系，为促进陕西产业转型升级和结构调整增添活力。

（二）主要原则

——坚持安全可靠。遵循电力市场建设发展规律，维护电力市场

秩序，确保电力调度权威，切实保障公益、民生用电，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，切实提高电力安全可靠水平。

——坚持市场导向。充分发挥市场在电力资源配置中的决定性作用，区分竞争性和垄断性环节，积极培育独立的市场主体，鼓励在发电侧和售电侧开展有效竞争，切实提高运行效率，降低生产成本，促进电力事业健康发展。

——坚持试点先行。立足省情实际，稳妥有序推进电力体制改革，在电力市场建设、售电侧改革、跨省跨区电力交易、输配电价等领域先行先试、有序推进，围绕提高电力能源综合开发利用水平，引导我省电力企业改善服务质量和生产水平。

——坚持节能减排。按照绿色发展理念，积极开展电力需求侧管理和效能管理，完善有序用电、节约用电制度，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，促进能源结构优化。

——坚持科学监管。更好的发挥政府作用，重点加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，加强市场监管，完善监管措施和手段，提高对技术、安全、交易、运行等科学监管水平。

（三）目标和步骤

按照国家部署，结合我省实际，分两个阶段实施。

第一阶段（2016年—2018年）：以国家政策框架为基本遵循，以加快推进条件成熟的改革为突破口，进一步放开发用电计划，开展输配电价测算，完善销售电价分类改革，完成相对独立交易机构的组建和交易平台的建设，明确市场准入标准和交易规则。在电力市场体系、社会资本投资配售电业务、市场主体培育、输配电价等方面积极探索，在榆林市开展电力体制改革试点。电力用户与发电企业直接交易范围明显扩大，价格形成机制基本理顺，可再生能源发电和分布式能源发电在电力供应中的比例明显提高，市场主体多元化步伐加快。

第二阶段（2018年以后）：力争在2018年底初步建成电力市场化体系。电力市场建设、交易机构运营、电力市场化定价机制、售电

侧改革、社会资本投资配售电业务等方面迈出实质性步伐；2020 年底前建立以长期交易为主、现货交易为补充的市场体系。跨省跨区电力市场化交易份额进一步扩大，电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制比较健全，供应多元化和公平竞争全面实现，产业技术水平、能源利用效率、电力运行安全可靠明显提升，政府监管能力明显增强，实现全省资源优势转化为经济优势，促进产业结构转型升级。

三、近期主要任务

（一）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用

1. 有序缩减发用电计划。按照《陕西省电力用户与发电企业直接交易实施办法》中的有关规定，2016 年，电压等级 110 千伏及以上工商业企业和 10 千伏及以上高新技术企业用户参与直接交易，具备条件时，逐步放开所有 10 千伏及以上电压等级用户。2016 年确定优先购电的适用范围，保障全省一产、三产中的党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水、供气等涉及社会生活基本需求的重要公用事业、公益性服务行业用电。居民生活用电列入优先保障序列，近期不参与市场竞争，原则上不参与限电，纳入用电计划。同时鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主。在避免出现发电企业和用电企业非理性竞争、影响市场化改革进程的前提下，稳步增加直接交易电量。2017 年，直接交易电量比例达到全省全社会用电量的 30%以上。

2. 保障公益性调节性发用电需求。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，确保可再生能源发电依照规划保障性收购。积极开展电力需求侧管理和能效管理，综合运用现代信息技术、培育电能服务、实施需求响应等手段，促进供需平衡和节能减排。做好节能技改项目审核管理工作，积极建立适应省情的电力

应急机制。

3. 建立优先发电机制。在确保维护电网调峰调频和安全运行的前提下，优先安排水力、风能、太阳能、生物质能等可再生能源保障性发电；根据电网调峰调频需要，合理安排调峰调频电量；按照以热定电原则安排热电联产机组发电；兼顾资源条件、系统需要，合理安排水电发电；兼顾调峰需要，合理安排余热余压余气发电；考虑节能环保水平，安排高效节能、超低排放燃煤机组发电，并通过留足计划空间、加强电力外送和消纳、组织实施替代等措施予以确保。

（二）建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台

4. 组建陕西电力交易中心。2016年，组建股份制陕西电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。电力交易中心按照政府批准的章程和规则运营，按有关规定为电力市场交易服务，机构管理运营与各类市场主体相对独立，并接受国家能源局西北监管局和省级电力运行主管部门的业务指导与监管。

5. 明确电力交易中心职能。电力交易机构在省级电力运行主管部门业务指导下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，参与拟订电力市场交易规则，主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同，负责市场主体的注册和管理，披露和发布市场信息等。交易机构可向市场主体合理收费，主要包括注册费、年费、交易手续费。

6. 设立市场管理委员会。在省电力体制改革领导小组的领导下，建立电力市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究审定陕西电力交易中心章程、交易和运营规则，协调电力交易市场相关事项等。省级电力运行主管部门、国家能源局西北监管局、省物价局等相关部门可派员参加电力市场管理委员会有关会议。市场

管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局西北监管局和省级有关部门可行使否决权。

（三）推进电力交易体制改革，开展市场化交易

7. 规范市场主体准入标准。严格按照《陕西省电力用户与发电企业直接交易实施办法》有关规定，确定并公布可参与直接交易的发电企业和用户准入标准。符合条件的发电企业、售电主体和用户可自愿到交易机构注册成为市场主体。电力交易机构每年公布当地符合标准的发电企业和售电主体目录，对用户目录实施动态监管。按电压等级分期分批放开用户参与直接交易，参与直接交易企业的单位能耗、环保排放均应达到国家标准，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直接交易。进一步完善和创新制度，支持环保高效特别是超低排放机组通过直接交易和科学调度增加发电量。

8. 引导市场主体开展多方直接交易。有序探索对符合准入标准的发电企业、售电主体和用户赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格，按照国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易，短期和即时交易通过调度和交易机构实现，为工商业企业等各类用户提供更加经济、优质的电力保障。

9. 鼓励建立长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，任何部门和单位不得干预市场主体的合法交易行为。直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业之间签订长期稳定的合同，建立并完善实现合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

10. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照谁受益、谁承担的原则，建立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，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的

辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。具备条件时，逐步实施辅助服务市场化。

11. 开展跨省跨区电力直接交易试点。建立完善的跨省跨区电力市场交易机制，加强与华中、西南等电力输入区域省份沟通协作，建立完善省际合作机制，更大程度地参与全国电力交易。鼓励省内发电企业与省外电力用户建立中长期电力合作关系，选择大容量、高效率、超低排放机组，开展与湖北省等周边省份跨省跨区电力直接交易试点，扩大市场化交易电量，丰富交易品种，积极推进我省煤炭向电力转化。打造神府、榆横、延安和彬长“西电东送”煤电基地，加快陕北至武汉特高压输电工程等外送电通道建设，扩大陕电外送规模，促进电力资源在更大区域范围优化配置。

（四）推进输配电价改革，完善市场定价机制

12. 制定输配电价改革试点方案。按照国家统一安排部署，参照已开展输配电价改革试点省份经验，结合陕西两家电网企业并存的实际，按照有利于推进电力市场化改革、有利于促进电网企业健康发展、有利于减轻社会用电负担等原则，合理确定试点范围，科学核定输配电价，研究拟定并及时报送适合我省电力体制特点的输配电价改革试点方案，经国家批准后组织实施。

13. 开展输配电价成本监审工作。对省内电网企业输配电价成本进行调查摸底，密切配合国家开展对陕西电网的输配电价成本监审工作，明确监审范围，完善监审办法，从严核定成本费用，如期完成陕西电网输配电价成本监审工作。

14. 测算符合实际的输配电价标准。根据成本监审结果，在综合考虑电网企业输配电资产、成本、效益的基础上，按照“准许成本加合理收益”的原则，测算出陕西电网输配电价总水平和分电压等级输配电价标准，加快改变对电网企业的监管模式，逐步形成规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系。

15. 推进电价交叉补贴改革。坚持保障民生、合理补偿、公平负

担的原则，结合输配电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴，逐步建立科学合理的销售电价分类体系。

16. 完善输配电价管理政策。研究制定科学合理的输配电价管理办法，进一步加强电网企业成本监管，探索激励与约束相结合的方式方法，引导合理有效投资，促进企业节约成本、提高效率。加快推行输配电价与发售电价分开形成机制，有序放开上网电价和公益性以外销售电价。在放开竞争性环节电价之前，适时启动煤电价格联动机制，调整上网电价和销售电价，使电力价格更加灵敏地反映市场变化情况。

（五）稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务

17. 鼓励社会资本投资增量配电业务。认真落实国家关于创新重点领域投融资机制的工作部署，积极吸引社会资本参与增量配电业务领域投资，促进国家电网陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）公司有序竞争、融合发展。有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，探索社会资本投资配电业务的有效途径，培育发展混合所有制配电主体。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网企业相同权利，履行相同责任和义务。国网陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

18. 明确售电放开的市场准入条件。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准、条件的基础上，结合陕西实际，依法确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体准入条件。售电主体必须具备独立法人资格、业务独立、信用良好、拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。创新售电业务市场准入机制，以注册服务代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、三备案”。明确退出规则，加强市场监管，保障各相关方合

法权益。

19. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区组建售电主体直接购电。支持拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易。鼓励能源需求侧管理机构和供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司开展市场化售电业务。允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。

20. 明确市场主体权责。售电主体可通过电力市场，采取向发电企业、集中竞价和向其他售电商购电等多种方式购电。售电主体、电力用户、其他相关方依法签订合同，明确权利义务。鼓励售电主体创新服务，向电力用户提供合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定，承担电力基金、政策性交叉补贴、普遍服务、社会责任等义务。

（六）开放电网公平接入，建立可再生能源发展新机制

21. 积极发展可再生能源和分布式能源。科学编制可再生能源开发利用规划，提高可再生能源消费比重和非水电可再生能源电量消费比重。鼓励因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电等可再生能源，优先安排可再生能源保障性发电。安排年度发电计划时，充分预留可再生能源发电空间，在保障电网安全稳定运行、可靠供电的前提下，优先安排发电。加强可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，扩大外送可再生能源发电量比例，明确可再生能源电力接入、输送和消纳责任，建立确保可再生能源电力消纳的激励机制。

22. 完善并网运行服务。坚持节能减排和清洁能源优先上网的原则，优先支持新能源、分布式能源、节能降耗和资源综合利用机组并网，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。建立并保障可再生能源优先发电制度，确定优先发电企业类别，合理确定优先发电顺序。完善可再生能源消纳调峰补偿机制。积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

23. 全面放开用户侧分布式电源市场。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据自身条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

24. 加强和规范自备电厂建设管理。从强化规划引导、发展循环经济、延伸煤电产业链等方面，规范燃煤机组为主的自备电厂准入标准。新建燃煤自备电厂（除背压机组和余热、余压、余气利用机组外）应符合国家产业政策、总量控制规模、电力规划布局和国家节能环保排放标准。自备电厂应公平承担社会责任，履行相应的调峰义务，已运行自备电厂加快推进节能减排和淘汰落后机组步伐，确保稳定达标排放。对承担相应的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费的现有自备电厂，在满足自备电厂参与市场交易的相关规定下，规范其成为合格市场主体，允许其在公平承担社会责任条件下参与电力市场交易。完善和规范余热、余压、余气、瓦斯抽排等资源综合利用类自备电厂支持政策，制定陕西省自备电厂建设管理办法。

（七）加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

25. 切实加强电力行业特别是电网的统筹规划。认真履行电力规划职责，加强电力规划与能源规划、地方性电力规划与全国电力规划之间的有效衔接。提升电力规划的权威性、科学性和覆盖面，配电网规划应重点满足本区域电力供应，合理布局变电设施，避免重复建设。农村电网改造规划应服务我省移民搬迁、城乡一体化和重点镇、文化旅游名镇建设以及县域工业园区发展等。增强规划的透明度和公众参与度，注重做到与城镇化规划、土地利用总体规划和文物、景区（点）等敏感目标相协调，并及时向社会公布。加大电力发展重大问题研究，依据资源环境承载能力，科学调控电力发展的规模和布局，建立规划监督、评估、考核机制，各种电源建设和电网布局严格按规划有序组

织实施，增强规划的执行力。

26. 切实加强电力行业及相关领域科学监管。严格执行国家法律法规和行业标准规范，创新监管模式，根据职能依法履行电力监管职责，开展对电力规划从编制到实施全过程监督和后评价工作。加强对电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率的监管。切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。国家能源局西北监管局和陕西省电力行业管理部门对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管。对电力交易中心和电力调度中心执行市场规则的情况实施监管。

27. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

28. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权。按照国家要求取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。除法律法规有明确规定的外，任何电力企业不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的附加条件，确保电网对发电企业、售电主体和用户无歧视开放。

四、组织实施

（一）加强组织领导

成立陕西省电力体制改革领导小组，由省政府分管领导任组长，省发展改革委（省能源局、省物价局）、国家能源局西北监管局、省工业和信息化厅、省财政厅、省环境保护厅、省水利厅、省国资委、省政府法制办、国家电网陕西省电力公司、陕西省地方电力（集团）有限公司等部门的主要负责人为成员。领导小组主要负责认真贯彻落实

实中发〔2015〕9号文件精神，全面统筹协调推进陕西省电力体制综合改革工作，研究确定组织实施方案和措施，协调解决电力发展、结构转型、产业升级的重点难点问题。领导小组办公室设在省发展改革委，办公室主任由省发展改革委主任兼任。

（二）规范推进试点

坚持正确的改革方向，积极稳妥推进各类试点。坚持市场定价、平等竞争、节能减排的原则，结合我省实际，制订专项试点实施方案，报国家发展改革委、国家能源局批复后组织实施。试点过程中要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况、新问题，切实防范风险，保证电网安全。

（三）营造改革氛围

加强与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道力度，在社会上形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

附件 5

安徽省电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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）及相关配套文件精神，推进电力体制改革，建立符合安徽经济社会发展需要的电力市场机制，制定本方案。

一、必要性和可行性

安徽省是华东地区重要的能源保障基地，电力系统以火电为主，电力需求增速持续位于全国前列。自2002年电力体制改革实施以来，安徽省完成了厂网分开，开展了电力直接交易、节能发电调度等改革，有效促进了电力行业快速发展，供应保障能力大幅提升。同时，安徽省电力行业仍存在电价形成机制不够完善、市场有效竞争不够充分、清洁能源和分布式能源发展机制不够健全等问题，亟需通过实施电力体制综合改革，建立并健全以市场化为导向的能源体系，促进电力与煤炭等相关产业协调健康发展。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路

坚持社会主义市场经济改革方向，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，以调结构转方式促升级为统领，加快转变政府职能和管理方式，进一步深化我省电力体制改革。通过改革，建立保障电网安全运行、满足电力市场需要的输配电价形成机制，构建公开透明、功能完善、规范运行、相对独立的电力交易机构，培育多元化的售电侧市场竞争主体，实现电力电量平衡由计划手段为主过渡到以市场手段为主，形成遵循市场经济基本规律和电力工业运行客观规律的电力市场，为促进全省经济社会持续健康发展提供能源保障。

（二）基本原则

积极稳妥，有序推进。遵循电力工业发展规律，综合考虑经济结构、电源结构、生产成本、市场基础等因素，兼顾各方利益诉求，按照试点先行、积极稳妥的原则，在条件相对较好、矛盾相对较小、各方大力支持的领域开展试点，总结经验逐步推广，确保改革平稳推进。

统筹规划，市场导向。强化电力发展规划引导约束作用，科学规划电力项目建设，优化能源结构，促进电源电网协调发展。完善市场化交易机制，着力培育多元化市场主体，构建主体多元、竞争有序的电力交易格局。

保障民生，安全可靠。充分考虑企业和社会承受能力，理顺电价形成机制，保障基本公共服务供给，落实有序用电制度，确保电力供需平衡和应急保障。提升电力行业技术水平，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。

节能减排，科学监管。提高电力行业发展质量和效率，加强电力需求侧管理和能效管理，落实可再生能源全额保障性收购制度。完善电力市场监管机制，创新监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

三、近期重点任务

（一）加快推进输配电价改革

落实国家输配电价改革试点工作部署，按照“准许成本加合理收益”原则，开展输配电价测算，核定电网企业准许总收入和分电压等级输配电价，明确政府性基金附加和交叉补贴，并向社会公布，接受社会监督。健全电网企业约束和激励机制，促进电网企业改进管理，降低成本，提高效率。放开竞争性环节电价，分步实现公益性以外的发售电价由市场形成。

（二）建立市场化交易机制

1. 完善省内电力直接交易机制。在已开展的电力直接交易基础

上，放宽发电企业、售电主体和电力用户准入范围和电压等级，扩大电力直接交易规模，鼓励环保高效机组和高新技术企业、战略性新兴产业企业等参与直接交易。规范和完善以中长期电力交易合同为主的直接交易机制，年内（含年度）交易原则上通过交易平台集中撮合交易实现。电力调度机构负责电力交易安全校核，系统运行出现安全约束时，调度机构按照规则对交易进行调整。

2. 适时建立现货交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易机制研究，根据安徽电源布局、负荷特性、电网结构等因素，具备条件后适时启动现货市场，启动日前、日内、实时电量交易和备用、辅助服务等现货交易品种，由调度机构负责组织。通过市场竞争实现价格发现，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。在现有调控技术支持平台基础上，扩充市场报价、出清等功能，提高基础数据管理水平和数据安全性，做好相关技术系统和管理等准备工作。

3. 探索建立市场化的辅助服务分担机制。逐步研究建立与电力市场相协调的辅助服务补偿机制，研究辅助服务市场模式和规则，具备条件后适时启动辅助服务市场建设。建设初期，依托电量市场，重点建立备用、调峰和调频的辅助服务市场，采用电力市场与辅助服务市场分步优化出清模式。条件成熟后，进一步完善辅助服务市场运行模式和交易品种，实现电量市场与辅助服务市场的联合优化。通过辅助服务价格信号引导电力用户提高需求侧管理水平，改进用电行为，引导发电企业提高发电设备可靠性水平和辅助服务能力。

（三）建立相对独立的电力交易机构

1. 组建和规范电力交易机构。制定安徽电力交易机构组建方案，按照政府批准的章程和规则组建相对独立的股份制交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作规则。充分利用现有的电力交易运营和技术支持系统，加快构建支撑省电力市场运作的公开透明、规范高效的交易

平台，向所有符合准入条件的市场主体开放，促进能源资源优化配置。

2. 明确交易机构职责。交易机构不以营利为目的，在政府监管下为市场主体提供规范公开透明的电力交易服务。交易机构主要负责市场交易平台建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总电力用户与发电企业自主签订的双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

3. 设立市场管理委员会。维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，充分体现各方意愿，在省电力体制改革领导小组领导下，制定市场管理委员会组建方案和议事规则。设立由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成的电力市场管理委员会，主要负责研究讨论交易机构章程、电力交易规则，协调电力市场相关事项。

（四）有序推动发电计划改革

1. 建立优先发电制度。以资源消耗、环境保护为主要依据，坚持节能减排、资源综合利用和清洁能源优先上网的原则，确定优先发电权适用范围，对发电机组进行优先发电等级分类，明确优先发电顺序，逐年进行动态调整，合理测算计划电量，有序缩减发电计划。

2. 制定放开发电计划实施方案。综合考虑经济结构、电源结构、电价水平、外送电规模、市场基础，以及保障社会稳定等因素，结合全省电力市场体系建设推进情况，制定放开发电计划实施方案。通过市场化交易方式，逐步放开发电计划，完善电力安全应急保障机制，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务供给，有序放开发电计划。

（五）加强电力需求侧管理

加快电力需求侧管理系统建设，完善配套政策和激励机制。建立完善电力需求侧管理公共平台，培育电能服务，实施需求响应，加强电能在线监测，开展需求侧管理评价。制定完善有序用电方案，提升

应急响应水平。确定优先购电的适用范围，保障全省一产用电，三产中重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电享有优先购电权。列入优先保障的用户，原则上不参与市场竞争。

（六）稳步推进售电侧改革

1. 培育多元化售电主体。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准与条件基础上，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。积极培育多元化的市场竞争主体，向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。坚持市场方向，允许符合条件的园区组建售电主体直接购电。

2. 鼓励社会资本投资增量配电业务。鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，探索社会资本投资配电业务有效途径，在符合条件的园区，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。国网安徽省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（七）建立分布式电源发展新机制

在保障安全的前提下，开放电网公平接入，积极利用先进技术，提高系统消纳能力和清洁能源利用率。在现有安徽省火电机组深度调峰交易基础上，通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方，。

（八）建立燃煤自备电厂管理机制

从强化规划引导、发展循环经济、延伸煤电产业链等方面，规范自备电厂准入标准。自备电厂建设应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准。自备电厂按要求接入环保、监管等部门的环保监测系统，污染物排放不符合环保要求的自备电厂限期实施环保设施升级改造；供电煤耗、水耗高于省内同类型机组平均水平以上的自备燃煤发电机组，因厂制宜实施节能节水改造。拥有自备电厂的企业应按规定承担国家依法合规设立的政府性基

金、政策性交叉补贴和系统备用容量费。

（九）加强电力统筹规划管理

履行政府规划职责，完善电力统筹规划机制，增强规划透明度和公众参与度，提升规划覆盖面和权威性，科学预测电力需求，协调发展所需的资源和环境承载能力。对安徽电力发展的重大问题开展专项研究，根据环境质量改善目标和资源环境承载力，科学调控电力发展规模和布局，提升电力规划编制的科学性和及时性。

（十）建立市场主体信用评价制度

针对发电企业、供电企业、售电企业和电力用户等不同市场主体，建立信用评价指标体系。按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”的总体思路，将企业法人及其负责人、从业人员信用记录纳入统一信用信息平台，使各类企业信用状况透明、可追溯、可核查。加大信息披露力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，对违法失信行为严重且影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。

（十一）加强电力行业科学监管

切实加强电力行业及电力市场科学监管。建立健全省级电力行业监管机制，创新监管措施和手段，加强指导、协调和监督检查。开展对电力规划从编制到实施的全过程监督和后评价工作。加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管。加强对市场主体公平竞争和交易行为的监管，加强对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则情况监管。切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。

四、组织保障

（一）加强组织领导。建立由省发展改革委（省能源局）负责同志为召集人，华东能源监管局、省经济和信息化委、省物价局等部门参加的省深化电力体制改革联席会议制度，统筹推进省内电力体制改革工作，及时协调解决改革中出现的问题，联席会议办公室设在省能

源局。

（二）明确工作责任。按照国家深化电力体制改革有关政策要求，落实省深化电力体制改革联席会议各成员单位工作职责，明确各项改革任务牵头单位和参与单位。加强与能源监管机构及电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，做好工作衔接，形成工作合力。

（三）稳妥推进改革。加强市场运行情况跟踪分析，建立问题发现和纠错机制，灵活应对，切实防范风险。保持电力供需平衡，保证电网安全，保障民生用电，确保改革顺利实施。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 宁夏回族自治区开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕2046号）

宁夏回族自治区人民政府：

报来《宁夏回族自治区人民政府关于报送宁夏电力体制综合改革试点实施方案的函》（宁政函〔2016〕102号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意宁夏回族自治区开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《宁夏自治区电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请自治区加强对试点工作的组织领导，自治区人民政府负总责，各部门、国家能源局西北监管局分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件

和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局西北监管局和地方政府电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：宁夏回族自治区电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年9月26日

附件

宁夏回族自治区电力体制改革综合试点方案

为全面贯彻落实《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）及相关配套文件精神，深入推进电力市场化改革，促进宁夏电力工业和经济社会又好又快发展，制定本方案。

一、深入推进电力体制改革的重要性和紧迫性

自2002年电力体制改革实施以来，宁夏电力行业破除了独家办电的体制约束，从根本上改变了指令性计划体制和政企不分、厂网不分等问题，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局，促进了宁夏电力行业的快速发展。截至2015年底，宁夏电力装机容量达3157万千瓦，总发电量达1166亿千瓦时，人均电力装机、发电量均居全国第1位；风电、光伏发电占电力装机比重达35.8%，占全网发电量比重达10.7%，电力结构进一步优化；建成全国首个750千伏双回环网结构，电力普遍服务水平进一步提高，解决了无电人口用电问题，基本实现城乡用电同网同价；建成世界首条±660千伏直流输电工程宁东至山东外送电项目，已累计向山东送电超过1400亿千瓦时，第二条外送通道宁东至浙江±800千伏直流输电项目正在建设中，建成后全区电力外送能力将达到1200万千瓦。

近年来，宁夏相继开展了竞价上网、大用户与发电企业直接交易、发电权交易、跨省区电能交易等方面的试点和探索，电力市场化交易取得重要进展，积累了宝贵经验。自2014年起全面推进电力直接交易，2014年至2015年共组织7次电力直接交易，2014年、2015年交易电量分别为100亿千瓦时和168亿千瓦时，占全区全社会用电量比重分别达12.2%和19.1%。2015年4月国家发展改革委将宁夏列为输配电价改革试点省区，并于2015年9月批复了输配电价改革试点方

案，宁夏电网首个监管周期（2016年—2018年）输配电价获国家发展改革委批复，并于2016年4月1日起执行。2016年2月29日，全国首次跨区电力直接交易银东直流跨区直接交易工作在北京电力交易中心完成，为全国电力改革探索经验。

同时，宁夏电力行业发展面临着一些亟待通过改革解决的问题。一是电价关系没有理顺，市场化定价机制尚未完全形成。现行上网电价管理执行国家定价，电价调整滞后于成本变化，难以及时、合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。二是市场化交易机制尚待完善，市场配置资源效率不高。宁夏积极开展了电力直接交易，交易规模逐年扩大，市场主体逐步形成，但相关配套机制以及交易规则等尚不够完善。尤其是促进新能源消纳的调峰、调频、调压、辅助服务补偿机制尚未建立，弃风、弃光问题日益严重，新能源资源未得到有效开发利用。三是售电投资主体单一，售电侧竞争机制未建立。电网企业统购统销电力的模式尚未打破，尚未形成售电市场，缺乏社会资本进入售电市场及投资的有效途径。四是“西电东送”面临供需矛盾和市场化挑战，定价机制需要进一步完善。由于供需形势发生变化，“西电东送”已全面形成买方市场格局，国家“西电东送”战略难以落实，送受电省区间量价矛盾突出，利益平衡难度加大。

深化电力体制改革是供给侧结构性改革的重要内容，是能源领域市场化改革的重大突破，对于宁夏促进资源优势向经济优势转化，进一步优化能源结构，加快推进产业结构调整 and 转型升级，推动民族地区经济社会发展，实现与全国同步进入全面小康社会意义重大。当前，自治区党委、人民政府高度重视电力体制改革工作，各级人民政府、各类企业和用户及其他社会主体等，对改革目的和意义有了进一步认识，推进改革的诉求和呼声较高，全区上下已形成广泛共识，为推进改革营造了宽松的环境。

二、总体要求

（一）总体思路

贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，立足宁夏实际，围绕“三放开、一独立、三强化”重点任务，着力推进电价改革、理顺电价形成机制，着力推进电力市场建设、完善市场化交易机制，着力培育多元市场主体、促进公平竞争，着力强化科学监管、保障电力安全、清洁高效、可持续发展，逐步打破垄断，有序放开竞争，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”的市场体制，形成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系。

（二）基本原则

——坚持安全稳定，保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，提高电力安全可靠水平。充分考虑企业和社会承受能力，保障基本公共服务供给，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳。

——坚持市场化改革，促进发展。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争，培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序、开放共享的电力市场格局，形成适应市场要求的电力价格机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

——坚持因地制宜，试点先行。从宁夏实际出发，发挥电力工业基础优势，用好煤电和可再生能源两类资源、区内区外两个市场，有序推进电力体制改革。妥善处理好改革对相关方的影响，按照竞争性市场的建设和发展规律，加强顶层设计，稳妥推进、试点先行。

——坚持绿色低碳，结构优化。从实施能源安全战略出发，积极

开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，促进经济结构调整、节能减排和产业升级。强化能源领域科技创新，融合“互联网+”创新理念，应用新技术、新产品、新工艺，推进智能化升级。同时，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，促进能源结构优化。

——坚持公平公正，科学监管。正确处理好政府、企业和用户之间的关系，统筹兼顾局部利益和全局利益，当前利益和长远利益的关系，构建共赢的格局。更好发挥政府作用，加强发展战略、规划、政策、标准等的制定实施，完善监管措施和手段，改进监管方法，提高对技术、安全、交易、运行等的科学监管水平。

（三）改革实施步骤

第一阶段（2016年—2017年）：电力行业市场化体系初步构建。完成输配电价核定；完成电力市场方案设计；完成相对独立交易机构的组建和交易平台的建设与运行，明确市场准入标准和交易规则，启动电力市场模拟运行和试运行；完善电力直接交易机制，实现供应侧保障优先发电前提下全部放开；开展售电业务试点；探索外送电的规模化市场交易。

第二阶段（经过3年或更长时间）：电力市场化体系全面建成。电力市场化定价机制基本完善，实现居民、农业、重要公用事业和公益性以外的发售电价由市场形成；形成健全的电力市场监管规则体系；准入用户全电量参与电力直接交易；逐步构建以中长期交易为主、现货交易为补充的市场体系；逐步形成较为完善的辅助服务市场、容量市场，开展电力期货和衍生品等交易种类；形成发电侧、售电侧主体多元、充分竞争的市场格局；跨省跨区电力市场化交易份额进一步扩大，逐步形成运转高效、具有全国竞争力的现代电力市场，并逐步融入全国电力市场体系，充分发挥市场配置资源的决定性作用，使资源优势转化为经济优势，促进宁夏产业结构转型升级。

三、第一阶段重点任务

2016年—2017年推进电力体制改革的重点任务如下：

（一）推动输配电价改革

1. 单独核定输配电价。按照《国家发展改革委关于宁夏电网输配电价改革试点方案的批复》（发改价格〔2015〕2012号）要求，分电压等级核定输配电价，并向社会公布，接受社会监督。用户或售电主体按照其接入的电网电压等级所对应的输配电价支付费用。

2. 发售电价格市场化。积极稳妥推进发电侧和售电侧电价市场化，分步实现公益性、调节性以外的发售电价格由市场形成。鼓励电力用户或售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式自主确定市场交易价格，并按照其接入电网的电压等级支付输配电价。

3. 妥善处理电价交叉补贴。坚持保障民生、合理补偿、公平负担的原则，结合电价改革进程配套改革不同类型电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。按照国家电力体制改革意见，过渡期间，由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审核后通过输配电价回收。

（二）建立相对独立的电力交易机构

1. 成立宁夏电力交易中心。研究制定宁夏电力交易中心组建方案。按照自治区人民政府批准的章程和规则，组建股份制宁夏电力交易中心，对现有交易中心进行股份制改造，将原来由电网企业承担的交易业务与其他业务分开，明确工作界面和工作流程，搭建公开透明、功能完善的电力交易平台。交易中心以电网企业现有人员为基础，根据业务发展需要，通过公开择优选聘充实专业队伍。

2. 明确交易中心职能。交易中心在国家能源局西北监管局和自治区电力管理部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责交易平台的建设、运营和管理；负责市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总电力用户与发电企业自主签订的

双边合同；负责市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。电力交易中心经政府有关部门批准后，可向市场主体收取合理费用。

3. 设立市场管理委员会。在自治区电力体制改革领导小组的领导下，组建宁夏电力市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。国家能源局西北监管局和自治区发展改革委、经济和信息化委、物价局等相关部门可派员参加市场管理委员会有关会议。市场管理委员会审议结果经审定后执行，国家能源局西北监管局和自治区人民政府有关部门行使否决权。2016年完成宁夏电力市场管理委员会组建。

（三）建立健全电力市场交易机制

1. 完善区内电力直接交易机制。建立优先购电和优先发电制度，在已开展的电力直接交易基础上，根据实际需要，在不影响电力系统安全、供需平衡和保障优先购电、优先发电的前提下，进一步增加交易种类，扩大交易电量规模。除优先发电以外的公用机组发电量全部放开，允许依法取得售电资质的售电主体和符合条件的自备机组按规则参与市场；电力用户试点全电量参与市场，实施市场化的电量偏差调整机制；建立新能源与火电调峰辅助服务补偿机制；将发电权交易纳入市场交易；建立健全违规和失信惩罚机制；引导售电公司参与市场。2016年完成放开发用电计划实施方案，试运行供给侧保障优先发电前提下全部放开。

2. 完善跨省跨区电力交易市场化机制。制定跨省跨区电力市场化交易实施方案。按照国家能源战略和经济、节能、环保、安全的原则，依托银东直流、灵绍直流等外送通道及西北市场，积极开拓全国电力市场，开展跨省跨区电力直接交易、新能源发电权交易试点，扩大市场化交易电量。采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推进跨省跨区电力市场化交易，促进电力资源在更大范围优化配置。2017年完成跨省跨区电力交易实施方案。

3. 适时建立有效竞争的现货交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易机制研究，根据宁夏电源布局、负荷特性、电网结构等因素，适时开展现货交易试点，启动日前、日内、实时电能交易和备用、辅助服务等现货交易品种。通过市场竞争发现价格，引导用户合理用电，促进发电机组最大限度提供调节能力。同时，加强对电力期货和衍生品交易的前期研究，探索建立宁夏电力金融交易平台，逐步将电力容量市场、电力期货和衍生品等纳入交易体系。

4. 积极探索新能源市场化发展新机制。在保障电网安全稳定和民生的前提下，完善并网运行服务，积极推进新能源和可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。积极发展分布式电源，主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展并融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。选择具备条件的区域或企业，开展微电网建设试点。规划内可再生能源优先发电，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与市场竞争、跨省跨区消纳。积极推进可再生能源发电参与直接交易。

5. 建立辅助服务分担共享新机制。适应电网调峰、调频、调压和用户可中断负荷等辅助服务新要求，完善并网发电企业辅助服务考核新机制和补偿机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立用户参与的辅助服务分担共享机制。通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方。用户可结合自身负荷特性，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，约定各自的辅助服务权利与义务，承担必要的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿。2017年制定宁夏电力市场辅助服务建设框架方案。

6. 规范和加强自备电厂管理。规范自备电厂准入标准，自备电厂的建设和运行应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格

执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行相应的调峰义务。除以热定电的热电联产项目外，原则上不再新（扩）建自备电厂项目。禁止公用电厂违规转为企业自备电厂。拥有自备电厂的企业应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金、政策性交叉补贴和系统备用费，探索以市场化方式逐步代替系统备用费的机制。完善和规范余热、余压、余气等资源综合利用类自备电厂支持政策。规范现有自备电厂成为合格市场主体，允许在符合国家产业政策和能效环保要求、公平承担发电企业社会责任的条件下参与电力市场交易。

（四）售电侧改革

1. 多途径培育市场主体。制定宁夏售电侧改革试点方案并报国家发展改革委、国家能源局。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准与条件基础上，结合宁夏实际，确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体条件。向社会资本放开售电业务，赋予用户更多的选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，形成有效的市场竞争结构和市场体系。创新售电业务市场准入机制，以注册服务代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、三备案”。

2. 实施园区型售电主体直接交易。在高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区等各类园区中，选择有参与意愿并符合准入条件的，组建独立的售电公司，2016年底前开展园区型售电主体进行直接交易。

3. 鼓励社会资本投资增量配电业务。按照国家关于增量配网建设有关要求，探索社会资本投资配电业务，以新规划建设的高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区及矿区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。国网宁夏电力公司、地方电力（集团）公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。同时，社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权利，并切实履行保底供电责任等相同的责任和义务。

（五）加强电力统筹规划和科学监管

1. 切实加强电力行业统筹规划。政府有关部门要认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与电源等规划之间、全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格规划、有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

2. 切实加强电力行业及电力市场科学监管。完善电力监管组织体系，依法履行电力监管职能，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管，切实保障新能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

3. 减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规划，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

4. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。政府有关部门要建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。

5. 修订电力地方性法规和政府规章。根据改革总体要求和进程，

依据国家上位法的修改情况，及时对电力地方性法规和政府规章进行修订，充分发挥立法对改革的引导、推动、规范、保障作用。加强电力依法行政。加大可再生能源法的实施力度。加快能源监管法规制定工作。适应依法监管、有效监管的要求，及时制定和修订其他地方性法规和政府规章。

四、保障措施

（一）加强组织领导。成立自治区电力体制改革领导小组，由自治区领导任组长、副组长，自治区发展改革委、经济和信息化委、国家能源局西北监管局、财政厅、环境保护厅、水利厅、国资委、政府法制办、物价局，国网宁夏电力公司等单位主要负责人为成员。领导小组办公室设在自治区发展改革委，办公室主任由自治区发展改革委主任兼任、副主任由自治区能源局、经济和信息化委、国家能源局西北监管局负责同志担任。

（二）稳步推进改革试点。按照中发9号文件及相关配套文件要求，制定电力交易中心组建、宁夏电力市场建设、售电侧改革等专项试点方案。在直接交易、输配电价基础上，有序推进电力交易机构独立、配售电主体培育等试点工作，争取尽早在总结试点经验和修改完善相关法律法规的基础上全面推开。

（三）营造改革氛围。加强环境建设，强化与新闻媒体的沟通协调，加大对电力体制改革的宣传报道，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围，加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

（四）严格监督考核。深入推进电力体制改革是促进宁夏经济发展、保障民生的重大任务，电力体制改革领导小组办公室要制定实施目标责任制和绩效考核制度，依据法律法规和监管要求加强日常督促检查，对工作成效进行跟踪评价，确保各项改革试验任务的顺利完成。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 同意河北省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕2131号）

河北省发展改革委：

报来《河北省发展和改革委员会关于呈报河北省售电侧改革试点实施方案的请示》（冀发改能源〔2016〕964号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意河北开展售电侧改革试点。原则同意你省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《河北省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。请你省加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原

则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局华北监管局和省级政府电力管理部门要依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：河北省售电侧改革试点方案

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2016年9月29日

附件

河北省售电侧改革试点方案

为贯彻落实《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）及相关配套文件精神，积极推进我省售电侧改革试点工作，制定本方案。

一、指导思想和基本原则

（一）指导思想

在中发9号文件及电力体制改革配套文件的框架下，建立有效竞争的市场体系，优化能源资源配置。向社会资本放开售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，使用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用能水平。向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展配电业务，促进配电网建设发展和提高配电网运营效率。

（二）基本原则

坚持市场方向。培育售电业务主体、增量配电业务主体，进一步引入市场竞争，完善电力市场运行机制，发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励越来越多的市场主体参与售电市场。

坚持安全高效。落实电网供电安全的保底责任，优先开放能效高、排放低、节水型的发电企业，以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易。

坚持改革创新。建立以注册服务代替行政许可的售电业务市场准入机制。整合互联网、分布式发电、智能电网等新兴技术，向用户提供智能综合能源服务，提高服务质量和水平。

完善监管机制。建立规范的购售电交易机制和完善的监管组织体系，保证电力市场公平开放，对市场主体和电网输配等自然垄断环节严格监管。

二、实施路径

有序放开售电业务，鼓励社会资本成立售电公司开展售电业务。选择条件适宜的区域向社会资本放开增量配电业务，培育拥有配电网运营权的售电公司。允许用户自由选择售电公司进行交易或与发电企业直接交易，不参与交易的用户，由电网企业提供保底服务并执行政府定价。

三、售电侧主体及其业务

（一）电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定收购分布式电源发电；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作；按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），代国家收取政府性基金及附加；按照交易中心出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全。

社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网企业相同的权利，并履行相同的责任和义务。

（二）售电公司

售电公司分三类，第一类是电网企业的售电公司。第二类是社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司。第三类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。

售电公司以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。同一供电营业区内可以有多个售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网经营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。

发电公司及其他社会资本均可投资成立售电公司。拥有分布式电源的用户，供水、供气、供热、发电公司等公共服务行业，节能服务公司等在工商部门申请业务范围增项的，均可从事市场化售电业务。

（三）用户

符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易。

四、售电公司的管理

（一）准入条件

1. 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。

2. 资产要求：

（1）资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量 6 至 30 亿千瓦时的售电业务。

（2）资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量 30 至 60 亿千瓦时的售电业务。

（3）资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（4）拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%。

3. 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。

4. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

（二）准入程序

1. 符合准入条件的售电公司可自主选择电力交易机构注册，获取交易资格。

2. 售电公司办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并向电力交易机构提交以下资料：营业执照、法人代表、资产证明、从业人员、经营场所和设备等基本信息和银行账户、售电范围等交易信息。

拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料。

3. 接受注册后，电力交易机构应通过“信用中国”（www.creditchina.gov.cn）等政府指定网站，将售电公司满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月。

4. 公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

5. 公示期间存在异议的售电公司，暂不纳入自主交易市场主体目录，在交易机构的注册暂不生效，售电公司可自愿提交补充材料并申请再次公示；经两次公示仍存在异议的，由省发展改革委或华北能源监管局核实处理。

6. 电力交易机构按月汇总售电公司注册情况向华北能源监管局、省发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公布。

7. 售电公司注册信息发生变化时，应在 5 个工作日内向相应的电力交易机构申请变更。业务范围、公司股东等有重大变化的，售电公司应再次予以承诺、公示。

（三）退出程序

1. 有下列情形之一的，应强制退出市场并注销注册：一是隐瞒有关情况或者以提供虚假申请材料等方式违法违规进入市场，且拒不整改的；二是严重违反市场交易规则，且拒不整改的；三是依法被撤

销、解散，依法宣告破产、歇业的；四是企业违反信用承诺且拒不整改或信用评级降低为不适合继续参与市场交易的；五是被有关部门和社会组织依法依规对其他领域失信行为做出处理，并被纳入严重失信主体“黑名单”的；六是法律、法规规定的其他情形。

2. 售电公司被强制退出，其所有已签订的但尚未履行的购售电合同由省发展改革委征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台转让给其他售电公司或交由电网公司保底供电，并处理好其他相关事宜。

3. 售电公司自愿退出售电市场的，应提前 30 个工作日向相应的电力交易机构提交退出申请。申请退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

4. 拥有配电网运营权的售电公司申请自愿退出时，应妥善处置配电资产。若无其他公司承担该地区配电业务，由电网公司接收并提供保底供电服务。

5. 电力交易机构收到售电公司自愿退出市场的申请后，应通过“信用中国”等政府指定网站向社会公示 10 个工作日，公示期满无异议的，方可办理退出市场手续。省发展改革委在确认售电公司符合强制退出条件后，应通过“信用中国”等政府指定网站向社会公示 10 个工作日，公示期满无异议的，方可对该售电公司实施强制退出。

6. 电力交易机构应及时将强制退出和自愿退出且公示期满无异议的售电公司从自主交易市场主体目录中删除，同时注销市场交易注册，向华北能源监管局、省发展改革委和政府引入的第三方征信机构备案，并通过“信用中国”网站和电力交易平台网站向社会公布。

五、增量配网的投资和运营

鼓励社会资本有序投资、运营增量配网。社会投资方与当地政府签署配网投资意向后，可向省发展改革委申请增量配网投资业务。获得批复后，由投资方组织成立拥有配电网经营权的售电公司（以下简

称配售电企业)。配售电企业与当地政府签订特许经营协议，并按当地配网规划开展区域内的配电网建设。对于历史形成的国网河北省电力公司和冀北电力有限公司以外的存量配电资产，视同增量配电业务，并按实际电网覆盖范围确定配电区范围。

当地政府要加强配网统筹规划，增强规划的透明度和公众参与度，配网建设必须严格按照规划有序组织实施。配售电企业要与上一级电网企业签署并网协议。允许配售电企业经营区域整体参与直接交易。

配售电企业营业区域内，新增电力用户向配售电企业提交用电报装申请。配售电企业应为用户高效办理电网接入手续。任何单位和个人不得设置障碍阻碍用户接入电网。

配售电企业应客观及时地公开相关区域内 10 千伏至 110 千伏电力设施线路型号、变压器容量及使用容量、备用间隔数量、已批复待接入容量、实际接入容量等基本情况。配售电企业应向其他售电企业公平开放其配电网。

配售电企业无法履行基本社会责任时，由省发展改革委指定其他电网企业代为履行。

六、交易要求

市场交易主体可以自主双边交易，也可以通过交易机构集中交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。市场交易主体应依规签订电网公司参与的交易合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。交易合同和交易结果应向交易机构、省发展改革委、华北能源监管局备案。

交易机构负责交易组织，提供结算依据和服务。电网企业负责收费、结算，代收政府性基金及附加，并按合同规定及时向有关发电企业和售电公司支付电费。

当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电

网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照合同规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电。

七、交易价格及方式

放开的发用电计划电量通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划电量执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。

配电区域内的售电公司或电力用户可以不受配电区域限制购电。向配电区域外电源购电的，购电价格由发电企业的交易价格、对应配电网电压等级的输电价格（含线损和政策性交叉补贴）、配电价格以及政府性基金及附加等四部分组成。配电区域内居民、农业、重要公用事业、公益性服务以外的用电价格，由发电企业或售电公司与电力用户协商确定市场交易价格，配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、配电网的配电价格，以及政府性基金及附加组成；居民、农业、重要公用事业、公益性服务等用电，继续执行河北省的目录销售电价。配电区域内的电力用户应当承担国家规定的政府性基金及附加，由配电公司代收、省级电网企业代缴。暂未核定输配电价的地区，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

增量配电区域的配电价格由河北省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。妥善处理电价交叉补贴，过渡期间由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，也可由省级价格主管部门明确过渡期标准或处理方式，纳入下一步输配电价改革统筹平衡。

按照国家有关要求，在推进用户与发电企业直接交易的同时，支持售电主体参与交易。允许配售电企业经营区域整体参与交易，鼓励

售电公司向用户和发电企业提供增值服务。根据交易需要，用户、配售电企业、售电公司、电网公司、发电企业之间可采取多种方式签订交易合同。电网企业的售电公司和拥有配电网运营权的售电公司，可向其供电的用户收费并开具电费发票，独立的售电公司，保持电网企业向用户收费并开具发票的方式不变。

八、保障措施

（一）加强组织领导。省深化电力体制改革领导小组办公室密切跟踪试点动态，协调解决改革工作中存在的问题，对售电侧改革工作总体情况及时进行总结，宣传典型做法，推广成功经验。各地方政府加强领导，建立健全工作机制，全面负责本地区改革试点工作，改革试点情况及时总结上报。

（二）推进信用体系建设。建立信息公开机制和市场主体信用评级机制，省发展改革委会同华北能源监管局定期公布市场准入及退出标准、交易主体目录、负面清单、黑名单、监管报告等信息，并依据企业履约情况等市场行为，建立市场主体信用评级制度，评价结果向社会公示。

（三）强化市场监管。华北能源监管局会同省发展改革委进一步完善市场监管体系，及时研究、分析电力交易情况和信息，公布违反规则的行为。制定适用于配售电市场不同业务形态的交易合同范本、用户并网技术协议范本等，规范市场主体交易行为。根据不同层次的配售电企业类别，探索交易保证金制度，防范售电业务违约风险。市场发生严重异常情况下，政府可对市场进行强制干预。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于同意浙江省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕2140号）

浙江省发展改革委：

报来《浙江省发展改革委关于上报浙江省售电侧改革试点方案的请示》（浙发改能源〔2016〕423号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意浙江开展售电侧改革试点。原则同意你省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《浙江省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。请你省加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当

符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局浙江监管办和省级政府有关部门要依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：浙江省售电侧改革试点方案

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2016年10月8日

附件

浙江省售电侧改革试点方案

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）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，制定本方案。

一、工作目标和基本原则

（一）工作目标

通过开展售电侧改革试点，引入竞争，逐步向社会资本开放售电业务，多途径培育多元化售电市场主体，大力促进配电网建设发展和提高配电运营效率，充分激发市场活力；放开售电侧价格，提升售电服务质量和用户用电水平；强化监管，规范市场行为，确保电力市场公平开放，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系。

（二）基本原则

坚持市场主导。还原电力商品属性，引入竞争，构建主体多元、竞争有序的电力市场体系，破除垄断格局，形成电力、服务等的市场化价格机制，激发企业内在活力，使市场在资源配置中起决定性作用。

坚持安全高效。售电侧改革要确保电力供需平衡，确保民生用电，确保电力安全稳定。充分考虑电力体制改革的系统性和电力工业发展规律，确定改革路径，优先开放高新技术、产业园区以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易，有序、有效、稳妥推进。

坚持改革创新。创新政府管理方式，参与交易的市场主体采用公示和信用承诺制度，不实行行政审批。整合分布式能源、智能电网等新兴技术，促进电力生产者和消费者互动，提高服务质量和水平。

坚持监管到位。建立完善的监管体系和工作机制，保证电力市场公平开放，规范购售电交易行为，对各类市场主体实行严格监管。建

立市场主体准入、退出机制以及信用评价机制和风险防范机制。

二、售电侧市场主体及相关业务

（一）电网企业。电网企业是指拥有输电网、配电网运营权，承担其供电营业区保底供电服务的企业，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电。电网企业需持有电力业务许可证（输电类、供电类）。

1. 电网企业应当履行的责任与义务

电网企业对供电营业区内的各类用户提供电力普遍服务；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定接入分布式电源；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作。提供统一规范的信息系统接口，公平向售电企业和电力用户发布市场信息。

当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力用户供电，按照政府规定收费。若营业区内社会资本投资的配电公司无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。

电网企业按规定向交易主体收取输配电费用（含线损和交叉补贴），归集交叉补贴，代国家收取政府性基金。

2. 鼓励社会资本投资配电业务

鼓励以混合所有制方式发展配电业务。逐步向符合条件的市场主体放开国家自主创新示范区、高新技术产业区、产业聚集区等新增园区的增量配电投资业务，以及存量电网企业供电区域中新建的供电范围清晰且相对独立的配电网络。社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网企业相同的

权利，并切实履行相同的责任和义务。

国网浙江省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（二）售电公司

1. 售电公司分类。售电公司分为三类，分别是电网企业的售电公司，社会资本投资增量配电网并拥有配电网运营权的售电公司，以及不拥有配电网运营权、不承担保底供电服务的独立售电公司。

2. 售电公司经营区域。同一供电营业区内可以有多家售电公司，但只能有一家公司拥有该配电网运营权，并提供保底供电服务。同一售电公司可在多个供电营业区内售电。供电营业区可根据市场发展情况进行调整。

3. 售电公司经营原则。售电公司应当以购售电交易为核心业务，以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。售电公司应当将市场价格水平及时传导给终端用户，让终端用户享受改革红利；应当执行国家节能减排政策，加强需求侧管理，执行峰谷电价、阶梯电价、差别电价、惩罚性电价等价格政策。售电公司管理办法另行制定。

4. 培育售电市场主体。允许电网企业组建独立法人、独立运作的售电公司，开展售电业务。电网企业应从人员、资金、信息等方面，确保所组建的售电公司市场化售电业务，与输配电业务、调度业务、非市场化售电业务分开。

鼓励国有大型发电企业、社会资本投资组建售电公司，开展售电业务。鼓励互联网龙头企业、电务企业、金融机构等投资组建售电公司，开展售电业务。

允许在国家自主创新示范区、高新技术产业区、产业聚集区，供水、供气、供热、冷热电三联供等公共服务行业和节能服务公司等组

建售电公司，开展售电业务。

（三）用户。符合市场准入条件的电力用户，可以直接与发电公司交易，也可以自主选择与售电公司交易，或选择不参与市场交易。

三、售电侧市场主体准入与退出

（一）售电公司准入条件

1. 按照《中华人民共和国公司法》进行工商注册，具有独立法人资格。

2. 注册成立售电公司的资本要求：

（1）资产总额在 2 千万元至 1 亿元人民币的，可以从事年售电量 6 至 30 亿千瓦时的售电业务。

（2）资产总额在 1 亿元至 2 亿元人民币的，可以从事年售电量 30 至 60 亿千瓦时的售电业务。

（3）资产总额在 2 亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（4）拥有配电网经营权的售电公司，其注册资本不低于其总资产的 20%。

3. 拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备、经营场所，以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员，有关要求另行制定。

4. 拥有配电网经营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。

（二）直接交易用户准入条件

1. 符合国家产业政策，单位能耗、环保排放均应达到国家标准。

2. 拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。

3. 微电网用户满足微电网接入系统的条件。

（三）市场主体准入程序

1. 符合准入条件的市场主体可自主选择电力交易机构注册，获

取交易资格。

2. 办理注册时，自主交易市场主体应按固定格式签署信用承诺书，并按规定提交相关资料。

3. 接受注册后，电力交易机构应通过“信用中国”网站和省政府指定网站，将自主交易市场主体满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期1个月。

4. 公示期满无异议的自主交易市场主体，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的市场主体纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

5. 电力交易机构按月汇总自主交易市场主体注册情况，向国家能源局浙江监管办、省政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案。

有关市场主体准入、退出办法按照国家的规定执行。

（四）市场主体退出

1. 市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。退出市场的主体经公示后，由电力交易机构从自主交易市场主体目录中删除，并注销市场交易注册。

2. 市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

四、市场化交易

（一）交易方式。市场交易包括批发和零售交易。在浙江电力交易有限公司注册的发电公司、售电公司、用户等市场主体可以自主双边交易，也可以通过交易机构集中交易。售电公司与售电公司、售电公司与发电企业等均可自主交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。有关交易方式另行制定。中小微企业可以“打捆”成立联合体、委托售电公司代理等多种方式

参加购售电业务。

（二）交易要求。组建股份制浙江电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。参与交易的有关各方应符合电力市场建设的有关规定，到交易机构注册成为市场交易主体。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。

（三）交易价格。放开的发用电计划电量通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划电量执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。

配电区域内的售电公司或电力用户可以不受配电区域限制购电。向配电区域外电源购电的，购电价格由发电企业的交易价格、对应配电网电压等级的输电价格（含线损和政策性交叉补贴）、配电价格以及政府性基金及附加等四部分组成。配电区域内居民、农业、重要公用事业、公益性服务以外的用电价格，由发电企业或售电公司与电力用户协商确定市场交易价格，配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、配电网的配电价格，以及政府性基金及附加组成；居民、农业、重要公用事业、公益性服务等用电，继续执行浙江省的目录销售电价。配电区域内的电力用户应当承担国家规定的政府性基金及附加，由供电公司代收、省级电网企业代缴。暂未核定输配电价的地区，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

增量配电区域的配电价格由浙江省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。妥善处理电价交叉补贴，过渡期间由电网企业申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，也可由省级价格主管部门明确过渡期标准或处理方式，纳入下一步输配电价改革统筹平衡。

（四）结算方式。发电公司、电网企业、售电公司和电力用户应

根据有关电力交易规则，按照自愿原则签订三方合同。电力交易机构负责提供结算依据。电网企业的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；拥有配电网运营权的售电公司，可向其供电的用户收费并开具发票；独立的售电公司，由电网企业负责电费结算并开具发票。条件成熟时，探索多种电费结算模式。

为降低电费支付风险，可采用预付电费、金融担保等市场主体认可的方式，保证电费的支付。

五、分步实施

售电侧改革涉及面广、工作量大，是电力市场化改革的重要组成部分，需与各专项改革协调推进。可按照分步适时的思路积极稳妥推进。

一是扩大发用电直接交易。开展发电企业和用户间的直接交易，并逐步扩大参与直接交易用户的范围。通过双边协商、集中竞价等方式，大用户向发电企业直接购电，并对价格进行协商谈判，改变其仅从电网购电的单一模式，培育发电企业与用户的市场参与意识和风险管理意识。

二是适时启动售电侧改革试点。适应电力交易机构、交易平台，以及交易规则制度建设情况，适时推进电网企业、发电企业、社会资本组建售电公司，开展购售电业务。规范售电公司业务运营模式，明确售电公司与电网企业的业务与权责界限，建立保底供电机制，完善售电市场的监管机制和信用体系。

三是促进售电市场全面开放。适应电力市场体系建设情况，在总结试点经验基础上，逐步实现售电侧市场的全面开放和多元化。进一步规范售电公司运营，健全售电市场的监管机制和信用体系，实现电价的双向传导，充分激发市场活力，促进社会资源的统筹优化配置。

六、信用体系建设与风险防范

（一）信息披露。建立信息公开机制，省发改委（省能源局）会

同有关部门定期公布市场准入及退出标准、负面清单、黑名单、监管报告等信息。市场主体在“信用中国”网站和省政府指定网站上公示企业有关情况和信用承诺，对企业涉电重大事项进行公告，并定期公布公司年报。

（二）信用评价。建立市场主体信用评价机制，省发改委（省能源局）、国家能源局浙江监管办依据企业市场履约情况等市场行为建立市场主体信用评价制度，评价结果向社会公示。建立黑名单制度，对严重违法、违规的市场主体，提出警告，勒令整改。拒不整改的列入黑名单，不得再进入市场。

（三）风险防范。强化信用评价结果应用，加强交易监管等综合措施，努力防范售电业务违约风险。市场发生严重异常情况时，国家能源局浙江监管办和省政府有关部门可对市场进行强制干预。

（四）强化监管。省发改委（能源局）、经信委、国家能源局浙江监管办依据各自的职能职责对售电侧改革及时开展检查、指导、评估，对在改革过程中出现的新情况、新问题，积极研究探索解决的办法和途径，重大问题，及时报告。对改革不到位或政策执行有偏差的及时进行纠正。

建立电力交易督查机制，对各类准入交易企业的能耗、电耗、环保排污水平定期开展专项督查，及时查处违规交易行为，情节严重的追究相关责任。

国家能源局浙江监管办和省政府有关部门依据相关法律法规和监管要求，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、合同履行及信用、信息公开、电力普遍服务、电网企业关联售电公司独立经营等实施监管，依法查处违法违规行为。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 内蒙古自治区开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕2192号）

内蒙古自治区人民政府：

报来《内蒙古自治区人民政府关于报送进一步深化电力体制改革综合试点方案的函》（内政字〔2016〕154号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意内蒙古自治区开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请自治区加强对试点工作的组织领导，自治区人民政府负总责，督促各相关部门加强与国家能源局派出机构的分工协作，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件

和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局派出机构和自治区电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年10月18日

附件

内蒙古自治区电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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）精神，促进电力行业又好又快发展，推动结构转型和产业升级，结合内蒙古自治区实际，制定本方案。

一、内蒙古自治区电力体制改革工作的现状及问题

自2002年国家启动实施电力体制改革以来，在党中央、国务院领导下，内蒙古逐步解决了独家办电、政企不分、厂网不分等问题，并在深化电力体制改革试点方面进行了积极有益的探索和实践。一是实现了电力行业快速发展。截止2015年底，全区发电装机容量10391万千瓦，风、光等可再生能源装机占比达到30%。2015年发电量达到3920亿千瓦时，外送电量1396亿千瓦时，占全国跨省送电量17%。电力装机、风电装机、外送电量均居全国第一。电网220千伏及以上线路长度达到3万公里，220千伏及以上变电容量超过1亿千伏安。已成为国家重要的电力能源基地及输出基地。二是初步形成了较为坚强的供电网架。由于地域狭长等原因，全区电网分为两部分，即蒙东电网、蒙西电网。蒙东电网由国家电网公司管理，蒙西电网由内蒙古电力公司管理。2009年6月，呼兴电网整体划转给国家电网公司统一运营，内蒙古东部4盟市组建了内蒙古东部电力公司，供电面积47万平方公里，500千伏电网逐渐起步，从赤峰、通辽扩展至呼兴地区。内蒙古电力公司进行了两次“厂网分开”改革，从根本上剥离了发电业务，供电区域涵盖蒙西地区8个盟市，供电面积72万平方公里，是全国唯一的省级电网公司，初步形成“三横四纵”的500千伏主干网架结构。三是初步建成了蒙西电网电力多边交易市场。2006年起自治区人民政府多次组织调研论证形成《内蒙古电力多边交易市场方案》，2010年4月原国家电监会批准内蒙古电力多边交易市场在

蒙西电网正式运行，这是全国第一个电力市场。6年来，市场平稳运行，电量成交额、市场主体规模，购售双方交易频次和密度均大幅增长。截止2015年底，用户成员达到393家，市场规模较初期扩大14倍。2010年至2015年，累计完成电力多边交易电量1333亿千瓦时。2015年完成交易电量561亿千瓦时，占蒙西地区工业用电量60%，市场平均交易价差为0.031元/千瓦时。同时，为解决蒙西电网弃风问题，2015年准许11家风电企业参与风电交易，全年累计完成风电交易电量3.54亿千瓦时。四是逐步扩大了蒙东电网大用户电力直接交易试点。2013年，国家发改委在总结内蒙古呼伦贝尔华能伊敏煤电厂和辽宁省抚顺铝业公司跨省区电力直接交易经验的基础上，批复了内蒙古东部地区电力直接交易试点输配电价标准。自治区会同国家能源局东北监管局研究制定了具体准入标准、试点方案和交易规则，2014年正式启动了大用户电力直接交易工作。2014—2015年，国网蒙东电力、国网东北分部共组织28家电力用户和21家发电企业（火电企业14户、风电企业7家）开展了大用户直接交易，累计完成交易电量117亿千瓦时。2015年完成交易电量84亿千瓦时，约占国网蒙东电力售电量的28%，其中风电参与交易电量2亿千瓦时，参与交易的电力用户平均结算电度电价0.324元/千瓦时，降低企业用电成本约10亿元。五是开展了蒙西电网输配电价改革试点。2015年9月国家发改委批复了蒙西电网输配电价改革试点第一个监管周期（2015—2017）输配电价准许收入和输配电价水平，新的电价机制自2015年10月1日起实行。这是我国第一个省级电网输配电价改革试点，也是我国第一个按照“准许成本加合理收益”原则测算能够直接用于电力市场交易的省级电网独立输配电价。此次输配电价改革降价空间主要用于降低大工业电价，蒙西电网大工业电度电价每千瓦时降低2.65分，降价金额约26亿元。

虽然我区在输配电价改革、电力市场建设等方面走在了全国前列，但电力行业发展还面临一些亟需通过改革解决的问题。一是交易

机制不完善，资源利用效率较低。区域电力市场有效竞争机制尚未建立，现有外送通道输电能力受限，清洁能源输出基地潜力未得到有效发挥，高效坑口燃煤发电机组不能充分利用，弃风、弃光现象连年发生。蒙西电网电力多边交易亟需增加新的交易模式和品种。蒙东电网大用户电力直接交易亟需扩大范围。售电侧有效竞争机制尚未建立。二是蒙东电网发展相对滞后，电力成本优势未充分发挥。蒙东地区能源资源优势明显，电力生产成本较低。受现有外送通道送电能力未得到充分发挥，电网建设历史欠账较多、投资较大，蒙东四盟市互济互供能力较差，经济体量小、用电负荷增长缓慢等多重因素影响，电力生产成本较低的优势未传导到用户，蒙东电网电价较蒙西电网偏高。三是电网结构功能有待进一步完善，电力普遍服务水平亟需提高。500 千伏主干网架结构依然薄弱，不能完全满足各地区之间电力交换和向外送通道汇集电力的需求。蒙东电网仍未形成统一的 500 千伏主网架，电网互济能力差。蒙西电网与华北电网联络薄弱、动态稳定问题突出。城市配电网 220 千伏、110 千伏布点不足，与城市建设发展不协调。乡镇中低压配网、农村电网建设与城市、农村经济社会发展不协调。蒙东地区仍有近 10% 的农网区域没有改造，难以保障农牧民生活生产用电，同时还面临农网还贷资金不足问题。四是发展机制不健全，后续监管执行不到位。可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，自备电厂管理亟待加强，电网冬季运行困难突出。部分地区重发展、轻规划和监管，致使规划落实不到位，违规建设项目问题仍然存在。

深化电力体制改革事关内蒙古自治区清洁能源输出基地建设和经济社会发展全局。按照党中央、国务院对内蒙古要成为国家重要的能源基地、团结繁荣文明稳定的民族自治区、祖国北部边疆亮丽风景线等要求，亟需进一步发挥能源资源优势，深化电力体制改革，实现电力产业与其他产业协同发展，促进经济社会持续健康发展。

二、深化电力体制改革的指导思想和基本原则

（一）指导思想

全面贯彻落实中发9号文件及相关配套文件精神，按照国家深化电力体制改革的总体部署和自治区科学有序推进试点工作的总体安排，坚持创新、绿色、协调、开放、共享五大发展理念，坚持社会主义市场经济改革方向，立足蒙西、蒙东电网实际，围绕“发挥电力优势、提高电力服务水平、推进电力行业供给侧结构性改革”，加快输配电价改革、电力市场建设、推进售电侧改革、加强电力统筹规划和科学监管，加快推动清洁能源输出基地建设和保障自治区经济社会民生事业发展。

（二）基本原则

安全稳定、保障民生。遵循电力工业的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，坚持安全第一，不断提高电力安全可靠水平。立足自治区现状，充分考虑企业和社会承受能力，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电价格相对平稳，优质高效履行普遍服务和保底供电服务。

市场主导、放管结合。区分竞争性和垄断性环节，在发电侧和售电侧开展有效竞争。培育独立的市场主体，着力构建主体多元、竞争有序、公平公正的电力交易格局。更好地发挥政府作用，加强规划、政策、标准、规则的制定实施和市场监管，依法维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益和社会公共利益，促进电力事业健康发展。

发挥优势、协调发展。与自治区能源基地建设、工业经济发展相适应，努力发挥电力优势推进电力外送和吸引优势特色产业转移，促进全区产业结构优化和产业链延伸。促进节能减排和产业升级，保障可再生能源优先发电，保障高效节能、超低排放燃煤机组优先上网。不断完善电网网架结构，提高城乡配电网、农村电网建设水平。

因地制宜、试点先行。结合蒙东、蒙西两个电网实际，科学总结已开展的蒙西电网输配电价改革、电力多边交易和蒙东电网大用户电力直接交易试点经验，借鉴全国电改先行先试地区好的做法，坚持整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行，确保改革规范、有序、稳妥推进。深化制度改革，创新发展模式，充分发挥科技进步的引领作用，丰富交易品种、优化电网调度、提高可再生能源消纳能力，加强能效管理、构建智慧能源示范园区。

三、近期推进电力体制改革的重点任务

（一）进一步深化输配电价改革试点

1. 推进跨省跨区电力交易。跨省跨区输电线路以落实国家能源整体发展战略为主，坚持“充分发挥输电通道最大输电能力”原则，积极推进我区跨省跨区电力交易，充分发挥我区低电价优势，进一步提高我区外送电竞争优势，实现电力全国范围内优化配置。

2. 完善蒙西电网输配电价改革试点政策。按照国家对蒙西电网输配电价改革试点批复原则，继续推进蒙西电网输配电价改革。研究和探索更适合地区资源禀赋、产业布局、工业体系和电源电网结构及其地区分布特点的输配电价形成机制和核定体系。测算现行电价中交叉补贴额度，明确各类用户承担或享受交叉补贴水平，科学实施合理分摊和逐步消化。积极探索采取多种措施保障交叉补贴资金来源，完善处理交叉补贴的政策措施。

3. 探索开展特色工业园区电价改革试点。按照“试点先行、积极稳妥”原则，以培育优势特色产业和促进产业转移、发挥区域能源资源优势 and 消化地区富裕装机为切入点，在自治区政府批复确定、地方政府支持的特色工业园区先行开展售电侧改革试点。

4. 深入研究蒙东电网输配电价改革方案。考虑蒙东电网公司经营亏损严重、投资能力不足、同价资金缺口较大、电价改革难度大等问题，争取国家支持政策，多措并举解决上述问题。

（二）继续完善电力交易市场建设

1. 推动跨省跨区电力交易市场建设。按照国家能源整体战略和省（市、区）级政府间合作协议，坚持“充分发挥输电通道送电能力和规模效益、促进电力资源大范围优化配置”原则，考虑蒙东地区为东北地区重要的能源输出基地、蒙西地区为华北地区重要的能源输出基地的实际，完善省间合作机制，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，推动跨省跨区电力交易市场建设。积极参与跨省跨区辅助服务交易，探索开展电力期货和电力场外衍生品交易。

2. 深入推进蒙西电网电力多边交易市场建设。根据电力体制改革进程和市场实际需求，按照“中长期交易为主、现货交易为补充”的原则，扩大市场主体范围、丰富市场交易品种，探索开展电力现货交易，不断完善电力多边交易和市场化辅助服务分担机制，构建“开放、竞争、公平、有序”的电力交易市场。第一阶段。继续完善电力多边交易市场体系，在年度和月度交易的基础上，增加更短周期大用户直接交易及其合同转让交易；增加可再生能源参与的各周期的大用户直接交易；尝试开展风电发电权交易。建成日前市场、日内电力平衡交易机制及不平衡电量结算考核机制，建成辅助服务补偿交易机制，尽快建设能够支撑上述交易的技术系统。准许售电企业参与交易，开展与电力多边交易市场配套的电力零售市场试点。实现市场交易电量占蒙西电网工业用电量 80%以上。第二阶段。初步建成较为完善的电力交易市场体系，在第一阶段基础上增加小时前平衡市场、辅助服务市场、实时的不平衡电量结算机制和电力零售市场。蒙西电网全部工业用电量和部分商业用电量进入市场。

3. 稳步扩大蒙东电网大用户电力直接交易试点。在已开展大用户电力直接交易试点基础上，逐步放宽参与交易的用户类型和电压等级，逐步放开发电企业、售电主体和电力用户准入范围，改革市场主体准入制度，以注册认定代替行政许可。不断丰富交易品种，鼓励用户和发电企业之间签订长期稳定的合同，建立合同调整及偏差电量处

理的交易平衡机制，健全风险规避机制，逐步建立相对稳定的中长期交易机制。在推进中长期交易基础上，开展电力市场现货交易研究，根据电力体制改革进程和市场实际需求，适时开展现货交易试点。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，积极开展辅助服务交易，在中长期市场开展可中断负荷、调压等辅助服务交易，现货市场开展备用、调频等辅助服务交易。

（三）组建相对独立的电力交易机构

1. 建立相对独立的电力交易机构。以内蒙古电力公司、蒙东电力公司现有电力交易机构为依托，平稳起步，有序推进，以股份制模式组建相对独立的蒙西、蒙东电力交易中心，实现交易业务与电网业务分开，建设公平透明的电力交易平台。交易机构不以盈利为目的，在自治区政府、华北能监局、东北能监局等相关部门的监管下为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务。交易机构主要负责交易平台的建设、运营和管理；负责中长期市场和日前市场的组织实施；负责市场主体注册和相应管理、披露和发布市场信息等；负责提供结算依据和相关服务等；参与拟订电力市场交易规则。

2. 科学建立交易、调度协调工作机制。交易机构主要负责市场和系统的经济性，调度机构主要负责市场和系统的安全性。厘清交易机构和调度机构的职责和工作界面。交易机构基于调度机构提供的网络拓扑、断面传输能力等电网信息，在考虑电网安全约束条件的基础上，根据交易结果拟定交易计划，经调度机构安全校核后执行。调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全，进一步优化和改进调度规则，按照市场规则向交易机构提供市场出清所需的边界条件，实现科学、公正、公平调度；日内及实时市场启动后由调度机构负责实施。建立调度、交易机构之间的闭环工作机制，在系统互联、信息互通、计划制定、安全校核、出清结算等方面形成有效工作流程，在优化资源配置的同时确保电网安全稳定运行。结合自治区电力交易市场建设进程，研究建立完善、成熟的调度交易协调运作机制。

3. 组建市场管理委员会。自治区电力体制改革领导小组办公室牵头组建由自治区政府有关部门、电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等组成的蒙西、蒙东电力交易中心市场管理委员会，维护市场的公平、公正、公开，保障市场主体的合法权益，实现政府对交易机构的有效监管。市场管理委员会实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，主要负责讨论交易机构章程、交易和运营规则，协调电力市场相关事项等。

（四）有序推进发用电计划改革

1. 建立优先购电和发电制度。确定优先供电的适用范围，全区重要公用事业、公益性服务行业，以及居民生活用电享有优先购电权。开展有序用电工作，有效保障供需紧张情况下居民生活等用电需求不受影响。列入优先保障序列的用户，原则上不参与限电，同时鼓励优先购电用户参与市场。建立优先发电制度，坚持节能减排机组和清洁能源优先上网原则，合理确定优先发电机组范围和优先发电顺序，实行动态调整。

2. 制定放开发用电计划实施方案。自治区电力运行主管部门综合考虑全区经济结构、电源结构、电价水平、外送电规模、市场基础以及社会稳定等因素，结合自治区电力多边交易、大用户电力直接交易市场建设情况，制定放开发用电计划实施方案。通过市场化交易方式，逐步放开其他发用电计划，完善电力安全应急保障机制，实现电力电量平衡从计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主，并促进节能减排。充分考虑企业和社会的承受能力，保障基本公共服务供给。

（五）稳步推进售电侧改革试点

1. 有序放开售电业务。向社会资本有序放开售电业务，多途径培育售电市场竞争主体，使用户拥有选择权，提升售电服务质量和用户用能水平，提高供电安全可靠，促进能源资源优化配置。鼓励通过提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等智能综合能源增值服务实现赢利，使发电侧让利切实传导至用户。开展售电业务的企业通过

电力交易市场购电，从售电公司购电的工业用户单位能耗、环保排放应符合国家标准、产业政策；售电企业对应的增量用户是未参与电力交易的一般工业用户和符合条件的商业用户，此类用户通过间接交易降低用电价格，并获得增值服务；允许已参与电力交易的用户作为存量用户从售电公司购电，以获得增值服务。售电市场先期放开工业园区内工业用户，逐步放开至工业园区、城镇的工业用户和符合条件的商业用户。用户需全电量参与电力市场交易。科学设置售电公司的准入及退出机制、购售电交易机制、调度管理办法、财务结算机制，完善市场主体信用体系和监管体系，切实防范风险。

2. 稳步开展特色工业园区增量配电网业务改革试点。按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，坚持“积极稳妥、试点先行、安全可靠、公平公正”原则，探索社会资本投资增量配电网业务的有效途径。蒙西、蒙东地区先期分别选择 1—2 个特色工业园区积极稳妥地开展增量配电网业务改革试点，科学评估试点成果和经验后再行研究是否推广。优先选择增量配电网为社会资本投资建成配电网的增容扩建部分和探索消纳可再生能源的增量配电网。开展试点的增量配电网应由盟市能源主管部门编制配电网规划，经省级能源主管部门批准后确定，确保增量配电网业务符合国家、自治区电力发展规划、产业政策和市场主体对电能配送的要求。科学厘清输电网和增量配电网、存量和增量配电网的边界；增量配电网业务应当通过市场竞争等方式择优确定投资主体，明确项目建设内容、工期、供电范围并签订协议。增量配电区域的配电价格由内蒙古自治区价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发改委备案。配电价格核定前，暂按售电公司或电力用户接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价扣减该配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价执行。增量配电网绝对控股企业可申请拥有配电网运营权，也可只拥有投资收益权，运营权委托电网企业或符合条件的售电公司。配电网运营企业承担配电区域内与电网企业相同的权利和义

务，按国家有关规定承担保底供电服务和普遍服务。国网蒙东电力公司、内蒙古电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

3. 建立市场主体准入和退出机制。自治区能源主管部门根据开放售电侧市场的要求和各地实际，科学确定符合技术、安全、环保、节能和承担社会责任要求的售电主体准入和退出机制。售电主体必须具备独立法人资格、信用良好，拥有与售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备、经营场所，以及具有电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。拥有配电网运营权的售电公司应取得电力业务许可证（供电类）。售电主体按照国家有关文件要求，履行“一注册、一承诺、一公示、三备案”的准入程序。电网企业负责电力传输配送，确保输配电质量和用电安全，交易中心负责市场主体注册、交易组织，提供结算依据，披露和发布市场信息，对市场主体及交易合同进行备案。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、收费、结算、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用。市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

4. 多途径培育市场主体。允许符合条件的高新产业园区或经济技术开发区组建售电主体直接购电。允许大工业用户、拥有分布式电源的用户或微网系统组建售电主体参与电力交易。允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务。鼓励社会资本投资成立售电主体，允许其从发电企业购买电量向用户销售。售电公司应以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营、自担风险、自负盈亏、自我约束。售电主体可以采取多种方式通过电力市场购电，与发电企业、电网企业和用户依法签订合同，明确相应的权利和义务，按规定约定相关事项。鼓励售电主体创新服务，向用户提供合同能源管理、综合节能和用

电咨询等增值服务。

（六）促进可再生能源和分布式能源消纳

充分发挥可再生能源电力边际成本低的优势，超出保障性收购电量范围的可再生能源发电量应以市场交易方式消纳。探索开展风电等可再生能源与电力用户以及电储能、抽水蓄能等储能设施直接交易。建立日前有偿调峰集中竞价交易机制提高电网调峰能力和清洁能源消纳能力。现货市场完善后，可再生能源发电的优先发电合同可通过差价合同或实物合同，以市场化方式实现。参与市场交易的可再生能源发电量在运行中优先调度。

分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式。在确保安全、明确责任的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。积极开展分布式电源项目的各类试点和示范，推进蒙西新能源消纳示范区建设。建立完善蒙西调峰辅助服务市场，加强蒙西辅助服务市场建设与京津冀辅助服务市场建设的协调衔接。落实可再生能源优先发电制度，优化电网运行方式和调度规程。完善新能源规划建设管理模式，通过市场化手段配置新能源资源。放开用户侧分布式电源建设，支持企业、机构、社区和家庭根据各自条件，因地制宜投资建设太阳能、风能、生物质能发电以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统。鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

（七）加强自备电厂监督管理

自备电厂建设和运营应符合国家能源产业政策和电力规划布局要求，严格执行国家节能和环保排放标准，公平承担社会责任，履行调峰义务。拥有自备电厂的企业应按照规定承担政府性基金、政策性交叉补贴。拥有并网自备电厂的企业应与电网企业协商确定备用容量，并按约定的备用容量向电网企业支付系统备用费。完善和规范余

热、余压、余气等资源综合利用类自备电厂的支持政策。现役自备电厂要按照国家要求和自治区统一部署加快推进节能和超低排放升级改造步伐。

（八）加强电力统筹规划和科学监管

切实加强电力行业特别是电网的统筹规划，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源规划，地方性电力规划与全国电力规划间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，充分发挥规划的引导作用和约束作用。严格执行国家法律、法规和行业标准、规范，创新监管模式，健全安全监管机制，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。建立市场主体信用评价制度，强化信用评价结果应用，有效防范市场风险。

四、加强电力体制改革工作的组织实施

电力体制改革工作事关自治区经济社会发展大局，要加强组织领导，调动各方面积极性，勇于创新，稳妥推进。

（一）加强组织协调。自治区电力体制改革领导小组全面负责全区电力体制改革试点工作，研究部署重大决策，协调解决重大问题，推动制定切实可行的改革工作方案和有关配套措施，审定各项改革实施方案，确保电力体制改革工作顺利进行。领导小组办公室负责落实、发布、分解领导小组的决定和工作部署，协调解决推进电力体制改革工作的具体事项和具体问题。

（二）明确责任分工。自治区相关部门在加强沟通协作的基础上，要切实承担起本部门负责的电力体制改革试点任务。自治区发改委负责电价改革工作；自治区经信委负责电力市场化交易和发用电计划改革工作；自治区能源局负责售电侧改革、推进分布式电源发展、加强电力规划工作；华北能源监管局、东北能源监管局和自治区电力管理部门依据职能履行监管职责。

（三）积极稳妥推进。电力体制改革是一项系统性工程，要在各方共识的基础上有序、有效、稳妥推进。坚持试点先行，不断总结试点经验，形成科学合理的容错、纠错机制，确保电力体制改革试点工作顺利推进。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于同意上海市开展电力体制改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕2163号）

上海市发展改革委：

报来《上海市发改委关于上报上海市电力体制改革专项试点方案的请示》（沪发改能源〔2016〕86号）收悉。经经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）审议，现函复如下：

一、同意上海市开展电力体制改革试点。原则同意上海市对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《上海市电力体制改革试点方案》附后。请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你市加强对试点工作的组织领导，市人民政府负总责、各部门、国家能源局华东监管局分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的股份制电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件

和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局华东监管局和上海市电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：上海市电力体制改革试点方案

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2016年10月12日

附件

上海市电力体制改革试点方案

为深入贯彻落实《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）精神及国家电力体制改革工作要求，结合上海电力改革发展的实际情况，制定本方案。

一、上海电力发展和电力体制基本情况

1. 电网现状。除宝钢、金山石化、洋山港区外，本市电网全部由上海市电力公司负责建设与运营。通过多年努力，已建成“双环八射”骨干电网网架。包括1交1直2个特高压受电通道，3交3直6个500千伏受电通道和500千伏电网双环网。全市共建成1座1000千伏变电站、12座500千伏变电站、126座220千伏变电站、218座110千伏变电站、633座35千伏变电站，供电可靠性居国内领先水平。

2. 电源现状。截至2015年底，市内发电装机合计2325万千瓦，其中，煤电、气（油）电、风电、光伏分别为1514、651、61、30万千瓦，其余为资源综合利用机组。主要分布在外高桥、石洞口、漕泾、临港、吴泾闵行五个发电基地，除宝钢、金山石化、高化3个自备电厂外，主要电厂基本由申能、华能、上海电力股份三家投资建设。市外电源形成2+X格局，2015年达到1510万千瓦，主要为西南水电和安徽火电，此外还有华东电网内的核电与水电。

3. 电力市场现状。目前，我市电力供需主要通过年度发电量计划来安排。2012年，市发展改革委、市经济信息化委制订出台了《上海市年度发电量计划管理办法》，明确了年度发电量计划安排的原则与程序。为推进资源优化配置和节能减排，上海开展了小火电机组关停补偿电量、大机组替代小机组发电等工作，取得了积极的成效。

4. 存在的主要问题和矛盾。一是交易机制还不完善，运用市场化机制引导配置资源的能力还有明显差距。上海市内机组发电的安排

基本按计划来实施。市外受电以国家计划安排为主，在保障上海电力供应的同时，也出现了外来电计划外调增调减不受控，且送沪电力与本市需求不匹配、本市电网低谷调峰困难加剧并产生新的安全隐患等矛盾。二是电价体系尚待理顺，未能及时反映供需变化，未能体现辅助服务价值。上海外来电比重高，但承担辅助服务的比重较小，辅助服务补偿机制尚不完善。

二、改革试点工作的原则和目标

（一）工作原则

1. 坚持安全优先与效率提升。上海电力体制改革要把特大型城市供电安全放在首位，坚持电力的统一调度。同时要通过改革，提升电力系统整体运行效率。

2. 坚持市场化改革与完善政府调控。按照“管住中间、放开两头”的工作要求，逐步引入竞争机制，增强市场对资源配置的作用。强化规划引导，科学测算输配电价，促进节能减排，有效保障电力公共服务。

3. 坚持问题导向与有序推进。针对上海电力发展和运行中面临的突出矛盾，积极研究改革相关方案，积极争取国家发改委、国家能源局的指导和支持。在改革的推进上，按照整体设计、有序推进的工作要求，以探索市场化交易机制为起步，全面深入研究电力体制改革重大问题，积极稳妥推进上海电力体制改革。

（二）工作目标

围绕建立健全“有法可依、政企分开、规范透明、公平合理、权责一致、监管有效”的电力体制工作目标，以市场化改革为主线，坚持安全可靠为先，坚持与优化上海能源结构调整相结合，积极探索交易机制，逐步理顺价格形成机制，促进高效、多元、清洁的电力供应，提升城市电力供应安全保障水平。

三、建立推进机制

为加强统筹，稳妥有序推进电力体制改革工作顺利开展，恢复成立上海电力体制改革领导小组，由市政府分管领导担任组长、副组长，市发展改革委、市经济信息化委、华东能监局等政府部门和电网企业、重点发电企业等共同参与，领导小组办公室设在市发展改革委。领导小组指导本市开展电力体制改革工作，本市电力体制改革重大事项，经领导小组或领导小组办公室审议后实施。

市发展改革委负责电力体制改革总体方案的制定和总体组织、协调推进，并负责测算输配电价、发用电计划放开、电力市场与信用体系建设、发配售电主体的准入与退出管理等工作。市经济信息化委负责大用户直接交易、售电侧改革方案、电力运行管理、电力用户准入退出管理等工作。华东能监局负责对市场秩序、交易行为、市场准入退出等实施监管，查处电力市场违法违规行为。市电力公司负责电网安全稳定运行、普遍服务、电网无歧视开放等工作。市电力交易中心负责承担电力交易组织和平台完善工作。

四、改革试点内容

（一）组建上海电力交易中心。遵循“平稳起步、有序推进、相对独立、依规运行、依法监管、保障公平”的原则，组建相对独立的上海电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。交易中心业务与电网企业其它业务分开，接受政府有关部门的监管。交易中心主要开展以电能为交易品种的现货和中长期交易，按照市发展改革委批准的章程和交易规则为电力交易和各类市场主体提供优质服务，不以营利为目的，保障交易公平公开透明规范。未来进一步拓展电力商品交易品种和业务类型、力争成为服务国家能源产业发展的重要力量，努力发挥示范辐射作用。

（二）加快完善市场交易机制。一是组建市场管理委员会。组织电

网企业、发电企业、电力用户、售电企业等市场主体建立市场管理委员会，参与电力市场重大事项的讨论。加快研究市场管理委员会的议事规则。二是加强交易规则研究。结合上海电力体制改革的推进，设计市场交易品种。编制市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易结算、信息披露等规则，积极研究涉及电力直接交易等相关领域的交易规则。三是推进电力交易中心相对独立运行。实现市场成员注册、市场分析预测、交易组织、交易合同管理、市场平衡方案编制与跟踪、交易结算、信息发布等交易主要业务与电网企业其他业务的分离。持续推进交易平台的建设和深化应用，以支撑各类电力交易等业务运作，为各类市场主体提供公开透明、规范优质的交易服务。

五、下一步工作

按照上海积极稳妥推进电力体制改革的部署，组织开展对重点领域的改革方案的研究，成熟一项推进一项。具体如下：

1. 全面开展电力体制改革重点领域问题的研究。市发展改革委已印发沪发改能源〔2016〕65号文，对电力体制改革涉及的输配电价、发用电计划、电力市场等几个重点领域，组织了20多项研究工作，争取用1—2年的时间完成课题研究，为后续改革打好基础。

2. 按照国家近期相关工作部署抓紧开展基础工作。一是积极做好输配电价改革的相关基础工作。市发展改革委已委托第三方机构对市电力公司2013—2015年经营成本开展审计，预计年底前完成。下一阶段将按照国家发展改革委工作要求，在成本监审的基础上，综合考虑电网新增投资、电量增长等关键要素的合理水平，完成输配电价测算。二是有序放开发用电计划。研究优先购电与优先发电制度、分步骤有序逐步放开用户购电与机组发电管理、研究需求侧响应试点等工作。开展电力用户与发电企业直接交易、电网深度调峰补偿交易、市外来电与市内机组发电权交易等领域的方案研究。适时启动区外来电市场化交易试点，力争2017年开展电力用户与发电企业直接交易，

3—5 年全部放开除公益性调节性以外的发用电计划。三是积极有序推进上海的配售电侧改革。结合上海自贸区、工业园区、高新产业区等实际情况，国网上海电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。四是加强市场交易监管机制建设。适应电力行业管理从计划转向市场的转变，完善对电力市场监督管理的方式，重点加强市场交易秩序、市场主体信用管理、供用电纠纷、电力交易涉及的电网公平开放等重大事项监管。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司 关于同意吉林省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕2236号）

吉林省发展改革委、吉林省能源局：

报来《吉林省能源局关于上报〈吉林省售电侧改革试点实施方案〉的请示》（吉能电力〔2016〕182号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意吉林省开展售电侧改革试点。原则同意你省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《吉林省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。请你省加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持三条原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当

符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局东北监管局和省级有关部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管，对电力交易机构和电力调度机构执行市场规则的情况实施监管。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：吉林省售电侧改革试点方案

国家发展改革委办公厅
国家能源局综合司
2016年10月21日

附件

吉林省售电侧改革试点方案

为认真贯彻落实《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）和电力体制改革配套文件精神，有序做好售电侧改革工作，结合吉林省电力市场实际，制定本实施方案。

一、指导思想、基本原则和工作目标

（一）指导思想

有序向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，为用户提供更多的用电选择权，提升售电服务质量和用户用能水平。逐步形成有效竞争的市场结构和市场体系，促进能源资源优化配置，提高能源利用效率和清洁能源消纳水平，提高供电安全可靠。

（二）基本原则

坚持市场方向。通过逐步放开售电业务，进一步引入竞争，完善电力市场运行机制，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，鼓励多种市场主体参与售电市场。

坚持安全高效。售电侧改革必须满足供电安全和节能减排要求，优先开放能效高、排放低、节水型的发电企业，以及单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与交易。

鼓励改革创新。参与交易的市场主体采用公示和信用承诺制度，不实行行政审批。整合互联网、分布式发电、智能电网等新兴技术，促进电力生产者和消费者互动，向用户提供智能综合能源服务，提高服务质量和水平。

完善监管机制。保证电力市场公平开放，建立规范的购售电交易机制，在改进政府定价机制、放开发电侧和售电侧两端后，对电网输配等自然垄断环节和市场其他主体严格监管，进一步强化政府监管。

（三）工作目标

通过向社会资本开放售电业务，培育多元化的售电侧市场主体，提高用户的参与度。通过电力市场竞争和需求侧管理，提升能源利用效率，为用户提供综合能源服务，促进互联网、节能服务等技术的应用。以售电侧改革为突破口，加快电力体制改革进程，形成有效竞争的市场结构和市场体系，建成规范、高效、公平的吉林省电力市场。3至5年内，除保留必要的公益性发用电计划之外，放开全部发用电计划。

二、售电侧市场主体及权责

（一）电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权（包括地方电力公司、趸售区域供电公司），承担其供电营业区保底供电服务的企业，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电的基本责任。当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的前提下，按照规定程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无议价能力的用户供电，按照政府规定的目录电价执行。若营业区内社会资本投资的配电公司无法履行责任时，由政府指定其他电网企业代为履行。

电网企业承担供电营业区内的电力普遍服务，保障基本供电；无歧视地向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等各类供电服务；保障电网公平无歧视开放，向市场主体提供输配电服务，公开输配电网的可用容量和实际使用容量等信息；在保证电网安全运行的前提下，按照有关规定收购分布式电源发电；受委托承担供电营业区内的有关电力统计工作。电网企业按规定向交易主体收取输配电费用，代国家收取政府性基金；按照交易中心出具的结算依据，承担市场主体的电费结算责任，保障交易电费资金安全。

鼓励以混合所有制方式发展配电业务，新增配电公司与电网企业

拥有同等的市场主体地位。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，社会资本投资增量配电网绝对控股的，即拥有配电网运营权，同时拥有供电营业区内与电网公司相同的权利，并履行相同的责任和义务。国网吉林省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（二）售电公司

售电公司种类：第一类是电网企业的售电公司；第二类是社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司；第三类是独立的售电公司，不拥有配电网运营权，不承担保底供电服务。

售电公司定位：售电公司应以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。售电公司可以作为用户参与电力市场交易，应遵守电力市场交易规则及有关管理规定，严格履行购售电合同，承担保密义务，除按规定履行信息披露义务外，不得泄露用户其他信息，服从电力统一调度管理，科学管理用户负荷，逐步形成一定比例的需求响应能力。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。

配售电公司的区别：同一供电营业区内只能有一家企业拥有配电网经营权，并提供保底供电服务；同一售电公司可在多个供电营业区内售电；同一供电营业区内可有多家售电公司售电。

鼓励发展方向：发电企业及其他社会资本均可投资成立售电公司。拥有分布式能源的用户，供水、供气、供热等公共服务行业，节能服务公司等均可从事市场化售电业务。允许电网企业组建独立法人、独立运作的售电公司。拥有分布式能源电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。

（三）电力市场交易用户

电力市场交易用户分为直接交易用户和一般用户，直接交易用户指进入吉林省年度电力直接交易准入目录的电力用户；一般用户指除

直接交易用户以外政策允许进入市场交易的其他电力用户。

电力市场交易用户应和其他相关方依法签订合同，明确相应权利义务，约定交易、服务、收费、结算等事项，并依法履行合同。

三、市场主体准入及退出

（一）售电公司准入条件

1. 按照《中华人民共和国公司法》，进行工商注册，具有独立法人资格。

2. 资产要求：

（1）资产总额不得低于 2 千万元人民币。

（2）资产总额 2 千万元人民币的，可以从事年售电量 6 亿千瓦时的售电业务，资产总额每增加 1 千万元，准许售电量可增加 3 亿千瓦时。

（3）资产总额在 2 亿元人民币及以上的，不限制售电量。

（4）拥有配电网经营权的售电公司其注册资本不低于其总资产的 20%。

3. 拥有一定数量的专职管理人员和掌握电力系统基本技术经济特征的专业人员。拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的设备和固定经营场所，具备用户管理、交易、结算等功能的技术支持系统，能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客户服务等功能。人员和设备的具体数量、标准按照国家有关规定执行。

4. 财务状况良好、具备风险承担能力；信用记录良好，无不良金融、司法记录和不良经营记录，满足信用等级要求，未列入黑名单。

5. 申请配电网经营权的售电公司应按要求获得电力业务许可证（供电类）。

6. 国家法律、法规等规定的其他要求。

（二）电力市场交易用户准入条件

电力市场交易用户应具有独立法人资格、财务独立核算、信用良

好、能够独立承担民事责任；经法人单位授权内部核算的独立机构用户，其授权法人单位应满足上述要求。符合国家产业政策，单位能耗、环保排放达到国家标准。拥有自备电源的用户应按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费。微电网用户应满足微电网接入系统的条件。

直接交易用户：每年年初，省能源局会同国家能源局东北监管局、省物价局根据全省经济发展和电力运行的实际情况，确定年度直接交易准入标准并向社会公布，符合准入标准的工业企业、省级及地方重点支持的产业园区和经济技术开发区、地方电网和电采暖企业可自愿申请参加直接交易。经审核并纳入吉林省年度电力直接交易准入目录后，直接交易用户可以与发电企业开展市场交易，也可以委托售电公司开展市场交易。

一般用户：每年年初，省能源局会同国家能源局东北监管局、省物价局根据全省经济发展和电力运行的实际情况，确定一般用户年度准入标准并向社会公布，符合标准的电力用户须委托售电公司开展市场交易。被委托的售电公司承担一般用户准入初审职责，弄虚作假的，取消售电公司年度交易资格。吉林省电力交易中心负责对一般用户准入进行复审和公示。

（三）市场主体准入程序

1. 符合准入条件的市场主体可自主选择电力交易机构注册，获取交易资格。

2. 办理注册时，自主交易市场主体应按固定格式签署信用承诺书，并按规定提交相关资料。

3. 接受注册后，电力交易机构应通过“信用中国”网站和省政府指定网站，将自主交易市场主体满足准入条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期1个月。

4. 公示期满无异议的自主交易市场主体，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的市场主体纳入自主交易市场主体

目录，实行动态管理并向社会公布。

5. 电力交易机构按月汇总自主交易市场主体注册情况，向国家能源局东北监管局、省政府有关部门和政府引入的第三方征信机构备案。

（四）市场主体退出

1. 市场主体违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，3年内不得再进入市场。退出市场的主体经公示后，由电力交易机构从自主交易市场主体目录中删除，并注销市场交易注册。

2. 市场主体退出之前应将所有已签订的购售电合同履行完毕或转让，并处理好相关事宜。

有关市场主体准入、退出办法按照国家的规定执行。

四、市场交易

（一）交易方式

市场交易包括批发和零售交易。在交易机构注册的发电公司、售电公司、用户等市场主体可以自主双边交易，也可以通过交易中心集中交易。拥有分布式电源或微网的用户可以委托售电公司代理购售电业务。

直接交易用户可以选择向一家或多家售电公司、发电企业购电，一般用户只可选择一家售电公司购电。

（二）交易要求

组建股份制吉林电力交易中心，对现有的交易中心进行股份制改造。参与市场交易的各方必须符合电力市场建设的有关要求，到交易机构注册成为市场交易主体，按照政府批准的市场规则开展电力交易，服从统一调度管理和市场运营管理。市场有关各方应依法依规签订合同，明确相应的权利义务关系，约定交易、服务等事项。参与双边交易的买卖双方应符合交易的有关规定，交易结果应报有关交易机构备案。

（三）交易价格

放开的发用电计划部分通过市场交易形成价格，未放开的发用电计划部分执行政府规定的电价。市场交易价格可以通过双方自主协商确定或通过集中撮合、市场竞价的方式确定。参与市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价、政府性基金三部分组成。输配电价由政府核定，我省未单独核定输配电价之前，可按现行电网购销价差作为电力市场交易输配电价。

（四）结算方式

发电企业、电网企业、售电公司和用户应根据市场交易规则，按照自愿原则签订三方合同。吉林省电力交易中心负责提供结算凭证，电网企业负责收费、结算，代收政府性基金，并按规定及时向有关发电企业和售电公司支付电费。交易机构根据市场主体签订的交易合同及现货平台竞争交易结果和执行结果，出具电量电费、辅助服务费及输电服务等结算凭证。

（五）保底服务

为确保无议价能力和不参与电力市场的，以及参与电力市场后签约售电公司无法履约的用户用电，由指定的电网企业提供保底供电，价格按照政府规定的目录电价执行；凡是参加电力市场交易的电力用户，均不再执行对应的目录电价。参与电力市场后签约售电公司无法履约的用户，应选择新售电公司购电，否则将由提供保底服务的电网企业按照政府规定的保底价格执行，直至用户与新售电公司达成购电协议。电网企业与电力用户交易的保底价格，在电力用户交纳输配电价的基础上，按照政府核定的居民电价的1.2—2倍执行，具体水平由吉林省价格主管部门按照上述原则确定。

五、信用体系建设与风险防范

（一）信息披露

吉林省电力交易中心负责电力市场信息的管理和发布，推动电力

市场主体信息披露规范化、制度化、程序化。市场主体成员有义务按照要求及时、准确和完整的提供信息。信息公开事项接受市场主体监督，接受国家能源局东北监管局、省能源局的监管。

（二）信用评价

省能源局依据企业市场履约情况等市场行为建立市场主体信用评价制度，评价结果定期向社会公示。充分发挥第三方征信机构在信用体系建设中的作用，建立电力市场信用评价制度，建立完善电力企业法定代表人或主要负责人、从业人员信用记录，将其纳入全省统一的公共信用信息平台，促进电力市场中各类企业信用状况透明、可追溯、可核查。

加大失信行为信息公开力度，建立健全守信激励和失信惩戒机制，建立完善黑名单制度，对不履约、欠费、滥用市场操纵力、不良交易行为、未按规定披露信息的电力市场主体，纳入不良信用记录；对严重违法、违规的电力市场主体提出警告并勒令整改，拒不整改的纳入黑名单，不再进入市场。同时根据有关规定与其他相关部门共享信息，实施联合惩戒。

（三）风险防范

强化信用评价结果应用，加强交易监管等综合措施，努力防范售电业务违约风险，探索建立银行授信、保函、保险等保障电费安全的风防范机制，避免出现欠费、逃费现象。市场发生严重异常情况时，省能源局、国家能源局东北监管局可对市场强制干预。

（四）强化监管

国家能源局东北监管局会同省能源局加强市场主体和交易机构的市场行为的监管，建立完善的监管组织体系，及时研究、分析交易情况和信息以及公布违反规则的行为。

六、机制保障和组织实施

（一）加强领导，明确责任。在省政府的统筹领导下，不断完善

售电侧改革试点工作协调机制。省发改委负责协调重大事项，省能源局具体负责售电侧改革等电力体制改革工作；省物价局牵头推进输配电价改革工作；国家能源局东北监管局负责监管方面工作。

（二）统筹协调，强化监督。省发改委、省能源局、省物价局要及时掌握改革动态，加强协作，依据相关法律法规和监管要求对售电市场公平竞争、信息公开、合同履行、合同结算及信用情况进行管理。对在改革过程中出现的新情况、新问题，要积极研究探索解决的办法和途径，确保改革的顺利进行。国家能源局东北监管局、省能源局依据相关法律法规，对电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。

（三）加强宣传，正确引导。加大对售电侧改革的宣传报道，及时发布改革信息和政策文件，做好政策措施解读工作，积极回应社会关切的问题，最大程度凝聚各方共识，形成改革合力，为推进我省售电侧改革营造良好舆论环境。

国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于 同意江西省开展售电侧改革试点的复函

（发改办经体〔2016〕2336号）

江西省发展改革委：

报来《江西省发展改革委关于报请批复江西省售电侧改革试点实施方案的请示》（赣发改体改〔2016〕1106号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意江西省开展售电侧改革试点。原则同意你省对试点工作的总体考虑。经征求有关部门意见后，汇总修改形成的《江西省售电侧改革试点方案》附后。

二、加强组织领导，细化试点方案。请你省加强对售电侧改革试点工作的组织领导，建立健全工作体系和工作机制，明确牵头单位和相关部门职责分工。按照《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，以下简称中发9号文件）和《关于推进售电侧改革的实施意见》精神，结合实际细化试点方案、完善配套细则、突出工作重点，规范售电侧市场主体准入与退出机制，多途径培育售电侧市场竞争主体，健全电力市场化交易机制、加强信用体系建设与风险防范，加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，并在试点基础上及时总结经验，尽快扩大改革覆盖面。

三、把握改革方向，规范推进试点。售电侧改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，试点地区要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，避免采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原

则，发电企业通过投资建设专用线路等形式向用户直接供电的，应当符合规划，履行社会责任，按规定承担国家依法合规设立的政府性基金，以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴和系统备用费；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点地区要建立问题发现和纠错机制，切实防范试点过程中可能出现的风险，灵活应对试点工作中出现的问题，保证电网安全，保障民生用电。国家能源局华中能源监管局和省级政府有关部门要依据相关法律法规，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。加强与电网企业、发电企业等相关方面的协调沟通，搞好工作衔接，形成工作合力，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题），确保改革顺利进行。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调和督促检查，共同做好试点工作。

附件：江西省售电侧改革试点方案

国家发展改革委办公厅

国家能源局综合司

2016年11月4日

附件

江西省售电侧改革试点方案

为深入贯彻落实《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）和《国家发展改革委 国家能源局关于印发电力体制改革配套文件的通知》（发改经体〔2015〕2752号）精神，有序向社会资本放开售电业务，加快培育多元售电主体，促进电力竞争性业务公平竞争，进一步发挥电力对全省经济社会发展的支撑作用，制定本实施方案。

一、指导思想、基本原则及实施目标

（一）指导思想

根据党中央、国务院的总体部署和电力体制改革配套文件要求，坚持市场化改革方向，按照“管住中间、放开两头”的体制框架，在全省范围内选择符合条件且积极性较高的区域开展试点，有序向社会资本开放售电业务和增量配电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体，提升售电服务质量和用户用能水平，并逐步推广到全省，促进我省能源资源优化配置，提高能源利用效率和清洁能源消纳水平，提高供电安全可靠。

（二）基本原则

坚持市场化方向。充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，通过逐步放开售电侧业务，培育独立的市场主体，进一步引入竞争，打破电力市场的垄断格局，完善电力市场运行机制，鼓励越来越多的市场主体参与售电市场。

坚持安全高效。售电侧改革应满足供电安全和节能减排要求，保障电能的生产、输送和使用动态平衡，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，优先开放单位能耗、环保排放符合国家标准、产业政策的用户参与市场化交易。

鼓励改革创新。选择符合条件且积极性较高的区域，针对增量部分电力需求，开展配售电市场化改革试点。充分利用互联网、分布式发电、智能电网等新技术，向用户提供智能综合能源服务，进一步提高能源服务质量和水平。

完善监管机制。强化政府对电网输配等自然垄断环节和市场其他主体的监管，建立规范购售电交易机制，完善市场主体公示和信用承诺制度，保证电力市场公平开放。

（三）主要目标

按照“管住中间、放开两头”的体制架构，结合输配电价改革和电力市场建设，有序向社会资本开放售电业务，3—5年全部放开除公益性调节性以外的发用电计划，允许符合条件的各类市场主体成立售电公司，初步拟定在南昌、上饶、赣州、宜春、九江等地区选择符合试点条件且积极性较高的区域开展售电侧改革试点，总结经验后逐步推广到全省。

鼓励社会资本投资、建设、运营增量配电网，组建拥有配电网运营权的售电公司，无歧视地向区域内售电公司和用户开放，并提供保底供电服务。

创新能源综合管理服务机制，探索差异化售电模式，构建电、热、冷、汽等能源一体化服务体系，为用户提供智能综合能源服务，进一步提高能源服务质量和水平。

二、售电侧市场主体

（一）电网企业

电网企业是指拥有输电网、配电网运营权、承担其配电区域保底供电服务的企业，履行确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务等用电基本责任。对配电区域内的各类用户提供电力普遍服务，保障基本供电；向市场主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修、收费等供电服务；保障电网公平开放，向市场主体提供输配电服务，公开

输配电网的可用容量和实际使用容量等信息。

（二）售电公司

售电公司分为电网企业的售电公司、社会资本投资增量配电网，拥有配电网运营权的售电公司和不拥有配网运营权、不承担保底供电服务的独立售电公司。发电企业及其他社会资本均可投资成立售电公司。同一配电区域内只能有一家企业拥有配电网经营权，并提供保底供电服务；同一售电公司可在多个配电区域内售电；同一配电区域内可有多家售电公司售电。

售电公司应以服务用户为核心，以经济、优质、安全、环保为经营原则，实行自主经营，自担风险，自负盈亏，自我约束。遵守电力市场交易规则及有关管理规定，严格履行购售电合同，承担保密义务，服从调度管理。鼓励售电公司提供合同能源管理、综合节能和用电咨询等增值服务。

（三）电力用户

试点区域内符合市场准入条件的用户，结合其用电性质和用电规模，具有相应自主选择权，按照差别化供电模式选择从发电公司、售电公司或电网企业购电。

三、市场主体准入与退出

（一）售电公司准入条件。按照《中华人民共和国公司法》完成工商注册，具有独立法人资格，经营范围包含电力销售项。

（二）市场主体准入程序。电力市场交易资格采取注册制，不实行行政审批。售电公司对照准入条件，按照“一注册、一承诺、一公示、三备案”的程序，在电力交易中心注册后参与售电市场交易。

（三）市场主体退出机制。市场主体违反国家有关法律法规和产业政策规定、严重违反市场规则、不能保持准入条件要求、发生重大违约行为、恶意扰乱市场秩序、未尽定期报告披露义务、拒绝接受监督检查的，强制退出电力市场，有关法人、单位和机构情况记入信用评价体系，

不得再进入市场。

四、试点的主要任务

（一）向社会资本开放售电业务

鼓励社会资本投资成立售电公司，从事售电业务；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的开发区（工业园区）成立售电公司；允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场，从事售电业务。通过分等级、分步骤地放开售电业务，培育一批具有一定规模、专业化的售电企业，逐步形成多层次的售电市场主体，实现售电侧的充分竞争。同一售电公司可在多个配电区域售电。

（二）放开试点地区增量配网

按照有利于促进配电网建设发展和提高配电运营效率的要求，探索社会资本投资配电业务的有效途径，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励组建配电公司。国网江西省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。配电公司拥有独立的配电网运营权，承担其配电区域内负有电网企业相同的权利和义务。增量配电区域的配电价格由江西省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。

新成立的配电公司应严格按照发改能源〔2015〕1899号文、国能电力〔2015〕290号文等要求实施配电网建设改造，确保电网稳定运行、安全可靠。

（三）建立保底供电服务制度

当售电公司终止经营或无力提供售电服务时，电网企业在保障电网安全和不影响其他用户正常供电的情况下，按照规定的程序、内容和质量要求向相关用户供电，并向不参与市场交易的工商业用户和无

议价能力的用户供电，按照政策规定收费。

为确保无议价能力和不参与电力市场的用户，以及参与电力市场后所选择的售电公司无法提供供电服务的用户有电可用，电网企业以及拥有独立配电网运营权的企业对配电区域内的用户提供保底供电服务。无议价能力或不参与电力市场的用户，由提供保底服务的供电企业按照政府核定的目录电价供电；参与电力市场后所选择的售电公司无法提供供电服务的用户，应在规定时间内选择新售电公司购电，否则将由提供保底服务的电网企业供电，直至其与新售电公司达成购电协议。

（四）完善电力交易机制和管理

1. 建立健全电力交易机制。江西电力交易中心有限公司是江西省电力市场业务的组织实施机构，不以营利为目的，其日常运营不受电网企业干预，受江西省电力市场管理委员会的管理和各市场主体的监督。在华中能源监管局和省级能源主管部门及相关部门的业务指导和监管下，依照政府批准的章程和规则为市场主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，履行电力市场交易管理职能，负责全省电力市场交易组织，并提供结算依据和相关服务。所有参与电力市场交易的用户必须严格遵守市场交易机制，用户一旦进入交易市场后，如果违反国家有关法律法规、严重违反交易规则和破产倒闭的须强制退出市场，列入黑名单，不得再进入市场。建立电力交易督查机制，对各类准入交易企业的能耗、电耗、环保排污水平定期开展专项督查，及时查处违规交易行为，情节严重的要追究相关责任。

2. 推进电力信用体系建设。建立电力市场主体信用评价制度，建立完善市场主体企业法定代表人或主要负责人、从业人员信用记录，将其纳入全省统一的公共信用信息平台，促进电力市场中各类企业信用状况透明、可追溯、可核查。实行市场主体年度信息公示制度，加大失信行为信息公开力度，推动市场主体信息披露规范化、制度化、程序化。建立健全守信激励和失信惩戒机制，加大监管力度，建立完

善黑名单制度，对严重失信行为且影响电力安全的，可实施限制交易或强制性退出，并与其他相关部门共享信息，实施联合惩戒。

（五）创新能源综合管理体制

1. 实行差异化供电模式。根据试点地区的用户性质和用电规模，探索实行差异化供电模式。一是大用户，35千伏及以上的大工业用户（或大型城市综合体、大型居民小区）可采取大用户直接交易模式，也可选择从售电公司或电网企业购电。二是一般工商业用户，可选择从售电公司购电，也可由电网企业承担保底供电。三是居民、农业生产、重要公用事业和公益性服务等用户，主要由电网企业和有配电网运营权的售电公司承担保底供电。另外，对符合条件的试点地区特大用户，在按规定缴纳政府性基金与附加等相关费用后，可选择大用户直接交易模式，利用市场化交易机制，多渠道购电；同时，对增量配电业务，也可成立独立的配售电公司。特大用户必须同时符合以下条件：纳入省重大建设项目调度范围，属于国家鼓励类产业项目，年用电量超过2亿千瓦时，用户电压等级110千伏及以上。

2. 开放综合能源管理市场。在试点地区探索综合能源管理创新，对促进园区招商引资、节能减排和可持续发展，具有较强的示范意义。结合试点地区产业规划和综合管廊建设，预留供热、供汽、供水设施及管线，积极发展可再生能源、天然气热电联产、冷热电三联供等分布式能源，实现电、热、冷、水、汽等能源一体化服务体系。开放区内综合能源管理市场，通过招投标或特许经营等模式，选择建设和运营主体。支持符合国家产业政策的市场主体组建各种类型的能源服务公司，鼓励试点地区利用区内现有的资源优势，组建冷热电三联供能源服务公司。

3. 发挥节能服务公司优势。鼓励社会资本参与组建采用基于合同能源管理机制运作、以赢利为目的的专业化节能服务公司。节能服务公司与愿意进行节能改造的用户签订节能服务合同，为用户的节能项目提供包括节能诊断、融资、节能项目设计、原材料和设备

采购、施工、调试、监测、培训、运行管理等的特色性服务，通过整合节能产业链，采用多元化、多层次的节能产品组合和技术路径，为客户提供新型的、系统的能效管理服务，降低企业生产成本，提高能源利用效率。

4. 加强电力需求侧管理。加快全省电力需求侧管理平台建设，常态化、精细化开展需求侧市场建设。完善峰谷电价政策，引导售电商、电能服务商等共同参与，主动减少高峰用电负荷。研究构建电力需求响应市场机制，建设需求响应技术支持平台，政府部门、供电企业、售电企业（电能服务商）、用户共同参与，形成有效的电力需求响应模式，消减社会高峰负荷需求。鼓励售电主体提供负荷管理、合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。鼓励发展用户侧分布式电源，准许接入各电压等级的配网或终端用电系统，允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易。

（六）加强对电力市场的监管

建立完善的监管组织体系，及时研究、分析交易情况和信息，及时公布违反规则的行为。制定适用于售电侧市场不同业务形态的买卖合同示范文本、大用户并网技术协议示范文本等，规范市场主体交易行为。根据不同层次的售电企业类别，探索交易保证金等制度，研究建立零售市场风险防范机制。制定零售市场监管办法，对零售市场主体、配电网无歧视公平开放以及交易过程及结果执行等实施监管。

五、保障措施

（一）加强组织领导。在已成立电力体制改革工作协调小组，下设3个专项工作组的基础上，报请省政府成立江西省电力体制改革工作领导小组，由省政府领导任组长，省直相关部门、华中能源监管局、电网公司、发电企业等单位负责同志为成员，统筹推进全省电力体制改革工作。江西省售电侧改革试点将在国家发展改革委（国家能源局）的指导下，由江西省发展改革委（能源局）具体负责牵头协调，各试

点地区具体组织实施。

（二）落实具体责任。试点区域发展改革部门负责具体落实售电侧改革的指导协调工作，及时了解并协调解决实施过程中出现的问题。江西电力交易中心有限公司在政府监管下，为售电公司提供规范便捷公开透明的电力交易服务。

（三）加强宣传引导。加强与新闻媒体的沟通协调，加大对我省售电侧改革的宣传报道，及时发布改革信息和政策文件，做好政策措施解读工作，积极回应社会关切，确保江西省售电侧改革在国家政策体系框架内顺利推进。

（四）强化监督检查。省发展改革委、省能源局、华中能源监管局等部门及时掌握试点地区改革动态，加强指导、协调和督查，华中能源监管局和省能源局依据相关法律法规，对售电市场公平竞争、市场主体准入、电网公平开放、市场秩序（信息公开、合同履行、合同结算等）、市场主体交易行为和信用情况、电力普遍服务等实施监管，依法查处违法违规行为。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 湖南省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕2504号）

湖南省人民政府：

报来《湖南省人民政府关于报送〈湖南省电力体制改革综合方案〉的函》（湘政明电〔2016〕9号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意湖南省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见汇总修改形成的《湖南省电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你省加强对试点工作的组织领导，省人民政府负总责，督促各相关部门加强与国家能源局湖南监管办的分工协作，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始

终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局湖南监管办和省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件：湖南省电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委

国家能源局

2016年11月30日

附件

湖南省电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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》（以下简称《意见》）及相关配套文件精神，加快推进我省电力体制改革工作，着力解决制约电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，促进电力行业又好又快发展，制定本方案。

一、重要性和紧迫性

电力行业是关系国计民生的基础产业，也是确保经济社会健康发展的战略性支撑产业。省委、省人民政府历来高度重视电力行业发展，近年来成立了重大电源点、农网改造等多个专项协调小组和指挥部加强领导协调。经过多年的改革和建设，我省电力行业取得了长足发展，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局，为进一步深化电力体制改革打下了基础。一是电力行业快速发展。截至 2015 年底，全省发电装机达 3945 万千瓦，其中火电、水电、新能源占比分别为 50%、44%、6%；全省发电量 1253 亿千瓦时；建成 500 千伏主干电网“两纵四横”输电通道，500 千伏和 220 千伏变电容量达到 7183 万千伏安，交流线路长度 17828 公里。二是普遍服务显著提质。“十二五”期间完成电网投资 500 多亿元，其中农网投资约 224.5 亿元，通过农村电网管理体制变革和升级改造等工作，实现除郴电国际和新华供电外所有代管县移交省电力公司直管，基本解决无电人口，村级农网改造率达到 96%，城乡电网供电能力和供电质量显著提升，供电可靠率达到 99.938%，用户年平均停电时间降至 5.4 小时。三是市场体系初步形成。培育了省电力公司、郴电国际、新华电力等一批电网企业，引进了大唐、华能、华电、国电投等央企和广东韶能集团、陕煤化长安电力等省外电企，带动了中南勘测设计院、省电力设计院、水电八局等一批辅助企业发展壮大。四是价格机制逐步完善。发电环节实现了上网标

杆电价，输配环节明确了过渡时期电力直接交易输配电价政策，销售环节对不符合国家产业政策以及能耗、环保不符合国家标准的行业制定了差别电价和惩罚性电价，制定了居民阶梯电价等政策。

我省当前正处于转型升级关键期，随着经济社会发展进入调整结构、创新驱动、稳步增长的新常态，现有生产环节中计划管理体制、销售环节中政府定价机制以及电力行业缺乏整体有效协调机制带来的弊端日益凸显：一是产能过剩与需求不足并存。全省电力生产呈现相对过剩，火电利用小时常年低于全国平均数 800 小时左右，并呈逐年扩大的趋势，不仅火电机组得不到充分利用，甚至出现弃水弃风。与此同时，省内电力需求不旺，全省人均用电量仅为全国平均 50%，工业用电量自 2015 年以来持续下滑。生产相对过剩与需求相对不足同步并存，互相钳制互相制约，严重影响电力行业发展。二是市场化定价机制不健全。现行上网电价和销售电价以政府定价为主，同时夹杂多重交叉补贴，电价难以及时反映市场供求状况。目前我省大工业、一般工商业目录电价偏高，但由于市场机制尚未建立，无法通过市场调节价格，导致企业用电成本居高不下。三是政府职能缺失与行业协调缺位并存。国家大部制改革撤销电力工业部后，部分行政职能转入电力企业，多年来企业立场代替政府立场，企业规划代替政府规划，政企不分，职能交错，行业管理缺位越位，导致市场无序竞争、电网重复建设、不能公平接入等问题。当前，国际国内经济能源形势正在发生深刻变化，我省电力体制特别复杂，亟需通过深化电力体制改革，进一步转变政府职能，规范行业管理，激发市场活力，推动全省经济社会发展。

二、总体思路和基本原则

（一）总体思路

按照中央进一步深化电力体制改革总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，立足湖南发展实际，以完善能源保障网为载体，以市

场建设为统领，以解决问题为导向，以降低成本、提升效率、优化结构为目标，围绕“三放开、一独立、三强化”任务，按照“管住中间、放开两头”体制架构，理顺电价形成机制，合理降低用电成本；组建相对独立交易机构，形成规范交易平台；逐步放开计划管理，扩大市场交易规模；培育多元市场主体，有序开展公平竞争；强化政府科学监管，维护市场安全运行。逐步建立健全电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体制，形成具有竞争活力、较为完善的现代电力市场体系。

（二）基本原则

坚持市场主导，注重市场交易与市场定价相结合。在发电侧和售电侧开展有效竞争，着力构建主体多元、竞争有序的电力交易格局，实现交易与价格的有机结合，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用。

坚持政府指导，注重安全可靠与保障民生相结合。强化政府对电力体制改革工作的宏观指导和协调，遵循电力技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应。充分考虑企业和社会承受能力，确保居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电价格相对平稳，保障电力公共服务。

坚持问题导向，注重理顺机制与解决问题相结合。以问题为导向，加强体制机制研究，从制度层面切实解决湖南电力发展和运行中存在的发电机组利用小时低、电力用户用电成本高、电力运行困难、农网建设标准不高、自供区遗留问题没有得到有效解决等实际问题。

坚持统筹协调，注重有序推进与试点先行相结合。充分考虑电力行业发展现状，把握好改革的力度和节奏，科学设定改革路径和时序，凝聚共识，攻坚克难，逐步推进。在条件成熟地区和领域率先开展试点，及时总结，推广经验，扩大改革成果。

坚持节能减排，注重化解产能与转型升级相结合。积极开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度，鼓励倡导绿

色能源消费，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，促进经济结构转型升级。

三、主要目标

紧紧围绕供给侧结构性改革，以完善市场机制为核心，全面实现电力市场化，分三个阶段实施。

改革起步阶段（2016年）：合理核定输配电价，初步建立输配电价形成机制；成立电力市场管理委员会，组建电力交易机构，制定市场交易规则，初步建成市场交易平台；有序放开发用电计划，逐步扩大直接交易规模；夯实电力市场化交易体系基础。

重点实施阶段（2017—2018年）：建立市场主体准入与退出制度，培育市场竞争主体；建立优先发电、优先购电制度，探索自供区的改革改造，制定辅助服务机制，以大用户直接交易为基础加快推进市场交易，力争交易规模扩大至300亿千瓦时；初步构建主体多元、公平开放的市场交易体系。

完善推广阶段（2019—2020年）：基本理顺电力价格形成机制，逐步完善电力交易机构组织形式，健全电力市场监管体系，工商业电量全部参与市场交易，社会资本参与投资配电业务，建立市场主体多元，交易品种齐全、功能完善的电力市场，市场在资源配置中发挥决定性作用，有效保障全省经济社会发展需要。

四、主要任务

（一）有序推进电价改革，理顺电价形成机制

建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系，形成保障电网安全运行、满足电力市场需要的输配电价形成机制。核定电网企业准许总收入，分电压等级核定输配电价，明确政府性基金和交叉补贴，并向社会公布，接受社会监督，逐步建立健全对

电网企业的约束和激励机制。

1. 合理核定全省输配电价。按照国家关于推进输配电价改革的有关要求，抓紧核定首个监管周期内国网湖南省电力公司各年准许收入和分电压等级输配电价，严格核减不相关、不合理的资产和成本，防止输配电价成本虚高核定。考虑湖南多网并存实际，进一步完善全省电网准许成本核定机制，按照准许成本加合理收益原则，对电网企业和配电企业各电压等级的资产、费用、供输电量、线损率等实行独立核算、独立计量，准许成本、准许收益、税金分别在各电压等级上分摊，逐步规范输配电价。

2. 建立健全激励约束机制。鼓励电网企业通过加强管理提高效率，使运营成本低于准许成本，节约的成本可在电网企业与用户之间分享；制定考核电网企业运行效率和服务质量的激励机制，电网企业服务绩效超过规定目标的，适当予以奖励，反之予以惩罚，扣罚部分准许收益。

3. 逐步规范网间电力交易。输配电价改革全面完成前，可继续通过趸售方式向地方电网供电，逐步规范趸售电价，有序减少趸售电量，鼓励地方电网通过市场交易向发电企业、售电企业等直接购电。条件成熟时，有序推进趸售交易向市场交易过渡，加快将地方电网发展为拥有配电业务的售电公司。

4. 有序实现市场形成价格。鼓励放开竞争性环节电价，把输配电价与发售电价在形成机制上分开。参与市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过自愿协商、市场竞价等方式确定，电网企业按照核定的输配电价收取过网费。参与电力市场的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和政策性交叉补贴）、政府性基金及附加组成；未参与电力市场的用户，继续执行政府定价。过渡期暂未单独核定输配电价的地区，可采取保持电网购销差价不变的方式执行。

（二）推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制

推动直接交易向市场交易转变，逐步扩大发电企业、售电主体和用户准入范围，探索推进跨省区电力交易，适时开展现货交易，逐步建立和完善配套体制机制，构建主体多元、公平开放、竞争有序、统一协调、健康发展的湖南电力市场。

1. 规范市场主体准入标准。按照接入电压等级、能耗水平、排放水平以及产业政策等制定参与市场交易的发电企业、售电主体和电力用户准入标准，报省人民政府审定后发布。以注册代替行政许可，发电企业、售电主体和电力用户可选择到交易机构注册成为市场交易主体。

2. 建立健全市场交易机制。改革初期，着重制定完善年度双边协商和月度集中竞争交易规则，包括市场准入、市场注册、市场交易、交易合同、交易出清、交易结算、信息披露等。根据湖南电源布局、负荷特性、电网结构等因素，逐步建立完善用户参与的辅助服务交易机制、合同执行偏差电量平衡机制、撮合交易机制、中长期与现货交易机制、跨省跨区交易机制。随着改革深入，建立健全以中长期差价合同管理市场风险、全电量集中竞价的现货市场发现价格的交易机制。

3. 研究制定市场信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。建立企业法人及其负责人、从业人员信用记录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，实行严格的行业禁入措施。

（三）建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台

按照公平、公正、公开原则，组建电力市场管理委员会，建设相对独立的省级电力交易中心，为省内电力交易提供公开透明、功能完善、规范运行的公共交易平台。

1. 组建电力市场管理委员会。在省电力体制改革领导小组的指导下，探索以公开招募等方式组建湖南省电力市场管理委员会。委员会由省内电网企业、发电企业、售电企业、电力用户和第三方代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事规则，负责研究讨论交易机构章程、交易和运营规则，推荐所属电力交易中心高级管理人员，协调电力市场相关事项等。委员会下设秘书处，挂靠省电力交易中心，负责会议召集及日常事务。委员会接受省人民政府有关部门和能源监管机构的指导和监管，上述单位派员参加委员会相关会议，审定审议事项，根据职责行使否决权。

2. 建设省级电力交易中心。组建股份制湖南省电力交易中心，对现有电力交易中心进行股份制改造。同步建设省级电力市场电子交易平台，满足中长期交易和市场监管要求，适时接入国家电力交易平台和区域电力交易平台。建立健全电力交易机构的信息发布制度，实时公布电网信息、通道信息和交易信息。

3. 完善电力交易中心功能。省电力交易中心按照章程实行自律自治管理，日常运作不受市场主体干预，在政府监管下提供规范、公开、透明的交易服务，包括电力交易平台的建设、运营和管理；市场交易组织，提供结算依据和相关服务，汇总用户与发电企业签订的双边合同；市场主体注册和相应管理，披露和发布市场信息等。

（四）推进发用电计划改革，更多发挥市场机制作用

在保障优先发电、购电和保底供电的前提下，逐步放开其他的发用电计划，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主。

1. 建立优先购电制度。确定优先购电的适用范围，全省一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电保留用电计划，享有优先购电权，近期不参与市场竞争。加强电力需求侧管理，保障对优先购电用户的电力供应。

2. 建立优先发电制度。按照确保安全，兼顾经济性、调节性和

节能环保的原则，将规划内风能、太阳能、生物质能发电电量，满足电网安全及调峰调频电量纳入一类优先发电，三峡和葛洲坝等国家指令性送受电计划、水电、余热余气余压发电等纳入二类优先发电，通过年度发电计划予以保障。结合我省实际，对发电计划逐年进行动态调整，合理测算计划电量，有序缩减发电计划。

3. 有序放开发用电计划。根据我省电力发展实际，在保障优先购电、发电前提下，分阶段分步骤放开发用电计划。2017年放开的发用电计划不低于300亿千瓦时；2018年以后，根据电力市场成熟程度，逐年缩减发用电计划；到2020年，除保留必要的公益性、调节性发用电计划之外，放开全部发用电计划。《意见》印发后新核准非优先发电机组原则上以市场交易为主，有序将国家计划送受电量转变为中长期合同，未纳入优先发电的跨省跨区送受电量进入市场进行交易。

（五）稳步推进售电侧改革，有序放开配售电业务

积极推进批发市场和零售市场建设，多途径培育售电侧市场竞争主体，逐步完善交易机制和准入退出机制，向社会资本开放配售电业务，提升售电服务质量和用户用能水平。

1. 培育多元售电市场主体。鼓励社会资本投资成立售电主体，拥有分布式电源的用户或微网系统可以参与市场交易；鼓励供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司从事售电业务；允许符合条件的发电企业投资和组建售电主体进入售电市场。

2. 建立售电市场管理机制。按照国家关于售电侧市场管理规则，结合湖南实际，明确售电主体市场准入、退出规则，以注册认定代替行政审批，明确“一注册、一承诺、一公示、三备案”具体流程，市场准入和交易过程做到公平开放、规范透明；研究制定配售电公司提供保底供电服务的具体办法；强化市场监督管理，建立配售电市场信用体系。严格执行公平无歧视接入规定，电网企业应及时向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户有电可用。

3. 积极开展园区售电试点。放开所有符合条件的省级以上园区售电业务。配售电公司可采取向发电企业协商购电、通过集中市场购电、向其他售电商购电等多种方式从事购电业务，向电力用户或其他售电商出售电能，符合条件的还可向用户提供合同能源管理、综合节能、需求响应、用户受电外部工程、用电设备维护和用电咨询等电力需求侧增值服务。向所有符合条件的市场主体放开配售电业务，形成市场竞争。拥有配电网运营权的售电公司应承担保底供电服务职责。

4. 引导社会资本投资增量配电业务。研究探索多种融资模式投资配电业务的有效途径，鼓励以混合所有制方式发展配电业务，投资各方共同承担新建配电网的运行维护费用。以产业园区为重点区域，有序向符合条件的市场主体开放增量配电业务。社会资本投资增量配电网绝对控股的配售电公司，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权。同一供电营业区内只能有一家配售电公司拥有配电网经营权，在供电营业区内拥有与电网企业相同的权力，并履行相同的责任和义务。增量配电网需充分论证并纳入省级及以上配电网规划，充分发挥现有电网供电能力，避免重复投资。试点范围内国网湖南省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。

（六）制定燃煤自备电厂管理办法，规范建设运营

制定湖南省燃煤自备电厂管理办法，从规划建设、并网运行、节能减排、市场交易、社会责任等方面规范自备电厂建设运营。

1. 科学规范自备电厂建设。建立健全自备电厂准入标准，燃煤自备电厂（除背压供热机组和余热、余压、余气利用机组外）统筹纳入国家依据总量控制制定的火电建设规划，严格执行火电建设相关产业政策和能效、水效、环保、安全质量等各项标准。鼓励有条件并网的燃煤自备电厂按自愿原则并网运行，电网企业应对符合规定的燃煤自备电厂无歧视开放电网，做好系统接入服务。燃煤自备电厂与电网企业签订相关协议并经验收合格后方可并网，并网后严

格服从电网的统一调度，并按照“两个细则”参与电网辅助服务考核与补偿。

2. 推进自备电厂升级改造。燃煤自备电厂应按国家规定装设电能计量装置和脱硫、脱硝、除尘等环保设施，满足国家以及湖南省最新的污染物排放标准和总量控制要求。燃煤自备电厂应在 2020 年前实现超低排放。供电煤耗、水耗高于湖南省同类型机组平均水平 5 克/千瓦时、0.5 千克/千瓦时及以上的燃煤自备电厂，要因厂制宜，实施节能节水升级改造。对机组类型属于《产业结构调整指导目录》等相关产业政策规定淘汰类的，明确时间表，强制淘汰关停。

3. 支持自备电厂进入市场。燃煤自备电厂归属企业自觉承担加强和规范电厂管理的主体责任，足额缴纳国家依法合规设立的政府性基金、政策性交叉补贴及系统备用容量费。满足条件的并网燃煤自备电厂归属企业可成为合格发电市场主体，根据自身负荷和机组特性提供调峰等辅助服务，其自发自用以外电量可按交易规则与售电主体、电力用户进行直接交易，或通过交易机构进行交易。燃煤自备电厂无法满足自身用电需求的企业，在按规定承担国家依法合规设立的政府性基金以及与产业政策相符合的政策性交叉补贴后，可视为普通电力用户，平等参与市场购电。自备电厂可在国家相关法律政策范围内进行出售和转让，出售转让后其自发自用供电范围限于法人所属企业，禁止对外部供电，内部新增供电线路应按程序进行报批。

（七）加强统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平

1. 切实加强电力行业特别是电网建设的统筹规划。政府有关部门切实履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与能源规划、地方规划与全国规划的有效衔接。电力规划经审核发布后要严格组织实施。建立规划实施检查、监督、评估、考核工作机制，保障电力规划的有效执行。逐步改革目前由企业行使的电网规划、标准制定等公共管理职能，由政府部门或委托第三方机构承担。

2. 切实加强电力行业及相关领域科学监管。完善电力监管组织体系，省人民政府有关部门、能源监管机构按照职能分工依法履行监管职责，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务、安全运行、公平接入、电网投资、运行效率监管，并对市场实施应急管理，保障全省电力安全稳定运行。电网企业不得对其他公民和法人设定接入电网和输配电服务方面的附加条件，确保电网对发电企业、售电主体和用户无歧视开放。

3. 切实减少和规范电力行业的行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，按照国家要求取消、下放电力项目审批权限，有效落实电力规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规则，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。

五、组织协调

（一）加强组织领导。成立省电力体制改革领导小组，由省人民政府常务副省长任组长，省人民政府协管副秘书长、省发改委主任、省经信委负责人任副组长，省发改委、省能源局、省编办、省经信委、国家能源局湖南监管办、省财政厅、省环保厅、省审计厅、省国资委、省国税局、省工商局、省政府法制办、财政部驻湘专员办等部门主要负责人为成员。领导小组办公室设在省发改委（省能源局），负责全省电力体制改革总体组织推进及日常事务的协调处理。

（二）落实责任分工。严格落实《湖南省电力体制改革工作方案》分工要求，省发改委负责拟定输配电价改革方案。省经信委负责拟定电力交易机构、发用电计划专项改革方案，负责组建电力交易中心及市场管理委员会，并指导开展工作。省能源局负责拟定售电侧改革方案、售电公司准入退出办法及燃煤自备电厂管理办法并组织实施。国家能源局湖南监管办负责拟定电力市场建设方案和电力市场交易规则及监管办法。各相关部门依据职能分工组织实施。

（三）抓好督促落实。严格按照经批准的改革试点方案和各项改

革任务推进计划要求，制定配套的改革试点实施方案，明确时间节点、牵头部门和责任人，加强对试点工作的督促检查和具体指导，切实推动各项改革任务落实到位。适时开展调研，及时解决试点推进中存在的问题。

（四）积极营造氛围。新闻媒体适时开设电力体制改革专栏专题专版，加大宣传报道力度，在全社会形成推进电力体制改革的浓厚氛围。加强改革工作的沟通协调，充分调动各方积极性，凝聚共识，形成工作合力。

国家发展改革委 国家能源局关于同意 天津市、青海省开展电力体制改革综合试点的复函

（发改经体〔2016〕2477号）

天津市人民政府、青海省人民政府：

报来《天津市人民政府关于报送天津市电力体制综合改革试点方案的函》（津政函〔2016〕86号）、《关于报送青海省深化电力体制综合改革试点实施方案的函》（青政函〔2016〕79号）收悉。经研究，现函复如下：

一、同意天津市、青海省开展电力体制改革综合试点。经征求有关部门意见汇总修改形成的《天津市电力体制改革综合试点方案》、《青海省电力体制改革综合试点方案》附后，请据此制定完善输配电价改革、电力交易机构组建、电力市场建设、发用电计划放开、售电侧改革等专项试点方案，报国家发展改革委、国家能源局备案。

二、加强组织领导，加快改革实施。请你省（市）加强对试点工作的组织领导，省（市）人民政府负总责，各部门、国家能源局派出机构分工协作、各司其职，加强与电网企业、发电企业、用电企业等各方面的协调沟通，充分调动各方面积极性，搞好工作衔接，形成工作合力。按照《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，以下简称中发9号文件）和电力体制改革配套文件精神，在综合试点和专项试点方案基础上，结合实际完善配套措施、突出工作重点，加快组建相对独立的电力交易机构，统筹推进输配电价、电力市场建设、电力交易机制、发用电计划、配售电侧等改革任务落实，确保改革取得实质性突破。

三、把握改革方向，规范推进试点。电力体制改革社会关注度高、

影响面广、情况复杂，要坚持正确的改革方向，确保在中发9号文件和配套文件框架内推进试点，防止试点工作方向走偏。试点工作要始终坚持以下原则：一是坚持市场定价的原则，不得采取行政命令等违背改革方向的办法，人为降低电价；二是坚持平等竞争的原则，向符合条件的市场主体平等开放售电业务和增量配电业务，不得以行政指定方式确定售电主体和投资主体；三是坚持节能减排的原则，对按规定应实行差别电价和惩罚性电价的企业，不得借机变相对其提供优惠电价和电费补贴。

四、稳妥推进改革，确保电力安全。试点过程中，要建立问题发现和纠错机制，灵活应对试点工作中出现的新情况新问题，切实防范试点过程中可能出现的风险，保证电网安全，保障民生用电，重大问题及时报告经济体制改革工作部际联席会议（电力专题）。电力市场运行前要进行模拟运行，加强对市场运行情况的跟踪了解和分析，及时修订完善有关规则、技术规范。国家能源局派出机构和天津市、青海省电力管理部门根据职能依法履行电力监管职责，对市场主体准入、电网公平开放、市场秩序、市场主体交易行为、电力普遍服务等实施监管。国家发展改革委、国家能源局将会同有关部门加强对试点的指导协调、督促检查、评估验收，共同做好试点工作。

附件 1：天津市电力体制改革综合试点方案

附件 2：青海省电力体制改革综合试点方案

国家发展改革委
国家能源局
2016年11月27日

附件 1

天津市电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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》和电力体制改革配套文件精神，稳妥有序推进天津市电力体制改革，更好地支持全市经济社会持续健康发展，特制定本方案。

一、基本情况

2002 年全国电力体制改革以来，在党中央、国务院的领导下，天津市电力行业破除了独家办电的体制束缚，实现了厂网分开，促进了电力行业快速发展，提高了电力服务水平。2015 年，全市发电装机容量达到 1324 万千瓦，其中火电装机占 97%，供热机组占 68%，电网 35 千伏及以上输电线路长度 16102 公里，35 千伏及以上变电容量达到 6842 万千伏安，形成了 500 千伏局部双环网和 220 千伏 6 个供电分区，连续 10 年未拉路限电。随着入津特高压工程的加快建设，天津电网与周边电网的互联互通能力进一步加强，为开展电力体制综合改革奠定了良好的基础。

同时也应看到，与落实国家要求和保障发展需要相比，天津市电力行业还面临着一些亟须通过改革解决的问题。一是市场竞争机制尚未形成。大用户直购电尚未开展，发电企业高度依赖发电计划，参与市场竞争意愿不足；售电侧尚未放开，工业企业用电价格偏高，一定程度上削弱了企业竞争力。二是价格关系尚未理顺。市场化定价机制尚未完全形成，难以及时合理反映用电成本、市场供求状况、资源稀缺程度及环境保护支出。三是电力系统运行效率和服务有待提高。电网投资主体单一，电网调峰、容量备用等辅助服务市场尚未建立，系统峰谷差不断加大，系统安全运行压力大，分布式电源接入和需求侧管理受到一定制约。

二、总体要求

（一）指导思想

全面贯彻落实党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神，深入学习贯彻习近平总书记系列重要讲话精神，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，进一步适应经济发展新常态，紧紧围绕天津市全面建成高质量小康社会奋斗目标，突出供给侧结构性改革要求，持续深化电力体制综合改革，以建立健全电力行业市场体制为主要目的，以“管住中间、放开两头”为核心任务，以“三放开、一独立、三强化”为主要路径，理顺价格形成机制，降低电力成本，放开竞争性业务，实现多元供应，提高能源利用效率，促进节能环保，提升行业技术水平，确保安全可靠，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”的电力行业市场体制。

（二）基本原则

——坚持安全高效，确保民生。遵循电力系统运行的客观规律，以确保全市供电安全可靠为前提，保障电力系统安全、稳定运行和基本公共服务高效供给，完善有利于经济运行、环境保护、公共安全、社会稳定的行业发展体制机制。

——坚持统筹兼顾，公平开放。正确处理政府、企业和用户之间的关系，统筹各项改革任务，统筹计划与市场关系，统筹局部与全局利益，充分调动各类市场主体参与电力体制综合改革试点工作，妥善处理各方关系，促进可持续发展。

——坚持问题导向，因地制宜。结合国家确定的改革任务，充分考虑京津唐电网电力电量统一平衡现状和天津市电力发展的实际需求，重点就有序放开发用电计划、推进售电主体多元化、促进绿色电力消纳、完善电力市场建设等问题提出改革方案。

——坚持积极稳妥，阶段推进。结合天津市实际，有重点、有步骤地推进电力改革。坚持试点先行，在条件相对较好、矛盾相对较小

的地区先行开展试点，总结试点经验，逐步推广，确保改革平稳推进。

（三）改革目标

第一阶段（2016年至2018年），参与初步构建京津冀电力市场。按照供给、需求、输配、交易等市场要素，核定输配电价，妥善处理交叉补贴，制定直接交易规则，推动电力直接交易，组建相对独立的交易机构，构建电力市场平台，按照国家有关规定，明确市场主体准入和退出标准，稳步推进售电侧放开，积极探索社会资本参与增量配电投资的有效途径。

第二阶段（2019年至2020年），参与京津冀电力现货交易，建成完整的京津冀电力市场体系。按照电力市场化基本要求，建立更加完善的定价机制和更加健全的电力交易机制，除必要的公益性、调节性以外的发用电计划全部放开，形成市场主体多元、竞争有序的交易格局，逐步融入全国电力市场体系。

三、重点任务

（一）有序放开发用电计划

1. 积极参加京津冀统一平台开展直接交易。综合考虑天津市经济发展、社会稳定、电网安全、电价水平等因素，在保障民生前提下，研究制定天津市发用电计划有序放开实施方案，确定发用电计划有序放开的分阶段实施条件和放开比例，明确各阶段发用电主体市场准入条件及责权义务。

2. 建立优先发电制度。落实可再生能源发电保障性收购制度，推进水能、风能、太阳能、生物质能等可再生能源和余热余压余气优先发电。满足调峰调频和电网安全需要的电量优先发电。燃气、超低排放燃煤热电联产机组实行“以热定电”，在采暖期优先发电。

3. 建立优先购电制度。全市第一产业用电，第三产业中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电列入优先购电范围。优先购电用户按照政府定价优先购买电量，并获得优先用电保障，

原则上不参与限电，可自愿选择参与市场竞争。2017年，明确优先购电的用户类别、电量规模，制定保障上述用户优先购电的配套措施。

（二）组建相对独立的电力交易机构

4. 组建相对独立的电力交易机构。在北京电力交易中心加挂京津冀电力交易中心牌子，实现交易业务与电网业务分开，并根据电力市场建设发展需要，逐步引入其他市场主体进行股份制改造。电力交易机构按照政府批准的章程和规则为电力市场交易提供高效、优质服务。

5. 明确交易与调度机构职责。电力交易机构在政府监管下为市场交易主体提供规范、公开、透明的电力交易服务，主要负责市场建设、交易平台建设与运行维护、市场成员注册与管理、市场分析预测、市场交易组织、提供交易结算依据、披露和发布市场信息等工作，配合有关部门编制电力市场交易规则。电力调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全。

6. 建立电力市场管理委员会。在天津市电力体制综合改革组织领导机构下，按类别选派有关市场主体代表参加京津冀电力市场管理委员会。

（三）推进电力市场建设

7. 规范市场化交易规则。按照国家能源局制定的电力交易基本规则，研究完善京津冀电力市场交易具体细则。2016年配合制定出台京津冀电力直接交易规则，适时配合制定出台京津冀电力现货交易规则。

8. 推动电力直接交易。积极参与京津冀电力市场建设，引进区外低价电，降低本地用电成本。结合有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，在2016年底前，组织开展大用户与发电企业直接交易试点，并逐步放开准入范围，扩大直接交易规模。完善省际合作机制，加强与电力富集省份的沟通协作，积极推动跨省跨区直接交易，扩大市场化交易电量。到2017年底，争取天津市电量交易60%通过直接

交易实现。

9. 完善辅助服务交易机制。按照“谁受益、谁承担”的原则，研究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，约定各自的辅助服务权利与义务，自主参与辅助服务市场化交易。

（四）稳步推进售电侧放开

10. 放开增量配电投资业务。对于历史形成的国网天津市电力公司以外的存量配电资产，视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。2017年前，推动现有符合条件的经济技术开发区、保税区、高新区、循环经济产业区等园区开展增量配电投资业务试点，提高配电网运行效率，争取形成可复制可推广的模式。2020年前，以新建的各类产业园区（如南港工业区等）、新建城区为重点推动社会资本进入配电领域，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务，鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务。对社会资本投资增量配电网绝对控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。

11. 培育多元化售电主体。逐步向社会资本放开售电业务，发电企业及其他社会资本均可投资成立独立的售电公司。2017年，根据国家《售电公司准入与退出管理办法》出台售电公司准入退出实施细则。选择有参与意愿并符合准入条件的各类园区，组建独立的售电公司，可以代表园区内相关企业打捆参与电力直接交易。电网企业应无歧视地向售电主体及其用户提供各类供电服务，按约定履行保底供应商义务，确保无议价能力用户也有电可用。

（五）完善配套服务机制

12. 核定输配电价。按照国家要求，2016年研究制定天津电网输配电价改革试点方案。按照《国家发展改革委国家能源局关于印发〈输配电定价成本监审办法（试行）〉的通知》（发改价格〔2015〕1347号）

要求，组织开展输配电定价成本监审工作，严格核减不相关、不合理的投资和成本费用。在此基础上，按照“准许成本加合理收益”的原则，以有效资产为基础，测算电网准许总收入和分电压等级输配电价，经国家发展改革委审定后向社会公布。建立平衡账户，实施总收入监管与价格水平监管。制定相关配套政策措施，逐步完善输配电价体系。配合华北能源监管局开展华北区域输电价格核定。

13. 分步实现公益性以外的发售电价格由市场形成。放开竞争性环节电力价格，在形成机制上把输配电价与发售电价分开。其中，参与电力市场交易的发电企业上网电价由用户或售电主体与发电企业通过协商、市场竞价等方式自主确定；参与电力市场交易的用户购电价格由市场交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金三部分组成。过渡时期，电力直接交易可采取保持电网购销差价不变的方式，即发电企业上网电价调整多少，销售电价就调整多少，差价不变。其他没有参与直接交易和竞价交易的上网电量，以及居民、农业、重要公用事业和公益性服务用电，继续执行政府定价。

14. 妥善处理交叉补贴。坚持保障民生、合理补偿、公平负担的原则，结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴。过渡期间，由电网企业向政府价格主管部门申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经审核后通过输配电价回收。

（六）促进新能源发展和消纳

15. 促进可再生能源电力消纳。认真落实可再生能源发电全额保障性收购政策，编制本地区年度电力电量平衡方案时，在保证电网安全稳定和保障民生的前提下，全额安排可再生能源发电，优先预留风电、光伏发电、水电等可再生能源机组发电空间，支持利用多能互补等技术提高可再生能源消纳能力，同时积极接纳京津冀地区的清洁电力，确保 2020 年非水可再生能源电量比重提高到 10%。

16. 完善可再生能源、分布式电源并网机制。电网企业应健全电

力并网技术标准及管理办法，进一步简化业务流程，建立相关制度并对外公开。开放电网公平接入，保障可再生能源、分布式电源无歧视、无障碍上网。放开用户侧分布式电源市场，准许接入各电压等级的配电网和终端用电系统，允许拥有分布式电源的用户或微网系统参与电力交易。

（七）强化燃煤自备电厂管理

17. 鼓励小火电机组关停替代。削减煤炭消费总量，鼓励军粮城电厂、静海热电厂等小火电机组关停替代，减少污染物排放，推动大气污染防治。能耗和污染物排放不符合国家和天津市标准的小火电机组应实施升级改造，拒不改造或不具备改造条件的逐步淘汰关停。

18. 规范自备电厂建设运营管理。禁止新建燃煤自备电厂。禁止公用电厂违规转为企业自备电厂。企业自备电厂自发自用电量应承担并足额缴纳政府性基金以及政策性交叉补贴和辅助服务费用，并按约定的备用容量支付系统备用费，严格执行调度纪律，主动承担维护电力系统安全稳定运行的责任和义务。

19. 推进自备电厂环保改造。自备电厂应安装脱硫、脱硝、除尘等环保设施，确保满足大气污染物排放标准和总量控制要求。2016年，全市10万千瓦及以上自备煤电机组全部实施超低排放改造，并于2017年底前完成全部改造工作，鼓励其它有条件的自备电厂实施超低排放改造。

（八）加强运营管理和市场监管

20. 强化供需两侧管理。按照市场化方向，从需求侧和供应侧两方面入手，搞好电力电量整体平衡。加强电力企业运营管理，确保电力安全稳定供应，有效保障供需紧张情况下居民等重点用电需求不受影响。加强电力应急能力建设，提升应急响应水平，确保紧急状态下社会秩序稳定。

21. 建立电力规划统筹协调机制。建立政府各部门和企业之间、各相关专业规划之间的横向协调统筹机制，优化电源与电网布局，加

强电力规划与能源等规划之间、地方性电力规划与全国电力规划之间的有效衔接。不断提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规划的透明度和公众参与度，各种电源建设、网架布局和增量配电网业务要严格按规划有序组织实施。

22. 强化科学监管。完善电力监管组织体系，创新监管措施和手段，有效开展电力交易、调度、供电服务和安全监管，加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管。加强市场主体诚信建设，将企业法人及其负责人、从业人员信用记录纳入天津市信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯、可核查。对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

四、保障措施

（一）加强组织领导。成立由分管副市长牵头、国家能源局华北监管局、市发展改革委、市工业和信息化委、市财政局、市环保局、市市场监管委、市电力公司等单位参与的天津市电力体制综合改革组织领导机构，负责制定天津市电力体制改革试点实施方案，统筹推进各项改革任务。组织领导机构日常工作由市工业和信息化委负责，组织推动方案的实施，及时协调改革进程中遇到的问题。市有关部门按照职责分工，做好改革任务牵头推动，确保各项工作落到实处。

（二）开展动态评估。市有关部门要从安全、公平、经济、效率、清洁能源消纳等方面，对改革工作开展动态评估，提供第一手参考依据，及时、准确、充分地了解改革运行状况，建立风险防控机制，应对可能出现的各类问题，保障电网安全运行和电力可靠供应，确保改革顺利实施。

（三）严格监督考核。要将电力体制改革作为促进全市经济发展、保障民生的重要任务。各单位、各部门根据方案任务分工，制定改革时间表、路线图，按计划推进电力体制改革各项工作；市有关部门要

制定实施目标责任制，切实加强日常督促检查、跟踪和考核，确保改革任务如期完成。

（四）加强宣传引导。加大对电力体制改革的宣传报道力度，及时发布改革信息，做好政策措施解读，积极回应社会关切，加强工作沟通协调，最大程度凝聚各方共识，充分调动各方积极性，形成改革合力，为推进天津市电力体制改革工作营造良好社会氛围。

附件 2

青海省电力体制改革综合试点方案

为贯彻落实《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）（以下简称中发9号文件）及配套文件精神，进一步深化电力体制改革，解决制约我省电力行业科学发展的突出矛盾和深层次问题，促进电力行业又好又快发展，结合我省实际，制定青海省深化电力体制综合改革试点实施方案。

一、青海省电力体制现状及存在问题

（一）现状

1. 基本情况。青海省总面积 72 万平方公里，平均海拔 3000 米以上，有 6 个民族自治州，截至 2015 年底常住人口 588 万人。自 2002 年电力体制改革实施以来，在国家发展改革委、国家能源局的正确领导和大力支持下，电力行业破除了独家办电的体制束缚，从根本上改变了计划体制和政企不分、厂网不分等问题，实现了快速发展，供电服务水平有了较大提高，无电人口用电问题得到全面解决，基本实现城乡用电同网同价，初步形成了电力市场主体多元化竞争格局。

国网青海省电力公司辖 7 家地市级供电企业、28 家县级供电企业，供电面积 48.2 万平方公里，供电人口 577.8 万人，承担了青海绝大部分地区供电任务。此外，玉树藏族自治州结古、称多等六县供电任务由青海省水利水电集团公司承担；果洛藏族自治州久治、班玛、玛多三县供电任务由当地县政府承担。玉树地震后，玉树电网与青海主网联网，果洛三县电网孤网运行，网架薄弱，供电能力低，可靠性差。

2. 电力发展情况。截至 2015 年底，全省电力装机 2171 万千瓦。其中，水电 1145 万千瓦、火电 415 万千瓦、太阳能发电 564 万千瓦、风电 47 万千瓦。2015 年青海省全社会用电量 658 亿千瓦时，发电量 576 亿千瓦时。

青海电网位于西北电网中间枢纽位置，东部通过 4 回 750 千伏线路与甘肃电网相连，西部通过 2 回 750 千伏线路经甘肃沙洲与新疆联网，南部通过一回±400 千伏直流与西藏联网。省内已形成东西 750 千伏电网为骨干网架、东部 330 千伏双环网、中部单环网、西部及南部分别辐射至花土沟、玉树等地区的主网网架结构，110 千伏以 330 千伏变电站为电源点辐射供电，供电能力与质量显著提升。截至 2015 年末，750 千伏变电站 6 座，变电容量 1440 万千伏安，线路 17 条、2716 公里；330 千伏变电站 29 座、变电容量 1662 万千伏安，线路 115 条、5578 公里；110 千伏变电站 121 座，变电容量 898 万千伏安，线路 309 条、8108 公里。

3. 市场化探索。2016 年 1 月，我省出台了《青海省电力用户与发电企业直接交易试点方案》，开展电力用户与发电企业直接交易；同年 4 月，经省政府同意组建了青海电力交易中心有限公司，章程和规则正在研究制定中。

（二）存在的问题

近年来，青海电力工业有了长足发展，为经济社会发展提供了有力的支撑，但一些长期积累起来的矛盾和问题也日益凸显，特别是藏区电力普遍服务成本高等问题制约了我省电力工业进一步发展和市场化推进。

1. 青海藏区电力普遍服务成本高

青海藏区电网面积大、投入多，负荷小、电量少，运营成本高。藏区面积占全省 95% 以上，电网投资占总投资 70% 以上，用电负荷只占 15% 左右，电量仅占 12% 左右。维护藏区稳定责任重，三江源保护责任大，普遍服务成本高。预计“十三五”藏区电网经营亏损将达 30 亿元，如不及早建立青海藏区电力普遍服务补偿机制，将会大幅推高我省输配电价水平。

2. 市场化定价机制尚未形成

一是现行上网电价大部分仍执行政府定价，难以及时反映市场供

求状况、资源稀缺程度和环境保护支出。二是工商业补贴居民和农业、城市补贴农村、高电压等级补贴低电压等级的电价交叉补贴问题突出。

3. 市场化交易机制尚待完善，资源利用效率不高

电力直接交易主要由政府主导以撮合交易为主，发电企业和用户之间市场交易有限。青海电力交易中心有限公司配套管理、监督机制以及交易规则等尚不完善。调峰辅助服务采取调度命令手段予以实施，缺乏市场化补偿机制，为西北电网调峰的青海水电没有获得相应的经济补偿。丰富的太阳能资源得不到充分利用，弃光现象时有发生。

4. 发展机制不健全，可再生能源开发利用面临困难

青海是全国最大的太阳能发电基地之一，为实现国家非化石能源发展目标和构筑生态安全屏障做出了突出贡献。在青海可再生能源快速发展的同时，也面临着一些困难，国家出台的各地区可再生能源配额制并未赋予强制性约束力，发电企业燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度尚未正式发布，全国碳排放交易体系建设 2017 年才能启动，影响和制约了青海省可再生能源的发展。

5. 配售电及投资主体单一，售电侧竞争机制尚未建立

一直以来我省主要由国网青海省电力公司实行统购统销，电网建设及终端销售主要依靠国网青海省电力公司，尚未形成配售电市场，配售电侧投资主体单一，没有社会资本进入配售电市场及投资的有效途径，售电侧竞争机制亟待建立。

二、试点的必要性和紧迫性

当前，国际国内电力形势已发生深刻的变化，青海正处于奋力打造“三区”、实现全面小康的关键阶段，要顺利实现“十三五”发展目标，与全国同步全面建成小康社会，深化电力体制改革，建设清洁低碳、安全高效的现代电力体系，对青海省经济社会的支撑作用至关重要。

（一）促进我省能源资源优势转化为经济优势。青海具有丰富的能源和矿产资源。其中，55种矿产资源保有量居全国前十位、24种居全国第三位、11种居全国首位。水电资源丰富、太阳能资源得天独厚。依托丰富的能源资源，青海把新能源新材料产业作为战略性新兴产业的重点。新兴产业的发展和传统资源优势产业的转型升级，都对电力的依赖程度越来越高。通过深化我省电力体制改革，可以激发电力产业发展的活力和动力，促进传统和新兴产业发展。

（二）促进我省电力产业加快转型升级。通过改革，建立健全电力行业市场化体制机制，有序放开竞争性业务、实现供应多元化，调整电力结构，提升电力工业技术水平，控制能源消费总量，提高能源利用效率，提高安全可靠性能，促进节能环保，是适应并服务于“三区”建设的对电力产业发展的新要求。

（三）促进我省电力工业提高市场竞争力。当前，可再生能源外送矛盾突出，国家清洁能源转型战略实施面临困难。

通过改革，建立完善公平规范的电力交易市场机制，形成跨省跨区电力交易机制，融入全国电力市场，可提升我省电力行业竞争力，解决青海可再生能源外送矛盾，促进青海特高压直流绿色走廊建设，深入推进绿色能源革命。

（四）促进我省电力行业市场化体制机制建立。一是在输配电价方面，建立独立的输配电价机制，改革和规范电网企业运营模式，为推进电力上网侧和销售侧价格市场化奠定基础。二是在发电侧方面，促进发电企业降低成本，有利于发电企业管理水平的整体提升。三是在售电侧方面，探索社会资本进入新增配售电领域的有效途径，增强配电网建设的投资能力。四是在电力市场方面，增强电力用户在市场中的议价能力。

（五）促进我省少数民族地区经济社会发展。我省区域内95%以上属藏区、牧区和高海拔地区，电网投资巨大。作为民族贫困地区的供电主体连续多年亏损，发展难以为继。

通过电力体制改革，建立藏区普遍服务机制，将增强自我发展能力，确保民族地区的电力供应，助推当地产业发展，让少数民族群众在全面建成小康社会过程中一个都不掉队，一个都不少。

深化电力体制改革事关我省能源安全和社会经济发展全局。青海省委省政府高度重视电力体制改革工作，各级政府、各类企业和用户及其他社会主体等，对改革目的和意义有了进一步认识，推进改革的诉求和呼声较高，这些都具备了深化电力体制改革的良好环境和基础。

三、总体思路和基本原则

（一）总体思路

贯彻落实党的十八大、十八届三中、四中和五中全会精神，按照中央进一步深化电力体制改革的总体部署，坚持社会主义市场经济改革方向，坚持创新、协调、绿色、开放、共享发展理念，立足青海实际，围绕“三放开、一独立、三强化”重点任务，推进电价改革，理顺电价形成机制；推进电力交易体制改革，完善市场化交易机制；推进发用电计划改革，更多发挥市场机制作用；稳步推进售电侧改革，有序向社会资本放开售电业务；开放电网公平接入，建立分布式电源发展新机制；加强电力统筹规划和科学监管，提高电力安全可靠水平。

（二）基本原则

1. 坚持市场配置，政府调控。发挥市场配置资源的决定性作用，促进有效竞争。加强政府宏观调控，有效发挥政府规划、调节、监管和保障民生的作用，坚持电力基础设施特性和保证电力基本公共服务。

2. 坚持安全可靠，提高效率。遵循电力的技术经济规律，保障电力系统安全稳定运行和电力可靠供应，不断提高电力系统运行效率。

3. 坚持试点先行，有序推进。按照整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行的要求，调动各方面的积极性，确保改革

规范有序、稳妥推进。

4. 坚持优化存量，放开增量。区别对待存量和增量，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式，建立跨省跨区电力市场交易新机制。逐步向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。新增工业用户和新核准的发电机组原则上进入市场交易。

5. 坚持鼓励竞争，保障民生。在鼓励发电侧、售电侧、用户充分竞争的同时，结合我省经济发展总体水平和阶段性特征以及地区、城乡发展差异，充分考虑企业和社会的承受能力，不搞“一刀切”，有效保障电力公共服务。

6. 坚持清洁优先，节能减排。在确保供电安全的前提下，优先保障水电和规划内的风能、太阳能等清洁能源和超低排放燃煤机组发电上网。开展电力需求侧管理和能效管理，完善有序用电和节约用电制度。

四、主要目标和改革步骤

（一）主要目标

建立健全藏区普遍服务补偿机制；建立科学、合理的青海省输配电价体系；组建相对独立、规范运行的股份制青海电力交易中心，对现有交易中心进行股份制改造；建立跨省跨区电力交易新机制；建立优先购电权、优先发电权制度；培育社会资本参与的配售电主体。实现与全国同步完成电力体制改革任务。

（二）改革步骤

按照国家部署，结合我省实际，分两个阶段实施。

第一阶段（2016年—2018年）：以国家政策框架为基本遵循，以加快推进条件成熟的改革为突破口，在建立藏区电力普遍服务补偿机制的基础上，开展输配电价核算，进一步放开发用电计划，完善销售电价分类改革，完成相对独立股份制交易机构的组建和交易平台的建设，明确市场准入标准和交易规则。在电力市场体系、社会资本投资

配售电业务、培育市场主体等方面进行积极探索。实现电力市场规范有序，电价形成机制基本建立，可再生能源发电和分布式能源发电在电力供应中的比例明显提高，市场主体多元化步伐加快的目标。

第二阶段（2018年—2020年）：2020年前建立以长期交易为主、现货交易为补充的市场体系。跨省跨区电力市场化交易份额进一步扩大，电力行业“有法可依、政企分开、主体规范、交易公平、价格合理、监管有效”的市场体系比较健全，供应多元化和公平竞争全面实现，产业技术水平、能源利用效率和电力运行安全可靠明显提升，政府监管能力明显增强，实现全省资源优势转化为经济优势。

五、重点任务

（一）建立青海藏区普遍服务补偿机制

妥善解决青海藏区电力普遍服务成本问题，维护藏区电网健康持续发展和藏区和谐稳定局面是青海深化电力体制改革的成功保障。2015年，中央第六次西藏工作座谈会指出要建立青海藏区电力普遍服务补偿机制，国家能源局《关于加快贫困地区能源开发建设推进脱贫攻坚的实施意见》（国能规划〔2015〕452号）要求制定藏区电力普遍服务补偿机制。

鉴于藏区电网投资需求大，运营成本高，需要在国家层面统筹考虑，通过补助建设资金、补偿运维成本等多种方式建立藏区电力普遍服务补偿机制。

1. 完善藏区电网建设扶持政策。一是争取国家将支撑藏区发展的骨干电网项目全部纳入农村电网改造升级范围。二是对所有纳入青海藏区电网项目，争取提高中央预算内投入比例至80%。

2. 通过资本金预算补偿普遍服务成本。争取通过核减藏区电网资本金预算收入或资本金预算支出补偿等方式补偿藏区电力普遍服务成本。

（二）推动输配电价改革

1. 制定输配电价改革试点方案。按照国家要求，结合开展输配电价改革试点省份的成熟经验，探索建立科学合理的青海电网输配电价形成机制，建立平衡账户及相应的调整机制，拟定适合青海电力体制特点的输配电价改革试点方案，经国家批准后组织实施。

2. 做好输配电价定价成本监审工作。按照《国家发展改革委国家能源局关于印发〈输配电定价成本监审办法（试行）〉的通知》（发改价格〔2015〕1347号）要求，配合国家开展青海电网输配电价成本监审工作，明确青海电网输配电定价成本构成要素，从严核定成本费用，完成青海电网输配电价成本监审工作。

3. 推进电价交叉补贴改革。坚持保障民生、合理补偿和公平负担的原则，结合电价改革进程，配套改革不同种类电价之间的交叉补贴，逐步减少工商业内部交叉补贴，妥善处理居民、农业用户交叉补贴，逐步建立科学合理的销售电价分类体系。过渡期间，由电网企业测算并申报现有各类用户电价间交叉补贴数额，经政府价格主管部门审核后，通过输配电价回收。

4. 测算输配电价标准。在建立藏区电力普遍服务补偿机制的基础上，根据成本监审结果，按照“准许成本加合理收益”原则，在综合考虑电网企业输配电资产、成本、效益的基础上，测算出输配电价总水平和分电压等级输配电价标准。

（三）建立相对独立的电力交易机构

1. 组建和规范电力交易机构。组建股份制青海电力交易中心，对现有交易中心进行股份制改造。青海电力交易中心按照政府批准的章程和规章运营，按有关规定为电力市场交易提供服务，机构管理运营和各类市场主体相对独立，并接受西北能源监管局和省级能源主管部门及相关部门的业务指导和监管。

2. 明确电力交易中心职能。电力交易机构在西北能源监管局和省级能源主管部门的监管下，不以营利为目的，依法依规为市场主体

提供规范、公开和透明的电力交易服务，主要负责市场交易平台的建设、运营和管理，负责市场交易组织，提供结算依据和服务，汇总用户与发电企业自主签订的双边合同，负责市场主体的注册和管理，披露和发布市场信息等。调度机构主要负责电力实时平衡和系统安全。

3. 设立市场管理委员会。在省电力体制改革领导小组的领导下，组建青海电力交易市场管理委员会，由电网企业、发电企业、售电企业、电力用户等按类别选派代表组成，实行按市场主体类别投票表决等合理议事机制，负责研究审定青海电力交易中心章程、交易和运营规则，推荐并依法定程序聘任青海电力交易中心高级管理人员，协调电力交易市场相关事项等。由西北能源监管局和省级能源主管部门、省级电力运行主管部门、省级价格主管部门等有关部门组成联合小组，联合小组成员单位可派员参加电力交易市场管理委员会有关会议。电力交易市场管理委员会审议结果经审定后执行，联合小组可行使否决权。重大事项由联合小组报经省政府审定后执行。

（四）建立健全电力市场交易机制

1. 规范和明确市场主体。对单位能耗、环保排放均达到国家标准的发电企业、售电企业和用户按照接入电压等级、产业政策以及区域差别化政策等制定参与直接交易的准入标准。在落实电力系统安全、供需平衡和保障优先购电、优先发电的前提下，扩大省内电力直接交易规模；实行市场主体注册制。发电企业、售电企业、用户三方到交易机构注册成为市场交易主体，政府定期公布注册的市场主体目录，并实施动态监管。

2. 引导市场主体开展多方直接交易。对符合准入标准的市场主体赋予自主选择权，确定交易对象、电量和价格，按照国家规定的输配电价向电网企业支付相应的过网费，直接洽谈合同，实现多方直接交易。青海电力交易电子平台建成之前，以建立中长期市场为主，主要开展年、季、月等月以上电能交易。青海电力交易电子平台建成后，探索开展周、日等日以上电能交易。

3. 建立中长期稳定的交易机制。构建体现市场主体意愿、长期稳定的双边市场模式，直接交易双方通过自主协商决定交易事项，依法依规签订电网企业参与的三方合同。鼓励用户与发电企业签订年度及以上的长期合同，建立并完善合同调整及偏差电量处理的交易平衡机制。

4. 建立调峰补偿市场化的辅助服务机制。建立用户参与的服务分担共享机制。根据电网可靠性和服务质量，按照“谁受益、谁承担”的原则，发挥各类型发电企业和电力用户的调节性能，由用户结合自身负荷特性，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，承担相应的辅助服务费用，或按照贡献获得相应的经济补偿；在现有基础上建立完善调峰补偿市场化机制。加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方。

5. 建立跨省跨区电力交易市场化机制。积极配合推进西北电力市场建设，按照国家统一安排和省级政府间的合作协议，支持电力企业将省内富余的电力电量，采取中长期交易为主、临时交易为补充的交易模式输送到区域或全国电力市场进行交易，促进电力资源在更大范围内优化配置。根据电力市场建设推进情况，制定跨省跨区电力直接交易实施方案。跨省跨区电力交易合同要向西北能源监管局、省级能源主管部门和电力交易机构备案。

（五）推进发用电计划改革

1. 建立优先购电制度。通过建立优先购电制度保障无议价能力的用户用电。一产用电，三产中的重要公用事业、公益性服务行业用电，以及居民生活用电优先购电。重要公用事业、公益性服务包括党政军机关、学校、医院、公共交通、金融、通信、邮政、供水和供气等涉及社会生活基本需求，或提供公共产品和服务的部门、单位，纳入优先购电适用范围。制定藏区基本电力供应保障制度，保障藏区群众生产生活用电。

2. 建立优先发电制度。优先保障清洁能源发电、调节性电源发电上网。按照国家发展改革委的《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源〔2016〕625号）规定，制定青海省可再生能源发电全额保障性收购实施细则。安排年度发电计划时，充分预留可再生能源发电空间，优先安排可再生能源保障性发电。纳入规划的太阳能、风能等清洁能源，满足电网安全需要的调峰调频电量，热电联产机组“以热定电”电量，跨省跨区送电中的国家计划、政府协议送电量，水电、余热余压发电、超低排放燃煤机组优先安排发电。

3. 逐步放开发用电计划。综合考虑青海经济结构、电源结构、电价水平、送电规模和市场基础以及保障社会稳定等因素，随着电力体制改革和电力市场体系建设的推进，逐步放开发用电计划。在现阶段放开部分35千伏及以上工业用户参与直接交易的基础上，逐步放开全部35千伏及以上工商业用户参与，允许部分优先购电的企业和用户自愿进入市场。3—5年全部放开除公益性调节性以外的发用电计划。随着用电逐步放开，相应放开一定比例的发电容量参与直接交易，市场力集中的发电企业要严格执行市场化电量，为建设电力市场提供空间。目前保留各类优先发电，鼓励优先发电企业自愿进入市场。具备条件时，调峰调频、供热、余热余压发电等优先发电尽可能进入电力市场。

（六）推进售电侧市场改革

1. 培育售电业务主体。向社会资本有序放开售电业务，多途径培育售电侧市场主体，形成有效竞争的市场结构和市场体系，促进能源资源优化配置，提高能源利用效率和清洁能源消纳水平，提高供电安全可靠。整合互联网+、智能电网、能源综合服务和节能管理等新兴技术和管理模式，提高电力用户、服务商、电力生产商的互动，提高电力服务的质量和水平。支持发电公司及其他社会资本投资成立售电公司参与市场交易；允许拥有分布式电源的用户，供水、供气和供热等公共服务行业，节能服务公司等从事市场化售电业务；允许符

合条件的用户自主选择市场交易对象。建立售电侧市场主体信用体系，切实保障各相关方的合法权益。电网企业制定制度措施确保无歧视地向售电主体及其用户提供报装、计量、抄表、维修等各类供电服务，按约定履行保底供应义务，确保无议价能力用户用电。

2. 鼓励社会资本投资增量配电业务。坚持改革正确方向，鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务，探索社会资本投资配电业务有效途径，以高新产业园区、经济技术开发区、循环经济园区、工业园区和矿区等为重点，有序向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务。国网青海省电力公司以外的存量配电资产视同增量配电业务，按照实际覆盖范围划分配电区域。同时，社会资本投资增量配电网控股的，在取得供电业务许可后即拥有配电网运营权，拥有与电网企业相同的权利，并切实履行相同的责任和义务。增量配电区域的配电价格由青海省价格主管部门依据国家输配电价改革有关规定制定，并报国家发展改革委备案。

3. 明确售电放开的市场准入条件。在国家确定的售电侧市场主体准入与退出标准、条件基础上，结合青海实际，依法确定符合技术、安全、环保、节能和社会责任要求的售电主体准入条件。售电主体必须具备独立法人资格、业务独立、信用良好、拥有与申请的售电规模和业务范围相适应的注册资本、设备和经营场所以及具有掌握电力系统基本技术经济特征的相关专职专业人员。明确退出规则，加强市场监管，保障各相关方合法权益。创新售电业务市场准入机制，以注册认定代替行政审批，实行“一注册、一承诺、一公示、三备案”。

4. 明确市场主体权责。售电主体可通过电力市场，采取向发电企业集中竞价和向其他售电商购电等多种方式购电。售电主体、用户和其他相关方依法签订合同，明确权利义务。鼓励售电主体创新服务，向用户提供合同能源管理、综合节能和用能咨询等增值服务。各种电力生产方式都要严格按照国家有关规定，承担政府性基金、政策性交叉补贴、普遍服务和社会责任等义务。各市场主体通过电力交易中心

等平台进行交易。

（七）积极发展可再生能源和分布式电源

1. 建立促进可再生能源消纳机制。加强可再生能源发电与其他电源、电网的有效衔接，加强特高压交直流输送通道建设，提高消纳和外送能力，明确可再生能源接入、电量输送和消纳责任，建立确保可再生能源电力消纳的激励机制。按照国家能源局《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能新能〔2016〕54号）要求，促进青海可再生能源电力在全国消纳。督促火电企业承担火电发电量的非水可再生能源配额。在青海建立区域碳排放交易中心，按照国家统一部署，积极推进碳排放权交易试点，鼓励可再生能源发电企业加入试点，提高可再生能源发电项目的投资回报率。

2. 逐步探索可再生能源参与市场竞争机制。规划内可再生能源优先发电，优先发电合同可转让。鼓励可再生能源电量参与市场竞争、跨省跨区消纳。利用省内可再生能源电力丰富的优势，鼓励可再生能源发电企业在绿证交易机制建立之后，进行绿色发电证书交易，实现可再生能源电能的绿色价值。

3. 大力发展可再生能源和分布式电源。依托青海丰富的太阳能、风能和水能资源，积极打造青海海南州、海西州千万千瓦级可再生能源基地、黄河上游水电基地，提高可再生能源消费比重和非水电可再生能源电量消费比重，创建绿色能源示范省，形成以可再生能源为主的能源供应体系。分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力和能源利用效率。

（八）加强电力行业统筹规划

1. 加强电力统筹规划。认真履行电力规划职责，优化电源与电网布局，加强电力规划与电源规划之间、全国电力规划与地方性电力规划之间的有效衔接。提升规划的覆盖面、权威性和科学性，增强规

划的透明度和公众参与度，各种电源建设和电网布局要严格规划并有序组织实施。电力规划应充分考虑资源环境承载力，依法开展规划的环境影响评价。规划经法定程序审核后，要向社会公开。建立规划实施检查、监督、评估和考核工作机制，保障电力规划的有效执行。

2. 加强电网规划、建设管理。制定青海电网建设管理

办法，明确各级政府、电网企业在电网规划建设中的职责，规范电网规划和项目建设前期工作的程序及内容，提高规划编制的质量和执行刚性。强化各级政府对电网规划管理职能，建立规划审批、实施、修订和后评价等制度。建立省级和设区市的分级规划建设管理体制，省级负责 110 千伏及以上的规划管理，市（州）负责所辖区域 110 千伏以下的规划管理。制定风电等可再生能源发电项目送出工程规划，切实保障可再生能源公平并网接入，鼓励风电等送出工程由项目业主建设或代建，项目业主依法依规享受可再生能源接网工程补贴。

3. 减少和规范电力行业行政审批。进一步转变政府职能、简政放权，取消、下放电力项目审批权限，有效落实规划，明确审核条件和标准，规范简化审批程序，完善市场规划，保障电力发展战略、政策和标准有效落实。按照环保优先、电价优先的原则，加强能源资源管理，将电源项目特别是水电、太阳能发电、风电等资源类项目的业主选择引入竞争机制，公开择优选择项目业主。

4. 加强和规范自备电厂监督管理。按照国家相关规定制定企业自备电厂管理办法，将自备电厂建设和管理纳入全省电力发展规划。按照国家资源综合利用、热电联产的政策要求，严格遵循能效环保标准，规范自备电厂建设，维护电力市场秩序。加强对自备电厂的运行监管，并要求其承担相应的社会责任。禁止公用电厂违规转为自备电厂。

（九）切实加强电力行业和电力市场科学监管

1. 加强科学监管。严格执行国家法律法规和行业标准，创新监管模式，根据职能依法履行电力监管职责，开展对电力规划从编制到

实施的全过程监督和后评价工作。加强电网公平接入、电网投资行为、成本及投资运行效率监管。切实保障可再生能源并网接入，促进节能减排，保障居民供电和电网安全可靠运行。对市场主体有关市场操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为等情况实施监管。对电力交易中心和电力调度中心执行市场规则的情况实施监管。加强和完善行业协会自律、协调、监督、服务的功能，充分发挥其在政府、用户和企业之间的桥梁纽带作用。

2. 建立健全市场主体信用体系。加强市场主体诚信建设，规范市场秩序。建立企业法人及其负责人、从业人员信用纪录，将其纳入统一的信用信息平台，使各类企业的信用状况透明、可追溯和可核查。加大监管力度，对企业和个人的违法失信行为予以公开，违法失信行为严重且影响电力安全的，要实行严格的行业禁入措施。

六、组织实施

电力体制改革工作关系经济发展、群众生活和社会稳定，要加强组织领导，按照“整体设计、重点突破、分步实施、有序推进、试点先行”的要求，调动各方积极性，确保改革有序、稳妥推进。

（一）成立领导小组，落实工作机制。成立青海省深化电力体制改革领导小组，负责组织领导和统筹安排全省深化电力体制改革工作。由省长任领导小组组长，分管发展改革委、经济和信息化委的副省长任副组长，省发展改革委、省能源局和省经济和信息化委、西北能源监管局、省财政厅、省环境保护厅、省水利厅、省国资委、省政府法制办等部门，国网青海省电力公司、黄河上游水电开发有限责任公司、省投资集团有限公司等单位的主要负责人为成员。领导小组办公室设在省能源局，具体承担领导小组日常工作。办公室主任由青海省能源局局长兼任。

（二）把握改革方向，确保改革效果。电力体制改革政策性强、涉及面广、情况复杂，各部门各单位要确保改革方向正确，充分估计

工作难度，细化改革内容、完善配套措施、突出工作重点，统筹兼顾，积极稳妥推进，确保改革平稳有序推进，取得预期目的和效果。

（三）精心组织安排，扎实推进实施。各部门各单位深入调查研究，细致调查摸底，及时协调解决改革中遇到的新情况新问题，确保各项改革任务落到实处。各项改革重点任务进展，由牵头单位负责按期报送省电力体制改革领导小组办公室。

（四）加强舆论引导，营造良好氛围。加强与新闻媒体的沟通衔接，加强对电力体制改革舆论宣传工作，做好政策解读，阐释改革的目的是意义，正确引导社会舆论，及时回应社会关切，努力为改革营造良好的社会氛围。