

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，阐释改革的目的是和意义，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。