

The New Era, New Change and New System of China's Electricity System Reform

Jiaxiong Wei¹, Yongxiu Bai², Yuan Wang^{3*}

¹Shaanxi Electric Power Company, Xi'an Shaanxi

²School of Economics and Management, Northwestern University, Xi'an Shaanxi

³School of Management of Xi'an Polytechnic University, Xi'an Shaanxi

Email: *wy0179wang@163.com

Received: May 13rd, 2018; accepted: May 28th, 2018; published: Jun. 5th, 2018

Abstract

China's Electricity System Reform (CESR) started in 1980s, experienced some development stages, such as fund-raising operations, government-enterprise separation and etc. Now CESR has entered to a new era of electricity system reform. New Electricity System Reform (NESR) centered on the liberalization of the electricity market, which triggered a series of new changes and formed a new operating system. Based on the review of GESR process, this paper makes a comparative analysis from four aspects, including market entities, pricing mechanism, electricity trading and electricity regulatory before and after NESR, discovers some new changes, and builds a new system of the electricity market operation based on PDCA. At last, some policy recommendations bring to the close.

Keywords

New Electricity Market Reform, Electricity Market, Electricity Regulatory

中国电力体制改革的新时代、 新变化和新体系

韦加雄¹, 白永秀², 王 渊^{3*}

¹国网陕西省电力公司, 陕西 西安

²西北大学经济管理学院, 陕西 西安

³西安工程大学管理学院, 陕西 西安

Email: *wy0179wang@163.com

收稿日期: 2018年5月13日; 录用日期: 2018年5月28日; 发布日期: 2018年6月5日

*通讯作者。

摘要

改革开放后,我国的电力体制改革经历了集资办电、政企分开等发展阶段,现已进入电力体制改革的新时代,新一轮电力体制改革以放开售电市场为核心,引发了一系列新变化,形成了新的运行体系。本文基于对我国电力体制改革历程的梳理,从市场主体、定价机制、市场交易、电力监管等方面对新一轮电力体制改革前后进行对比分析,发现了其中的新变化,基于PDCA构建了电力市场运行的新体系。最后,针对新体系运行提出了政策建议。

关键词

新一轮电力体制改革, 电力市场, 电力监管

Copyright © 2018 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

2015年3月15日,中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干指导意见》(中发[2015]9号),拉开了新一轮电力体制改革的序幕。中国电力体制改革在经历过集资办电、政企分开、早期电力市场化后,开启了以新一轮电改为代表的中国电力体制改革的新时代。

2. 中国电力体制改革迈入新时代

1949年10月,我国成立中央人民政府燃料工业部¹,归中央人民政府政务院²管理,下设电业管理总局,电业管理总局下设东北、华北、华东、中南、西南和西北6个大区电业管理局。这一时期,我国实行政企合一的电力管理体制,各大区电业管理局在中央的统一领导下分区域管理电力的生产运营。20世纪80年代,随着改革开放的不断深入,电力基础设施出现短缺,社会发电量无法满足经济发展的需要。为了解决电力短缺问题,我国开始进行电力体制改革探索[1],经历了集资办电、政企分开、早期电力市场化三个阶段后,迈入电力体制改革新时代。

2.1. 集资办电(1978~1987)

1982年12月,国务院下发《关于征集国家能源交通重点建设基金的通知》(中发[1982]49号文),从各地区、各单位征集能源交通重点建设基金,用于能源与交通基本项目的建设。在政策与资金的支持下,华能汕头燃机电厂、华能大连电厂、华能福州电厂等众多独立电厂纷纷建成。1985年5月,《关于鼓励集资办电和实行多种电价的暂行规定》(国发[1985]72号文),提出集资办电可采用两种方式:一是集资扩建或新建电厂;二是集资单位向各电网买用电权,把这部分资金转为电力建设资金。同年8月,华东地区首先试行“二分钱办电政策”,即每度电征收二分钱电力建设基金用于办电,极大地缓解了华东地

¹中央人民政府燃料工业部:1949年10月成立,归政务院财政经济委员会管理。1954年9月28日,第一届全国人民代表大会成立中华人民共和国燃料工业部,同时成立中华人民共和国国务院,原中央人民政府燃料工业部撤销,其工作移交给中华人民共和国燃料工业部,在国务院的领导下负责全国燃料工业生产建设。

²中央人民政府政务院:1949年10月成立,是中华人民共和国国家政务的最高执行机关,对中央人民政府委员会负责。1954年9月,依据宪法规定,政务院改为国务院,是国家最高行政机关。国务院由全国人民代表大会产生,对全国人民代表大会负责。

区电力短缺的问题。1987年12月,国务院批准了《关于征收电力建设资金暂行规定的通知》(国发[1987]111号),确定在全国范围内开始征收电力建设资金并以地方政府名义投入到电力建设项目中,推动了我国电力工程建设的步伐[2]。总体来看,“集资办电”政策使我国电力投资主体开始多元化,独立电厂纷纷建成,缓解了当时全国电力短缺的问题,但在政企合一的电力管理体制下,中央垄断问题依然存在,地方独立电厂并未受到完全意义上的公平对待。

2.2. 政企分开(1988~2001)

1988年7月,华东地区开始进行电力体制改革试点,成立华东电力联合公司和上海、江苏、浙江、安徽电力公司。同年12月,各大区联合电力公司成立,由能源部³直接管理,各省电力公司成立,由能源部和省人民政府管理。1991年12月,各大区联合电力公司分别改组为华北、东北、华东、华中、西北五大电力集团,负责各区电力的生产、建设与经营[3]。1993年3月,国务院撤消了能源部,重组电力工业部主管全国电力工业建设工作。1997年1月,国家电力公司成立,与电力工业部双轨制运行,电力工业从形式上实现了政企分开。1998年3月,电力工业部被撤销,国家电力公司承接了电力工业部下属的全部资产,作为国务院出资的企业独立运营,电力工业正式从中央层面实现了政企分开。1998年11月,国务院下发了《关于深化电力工业体制改革有关问题的意见》(国发[1998]146号文),正式开启了各省电力工业政企分开改革试点工作。截至2001年,全国大部分省份完成了电力工业的政企分开,但国家电力公司依然集发电资产、电网资产于一身,在电力行业中处于垄断地位。

2.3. 早期电力市场化改革(2002~2013)

2002年2月10日,国务院下发《国务院关于印发电力体制改革方案的通知》(国发[2002]5号文),确定“厂网分开、主辅分离、输配分开、竞价上网”的改革任务,通过资产重组实现国家电力公司的资产分为发电类和电网类。电网资产被重组为国家电网与南方电网;发电资产被重组为中国华能集团、中国大唐集团、中国华电集团、中国国电集团、中国电力投资集团,至此,厂网彻底分开,发电侧初步形成五大集团竞争局面。国务院将原国家电力公司直属的四个规划设计与水电施工类单位直接改组为中国水电工程顾问集团公司、中国电力工程顾问集团公司、中国水利水电建设集团公司和中国葛洲坝水利水电建设集团公司,电力工业实现了一定程度上的主辅分离。2011年9月,经国务院批准,中国电力建设集团有限公司和中国能源建设集团有限公司成立,标志着电力工业彻底实现主辅分离。总体来看,电力体制改革实现了电力工业的“厂网分开、主辅分离”,同时在发电侧引入了竞争机制,提高了发电市场运行效率,但输、配、售环节依然由电网企业垄断。

2.4. 新一轮电力体制改革开启(2014~)

2014年11月,国家发改委下发《关于深圳市开展输配电价改革试点的通知》(发改价格[2014]2379号文),率先在深圳市开启了新一轮电力体制改革。2015年3月15日,国务院下发《关于进一步深化电力体制改革的若干指导意见》(中发[2015]9号文),确立了“管住中间、放开两头”的体制架构。本次电力体制改革旨在打破垄断,改变电网企业统购统销电力的现状,推动市场主体直接交易,充分发挥市场在资源配置中的决定性作用[4]。同年11月,电力体制改革六大核心配套文件出台,分别从输配电价改革、电力市场建设、电力交易机构组建、发用电计划放开、售电侧改革推进、燃煤自备电厂监督方面,明确了新一轮电力体制改革的要求及实施路径,至此,改革工作全面铺开。总体来看,售电侧的放开是本次电力体制改革的亮点,未来售电公司将包括电网企业的售电公司、拥有配电网运营权的售电公司、独立

³能源部:1988年5月成立,统管全国能源工业建设工作,1993年3月撤销。

售电公司三大类，电力用户将享受到更实惠的电力价格与更优质的电力服务。

3. 中国电力体制改革的新变化

新一轮电力体制改革开启了我国电力市场化的新时代，带来了一系列的变化，归纳起来主要体现在四个方面。

3.1. 市场主体方面

新一轮电力体制改革前后，发电市场主体与输电市场主体并没有发生变化，配电市场主体与售电市场主体发生了较大变化。配电市场主体在原有的国家电网、南方电网以及部分地方电网公司之外，又向社会资本开放，可投资运营增量配电网，增加了取得配电网运营权的电厂、高新产业园区、经济技术开发区及其他社会资本投资的企业。售电市场主体针对不同客户实行了差异化。对于普通居民、农业、公用事业、公益性服务行业用户，售电主体依然是国家电网、南方电网和地方电力集团。对于电压等级 110 kV (66 kV)及以上、部分 35 kV 电压等级的大工商业用户，售电主体依然是发电企业。对于其他进入电力市场交易的用户，售电主体主要有六类，分别是电网企业的售电公司、高新产业园区或经济开发区组建的售电公司、社会资本投资成立的售电公司、拥有分布式电源的用户或微网系统、公共服务行业和节能服务公司、发电企业投资和组建的售电公司。

3.2. 定价机制方面

新一轮电力体制改革前后，电价类别没有发生变化，依然分为上网电价、输配电价、销售电价、直接交易的大用户购电价格四类，但部分定价机制发生了变化。

上网电价依据是否参与市场竞争以及市场主体的不同分为三类，如图 1 所示：一是参与电力市场竞争的发电企业上网电价。此类电价主要实行两部制，即容量电价与电量电价，容量电价由国务院价格主管部门制定，电量电价由市场竞争形成；二是不参与电力市场竞争的发电企业上网电价，此类电价由相关价格主管部门根据发电项目经济寿命周期，按照合理补偿成本、合理确定收益和依法计税的原则核定；三是电厂与大用户直接交易的上网电价。此类电价由双方自愿协商确定。

从输配电价看，新一轮电力体制改革前后的电价类别没有变化，但定价机制发生了改变，如图 2 所示。新一轮电力体制改革后，共用网络输配电服务价格根据电网各电压等级的资产、费用、电量、线损率等情况，确定电网企业输配电业务准许收入，并按照“准许成本+合理收益”的原则进行核定。专项服务价格沿用改革前的定价机制。辅助服务价格方面，按照“谁受益、谁承担”的原则，建立辅助服务分

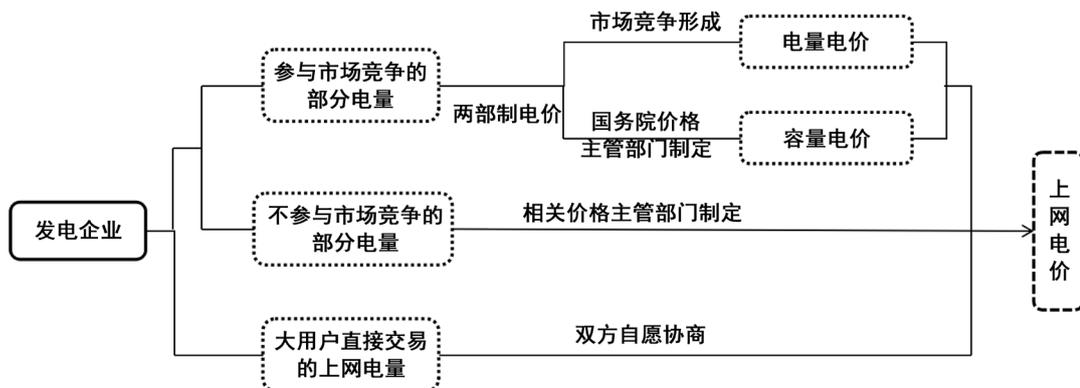


Figure 1. Pricing mechanism of grid electricity price after a new round of power system reform

图 1. 新一轮电力体制改革后上网电价的定价机制

担共享机制，主要通过用户与发电企业或电网企业签订合同来约定各自的辅助服务权利与义务。

从销售电价看，新一轮电力体制改革前后，销售电价的构成和定价机制均发生了明显变化，如图 3 所示。新一轮电力体制改革前，销售电价由购电成本、输配电损耗、输配电价、政府性基金构成。新一轮电力体制改革后，销售电价按照用户是否进入电力市场交易分为了两类：一是进入市场交易的用户销售电价。此类价格由市场交易价格、输配电价、政府性基金组成。其中，市场交易价格由市场竞争形成；输配电价根据电网各电压等级的资产、费用、电量、线损率等情况，由政府相关部门并按照“准许成本+合理收益”的原则进行核定；政府性基金及附加按照行政法规规定收取。二是不进入市场交易的用户销售电价。此类价格执行改革前的定价原则。

从直接交易的大用户购电价格看，新一轮电力体制改革前后，允许直接交易的大用户范围有所扩大，直接交易的大用户购电价格的组成和定价机制并没有实质性的改变，如图 4 所示。电压等级 110 kV (66 kV) 及以上并符合相关政策的大工商业用户的购电价格，由直接交易价格、电网输配电价、政府性基金及附加组成。其中，直接交易价格由大用户与发电企业自主协商确定；电网输配电价由电网企业向用户或发电企业代收。

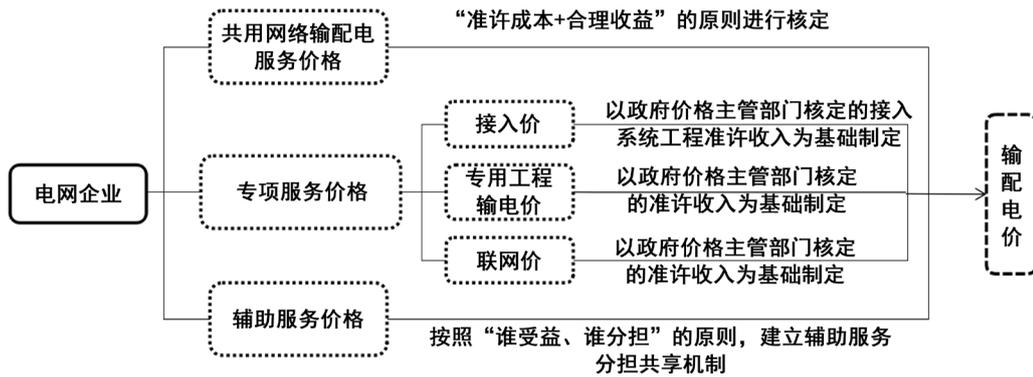


Figure 2. Pricing mechanism of transmission and distribution price after a new round of power system reform

图 2. 新一轮电力体制改革后输配电价的定价机制



Figure 3. Pricing mechanism of sales price after a new round of power system reform

图 3. 新一轮电力体制改革后销售电价的定价机制

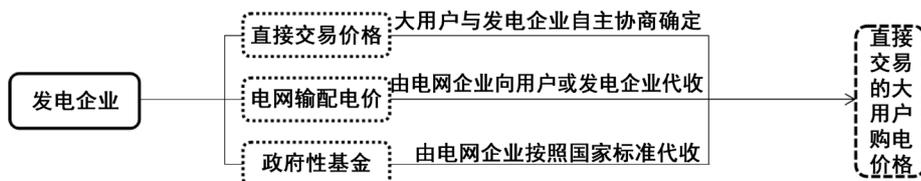


Figure 4. Pricing mechanism of electricity purchase price for direct transaction users after the new round of power system reform

图 4. 新一轮电力体制改革后直接交易用户购电价格定价机制

电企业收取，具体分摊比例由用户与发电企业协商确定；政府性基金及附加按照国家标准，由电网企业代国家向用户收取。新一轮电力体制改革后，除了电压等级 110 kV (66 kV)及以上的大工商业用户，部分 35 kV 的工商业用户也可与发电厂直接交易，定价机制继续按改革前的规定执行。

3.3. 市场交易方面

新一轮电力体制改革前，电力市场交易形式主要有两种：一是大用户直购电，即电压等级 110 kV (66 kV)及以上的大工商业用户与发电企业直接交易。二是公共电网售电，即发电企业将电力销售给电网企业，电网企业再将电力卖给用户。新一轮电力体制改革后，增加了一种电力市场交易形式——竞价交易，即发电企业、售电公司、电力用户通过自主协商或集中竞价的方式在电力交易机构进行交易。电力交易机构负责提供结算依据，电网企业负责收费、结算，并对其供电营业区承担保底供电服务。

3.4. 电力监管方面

新一轮电力体制改革前后，由于市场主体与交易机制的变化，监管主体与监管对象也发生了变化。改革前，我国电力市场主要由国家能源局负责制定电力政策、监管电力市场运行、监督检查有关电价、监督电力安全生产。改革后，国家与各省级电力交易机构相继建立，国家能源局除依法履行改革前的监管职责外，还需会同地方政府对区域电力市场及国家级电力交易机构实施监管。国家能源局的派出机构除依法履行改革前的监管职责外，还需会同地方政府电力市场管理部门，负责监督省(市、区)电力市场主体操纵力、公平竞争、电网公平开放、交易行为，并对省级电力交易机构实施监管。此外，国家级电力交易机构方面，由当地电网企业、发电企业、售电企业、电力用户选派代表组成电力交易中心市场管理委员会，负责研究电力交易机构章程、交易运营规则、提出交易机构高级管理人员建议、协调电力市场相关事项。各省级电力交易机构方面，由当地电网企业、发电企业、售电企业、电力用户选派代表组成各省级电力交易中心市场管理委员会，负责提出各省电力市场建设建议，讨论交易和运营规则及细则、听取市场主体诉求、协调矛盾、监督电力市场运营和交易规则执行等，国家能源局及其派出机构可以派出人员参与相关会议。

4. 中国电力市场改革后的运行新体系

新一轮电力市场改革按照安全稳定、统筹兼顾、公平开发、节能减排等原则有序开展，形成了运行的新体系，包括三个部分，如图 5 所示：一是市场规则设定；二是运行效果评价；三是问题分析。这三个部分按照 PDCA 循环的方式构成了一个动态、闭环、持续改进的运行体系。

P (计划)环节进行市场规则设定。其中，市场准入要求通过改变准入单机容量、电力用户电压等级、售电企业注册资质等条件影响市场主体的数量，继而影响市场竞争是否充分；交易品种设定要按照交易范围(省内、省外)、交易期限(年、月)、交易组织方式(双边协商交易、集中交易)、交易标的(电能、合同转让)进行重新设定，满足市场发展和交易主体要求；发用电计划放开方式包含确定放开电量比例、省内发电计划和市场电量衔接方式、跨区跨省送电与省电力市场衔接方式、偏差电量处理方式。输配电价按照允许合理收益方式核定输配电价水平，并以此为基础核定分电压等级、分用户类别的输配电价；售电侧放开方式主要是明确售电市场主体要求、业务范围、市场化交易方式、信用体系建设和风险防范要求，培育多元售电主体，形成“多买——多卖”格局。

D (执行)环节即试点运行并进行效果评价。新一轮电力市场改革激发了市场活力，能够释放出电力市场的改革红利，但是同时也会引发市场风险。市场红利可以从提高用户服务水平、促进地方经济发展、促进节能减排和清洁能源发展、促进电力行业效率提升、完善市场交易要素几方面进行分析；可能带来

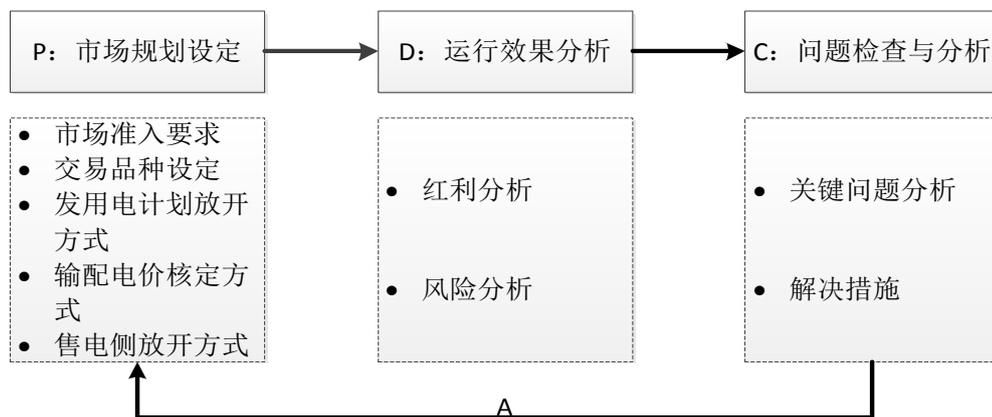


Figure 5. New operation system after power market reform
图 5. 电力市场改革后的运行新体系

的风险包括市场垄断、安全稳定两方面。

C(检查)环节在综合考虑电改初期配套政策、监管机制尚未完善的条件下,进行潜在问题的检查和分析,提出改进措施。未来新一轮电改容易发生的问题包括防范市场力、解决输电阻塞、统筹协调计划市场电量等。

A(反馈)环节将试运行中发现的问题及时反馈,并从P(计划)源头上找原因,通过调整市场规则改善新体系的运行效果。

5. 中国电力体制改革新体系运行的政策建议

5.1. 电力市场监管机构应实现政监分离

2013年,国务院将原能源局与电监会的职责整合,重组国家能源局,仍由国家发改委管理。国家能源局作为我国电力市场的监管机构,采用内设机构与外派机构相结合的方式,负责电力发展规划、政策的制定;承担电力体制改革有关工作;监管电力市场运行的相关业务和电力安全生产管理。这种“政监合一”的监管模式使得政策制定部门和监管执行部门之间产生职责交错,影响监管效果。事实上,世界先进国家在电力市场监管方面多采用政监分离模式。以澳大利亚为例,澳大利亚电力市场监管机构从上至下依次为澳大利亚能源委员会、澳大利亚能源市场委员会、澳大利亚能源监管局。其中,澳大利亚能源委员会负责制定宏观政策;澳大利亚能源市场委员会负责制定国家电力市场监管规则、实施细则;澳大利亚能源监管局负责监管国家电力市场运行与国家电力法、条例、规则的执行情况[5]。澳大利亚的政策制定机构能源市场委员会与监管执行机构能源监管局相分离,有利于彼此分权、互相监督,更有效的发挥其专业性。随着电力市场化改革的推进,未来我国也可借鉴澳大利亚的监管模式,将政策制定部门与监管执行部门独立,由国家能源局负责监管电力市场运行与电力安全生产,由国家发改委负责制定电力相关政策与发展规划。

5.2. 发电侧上网电价逐步实现全量竞价

新一轮电力体制改革后,我国采用了增量电量市场化原则,即计划内的电量执行国家制定的上网电价,计划之外的电量上网电价实行两部制。这是由于我国各地经济发展水平、电力供求现状存在较大差异,电力需求增长率和系统平均供电成本长期波动,导致上网电价的改革必须分阶段实施,以保证电价水平相对稳定,确保社会正常生产生活。但从国际经验来看,当电力市场化改革进入成熟期,发电端的

竞争会逐渐加剧,计划电量的比重会由大到小,增量电量的比重会由小到大,最终实现全量竞价,即所有的上网电量都将由市场定价。全量竞价上网,有利于促使发电企业挖潜降耗,降低生产成本,提高企业效益;有利于在发电端形成科学合理、相对稳定的上网电价,降低用户成本;有利于真实反映燃料价格变动情况、电力市场供需情况。随着电力市场化逐渐成熟,我国发电侧上网电价也应逐步实行全量竞价,使资源通过电价机制得到最优配置。

5.3. 电力交易机构逐步向电力交易所转型

现阶段,为了改变传统计划体制下电网企业统购统销的经营模式,政府组建了电力交易机构。依据《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》(发改经体[2015] 2752号文),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透明的电力交易服务。交易机构具体职能:一是负责市场交易平台的建设、运营、管理;二是负责市场交易的组织,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;三是负责市场主体注册和管理,披露和发布市场信息。然而,这种定位与职能仅仅符合我国当前电力市场发展阶段。从世界各国电力体制改革的经验来看,当日前市场、实时平衡市场、辅助服务市场、中长期合约市场建成后,容量市场与金融市场必将会产生,电力体制改革会逐步与金融体制改革相结合,最终形成电力交易所。电力交易所通过开发不同品种的电力交易产品,通过金融性电力远期合约、电力期货合约、电力期权合约、电力差价合约、金融输电权合约等,进行电力现货、远期现货、期货交易,为发电企业、售电公司、用户等市场主体提供远期价格基准与风险管理手段。

5.4. 独立售电公司探索多元化业务开展

新一轮电力体制改革后,售电市场会出现大量独立售电公司,独立售电公司最基础的盈利模式就是买卖电力获取差价。随着更多的社会资本进入售电市场,市场竞争会进一步加大,独立售电公司想要在售电市场继续生存,必须拓展业务领域,开展多元化业务。具体包括:一是利用掌握的用户用电数据,帮助用户分析用电情况,为用户制定分时、分季等个性化、多样化的电价套餐;二是为用户提供电、气、热、冷等多种能源供应,并对各种能源使用情况分类列示,让用户对自己的用能信息了如指掌[6];三是为用户提供家庭能耗数据与邻里能耗信息,为用户设计个性化节能方案;四是利用智能用电系统分析用户用电情况与习惯,制定多样化的需求侧管理方案,例如根据用电高峰与低谷情况,制定分时电价、季节电价等各种组合策略,鼓励、引导用户错峰用电;五是在有稳定的现货市场基础上,拓展电力金融衍生品业务,利用电力金融衍生品套期保值,在满足客户金融服务需求的同时,对冲电力价格的市场波动风险;六是在技术成熟时,进行能源托管服务,对企业用能设备的利用效率、用能方式进行承包管理,通过降低用能企业的成本收取一定比例的费用。

致 谢

感谢国家社会科学基金及国网陕西电力公司对本研究所给予的支持。同时,向本文参考文献的学者及刊物致以诚挚的谢意。最后,感谢周围同事及朋友对我们的帮助!

基金项目

国家社会科学基金重点项目(15AJL011);国网陕西电力公司项目。

参考文献

- [1] 王涛,王羿. 构建电力市场改革背景下需求侧响应机制[J]. 中国电力企业管理, 2017(13): 46-47.
- [2] 梁彦杰,王皓怀,王坚,张德亮,郭少青,薛艳军. 电力市场改革下南方电网调度运行面临的技术挑战与发展方

- 向[J]. 现代电力, 2017, 34(4): 72-78.
- [3] 马莉, 黄李明, 薛松, 范孟华, 张晓萱. 中国新一轮电力市场改革试点有序运行关键问题[J]. 中国电力, 2017, 50(4): 17-22.
- [4] 吴智华. 新一轮电力体制改革的目标、难点和路径选择[J]. 中国市场, 2015(26): 68-69.
- [5] 王敏娜. 从澳大利亚电力监管体系看我国电力监管体制改革方向[J]. 华北电力大学学报(社会科学版), 2015(6): 34-38+56.
- [6] 孙浩, 孙凤东. 售电公司运营模式探析[J]. 中国电力企业管理, 2016(11): 46-48.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2160-7311, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>
期刊邮箱: mm@hanspub.org