

电力体制改革下核定输配电价难点与对策研究

内容提要：2015年以来，国家启动的新一轮电力体制改革，旨在通过改革明晰电力成本构成，完善电价形成机制，逐步打破电网公司输配售一体化垄断经营的现状，有序放开发电和配售电的竞争性业务，实现电力市场充分竞争。理顺输配电价是电力改革的关键环节。本文解析我国输配电价核定方法，研究电价测算参数的相互影响关系，深入剖析电价交叉补贴、分电压等级核定输配电价、电力企业有效资产范围、跨省资产处理等的测算难点，并提出理顺输配电价的对策建议。

关键词：电力企业；输配电价；准许成本；准许收益

2015年开始的新一轮电力体制改革，是我国电力体制厂网分开改革后的延续，是进一步促进电力交易市场化、激发电力企业活力、发挥市场在资源配置中决定性作用的一次重要改革。此次改革的重点是要“管住中间”的电网输配电环节，放开发电端、售电端的竞争。通过核定输配电总准许收入，加强政府对电网的监管，使电网公司的经营转变为成本控制和资产管理水平的提升。由于输配电总准许收入在电力交易中主要以输配电价来体现，因此核定输配电价成为此次电力改革的关键。

电力交易的市场主体主要有发电企业、输电企业、电网调度、配售电公司和电力用户，在交易各环节形成了上网电价、输配电价和销售电价。其中，输配电价在电力产品价值链中更多地反映电网公司的普遍服务功能，相对不具备竞争条件。独立的输配电价是形成电力市场化机制的重要前提。输配电价核定后，电网公司可公平对待电力市场的交易主体，通过主动服务和提升内部管理来提高效益；区域发电企业也具备了相同的竞争环境，会鼓励发电企业进行技术创新和成本控制来提高竞争力；还会因售电侧放开以及增量配电业务放开，提供大量的就业岗位，带动活跃的科技型售电企业开展电力需求侧管理和能效管理，整体促进电力用户的节能减排和产业升级。因此，核定输配电价不仅能全面明晰电网资产及经营状况，分析电力的成本构成，从而完善电价形成机制；也是发电侧市场和用电侧市场充分竞争的前提条

件。理顺输配电价有助于打破行业垄断，解决制约电力企业健康发展的矛盾与问题，促使电力行业开展市场化竞争。

一、输配电价研究综述

随着我国电力改革的不断深入，作为电力改革的中间环节——输配电价问题日益受到学者和业界的关注。尤其是2014年以来，有关输配电改革的研究取得了比较丰硕的成果，相关研究可以分为以下三方面。

1. 输配电管制问题研究。

李昂等（2016）基于让·梯诺尔提出的条件约束下的激励机制，建立了以第三方企业为监管执行者的机制，解决输配电成本核算及申报过程中可能出现的信息不对称等问题，实现对电网企业约束与激励。王风云等（2015）从风险辨识与内部控制的角度，探讨了电力企业内部控制体系的建设，通过识别管理流程中风险点与控制点，使电网企业控制风险、增收节支、成本监控、提高盈利能力。完善（2012）分析我国输配电成本监管必要性及输配电成本监管中存在的问题，结合国外输配电成本核算和监管经验提出了我国亟待解决的关键问题。

2. 输配电价形成机制和定价方法研究

蔡建刚等（2014）在激励相容机制基础上构建了输配电企业管制定价模型，在维护消费者的利益的同时还确保输配电企业不亏损，为我国输配电定价形成机制提供了理论依据。董鹤云等（2016）运用 Choquet 积分方法构建了基于投资成效评价模型的输配电有效资产核定方法，对输配电工程的投资成效进行多元主体评价，核定计入输配电有效资产的数额，引导输配电企业理性投资。韩勇等（2011）构建同时率和负荷率的高峰增量负荷计算模型，依据高峰增量负荷与各电

压等级所承担的最终平均增量成本，对分电压等级输配电价进行计算。实例分析结果表明这种定价方法有利于消除电价交叉补贴，使各类型用户和各电压等级用户所承担的电价更加合理。

3. 发达国家输配电价相关问题及借鉴研究

白玫等（2016）对三个主流输配电价管制模式和经验进行归纳总结，输配电定价管制的基础是谁受益谁付费，发达国家普遍对输电成本与定价、配电成本与定价进行分管制，设计的输配电价改革方案值得我国借鉴。施子海等（2016）分析美国电力价格形成机制和输配电价监管制度，基于美国改革的经验和结合我国的国情，研究认为要完善输配电定价成本监审办法，推进成本和定价过程公开，实行两部制电价，提高电力系统整体效率。

现有文献对我国输配电管制、输配电价定价机制和定价方法等问题进行有益的研究，取得一定的研究成果。但是对当前我国输配电价测算参数关系、我国电网企业资产形成的复杂性、电力实际数据对分电压等级输配电价测算的影响、电网各类型企业业务多样性、各地电价政策的差异性 etc 长期困扰电力改革的难点问题还需深入研究。本文在现有文献研究的基础上，针对我国输配电价核定方法，厘清输配电价测算参数关系，依据我国电力市场现状剖析输配电价核定难点，提出理顺输配电价的对策建议。

二、输配电价核定方法及主要参数影响

（一）电改下输配电价核定方法概述

根据《国家发展改革委关于印发电价改革实施办法的通知》（发改价格〔2005〕514号）、《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）等规定，输配电价总水平与两个参数有关：输配电总准许收入和总销售电量。输配电总准许收入测算的核心是有效资产。现有电网资产与为提供输配电服务的关系，决定了是否被归为有效资产，也决定了电网公司输配电总准许收入高低；总销售电量实质反映电网管理成效，在输配电价格结构分电压等级核定时，输送电量直接决定了此电压等级效益。

1. 输配电准许收入

准许收入由准许成本、准许收益和税金构成。

（1）准许成本包括折旧费和运行维护费。由于电网公司资产庞大，折旧费对准许成本的影响大，运行维护费相对影响较小。

（2）准许收益包括可计提收益的有效资产和加权平均资本收益率。由于加权平均资本收益率可由政府部门决定，可计提收益的有效资产就成为准许收益高低的关键。

（3）税金包括企业所得税、城市维护建设税和教育费附加，相对较明确。

2. 各电压等级输配电价核定

我国电压等级较多，大致分为特高压交流 1000 千伏、特高压直流±800 千伏；超高压交流 750 千伏、500 千伏、330 千伏、直流±500 千伏、±400 千伏；交流电压 220 千伏、110 千伏、35 千伏、10 千伏、不满 1 千伏等电压等级，各省按照区域现有电压等级分类核定。核定分电压等级输配电价，可按电压等级对应的资产应直接归集，不能对应资产的公共成本应按分电压等级资产原值比例合理分摊。

3. 平衡账户

国家通过设立平衡账户进行收入调节，电力改革后，电网业务收入由政府实行准许总收入监管。电网售电量、发电上网电价、用户售电价格波动等，对电网公司的效益影响变小。实际售电量增长后，形成的增量效益不再归属于电网企业；实际售电量减少，造成的亏损也可通过平衡账户予以弥补。

（二）输配电价主要参数间的相互影响关系

从目前国家制定的准许收入核定规则来看，核定输配电价主要参数是有效资产和折旧率。有效资产由政府价格主管部门核定，包括固定资产净值、流动资产和无形资产三部分；折旧率是固定资产折旧额与固定资产原始价值比率。折旧费是电网企业按政府价格主管部门核定的输配电固定资产原值和定价折旧率计提的费用。有效资产的范围决定了折旧费和运行维护费。准许成本中的折旧费对准许收入影响最大；准许收益中可计提收益的有效资产需要乘加权平均资本收益

率，对准许收入的影响次之。从实际测算结果来看，折旧费提高后，虽然可计提收益的有效资产降低，但是准许收入会增加。

电网企业通过提高输配电价来增加经营收入，主要缘于有效资产增长和折旧费提高。一方面，电网投资可增加有效资产。政府部门如果不加约束，电网企业将有超规模投资增加有效资产的冲动，结果可能会带来大量不符合实际电力需求的资产。另一方面，在输配电价核定中，电网公司执行的折旧政策是至关重要的。折旧率偏高，将影响电网公司有效资产的积累；折旧率偏低，不能保障电网投资能力。电网投资和折旧率的影响关系大致有三种情况：一是高投资高折旧。高投资将增加资产规模，对现金流有较大压力。在这种情况下，采取高折旧率策略，将缓和现金流压力，总体推高输配电价峰值水平；二是高投资低折旧。高投资将增加资产规模，采取低折旧率策略，将进一步增加现金流压力，提高资产负债率水平，但会一定程度上降低输配电价峰值水平；三是低投资低折旧。低投资，资产规模减少，采取低折旧策略，电网公司现金流压力将大幅降低，输配电价水平降低。但低投资也可能造成电网发展减速，不能有效支撑经济发展。因此，采用何种投资与折旧策略，对电网公司有效资产积累和长期效益影响显著。电网公司财务折旧率必须与电网投资计划紧密结合，同时还需要依据电网投资需求和自有资金情况确定策略，否则，对现金流会造成较大压力。

如果从 2016-2030 年长周期来看，在售电量年均增长 5% 的情况下，假设其他参数固定不变，例如运行维护费、税金等为固定参数，在一定时期内电网投资保持高位时，输配电价会有一些的上升。但由于电网投资难以持续保持高位，随着边际效益递减和投资趋缓，输配电价后期将逐年下降，最终趋于平衡。期间，电网公司现金流会随着电网投资呈现紧松波动态势。为保障电网投资现金流，电网公司资产负债率在投资达到高峰之后将逐年下降。

三、电改下输配电价核定难点

核定省级共用电力网络准许收入和输配电价是电价改革的重点内容。测算省级输配电价体系，首先，需要核定各类电力用户类别、分电压等级输配电价；其次，需要建立跨区跨省输电价格传导机制，确保跨区跨省电网投资运营成本适时传导至省级电网；最后，需要分析电网投资、电量增长、供电可靠性与输配电价之间的关系，建立可促进电网持续健康发展的机制，最终支持电力市场交易。输配电价体系的建立牵涉面广，情况比较复杂，涵盖了电网庞大的资产、长期的政府定价、多重的行政审批、社会化用电矛盾、地方性用电差异等方面，主要面临以下六个难点：

（一）电价交叉补贴问题

长期以来，我国销售电价实行政府定价，各类电力用户的价格水平与实际供电成本有差距，形成了结构复杂、数额庞大的电价交叉补贴。我国以省为单位分用户类别统一制定销售电价，销售电价按用户行业类别和承受力定价。城市用户电价高补贴偏远农村用电，工商业电价高补贴居民用电和农业用电，省内发达市县电价高补贴欠发达市县用电，高电压等级用户承担相对高电价补贴低电压等级用户，同类工业用户非优待电价用户补贴优待电价用户，光伏电力交叉补贴等电价交叉补贴，这些现象广泛存在。输配电价改革如果不能同步研究电价交叉补贴的计算方式、申报流程、回收途径和平衡账户机制等问题，势必影响可交易售电市场的规模，对居民、农业等管制用户电价水平的基本平稳造成波动。

（二）分电压等级电量传导问题

电力市场改革要求建立分电压等级的输配电价，逐步制定体现位置信号节点的输配电价。核定分电压等级输配电价的关键，是将应回收的费用合理分摊至各电压等级，使输送过程中的各级线路损耗、输送电量与相应的输配电价对应。各电压等级用户能合理确定要使用的电压等级，使用户最终承担的输配电价与实际单位供电成本基本一致。国外通常采用峰荷责任原则按负荷进行传导，我国分电压等级负荷统计尚未开展，短期内只能采取按各电压等级之间输送电量关系进

行传导。由于我国电网管理基本上还是输配售电一体，受到负荷输送总量、投资成本、跨区跨省输送等问题影响，为保证成本费用全部回收，一般都采用将各电压等级输配电价与终端售电量乘积之和，与电网准许收入基本相等的原则计算分电压等级的输配电价，与真实的分电压输配电价是否一致有待验证。

（三）特高压电网资产成本传导问题

发展特高压已成为国家能源战略的重要内容，是保障经济社会发展的战略性工程，也是提升国家竞争力的创新工程。特高压投资主体众多，既有电网公司总部投资、也有电网区域公司投资、还有省内自身投资、其他省市投资，特高压资产在省内需要传导的代维费用较多。但是，特高压部分资产存在资产设备在省内，资产产权归属在电网总部或其他公司，不能核定为所在省电网有效资产，导致代维费用无法传导。各省对特高压形成的资产纳入省内共用网络，通过输配电价疏导存在一定的分歧。

（四）有效资产范围确定问题

国家发改委要求确定的有效资产是直接提供输配电服务必不可少的各类电网资产，期望通过输配电价成本监审工作，厘清电网企业的资产结构，促进电网企业进一步改革辅业、多经及三产等资产管理，激发电力市场竞争活力。然而电网公司体制形成了“三集五大”管理体系，附属公司包括经研院（经研中心）、电科院、送变电公司、检修公司、信通公司、物资公司、培训中心、综合服务中心等。对以上单位与输配电业务关联程度，是否应该纳入输配电定价有效资产范围；对无偿接收的用户资产如不纳入有效资产将带来后续维护成本费用来源问题；电气化铁路配套供电工程、可再生能源接入工程、农网改造资产、上划的农电资产等的有效资产如何确定。这些问题需要深入研究和做出针对性处理，否则电网企业接受政策性有效资产越多经营就越困难，阻碍了托底供电的积极性。

（五）输配电定价成本方面问题

国家发改委输配电定价成本监审办法确定了分类定价折旧年限范围。但是，我国当

前电网还处在发展期投资大，设备制造标准低维修置换时间短，环境污染对户外电力设施寿命影响重，信息化技术更新改造快，电网整体资产使用寿命难以达到发达国家的水平。电网资产物理寿命、技术寿命等普遍较短，折旧年限需要确定合理的区间。对于材料费、修理费、其他费用、职工薪酬、农维费、上级电网传导成本等，目前电网公司在每个单项费用的核算上，因区域情况不同，各地差异较大，需要根据实际情况制定相应的规则。

（六）电网投资方面问题

从国外经验看，“成本加收益”方式下，电网企业有了准许总收入的保障，会有通过增加投资来扩大有效资产、进而提高输配电价的冲动。这将导致与电力改革期望的合理投资、提高资产运营效率和管理水平、降低用电成本的愿望背离。地方政府为拉动经济增长，也可能存在扩张电网投资的倾向。为稳定输配电价水平，价格管理部门会控制电网投资规模，在核价过程中会对电网投资计划提出更严格、更细致的要求。而地方政府希望加大电网投资来拉动经济增长，却不希望电价上涨，这样很可能出现压低输配电成本核价参数的情况，引发各类矛盾。

四、理顺电改下输配电价的政策建议

输配电价核定对此次电力改革起到至关重要的作用，要建立适应市场经济规律的措施，最终由电力市场供求形成电力价格。输配电价核定，既要满足电网公司通过合理输配电价和增加输配电量来取得较好的经济效益，满足我国输配电网持续增长的投资需求，保证电网企业稳定的发展和收益；又要促使电网公司注重内部管理，提高劳动效率，有效降低电网运行维护费用，降低成本。为此理顺输配电价应从以下六个方面着手。

1. 逐步取消电价交叉补贴，形成正常的市场电价。目前，电价交叉补贴包含在政府核定的目录销售电价中，由电网企业在购售电过程中进行转移支付，缺乏清晰透明的机制和标准。另外，由于输配电成本难以按用户类别、分电压等级进行归集，各类用户实际承担的电价交叉补贴难以准确计算。因此，

在改革初期,要保持现有电价交叉补贴结构不变,将输配电价与电价交叉补贴一并核定,确保各类用户承担的电价水平与现行目录销售电价基本相当。随着改革深入推进,各类用户供电成本能够准确计量,应该将发达地区和发电资源富足区域的电价交叉补贴取消,然后逐步推广到全国。鼓励通过节能、合同能源管理和科技进步来形成顺价销售的电力市场。对社会弱势群体的补贴和东西部地区间的帮扶可以通过电力普遍服务方式解决,变“暗补”为“明补”。

2. 优化输配电价的结构,附加输电成本和环保因素。此次输配电价改革在没有阻塞的地区和时段,不同一次能源使用成本、不同地理位置的发电机组上网电价是相同或趋同的。如果远离共用输电网的电厂接入成本都由电力用户分摊,不仅造成发电企业之间竞争的不公平,而且使电力用户承担了更多的输电成本,同时还会误导电源规划、降低电网投资运行效率。因此,要优化输配电价结构,综合考虑地理位置、输电距离、电压等级、输电阻塞、环保附加等要素,科学、合理的形成差异化的输配电价结构,使独立核定的输配电价在电力市场建设中有效地发挥促进电力资源优化配置,促进可再生能源、分布式能源和低碳能源消纳以及提高电力投资经济性等重要作用。

3. 加大国家电力交易信息化建设,建立可视化的交易环境。要加快推进输配电价体系信息化建设。目前国家已初步确立了省级电网输配电准许总收入和平均输配电价,但公平的电力交易,需要简单、公平、可视化的交易环节。为支持电力交易和市场建设,下一步需要通过国家电力交易信息化系统建设明确显示各级输配电价,逐步使电力市场交易双方能直观查询交易单位地理位置,计算交易双方输电距离,评估历史输电阻塞等情况,扩大电力市场可选择的交易单位,提高整个电力系统的运行效率。

4. 对分电压输配电价测算以省为主,跨省线路按投资另行核定。按照现有的行政管理体制,按省内有效资产核对输配电价,符合经济运行实际,也与当地政府的政策执行相匹配。对于跨区跨省电网项目、特高压直

流工程、特高压交流工程等资产归属主体复杂的,建议单独核算此线路的输配电价,并按资产在各省内的存续规模,分配运行维护费用。对此类资产应按投资单独核定输配电价,促使投资主体主动、准确预估投资规模,将准许收入和输配电价的核定与社会用电量和负荷预测有效结合起来,保证实际营业收入与投资预测收入尽量接近,避免大的偏差影响跨区域线路投资。

5. 稳定电价水平,均衡电网发展。电网公司在长期发展中,已形成输配电运行、检修、电力设备生产、电力软件、电力建设、电力设计、电力监理、金融产业、发电产业、电力培训、物业管理等资产类别,建议通过逐步剥离社会化资产,间接降低输配电价,惠及电力用户。我国输配电价呈显著的“西低东高”格局,应支持东部与西部帮扶,提高电网效率。一方面,通过较低的输配电价引导耗能产业向西部转移;另一方面,将西部能源通过能源互联网送到东部,缓解东部环境保护压力和能源供给安全问题。

6. 打破竞争壁垒,合理调配资源。继续放开售电侧和配电网建设经营环节。售电公司可以承担各项供电服务责任,可以通过代理电力用户购电赚取价差,提供节能等增值服务收取服务费。打破现行电费结算模式,售电公司可收取电费,支付相应购电费用。对于大电网购电、向区内用户售电,可以建立“自供区”,灵活处理发电、输电、供电一体化运作。在我国目前的经济形势下,要允许发电集团建立售电公司和参与输配电建设,形成多样电力竞争局面。加快引入市场资本投资电力配网建设,合理调配资源。引导低成本资金进入电力网架建设,从而促使以电力需求为导向,优化电网规划和投资计划,有利于平衡电网投资规模,合理调配资源。

参考文献:

[1]李昂,夏清,钟海旺.第三方输配电成本监管方法探讨[J].电力系统自动化,2016(10).

[2]王风云,李啸虎.电力企业内部控制体系构建的思考,财务与会计[J].2015(13).

[3]完善.我国输配电成本监管及其关键问题[J].上海管理科学,2012(6).

[4]蔡建刚,叶泽.信息不对称条件下激励相容的输配电价模型研究[J].中国管理科学,2014(5).

[5]董鹤云,张健,刘庆,杨健,唐易木.输配电有效资产核定方法研究——基于 Choquet 积分投资绩效评价模型[J].价格理论与实践,2016(7).

[6]韩勇,田闻旭,谭忠富.基于长期边际成本的不同电压等级输配电价定价模型及其应用[J].电网技术,2011(7).

[7]白玫,何爱民.发达国家输配电价管制理论的实践和经验借鉴[J].价格理论与实践,2016(3).

[8]施子海,候守礼,支玉强.美国电价形成机制和输配电价监管制度及启示[J].价格理论与实践,2016(7).

(本文受到北京市社会科学基金项目“基于价格机制的北京市清洁能源协同发展研究”(SZ201510017010)和北京石油化工学院优秀学科带头人培育计划项目“世界能源格局转型下的油价波动性实证研究”(BIPPT-BPOAL-2014)资助。)

(作者单位:王风云、苏焯琴,北京石油化工学院经济管理学院;李啸虎,远光软件股份有限公司)