

基于节点电价的阻塞管理理论在华北电网的应用

张 哲, 江长明, 许晓菲, 谢 旭

(华北电网电力调度通信中心, 北京市 宣武区 100053)

Application of Location Marginal Price Based Congestion Management Theory in North China Power Grid

ZHANG Zhe, JIANG Chang-ming, XU Xiao-fei, XIE Xu

(Dispatch and Communication Center, North China Grid Company, Xuanwu District, Beijing 100053, China)

ABSTRACT: In this paper the preliminary results of applying locational marginal pricing (LMP) based market model to regional electricity market design in China are presented. The security constrained economic dispatching is led in the establishment of North China power grid model and the determination of bidding price of power plants, and the simulation and calculation of LMP market of North China power grid are carried out. The design of the calculation example imitates the gradually unloosening process of price competition in Chinese electricity markets; the power network security, LMP, operation cost of power system and congestion cost of power system are analyzed and compared; and the effect of applying the LMP based congestion management theory to North China power grid is researched.

KEY WORDS: electricity market; locational marginal price (LMP); congestion cost; production cost; security constraints; shadow price

摘要: 介绍了以节点电价为基础的市场模型在我国区域电力市场设计中的初步应用成果。在建立华北电网模型及确定电厂竞价价格时引入了安全约束经济调度, 并对华北电网节点电价市场进行了仿真计算。算例的设计模仿了中国电力市场改革逐步放开价格竞争的过程, 对不同模式下的电网安全、节点电价、系统运行费用、系统阻塞费用进行了分析比较, 研究了基于节点电价的阻塞管理理论在华北电网的应用效果。

关键词: 电力市场; 节点电价; 阻塞费用; 运行费用; 安全约束; 影子价格

0 引言

电力市场的建设涉及体制、机制、技术及利益分配等重大问题, 是一项复杂的系统工程, 所遇到的问题包括体制、电网调度、金融活动管理、实时电网安全、长期投资等。其中的核心问题是经济、

可靠地为最终用户提供实时输电和供电服务, 这也是电力改革给社会带来的核心价值。

节点边际价格对于保证实时电网调度的安全性非常重要。在采用实时的安全约束经济调度方法的同时使用节点边际价格算法, 可以协调考虑电网的可靠性和市场的有效性需求。金融输电权(financial transmission right, FTR)的引入可以帮助市场成员规避电网阻塞风险, 同时保护因输电项目建设而获得的输电权。能量和辅助服务市场的联合优化可以以最小的市场成本使发电和备用满足不同等级的可靠性需求。

基于节点电价的阻塞管理理论在许多国家特别是美国取得了较好的应用效果, 具有理论上的科学性和实际的可操作性, 但我国在电力市场的建设过程中引入阻塞管理理论时应结合各地区的市场运行特点^[1]。文献[2-4]通过经典算例分析了节点电价和阻塞费用。本文的算例不仅应用实际电网模型和参数, 而且在考虑机组上下限、线路热稳定极限等约束的同时, 还考虑了输电断面暂态稳定极限约束, 并结合不同竞价比例来分析各种情况下的节点电价和阻塞费用, 目的在于充分借鉴国外电力市场的最新理论并结合华北电网的实际特性, 探索华北区域电力市场的建设方法。

1 安全约束经济调度

传统的实时调度方法与竞争市场环境下的实时调度相比还是十分松散的。实时的经济调度和发电控制是由计算机系统完成的, 该系统就是能量管理系统(energy management system, EMS)。EMS 基于 I 平衡方法进行经济调度, 该经济调度方法缺少应付传输安全约束的能力。普遍采用的反映实时发电调

度中传输阻塞影响的方法是根据实时状态估计和安全分析所提供的信息, 人为更改发电机组极限。

传统的经济调度(traditional economic dispatch, TED)^[5-7]可以用以下数学方程来描述, 目标函数为

$$\min \sum_i c_i(P_i)$$

约束条件包括: 系统功率平衡约束 $\sum_i P_i - P_D - P_L = 0$ 、发电机最小出力约束 $P_i \geq P_i^{\min}(K)$ 、发电机最大出力约束 $P_i \leq P_i^{\max}(K)$ 。

在以下变量中考虑影子价格约束: 机组 i 的发电成本函数 $c_i(P_i)$; 机组 i 的发电出力 P_i ; 机组 i 的调度下限和上限 $P_i^{\min}(K)$ 、 $P_i^{\max}(K)$, 这些机组限值随着传输的安全要求(K)而变化的; 固定负荷和网损 P_D 、 P_L 。

从以上传统的经济调度方程中可以看出, 传统的调度方法中不能很明确地考虑传输安全约束, 且没有传输安全分析。为了满足传输的安全约束, 机组的限制需要人工修改。

传统经济调度的 L 等式为

$$\left[\frac{\partial c_i}{\partial P_i} - P_i^{\min}(K) + P_i^{\max}(K) \right] / \left[1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i} \right] = L \quad (1)$$

传统的经济调度方程无法给出不同地方不同机组对传输安全影响的边际价格信息。而在一个有竞争力的市场环境中, 节电边际电价方法可以成功地保证电网的安全运行。机组通过竞价发电, 负荷根据市场价格来报价并选择购买所需电能。市场运营机构控制电网的运行, 根据市场成员的售价和购价来有效完成供需平衡调度。在这种市场环境中, 市场成员有权根据市场价格选择发电量和购电量。市场激励机制必须以价格的形式提供给市场成员, 以便他们响应市场价格波动时的发电和负荷, 自然地形成供需平衡, 并满足电网传输安全的需要。

保证电网安全运行的市场激励机制来自于以竞价为基础、以安全约束经济调度(security constrained economic dispatch, SCED)为框架的节点边际电价^[8-9]。在竞争的电力市场中, 安全约束经济调度问题可以用以下数学方程来描述

$$\begin{aligned} & \min \sum_i c_i(P_i) \\ \text{s.t.} \quad & \sum_i P_i - P_D - P_L = 0 \\ & P_i \geq P_i^{\min} \\ & P_i \leq P_i^{\max} \\ & K_l(P_i) \leq K_l^{\max} \end{aligned}$$

在以下变量中考虑影子价格约束: 机组 i 的原始或投标最小、最大出力限值 P_i^{\min} 、 P_i^{\max} ; 传输安全约束是以节点实际潮流为变量的函数, 其约束可以包括稳态、传输安全约束, 以及暂态、电压稳定安全约束等, 用 $K_l(P)$ 来表示; 约束 l 的安全极限 K_l^{\max} 。

和 TED 相比, 在 SCED 方法中明确地考虑传输安全约束, 解决 SCED 问题的优化方法决定了市场各地区的出清量和出清价格。

节点电价(locational marginal pricing, LMP)可描述为

$$P_{\text{LMP}i} = L - L \frac{\partial P_L}{\partial P_i} - \sum_l m_l \frac{\partial K_l}{\partial P_i} \quad (2)$$

LMP 与相应的发电调度结果一致, 是因为在一个完全竞争的市场下, 市场成员响应市场 LMP 时的发电和负荷与 SCED 调度结果是相吻合的。SCED 为电网运营机构提供了实时运行中管理负荷变化、发电、联络线交换以及传输安全约束仿真的能力。在 EMS 中, 状态估计(state estimation, SE)和安全分析(contingency analysis, CA)依据详细的网络模型, 持续地监视和分析系统传输安全状况, 影响传输安全的潜在因素可以通过 SCED 运算结果进行重新调度。显然, 实际的系统模型和 SCED 中的网络物理模型是否一致是重新调度是否成功的关键, 也是保证电网安全的最终手段。

当 SCED 的重新调度结果在实践中得到反复验证后, 可将重新调度结果用于机组控制, 即 LMP 可以为控制实时电网安全运行提供服务。用 LMP 代替功率重新调度的关键在于两者的结果必须完全一致。在数学理论上, LMP 必须由 SCED 问题的对偶解决定。对偶理论认为 LMP 和功率重新调度都是最优方法, 只是表现形式不一样。以 LMP 为基础的电力市场所取得的成功可以为其他市场提供借鉴。

在美国的一些以 LMP 为基础的电力市场中, 功率调度结果和实时价格被用作实时发电控制。在 PJM(美国东北部一个区域输电组织)市场中, 通过实时 LMP 得到的区域调度价格每 5 分钟被发送到当地控制中心, 用以控制这些区域的发电机组。在 ISO-NE(新英格兰独立系统调度机构)市场中, SCED 运算的结果目标功率被直接送给发电机组。不论采用哪种方法来控制, 关键是发电机的实时出力应该按各自的 LMP 来支付, 或发电机组的实时目标功率必须由发电机组各自的 LMP 来决定。而且, 功率调度结果必须和 LMP 紧密结合, 以便保证电网安全运行和市场高效运转。

2 华北电网电力市场的仿真

2.1 华北电网结构

华北电网由京津唐电网、山西电网、山东电网、河北南部电网以及内蒙古电网组成,截止到2006年底华北电网负荷已突破100GW,达到100.61GW。目前已形成以500kV为骨干网、220kV为主网架的现代化大型区域电网。华北电网有两个突出特点:一是远距离大容量的西电东送在华北区域内实现了资源优化配置;二是该电网承担着保证首都电网安全稳定供电的重要政治任务。

华北电网的主要潮流流向为西电东送,其通道主要由2个网对网通道和2个点对网通道共同构成,分别是山西外送通道(大房双回+神保双回+侯廉)、内蒙外送通道(丰万双回+万顺双回)、沙岭子电厂外送通道(沙昌双回)和托克托电厂外送通道(托源四回+源安双回+源霸双回),通道的送端各自独立,分别为山西电网、内蒙古电网、托克托电厂和沙岭子电厂。西电东送通道将山西、内蒙古及沙岭子等煤炭基地的大量富裕火电送至东部京津唐及河北南网。通道在京津唐电网的落点分别是北京的4个500kV变电站,山西电网通过大房双回+神保双回+侯北线与河北南网联络,并将电力送至京津唐电网及河北南网。河北南网与京津唐电网通过房保线、保霸线联络并实现两网间的电力交换,同时河北南网还通过辛聊双回线与山东电网联系并进行电力交换,如图1所示。

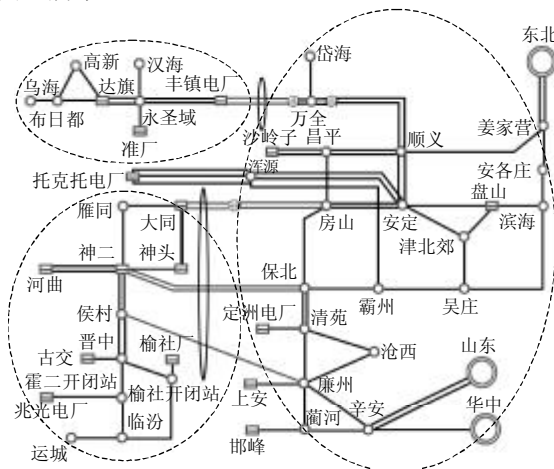


图1 华北电网结构

Fig. 1 Framework of North China grid

近年来,华北电网西电东送通道发展迅速,目前已拥有500kV线路15条,暂态稳定与热稳定问题是制约通道送电能力的主要因素。

2.2 算例分析

以华北电网2005年夏季典型大负荷500kV主网运行方式为基础,以京津唐负荷26.2GW为基本负荷(对应500kV主网负荷18GW)。机组可调容量、线路阻抗、线路热稳极限、电网断面极限均按实际情况设定,负荷侧不参与竞价,发电侧投标价格使用现行国家规定价格。在设计4个算例中,每个算例代表电力市场改革过程中的一个阶段。

第一个算例对应发电计划的当前状况,通过现有的机组计划方法确定所有机组出力满足负荷需求。其他3个算例分别以5%、10%、100%的发电容量参与市场竞争,根据机组报价由SCED算法进行出力分配,其余发电容量部分按照机组计划安排出力。在这些算例中建立两类安全约束模型:输电线路热稳定极限和输电断面暂态稳定极限。

仿真计算软件采用在北美的几个主要电力市场(ISO-NE、PJM、MISO)实际应用的安全约束经济调度模块(scheduling pricing dispatch, SPD),并基于最优化目标的原则运行。该软件采用直流潮流法这种简化计算方法,并根据市场参与者的负荷需求投标和发电出力投标运行SCED程序,以确定负荷和发电的调度结果,并计算出节点边际价格。

3 仿真结果分析

3.1 机组及潮流计算结果

在仿真计算中,所有接入550kV网络的机组均参与经济调度,用于满足18GW负荷的需求,该数值对应于京津唐负荷为26.2GW时需从500kV主网接受的电力。计算中的机组经济调度均需满足安全约束。在基于安全约束的经济调度中,主要考虑的约束为发电机本身的最大和最小经济出力以及输电网内各断面的稳定控制极限。使用安全约束经济调度的方法能够使机组的出力调度结果在满足负荷需求并解决输电阻塞的同时,实现发电侧经济效益的最大化。

当机组边际价格低于自身边际发电成本时,该机组的出力将维持其最低经济出力;反之,若机组边际价格高于自身边际发电成本,则该机组将被调度至最大经济出力附近;若机组边际价格恰好等于自身边际发电成本,则机组出力调度结果将在其最小经济出力与最大经济出力之间,如表1所示。

在真实的电力市场中,机组均依据实际的边际发电成本进行报价,机组所在节点的边际价格、机组的边际成本以及出力调度结果将依据市场规则发

表 1 基于 SCED 的机组出力调度结果

Tab. 1 Generation dispatches by the SCED method

机组名称	5% 竞价/MW	10% 竞价/MW	100% 竞价/MW
达旗	917	869	600
大同	2 212.59	3 332.68	3 600
高新(等值)	491.95	539.95	695.95
高岭(等值)	1 163	1 517.37	1 075.21
丰镇	687	687	800
邯峰	597	566	330
河曲	1 082	1 025	600
盘山	1 451	1 374	1 100
上安	273	258	250
沙岭子	1 763	1 671	1 200
神二	814	771	500
神头	706	669	500
托克托	2 153	1 999	3 400
华中送华北	1 012	958	1 013
准厂	900	900	900
岱海	519.46	600	600

生作用。当节点边际价格被用于实时发电调度时，发电机组受经济激励将服从出力调度指令，因为只有服从市场经济调度指令才能帮助其实现当前运行的经济利益最大化。然而，必须强调市场监管和市场权利均衡体系的重要性，这样才能防止违规电厂影响电网安全的情况。

在利用 SCED 方法得到机组出力调度结果后，程序将通过线性化的潮流计算模型计算出机组出力调整后 500 kV 网络的潮流结果。线路潮流结果及其热稳定极限如图 2 所示(5% 竞价算例)。除丰万双回线的潮流达到线路热稳极限 2.200 GW 外，其余线路潮流均在热稳极限以下。虽然部分线路的潮流在不同算例中存在差异，但由于采用了 SCED 的方法，每个算例结果均考虑并满足了所有预先设定的电网安全约束。

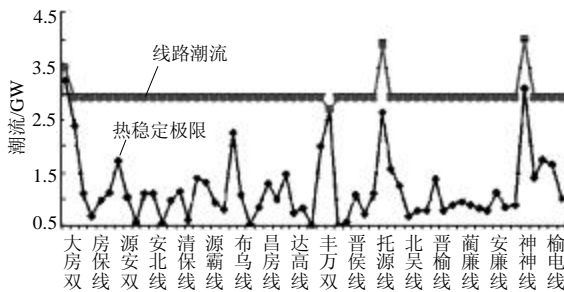


图 2 各线路潮流结果及其热稳定极限(5% 竞价算例)
Fig. 2 Branch flows and thermal limits (scenarios 5%)

3.2 运行费用分析

根据各台机组的出力和价格计算出总的发电费用，如表 2 所示。从表 2 可以看出，随着竞价空间越来越大，总运行费用和平均运行费用越来越低。且本案例是为夏季大负荷期间而设计的，如果负荷

表 2 总运行费用比较

Tab. 2 Compare of total production cost

	总运行费用/(元/h)	平均运行费用/(元/h)
不竞价	5 510 207.37	306.12
5% 竞价	5 481 072.80	304.50
10% 竞价	5 432 319.78	301.80
100% 竞价	5 345 220.47	296.96

更低、竞价的空间更大时，总运行费用降低比例会更大。即使只有 5% 的电量参与市场竞争，通过机组参与市场报价和经济调度，系统的平均运行费用仍可降低 0.5%。

3.3 输电阻塞费用分析

当系统中没有阻塞发生时，机组将依据各自的发电成本高低被依次调度。即当负荷增长时，各台发电机按照报价由低到高的顺序依次涨满出力直到满足负荷需求为止。在此过程中，最后被调度的 1 MW 功率的报价，也就是为满足负荷需增加的电力中最贵的 1 MW 功率的机组报价即电力市场中的边际价格，也就是著名的系统 I 值。由于在前面的算例中发电和负荷使用同样的边际价格，因此在没有输电约束的电力市场中，发电成本刚好等于负荷的购电费用，阻塞费用为零。

在实行区域边际电价的市场中，发电、负荷均按照各自的区域边际价格进行结算。当网络中出现阻塞时，各区域的边际价格将发生变化。按照区域边际价格结算将引起总体结算的帐户盈余，这部分盈余被称为输电阻塞费用或租金。

在不同比例竞价的算例中，由于采用了 SCED 方法，每个结算结果均考虑并满足了所有预先设定的电网安全约束。在 5% 竞价算例的计算结果中，丰万双回线和大房-神保-侯廉断面均出现了阻塞；在 10% 竞价算例的计算结果中，大房双回线和丰万双回线的潮流达到了给定的约束极限；在 100% 竞价算例的计算结果中，大房双回线和丰万双回线以及托源四回线的潮流达到了给定的约束极限。相关线路约束、影子价格及阻塞费用如图 3 和表 3 所示。

可以明显看出，随着参与市场竞价的发电容量的比例逐渐增加，阻塞费用也逐渐降低。文献[10]分析了阻塞程度对电价的影响，认为阻塞管理应该

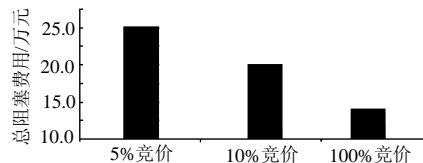


图 3 总阻塞费用比较
Fig. 3 Compare of total congestion cost

表 3 影子价格、阻塞费用比较

竞价比例	线路/断面名称	是否达到运行极限	影子价格/(元/MWh)	阻塞费用/(元/h)
5% 竞价	丰万双回线	是	2	4 400
	大房神保侯廉断面	是	48	252 000
	总阻塞费用	—	—	256 400
10% 竞价	大房双回线	是	66.28	198 840
	丰万双回线	是	4.46	9 812
	总阻塞费用	—	—	208 652
100% 竞价	大房双回线	是	43.84	131 520
	丰万双回线	是	3.97	8 734
	托源四回线	是	0.1	340
	总阻塞费用	—	—	140 594

通过价格信号为系统的长期健康发展提供激励。文献[11-12]分析了弹性负荷对缓解阻塞的影响。文献[13]得出结论：增加输电网络的投资、架设新的输电线路可以防止或消除电力交易导致的输电阻塞。而本文则发现参与竞价容量的提高可以更好地解决输电阻塞问题，减少阻塞成本，提高系统的安全性。

输电阻塞费用在使用区域边界价格的市场中通常采用两种方法进行结算^[14]：一种是通过达成共识的结算方法把支付阻塞的费用返还给电力用户，这种方法在不实行 FTR 的电力市场中使用；另一种方法是增加一个风险管理体系，建立 FTR 或阻塞收入权。通过该体系，阻塞费用可以补偿输电阻塞给输电权所有者带来的价格风险。该方法已在美国东北部电力市场、中西部电力市场、PJM、纽约电力市场中使用。

准确计算输电阻塞费用是节点边际价格算法的一个显著特点，可以帮助运行人员直接评估电网的潜在发展需求。边际价格是一个短期价格信号，虽然它可能不是吸引输电投资的充分理由，但它确实预示了潜在的输电投资，特别是当投资者通过一些金融手段将对输电投资的短期价值评估转化为长期收益分析(如考虑长期 FTR)时。

3.4 节点边际价格分析

节点边际价格集中反映了为满足负荷增长，该节点机组的边际发电成本以及该节点功率注入的变化(包括发电和负荷的变化)对相关线路或断面是否违反安全约束的影响，通常节点电价模型计算系统每个独立节点或母线的边际价格。衍生的区域边际价格计算方法注重“区域，故西部系统的区域边际价格被广泛用于区域间功率”概念，独立的节点或母线可以任意组合成一个价格区，这些价格区可以适应市场参与者的一些特殊交易要求。如 PJM 西部

系统大约包含 100 个独立节点交换的价格指数。

图 4 列出了不同竞价比例下的各节点边际价格。在 5% 竞价算例中涉及到的节点可以分为 3 个价格区，分别为 248、294 和 296 元/MWh。这一结果的形成与程序考虑的大房-神保-侯廉断面及丰万双回线的安全约束是紧密相关的，这 2 个安全约束实际上将整个输电网络按照发供平衡关系划分为 3 个子区域。而在 10%、100% 竞价算例中，大房双回线作为断面上的组成线路，本身不具备断面拓扑特征，因此其线路潮流对节电电价的影响与其对节点注入功率的敏感度有关，通常这一敏感度的数值都在 -1~1 之间。上述两种约束的不同引起了节点边际价格的不同，联络紧密的线路发生阻塞时，系统的分区会相对多一些^[15]。

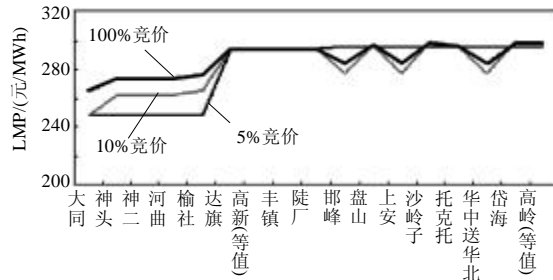


图 4 节点边际价格比较

Fig. 4 Compare of local marginal price

在仿真计算中，把负荷中心的节点定义为 4 个价格区，同时给出各节点在该价格区内所占负荷总量的比例因子，见表 4。程序计算出各个价格区域的边际电价，可以将其视为区域内各独立节点电价的加权平均值。由上述 4 部分不同的负荷中心节点组成的价格区的边际电价分别列入表 5 中。

表 4 负荷中心各价格区定义及各节点比例因子

北京价格区				河北价格区				
安定	昌平	房山	顺义	保北	沧西	衡水	廊坊	清苑
0.770	0.308	0.297	0.155	0.201	0.291	0.139	0.213	0.153
蒙西价格区				山西价格区				
布日都	汗海	乌海	永圣域	侯村	晋中	临汾	运城	雁同
0.205	0.329	0.448	0.016	0.050	0.019	0.465	0.335	0.129

表 5 区域边际电价比较

负荷中心	边际价格(5%竞价)/(元/MWh)	边际价格(10%竞价)/(元/MWh)	边际价格(100%竞价)/(元/MWh)
北京价格区	298.21	298.82	296.00
河北价格区	284.84	278.76	296.00
山西价格区	274.80	263.45	248.00
蒙西价格区	294.00	294.00	294.00

4 结论

以上仿真研究结果表明, 华北电网采用基于节点电价的模型是可行的。当今世界上最大的区域输电组织(regional transmission organization, RTO)所辖电网也是在节点电价市场模型基础上运行的。这些 RTO 包括装机容量约 140GW 的 PJM 以及所在输电网络规模达 30 000 个母线节点的 MISO。

基于 LMP 的机组调度和阻塞管理可以提高华北电网的安全性和发电生产效率。当市场竞争程度从不竞标比例到 100% 发电容量都参加竞标时, 由于满足了所有预先设定的电网安全约束, 电网安全一直满足要求。另外, 平均电能购买成本、阻塞费用都随着竞争力度的加大不断降低, 而且阻塞费用的降低从侧面也反应出电网安全性得到了提高。

在目前已有的基于节点电价的市场上, 有两种定价方法被用于实时市场, 即事前定价和事后定价。在使用事前定价方法时, 实时市场价格将基于实时前瞻调度来确定, 所依据的是预测的系统状态。而事后实时定价方法则在实际系统状态下确定实时节点电价, 是在系统实时运行时进行。NYISO 采用的是事前定价方法, 而 PJM、ISO-NE 和 MISO 采用的是事后定价方法。华北电网适合采用哪种定价方法还需要继续研究。

参考文献

- [1] 彭涛, 夏清, 江健健, 等. 区域电力市场交易模式的经济机理剖析[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(7): 20-23.
Peng Tao, Xia Qing, Jiang Jianjian, et al. Analysis of economic mechanism of two regional electricity market models[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(7): 20-23(in Chinese).
- [2] 潘敬东, 谢开. 节点边际电价的优化原理[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 38-42.
Pan Jingdong, Xie Kai. Optimization principle of locational marginal pricing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(22): 38-42(in Chinese).
- [3] 刘晨虎, 夏清, 郭琳. 以价格控制变量的交易计划和阻塞管理算法[J]. 电网技术, 2006, 30(8): 77-83.
Liu Chenhu, Xia Qing, Guo Lin. Algorithm of transaction planning and congestion management using price as control variable[J]. Power System Technology, 2006, 30(8): 77-83(in Chinese).
- [4] 张永平, 董小娇, 倪以信, 等. 实时电力市场阻塞管理算法研究[J]. 电网技术, 2004, 28(15): 6-10.
Zhang Yongping, Tong Xiaojiao, Ni Yixin, et al. A novel optimization method for real-time congestion management[J]. Power System Technology, 2004, 28(15): 6-10(in Chinese).
- [5] Dommel H W, Tenney W F. Optimal Power Flow Solutions[J]. IEEE Trans on PAS, 1968, 87(10): 1866-1876.
- [6] Sun D I, Ashley B, Brewer B, et al. Optimal power flow by Newton approach[J]. IEEE Trans on PAS, 1984, 103(10): 2864-2880.
- [7] 李林川, 茅波, 刘侠, 等. 基于统一边际电价结算的电力市场下考虑消除阻塞费用最小的竞价算法[J]. 电网技术, 2004, 28(7): 40-44.
Li Linchuan, Mao Bo, Liu Xia, et al. A unified marginal price settlement based bidding algorithm with minimum cost of eliminating congestion in electricity market[J]. Power System Technology, 2004, 28(7): 40-44(in Chinese).
- [8] Xie Kai, Song Y H. Decomposition model and interior point methods for optimal spot pricing of electricity in deregulation environments[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(1): 39-50.
- [9] Stott B, Marinho J L. Linear programming for power-system network security application[J]. IEEE Trans on PAS, 1979, 98(3): 837-848.
- [10] 张永平, 焦连伟, 陈寿孙, 等. 电力市场阻塞管理综述[J]. 电网技术, 2003, 27(8): 1-9.
Zhang Yongping, Jiao Lianwei, Chen Shousun, et al. A survey of transmission congestion management in electricity markets[J]. Power System Technology, 2003, 27(8): 1-9(in Chinese).
- [11] 鲁丽娟, 侯云鹤, 吴耀武. 计及用户需求弹性影响的输电阻塞解决方案研究[J]. 电网技术, 2004, 28(3): 46-49.
Lu Lijuan, Hou Yunhe, Wu Yaowu. A research on transmission congestion management considering influence of consumers' demand elasticity[J]. Power System Technology, 2004, 28(3): 46-49(in Chinese).
- [12] 杨炳元, 吴集光, 刘俊勇. 计及可中断负荷影响的阻塞管理定价模型研究[J]. 电网技术, 2005, 29(9): 41-45.
Yang Bingyuan, Wu Jiguang, Liu Junyong. Research on pricing model of congestion management considering influence of partitioned interruptible load[J]. Power System Technology, 2005, 29(9): 41-45(in Chinese).
- [13] 任震, 吴杰康, 吴重民. 在竞争的电力市场下的传输阻塞管理与定价[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(2): 19-22.
Ren Zhen, Wu Jiekang, Wu Zhongmin. Congestion management and pricing in competitive power market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25(2): 19-22(in Chinese).
- [14] 魏萍, 文福拴, 倪以信, 等. 三峡电力市场的输电定价与阻塞管理[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(1): 7-13.
Wei Ping, Wen Fushuan, Ni Yixin, et al. Transmission tariffs and congestion management for Three Gorges electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(1): 7-13(in Chinese).
- [15] 丁晓莺, 王锡凡, 胡泽春, 等. 电力市场中区域电价综合模型[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(10): 59-64.
Ding Xiaoying, Wang Xifan, Hu Zechun, et al. An integrated zonal pricing formulation in electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(10): 59-64(in Chinese).

收稿日期: 2007-11-29.

作者简介:

张哲(1977—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统自动化。

E-mail: zhangzhe@ncgc.com.cn:

江长明(1971—), 男, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统自动化;

许晓菲(1979—), 女, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统自动化;

谢旭(1978—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统自动化。

(责任编辑 王金芝)