

电力市场阻塞管理综述

张永平¹, 焦连伟¹, 陈寿孙¹, 严正², 文福拴², 倪以信², 吴复立²

(1. 清华大学电机工程系, 北京 100084; 2. 香港大学电机电子工程学系, 香港)

A SURVEY OF TRANSMISSION CONGESTION MANAGEMENT IN ELECTRICITY MARKETS

ZHANG Yong-ping¹, JIAO Lian-wei¹, CHEN Shou-sun¹, YAN Zheng², WEN Fu-shuan², NI Yi-xin², Wu Fuli²

(1. Dept. of EE, Tsinghua University, Beijing 100084, China;

2. Dept. of EEE, University of Hong Kong, Hong Kong SAR, China)

ABSTRACT: Transmission management is playing an increasingly vital role in the competitive electricity market to ensure the secure and economic operation. As one of the key problems in transmission management, congestion management and its pricing are the focus in electricity market research with a considerable amount of literature produced. In this paper, a comprehensive literature survey is carried out and it is expected that this survey can provide access to state-of-art analysis for researchers and engineers in this field.

KEY WORDS: Electricity market; Congestion management; Optimal power flow; Congestion pricing; Power system

摘要:在电力市场环境下,为了确保电力系统安全经济运行,需要对输电系统进行有效的管理。阻塞管理是其核心问题。随着电力市场研究的深入,阻塞管理及其定价已成为研究的热点,并发表出版了大量论文和专著。文中对阻塞管理这一领域的研究进行了简要的分类综述,并力图涵盖这一研究领域的各个方面。

关键词:电力市场;阻塞管理;最优潮流;阻塞定价;电力系统

1 引言

电力工业正在由传统的垄断管制型向竞争监管型转变。解除管制、引入竞争已经成为世界各国电力行业发展的总趋势。电力工业的这一巨大改革就是要将电力工业纳入市场经济框架,通过市场竞争来实现资源的优化配置,提高效率,降低成本,优质服务,合理规划,促进电力工业长期持续稳定发展。

电力市场与其他商品市场的不同在输电环节表现得尤为突出:电能输送通过结构复杂的输电

系统进行,要遵守基尔霍夫定律,同时必须满足多种物理约束,输电路径十分复杂,且不能人为指定。因此输电服务及定价,特别是输电成本回收,网损分摊,以及阻塞管理与定价已成为电力市场研究的热点^[1,2]。1992年美国颁布的能源政策法案(EPA)提出了输电网开放的概念,其目的是为发电市场提供一个规范而公平的竞争环境^[3]。1994年IEEE的输电网开放工作组在当年的IEEE冬季会议上就这一问题进行了专题讨论。

随着输电网开放以及跨区域电能交易的日益增多,特别是我国大区联网、西电东送等工程的实施,输电阻塞问题将日益严重。输电系统阻塞的原因是:输电线路的热容量限制和系统的稳定性限制。系统输送容量的限制带来的影响是使系统的安全性和稳定性受到威胁,使电能交易计划无法实现,影响资源的优化配置和利用,还可能导致市场力的滥用,引起电价的扭曲。

阻塞管理的目标是制定一系列规则,有效地控制发电机和负荷,使系统的短期运行具有一定的安全性和可靠性裕度,同时为系统的长期投资规划提供有效信息。从短期而言,阻塞管理需要制定一公平的削减交易的计划和制定新的调整准则,从而实现电力系统的最优安全经济调度,保证系统安全可靠运行;从长期而言,阻塞管理应该通过价格信号为系统的长期健康发展提供激励^[4,5]。

本文对当前国内外阻塞管理方面的研究进行了较为全面的总结。

2 阻塞管理的最优调度

由于电力商品具有无法大量存储,且必须实时

基金项目:国家重点基础研究专项(G1998020305)、香港特别行政区大学研究基金、香港大学基金。

平衡等特点,所以目前所有的电力市场都设立了系统运行机构(ISO),以负责系统的安全调度、执行阻塞管理等任务。短期阻塞管理是一交易计划调整策略的制定问题,即最优调度问题。它决定系统资源的短期优化配置并确保系统的安全性。

电力市场存在多种交易模式,如联营体交易模式、双边和多边交易模式,以及联营体和双边混合交易模式。在不同的交易模式下,系统调度人员将面对不同的优化问题。

对于联营体和双边混合交易模式,存在着远期合同市场(forward contract market)和现货市场(spot market),包括日前市场(day ahead)和时前市场(hour ahead),以及实时平衡市场(real-time balancing market)。在进行调度时需要考虑远期合同和现货市场的权重(即优先级)。系统运行人员根据大家共同接受的交易计划,调整规则及权重等以调整交易计划,最后得到可行的计划。而在实时平衡市场,则需要利用辅助服务以保证系统的安全稳定性。

目前的优化调度大多是以最优潮流为出发点的。以下对不同交易模式下的最优调度进行分析讨论。

2.1 单纯联营体交易模式的阻塞调度

在单纯联营体交易模式中,发电公司(有些电力市场大用户也参与投标)向市场组织者提交下一交易时段所能提供的电力和价格曲线,组织者根据负荷预测及所有投标,按照满足负荷要求、供需平衡且生产成本最低原则确定发电计划和交易价格。

联营体交易模式下的阻塞管理方法可分为两类:一类是考虑各种系统约束,直接利用最优潮流(OPF)得到满足约束条件的最优发电计划;另一类在投标确定的市场出清价(Market Clearing Price, MCP)基础上,根据某种原则对发电计划进行安全校正。

2.1.1 直接 OPF 阻塞管理

文献[6]提出的以经济调度为基础的实时电价理论,已经隐含了 Pool 模式的雏形;文[7]有了发展,提出了节点电价模型(nodal pricing)和 Poolco 交易模式,其阻塞管理的实质就是一基于集中调度的最优潮流问题。

最优潮流的数学模型可描述为确定一组使目标函数最小的最优控制变量 u ,并满足等式和不等式约束条件:

$$\min_u c(x, u) \quad (1)$$

$$\text{s.t. } f(x, u) = 0 \quad (2)$$

$$h(x, u) \leq 0 \quad (3)$$

式中 x 和 u 分别为状态变量和控制变量。

式(2)为潮流方程等式约束;式(3)包括发电机发电功率约束、支路潮流约束和电压约束等。

联营体交易模式中的最优调度与传统的最优潮流的最大区别在于以发电厂和用户的投标数据替代了实际成本及效益数据。根据市场开放程度的不同,OPF 模型的目标函数也有所不同。

对于仅允许发电侧投标的单一买方市场,OPF 的目标函数为购电成本最小^[8]。即

$$\min \sum_{i=1}^{n-1} C_i(P_{G_i}) + C_n(P_{G_n}) \quad (4)$$

式中 $C_i(P_{G_i})$ 为发电机 G_i 的成本函数; $C_n(P_{G_n})$ 为平衡节点的成本函数。

而对于允许负荷侧投标的市场,OPF 的目标函数则变为社会效益最大,即以最小的电能生产成本获得最大的收益^[9,10]。即

$$\max_{G_i, D_j} = \sum_j B_j(D_j) - \sum_i C_i(G_i) \quad (5)$$

式中 $B_i(D_j)$ 为负荷 G_j 的收益函数; $C_i(G_i)$ 为发电机 G_i 的收益函数。

2.1.2 基于安全校正的阻塞管理

英国的早期电力市场是通过联营体进行电力交易的^[11]。它与直接考虑输电约束的 OPF 计算稍有不同的是,调度过程分为两个阶段:先用“发电排序及加载”程序排出最小成本发电计划,不计及系统约束,最后 1 台排入计划的机组的报价即为系统边际价格(System Marginal Price, SMP);然后由国家电网公司进行安全校核。由阻塞管理要求开机和多发的机组称为“限上”(constrained-on),停机和少发的机组称为“限下”(constrained-off)。

文献[12]以发电机发电功率成本最小为调度优化目标,以式(6)表示。当调整机组发电功率到达上下限后仍有阻塞时,则重新进行机组组合。文中是利用基于线性规划的对偶单纯形法、松弛技术和降阶基方程技术进行求解的。

$$\min f(\Delta P) = \sum_{i=1}^m C_{ip} \Delta P_i \quad (6)$$

式中 ΔP_i 为发电机 i 的发电功率调整量; C_{ip} 为其对应的单位成本。

文献[13]采用灵敏度分析方法构造了阻塞管理

模型,并讨论了两种优化目标:

(1) 发电机的发电功率及负荷的调整容量之总和最小为目标。即

$$\min \Delta P = \sum_{i=1}^n |\Delta P_{gi}| + \sum_{j=1}^n |\Delta P_{Lj}| \quad (7)$$

式中 ΔP_{gi} 为发电机 i 的发电功率调整量; ΔP_{Lj} 为负荷 j 的负荷调整量。

(2) 发电机的发电功率及负荷的调整成本之总和最少为目标。即

$$\min F = \sum_{i=1}^n |\Delta P_{gi} F_{gi}| + \sum_{j=1}^n |\Delta P_{Lj} F_{Lj}| \quad (8)$$

式中 F_{gi} 为调整发电机 i 发电功率的价格; F_{Lj} 为调整负荷 j 的价格。

2.1.3 联营体阻塞管理的特点

能够较为精确地确定发电计划,同时提供节点电价等经济信息是联营体阻塞管理方法的显著优点。其缺点除 OPF 本身的算法复杂性及透明性不够外,另一个不容忽视的问题是联营体阻塞管理假设用户投标信息反映了其成本和收益。而实际情况是,发电商在利益最大化的驱动下,会采用策略性的投标行为,尤其当竞争对手较少时会出现操纵市场的情况(如早期英国电力市场)。这使得以成本最小为目标的优化模式失去了意义。为了解决此问题,需要从市场设计方面,寻找更为有效的交易模式。

2.2 双边交易模式的阻塞调度

电力市场的双边交易模式是指发电商和用户直接签订购售电交易计划。

大量的双边交易很难保证同时可行,ISO 必须对双边交易进行校核。因此双边交易阻塞管理是如何调整和削减双边交易,不同的调整目标即有不同的调整模式。

文献[14]引入支付因子(willing-to-pay)作为衡量交易重要程度的指标,并建立了如式(9)的交易调整模式。

$$\min f(u, x) = [(u - u^0)^T \cdot A] \cdot w \cdot [(u - u^0)^T \cdot A]^T \quad (9)$$

式中 w 为支付因子矩阵,表示交易商为避免交易被调整所愿意付的价格; u 为调整后的交易量; u^0 为原始交易量; A 为调整策略矩阵。

文献[8]也分析了双边交易的阻塞调度直流模式,优化目标为发电机的调整成本最小。即

$$\min [C^+ \Delta P^+ - C^- \Delta P^-] \quad (10)$$

$$\text{s.t. } H' \cdot \Delta P + z \leq z^{\max} \quad (11)$$

$$\Delta P = \Delta P^+ - \Delta P^- \quad (12)$$

$$\Delta P^+ \geq 0, \Delta P^- \geq 0 \quad (13)$$

式中 C^+ 和 C^- 为发电机的微增成本和微减成本投标; H' 为节点-支路灵敏度矩阵; z 和 z^{\max} 分别为初始潮流和潮流限值; ΔP^+ 和 ΔP^- 为发电机发电功率调整量。

由于电力商品必须实时平衡,因而完全的双边交易模式的电力市场通常都与其他交易模式相配合。

文献[15]分析了多边交易调整的公平性问题,提出了公平的调整准则:对所有交易削减同样电量,或按同样比例削减。但前者对小交易商有失公允,而后的削减计划又比较保守,因此该文作者又提出了满足最大交易量的削减准则。

2.3 联营体和双边交易混合模式的阻塞调度

联营体和双边交易混合模式是目前几乎所有电力市场都采用的交易模式。在此模式下,既存在发电商和用户之间的双边长期供电合同,也设立日前(day-ahead)和时前(hour-ahead)联营体模式现货投标市场,同时为保证系统的安全、频率和负荷平衡,还设立了实时平衡市场(real-time balancing market)。

目前对混合模式下阻塞管理的研究主要集中在两个方面:当预测到阻塞发生时按照何种原则进行调整和削减各种交易;实时平衡市场如何调度。

2.3.1 不同调整原则下的混合模式阻塞调度

交易的优先级不同,调度优化目标也不同。

文献[16]提出了虚拟交易网络(virtual transaction network)和交易矩阵(transaction matrix)的概念。各种交易模式(pool, bilateral, multilateral)均可用交易矩阵表示。以此为分析框架,输入变量为交易计划,处理网络阻塞时不考虑经济性,使用 OPF 程序进行调整,调整原则为交易矩阵的偏差最小。即

$$\min \sum_{ij} (T_{ij} - T_{pij})^2 \quad T \in S \quad (14)$$

式中 T_{ij} 为调整后的交易量; T_{pij} 为原始交易量; S 为考虑稳态约束条件的交易安全域。

文献[17]以文献[16]的交易矩阵为分析框架,分析了混合模式下的调度策略。双边合同作为固定交易(firm)处理。调度目标和约束条件为

$$\min_{P_g, Q_g} C(P_g) \quad (15)$$

$$\text{s.t. } (P_g, Q_g) \in S' \quad (16)$$

$$P_g \geq P_g^b = G_D \cdot e \quad (17)$$

式中 S' 为各种约束条件; P_g 和 Q_g 分别为发电机有功功率和无功功率; G_D 为合同矩阵; e 为单位矢量。

式(17)表示发电机总发电功率必须大于合同电量的要求。

文献[18]讨论了调度的优先级问题。最优调度问题如下

$$\max (u_{D_{PL}} r_{D_{PL}} - u_{P_{PL}} r_{P_{PL}}) - u_{D_{PL}} g_{D_{PL}} + u_{P_{PL}} r_{P_{PL}} - u_{P_{PL}} g_{P_{PL}} \quad (18)$$

式中 u 为单位列矢量; $g_{D_{PL}}$ 为带权重的 Pool 交易减少量; $g_{P_{PL}}$ 为带权重的双边交易减少量; $r_{D_{PL}}$ 为初始的 Pool 负荷总收益; $r_{P_{PL}}$ 为初始的 Pool 发电总成本。

优先级不同的调度模式有: Pool 和双边交易优先级相同模式 (Free mode), Pool 交易优先模式 (Pool protection mode), 双边合同优先模式 (Contract protection mode)。优先级的处理方法是增加调度目标中相应的权重。

文献[19]构造了目标函数为满意度最大的调度模式。定义满意度的思路是: 若合同电量完全被满足或超过, 则满意度为 1; 若合同电量被削减, 则满意度线性下降。应该指出, 这种满意度的定义较为粗糙。

美国加州电力市场是一个典型的混合模式。加州模式为 ISO + PX + SC 模式, PX 负责日前和时前市场, SC 负责双边交易, ISO 负责系统运行。很多文献研究了加州模式。

文献[20]介绍了美国加州的阻塞调度模式, 它为一线性约束的直流 OPF 问题, 其中一个重要约束条件为必须满足双边交易, 即已签订好的双边合同不能破坏。其优化目标为

$$\min \sum_{k=1}^K [\sum_{i=1}^N (C_{k,i}^G (P_{k,i}) + C_{k,i}^D (D_{k,i}))] \quad (19)$$

式中 $C_{k,i}^G (P_{k,i})$ 和 $C_{k,i}^D (D_{k,i})$ 分别为双边合同 k 在节点 i 的发电机发电功率调整价格和负荷调整价格。

双边合同不能被破坏的约束称为市场分离约束。即

$$\sum_{i=1}^N P_{k,i} = \sum_{i=1}^N D_{k,i} \quad (k=1, 2, \dots, K-1) \quad (20)$$

文献[21]发展了文献[20]的模型, 在交流 OPF

模型的约束条件中加入了机组的爬坡约束, 即考虑了机组各时段的耦合关系 (对于日前市场是一时间约束阻塞管理 (TCCM) 问题, 对于时前市场则是一时段优化问题), 并采用解耦的内点法求解。此时优化目标变为

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N [C_{k,i}^G (P_{k,i}(t)) - C_{k,i}^D (D_{k,i}(t))] \quad (21)$$

式中 T 、 K 和 N 分别为时段、双边交易总数 (SC) 和节点数。

相应的减发电功率和增发电功率约束为

$$P_{k,i}(t) - RL_{k,i}(t) \leq P_{k,i}(t) \quad (22)$$

$$P_{k,i}(t) \leq P_{k,i}(t-1) + RU_{k,i}(t) \quad (23)$$

式中 $RL_{k,i}(t)$ 和 $RU_{k,i}(t)$ 为机组的爬坡速率约束条件。

文献[22]针对加州模式的市场分离约束条件, 提出在 SC 之间可调整交易 (Adjustable inter-SC Trade, AISCT) 的概念, 即允许 SC 提交调整投标来进行 SC 之间的交易, 从而使 SC 的整体收益最大化。同时通过计算补偿因子, 在 SC 之间进行阻塞费用的相互补偿。

2.3.2 实时平衡市场的调度

市场交易模式的多样化, 增大了系统实时调度的压力。实时平衡市场的设立主要是为了当发生紧急情况时能确保系统的安全性。

文献[23]提出了实时阻塞管理的框架。在实时市场中, 发电商和用户都可以进行增量和减量投标。在系统可调用的资源难以解决阻塞时, 也可以调整双边合同。文章对有功和无功进行了解耦处理, 有功的阻塞管理是消除支路潮流越界, 无功的阻塞管理则处理节点电压越界。其优化目标分别为

$$\min \sum_{i=1}^n (b_i^+ \Delta P_i^+ + b_i^- \Delta P_i^-) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n (b_{ij}^{ij} \Delta P_{ij}^{ij}) \quad (24)$$

$$\min \sum_{i=1}^n (w_i^+ \Delta Q_i^+ + w_i^- \Delta Q_i^-) + \sum_{k=1}^r r_k (\Delta t_k^+ + \Delta t_k^-) \quad (25)$$

式中 b_i^+ 、 b_i^- 、 w_i^+ 和 w_i^- 分别为增减有功功率和无功功率的单位成本; b_{ij}^{ij} 为双边交易的单位调整成本; r_k 为变压器的单位调整成本。

式(25)的第 1 项为无功增减的成本项, 第 2 项为变压器分接头的调整成本。

文献[24]将辅助服务市场也纳入了实时调度的框架。调度模型考虑了 4 个方面的成本:

$$\min C_p = C_{p1} + C_{p2} + C_{p3} + C_{p4} = \sum (b_i^+ \Delta P_i^+ + b_i^- \Delta P_i^-) + \sum (b_i^{En} \Delta P_i^{Res}) + \sum_i \sum_j (b_i^{ij} \Delta P_i^{ij}) + \sum_i (b_i^{Rep} \Delta P_i^{Rep}) \quad (26)$$

式中 b_i^{En} 和 b_i^{Rep} 分别为合同规定的运行备用单位调整成本和额外运行备用的单位调整成本。

式(26)的 4 项分别为 Pool 调整成本、按合同规定的运行备用采购成本、双边合同调整成本和额外运行备用采购成本。

文献[25]针对加州电力市场,分析了整个市场的现金流,提出了以所有市场成员利益最大化为目标的阻塞管理和辅助服务模型。即

$$\max p = \sum_i r_{a_i}^{ebuyer} P_i^P - \sum_i C_{e_i} (P_i^P) - \sum_i (C_{C_i}^{ebuyer} + C_{C_i}^{eseller}) \cdot \Delta P_i - \sum_k C_{S_k} (SV_k) \quad (27)$$

式中 $r_{a_i}^{ebuyer}$ 为售电价格; C_{e_i} 为电能生产成本; $C_{C_i}^{ebuyer}$ 和 $C_{C_i}^{eseller}$ 分别为购电者和售电者的单位调整成本; C_{S_k} 为辅助服务的单位成本。

式(27)中,各项依次为购电商的零售收入、电能生产成本、电能交易调整成本和辅助服务成本。但其目标是否能达到全社会最优值得商榷。

2.3.3 混合模式阻塞管理的特点

混合模式的显著优点是允许存在双边和联营体等多种交易。但也因此而使阻塞调度变得复杂。需要解决的问题有:合同电量和现货电量的比例、计划需调整时按何种原则调整各种类型交易、支付因子(willingness-to-pay)的合理设定、获取实时市场辅助服务的问题和计及辅助服务及其成本的调度目标等。

2.4 分散优化的阻塞调度

在联营体交易中,ISO 根据市场成员的投标确定调度计划;在双边交易中,交易商需要提交微增和微减投标以备 ISO 调整交易计划之用。对于确保系统安全,这种基于集中优化思想的调度方式无疑具有优势,但其缺点也很明显,即如果存在策略性的投标行为,最终的调度计划很难保证其经济上的最优性,ISO 的黑箱操作容易让人对调度的公平性和透明性产生怀疑。

为了使市场运作更加透明,充分调动市场成员参与的积极性,一些学者提出了基于分散优化思想的阻塞调度方法。

文献[26]提出了协调多边交易(coordinated

multilateral trades)模式。其基本思想是:将系统的经济性和安全性功能分离,经济决策由发电商和用户进行多边交易来完成,系统的可靠性则是电力系统运行员(PSO)的任务,输电网作为公共财产供市场参与者免费使用。PSO 的主要任务是发布信息:发布负荷矢量(load vector)以指导多边交易;发布网损矢量(loss vector)以指导分摊网损。文中证明了交易双方的多次协调能使最终的交易结果达到全社会最优。

文献[27]设计了一种利用公布阻塞价格来进行阻塞管理的机制。但其前提是需要对发电商的成本有比较准确的估计。在发电商完全理性的假设下,通过公布阻塞价格,经过 1 次迭代后发电商就能够主动调整其发电计划达到消除阻塞的目的。但这一机制的假设过于严格,使其难以实际应用。

文献[28]提出了基于潮流的输电权(Flow-based Transmission Right, FGR)定价思想,通过对发生阻塞的线路进行显性定价来解决阻塞问题。

文献[29]证明了在理想情况下,尽管采用的机制不同,但分散的 FGR 和集中的 OPF 都可以达到全社会福利最大化。

文献[30]为了避免分散交易过于复杂、难以实施的缺点,仍假定现货交易由单一、集中的运行员用最优潮流计算确定市场出清价。

文献[31]和[32]设计了一种分散优化的机制,每个市场交易者可根据不断更新的价格调整其交易策略以追求利润最大化,同时达到全社会福利的最大化。

分散优化的阻塞管理更符合市场化的分散决策原则。但这方面的研究目前还处于理论探索阶段,实际应用中需要非常复杂的市场机制,充分的信息共享,因而在目前的技术条件下尚难实现。尽管如此,分散优化的阻塞管理方法提供了非常好的思路,决策分散化应该是未来发展的方向。

3 跨区域阻塞管理

为了实现更大范围的资源优化配置,同时在更大的市场内进行竞争,网络互联与区域间的功率交换日益频繁。美国联邦能源管制委员会(FERC)在 1999 年 12 月颁布了 Order2000^[33],其核心是成立名为地区输电机构(Regional Transmission Organization, RTO)的协调组织。Order2000 要求那些拥有、运行或控制州与州之间输电设备的公共机构或公司必须成立一个 RTO 机构来管理输电网

和提供输电设备。1996年12月,欧共体通过法案 Directive 96/92/EC,决定成立统一的欧共体内部电力市场(Internal electricity market, IEM)。1999年,欧洲输电系统管理委员会(Association of European Transmission System Operators, ETSO)成立,负责系统的输电管理^[34]。

区域之间联络线容量的限制,产生了区域间的阻塞管理问题。与单个ISO区域内的阻塞管理不同的是,各个区域都有自己的ISO以负责本区域的调度,而区域之间的阻塞管理则通过跨区域的集中调度或通过ISO之间的协调来实现。

目前区域间阻塞管理的方法主要有两种:基于分布式OPF的阻塞管理方法和基于市场化的阻塞定价方法。

3.1 基于分布式OPF的跨区域阻塞管理

分布式OPF是大型互联电力系统优化运行的有力工具。利用其进行跨区域阻塞管理的关键和难点在于区域之间的分解和协调。目前区域间解耦技术主要有两种:引入“虚拟节点”(dummy bus或fictitious bus),并将其复制到各个区域^[35~38];不变网络结构,在各区域的OPF模型中考虑联络线潮流的影响^[39~42]。

3.1.1 引入“虚拟节点”的分布式OPF阻塞管理

分布式OPF要解决的问题首先是系统的分解。在电力市场环境下,对于有多个区域和ISO的互联系统,按照ISO控制区的地理位置划分区域是自然而合理的。文献[35]分析了存在多个ISO控制区的OPF计算问题。在区域的交界点引入“虚拟节点”(dummy bus)并复制到相邻区域,从而将整个系统划分为多个独立的区域,在各个独立区域内进行并行OPF计算。区域之间的协调则通过拉格朗日乘子 λ 的更新来实现。 λ 的经济意义是区域间功率交换的影子价格。各个区域内参考节点需多次选取以保证边界节点相角的一致性。

为了提高分布式OPF的计算速度,文献[36]在[35]的基础上采用内点法进行OPF计算。结果表明:对于大系统,分布式OPF的计算速度比集中式OPF的快。

文献[37]比较了3种OPF的解耦算法(即辅助问题原理(Auxiliary Problem Principle, APP),预测-校正极大乘子法(Predictor-Corrector Proximal Multiplier Method, PCPM)和交替方向法(Alternating Direction Method, ADM)),同时指出

如何提高算法的收敛速度尚需进一步研究。

文献[38]也引入了类似的“虚拟节点”(fictitious bus)进行区域间解耦。对于单虚拟节点,需要进行串行的OPF计算;对于双虚拟节点,则可在各个区域内进行并行OPF计算。采用的算法为拉格朗日松弛解耦算法。

3.1.2 不改变网络结构的分布式OPF阻塞管理

文献[39]将边界联络线的潮流限制作为附加成本引入各区域OPF的目标函数。在完全信息共享的前提下,通过阻塞价格的更新来调整各区域的交易计划。但这一前提明显不符合实际。

在文献[40]~[43]中,每一区域的OPF模型中都加入了边界变量(包括联络线潮流和边界节点电压等),利用拉格朗日松弛算法,通过乘子的更新来进行迭代计算。

3.2 基于市场化的阻塞定价方法

基于分布式OPF的跨区域阻塞管理方法除了OPF本身计算方面的问题外,还存在解耦算法的复杂性、信息交换要求高等缺点。因此有学者提出了利用区域间的阻塞定价来解决阻塞的方法。

文献[44]分析了文[39]提出的解耦算法,指出采用交流潮流模型时OPF目标函数的局部非凸性有可能使得联络线功率越界。文章推荐使用基于潮流的输电权(FGR)来解决跨区域的阻塞问题。

文献[45]分析了北欧电力市场的阻塞管理方法。北欧电力市场是由挪威、瑞典、丹麦和芬兰组成的第1个跨国电力市场。不同国家采用了不同的阻塞管理方法。挪威阻塞管理主要用于现货市场,称为“市场分裂法”(market splitting)。一旦预测到有阻塞,原来统一价格的电力系统就分裂为多个地域性的电能报价区,每个区有各自的实时成交价,区与区之间的传输容量则达到极限。价格区对双边交易也有影响,双边交易需要支付由于区域的价格差而产生的阻塞费(congestion fee)。对于实时运行中的阻塞通过回购(buyback)解决。在瑞典和芬兰,由于其潮流方向主要是由北向南,因此它根据纬度来收取容量费用,从而影响发电机的投标,激励发电机和负荷的合理选址。实时的阻塞则通过回购来解决。

北欧电力市场中发电资源以水为主,资源和负荷都随纬度而有规律地分布,输电网呈辐射状,划分区域较为容易,因此其阻塞管理有独特之处。对于环网,市场分裂法是否适用尚待研究。

文献[46]总结了 5 种跨区域的阻塞管理方法,即显性拍卖(explicit auctioning),隐性拍卖(implicit auctioning),市场分裂(market splitting),发电再调度(redispatching),反向市场(counter trading)。前 3 种方法可归结为阻塞定价法(congestion pricing method)。笔者认为,短期而言,各种方法都能够实现阻塞管理。第 1 种方法的优点是符合发电和输电分离的原则,可用于不同结构电力市场之间的阻塞管理,缺点是需要复杂的市场机制,交易成本高。第 2 种方法对市场成员来讲较为简单,但 ISO 会获得阻塞租金(congestion rent)。第 3 种方法的优点是灵活快速,但是否适用于复杂网络有待研究。

4 动态阻塞管理

除了系统的稳态约束条件外,动态安全性问题也是一个不容忽视的因素,因此有学者提出了动态阻塞的概念。动态阻塞管理与传统的动态安全性评估不同的是,在电力市场环境下除考虑技术因素外,还要考虑经济因素。

动态安全性评估是研究系统在扰动情况下,经过一系列的暂态过程,能否达到一可接受的稳定运行状态的能力。通常有两种调整手段可保证系统的稳定性^[47]:通过系统的控制设备进行调整(如开断支路,使用 FACTS 装置,调节变压器分接头、励磁机、调速器等);调整系统的潮流方式(如发电机的再调度,交易计划的调整等)。前者对市场参与者是“无成本的”(事实上可能会向市场参与者收取额外费用);后者则是“有成本的”,它通常也包括采取预防性措施和补救性措施。目前动态阻塞管理的研究集中在通过市场手段采取预防性措施以保证系统的安全性。

动态阻塞管理的主要问题是:如何将系统的动态安全约束纳入 ISO 的优化调度,如何利用市场机制使市场成员参与动态阻塞管理,如何衡量动态阻塞管理的成本。

文献[48]将暂态稳定性和电压稳定性等约束条件纳入 OPF,其实质是求解有稳定性约束的 OPF (Stability-constrained OPF, SCOPF)。文中指出因大量约束条件的加入,必须寻找有效的算法。

文献[47][49]~[51]以暂态能量函数(Transient Energy Function, TEF)和暂态能量裕度(Transient Energy Margin, TEM)为工具,通过 TEM 对控制变量的灵敏度进行阻塞调度,并提出了联营体、双

边和混合交易模式下的动态阻塞管理机制。以联营体交易为例

$$\min \sum r_{Gi} |\Delta P_{Gi}| \quad (28)$$

$$\text{s.t.} \quad \sum_{m \in A, n \in B} I_{m \rightarrow n} G_{m \rightarrow n} \geq |TEM^0| \quad (29)$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} + \Delta P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (30)$$

$$\sum \Delta P_{Gi} = 0 \quad (31)$$

式中 r_{Gi} 为单位报价; P_{Gi} 和 ΔP_{Gi} 为发电机发电功率及其调整量; A 和 B 分别为临界和非临界发电机组; $G_{m \rightarrow n}$ 为从第 m 台发电机到第 n 台发电机的发电功率转移; $I_{m \rightarrow n}$ 为 TEM 对 $G_{m \rightarrow n}$ 的灵敏度; TEM^0 为暂态能量裕度值。

由于文中灵敏度的线性特性是从仿真结果中观测到的,缺乏严格的理论证明,因而此法难以保证计算精度。

文献[52][53]在英国电力市场新模式上提出了动态阻塞管理的框架。所有市场参与者参加投标,提供其用于动态阻塞管理的资源或者愿意承受的交易调整量。ISO 利用所有可获得的资源进行动态阻塞调度,其目标函数为

$$\begin{aligned} \min J = & \Delta \mathbf{w}^T(t_f) \mathbf{Q} \Delta \mathbf{w}(t_f) + \\ & \int_0^{t_f} [\Delta \mathbf{d}^T(t) \mathbf{R} \Delta \mathbf{d}(t) + \Delta \mathbf{w}^T(t) \mathbf{Q} \Delta \mathbf{w}(t)] dt + \\ & \int_0^{t_f} (\Delta U_V^T B_1 \Delta U_V + \Delta U_E^T B_2 \Delta U_E) dt \end{aligned} \quad (32)$$

式中 $\Delta \mathbf{w}$ 为频率偏差; $\Delta \mathbf{d}$ 为角度偏差; \mathbf{R} 和 \mathbf{Q} 为权重矩阵,反映市场参与者对扰动的容忍程度; ΔU_V 为可调的汽轮机阀门开度变化; ΔU_E 为可调的电压调节器的参考点调整量; B_1 和 B_2 分别为快关汽门控制和电压控制的投标价格。

式[32]中第 1 项为可接受的频率振荡,第 2 项为系统的动态扰动成本,第 3 项为动态阻塞管理成本。

文[52][53]的框架仅是概念性的,考虑的控制手段很少,如何加入更多的控制手段则需要进一步研究。

动态阻塞管理的提出,弥补了以往阻塞管理研究仅考虑线路潮流约束的缺陷。但目前的研究还在探索阶段,能否更充分地利用市场机制确保系统安全仍是值得深思的问题。

5 阻塞定价和阻塞成本分摊

产生阻塞的原因是由于电能交易对输电容量的需求超过了输电网络自身的容量限制。因此,为了解决阻塞问题,必定会引起附加的阻塞成本(congestion cost)。阻塞成本以何种形式出现、如何对阻塞成本进行定价、以何种原则分摊阻塞成本,这些问题与市场的交易模式和阻塞管理的方法密切相关。需要指出的是,阻塞定价和阻塞成本分摊是相关的问题。前者关注的是如何确定阻塞成本,即阻塞的价格是多少;后者决定了如何在市场参与者之间公平合理地分担阻塞成本。本文将阻塞定价及分摊方法归为:隐性阻塞定价及其成本分摊,显性阻塞定价及其成本分摊。

5.1 隐性阻塞定价和成本分摊

隐性阻塞定价和成本分摊发生于基于 OPF 的节点电价模式。由于网络约束条件的存在,各个节点或区域的电价将出现差异,发电机和负荷按照所在节点的电价付费。在这种模式下,阻塞成本并不明显的体现出来,而是通过支付节点电价隐性地分摊了。输电约束的影子价格(shadow price)和节点电价(nodal price)的关系如下

$$\sum_{j=1}^b m_j H_{ji} = p_n - p_i \quad (33)$$

式中 m_j 为 Lagrange 乘子,也是约束的影子价格, $\mathbf{m}=(m_1, \dots, m_b)^T$; H_i 为功率传输分布因子(PTDF)矩阵 H 的第 i 行, $H_i=(H_{i1}, \dots, H_{in-1})$ 。

虽然这种分摊方法比较简单,但存在着很多问题:按照节点电价付费在用户之间存在着交叉补贴,即网络阻塞并不由我引起而我却要付费,因此有失公平性。文献[54][55]对节点电价模式提出了批评,并通过算例指出:即使没有发生阻塞的支路,其两端的节点电价也不相同。文献[56]对这种定价和分摊方式是否能引导正确的投资也提出了质疑。

此方法将会产生交易盈余(merchandise surplus),也称阻塞租金(congestion rent 或 congestion surplus),即 ISO 将从阻塞中获得收入,这对其缓解阻塞是一个反激励。文献[1]证明了交易盈余的存在,并建议采用金融性输电权分摊这一盈余。

5.2 显性阻塞定价和成本分摊

最简单的显性成本分摊原则是将阻塞成本作为附加费(uplift)分摊给所有用户。文献[11]介绍的英国早期电力市场中,“限上”和“限下”机组

引起的附加费及辅助服务费都作为附加费分摊给用户。这种方法显然是有失公平的。

另一分摊原则是按照电能交易对线路的使用率,即对阻塞的“贡献”进行分摊,称为基于使用率的分摊原则。文献[8]和[57]分析了双边交易下的阻塞成本分摊。分摊原则是:将阻塞成本分摊到阻塞线路,再将阻塞线路的成本分摊到各个交易。但此种分摊原则的公平性有待进一步研究。

文献[56]提出了 Pool 模式下基于报价的再调度方法及阻塞成本分摊原则。实际上仍然是基于使用率的分摊方法。

到目前为止,还没有一个分摊阻塞成本的方法能够同时解决公平性和有效性的问题。

6 结语

本文综述了电力市场阻塞管理方面的研究工作,涵盖了这一研究领域的各个主要方面。由此可见,阻塞管理的内涵非常广泛,处理十分复杂,它与市场交易和系统运行的各个方面都紧密关联。影响它的主要因素有:竞争模式(single buyer/whole scale),市场交易模式(联营体,双边,混合模式等),交易时序(期货交易,现货交易,实时平衡),交易范围(独立市场,跨区域交易,过网),处理方式(集中优化,分散优化),阻塞调整目标(成本最小,效益最大,调整量最小)等。本文由于篇幅所限,仅就其中的关键问题进行了分类阐述,对阻塞管理的其他相关问题,如阻塞管理对电力系统长期规划的影响、负荷弹性对阻塞管理的影响等没有涉及。对于利用 FACTS 装置进行网络参数优化和控制而引起的阻塞管理,也没有论述。此外,引入可交易输电权等工具解决阻塞问题的研究和应用,由于笔者已有专文^[58,59],故本文未再阐述。

参考文献

- [1] Christie R D, Wollenberg B F, Wangenstein I. Transmission management in the deregulated environment[J]. IEEE Proceedings, 2000, 88(2): 170-195.
- [2] Shirmohammadi D, Wollenberg B, Vojdani A et al. Transmission dispatch and congestion management in the emerging energy market structures[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(4): 1466-1474.
- [3] Vojdani F, Imparato C F, Saini N K et al. Transmission access issues[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(1): 41-51.
- [4] Leotard J-P, Ilic M. On the objectives of transmission pricing under open access[A]. Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE[C], 1999, 1: 476-483.
- [5] Gedra T W. On transmission congestion and pricing[J]. IEEE

- Transactions on Power Systems, 1999, 14(1): 241-248.
- [6] Schweppe F C, Caramanis M C, Tabors R D *et al*. Spot price of electricity[M]. Kluwer Academic Publishers, 1988.
- [7] William H. Contract networks for electric power transmission[J]. Journal of Regulatory Economics, 1992, 4(9): 211-242.
- [8] Singh H, Hao S, Papalexopoulos A. Transmission congestion management in competitive electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 672-680.
- [9] David A K. Dispatch methodologies for open access transmission systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(1): 46-53.
- [10] Marannino P, Vailati R, Zanellini F *et al*. OPF tools for optimal pricing and congestion management in a two sided auction market structure[DB]. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, 2001, Page(s): 7 pp. vol.1.
- [11] 李帆, 朱敏(Li Fan, Zhu Min). 英国电力市场及输电系统简介(An introduction to the uk electricity pool and ngc transmission system) [J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems). 1999, 23(2): 33-40.
- [12] Lei J, Deng Y, Zhang R. Congestion management for generation scheduling in a deregulated Chinese power system[A]. Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE[C], 2001, 3: 1262-1265.
- [13] 王秀丽, 甘志, 雷兵, 等(Wang Xiuli, Gan Zhi, Lei Bing *et al*). 输电阻塞管理的灵敏度分析模型及算法(Sensitivity analysis approach to transmission congestion management) [J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(4): 10-13.
- [14] Fang R S, David A K. Optimal dispatch under transmission contracts[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(2): 732-737.
- [15] Losi A. Trade curtailment schemes for the security control of the transmission network in a deregulated environment[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2002, 24(1): 9-17.
- [16] Galiana F D, Ilic M. A mathematical framework for the analysis and management of power transactions under open access[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 681-687.
- [17] Galiana F D, Kockar I, Franco P C. Combined pool/bilateral dispatch—Part I: performance of trading strategies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(11): 92-99.
- [18] Fang R S, David A K. Transmission congestion management in an electricity market[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 877-883.
- [19] Gomes M H, Saraiva J T. Congestion management by maximizing the overall satisfaction degree of all participants in the market[DB]. Power Tech Proceedings, IEEE Porto, 2001, Page(s): 6 pp. vol.1.
- [20] Gribik P R, Angelidis G A, Kovacs R R. Transmission access and pricing with multiple separate energy forward markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 865-876.
- [21] Lo E O, Xie Kai. A congestion management formulation with inter-temporal constraints[A]. Power Industry Computer Applications, 2001[C]. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on Innovative Computing for Power-Electric Energy Meets the Market. 2001: 348-354.
- [22] Lo E O, Xie Kai, Senthil J. Adjustable inter-SC trade modeling in congestion management[A]. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001, 2: 1063-1069.
- [23] Wang X, Song Y H, Lu Q. Primal-dual interior point linear programming optimal power flow for real-time congestion management[A]. Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE, 2000, 3: 1643-1649.
- [24] Wang Xing, Song Yonghua, Lu Qiang. A coordinated real-time optimal dispatch method for unbundled electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(2): 482-490.
- [25] Fu Jian, Lamont J W. A combined framework for service identification and congestion management[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(1): 56-61.
- [26] Wu F F, Varaiya P. Coordinated multilateral trades for electric power networks: theory and implementation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 1999, 21(2): 75-102.
- [27] Glatvitsch H, Alvarado F. Management of multiple congested conditions in unbundled operation of a power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(3): 1013-1019.
- [28] Chao Hungpo, Peck S. A market mechanism for electric power transmission[J]. Journal of Regulatory Economics, 1996, 8(7): 25-59.
- [29] Hogan W W. Transmission right and wrong[EB/OL]. <http://ksghome.harvard.edu/~whogan.cbg.ksg/Harvard University>, 2000.
- [30] Chao Hungpo, Peck S C, Oren S *et al*. Flow-based transmission rights and congestion management[J]. Electricity Journal, 2002, 13(8): 38-58.
- [31] Wei Ping, Yan Yonghe, Ni Yuxin. A decentralized approach for optimal wholesale cross-border trade planning using multi-agent technology[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(4): 833-838.
- [32] 焦连伟, 魏萍, 方军, 等(Jiao Lianwei, Wei Ping, Fang Jun *et al*). 一种阻塞管理分散优化算法的研究(A decentralized optimization for congestion management) [J]. 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(4): 5-9.
- [33] FERC Order 2000, [EB/OL]. <http://www.ferc.fed.us/Electric/RTO>.
- [34] ETSO proposal for a temporary cross-border tariff[EB/OL]. <http://www.etso-net.org>.
- [35] Kim B H, Baldick R. Coarse-grained distributed optimal power flow[J]. IEEE Trans on Power Systems, 1997, 12(2): 932-939.
- [36] Baldick R, Kim B H, Chase C. A fast distributed implementation of optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(3): 858-864.
- [37] Kim B H, Baldick R. A comparison of distributed optimal power flow algorithms[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 599-604.
- [38] Conejo A J, Aguado J A. Multi-area coordinated decentralized DC optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(4): 1272-1278.
- [39] Cadwalader M D, Harvey S M, Hogan W W *et al*. Coordinating congestion relief across multiple regions[EB/OL]. <http://www.ksg.harvard.edu/whogan>. 1999.
- [40] Wang Xing, Song Y H. Apply Lagrangian relaxation to multi-zone congestion management[A]. Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE 2001, 2: 399-404.
- [41] Wang X, Song Y H, Lu Q. Lagrangian decomposition approach to active power congestion management across interconnected regions[J]. IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 2001, 148(5): 497-503.
- [42] Biskas P N, Bakirtzis A G. Decentralised congestion management of interconnected power systems[J]. IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(4): 432-438.
- [43] Aguado J, Quintana V, Madrigal M. Optimization-based auction mechanism for inter-ISO congestion management[A]. Power Engineering Society Summer Meeting[C], IEEE, Vancouver, BC CANADA, 2001, 3: 1647-1651.

(下转第 32 页 continued on page 32)

IEEE-RTS 的相应的 LOEE 曲线相比,图 5 的前期振动性略小,到达稳定所需的年数也略短,说明考虑了不确定性的 GRBE 对数据的适应性较好,在较少的数据下也能对发电系统可靠性做出较真实的评估。

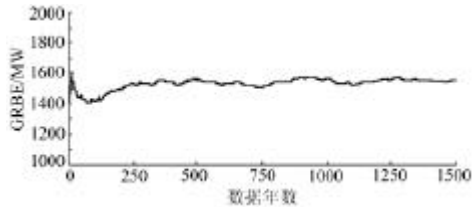


图 5 GRBE 随产生盲数的数据年数的变化曲线

Fig. 5 GRBE curve versus the year amount of simulation data when the blind number generated

5 结论

本文将发电和负荷数据盲数化,以盲数减法作为发电系统可靠性评估的模型,并提出了基于盲数均值和 BM 模型的两个评估指标 GRBE 和 GRBC。

从利用 IEEE-RTS 发电系统可靠性的数据获得的结果来看,前者的评估真实性与数据适应性结

合较好,后者主要能为互联系统支援提供一定的参考。

盲数评估模型和指标在可靠性的体现方面都较为简明,具有的一定的宏观性参考价值。

参考文献

- [1] 郭永基.电力系统可靠性原理和应用[M].北京:清华大学出版社,1987.
- [2] Billion R, Li W. Reliability assessment of electric power systems using monte carlo methods[M]. New York: Plenum Press, 1994.
- [3] 刘开第,吴和琴,庞彦军,等.不确定性信息数学处理及应用[M].北京:科学出版社,1999.
- [4] 朱海峰,程浩忠,张焰,等(Zhu Haifeng, Cheng Haozhong, Zhang Yan et al).利用盲数进行电网规划的潮流计算方法(Power flow analysis of electric power network flexible planning by means of unascertained number)[J].中国电机工程学报(Proceedings of the CSEE), 2001, 21(8): 74-78.

收稿日期:2003-03-24。

作者简介:

蔡亮,大学,从事电力系统可靠性和电能质量等方面的研究;
向铁元,副教授,从事电力系统规划、运行与控制等方面的研究。

(编辑 陈定保)

(上接第 9 页 continued from page 9)

- [44] Oren S S, Ross A M. Economic congestion relief across multiple regions requires tradable physical flow-gate rights[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17(1): 159-165.
- [45] Christie R D, Wangenstein I. The energy market in Norway and Sweden: congestion management[J]. IEEE Trans on Power Engineering Review, 1998, 18(5): 61-63.
- [46] de Vries L J. Capacity allocation in a restructured electricity market: technical and economic evaluation of congestion management methods on interconnectors[DB]. Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto, vol.1, 6 pp.
- [47] Singh S N, David A K. Dynamic security constrained congestion management in competitive electricity markets[A]. Power Engineering Society Winter Meeting[C], IEEE, Singapore, 2000, 3: 1808-1813.
- [48] Chattopadhyay D, Gan D. Market dispatch incorporating stability constraints[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2001, 23(6): 459-469.
- [49] Singh S N, David A K. Towards dynamic security-constrained congestion management in open power market[J]. IEEE Trans on Power Engineering Review, 2000, 20(8): 45-47.
- [50] Singh S N, David A K. Optimal dispatch in dynamic security constrained open power market[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2002, 24(5): 363-369.
- [51] David A K, Lin Xujun. Dynamic security enhancement in power-market systems[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2002, 17(2): 431-438.
- [52] Ma Jin, Song Y H, Lu Qiang et al. Market-based dynamic congestion management[J]. IEEE Trans on Power Engineering Review, 2002, 22(5): 54-56.
- [53] Ma J, Song Y H, Lu Q et al. Framework for dynamic congestion management in open power markets[J]. IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 2002, 149(2): 157-164.
- [54] Oren S, Spiller P T, Varaiya P et al. Nodal prices and transmission rights: a critical appraisal[A]. In: Working Paper of Program on Workable Energy Regulation[C], Berkeley: 1996.
- [55] Oren S, Varaiya P, Wu F. Folk theorems on transmission open access: proofs and counterexamples[R]. Power Report PWP-23, University of California Energy Institute, 1994.
- [56] Rau N S. Transmission loss and congestion cost allocation—an approach based on responsibility[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 579-585.
- [57] Baran M E, Banunarayanan V, Garren K E. Equitable allocation of congestion relief cost to transmission[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(2): 579-585.
- [58] 方军,张永平,陈寿孙,等(Fang Jun, Zhang Yongping, Chen Shousun et al).输电阻塞管理的新方法述评(一):基于潮流的可交易输电权(A new market-based congestion management method: part I: flow-based tradable transmission rights)[J].电网技术(Power System Technology), 2001, 25(7): 4-8.
- [59] 张永平,方军,陈寿孙,等(Zhang Yongping, Fang Jun, Chen Shousun et al).输电阻塞管理的新方法述评(二):金融性输电权及与 FGR 之比较(A new market-based congestion management method: part II: financial transmission rights and comparison with FGR)[J].电网技术(Power System Technology), 2001, 25(9): 16-20.

收稿日期:2002-10-24。

作者简介:

张永平(1976-),男,博士研究生,研究方向为电力系统运行及电力市场;

焦连伟(1969-),男,博士,研究方向为电力系统分析与控制、电能质量和电力市场;

陈寿孙(1935-),男,教授,博士生导师,研究方向为电力系统稳定性及控制、高压直流输电、FACTS、电力系统谐波及电力市场。

(编辑 查仁柏)