

电力市场下的输电阻塞管理技术

柯 进, 管 霖

(华南理工大学电力学院, 广东省广州市 510640)

摘要: 汇集了近 5 年国内外在输电开放与输电阻塞管理方面的研究成果, 系统总结了输电阻塞管理的两类主要技术——网络运行优化方法和各种交易模式下的输电计划调整模型及算法的新进展与存在问题, 并对输电管理中费用分摊、弹性负荷的影响等进行了讨论。

关键词: 阻塞管理; 输电网开放; 联营交易模式; 双边交易模式

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

发、输、配电的长期垂直垄断使得电力产业缺乏竞争、效率低下, 不利于实现资源的优化配置和降低成本, 电力服务与价格均难以满足社会发展的需求。解决这一问题的根本办法是打破行业垄断、引入竞争机制、建立电力市场。而竞争要求保证市场的自由度, 即市场必须使得商品可以自由流通。在电力市场中, 就要求输电网络对所有市场参与者公平开放^[1,2]。对我国这样一个幅员辽阔、自然资源缺乏的国家, 输电开放显得尤为重要, 它将有损于实现全国资源的优化配置, 促进水利资源的充分利用, 降低发电成本, 同时带动资源丰富的西部经济的发展。

在理想的电力市场中, 电力系统中任意节点的发电机可以自由地向任意节点的负荷供电, 从而保证市场的最大自由度。然而输电系统的两个基本特性——输电阻塞和网损极大地限制了这种自由度。在实际的电力市场运作中, 随着发电、用电市场规模的增大, 阻塞出现的机会也增大。研究合理化解输电阻塞和降低网损方法的输电阻塞管理成为输电管理的核心内容。

输电阻塞(transmission congestion)是指输电系统由于本身网络的容量限制, 不能满足所希望的输电计划的状态。它通常指输电系统在正常运行或进行事故安全检查时出现了以下两种情况^[3]: ①输电线路或变压器有功潮流超过允许极限; ②节点电压越限。在电力市场化以前, 由于系统调度和各发电厂同属一个实体, 输电阻塞管理只需由垄断电力公司中的调度员向各个电厂发出调度指令, 根据需要调节机组出力, 直至电力系统运行在输电约束之内即可^[4]。但是, 电力市场化之后, 输电系统和发电厂

成为彼此独立的经济实体, 负责系统运行的独立系统调度员(ISO)必须平等对待各个市场参与者, 在社会效益最大化和购电成本最小化等目标下找出合理的输电阻塞管理方法, 调整网络潮流, 在保证系统安全的同时, 也要维护市场的效率^[5]。

由于输电阻塞是由网络输电容量与输电计划之间的矛盾引起的, 因此要合理解决输电阻塞应该分两步进行: ①尽可能通过调整网络结构和控制器参数改变网络潮流, 以化解阻塞, 从而避免更改发电计划及由此引起的附加阻塞费用, 使发电方案最优。实际电网可以通过控制母线运行方式(拓扑结构调整)以及调节变压器抽头、移相器、FACTS 装置等操作整合完成。②当运行优化无法满足所希望的输电计划时, 在公平竞争和资源优化的约束下, 以经济性为目标, 合理调整各市场参与者的输电计划, 保证系统的安全可靠运行。

本文简要综述上述两类技术的主要方法、研究进展和相关问题。

1 阻塞管理中电网参数优化和控制技术^[6~8]

输电系统作为电力交易的硬件平台, 应该尽可能提高自身的输电能力以保证电力市场的自由度和竞争性。ISO 在面对输电阻塞时首先要做的是通过对现有设备的调整和整合来最大限度地满足各市场参与者的输电计划。目前电力系统中常见的可控设备有变压器分抽头、移相器和各种并联补偿装置。FACTS 技术的应用将为系统潮流的控制提供更加有力的工具, 提高调度人员通过运行优化解决阻塞问题的能力。

文献[6]研究了利用现有控制参数的调整(包括网络拓扑结构的调整)来解决阻塞问题的优化方法(但未涉及 FACTS 装置), 其数学模型采用如下多目标函数:

$$\begin{aligned} \min c_{\text{req}} & \left(\sum_{n=1}^N \Theta_n + \sum_{l=1}^L \Pi_l \right) + \\ & c_{\text{req}} \left(\sum_{b=1}^B \Psi_b + \sum_{a=1}^A \left(\sum_{n=1}^N \Theta_{a,n} + \sum_{l=1}^L \Pi_{a,l} \right) \right) + \\ & c_{\Delta P} \left(\sum_{g=1}^G \Delta \tilde{P}_g \right) \end{aligned} \quad (1)$$

式(1)由正常运行节点电压、线路功率越限程度、短路容量越限程度、事故后节点电压、线路电流越限程度以及用于解决阻塞的费用增长等6项组成。以节点 n 的电压为例:

$$\Theta_n = \frac{1 + \text{sgn}(V_n - V_{n,\max})}{2} \frac{V_n - V_{n,\max}}{V_{n,\text{nom}}} + \frac{1 + \text{sgn}(V_{n,\min} - V_n)}{2} \frac{V_{n,\min} - V_n}{V_{n,\text{nom}}} \quad (2)$$

当节点电压符合要求时, $\Theta_n = 0$; 当节点电压越限时, $\Theta_n > 0$, 表示其越限程度。其他各项越限程度的度量也采用类似式(2)的函数。其中, 事故后越限程度由所有节点电压和所有支路电流越限程度之和构成。控制参数包括: 所有开关(线路、变压器、母联开关等)投切位置, 辅助服务提供的有功、无功, 各变压器抽头位置, 平衡节点电压等。主要约束是功率平衡约束。

由于变压器分接头及开关状态均为离散控制变量, 目标函数非连续, 因此这一优化问题难以用基于梯度的常规优化方法求解。为此, 研究者采用遗传算法作为寻优算法, 开关状态作为二进量, 其他控制变量均看做连续变量。在具体的遗传操作上, 开关量以元件为单位分组, 遗传操作以开关组为最小单位进行。交叉操作从父母中随机选取, 由于开关组为二值状态, 变异操作按一定概率随机进行状态切换即可。为保证解的遍历性, 连续变量在变异操作时, 调节范围在值域内由正态分布随机给定, 从而从原理上保证了结果的全局最优。当 $c_{\text{req}} \gg c_{\Delta P}$ 时, 得到的优化结果应为满足所有不等式约束(越限程度为0)的同时使得消除阻塞的附加费用最小(附加费用为0时, 表示不需调整输电计划)。采用这一方案的优点是同时获得了最优出力安排和最优运行方式, 缺点是求解计算量大、不能确保越限的完全消除, 且正常与故障后的越限情况采用同一运行方式评估与实际不符。

文献[7]研究了FACTS装置在缓解输电阻塞和减小交易电力裁减方面的作用。以静止无功补偿器(SVC)和晶闸管控制串联补偿器(TCSC)两种FACTS装置, 以及一个修改过的IEEE 14节点系统为例, 进行了仿真计算。得到的结论表明FACTS装置以合适的参数安置在合适地点可增大系统的输电能力, 有效缓解输电阻塞和减小交易电力裁减量。但该文并没有提出一种有效的方法来确定FACTS

装置的安装地点及其参数, 只是采取了试探性的方法来说明上述问题。

文献[8]认为通过FACTS装置来解决输电阻塞问题可以分成两步: 首先在系统规划中确定FACTS装置装设的最佳位置, 然后在运行时最优化FACTS装置的参数。该文提出了一种基于灵敏度的确定FACTS装置最佳装设位置的方法。引入了一个系统有功潮流指数来反映系统所有线路的负载情况, 通过求取该指数对于FACTS装置不同装设位置的灵敏度来确定FACTS装置的最佳安装位置。在IEEE 5节点和IEEE 75节点两个示例系统中, 针对两种FACTS装置——TCSC和晶闸管控制相角调节器(TCPAR)的选址优化证实了该方法的有效性。

在利用FACTS解决输电阻塞的文献中, 均只涉及技术而未提及其费用问题。由于FACTS设备投资较高, 用于输电阻塞管理, 从经济角度来讲是否可行尚有待研究。但从各国电力市场运作情况看, 阻塞费用相当高昂, 随着电力电子技术的发展, 相信FACTS技术作为一种有效的潮流控制手段将在输电阻塞问题上发挥日益重要的作用。另外, 目前有关FACTS的研究并未考虑FACTS与其他控制手段之间的相互配合及其对化解阻塞的影响, 有关研究亟需进一步加强。

2 通过调整输电计划进行阻塞管理

当网络运行优化不能完全解决阻塞时, ISO必须对市场参与者提出的输电计划加以修改, 重新调度。这里讨论的调整输电计划是指有功发电计划。由于有功和无功可以解耦分别求解, 而且无功通常是就地供应, 不存在双边交易问题, 所以无功的调整可以借鉴有功的调整方法, 作为一种输电辅助服务加以解决^[3,9]。

阻塞管理中输电计划的修改和重新调度既涉及技术又涉及经济问题, 与具体的电力市场交易模式和交易规则密切相关^[10]。当前, 世界上实际运行的电力市场的交易模式主要有联营交易模式(pool model)、双边交易模式(bilateral model)和两者的结合体^[11]。以下分别对这3种模式下各自的阻塞管理模型、方法和涉及的阻塞费用分摊等问题加以讨论。

2.1 联营交易模式下的输电阻塞管理

在联营交易模式下, 各发电商和用户向电力联营中心提交各自的功率/价格曲线, 由电力联营中心根据不同的目标得到一个满足各种约束的发电计划。当在约束方程中计入网络安全约束(支路潮流约束)时, 得到的发电计划就是经过阻塞管理的发电计

划。具体的实现方法有以下几种。

2.1.1 节点电价法^[11~17]

节点电价法的基本框架是由 Schweppe 等人于 1988 年首先提出的,它实质上是一个基于最优潮流的算法。只考虑有功功率时可以建立最优调度的数学模型:

$$\begin{cases} \min(\max) f(u, x) \\ \text{s. t. } h(u, x) = 0 \\ g(u, x) \leq 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中, $\min(\max) f(u, x)$ 为目标函数,通常有以下几种:

a. 购电成本最小: $\min \sum_i C_i(P_i^g)$

b. 社会效益最大:

$$\min \sum_i C_i(P_i^g) - \sum_j B_j(P_j^d)$$

c. 购电量最大: $\max \sum_i P_i^g$

上述数学模型中: $h(u, x) = 0$ 为潮流方程等式约束; $g(u, x) \leq 0$ 为不等式约束,包括发电机组、系统和网络安全约束; u 为控制变量向量,包括各个节点上输入或输出的有功功率; x 为状态变量向量; $C_i(P_i^g)$, $B_j(P_j^d)$ 分别为第 i 台机组和第 j 个用户的报价曲线; P_i^g 和 P_j^d 分别为第 i 台机组和第 j 个用户的功率。

在上述最优化潮流求解中,为了简化计算、提高计算速度,通常采用经过简化的直流潮流模型,并充分利用了各种灵敏度因子^[18]。通过对上述最优化潮流求解,既可以得到满足约束的最优调度,同时也得到了各个节点的电价(即各节点功率平衡约束的拉格朗日乘子)。用这种方法得到的节点电价受 4 个因素的影响:发电机边际成本、系统容量、网损和线路阻塞情况^[19]。由此,采用节点电价法不仅得到了计及输电阻塞的发电计划,而且求出的节点电价也为阻塞费用的分摊提供了依据。

但节点电价在实际应用中也存在明显的不足。文献[11]通过对美国西部 2263 节点电网的研究表明,节点电价对运行条件和网络特性相当敏感(也就是阻塞情况会明显影响电价),导致发电商和用户承担的阻塞费用及电价波动太大。因此,在实际应用中引入了输电容量权作为一种规避风险的金融工具。

输电容量权实质上是通过双方预先签订合同来规定阻塞分摊方式。目前存在 3 种基本输电容量权模型:合同路径(contract path)、合同网络(contract network)和网络外部性模型(network externality model)^[19]。合同路径权允许其所有者通过指定的路径“输送”电力,忽视了电力网络中“环流”(loop

flow)特性;合同网络只定义节点到节点间的输电权;网络外部性模型则认为要从一点向另一点输送电力,必须购买一组线路的输电权。后两者均考虑了“环流”问题。

文献[14]依照 Hogan 提出的合同网络法对一个简单的电力市场进行了分析。分 3 种情况进行:①发电商和用户都是完全弹性的市场参与者(价格固定);②两者都是完全非弹性的市场参与者(供、需电量固定);③两者是介于完全弹性与完全非弹性之间的市场参与者。研究发现,合同网络法在第 3 种情况下对发电商的补偿过度,表明该方法仍需改进。

文献[17]对基于潮流的输电权(FGR)进行了讨论,提出电力市场上不仅电能和辅助服务可以交易,而且输电权也可以交易。但是,实现输电权交易还需要研究输电关键路径(flowgate)的选定规则。此外,如何发布输电权以及输电权带来的市场力等相关问题也有待研究。

鉴于节点电价法解决阻塞的实施过程中,虽然给予了市场参与者自主决定报价曲线的自由,但是最后的出力安排和定价仍然由 ISO 制定,缺乏用户与发电商的主动参与,与自由市场力求用“看不见的手”来引导市场的观点相违背。文献[20,21]提出的分散优化方法为解决输电阻塞提供了一种新的思路。其构想是:ISO 只承担发、用电信息汇总和阻塞费用信息实时发布的任务,发电计划的调整则由各市场参与者依据实时阻塞信息按一定的目标优化自身交易计划来完成,这样就构成了真正的互动市场。上述文献的计算表明,在信息完全共享的前提下,用户各自按一定目标最优调整发电计划,能得到集中优化相近的解,从而实现分布式的阻塞管理。但是,具体操作中为保证信息的完全共享,对信息交互系统要求较高,另外,文献[21]将各用户优化的目标函数定为社会效益最大化,而从用户的角度出发,其目的恐怕更多的是自身利益的最大化,两者存在冲突。

2.1.2 区域电价法^[22~26]

在将节点电价法运用到实际电网中进行阻塞管理时,人们发现输电阻塞通常只是频繁地、明显地发生在某些区域之间。而在这些区域内,输电阻塞发生的概率较小,情况也比较轻微。为此,研究人员提出区域电价法来简化、替代节点电价法,使其更加符合实际工程需要,该方法已被挪威、瑞典和美国佛罗里达州采用^[22,23]。区域电价法的一般步骤如下:

a. 先定义一组区域,将整个网络划分成多个区域。对于区域的划分,以前都是根据工程研究的经验和有关阻塞的历史数据,文献[25]提出了可以根据节点边缘价格(locational marginal price)来确定区

域的边界。

b. 运用 2.1.1 节中的最优化潮流方法进行调度,解决区域间的阻塞问题。当然,网络安全约束中就只考虑区域间的线路,而不是所有线路。

c. 在上述调度的基础上,再次运用最优化潮流方法调整区域内各发电商和用户的功率,解决区域内的阻塞问题。由于此时区域内网络较小,可考虑采用交流网络模型,但必须保证区域间的功率不变。

文献[26]将拉格朗日松弛法应用到多区域的阻塞管理中,只需在区域之间迭代交换一个拉格朗日乘子就可以实现区域之间的解耦计算。

无论节点电价法还是区域电价法,在解决输电阻塞问题时都存在另外一个缺陷,即由于阻塞影响使得从用户收取的费用经常比支付给发电商的费用大,从而产生了交易盈余。显然,电网公司不能因阻塞而拥有交易盈余,因为这样不利于促使其解决输电阻塞。处理交易盈余有两种途径^[11]:①用于支付输电权和输电阻塞合约所有者;②用来减少发电商和用户的接网费,作为电网固定成本的一部分。文献[27]则认为通过潮流跟踪^[9,18,19,21~31]直接将交易盈余返回给用户,可以合理、有效地消除交易盈余。

2.1.3 限上和限下的方法

英国电力市场应用了限上和限下的方法^[32]。首先由电力联营中心根据各发电商的报价,不计及电网的任何约束,做出一个最小发电费用计划;然后将最后一台进入发电计划(报价最高)的机组的报价作为系统边际发电成本价格(C_{SMP});在这个价格基础上,计及系统容量费用;最后得出联营购入价(C_{PPP})作为市场清除价。

上述发电计划未计及网络安全约束,因此,实际运行中,当方案出现传输阻塞时,需要对未纳入发电计划的容量按报价由低到高的顺序安排机组发电(限上),已纳入发电计划的容量按报价由高到低的顺序安排机组停发或少发电(限下)。多发电量按机组实际报价由联营中心付费补偿,少发电量按联营购入价和实际报价之差补偿。

在英国电网中,阻塞费用既包含联营体购电费用的上升,也含有给予限下机组的利润补偿。如何合理分摊这些费用,防止投机行为和阻塞费用的不合理升高,是该方法亟待解决的问题。

2.2 双边交易模式下的输电阻塞管理^[11~13,23]

在双边交易模式下,发电方和配电方(或大用户)自行安排交易,在确定交易量之后需要向 ISO 提交交易合同及各个发电机的增发电价和减发电价。ISO 根据所有的交易合同检查系统安全情况,如果出现输电阻塞,则按照某一目标最优化调整发电

机出力以消除阻塞。例如,以最小阻塞调整费用为目标调整发电机出力的数学模型为:

$$\begin{cases} \min \sum_i C_i^+ \Delta P_i^+ - \sum_j C_j^- \Delta P_j^- \\ \text{s. t. } h(u, x) = 0 \\ g(u, x) \leq 0 \end{cases} \quad (4)$$

式中: C_i^+ , ΔP_i^+ 分别为第 i 台机组增发电价和增发电力; C_j^- , ΔP_j^- 分别为第 j 台机组减发电价和减发电力;约束条件类似式(3)。

上述的阻塞管理方法实际上是由 ISO 通过向发电方购买电力(ΔP_i^+)和出售电力(ΔP_j^-)来解决阻塞问题。 $(\sum_i C_i^+ \Delta P_i^+ - \sum_j C_j^- \Delta P_j^-)$ 为解决阻塞的费用,这部分费用应当如何合理地分摊到引起阻塞的市场参与者中,成为双边交易模式下输电阻塞管理的关键问题。

2.3 联营交易与双边交易结合模式下的输电阻塞管理^[3,12,23,26,33]

在没有阻塞的情况下,联营中心的最优化调度输电计划和所有的双边交易都可以顺利进行。发生阻塞时,所有的市场参与者(联营中心中的发电方和用电方、双边交易者)都面临输电计划的裁减,所有发电方和用户都必须向 ISO 提交各自联营部分电力的增发和减发电价以及双边交易部分电力的裁减价格。ISO 按照某一目标最优化调整各市场参与者输电计划以消除阻塞。例如,以最小阻塞调整费用为目标调整输电计划的数学模型为:

$$\begin{cases} \min \sum_i (C_i^+ \Delta P_i^+ + C_i^- \Delta P_i^-) + \sum_i \sum_{j \neq i} C_i^{ij} \Delta P_i^{ij} \\ \text{s. t. } h(u, x) = 0 \\ g(u, x) \leq 0 \end{cases} \quad (5)$$

式中: C_i^+ , ΔP_i^+ 分别为第 i 个市场参与者联营部分电力增发电价和增发电力; C_i^- , ΔP_i^- 分别为第 i 个市场参与者联营部分电力减发电价和减发电力; C_i^{ij} , ΔP_i^{ij} 分别为第 i 个市场参与者双边交易部分电力调整电价和调整电力;约束条件类似式(3)。

不同的约束条件可以取得两种最优解:①不保证联营中心电力和各个双边交易电力分别平衡,只保证联营中心和各个双边交易方交换电力达到总体电力平衡^[3];②保证联营中心电力和各个双边交易电力分别平衡^[23]。文献[13]的研究表明,方法①会使得各方裁减量均减少,用户的电力需求得到最大满足,但这时的一些交易不是用户原来所要求的。

上述模型对双边合同用户和其他用户按统一标准进行输电计划的裁减,没有体现他们之间优先级的差别。文献[12,13]提出了一种利用权重因子

(willingness-to-pay)来解决这个问题的方法。市场参与者的权重因子越大,被裁减量就越小,但是权重因子的合理设置尚未解决。

2.4 对阻塞费用分摊的分析和讨论

在联营交易模式下利用限上和限下方法以及在双边交易模式下解决输电阻塞时需要相当高的费用,这部分费用通常直接分摊给造成阻塞的市场参与者。阻塞费用分摊的关键在于既要反映引起阻塞的责任,维持市场效率,也要完全回收阻塞费用^[34]。很多文献^[34~36]报道了有关阻塞费用分摊方法的研究成果。目前普遍认为阻塞费用分摊应该分两步:①将总的阻塞费用分摊至各阻塞线路(或变压器);②将各线路的费用分摊至各交易。由于电力系统本身的特性,潮流跟踪没有绝对正确的方法,导致阻塞费用分摊也没有绝对正确的方法,正因为如此,分摊的公平性、透明性和简单性一直是研究的重点。实际运作中,英国等多个电力市场都出现了阻塞费用逐年增长的情况,由此引出了关于电网是否需要及如何承担部分阻塞费用的讨论。在电网不需要承担阻塞费用时,电网运行管理优化缺乏约束。以英国电力市场为例,通过政策规定电网分担部分阻塞费用后,强化了电网运行优化的意识,有效抑制了阻塞费用的上扬。

其他关于阻塞费用的问题还包括:①如何完全回收阻塞费用,目前的各种方法均需加额外附加费用才能做到完全回收阻塞费用。②逆流(countflow)问题,即是否应当及如何对产生逆流的交易予以补偿;既然逆流对缓解阻塞有利,应当予以补偿;补偿方法可类似阻塞费用分摊方法。③目前阻塞费用分摊只考虑了有功潮流越限情况,对节点电压越限情况下的阻塞费用分摊缺乏研究。

3 其他阻塞管理问题的讨论

3.1 考虑电力系统动态安全的输电阻塞管理^[4,6,37]

输电阻塞并不总是出现在系统当前的运行状态下,而是更加可能出现在对系统进行动态安全性评估时^[4]。考虑系统动态安全约束,将会使输电阻塞管理更加复杂,目前研究主要集中在如何提高计算速度。文献^[37]提出了一种考虑系统动态安全约束的阻塞管理方法,它利用暂态能量函数(transient energy function)和能量裕度(energy margin)作为动态安全分析工具,求出能量裕度对各发电机输出功率的灵敏度。在出现阻塞时,根据灵敏度的大小选择最为适合的发电机组调整其出力,解决阻塞。这种方法简化了计算,但计算精度低。

3.2 负荷需求弹性对输电阻塞管理的影响

文献^[38]从需求侧出发,研究了负荷需求弹性对输电阻塞的影响,文中定义了负荷需求弹性:

$$e(P_j^d) = -\frac{\rho_j^d}{P_j^d} \frac{dP_j^d}{d\rho_j^d} \quad (6)$$

式中: P_j^d , ρ_j^d 分别为第 j 个用户的负荷和价格。

通过对 IEEE 30 节点系统的仿真计算表明,负荷需求弹性增大有利于缓解输电阻塞。在无网损、有约束的网络中,当负荷最大需求弹性为 ∞ 时,社会效益、交易盈余和平均需求价格均与无约束时的值相等,说明此时阻塞完全不存在。可见,维护负荷需求弹性有利于解决阻塞。

4 结语

本文对近 5 年输电阻塞管理的研究成果做了较为全面的综述,系统介绍了通过调整网络结构及其参数进行阻塞管理和在各种交易模式下调整输电计划进行输电阻塞管理的模型与算法,并对输电管理中费用分摊、动态安全和弹性负荷等问题进行了简要讨论。为了更好地解决输电阻塞问题,以下方面还有待进一步研究:①制定合理的约束机制,促使电网充分利用现有的输电设备,尽可能提高输电系统的可用输电能力;②输电阻塞管理模型和方法必须尽可能保证其所得结果的公平性和合理性,以维护市场效率;③输电阻塞管理如何提高优化速度、降低阻塞附加费用、防止投机行为,使阻塞管理方法符合实际应用需要。

参考文献

- Green R. Electricity Transmission Pricing: An International Comparison. Utilities Policy, 1997, 6(3):177~184
- 黄继明,薛年华,张维(Huang Jiming, Xue Nianhua, Zhang Wei). 电力市场中输电定价问题的探讨(A Preliminary Study on Electricity Transmission Price). 电网技术(Power System Technology), 2000, 24(11):49~52
- Wang X, Song Y H, Lu Q. Primal-dual Interior Point Linear Programming Optimal Power Flow for Real-time Congestion Management. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Singapore, 2000. 1643~1649
- Kawann C, Sakulin M. Congestion Pricing: Is a Load Flow-based Pricing Approach Appropriate? The Electricity Journal, 2000(10): 21~30
- 汤振飞,于尔铿,唐国庆(Tang Zhenfei, Yu Erkeng, Tang Guoqing). 电力市场输电阻塞管理(Transmission Congestion Management in Power Market). 电力系统自动化(Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(23):13~16
- Doll M, Verstege J F. Congestion Management in a Deregulated Environment Using Corrective Measures. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Columbus (USA): 2001. 393~398

- 7 Srivastava S C, Kumar P. Optimal Power Dispatch in Deregulated Market Considering Congestion Management. In: Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2000. 53~59
- 8 Singh S N, David A K. Congestion Management by Optimizing FACTS Device Location. In: Proceedings of the International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2000. 23~28
- 9 Fu J, Lamont J W. A Combined Framework for Service Identification and Congestion Management. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1): 56~61
- 10 任震, 吴杰康, 吴重民 (Ren Zhen, Wu Jiekang, Wu Zhongmin). 在竞争的电力市场下的传输阻塞管理与定价 (Congestion Management and Pricing in Competitive Power Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(2): 19~22
- 11 Singh H, Hao S Y, Papalexopoulos A. Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(2): 672~680
- 12 David A K, Fang R S. Congestion Management of Electric Power Systems Under Open Transmission Access. In: Fourth International Conference on APSCOM-97. 1997. 469~474
- 13 Fang R S, David A K. Transmission Congestion Management in an Electricity Market. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 877~883
- 14 Gedra T W. On Transmission Congestion and Pricing. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(1): 241~248
- 15 Glavitsch H, Alvarado F. Management of Multiple Congested Conditions in Unbundled Operation of a Power System. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(3): 1013~1019
- 16 Shirmohammadi D, Wollenberg B, Vojdani A, et al. Transmission Dispatch and Congestion Management in the Emerging Market Structures. IEEE Trans on Power Systems, 1998, 13(4): 1466~1474
- 17 方军, 张永平, 魏萍, 等 (Fang Jun, Zhang Yongping, Wei Ping, 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 1 Flow-based Tradable Transmission Rights). 电网技术 (Power System Technology), 2001, 25(7): 4~8
- 18 Christie R D, Wollenberg B F, Wangenstein I. Transmission Management in the Deregulated Environment. Proceedings of the IEEE, 2000, 88(2): 170~195
- 19 Hsu M. An Introduction to the Pricing of Electric Power Transmission. Utilities Policy, 1997, 6(3): 257~270
- 20 Wei P, Yan Y H, Ni Y X, et al. A Decentralized Approach for Optimal Wholesale Cross-border Trade Planning Using Multi-agent Technology. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(4): 833~838
- 21 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). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2002, 26(4): 5~9
- 22 Christie R D, Ivar W I. The Energy Market in Norway and Sweden: Congestion Management. IEEE Power Engineering Review, 1998(5): 61~63
- 23 Gribik P R, Angelidis G A, Kovacs R R. Transmission Access and Pricing with Multiple Separate Energy Forward Markets. IEEE Trans on Power Systems, 1999, 14(3): 865~876
- 24 Pope J W. Congestion Management in Regional Transmission Organizations. In: Proceedings Power of the IEEE Tech Conference. Porto (Portugal): 2001. 432~437
- 25 Alomoush M I, Shahidehpour S M. Fixed Transmission Rights for Zonal Congestion Management. IEE Proc—Gener Transm Distrib, 1999, 146(5): 471~476
- 26 Wang X, Song Y H. Apply Lagrangian Relaxation to Multi-zone Congestion Management. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. 2001. 399~404
- 27 Bialek J W. Elimination of Merchandise Surplus Due to Spot Pricing of Electricity. IEE Proc—Gener Transm Distrib, 1997, 144(5): 399~405
- 28 Bialek J. Tracing the Flow of Electricity. IEE Proc—Gener Transm Distrib, 1996, 143(4): 313~320
- 29 乔振宇, 陈学允, 张粒子, 等 (Qiao Zhengyu, Chen Xueyun, Zhang Lizi, et al). 功率分解潮流计算方法 (A New Concept of the Separation of Electrical Power Flow). 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2001, 21(1): 77~84
- 30 Liu F B, Li Y, Tang G Q. A Quick & Practicable Power Flow Tracing Method on Electric Energy Market: Part I Theoretic Fundament. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Columbus(USA): 2001. 1244~1249
- 31 Liu F B, Li Y, Tang G Q. A Quick & Practicable Power Flow Tracing Method on Electric Energy Market: Part II A New Practicable Method. In: IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Columbus(USA): 2001. 1238~1243
- 32 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). 电网技术 (Power System Technology), 1999, 23(2): 33~40
- 33 方印, 丁晓莺, 王锡凡 (Fang Yin, Ding Xiaoying, Wang Xifan). 基于市场报价的阻塞管理模型及内点法实现 (A Bidding Based Model of Congestion Management and Its Algorithm via Interior Point Methods). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 2001, 25(13): 6~10
- 34 Baran M E, Banunarayanan V, Garren K E. Equitable Allocation of Congestion Relief Cost to Transactions. IEEE Trans on Power Systems, 2000, 15(2): 579~585
- 35 赵晋泉, 侯志俭, 吴际舜 (Zhao Jinquan, Hou Zhijian, Wu Jishun). 电力市场中的交易模式和传输拥挤管理 (Transaction Model and Transmission Congestion Management of Power Market). 电力系统自动化 (Automation of Electric Power Systems), 1999, 23(20): 5~8
- 36 傅书逊 (Fu Shuti). 一种实用的交易计划和阻塞管理算法 (A Practical Method for Day-ahead Scheduling and Congestion Management). 电网技术 (Power System Technology), 2000, 24(7): 29~32
- 37 Singh S N, David A K. Towards Dynamic Security-constrained Congestion Management in Open Power Market. IEEE Power Engineering Review, 2000(8): 45~47

38 Bompard E, Gross G, Chicco G, et al. The Role of Load Demand Elasticity in Congestion Management and Pricing. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Singapore: 2000. 2229~2234

管霖(1970—),女,博士,副教授,主要研究方向为人工智能和小波分析在电力系统中的应用及电力市场。E-mail: lguan@21cn.com

TRANSMISSION CONGESTION MANAGEMENT IN POWER MARKET

(South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Key words: congestion management; transmission open access; pool model; bilateral model