

一种改进型金融输电权与基金池相结合的阻塞风险规避方法

李立颖,彭建春,张喜铭

(湖南大学 电气与信息工程学院,湖南 长沙 410082)

摘要:提出了一种改进的金融输电权 FTR(Financial Transmission Rights)。在此基础上,阐述了基于改进型 FTR 与基金池相结合的阻塞风险规避方法,给出阻塞风险规避的定量分析。该方法将线路的输电权放在远期市场中和电量一起进行交易。将实际运行中未发生阻塞线路的阻塞交易费全部投入 ISO 建立的阻塞基金池中,购买了该线路输电权的交易商不被补偿。对购买了实际发生阻塞线路输电权的交易商,将按照一定的原则给予补偿,以实现阻塞风险的规避。分别对无环流和逆流、有环流、有逆流情况下的阻塞管理进行了仿真,结果说明该方法有效。

关键词:电力市场;阻塞管理;金融输电权;阻塞成本分摊;风险规避

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2005)04-0043-04

0 引言

电力市场的引入,使得市场化的电力系统中充满了不确定因素。越来越多的电力工作者意识到了这种不确定性引发的风险,并针对这一问题,采用了期货、期权等风险管理工具回避或控制风险。但目前,这方面的研究大多还只是停留在发电市场中^[1-3],对于输电阻塞风险管理的研究相对较少。采用金融输电权 FTR(Financial Transmission Rights)^[4]进行阻塞风险规避是一种有效方法,交易商通过预先购买 FTR,获得阻塞价格和电价的相对稳定性,所以,它实质上是一种规避价格波动风险的金融工具。

文献[5]中用风险效用取代购电费用最小作为区域阻塞管理的目标函数,提出了基于风险的区域阻塞管理算法(RBCM)。以上两种方法都是采用基于最优潮流计算(OPF)的优化调度,明显的缺陷是它隐性的为阻塞定价及进行成本分摊,用户之间存在着交叉补贴,有失公平性;且最终的发电调度仍是由独立系统运行机构(ISO)决定,这与电力市场希望通过自由竞争以提高经济效率的初衷相违。本文提出的改进型 FTR 有别于文献[4]中 Hogan 教授提出的 FTR。它是在以长期、分散的远期市场为主的市场模式中,针对阻塞发生的不确定性,将风险单位进行分散的一种风险控制方法,是一种更纯粹的金融工具,没有容量大小的区别,也没有输电权数量的限制,其价格完全由交易商自己决定。

1 基于改进型 FTR 与基金池相结合的阻塞风险规避方法

本文中的改进型 FTR 属于风险管理理论中的

风险控制技术,通过增加风险单位的数量将特定的风险在更大的样本空间里进行分散,以此减少单个风险单位的损失。由于输电网中可能出现的意外阻塞会造成在远期市场中签订的合约不能安全执行,各交易商在通过对风险的衡量及对损失控制成本与损失控制的潜在收益进行比较后,以适当的价格购买输电权,将己方承担的风险在整个市场中进行分散,从而达到降低损失程度的目的。

1.1 基于 FTR 和基金池的阻塞风险规避步骤

一个有效的市场交易模式应当以长期、分散的远期市场为主,短期、集中的现货市场为辅,由独立系统运行机构 ISO 进行实时调度。发电商和用户首先在远期市场中签订节点对之间的交易。已经签订交易的双方都希望交易能稳定安全地执行。交易量,尤其是交易价格的改变往往会引起双方利益的损失。但事实上,若传输支路上交易量太大,超过支路输电容量极限,则远期市场中签订的合约就需要由 ISO 进行调整,对计划交易量或增或减,这样就给交易双方都带来了损失,交易商的阻塞成本因此形成。为尽量减少交易商的经济损失,规避阻塞风险,下面提出了一种以购买 FTR 为基础的阻塞风险规避方法。这种方法的程序如下:

- 将整个网络所有线路赋予相应输电权,并将这些输电权放在远期市场中和电量一起进行交易;
- 用户和发电商经过对历史资料和未来负荷的分析,预测各线路可能发生阻塞的概率及可能对自己交易产生的影响,从而决定自己应购买哪些线路的输电权以及应以什么样的价格购买;
- ISO 将各线路输电权在购买了输电权的交易商间进行分配;
- 对于运行中未发生阻塞的线路,卖出的输电

权自动无效,但各交易商购买输电权的费用 q_{kl} 将全部投入由 ISO 建立的阻塞基金池中;

e. 如果一条线路在运行中发生了阻塞,则所有购买了该线路输电权的交易商将得到补偿,以实现阻塞风险的规避。

区别于其他类型的输电权,本文提出的这种输电权并非以“容量”为单位,而是以“个”为单位,因此理论上,每条线路都有无数个可供各交易商购买的输电权。所以这里的输电权是为控制风险而设置的一个纯粹的金融符号,没有任何物理意义、没有容量大小之分、对于每条线路可供交易的输电权,也没有数量限制。

1.2 市场中各交易方的收支计算

采用本文的风险规避方法后,市场关于阻塞收支的具体计算如下所述。

a. 全电网获得市场中的交易商为购买输电权所支付费用的总收入为

$$r = \sum_{k \in T} \sum_{l \in \Omega} q_{kl} \quad (1)$$

式中 n 为电网线路集合; T 为所有购买了输电权的交易商的集合; q_{kl} 为交易商 k 购买线路 l 的输电权所支付的费用。

b. 交易结束后,电网将支付给购买了阻塞线路输电权的交易商的总阻塞补偿费为

$$c = \left(\sum_{k \in T'} \sum_{l \in \Omega} q_{kl} \right) \alpha \quad (2)$$

式中 T' 为购买了实际阻塞线路输电权的交易商集合; Ω 为阻塞线路的集合; $\alpha \geq 1$ 为加权补偿乘子。

c. 交易商 k 因购买阻塞线路 l 的输电权而应得到的阻塞补偿费为

$$c_{kl} = q_{kl} \alpha \quad (3)$$

d. 交易商 k 获得的总阻塞补偿费为

$$c_k = \sum_{l \in \Omega'} c_{kl} \quad (4)$$

式中 Ω' 为交易商 k 购买了输电权的阻塞线路集合。

ISO 在保证基金池中的基金在某一底线之上的前提下,结合基金池中的存留基金和本轮的线路阻塞情况及输电权的购买情况分两种情形决定 α 。

a. 若 $x+r \geq z$, 由 $z-c \geq y$ 得:

$$1 \leq \alpha \leq (z-y) / \left(\sum_{k \in T'} \sum_{l \in \Omega} q_{kl} \right) \quad (5)$$

式中 x 为上轮交易后基金池中的存留基金; y 为基金池中存留基金的最低保证值; z 为基金池运作基金的上限。

b. 若 $x+r < z$, 由 $x+r-c \geq y$ 得:

$$1 \leq \alpha \leq (x+r-y) / \left(\sum_{k \in T'} \sum_{l \in \Omega} q_{kl} \right) \quad (6)$$

为了保证阻塞基金池的正常运转,在每一轮的阻塞补偿之后,都必须确保阻塞基金池的存留基金在一底线值 y 之上。设定基金池运作基金上限 z , 可避免某些交易商以不正当途径获取信息,在必然会发生阻塞的支路上故意以高价购买输电权以获取高额阻塞补偿费用的投机行为;并且在阻塞补偿机制

正常运转的情况下,基金池中超过 z 的那部分资金累积后可作为扩建电网的后备基金。

理论上, α 取上述范围内的任意值均可。但事实上, α 若取得太小,会打击交易商购买输电权的积极性。所以 α 的取值可尽量接近上限,这样也使得 ISO 的非盈利性质得以更切实的体现。 α 的值要按时段在网上公布,以保证市场的公平性和透明性。基金池的原始基金可在电力市场正常运行之前,由 ISO 规定市场所有参与商交纳一定数额的资金作为基金池的原始积累。

上述方法是针对电力市场的某一运营时段,如 15 min 实施的,即线路输电权的交易和阻塞补偿计算是按时段完成的。因此,一天中某交易商应得的阻塞补偿也就是它在一天中各时段应得的阻塞补偿的累计值。

2 阻塞风险规避定量分析

2.1 阻塞成本的合理分摊

为了能够较全面的叙述本文的风险控制方法,下面简要介绍本文提出的阻塞成本合理分摊法。阻塞成本的分摊有多种方法^[6~11],本文采取基于责任的阻塞成本分摊方法^[12]。根据各支路上的交易比例确定交易对输电线路的使用份额,并同时考虑到环流和逆流对阻塞的影响,公平合理地分配阻塞成本。

用户侧的损失按各用户在该阻塞线路上的交易比例进行分摊。发电侧的损失,则由计划调整后的获利发电商按差价的一定比例 γ 给予补偿。对于存在环流的阻塞线路,用户侧的损失应由用户和产生环流的交易按比例分摊。对由于产生逆流而防止了线路发生阻塞或缓解了阻塞的交易,应有相应奖励。具体方法是:以该支路上涉及的交易最低价格和避免了阻塞或缓解了阻塞的那部分功率流量为奖励标准,再按奖励系数 $\beta \leq 1$ 给予产生逆流的交易以奖励。而这部分需支付的奖励费用依然按该支路上各交易的比例分摊,而分摊到各笔交易的费用又由发电侧和用户侧平摊。在用户侧和发电侧分别进行阻塞成本分摊的方法,非常公平合理。

2.2 阻塞风险规避定量计算

在一个时段的交易结束后,若有线路 i 发生阻塞,则阻塞成本计算如下所述。

用户侧总阻塞成本为

$$A = \left[\sum_{v \in V} (p_{2,v} q_{1,v}) + \sum_{v \in V} (p_{3,v} q_{3,v}) \right] - \sum_{v \in V} (p_{1,v} q_{1,v}) \quad (7)$$

式中 $p_{1,v}, q_{1,v}$ 分别表示交易 v 在合约中签订的交易量和交易价格; $p_{2,v}$ 表示交易 v 计划调整后,仍由原发电商提供的那部分电量; $p_{3,v}, q_{3,v}$ 分别表示交易 v 在调整后,改由其他发电商提供的电量和价格; V 为在该时段内,线路 i 上所涉及的所有交易的集合。

在发电侧,因为交易计划调整是一对一针对性调整,所以,单个发电商在计划调整后阻塞成本为

$$B = \sum_{v \in V_1} [p_{1,v}(q_{1,v} - \tau)] - \sum_{v \in V_1} [p_{2,v}(q_{1,v} - \tau)] \quad (8)$$

式中 τ 为发电商的实际发电成本; V_1 为某发电商在该阻塞线路上所涉及到的交易集合。

计划调整后“负荷口袋”中的发电商相对于计划被调整的发电商的额外盈利为

$$D = p_{3,v}(q_{3,v} - q_{1,v}) \quad (9)$$

按照 2.1 节的分摊原则,某交易 j 的购电用户将分摊阻塞成本为

$$M_j = p_{1,j}A / \sum_{v \in V} p_{1,v} \quad (10)$$

计划被调整的发电商将获得“负荷口袋”中为其提供缺额电量的发电商给予的额外盈利补偿为

$$E = D\gamma \quad (11)$$

若交易商(发电商或用户)在远期市场中以价格 q_{kl} 购买了该线路的输电权,则在总费用结算时,按照式(3)它还将获得阻塞补偿为

$$c_{kl} = q_{kl}\alpha$$

费用总结算后,用户实际分摊的阻塞成本为

$$F = M_j - c_{kl} \quad (12)$$

计划被调整的发电商实际分摊的阻塞成本为

$$M = B - E - c_{kl} \quad (13)$$

2.3 基于本文方法的阻塞管理步骤

经过对阻塞成本的合理分摊后,再利用金融输电权和基金池进行阻塞风险规避,下面是本文提出的阻塞管理方法的具体实施步骤。

- a. 进行电力市场规则设计,此阶段应确定发电侧的额外补偿比例系数 γ 和逆流奖励系数 β 。
- b. 开放远期市场,让发电商和用户在其中进行自由交易。ISO 同时将各支路的输电权投入远期市场中进行拍卖发放。
- c. 交易商将各笔交易提交 ISO, 由 ISO 进行潮流分布计算。在远期市场关闭,现货市场开始后,ISO 将那些由于阻塞而不能按计划执行的缺额电量拍卖。
- d. 交易执行后,按照阻塞成本合理分摊规则,首先在各交易商之间进行阻塞成本分摊。然后,计算输电权的加权补偿乘子 α 的值,再根据当初各交易商购买的输电权及购买价格,进行阻塞费用总结算。

3 风险规避方法的阻塞管理实例分析

3.1 无环流和逆流情况下的阻塞管理

本文以简单两节点网络(如图 1)为例,不考虑无功和损耗,分 3 种情况说明上述阻塞管理方法。首先分析网络中无环流和逆流存在的简单情形。

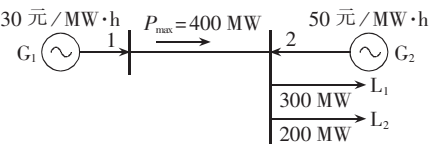


图 1 简单情况下的两节点网络图

Fig.1 2-node network in simple condition

发电商 G_1 的电价为 30 元/MW·h, G_2 的电价为 50 元/MW·h。假定在远期市场中,由于发电商 G_1 的低电价,用户 L_1, L_2 均向 G_1 购电,购买电量分别为 300 MW 和 200 MW。但线路的实际传输容量为 400 MW。所以,在实际运行时, G_1 只能通过该线路传送 400 MW 的电量,而另外 100 MW 电量,由 ISO 在远期市场关闭后的现货市场中,将其以 50 元/MW·h 的价格拍卖给了“负荷口袋”中的发电商 G_2 。假设 G_1 和 G_2 的发电成本均为 20 元/MW·h。这样,在该支路的交易中根据式(7)~(10)可得各交易商的阻塞成本,结果见表 1。

表 1 各交易商的阻塞成本及分摊结果

Tab.1 The congestion costs and allocation to traders

电网状况	M_Z	M_{G1}	C_{G2}	M_{L1}	M_{L2}
无环流和逆流	2 000	1 000	2 000	1 200	800
有环流	3 000	1 500	3 000	1 250	1 250
有逆流	—	—	—	—	—

注: M_Z 为用户侧总阻塞成本; M_{G1} 为 G_1 阻塞成本; C_{G2} 为 G_2 额外盈利; M_{L1}, M_{L2} 分别为 L_1, L_2 分摊的阻塞成本。

在发电侧, G_2 的额外盈利按比例系数 γ 对 G_1 进行补偿。若 γ 取值 0.1, 则 G_1 将从 G_2 处获得补偿费为 $2\,000 \times 0.1 = 200$ (元)。

若 G_1, L_1, L_2 在交易之前各以 500 元、200 元、300 元的价格购买该线路 1→2 方向的输电权。在交易完成后,假设 ISO 根据式(5)或式(6)计算得加权补偿乘子 $\alpha = 2$ 。那么 G_1, L_1, L_2 将依次获得 $500 \times 2 = 1\,000$ (元), $200 \times 2 = 400$ (元), $300 \times 2 = 600$ (元)的阻塞补偿费。依据式(12)(13)可知 G_1, L_1, L_2 各自最终分摊的阻塞成本为 $1\,000 - 200 - 1\,000 = -200$ (元), $1\,200 - 400 = 800$ (元), $800 - 600 = 200$ (元)。

3.2 有环流存在情况下的阻塞管理

有环流存在的两节点网络如图 2 所示。

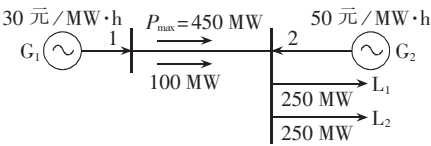


图 2 有环流存在的两节点网络图

Fig.2 2-node network with loop flow

各交易商仍然在远期市场中签订合同。 G_1 分别与 L_1, L_2 达成协议 A 和 B, 各输送 250 MW 的电量, G_1 的卖电价格为 30 元/MW·h, G_2 的卖电价格依然为 50 元/MW·h。而其他节点对之间的交易 C 在线路 1→2 方向上产生 100 MW 的环流。如图 2 线路输电容量为 450 MW。 G_1, L_1, L_2 在期货市场中各以 500 元的价格购买了线路 1→2 方向的输电权。在此种情况下,用户侧的阻塞成本与产生 100 MW 环流的交易一起分摊。计算后各交易商阻塞成本结果见表 1。此例中交易 C 因为也使用了该线路,所以对该线路上发生的阻塞也应负相应责任,故交易 C 应承担用户侧的部分阻塞成本为

$$3\,000 \times 100 / (250 + 250 + 100) = 500 (\text{元})$$

假定 γ 仍为 0.1, 则 G_2 应该补偿给 G_1 的费用为 $3\,000 \times 0.1 = 300$ (元)。在交易结束后, ISO 进行费用结算, 假定 α 仍为 2, 根据各交易商购买的输电权费用, G_1, L_1, L_2 都获得 1 000 元的阻塞补偿费。则在费用总结算后, G_1, L_1, L_2 各实际分摊阻塞成本为 200 元、250 元、250 元。

3.3 有逆流存在情况下的阻塞管理

有逆流存在的两节点网络如图 3 所示。

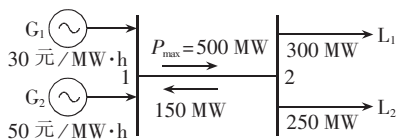


图 3 有逆流存在的两节点网络图

Fig.3 2-node network with counter flow

在远期市场中, 发电商 G_1 与用户 L_1 签订双边合约 A: G_1 以 30 元/MW·h 的价格输送 300 MW 电量给 L_1 。发电商 G_2 与用户 L_2 签订双边合约 B: G_2 以 50 元/MW·h 的价格输送 250 MW 的电量给 L_2 。并且 G_1, G_2, L_1, L_2 各自以 200 元购买了线路 1→2 方向的输电权。线路输电容量极限为 500 MW。其他节点对签订的交易 C 在该线路 2→1 方向产生 150 MW 功率流。假设逆流奖励系数 β 为 0.3, 则在此例中, 交易 C 产生的逆流中有 50 MW 对避免该线路的阻塞做出了贡献, 获益交易 A, B 应支付给交易 C 的逆流奖励费用为

$$0.3 \times 50 \times 30 = 450 (\text{元})$$

这 450 元费用首先在各交易中按交易比例分摊。交易 A 应支付费用为

$$450 \times 300 / (300 + 250) = 245.5 (\text{元})$$

交易 B 应支付费用为

$$450 \times 250 / (300 + 250) = 204.5 (\text{元})$$

各交易支付的这笔费用在发电侧和用户侧再平均分摊。即在此例中, G_1, L_1 各支付 122.75 元, G_2, L_2 各支付 102.25 元。又在 ISO 进行交易结算时, 此线路并未发生阻塞, 所以, 各交易商购买的输电权自动释放, 其购买输电权时出的费用, 将投入阻塞基金池中, 各交易商不会获得任何补偿。

4 结论

不同于 Hogan 教授规避价格波动风险的 FTR, 本文提出的改进型 FTR, 实质上是规避阻塞发生的风险。它是一种更纯粹的金融工具, 没有容量大小的区别, 对于每条线路可供购买的输电权, 也没有数量的限制, 其购买价格完全由交易商自己决定。通过建立阻塞基金池, 首次具体说明了购买输电权后 ISO 进行最后阻塞费用结算时, 阻塞补偿资金的具体来源, 并且还可作为输电网的扩建提供基金。所以, 这种基于本文所提出的改进型 FTR 与基金池相结合的阻塞风险控制方法, 更加符合自由市场自由竞争的交易规则, 更加简单可行。

参考文献:

- [1] 樊铁钢, 张勇传. 电力市场风险分析 [J]. 中国电力, 2000, 33(11): 47-49.
FAN Tie-gang, ZHANG Yong-chuan. Risk management in power markets [J]. *Electric Power*, 2000, 33(11): 47-49.
- [2] 张少华, 李渝曾, 王长军. 结合期权理论的电力市场远期合同模型 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25(21): 28-32.
ZHANG Shao-hua, LI Yu-ceng, WANG Chang-jun. Combining option theory with modeling for bilateral optional electricity forward contracts [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2001, 25(21): 28-32.
- [3] 张少华, 李渝曾, 王长军, 等. 电力市场中的远期合同交易 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25(10): 6-10.
ZHANG Shao-hua, LI Yu-ceng, WANG Chang-jun, et al. Forward contracts in electricity markets [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2001, 25(10): 6-10.
- [4] HOGAN W W. Contract networks for electric power transmission [M]. [s.l.]: Harvard University, 1992.
- [5] 葛朝强, 李扬, 唐国庆. 基于风险的区域阻塞管理 [J]. 电力系统自动化, 2003, 27(8): 27-31.
GE Zhao-qiang, LI Yang, TANG Guo-qing. Risk based regional congestion management [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2003, 27(8): 27-31.
- [6] RAU N S. Transmission loss and congestion cost allocation — An approach based on responsibility [J]. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2000, 15(4): 1401-1409.
- [7] SINCH H, HAO S, PAPALEXOPOULOS A. Transmission congestion management in competitive electricity markets [J]. *IEEE Trans. on Power Systems*, 1998, 13(2): 672-680.
- [8] BARAN M E, BANUNARAYANAN V, GARREN K E. Equitable allocation of congestion relief cost to transactions [J]. *IEEE Trans. on Power Systems*, 2000, 15(2): 579-585.
- [9] BLALEK J. Tracing the flow of electricity [J]. *IEE Proceedings*, 1996, 143(4): 313-320.
- [10] KIRSCHEN D, ALLAN R, STRBAC G. Contributions of individual generations to loads and flows [J]. *IEEE Trans. on Power Systems*, 1997, 12(1): 52-60.
- [11] 杨洪明, 段献忠, 何仰赞. 阻塞费用的计算和分摊方法 [J]. 电力自动化设备, 2002, 22(5): 10-12.
YANG Hong-ming, DUAN Xian-zhong, HE Yang-zan. Calculation and allocation of congestion cost [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2002, 22(5): 10-12.
- [12] 王锡凡, 郑斌, 王秀丽. 电力市场过网费的潮流分析基础——输电设备利用份额问题 [J]. 中国电力, 1998, 31(7): 31-34.
WANG Xi-fan, ZHANG Bin, WANG Xiu-li. Fundamental analysis on wheeling cost of power flow — A problem of sharing cost of transmission facilities [J]. *Electric Power*, 1998, 31(7): 31-34.
- [13] 张永平, 方军, 魏萍, 等. 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 [J]. 电网技术, 2001, 25(9): 16-20.

(上接第 46 页 continued from page 46)

ZHANG Yong - ping, FANG Jun, WEI Ping, *et al.* A new market - based congestion management method. Part II : Financial transmission rights and comparison with flow-gate rights[J]. **Power System Technology**, 2001, 25(9): 16 - 20.

[14] 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 Jie - kang, WU Zhong - min. Congestion management and pricing in competitive power market [J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2001, 25 (2): 19 - 22.

[15] 柯 进, 管 霖. 电力市场下的输电阻塞管理技术[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(14): 20 - 25, 39.

KE Jin, GUAN Lin. Transmission congestion management in power market [J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2002, 26(14): 20 - 25, 39.

(责任编辑: 戴绪云)

作者简介:

李立颖(1981 -), 女, 贵州桐梓人, 硕士研究生, 主要从事电力系统优化运行、电力市场等研究工作(E-mail: susuliying@hotmail.com);

彭建春(1964 -), 男, 湖南常德人, 教授, 副院长, 博士研究生导师, 主要从事电力市场、电力系统优化运行、规划、及其应用软件的开 发等研究工作;

张喜铭(1980 -), 男, 吉林敦化人, 硕士研究生, 主要从事电力市场及其软件开发研究工作。

Method combining improved financial transmission rights with fund pool for hedging congestion risk

LI Li-ying, PENG Jian-chun, ZHANG Xi-ming

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: An improved FTR(Financial Transmission Rights) is presented. A method for hedging congestion risk combining FTR with fund pool is illuminated in detail, and its quantitative analysis is described. In the method, FTR of every line is sold in forward market like electricity. The fee paid by traders for buying FTR is deposited in fund pool by ISO, while the traders who bought the FTR of congested lines will be compensated according to the principles presented to hedge congestion risk. The congestion management is simulated under three conditions: without loop flow and counter flow, with loop flow, with counter flow. Results show its effectiveness.

Key words: power market; congestion management; FTR; congestion cost allocation; risk hedging