

连续潮流与最优潮流相结合的电力市场 双侧竞价交易计划研究

潘 雄, 徐国禹

(重庆大学高电压与电工新技术教育部重点实验室, 重庆市 沙坪坝区 400044)

TRANSACTION SCHEDULING BASED ON CONTINUATION POWER FLOW AND OPTIMAL POWER FLOW CONSIDERING DOUBLE AUCTION IN ELECTRICITY MARKET

PAN Xiong, XU Guo-yu

(The Key Laboratory of High Voltage Engineering and Electrical New Technology in Ministry of Education,
Chongqing University, Shapingba District, Chongqing 400044, China)

ABSTRACT: The power variation on the consumer side and the generation side caused by double auction may result in power flow's redispatch and have disadvantageous effect on power system security operation. The mechanism of double auction in electricity market was analyzed and the double auction model involving voltage stability margin was set up in this paper. Continuation power flow and optimal power flow were combined to detect the transmission network vulnerable spot and make reasonable electricity trade plan. The proposed method can achieve the reliable operation of power system and maximize the social welfare. Results of IEEE 30-bus system show the model and method are valid.

KEY WORDS: Electricity market; Double auction; Loading margin; Continuation power flow; Optimal power flow

摘要: 电力市场双侧竞价交易中发电商和用户报价变化所导致的竞价电量波动将会引起电力系统中潮流重新分布, 对安全运行产生影响。该文结合双边合同与双侧竞价并计及静态电压稳定裕度约束建立了交易模型, 提出将连续潮流和最优潮流相结合, 识别双方特定报价水平下网络中存在的薄弱环节, 制定出既能实现社会效益最大化, 又能保证系统安全运行的交易计划。IEEE30 节点系统算例结果表明该文模型和方法的正确性与有效性。

关键词: 电力市场; 双边竞价交易; 负荷裕度; 连续潮流; 最优潮流

1 引言

随着电力市场化进程的深入, 广大用户所组成的电力需求方在市场中占有越来越重要的地位。仅对发电方开放的电力市场显然是不完整的市场, 用

户的参与可以有效地削减发电商操控市场的能力, 且用户的需求弹性还能起到削峰填谷、优化用电结构的作用。因此, 一些国家或地区相继形成了对发电方和需求方共同开放的双侧竞价市场^[1]。

现有文献在研究电力市场中的双侧竞价时, 一般用经济学的方法考察市场参与者之间相互博弈等行为^[2-4], 大多未计及电力系统中实际存在的节点电压约束、线路功率约束等物理约束条件。由于电网的结构及其所关联的电力系统安全稳定水平直接决定了电力市场开放和竞争程度, 因此, 在推进双侧竞价市场建设的同时, 研究如何保持和提高电网的安全可靠运行水平具有重要意义。现代大型电力系统中, 电压稳定性问题已成为威胁电力系统安全运行的重要因素。国内外一些大电网曾多次发生系统负荷在短时期内持续增长或电网中输电线路、变压器等元件故障造成系统重载, 引起电压失稳并导致系统瓦解的事故。本文将连续潮流(CPF)和计及电压稳定裕度的最优潮流(OPF)相结合, 以 CPF 计算得到的系统中发生线路 N-1 事故时的负荷裕度作为行为指标, 找出双方特定报价水平下网架中存在的薄弱环节, 并针对此薄弱环节, 用计及静态电压稳定负荷裕度的最优潮流制定出相应的交易计划, IEEE30 节点系统算例结果表明本文所提出的方法是正确有效的。

2 电力市场双边竞价交易的数学模型

在交易模式上, 电力市场中存在着联营体(Pool)交易、双边合同交易(Bilateral Transaction)以及联营

体和双边混合交易(Pool+Bilateral)等交易模式^[5-6]。从时间上,可分为期货交易和现货交易^[7-8],每项期货交易最终都将分解到各个运行时段履行。联营体和双边混合交易模式结合了几种交易模式的特点,发电商与零售商、大用户之间可以直接签订电能交易合同;在开放程度较高的市场,发电商和用户还可以向市场组织者提交在现货市场中各交易时段的电能供需量和报价,市场组织者以购电成本最小和用户效益最大为原则,根据电网运行状况,制定出交易计划。这种包含了双边合同与双侧竞价的交易计划可以用社会效益最大化为目标的最优潮流模型表示

$$\begin{cases} \max obj \\ \text{s.t. } \mathbf{g}(\mathbf{x}) = 0 \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq 0 \end{cases} \quad (1)$$

设参与双侧竞价的用户可能购到的有功功率为 P_l^{bid} , 其效益函数为 $B(P_l^{bid})$; 发电机可能发出的有功功率为 P_g^{bid} , 其供应函数为 $C(P_g^{bid})$ 。模型的目标函数是通过双侧竞价交易产生的社会效益, 其最大化是:

$$\max \sum B(P_l^{bid}) - \sum C(P_g^{bid}) \quad (2)$$

等式约束集 $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ 是潮流方程式

$$\begin{cases} P_i - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_i - U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad i=1, \dots, N(3)$$

式(3)中 $j \in i$ 为节点 j 是节点 i 的关联节点; U_i 、 θ_i 分别为节点 i 的电压幅值与相角, $\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$; $G_{ij} + jB_{ij}$ 是节点导纳矩阵 \mathbf{Y} 中相应的元素。 P_i 和 Q_i 是节点 $i(i=1, 2, \dots, N)$ 注入的净有功功率和无功功率, 在某一时段内, 节点 i 上发电机根据双边合同确定的发电功率为 P_{gi}^0 , 发电机的无功出力为 Q_{gi}^0 ; 节点 i 上的负荷合同用电有功功率为 P_{li}^0 , 无功功率为 Q_{li}^0 , 若负荷保持恒功率因数 $\cos \varphi_i$, 参与双侧竞价时其消耗的无功功率为 $Q_{li}^{bid} = Q_{li}^0 \cdot \tan \varphi_i$, 因此在式(3)中

$$\begin{cases} P_i = P_{gi}^0 + P_{gi}^{bid} - (P_{li}^0 + P_{li}^{bid}) \\ Q_i = Q_{gi}^0 - (Q_{li}^0 + Q_{li}^{bid}) \end{cases} \quad (4)$$

以下令上下短横线“-”和“-”分别表示各个不等式约束条件的上下限值, 则模型中的不等式约束集

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) \text{ 包括有: } \underline{P}_{gi}^{bid} \leq P_{gi}^{bid} \leq \overline{P}_{gi}^{bid}, \quad \underline{Q}_{Gi} \leq Q_{Gi} \leq \overline{Q}_{Gi}, \\ \underline{P}_{li}^{bid} \leq P_{li}^{bid} \leq \overline{P}_{li}^{bid}, \quad \underline{U}_i \leq U_i \leq \overline{U}_i \text{ 及支路功率 } |S_{ij}| \leq \overline{S}_{ij}。$$

3 计及N-1静态电压稳定裕度的双侧竞价交易计划制定

电网运行中, 既存在发电方和用户之间通过合同电量交易带来的功率流动, 又存在双侧竞价交易带来的功率流动。各时段中, 发电方和用户报价变化所导致的竞价电量波动会引起电力系统中潮流重新分布, 并可能使某些系统元件运行至极限状态。对无功功率储备不足的系统, 受到系统负荷持续不断增加或突然失去重要元件等扰动时极有可能发生电压稳定性问题。在制定电力交易计划时, 如果能判断出系统中存在的薄弱环节和系统离安全稳定极限的距离, 并采取相应的防范措施, 将有助于保持系统稳定性。另一方面, 电力市场中每一项交易的达成, 都会产生相应的法律效力, 而系统的稳定运行将保证交易计划的顺利履行, 可以维护市场流畅性和商业合同严肃性。

电压崩溃事故的发生具有突然性, 这类事故中不一定出现功角不稳迹象。事故开始阶段只是局部电压稳定问题, 但会迅速发展并波及到系统, 整个过程持续时间很短, 以至于紧急切负荷等校正措施都难以奏效。进行事前预防控制成为防止电压稳定事故发生的重要手段。

预防控制措施中, N-1开断模拟是寻找系统薄弱环节的重要手段。有功功率和无功功率这两类行为指标被用来衡量N-1开断对系统安全性的影响。有功功率行为指标反映了N-1开断情况下线路过负荷程度, 无功功率行为指标则反映了电压与无功功率方面的过负荷程度。但是, 这两种指标并不能表征系统的电压稳定程度。文[9]指出, 仅用电压水平作为电压稳定限制是不充分的, 一个已经进入电压不稳定状态的系统, 其电压水平仍可能处于或者接近额定水平。

负荷裕度(Loading Margin)是指负荷按某种模式增长时, 系统从初始运行点到稳定极限点之间负荷功率的差值, 调度运行人员从负荷裕度指标可以直观地了解到系统尚余的运行空间。因此, 和衡量静态电压稳定性的其他指标相比, 负荷裕度指标在电力系统运行中得到更广泛的应用^[10-11]。

作为静态电压稳定性分析的一种方法, CPF通过追踪系统中各节点上电压值随负荷变化的曲线确定出系统稳定运行点变化轨迹, 可以方便地用于负荷裕度计算^[12]。CPF计算中, 设初始运行点上发电机和负荷有功功率分别为 P_g^0 和 P_l^0 , 负荷无功功率

为 Q_i^0 ，当发电功率和负荷功率沿方向向量 $\mathbf{b}=[\Delta P_g, \Delta P_l, \Delta Q_L]$ 增长时，设负荷变化因子为 λ ，发电机无功出力 Q_g 随系统运行状态的变化而变化，则CPF计算中的潮流方程可写为

$$\begin{cases} (P_{gi}^0 + \lambda \cdot \Delta P_{gi}) - (P_{li}^0 + \lambda \cdot \Delta P_{li}) - \\ U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) = 0 \\ Q_{gi} - (Q_{li}^0 + \lambda \cdot \Delta Q_{li}) - \\ U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) = 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$i=1, \dots, N$$

随负荷变化因子 λ 的不断增大，求解式(5)，可以确定出系统稳定运行点变化轨迹的解曲线、稳定极限点的位置和静态电压安全分析中研究负荷功率变化与系统电压水平之间关系所需的PV曲线。

N-1事故下的系统负荷裕度将比正常运行状况下减小，若在N-1事故工况下的负荷裕度为负值，则表明系统若不及时削减负荷，将无法保持电压稳定。

负荷裕度与发电机和负荷的功率增长方向 \mathbf{b} 有关，不同的增长方向上系统有不同的负荷裕度值。电力市场环境中，报价代表了发电商和用户供给和需求的意愿，故发电方和用户的报价水平所决定的负荷增长方式将对系统电压稳定性产生重要影响。发电方和用户之间功率交易量的增加会使系统稳定运行点随之移动，并逐渐逼近极限点。因此，系统运行中必须考虑到现货交易所带来的功率流动和可能出现的预想事故对电压稳定性造成的威胁，找到市场经济性和安全性之间的平衡点。

计及电压稳定裕度后，双侧竞价交易模型(1)的等式约束集 $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ 中将增加线路N-1事故时考虑了静态电压稳定裕度的广义参数化潮流方程式，上标“c”表示事故工况：

$$\begin{cases} P_{gi}^0 + (1 + \lambda)P_{gi}^{bid} - P_{li}^0 - (1 + \lambda)P_{li}^{bid} - \\ U_i^c \sum_{j \in i} U_j^c (G_{ij}^c \cos \theta_{ij}^c + B_{ij}^c \sin \theta_{ij}^c) = 0 \\ Q_{gi}^c - Q_{li}^0 - (1 + \lambda)Q_{li}^{bid} - \\ U_i^c \sum_{j \in i} U_j^c (G_{ij}^c \sin \theta_{ij}^c - B_{ij}^c \cos \theta_{ij}^c) = 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$i=1, \dots, N$$

式(6)的潮流方程式对应事故工况时的网络结构， $G_{ij}^c + jB_{ij}^c$ 是事故工况时系统节点导纳矩阵 \mathbf{Y}^c 中相应的元素。在N-1事故时的潮流方程式中引入负荷变化因子 λ 是为了保证系统在事故时仍有一定的负

荷裕度 $\sum_i \lambda \cdot p_{li}^{bid}$ 。电力系统实际运行中，发电机节点 i 上的电压 U_{Gi} 通常设为定值 U_{Gi}^0 ，因此，可以将这些节点电压值作为等式约束，即在 $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ 中加入 $U_{Gi} = U_{Gi}^0$ ；不等式约束集 $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ 中则加入了事故工况下发电机无功出力 Q_{gi}^c 和节点电压 U_i^c 、支路功率 S_{ij}^c 、负荷变化因子 λ 等约束，即： $U_i^c \leq U_i^c \leq \bar{U}_i^c$ ， $|S_{ij}^c| \leq \bar{S}_{ij}^c$ ， $\lambda_{\min} \leq \lambda$ 。在实际运行的电力系统中，各元件均有承受短时过载的能力，因此 \bar{U}_i^c 、 \underline{U}_i^c 和 \bar{S}_{ij}^c 可比正常运行时稍宽；对负荷变化因子 λ 设定下限 λ_{\min} ，是为了保证系统在事故工况下仍有一定的负荷裕度。

对大型系统而言，如果对预想事故集中的 l 条线路逐条进行开断计算，则需进行 l 次最优潮流计算，将耗费较多时间，而用灵敏度分析方法又有可能发生遮蔽现象，遗漏危险线路。由于用CPF计算系统特定状况下的负荷裕度速度较快，且能计及节点电压、支路功率约束条件和鞍节分叉或极限诱导分叉所导致的电压失稳，所以本文采用CPF计算系统N-1事故工况下的负荷裕度，由CPF计算结果得出各条线路分别开断后系统的负荷裕度分布情况，为最优潮流计算提供预想事故选择；CPF计算中所需的功率增长方向 \mathbf{b} 在市场环境中由发电方和用户的报价水平决定，将通过最优潮流计算获得。

因此，交易计划的具体制定方法如下：

(1) 基于发电商和用户提供的报价数据，用最优潮流计算出在此价格水平下双方可能获得的功率交易量，以此功率交易量作为CPF计算时发电机和负荷的功率增长方向 \mathbf{b} ，轮流断开预想事故集中各条输电线路，由CPF求出在此N-1网架结构下的负荷裕度。

(2) 若某一条输电线路断开后系统负荷裕度最小，则将这条输电线路视为此功率增长方式下网架中最薄弱的环节。针对这一条使系统负荷裕度最小的线路，将其开断后对系统重新进行N-1情况下的最优潮流计算，获得新功率增长方向 \mathbf{b} ，再通过CPF计算找出对应 \mathbf{b} 的网架薄弱环节，依此循环。

(3) 迭代计算的中止判据是：在不同的功率增长方向下，每轮连续潮流计算中，若某条线路开断后，系统负荷裕度取得最小值，且这条线路连续出现两次或间隔出现两次，则这条线路可以视为在发电方和用户一定报价水平下网架中存在的薄弱环节。

由计及静态电压稳定负荷裕度的最优潮流制定出计及此薄弱环节的交易计划，能够保证系统在发生断线事故时距电压稳定极限点仍有一定的负荷裕度，在实现系统资源短期优化配置的同时确保系统安全性。

4 算例分析

根据本文所提出的模型和计算方法，以修改过的 IEEE30 节点系统^[13]为例，研究市场中两组不同报价水平下交易计划的制定。

IEEE30 节点系统中有 6 台发电机，有 20 个负荷节点，41 条线路，网络结构如图 1 所示。

以各发电机和负荷节点上原有功率作为已存在的合同功率 P_g^0 、 P_l^0 和 Q_l^0 ，参与双侧竞价的发电机可供容量 \bar{P}_g^{bid} 均为 60MW，用户需求上限 \bar{P}_l^{bid} 均为 50MW。发电方和用户分别以供应函数和效益函数作为报价依据。自拟 6 个发电机和 20 个用户的报价数据，发电机的供应函数为： $C(P_{gi}^{bid}) = 1/2 \cdot a_{gi} (P_{gi}^{bid})^2 + b_{gi} P_{gi}^{bid}$ ，其中 a_{gi} 和 b_{gi} 为供应成本系数；用户的效益函数为 $B(P_{li}^{bid}) = b_{li}^{bid} P_{li}^{bid}$ ，其中 b_{li}^{bid} 为效益系数。第 1 组报价数据中，所有用户均参加报价，其报价在 5.5~6.0\$/MWh 之间均匀分布；第 2 组报价数据中，节点 2，22，23 上的发电机报价作了调整，节点 7、15，29 和 30 上的用户不参与市场竞争，其余用户报价在 7.0~7.5\$/MWh 之间均匀分布，具体数据见表 1 和表 2。开断后会造系统解列或形成‘孤岛’的线路不参加开断分析，因此，线路 9-11、12-13 和 25-26 始终保持连通。取 $\bar{U}_i^c =$ ， $=0.85pu$ ； $=$ ； $\lambda_{min}=0.2$ 。

图 1 IEEE 30-节点系统
Fig. 1 IEEE 30-bus system

在发电方和用户的第 1 种报价水平下，运用上节所提出的方法，经三轮迭代计算得知线路 27-29

开断后系统负荷裕度最小，是网架中的薄弱环节。迭代计算中各条线路开断后系统的负荷裕度分布见图 2。

根据本文提出的计及电压稳定裕度的双侧竞价交易最优潮流模型，得出相应的交易计划，与不计 N-1 安全约束的结果相比，见表 3 和表 4。

图 2 线路开断后系统负荷裕度
Fig. 2 System loading margin after branch outage contingency

表 1 发电机报价数据

Tab. 1 Bidding data of generators

发电机节点号	报价 1		报价 2	
	a/(\$/MW ² h)	b/(\$/MW ² h)	a/(\$/MW ² h)	b/(\$/MW ² h)
1	0.0400	2.00	0.0400	2.00
2	0.0350	1.75	0.0700	3.50
13	0.0500	3.00	0.0500	3.00
22	0.1250	1.00	0.2500	2.00
23	0.0500	3.00	0.1000	6.00
27	0.0166	3.25	0.0166	3.25

表 2 用户报价数据

Tab. 2 Bidding data of consumers

节点号	报价 1		节点号	报价 2	
	\$/MWh	\$/MWh		\$/MWh	\$/MWh
2	5.51	7.32	17	5.90	7.44
3	5.55	7.34	18	5.97	7.10
4	5.84	7.06	19	5.59	7.24
7	5.90	-	20	5.87	7.47
8	5.73	7.42	21	5.70	7.02
10	5.78	7.27	23	5.84	7.06
12	5.85	7.18	24	5.93	7.42
14	5.62	7.10	26	5.52	7.07
15	5.70	-	29	5.58	-
16	5.78	7.33	30	5.61	-

由表 3、4 的结果可以看出，交易计划中不计线路 N-1 安全约束时用户总购电量为 191MW，计及后用户总购电量降为 170MW，各发电机的发电量也有所调整。由于线路 27-29 是在第 1 组报价水平下系统的薄弱环节，因此计及线路 N-1 安全约束的交易计划中针对线路 27-29 可能出现的断线故障进行了优化，在此交易计划下，即使线路 27-29 发生断线，所有节点电压和支路功率均无违限，系统中不需要削减负荷，仍能在安全范围内运行，最优潮流结果显示系统尚有负荷裕度 34MW。不考虑线路 N-1 安全约束条件得到的结果虽较为乐观，但若线

路 27-29 发生断线事故,潮流计算结果显示线路 22-24 和 27-30 上流动的视在功率值分别为是断线工况下限值的 1.11 倍和 1.54 倍,且节点 29、30 的电压值均降到了 0.85pu 以下,只有采取切负荷手段才可能使系统恢复到可接受的运行状态,而切负荷显然会破坏商业合同的履行。

表 3 报价 1 时发电机售电量

Tab. 3 Generators' output in the first bidding situation

发电机 节点号	报价 1 时的售电量 P_g^{bid} /MW	
	N-1 安全约束	N 安全约束
1	41.12	47.24
2	60.00	60.00
13	22.66	24.31
22	9.70	12.18
23	26.88	31.75
27	14.04	20.28
合计	174.40	195.76

表 4 报价 1 时用户购电量

Tab. 4 Consumers' consumption in the first bidding situation

节点号	报价 1 时的购电量 /MW		节点号	报价 1 时的购电量 P_g^{bid} /MW	
	N-1 安全约束	N 安全约束		N-1 安全约束	N 安全约束
2	24.47	32.64	17	0.00	0.00
3	17.88	15.44	18	0.00	0.00
4	50.00	50.00	19	0.00	0.00
7	0.00	0.00	20	0.00	0.00
8	0.00	0.00	21	0.00	0.00
10	0.00	0.00	23	20.92	29.45
12	9.30	12.33	24	25.08	25.90
14	12.14	12.64	28	0.00	0.00
15	6.74	5.56	29	0.00	9.89
16	0.00	0.00	30	3.42	0.18

N-1 安全约束购电量合计: 169.97MW

N 安全约束购电量合计: 191.04MW

在第 2 种报价情况下,系统中潮流分布随发电方和负荷报价变化也发生了较大改变,线路 22-24 开断后系统的负荷裕度最小,针对线路 22-24 这一薄弱环节,得到相应的交易计划中用户购电量为 130MW,若发生线路 22-24 断线,系统负荷裕度为 26MW。不计线路 N-1 安全约束,用户的总购电量为 157MW。一旦发生线路 22-24 断线,线路 23-24 和 25-27 上的视在功率值是断线工况下限值的 1.16 和 1.19 倍。

5 结语

电力市场中的双侧竞价交易可以起到优化电力资源配置、提高市场活跃程度和降低发电商市场力的作用,但其带来的潮流重新分布有可能对电力系统安全稳定运行造成威胁。本文在详细分析电力市场中双侧竞价模型基础上,从电力系统静态电压稳定性的角度出发,将连续潮流和最优潮流方法相结合,研究了包含双边合同与双侧竞价的电力市场

最优交易计划制定。算例表明,计及 N-1 安全约束后的交易计划能够得到顺利执行,在实现社会效益最大化的同时保证电力系统安全稳定运行,有利于电力市场的稳定和健康发展。

参考文献

- [1] Kirschen D S. Demand-side view of electricity markets[J]. IEEE Trans. on PWRs. 2003, 18(2): 520-527.
- [2] Song H L, Liu C C, Jacques Lawarree. Nash equilibrium bidding strategies in a bilateral electricity market[J]. IEEE Trans. on PWRs. 2002, 17(1): 73-79.
- [3] 许林,余贻鑫,刘怀东,等. 双侧输电阻塞管理与拟 Aumann-Shapley 定价[J]. 中国电机工程学报, 2002. 22(10): 56-60.
Xu Lin, Yu Yixin, Liu Huaidong *et al.* Double-sided transmission congestion management and quasi-aumann-shapley pricing[J]. Proceedings of the CSEE, 2002. 22(10): 56-60.
- [4] 杨洪明,段献忠. 双边交易模式下基于 Aumann-Shapley 值的阻塞费用分摊方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2002. 22(11): 59-63.
Yang Hongming, Duan Xianzhong. A study of the aumann-shapley value based allocation method for congestion cost in bilateral transaction environment[J]. Proceedings of the CSEE, 2002. 22(11): 59-63.
- [5] Xingwang Ma, Sun D I, Cheung K W. Evolution toward standardized market design[J]. IEEE Trans. on PWRs. 2003, 18(2): 460-469.
- [6] Hesmondhalgh S. Is NETA the blueprint for wholesale electricity trading arrangements of the future[J]. IEEE Trans. on PWRs. 2003, 18(2): 548-554.
- [7] Tanlapco E, Lawarree J, Chen-Ching Liu. Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry[J]. IEEE Trans. on PWRs. 2002, 17(3): 577-582.
- [8] 江健健,夏清,祁达才,等. 基于期货的新型电力交易模式[J]. 中国电机工程学报, 2003. 23(4): 31-37.
Jiang Jianjian, Xia Qing, Qi Dacai *et al.* New mechanism of electricity trade based on Futures[J]. Proceedings of the CSEE, 2003. 23(4): 31-37.
- [9] 余贻鑫,王成山. 电力系统稳定性理论与方法[M]. 北京: 科学出版社, 1999
- [10] WECC Reactive Power Reserve Work Group. Voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology[R]. May, 1998.
- [11] 贾宏杰,余贻鑫,李鹏,等. 天津电网电压稳定性分析[J]. 电网技术, 2002, 26(7): 42-45.
Jia Hongjie, Yu Yixin, Li Peng *et al.* Voltage stability study on Tianjin power system[J]. Power system technology, 2002, 26(7): 42-45.
- [12] IEEE/PES Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools[R]. IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication. 2002.
- [13] Alsac O, Stott B. Optimal Load Flow with steady-state security[J]. IEEE Trans on PAS, 1974, 93(3): 745-751.

收稿日期: 2004-08-23。

作者简介:

潘雄(1970-),男,博士研究生,研究方向为电力系统分析计算及电力市场;

徐国禹(1927-),男,教授,博士生导师,主要从事电力系统运行控制与分析计算方面的教学和科研工作。