

跨省区输电安全费用分摊方法

李成仁¹, 韩勇², 高效¹, 段燕群¹

(1. 国网能源研究院, 北京市 宣武区 100052; 2. 华北电力大学 经济与管理学院, 北京市 昌平区 102206)

A Method to Allocate Security Costs for Cross-Regional and Trans-Provincial Power Transmission

LI Chengren¹, HAN Yong², GAO Xiao¹, DUAN Yanqun¹

(1. State Grid Energy Research Institute, Xuanwu District, Beijing 100052, China;

2. College of Economic and Management, North China Electric Power University, Changping District, Beijing 102206, China)

ABSTRACT: The cross-regional and trans-provincial optimized configurations of power resources are frequently adopted in China, however it is still short of a rational method to allocate the cost of an important function, namely the security function, for cross-regional and trans-provincial interconnected transmission lines. Firstly, based on the principles of transmission redundancy and power flow tracing, a method to identify and allocate the cost for interconnection security in the transmission cost of cross-regional and trans-provincial power grid interconnection project is proposed; then a method to calculate the proportion of emergency supporting power is put forward to determine the allocation of interconnection security cost among the beneficial provincial power grids, i.e., the proportions, by which the beneficial provincial power grids obtain maximum emergency supporting power, are taken as the allocation proportions of security cost for these provincial power grids. Rationality and practicality of the proposed method are verified by the results of two actual calculation examples.

KEY WORDS: trans-provincial power transmission; interconnection; security cost; allocation

摘要: 我国跨省区电力资源优化配置越来越频繁, 然而跨省区联网线路的重要功能之一, 即安全功能却一直缺乏合理的费用分摊方法。首先基于输电冗余和潮流跟踪的原理, 提出一种确定跨区、跨省联网工程输电成本中联网安全费用成本的方法; 然后, 提出一种事故紧急支援电力比例方法, 来确定联网安全费用在受益各省级电网的分摊, 即将各省级电网获得的最大事故紧急支援电力的比例作为安全费用分摊比例; 最后, 通过 2 个实际算例验证了该方法的合理性和实用性。

关键词: 跨省区输电; 联网; 安全费用; 分摊

0 引言

我国能源资源和用电负荷分布不均, 随着经济

发展和西部能源资源的开发, 跨省区输电愈加频繁^[1], 跨省区输电线路承担着促进大范围资源优化配置、满足各地电网安全稳定运行的不同需要的重要责任^[2]。我国电网实行分级经营管理, 其中, 跨区电网由国家电网公司经营管理, 跨省电网由区域电网公司经营管理, 省级电网由省级电网公司管理。由于跨区电网和跨省电网没有终端用户, 其输电成本只能分摊到省级电网, 并通过省级电网终端用户回收。目前, 跨省区输电费用的分摊方式有以容量电价形式按输电容量分摊、以电量电价形式按输电量或售电量分摊等, 分摊方法较多, 但缺乏体现跨省区输电线路安全功能成本的分摊方法。由于分摊方式缺乏合理的理论基础, 省级电网承担跨区、跨省输电成本缺乏积极性, 影响跨省区电力资源优化配置。

目前, 国际上输电费用分摊方法包含邮票法、MW-Mile 法^[3-4]、潮流比较法^[5-6]、分布系数法^[7-11]、潮流追踪法^[12-17]等, 这些方法在分摊输电费用的过程中会考虑输电网的潮流分布、拓扑结构等涉及电网安全的物理量, 但输电安全费用没有系统、独立的分摊方法。英国国家电网的输电定价中, 电网总费用分输送费与安全费 2 部分, 2008 年以前, 安全费用占总费用的 75%, 按邮票法定价, 向用户收取; 2008 年以后, 安全费用是输送费用的 1.8 倍, 按分区节点电价收取^[18], 但这种方法, 安全费用的确定较为简单, 难以反映输电网物理量与安全功能的联系。

本文方法紧紧围绕跨省区输电网的重要功能——安全功能并结合输电冗余、潮流等物理量确定输电安全费用成本, 并分摊给联网受益主体。

1 联网安全费用成本

电网具有2大基本功能:传输功能和维持系统安全稳定运行功能。为了保证电网安全稳定运行功能的实现,电力调度通常安排预留一定的输电能力,用于电网安全稳定运行功能。

对于跨省区输电工程或共用输电网络,与功能相对应,可以将输电工程或共用网络总成本(即收入需求)区分为联网输电费用和联网安全费用。对于专用输电工程,可以认为,其最大输电容量对应的成本就是联网输电费用;输电能力与其最大输电容量的差额,即冗余容量对应的成本就是联网安全费用。换言之,联网输电费用分摊比例可以根据输电容量占输电能力的比例确定;联网安全费用分摊比例可以根据冗余容量占输电能力的比例确定。对于输电工程的输电能力,可以用线路的稳定限额容量表示,即在综合考虑整个网架安全稳定的情况下线路允许通过的容量。通常,输电线路的最大输送容量年度内各月间有差异,简单地用全年最大输送容量占线路稳定限额容量的比例来分摊联网输电费用并不具有代表性,更合适的方法是采用12个月的平均值。同样,联网安全费用分摊比例,也应该采用12个月的平均值。

对于共用网络,联网输电费用、联网安全费用的分摊比例,应选择在该系统典型高峰负荷状态下确定,即在系统高峰负荷状态下,首先根据每条线路的潮流 P_{ij} 与该条线路的稳定限额容量 $P_{ij,n}$ 的比值,作为该条线路联网输电费用的分摊比例;然后,计算出所有输电线路的联网输电费用,再除以共用网络总费用,则为共用网络联网输电费用的分摊比例,剩余部分则为联网安全服务分摊共用网络费用的比例。与专用工程一样,为准确计算输电服务和安全服务分摊共用网络费用,兼顾公平负担的原则,应选择多个典型高峰负荷进行计算,一般选用1a内12个月的系统最高负荷作为模拟计算的基础。

根据上述原理推导出共用网络联网输电费用、联网安全费用的分摊比例的计算公式,步骤如下:

1) 计算共用网络联网输电费用和联网安全费用。即

$$\begin{cases} C_T = \sum_{i,j \in N_K} C_{ij} \frac{P_{ij}}{P_{ij,n}} \\ C_S = C - C_T \end{cases} \quad (1)$$

式中: C 为共用网络年总成本; C_T 、 C_S 分别为共用

网络输电和安全分摊的费用; C_{ij} 为线路 ij 的年总费用; P_{ij} 为线路 ij 的有功潮流; $P_{ij,n}$ 为线路 ij 的稳定限额; i, j 为共用网络线路节点; N_K 为共用网络线路节点集合。

在中国,目前跨区共用网络还没有形成,而跨省共用网络的电压等级要么是500kV,要么是330kV。通常,对一个电压等级相同的输电网,基本上可以认为每条线路单位长度的成本相同。若假设每条线路单位长度的成本相同,则有

$$C_{ij} = C \frac{l_{ij}}{L} \quad (2)$$

式中: l_{ij} 为线路 ij 长度; L 为共用网络线路总长度。

将式(2)代入式(1),可得

$$C_T = \frac{C}{L} \sum_{i,j \in N_K} l_{ij} \frac{P_{ij}}{P_{ij,n}} \quad (3)$$

则联网输电和安全费用分摊的比例分别为

$$R_T = \frac{1}{L} \sum_{i,j \in N_K} l_{ij} \frac{P_{ij}}{P_{ij,n}} \quad (4)$$

$$R_S = 1 - R_T \quad (5)$$

2) 考虑12个月系统峰荷,计算第 m 个月联网输电和安全费用分摊比例。分别为

$$\begin{cases} R_{T,m} = \frac{1}{L} \sum_{i,j \in N_K} l_{ij} \frac{P_{ij,m}}{P_{ij,n}} \\ R_{S,m} = 1 - R_{T,m} \end{cases} \quad (6)$$

3) 计算年度内共用网络联网输电和安全费用平均分摊比例。即

$$A_{RT} = \frac{1}{12L} \sum_{m=1}^{12} \sum_{i,j \in N_K} l_{ij} \frac{P_{ij,m}}{P_{ij,n}} \quad (7)$$

$$A_{RS} = 1 - A_{RT} \quad (8)$$

式中: A_{RT} 为共用网络联网输电费用年度分摊比例; A_{RS} 为共用网络联网安全费用年度分摊比例。

2 各级电网分摊的联网安全费用成本

2.1 安全费用分摊比例的确定原则

跨区、跨省电网的用户主要是省级电网,联网安全费用需要由受益的各级电网承担,联网安全费用在受益的省级电网之间分摊。由于某省从跨省共用网络获得安全服务的程度可以用某省发生事故时从其余省市通过跨省共用网络获得的最大事故紧急支援电力来描述,故各省级电网从跨区、跨省电网获得的最大事故紧急支援电力的比例可以作为联网安全费用在省级电网间的分摊比例。由于在不同的运行方式下某省获得的事故紧急支援情

况不同，所以要计算多种典型运行方式下各省获得的事事故紧急支援电力比例，然后取各种运行方式下的加权平均值作为最终的安全费用分摊比例。计算公式如下

$$K_i = \sum_{m \in M} (\omega_m K_i^m) \quad (9)$$

$$K_i^m = \frac{q_i^m}{\sum_{i \in I} q_i^m} \quad (10)$$

式中： K_i 为*i*省的安全费用分摊比例； K_i^m 为在第*m*个运行方式下*i*省的安全费用分摊比例； ω_m 为第*m*个运行方式的权重； q_i^m 为第*m*个运行方式下*i*省发生事故时获得的最大事故紧急支援电力；*I*为跨省电网内省级电网的集合；*M*为所选取的所有运行方式的集合。

2.2 最大事故紧急支援电力的计算

跨区电网内一般既包含受电省也包含送电省，它们所获得的事事故紧急支援的情况不同。对于受电省，事故后能获得的紧急支援的上限是与该省相连的所有受电线路的冗余容量，即省截面受电冗余容量；对于送电省，事故后不仅不能送出，而且需要从外省获得电力支援，能获得的事事故紧急支援电力的上限是与该省相连的所有送电线路的限额容量，实际能获得的最大事故支援电力则需要考虑发电出力、负荷以及网络约束情况后经潮流计算后确定，因此，最大紧急事故支援电力有必要对受电省和送电省分别进行计算。

1) 受电省的最大事故紧急支援电力的计算。

对于受电省，为简化起见，可以将省截面受电冗余容量作为该省可获得的紧急事故最大支援电力，计算公式如下

$$q_i = \sum_{l \in I_i} (q_{l, \max} - q_l) \quad (11)$$

式中： $q_{l, \max}$ 为与*i*省相连的第*l*条受电线路的限额容量； q_l 为与*i*省相连的第*l*条受电线路上的潮流； I_i 为与*i*省相连的所有受电线路的集合。

2) 送电省的最大事故紧急支援电力的计算。

对于送电省，需要进行事故模拟，经潮流计算得到。考虑到需要计算最大的紧急事故支援电力，所以在进行事故模拟时，对于受电省按联网容量的限额作为该省可能发生的最大事故容量考虑，对于送电省，按联网容量的限额和送电容量之和作为该省可能发生的最大事故容量考虑。事故模拟的方法如下：

①调整发电出力。对于某送电省，由于发生事

故，该省内的发电出力减少，考虑到支援通道的限制，减少量为外送电力与省截面限额容量之和；对于其余省，根据各省的发电装机情况增加发电出力，各省增加的发电出力首先满足本省由于该省送电减少而产生的电力缺口。

②进行多次事故模拟，即计算多种发电出力增加情况下的事故支援电力。对于每次事故模拟，在适当调整出力或负荷使电力达到平衡后计算潮流，潮流收敛后对网络约束进行校核，如果出现线路越限的情况则重新调整发电出力和负荷后再进行潮流计算得到。

③取多次事故模拟下该送电省获得的事事故支援电力的最大值。

2.3 事故紧急支援电力的影响因素分析

某省发生事故时获得的事事故紧急支援情况与很多因素有关，如整个区域电网的电力供需情况、各省本身的供需情况、跨省送电情况、网架结构等。一般来说，在整个区域电网供需情况紧张的情况下，某省发生事故后很难通过区域电网从其他省获得事故支援；在整个区域供需情况缓和的情况下，与各省的供需情况也密切相关，如果除事故省以外的其他省供大于求，则事故省可以通过区域电网从其他省获得一定的事事故支援；如果除事故省以外的其他省供不应求，则事故省也很难从区域电网获得事故支援。

跨省送电情况也对事故支援影响很大。送电省事故时，如果该省的送电量占受电省负荷的比重很大，则对整个区域电网的供需影响很大，该送电省事故后获得的事事故支援相对较少；如果该省的送电量占受电省负荷的比重较小，则对整个区域电网的供需影响较小，该送电省事故后从区域电网获得支援的可能性较大。事故支援的通道也受网架结构的限制，既受与事故省相连的输电线路输送能力的限制，也受区域电网其余省内部的输电通道、跨省送电通道的输电能力限制。所以，需要选择多种典型运行方式进行事故支援电力潮流模拟计算，以使计算结果更能全面反映各省能够获得的紧急事故支援的情况，使安全费用的分摊更加公平和合理。

3 算例分析

3.1 联网输电与安全费用分摊算例

3.1.1 基础数据

选择某区域电网进行模拟测算。表1是区域电

表1 区域电网各输电线路的编号、稳定极限、线路长度和各月高峰负荷情况下的输送功率
Tab. 1 Numbering, stability limit, line length of transmission lines in regional power grid and transmitted power under peak load of each month

线路编号	稳定限额/MW	导线长度/km	高峰负荷下的输送功率/MW											
			1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
1	800	223.8	528.1	548.3	449.6	520.5	515.3	486.8	524.3	513.2	440.9	533.7	531.8	490.4
2	800	223.8	528.1	548.3	449.6	520.5	515.3	486.8	524.3	513.2	440.9	533.7	531.8	490.4
3	1000	200.0	677.7	699.8	590.5	650.8	646.2	620.3	692.6	682.5	580.2	659.7	688.8	643.6
4	1000	200.0	677.7	699.8	590.5	650.8	646.2	620.3	692.6	682.5	580.2	659.7	688.8	643.6
5	1000	145.0	391.9	357.5	523.9	526.6	461.0	515.0	202.9	194.9	378.3	397.5	504.8	234.5
6	1000	145.0	325.5	297.0	435.5	437.6	383.0	428.1	168.2	161.3	314.0	330.3	419.1	194.4
7	1100	54.3	971.5	1024.0	1070.5	1084.0	1168.1	1087.5	849.8	664.3	912.7	930.1	1189.4	767.8
8	800	129.7	679.5	585.1	790.4	715.5	559.8	781.4	405.3	465.7	629.4	525.5	696.7	527.0
9	800	129.7	692.0	596.0	804.7	728.6	570.1	795.5	412.8	474.2	640.8	535.2	709.4	536.7
10	1000	95.6	197.6	357.1	178.9	293.5	65.4	145.9	368.0	226.7	347.2	169.0	150.0	155.0
11	1000	95.7	197.6	357.1	178.9	293.5	65.4	145.9	368.0	226.7	347.2	169.0	150.0	155.1
12	900	139.0	182.8	99.9	428.7	361.8	322.1	366.9	155.0	158.9	143.2	252.4	229.8	297.9
13	900	139.0	171.0	93.5	401.1	338.4	301.3	343.3	175.0	148.7	134.1	236.2	215.0	278.7
14	1247	114.8	481.3	510.3	611.7	633.6	474.6	578.7	595.9	573.1	612.6	529.1	450.8	452.5
15	450	173.2	157.5	400.0	422.1	379.9	271.0	368.3	306.5	346.4	346.8	246.0	221.7	375.2
16	1100	84.0	359.1	521.0	131.8	152.7	140.7	129.8	529.3	248.7	435.4	250.3	712.8	261.4
17	1100	86.4	359.1	521.0	131.8	152.7	140.7	129.8	529.3	248.7	435.4	250.3	712.8	261.4
18	1025	37.8	577.0	728.5	933.6	829.4	999.1	942.6	394.8	125.0	489.3	692.2	751.4	379.9
19	1025	38.8	525.3	664.6	853.2	757.3	912.5	861.7	394.8	113.5	446.4	632.8	683.8	347.1
20	700	202.2	785.1	621.0	997.1	941.4	937.8	999.5	297.6	339.6	548.4	680.7	782.3	495.5
合计	18747	2657.8	9465.4	10229.8	10974.1	10969.1	1095.6	10834.1	8587.0	7107.8	9203.4	9213.4	11021.0	7988.1

网各输电线路的编号、稳定极限、线路长度和各月高峰负荷情况下的输送功率。其中，稳定限额采用该区域电网稳定运行规定的的数据；线路各月高峰负荷情况下的输送功率采用 BPA 潮流计算工具进行模拟计算获得。

3.1.2 计算结果及分析

根据表1的有关数据，利用式(7)(8)，计算出某区域电网共用网络联网输电与安全费用分摊比例见表2和图1。由表2和图1可以看出，对该区域电网来说，月度间费用分摊比例变动幅度较大，最大、最小分摊比例相差18%，可见用全年的平均分摊比例会更加稳定、合理和有代表性。总体来看，联网安全费用分摊比例约占一小半，联网输电费用

表2 区域电网共用网络输电、安全费用分摊比例
Tab. 2 Allocation rate of transmission cost and security cost of jointly used power network in regional power grid

月份	输电费用分摊比例/%	安全费用分摊比例/%
1月	55.0	45.0
2月	57.7	42.3
3月	63.8	36.2
4月	64.1	35.9
5月	57.6	42.4
6月	63.0	37.0
7月	48.6	51.4
8月	45.9	54.1
9月	52.3	47.7
10月	53.5	46.5
11月	60.5	39.5
12月	49.7	50.3
平均	56.0	44.0

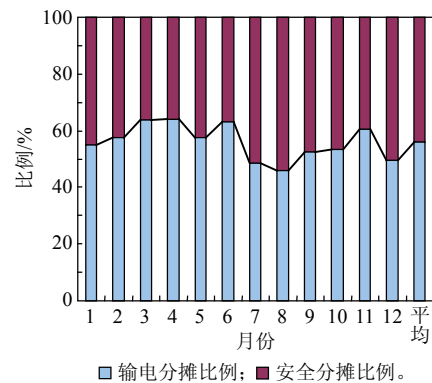


图1 区域电网共用网络输电、安全费用分摊比例
Fig. 1 Allocation rate of transmission cost and security cost of jointly used power network in regional power grid

分摊比例约占一大半，电网的安全裕度较大，这比较符合中国的实际情况。一方面，我国区域电网只是主要用于各省级电网之间电量余缺的调剂，而并不是主要用于输送电能；另一方面，我国安全第一的电网运行指导思想，也对电网的建设和运行产生着重要的影响，电网安全裕度较高是保证电网安全稳定运行的重要基础。

3.2 联网安全费用在省级电网间分摊算例

3.2.1 基础数据

作为示例，本文仅选择某区域电网夏季高峰时刻的运行方式进行模拟测算。该区域电网内有A、B、C、D、E 5个省级电网。在夏季高峰时，A、C为受电省，B、D和E为送电省，如图2所示。各省的负荷、出力、最高出力能力、剩余发电能力如

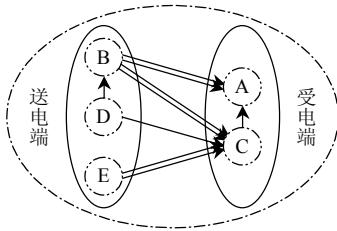


图2 区域电网共用网络等值图

Fig. 2 Equivalent diagram of jointly used power network in regional power grid

表3所示。省间联络线上的潮流、限额容量、冗余容量如表4所示。

表3 夏季高峰时的发电出力 and 负荷

Tab. 3 Generated outputs and loads of provincial power grid and regional power grid under summer peak load

电网	负荷/MW	发电出力/MW	夏季最高出力/MW	剩余发电能力/MW
A	17 625.0	12 733.0	11 683.0	0.0
B	28 231.0	28 015.0	32 804.2	4 789.2
C	18 331.0	12 818.0	14 009.8	1 191.8
D	8 734.0	9 267.0	10 455.0	1 188.0
E	10 161.0	10 544.0	11 714.9	1 170.9
区域电网	0.0	5 320.0	5 679.8	359.8
区外	0.0	5 820.0	0.0	0.0
合计	83 082.0	84 517.0	86 346.7	8 699.7

表4 夏季高峰时的省间联络线潮流、限额容量和冗余容量

Tab. 4 Power flow, limit capacity and redundant capacity of trans-provincial tie-line under summer peak load

省间联络线	联络线潮流/MW	限额容量/MW	冗余容量/MW
B-A	2 505.5	2 400	0.0
B-C	1 239.4	2 400	1 160.6
D-C	515.4	1 200	684.6
E-C	125.7	1 200	1 074.3
C-A	1 441.8	2 400	958.2
D-B	107.8	1 100	992.2

3.2.2 结果及分析

应用 BPA 潮流计算工具进行事故模拟和潮流计算，得到各省可获得的最大紧急事故支援电力，并据此算出各省级电网安全费用分摊比例，如表5所示。

作为受电省，A 和 C 可获得的最大事故支援为省截面受电冗余容量。D 作为送电省，在发生事故时不仅不能送出，而且需要外来电力支援。此时，D 省事故支援通道的最大输电能力为 2 300 MW，受

表5 2005 年夏季高峰时各省安全费用分摊比例

Tab. 5 The rate to allocate secure cost to provinces under summer peak load in 2005

电网	最大的紧急事故支援电力/MW	安全分摊比例/%
A	958.2	11.92
B	677.7	8.43
C	2 919.5	36.32
D	2 282.9	28.40
E	1 200.0	14.93
合计	8 038.3	100.00

电省 A、C 由于受电减少而产生的电力缺口较小，为 407.6 MW。而其余各省的剩余发电能力约为 8 600 MW，足够弥补受电省的电力缺口，同时还有能力向 D 提供支援，所以 D 可获得的最大事故支援几乎为送电通道的输送能力，即省截面限额容量 2 300 MW。E 与 D 的情况相似，可获得的最大的紧急事故支援也几乎为送电通道的输送能力，即 1 200 MW。B 省作为送电省，在发生事故时不仅不能送出，而且需要外来电力支援。此时，B 省事故支援通道的最大输电能力约为 6 000 MW，受电省 A、C 由于受电减少而产生的电力缺口较大，为 3 852.7 MW。而其余各省的剩余发电能力仅为约 3 910 MW，考虑到网络约束等因素，B 省在事故时获得的最大的事故紧急支援为 677.7 MW。所以在夏季高峰运行方式下，该区域电网安全费用在各级电网的分摊比例为 A 分摊 11.92%、B 分摊 8.43%、C 分摊 36.32%、D 分摊 28.40%、E 分摊 14.93%。

4 结论

跨区、跨省联网工程的联网安全费用成本基于输电冗余和潮流跟踪确定，反映了电网的物理特性；联网安全费用根据事故紧急支援电力比例分摊到受益各省级电网，体现了各地因经济社会发展水平不平衡而产生的对电网安全稳定运行要求的差异。跨省输电价格区分电网输电与安全功能进行定价，跨省区输电联网安全费用依据电网安全功能分摊，有利于受电地区对输电费用的公平负担，适应跨区、跨省经营管理，可促进大范围资源优化配置。

参考文献

- [1] 张卫东. 对我国跨区输电工程经营模式和输电价格体系改革的建议[J]. 电网技术, 2000, 24(5): 64-67.
Zhang Weidong. Several suggestions on operation mode of trans-provincial transmission line and constitution of transmission price[J]. Power System Technology, 2000, 24(5): 64-67(in Chinese).
- [2] 李国庆, 王成山, 余贻鑫. 大型互联电力系统区域间功率交换能力研究综述[J]. 电机工程学报, 2001, 21(4): 20-25.
Li Guoqing, Wang Chengshan, Yu Yixin. A survey on transmission transfer capability of interconnected electric power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(4): 20-25(in Chinese).
- [3] Lima J W M. Allocation of transmission fixed charges: an overview[J]. IEEE Transactions on Power System, 1996, 11(8): 1409-1418.
- [4] 谢开, 刘广一, 于尔铿, 等. 电力市场中的输电服务: 输电费用分配方法[J]. 电网技术, 1997, 21(7): 65-68,75.
Xie Kai, Liu Guangyi, Yu Erkeng, et al. Transmission services in electricity market: allocation of transmission charges[J]. Power System Technology, 1997, 21(7): 65-68,75(in Chinese).

- [5] Lima J W M, Pereira M V F, Pereira J L R. An integrated framework for cost allocation in a multi-owned transmission system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(2): 971-977.
- [6] Bialek J. Allocation of transmission supplementary charge to real and reactive loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(3): 749-754.
- [7] Rudnick H, Palma R, Fernandez J E. Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(2): 1125-1132.
- [8] Rudnick H, Soto M, Palma R. Use of system approaches for transmission open access pricing[J]. Electrical Power and Energy Systems, 1999, 21(2): 125-135.
- [9] Shirmohammadi D, Gribik P R, Law E T K, et al. Evaluation of transmission network capacity use for wheeling transactions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1989, 4(4): 1405-1413.
- [10] Ng W Y. Generalized generation distribution factors for power system security evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1981, 100(3): 1001-1005.
- [11] 荆朝霞, 段献忠, 文福拴, 等. 在多种交易模式共存的电力市场中确定输电系统使用费的一种实用方法[J]. 电网技术, 2004, 28(1): 42-47.
Jing Zhaoxia, Duan Xianzhong, Wen Fushuan, et al. A practical method to determine transmission usage-based tariff in electricity markets with different transaction modes coexisted[J]. Power System Technology, 2004, 28(1): 42-47(in Chinese).
- [12] Bialek J. Tracing the flow of electricity[J]. IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(4): 313-320.
- [13] 李卫东, 孙辉, 武亚光. 潮流追踪迭代算法[J]. 中国电机工程学报, 2001, 21(11): 38-42.
Li Weidong, Sun Hui, Wu Yaguang. An iterative load flow tracing method[J]. Proceedings of the CSEE, 2001, 21(11): 38-42(in Chinese).
- [14] 魏萍, 倪以信, 吴复立, 等. 基于图论的输电线路功率组成和发电机基于负荷间功率输送关系的快速分析[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(6): 21-29.
Wei Ping, Ni Yixing, Wu Fuli, et al. Power transfer allocation for open access using graphtheory[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(6): 21-29(in Chinese).
- [15] 李卫东, 赵彩虹, 金球星, 等. 基于潮流追踪的双边交易输电设备利用份额计算方案[J]. 电网技术, 2005, 29(19): 70-74.
Li Weidong, Zhao Caihong, Jin Qiuxing, et al. Research on power flow tracing based bilateral contract transmission facility usage determination scheme[J]. Power System Technology, 2005, 29(19): 70-74(in Chinese).
- [16] 熊秀文, 郑斌. 华中电网输电线路利用份额计算[J]. 电网技术, 2004, 28(4): 19-21.
Xiong Xiuwen, Jia Bin. Percentage usage calculation of transmission lines in central China power grid[J]. Power System Technology, 2004, 28(4): 19-21(in Chinese).
- [17] Jing Z X, Duan X Z, Wen F S, et al. Review of transmission fixed costs allocation methods[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 9(1): 2585-2592.
- [18] NGC. The statement of the use of system charging methodology [EB/OL]. 2009-04. <http://www.nationalgridus.com/>.



李成仁

收稿日期: 2010-08-25。

作者简介:

李成仁(1969), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电价、电力技术经济等方面的研究工作, E-mail: lichengren@sgeri.sgcc.com.cn;

韩勇(1976), 男, 硕士, 工程师, 从事电价、电力经济等方面的研究工作;

高效(1980), 女, 博士, 工程师, 从事电力经济、电价方面的研究工作;

段燕群(1964), 女, 高级工程师, 从事电力经济、电价方面的研究工作。

(编辑 褚晓杰)