

文章编号:1005-3085(2004)07-0093-08

电力市场的输电阻塞管理

程显睿, 杨 鹏, 任素雅

指导教师: 梁冯珍

(天津大学, 天津 300072)

编者按: 该文引入报价函数用积分准确表达了pool模式下的阻塞费用定义,并用图示给出了解释。不足之处是没有考虑“安全和经济”双目标

摘 要: (略)

关键词: 输电阻塞; 单目标规划; 最小最大法; 理想点法; 加权法

分类号: AMS(2000) 90C29

中图分类号: O221

文献标识码: A

1 问题的重述(略)

2 假设

1. 各机组爬坡时爬坡速率是稳定的,总是以最大的速率向上爬坡。
2. AGC 系统能够有效维持控制区域内的有功功率等于计划量,防止依据分配预案计划不可预知的输电阻塞。
3. 假设本时段的各机组出力方案就是表1中的方案0。
4. 假设发电商报价过程中没有博弈行为,报价就是发电商的真实成本。机组在最低出力时除外,因为,厂商愿意付费维持发电,以免停机带来更大损失。

3 符号约定

P : 下一时段所需的总负荷;

P'_G : 本时段机组出力值向量,题目没有给出,我们在假设4中取它为方案0的值;

P_G : 下一时段机组出力值向量;

\underline{P}_G : 下一时段机组出力下限向量;

\overline{P}_G : 下一时段机组出力上限向量;

P_{Gi} : 当下一时段分配预案引起输电阻塞时,调整后的出力分配;

m : 机组的总数,本文中 $m = 8$;

n : 机组报价分段总数,本文中 $n = 10$;

k : 主要线路总数,本文中 $k = 6$;

V : 段容量矩阵(即把题目中表3的数据写成矩阵形式);

C : 段价矩阵(即把题目中表4的数据写成矩阵形式);

P_T : 下一时段分配预案有功潮流向量,其中 $P_{T,j}$ 代表第 j 条线路上的有功潮流;

P_{Ti} : 下一时段阻塞管理对分配预案进行调整以后的有功潮流向量,其中 $P_{Ti,j}$ 代表第 j 条线路上的有功潮流;

\overline{P}_T : 有功潮流限值;

SA : 主要线路安全裕度(即把题目中表6的安全裕度写成向量形式);

$\overline{P_T}$: 有功潮流裕度允许下的限值;

MCP : 下一时段竞价的清算价;

$G(P_{Gi})$: 阻塞费用;

u : 爬坡速率向量, 其中 u_i 代表第 i 机组爬坡速率。

A 和 D : 在已删去的5.1节中, 线性拟合出了各线路上有功潮流关于各发电机组出力的近似表达式 $P_T = AP_G + D$, A 和 D 分别是其系数矩阵和常数向量;

4 问题的分析

4.1 对名词的理解

序内容量和序外容量: 竞价时被选上的各机组的段容量序列称为序 P_G , P_G 中的元素 $P_{G,i}$ 所在的段容量称为序内容量, 反之, 称为序外容量。

阻塞费用: 竞价的规则是市场统一的, 即使购电费用最小。不能因为某电网线路的特殊情况制定特殊的竞价规则, 可认为按照市场的统一规则, 市场交易-调度中心作出分配预案后, 发电商方和网方就签订交易合同, 如果初始预案将会引起输电堵塞, 网方不能改变合同上的清算价, 只能根据电阻塞管理原则, 在调整预案的同时, 赔偿阻塞费用给发电商。

4.2 发电商的成本与利润

根据假设4, 发电商的成本就是报价, 而全部机组的所有出力都按清算价(MCP)结算, 这样我们可以得到发电商的成本和利润, 如图1所示, Profit部分代表发电商的利润, Cost代表成本。

由于在最低出力时, 厂商为避免停机

带来更大损失, 愿意付出一定费用来维护, 所以报价为负值, 我们无法依据报价曲线反映其成本, 故略去了最低出力时的成本和利润情况。

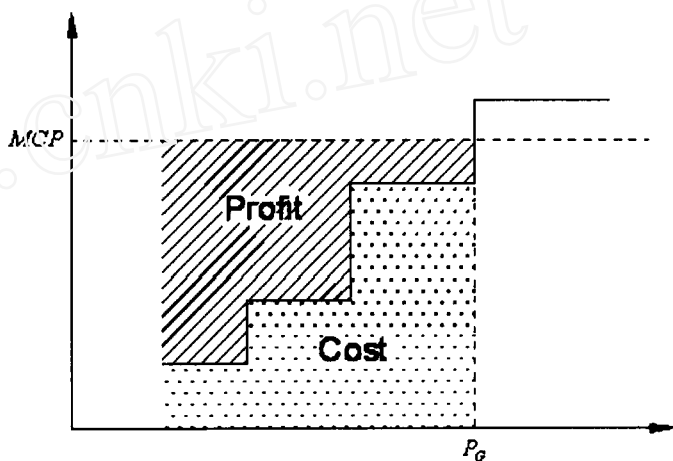


图 1: 发电商的成本和利润示意图

5 模型的建立

5.1 问题1的解决 (略)

5.2 问题2的解决

当由于输电阻塞需要调整分配预案时, 实际出力与分配预案不符, 一些序内容量不能出力, 而一些序外容量要在低于对应报价的清算价上出力。因此, 发电商和网方将产生经济利益冲突, 网方应该分别根据两种情况给出以下两个赔偿规则, 赔偿的原则是: 使调整后发电商的利润不小于调整前的利润。

赔偿规则1: 当机组调整后出力大于调整前出力时 (发电商不得不在高于清算价的段价上发电), 电网运营商应按照调整后的实际段价支付发电商的费用, 如图2所示, 其中, A 表示按分

配预案发电商的利润, G 表示调整分配后发电商的经济损失, 也就是网方应该赔偿的部分。

赔偿规则2: 当机组调整后出力小于调整前出力时, 电网运营商应该按照市场的清算价格对发电商进行支付, 如图3所示, 其中, $A+G$ 表示调整前发电商的利润, A 表示调整后发电商的利润, G 调整后发电商的经济损失, 也就是网方应该赔偿的部分。

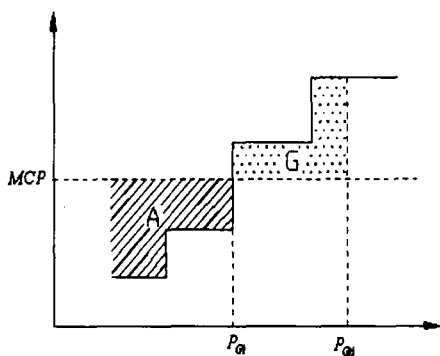


图2 赔偿规则1

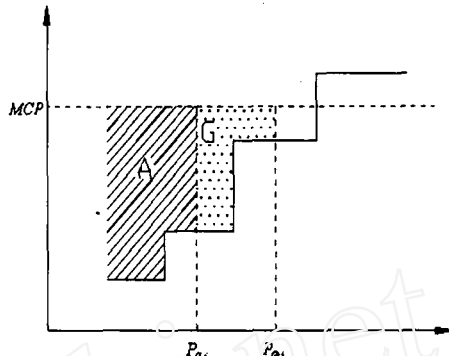


图3 赔偿规则2

对于第 i 台机组, 两个赔偿费用计算规则可以统一用下式表示:

$$G(P_{G,i}) = \int_{P_{G,i}}^{P_{G,i}'} |F(P_{G,i}) - MCP| dP_{G,i} \quad (1)$$

式中 $F(P_{G,i})$ 为报价函数, 也就是图2、图3中折线(报价曲线)对应的函数解析式。

5.3 问题3的解决

在我国电力市场是发电侧市场的国情下, 电力市场交易-调度中心作为市场的中间机构, 在保证电网经济、安全运行上起着核心作用。它的首要任务就是通过AGC系统得到的各机组的当前出力值、出力上下限、爬坡速率以及下一时段的负荷需求预报, 按照电力市场交易规则, 建立一个竞价模型, 完成下一时段各机组的最优出力分配预案, 使得购电费用最小。

假设竞价时不考虑网络的安全约束, 只有一个目标: 购电费用最小。在以上分析的基础上建立无网络安全约束的电力市场分配模型:

$$\begin{aligned} \min f(P_G) &= MCP(P_G) \times P \\ \text{s.t. } \underline{P}_G &\leq P_G \leq \overline{P}_G \\ \sum_{i=1}^m P_{G,i} &= P \end{aligned} \quad (2)$$

其中, $\overline{P}_{G,i} = \min(P'_{G,i} + 15u_i, \sum_{j=1}^n V_{i,j})$, $\underline{P}_{G,i} = \max(P'_{G,i} - 15u_i, 0)$ 。

用依次选入段价最小的段容量的方法可求得问题3的最优解。对于下一时段预报的负荷需求为982.4MW时, 通过编写程序计算, 得清算价 $MCP=303$ 元, 各个机组的出力分配预案向量 P_G 如表1所示。

表1 问题3的分配预案

机组序号 i	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{G,i}(\text{MW})$	150	79	180	99.5	125	140	95	113.9

5.4 问题4的解决

5.3已经给出分配预案的形成模型,并且计算出当下一段预值为982.4MW时,各机组的出力分配预案,在问题4中,判断分配预案是否会造成输电阻塞,如果出现输电阻塞,就依据5.2制定的阻塞费用计算规则,对分配预案进行调整。

根据5.1中得到的回归方程,计算出潮流值向量 $P_T = AP_G + D$,如表2所示。

表2 问题3的分配预案的主线路潮流值

主线路序号j	1	2	3	4	5	6
$P_{T,j}$ (MW)	173.3	141	-150.92	120.91	136.83	168.52
$\overline{P_{T,j}}$ (MW)	165	150	160	155	132	162

由表2知第1、5、6条主线路潮流值超过其限值,所以要进行阻塞管理。根据5.2的阻塞管理规则,同时考虑尽量减少阻塞费用,建立考虑网络安全约束的阻塞管理模型如下:

$$\begin{aligned}
 & \min G(P_{Gt}) \\
 & s.t. \quad \underline{P_{Gt}} \leq P_{Gt} \leq \overline{P_{Gt}} \\
 & \quad |AP_{Gt} + D| \leq \overline{P_T} \\
 & \quad \sum_{i=1}^m P_{Gt,i} = P
 \end{aligned} \quad (3)$$

其中, $\overline{P_{Gt,i}} = \min(P_{Gt,i} + 15u_i, \sum_{j=1}^n V_{i,j})$, $\underline{P_{Gt,i}} = \max(P_{Gt,i} - 15u_i, 0)$ 在(3)式中,目标函数要用重新调整以后的出力值计算,故应先给一个初值,通过多次迭代后逐步收敛求出最优解。假如不收敛,就根据输电阻塞管理原则中的第2条规则,放宽潮流值极限条件,建立新模型。对于5.3中设定的下一时段预报的负荷需求值 $P = 982.4MW$,式(3)和式(1)的迭代是收敛的,由此得出调整后的机组出力分配向量 P_{Gt} ,如表3所示。

表3 问题3经过调整后的出力方案

机组序号i	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{Gt,i}$ (MW)	150.02	88	228	80.234	152	97.142	70	117

阻塞费用 $G(P_{Gt}) = 2900.1$ 元

主线路潮流值向量 $P_{Tt} = AP_{Gt} + D$,如表4所示,其绝对值并没有超过潮流限值。

表4 问题3经调整后的主线路潮流值

主线路序号j	1	2	3	4	5	6
$P_{Tt,j}$ (MW)	165	149.44	-154.98	126.27	132	159.56
$\overline{P_{Tt,j}}$ (MW)	165	150	160	155	132	162

5.5 问题5的解决

按照5.3建立的无网络安全约束模型,得出符合预报需求 $P=1052.8MW$ 的机组出力分配预案:清算价 $MCP = 356$ 元,出力分配向量 P_G 如表5所示。

潮流值向量 P_T 如表6所示。

由表6知第1、5、6条主线路潮流值都超限了,所以执行5.4的阻塞管理模型(3),但由于迭代不收敛,说明约束条件不能得到满足,输电阻塞不能消除,按照输电阻塞管理原则,应放宽潮流值极限条件,使用线路的安全裕度输电。根据使每条线路上潮流的绝对值超过限值的百分比

尽量小的原则，建立无法消除输电阻塞时的阻塞管理模型。在此模型中主要考虑保证线路安全，不考虑赔偿是否最小，因为如果线路安全不能保证的话，出了事故，网方的损失将大很多。

表5 预报需求1052.8MW的分配预案

机组序号 <i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{G,i}(\text{MW})$	150	81	218.2	99.5	135	150	102.1	117

表6 预报需求1052.8MW的分配预案的主线路潮流值与限制的对比

主线路序号 <i>j</i>	1	2	3	4	5	6
$P_{T,j}(\text{MW})$	177.24	141.17	-156.15	129.74	134.83	167.06
$\overline{P_{T,j}}(\text{MW})$	165	150	160	155	132	162

我们共建立了三种模型：理想点法、最小最大法和改进的理想点法（加权法）。

5.5.1 理想点法

依据输电阻塞管理原则2，使每条线路上潮流的绝对值超过限值的百分比尽量小，定义每个分量（即每个线路的潮流值）与理想点的距离为

$$d_i = \begin{cases} 0, & |P_{T,i}| \leq \overline{P_{T,i}} \\ \left\| \frac{|P_{T,i}| - \overline{P_{T,i}}}{\overline{P_{T,i}}} \right\|, & |P_{T,i}| > \overline{P_{T,i}} \end{cases}$$

目标函数为 $\|d\|$

$$\begin{aligned} F_1 &= \min \|d\| \\ \text{s.t. } \underline{P_{Gt}} &\leq P_{Gt} \leq \overline{P_{Gt}} \\ |AP_{Gt} + D| &\leq \overline{P'_T} \\ \sum_{i=1}^m P_{Gt,i} &= P \end{aligned} \tag{4}$$

其中， $\overline{P_{Gt,i}} = \min(P_{G,i} + 15u_i, \sum_{j=1}^n V_{i,j})$ ， $\underline{P_{Gt,i}} = \max(P_{G,i} - 15u_i, 0)$ ， $\overline{P'_T}$ 为有功潮流裕度允许下的限值。这样得出目标函数达到最小值时的出力向量 P_{Gt} 如表7所示。

表7 用理想点法调整后的分配方案

机组序号 <i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{Gt,i}(\text{MW})$	153	88	228	99.5	152	137.58	77.722	117

调整后的赔偿费用为 $G(P_{Gt}) = 1422.8$ 元

调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比如表8所示。

表8 用理想点法调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比

主线路序号 <i>j</i>	1	2	3	4	5	6
$P_{Tt,j}(\text{MW})$	173.42	145.22	-155.3	127.11	134.01	163.33
$\overline{P_{Tt,j}}(\text{MW})$	165	150	160	155	132	162
$\Delta P_j(\text{MW})$	8.4153	-4.7783	-4.699	-27.886	2.009	1.3255

5.5.2 加权法

考虑到各主要线路的安全裕度不同，安全裕度大的线路，其绝对值超过限值的百分比可以大一些，这时赋以较小的权重，反之，赋以较大的权重。我们在5.5.1的理想点法的基础上，给

目标函数的每个元素乘上一个与安全裕度直接相关的权重系数 ω_i , 其表达式为

$$\omega_i = \frac{\exp\left\{\frac{1}{SA_i}\right\}}{\sum_i \exp\left\{\frac{1}{SA_i}\right\}}$$

建立模型

$$\begin{aligned} F_2 &= \min \sum_i |d_i| \omega_i \\ \text{s.t. } \underline{P_{Gt}} &\leq P_{Gt} \leq \overline{P_{Gt}} \\ |AP_{Gt} + D| &\leq \overline{P_T} \\ \sum_{i=1}^m P_{Gt,i} &= P \end{aligned} \quad (5)$$

其中, $\overline{P_{Gt,i}} = \min(P_{G,i} + 15u_i, \sum_{j=1}^n V_{i,j})$, $\underline{P_{Gt,i}} = \max(P_{G,i} - 15u_i, 0)$, $\overline{P_T}$ 为有功潮流裕度允许下的限值, 对距离 d_i 的定义同5.5.1. 这样安全裕度SA值大的线路, 允许超出的百分比就大, 距离 d 所对应的权系数就小, 对(5)中目标函数求最小值时的影响就小。而且权系数的区分比较合理。

最后得到目标函数达到最小值时的出力向量 P_{Gt} 如表9所示。

表9 加权法调整后的分配方案

机组序号 <i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{Gt,i}$ (MW)	137.63	78.311	228	98.091	152	149.33	92.431	117

调整后的赔偿费用为 $G(P_{Gt}) = 896.6$ 元

调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比如表10所示。

表10 用加权法调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比

主线路序号 <i>j</i>	1	2	3	4	5	6
$P_{T,j}$ (MW)	174.7387	143.1815	-154.8347	130.8740	132.4750	162.5757
$\overline{P_{T,j}}$ (MW)	165	150	160	155	132	162
ΔP_j (MW)	9.7387	-6.8185	-5.1653	-24.126	0.47498	0.5757

5.5.3 最小最大法

以上两种方法, 能够保证线路上的潮流绝对值超过限值的百分比达到相当低, 但是不能保证每条主要线路上潮流的绝对值超过限值的百分比都尽量小。为了使每条主要线路上潮流的绝对值超过限值的百分比都尽量小, 我们设计了最小最大法, 即让6条线路上潮流值超值百分比的最大值最小。为此建立模型

$$\begin{aligned} F_3 &= \min \max \frac{|P_{T,i}| - \overline{P_{T,i}}}{\overline{P_{T,i}}} \\ \text{s.t. } \underline{P_{Gt}} &\leq P_{Gt} \leq \overline{P_{Gt}} \\ |AP_{Gt} + D| &\leq \overline{P_T} \\ \sum_{i=1}^m P_{Gt,i} &= P \end{aligned} \quad (6)$$

最后得到(6)式最优解下的出力向量 P_{Gt} 如表11所示。

调整后的赔偿费用为 $G(P_{Gt}) = 1962.3$ 元

调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比如表12所示。

表11 最小最大法调整后的分配方案

机组序号 <i>i</i>	1	2	3	4	5	6	7	8
$P_{Gt,i}(MW)$	153	88	228	99.5	152	155	60.3	117

表12 用最小最大法调整后的分配方案中主线路的潮流值与限值的对比

主线路序号 <i>j</i>	1	2	3	4	5	6
$P_{Tt,j}(MW)$	173.41	143.58	-155.21	124.68	135.3	160.42
$\overline{P_{Tt,j}}(MW)$	165	150	160	155	132	162
$\Delta P_j(MW)$	8.4093	-6.4167	-4.7887	-30.317	3.2969	-1.5779

6 模型的评价和改进

6.1 模型的评价

多元线性回归模型很好的拟合了问题中所提供的数据，我们认为此回归模型是合理有效的。

我们设计的阻塞费用计算规则简明合理，在输电阻塞发生时，公平地对待了序内容量不能出力与报价高于清算价的序外容量出力这2种情况，做到了在调整后发电商的利润不比调整前小，而网方的赔偿费用与购电额相比又十分小，经过计算，对于问题3，调配前购电成本0.303元/KWh，调配后增加到0.30595元/KWh，仅增加了由于阻塞费用所带来的附加成本0.00295元/KWh，增加极微，所以我们认为计算规则是可行的。

根据电力市场交易规则编制的程序能够迅速的计算出市场清算价以及发电商的出力分配预案。

我们把阻塞管理的多目标规划转化成单目标规划是很成功的，在无法消除阻塞的情况下，我们提出的3种方法：理想点法、加权法和最小最大法，只是侧重点有所不同，可以从 ΔP 的结果看出：理想点法和加权法都有3条线路同时阻塞，而最大最小法有2条线路阻塞。在允许超过潮流限值的条件下，从经济效益考虑，加权法是最优的，因为阻塞费用是最小的；最小最大法和理想点法更注重安全，由于我们没有潮流在安全裕度允许范围内超过限值的危险程度衡量方法，所以我们无法看出最小最大法和理想点法从安全角度考虑那种方法更优。但由于本文中理想点法的阻塞费用比最小最大法小，所以我们更倾向于理想点法给出的结果。

当有功潮流值继续增大，不得不拉闸限电的时候，本模型将不再适用。

6.2 模型的改进

加权法的权值对于计算的结果有很大的影响，合适的权值既能使计算收敛迅速又能使结果更加合理化。

如果能得到当事故发生时的经济损失，以及拉闸限电后所带来的经济损失，就可以同时考虑经济和安全两方面而建立多目标规划。

如果有用电客户方的信息，则可以在考虑发电商、电网运营商以及客户端3方利益的情况下，重新进行规划，使得网方能获得最大的利润，同时阻塞成本由发电商、电网运营商以及客户端3方以一定的规则分摊。

参考文献:

[1] 孙洪波. 电力网络规划[M]. 重庆大学出版社, 2000

Power Transmission Congestion Management in the Power Market

CHENG Xian-rui, YANG Peng, REN Su-ya

Advisor: LIANG Feng-zhen

(Tianjin University, Tianjin 300072)

Abstract: We solved the problem of power transmission congestion management in the power market through establishing a goal programming model. The methods were as follows: First, we fitted the multiple linear regression model to the experimental data provided within cases 0~32. The regression model relates tides in the power transmission lines to the output of the generators, and it is proved reliable by the statistical tests. Second, we assumed that the power supply merchants offered the real cost without gaming behavior. Therefore the loss of profit and hence the amount of compensation conforms to the integration in section 5.2 formula (1). Third, we set the economical goal as the objective function and set the safety goal as the restrictive condition when congestion can be eliminated by rearranging the output of the generators. We set the safety goal as the primary objective and used the safety allowance as the restrictive condition when congestion is unavoidable. In the latter case, we designed three distinct methods-Ideal Point Method, Minimum Maximum Basis and Weighted Method-each possesses its own advantages. We assumed that the current output scheme of the generators was case 0, and we rearranged the output scheme and implemented the congestion management applying the model we established above.

Our conclusions are as follows: When the predicted load of power requirement of the next time session is 982.4MW, the market clearing price for the preliminary scheme is 303RMB/MWh, and the scheme of the generators 1~6 is 150, 79, 180, 99.5, 135, 140, 95, 113.9MW. According to the multiple linear regression model, the values of tides will exceed the limits if the preliminary scheme is directly implemented, so management is applied to eliminate the congestion. The congestion can be eliminated in this case and the congestion compensation is 2900.1RMB. When the predicted load of power requirement of the next time session is 1052.8MW, the market clearing price for the preliminary scheme is 356RMB/MWh, and the scheme of the generators is 150, 81, 218.2, 99.5, 135, 150, 102.1, 117MW. According to the multiple linear regression model, the values of tides will exceed the limits if the preliminary scheme is directly implemented, so management is applied to eliminate the congestion. The congestion can not be eliminated, so power transmission is performed within the range of the safety allowance. The results of the three calculating methods for inevitable congestion are listed below: Congestion compensation: 1422.8, 896.6, 1962.3RMB; The maximum percentages by which the tides on the main lines exceed the limits: 5.100%, 5.902%, 5.097%. Therefore, the results are satisfactory.

Keywords: power transmission congestion; objective programming; ideal point method; minimum maximum basis; weighted method