

基于改进Shapley值的输电网网损优化与分摊方法

网损优化与分摊是我国电力市场改革中亟待解决的技术问题。针对中长期电力市场中的网损优化与分摊问题,通过引入基准模式,提出了改进Shapley值分配方法。在此基础上,以传统的内嵌网损经济调度模型为基础,提出了中长期电力市场中以网损最小为目标的输电网优化调度方法和基于改进Shapley值的网损分摊方法。最后基于我国某省区电力市场实际数据构造算例,验证了所提出方法的有效性。

林 成 马覃峰 王 寅/贵州电网有限责任公司电力调度控制中心
匡洪辉 郭少青 薛艳军/北京清大科越股份有限公司

0 引言

网损优化与分摊是电力市场中重要的技术问题。输配电价模式下,电网企业的收益与网损密切相关。而市场化交易将直接导致网损的改变。网损的优化与分摊是保证电网企业效益,保证市场有序开展的重要基础。在当前我国电力市场化改革中,各省区均面临上述问题^[1-2]。

为解决网损优化与分摊问题,我国学术界和工业界开展了大量研究和实践工作。文献[3]比较了潮流追踪法的选用对网损分摊的影响,论证了基态潮流选择对网损分摊的影响。文献[4-5]提出了基于边际网损系数法的网损分摊调整方法,该方法所提出的边际网损系数法不能保证所有市场主体所分摊的网损之和与总网损相同,可能导致市场不均衡的情况发生。文献[6]提出了双边交易电力市场下基于核仁理论的网损分摊方法,该方法仅能解决双边交易的市场网损分摊问题。文献[7-8]提出了基于Shapley值的网损分摊方法,但是所设计的Shapley值仅适用于联营电力市场模式。

当前我国电力市场还处于改革初期,中长期市场是电力市场的主要形态。本文针对中长期电力市场下的网损优化与分摊问题,剖析了Shapley值的内涵和外延,考虑中长期市场下电量计划改变的内在特征,提出了改进Shapley值计算方法。基于传统的内嵌网损的经济调度模型,提出了输电网网损优化与分摊实施方法。最后基于我国某省电力市场实际算例验证了本文所提出方法有效性。

1 中长期电力市场与改进Shapley值算法

1.1 中长期电力市场

中长期电力市场是我国当前电力市场的主要形态,其基本特征在于发电企业通过年度双边、月度竞价等市场化交易形式形成月度电量计划。调度机构负责将该电量计划分解为日电量计划,并予以执行。

与传统计划模式相比,在月度执行过程中最大的差别在于:

1) 电量计划的形成机制发生变化,与传统利用小时数的三公模式相比,电力市场中各发电企业的电量计划是通过市场交易形成,各发电企业的电量计划不同。

2) 日电量计划执行的刚性更强,由于发电企业电量按月结算,因此逐日发电量的执行“刚性”力度更大。

该模式网损优化与分摊问题的“痛



林 成/高级工程师

关键词/Keywords

电力市场·
网损分摊·
Shapley值·
网损优化·
经济调度·

点”体现在:

1) 网损优化上, 由于逐日发电企业的日电量计划已经确定, 因此调度机构所需要解决的是日电量确定情况下如何通过优化各发电厂发电曲线降低输电网网损的问题。

2) 网损分摊上, 传统计划模式下电网运行就存在网损, 而市场化交易实际上只是对网损的改变, 因此分摊对象只是网损的增量, 而不是运行所产生的网损。

1.2 改进Shapley值法

Shapley值法是博弈论中重要的技术方法, 最早由美国洛杉矶加州大学夏普利教授提出^[2]。所谓Shapley值法实际上是一种数据分配方法, 其本质在于根据参与市场的各方对市场效益的边际贡献率来得到其效益分摊的比例, 从而为效益分摊提供依据。

Shapley值分摊法的公式可表示为

$$X_i = \sum_{S \subseteq N} \frac{(|S|-1)!(N-|S|)!}{n!} \times [v(S) - v(S - \{i\})] \quad (1)$$

式中, 规定 N 为全集, 共有 n 个元素; S 为全集 N 中元素按照一定次序排列所得到的排序模式, 满足 $S \subseteq N$; $v(S)$ 代表排序为 S 时的效益, $v(S - \{i\})$ 为在 S 中剔除元素 i 之后得到排序的效益, 因此 $v(S) - v(S - \{i\})$ 表示元素 i 在排序 S 下的边际效益; $|S|$ 代表取排序的排列数, 因此 $(|S|-1)!(N-|S|)!/n!$ 代表全集 N 所对应的不重复的全排列数量; X_i 为元素 i 在全集所提供的贡献率, 实际上也就是其对效益分摊的比例依据。

如式(1)所示, Shapley值分配方法解决的是效益分摊的问题; 而中长期市场下网损分摊需要解决的是增量部分的分摊问题。为此本文所提出的改进Shapley值计算流程如下:

1) 根据计划模式和市场模式下各发电厂的电量, 将其转变为有限个发电量交易对。

2) 每个交易对对应的网损增量影响为仅考虑该交易对时输电网最优网损与计划模式下网损的差。

3) 不同交易对共同作用时的网损增量定义为

所考虑的交易对影响输电网最优网损与计划模式下网损的差。

4) 规定所有交易对的概率相同, 即可以根据式(1)计算其改进Shapley值。

与传统Shapley值计算方法相比, 其主要差别在于:

1) 改进Shapley值关注的是增量部分的变化情况, 而Shapley则关注的是原始数值。

2) 改进Shapley值通过引入交易对概念, 设计了某一交易对下的网损值计算方法, 而传统Shapley值则很难得到类似结果。

2 输电网网损优化与分摊方法

2.1 内嵌网损经济调度方法

文献[9]提出了内嵌网损的经济调度模型, 该模型通过节点电压相角的二次式形式较为准确地表达了系统网损。该模型可以简述为

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{k=1}^{N_g} \sum_{t=1}^T f_k(P_{k,t}) + \sum_{l \in \Gamma} \sum_{t \in \Pi} \lambda_l S_{l(i-j),t} \\ \text{s.t.} \quad & \begin{cases} \sum_{k \in \Psi_l} P_{k,t} - \sum_{j \in \Phi_l} P_{l(i-j),t} - \sum_{s \in L_l} D_{s,t} = 0 \\ P_{k,t}^{\min} \leq P_{k,t} \leq P_{k,t}^{\max} \\ \frac{P_{l(i-j),t} - P_{l(j-i),t}}{2} = \frac{\theta_{i,t} - \theta_{j,t}}{x_{l(i-j)}} \\ P_{l(i-j)}^{\min} \leq \frac{P_{l(i-j),t} - P_{l(j-i),t}}{2} \leq P_{l(i-j)}^{\max} \\ S_{l(i-j),t} = P_{l(i-j),t} + P_{l(j-i),t} \\ S_{l(i-j),t} \geq g_{l(i-j)} (\theta_{i,t} - \theta_{j,t})^2 \end{cases} \quad (2) \end{aligned}$$

式中, N_g 为发电机组台数; T 为优化时段数; $P_{k,t}$ 为发电机组 k 时段 t 的有功出力; $S_{l(i-j),t}$ 为线路 l 时段 t 的网损; λ_l 为输电网损耗的价格系数; $f_k(P_{k,t})$ 为购电成本函数; Γ 、 Π 分别为输电网损耗对应的设备集合和时段集合; $P_{l(i-j),t}$ 为时段 t 从节点流出的输电线路潮流; $D_{s,t}$ 为节点负荷; $P_{k,t}^{\max}$ 、 $P_{k,t}^{\min}$ 分别为发电机组出力上下限; $\theta_{i,t}$ 、 $\theta_{j,t}$ 分别为节点 i 、 j 的相角; $x_{l(i-j)}$ 为线路 l 的电抗; $P_{l(i-j)}^{\max}$ 、 $P_{l(i-j)}^{\min}$ 分别为线路 l 传输能力的上下限; $g_{l(i-j)}$ 为线路的电阻。

该模型以购电成本最低和输电网网损最低为优化目标, 所考虑的约束条件依次为节点功率

平衡约束、发电机出力上下限约束、直流潮流方程、网络传输约束和网损约束。

必须指出的是上述优化模型未考虑当前中长期市场日发电计划的电量约束条件。在当前中长期市场下还需要考虑如下约束

$$T \sum_{k \in G_i} \sum_{t=1}^T P_{k,t} = W_{G_i}^S \quad (3)$$

式中, $k \in G_i$ 为所有属于发电厂 i 的发电机组; $W_{G_i}^S$ 为该发电厂的电量计划。

基于模型可以计算发电厂不同发电量下的系统最优网损。

2.2 网损优化及分摊方法

本文所提出的基于改进Shapley值的网损优化与分摊方法,其实施流程如图1所示。整个基于Shapley值的网损分摊方法可分为数据统计与整理、发电企业Shapley值计算和实际网损分摊三个步骤。

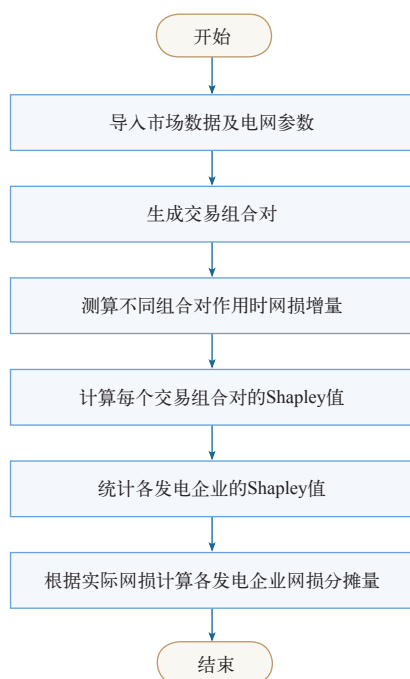


图1 网损分摊计算流程

(1) 数据统计与整理

该步骤是整个网损分摊方法的基础。数据统计是指对市场交易类型数据和电网运行参数两大类基础数据的统计。数据整理是指对不同市场交

易类型数据进行整理,根据各发电厂在计划模式下的市场模式下的电量计划差别,将市场模式转化为计划模式下通过两两匹配的电交易对形式。

(2) 发电企业Shapley值计算

发电企业Shapley值计算包括每个交易对的边际网损统计、每个交易对Shapley值计算和发电企业Shapley值计算三个步骤。

规定所有交易对确定的发供电量所对应的计算网损为 Q_U ; 当剔除某一个交易对 i 之后, 剩余交易对确定的发供电量所对应的计算网损为 Q_{U-i} ; 则该交易对的边际网损 $Q_i = Q_U - Q_{U-i}$ 。

设全网所有类型交易共产生 N 个交易对, 则交易对 i 的Shapley值 X_i 计算公式为

$$X_i = \frac{1}{N} Q_i \quad (4)$$

相比于式(1)所示的Shapley值的原型, 式(4)的计算关系式实际上忽略了不同交易的次序排列关系, 遵循了本文所提出的网损分摊基本原则。

由于已知电量分配来求解网损在当前电力系统计算中已是比较成熟的理论方法, 这里不再赘述其实施方法^[10-11]。

根据各成交对的Shapley值, 能够进一步计算各发电厂的Shapley值分布。设全网共 M 个发电厂, 其中发电厂 j 的Shapley值 X_j^{Gen} 的计算公式为

$$X_j^{\text{Gen}} = \sum_{i \in j} X_i \quad (5)$$

如式(5)所示, 发电厂的Shapley值为其所有交易对的Shapley值之和。

在此基础上, 需要进一步对发电厂Shapley值进行归一化, 发电厂归一化后的Shapley值 $\overline{X_j^{\text{Gen}}}$ 为

$$\overline{X_j^{\text{Gen}}} = \frac{X_j^{\text{Gen}}}{\sum_{i=1}^M X_i^{\text{Gen}}} \quad (6)$$

经过式(6)所示的归一化后, 所有发电厂的Shapley值之和即为1, 表明所有的网损都可以完全在电厂中分摊完毕。

(3) 实际网损分摊

在实际运行过程中, 按照式(6)所示的比例关系式对实际网损进行分摊。

3 算例验证

3.1 基础信息

本文选择我国某省区的实际数据作为算例，以验证本文所提出方法的有效性。该省区统调火电装机容量10 800 MW，均参与了市场化交易。

3.2 网损分摊比例测算

为了说明本文所提出方法的使用效益，各电厂装机和其2017年某月电量信息如表1所示。其中计划电量分配为按照传统的计划电量模式，各电厂的月度电量计划值；市场化交易结果为按照电力市场交易竞价结果，各电厂所获得月度电量结果。

表1 各电厂电量信息

序号	装机/MW	计划电量分配/MW·h	市场化交易结果/MW·h
1	1 200	561 600	546 000
2	1 200	578 880	621 800
3	2 400	1 054 080	965 300
4	600	328 320	356 700
5	600	280 800	278 000
6	300	108 000	120 300
7	300	112 320	153 800
8	1 200	345 600	319 700
9	1 200	587 520	563 000
10	600	336 960	357 900
11	600	172 800	180 300
12	600	198 720	202 800

对于市场化竞价电量形成过程，在利用本文所提出的方法进行网损测算分析时，首先需要形成用户与发电厂的成交对。在本文算例中各电厂成交对的数量如图2所示。全网共有54个成交对，根据文献[7]的方法统计各成交对的边际网损后，可以计算得到各成交对的Shapley值。

进而统计得到的各电厂的Shapley值及归一化后Shapley值如表2所示。则在实际网损分摊中即可以按照表2所示的结果对网损进行分摊计算。

按照传统计划电量模式，系统运行网损约为135 000 MW·h。而市场化交易中由于不考虑网损对撮合交易的结果，必将改变网损电量和分布情况。实际上由于部分坑口电站距离负荷中心较远，因此尽管其生产成本较低，然而产生的传输

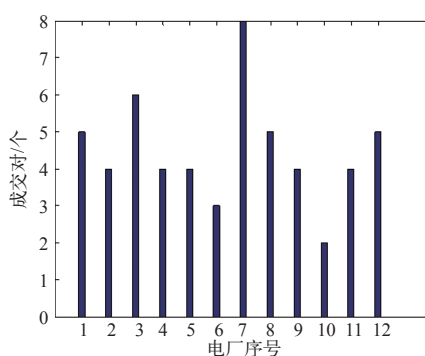


图2 电厂成交对

表2 各电厂Shapley值分布

发电厂序号	Shapley值	归一化后的Shapley值(%)
1	19 375.2	9.88
2	30 738.53	15.67
3	37 841.47	19.29
4	14 971.39	7.63
5	13 674.96	6.97
6	4 989.6	2.54
7	9 704.448	4.95
8	14 238.72	7.26
9	18 506.88	9.44
10	15 432.77	7.87
11	8 380.8	4.27
12	8 266.752	4.22

损耗较大，市场化交易中坑口电站占据一定价格优势，而对系统网损而言会导致损耗增加。

按照市场化交易产生的网损实际约为165 400 MW，相对于计划电量模式增加30 400 MW·h。本文所提出的网损分摊模式实际上就为上述网损分摊提供了有力的参考依据。

4 结束语

本文借鉴统计经济学中Shapley值相关理论和方法，基于我国当前市场化改革基本情况，提出了网损分摊的基本原则，并设计了基于Shapley值的网损分摊方法，基于实际数据的算例表明了本文所提出方法的可行性。

参考文献

- [1] 郑文，徐政勋，张伟民. 基于潮流跟踪的网损分摊新方法[J]. 电测与仪表，2014，51(3)：16-19.

- [2] 王峥, 刘创华, 魏珍, 等. 基于叠加定理和Aumann-Shapley法的发电权交易网损分摊[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(2): 13-22.
- [3] 文跃秀, 黄瑞, 闵向东, 等. 基于网损分摊的两种潮流追踪法对比研究[J]. 陕西电力, 2012, 40(3): 47-51.
- [4] 杨极, 邓武军, 郭涌涛, 等. 电力市场下网损分摊策略综述[J]. 四川电力技术, 2005, 45(3): 48-51.
- [5] 伍期刚, 程浩忠, 刘梓洪. 边际网损系数法中的网损分摊调整方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2005, 47(3): 78-81.
- [6] 周兴华, 杜松怀. 双边交易电力市场下基于核心理论的网损分摊方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(1): 60-65.
- [7] 胡朝阳, 韩祯祥. 基于Shapley值的网损分摊新方法[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(7): 32-35.
- [8] 刘梓洪, 程浩忠, 刘晓冬, 等. 国外典型区域电力市场网损分摊方法[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(4): 29-32.
- [9] Zhong Haiwang, Xia Qing, Wang Yang, et al. Dynamic economic dispatch considering transmission losses using quadratically constrained quadratic program method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2232-2241.
- [10] 王峥, 刘创华, 刘怡然, 等. 基于数据融合与拓扑分析的多阶段月度网损计算[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(9): 61-67.
- [11] 王显花, 孙鹏, 李波, 等. 一种综合考虑全网和局部的网损优化方法[J]. 电气传动自动化, 2014, 36(5): 15-20, 24.
- (收稿日期: 2017-08-25) **EA**

(上接第62页)

表4 《工业与民用配电设计手册》方法电压相对值

序号	计算项	直接起动	软起动
1	m1母线电压相对值(%)	97.2	98.0
2	m2母线电压相对值(%)	90.0	92.8
3	电动机端子电压相对值(%)	79.2	86.1

阻转矩;采用软起动器起动时,母线压降、电动机端子压降均能够满足要求。这一结果与根据潮流分布计算判定的结果一致。

3 结束语

潮流分布计算是电力系统中非常成熟的算法,思路清晰,简单易懂。本文利用潮流分布算法来分析电动机起动时的复功率潮流分布,综合考虑有功、无功的共同影响,计算各负荷共同作用下的电压降落,概念直观,也不需推导大量公式。通过算例与《工业与民用配电设计手册》中的方法的计算结果对比显示,虽有误差,但基本不影响对起动方式的判断,从而验证了潮流分

布法的有效性。

本文仅在假定其他条件(如电缆选用)不变的情况下进行电压起动压降校验方法的探讨。事实上,除了考虑软起动器起动,还有其他的起动方式可供选择,或者增大电缆截面积来满足直接起动的条件。电动机选择哪种起动方式,受到电网容量、其他设备负荷、配电距离和保护成本等多种因素的影响,需综合考虑并经过合理的起动校验来判断其是否采用降压起动。

参考文献

- [1] 陈珩. 电力系统稳态分析[M]. 3版. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [2] 中国航空工业规划设计研究院. 工业与民用配电设计手册[M]. 3版. 北京: 中国电力出版社, 2005.
- [3] 王明全. 低压电动机的起动计算和校验[J]. 建筑电气, 2005, 34(12): 13-20.

(收稿日期: 2017-06-02) **EA**