# 基于出力不均匀性的火电站电力电量平衡方法

刘明浩,王丽萍,王渤权,李传刚,刘 易

(华北电力大学 可再生能源学院,北京 102206)

摘要: 电力电量平衡计算对电力系统中设计电站的今后运行和在线运行电站的负荷分配、备用容量配置具有 重要意义,同时能为合理利用水能资源以及化石能源、减少资源浪费、环保减排起到指导作用。针对电力系统 年、月、日内的负荷变化以及在线运行电站对应的出力运行情况,分析系统负荷与电站出力的不均匀性之间的 相关关系,通过水电站弃水或火电站增加出力的方法将电力系统月调节系数控制在一定范围内,从而使电力 系统在年、月、日内达到电力电量平衡。改进火电站群电力电量平衡计算方法,根据逐次切负荷法的计算原理, 通过对单一火电站工作容量以及其调峰容量的嵌套式迭代计算,得到每座火电站年、月、日的出力过程。算例 结果验证了所提方法的正确性、可行性和有效性。

关键词: 电力电量平衡; 调节系数; 不均匀性; 火电站; 逐次切负荷

中图分类号: TM 761 文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.11.026

### 0 引言

在电网规划设计阶段和对未来电网调度运行预 测时,电力电量平衡计算具有重要意义,其主要研究 各个电站在一段时间内根据电力系统中各个电站供 电条件发生变化后如何相互配合运转,即各电站的 出力波动、发电机组检修计划的安排、负荷备用、事 故备用等变化情况。目的是根据电力系统的预测负 荷需求对已建成的以及正在规划、设计中的各个电 站的装机容量和发电量进行合理分配,使它们在规 定的设计负荷水平年中达到电力和电量的平衡<sup>[1-2]</sup>。 电力系统中的电力平衡和电量平衡的变化,而电力 平衡的变化势必引起电力平衡的变化,而电力 平衡的变化也将导致电量平衡的变化。因此,在确 定电力系统中各个电站运行方式和进行电力电量平 衡计算时,应全面兼顾,求得电力和电量平衡的统一。

处于同一个电力系统中的电站,其出力特性、年 月日内的调节性能、调峰能力各不相同。为了发挥各 个电站工作特性的优势,保证各个电站之间协调配 合,在电力电量平衡计算中比较成熟的方法有作图 法、逐次切负荷法、改进的逐次切负荷法、逐次余荷 后移法、可用容量日利用小时法以及递级火电调峰 法。作图法<sup>[3]</sup>根据电站的日发电量以及最大工作容 量分别沿电力系统日负荷图的水平和垂直方向移动

收稿日期:2017-02-19;修回日期:2017-09-11

基金项目:"十三五"国家重点研发计划课题(2016YFC04022-08,2016YFC0402308,2016YFC0402309);国家自然科学基金 资助项目(51279062,51679088);中央高校基本科研业务费专 项资金资助项目(2016XS53)

Project supported by the "13th Five-Year" National Key Research and Development Program of China (2016YFC0402208,2016-YFC0402308,2016YFC0402309), the National Natural Science Foundation of China (51279062,51679088) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2016XS53) 电量累积曲线确定电站在电力系统日负荷图上的工 作位置并得出电站的日出力过程。逐次切负荷法[4] 通过平移电力系统日负荷图电量累积曲线来确定水 电站的工作位置,当某一水电站工作位置确定后,就 从日负荷图上将该电站承担的负荷切除,剩余负荷 构成新的日负荷图,用来确定下一个水电站工作位置, 直到最后一个水电站工作位置确定后,所剩余的负 荷图为所有火电站共同承担的日负荷。改进的逐次 切负荷法55在传统逐次切负荷法的基础上,为了保 证实际生产中各台机组的安全稳定运行,加入出力 限制、机组爬坡等约束条件,解决了在负荷高峰和低 谷时段不能同时达到电力平衡的问题。逐次余荷后 移法66尽可能地利用全部可调日电量,达到水电站 群被系统吸收的日电量最大,同时余留给火电站的 负荷尽可能地平稳不变,以降低火电站发电燃耗率。 以上方法虽然能够得到各个电站在日内的出力过 程,但必须在各电站日平均出力已知的前提下进行, 不能表明月电量平衡与电力平衡的相关关系。而且 同一电站在不同的计算次序下的出力过程不相同. 无法保证得到的计算结果达到最优。

可用容量日利用小时法<sup>[78]</sup>根据各个电站的日发 电量与可用容量的比值由小到大确定各个电站参与 计算的顺序。电站的可用容量日利用小时数越高, 它的出力过程就越平稳;电站的可用容量日利用小 时越低,它的出力过程变化就越剧烈。递级火电调峰 法<sup>[9+12]</sup>以逐次切负荷法为基础,采用负荷控制的办 法,避免了常规算法中对火电站计算结果进行逐个 限制的复杂过程。该算法在尽可能减少火电站出力 过程中连续启停机及连续升降的情况下,既保证了 火电站相邻时段出力差值满足爬坡速度要求,又能 使得火电站全天各时段出力尽量均匀。但上述方法 虽然能够根据电力系统中各个电站日平均出力使其 在日内达到电力电量平衡,但未考虑电力系统的日 负荷和电站的日发电量在月内各日是有变化的,即 月内的不均匀性<sup>[13]</sup>。参与平衡计算时也不应该忽视 每个火电站的出力特性,不能将所有火电站看作一 个电站来补足剩余的系统负荷<sup>[14-15]</sup>。火电站存在最 小出力限制,并且通过调节自身的月发电量和月内典 型日发电量对电力系统负荷以及其他电站出力的月 内不均匀性的调节作用不可忽视<sup>[16-17]</sup>。

本文在上述文献的研究基础上,针对电力系统的 不均匀性以及火电站出力无法逐个分配的问题,分 析电力系统负荷与电站出力的不均匀性,通过电量平 衡与电力平衡的相关关系,摒弃传统方法中将所有 火电站整体参与电力电量平衡的计算思路,利用嵌 套结构对单一火电站的工作容量进行分割,并对典 型日出力进行多次逐次切负荷法计算,得出其典型日 出力过程。

# 1 月电力电量平衡与日电力电量平衡

#### 1.1 月调节系数的计算原理

电力系统的负荷在一个月内各日是有变化的, 确定电站的工作容量所依据的负荷曲线应该为最大 负荷日即典型日的负荷,由此确定的工作容量、日发 电量、耗水量或耗煤量大于该月其他各日,所以将月 平均出力换算成典型日平均出力时,要考虑月内的 不均匀性。

电站月内的不均匀性一般以电站的月调节系数 表示,其为该电站在典型日的日平均出力与其月平 均出力的比值<sup>[13,17-19]</sup>,即:

$$k_i = \frac{P_i}{\bar{P}_{mi}} \tag{1}$$

其中, $k_i$ 为电站i的月调节系数; $P_i$ 为电站i的典型日 平均出力; $P_{mi}$ 为电站i的月平均出力。

而电力系统的月调节系数可由系统典型日平均 负荷与月平均负荷比值表示:

$$k = \frac{N}{\overline{N}_{m}} \tag{2}$$

其中,k为该电力系统的月调节系数; $\overline{N}$ 为该电力系统的典型日平均负荷; $\overline{N}_{m}$ 为该电力系统的月平均负荷。

# 1.2 月电量平衡与日电力平衡

典型日的电力电量平衡主要反映的是该月的电 力平衡,即电力系统的最大负荷与各个电站工作容量 的平衡关系,电力系统所需备用容量与各个电站所 承担的备用容量的平衡关系以及电站中装机容量、 备用容量、检修容量以及工作容量之间的关系为:

$$N_{\max} = \sum P_{i,\max} \tag{3}$$

$$R_{\rm D} = \sum R_i \tag{4}$$

$$N_{i,\max} = N_{i,\mathrm{I}} - R_i - N_{i,\mathrm{M}} \tag{5}$$

其中, N<sub>max</sub>、P<sub>*i*,max</sub>分别为典型日电力系统的最大负荷和电站*i*的最大出力; R<sub>D</sub>、R<sub>*i*</sub>分别为电力系统的总备用容量和电站*i*的备用容量; N<sub>*i*,max</sub>、N<sub>*i*,I</sub>、N<sub>*i*,M</sub>分别为电站*i*的最大工作容量、装机容量和检修容量。

而由于负荷水平以及电站出力的不均匀性,电 力系统月平均负荷与各电站月平均出力的平衡关系 相较于系统典型日更能反映电力系统的电量平衡关 系。月电量平衡与日电量平衡以及两者之间的关系 分别表示为:

$$\overline{N}_{\rm m} = \sum \overline{P}_{\rm mi} \tag{6}$$

$$\overline{N} = \sum \overline{P}_i \tag{7}$$

$$\overline{N}_{\rm m} = \frac{\overline{N}}{k} = \sum \frac{\overline{P}_i}{k_i} \tag{8}$$

# 1.3 月调节系数以及典型日平均出力的计算方法

在计算电站月调节系数时,火电站以月最小平 均出力参与计算,当系统内存在电量缺口或月调节 系数过大时,火电站可以通过增加自身的月平均出 力对电力系统以及其他电站进行发电量的调节,具 体方法如下。

a. 分别计算水、火电站群月平均出力和,火电站 群的月平均出力取月最小出力值:

$$\bar{P}_{\rm mH} = \sum_{i=1}^{n} \bar{P}_{\rm mHi} \tag{9}$$

$$\bar{P}_{\rm mT} = \sum_{i=1}^{m} \bar{P}_{\rm mTi} \tag{10}$$

其中, $\bar{P}_{mH}$ 、 $\bar{P}_{mT}$ 分别为水、火电站群的月平均出力和;  $\bar{P}_{mHi}$ 、 $\bar{P}_{mTi}$ 分别为各水、火电站的月平均出力;n、m分别为水、火电站的数量。

**b.**如果式(11)所示关系成立,则火电站通过增 发电量,补充缺电量,使系统达到电量平衡。

$$\overline{N}_{\rm m} > \overline{P}_{\rm mH} + \overline{P}_{\rm mT} \tag{11}$$

各火电站增发电量按月可用容量比例承担:

$$\bar{P}_{mTi} = \bar{P}_{mTi} + (\bar{N}_{m} - \bar{P}_{mH} - \bar{P}_{mf}) \frac{N_{Ti,1} - R_{Ti} - N_{Ti,M} - P_{mTi}}{\sum_{i=1}^{m} (N_{Ti,1} - R_{Ti} - N_{Ti,M} - \bar{P}_{mTi})}$$

(12)

其中,N<sub>Ti,I</sub>、R<sub>Ti</sub>、N<sub>Ti,M</sub>分别为火电站*i*的装机容量、备用容量和检修容量。

如果式(13)所示关系成立,则水电站群需要通 过弃水减少发电量,使系统达到电量平衡。

$$\overline{N}_{\rm m} \leqslant \overline{P}_{\rm mH} + \overline{P}_{\rm mT} \tag{13}$$

c. 水、火电站群的典型日平均出力等于月平均出 力与典型日需要增发的出力之和。增发出力可按水、 火电站群的月可用容量比例承担,各电站的典型日 平均出力为:

$$\bar{P}_{\rm H} = \bar{P}_{\rm mH} + (\bar{N} - \bar{N}_{\rm m}) \frac{\sum_{i=1}^{n} (N_{\rm Hi,I} - R_{\rm Hi} - N_{\rm Hi,M} - \bar{P}_{\rm mHi})}{\sum_{i=1}^{m+n} (N_{i,I} - R_i - N_{i,M} - \bar{P}_{\rm mi})}$$
(14)

$$\overline{P}_{\rm T} = \overline{P}_{\rm mT} + (\overline{N} - \overline{N}_{\rm m}) \frac{\sum_{i=1}^{m} (N_{\rm Ti,I} - R_{\rm Ti} - N_{\rm Ti,M} - \overline{P}_{\rm mTi})}{\sum_{i=1}^{m+n} (N_{i,I} - R_i - \overline{N}_{i,M} - \overline{P}_{\rm mi})}$$
(15)

其中, P<sub>H</sub>、P<sub>T</sub>分别为水、火电站群的典型日平均出力; N<sub>Hi,I</sub>、R<sub>Hi</sub>、N<sub>Hi,M</sub>分别为水电站 *i* 的装机容量、备用容量 和检修容量。

d. 分别计算水、火电站群的月调节系数:

$$k_{\rm H} = \frac{\overline{P}_{\rm H}}{\overline{P}_{\rm mH}} \tag{16}$$

$$k_{\rm T} = \frac{\overline{P}_{\rm T}}{\overline{P}_{\rm nfT}} \tag{17}$$

其中,k<sub>H</sub>,k<sub>T</sub>分别为水、火电站群的月调节系数。

如果  $k_{\rm T} > \delta$ ,即火电站群调节系数超过理论上限 值  $\delta$ , $\delta$  一般取为 1.05~1.20,则需要增加火电站月平 均出力,返回步骤 **c** 重新计算。

e. 根据式(1)分别计算各水、火电站的典型日平均出力。在汛期,某些水电站月平均出力相较于枯水期增大甚至按最大工作容量满发,如果:

$$P_{\rm Hi} > N_{\rm Hi,max} \tag{18}$$

则取:

$$P_{\rm Hi} = N_{\rm Hi,max} \tag{19}$$

# 2 改进的逐次切负荷法确定火电站典型日 出力过程

与水电站相比,火电站调峰能力较弱,发电运行 成本较高、可靠性相对较低,所以尽量避免火电站调 峰。但是由于发电成本较高,并为了保证火电站的经 济效益,在根据火电站月最小出力,通过月电量平衡 以及月调节系数计算之后,火电站的出力又必须优先 被系统吸收。

传统的电力电量平衡方法将电力系统内火电站 群看作一个火电站参与电力电量平衡计算,用于补足 水电站进行电力电量平衡计算后的余荷,再根据火电 站运行的约束条件,计算得到火电站群的日出力过程。 但此计算方法不能得到火电站群中某个电站的日出 力过程,并且没有月电量以及日电量约束,折算月电 量时,某些情况下在月内无法达到电量平衡。

本文根据文献[5]中改进的逐次切负荷法与嵌 套结构的思想,外层结构在不考虑电量约束的情况 下,将单一火电站的工作容量进行调峰容量与非调 峰容量的切分;内层结构根据得到的调峰容量与非 调峰容量进行火电站典型日出力过程的计算;并利用 可用容量日利用小时数法确定其参与计算的顺序。 其计算原理如图1所示。



#### 图 1 嵌套结构逐次切负荷法原理

Fig.1 Principle of successive load shedding method with nested structure

#### 2.1 基本约束条件

火电站在参与电力电量平衡计算时,需要满足如 下约束条件。

a. 出力上、下限约束:

$$P_{\mathrm{T}i}^{\mathrm{min}} \leq P_{\mathrm{T}i,h} \leq P_{\mathrm{T}i}^{\mathrm{max}} \tag{20}$$

其中,P<sup>m</sup><sub>T</sub>、P<sup>m</sup><sub>T</sub>、P<sub>T</sub>,h分别为火电站 *i* 的出力下限、上限 以及火电站 *i* 典型日 *h* 时段的出力,*h*=1,2,…,24。

### b. 调峰容量约束:

$$P_{\mathrm{T}i,h}^{\mathrm{max}} - P_{\mathrm{T}i,h}^{\mathrm{min}} \leqslant N_{\mathrm{T}i,\mathrm{R}}$$
(21)

其中, P<sup>max</sup><sub>Ti,h</sub>、P<sup>max</sup><sub>Ti,h</sub>、N<sub>Ti,R</sub>分别为火电站 *i* 的典型日 24 h 的最大出力、最小出力以及火电站 *i* 的调峰容量。

火电站 i 的调峰容量计算表达式为:

$$N_{\mathrm{T}i,\mathrm{R}} = (N_{\mathrm{T}i,\mathrm{I}} - R_{\mathrm{T}i} - N_{\mathrm{T}i,\mathrm{M}})\varepsilon_{\mathrm{T}i,\mathrm{R}}$$
(22)

其中, *ε*<sub>ті, R</sub> 为火电站调峰能力, 是已知值。

c.爬坡约束:

$$\left|P_{\mathrm{T}i,h} - P_{\mathrm{T}i,h+1}\right| \leq P'_{\mathrm{T}i} \tag{23}$$

其中, P'<sub>Ti</sub> 为火电站 *i* 相邻时段的爬坡能力, 是已知值。

d. 电量约束:

$$\bar{P}_{\text{T}i} = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} P_{\text{T}i,h}$$
(24)

e. 电力约束:

#### 2.2 计算顺序

根据可用容量日利用小时法,按各个火电站可用 容量日利用小时数从小到大的顺序进行电力电量平 衡计算。

### 2.3 系统余荷的计算

火电站 j 承担的负荷为水电站群以及第 j-1 个 火电站计算之后的系统余荷,计算表达式为:

$$N'_{j,h} = N_h - \sum_{i=1}^n P_{\mathrm{H}i,h} - \sum_{i=1}^{j-1} P_{\mathrm{T}i,h}$$
(26)

其中,N'<sub>j,h</sub>、N<sub>h</sub>分别为火电站 j 所承担的电力系统 h 时段的余荷和电力系统典型日 h 时段的负荷。

# 2.4 改进的逐次切负荷法计算火电站典型日出力 本文将摒弃传统逐次切负荷法中火电站群补足

165

剩余负荷的计算方式,利用和水电站相同的逐个计算 方法。但是火电站不同于水电站全部工作容量均可 以进行调峰,由于存在调峰容量的限制,所以将电力 系统剩余负荷分为变化的负荷和不变的基荷,其中 变化的负荷包括峰荷和腰荷,利用火电站调峰容量 作为电力约束以及典型日发电量作为电量约束,在 系统变化负荷进行逐次切负荷计算;然后,将火电站 的剩余工作容量作为电力约束,调峰之后剩余的典 型日发电量作为电量约束,在余荷基荷上做逐次切 负荷计算。将两部分火电站典型日出力过程相加,即 可得到火电站在典型日 24 h 的出力过程。具体计算 步骤如下。

a. 计算系统余荷所需发电量:

$$E = \sum_{h=1}^{24} N'_h \tag{27}$$

计算系统余荷中变化负荷和不变的基荷:

$$N_{p,h} = N'_{h} - N'_{min}$$
(28)  

$$N_{r,r} = N'_{r,r}$$
(29)

其中,
$$N'_h$$
、 $N_{p,h}$ 、 $N_{h,h}$ 、 $N'_{min}$ 分别为 $h$ 时段系统余荷、 $h$ 时  
段系统余荷中变化的负荷、 $h$ 时段系统余荷中基荷以  
及系统余荷的最小负荷。

**b.** 根据式(22)计算火电站 *i* 的调峰容量。

**c.**利用文献[5]改进的逐次切负荷法,以火电站 *i*的调峰容量为电力约束、典型日平均出力为电量约 束,对系统余荷的变化负荷进行切负荷计算,得到火 电站*i*的典型日调峰出力过程以及调峰发电量:

$$E_{\text{T}i,p} = \sum_{h=1}^{24} P_{\text{T}i,p,h}$$
(30)

其中,*E*<sub>Ti,p</sub>为火电站*i*的调峰电量;*P*<sub>Ti,p,h</sub>为火电站*i* 典型日*h*时段的调峰出力。

**d.** 计算火电站 *i* 剩余所需发电量和所需工作 容量:

$$E_{\mathrm{T}i,\mathrm{b}} = \overline{P}_{\mathrm{T}i} \times 24 - E_{\mathrm{T}i,\mathrm{p}} \tag{31}$$

$$N_{\rm Ti,b} = E_{\rm Ti,b} / 24$$
 (32)

其中, E<sub>Ti,b</sub>为火电站 i 的剩余所需发电量; N<sub>Ti,b</sub>为火电站 i 的所需工作容量。

e. 如果:

$$N_{\rm Ti,b} > N_{\rm Ti,I} - R_{\rm Ti} - N_{\rm Ti,M} - N_{\rm Ti,R}$$
(33)

则说明火电站 *i* 剩余工作容量无法满足其电量要求, 需减少火电站 *i* 的调峰容量来减少调峰电量,以满足 火电站 *i* 的典型日发电量约束。利用逐次切负荷法 计算原理,对火电站 *i* 的工作容量进行调峰容量迭代 计算,迭代步长δ的计算表达式为:

$$\delta = N_{\text{T}i,\text{R}} + (N_{\text{T}i,\text{b}} - N_{\text{T}i,\text{I}} - R_{\text{T}i} - N_{\text{T}i,\text{M}})$$
(34)

$$N_{\mathrm{T}i,\mathrm{R}} = N_{\mathrm{T}i,\mathrm{R}} + \delta \tag{35}$$

返回步骤 c 重新计算,直至满足步骤 f 的判断条件。

**f.**如果:

$$P_{\mathrm{T}i,\mathrm{b},h} = N_{\mathrm{T}i,\mathrm{b}} \tag{37}$$

其中, P<sub>Ii,b,h</sub> 为火电站 *i* 典型日 *h* 时段的非调峰出力。 g. 计算火电站 *i* 的典型日 24 h 出力过程以及系 统余荷。

$$P_{\mathrm{T}i,h} = P_{\mathrm{T}i,p,h} + P_{\mathrm{T}i,b,h} \tag{38}$$

$$N_{\mathrm{p},h} = N_{\mathrm{p},h} - P_{\mathrm{T}i,h} \tag{39}$$

如果 *N*<sub>p,h</sub><0,取 *N*<sub>p,h</sub>=0。返回步骤 **a** 进行火电站 *i*+1 的计算。

如果  $N_{p,h} > 0$ , 说明此时系统仍不能达到电力平 衡, 转至步骤 **h**。

 $N_{\text{T}i,\text{V}} = N_{\text{T}i,\text{M}} - R_{\text{T}i} - N_{\text{T}i,\text{M}} - P_{\text{T}i,\text{max}}$ (40) 其中,  $N_{\text{T}i,\text{V}}$  为火电站 *i* 的空闲容量。

如果存在式(41)关系则说明系统电力不足,需 要补充装机。

$$N_{\rm p,max} > \sum_{i=1}^{m} N_{\rm Ti,V} \tag{41}$$

其中,N<sub>p,max</sub>为系统余荷最大值。

如果存在式(42)关系则说明火电站可以通过增加月平均出力增加典型日出力来满足电力平衡,返回月电量平衡重新计算调节系数进行典型日的电力 平衡。

$$N_{\rm p,max} < \sum_{i=1}^{m} N_{\rm Ti,V} \tag{42}$$

火电站电力电量平衡计算思路如图 2 所示,图 中 k<sub>T</sub> 为火电站群的月调节系数, N<sub>Ti,w</sub> 为火电站 *i* 所 剩的最大工作容量。

# 3 算例分析

# 3.1 基本信息

已知某地区区域电网的枯水年 6—10 月为汛 期,其余月份为非汛期。1—12 月最大负荷以及汛期 与非汛期典型日负荷率分别如表 1、表 2 所示。电力 系统中的 8 座水电站枯水年月平均预想出力、6 座 火电站月最小出力以及各个电站装机容量分别如表 3—5 所示。

利用本文所述方法进行年、月、典型日内的电力 电量平衡以及月调节系数计算。电力系统备用容量 为年最大负荷的 10%,火电站调峰能力 *E*<sub>T,R</sub>=25%, 水、火电站月调节系数均不超过 1.2,利用全年空闲 容量对各个电站机组进行检修。

### 3.2 电力系统电力、电量平衡结果分析

该地区区域电网的枯水年 1—12 月电力平衡 以及电量平衡如图 3、图 4 所示。



图 2 火电站电力电量平衡计算思路图

Fig.2 Schematic diagram of power and energy balance calculation for thermal power station

表1 某电力系统年最大负荷

Table 1 Maximum yearly load of a power system

月份	最大负荷/MW	月份	最大负荷/MW
1	3 1 9 0	7	4200
2	3 2 3 5	8	4375
3	3 4 5 5	9	4200
4	3 540	10	3 9 3 5
5	3 890	11	3 7 6 0
6	3 980	12	3 1 9 0

#### 表 2 某电力系统汛期和非汛期典型日负荷率

Table 2 Typical load rate of a power system in flood season and non-flood season

			î.				
时段 -	典型日	典型日负荷率		典型E	典型日负荷率		
	汛期	非汛期	时权	汛期	非汛期		
1	0.68	0.65	13	0.83	0.80		
2	0.63	0.60	14	0.80	0.86		
3	0.58	0.56	15	0.91	0.85		
4	0.57	0.55	16	0.97	0.98		
5	0.56	0.53	17	0.96	1.00		
6	0.54	0.52	18	0.93	0.97		
7	0.56	0.55	19	0.94	0.94		
8	0.61	0.60	20	1.00	0.90		
9	0.75	0.74	21	0.99	0.93		
10	0.90	0.88	22	0.94	0.99		
11	0.96	0.93	23	0.83	0.95		
12	0.96	0.95	24	0.74	0.84		

从年电力平衡图可以看出,水电站群 1—12 月 最大出力在汛期较大而枯水期较小,火电站群 1—12 月最大出力在汛期较小而枯水期较大;从年电量平

表 3 某电力系统水电站月平均出力

Table 3 Average monthly output of hydroelectric power station in a power system

	月平均出力/MW							
月份	水电	水电	水电	水电	水电	水电	水电	水电
	站 1	站 2	站 3	站 4	站 5	站 6	站 7	站 8
1	127.0	60.1	162.7	236.6	48.6	85.3	36.3	67.1
2	172.0	68.1	157.7	236.5	49.6	93.0	39.7	68.1
3	156.0	76.5	134.8	237.2	41.9	101.1	43.1	22.5
4	101.0	88.7	112.0	238.8	61.9	381.5	273.3	30.6
5	68.0	207.9	247.3	239.8	71.4	534.9	228.4	97.3
6	136.6	287.0	379.8	240.7	139.9	572.8	189.4	127.4
7	145.9	273.7	456.0	254.7	135.0	600.0	238.0	76.0
8	175.5	323.3	389.4	287.6	140.2	572.8	267.5	61.7
9	136.8	218.4	400.9	257.7	112.9	525.0	243.7	76.4
10	125.7	200.4	271.5	267.3	83.6	268.7	131.2	56.2
11	70.0	116.5	154.6	251.4	53.4	115.7	27.8	61.8
12	94.0	196.0	163.7	239.4	47.9	98.5	42.1	67.0

表 4 某电力系统火电站月最小出力

Table 4 Minimum monthly output of thermal power station in a power system

	月最小出力/MW						
月份	火电	火电	火电	火电	火电	火电	
	站 1	站 2	站 3	站 4	站 5	站 6	
1	30.0	30.0	40.0	100.0	200.0	200.0	
2	70.0	30.0	50.0	100.0	200.0	200.0	
3	40.0	30.0	60.0	100.0	200.0	200.0	
4	56.7	30.0	70.0	100.0	200.0	200.0	
5	61.7	30.0	80.0	100.0	200.0	200.0	
6	66.7	30.0	90.0	100.0	200.0	200.0	
7	71.7	30.0	100.0	100.0	200.0	200.0	
8	76.7	30.0	110.0	100.0	200.0	200.0	
9	81.7	30.0	120.0	100.0	200.0	200.0	
10	86.7	30.0	130.0	100.0	200.0	200.0	
11	91.7	30.0	140.0	100.0	200.0	200.0	
12	96.7	30.0	150.0	100.0	200.0	200.0	

表 5 某电力系统电站装机容量

Table 5 Installation capacity of power station in a power system

		I · · · · · · · · · · · ·	
电站	装机容量/MW	电站	装机容量/MW
水电站1	300	水电站 8	180
水电站 2	370	火电站1	400
水电站 3	630	火电站 2	400
水电站 4	540	火电站 3	400
水电站 5	150	火电站4	400
水电站6	600	火电站 5	800
水电站 7	300	火电站6	800

衡图可以看出,水电站群 1—12 月发电量在枯水期 较小而汛期较大,火电站群 1—12 月发电量在枯水 期较大而汛期较小。这是因为枯水期水电站发电量 较小,通过利用自身可用容量调峰来满足电力系统 的电力平衡,而火电站枯水期主要通过调整自身的 发电量来满足系统电量平衡;汛期水电站发电量较 大,某些水电站处于满发状态,通过弃水调整自身发 电量满足系统电量平衡,火电站汛期承担调峰任务 来满足电力系统的电力平衡。而 1—12 月电力系统



Fig.4 Schematic diagram of energy balance for a power system in dry season

的检修按各个电站全年的空闲容量主要安排于枯水 期,汛期则尽量避免电站检修,以免影响汛期调峰。

## 3.3 水、火电站汛、枯期调峰容量分析

该地区区域电网的枯水年1月、8月各电站调 峰容量如表6所示。

表6 某电力系统各电站1月、8 月调峰容量 Table 6 Peak shifting capacity of each power plant for a power system in January and August

由並 「「「咩谷里/MW」」 由並 「「「咩谷里/MW」	调峰容量/MW	
电虹 1月 8月 1月 8月		
水电站 1 55.56 252.30 水电站 8 89.44 145.03	3	
水电站 2 104.81 175.53 火电站 1 0 7.98	3	
水电站 3 341.08 532.88 火电站 2 0 89.19	)	
水电站 4 377.43 470.02 火电站 3 0 0		
水电站 5 83.82 24.55 火电站 4 0 0		
水电站 6 229.52 90.68 火电站 5 0 159.41	l	
水电站 7 249.53 60.53 火电站 6 0 4.39	)	

从表 6 可以看出,枯水期 1 月,火电站不参与系 统调峰,主要通过发电量调整满足电力系统的不均 匀性,满足电量平衡。汛期 8 月,火电站 1、2、5、6 不 仅通过发电量调整满足电力系统月内负荷不均匀 性,使系统达到电量平衡,而且参与系统调峰满足电 力平衡,而火电站 3、4 由于电站调峰容量限制以及 需要调整自身发电量满足电力系统电量平衡,无法 参与系统调峰。若用传统计算方法也可得到火电站 群在汛期 8 月参与系统调峰,但不能计算得到某个 火电站调峰容量的具体数值或将各火电站之间的调 峰容量模糊化、均匀化。

### 3.4 调节系数计算结果分析

该地区区域电网的枯水年1月、8月各电站月 调节系数如表7所示。

表 7 某电力系统各电站 1 月、8 月调节系数

Table 7 Adjustment coefficient of each power station for a power system in January and August

电站	调节系数		由社	调节系数	
	1月	8月	电归	1月	8月
水电站1	1.150	1.083	水电站 8	1.150	1.094
水电站 2	1.150	1.045	火电站1	1.057	1.199
水电站 3	1.150	1.076	火电站 2	1.057	1.199
水电站4	1.150	1.088	火电站 3	1.057	1.199
水电站 5	1.150	1.041	火电站4	1.057	1.199
水电站 6	1.150	1.040	火电站 5	1.057	1.199
水电站 7	1.150	1.042	火电站6	1.057	1.199

该地区区域电网 1 月、8 月的月调节系数分别 为 1.090 和 1.114。从表 7 可以看出,各电站的调节 系数均符合电力系统常规运行的基本要求。火电站 1 月和 8 月通过调整自身出力满足电力系统的月内 不均匀性的电量需求,而水电站在汛期 8 月通过弃水 改变自身的出力,同样满足电力系统的月内不均匀 性的电量需求。

# 4 结论

本文通过对电力系统月内负荷不均匀性的分 析,调整火电站月发电量和月内典型日发电量,以满 足电力系统负荷需求。针对传统电力电量平衡方法 无法计算单一火电站出力过程的问题,利用改进的 逐次切负荷法原理,通过嵌套结构,提出一种新的火 电站电力电量平衡计算方法。对单一火电站调峰容 量的确定进行类似电站切负荷的迭代计算,使其在 满足电力系统负荷需求的基础上,发挥其电量效益 和调峰容量效益,得到单一火电站的典型日出力过 程。案例实证研究表明该方法在避免传统电力电量 平衡方法模糊化处理各个火电站典型日出力过程以 及调峰能力的方面可行,并且在求解各个火电站出 力过程方面具有一定优势。

#### 参考文献:

- 孙东磊,韩学山,李文博.风储共存于配网的动态优化潮流分析
   [J].电力自动化设备,2015,35(8):110-117.
   SUN Donglei,HAN Xueshan,LI Wenbo. Analysis of dynamic optimal power flow for distribution network with wind power and energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment,2015, 35(8):110-117.
- [2] 郝丽丽,岳浩永,王昊昊.基于校准导航的广域电力系统负荷模型校准[J].电力自动化设备,2016,36(7):74-81.

HAO Lili, YUE Haoyong, WANG Haohao. Load model calibration based on calibration navigator for wide-area power system [J].

Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(7):74-81.

168

- [3] 万俊. 水资源开发利用[M]. 武汉:武汉大学出版社,2008:22-24.
- [4] 李刚. 水火电系统短期节能发电调度研究与应用[D]. 大连:大连理工大学,2007.

LI Gang. Short-term energy-saving power generation operation of hydro-thermal power system [D]. Dalian ; Dalian University of Technology, 2007.

[5] 蔡建章,蔡华祥,洪贵平.电力电量平衡算法研究与应用[J].云 南电力技术,1994(3):8-11.

CAI Jianzhang, CAI Huaxiang, HONG Guiping. The research and application on electric power and energy balance [J]. Yunnan Electric Power Technology, 1994(3):8-11.

[6] 吴东平,万永华. 日电力电量平衡的余荷逐次后移法[J]. 水力发 电学报,1994(3):31-36.

WU Dongping, WAN Yonghua. Residual load successive shift method of electric power balance [J]. Journal of Hydroelectric Power Generation, 1994(3):31-36.

- [7] 庞峰. 电力电量平衡新方法[J]. 水力发电学报,2001(4):117-123.
   PANG Feng. The new method about electric power and energy balance[J]. Journal of Hydroelectric Engineering,2001(4):117-123.
- [8] 马光文,王黎.水电站群在电力系统中工作位置的确定[J].水力 发电学报,1992(1):39-46.
   MA Guangwen,WANG Li. Study on working position of

hydropower station in electric power system[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 1992(1):39-46.

[9] 廖胜利,程春田,蔡华祥,等.改进的火电调峰方式[J].电力系统 自动化,2006,30(1):89-93.

LIAO Shengli, CHENG Chuntian, CAI Huaxiang, et al. Improved algorithm of adjusting discharge peak by thermal power plants [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1):89-93.

- [10] 王嘉阳,申建建,程春田,等. 基于负荷重构策略的火电切负荷 调峰方法[J]. 中国电机工程学报,2014,34(16):2684-2691.
  WANG Jiayang,SHEN Jianjian,CHENG Chuntian, et al. A load shedding method for thermal power plants with peak regulation based on load reconstruction strategy[J]. Proceedings of the CSEE,2014,34(16):2684-2691.
- [11] 刘长义,柳进,柳焯. 提高电网攀峰响应能力的研究[J]. 电力系 统自动化,2002,26(2):34-37.

LIU Changyi,LIU Jin,LIU Zhuo. Studies on enhancing power system response ability for climbing steep peak load[J]. Automation of Electric Power Systems,2002,26(2):34-37.

- [12] 施建华,谭素梅.节能发电调度发电计划编制算法[J].电力系统自动化,2008,32(24):48-51.
   SHI Jianhua,TAN Sumei. Algorithm of energy saving generation dispatch scheduling[J]. Automation of Electric Power Systems,
- 2008,32(24):48-51. [13] 电力工业部成都勘测设计院.水能设计[M].北京:电力工业出版社,1981:45-50,78-80.
- [14] LI L, TAN Z, WANG J, et al. Energy conservation and emission reduction policies for the electric power industry in China[J]. Energy Policy, 2011, 39(6):3669-3679.
- [15] SHAN B G,XU M J,ZHU F G,et al. China's energy demand scenario analysis in 2030[J]. Energy Procedia, 2012, 14:1292-1298.
- [16] YU X,XIONG X,WU Y,et al. Discussion on optimal model for peaking units' expansion planning and its application [J]. Electric Power, 2003, 36(1):48-51.
- [17] BILLINTON R,GE J. A comparison of four-state generating unit reliability models for peaking units[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2):763-768.
- [18] 赵云丽,吕泉,朱全胜,等.风电并网后系统旋转备用费用分摊 方法[J].电力自动化设备,2016,36(2):154-160.
  ZHAO Yunli,LÜ Quan,ZHU Quansheng, et al. Spinning reserve cost apportionment for power system with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(2):154-160.
  [10] 泰国庄 刘政 陈匡点 土规模因由并网系统容易效关键库计算
- [19] 李国庆,刘玢,陈厚合. 大规模风电并网系统容量效益裕度计算模型研究[J]. 电力自动化设备,2016,36(7):1-6.
   LI Guoqing,LIU Bin,CHEN Houhe. CBM calculation model for power system with large-scale wind power[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(7):1-6.

作者简介:



刘明浩(1991—),男,辽宁营口人,博士研 究生,研究方向为水电能系统规划管理、水资 源优化配置及应用(E-mail:minghaoliu123@ 163.com);

王丽萍(1956—),女,云南昆明人,教 授,博士研究生导师,博士,研究方向为水电 能系统规划管理、水资源优化配置及应用 (**E-mail**:lpw@ncepu.edu.cn)。

# Power and energy balance method of thermal power station based on uneven output

### LIU Minghao, WANG Liping, WANG Boquan, LI Chuangang, LIU Yi

(School of Renewable Energy, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: The calculation of power and energy balance is important to the future operation of designed power stations and the allocation of load and spare capacity of online operation power stations, and can guide the rational use of water resource and fossil energy, the reduction of resource waste and emission. According to the load variation within one year/month/day and the output of online operation power station is analyzed. The monthly adjustment coefficient is controlled in a certain range by the method of water discharging in hydro power station and output increasing in thermal power station, thus the yearly/monthly/daily power and energy balance of power system can be achieved. The calculation method of power and energy balance of thermal power station group is improved, and according to the principle of successive load shedding, the yearly/monthly/daily output process of each thermal power station can be obtained by the nested iterative calculation of working capacity and peak shifting capacity of the power station. Case results verify the correctness, feasibility and effectiveness of the proposed method.

Key words: power and energy balance; regulation coefficient; non-uniformity; thermal power station; successive load shedding