

编制直调火力发电单元月度电能交易计划的综合耗量优化法

汤伟¹, 王漪², 于继来¹, 闵德静², 罗桓桓²,

郭钰锋¹, 金钟鹤², 柳进¹, 柳焯¹

(1. 哈尔滨工业大学电气工程及自动化学院, 黑龙江省 哈尔滨市 150001;

2. 辽宁电网电力交易中心, 辽宁省 沈阳市 110006)

Synthesis Consumption Cost Optimization Method for Making Monthly Trade Schedule of Grid Dispatched Thermal Power Generation Units

TANG Wei¹, WANG Yi², YU Ji-lai¹, MIN De-jing², LUO Huan-huan²,

GUO Yu-feng¹, JIN Zhong-he², LIU Jin¹, LIU Zhuo¹

(1. School of Electric Engineering & Automation, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, Heilongjiang Province, China;

2. Electric Power Trade Center of Liaoning Power Network, Shenyang 110006, Liaoning Province, China)

ABSTRACT: Real electric power network usually uses average decomposition method to make monthly trade schedule of electricity energy. This method is simple, but it takes no entire effecting factors into appropriate account. This paper proposed a synthesis consumption cost optimization method. The method defined unit integrative cost that could consider the benefits of power plants, power grids and society. A concept of fluctuant coefficient of months' electricity energy was put forward. The method constructed an optimal model about the synthesis consumption cost of all the thermal power generation units to be planned in scheming month. The model considered factors including daily load factors, daily schemed electricity energy, unit integrative cost and fluctuant coefficient of months' electricity energy. The optimization problem was solved by the Newton method. Example shows that the method could get reasonable monthly trade schedule under restrictions of load ratio and electric energy.

KEY WORDS: electric power network; electricity energy trade schedule; synthesis consumed cost; thermal power generation unit; optimization; energy saving; pollutant decreasing

摘要: 实际电网通常采用平均分解的方式编制月度电能交易

计划, 该方式简便, 但考虑因素不够全面。为此提出一种综合耗量优化方法。该方法定义单位综合成本, 考虑发电企业、电网公司和社会三方利益; 提出月度电量波动系数的概念; 在利用日相对可用容量负载系数、日计划电量、单位综合成本和月度电量波动系数的基础上, 构建所有待编制计划火力发电单元计划月份的总综合耗量目标及其优化模型; 采用牛顿法求解优化问题。算例表明, 该方法在允许的负荷率偏差和电量约束范围内, 可以求得合理的月度电能交易计划值。

关键词: 电力网络; 电能交易计划; 综合耗量; 火力发电单元; 优化; 节能; 减排

0 引言

月度电能交易计划编制工作是近年来成立的各项电力交易中心的主要工作之一。该工作完成质量的高低, 将对后续电力调度中心的日调度产生直接影响。

目前, 国内外对于短期日发电计划的研究成果比较成熟^[1-10], 长期年电能计划的研究也比较丰富^[11-15], 而对于中期月度电能交易计划的研究相对比较匮乏^[16-17], 各种研究与实践也还没有形成一个比较统一的模型, 特别是同时考虑节能减排等多种因素的月度电能计划, 研究才刚刚起步; 同时, 随着人类可持续发展战略的不断推进, 工业生产的节能、环保问题越来越得到重视, 电力生产消耗的大量一次能源以及火力发电机组生产时产生的大量

基金项目: 国家自然科学基金项目(50877014, 50477008)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (50877014, 50477008).

污染物质,促使电力行业越来越重视能源与环保问题^[5,18-22],而当前有关月度电能交易计划研究方面的文献还很少涉及到这些因素。目前,就省一级的电力交易中心而言,月度电能交易计划普遍采用平均分解的方式编制,该方式虽然简便易行,但编制过程考虑的因素不够全面或过于粗略,其结果往往容易增加后续日调度过程节能减排调度的难度。因此,如何在综合考虑各方因素影响条件下制订月度电能交易计划,在实现节能减排目标同时将经济效益最大化,具有重要的研究意义。

鉴于上述现状,本文提出了一种综合耗量优化方法,综合考虑了发电企业、电网公司和社会环境三方利益,用于解决省级电网直调火力发电单元月度电能交易计划编制问题。方法基于单位综合成本指标、利用提出的月度电量波动系数的概念、考虑日相对可用容量负载系数等,建立了所有待编制计划火力发电单元计划月份的总综合耗量目标函数。在满足系列等式和不等式约束条件下,采用拉格朗日函数结合牛顿迭代法对目标进行优化。使总综合耗量达到最小化的计划值有助于从技术层面推动节能减排工作。

考虑到许多省级电网中的水电、风电、冬季供热机组的月度电能计划主要根据水、风、热等情况另行制定,故本文月度电能交易计划编制问题只针对直调火力发电单元进行。

1 综合耗量的定义及问题数学建模

设计划月份由待编制计划的直调火力发电单元承担的月度负荷电量部分为 W_{load} (已扣除水电、风电、冬季供热机组计划电量后剩余的负荷空间),第 j 个(共计 N_G 个)待编制计划的火力发电单元该月度的合同电量为 W_j , W_j 由年合同电量的月分解值加该月度竞价合同电量(如果开启月度竞价市场的话)所得。

所有待编制计划的火力发电单元计划月份的平均负荷率为

$$\rho = W_{\text{load}} / \sum_{j=1}^{N_G} W_j = W_{\text{load}} / W \quad (1)$$

在实际电力系统中,不同待编制计划的火力发电单元自身及其对电网公司和社会环境成本的综合影响是有差异的。如果按平均负荷率安排月度电能交易计划,则容易忽略该差异。按常理,总是希望单位综合成本低的发电单元适当多发,单位综合

成本高的发电单元适当少发,从而起到降低系统综合成本的目的。

为了计及不同待编制计划火力发电单元引起系统单位综合成本的差异,本文定义如下形式的发电单元单位综合成本指标 b_j ,元/($10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$):

$$b_j = \omega_1(0.01c_{\text{fuel}}\alpha_{j1}) + \omega_2(10\,000\alpha_{j2}) + \omega_3(10\,000c_{\text{elect}}\alpha_{j3}) + \omega_4(10\,000\alpha_{j4}) \quad (2)$$

式中: α_{j1} 为发电单元单位煤耗率, g/($\text{kW}\cdot\text{h}$); c_{fuel} 为燃料市场平均价格,元/t; α_{j2} 为上网电价,元/($\text{kW}\cdot\text{h}$); α_{j3} 为单位发电量时的网损电量平均微增率; c_{elect} 为电网公司平均购电价格,元/($\text{kW}\cdot\text{h}$); α_{j4} 为环境综合指标,它反映单位发电量时的污染物排放治理的综合社会成本,元/($\text{kW}\cdot\text{h}$); $\omega_k(k=1\sim 4)$ 为各分指标的权系数,满足如下关系

$$\begin{cases} 0 \leq \omega_k \leq 1 \\ \sum_{k=1}^4 \omega_k = 1 \end{cases} \quad (3)$$

由式(2)可知: b_j 的第1项反映发电单元的单位成本特性,第2、3项反映电网公司的单位成本特性,第4项反映社会(环境)的单位成本特性,它综合考虑了发电煤耗率、上网电价、网损微增率、环保指标等因素。

关于式(2)各分项之间的权系数,从实际应用角度考虑,一般可按2种方式进行选择:1)参照实际评估或统计得出的单位平均成本的相对比重进行选择,例如,若设系统单位煤耗成本为0.15元/($\text{kW}\cdot\text{h}$),污染物排放治理单位成本为0.07元/($\text{kW}\cdot\text{h}$),则两者的相对比重系数可视为15:7;类似地,若系统网损率为8%,则网损电量平均单位成本与购电费用平均单位成本的相对比重系数可视为8:100,考虑到不同成分间的相对比重系数,就可为公式(2)给出比较合理的权系数;2)在方式1)的基础上,根据某种实际需要,有侧重地加强或减弱某一成分的权重系数,例如,在主要侧重发电侧节能调度时期,可将 ω_1 适当调大些;在需要加大减排力度时,可将 ω_4 适当调大些;在电网损耗率偏大时,为促进电网降损,可适当提高 ω_2 ,如此等等。

式(2)定义的指标反映了火力发电单元、电网公司和社会的单位综合成本,其关于一定时间周期电量积分后的值,可反映该过程相关经济体取得正效益之前必要的投入、付出和消耗,可以视为是一种综合耗量。

综合耗量可以基于平均电量水平或满容量发

电时的单位综合成本计算而得,然而,实际系统由于负荷和待编制计划火力发电单元的发电量均存在一定程度的偏离平均电量水平或不可能总是按满容量发电的波动特性,此种波动会造成综合耗量呈现一定程度的非线性变化规律,并导致综合耗量相对于非波动时有所上升。为了计及波动对综合耗量的非线性影响,本文在优化模型建立过程中,借助电量波动系数对综合耗量进行修正。

电量波动系数定义如下:

$$K_j = D \cdot \sum_{d=1}^D (W_{\text{genj}}^{(d)})^2 / (\sum_{d=1}^D W_{\text{genj}}^{(d)})^2 \quad (4)$$

式中: D 为计划月份的总天数; $W_{\text{genj}}^{(d)}$ 为第 j 火力发电单元第 d 天的计划发电量(待求量)。

电量波动系数 K_j 反映电量波动程度,是月度电量计划分布的平方均值相对于均值平方的比值。

计划月份各天负荷之间存在着差异、不同火力发电单元每日实际可用容量·小时数也存在着差异,当考虑到这些差异后,将某一待编制计划的火力发电单元全月合同电量分解到每天的电量之间同样存在不同程度的波动,从而使得月度电量波动系数 K_j 大于 1。例如,设某月(共 30 日)某机组日发电量中有 15 天为 $500 \times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 、6 天为 $485 \times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$ 、9 天为 $415 \times 10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$,则该机组该月电量波动系数为 1.0063。

在某一待编制计划火力发电单元全月每日实际可用容量·小时数均相等的假想理想条件下,若全月每日的计划电量由不考虑电量波动的平均方式求得(对应 $K_j=1$),则会使该单元基于 b_j 指标评估得到的综合耗量达到最低;若全月每日的计划电量由考虑电量波动的非平均的方式求得(对应 $K_j>1$),则综合耗量将随电量波动的非线性特性偏离理想的最低值,即 K_j 越大,综合耗量将越易增大。

对容量相等、计划月份承担的总合同电量也相同但单位综合成本指标 b_j 不同的 2 个计划火力发电单元,当其计划电量的波动系数也相同时, b_j 低的发电单元的综合耗量应比 b_j 高的发电单元的综合耗量更低些,即 b_j 越高,综合耗量将越易偏高。

对容量相等、月度电量波动系数相同且单位综合成本指标 b_j 也相同的 2 个计划火力发电单元,如果第 1 个单元的月度总合同电量大于第 2 个单元的月度总合同电量(使得第 1 个单元的每日平均分解电量值也大于第 2 个单元的每日平均分解电量值),则第 1 个单元的月度总综合耗量必然大于第 2 个单

元的月度总综合耗量,即电量越大,综合耗量将越易偏高。据报道,煤耗、网损、污染物排放等指标会随着电量近似呈 2 次方的关系单调增长^[21]。

综合考虑上述引起综合耗量变化的因素,可以构造如下形式的计划月份综合耗量目标函数:

$$L = \min \sum_{j=1}^{N_G} \{ K_j \sum_{d=1}^D [(\frac{W_{\text{genj}}^{(d)}}{C_j^{(d)} T_j^{(d)}})^2 b_j W_{\text{genj}}^{(d)}] \} \quad (5)$$

约束条件为

$$\sum_{j=1}^{N_G} (\sum_{d=1}^D W_{\text{genj}}^{(d)}) - W_{\text{load}} = 0 \quad (6)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} W_{\text{genj}}^{(d)} - k_{\text{load}}^{(d)} W_{\text{load}} = 0, \quad d=1 \sim D \quad (7)$$

$$(1-\eta)\rho \leq \frac{1}{W_j} \sum_{d=1}^D W_{\text{genj}}^{(d)} \leq (1+\eta)\rho, \quad j=1 \sim N_G \quad (8)$$

$$W_{\text{genj min}}^{(d)} \leq W_{\text{genj}}^{(d)} \leq W_{\text{genj max}}^{(d)}, \quad j=1 \sim N_G, \quad d=1 \sim D \quad (9)$$

式中 $W_{\text{genj min}}^{(d)}$ 和 $W_{\text{genj max}}^{(d)}$ 分别为第 d 天第 j 发电单元电量计划的下限与上限值,且 $W_{\text{genj max}}^{(d)}$ 由式(10)计算:

$$W_{\text{genj max}}^{(d)} = C_j^{(d)} T_j^{(d)} \quad (10)$$

式中: $k_{\text{load}}^{(d)}$ 为第 d 天负荷相对于当月总负荷的比例系数; η 为负荷率偏差阈值,可根据系统具体情况设定; $C_j^{(d)}$ 为第 d 天第 j 发电单元的运行机组容量(扣除受阻容量); $T_j^{(d)}$ 为其可用运行小时数(扣除计划检修时间)。

式(6)为所有计划火力发电单元全月总发电量满足月负荷电量约束;式(7)为所有计划火力发电单元某日的总发电量满足该日负荷电量约束;式(8)为某计划发电单元的负荷率范围约束;式(9)为第 j 发电单元第 d 天的发电量上下限约束。

记 $\gamma_j = \frac{W_{\text{genj}}^{(d)}}{C_j^{(d)} T_j^{(d)}}$, 其含义为相对可用容量负载

系数。对上述优化模型,当式(5)中的 b_j 采用满容量发电时($\gamma_j=1$)的单位综合成本时, $\gamma_j^2 b_j$ (记为 b_j')就等于 b_j ; 当 $W_{\text{genj}}^{(d)}$ 偏离满容量发电量时($\gamma_j<1$),经 γ_j 二次非线性折算后的 b_j' 变成比 b_j 低的另一值,这符合综合耗量关于发电量(以 γ_j 表征)呈二次单调变化的规律。考虑到 b_j' 的单位仍然是元/($10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$),属于单位发电量对应的成本,若要计算发电量为 $W_{\text{genj}}^{(d)}$ 时的综合耗量,必须将 b_j' 再乘以 $W_{\text{genj}}^{(d)}$,从而得到式(5)方括号中的形式,它是每日综合耗量值,将修正后的每日综合耗量值进行全月累加,然后经月度

电量波动系数修正求和即得所有计划单元全月的综合耗量值。优化的目的就是使其取得最小化。

2 问题求解

1 节建立的优化模型是如下形式的混合等式和不等式约束的条件极值问题：

目标函数为

$$F = \min L(\mathbf{X}) \quad (11)$$

约束条件为

$$\mathbf{f}_1(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \quad (12)$$

$$\mathbf{f}_2(\mathbf{X}) \leq \mathbf{b} \quad (13)$$

式中：目标函数 F 为式(5)定义的综合耗量，其中的 $\mathbf{X}$ 为由各计划发电单元、计划月份各天待求发电量 $W_{\text{genj}}^{(d)}$ 组成的 DN_G 维向量； $\mathbf{f}_1(\mathbf{X})$ 为由式(6)和(7)左端项构成的函数向量， $D+1$ 维； $\mathbf{f}_2(\mathbf{X})$ 为将式(8)和(9)均转化为某一关于待求变量的函数表达式小于等于某一常数形式后的所有左端项构成的向量，而所有右端项构成的向量则为 $\mathbf{b}$ ，两者维数为 $2(D+1)N_G$ 。

上述问题取得条件极小值的必要条件库恩-塔克(Kuhn-Tucker)条件为

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} + \mathbf{J}_{1X}^T \boldsymbol{\lambda}_1 + \mathbf{J}_{2X}^T \boldsymbol{\lambda}_2 = \mathbf{0} \\ \mathbf{f}_1(\mathbf{X}) = \mathbf{0} \\ (\text{diag} \boldsymbol{\lambda}_2)[\mathbf{b} - \mathbf{f}_2(\mathbf{X})] = \mathbf{0} \\ \mathbf{f}_2(\mathbf{X}) \leq \mathbf{b} \\ \boldsymbol{\lambda}_2 \geq \mathbf{0} \end{cases} \quad (14)$$

式中： $\mathbf{J}_{1X}$ 和 $\mathbf{J}_{2X}$ 分别为 $\mathbf{f}_1(\mathbf{X})$ 和 $\mathbf{f}_2(\mathbf{X})$ 关于 $\mathbf{X}$ 的雅可比矩阵； $\boldsymbol{\lambda}_1$ 为与等式约束式(12)对应的拉格朗日乘子向量； $\boldsymbol{\lambda}_2$ 为与不等式约束式(13)对应的拉格朗日乘子向量； $\text{diag} \boldsymbol{\lambda}_2$ 是以 $\boldsymbol{\lambda}_2$ 分量为对角元的对角矩阵。

式(14)的前 3 个子式为等式方程组，可以由此求得原文题的候选解，然后通过式(14)的后 2 个不等式方程组对候选解进行检验，并最终得原问题的可行解。

设式(14)待求变量记为

$$\mathbf{Y} = [\mathbf{X} \quad \boldsymbol{\lambda}_1 \quad \boldsymbol{\lambda}_2]^T \quad (15)$$

由式(14)前 3 个等式关系构成的方程组记为

$$\mathbf{H}(\mathbf{Y}) = \begin{bmatrix} \mathbf{H}_1(\mathbf{Y}) \\ \mathbf{H}_2(\mathbf{Y}) \\ \mathbf{H}_3(\mathbf{Y}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial \mathbf{X}} + \mathbf{J}_{1X}^T \boldsymbol{\lambda}_1 + \mathbf{J}_{2X}^T \boldsymbol{\lambda}_2 \\ \mathbf{f}_1(\mathbf{X}) \\ (\text{diag} \boldsymbol{\lambda}_2)[\mathbf{b} - \mathbf{f}_2(\mathbf{X})] \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (16)$$

利用牛顿法解方程组(16)有如下迭代公式

$$\frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Y}^{(m)}} \Delta \mathbf{Y}^{(m)} = \mathbf{J} \Delta \mathbf{Y}^{(m)} = -\mathbf{H}(\mathbf{Y}^{(m)}) \quad (17)$$

$$\mathbf{Y}^{(m+1)} = \mathbf{Y}^{(m)} + \Delta \mathbf{Y}^{(m)} \quad (18)$$

于是，可得如下计算步骤：

1) 设定收敛阈值 ε 和最大迭代次数 $m_{\max}$ ，赋待求变量初值。

2) 求方程组(17)右端向量 $-\mathbf{H}(\mathbf{Y}^{(m)})$ 。

3) 判断右端向量最大分量绝对值是否小于 ε ，若是，则转 9)；否则，继续。

4) 求方程组(17)左端雅可比矩阵 $\mathbf{J} = \frac{\partial \mathbf{H}}{\partial \mathbf{Y}^{(m)}}$ 。

5) 利用高斯消去法解方程组(17)，得变量修正值 $\Delta \mathbf{Y}^{(m)}$ 。

6) 由式(18)得变量新值。

7) 迭代次数加 1。

8) 若迭代次数为 $m_{\max}$ ，则转 9)；否则，返回 2)。

9) 结果计算与输出，然后结束。

3 算例分析

3.1 计算条件

设某系统有 10 个直调火力发电单元参与月度电能交易计划制定，计划月份为 4 月。表 1 给出了各单元容量、4 月份合同电量和检修数据等。为计算综合指标 b_j ，表 2 还给出了满容量发电时的特性参数，并在具体计算时，取燃料市场平均价格为

表 1 单元数据

Tab. 1 Data of units

单元	容量/ 10^4 kW	月合同电量/ $10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$	日检修容量· 小时数/ $10^4 \text{ kW}\cdot\text{h}$	检修日
1	100	52 495.987	0	—
2	80	38 427.431	0	—
3	80	37 103.629	0	—
4	60	27 698.808	0	—
5	50	19 699.928	1 200	3~7
6	30	13 114.794	0	—
7	20	9 056.793	0	—
8	10	4 422.736	0	—
9	35	13 533.507	840	10~13
10	60	27 615.657	0	—
合计	525	243 169.270	—	—

表 2 单元特性参数

Tab. 2 Characteristics parameters of units

单元	$\alpha_{j1}/(\text{g}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	$\alpha_{j2}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$	α_{j3}	$\alpha_{j4}/(\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{h}))$
1	270	0.300	0.004 0	0.059 1
2	330	0.302	0.004 2	0.059 5
3	330	0.305	0.004 3	0.059 5
4	335	0.310	0.003 5	0.061 0
5	340	0.298	0.003 6	0.082 0
6	345	0.295	0.002 5	0.092 0
7	390	0.288	0.002 6	0.100 0
8	410	0.300	0.002 2	0.105 0
9	342	0.305	0.001 0	0.089 0
10	340	0.312	0.001 6	0.061 0

350 元/t, 电网公司平均购电价格为 0.305 元/(kW·h), 各项分指标权系数分别为 0.2、0.6、0.1、0.1。另外, 各发电单元日计划发电量下限值均设为 0 kW·h。

又设 4 月份需要由 10 个直调火力发电单元完成的负荷电量为 $265\,000\times 10^4\text{ kW}\cdot\text{h}$, 4 月份的负荷系数分布情况如表 3 所示。

表 3 4 月份负荷系数
Tab. 3 Load coefficients of April

日	1	2	3	4	5	6	7	8
负荷系数	0.035	0.035	0.035	0.033	0.029	0.029	0.031	0.036
日	9	10	11	12	13	14	15	16
负荷系数	0.036	0.036	0.033	0.029	0.029	0.031	0.036	0.036
日	17	18	19	20	21	22	23	24
负荷系数	0.036	0.033	0.029	0.029	0.031	0.037	0.038	0.038
日	25	26	27	28	29	30	合计	
负荷系数	0.033	0.029	0.029	0.031	0.039	0.039	1.000	

3.2 计算结果

3.2.1 综合指标计算值

所有待计划火力发电单元的综合指标计算结果列于表 4。

表 4 综合指标
Tab. 4 Integrative index

单元	$b_i/(\text{元}/(10^4\text{ kW}\cdot\text{h}))$	单元	$b_i/(\text{元}/(10^4\text{ kW}\cdot\text{h}))$
1	2 049.320	6	2 104.262
2	2 103.781	7	2 101.793
3	2 121.812	8	2 192.671
4	2 156.568	9	2 158.705
5	2 109.098	10	2 171.488

3.2.2 月度电能计划值

设定第 2 节算法收敛阈值 $\varepsilon=1.0\times 10^{-6}\times 10^4\text{ kW}\cdot\text{h}$, 选择一个初始可行解(取当月非检修日的平均值), 程序经 8 次迭代收敛, 运行时间为 6.2 s (RAM256 M、主频赛扬 2.0 GHz 的 PC 机), 计算出各发电单元的月度电能计划, 如表 5 所示。表 5 结果是在设定各计划单元负荷率允许偏差 η 为 $\pm 3\%$ 的条件求得的。

由表 5 各发电单元的月度电量分解结果, 计算出相应的综合耗量目标函数值 $L=307\,777\,570$ 元; 为对照, 当采用平均分解方式, 即各单元负荷率均等于平均负荷率 1.089 78(由式(1)计算所得)时, 相

表 5 各单元 4 月份电能交易计划
Tab. 5 Trade schedule of units for April

日期	单元 1	单元 2	单元 3	单元 4	单元 5	单元 6	单元 7	单元 8	单元 9	单元 10
1	1 892.094	1 420.182	1 414.135	1 052.020	853.926	504.983	348.007	169.968	571.285	1 048.400
2	1 892.094	1 420.182	1 414.135	1 052.020	853.926	504.983	348.007	169.968	571.285	1 048.400
3	2 068.492	1 565.920	1 559.252	1 159.977	0.0	562.236	385.125	188.175	629.837	1 155.985
4	1 958.885	1 475.478	1 469.195	1 092.981	0.0	526.756	362.103	176.883	593.500	1 089.220
5	1 740.960	1 294.473	1 288.962	958.900	0.0	455.212	315.897	154.211	520.785	955.600
6	1 740.960	1 294.473	1 288.962	958.900	0.0	455.212	315.897	154.211	520.785	955.600
7	1 849.688	1 384.997	1 379.100	1 025.956	0.0	491.092	339.029	165.563	557.150	1 022.425
8	1 942.096	1 461.592	1 455.369	1 082.695	876.352	521.295	358.565	175.147	587.921	1 078.969
9	1 942.096	1 461.592	1 455.369	1 082.695	876.352	521.295	358.565	175.147	587.921	1 078.969
10	2 060.765	1 559.555	1 552.915	1 155.263	929.584	559.745	383.506	187.381	0.0	1 151.287
11	1 900.400	1 427.067	1 420.991	1 057.120	857.651	507.697	349.763	170.829	0.0	1 053.482
12	1 687.935	1 250.149	1 244.826	926.066	762.392	437.560	304.550	148.643	0.0	922.879
13	1 687.935	1 250.149	1 244.826	926.066	762.392	437.560	304.550	148.643	0.0	922.879
14	1 692.988	1 254.379	1 249.038	929.199	764.657	439.247	305.634	149.174	504.680	926.001
15	1 942.096	1 461.592	1 455.369	1 082.695	876.352	521.295	358.565	175.147	587.921	1 078.969
16	1 942.096	1 461.592	1 455.369	1 082.695	876.352	521.295	358.565	175.147	587.921	1 078.969
17	1 942.096	1 461.592	1 455.369	1 082.695	876.352	521.295	358.565	175.147	587.921	1 078.969
18	1 792.349	1 337.316	1 331.621	990.635	809.200	472.220	326.851	159.587	537.995	987.226
19	1 594.068	1 171.366	1 166.378	867.706	720.326	406.031	284.346	138.724	471.338	864.719
20	1 594.068	1 171.366	1 166.378	867.706	720.326	406.031	284.346	138.724	471.338	864.719
21	1 692.988	1 254.379	1 249.038	929.199	764.657	439.247	305.634	149.174	504.680	926.001
22	1 992.178	1 502.987	1 496.587	1 113.359	898.816	537.565	369.110	180.320	604.552	1 109.527
23	2 042.335	1 544.368	1 537.792	1 144.012	921.316	553.796	379.643	185.486	621.178	1 140.075
24	2 042.335	1 544.368	1 537.792	1 144.012	921.316	553.796	379.643	185.486	621.178	1 140.075
25	1 792.349	1 337.316	1 331.621	990.635	809.200	472.220	326.851	159.587	537.995	987.226
26	1 594.068	1 171.366	1 166.378	867.706	720.326	406.031	284.346	138.724	471.338	864.719
27	1 594.068	1 171.366	1 166.378	867.706	720.326	406.031	284.346	138.724	471.338	864.719
28	1 692.988	1 254.379	1 249.038	929.199	764.657	439.247	305.634	149.174	504.680	926.001
29	2 092.562	1 585.735	1 578.984	1 174.656	943.850	569.990	390.165	190.646	637.799	1 170.614
30	2 092.562	1 585.735	1 578.984	1 174.656	943.850	569.990	390.165	190.646	637.799	1 170.614
合计	55 492.594	41 537.011	41 360.151	30 769.130	20 824.454	14 720.953	10 165.973	4 964.386	14 502.120	30 663.238

应的综合耗量目标函数值 $L=309\,491\,566$ 元。算例显示采用综合耗量目标优化的方法相对于平均分解方式可节约目标成本 $\Delta L=1\,713\,996$ 元。

为进一步考察本文方法相对于平均分解方式节约的综合成本 ΔL 随 η 变化的规律,表 6 给出了 η 取其它值时 ΔL 的大小。由表可见, η 越大, ΔL 越大,这说明,只要适度放宽负荷率允许偏差范围,节约的综合成本就会增加。原因在于随着负荷率允许偏差范围的放宽,综合耗量低的单元获得了更多的发电机会,而综合耗量高的单元,其发电受到更多的制约。这符合节能减排发电调度发展要求。

表 6 不同负荷率允许偏差下的综合成本节约值
Tab. 6 Synthesis cost savings on different allowable warp of load ratio

$\eta/\%$	$\Delta L/\text{元}$	$\eta/\%$	$\Delta L/\text{元}$
1	792 734	8	2 514 948
2	1 306 125	10	2 535 947
5	2 272 183	—	—

4 结论

1) 综合耗量优化法,能够综合考虑发电单元、电网公司和社会环境三方利益,在满足日相对可用容量负载系数、日计划发电量约束等条件下,可求得目标函数最小时的月度电能交易计划值。

2) 方法既考虑了降低系统综合成本的目标需求,又考虑了电力市场初期各发电公司负荷率偏差不宜过大,以免激发各市场成员之间的相互矛盾,同时兼顾了日计划发电量波动系数的影响,使方法更为合理有效。

3) 算例表明,单位综合成本低的机组有一定优势,这种交易计划策略可在兼顾能源、环境情况下将经济效益最大化。

参考文献

[1] Wang S J, Shahidehpour S M, Kirschen D S, et al. Short-term generation scheduling with transmission and environmental constraints using an augmented lagrangian relaxation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(3): 1294-1301.

[2] Huse E S, Wangenstein I, Faanes H H. Thermal power generation scheduling by simulated competition[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1999, 14(2): 472-477.

[3] 王雁凌, 张粒子, 鲍海, 等. 用优化排序法进行日发电计划的计算[J]. 电力系统及其自动化学报, 2000, 12(5): 32-36.

Wang Yanling, Zhang Lizi, Bao Hai, et al. With the optimized sorting arithmetic for calculating the daily generation scheduling[J]. Proceedings of the EPSA, 2000, 12(5): 32-36(in Chinese).

[4] 王雁凌, 丁鹏, 刘霞, 等. 合同交易量和竞价交易量在日计划中的经济分配[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(9): 45-48.

Wang Yanling, Ding Peng, Liu Xia, et al. Coordination of the

dispatching relationship between the contract volume and competitive bidding volume in daily generation scheduling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(9): 45-48(in Chinese).

[5] 马瑞. 电力市场中兼顾环境保护和经济效益的双目标模糊优化短期交易计划新模型[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(4): 104-108.

Ma Rui. A novel bi-objective fuzzy optimal model of short-term trade planning considering environmental protection and economic profit in deregulated power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(4): 104-108(in Chinese).

[6] Abido M A. Environmental/economic power dispatch using multi-objective evolutionary algorithms[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(4): 1529-1537.

[7] 蒋东荣, 刘学军, 李群湛. 电力市场环境下载网日发电计划的电量经济分配策略[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(7): 90-94.

Jiang Dongrong, Liu Xuejun, Li Qunzhan. Economically distributing strategies for daily generation scheduling in a power system under power market enviroment[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(7): 90-94(in Chinese).

[8] 张国立, 李庚银, 谢宏, 等. 日前和实时市场统一电能交易模型[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(21): 50-56.

Zhang Guoli, Li Gengyin, Xie Hong, et al. Unification energy trade model for day-ahead and real-time markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(21): 50-56(in Chinese).

[9] 初壮, 于继来. 初期电力市场确定电网日发电计划的模型与方法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(22): 43-47.

Chu Zhuang, Yu Jilai. Model and method for daily dispatch scheduling in primary power markets[J]. Automation of Electric Power System, 2006, 30(22): 43-47(in Chinese).

[10] 温步瀛. 电力市场条件下发电计划偏差的优化校正研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(13): 111-116.

Wen Buying. Research on optimal regulation for generation plan deviation under power market[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(13): 111-116(in Chinese).

[11] Yu Z, Sparrow F T, Nderitu D. Long-term hydrothermal scheduling using composite thermal and composite hydro representations[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1998, 145(2): 210-216.

[12] Ferrero R W, Rivera J F, Shahidehpour S M. A dynamic programming two-stage algorithm for long-term hydrothermal scheduling of multireservoir systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(4): 1534-1540.

[13] Ikuo K, Hiroshi A, Kenji O, et al. Long-term power trade model in electricity market based on game theory[C]. IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, Yokahama, Japan, 2002.

[14] Fu Y, Shahidehpour M, Li Z. Long-term security-constrained unit commitment hybrid Dantzig-Wolfe decomposition and subgradient approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(4): 2093-2106.

[15] 王漪, 于继来, 柳焯. 基于月度竞价空间滚动均衡化的年中标电量分解[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(17): 24-27.

Wang Yi, Yu Jilai, Liu Zhuo. Decomposition of yearly bided volume based on roll-uniformization of monthly competitive bided spaces[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(17): 24-27(in Chinese).

[16] Christoforidis M, Aganagic M, Awobamise B, et al. Long-term/mid

- term resource optimization of a hydro-dominant power system using interior point method[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(1): 287-294.
- [17] 杨秀媛, 张南, 王海宁, 等. 用于中期电力市场的启发式机组组合算法[J]. 电网技术, 2004, 28(24): 21-24.
Yang Xiuyuan, Zhang Nan, Wang Haining, et al. A heuristic unit commitment algorithm for medium-term electricity market[J]. Power System Technology, 2004, 28(24): 21-24(in Chinese).
- [18] Zhao Bo, Guo Chuangxin, Cao Yijia. Dynamic economic dispatch in electricity market using particle swarm optimization algorithm[C]. The World Congress on Intelligent Control and Automation, Hangzhou, China, 2004.
- [19] Fan Jiyan, Zhang Lan. Real-time economic dispatch with line flow and emission constraints using quadratic programming[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 320-325.
- [20] Wong K P, Yuryevich J. Evolutionary-programming-based algorithm for environmentally-constrained economic dispatch[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(2): 301-306.
- [21] 刘盛松, 邵能灵, 侯志俭, 等. 基于最优潮流与模糊贴近度的电力系统环境保护研究[J]. 中国电机工程学报. 2003, 23(4): 21-26.
Liu Shengsong, Tai Nengling, Hou Zhijian, et al. Study on environmental protection of power systems based on optimal power flow and fuzzy nearness[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(4): 21-26(in Chinese).
- [22] 彭春华. 综合环境保护及竞价风险的发电侧经济运行[J]. 中国电机工程学报. 2008, 28(28): 97-102.
Peng Chunhua. Economic operation problem of generating side considering environmental protection and bidding risk [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(28): 97-102(in Chinese).



汤伟

收稿日期: 2009-02-18。

作者简介:

汤伟(1983—), 男, 硕士研究生, 主要从事电力系统节能发电计划方面的研究, tangwei304@126.com;

王漪(1962—), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力市场;

于继来(1965—), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统运行与运营、电力系统稳定性与数值仿真、电力网络理论与应用等。

(责任编辑 刘浩芳)