

节能发电调度模式下火力发电单元的月度电能计划编制方法

张慧琦¹, 常永吉², 唐大勇¹, 王松岩², 陈 骞¹, 李志刚¹, 王玉奇¹, 于继来²

(1. 黑龙江省电力有限公司, 黑龙江 哈尔滨 150090; 2. 哈尔滨工业大学, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要: 编制月度电能计划的传统方法主要基于平均分配发电量及利用小时数的方式, 相对简单和粗略, 与新形势下实施节能减排发电调度不相适应。提出了一种节能发电调度模式下制定火力发电单元月度电能计划的方法。该方法在给出节能发电调度序位表和组合优先级方案的同时, 即可直接获得发电单元月度电能子空间。计划制定过程除考虑机组装机容量、检修、负荷系数等基本信息外, 还侧重计及了火电机组的能耗、排放指标信息。算例表明, 由新方法制定的月度电能计划, 具有节约燃煤、减少污染物和 CO₂ 排放的效益, 但也可能会引起电网公司购电成本的上升。

关键词: 电力网络; 火力发电单元; 节能; 减排; 月度电能计划; 发电调度模式

A monthly electric energy plan making method of thermal power generation unit in energy-saving generation dispatching mode

ZHANG Hui-qi¹, CHANG Yong-ji², TANG Da-yong¹, WANG Song-yan², CHEN Qian¹, LI Zhi-gang¹, WANG Yu-qi¹, YU Ji-lai²

(1. Heilongjiang Electric Power Company Limited, Harbin 150090, China;

2. Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: The traditional method of making monthly electric energy plan is mainly based on the average distribution of generating capacity and using hours, which is relatively simple and crude, and is incompatible with the energy saving and emission reduction dispatching mode of generation units. A method for energy-saving generation dispatching mode is proposed for making monthly electric energy plan of thermal power generation unit. The method gives generation dispatching sequence table and programs about combination priority, and at the same time can obtain the monthly electric energy subspace of each generating unit. The planning process considers the unit capacity, maintenance plan, load factor and other basic information, and also focuses on considering the thermal power unit energy consumption and emission index information. Example shows that the monthly electric energy plan made by the new method has the benefits of saving coal and reducing emissions of pollutants and CO₂, but may also cause rise of purchasing electricity costs of grid company.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China(No. 50877014).

Key words: electric power network; thermal power generation unit; energy saving; emission reduction; monthly electric energy plan; generation dispatching mode

中图分类号: TM73 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2011)04-0084-06

0 引言

建设“资源节约型、环境友好型”^[1]社会的总体战略, 迫切要求对现行发电调度方式进行改革。为此, 国务院颁布了《节能发电调度办法(试行)》^[2], 要求降低能源消耗, 减少污染物排放。

目前, 作为电能计划重要组成部分的月度电能计划, 传统方法基本上采取平均分配发电量及利用

小时数的模式^[3-4], 相对简单和粗略, 与节能减排发电调度不相适应。因此, 应合理改进发电调度模式, 积极促进节能、环保、经济调度的实施^[5]。

根据《节能发电调度办法(试行)》规定: “同类型火力发电机组按照能耗水平由低到高排序, 节能优先; 能耗水平相同时, 按照污染物排放水平由低到高排序”。根据此办法, 省级电网的主要机组发电序位大致为: (I) 风电单元; (II) 水电单元; (III) 按“以热定电”方式运行的燃煤热电联产机组; (IV) 非供热火电机组。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(50877014)

结合我国目前许多省份的实际电源结构分布情况, 对月度电能计划制定问题, 可依据上述发电序位, 首先将第 (I)、(II)、(III) 类发电单元列入组合方案, 而第 (IV) 类非供热火力发电单元具体组合方案则需要结合机组能耗和污染物排放水平以及该类单元计划电能总空间等信息确定。由此可见, 第 (IV) 类非供热火电机组实际上充当了边际类机组集合的角色, 它们成为制定月度电能计划的主要对象^[6-9]。其中, 文献[7-9]的三种方法能够适应不同应用侧重的需求: 综合耗量优化法^[7]可考虑月度电量波动特性及其对综合耗量非线性的影响; 综合成本加权法^[8]可在负荷率偏差调整约束范围内、根据多指标综合加权的结果对相关发电单元/机组的月度电能交易计划进行适当调整; 负荷率偏差法^[9]可在负荷率偏差调整约束范围内、根据多指标综合排序结果对部分发电单元/机组的月度电能交易计划进行适当调整。文献[7-9]的方法是介于传统方法与节能调度方法之间的一种折中和过渡, 凡是未关停的直调机组均能获得相当比重的电能计划指标, 其执行节能减排调度的力度不够彻底, 有待改进。

基于上述分析, 本文研究了节能发电调度模式下如何模拟制定非供热火力发电单元月度电能计划的方法, 在综合考虑煤耗和污染物排放水平的条件下, 给出了非供热火电单元月度电能计划组合方案和具体形成月度电能计划的计算方法, 并将该方法计算结果与传统方法计算结果进行了对比分析, 以侧重考察对系统相关因素的影响。

1 非供热火电单元组合方案与月度电能总空间分解方法

1.1 有关电能空间之间的相互关系

设非供热火电单元集合待制定计划月份的发电口径电能总空间为 W , 它需要依据机组能耗和污染物排放水平等信息, 分解到各个非供热火电单元。其中, 哪些非供热火力发电单元参与 W 的分解决定了最终的组合与计划方案。组合方案与计划值可以在一个过程中同时完成。

设可能参与 W 分解的非供热火力发电单元总数为 N , 第 i 单元最终分解的电能子空间为 W_i , 它们满足如式 (1) 关系:

$$\sum_{i=1}^N W_i = W \quad (1)$$

对 W_i 等于 0 的单元, 表示其未能进入月度电能计划组合方案。

当求得 W_i 后, 随后的工作就是将其分解到计划月份的某一天中。设分解到第 d 天 (设计划月份共

有 D 天) 的电能值为 $W_i^{(d)}$, 则其满足关系:

$$\sum_{d=1}^D W_i^{(d)} = W_i \quad (i=1 \sim N) \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N W_i^{(d)} = W^{(d)} \quad (d=1 \sim D) \quad (3)$$

式 (3) 表示所有非供热火电单元某日的电能分解值之和应等于该日的此类发电单元集合的总发电空间 $W^{(d)}$, 它由该日的负荷系数乘以 W 得到。

上面阐述了非供热火电单元集合发电口径月度电能总空间、各单元电能子空间及其每日的分解值之间的关系。接下来重点分析如何进行分解以及如何确定组合方案的问题。

1.2 组合方案与月度电能总空间的分解

将月度电能总空间 W 分解到各单元的具体步骤如下:

a) 非供热火电单元能耗与排放指标的分档与单元组合优先级的确定

设第 i 个单元单位电能煤耗平均水平为 α_{i1} , g/kWh, 单位电能污染物排放综合治理成本为 α_{i2} , 元/kWh, 单位电能上网电价为 P_{ri} , 元/kWh。

依据《节能发电调度办法(试行)》: “同类型火力发电机组按照能耗水平由低到高排序, 节能优先; 能耗水平相同时, 按照污染物排放水平由低到高排序”。对月度电能计划, 可以参照上述精神执行。

对所有非供热火电单元, 依据 α_{i1} 的最大和最小值, 进行单位电能煤耗平均水平分档处理; 类似地, 依据 α_{i2} 的最大和最小值, 进行单位电能污染物排放综合治理成本分档处理。具体分档数量如下:

$$M_{\alpha_1} = \text{int} \left[\frac{\alpha_{1\max} - \alpha_{1\min}}{\alpha_{1\text{step}}} \right] + 1 \quad (4)$$

$$M_{\alpha_2} = \text{int} \left[\frac{\alpha_{2\max} - \alpha_{2\min}}{\alpha_{2\text{step}}} \right] + 1 \quad (5)$$

式中: $\alpha_{1\text{step}}$ 为单位电能煤耗平均水平分档间距, g/kWh; $\alpha_{2\text{step}}$ 为单位电能污染物排放综合治理成本分档间距, 元/kWh; $\alpha_{1\max}$ 、 $\alpha_{1\min}$ 分别为单位电能煤耗平均水平的最大和最小值, g/kWh; $\alpha_{2\max}$ 、 $\alpha_{2\min}$ 分别为单位电能污染物排放综合治理成本的最大和最小值, 元/kWh。

由式 (4) 和式 (5) 可知, 当

$$\alpha_{1\min} + (k_1 - 1) \alpha_{1\text{step}} \leq \alpha_{i1} < \alpha_{1\min} + k_1 \alpha_{1\text{step}} \quad (6)$$

时 ($k_1 = 1 \sim M_{\alpha_1}$), 该单元单位电能煤耗平均水平被归到第 k_1 档; 当

$$\alpha_{2\min} + (k_2 - 1) \alpha_{2\text{step}} \leq \alpha_{i2} < \alpha_{2\min} + k_2 \alpha_{2\text{step}} \quad (7)$$

时 ($k_2 = 1 \sim M_{\alpha_2}$), 该单元单位电能污染物排放综合治理成本被归到第 k_2 档。

于是, 非供热火电单元被组合的优先级次序按如下方式确定:

按照单位电能煤耗平均水平档次数值由小到大排序, 小者优先; 单位电能煤耗平均水平档次相同时, 按照单位电能污染物排放综合治理成本档次数值由小到大排序, 也是小者优先。于是 N 个非供热火电单元就被赋予了不同的组合优先等级, 记为 $K_{pri} \in [1, M]$ 。

b) 组合优先级高的单元 (K_{pri} 数值低者) 的月度电能子空间的确定

设优先级处于第 $1 \sim K_{pr}$ 的单元已经正式进入组合方案, 且其月度电能子空间也已经求得, 接下来就要决定优先级等于 $K_{pr}+1$ 的单元是否进入组合方案? 如果正式进入组合方案, 其月度电能子空间又应该是多少?

设优先级等于 $K_{pr}+1$ 的单元原先的单元序号为 i , 则其是否被组合以及月度电能子空间结果由下述关系确定:

$$W_i = \begin{cases} W_{Ci} & \text{if } \Delta W > 0 \text{ and } \Delta W \geq W_{Ci} \\ \Delta W & \text{if } \Delta W > 0 \text{ and } \Delta W < W_{Ci} \\ 0 & \text{if } \Delta W = 0 \end{cases} \quad (8)$$

其中,

$$\Delta W = W - \sum_{K_{prj}=1 \sim K_{pr}} W_j \quad (9)$$

$$W_{Ci} = \rho_i [24DC_i - \sum_{d=1}^D (C_{mi}^{(d)} t_{mi}^{(d)})] \quad (10)$$

式中: ΔW 为优先级处于第 $1 \sim K_{pr}$ 单元承担电能计划后剩余的发电空间, 万 kWh; C_i 为第 i 个非供热火电单元装机容量, 万 kW; $C_{mi}^{(d)}$ 为第 i 个非供热火电单元计划月份第 d 天的检修容量, 万 kW; $t_{mi}^{(d)}$ 为第 i 个非供热火电单元计划月份第 d 天检修容量对应的检修小时数, h; ρ_i 为第 i 个非供热火电单元相对于额定容量的负载率。

可以通过整定不同的 ρ_i , 对节能减排发电调度的力度进行动态调整。在过渡期, 为防止高性能机组占有了过多的电能计划空间、导致给其他相对低性能机组所剩余的电能计划空间较小的问题, 可以根据具体情况将 ρ_i 整定得略低些; 经过一段时间后, ρ_i 可以随着节能减排发电调度力度的不断提高而逐步增加, 例如 600 MW 大机组的 ρ_i 最终可以提高到 0.9 或 0.95 左右, 以便充分发挥高性能大机组的节能减排优势。

至此, 就求得了依照《节能发电调度办法(试行)》而获得的各非供热火电单元月度电能子空间(等于 0 值为没能进入组合方案)。因此, 上述过程

同时完成了组合方案和月度电能子空间形成两件事情。

2 非供热火电单元月度电能计划编制方法

在第 1 节求得各单元月度电能子空间 W_i 后, 接下来就要具体计算计划月份各单元的月度电能计划值。

设最终纳入月度电能计划组合方案的非供热火力发电单元集合为 Ω , 它包含的单元数 $\leq N$ 。

各单元月度电能计划值的计算过程如下:

首先根据各单元某日实际可用满容量发电量占 Ω 集合中总的可用满容量发电量的比重折算出第 i 个单元第 d 天的计划初值:

$$\hat{W}_i^{(d)} = \frac{\rho_i (24C_i - C_{mi}^{(d)} t_{mi}^{(d)})}{\sum_{j \in \Omega} \rho_j [24C_j - C_{mj}^{(d)} t_{mj}^{(d)}]} W^{(d)} \quad (i \in \Omega) \quad (11)$$

该式结果满足第 d 天 Ω 集合中所有单元计划值之和等于 $W^{(d)}$ 约束。

然后利用上述结果及 W_i 约束再按如下方式修正计划值:

$$\tilde{W}_i^{(d)} = \frac{\hat{W}_i^{(d)}}{\sum_{dd=1}^D \hat{W}_i^{(dd)}} W_i \quad (d=1 \sim D) \quad (12)$$

只要各单元满足 W_i 约束, Ω 集合自然就满足 W 约束。

由于由式 (12) 计算的结果, 可能又不满足 $W^{(d)}$ 约束, 故需要再次修正:

$$\hat{W}_i^{(d)} = \frac{\tilde{W}_i^{(d)}}{\sum_{j \in \Omega} \tilde{W}_j^{(d)}} W^{(d)} \quad (i \in \Omega) \quad (13)$$

因此, 利用式 (12) 和式 (13) 交替迭代若干次, 就可以得到同时满足 $W^{(d)}$ 和 W 约束的解。

需注意, 在上述交替迭代求解过程中, $\hat{W}_i^{(d)}$ 或 $\tilde{W}_i^{(d)}$ 还需满足最大可发电量约束, 即其值必须满足如式 (14) 关系:

$$\hat{W}_i^{(d)} \text{ 或 } \tilde{W}_i^{(d)} \leq \rho_i [24C_i - C_{mi}^{(d)} t_{mi}^{(d)}] \quad (14)$$

至此, 就求得了 Ω 集合中所有单元计划月份的具体计划值(分解到所在月份的每一天)。

3 算例

3.1 计算条件

设某系统内参与月度电能计划制定的直调非供热火力发电机组及其基础数据列于表 1, 其中, 最后一列为由 1.2 节方法形成的机组组合优先等级(由于

实际系统中暂缺乏具体排放数据,故表1优先等级主要依据能耗指标形成,当能耗指标相同时,具有脱硫装置的机组优先等级靠前);非供热火电机组集合某计划月份(以4月为例)的电能总空间为362 629万kWh。4月份的负荷系数如表2所列。在计算过程中取发电企业平均购煤价格为480元/t,电网公司平均购电价格为0.60元/kWh,另外,考虑到厂用、旋转备用率等因素,在计划模拟计算过程中,式(10)中的 ρ_i 取0.88。

表1 机组基础数据

Tab.1 Base data of generating units

电厂	机组	装机/ 万 kW	计划月份等 效检修电能 /kWh	上网电价 /(元/ kWh)	单位电能煤 耗平均水平/ (g/kWh)	是否 脱硫	优先 等级
1	3	10		0.38	384		8
	5	20		0.38	353		7
	6	33		0.365	313		2
2	1	30		0.380	328		3
	2	30		0.380	328		3
3	3	60	15 840	0.365	310		1
4	1	20		0.307	353	是	6
	2	20		0.307	353	是	6
	3	21		0.307	352	是	4
	4	21	6 048	0.307	352	是	4
5	5	60		0.365	310		1
	6	60	15 840	0.365	310		1
6	1	20		0.367	353		7
	2	20		0.367	353		7
	3	60		0.367	310		1
	4	60		0.367	310		1
7	1	20		0.311	353		7
	2	20		0.311	353		7
	3	20	6 720	0.311	353		7
	4	20	6 720	0.311	353		7
	5	20		0.311	353		7
	6	20		0.311	353		7
8	1	10	6 960	0.348	384		8
	2	10		0.348	384		8
	3	10		0.348	384		8
	4	10		0.348	384		8
	5	21		0.348	352		5
	6	21		0.348	352		5
	7	20		0.348	353		7

表2 4月份负荷系数

Tab.2 Load coefficients of April

日	1	2	3	4	5	6	7	8
负荷系数	0.035 2	0.035 2	0.035 2	0.028 2	0.028 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2
日	9	10	11	12	13	14	15	16
负荷系数	0.035 2	0.035 2	0.028 2	0.028 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2
日	17	18	19	20	21	22	23	24
负荷系数	0.035 2	0.028 2	0.028 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2
日	25	26	27	28	29	30		合计
负荷系数	0.028 2	0.028 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2	0.035 2		1

3.2 发电计划及对电网相关因素的影响

为对照,表3给出了4月份按照节能发电调度模式和传统方式(有效单位容量等利用小时数)所获得的电能计划值。限于篇幅,表3只列出了各单元月度电能子空间计算结果。

表3 各单元月度电能计划子空间

Tab.3 Monthly electric energy plan subspace of units

电厂	机组	传统方式/万 kWh	节能发电调度模式/万 kWh
1	3	5 284.08	—
	5	10 568.17	7 528.50
	6	17 437.47	20 908.80
2	1	15 852.25	19 008.00
	2	15 852.25	19 008.00
3	3	20 079.52	24 076.80
4	1	10 568.17	12 672.00
	2	10 568.17	12 672.00
	3	11 096.57	13 305.60
	4	6 657.94	7 983.36
5	5	31 704.50	38 016.00
	6	20 079.52	24 076.80
6	1	10 568.17	7 528.50
	2	10 568.17	7 528.50
	3	31 704.50	38 016.00
	4	31 704.50	38 016.00
7	1	10 568.17	7 528.50
	2	10 568.17	7 528.50
	3	5 636.36	4 015.20
	4	5 636.36	4 015.20
	5	10 568.17	7 528.50
	6	10 568.17	7 528.50
8	1	176.14	—
	2	5 284.08	—
	3	5 284.08	—
	4	5 284.08	—
	5	11 096.57	13 305.60
	6	11 096.57	13 305.60
	7	10 568.17	7 528.50

由表 3 可见, 对节能发电调度模式, 部分性能低劣的机组, 无法进入月度电能计划组合方案, 处于无计划电能可分的境地。

与表 3 结果对应的电网公司购电成本、发电机组煤耗列于表 4。

表 4 不同模式时的月度电能计划对有关影响的因素对比

Tab.4 Comparisons of correlative influencing factor for monthly electric energy plan in different modes

电厂	机组	传统方式		节能发电调度模式	
		购电成本/万元	煤耗/万 t	购电成本/万元	煤耗/万 t
1	3	2 007.95	2.03	0.00	0.00
	5	4 015.90	3.73	2 860.83	2.66
	6	6 364.68	5.46	7 631.71	6.54
2	1	6 023.86	5.20	7 223.04	6.23
	2	6 023.86	5.20	7 223.04	6.23
3	3	7 329.02	6.22	8 788.03	7.46
4	1	3 244.43	3.73	3 890.30	4.47
	2	3 244.43	3.73	3 890.30	4.47
	3	3 406.65	3.91	4 084.82	4.68
	4	2 043.99	2.34	2 450.89	2.81
5	5	11 572.14	9.83	13 875.84	11.78
	6	7 329.02	6.22	8 788.03	7.46
6	1	3 878.52	3.73	2 762.96	2.66
	2	3 878.52	3.73	2 762.96	2.66
	3	11 635.55	9.83	13 951.87	11.78
	4	11 635.55	9.83	13 951.87	11.78
7	1	3 286.70	3.73	2 341.36	2.66
	2	3 286.70	3.73	2 341.36	2.66
	3	1 752.91	1.99	1 248.73	1.42
	4	1 752.91	1.99	1 248.73	1.42
	5	3 286.70	3.73	2 341.36	2.66
	6	3 286.70	3.73	2 341.36	2.66
8	1	61.30	0.07	0.00	0.00
	2	1 838.86	2.03	0.00	0.00
	3	1 838.86	2.03	0.00	0.00
	4	1 838.86	2.03	0.00	0.00
	5	3 861.61	3.91	4 630.35	4.68
	6	3 861.61	3.91	4 630.35	4.68
	7	3 677.72	3.73	2 619.92	2.66
合计		127 265.51	121.33	127 880.01	119.17

由表 4 可知:

(1) 对传统方式, 电网公司从非供热火电单元购电的总费用为 127 265.51 万元, 而对节能发电调

度模式, 电网公司购电总费用增加到 127 880.01 万元, 增量为 614.5 万元, 增加率为 0.4%。

(2) 对传统方式, 非供热火电单元的总煤耗为 121.33 万 t, 而对节能发电调度模式, 煤耗降到 119.17 万 t, 降低量为 2.16 万 t, 降低率为 1.7%。

(3) 若以电网发电用煤平均价格 480 元/t 估算, 因节约 2.16 万 t 煤而折合节约的购煤成本为 1 036.8 万元。

(4) 因节约 2.16 万 t 煤而减排的 CO₂ 量为: 2.16 万 t × 2 620 kg/t = 0.565 92 亿 kg。若按火力发电厂 CO₂ 治理成本 0.03 元/kg (较低碳税率) 估算, 则可节约 CO₂ 治理成本 169.776 万元。随着碳税率的逐步上调, 如增加到 0.3 元/kg 比较正常的价位, 则可节约 CO₂ 治理成本 1 697.76 万元。

此处只分析了在 CO₂ 减排方面的效益, 如果再包括硫化物、氮化物、灰渣、废水等排放治理成本的节约效应, 则效益会更加显著。

(5) 由上述结果可得, 节能发电调度模式相对于传统方式, 正效益之和 = 燃煤成本节约量 + CO₂ 治理成本节约量 (暂不计其他污染物治理成本节约效益) = 1 036.8 + 1 697.76 = 2 734.56 万元。该值减去电网公司购电成本上升量 614.5 万元, 可得全系统 (包括发电企业、电网企业、环境与社会) 的净效益 = 2 734.56 - 614.5 = 2 120.06 万元。可观的净效益为今后从市场机制角度设计能够使有关各方共赢的节能发电调度利益分配机制奠定了经济基础。

4 结论

本文方法基于节能发电调度序位表和组合方案, 除考虑机组装机、检修、负荷系数等基本信息外, 还侧重计及了火电机组的能耗、排放指标信息, 有效地在月度电能计划制定过程中贯彻了节能发电调度精神。

计算结果说明, 节能减排发电调度, 在取得明显的节能减排效果的同时, 电网公司的购电成本可能会随之上升。但全系统净效益可观的事实也为今后从市场机制角度设计能够使有关各方共赢的节能发电调度利益分配机制奠定了经济基础。

参考文献

[1] 李鹏, 张勇军, 谭伟聪, 等. 长安配网节能降耗潜力评估研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(14): 97-100, 104.

LI Peng, ZHANG Yong-jun, TAN Wei-cong, et al. Study on energy saving potential assessment for Changan distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(14): 97-100, 104.

- [2] 国务院办公厅. 国务院办公厅关于转发发展改革委等部门节能发电调度办法(试行)的通知(国办发[2007](53号))[S]. 北京: 国务院, 2007.
- [3] 毛毅, 车文妍. 兼顾节能与经济效益的月度发电计划模型[J]. 现代电力, 2008, 25(5): 73-78.
MAO Yi, CHE Wen-yan. Monthly generation scheduling considering energy-saving and economic benefit[J]. Modern Electric Power, 2008, 25(5): 73-78.
- [4] 范玉宏, 张维, 韩文长, 等. 区域电网节能发电调度模式研究[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(16): 107-111.
FAN Yu-hong, ZHANG Wei, HAN Wen-chang, et al. Research on energy-saving generation dispatching model in regional grid[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(16): 107-111.
- [5] 严宇, 马珂, 于钊, 等. 改进发电调度方式实施节能、环保、经济调度的探讨[J]. 中国电力, 2007, 40(6): 6-9.
YAN Yu, MA Ke, YU Zhao, et al. Primary research on improvement in generation dispatching mode to implement energy conservation and environmental protection and economic dispatching[J]. Electric Power, 2007, 40(6): 6-9.
- [6] 张森林. 节能发电调度配套上网电价定价机制研究[J]. 电网技术, 2009, 33(18): 105-110.
ZHANG Sen-lin. Research on pricing mechanism of bidding price in set with energy conservation power generation dispatch[J]. Power System Technology, 2009, 33(18): 105-110.
- [7] 汤伟, 王漪, 于继来, 等. 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[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(25): 64-70.
TANG Wei, WANG Yi, YU Ji-lai, et al. Synthesis consumption cost optimization method for making monthly trade schedule of grid dispatched thermal power generation units[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 64-70.
- [8] 汤伟, 王漪, 于峰, 等. 编制直调火力发电单元月度电能交易计划的综合成本加权法[J]. 电网技术, 2009, 33(17): 167-173.
TANG Wei, WANG Yi, YU Feng, et al. An integrative cost weighted method for drawing up electric energy monthly transaction schedule of directly dispatched thermal power generation units[J]. Power System Technology, 2009, 33(17): 167-173.
- [9] 王漪, 汤伟, 罗桓桓, 等. 编制直调火力发电单元月度电能交易计划的负荷率偏差法[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(22): 134-140.
WANG Yi, TANG Wei, LUO Huan-huan, et al. Load ratio deflection method for making monthly trade schedule of directly dispatched thermal power generation units[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(22): 134-140.

收稿日期: 2010-03-03; 修回日期: 2010-04-15

作者简介:

张慧琦(1978-), 女, 工程师, 主要从事电力市场方面的研究与应用工作;

常永吉(1972-), 男, 博士, 助理研究员, 研究方向为电力系统动态仿真. E-mail: cyj@hagongda.com

(上接第 83 页 continued from page 83)

- DONG Guo-zhen, HE Jing-han. Causal analysis and countermeasure on harmonic resonance in local circuit of electric power systems[J]. Relay, 2007, 35(1): 77-84.
- [4] 田友元. 电力系统并联电容器运行的谐波问题[J]. 电力电容器, 1999(2): 1-7.
- [5] 赵登福, 刘昱, 夏道止. 考虑开关动作次数约束的配电网无功电压控制方法的研究[J]. 西安交通大学学报, 2003, 37(8): 783-786.
ZHAO Deng-fu, LIU Yu, XIA Dao-zhi. Reactive power/voltage control of distribution system considering the constraint of the maximum allowable number of switching operations[J]. Journal of Xi'an Jiaotong University, 2003, 37(8): 783-786.
- [6] 张伏生, 李燕累, 汪鸿. 基于Tabu 搜索算法的配电网电容器优化配置[J]. 电网技术, 2003, 27(4): 72-75.
ZHANG Fu-sheng, LI Yan-lei, WANG Hong. Optimal configuration of capacitors in distribution network based on Tabu search algorithm[J]. Power System Technology, 2003, 27(4): 72-75.
- [7] 赵勇, 韩春立, 李建华, 等. 兼顾降低网损和抑制谐波要求的配电网优化运行[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(1): 7-10.
ZHAO Yong, HAN Chun-li, LI Jian-hua, et al. Distribution network optimal operation for loss reduction and harmonic mitigation[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(1): 7-10.
- [8] 李珊君, 滕福生. 有谐电网无功优化的灵敏度分析法[J]. 四川大学学报: 工程科学版, 2000, 32(2): 81-84.
LI Shan-jun, TENG Fu-sheng. The security method for reactive power optimization in power system with multi-harmonic sources[J]. Journal of Sichuan University: Engineering Science Edition, 2000, 32(2): 81-84.

收稿日期: 2010-02-15; 修回日期: 2010-04-06

作者简介:

郝福忠(1971-), 男, 高级工程师, 硕士, 长期从事电气工程研究;

赵锋(1975-), 男, 经济师, 本科, 主要从事无功电压和电能质量管理工作; E-mail: mootao@163.com

李晋城(1968-), 男, 高级工程师, 本科, 主要从事继电保护研究。