

# 计及需求响应电量约束的日前调度策略

陈培培, 包宇庆, 陈刚, 张金龙, 王琦, 唐小波, 李天然

(南京师范大学南瑞电气与自动化学院, 江苏南京 210042)

**摘要:** 由于风电出力的不确定性对电网的安全稳定具有重要影响, 在电力系统调度中考虑需求响应, 可以提高系统对风电的消纳能力, 保证系统运行稳定性。本文将需求侧资源融入到优化调度模型中, 以经济性最优为目标, 在发电总成本函数中加入调用负荷成本, 在此基础上增加考虑需求侧可控负荷的电量约束条件以提高调度运行的可靠性。采用混合整数线性规划方法, 建立计及需求响应电量约束的日前调度模型, 并在6节点系统算例中仿真验证了该方法的有效性。

**关键词:** 需求响应; 电量约束; 日前调度

**中图分类号:** TM732

**文献标志码:** A

**文章编号:** 2096-3203(2018)04-0009-05

## 0 引言

随着社会经济的迅速发展, 资源、气候问题日益突出, 增加可再生能源的利用已成为各国实现可持续发展的重要技术措施<sup>[1]</sup>。风能作为一种可再生能源, 具有可以大规模开发利用的优势, 将成为替代化石能源的重要能源之一。按照我国“可再生能源中长期发展规划”要求, 到2020年可再生能源的将占能量消耗总量的15%, 全国风电总装机容量将达到 $3 \times 10^7$  kW<sup>[2]</sup>。然而由于风电日内波动幅度很大, 反调峰特性明显<sup>[3]</sup>, 大规模风电接入使得电网面临着严峻的新挑战<sup>[4-5]</sup>。

需求响应(demand response, DR)通过技术和经济手段相结合, 合理调用需求侧资源来响应电力系统运行状态, 提高电力系统稳定性。将DR纳入电力系统调度计划考虑范畴, 具有削峰填谷<sup>[6]</sup>、满足稳定性要求<sup>[7]</sup>、抑制新能源波动<sup>[8]</sup>等优点, 具有重要意义。

目前, 已有不少相关文献研究风电并网调度模型。文献[9—10]针对风电并网引起的不确定性因素, 考虑正负旋转备用, 以经济性最优为目标建立含风电场的调度模型; 文献[11]提出一种考虑风电预测误差带的调度优化模型; 文献[12]提出了在长时间尺度内解决风能在电力系统中经济调度问题的随机规划框架。上述文献对节约火电资源, 提高风能的利用率具有一定积极意义, 但都是从发电侧角度考虑电网调度优化问题。文献[8, 13]结合需求侧资源, 针对发电成本最低问题, 考虑分时电价

和可中断负荷模型, 有效提高系统经济性与风能利用率; 文献[14]进一步以弃风电量期望最小为优化目标, 建立兼顾发电成本与风电接纳水平的日前调度模型; 文献[7]在保证系统可靠性与经济性的前提下, 提出一种考虑短期随机安全约束的机组组合日前调度模型; 文献[15]将备用容量作为机会约束条件, 建立了融入DR并计及风险机会约束的日前调度模型。

将需求侧资源作为发电调度的补充, 对电力系统的稳定运行具有重要意义<sup>[16]</sup>, 目前少有文献研究考虑需求侧可控负荷电量约束的调度模型。可控负荷主要有温控负荷、电动汽车等, 此类负荷有共同的特点, 即具备一定的储热(冷)或者储存电量的能力。这类电器设备类似于储能设备, 当电源突然切断时, 设备内部的热(冷)量或者电量能够维持一段时间且基本不会对用户造成影响<sup>[18]</sup>。但由于其储能量不可能无限增加或减少, 为了保证电力系统稳定运行, 在调度模型中有必要增加可控负荷电量约束条件。因此本文综合考虑发电侧与需求侧资源, 在传统调度模型中加入DR电量约束条件, 建立日前调度模型。

## 1 数学模型

### 1.1 目标函数

在负荷和风电预测数据的基础上建立日前调度模型, 以经济性最优为目标, 通过合理安排火电机组的出力, 使发电总成本最低, 其目标函数如下:

$$\min F = \sum_{t \in N_t} \sum_{i \in N_p} [F(P_{i,t}) + U_{i,t} + D_{i,t}] + \sum_{t \in N_t} p_z Z_t + \sum_{i \in N_t} p_q Q_t \quad (1)$$

$$F(P_{i,t}) = p_f(a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2) \quad (2)$$

收稿日期: 2018-03-23; 修回日期: 2018-04-18

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51707099); 中国博士后科学基金资助项目(2017M611859)

$$U_{i,t} = p_t c_s x_{i,t} \quad (3)$$

$$D_{i,t} = p_t c_d y_{i,t} \quad (4)$$

式中:  $t$  为时段号;  $i$  为机组号;  $N_t$  为调度周期时段数;  $N_p$  为机组数;  $P_{i,t}$  为第  $i$  台火电机组在  $t$  时刻的输出功率;  $F(P_{i,t})$  为火电机组发电成本;  $p_t$  为燃料价格;  $a, b, c$  为发电机组的能耗特性系数;  $U_{i,t}$  与  $D_{i,t}$  分别为火电机组启停成本;  $c_s$  与  $c_d$  分别为火电机组启停价格;  $x_{i,t}$  与  $y_{i,t}$  分别为第  $i$  台机组在  $t$  时刻的开启与关闭动作;  $p_z Z_t$  为转移负荷的成本,  $p_z$  为用户增加或减少用电的激励价格;  $Z_t$  为需求响应在  $t$  时刻转移的负荷,  $Z_t$  为正表示  $t$  时刻的负荷转移到其它时刻,  $Z_t$  为负表示其他时刻的负荷转移到  $t$  时刻;  $Q_t$  为风电场的切风量,  $p_q Q_t$  为风电场的切风成本。

## 1.2 约束条件

(1) 功率平衡条件:

$$\sum_{i \in N_p} P_{i,t} + W_t - Q_t = \tau_t - Z_t \quad (5)$$

式中:  $W_t$  为风电场在  $t$  时段的风电预测功率,  $\tau_t$  为  $t$  时段系统总负荷。

(2) 机组启停变量的约束:

$$u_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{机组运行} \\ 0 & \text{机组停机} \end{cases} \quad (6)$$

式中:  $u_{i,t}$  为第  $i$  台机组在  $t$  时刻的状态。

(3) 火电机组开关约束:

$$\begin{cases} x_{i,t} - y_{i,t} = u_{i,t} - u_{i,t-1} \\ x_{i,t} + y_{i,t} \leq 1 \end{cases} \quad (7)$$

式中:  $x_{i,t}$  为第  $i$  台机组在  $t$  时刻的开启动作;  $y_{i,t}$  为第  $i$  台机组在  $t$  时刻的关闭动作。

(4) 火电机组输出功率上/下限约束:

$$u_{i,t} P_i^{\min} \leq P_{i,t} \leq u_{i,t} P_i^{\max} \quad (8)$$

式中:  $P_i^{\max}$  为第  $i$  台机组出力下界;  $P_i^{\min}$  为第  $i$  台机组出力上界。

(5) 火电机组爬坡速率约束:

$$-\beta_i \leq P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq \alpha_i \quad (9)$$

式中:  $\alpha_i$  为第  $i$  台机组相邻时段功率变化量上界,  $-\beta_i$  为第  $i$  台机组相邻时段功率变化量下界。

(6) 潮流约束:

假设参考节点电压相角  $\theta_{\text{ref}}$  为 0:

$$\theta_{\text{ref}} = 0 \quad (10)$$

节点功率平衡方程:

$$P_m + Q_m - M_m = I_m \quad (11)$$

式中:  $P_m$  是火电机组在节点  $m$  上的注入功率;  $Q_m$  是风电场在节点  $m$  上的出力;  $M_m$  是节点  $m$  上的负荷;  $I_m$  是节点  $m$  上的流入功率。

(7) 支路潮流约束:

$$L_l^{\min} \leq L_l \leq L_l^{\max} \quad (12)$$

式中:  $L_l^{\max}$  与  $L_l^{\min}$  分别是支路  $l$  的潮流上下限;  $L_l$  是从节点  $m$  到节点  $n$  的传输功率, 其计算公式如下:

$$L_l = \frac{\theta_m - \theta_n}{x_l} \quad (13)$$

式中:  $\theta_m$  与  $\theta_n$  为节点  $m$  与节点  $n$  的电压相角;  $x_l$  是节点  $m$  与节点  $n$  之间的支路  $l$  的电抗值。

(8) 可控负荷约束:

$$0 \leq \sum_{i \in N_t} Z_i \leq S_{\max} \quad (14)$$

式中:  $S_{\max}$  为调度周期内负荷的转移引起的电量变化,  $S_{\max} = 0$  表示所削减的负荷全部转移到其他时段, 调度周期内用电量不发生变化。

(9) DR 电量约束:

可控负荷可等效为储能设备。对于电动汽车, 其能量可以等效为电量; 而对于温控负荷, 其能量则可以等效为储存的热(冷)量, 但是不论哪种, 其具有的能量都不可能无限增加或减少。

换言之, 可控负荷可转移电量是有限制的, 为避免影响电力系统安全运行, 需要增加需求响应的电量约束条件。

$$E = - \int_0^t Z_{\Delta t} d\Delta t + E_0 =$$

$$- \sum_0^t Z_{\Delta t} + E_0 \quad t \in [1, 24] \quad (15)$$

$$0 \leq E \leq E_{\max} \quad (16)$$

式中:  $E$  为可控负荷的电量;  $E_0$  为调度周期起始时刻可控负荷的电量;  $E_{\max}$  为可控负荷所能够转移的最大电量。

## 2 仿真算例

算例选取 6 节点系统, 如图 1 所示, 该系统含有 3 台火电机组以及 1 台风电机组。表 1 为火电机组相关数据<sup>[19]</sup>, 表 2 为 6 节点系统预测负荷<sup>[7]</sup>以及风电的预测数据, 采用适用于混合整数线性规划的软件 YALMIP 与 ILOG CPLEX 12.5 进行优化计算。

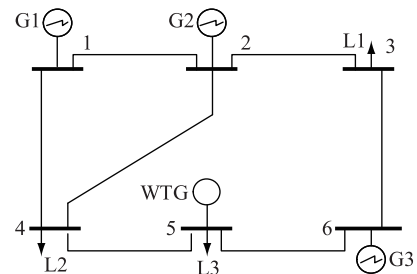


图 1 6 节点系统单线图

Fig.1 One line diagram of 6-bus system

表 1 火电机组数据

Tab.1 Generator's data

| 机组 | 最大出力/MW | 最小出力/MW | 爬坡速率/(MW·h <sup>-1</sup> ) | 能耗特性系数 |       |       |
|----|---------|---------|----------------------------|--------|-------|-------|
|    |         |         |                            | a      | b     | c     |
| G1 | 220     | 100     | 55                         | 100    | 10.00 | 0.050 |
| G2 | 100     | 10      | 50                         | 162    | 40.66 | 0.001 |
| G3 | 20      | 10      | 20                         | 171    | 22.06 | 0.006 |

表 2 6 节点系统预测负荷与风电预测数据

Tab.2 Forecasted load and wind power for 6-bus system

| 时段 | 预测负荷数据/MW | 风电预测数据/MW | 时段 | 预测负荷数据/MW | 风电预测数据/MW |
|----|-----------|-----------|----|-----------|-----------|
| 1  | 262.79    | 265.85    | 13 | 263.27    | 229.09    |
| 2  | 247.73    | 280.09    | 14 | 365.40    | 215.19    |
| 3  | 238.01    | 302.93    | 15 | 373.29    | 185.95    |
| 4  | 232.10    | 318.50    | 16 | 383.69    | 172.28    |
| 5  | 232.59    | 323.76    | 17 | 384.00    | 161.29    |
| 6  | 240.72    | 314.29    | 18 | 370.11    | 148.65    |
| 7  | 260.09    | 302.15    | 19 | 368.96    | 145.62    |
| 8  | 266.40    | 301.30    | 20 | 356.03    | 146.62    |
| 9  | 280.22    | 297.90    | 21 | 355.97    | 160.49    |
| 10 | 310.44    | 291.79    | 22 | 349.01    | 176.31    |
| 11 | 342.92    | 269.67    | 23 | 293.90    | 191.76    |
| 12 | 354.15    | 251.43    | 24 | 393.40    | 216.86    |

为验证本文提出方法的有效性,采用以下 3 种模型进行对比分析:

模型 I :不考虑 DR;

模型 II :考虑 DR,不考虑 DR 的电量约束;

模型 III :同时考虑 DR 和 DR 的电量约束。

针对上述 3 种情况分别进行负荷预测,如图 2 所示。为了进一步说明电量约束条件的作用,本文比较了考虑与不考虑 DR 电量约束情况下的区别,此处假设可控负荷所能够转移的最大电量  $E_{max}$  为 260 MW·h。

首先,为了得到调度周期起始时刻可控负荷的电量,假设式(15)中  $E_0$  为 0,代入调度后得到一天的可控负荷转移量,再估算出电量的实际初始值,传统方法中  $E_0$  为 30 MW·h,本文方法中  $E_0$  为 0 MW·h。

图 2 为考虑不同约束条件下的负荷预测结果。由图 2 可见,无论是否考虑 DR 电量约束,引入 DR 都可以优化负荷曲线,具有显著的“削峰填谷”的效果。

图 3 为不同约束条件下 24 时段的可控负荷转移量,考虑 DR 电量约束后,负荷转移量有所削减。在用电低谷时段,转移量为负,表示其他时段的负

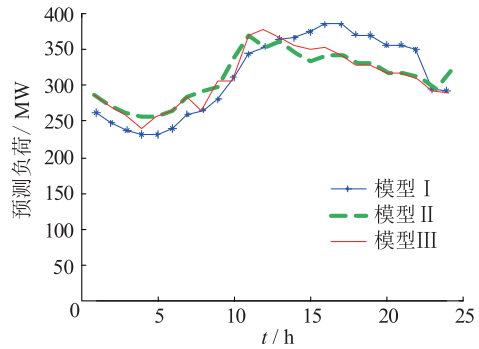


图 2 不同情况下的预测负荷

Fig.2 The forecasted load under different constrains

荷转移到该时段,可等效为对负荷充电;在用电高峰时段,转移量为正,表示该时段的负荷转移到其它时段,可等效为负荷放电。

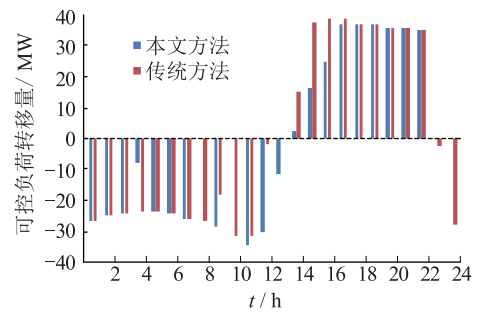


图 3 不同约束下的可控负荷转移量

Fig.3 Transferred quantity of controllable load under different constrains

转移的电量与负荷充放电状态如图 4 所示。

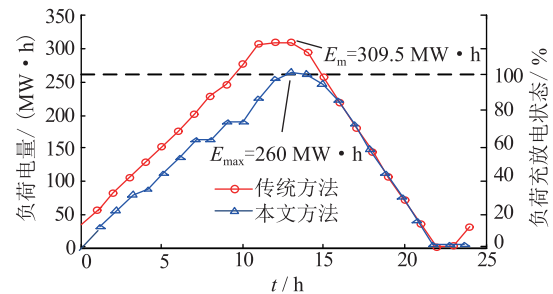


图 4 不同约束下的负荷电量与充放电状态

Fig.4 Load electricity quantity and charge and discharge status under different constrains

传统方法中,负荷在调度周期内最大电量为  $E_{max}$  为 309.5 MW·h,负荷充放电状态达 119.04%,超出了需求侧负荷所能够增减的最大电量限值 260 MW·h;而考虑 DR 电量约束后,负荷所能够增减的电量被约束在最大电量变化范围内,有效防止负荷电量越限,从而保证系统运行的安全可靠。

以上例证说明了引入 DR 电量约束条件的必要性,下面分别比较可控负荷所能够增减的电量限值不同对优化结果的影响。引入电量的标么值:

$$\bar{E} = \frac{E_a}{E_{\max}} \quad (17)$$

式中： $E_a$ 为可控负荷所能够增减最大电量的实际值； $E_{\max}$ 为可控负荷所能够转移最大电量的基准值； $\bar{E}$ 为其标么值。

图5是 $\bar{E}$ 分别为1,0.8与0.5条件下的预测负荷。如图所示， $\bar{E}$ 值不同，负荷预测曲线是不同的，当 $\bar{E}=0.5$ 时，预测负荷曲线波动较大。表3是不同情况下的发电成本比较。

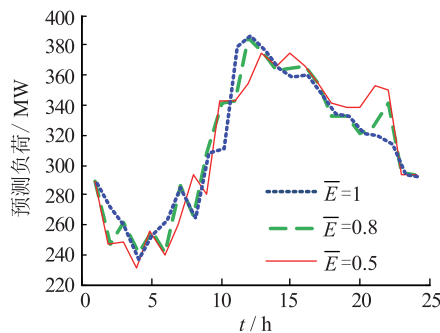


图5 不同电量约束条件下的预测负荷  
Fig.5 The forecasted load with different electricity quantity constraint

表3 不同情况下的发电成本

Tab.3 Costs in different conditions

| 成本类型        | 模型 I    | 模型 II  | 模型 III      |               |               |
|-------------|---------|--------|-------------|---------------|---------------|
|             |         |        | $\bar{E}=1$ | $\bar{E}=0.8$ | $\bar{E}=0.5$ |
| 发电总成本/万元    | 12.457  | 11.049 | 11.655      | 11.913        | 12.354        |
| 火电机组发电成本/万元 | 12.318  | 10.829 | 11.429      | 11.697        | 12.154        |
| 启停成本/元      | 225     | 225    | 225         | 225           | 225           |
| 切风成本/元      | 1 165.0 | 730.9  | 995.5       | 1 099.5       | 1 255.5       |
| 负荷转移成本/元    | 0       | 1238   | 1040        | 832           | 520           |

从表3中可看出：

(1) 需求侧资源的引入降低了火电机组发电成本与风电机组的切风成本，使得发电总成本大大降低，提高了经济性；

(2) 在考虑 DR 电量约束后，由于需求侧可调度的负荷资源减少，负荷转移成本随之减少，但同时火电机组的发电成本与风电机组切风成本有所增加，最终的发电总成本也随之增加；

(3) 在不同的 DR 电量约束条件下，发电成本也是不同的。随着 $\bar{E}$ 值的减小，可转移的电量减少，负荷转移成本减少，但是切风成本增加，火电机组的发电成本不断增加。 $\bar{E}$ 值越小，发电总成本越大，但始终小于不考虑需求侧资源的发电成本。

### 3 结语

本文以经济性最优为目标，综合考虑发电侧与需求侧资源建立了计及需求响应电量约束的日前调度模型。模型中引入 DR 可以提高系统调度运行的经济性，同时，在传统约束条件中加入需求侧可控负荷的电量约束条件对于保证系统安全稳定运行是必要的。通过仿真算例可以得到以下结论：

(1) 在日前调度模型中引入 DR 资源，可以有效降低发电成本，从而达到经济性最优的目标；

(2) 在考虑 DR 资源的日前调度模型基础上，本文模型增加了 DR 电量约束，虽然发电成本有所增加，但兼顾了需求侧资源实际上能够提供的最大电量值，可以有效防止可控负荷电量越限，提高系统运行的安全可靠；

(3) DR 电量限值不同，发电成本也将不同。更大的 DR 电量限值，意味着 DR 可以更多地参与到电力系统调度中，其发电成本也大大降低。

目前需求侧资源众多，能够参与调度的资源却很少，因此，发掘需求侧资源的潜力，在未来的调度中提出新的约束条件，对提高电力系统运行的经济性、稳定性具有重大意义。

#### 参考文献：

- [1] 江 林. 可再生能源国际标准的现状及发展[J]. 江苏电机工程, 2013, 32(6): 81-84.  
JIANG Lin. International standardization for renewable energy [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2013, 32(6): 81-84.
- [2] 周凤起. 中国可再生能源发展战略[J]. 上海电力, 2005(6): 554-560.  
ZHOU Fengqi. Renewable energy development strategy in China [J]. Shanghai Electric Power, 2005(6): 554-560.
- [3] 肖创英, 汪宁渤, 丁 坤, 等. 甘肃酒泉风电功率调节方式的研究[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(10): 1-7.  
XIAO Chuangying, WANG Ningbo, DING Kun, et al. System power regulation scheme for Jiuquan wind base [J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(10): 1-7.
- [4] 张乐丰, 王增平. 风电并网对电力系统的影响[J]. 江苏电机工程, 2011, 30(2): 81-84.  
ZHANG Lefeng, WANG Zengping. Influences of wind power integration on power system [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2011, 30(2): 81-84.
- [5] 傅 旭, 李海伟, 李冰寒, 等. 大规模风电场并网对电网的影响及对策综述[J]. 陕西电力, 2010, 38(1): 53-57.  
FU Xu, LI Haiwei, LI Binghan, et al. Review on influences of large-scale wind farms power systems and countermeasures [J]. Shaanxi Electric Power, 2010, 38(1): 53-57.
- [6] LU N, ZHANG Y. Design considerations of a centralized load controller using thermostatically controlled appliances for continuous regulation reserves [J]. IEEE Transactions on Smart Grid,



- 2013,4(2):914-921.
- [7] WU H, SHAHIDEHPOUR M, KHODAYA M E. Hourly demand response in day-ahead scheduling considering generating unit ramping cost[J]. IEEE Transactions on Power System, 2013, 28(3):2446-2454.
- [8] 王蓓蓓, 刘小聪, 李 扬. 面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J]. 中国电机工程学报, 2013, 36(22):35-44.  
WANG Beibe, LIU Xiaocong, LI Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 36(22):35-44.
- [9] 周 玮, 孙 辉, 顾 宏, 等. 计及风险备用约束的含风电场电力系统动态经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(1):47-55.  
ZHOU Wei, SUN Hui, GU Hong, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power systems based on risk reserve constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(1):47-55.
- [10] ZHAO J, TANG J, LUO W, et al. A novel day-ahead generation scheduling and spinning reserve determination model for power grid containing wind power[C] // 2nd International Symposium on Instrumentation and Measurement, 2013, Sensor Network and Automation (IMSNA), Toronto, ON, 2013:1081-1087.
- [11] 王洪涛, 何成明, 房光华, 等. 计及风电预测误差带的调度计划渐进优化模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22):131-135.  
WANG Hongtao, HE Chengming, FANG Guanghua, et al. A gradual optimization model of dispatching schedule taking account of wind power prediction error bands [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22):131-135.
- [12] GANGAMMANAVAR H, SEN S, ZAVALA V M. Stochastic optimization of sub-hourly economic dispatch with wind energy [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2):949-959.
- [13] 刘小聪, 王蓓蓓, 李 扬, 等. 智能电网下计及用户侧互动的发电日前调度计划模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1):30-38.  
LIU Xiaocong, WANG Beibe, LI Yang, et al. Day-ahead generation scheduling model considering demand side interaction under smart grid paradigm [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1):30-38.
- [14] 张新松, 礼晓飞, 王 运, 等. 不确定性环境下考虑弃风的电力系统日前调度[J]. 电力系统保护与控制, 2015, (24):75-82.  
ZHANG Xinsong, LI Xiaofei, WANG Yun, et al. Day-ahead dispatching in consideration of wind power curtailments in uncertain environments [J]. Power System Protection and Control, 2015, (24):75-82.
- [15] GONG H, WANG H. Day-ahead generation scheduling for variable energy resources considering demand response [C] // IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Xi'an, 2016:2076-2080.
- [16] 王锡凡, 邵成成, 王秀丽, 等. 电动汽车充电负荷与调度控制策略综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1):1-10.  
WANG Xifan, SHAO Chengcheng, WANG Xiuli, et al. Survey of electric vehicle charging load and dispatch control strategies [J]. Power System Protection and Control, 2013, 33(1):1-10.
- [17] XU Z, ØSTERGAARD J, TOGEBY M. Demand as frequency controlled reserve[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(3):1062-1071.
- [18] WU H, GUAN X, ZHAI Q, et al. Security-constrained generation scheduling with feasible energy delivery [C] // IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009:1-6.

#### 作者简介:



陈培培

陈培培(1993—),女,硕士研究生,主要研究方向为电力系统需求响应、电力系统调度(E-mail:1640198653@qq.com);

包宇庆(1987—),男,博士,讲师,研究方向为电力需求响应、电力系统调度等;

陈 刚(1992—),男,硕士研究生,研究方向为电力系统需求响应。

## A Day-ahead Scheduling Strategy Considering Power Constraint of Demand Response

CHEN Peipei, BAO Yuqing, CHEN Gang, ZHANG Jinlong, WANG Qi, TANG Xiaobo, LI Tianran

(School of NARI Electrical and Automation, Nanjing Normal University, Nanjing 210042, China)

**Abstract:** Though the uncertainty of wind power, if demand response is considered in the power system dispatching to expand acceptance of wind power, it will be able to improve the stability of power system. The resources in the demand side are put into the optimized scheduling model. The economy of optimal is adopted as the objective function and the cost of transferring loads is included in the total cost of generating electricity, on the basis of which, the power constraint of controllable load in the demand side is added in order to improve the reliability of the scheduling operation. Mixed integer linear programming is used to optimize and then the day-ahead scheduling model considering the power constraint of demand response is set up. Finally the effectiveness of the proposed method is verified in the simulation of a 6-bus system.

**Key words:** demand response; power constraint; day-ahead scheduling

(编辑 胡昊明)