

DOI: 10.7667/PSPC180393

考虑风电并网友好性的日前分层调度计划模型

张高航¹, 李凤婷¹, 周强², 高光芒³, 周红莲⁴

(1. 可再生能源发电与并网技术教育部工程研究中心(新疆大学), 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网甘肃电力有限公司风电技术中心, 甘肃 兰州 730050; 3. 国网新疆电力有限公司, 新疆 乌鲁木齐 830063; 4. 国网新疆电力有限公司经济技术研究院, 新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要: 为了最大程度消纳风电及激励风电场改善并网特性, 提出了一种考虑风电并网友好性的日前分层调度计划模型。上层调度模型中, 通过风电和常规机组的协调调度, 实现系统综合成本最小的目标。下层调度模型中, 建立风电友好性评估模型对风电场并网友好性予以评估。以风电功率预测信息及上层调度模型的风电出力计划等作为约束, 制定各风电场的日前调度出力计划。最后通过在 IEEE 30 节点系统进行算例仿真, 验证了该方法的有效性。

关键词: 风电; 并网友好性; 分层调度; 电量约束; 调度计划

Day-ahead hierarchical dispatching model considering friendliness of wind power

ZHANG Gaohang¹, LI Fengting¹, ZHOU Qiang², GAO Guangmang³, ZHOU Honglian⁴

(1. Engineering Research Center for Renewable Energy Power Generation and Grid Technology (Xinjiang University), Ministry of Education, Urumqi 830047, China; 2. Wind Power Technology Center, State Grid Gansu Electric Power Co., Ltd, Lanzhou 730050, China; 3. Dispatching and Communication Center, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd., Urumqi 830063, China; 4. Economic Research Institute, State Grid Xinjiang Electric Power Co., Ltd, Urumqi 830011, China)

Abstract: A day-ahead hierarchical dispatching model considering friendliness of wind power is proposed to maximize accommodation of wind power and encourage wind farms to improve grid integration characteristics. In the upper-layer dispatching model, the minimum comprehensive cost of the system is achieved through coordinating dispatching of wind farms and conventional units. In the lower-layer dispatching model, the wind power friendliness evaluation system is established to evaluate the friendliness of wind farms. With prediction information and upper-layer dispatching model dispatching plan of wind power as constraints, a day-ahead dispatching plan of every wind farm is formulated. Simulations on an IEEE 30-bus system demonstrate the effectiveness of the proposed methodology.

This work is supported by Science and Technology Supporting Xinjiang Foundation of Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2017E0277) and Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 52272716000M).

Key words: wind power; grid integration friendliness; hierarchical dispatch; electricity constraint; dispatching schedule

0 引言

风能资源的可再生和清洁特性, 使得高比例风电并网将成为电力系统发展的必然趋势^[1-2]。然而风电出力的间歇性、波动性及预测精度差导致风电并网友好性差, 增加了电力系统调度运行和风电消纳的难度。风电预测精度越差, 对系统备用容量需求

越大, 常规机组的工作效率也越低, 导致系统运行成本大和风电消纳难^[3]。风电出力的波动性导致常规机组频繁爬坡, 甚至采用深度调峰和启停调峰等方式, 降低了系统运行的经济性^[4]。风电与负荷的跟随特性也会影响系统备用容量的需求及调度计划的执行。当前日前风电出力计划的制定主要以风电的预测出力或风电场的装机容量为依据^[5], 并未考虑风电场并网友好性、运维水平差异, 增加了调度计划的执行难度, 不利于风电的消纳。日前调度计划的制定如果能在保证风电消纳的同时激励风电企

基金项目: 新疆维吾尔自治区科技援疆专项资助(2017E0277); 国家电网科技项目资助(52272716000M)

业积极提高运维水平, 将提高风电调度计划的可实施性、提高风电消纳能力。

当前针对风电有功调度问题, 许多学者进行了深入研究。文献[6-9]提出了以环境成本、火电及风电运行成本等综合成本最小为目标的风电调度模型。文献[10]建立了以上网电价费用和煤耗量最优为目标的水-火-风协调调度模型。文献[11]提出了一种基于集群风电虚拟机组的日前分层调度方法。文献[12-13]提出了考虑风电不确定性的电力系统调度模型。文献[14-17]引入条件风险价值量化风电不确定性对系统的影响, 建立了考虑风电不确定性的经济调度模型。文献[18]提出了一种改进的鲁棒调度模式, 能够滚动更新系统安全域, 具有较好的实用性。文献[19-21]提出了需求侧响应、储能与风电协调优化模型, 提升了系统的风电消纳能力。目前的研究成果中对风电并网友好性考虑较少, 不能有效激励风电场提高运维水平, 促进风电消纳。

本文提出了一种考虑风电并网友好性的日前分层调度计划模型。上层调度模型以系统综合成本最小为目标, 通过风电和常规机组的协调调度制定日前出力计划。下层调度模型建立风电友好性评价体系对风电场并网友好性予以评估, 以风电功率预测信息及上层调度模型的风电出力计划等作为约束, 制定各风电场的日前调度出力计划。

1 日前分层调度思路

为了保证系统在最大化消纳风电的同时, 激励风电场改善并网特性并兼顾系统运行的经济性, 本文提出一种考虑风电并网友好性的日前风电分层经济调度模型(图 1)。在上层模型中, 以系统综合成本最小为目标, 制定常规机组和风电日前出力计划。

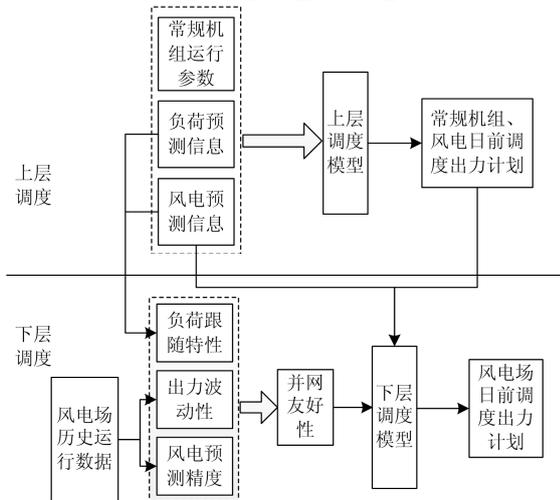


图 1 日前分层调度计划框架

Fig. 1 Day-ahead hierarchical scheduling framework

在下层模型中, 基于风电场的历史运行数据对风电场的出力预测精度、波动性予以评估, 并结合风电日前预测出力与负荷的跟随特性评估风电场并网友好性, 利用评估结果形成电量约束。以风电场预测出力、系统风电出力计划、电量约束、风电场出力波动速率作为约束, 制定风电场日前调度计划。在风电消纳量最大的前提下, 给予并网特性好的风电场电量优先权, 提高风力发电企业采取技术措施优化风电并网友好性的主观能动性, 达到降低风电并网对系统的影响、提高系统的风电消纳能力的目的。

2 风电友好性评估及电量约束

为了实现“三公”调度原则, 目前风电日前发电计划制定主要考虑风电场的装机容量或预测电量。但是这种方式简单粗犷, 忽略了不同风电场的并网特性差异, 没有做到真正意义上的公平调度, 不能充分激励风电场积极改善并网特性。因此本文选取风电场预测精度、出力波动特性、超短期预测出力与负荷的跟随特性, 评估得到各风电场的并网友好性, 为风电场日前计划制定提供参考, 并基于友好性评估结果形成电量约束, 实现给予并网友好性好的风电场电量调度优先权。

2.1 风电友好性评估模型

风电出力的预测精度, 是影响风电消纳的重要因素。风电出力波动越大, 所需的系统备用容量就越大, 日前出力计划的实施难度就越大。电力系统的出力要与负荷保持实时平衡, 而风电的反调峰特性增加了系统的调度运行难度。因此本文以出力预测精度、出力波动特性、负荷跟随特性为指标, 建立风电场的并网友好性评估模型。

1) 出力预测精度指标

风电出力预测精度越高, 所制定调度计划的实用性越好, 旋转备用需求越小, 系统消纳风电成本也相应降低。本文选择风电场预测精度 ψ 作为评测风电场预测效果的评价指标, 公式为

$$\psi_k = \left\{ 1 - \sqrt{\frac{1}{N_T} \sum_{t=1}^{N_T} \left(\frac{P(t) - P'(t)}{P^{\text{cap}}} \right)^2} \right\} \quad (1)$$

$$\psi = \frac{\sum_{k=1}^{D^m} \psi_k}{D^m} \quad (2)$$

式中: ψ_k 为风电场第 k 天的预测精度; $P(t)$ 为 t 时段的预测出力; $P'(t)$ 为 t 时段的实际出力; P^{cap} 为风电场的开机容量; D^m 为当月的总天数; N_T 为日考核总时段数。

2) 出力波动特性指标

本文采用风电平均出力波动率作为风电出力波动特性指标 f ，定义为

$$f = \frac{\sum_{d=1}^{D^m} f_d}{D^m} = \frac{\sum_{d=1}^{D^m} S_d}{\sum_{d=1}^{D^m} P'_d} \quad (3)$$

式中： P'_d 为第 d 天的平均出力； S_d 为第 d 天的出力标准差，反映风电日出力的分散程度； f_d 为第 d 天的风电出力波动率。

3) 负荷跟随特性指标

风电出力与负荷变化的相关性越高，系统调峰压力也会相应降低。本文采用灰色关联分析方法对风电和负荷日前预测信息进行计算得到风电场的负荷跟随特性指标 γ^w 。

$$\xi^w(t) = \frac{1}{1 + \left| \frac{1}{\sigma_w} \frac{\Delta p_w(t)}{\Delta t} - \frac{1}{\sigma_{load}} \frac{\Delta p_{load}(t)}{\Delta t} \right|} \quad (4)$$

$$\gamma^w = \frac{1}{N_T - 1} \sum_{t=1}^{N_T-1} \xi^w(t) \quad (5)$$

式中： $\xi^w(t)$ 为 t 时段风电场预测出力与负荷的关联度； σ_w 、 σ_{load} 为风电场功率预测标准差和负荷预测标准差； $\Delta p_w(t)$ 为风电场 $t+1$ 时段与 t 时段出力差值； $\Delta p_{load}(t)$ 为 $t+1$ 时段与 t 时段负荷差值； Δt 为一个周期。

4) 风电并网友好性评估

在以上各指标计算结果的基础上，计算得到风电场 i 的并网友好性评估结果 k_i^w 为

$$k_i^w = 1 + \frac{\psi_i - \frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} \psi_i}{\frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} \psi_i} + \frac{\frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} f_i - f_i}{\frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} f_i} + \frac{\gamma_i^w - \frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} \gamma_i^w}{\frac{1}{N_w} \sum_{i=1}^{N_w} \gamma_i^w} \quad (6)$$

式中： ψ_i 、 f_i 、 γ_i^w 分别为第 i 个风电场的预测精度指标、出力波动性指标、负荷跟随特性指标； N_w 为风电场数量。

2.2 基于并网友好性的电量约束

为了激励风电场提高运维水平，降低风电并网对电网的影响，建立考虑并网友好性的电量约束，适当给予并网友好性的风电场电量调度优先权。

基于友好性评估的系统风电利用率 \bar{r}_w 为

$$\bar{r}_w = \frac{\sum_{t=1}^{N_T} P_d^w(t)}{\sum_{i=1}^{N_w} (k_i^w \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t))} \quad (7)$$

式中： $P_d^w(t)$ 为系统风电在 t 时段的日前计划出力；

$P_{p,i}^w(t)$ 为风电场 i 在 t 时段的预测出力， $\sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)$ 为风电场 i 的日前预测电量。

风电场 i 的电量利用率偏差 r_i^w 为

$$r_i^w = \frac{E_i}{k_i^w \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)} - \bar{r}_w \quad (8)$$

式中， E_i 为风电场 i 的日前调度电量。

为了给予并网友好性的风电场适当的电量调度优先权，令 $r_i^w=0$ ，则风电场参与调度电量为

$$E_i = \bar{r}_w k_i^w \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t) \quad (9)$$

由式(9)可知，风电场的友好性评估结果 k_i^w 越好，则该风电场预测电量利用率就越高。同时为避免风电场参与调度电量超过预测电量，对风电场参与调度电量进行修正：

若 $\forall i, E_i \leq \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)$ ，则计算结果即为各风电场日

调度电量。若存在 i 使 $E_i > \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)$ ，则令

$E_i = \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)$ ，按照式(7)和式(8)重新计算剩余风电

场的日前调度电量，直到满足 $\forall i, E_i \leq \sum_{t=1}^{N_T} P_{p,i}^w(t)$ 。

基于以上结果，电量约束的表示为

$$\sum_{t=1}^{N_T} (P_{d,i}^w(t) + h_i^w(t)) \geq E_i \quad (10)$$

将电量约束加入到下层调度模型，为了保证下层模型存在可行解，将松弛变量 $h_i^w(t)$ 引入到电量约束中，其物理意义为风电场 i 在 t 时段不满足电量约束的弃风功率。

3 考虑并网友好性的分层日前调度模型

3.1 日前上层调度模型

在上层调度中，以功率平衡、常规机组出力限值、爬坡速率、系统备用等作为约束，通过风电和常规机组的协调调度，实现系统综合成本最小的目标。由上层调度模型计算得到风电日前出力计划，为下层调度的风电场调度计划制定提供参考。

3.1.1 上层调度模型目标函数

上层调度模型以常规机组的发电成本、启停成本及风电弃风惩罚成本构成的综合成本最小为目标，实现系统成本最小且风电消纳最大的目的。目

标函数为

$$F = \min \left(\sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_g} C_j^G(t) + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_g} C_j^{UD}(t) + \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_w} C_{load,i}^W(t) \right) \quad (11)$$

$$C_j^G(t) = a_j P_j(t)^2 + b_j P_j(t) + c_j \quad (12)$$

$$C_j^{UD}(t) = c_j^u s_j^u(t) + c_j^d s_j^d(t) \quad (13)$$

$$C_{load,i}^W(t) = \lambda (P_p^W(t) - P_d^W(t)) \quad (14)$$

式中: $C_j^G(t)$ 表示常规机组 j 的发电成本函数; $P_j(t)$ 表示常规机组 j 在 t 时段的出力; a_j 、 b_j 、 c_j 分别表示成本函数的系数; $C_j^{UD}(t)$ 表示常规机组启停机成本; c_j^u 、 c_j^d 分别表示常规机组的开机成本和停机成本; $s_j^u(t)$ 、 $s_j^d(t)$ 分别表示常规机组 t 时段的启机变量和停机变量; $P_p^W(t)$ 为 t 时段系统风电预测出力; λ 为弃风惩罚成本; N_T 为日调度时段数。

3.1.2 上层调度模型约束方程

1) 功率平衡与约束

$$\sum_{j=1}^{N_g} P_j(t) + P_d^W(t) = D(t) \quad (15)$$

2) 机组出力约束

$$P_{j,\min} \leq P_j(t) \leq P_{j,\max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_d^W(t) \leq \sum_{i=1}^{N_w} P_{p,i}^W(t) \quad (17)$$

式中, $P_{j,\max}$ 、 $P_{j,\min}$ 分别表示常规机组 j 的出力上下限。

3) 常规机组爬坡率约束

$$-R_j^D \Delta T \leq P_j(t) - P_j(t-1) \leq R_j^U \Delta T \quad (18)$$

式中, R_j^U 、 R_j^D 分别表示常规机组 j 向上和向下爬坡速率。

4) 备用约束

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{N_g} \min(P_{j,\max} - P_j(t), R_j^U \Delta T) \geq R^u(t) \\ \sum_{j=1}^{N_g} \min(P_j(t) - P_{j,\min}, R_j^D \Delta T) \geq R^d(t) \end{cases} \quad (19)$$

式中: $R^u(t)$ 、 $R^d(t)$ 分别表示电力系统在 t 时段的正旋转备用容量需求、负旋转备用容量需求; ΔT 为一个调度时段。

5) 最小启停时间约束

$$u_j^G(t) - u_j^G(t-1) = s_j^u(t) - s_j^d(t) \quad (20)$$

$$\sum_{\tau=t-T_{D,j}+1}^t s_j^d(\tau) \leq u_j^G(t), \forall T_{D,j} \leq t \leq N_T, 1 \leq j \leq N_g \quad (21)$$

$$\sum_{\tau=t-T_{D,j}+1}^t s_j^d(\tau) \leq 1 - u_j^G(t), \forall T_{D,j} \leq t \leq N_T, 1 \leq j \leq N_g \quad (22)$$

式中: $T_{D,j}$ 、 $T_{U,j}$ 分别表示常规机组 j 的最小停运时间和最小运行时间; $u_j^G(t)$ 表示常规机组 j 在 t 时刻的运行状态, 0 表示机组停运, 1 表示机组运行。

3.2 日前下层调度模型

在下层调度中, 以风电功率预测信息、考虑友好性的电量约束及上层调度模型的风电出力计划等作为约束, 以电量约束中的松弛变量之和最小为目标, 制定各风电场的日前调度出力计划, 实现对并网友好性好的风电场给予电量调度优先权, 激励风电场提高自身运维水平。

3.2.1 下层调度模型目标函数

下层调度模型中, 以电量约束中的松弛变量之和最小为目标, 目标函数为

$$F = \min \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{i=1}^{N_w} (h_i^W(t)) \quad (23)$$

3.2.2 下层调度模型约束方程

1) 功率平衡约束为

$$\sum_{i=1}^{N_w} P_{d,i}^W(t) = P_d^W(t) \quad (24)$$

2) 风电场出力约束为

$$0 \leq P_{d,i}^W(t) \leq P_{p,i}^W(t) \quad (25)$$

3) 风电场出力变化速率约束为

$$-r_{d,i}^W(t) \Delta T \leq P_{d,i}^W(t) - P_{d,i}^W(t-1) \leq r_{u,i}^W(t) \Delta T \quad (26)$$

式中, $r_{d,i}^W(t)$ 、 $r_{u,i}^W(t)$ 分别表示风电场 i 向下和向上波动速率限值。

4) 电量约束为

$$\sum_{t=1}^{N_T} (P_{d,i}^W(t) + h_i^W(t)) \geq E_i \quad (27)$$

4 算例分析

本文以 IEEE 30 节点系统为例, 验证提出的日前分层调度计划模型的有效性。系统共有 6 台常规机组。在节点 3、节点 23 和节点 29 处分别接入装机容量为 50 MW、50 MW、100 MW 的风电场, 风电场的历史运行数据及预测信息取自新疆某地区的实际风电场。负荷曲线由新疆电网典型日负荷曲线进行折算得到。

4.1 风电场友好性评估

选取新疆某地区风电场的 2017 年 8 月份实际运行数据, 计算各风电场的预测精度指标、波动性指标, 并选取调度日的日前负荷预测和风电场出力

预测求得各个风电场的负荷跟随特性指标, 最后得到并网友好性评估结果, 计算结果如表 1 所示。

表 1 各风电场友好性评估结果

Table 1 Evaluation of the friendliness of each wind farm

风电场	预测精度 指标	出力波动性 指标	负荷跟随特性 指标	友好性评价 指标
1	0.790	0.966	0.832	0.940
2	0.807	0.958	0.823	0.968
3	0.868	0.983	0.868	1.069

4.2 上层调度结果

上层调度模型以 96 个时段为调度周期, 每个时段为 15 min, 对常规机组和风电日前出力计划进行优化。如图 2 所示, 上层调度得到火电机组的总出力计划、风电出力计划。风电出力在 33—66 和 78—94 时段为全额消纳阶段, 而在 1—32, 66—78 时段, 由于风电的反调峰特性, 常规机组出力已降低至最小机组出力, 仍存在弃风情况, 在 1—32 时段风电最大受阻功率为 55 MW, 弃风情况最为严重。

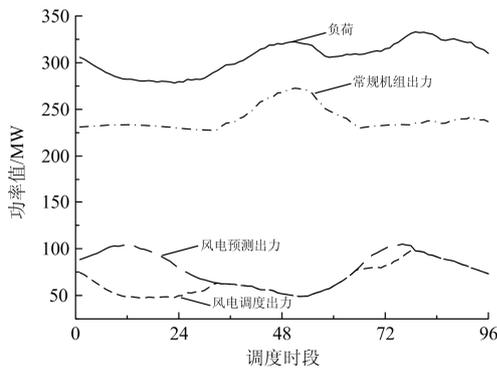


图 2 上层调度模型仿真结果

Fig. 2 Simulation result of the upper dispatching model

4.3 下层调度结果

将本文所提的调度方法与按比例电量分配方法进行比较, 分析两种方法的效果:

1) 不考虑友好性的优化方法(即按比例电量分配方法): 在确定日前风电消纳电量的基础上, 基于各风电场的预测电量(由日前预测出力值求和得到)按比例分配各风电场调度电量, 进而制定各风电场的日前调度出力计划。

2) 考虑友好性的优化方法: 在确定日前风电消纳电量的基础上, 综合考虑风电场历史运行数据和短期预测数据对各风电场的并网友好性予以评估, 结合预测电量计算得到各风电场调度电量, 进而制定各风电场的日前调度出力计划。

两种方式下各风电场日前出力调度优化结果如图 3—图 5 所示。

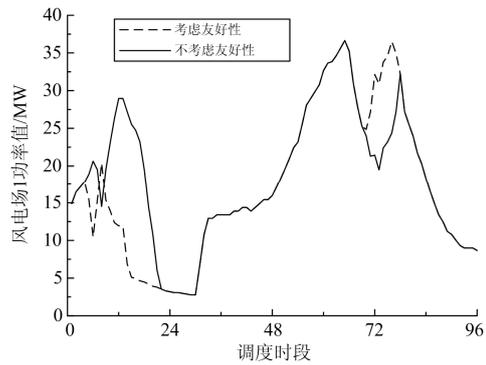


图 3 风电场 1 日前出力调度计划

Fig. 3 Day-ahead dispatching plan of wind farm 1

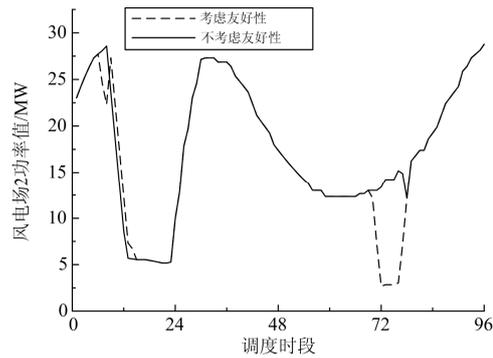


图 4 风电场 2 日前出力调度计划

Fig. 4 Day-ahead dispatching plan of wind farm 2

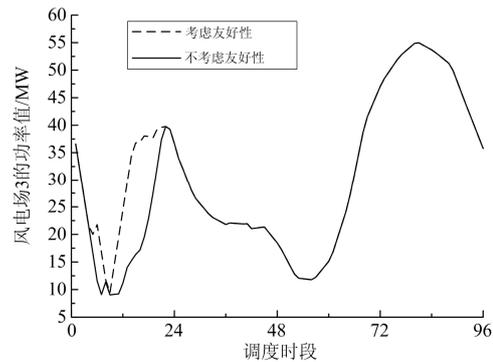


图 5 风电场 3 日前出力调度计划

Fig. 5 Day-ahead dispatching plan of wind farm 3

由图 3—图 5 可以看出, 在不考虑友好性的优化方法的调度结果中, 各风电场的调度电量仅与日前预测电量有关, 各风电场的利用率均为 83.12%, 未考虑各风电场的并网友好性。而在考虑友好性的调度方式下, 风电场 3 的友好性指标为 1.069, 并网友好性最佳, 因此风电场 3 的调度电量相对不考虑友好性方式增加了 43.69 MWh, 电量利用率也从 83.12% 增加到 88.38%, 在时段 4—22 的受限功率也

相应降低。而风电场 1 的友好性指标为 0.94, 并网友好性最差, 因此风电场 1 的调度电量相对不考虑友好性方式降低了 28.85 MWh, 电量利用率从 83.12%降低到 77.7%, 调度电量和电量利用率均降低较多, 在时段 10—21 的受限功率也大大增加。风电场 2 的友好性指标为 0.968, 并网友好性相对较差, 调度电量和电量利用率分别降低了 15.88 MWh 和 3.09%, 降低相对较小, 在时段 70—80 出力受限功率增加。

通过两种优化方法的仿真结果对比可知, 相对于不考虑友好性的优化方法, 本文所提出的考虑友好性的日前调度方法, 能在保证系统对新能源最大化消纳的同时, 优先调度并网友好性好的风电场出力, 增强风电场改善自身特性的积极性, 进而促进风电消纳。

表 2 不同方式下风电场日前调度结果对比

Table 2 Comparison of wind farms day-ahead dispatching results under different ways

风电场名称		风电场 1	风电场 2	风电场 3
按比例分配	预测电量/MWh	531.56	513.37	850.17
	调度电量/MWh	441.85	426.73	706.69
	电量利用率	83.12%	83.12%	83.12%
考虑友好性	并网友好性	0.940	0.968	1.069
	预测电量/MWh	531.56	513.37	850.17
	调度电量/MWh	413.00	410.85	751.38
	电量利用率	77.70%	80.03%	88.38%

5 结论

本文提出一种考虑风电并网友好性的日前分层调度模型。上层调度模型通过风电和常规机组的协调调度, 实现系统综合成本最小的目标。下层调度模型建立友好性评估模型对风电场并网友好性予以评估, 以风电场预测信息、电量约束及系统风电出力计划等为约束, 制定各风电场的前日调度出力计划。算例验证了本文模型制定的日前调度出力计划在保证风电消纳的同时优先调度并网友好性好的风电场电量, 能够激励风电企业积极提高运维水平。

参考文献

[1] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11.

[2] 周玮, 孙辉, 顾宏, 等. 含风电场的电力系统经济调度研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(24): 148-154.
ZHOU Wei, SUN Hui, GU Hong, et al. A review on economic dispatch of power system including wind farms[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(24): 148-154.

[3] 钟海旺, 夏清, 张健, 等. 激励风电场提升功率预测精度的机制设计[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(5): 47-53.
ZHONG Haiwang, XIA Qing, ZHANG Jian, et al. Mechanism design for incentivizing wind farms to improve power forecast accuracy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(5): 47-53.

[4] 戚永志, 刘玉田. 基于竞争博弈的风电爬坡协同控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4341-4349.
QI Yongzhi, LIU Yutian. Ramping coordination control of wind generation based on competitive game theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4341-4349.

[5] 黄杨, 胡伟, 陈立. 基于两阶段优化的风储联合发电系统日前发电计划模式[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24): 8-15.
HUANG Yang, HU Wei, CHEN Li. Day-ahead generation scheduling plan models for large-scale wind-storage combined power generation system based on two-stage optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24): 8-15.

[6] 崔杨, 周海涛, 严干贵, 等. 考虑环境成本及网络约束的风-火联合发电调度[J]. 电网技术, 2017, 42(11): 3457-3462.
CUI Yang, ZHOU Haitao, YAN Gangui, et al. Combined dispatching of wind and thermal power generation considering environmental cost and network constraints[J]. Power System Technology, 2017, 42(11): 3457-3462.

[7] 李茜, 刘天琪, 李兴源. 大规模风电接入的电力系统优化调度新方法[J]. 电网技术, 2013, 37(3): 733-739.
LI Qian, LIU Tianqi, LI Xingyuan. A new optimized dispatch method for power grid connected with large-scale wind farms[J]. Power System Technology, 2013, 37(3): 733-739.

[8] 朱永胜, 王杰, 瞿博阳, 等. 含风电场的多目标动态环境经济调度[J]. 电网技术, 2015, 39(5): 1315-1322.
ZHU Yongsheng, WANG Jie, QU Boyang, et al. Multi-objective dynamic economic emission dispatching of power grid containing wind farms[J]. Power System Technology, 2015, 39(5): 1315-1322.

[9] 杨家然, 王兴成, 隋林涛, 等. 采用混合智能算法的含风电电力系统多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(11): 21-27.

- YANG Jiaran, WANG Xingcheng, SUI Lintao, et al. Multi-objective optimal scheduling of wind integrated power systems with hybrid intelligent algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(11): 21-27.
- [10] 贺建波, 胡志坚, 刘宇凯. 大规模多目标水-火-风协调优化调度模型的建立及求解[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(6): 1-7.
- HE Jianbo, HU Zhijian, LIU Yukai. Establishment and solution of the large-scale multi-objective hydro-thermal-wind power coordination optimization dispatching model[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(6): 1-7.
- [11] 叶希, 乔颖, 鲁宗相, 等. 基于集群风电虚拟机组的源端系统分层协调日前计划[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(1): 24-32.
- YE Xi, QIAO Ying, LU Zongxiang, et al. Virtual power generator based day-ahead hierarchically coordinated generation schedule for source side system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(1): 24-32.
- [12] 马瑞, 康仁, 姜飞, 等. 考虑风电随机模糊不确定性的电力系统多目标优化调度计划研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(1): 150-156.
- MA Rui, KANG Ren, JIANG Fei, et al. Multi-objective dispatch planning of power system considering the stochastic and fuzzy wind power[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(1): 150-156.
- [13] 任博强, 彭鸣鸿, 蒋传文, 等. 计及风电成本的电力系统短期经济调度建模[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(14): 67-72.
- REN Boqiang, PENG Minghong, JIANG Chuanwen, et al. Short-term economic dispatch of power system modeling considering the cost of wind power[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(14): 67-72.
- [14] 杨家然, 王兴成, 蒋程, 等. 计及风力发电风险的电力系统多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 25-31.
- YANG Jiaran, WANG Xingcheng, JIANG Cheng, et al. Multi-objective dynamic optimal scheduling of power system considering wind power risk[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 25-31.
- [15] 黄杨, 胡伟, 闵勇, 等. 计及风险备用的大规模风储联合系统广域协调调度[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(9): 41-47.
- HUANG Yang, HU Wei, MIN Yong, et al. Risk-constrained coordinative dispatching for large-scale wind-storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(9): 41-47.
- [16] 王海冰, 王承民, 张庚午, 等. 考虑条件风险价值的两阶段发电调度随机规划模型和方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(24): 6838-6848.
- WANG Haibing, WANG Chengmin, ZHANG Gengwu, et al. Two-stage stochastic generation dispatching model and method considering conditional value-at-risk[J]. Power System Protection and Control, 2016, 36(24): 6838-6848.
- [17] 易国伟, 童小娇, 周鹏, 等. CVaR 和 EVaR 安全运行风险管理下的电力系统经济调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 49-56.
- YI Guowei, TONG Xiaojiao, ZHOU Peng, et al. Power system economic dispatch under CVaR and EVaR security operation risk management[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(8): 49-56.
- [18] 黎静华, 文劲宇, 潘毅, 等. 面向新能源并网的电力系统鲁棒调度模式[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(22): 47-54.
- LI Jinghua, WEN Jinyu, PAN Yi, et al. Robust dispatching mode of electrical power system to cope with renewable energy power[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(22): 47-54.
- [19] 许汉平, 李姚旺, 苗世洪, 等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统“源—荷—储”协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 18-25.
- XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on "source-load-energy storage" coordination in power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.
- [20] LORCA Á, SUN X A. Multistage robust unit commitment with dynamic uncertainty sets and energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 1678-1688.
- [21] LI Jinghua, WANG Sai, YE Liu, et al. A coordinated dispatch method with pumped-storage and battery-storage for compensating the variation of wind power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(3): 21-34. DOI: 10.1186/s41601-017-0074-9.

收稿日期: 2018-04-08; 修回日期: 2018-05-17

作者简介:

张高航(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为可再生能源并网技术; E-mail: 1027643386@qq.com

李凤婷(1965—), 女, 博士, 教授, 博士生导师, 研究方向为可再生能源并网技术与电力系统继电保护。E-mail: xjlt2009@sina.com

(编辑 周金梅)