

## 考虑风电随机性的微网多时间尺度能量优化调度

徐立中<sup>1</sup>, 易永辉<sup>2</sup>, 朱承治<sup>1</sup>, 赵波<sup>3</sup>, 项中明<sup>1</sup>, 谢颖捷<sup>1</sup>

(1. 国网浙江省电力公司, 浙江 杭州 310007; 2. 许继集团有限公司, 河南 许昌 461000;  
3. 国网浙江省电力试验研究院, 浙江 杭州 310014)

**摘要:** 提出了考虑风电随机性的微网多时间尺度能量优化调度模型, 实现了微网日前调度计划和实时调整之间的协调优化调度。该模型的日前调度部分以微网经济运行为目标, 考虑风电出力的随机性, 利用多场景方法提高了微网适应风电出力随机性的灵活性。在实时运行调整环节, 利用响应速度较快的可控负荷消纳风电出力波动, 使微网和外部电网的功率交换遵循日前调度计划, 保证日前调度计划的有效性。该多时间尺度调度模型通过优化协调各种设备的运行, 实现微网经济运行的同时, 很好地消纳了风电随机性给外部电网带来的影响, 实现了含风力发电微网对外部电网的可调度性。算例仿真验证了该模型的有效性。

**关键词:** 微网; 风电; 随机性; 日前调度; 实时运行调度

### Multi-time scale optimal energy dispatch of microgrid considering stochastic wind power

XU Li-zhong<sup>1</sup>, YI Yong-hui<sup>2</sup>, ZHU Cheng-zhi<sup>1</sup>, ZHAO Bo<sup>3</sup>, XIANG Zhong-ming<sup>1</sup>, XIE Ying-jie<sup>1</sup>

(1. Zhejiang Electric Power Corporation, Hangzhou 310007, China; 2. XJ Group Corporation, Xuchang 461000, China;  
3. Zhejiang Electric Power Test & Research Institute, Hangzhou 310014, China)

**Abstract:** Multi-time-scale scheduling model of electricity and heat for microgrid with volatile wind power generation is proposed, which coordinates the day-ahead schedule and real-time dispatch for microgrid in different time scales. In this model, the objective of day-ahead scheduling is to minimize the operational cost of microgrid, while the flexibility of microgrid operation is improved to adapt to the volatile wind power with the stochastic wind output represented by scenarios; and the real-time power exchange between microgrid and external grid approaches to the day-ahead scheduled curve as close as possible by the real-time dispatch, in which the fluctuation of wind power is accommodated by rapid response facilities. According to the multi-time-scale scheduling model, the impact of the volatile wind power on the external grid is mitigated while the economic operation of microgrid is achieved through the coordination of facilities. Simulation results show the effectiveness of this scheduling model.

**Key words:** microgrid; wind power; stochastic property; day-ahead scheduling; real-time dispatch

中图分类号: TM619; TM73 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)23-0001-08

## 0 引言

分布式发电系统因其明显的经济和社会效益, 近年来得到了快速发展。分布式发电靠近用电负荷, 可以有效减少输电网损; 同时与大电网联网, 互为补充运行, 节省系统建设成本的同时提高供电可靠性<sup>[1-2]</sup>。分布式发电的主要形式包括风能和太阳能等可再生能源, 以及热电联产等高效的小型发电机组, 不仅可以有效减少污染物排放, 而且通过余热回收能极大地提高能源的利用效率, 实现节能减排。但是, 随着大量分布式发电接入配电系统, 电力系统的安全稳定运行面临严峻挑战。尤其是当可

再生能源发电接入系统规模越来越大, 其不可控性及随机波动性必将给电力系统带来诸多负面影响<sup>[2-3]</sup>。

微网<sup>[4]</sup>将不可控的可再生能源、可控的热电联产和储能设备以及各种负荷作为一个整体, 可以同时满足用户对电能和热能的需求。微网可以提高能源利用效率, 通过热电联合提高运行的灵活性, 并可与大电网互动实现对大电网运行的有力支持。它不仅能够解决分布式电源的大规模接入问题, 还能充分发挥分布式发电的优势, 真正实现分布式发电的安全、经济和高效运行。微网的经济优化运行就是研究微网各种设备的协调优化运行, 国内外对此已经开展了大量研究<sup>[3,5-7]</sup>。但是目前的研究多集中

在能量优化调度,对于可再生能源出力随机性的影响以及多时间尺度的协调控制并没有予以考虑。

本文研究了微网多时间尺度能量优化调度,通过日前能量调度计划和实时运行调整的多时间尺度协调优化调度,研究热、电的联合优化,实现系统最优运行的同时,提高微网对于外部电网的可调度性。在日前能量调度模型中,考虑风电出力随机性,利用热、电系统之间的关联,通过大容量储热装置和电热转化设备,实现用电的削峰填谷和微网的灵活运行;在实时运行时,当超短期预测与日前预测的风电出力出现偏差时,通过调整日前调度计划,实现日前调度计划的有效性。

## 1 微网模型

本文研究的微网系统包括小型热电联产发电机组、风力发电机组、热电储能设备以及燃气锅炉等。为了加强微网系统中热和电系统之间的关联,引入电热转化设备,可以在电力富余和价格较低的时段,通过加热装置转化为热能;同时,电热转化装置调节用电功率的速度快,可以在实时运行时参与调节风电出力的波动。

### 1.1 微网的优化运行

微网通过热、电联合优化和多种设备间的协调控制,实现微网的协调优化运行。在微网日前调度中,以经济运行作为优化目标,利用分时电价(TOU)实现用电的削峰填谷。通常,用电负荷高峰一般出现在白天,而热负荷高峰则在早晨和晚上<sup>[8]</sup>,所以可以让CHP在白天电负荷高峰时发电,由于此时的热负荷并不匹配,因此需要通过储热装置存储多余热能。晚上,电负荷较低、热负荷较高时,储热装置会释放热能供热,同时由于此时电价较低,电热转化装置会利用电能转化为热能进行供热。

### 1.2 考虑风电随机性的微网多时间尺度能量优化调度

随着分布式发电,尤其是可再生能源接入电网,必将给电网带来很多影响。以微网整合分布式电源,实现微网内各种设备的协调优化控制,减少对外部电网的影响。大量研究发现风电存在很大的随机性<sup>[9]</sup>,风电的随机性需要电网在运行时提供大量旋转备用,这必然会降低电网的经济运行水平,大量的风电接入可能还会影响电网的安全稳定运行<sup>[10]</sup>。本文通过日前调度计划和实时运行调整的多时间尺度协调优化调度,降低微网内部风电的随机性对外部电网的影响。在日前调度计划时,在优化模型中利用场景手段考虑第二天风电的可能出力,保证在日内实时运行时风电出力偏离日前预测时,调度计划可以灵活调整,从而降低风电随机性对外部电网的影响。另外,通过考虑微网公共连接点(PCC)处的波

动,实现微网对外部电网的可调度性。而在实时运行时,当风电出力偏离日前预测值时,利用电热转化和电储能装置的快速响应<sup>[11]</sup>,保证日前调度的有效性。

在日前调度中,系统通过投资成本较低的热储能,优化热、电负荷的匹配,实现系统削峰填谷,而且在日前调度模型中,利用多场景手段描述风电出力的随机性,提高了系统适应风电出力随机性的灵活性;而在实时运行时,通过响应速度较快的电热转化装置和电储能系统,实现微网系统对风电出力波动的消纳,减小风电出力随机性对电网的影响。在实时运行时利用电热转换设备和储热装置快速调节风电随机性带来的影响,可以有效减少电储能系统的容量配置。这在当前电储能成本较高<sup>[8]</sup>的情况下,可以极大地降低系统建设成本。

## 2 考虑风电随机性的日前调度

### 2.1 风电随机性的场景描述

本文采用场景描述方法描述风电出力的随机性。结合日前风电预测,利用拉丁超立方抽样(Latin Hypercube Sampling, LHS)<sup>[12]</sup>产生第二天风电可能的出力曲线;然后利用场景削减技术削减场景数量,从而减少模型求解的计算量。假设风电出力满足 $N(\mu, \sigma^2)$ 正态分布,其中 $\mu$ 是日前预测风电出力值, $\sigma$ 是风电可能出力的标准差,用来表征风电的随机性,并假设标准差与预测值成一定比例关系<sup>[13]</sup>。与随机采样不同,LHS方法可以更精确描述变量的分布。对于每一个变量,其累计概率分布被等分为 $N$ 份,然后在每一等份中随机选取一个值。通过LHS采样,风电出力的随机性可以通过大量的场景来描述。然后采用考虑Kantorovich距离<sup>[14]</sup>的场景削减方法对场景进行削减。

### 2.2 微网日前调度的确定性模型

以系统总运行成本最低作为微网日前调度的目标,考虑热、电平衡约束,设备出力上下限和爬坡率约束,机组最小开停机时间等约束<sup>[15-16]</sup>。本文中日前调度时间间隔为1 h。

#### 2.2.1 目标函数

微网日前调度的目标是系统总成本费用最低,包括与外部电网的电能交换成本、发电机和锅炉的燃料成本。

$$F_{\text{obj}} = \sum_{h=1}^T c_{\text{Grid}}^h P_{\text{Grid}}^h + c_{\text{Gas}} \sum_{h=1}^T F_{\text{B}}^h + c_{\text{Gas}} \sum_{h=1}^T \sum_{i=1}^{n_{\text{cup}}} F_i^h \quad (1)$$

其中: $c_{\text{Grid}}^h$ 是 $h$ 时刻的电价; $c_{\text{Gas}}$ 是燃气价格; $P_{\text{Grid}}^h$ 是 $h$ 时刻PCC处的电能交换(大于0表示外部电网向微网输送功率,小于0则表示微网向外部电网输

出功率);  $F_i^h$  是  $h$  时刻 CHP  $i$  的燃气流量;  $F_B^h$  是  $h$  时刻锅炉的燃气流量。

利用一次曲线对CHP的燃气流量和电功率进行拟合<sup>[17]</sup>, 如式(2)。

$$F_i^h = f_i(P_i^h) = a_{Fi}P_i^h + b_{Fi}I_i^h \quad (2)$$

其中:  $P_i^h$  表示CHP在  $h$  时刻的电功率;  $I_i^h$  是CHP在  $h$  时刻的开停机状态。

类似地, CHP余热回收可用式(3)拟合。

$$H_i^h = h_i(P_i^h) = a_{Hi}P_i^h + b_{Hi}I_i^h \quad (3)$$

其中,  $H_i^h$  是CHP在  $h$  时刻的热能输出。

对于锅炉, 热转换效率基本为常数。

$$F_B^h = H_B^h / \eta_B \quad (4)$$

其中:  $\eta_B$  是锅炉的效率参数;  $H_B^h$  是锅炉在  $h$  时刻的热能输出。

### 2.2.2 约束条件

微网日前调度模型需要考虑热、电平衡、设备运行上下限和爬坡率、最小开停机时间等约束。

(1) 有功平衡

$h$  时刻的有功功率满足

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{CHP}}} P_i^h + P_{\text{Grid}}^h + P_{\text{W}}^{F,h} = P_{\text{D}}^h + P_{\text{EH}}^h \quad (5)$$

其中,  $P_{\text{D}}^h$ 、 $P_{\text{W}}^{F,h}$  和  $P_{\text{EH}}^h$  分别是系统有功需求、风机出力预测值和电热转化设备功率。

在PCC处的交换功率必须满足容量约束, 或者是给定的上下限约束。

$$P_{\text{Grid}}^{\min} \leq P_{\text{Grid}}^h \leq P_{\text{Grid}}^{\max} \quad (6)$$

其中,  $P_{\text{Grid}}^{\max}$  和  $P_{\text{Grid}}^{\min}$  是PCC处的交换功率的上下限。交换功率负值表示微网向外部电网输出电能。

同时, 电热转化设备的出力满足

$$0 \leq P_{\text{EH}}^h \leq P_{\text{EH}}^{\max} \quad (7)$$

其中,  $P_{\text{EH}}^{\max}$  是电热转化设备的额定容量。

(2) 热平衡

热能供需平衡可表述为

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{CHP}}} H_i^h + H_B^h + \eta_{\text{EH}} P_{\text{EH}}^h + (-H_{\text{TI}}^h + \eta_{\text{TO}} H_{\text{TO}}^h) \geq H_{\text{D}}^h \quad (8)$$

其中:  $H_B^h$  和  $H_{\text{D}}^h$  分别是  $h$  时刻锅炉的热能输出和负荷热需求;  $H_{\text{TI}}^h$  和  $H_{\text{TO}}^h$  分别是  $h$  时刻储热装置的热充、放功率;  $\eta_{\text{EH}}$  是电热转化设备的转换效率;  $\eta_{\text{TO}}$  是储热装置的热输出效率。

锅炉的热输出需满足容量约束和爬坡约束。

$$0 \leq H_B^h \leq H_B^{\max} \quad (9)$$

$$|H_B^h - H_B^{h-1}| \leq R_B \quad (10)$$

其中:  $H_B^{\max}$  是锅炉的额定热输出功率;  $R_B$  为锅炉的热输出爬坡率。

储热装置满足以下约束

$$L_{\text{T}}^h = \eta_{\text{T}} L_{\text{T}}^{h-1} + \eta_{\text{TI}} H_{\text{TI}}^h - H_{\text{TO}}^h \quad (11)$$

$$0 \leq L_{\text{T}}^h \leq L_{\text{T}}^{\max} \quad (12)$$

$$0 \leq H_{\text{TI}}^h \leq H_{\text{TI}}^{\max} \quad (13)$$

$$0 \leq H_{\text{TO}}^h \leq H_{\text{TO}}^{\max} \quad (14)$$

其中:  $L_{\text{T}}^h$  是  $h$  时刻储热装置的储热量;  $\eta_{\text{T}}$  表示单位热能在储热装置中经过一个小时后剩余的比例;  $\eta_{\text{TI}}$  是储热装置的充热效率;  $L_{\text{T}}^{\max}$  是储热装置的最大储热水平;  $H_{\text{TI}}^{\max}$  和  $H_{\text{TO}}^{\max}$  是储热装置的最大充、放热功率。

(3) 机组额定功率和爬坡及开停机约束

CHP满足上下限约束、爬坡率约束、最小开停机时间约束<sup>[16]</sup>。

### 2.3 考虑风电随机性的微网日前调度模型

在日前调度模型中, 针对不同的风电出力场景, 给出对应的电热转化设备运行功率和微网与外部电网的交换功率, 保持在各种不同的风电出力场景下系统功率的平衡。为了维持CHP运行工况的稳定, 本文的日前调度模型中不考虑CHP参与调节风电出力的随机性<sup>[17]</sup>。

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{CHP}}} P_i^h + P_{\text{Grid}}^{s,h} + P_{\text{W}}^{s,h} = P_{\text{D}}^h + P_{\text{EH}}^{s,h} \quad (15)$$

$$-P_{\text{Grid}}^{\max} \leq P_{\text{Grid}}^{s,h} \leq P_{\text{Grid}}^{\max} \quad (16)$$

$$0 \leq P_{\text{EH}}^{s,h} \leq P_{\text{EH}}^{\max} \quad (17)$$

其中,  $P_{\text{Grid}}^{s,h}$ 、 $P_{\text{W}}^{s,h}$  和  $P_{\text{EH}}^{s,h}$  分别是  $h$  时刻对应风电出力场景  $s$  的微网与外部电网交换功率、风电出力力和电热转化设备功率。

系统的热平衡满足

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{CHP}}} H_i^h + H_B^{s,h} + \eta_{\text{EH}} P_{\text{EH}}^{s,h} + (-H_{\text{TI}}^h + \eta_{\text{TO}} H_{\text{TO}}^h) \geq H_{\text{D}}^h \quad (18)$$

$$0 \leq H_B^{s,h} \leq H_B^{\max} \quad (19)$$

$$|H_B^{s,h} - H_B^{s,h-1}| \leq R_B \quad (20)$$

其中,  $H_B^{s,h}$  是  $h$  时刻对应风电出力场景  $s$  的锅炉热出力。

调整确定性模型的目标函数, 考虑风电波动情况下的运行费用期望值最小<sup>[13]</sup>, 在目标函数中引入PCC点处的功率波动项, 降低风电随机性对外部电网的影响, 提高微网实时运行时调整的灵活性。

$$F_{obj\_s} = \sum_s \pi_s \sum_{h=1}^T c_{Grid}^h P_{Grid}^{s,h} + c_{Gas} \sum_s \pi_s \sum_{h=1}^T F_B^{s,h} + c_{Gas} \sum_{h=1}^T \sum_{i=1}^{n_{CHP}} F_i^h + \frac{\lambda}{2} \sum_s \pi_s \sum_{h=1}^T (P_{Grid}^{s,h} - P_{Grid}^h)^2 \quad (21)$$

其中:  $F_B^{s,h}$  是  $h$  时刻对应场景  $s$  的锅炉燃气流量;  $\pi_s$  是场景  $s$  的概率;  $\lambda$  是权重系数 (本文算例取为 1)。在目标函数中, 前两项是电能交换和锅炉燃气的期望成本, 第三项是 CHP 燃料成本, 最后一项表征 PCC 处功率的波动。

### 3 微网实时运行调度

微网实时运行时, 通过超短期预测<sup>[9,18]</sup>下一时刻(10 min)的风电出力, 然后根据其与日前预测风电出力的偏差, 通过电热转化装置、锅炉和电储能装置的调节, 保证微网日前调度策略的有效性, 提高微网的可调度性。

#### 3.1 目标函数

目标函数考虑的是实现实时调节所需要消耗的能量。

$$f_{energy} = \min(-\eta_c P_c^t \Delta t + \frac{1}{\eta_d} P_d^t \Delta t + \frac{1}{\eta_B} (H_B^t - H_B^h) \Delta t) \quad (22)$$

其中:  $\eta_c$  和  $\eta_d$  表示电储能设备的充、放电效率;  $H_B^t$  表示  $t$  时刻锅炉热出力;  $H_B^h$  则表示日前调度计划  $h$  时的锅炉热出力。

#### 3.2 约束条件

电储能设备的容量、充放电功率满足以下关系和约束<sup>[19]</sup>。

$$S^t = S^{t-1} + \eta_c P_c^t \Delta t - \frac{1}{\eta_d} P_d^t \Delta t \quad (23)$$

$$P_c^{\min} \cdot I_c \leq P_c^t \leq P_c^{\max} \cdot I_c \quad (24)$$

$$P_d^{\min} \cdot I_d \leq P_d^t \leq P_d^{\max} \cdot I_d \quad (25)$$

$$I_c + I_d \leq 1 \quad (26)$$

$$S^{\min} \leq S^t \leq S^{\max} \quad (27)$$

其中:  $S^{\min}$  和  $S^{\max}$  分别为电储能设备储能的上下限;  $S^{t-1}$  表示  $t-1$  时刻电储能设备的剩余电量;  $P_c^{\min}$  和  $P_c^{\max}$  则表示电储能设备充电功率的上下限;  $P_d^{\min}$  和  $P_d^{\max}$  则表示电储能设备放电功率的上下限;  $I_c$  和  $I_d$  表示电储能设备的充放状态, 为  $\{0,1\}$  变量。

电转热和锅炉要满足额定容量约束, 同时锅炉还有爬坡率约束。

$$0 \leq P_{EH}^t \leq P_{EH}^{\max} \quad (28)$$

$$0 \leq H_B^t \leq H_B^{\max} \quad (29)$$

$$|H_B^t - H_B^{t-1}| \leq R_B \Delta t \quad (30)$$

$$\eta_{EH} (P_{EH}^t - P_{EH}^h) + (H_B^t - H_B^h) \geq 0 \quad (31)$$

式 (31) 表示在实时调整后, 系统供热仍能满足需求。

根据超短期风电出力预测, 在风电出力偏离日前预测时, 为了保证日前调度计划的有效性, 提高微网的可调度性, 将PCC处交换功率的偏差作为约束条件。

$$|P_W^t - P_W^h - P_{EH}^t + P_{EH}^h - P_c^t + P_d^t| \leq \Delta P_{lim} \quad t \in h \quad (32)$$

其中:  $P_W^t$  为  $t$  时刻风电超短期预测出力;  $P_W^h$  为日前预测的  $h$  时风电出力;  $P_{EH}^t$  和  $P_{EH}^h$  分别表示  $t$  时刻和  $h$  时电热转化设备的功率;  $P_c^t$  和  $P_d^t$  表示电储能设备  $t$  时刻的充、放电功率;  $\Delta P_{lim}$  是波动控制项, 表示 PCC 处交换功率允许波动范围。

#### 3.3 模型求解

实时运行调度模型中, 约束 (32) 的作用是降低PCC处交换功率的偏差, 它并不是微网的运行约束。在求解时, 可以根据实际需要设定波动控制项  $\Delta P_{lim}$  的值。另外, 当  $\Delta P_{lim}$  取值过小而造成模型无解时, 可以适当增大其取值; 如果在  $\Delta P_{lim}$  达到某一取值之后模型依然无解, 则本次放弃本次实时调度, 系统运行按日前计划进行。

### 4 算例

本文选取的微网系统<sup>[19]</sup>包括三台CHP、一组风力发电系统、一个电储能系统、一个电热转化装置以及锅炉、热储能装置和热负荷, 微网通过PCC与外部电网连接。算例参数见附录A。

#### 4.1 日前和超短期预测的风电出力

图1中实线表示日前预测的第二天各小时风电出力预测值, 虚线则表示实时运行时风电超短期(10 min)预测值, 两者之间的偏差如杆图所示, 可以发现风电实际运行时波动较大。因此如果微网实时运行时仍按照日前计划方式运行, 风电的波动需要全部由外部大电网承担, PCC处的实际电能交换就会与日前计划有较大的偏离。

#### 4.2 微网日前调度计划

取日前风电出力预测值的20%作为标准差, 通过LHS采样法生成3 000个风电出力场景, 再通过场景削减技术将削减至10个。削减后的场景见附录B表VI和VII。

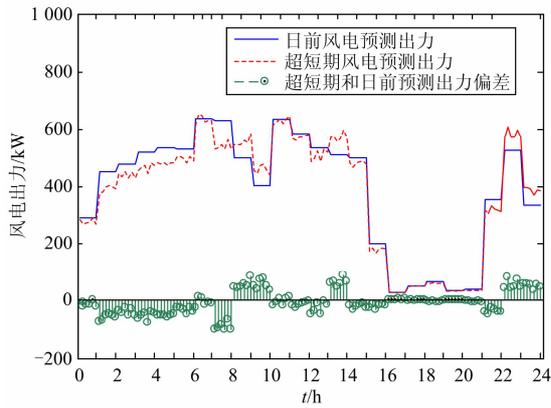


图1 风电日前和超短期预测出力

Fig. 1 Day-ahead and short-term forecasted wind power

场景生成和削减后, 根据考虑风电随机性的微网日前调度模型, 利用TOMLAB<sup>[20]</sup>的MIP解法器, 计算得到微网日前调度计划(表1)。

表1 微网日前调度计划

Table 1 Day-ahead system scheduling results

时刻	CHP1	CHP2	CHP3	PG	Boiler	EH
1	268.6	0	640.0	1 216.6	893.1	726.6
2	374.2	0	300.0	1 246.2	952.1	766.0
3	398.8	0	300.0	1 039.2	891.0	695.6
4	501.8	0	300.0	883.7	903.8	685.1
5	494.9	0	300.0	966.9	889.3	732.4
6	486.5	0	300.0	1 091.2	898.0	636.8
7	533.5	320.0	320.0	929.0	897.5	660.3
8	600.0	400.0	800.0	-11.6	854.5	148.5
9	600.0	400.0	800.0	44.3	967.0	33.6
10	600.0	400.0	800.0	134.1	1 004.1	25.3
11	600.0	400.0	800.0	6.2	554.1	171.2
12	600.0	400.0	800.0	23.8	382.8	138.3
13	600.0	400.0	800.0	-27.1	417.8	56.3
14	600.0	400.0	800.0	23.5	508.5	125.5
15	600.0	400.0	800.0	0.4	131.6	134.5
16	600.0	400.0	800.0	195.2	216.9	70.0
17	600.0	400.0	800.0	381.8	578.8	0.6
18	600.0	400.0	800.0	479.4	732.1	18.6
19	600.0	400.0	800.0	602.8	882.1	10.6
20	600.0	400.0	800.0	632.5	487.6	8.2
21	600.0	400.0	800.0	578.8	826.0	2.4
22	600.0	400.0	800.0	219.2	919.7	81.9
23	0	80.0	320.0	1 809.3	898.0	695.5
24	0	214.9	0	1 998.7	915.5	717.1

本文算例采用分时电价, 在电价较低的8点到22点, CHP满发, 此时为用电负荷较高; 其余时刻用电负荷较低, CHP会降低出力, 微网从外部电网吸收功率; 通过峰谷电价实现了微网的削峰填谷。在实时运行时, 即便在电价较低的用电低峰时刻电

热转化设备也未以满功率方式运行, 原因是为了使满足各种可能风电出力场景, 提高微网在实时运行时调整的灵活性。

#### 4.3 微网实时调度计划

实时调度过程中, 当超短期预测偏离日前预测风电出力时, 微网通过调整电热转化装置的运行, 同时利用电储能设备, 在微网内部消纳风电波动。利用TOMLAB<sup>[20]</sup>的QP解法器求解微网实时运行调度模型, 得到实时运行调度时各个时刻的系统运行调整策略。图2给出了未通过实时调整和通过实时调整调度, 微网与外部电网的功率交换。实线表示日前微网调度计划的PCC处的功率交换; 虚线表示在实时运行时, 如果微网内各设备按日前调度计划运行时PCC处的功率交换, 发现由于风电的波动造成PCC处的实际功率交换与日前计划有较大偏差, 最大达101.7 kW, 占风电装机容量(800 kW)的12.7%, 占系统最大负荷的4.1%; 带点线条表示微网通过实时调度运行调整后PCC处的功率交换。从图中可以发现, 调整后的功率交换与日前计划吻合的较好, 说明通过实时运行调整, 微网PCC处的功率交换能很好地执行日前计划, 提高微网对于外部电网是可调度性。图中对曲线的局部做了放大说明。

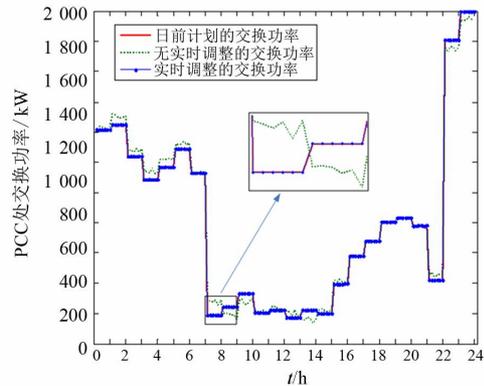


图2 微网与外部电网功率交换(PCC处)

Fig. 2 Energy exchange at PCC

为了更清晰地说明调整的效果, 图3画出了在有实时调整和无实时调整情况下, PCC处的实时功率交换和日前计划之间的偏差。虚线表示在实时运行时, 如果微网内各设备按日前调度计划执行, 风电波动带来的PCC处功率交换与日前计划之间的偏差; 实线则表示在实时调整中通过电热转化以及电储能装置等的响应, PCC处的功率交换与日前计划之间的偏差。可以发现, 通过实时运行调整, 微网与外部电网之间的功率交换能够很好地执行日前计划, 将风电波动带来的影响控制到最小。只有在几

个时刻，由于日前和超短期预测的风电出力偏差较大，实时调整无法彻底消纳这部分偏差的影响，但是仍能显著降低预测偏差带来的PCC处功率交换的波动。

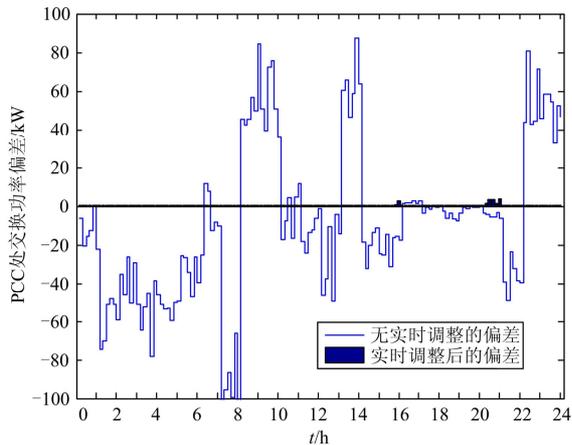


图 3 有实时调度调整和无实时调度调整情况下的 PCC 处功率交换值与日前计划的偏差

Fig. 3 Offset of energy exchange at PCC with and without real-time scheduling

## 5 结论

本文提出了考虑风电出力随机性的微网多时间尺度能量优化调度模型，在风电出现波动的情况

下，该模型依然能够实现含风电微网的可调度性。在日前调度模型中，通过投资成本较低的热储能设备匹配电、热负荷，实现系统的削峰填谷和经济运行；同时考虑了风电出力的随机性，利用多场景手段描述风电出力的随机性，提高了系统适应各种可能风电出力的灵活性，使系统能够在实时运行时消纳风电波动；由于 CHP 是提高微网能源利用效率最有效的手段，其部分负荷运行模式会降低机组的能源利用效率，进而降低微网系统的运行效率，所以在日前调度模型中，CHP 并未被安排参与消纳风电的波动。在实时运行调度模型中，通过电热转化和电储能系统的快速响应，及时消纳风电出力的波动，使微网和外部电网的功率交换遵循日前调度计划；同时，电储能装置仅被用于短时间的风电出力波动调节，可以减少对电储能系统的容量需求，在电储能系统投资成本较高的情况下，有利于减少系统建设成本。该多时间尺度模型很好地协调了各种设备的运行，在实现系统经济运行的同时，很好地消纳了风电随机性给外部电网带来的影响。

## 附录 A 系统参数

算例系统的具体参数见表 I ~ 表 IV。表 V 给出了电、热负荷以及日前风电预测值。

表 I 发电机组参数 (1)

Table I Units data (1)

发电机	aF	bF	aH	bH	$P_{min} / kW$	$P_{max} / kW$
CHP1	2.64	66.2	1.36	30.2	15	600
CHP2	2.7	50	1.4	30.2	15	400
CHP3	2	10	0.8	0	300	800

注：\* aF、bF、aH 和 bH 是 CHP 的效能参数。

表 II 发电机组参数 (2)

Table II Units data (2)

发电机	初始状态	上爬坡率 / (kW/h)	下爬坡率 / (kW/h)	开机爬坡 / (kW/h)	关机爬坡 / (kW/h)	最小开机时间/h	最小关机时间/h
CHP1	3	420	480	480	600	6	2
CHP2	-1	280	320	320	400	6	2
CHP3	3	480	480	560	640	8	3

表 III 系统设备参数

Table III System components data

设备	容量/kW	效率
锅炉	1 500	0.8
电热转化	800	0.98
热储能*	1 000	0.98
电储能*	50	0.9
PCC 容量	2 000	-
风电装机	800	-

注：\* 三个参数分别表示：未衰减率、充入效率、放出效率。

表 IV 能源价格  
Table IV Energy tariff

	低谷 (1~7 h, 23~24 h)	高峰(8~22 h)
电价	0.288 \$/kWh	0.668 \$/kWh
燃料价格	0.4 \$/kWh (10.35 kWh/m <sup>3</sup> HHV)	

表V 热、电负荷需求及日前风电预测出力  
Table V Hourly load and forecast wind power

kW							
时间	电负荷	热负荷	风电出力	时间	电负荷	热负荷	风电出力
1	1 686.5	2 609.9	287.8	13	2 248.9	2 547.6	532.3
2	1 603.2	2 480.9	448.8	14	2 207.1	2 921.6	509.0
3	1 519.9	2 384.1	477.6	15	2 165.6	2 208.4	499.7
4	1 519.9	2 526.2	519.5	16	2 123.8	2 360.1	198.6
5	1 561.7	2 548.9	532.3	17	2 207.1	2 654.0	25.9
6	1 769.8	2 452.4	528.9	18	2 311.3	2 824.9	50.5
7	2 082.3	2 842.7	640.0	19	2 457.0	2 967.0	64.7
8	2 269.5	3 120.3	629.7	20	2 457.0	2 570.3	32.7
9	2 311.3	3 194.1	500.6	21	2 415.5	2 473.8	39.1
10	2 311.3	3 029.3	402.5	22	2 290.4	2 496.5	353.2
11	2 269.5	2 541.9	634.5	23	2 040.5	2 389.8	526.8
12	2 269.5	2 593.0	584.1	24	1 832.4	2 435.5	335.9

## 附录B 削减后的风电出力场景

表 VI 削减后的风电出力场景  
Table VI Reduced wind power scenarios

Hours	Wind power scenarios/kW									
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
1	287.8	268.9	326.1	294.9	199.7	177.5	264.5	364.2	277.6	232.4
2	448.8	469.4	451.7	477.4	431.7	398.7	437.6	485.7	448.5	453.9
3	477.6	499.1	460.1	510.6	365.5	478.5	400.4	468.0	521.1	587.0
4	519.5	548.0	541.3	420.5	517.1	513.9	511.7	452.5	635.7	588.8
5	532.3	498.0	526.9	536.1	559.1	527.9	602.6	418.0	595.0	517.6
6	528.9	696.1	476.7	526.5	488.9	521.2	481.2	567.9	565.1	422.8
7	640.0	637.4	655.2	534.5	582.6	677.0	607.1	549.9	613.5	784.8
8	629.7	623.8	666.1	521.5	594.5	706.5	479.1	647.7	618.8	583.5
9	500.6	469.5	487.8	465.9	510.9	586.1	468.6	599.7	472.8	481.4
10	402.5	414.4	376.4	376.8	385.7	473.5	452.7	416.0	402.6	390.4
11	634.5	673.3	597.9	557.6	625.7	475.0	462.1	649.4	710.6	461.5
12	584.1	442.7	467.7	632.0	634.3	650.7	495.2	639.1	513.4	511.8
13	532.3	548.3	532.7	500.9	576.1	612.3	474.0	593.4	579.9	589.1
14	509.0	645.2	532.9	382.8	520.9	596.7	544.8	519.4	444.6	479.5
15	499.7	612.7	463.6	363.8	539.7	400.7	504.6	460.7	510.2	392.3
16	198.6	240.8	126.6	186.9	196.9	187.3	186.6	203.7	196.6	161.9
17	25.9	26.6	34.7	24.7	26.0	26.9	25.0	25.4	27.8	25.6
18	50.5	68.2	29.8	34.9	55.7	64.9	44.4	56.2	47.4	64.4
19	64.7	54.0	52.4	65.8	64.0	59.4	71.2	67.8	78.8	57.3
20	32.7	31.3	31.3	39.9	25.6	24.6	31.3	22.3	41.0	30.4
21	39.1	42.6	46.1	42.5	36.2	45.1	35.7	41.7	49.6	44.8
22	353.2	349.3	269.1	354.2	311.4	397.1	457.4	475.6	389.1	365.2
23	526.8	460.1	421.8	507.9	464.5	510.9	615.9	562.8	481.6	635.9
24	335.9	248.4	421.3	316.2	359.2	304.3	352.2	417.4	249.6	346.6

表 VII 削减后的风电出力场景的概率

Table VII Probability of reduced wind power scenarios

场景	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
概率	0.064	0.091	0.155	0.134	0.088	0.092	0.086	0.192	0.051	0.047

## 参考文献

- [1] 钱科军, 袁越. 分布式发电技术及其对电力系统的影响[J]. 继电器, 2007, 35(13): 25-29.  
QIAN Ke-jun, YUAN Yue. Distributed generation technology and its impact on power systems[J]. Relay, 2007, 35(13): 25-29.
- [2] 张立梅, 唐巍, 赵云军, 等. 分布式发电对配电网影响的综合评估[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(21): 132-135, 140.  
ZHANG Li-mei, TANG Wei, ZHAO Yun-jun, et al. The integrated evaluation of impact of distributed generation on distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(21): 132-135, 140.
- [3] 王成山, 武震, 李鹏. 微电网关键技术研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 1-12.  
WANG Cheng-shan, WU Zhen, LI Peng. Research on key technologies of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 1-12.
- [4] HATZIARGYRIOU N, ASANO H, IRAVANI R, et al. Microgrids[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2007, 5(4): 78-94.
- [5] 王新刚, 艾芊, 徐伟华, 等. 含分布式发电的微电网能量管理多目标优化[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(20): 79-83.  
WANG Xin-gang, AI Qian, XU Wei-hua, et al. Multi-objective optimal energy management of microgrid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2009, 37(20): 79-83.
- [6] 姜世公, 李琰, 王卫. 一种微网系统孤岛运行条件下的能量管理策略[J]. 电工技术学报, 2014, 29(2): 130-135.  
JIANG Shi-gong, LI Yan, WANG Wei. A novel power management strategy for microgrid on islanding mode[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(2): 130-135.
- [7] FIRESTONE R. Optimal real-time dispatch for integrated energy systems[D]. Berkeley: University of California, 2007.
- [8] STADLER M, MARNAY C, SIDDIQUI A, et al. Effect of heat and electricity storage and reliability on microgrid viability[EB/OL]. [2009-03]. <http://certs.lbl.gov/pdf/lbnl-1334E-2009.pdf>.
- [9] MONTEIRO C, BESSA R, MIRANDA V, et al. Wind power forecasting[EB/OL]. [2009-11-06]. [www.dis.anl.gov/pubs/65613.pdf](http://www.dis.anl.gov/pubs/65613.pdf).
- [10] ERIKSEN P B, ACKERMANN T, ABILDGAARD H, et al. System operation with high wind penetration[J]. IEEE Power and Energy Magazine, 2005, 3(6): 65-74.
- [11] SWIERCZYNSKI M, TEODORESCU R, RASMUSSEN C N, et al. Overview of the energy storage systems for wind power integration enhancement[C] // 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), July 4-7, 2010, Bari.
- [12] WYSS G D, JORGENSEN K H. A user's guide to LHS[EB/OL]. [1998-02]. <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/1998/980210.pdf>.
- [13] WANG J, SHAHIDEHPOUR M, LI Z. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2008, 23(3): 1319-1327.
- [14] DUPAČOVÁ J, GRÖWE-KUSKA N, RÖMISCH W. Scenario reduction in stochastic programming: an approach using probability metrics[J]. Math Program: Series B, 2003, 95(3): 493-511.
- [15] 丁明, 包敏, 吴红斌, 等. 复合能源分布式发电系统的机组组合问题[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(6): 46-50.  
DING Ming, BAO Min, WU Hong-bin, et al. Unit commitment problem in distributed generation system with multiple energy sources[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(6): 46-50.
- [16] 张宇宇, 高山, 赵欣. 一种考虑风电随机性的机组组合模型及其算法[J]. 电工技术学报, 2013, 28(5): 22-29.  
ZHANG Ning-yu, GAO Shan, ZHAO Xin. An unit commitment model and algorithm with randomness of wind power[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(5): 22-29.
- [17] 郭力, 王守相, 许东, 等. 冷电联供分布式供能系统的经济运行分析[J]. 电力系统及其自动化学报, 2009, 21(5): 8-12.  
GUO Li, WANG Shou-xiang, XU Dong, et al. Economical operation analysis of CCP distributed energy supply system[J]. Proceedings of the CSU-EPSCA, 2009, 21(5): 8-12.
- [18] BROWNSWORD R, ARMINES G K. The state-of-the-art in short-term prediction of wind power[EB/OL]. [2003-08-12]. [http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS\\_D1.1\\_StateOfTheArt\\_v1.1.pdf](http://anemos.cma.fr/download/ANEMOS_D1.1_StateOfTheArt_v1.1.pdf).
- [19] HERMAN D, BARKER P, JOHNSON B, et al. Investigation of the technical and economic feasibility of micro-grid-based power systems[EB/OL]. [2001-12]. <http://my.epri.com/portal/server.pt?space=CommunityPage&cached=true&parentname=ObjMgr&parentid=2&control=SetCommunity&CommunityID=405>.
- [20] HOLMSTRÖM K, GÖRAN A O, EDVALL M M. User's guide for TOMLAB 7[EB/OL]. [2010-05-05]. <http://tomopt.com/docs/TOMLAB.pdf>.

收稿日期: 2014-06-05; 修回日期: 2014-08-27

作者简介:

徐立中 (1983-), 男, 工学博士, 从事调度运行工作和节能经济调度研究等; E-mail: lizhoux@gmail.com

易永辉 (1969-), 男, 工学博士, 研究方向为智能变电站及电力系统继电保护等。