

平抑长短期风电功率波动的风储协调运行方法

沈 枢^{1,2}, 张沛超^{1,2}, 李中豪^{1,2}, 张 宇³, 方 陈³

(1. 电力传输与功率变换控制教育部重点实验室(上海交通大学), 上海市 200240;

2. 上海交通大学电子信息与电气工程学院, 上海市 200240; 3. 国网上海市电力公司电力科学研究院, 上海市 200437)

摘要:提出了一种基于模型预测控制(MPC)和低通滤波(LPF)原理的实时平抑长短期风电功率波动的风储协调运行方法。首先,该方法利用风电场发电功率预测曲线,综合考虑优化时域内实际并网功率的平滑效果、储能荷电状态(SOC)、储能出力以及相关约束,通过每 15 min 的滚动计算来实现对储能系统的优化控制。然后,建立了 MPC 与 LPF 两种原理的联系,推导了对常规 LPF 原理进行补偿的计算公式,使得储能 SOC 变化能够跟踪 MPC 设定的优化轨迹。算例分析表明,新方法既能够有效平抑 1 min 和 10 min 的短期风电功率波动,又能在 15 min~4 h 的时间尺度上,有效控制储能 SOC 的变化范围。

关键词:风力发电; 电池储能系统; 功率波动; 模型预测控制; 低通滤波

0 引言

为了应对传统能源的快速消耗以及日益严峻的环境问题,以风能为代表的绿色可再生能源在世界范围内得到了迅猛发展。然而,风能的波动性、间歇性给电网带来了多方面的不利影响^[1-3]。在风电大规模接入的背景下,提高风电输出功率稳定性的研究正受到越来越多的重视^[4-6]。伴随储能技术的不断成熟,风储协调运行对于平抑风电功率波动具有很好效果。但考虑到储能系统高昂的单位成本,满足出力平滑的同时做到储能配置的最小化对风储协调控制策略提出了很高的要求。

在 1 min 和 10 min 的较小时间尺度上,利用基于一阶低通滤波(LPF)原理^[7-10]的风储协调策略可以有效补偿风电功率中某一特定频段的波动成分。为改善该原理的效果,文献[7-8]在 LPF 原理基础上加入了随实测电池荷电状态(SOC)改变滤波时间常数的环节,避免了电池的过充和过放;文献[8-10]采用了超级电容与电池混合储能系统,分别补偿功率波动中的高频和中低频分量。LPF 原理简单实用,对短期风电功率波动有较好的抑制作用。但利用该原理平抑长期波动会加大其滤波时间常数,为此需要配置较大的储能容量,致使总体经济性较差。另外,该原理不具备对未来风电功率变化的预判能

力,在风电功率连续变化时容易因 SOC 越限而失去平滑功能。

模型预测控制(MPC)^[11-14]是近年来被广泛研究和运用的一种先进控制策略。在每一采样时刻,MPC 根据当前获得的测量和预测信息,在线求解一个有限时域开环优化问题,并将求解出的输入序列中的第一个元素施加到受控对象作为输入信号,并实施滚动优化。文献[11]利用过去 1 min 和 30 min 的历史风电功率数据以及未来 10 s 的预测数据,实现了基于 MPC 原理的实时风电功率波动约束;文献[12]利用 MPC 原理平抑风电功率的波动性;文献[13]则采用 MPC 原理使得风储联合发电系统能够跟踪调度曲线。MPC 原理主要针对 15 min 及以上时间尺度的风电功率波动,原因有两个方面。首先,MPC 原理的控制周期依赖于风电功率的预测间隔。根据现有国家标准^[15],风电功率预测的时间分辨率多为 15 min。预测间隔越短,则风速数据所表现的随机性和非线性就越强。时间间隔为 10 min 的风速预测至今还是一个世界性难题^[16]。其次,在相同的优化时长内(如 4 h),MPC 控制周期越短则求解优化问题的运算量越大。这样,在 15 min 及以上的较大时间尺度上,MPC 原理虽然能够充分利用预测模型发挥其滚动优化控制的优势,但却难以兼顾短期风电功率波动。

本文的研究目的是结合以上两种原理,提出能够平抑 1 min 到 15 min 以上等多个时间尺度的风电功率波动的风储协调方法,本文称为 MPC-LPF

方法。在较大时间尺度上(本文为 15 min~4 h),充分利用 MPC 对系统未来动态行为的预测能力以及显式处理约束的能力,形成最优并网功率的控制轨迹,然后指导 LPF 原理,使之在平抑短期风电功率波动的同时,能够贯彻执行 MPC 的优化结果。

1 基本原理

1.1 风储联合运行系统

图 1 为风电场和储能联合运行系统接入电网的结构示意图。该联合系统主要由风电场、储能和控制器组成。图中: P_w 为风电功率; P_b 为储能实际输出功率; P_{b_ref} 为控制器给出的储能参考输出功率,放电为正值,充电为负值; P_g 为并网功率。

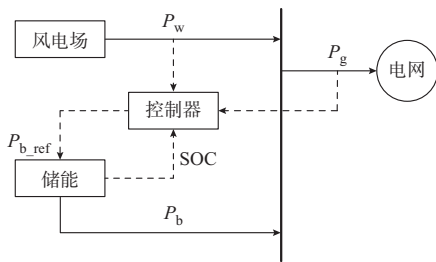


图 1 风电场和储能联合运行系统结构
Fig.1 Structure of wind farm and energy storage joint operation system

不考虑其他能量损耗,则有:

$$P_w + P_b = P_g \quad (1)$$

储能配置在风电场侧协调风电出力,控制器通过收集各项信息来实时调整储能的参考输出功率,其内部执行的控制策略是决定风储联合运行系统工作效益的关键。

1.2 MPC-LPF 方法的原理

根据国家标准^[15],风电功率实时预报系统每 15 min 滚动上报未来 15 min~4 h 的风电场发电功率预测曲线。风电功率预测值为 15 min 的平均值,本文记为 P_{wm} 。据此,本文定义如下控制参量。

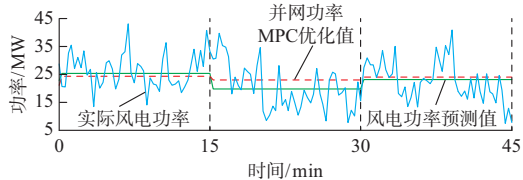
1) 储能控制周期 T_d : 储能输出功率的调节间隔,也是 LPF 原理的执行间隔。本文取 $T_d = 20$ s。

2) MPC 控制周期 T_s : 本文取 $T_s = 15$ min,即等于风电功率预测的分辨率。这样,在一个 MPC 周期内存在 45 个储能控制周期。

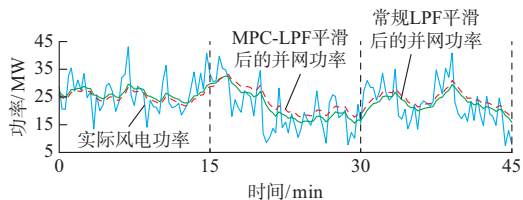
3) 优化时域 P : 为了更好地发挥预测控制的优势,在预测误差允许的范围内取最大的预测时段,则 MPC 的优化时域 $P = 4 \text{ h} / 15 \text{ min} = 16$ 。

4) 控制时域 M : 本文取 $M = P = 16$ 。

下面以图 2 为例,说明 MPC-LPF 方法的原理。



(a) MPC 优化示意图



(b) MPC-LPF 优化示意图

图 2 MPC-LPF 方法的原理示意图

Fig.2 Principle diagram of MPC-LPF method

在图 2(a)中,利用风电功率预测序列,由 MPC 原理在整个优化时域 P 中求解多目标优化问题,得出并网功率优化值序列。与其他优化方法不同的是,MPC 仅将优化序列的第一个元素施加到风储协调系统,并以控制周期 T_s 为步长不断滚动向前。由于风电功率预测误差随着预测时长不断变大,呈现喇叭形^[17],这种滚动优化的方法有利于不断修正预测误差。通过对未来的风电功率进行预测,优化结果可以提前控制储能 SOC 值,使得风储协调策略具有可持续性。例如,在 15 min 时间点处,由于预见到未来 45 min 内风电功率会连续上升,SOC 有越限的可能,故在 15~30 min 的优化时段内,控制储能提前放电。与图中的风电功率预测值序列比较后可见,在 15 min 时间尺度上的并网功率得到了平滑。

在图 2(b)中,常规 LPF 原理和本文提出的 MPC-LPF 方法都能平抑风电功率的短期波动。将两者对比可见,本文方法能够参照 MPC 给出的并网功率优化值(见图 2(a)),调整基于 LPF 原理的储能功率输出值。例如,在 0~15 min 时段,新方法的并网功率低于常规 LPF 原理,而在 15~30 min 时段,新方法的并网功率高于常规 LPF 原理。这样,新方法可以兼顾 LPF 原理的短期平滑以及 MPC 原理的长期优化控制的效果。

由以上基本原理可见,MPC-LPF 方法要解决两个关键问题,首先是在整个优化时域内建立风储协调的优化目标和约束条件,其次是建立 MPC 与 LPF 两种原理的联系以实现相互配合。下面做具体分析。

2 基于 MPC-LPF 的优化控制方法

2.1 MPC 系统模型

风储联合发电系统的状态空间模型如下:

$$\begin{cases} x(k) = u(k) - r(k) \\ y(k+1) = y(k) - \frac{1}{4}x(k) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $u(k)$ 为并网功率 $P_g(k)$; $r(k)$ 为风电功率 $P_w(k)$; $x(k)$ 为储能输出功率 $P_b(k)$; $y(k)$ 为储能剩余容量 $E_b(k)$; $1/4$ 表示 MPC 的控制周期 T_s 为 $15 \text{ min} = 1/4 \text{ h}$ 。

本文中,用 k 表示 MPC 的控制时刻,其间隔为 T_s 。随着储能技术的不断发展,其自放电率可以达到 0.0001 min^{-1} 以下,充放电效率达到 90% 以上^[18]。同时,利用滚动优化的方法,控制器可以周期性更新实际的 SOC 值以修正损耗误差。这样,在上式中就不需考虑储能的动态模型。

目标函数如下:

$$\min J = \sum_{k=1}^M (y(k) - L)^2 + a \sum_{k=0}^{M-1} x(k)^2 + b \sum_{k=0}^{M-1} \Delta u(k)^2 \quad (3)$$

式中: L 为储能处于理想 SOC 时的容量; a 和 b 为惩罚系数; $\Delta u(k) = u(k) - u(k-1)$ 。

式(3)中的 3 个惩罚项分别表示对储能容量偏离理想值、储能出力以及并网功率波动的优化。目标函数应满足并网功率约束、储能输出功率约束和储能容量约束,分别如式(4)、式(5)和式(6)所示。

$$0 \leq u(k) \leq P_{\text{rated}} \quad k = 0, 1, \dots, M-1 \quad (4)$$

$$-P_{\text{ch}} \leq x(k) \leq P_{\text{dch}} \quad k = 0, 1, \dots, M-1 \quad (5)$$

$$S_{\min} \leq \frac{y(k)}{C_B} \leq S_{\max} \quad k = 0, 1, \dots, M \quad (6)$$

式中: P_{rated} 为风电场额定容量; P_{ch} 和 P_{dch} 分别为储能最大充、放电功率; C_B 为储能系统总容量; $S_{\max}$ 和 $S_{\min}$ 分别为储能系统 SOC 的上、下限。

由式(3)至式(6)可见,基于预测模型对系统未来动态行为的预测信息, MPC 可把约束显式地加到未来的输入、输出和状态变量上。后续仿真表明,这对于保证风储协调策略的可持续性非常关键。

2.2 MPC 优化问题求解

MPC 优化问题可以转化为二次规划(QP)问题来求解^[14],其标准形式为:

$$\min_x J = \mathbf{x}^T \mathbf{H} \mathbf{x} + 2\mathbf{x}^T \mathbf{f} \quad (7)$$

$$\text{s.t.} \quad \mathbf{A} \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \quad (8)$$

式中: $\mathbf{x}$ 为 $\Delta u(k)$ ($k = 0, 1, \dots, M-1$) 构成的列向量; $\mathbf{H}$ 和 $\mathbf{f}$ 分别为二次项和一次项系数矩阵; $\mathbf{A}$ 为约束系数矩阵; $\mathbf{b}$ 为列向量。

具体将式(3)至式(6)转化为 QP 问题标准形式的过程见附录 A。按照滚动优化的思想只取 $\mathbf{x}$ 的首项实际执行,由此得到当前的并网功率优化值,本文记为 P_g^* 。

2.3 利用 MPC 优化结果补偿 LPF 的输出

LPF 原理对系统未来动态行为缺乏预测能力。若 LPF 能够参考 MPC 的优化结果,则可弥补其缺乏前瞻性的缺点。传统 LPF 原理的传递函数为:

$$H(s) = \frac{1}{1 + sT_c} \quad (9)$$

式中: T_c 为滤波时间常数。

将式(9)离散化后得:

$$P_g(i) = \frac{T_d}{T_d + T_c} P_w(i) + \frac{T_c}{T_d + T_c} P_g(i-1) = \alpha P_w(i) + (1-\alpha) P_g(i-1) \quad (10)$$

式中: $\alpha = T_d / (T_d + T_c)$, 为滤波时间常数因子。

为区别于 MPC 时刻 k , 本文用 i 表示 LPF 的控制时刻, $i=0$ 表示每个 MPC 周期(15 min)的初始时刻。与文献[7-8]不同的是,本文不采用变滤波时间常数控制策略,故 α 为恒定值。由式(10)递推可得:

$$P_g(i) = \sum_{j=1}^i \alpha (1-\alpha)^{i-1} P_w(i-j+1) + (1-\alpha)^i P_g(0) \quad (11)$$

由于式(3)中首个惩罚项的作用, MPC 在考虑未来风况的情况下将尽量保持 SOC 在理想值附近,所以由 MPC 得到的并网功率优化值 P_g^* 对 LPF 原理极具参考意义。为使实际 SOC 变化能跟踪 MPC 设定的优化轨迹,需维持 15 min 内实际并网功率的总出力与优化出力基本相等。这就要求在原有 LPF 原理的基础上对储能输出功率再作补偿。为维持补偿后的协调算法依然具有 LPF 特性, 15 min 内各时刻的功率补偿值(本文记为 P_c)应基本相等。

在不对 LPF 进行补偿的情况下,利用等比数列求和公式可得到 15 min 内并网的总出力为:

$$W_L = \sum_{i=1}^n P_g(i) T_d = \sum_{i=1}^n P_w(i) T_d + \sum_{i=1}^n (1-\alpha)^i P_g(0) T_d - \sum_{i=1}^n (1-\alpha)^{n+1-i} P_w(i) T_d \quad (12)$$

式中: $n = T_s / T_d$, 为 15 min 内控制器调整储能输出功率的次数。

在一个 MPC 周期内,优化并网总出力 $W_M =$

$\sum_{i=1}^n P_g^* T_d$, 则 15 min 内总出力补偿为:

$$W_C = W_M - W_L = nP_g^* T_d - \sum_{i=1}^n (1-\alpha)^i P_g(0) T_d - \sum_{i=1}^n P_w(i) T_d + \sum_{i=1}^n (1-\alpha)^{n+1-i} P_w(i) T_d \quad (13)$$

观察式(13),前两项可以在每个 MPC 周期的零时刻确定,而后两项只有取得各时刻风电功率数据方能准确表达,故无法于零时刻准确计算出本 MPC 周期的 W_C 。为此,采用该 MPC 周期的风电功率预测值 P_{wm} 来近似各时刻风电功率实际值 $P_w(i)$,即将补偿平分到各时刻。近似后得到的功率补偿值为:

$$P_C = P_g^* - P_{wm} + \sum_{i=1}^n (1-\alpha)^i \frac{P_{wm} - P_g(0)}{n} = P_g^* - P_{wm} + \frac{1-\alpha}{\alpha} \frac{P_{wm} - P_g(0)}{n} \quad (14)$$

此外,为了克服相邻 15 min 功率补偿值的突变,在每 15 min 初段对功率补偿值采取平滑处理,使相邻时刻的功率补偿值之差小于阈值 P_{th} ,即

$$P_C'(i) = \begin{cases} \frac{(m-i)P_{CP} + iP_{CN}}{m} & 1 \leq i < m \\ P_{CN} & m \leq i \leq n \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_C'(i)$ 为经平滑处理后各时刻新的功率补偿值; P_{CP} 和 P_{CN} 分别为由式(14)计算出的前一次 15 min 和当前 15 min 的功率补偿值; $m = \lceil |P_{CP} - P_{CN}| / P_{th} \rceil$,取值不宜过大,否则会影响滤波特性,其中 $\lceil \cdot \rceil$ 表示向上取整函数。

最终得到新的并网功率表达式为:

$$P_{gnew}(i) = P_g(i) + P_C'(i) \quad (16)$$

对常规 LPF 原理进行上述功率补偿后,其在小时间尺度上依旧保持了 LPF 特性,而在大时间尺度上能够跟踪执行 MPC 的优化结果。由于实现机制上没有依赖动态调整滤波时间常数 T_c ,避免了因惯性环节固有的滞后性而导致的调节性能下降。

3 算例分析

3.1 算例系统

本文以某风储联合运行系统为例,在 MATLAB 中建立算例模型,比较不同控制策略在各种时间尺度下的风电功率平滑效果。该风电场的装机容量为 48 MW,储能额定功率为 5 MW,最大可持续时间为 1 h,理想 SOC 为 60%,SOC 允许变化范围为[0.1,0.9]。MPC 每隔 15 min 向前滚动优化一次,控制器调节储能输出功率的周期为 20 s,滤波时间常数为 200 s,惩罚系数 $a=1, b=2$,阈值 P_{th}

为 0.5 MW。风电场爬坡率的限制参考国家标准:装机容量在 30~150 MW 的风电场 10 min 有功功率变化最大限值不超过装机容量的 1/3,1 min 有功功率变化最大限值不超过装机容量的 1/10^[15]。

3.2 风电功率波动平滑效果

选取某风电场连续 8 h 风电功率数据,如图 3 所示。

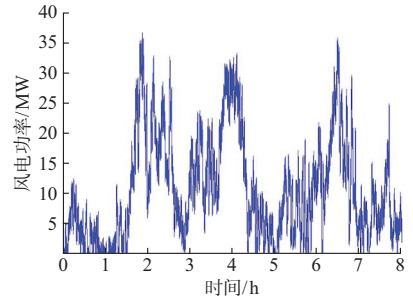


图 3 某风电场 8 h 风电功率曲线
Fig.3 Eight-hour wind power curve of a wind farm

下面在 1 min 和 10 min 的时间尺度上,分别采用可变滤波时间常数的 LPF 方法^[7](以下称方法 1)和本文提出的 MPC-LPF 方法(以下称方法 2),比较功率平滑效果。图 4 为原始风电功率和平滑后的并网功率波动情况,图 5 是相应的累计概率分布图。

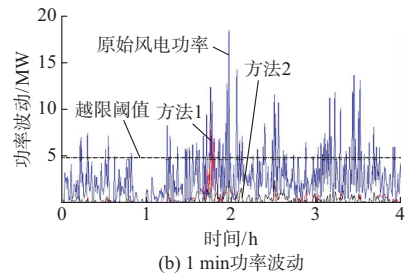
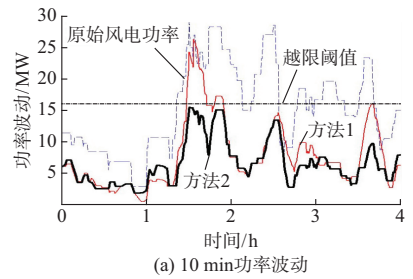


图 4 10 min 和 1 min 内的功率波动
Fig.4 Power fluctuation in 10 min and 1 min

由图 4 和图 5 可见,方法 1 和方法 2 均具备功率平滑效果。在 10 min 时间尺度上,方法 1 仍存在超出越限阈值的功率波动,方法 2 则始终能满足国家标准,其平滑效果明显优于方法 1。这是由于 MPC 在 15 min 的时间尺度上对并网功率波动进行了抑制,具体体现在式(3)中第 3 个惩罚项的作用。

在 1 min 时间尺度上,方法 2 的平滑效果仍优于方法 1,但优势并不显著。这是由于在这样的时间尺度上,两者对风电功率波动的抑制都基于 LPF 原理,且采用的初始滤波时间常数相同。但方法 1 为调节 SOC 在理想范围需频繁变动滤波时间常数,因惯性环节滞后效应导致了调节效果下降。而方法 2 则无需如此。

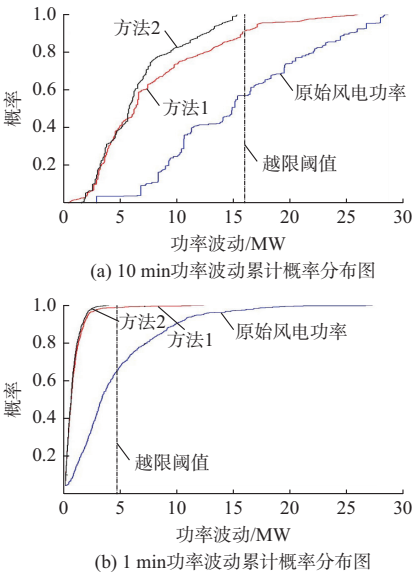


图 5 10 min 和 1 min 内功率波动累积概率分布图
Fig.5 Cumulative probability distribution of power fluctuation in 10 min and 1 min

3.3 SOC 控制效果

储能容量的配置总是有限的。当风电功率出现剧烈波动时,储能容易达到 SOC 的上下限额,使得风储协调策略不具有可持续性。所以,在更大的时间尺度上,能否将 SOC 值维持在理想范围附近是评价风储协调策略的重要指标。本文选取两个极端场景来比较不同方法的控制效果。

场景 1:初始时储能 SOC 为 80%,不久后风电功率突升,如图 6(a)所示。

场景 2:初始时储能 SOC 为 20%,不久后风电功率骤降,如图 6(b)所示。

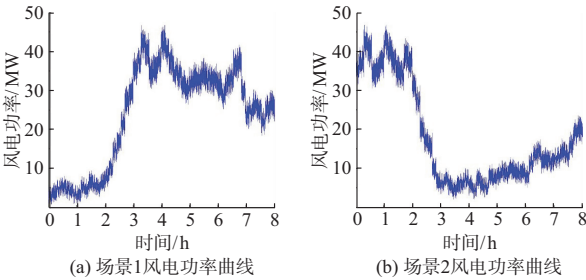


图 6 不同场景下的风电功率曲线
Fig.6 Wind power curves under different situations

图 7 反映了采用不同方法后 SOC 的变化情况。结果显示,方法 1 虽然采取了改变滤波时间常数的措施,但由于其缺乏对未来风速变化的预判能力,在两种极端场景下仍会达到 SOC 调节极限,从而失去平抑风电功率波动的能力;而方法 2 却可以通过提前放(充)电使储能在风电功率突升(骤降)之时拥有足够的充(放)电容量,并尽量维持 SOC 在 60% 的理想状态附近,使得方法具有可持续性。这源于 MPC 基于未来风况对储能 SOC 所采取的优化调整,具体体现在式(3)中首个惩罚项以及式(14)中功率补偿的作用。如果没有功率补偿,也就失去了 LPF 和 MPC 之间联系的桥梁。

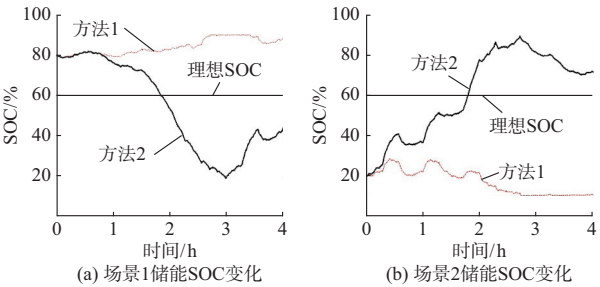


图 7 不同场景下的储能 SOC 变化曲线
Fig.7 SOC change curves under different situations

图 8 比较了场景 1 中采用两种方法得到的功率波动累积概率分布情况。由图可见,由于方法 2 能够将 SOC 值控制在理想状态附近,对风电功率波动的平抑能力明显优于方法 1。场景 2 也有类似结论,限于篇幅,本文不作重复讨论。

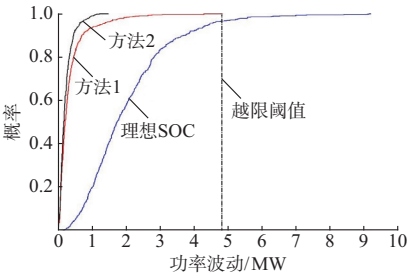


图 8 场景 1 中 1 min 内功率波动累积概率分布图
Fig.8 Cumulative probability distribution of power fluctuation in 1 min of situation 1

4 结语

基于 LPF 原理的风储协调策略能够有效平滑短期风电功率波动,但该原理不具备对未来风电功率动态变化的预见性;MPC 原理利用有限时域的滚动优化技术,对于长期的风电功率波动更具全局优化控制能力,但难以兼顾短期的功率波动。本文提出了一种将 MPC 和 LPF 原理相互结合的新型风储

协调方法。新方法对长短期多个时间尺度的风电功率波动都具有良好的平抑效果。而且,新方法能够将储能 SOC 控制在理想区间附近,使得控制策略在恶劣的风况下具有更好的可持续性。

虽然滚动优化的方法有利于不断修正预测误差,但当预测误差很大时,算法的鲁棒性问题仍值得关注,这是下一步的研究重点。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参 考 文 献

- [1] BOLLEN M H J, YANG Kai. Harmonic aspects of wind power integration[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(1): 14-21.
- [2] YUAN Xiaoming. Overview of problems in large scale wind integrations[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(1): 22-25.
- [3] LIU Xiaoge, XU Zhao, WONG K P. Recent advancement on technical requirements for grid integration of wind power[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2013, 1(3): 216-222.
- [4] 张丽英,叶廷路,辛耀中,等.大规模风电接入电网的相关问题及措施[J].中国电机工程学报,2010,30(25):1-9.
ZHANG Liying, YE Tinglu, XIN Yaozhong, et al. Problems and measures of power grid accommodating large scale wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 1-9.
- [5] RAHMAN S, PIPATTANASOMPORN M. Operating impacts and mitigation strategies with large-scale wind power penetration in the United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 3-11.
- [6] TENG Xianliang, GAO Zonghe, ZHANG Yingyuan, et al. Key technologies and the implementation of wind, PV and storage co-generation monitoring system[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2014, 2(2): 104-113.
- [7] 张野,郭力,贾宏杰,等.基于电池荷电状态和可变滤波时间常数的储能控制方法[J].电力系统自动化,2012,36(6):34-38.
ZHANG Ye, GUO Li, JIA Hongjie, et al. An energy storage control method based on state of charge and variable filter time constant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(6): 34-38.
- [8] 刘霞,江全元.风光储混合系统的协调优化控制[J].电力系统自动化,2012,36(14):95-100.
LIU Xia, JIANG Quanyuan. An optimal coordination control of hybrid wind/photovoltaic/energy storage system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(14): 95-100.
- [9] 张野,郭力,贾宏杰,等.基于平滑控制的混合储能系统能量管理方法[J].电力系统自动化,2012,36(16):36-41.
ZHANG Ye, GUO Li, JIA Hongjie, et al. An energy management method of hybrid energy storage system based on smoothing control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(16): 36-41.
- [10] 张国驹,唐西胜,齐智平.平抑间歇式电源功率波动的混合储能系统设计[J].电力系统自动化,2011,35(20):24-28.
- ZHANG Guojun, TANG Xisheng, QI Zhiping. Design of a hybrid energy storage system on leveling off fluctuating power output of intermittent sources [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(20): 24-28.
- [11] 洪海生,江全元,严玉婷.实时平抑风电场功率波动的电池储能系统优化控制方法[J].电力系统自动化,2013,37(1):103-109.
HONG Haisheng, JIANG Quanyuan, YAN Yuting. An optimization control method of battery energy storage system with wind power fluctuations smoothed in real time [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 103-109.
- [12] KHALID M, SAVKIN A V. A model predictive control approach to the problem of wind power smoothing with controlled battery storage [J]. Renewable Energy, 2010, 35(7): 1520-1526.
- [13] TELEKE S, BARAN M E, BHATTACHARYA S, et al. Optimal control of battery energy storage for wind farm dispatching[J]. IEEE Trans on Energy Conversion, 2010, 25(3): 787-794.
- [14] 席裕庚,李德伟,林姝.模型预测控制——现状与挑战[J].自动化学报,2013,39(3):222-236.
XI Yugeng, LI Dewei, LIN Shu. Model predictive control—status and challenges [J]. Acta Automation Sinica, 2013, 39(3): 222-236.
- [15] GB/T 19963—2011 风电场接入电力系统技术规定[S].北京:中国质检出版社,2011.
- [16] 林万涛,王建州,张文煜,等.基于数值模拟和统计分析及智能优化的风速预报系统[J].气候与环境研究,2012,17(5):646-658.
LIN Wantao, WANG Jianzhou, ZHANG Wenyu, et al. Program of wind speed prediction based on numerical simulation with intelligent optimization algorithm[J]. Climatic and Environmental Research, 2012, 17(5): 646-658.
- [17] 梅生伟,郭文涛,王莹莹,等.一类电力系统鲁棒优化问题的博弈模型及应用实例[J].中国电机工程学报,2013,33(19):47-56.
MEI Shengwei, GUO Wentao, WANG Yingying, et al. A game model for robust optimization of power systems and its application[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(19): 47-56.
- [18] CONG T N. Progress in electrical energy storage system: a critical review[J]. Progress in Natural Science, 2009, 19(3): 291-312.

沈 枢(1989—),男,硕士研究生,主要研究方向:数字物理混合仿真、分布式新能源与储能。E-mail: davidshenshu@163.com

张沛超(1970—),男,通信作者,博士,副教授,主要研究方向:电力系统保护与控制、智能变电站、电力系统仿真。E-mail: pczhang@sjtu.edu.cn

李中豪(1991—),男,硕士研究生,主要研究方向:电力系统仿真、分布式发电。E-mail: zhonghao0303@163.com

(编辑 万志超)

A Coordination Operation Method of Wind Power and Energy Storage Hybrid System for Smoothing Short-term and Long-term Wind Power Fluctuations

SHEN Shu^{1,2}, ZHANG Peichao^{1,2}, LI Zhonghao^{1,2}, ZHANG Yu³, FANG Chen³

- (1. Key Laboratory of Control of Power Transmission and Conversion, Ministry of Education, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;
2. School of Electronic Information and Electrical Engineering, Shanghai Jiao Tong University, Shanghai 200240, China;
3. Electric Power Research Institute, State Grid Shanghai Municipal Electric Power Company, Shanghai 200437, China)

Abstract: To smooth the long-term and short-term wind power fluctuations, a new coordination operation method of wind power and energy storage hybrid system based on the model predictive control (MPC) and low pass filter (LPF) is proposed. Based on the wind power forecasting results, the receding optimization is utilized to control the energy storage system every 15 min while a number of constraints are considered, such as the smoothing effects of grid-connected power, the state-of-charge (SOC) of the energy storage system and so on. Furthermore, the connection of MPC and LPF is established by compensating for the traditional LPF to ensure that the SOC catches up with the optimization track set by MPC. Finally, simulation studies demonstrate that the new method can not only smooth the 1 min and 10 min short-term fluctuations, but also control the SOC range in the 15 min to 4 h long-term time scales.

This work is supported by National Key Technologies R&D Program (No. 2013BAA01B04).

Key words: wind power generation; battery energy storage system (BESS); power fluctuation; model predictive control (MPC); low pass filter (LPF)