

# 永磁直驱风电机组有功功率预测控制方法研究

刘兴杰<sup>1</sup>, 王伟<sup>2</sup>, 郭九旺<sup>3</sup>, 郭 栋<sup>4</sup>

(1. 华北电力大学电力工程系, 保定 071003; 2. 国网重庆市电力公司綦南分公司, 重庆 401420;  
3. 国网安徽省电力公司芜湖供电公司, 芜湖 241000; 4. 国网江苏省电力公司扬州供电公司, 扬州 225000)

**摘 要:** 考虑到风能的随机性及直驱永磁风力发电系统的强非线性, 将机组模型进行分段局部线性化, 提出全风速范围内的有功功率多模型预测控制策略, 在低风速段实现了最佳功率追踪, 在额定风速附近实现了输出功率的平滑过渡, 在高风速段实现了输出功率的平滑控制。为验证所提控制策略的正确性, 对所提控制策略进行仿真实验研究。结果表明所提出的模型预测控制策略与传统PI控制策略相比, 可很大程度地降低波动, 能有效平滑控制发电机的输出转速和输出有功功率。

**关键词:** 风力发电; 永磁直驱风电机组; 模型预测控制; 平滑控制; 局部线性化

**中图分类号:** TM614; TM273 **文献标识码:** A

## 0 引 言

随着风电系统规模的不断扩大以及不确定性风电的大规模接入, 电力系统电能质量和运行控制面临严峻挑战, 这就对风电机组的功率输出控制提出更高的要求。目前, 传统的变桨变速风力发电机组控制策略是: 在额定风速以下, 保持风力机桨距角不变, 通过改变发电机转速使风力机运行在最佳叶尖速比下来实现最大风能跟踪控制; 在额定风速以上, 使转速维持在额定转速附近, 通过调节桨距角使发电机输出额定功率<sup>[1-7]</sup>。但由于风速具有波动性、随机性等特点, 传统的控制策略使得机组输出功率和输出转速波动频繁, 甚至出现功率越限, 变桨调节机构频繁动作等问题。

针对永磁直驱风电机组(directly driven wind turbine with permanent magnet synchronous generators, D-PMSG)有功功率控制, 目前国内外专家学者做了大量研究。文献[8]提出一种有功功率控制策略, 风速在额定风速以下, 将桨距角设定为初始固定值, 风速在超过额定风速时, 通过PI控制器对桨距角进行控制, 取得了较好的控制效果, 但仅对额定风速附近的阶跃风速进行了仿真分析, 未

分析低风速和高风速段风速频繁波动情况下的控制效果。文献[9]提出一种只改变桨距角来平滑控制发电机输出有功功率的控制策略, 但未考虑由于机械惯性的原因, 调桨机构的调节速度是有限的。在风速频繁波动时, 只通过改变桨距角来达到平滑调节发电机的有功出力, 很难达到理想效果。文献[10]提出同时控制调节风力机桨距角和发电机转速的有功功率控制策略, 该控制策略可很好降低发电机有功出力的波动, 但风能利用率低, 牺牲了大量风能。

传统的PI控制, 是单输入单输出的控制。在风速变化较快时, 单一调节发电机转速或单一调节风力机桨距角, 在平滑发电机出力方面, 效果并不理想。模型预测控制(model predictive control, MPC)技术具有对模型的精度要求不高, 鲁棒性强, 控制精度高等优点。其突出特点是能快速解决系统的输入输出和约束问题, 如果引入模型预测控制的方法, 同时调节风力机桨距角和发电机转矩, 可达到平滑调节发电机出力的目的。另外, 预测控制方法本身考虑了系统重要参数的变化与约束, 如果用于风力发电系统的控制, 可保证发电机有功出力不会越限或出现较大的超调量。

收稿日期: 2015-12-17

基金项目: 河北省自然科学基金(E2015502066); 中央高校基金(2015MS86)

通信作者: 刘兴杰(1979—), 男, 博士、讲师, 主要从事新能源发电与并网技术、电力系统自动化技术方面的研究。lxj5085@163.com

鉴于上述问题,本文在分析永磁直驱永磁风力发电系统的基础上,提出一种全风速范围内的永磁直驱风力发电系统有功功率多模型预测控制(multiple model predictive control, MMPC)策略。通过对一台 2 MW 永磁直驱风力机进行仿真计算分析,验证了所提控制策略的有效性和正确性。

## 1 直驱式永磁风力发电系统模型

直驱式永磁风力发电系统模型主要由空气动力学部分模型和电气部分模型 2 部分组成。其中,空气动力学部分包括风力机模型、传动模型、调桨系统等;电气部分包括直驱式永磁同步发电机、换流器、控制器等。

### 1.1 D-PMSG 的简化模型

$$\dot{T}_g = -\frac{1}{\tau_g}T_g + \frac{1}{\tau_g}T_g^* \quad (1)$$

$$P_g = T_g \omega_p \eta \quad (2)$$

式中,  $T_g$  ——发电机转矩;  $\tau_g$  ——惯性时间常数;  $\eta$  ——发电机效率。

### 1.2 空气动力学部分模型

#### 1) 调桨系统

$$\dot{\beta} = -\frac{1}{\tau}\beta + \frac{1}{\tau}\beta^* \quad (3)$$

$$\beta_{\min} \leq \beta \leq \beta_{\max}, \dot{\beta}_{\min} \leq \dot{\beta} \leq \dot{\beta}_{\max}$$

式中,  $\tau$  ——调桨系统的惯性时间常数。

#### 2) 风力机模型

$$T_t = \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v^2 \quad (4)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.22(116/\lambda_i - 0.4\beta - 5)e^{-12.5/\lambda_i}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1}$$

式中,  $T_t$  ——风轮转矩;  $R$  ——叶片长度;  $C_p(\lambda, \beta)$  ——风能利用系数;  $\lambda$  ——叶尖速比。

#### 3) 传动系统

$$\frac{d\omega_t}{dt} = \frac{1}{J_{eq}}T_t - \frac{1}{J_{eq}}T_g \quad (5)$$

式中,  $J_{eq}$  ——发电机等效转动惯量;  $T_t$  ——风轮转矩;  $T_g$  ——发电机转矩。

### 1.3 风力发电系统状态空间数学模型

采用局部线性化的方式将风轮转矩方程式(4)线性化。

$$\delta T_t = L_{\omega}(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})\delta\omega_t + L_v(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})\delta v + L_{\beta}(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})\delta\beta \quad (6)$$

式中,  $(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})$  ——参考运行点。 $\bar{\omega}_t$ 、 $\bar{\beta}$  的值是由平均风速  $\bar{v}$  决定的。

$$L_{\omega} = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \omega_t} \right|_{(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})}, L_v = \left. \frac{\partial T_t}{\partial v} \right|_{(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})}$$

$$L_{\beta} = \left. \frac{\partial T_t}{\partial \beta} \right|_{(\bar{\omega}_t, \bar{v}, \bar{\beta})}$$

由式(1)~式(6)推导得出风力发电系统状态空间数学模型:

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= \Phi x(t) + \Gamma_u u(t) + \Gamma_v \delta v(t) \\ y(t) &= Cx(t) \end{aligned} \quad (7)$$

$$\Phi = \begin{bmatrix} \frac{L_{\omega}}{J_{eq}} & -\frac{1}{J_{eq}} & \frac{L_{\beta}}{J_{eq}} \\ 0 & -\frac{1}{\tau_g} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{\tau} \end{bmatrix}, \Gamma_u = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \frac{1}{\tau_g} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\tau} \end{bmatrix}$$

$$\Gamma_v = \begin{bmatrix} \frac{L_v}{J_{eq}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}, C = \begin{bmatrix} \frac{1}{\eta T_g} & 0 & 0 \\ \eta \bar{\omega}_g & \eta \bar{\omega}_g & 0 \end{bmatrix}$$

式中,  $x$  ——系统状态向量,  $u$  ——系统控制输入量,  $y$  ——系统测量输出量。分别为:

$$\begin{aligned} x &= [\delta\omega_g \quad \delta T_g \quad \delta\beta]^T \quad u = [\delta T_g^* \quad \delta\beta^*]^T \\ y &= [\delta\omega_g \quad \delta P_g]^T \end{aligned}$$

进而,强非线性的永磁风力发电系统转化为一个线性的多输入多输出的状态空间模型,该模型会随风速的改变而改变。不同的风速运行点,该状态空间模型可能不同。

## 2 控制策略

模型预测控制是近年来被广泛讨论的一种反馈控制策略。模型预测控制技术在复杂工业领域中的应用越来越广泛,尤其对于处理非线性系统的控制效果突出,然而在电力系统中的应用较少<sup>[11~13]</sup>。风力发电系统具有强非线性,其控制系统设计过程中还涉及到被控变量(发电机转速、有功出力)以及操纵变量(风轮转矩输入、桨距角)等的约束问题。传统控制策略作为滞后的控制作用,很难对风速进行准确实时跟踪。此外,风速具有随机性、波动性的特点,传统控制使得机组输出功率随风速随机波动,鲁棒性较差。模型预测控制具有控制效果好、

鲁棒性强等优点,可有效克服过程的不确定性、非线性和关联性,并能方便处理过程被控变量和操纵变量中的约束问题。因此,模型预测控制技术对于处理风力发电系统的控制问题是较适合的。

本文的控制策略如图 1 所示,首先将风速进行分段,根据每个风速段的均速建立对应的状态空间预测模型,所有风速段的预测模型都提前存在模型库中。每个采样周期,根据当前的风速信息,判断所属风速段,从而选取对应的预测模型。然后结合系统当前的输出反馈状态信号,利用已选的预测模型,计算出预测域内的预测输出轨迹。最后将参数输出和预测输出按照目标函数式(9)和约束条件式(10)进行优化计算。最后将优化计算得到的控制输入向量的第一个元素作为该时刻永磁风力发电系统模型的控制输入量。这样就完成了一个采样周期内,对直驱式永磁风力发电系统的输出功率和输出转速的预测控制。

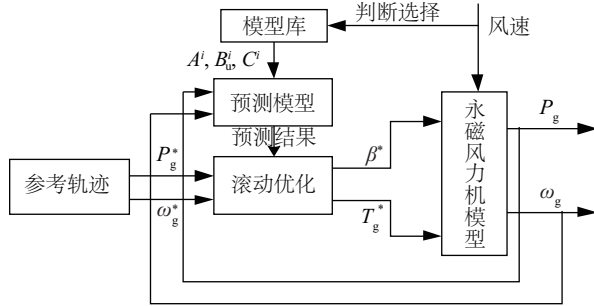


图 1 多模型预测控制策略原理图

Fig. 1 The principle of MMPC

## 2.1 预测模型库

根据机组状态空间模型,对其进行分段线性化,建立机组预测控制模型库。

$$\begin{aligned}
 x^i(k+1) &= A^i x^i(k) + B_u^i u^i(k) + B_v^i \delta v^i(k) \\
 y^i(k+1) &= C^i x^i(k) \\
 x^i(k) &\stackrel{\text{def}}{=} [\delta \omega_g^i(k) \quad \delta T_g^i(k) \quad \delta \beta^i(k)]^T \\
 u^i(k) &\stackrel{\text{def}}{=} [\delta T_g^i(k) \quad \delta \beta^i(k)]^T \\
 y^i(k) &\stackrel{\text{def}}{=} [\delta \omega_g^i(k) \quad \delta P_g^i(k)]^T \\
 i &= 1, 2, \dots, M
 \end{aligned} \quad (8)$$

式中,  $\delta$  ——相对于参考运行点的增量;  $A^i$ 、 $B_u^i$ 、 $B_v^i$  可由式(7)进行离散化得到;  $i$  代表第  $i$  个子风速段,根据不同的风速段,状态空间模型的参数也不相同;  $M$  ——将全风速范围分段风速段的数量。

风速分段数目的确定。虽然分段数目越多预测模型的精度越高,但这无疑增加了模型库的复杂程度。如果分段数目过少,将导致较大的控制误差。特别地,额定风速附近,是低风速段到高风速段的过渡阶段。为了保证低风速段和高风速段两个控制目标的平稳过渡,额定风速附近分段相对于其他风速段尺度更小。本文具体的风速分段情况参考文献[13],其权重系数的选取是基于大量仿真分析的最优值。

## 2.2 滚动优化

在风力机未达到额定负荷阶段,控制调节风力机转速来捕捉最大风能。这个过程是通过控制  $T_g^*$  和  $\beta^*$  在最佳点运行实现的。风力机运行在额定负荷阶段,要调节风力机的输出功率  $P_g$ ,在额定运行点附近。这个阶段最大的问题在于剧烈的风速波动会导致输出功率的剧烈波动。本文在此阶段采用的控制策略是通过同时调节风轮叶片的桨距角和发电机转矩来达到输出功率平滑的目的。

控制系统的设计应实现所有控制目标,然而又不能使系统的各个参数超出可接受的范围,例如桨距角的调节速度、发电机转速、发电机输出功率、发电机转矩等。这就涉及到带线性约束的多目标优化问题。详细的优化目标见式(9)以及约束情况见式(10)。

优化目标函数:

$$\min J = \sum_{j=1}^{N_c-1} (\|\Delta u(k+j)\|_{R^i}^2 + \|u(k+j)\|_{R_u^i}^2) + \sum_{i=1}^{N_p} \|e^i(k)\|_{Q^i}^2 \quad (9)$$

式中,  $N_c$  ——控制域;  $N_p$  ——预测域;  $Q^i$ 、 $R^i$ 、 $R_u^i$  ——权重矩阵,用来权衡各优化对象的权重,  $Q^i = \text{diag}(q_1^i, q_2^i)$ ,  $R^i = \text{diag}(r_1^i, r_2^i)$ ,  $R_u^i = \text{diag}(0, r_3^i)$ ;  $e^i(k)$  ——预测误差,  $e^i(k) = [\omega_g^*(k) - \omega_g^i(k) \quad P_g^*(k) - P_g^i(k)]^T$ 。

约束条件:

$$\begin{aligned}
 \Delta \beta_{\min} &\leq \Delta \beta^*(k+j) \leq \Delta \beta_{\max}, j=1, 2, \dots, N_c \\
 \beta_{\min} &\leq \beta^*(k+j) \leq \beta_{\max}, j=1, 2, \dots, N_c \\
 0 &\leq T_g^*(k+j) \leq T_{g,\max}, j=1, 2, \dots, N_c \\
 \omega_g^i(k+j) &\leq \omega_{g,\max}, j=1, 2, \dots, N_p \\
 P_g^i(k+j) &\leq P_{g,\max}, j=1, 2, \dots, N_p
 \end{aligned} \quad (10)$$

式中,  $\Delta\beta$  ——桨距角增量;  $\Delta\beta_{\max}$  ——最大桨距角增量;  $\beta_{\max}$  ——最大桨距角;  $\beta_{\min}$  ——最小桨距角;  $T_{g,\max}$  ——最大转矩;  $\omega_{g,\max}$  ——最大转速;  $P_{g,\max}$  ——最大功率。

对同一个目标函数,通过调节不同的权重系数,可达到不同的控制效果。在低风速阶段,控制发电机转速为最佳转速,以实现最大风能跟踪控制。此时应取功率的权重系数  $q_2^i$  为 0,桨距角的权重系数  $r_2^i$  和  $r_3^i$  足够大,保持桨距角在零附近。 $q_1^i$  和  $r_1^i$  取合适的值,既保证对最佳转速的优化控制,又保证输出功率变化平滑。在额定风速附近,需在低速阶段的基础上,适当减小  $r_2^i$  和  $r_3^i$  的值,允许桨距角适当参与调节,同时  $q_2^i$  取较小的值保证输出功率不超过额定功率。在高速阶段,需要保证输出功率输出转速均在额定值附近,此时桨距角应发挥更大的调节作用,也就是需要减小  $r_2^i$  和  $r_3^i$ 。另外在调节权重的过程中,由于本文所有参数采用的是有名值,不同的优化目标如功率和转速本身数量级相差很大,目标函数是各优化目标平方的加权求和,这将导致相差的数量级加倍,所以调节权重系数时需对数量级进行归算。

### 3 结果与分析

为了验证提出控制策略的正确性和可行性,基于 Matlab/Simulink 仿真平台,对一台 2 MW 的直驱式永磁同步风力发电机进行仿真实验研究,本文将目标函数推导简化为标准的 QP (quadratic programming) 问题,采用 quadprog 函数进行优化计算。

仿真参数的选取,采样时间  $T_s$  过长会影响系统的收敛性,反之对计算机计算速度要求过高;预测域  $N_p$  对控制的稳定性和快速性有较大影响,  $N_p$  设置过小快速性好,但稳定性和鲁棒性较差,  $N_p$  设置过大,虽稳定性好,但动态响应慢,需要通过不断仿真选取合适的  $N_p$  兼顾稳定性和快速性;控制域  $N_c \leq N_p$ ,  $N_c$  较小可消除控制作用的震荡,减小计算时间,提高实时性。综合考虑以上因素,本文的仿真采样时间  $T_s = 50 \text{ ms}$ ,预测域  $N_p = 10$ ,控制域  $N_c = 3$ 。系统主要参数如表 1 所示,MMPC 风速分段和控制参数如表 2 所示。

表 1 系统参数

Table 1 System parameters

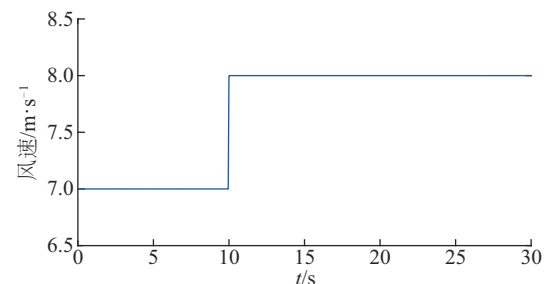
参数	数值
桨叶半径/m	42
空气密度/ $\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$	1.205
风轮额定转速/ $\text{rad} \cdot \text{s}^{-1}$	1.6
最佳叶尖速比	6.31
最大风能利用系数	0.4382
额定风速/ $\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	11
机组等效转动惯量/ $\text{kg} \cdot \text{m}^2$	$8 \times 10^5$

表 2 风速分段和控制参数

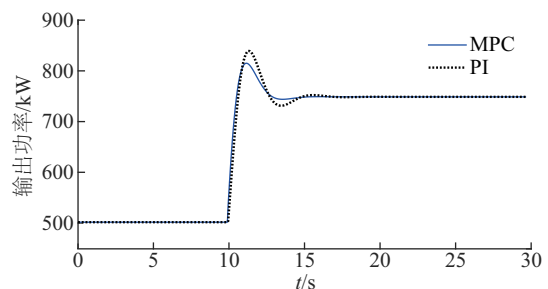
Table 2 Wind subregions and control data

$v / \text{m} \cdot \text{s}^{-1}$	[4, 10)	[10, 11)	[11, 15)	[15, 19)	[19, 23]
$\bar{v}_i$	7	10.5	13	17	21
$q_1^i$	$2.5 \times 10^7$	$2 \times 10^7$	$9 \times 10^{10}$	$9 \times 10^{10}$	$9 \times 10^{10}$
$q_2^i$	0	0	$1 \times 10^{-9}$	$1 \times 10^{-9}$	$1 \times 10^{-9}$
$r_1^i$	$1 \times 10^{-6}$	$3 \times 10^{-6}$	1	1	1
$r_2^i$	$1 \times 10^{12}$	$2 \times 10^{12}$	$2.7 \times 10^7$	$2.7 \times 10^7$	$2.7 \times 10^7$
$r_3^i$	$1 \times 10^{12}$	$2 \times 10^{11}$	0	0	0

参考轨迹的确定,需要用到未来时刻的风速,该风速可通过超短期风速预测获得。



a. 风速



b. 输出功率

图 2 阶跃风速的仿真结果

Fig. 2 Simulation results for step wind speeds



采用本文提出的 MMPC 策略对风力机进行阶跃风速仿真,其仿真结果如图 2 所示。对仿真结果进行数理统计分析,分析结果如表 3 所示。采用最大超调量  $MP(\cdot)$  表征系统的平稳性,用上升时间  $TR(\cdot)$  表征系统响应的快速性,用调整时间  $TS(\cdot)$  表征系统惯性大小。

表 3 阶跃风速仿真结果数据统计

Table 3 Step wind speeds statistics

统计分析	MPC	PI	MPC/PI
$MP(P_g)$	8.85%	12.1%	0.7314
$TR(P_g)$	0.60	1.05	0.5714
$TS(P_g)$	2.45	4.95	0.4949

由图 2 及表 3 可知,在 10 s 时,系统的输入风速为 7 m/s 到 8 m/s 的阶跃风速。通过和传统 PI 控制策略的对比可看出,预测控制策略较传统 PI 控制策略具有明显优势,发电机有功出力最大超调量减小了 26.86%,上升时间减小了 42.86%,调整时间减小了 50.51%。总的来说,本文的控制策略较传统 PI 控制策略,发电机有功出力跟踪速度更快,超调量更小,能有效克服机组较大的机械惯性。

采用本文提出的 MMPC 策略对风力机低风速、中风速和高风速 3 种风况分别进行仿真,将仿真结果进行数据统计分析。本文采用标准差  $STD(\cdot)$  表征数据的波动程度,用最大值  $MAX(\cdot)$  表征分析对象的突变幅度也就是超调量的大小,用均值  $AVG(\cdot)$  表征发电量。

图 3~图 5、表 4~表 6 分别为在低风速、额定风速附近、高风速段 2 种控制策略控制效果对比图及仿真实验结果数据统计。

由图 3 及表 4 可知,低风速段,虽然风速波动十分频繁,但发电机转速始终能在额定转速以下进行平滑变动。从风能利用系数曲线图中得到,风能利用系数始终维持在最大风能利用系数 0.4382 附

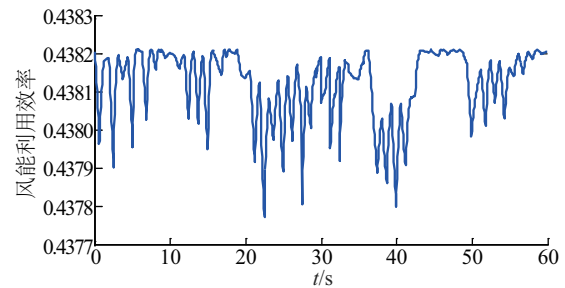
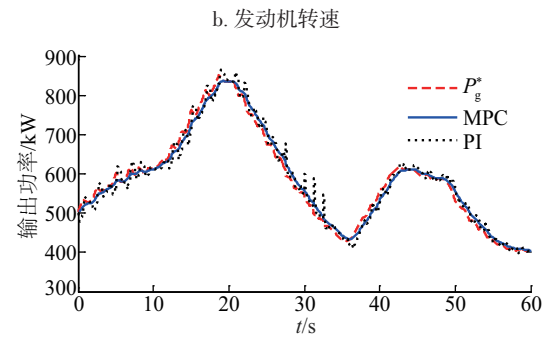
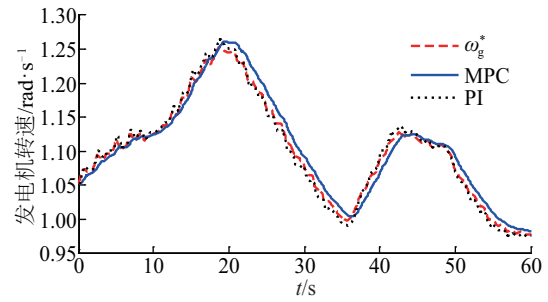
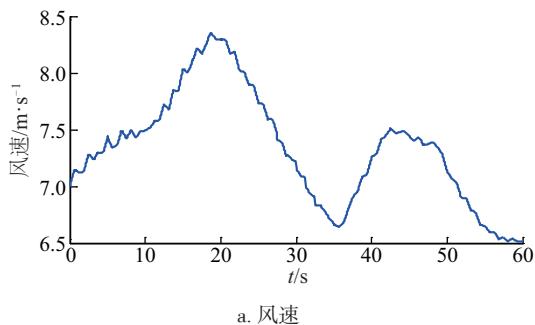


图 3 低风速段的仿真结果

Fig. 3 Simulation results for low wind speeds

表 4 低风速段仿真结果数据统计

Table 4 Low wind speeds statistics

统计分析	MPC	PI	MPC/PI
$AVG(P_g)$	586.6932	586.7868	0.9998
$STD(P_g)$	115.3820	126.1971	0.9143
$MAX(P_g)$	115.3820	118.6493	0.9725
$STD(\omega_g)$	0.0742	0.0768	0.9660

近,这说明该控制策略在低风速段很好地实现了预期的控制目标。另外,通过和传统 PI 控制策略进行对比,本文采用的预测控制策略的控制输出较传统 PI 控制策略更加平滑,发电机转速波动减小了 3.4%,有功出力波动减小了 8.6%,有利于提高电能质量。

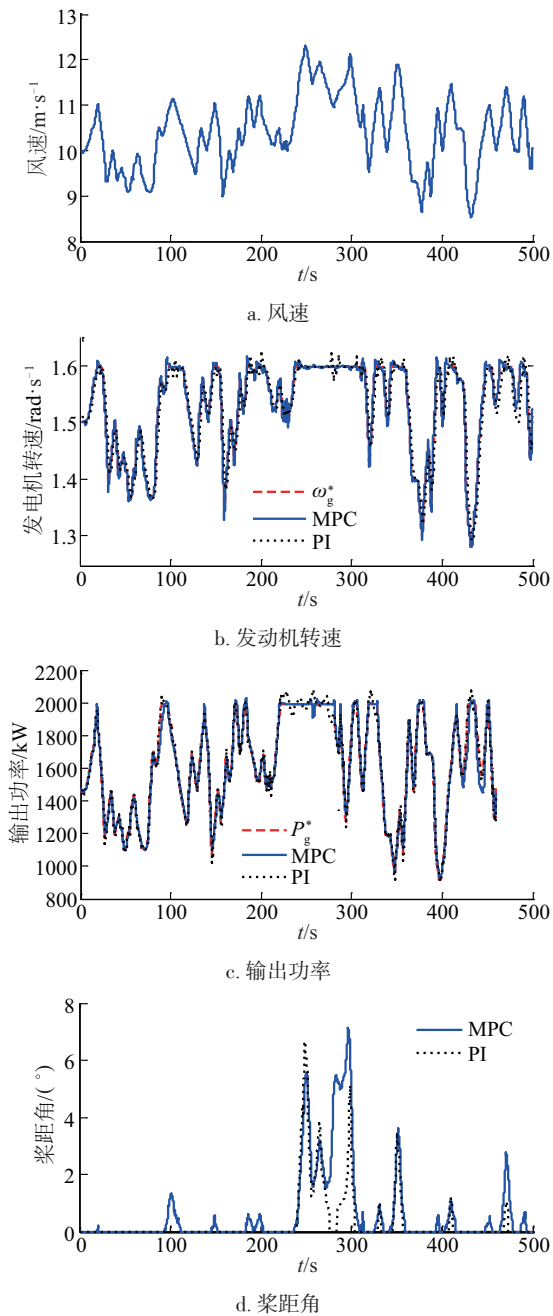


图4 中风速段的仿真结果

Fig. 4 Simulation results for medium wind speeds

表5 中风速段仿真结果数据统计

Table 5 Medium wind speeds statistics

统计分析	MPC	PI	MPC/PI
AVG ( $P_g$ )	1.6268e3	1.6232e3	1.0023
STD ( $P_g$ )	296.1759	334.0581	0.8866
MAX ( $P_g$ )	2.0277e3	2.1489e3	0.9436
STD ( $\beta$ )	1.3753	0.9526	1.4437
STD ( $\omega_g$ )	0.0779	0.0806	0.9665

由图4及表5可知,在中风速段,与传统的PI控制策略相比,在额定风速11 m/s附近,采用MMPC策略的发电机有功出力超调量减小了5.6%,更有利于低风速段和高风速段之间控制的平滑过渡。这是因为MMPC策略增加了44%桨距角的调节速度。同时,发电机有功功率和发电机转速波动均有所降低,降低量分别为11.0%和3.4%。

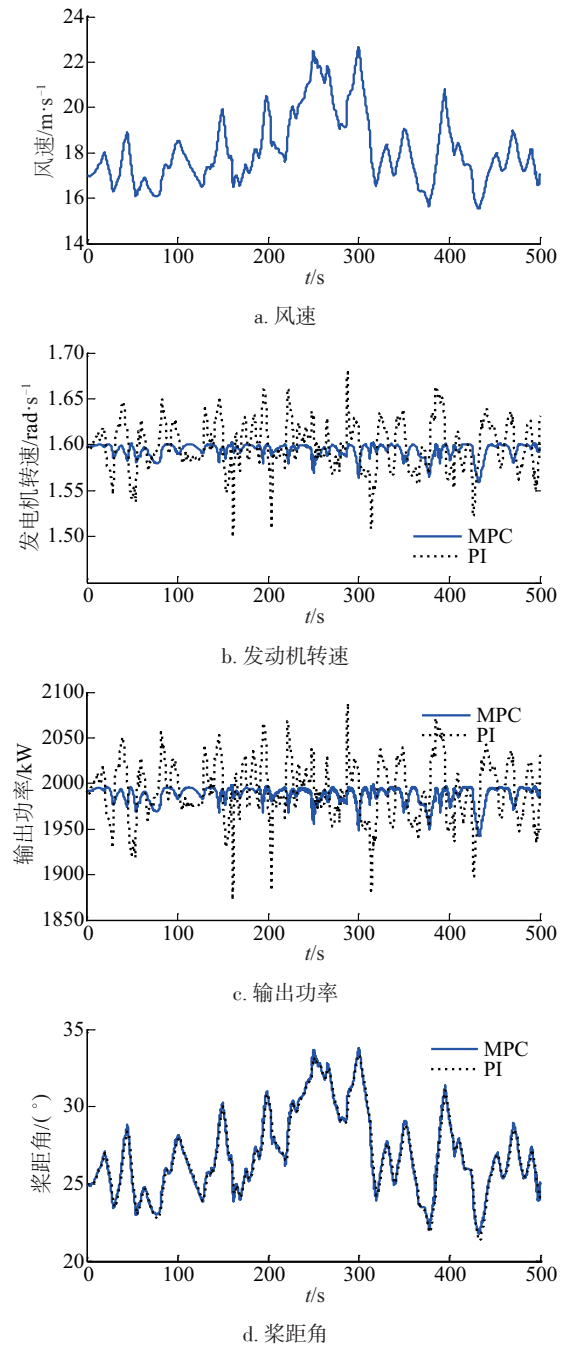


图5 高风速段的仿真结果

Fig. 5 Simulation results for high wind speeds

由图 5 可知,在 500 s 的时间内风速在 15~23 m/s 之间频繁波动,这时的发电机的转速已达到额定转速。结合表 6 的数据分析,与传统控制策略相比,发电机转速和输出功率波动得到大幅降低,降低量分别为 72.9%和 71.6%。

表 6 仿真结果数据统计分析

Table 6 high wind speeds statistics

统计分析	MPC	PI	MPC/PI
AVG( $P_g$ )	1.9876e3	1.9922e3	0.9977
STD( $P_g$ )	9.3279	32.8895	0.2836
MAX( $P_g$ )	1.9990e3	2.0884e3	0.9572
STD( $\beta$ )	2.6684	2.6601	1.0031
STD( $\omega_g$ )	0.0073	0.0271	0.2712

对比以上 3 个风速段的仿真结果,MMPC 在风速波动频繁的高风速段的优势最为明显。

## 4 结 论

随着大规模风电接入电网,电力系统电能质量和运行控制面临严峻挑战,对风电机组功率输出的控制提出更高要求。本文提出一种永磁直驱式风力发电系统有功功率多模型预测控制策略。低风速段,实现了最大风功率追踪,同时有功功率波动降低了 8.6%;额定风速附近,实现了功率的平滑过渡,有功功率超调量降低了 5.6%;高风速段,平滑控制了风力机有功出力,发电机有功出力波动显著降低了 71.6%。永磁直驱风力发电系统采用 MMPC 控制策略,可保证高风能利用效率的同时平滑控制风力机有功出力,有利于提高电能质量和电网的稳定性。该控制思想也可应用于其他类型的风力发电系统或风电场的功率控制。

### [参考文献]

- [1] 李 晶,王伟胜,宋家骅.变速恒频风力发电机组建模与仿真[J].电网技术,2003,27(9):14—17.
- [1] Li Jing, Wang Weisheng, Song Jiahua. Modeling and dynamic simulation of variable-speed wind turbine with large capacity[J]. Power System Technology, 2003, 27(9): 14—17.
- [2] 宋卓彦,王锡凡,滕予非,等.变速恒频风力发电机组控制技术综述[J].电力系统自动化,2010,34(10):8—17.
- [2] Song Zhuoyan, Wang Xifan, Teng Yufei, et al.

Overview of control technologies for variable-speed constant frequency wind turbines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(10): 8—17.

- [3] 赵仁德,王永军,张加胜,等.直驱式永磁同步风力发电系统最大功率追踪控制[J].中国电机工程学报,29(27):106—111.
- [3] Zhao Rende, Wang Yongjun, Zhang Jiasheng. Maximum power point tracking control of the wind energy-generation system with direct-driven permanent magnet-synchronous generators [J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(27): 106—111.
- [4] 孔屹刚,王志新.大型风电机组模糊滑模鲁棒控制器设计与仿真[J].中国电机工程学报,2008,28(14):136—140.
- [4] Kong Yigang, Wang Zhixin. Design and simulation of fuzzy sliding mode robust controller for large wind generating unit [J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(14): 136—141.
- [5] 刘其辉,贺益康,赵仁德.变速恒频风力发电系统最大风能追踪控制[J].电力系统自动化,2003,27(20):62—67.
- [5] Liu Qihui, He Yikang, Zhao Rende. The maximal wind energy tracing control of a variable speed constant-frequency wind-power generation system [J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(20): 62—67.
- [6] 胡家兵,贺益康,刘其辉.基于最佳功率给定的最大风能追踪控制策略[J].电力系统自动化,2005,29(24):32—38.
- [6] Hu Jiabing, He Yikang, Liu Qihui. Optimized active power reference based maximum wind energy tracking control strategy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(24): 32—38.
- [7] 姚 骏,廖 勇,瞿兴鸿.直驱永磁同步风力发电机的最佳风能跟踪控制[J].电网技术,2008,32(10):11—15.
- [7] Yao Jun, Liao Yong, Qu Xinghong. Optimal wind-energy tracking control of direct-driven permanent magnet synchronous generators for wind turbines [J]. Power System Technology, 2008, 32(10): 11—15.
- [8] 尹 明,李庚银,张建成,等.直驱式永磁同步风力发电机组建模及其控制策略[J].电网技术,2007,31(15):61—65.
- [8] Yin Ming, Li Gengyin, Zhang Jiancheng. Modeling and control strategy of direct drive permanent magnet synchronous wind turbine [J]. Power System Technology, 2007, 31(15): 61—65.

- [9] Senjyu T, Sakamoto R, Urasaki N, et al. Output power control of wind turbine generator by pitch angle control using minimum variance control[J]. *Electrical Engineering in Japan*, 2006, 154(2): 10—18.
- [10] 廖 勇, 何金波, 姚 骏, 等. 基于变桨距和转矩动态控制的直驱永磁同步风力发电机功率平滑控制[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(18): 71—77.
- [10] Liao Yong, He Jinbo, Yao Jun, et al. Power smoothing control strategy of direct-driven permanent magnet synchronous generator for wind turbine with pitch angle control and torque dynamic control [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2009, 29(18): 71—77.
- [11] 井艳军. 双馈风电机组模型预测控制研究[D]. 沈阳: 沈阳工业大学, 2011.
- [11] Jing Yanjun. Study on model predictive control of the double-fed wind turbine[D]. Shenyang: Shenyang University of Technology, 2011.
- [12] 张伯明, 陈建华, 吴文传. 大规模风电接入电网的有功分层模型预测控制方法[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(9): 6—14.
- [12] Zhang Boming, Chen Jianhua, Wu Wenchuan. A hierarchical model predictive control method of active power for accommodating large-scale wind power integration [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(9): 6—14.
- [13] Soliman M, Malik O P, Westwick D T. Multiple model predictive control for wind turbines with doubly fed induction generators [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2011, 2(3): 215—225.

## RESEARCH ON PREDICTIVE CONTROL OF ACTIVE POWER FOR DIRECT-DRIVEN PERMANENT MAGNET WIND TURBINE GENERATORS

Liu Xingjie<sup>1</sup>, Wang Wei<sup>2</sup>, Guo Jiuwang<sup>3</sup>, Guo Dong<sup>4</sup>

(1. Department of Electrical Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. State Grid Chongqing Qi'nan Electric Power Company, Chongqing 401420, China; 3. State Grid Anhui Wuhu Electric Power Company, Wuhu 241000, China; 4. State Grid Jiangsu Yangzhou Electric Power Company, Yangzhou 225000, China)

**Abstract:** Wind power has the characteristics of intermittent, volatility, and anti-peaking. When the wind power connected to the electricity grid, it is bound to influence the power balance, frequency stability and economic operation of the power grid, and the effect will be more remarkable with the increase of permeability in the grid. Considering the randomness of wind energy and strongly nonlinear of direct-drive permanent magnet wind power system, this paper makes model units piecewise local linearization, and puts forward the range of wind speed of multi-model predictive control strategy, which achieves the best power tracking at low wind speed, the smooth transition of the output power near the rated wind speed and the smooth control of the output power at high wind speed period. And the simulation experiment research on the proposed control strategy is carried out in order to verify its correctness. The results show that compared with the traditional PI control strategy, the model predictive control strategy this paper proposed can effectively control the output of the generator speed and output active power smoothly.

**Keywords:** wind power generation; D-PMSG; model predictive control; smooth control; local linearization