

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2026.06.020

## 高比例风电虚拟惯量控制下的系统频率特性分析

陈亦平<sup>1</sup>, 李崇涛<sup>2</sup>, 赵利刚<sup>2</sup>, 黄济宇<sup>1</sup>, 肖逸<sup>1</sup>, 杨若朴<sup>1</sup>, 毛文俊<sup>1</sup>

(1. 中国南方电网电力调度控制中心, 广州 510663; 2. 中国南方电网科学研究院有限责任公司, 广州 510663)

**摘要:** 风力发电采用虚拟惯量控制, 不仅可以增加系统惯量, 改善大扰动下频率动态过程, 同时也会显著影响到频率振荡过程。文中考虑同步发电机原动机及其调速系统, 风机最大功率追踪加虚拟惯量控制, 以及负荷静态特性, 构建了全系统频率响应的数学模型。在此基础上, 推导并分析了风机采用惯量控制对全系统平衡点、惯量以及阻尼特性的影响。并搭建了新能源高占比系统, 对其进行仿真验证, 说明了分析的合理性。

**关键词:** 频率稳定性; 虚拟惯量控制; 新能源调频; 阻尼特性; 切换振荡; 平衡点

### Analysis of System Frequency Characteristics Under High Penetration Wind Power Virtual Inertia Control

CHEN Yiping<sup>1</sup>, LI Chongtao<sup>2</sup>, ZHAO Ligang<sup>2</sup>, HUANG Jiyu<sup>1</sup>, XIAO Yi<sup>1</sup>,  
YANG Ruopu<sup>1</sup>, MAO Wenjun<sup>1</sup>

(1. Power Dispatching and Control Centre of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China; 2. Electric Power Research Institution of China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China)

**Abstract:** The adoption of virtual inertia control in wind power generation can not only increase system inertia and improve the frequency dynamic process under large disturbance, but also significantly affect the frequency oscillation process simultaneously. In this paper, a mathematical model for the frequency response of the entire system is constructed by considering the synchronous generator prime mover and its governing system, the maximum power point tracking plus virtual inertia control of wind turbines, as well as static characteristic of the load. On this basis, the influence of wind turbine adopting virtual inertia control on the equilibrium point, inertia and damping characteristics of the entire system is derived and analyzed. A system with a high proportion of renewable energy is set up and verified by simulation, and the rationality of the analysis is described.

**Key words:** frequency stability; virtual inertia control; renewable energy frequency regulation; damping characteristics; switching oscillation; equilibrium point

## 0 引言

随着新型电力系统的建设, 大型同步电网异步分区成为电网结构优化的重要趋势, 大同步网的功角稳定问题转化为了小同步网的频率稳定问题<sup>[1]</sup>。其中, 由调速器主导的频率振荡问题多存在于直流送端孤岛<sup>[2-3]</sup>和云南、西南电网<sup>[4-6]</sup>等高比例水电系统, 具体表现为振荡频率在0.05 Hz附近的超低频振荡。目前, 该类频率振荡机理在业界已基本形成统

一的共识, 包括增强型死区引起的切换型振荡<sup>[7-8]</sup>和调速器参数设置不当引起的负阻尼振荡<sup>[9]</sup>。在特定的控制器参数组合下, 频率振荡、低频振荡还会相互耦合激发拍频振荡现象<sup>[10]</sup>。对此, 工程上将增强型死区替换为普通型死区<sup>[7]</sup>, 并优化调速器的PID参数<sup>[9]</sup>, 已基本完成上述频率振荡的抑制。

为响应“碳达峰、碳中和”的“双碳”目标, 新能源装机容量和发电量逐年攀升。其中, 由于风机工况复杂、控制回路众多且存在控制切换<sup>[11]</sup>, 国内外开

收稿日期: 2025-12-04; 修回日期: 2026-02-27

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(U22B6007); 中国南方电网公司科技项目(ZDKJXM20200046)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China(U22B6007), Science and Technology Project of China Southern Power Grid Research(ZDKJXM20200046).

始关注高比例风电系统的频率振荡问题。2016年澳大利亚电网出现周期约为25 s的频率振荡<sup>[12]</sup>,见图1(a)。2018年高比例风电和燃机渗透的爱尔兰电网观测到振荡频率0.08 Hz、最大振幅为0.3 Hz的频率振荡模式<sup>[13]</sup>,见图1(b)。针对华东电网70%风电占比的仿真表明,风电控制参数设置不当会引发15 s左右的等幅振荡<sup>[14]</sup>,见图1(c)。这类新型频率振荡机理尚不明确,建模分析和振荡抑制方式仍需深入探讨。

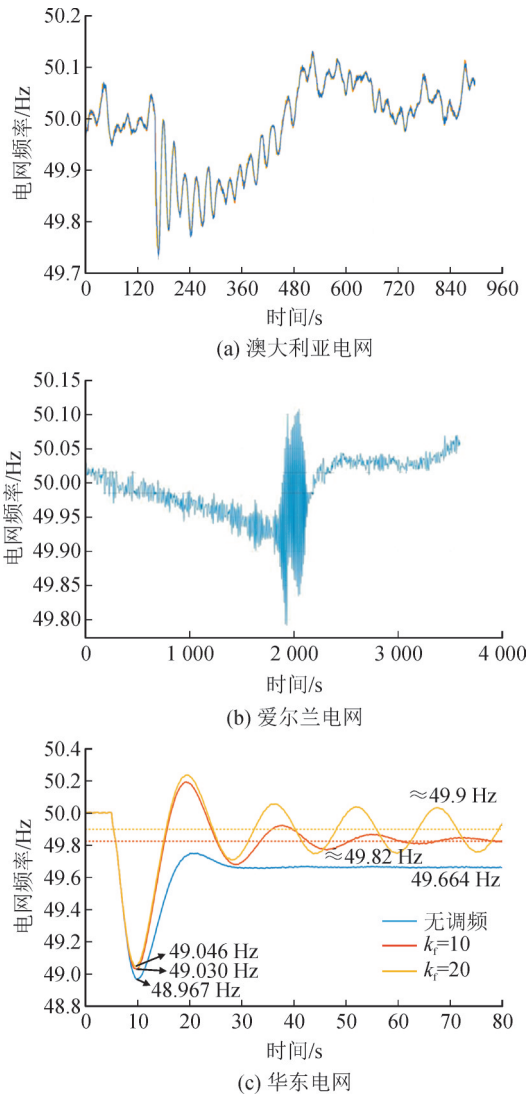


图1 新型频率振荡现象

Fig. 1 Cases of new frequency oscillations

在风机控制中,虚拟惯量控制是一类常见的频率调制手段,在风机转矩参考值中引入频率的偏差量和频率变化率,从而使得风机能够模拟惯性并具备一次调频能力<sup>[15]</sup>,可有效改善频率最低点、最大频率变化率等关键指标<sup>[16-18]</sup>,增加系统的惯性时间常数以及阻尼系数<sup>[19]</sup>。文[20]指出,虚拟惯量控制的参数设置可作用于系统的低频振荡模式。文[21]分析了虚拟惯量控制参数变化时的系统根轨迹分布情

况,并给出了可保证系统稳定性的控制参数取值范围。文[22]指出虚拟惯量控制对于系统阻尼的影响主要与风机的接入位置和容量相关。文[23]通过仿真研究了虚拟惯量控制对于低频振荡的影响,结果表明虚拟惯量控制可以改善区域间振荡模式的阻尼特性。文[24-26]则分别指出虚拟惯量控制对于低频振荡的影响强度与锁相环的参数和虚拟惯量控制的响应速度相关。然而,与频率振荡相关的虚拟惯量控制建模分析未见报道。

考虑到风机转子动能有限以及风电场运行的经济性,在采用虚拟惯量控制参与调频一段时间后,风机需进行转速恢复,即切换至最大功率追踪状态<sup>[27]</sup>。风机虚拟惯量控制与最大功率追踪控制之间的控制逻辑切换或导致系统频率出现切换型振荡<sup>[28]</sup>,但鲜有文献对此展开详细分析。

综合上述不足,文中更为全面地探讨了面向风机虚拟惯量控制的频率特性分析。首先介绍了电力系统频率特性分析的数学模型。然后考虑同步发电机原动机<sup>[29]</sup>及其调速系统,风机采用最大功率追踪加虚拟惯量控制,建立全系统频率响应数学模型。随后针对非线性和线性化分析两种情况,分别讨论了风机对振荡阻尼和惯量的影响情况。最后分析了控制策略切换导致的频率振荡问题。

## 1 频率稳定性分析的数学模型

### 1.1 转子运动方程及系统频率的导出

在交流系统动态特性分析中,同步电机转子运动方程描述为

$$T_{ji} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - D_i \omega_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1)$$

式(1)中: $P_{mi}$ 和 $P_{ei}$ 分别为该同步电机的机械功率以及电磁功率; $D_i$ 为该同步发电机的阻尼; $n$ 为同步发电机台数。

同步发电机的角速度决定了定子电压的角频率,从而决定了整个系统的频率。在研究系统频率稳定性问题中,一般认为所有发电机具有相同的角速度。否则系统频率可能处处不同,系统尚处于同步稳定的过渡过程中。考虑到在标么值下,频率的标么值与角速度的标么值相同,有

$$\omega_1 \approx \omega_2 \approx \dots \approx \omega_n \approx f \quad (2)$$

式(2)中, $f$ 为系统的频率。

对式(1)中,所有的转子运动方程累加,有

$$\sum_{i=1}^n T_{ji} \frac{df}{dt} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - \sum_{i=1}^n P_{ei} - \sum_{i=1}^n D_i f \quad (3)$$

### 1.2 电源以及负荷之间的关系

由于系统中所有电源的电磁功率之和, 等于系统总负荷, 这里的总负荷包含了所有的负荷以及网络损耗。假设系统中除了传统电源之外, 其余全部为风力发电, 则有

$$\sum_{i=1}^n P_{ci} + \sum_{i=1}^m P_{wi} = P_L \quad (4)$$

式(4)中:  $P_{wi}$  为风机的出力;  $m$  为风机的个数;  $P_L$  为系统的总负荷。

对频率稳定性分析而言, 全系统负荷一般采用静态特性模拟, 即

$$P_L = P_{L0} + K_L(f - f_0) = P_{L0} - K_L f_0 + K_L f = \tilde{P}_{L0} + K_L f \quad (5)$$

式(5)中:  $K_L$  为负荷的频率特性系数;  $f_0$  为工频频率, 标么值下为1。从而式(3)中电磁功率描述为

$$\sum_{i=1}^n P_{ci} = P_L - \sum_{i=1}^m P_{wi} = \tilde{P}_{L0} + K_L f - \sum_{i=1}^m P_{wi} \quad (6)$$

### 1.3 电源以及负荷之间的关系

将式(6)代入式(3)中, 有

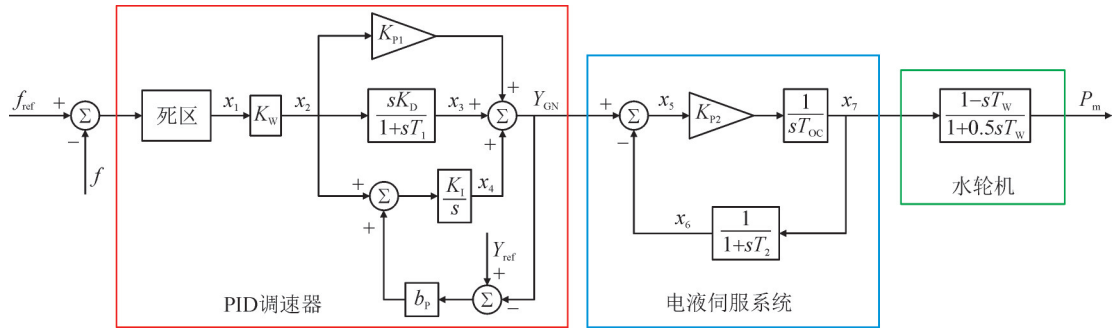


图2 水轮机及PID调速系统

Fig. 2 Hydro-turbine and its PID governor system

图2中:  $Y_{ref}$  为水门开度指令;  $T_w$  为水锤效应时间常数;  $K_p$ 、 $K_i$ 、 $K_d$  为比例、积分、微分系数;  $b_p$  为调差系数。

调速系统接收同步机转速偏差信号, 生成水门开度信号  $Y_{GN}$ , 施加给伺服电机调节水门开度。从而水轮机及其调速系统可以写为式(8)数学方程

$$\begin{cases} K_D \frac{dx_2}{dt} - T_1 \frac{dx_3}{dt} = x_3 \\ \frac{dx_4}{dt} = K_i(x_2 + b_p Y_{ref} - b_p Y_{GN}) \\ T_2 \frac{dx_6}{dt} = x_7 - x_6 \\ T_{oc} \frac{dx_7}{dt} = K_{p2} x_5 \\ T_w \frac{dx_7}{dt} + 0.5T_w \frac{dP_m}{dt} = x_7 - P_m \\ 0 = x_2 - K_w x_1 \\ 0 = K_{p1} x_2 + x_3 + x_4 - Y_{GN} \\ 0 = Y_{GN} - x_5 - x_6 \end{cases} \quad (8)$$

$$\sum_{i=1}^n T_{ji} \frac{df}{dt} = \sum_{i=1}^n P_{mi} + \sum_{i=1}^m P_{wi} - \tilde{P}_{L0} - \left( K_L + \sum_{i=1}^n D_i \right) f = \quad (7)$$

$$\sum_{i=1}^n P_{mi} + \sum_{i=1}^m P_{wi} - \tilde{P}_{L0} - \tilde{K}_L f$$

式(7)中,  $\tilde{K}_L$  为等值的负荷频率特性系数。

式(7)构成了系统频率稳定性分析的主方程。

在该方程中, 等式左边的系数  $\sum_{i=1}^n T_{ji}$  表示了系统惯量, 等式右边表示了总有功偏差。

## 2 同步发电机与风机频率响应动态模型

式(7)中,  $P_m$  与  $P_w$  分别为同步发电机与风机的出力。对同步发电机而言,  $P_m$  受原动机及其调速系统影响; 对风机而言,  $P_w$  受到风力机及其频率附加控制的影响。

### 2.1 同步发电机原动机及其调速系统的数学模型

在这里同步发电机原动机以水轮机为例, 调速系统采用PID调速器。其数学模型见图2。

这是一组线性方程组。令方程组左边为0, 可导出稳态下  $P_m$  与  $x_1$  之间的关系为

$$P_m = Y_{ref} + \frac{K_w x_1}{b_p} \quad (9)$$

### 2.2 风机的数学模型

#### 2.2.1 风机有功与最大功率追踪控制

风机的有功功率来自于风轮机捕获的风功率。风机从自然界捕获的功率为

$$P_c = \frac{1}{2} C_p(\gamma, \beta) \rho S v^3 \quad (10)$$

式(10)中:  $P_c$  为风力机捕获的有功功率;  $C_p(\gamma, \beta)$  为风能利用系数;  $\beta$  为桨距角;  $\gamma$  为叶尖速比;  $\rho$  为空气密度;  $S$  为风轮扫过的面积;  $v$  为风速。  $\gamma$  的表达式为

$$\gamma = \frac{\omega_w R}{v} \quad (11)$$

风能利用系数  $C_p(\gamma, \beta)$  是关于叶尖速比和桨距

角的非线性函数,在给定  $\beta$  后,风能利用系数  $C_p$  仅仅与  $\gamma$  相关,且存在一个最大值  $C_{pmax}$ ,与其对应的叶尖速比为  $\gamma_{opt}$ 。则在桨距角  $\beta=0$  时,可以导出风轮机捕获的最大功率为

$$P_{MPPT} = \frac{1}{2\gamma_{opt}^3} C_{pmax} \rho \pi r^5 \omega_w^3 = k_{max} \omega_w^3 \quad (12)$$

### 2.2.2 虚拟惯量控制

为了响应系统频率变化,通常对风机采用虚拟惯量控制。在频率稳定性的时间尺度下,忽略换流器短时间尺度的动态行为,包含了最大功率追踪以及虚拟惯量控制的风机出力描述见图3。

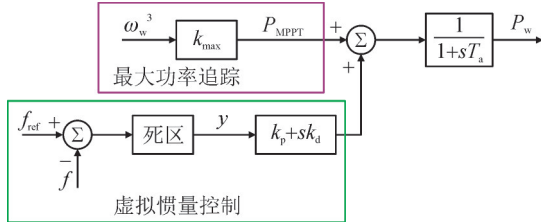


图3 虚拟惯量控制与最大功率追踪控制

Fig. 3 Virtual inertia control and maximum power point tracking control

图3中:  $T_a$  为一阶惯性时间常数,用于模拟控制过程的滞后作用;  $k_p$  和  $k_d$  为虚拟惯量控制的比例和微分参数。

### 2.2.3 频率稳定性分析的风机模型

风力机捕获的机械转矩与电磁转矩之差导致了风机的加减速。从而引入风机转速方程

$$T_{Jw} \frac{d\omega_w}{dt} = \frac{1}{2\omega_w} C_p(\gamma) \rho \pi r^2 v^3 - \frac{1}{\omega_w} P_w \quad (13)$$

注意到在式(1)中,同步机转速方程中的采用功率差,是由于同步电网的转速标么值在1附近,功率差与转矩差近似,但风机与系统之间为异步连接,转速偏差幅度较大,因此采用转矩描述。

根据图3所示的控制,得到其数学方程

$$T_a \frac{dP_w}{dt} - k_d \frac{dy}{dt} = k_{max} \omega_w^3 + k_p y - P_w \quad (14)$$

令式(13)、(14)左侧为0,可得风机角速度  $\omega_w$  在稳态下需要求解非线性方程得到

$$\frac{1}{2} C_p(\gamma) \rho \pi r^2 v^3 = k_{max} \omega_w^3 + k_p y \quad (15)$$

在得到了角速度  $\omega_w$  之后,可得风机的稳态功率

$$P_w = k_{max} \omega_w^3 + k_p y \quad (16)$$

### 2.3 死区的模型

在图2、3中给出的控制系统框图中都有死区环节。当前的死区设置一般都是人工死区,目的是为了避开机械元件的频繁动作,从而延长其工作寿命。当前系统中采用的死区一般具有图4形式。

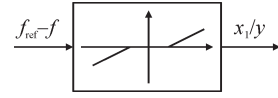


图4 调速系统以及风机虚拟惯量环节的死区设置

Fig. 4 Dead zone setting of governor system and wind turbine virtual inertia control

则死区的方程具体描述为

$$x_1 \text{ 或 } y = \begin{cases} f_{ref} - f - f_{DZ} & f_{ref} - f \geq f_{DZ} \\ 0 & |f_{ref} - f| \leq f_{DZ} \\ f_{ref} - f + f_{DZ} & f_{ref} - f \leq -f_{DZ} \end{cases} \quad (17)$$

式(17)中,  $f_{DZ}$  为死区的大小。在文中分析中,同步机和风机的死区统一设置为  $f_{DZ} = 0.05$  Hz。

## 3 全系统数学模型以及频率特性分析

### 3.1 频率稳定性分析数学模型及平衡点分析

根据上述描述,全系统频率稳定性分析的数学模型由式(7)主导,对每台同步机按照式(8)构建模型,对每台风机按照式(13)、(14)构建模型,由此可构成整个系统频率稳定性分析的数学模型。由于式(13)是非线性微分方程组,含有风机参与调频的模型为非线性方程组。

令式(7)右边等于0,可以得到整个系统频率平衡点的计算方程。考虑到方程中有原动机的功率以及风机的出力,代入式(8)、(15)、(16),有

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{mi} + \sum_{i=1}^m P_{wi} = \tilde{P}_{L0} + \tilde{K}_L f \\ P_{mi} = Y_{refi} + \frac{K_{wi} x_{1i}}{b_p} & i = 1, 2, \dots, n \\ P_{wi} = k_{maxi} \omega_{wi}^3 + k_{pfi} y_i & i = 1, 2, \dots, m \end{cases} \quad (18)$$

式(18)中,  $\omega_w$ 、 $x_1$ 、 $y$  与频率  $f$  之间的关系通过式(15)、(17)得到。将式(18)第2式和第3式代入第1式,则可以得到自变量仅仅为  $f$  的方程,其数值解即为系统频率平衡点。这其中涉及到非线性项(式(15))以及分段项(式(17)),所以该方程是分频段非线性方程。

从式(18)第1式可见,其左侧为整个系统的总有功出力,右侧为整个系统的总负荷。式(18)中,同步发电机总有功出力是分段线性的,其斜率与调差系数  $b_p$  和增益  $K_w$  有关。而风机的出力是分段非线性的,它与比例系数  $k_p$ 、风速  $v$  相关。二者的特征见图5。

图5中,红色线条为同步发电机、风机总出力静态特性。二者的叠加,形成了总体的静态出力特性。总出力特性受同步发电机一次调频主导或者受风机虚拟惯量控制主导,需要根据二者所占比例

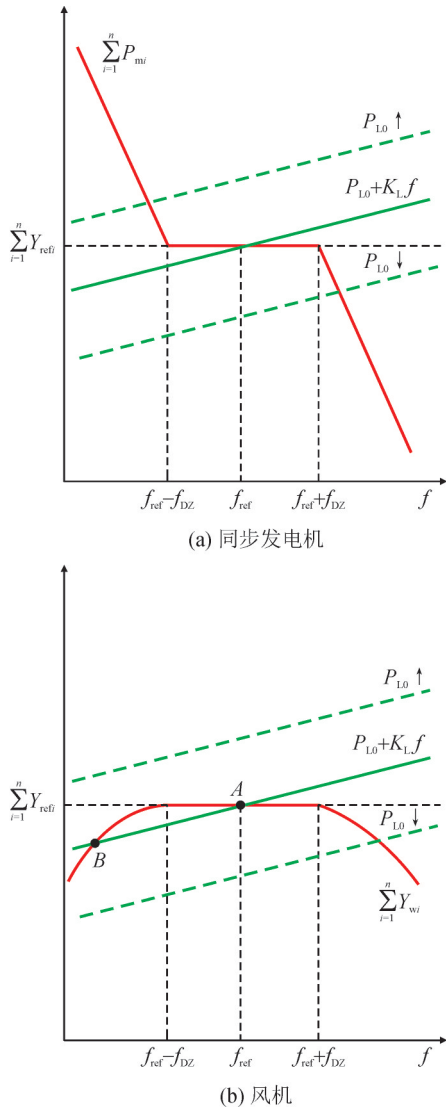


图5 同步发电机与风机的静态功率—频率特性  
Fig. 5 Static power-frequency characteristics of synchronous generator and wind turbine

以及参数配置情况确定。如果受同步发电机主导, 则总出力的静态特性靠近左图特性; 如果受风机主导, 则总出力的静态特性靠近右图特性。

式(18)第1式右侧为工频附近的等值负荷特性, 它呈现的是斜率为正的直线。在图5中用绿线表示, 当负荷增加或者减小时, 绿线向上平移或者向下平移。负荷的频率—功率静态特性曲线(绿线)与电源的静态特性曲线交点即为频率平衡点。

在频率特性分析中, 图5(a)的特性是系统中常见的: 假设负荷增加, 绿线上移, 同步发电机出力增加, 红线和绿线一定存在交点。该交点的横坐标即频率平衡点, 平衡点是唯一的。

图5(b)的特性是需要规避的: 因为假设负荷增加, 绿线上移, 红线与绿线没有交点, 导致系统平衡点不存在。另外, 图5(b)中, 红线非单调, 导致负荷

变化时, 可能出现多个频率平衡点, 如A、B点。可分析得到A点为稳定平衡点, 而B点为不稳定平衡点。

从而在新能源占主导的情况下, 当风机运行于MPPT控制时, 施加惯量控制可能导致系统频率平衡点不存在, 或者存在多个频率平衡点。为了解决该问题, 需要风机放弃最大功率追踪而留有部分备用, 或者采用其他备用措施予以补偿。

### 3.2 虚拟惯量复归引起的频率振荡问题

在最大功率追踪控制加惯量控制方式中, 需要考虑最大功率追踪控制方式的复归问题。由式(15)可知, 最大功率追踪加惯量控制, 系统出现频率偏差后, 有如图6的情形。

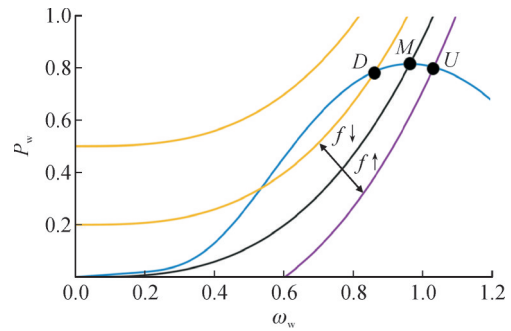


图6 频率偏离工频时的风机运行点

Fig. 6 Wind turbine operation point when the frequency deviates from the power frequency

图6中, 蓝色线条代表风功率曲线, 黑色线条代表最大功率追踪曲线, 二者的交点即为稳态运行点M。当系统稳态频率降低时, 根据式(17)可知,  $y$  大于0, 从而导致最大功率追踪曲线上移,  $\omega_w$  稳态运行点左移, 如D点; 系统稳态频率升高时,  $y$  小于0, 从而导致最大功率追踪曲线下移, 稳态运行点右移, 如U点。在两种情况下, 风机都将偏离最大功率追踪模式。

另外, 可能由于频率下降较多或比例系数较大而引起平衡点不存在, 如最上面的橙色线条与蓝色线条之间无交点。这种情况下, 风机会由于转速保护切回最大功率追踪模式。这个过程将导致频率的二次跌落问题, 由于这方面的工作较多, 文中不再讨论。下面以平衡点的存在性加以探讨。

在经济性方面, 风机在暂态过程之后复归到最大功率追踪模式可保证其经济性。但如果风机的复归逻辑设置不恰当, 或许将导致系统的频率振荡问题。一个最直观的控制逻辑设置为: 风机的基本控制逻辑为最大功率追踪+惯量控制, 如图3所示; 当系统频率回归到稳态之后, 风机复归到最大功率追踪控制, 进入稳态之后, 又切换回最大功率追踪+惯量控制。

在这种控制逻辑的设定下,系统将面临如图7所示的现象:假设负荷增加,经过暂态过程之后风机到达稳态,运行点为D点。根据图6可知,风机此时并不处于最大功率追踪模式。如果到达稳态之后,复归到最大功率追踪模式,风机的稳态出力将增加,系统频率稳态值抬升。假设复归到最大功率追踪后,稳态之后频率平衡点到达死区之内,如M点。此后,风机切换至最大功率追踪+惯量控制,由于频率在死区之内,风机惯量控制此时不响应,从而系统正常运行。

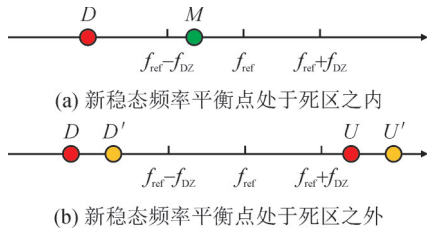


图7 切换逻辑导致的频率平衡点迁移

Fig. 7 Transfer of the frequency equilibrium point caused by switching logic

然而,假设负荷增加(减小),系统到达稳态之后,运行点为D点(U点)。在复归到最大功率追踪后,系统稳态频率抬升到D'点(U'点)。注意到此时D'点(U'点)的稳态频率处于控制器死区之外,当切换回最大功率追踪+惯量控制后,风机最终的稳态运行点仍然是D点(U点)。从而风机运行方式在两个平衡点间不断切换,导致风机功率不断变化,系统出现频率振荡现象。

它的主要原因在于复归逻辑本身是一种依系统频率的切换逻辑。不同切换逻辑导致不同的频率稳态值,而当这种频率稳态值不处于本切换逻辑所设定的频率范围时,风机将在不同的逻辑中反复切换,带给系统功率扰动。这种情况将在算例中展现。

### 3.3 频率振荡分析的线性化模型

上述模型为全系统频率特性分析的非线性模型。对频率振荡分析而言,可采用线性化模型予以分析。这里对式(7)、(8)、(14)、(15)进行线性化,得到系统的线性化方程。

需要说明的是,在有死区的情况下,系统为分段的系统,需要就死区内以及死区之外分别建立其线性化模型。但在实际工程分析中,为了简单起见,常常忽略死区的影响。

另外,如果没有风机的情况下,仅计及式(7)、(8)、(17),系统的模型本身即线性系统模型。在包含风机最大功率追踪以及惯量控制情况下,系统的模型为非线性模型。

由于篇幅所限,这里对式(7)、(8)、(17)的模型不再推导,仅推导式(14)、(15)的线性化模型。考虑到忽略死区有  $\Delta y = -\Delta f$ , 并认为风机在当前平衡点处于最大功率追踪,则线性化模型为

$$\begin{bmatrix} T_{Jw} & T_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega}_w \\ \Delta I_w \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} k_{di} \\ -k_p \end{bmatrix} \Delta f = \begin{bmatrix} 0 & -1/\omega_{w0} \\ 3k_{max} \omega_{w0}^2 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_w \\ \Delta P_w \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ -k_p \end{bmatrix} \Delta f \quad (19)$$

将式(7)、(8)、(17)的线性化模型与式(19)联立,容易得出整个系统的线性化模型形式为

$$T \Delta \dot{x} = J \Delta x \quad (20)$$

式(20)中,  $J$  和  $T$  都为系数矩阵,它的广义特征值决定了系统的稳定性以及动态行为。在第4节算例中,就该模型进行系统的特征分析以及频率振荡的阻尼特性分析。

### 3.4 虚拟惯量控制对惯量和频率振荡阻尼的影响

最后就虚拟惯量控制对系统的惯量与频率振荡阻尼影响进行简单探讨。风机在风机的控制中,  $T_a$  很小,可以将其近似为0。且不计及死区的影响,考虑到  $y$  与  $f$  的关系,式(14)写为

$$k_{di} \frac{df}{dt} = k_{max} \omega_{wi}^3 + k_{pi} (f_{ref} - f) - P_{wi} \quad (21)$$

上述方程中加了下标“i”表示第i台风机。将式(21)代入式(7)中,消去  $P_{wi}$ ,有

$$\left( \sum_{i=1}^n T_{Ji} + \sum_{i=1}^n k_{di} \right) \frac{df}{dt} = \sum_{i=1}^n P_{mi} + k_{max} \sum_{i=1}^m \omega_{wi}^3 - \left( \tilde{P}_{L0} - f_{ref} \sum_{i=1}^m k_{pi} \right) - \left( \tilde{K}_L + \sum_{i=1}^m k_{pi} \right) f \quad (22)$$

可以看出,在整个频率特性分析的模型刻画上,风机虚拟惯量控制参数  $k_d$  增加了系统的惯量,而  $k_p$  则增加了对频率变化的阻尼。

## 4 算例及分析

本节构建频率稳定性分析的简单系统,该系统有3台同步发电机,总出力为900 MW,每台同步电机由水轮机驱动,并安装有PID调速系统,见图2。3台同步发电机总的惯性时间常数  $\sum_{i=1}^n T_{Ji} = 31$  s,  $\sum_{i=1}^3 D_i = 0.3$ ,  $K_w = 1.25$ ,  $T_1 = T_2 = 0.2$  s,  $b_p = 0.04$ , 其他参数见表1。

除此之外,引入368台风机,单台风机出力约为1.63 MW,风机总出力约为600 MW,在整个系统中的出力占比约为40%,风速设置为10 m/s,风机死区

设置为0.05 Hz,所有风机参数相同。

表1 原动机及其调速系统参数

Table 1 Parameters of the prime movers and speed governors

发电机	死区/Hz	$K_{PI}$	$K_I$	$K_D$	$K_{P2}$	$T_{oc}/s$	$T_w/s$
1	0.03	3.0	1.1	5.0	8	11.55	1.6
2	0.05	3.0	1.51	6.0	15	18.00	1.1
3	0.05	2.9	1.5	5.0	13	15.00	1.0

#### 4.1 风机虚拟惯量控制下的频率特性

在系统无扰的情况下,频率在稳态值运行。假设在0 s对系统负荷施加-20 MW的永久性扰动,系统的频率响应见图8。

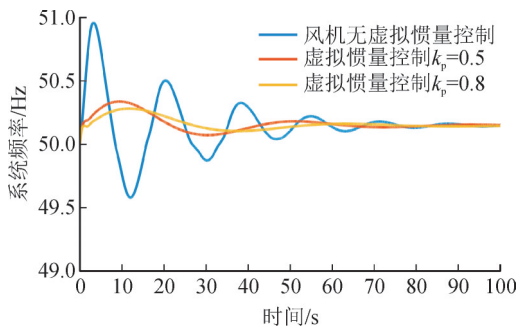


图8 风机采用和不采用虚拟惯量控制系统的频率响应

Fig. 8 System frequency response with wind turbine adopting and not adopting virtual inertia control

当风机不参与调频时,系统存在频率振荡问题。该振荡频率在0.06 Hz左右。系统的最高频率为50.96 Hz,频率最低到达49.58 Hz。

当虚拟惯量的频率响应系数设置为 $k_d=0.2$ ,  $k_p=0.5$ ,系统频率响应为红线所示。此时,系统频率响应的超调量显著小于无虚拟惯量控制的情况,频率最高点不超过50.34 Hz,振荡周期约为40 s,振荡频率为0.025 Hz左右,显著降低振荡频率。另外,设置 $k_p=0.8$ ,结果如黄线所示。可以看出,更大的比例系数能够增加频率振荡的阻尼。

可见,风机采用虚拟惯量控制显著改变了频率振荡的振荡频率,在事实上增加系统的惯量。

#### 4.2 风机虚拟惯量控制下系统的特征分析

根据3.3节所述方法,对系统进行线性化之后,可以求解特征值用于频率稳定性的动态特性分析。在增加风机的同时,采用增加负荷抵消风电出力,此时系统的频率稳态值以及状态量初值不发生任何变化。因此,采用该模型的特征分析对频率特性分析并不掺杂其他主观和客观因素。

在本算例中,风机的台数由0台增加到368台,对应的风机出力占比从0增加到40%左右。在每个情况下对系统进行线性化处理,得到特征值的轨迹

见图9。

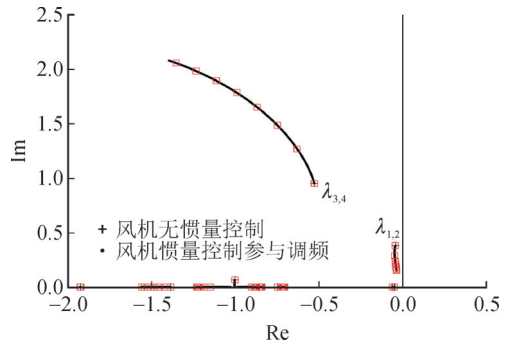


图9 风机计及虚拟惯量控制下系统的特征值分布

Fig. 9 Eigenvalue distribution of the system with wind turbine adopting virtual inertia control

由图9可知,原始系统有2对振荡模式,分别为 $\lambda_{1,2} = -0.0416 \pm j0.3814$ 和 $\lambda_{3,4} = -0.5251 \pm j0.9507$ 。对应的振荡频率分别为0.059 Hz和0.151 Hz。注意到,风机不采用虚拟惯量控制下,风机出力为恒定值。在此情况下,系统频率的动态特性完全由同步发电机确定。因此在图8中,得到的振荡频率为0.06 Hz,与 $\lambda_{1,2}$ 的频率非常接近,即仿真结果与特征分析结果吻合。

振荡模式 $\lambda_{3,4}$ 的实部较小,它对应的响应分量能够较快衰减,不影响长过程的频率特性。由于其虚部较大,其振荡频率落在同步稳定性的振荡频率范围(0.1~2.5 Hz),则该模式很可能与同步稳定性问题耦合。

另外,由图9可见,随着风机虚拟惯量控制参与调频,风机台数增多,对频率振荡模式的虚部影响非常明显。当台数增加到368台时, $\lambda_{1,2} = -0.0353 \pm j0.1514$ ,其振荡频率为0.024 Hz,与图8的仿真结果一致。

#### 4.3 MPPT复归引起的切换振荡问题

在系统负荷增加或减少之后,风机采用虚拟惯量控制参与调频,如果存在平衡点,风机可能在平衡点处运行。如图6所示,系统在经过惯量控制后在D点运行。恢复最大功率追踪可能引起系统的持续振荡问题,见图10。

在图10中,0 s发生负荷扰动之后,系统频率经过同步发电机与风机共同调节恢复到稳态之后,风机复归到MPPT模式。在复归之后,系统频率稳态值并没有到达风机死区之内,风机又将切换到惯量控制模式运行。

由于这种振荡是一种更长周期的振荡问题,图10可见,负荷增加20 MW时,振荡周期约为50 s。所以在工程中如果出现,也比较容易归结为运行方

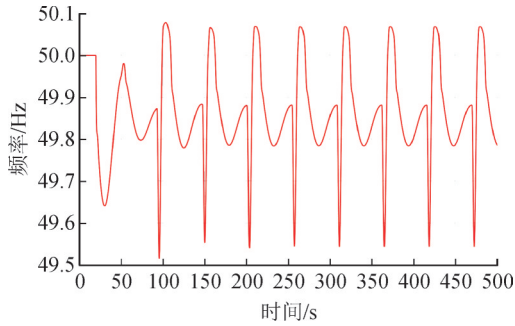


图10 风机控制模式切换引起的振荡问题

Fig. 10 Oscillation caused by wind turbine control mode switching

式变化导致的频率波动现象。解决此类问题的方法,即通过自动发电控制(AGC)将系统频率快速拉回死区之内,或者风机放弃最大功率追踪。但后者显然会丧失经济性。

最后需要说明的是,该控制逻辑是人为设定的切换过程。不同的设计者所设计的控制逻辑会有所差异。但是它所导致的问题是一致的,即在切换中,可能导致系统持续的频率振荡现象。这种长周期的振荡,其动态完全由控制系统的设计决定。

## 5 结语

论文首先构建了系统的频率动态方程,在此基础上,通过增加同步发电机与风机的频率响应,得到全系统频率响应模型。

在该频率响应模型基础上,考虑风机的最大功率追踪加惯量控制,推导了系统的有功出力特性。该特性有别于传统系统的线性分段特性,呈现出非线性形式。

进一步,介绍了系统在虚拟惯量控制下的平衡点,讨论了控制模式的复归切换将导致系统切换型的振荡问题,并通过算例进行了验证说明。

通过构建整体的线性化方程验证风机最大功率追踪加虚拟惯量控制对系统阻尼特性的影响,并通过公式推导说明比例环节和微分环节对系统惯量和频率阻尼的作用。算例表明,合理整定的虚拟惯量控制不仅增加系统的惯量,而且能够增加系统的阻尼。

## 参考文献:

[1] FAIRLEY P. Why southern China broke up its power grid[news][J]. IEEE Spectrum, 2016, 53(12): 13-14.  
 [2] 贺静波,张剑云,李明节,等. 直流孤岛系统调速器稳定问题的频域分析与控制方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(16): 137-143.

HE Jingbo, ZHANG Jianyun, LI Mingjie, et al. Frequency domain analysis and control for governor stability problem in islanded HVDC sending systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 137-143.  
 [3] 李文龙,张新慧,王蕾,等. 基于频率变化率的被动式孤岛检测方法[J]. 智慧电力, 2024, 52(3): 47-54.  
 LI Wenlong, ZHANG Xinhui, WANG Lei, et al. Passive islanding detection method based on rate of change of frequency[J]. Smart Power, 2024, 52(3): 47-54.  
 [4] 曾丕江,许昊,叶鹏举,等. 超低频振荡频率动态特性分析与多机GPSS参数设计方法[J]. 电力建设, 2025, 46(5): 170-182.  
 ZENG Pijiang, XU Hao, YE Pengju, et al. Frequency dynamic characteristic analysis of ultra-low frequency oscillation and multi-machine GPSS parameter tuning method[J]. Electric Power Construction, 2025, 46(5): 170-182.  
 [5] 王歆,张怡,王官宏,等. 高比例水电送出系统超低频振荡风险及影响因素分析[J]. 电网技术, 2019, 43(1): 206-212.  
 WANG Xin, ZHANG Yi, WANG Guan hong, et al. Research on ultra-low frequency oscillation risk and influencing factors of high-ratio hydroelectric transmission system[J]. Power System Technology, 2019, 43(1): 206-212.  
 [6] 王永飞,江琴,李保宏,等. 风储接入高比例水电系统超低频振荡抑制方法[J]. 电力系统保护与控制, 2025, 53(5): 82-92.  
 WANG Yongfei, JIANG Qin, LI Baohong, et al. Ultra-low frequency oscillation suppression method in high-proportion hydro power systems with wind-storage integration[J]. Power System Protection and Control, 2025, 53(5): 82-92.  
 [7] 高琴,刘清晨,陈亦平,等. 不同调速器死区特性对系统频率稳定的影响分析[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3575-3581.  
 GAO Qin, LIU Qingchen, CHEN Yiping, et al. Influence of different deadbands on the frequency stability[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3575-3581.  
 [8] 贺悝,郭罗权,谭庄熙,等. 高比例新能源电网中储能调频死区优化设定控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(18): 65-75.  
 HE Li, GUO Luoquan, TAN Zhuangxi, et al. Improved dead zone setting of a frequency regulation strategy for energy storage with high penetration of RESs[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(18): 65-75.  
 [9] 杨若朴,陈亦平,李崇涛,等. 考虑不同水电比例的多机系统调速器优化策略[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 510-516.  
 YANG Ruopiao, CHEN Yiping, LI Chongtao, et al. Optimization strategy of governor for multi-machine system considering different hydropower ratios[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 510-516.  
 [10] 陈亦平,方必武,张勇,等. 电力系统频率模式特征辨识及仿真分析[J]. 南方电网技术, 2020, 14(6): 17-24.  
 CHEN Yiping, FANG Biwu, ZHANG Yong, et al. Characteristic identification and simulation analysis of frequency mode in power system[J]. Southern Power System Technology, 2020, 14(6): 17-24.  
 [11] 黄林彬,辛焕海,鞠平,等. 电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(9): 10-25.  
 HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization

- stability analysis and unified synchronization control structure of grid - connected power electronic devices[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(9):10-25.
- [12] Australian Energy Market Commission. Frequency control frameworks review[EB/OL]. [2025-12-04]. <https://www.aemc.gov.au/markets-reviews-advice/frequency-control-frameworks-review>.
- [13] CIGRE. Analysis, monitoring and mitigation of common mode oscillations on the power system of Ireland and Northern Ireland[R]. Paris: CIGRE, 2020.
- [14] 李建华, 曹路, 杨仁焯, 等. 华东沿海风电场群电网主动频率支撑策略[J]. *中国电力*, 2023, 56(11):49-58.  
LI Jianhua, CAO Lu, YANG Renxin, et al. An active frequency support strategy for coastal wind farms in east China[J]. *Electric Power*, 2023, 56(11):49-58.
- [15] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21(1):433-434.
- [16] 陈思怡, 苏小玲, 赵正奎, 等. 考虑功率耦合特性的构网型风机频率稳定分析方法[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2025, 46(2):1-8.  
CHEN Siyi, SU Xiaoling, ZHAO Zhengkui, et al. Frequency stability analysis method of grid-forming wind turbine considering power coupling characteristics[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2025, 46(2):1-8.
- [17] DAI Jianfeng, TANG Yi, WANG Qi, et al. Aggregation frequency response modeling for wind power plants with primary frequency regulation service[J]. *IEEE Access*, 2019(7):108561-108570.
- [18] 刘尊祝, 程志江, 王维庆, 等. 构网型直驱风机的主动频率支撑控制策略[J]. *电力工程技术*, 2025, 44(2):23-33.  
LIU Zunzhu, CHENG Zhijiang, WANG Weiqing, et al. Active frequency support control strategy for grid-forming direct-drive wind turbines[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2025, 44(2):23-33.
- [19] 马文忠, 王立博, 王玉生, 等. 考虑SOC的混合储能功率分配与自适应虚拟惯性控制[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(5):83-93.  
MA Wenzhong, WANG Libo, WANG Yusheng, et al. Hybrid energy storage power distribution and adaptive virtual inertia control considering SOC[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(5):83-93.
- [20] 陈润泽, 吴文传, 孙宏斌, 等. 双馈风电机组惯量控制对系统小干扰稳定的影响[J]. *电力系统自动化*, 2014, 38(23):6-12.  
CHEN Runze, WU Wenchuan, SUN Hongbin, et al. Impact of inertia control of DFIG wind turbines on system small-signal stability[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2014, 38(23):6-12.
- [21] 柯贤波, 张文朝, 李朋旺, 等. 高风电渗透率系统的模糊自适应虚拟惯量控制[J]. *电网技术*, 2020, 44(6):2127-2134.  
KE Xianbo, ZHANG Wenchao, LI Pengwang, et al. Fuzzy adaptive virtual inertia control for high wind power penetration system[J]. *Power System Technology*, 2020, 44(6):2127-2134.
- [22] 蒋文韬, 付立军, 王刚, 等. 直驱永磁风电机组虚拟惯量控制对系统小干扰稳定性影响分析[J]. *电力系统保护与控制*, 2015, 43(11):33-40.  
JIANG Wentao, FU Lijun, WANG Gang, et al. Impact of direct-drive permanent magnet wind turbines virtual inertia control on power system small signal stability analysis[J]. *Power System Protection and Control*, 2015, 43(11):33-40.
- [23] GARMROODI M, HILL D J, VERBIČ G, et al. Impact of tie-line power on inter-area modes with increased penetration of wind power[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(4):3051-3059.
- [24] 马静, 李益楠, 邱扬, 等. 双馈风电机组虚拟惯量控制对系统小干扰稳定性的影响[J]. *电力系统自动化*, 2016, 40(16):1-7.  
MA Jing, LI Yanan, QIU Yang, et al. Impact of virtual inertia control of DFIG wind turbines on system small-signal stability[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2016, 40(16):1-7.
- [25] 孙大卫, 刘辉, 李蕴红, 等. 风火/光火打捆系统中逆变电源调频与惯量控制对低频振荡的影响机理[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(17):5947-5956.  
SUN Dawei, LIU Hui, LI Yunhong, et al. Effect mechanism of primary frequency and virtual inertia control of inverter power on low frequency oscillation in wind-thermal/solar-thermal bundled system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(17):5947-5956.
- [26] 吴仁杰, 江琴, 李保宏, 等. 新能源接入电力系统分区惯量估计及虚拟惯量配置[J]. *电力工程技术*, 2026, 45(1):3-12.  
WU Renjie, JIANG Qin, LI Baohong, et al. Regional inertia estimation and virtual inertia configuration of new energy connected power system[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2026, 45(1):3-12.
- [27] GARMROODI M, VERBIČ G, HILL D J. Frequency support from wind turbine generators with a time-variable droop characteristic[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2018, 9(2):676-684.
- [28] 薛安成, 王嘉伟, 刘晓博, 等. 电力系统超低频振荡机理分析与抑制研究现状与展望[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(2):553-567.  
XUE Ancheng, WANG Jiawei, LIU Xiaobo, et al. Survey and prospect of ultra-low frequency oscillation mechanism analysis and suppression in power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(2):553-567.
- [29] 陶大军, 周杰, 李桂芬, 等. 兆瓦级高速永磁同步发电机的设计与优化[J]. *大电机技术*, 2025(4):9-16.  
TAO Dajun, ZHOU Jie, LI Guifen, et al. Design and optimization of megawatt high-speed permanent magnet synchronous generator[J]. *Large Electric Machine and Hydraulic Turbine*, 2025(4):9-16.

陈亦平(1978—), 男, 博士, 教授级高工, 研究方向为电力系统运行与控制(通信作者)(E-mail:chenyiping@csg.cn)。