

# 双馈感应发电机型并网风电场控制策略研究

郭 杰

华电甘肃能源有限公司 甘肃兰州 730300

**摘 要：**大规模风电接入给电网安全稳定运行带来了巨大的压力和挑战，如何降低风电接入对电网的不利影响早已成为当前国内外风力发电领域需要研究的重要课题。各国风电并网导则都对并网风电场提出了更为严格的要求，使其具备常规电厂的辅助服务能力，主要体现在有功频率控制、无功电压控制、故障穿越能力等方面，为使风电场满足并网导则，有必要建设风电场综合监控系统。

**关键词：**双馈感应；发电机型；并网风电场；控制

随着中国经济的持续快速增长，能源安全已上升为关系国家安全的重大问题。作为国际政治经济热点的气候变化问题，也给我未来能源乃至经济社会可持续发展带来了巨大压力。因此，大力发展新能源已经成为我国能源战略调整、转变电力发展方式的重要内容。作为解决能源危机和环境污染问题的一种有效手段，风力发电以其成本低、无污染和规模效益显著等优点在近些年得到迅速发展。

## 一、研究背景与意义

### 1. 研究背景

能源转型需求，全球能源结构向低碳化转型背景下，风能作为技术最成熟的可再生能源之一，其装机容量持续增长。双馈感应发电机（DFIG）因具备变速运行、高效能量捕获和灵活的无功调节能力，成为现代风电场的主流机型。并网技术瓶颈，尽管DFIG技术优势显著，但其并网控制仍面临两大挑战：电压稳定性问题：电网扰动时，DFIG的无功输出能力有限，需依赖额外补偿设备维持电压水平；动态响应不足：风速波动或电网故障下，传统控制策略难以实现快速功率调节与低电压穿越（LVRT）。政策与标准推动，各国并网规范日趋严格，要求风电场具备调频、调压等辅助服务能力，进一步凸显优化DFIG控制策略的紧迫性。

### 2. 研究意义

提升电网稳定性，通过改进DFIG的矢量控制与协调控制策略（如与SVC、电容器组协同），可增强风电场的电压支撑能力，减少大规模并网对电网的冲击。促进经济效益，优化控制可降低弃风率、延长设备寿命。例如，基于风功率预测的预调节策略能减少无功补偿设备的频

繁投切。技术革新潜力，研究新型控制方法（如自适应滑模控制、多阶段协调控制）不仅解决现有问题，还为未来高渗透率风电接入提供理论支撑。环境与社会效益，高效稳定的风电场运营可加速替代化石能源，减少碳排放，助力实现碳中和目标。

## 二、核心控制策略分析

### 1. 同步控制策略

（1）定子电压同步控制：定子电压同步控制的核心目标，定子电压同步控制是双馈风电机组并网的关键环节，其核心在于通过转子侧变流器调节，使定子感应电压的幅值、相位与电网电压严格匹配，实现平滑并网。该策略可显著降低并网冲击电流（通常控制在额定电流的1.2倍以内），避免设备机械应力损伤，同时为后续有功/无功功率解耦控制奠定基础。控制策略的三大核心环节，电压幅值同步控制，通过调节转子电流的d轴分量（励磁分量），控制定子感应电压的幅值与电网电压相等。采用PI控制器实现动态跟踪，响应时间需小于50ms以满足并网实时性要求。电压相位同步控制，通过q轴分量（转矩分量）调节定子电压相位，利用锁相环（PLL）或复矢量锁相环消除频率耦合，实现相位差趋近于零（误差 $<0.5^\circ$ ）。在弱电网条件下（短路比 $<1.5$ ），需引入暂态阻尼补偿以抑制相位振荡。频率同步控制，结合转子转速反馈与电网频率信号，通过变流器调节转差频率，使定子电压频率与电网频率偏差 $<0.1\text{Hz}$ 。技术实现路径，空载并网模式：定子侧开路时，变流器控制转子电流在定子侧感应出镜像电压，通过双闭环控制（幅值环+相位环）实现同步。带负载并网模式：定子侧接入电阻负载，通过电磁力矩调节转子转速，同步

后切换至发电运行模式。改进型同步控制：针对宽频振荡问题，可引入转子电流坐标变换矩阵，优化锁相环参数以兼顾小扰动（负阻特性抑制）与大扰动（电压跌落恢复）稳定性。随着“双高”电力系统演进，同步控制需进一步融合：惯量支撑功能：通过磁悬浮惯量飞轮系统增强暂态响应能力；AI预测控制：基于风速与电网状态预测，动态优化同步参数。

(2) 变桨距协调控制：主要包括以下方面：锁相环(PLL)应用：锁相环在同步控制中起到关键作用，通过实时跟踪电网相位和频率，为并网操作提供精确的同步信号。PLL的设计直接影响双馈风电机组的宽频振荡特性，需优化参数以兼顾小扰动和大扰动稳定性。例如，在电压跌落等故障情况下，PLL的瞬态响应能力决定了机组能否快速恢复同步运行，避免失步故障。并网同步过程：当风速达到起动风速时，变桨距系统首先将叶片角度从顺桨状态( $90^\circ$ )调整至适当位置，使叶轮吸收少量风能并驱动发电机缓慢转动。当发电机转速接近同步转速时，控制系统跟踪电网电压幅值、频率和相序，在完全同步后闭合并网接触器，实现柔性无冲击并网。这一过程显著降低了并网对电网的冲击，提升了系统稳定性。暂态同步稳定性：在大扰动条件下(如电网电压跌落)，双馈风电机组的暂态同步稳定性至关重要。通过分析压-角曲线和相平面轨迹，可揭示失步故障机理，并提出改进策略。例如，结合转子电流坐标变换和参考值计算矩阵，可有效减小宽频振荡和暂态失步风险。变桨距协调控制，变桨距控制通过调整叶片桨距角，直接影响风轮捕获的风能和空气动力转矩，是确保机组在不同风速下高效稳定运行的关键。变桨距协调控制策略主要包括以下阶段：起动区控制：当风速低于切入风速时，变桨距机构保持叶片顺桨状态( $90^\circ$ )，机组处于空转状态而不产生电能。这一设计避免了低风速下的无效运行，保护了机械结构。最大功率点跟踪(MPPT)：在风速低于额定风速时，变桨距系统与转速控制协同工作，通过动态调整桨距角使叶尖速比( $\lambda$ )保持在最优值( $\lambda_{opt}$ )，实现最大风能捕获。例如，采用爬山搜索法，根据转速和功率信号的梯度变化实时调整桨距角，确保机组始终运行在最佳功率点。功率恒定区控制：当风速超过额定风速时，变桨距系统迅速响应，通过增大桨距角减小风能利用系数( $C_p$ )，限制转速上升并稳定输出功率在额定值附近。这一过程需与发电机转矩控制协调，避免机械应力和转矩脉动过大，延长机组寿命。故

障穿越与保护：在电网故障或极端风速条件下，变桨距系统需快速动作以保护机组。例如，在电压跌落时，通过紧急顺桨减小风能输入，配合无功支撑策略帮助电网恢复稳定。同步控制与变桨距的协调机制，同步控制与变桨距的协调是双馈风电机组高效稳定运行的核心。具体表现为：并网阶段的协同：在并网过程中，变桨距系统首先调整叶片角度以吸收风能，而同步控制系统通过PLL跟踪电网信号，确保在完全同步后实现无冲击并网。两者协同降低了并网冲击，提升了系统可靠性。运行阶段的动态调整：在变速运行区( $C_p$ 恒定区)，变桨距系统通过微调桨距角维持叶尖速比最优，而同步控制系统通过调节转子电流频率和幅值，确保发电机输出与电网频率一致。例如，在电压跌落时，变桨距系统快速动作以保护机组，同步控制系统则通过调节无功输出提升电网电压。

## 2. 宽频振荡抑制策略

(1) 负阻尼机理分析：双馈感应发电机(DFIG)型并网风电场的宽频振荡问题主要由变流器控制与电网阻抗交互引发，宽频振荡负阻尼机理，阻抗特性恶化：机组级控制环节(如锁相环、电流环、功率环)的相位滞后导致特定频段(10-100Hz)阻抗特性恶化，当电网短路比低于3时，系统易进入负阻尼高风险区域。低频段(<50Hz)负阻尼主要受锁相环带宽影响，中高频段则与功率环积分时间常数及电流环滤波设计相关。多机谐振放大：场站级多机组并联时，控制参数失配会引发谐振放大效应，尤其在弱电网条件下(短路比<1.5)，相角动态与无功电流强耦合加剧振荡风险。能量交互失衡：动态能量视角下，电网薄弱环节与新能源集群的交互导致能量在次同步/超同步频段无法有效耗散，形成持续振荡。核心抑制策略，设备级优化，控制参数调整：功率外环积分时间常数推荐0.08-0.12秒，锁相环带宽控制在30-50Hz，虚拟电感值取0.2-0.5mH以匹配集电电缆参数。附加阻尼控制：在转子侧变流器电流内环引入带通滤波，提升相位裕度至 $45^\circ$ 以上；采用移动窗口傅里叶算法实现陷波滤波器中心频率自适应跟踪(带宽 $\pm 5$ Hz)。场站级协同，动态无功补偿：配置电感值可调的SVG设备，补偿容量按装机容量15%设计，通过阻抗重塑抑制谐振。多机协调控制：建立风机-SVG-储能分层架构，底层设备维持本地稳定，上层通过PMU数据实现广域阻尼控制(延时<20ms)。系统级措施，虚拟同步机技术：转动惯量取4-6秒，阻尼系数8-12，平衡惯性

支撑与稳定性。硬件改造：直流侧加装RC阻尼电路（电阻按 $\sqrt{L/C}$ 计算，电容 $0.5\mu\text{F}/\text{MW}$ ），交流侧采用空心电抗器（感抗取系统阻抗20%–30%）。技术发展趋势，智能化抑制技术如深度学习阻抗预测模型（可提前30分钟预警）、数字孪生虚实映射优化等，将响应速度提升至毫秒级。实际工程需在设计阶段进行阻抗扫描，运维期配置在线振荡预警系统（判据包括功率波动率、谐波畸变率、阻抗相位角），确保阻尼比 $\geq 5\%$ 。

（2）模糊PID控制：双馈风电场宽频振荡机理与抑制框架，双馈风电场并网运行时，变流器控制与电网阻抗的交互作用易引发10–100Hz范围内的宽频振荡，其核心成因在于控制参数与电网阻抗特性不匹配导致的负阻尼效应。振荡机理可分为三个层次：机组级控制环节相位滞后、场站级多机组谐振放大、系统级弱电网交互影响。传统PID控制因参数固定，难以适应宽频振荡的多变特性，而模糊PID通过动态调整参数，显著提升系统鲁棒性。模糊PID控制策略设计，控制器结构设计，采用双闭环架构：内环为模糊PID电流控制器，外环为有功/无功功率控制器。内环通过实时监测转子电流误差及其变化率，动态调整比例系数 $K_p$ 、积分时间 $T_i$ 和微分时间 $T_d$ ，抑制高频振荡。外环功率控制器采用模糊规则库，根据风速波动和电网阻抗变化优化参考值，实现中低频段振荡抑制。关键参数优化，模糊规则库设计：基于风电场实测数据建立49条规则，例如当误差大且变化率大时，增大 $K_p$ 以快速响应；当误差小时，减小 $T_i$ 避免超调。带宽匹配：锁相环带宽设为30–50Hz，功率环积分时间常数取0.08–0.12秒，与电网阻抗特性匹配。虚拟阻抗补偿：在电流环中引入0.2–0.5mH虚拟电感，抵消集电电缆阻抗影响。协同控制实现，与SVG、储能设备协同工作，形成分层控制架构：底层模糊PID维持本地稳定，上层协调控制器通过PMU数据实现广域阻尼控制，通信延时采用预测补偿算法压缩至20ms以内。

### 3. 运行模式优化策略

双馈感应发电机（DFIG）型并网风电场通过转子侧变流器实现滑差能量双向流动，其核心控制策略包含三

层架构：转子侧变流器采用定子磁链定向的矢量控制，通过调节转子电流的d–q轴分量实现有功/无功功率解耦控制；网侧变流器采用电网电压定向控制，维持直流母线电压稳定并调节功率因数。在并网阶段，励磁控制器通过斜坡函数平滑切换空载与发电状态，抑制冲击电流，而滑模变结构控制可增强对参数摄动和电网扰动的鲁棒性。典型运行模式包括：功率生成模式（风速 $\geq$ 切入风速时向电网供电）、功率吸收模式（低风速时通过换流器调节机端电压）和无功功率控制模式（参与电网电压调节），其中无功控制策略需协调风电机组与静止无功补偿器（SVC）的出力分配。这些控制策略共同支撑双馈风机在“双高”电力系统中实现高效能转换与稳定并网。针对双馈风电场运行模式优化，需从动态响应与电网兼容性两个维度进行策略重构。在功率生成模式下，建议采用基于风电功率组合预测的分层调度框架，通过交叉熵算法动态调整各预测方法权重，提升有功功率分配精度，从而降低风速波动对电网的冲击。对于无功功率控制模式，可引入自适应终端滑模励磁控制策略，通过实时监测电网电压波动和电机参数变化，动态调整转子侧变流器的无功输出，显著增强低电压穿越（LVRT）能力。在模式切换过程中，采用基于滑模变结构的柔性并网技术，将定子电压同步误差控制在 $\pm 2\%$ 以内，有效抑制传统PI控制器因参数漂移导致的振荡问题。

总之，通过同步控制、宽频振荡抑制及运行模式优化策略，显著提升了DFIG型风电场的并网稳定性与经济性。

### 参考文献

[1] 李圣清, 文颜焱, 黄远鹏, 等. 基于改进型Super-twisting的双馈感应发电机直接功率控制[J]. 太阳能学报, 2024, 45(10): 529–535. DOI: 10.19912/j.0254-0096.tynxb.2023-0941.

[2] 于森, 汤亚芳, 黄亦欣, 等. 双馈风机控制方式对继电保护影响的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, (2). DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190252.