

DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.242174

基于风储一体化的构网型直驱风电机组 暂态支撑能力提升策略研究

蔡光 颜湘武 李锐博 贾焦心 张书瑞

(河北省分布式储能与微网重点实验室(华北电力大学) 保定 071003)

摘要 风机最大功率跟踪运行模式,以及自身有限的旋转动能,导致构网型直驱风机暂态支撑能力受到制约。而构网型直驱风储一体机由于接入储能,拥有额外能量来源,其暂态支撑性能得到大幅提升,但风储一体机在暂态支撑过程中对旋转动能和储能的调用机制尚不明晰,仍需进一步探究。该文建立了虚拟同步构网型直驱风机及风储一体机动态模型:首先通过分析构网型直驱风机在频率、电压跌落工况下的暂态响应特性,归纳总结了风力机动态特性对构网型直驱风机支撑能力及暂态稳定性的约束;其次考虑风储一体机内部能量流动特性,对虚拟同步控制的暂态响应功率进行分解,提出基于暂态响应功率分解的储能驱动控制策略,实现了转子动能和储能的灵活调用,将储能纳入虚拟同步构网控制主动支撑体系中;最后形成基于风储一体化的构网型直驱风电机组暂态支撑能力提升策略。经过多种工况的仿真验证,该策略能够提升风储一体机暂态支撑能力,为风电发挥主动支撑功能提供技术指导。

关键词: 构网型直驱风机 风储一体机 虚拟同步控制 超级电容 暂态支撑

中图分类号: TM614

0 引言

“十四五”期间我国风电装机将持续快速增长,风电高比例接入后会给电网频率电压稳定带来一系列问题,新型电力系统需要风电承担保障供电的主体责任^[1]。现有研究表明,包括构网型风电机组在内的构网型设备具有良好的频率/电压主动暂、稳态支撑能力,并且在弱电网场景下具有更好的暂、稳态适应能力^[2-3]。基于这些优势,构网型风电机组有望在未来低惯量、弱电压支撑的电网中发挥更大的作用,保障新型电力系统稳定运行^[4]。

由理想直流源供能的构网型设备能够提供完整的暂态响应支撑,然而构网型直驱风机的直流侧能量由风力机提供,其运行特性会给构网型风机的暂态性能带来以下约束:

1) 对构网型风机频率支撑能力的约束

目前在风电并网中应用的构网型控制策略大多具备惯量响应或一次调频功能^[5]。当利用风机旋转动能进行调频时,最大功率跟踪运行(Maximum

Power Point Tracking, MPPT)曲线会抵消一部分惯量和一次调频环节响应,导致旋转动能无法充分释放,制约了构网型风机的调频能力^[6]。另外,当结束调频后风机需要能量以恢复转速,又由此引发转速恢复过程中的功率二次跌落问题,与频率支撑目标相悖^[7]。此外,构网型风电机组频繁地提供频率支撑,对风机机械结构的载荷具有一定程度的影响,从而可能影响风机寿命^[8]。

2) 对构网型风机暂态稳定性的约束

构网型风机在模拟同步机运行特性的同时,也存在暂态稳定问题^[9]。由等面积法和暂态能量函数法等分析方法可知,故障发生后设备输出功率与参考功率之间的失衡若不加以控制,将导致机端功角不断加速使得构网型风机暂态失稳^[10]。

除了功角失稳,构网型风机的暂态失稳还会体现在风机系统内部^[11],不同控制模式的直驱风机表现如下^[12]:机侧控制功率、网侧控制直流母线电压时,直流母线电容处累积暂态失衡能量,导致直流母线过电压^[13];反之暂态失衡能量转换为旋转动能,导致风机超速^[14]。相比理想构网型设备,除了功角的暂态同步稳定,构网型风机还需要考虑风机

转子和直流母线电压的暂态稳定。

针对以上问题,在风机侧配置储能构成风储一体机的技术路线,实现构网型变流器控制与储能充放电控制的直接耦合,是一种有效的解决方案^[15]。目前储能的接入方式多为在直流侧或交流侧并联储能^[16-17],其中跟网型控制驱动的储能对电网频率的支撑采用响应频率采集信号的被动模式^[18],构网型控制驱动的储能大多接入在风机交流侧^[19],未能将储能纳入构网型控制体系中。因此,在构网型控制的背景下,风储一体机在主动支撑过程中对转子动能和储能的暂态能量共同调用机制尚不明晰,仍需进一步探究。

本文选用以超级电容器为代表的功率型储能,与构网型直驱风机组成构网型直驱风储一体机,并构建构网型直驱风机及构网型直驱风储一体机动态模型。首先,通过分析构网型直驱风机在频率、电压跌落下的暂态响应,归纳总结风力机动态对构网型直驱风机频率支撑能力和暂态稳定性的约束;其次,结合风储一体机在暂态支撑过程中的能量流动特性,将虚拟同步控制暂态响应功率分解为惯量响应功率信号和阻尼响应功率信号以驱动储能,形成基于风储一体化的构网型直驱风电机组暂态支撑能力提升策略,实现转子动能和储能的灵活分配和调用,将转子动能和储能纳入虚拟同步构网控制主动支撑体系中,提升构网型直驱风储一体机频率支撑能力和暂态稳定性;最后,通过仿真验证其可靠性。

1 构网型直驱风储一体机拓扑及建模

1.1 构网型直驱风储一体机拓扑及控制

本文所研究的构网型直驱风储一体机系统结构及控制如图 1 所示。其由风力机、永磁同步发电机(Permanent Magnet Synchronous Motor, PMSG)、机侧变流器(Machine-Side Converter, MSC)、网侧变流器(Grid-Side Converter, GSC)、储能电池(本文采用超级电容储能)、双向 DC-DC 变换器、直流母线等环节构成,并经过网侧变流器滤波阻抗 R_f+jX_f 、变压器阻抗(电抗为 jX_T)及线路阻抗 R_L+jX_L 接入电网,为方便后续分析计算,将变压器和线路阻抗等效为并网阻抗 R_g+jX_g 。

网侧变流器采用图 1b 所示虚拟同步机(Virtual Synchronous Generator, VSG)控制。机侧变流器采用图 1c 所示的直流母线电压控制,稳定直流母线

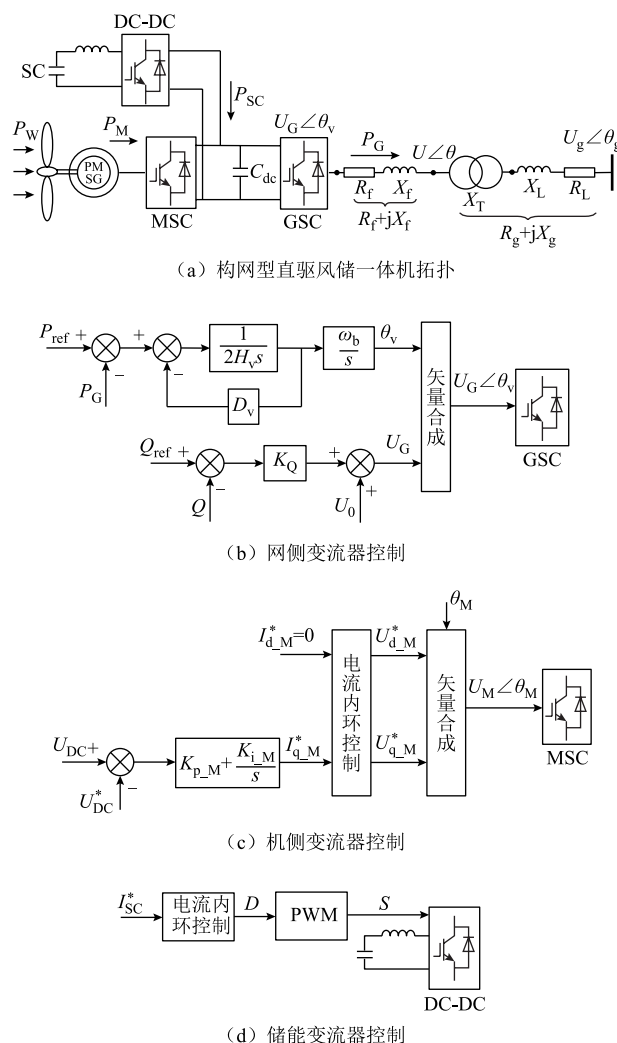


图 1 构网型直驱风储一体机系统结构及控制

Fig.1 Structure and control of grid-forming PMSG-based wind-storage generator

电压 U_{DC} 。储能 DC-DC 变换器采用图 1d 所示的电流环控制,通过改变参考电流 I_{SC}^* 控制储能充放电,关于 I_{SC}^* 的给定方式将在第 3 节给出。

1.2 构网型直驱风机及风储一体机动态建模

为了进一步研究风储一体机的动态响应特性,需要对其进行动态建模,其中关于风力机和机侧动态环节的建模已有诸多文献阐述^[20-21],具体建模过程详见附录第 1 节,在此不再赘述,仅给出关键变量的说明: P_W 为风力机捕获风功率, ω_g 为发电机转速, P_M 为机侧变流器端口功率。其余动态环节建模过程如下。

1) 网侧动态模型

本文网侧变流器采用虚拟同步型构网控制,通过摇摆方程以及无功-电压下垂方程生成网侧变流器端口电压的相位和幅值,有

$$\begin{cases} 2H_v \frac{d\omega_v}{dt} = P_{\text{ref}} - P_G - D_v \omega_v \\ \frac{d\theta_v}{dt} = \omega_v \omega_b \\ U_G = U_0 + K_Q(Q_{\text{ref}} - Q_G) \end{cases} \quad (1)$$

式中, H_v 为虚拟惯量系数; ω_v 为虚拟同步转速; P_{ref} 为有功功率参考值; P_G 为网侧变流器端口功率; D_v 为虚拟阻尼系数; θ_v 为虚拟同步相位; ω_b 为基准同步转速; U_G 为网侧端口电压; U_0 为电压初值; K_Q 为虚拟励磁系数; Q_{ref} 为无功功率参考值; Q_G 为网侧端口无功功率。

根据电网电压幅值 U_g 和相位 θ_g 可获得端口功角 δ_v , 并计算网侧变流器端口功率 P_G , 有

$$\begin{cases} P_G = \frac{U_g U_G}{X_f + X_g} \sin \delta_v \\ \delta_v = \theta_v - \theta_g \end{cases} \quad (2)$$

为使风机运行在 MPPT 下, 需要将式 (1) 中有功参考值设置为

$$P_{\text{ref}} = \min \{k_{\text{opt}} \omega_g^3, P_{\text{max}}\} \quad (3)$$

式中, k_{opt} 为 MPPT 功率曲线系数; P_{max} 为风机最大功率。

最大功率跟踪控制直接决定了网侧变流器功率 P_G 的大小, 机侧变流器功率 P_M 在机侧直流母线电压控制的影响下与 P_G 保持平衡, 因此在最大功率跟踪模式下, P_{ref} 可以间接控制 P_M 的大小, 使其满足式 (3), 进而实现风机的最大功率运行。

2) 超级电容及 DC-DC 变换动态模型

为简化计算, 将超级电容及其 DC-DC 变化环

节等效为如图 2 所示电路拓扑。

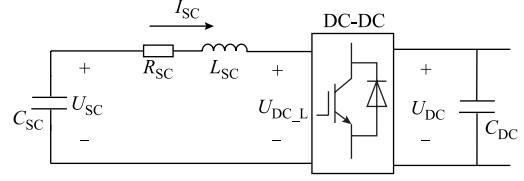


图 2 超级电容和 DC-DC 变换器等效电路

Fig.2 Equivalent circuit of supercapacitor and DC-DC converter

结合图 1d 所示, 通过电流环生成的占空比 D , 可以调节 DC-DC 变换器储能侧端口电压 U_{DC_L} , 即

$$\begin{cases} D = (I_{\text{SC}}^* - I_{\text{SC}}) \left(K_{\text{p_SC}} + \frac{K_{\text{i_SC}}}{s} \right) + D_0 \\ U_{\text{DC}_L} = (1 - D) U_{\text{DC}} \end{cases} \quad (4)$$

式中, I_{SC}^* 为超级电容输出电流参考值; I_{SC} 为超级电容输出电流; D_0 为初始占空比; $K_{\text{p_SC}}$ 为电流环比例系数; $K_{\text{i_SC}}$ 为电流环积分系数。

超级电容输出电流 I_{SC} 及电压 U_{SC} 可表示为

$$\begin{cases} I_{\text{SC}} = \frac{1}{R_{\text{SC}} + L_{\text{SC}} s} (U_{\text{SC}} - U_{\text{DC}_L}) \\ U_{\text{SC}} = -\frac{I_{\text{SC}}}{C_{\text{SC}} s} + U_{\text{SC0}} \end{cases} \quad (5)$$

式中, R_{SC} 、 L_{SC} 分别为等效电路电阻及电感; U_{SC0} 为超级电容初始电压; C_{SC} 为超级电容的等效电容。

储能充放电功率 P_{SC} 为

$$P_{\text{SC}} = U_{\text{SC}} I_{\text{SC}} \quad (6)$$

将以上环节与附录第 1 节中所述环节组合后得到图 3 所示构网型直驱风机与构网型直驱风储一体

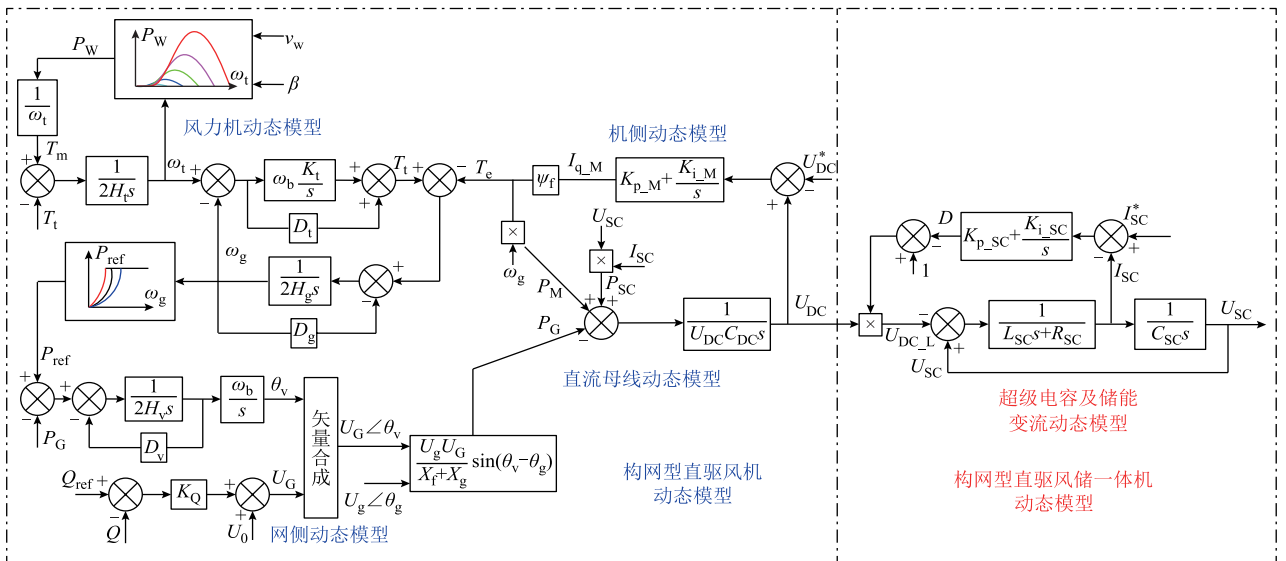


图 3 构网型直驱风机与构网型直驱风储一体机动态响应模型

Fig.3 Dynamic response model of grid-forming PMSG and grid-forming PMSG-based Wind-storage generator

机动态响应模型, 模型参数及超级电容容量配置方法见附录第2节。

2 风力机动态对构网型直驱风机的约束

本节基于构网型直驱风机动态模型, 通过对比电网频率、电压跌落等工况下的暂态响应特性, 展现风力机动态对构网型直驱风机的约束。

由于转子动能储备有限, 并且虚拟同步控制环节中的 P_{ref} 变化同样会影响风机的暂态响应特性。因此在风速为 10 m/s 的场景下设置以下运行模式: 模式1——MPPT 模式, P_{ref} 随转速 ω_g 变化; 模式2—— P_{ref} 恒定, 对应 10 m/s 的最优功率; 模式3——故障时 P_{ref} 恒定, 结束后回归 MPPT 模式。

2.1 对频率支撑能力的制约

设置电网频率在 5 s 时跌落 0.2 Hz, 并在 10 s 后恢复, 得到图 4 所示频率跌落响应波形。将图 4a 中的转速作为 x 轴, 功率作为 y 轴, 即可得到图 4b 所示 P_G - ω_g 相平面轨迹。

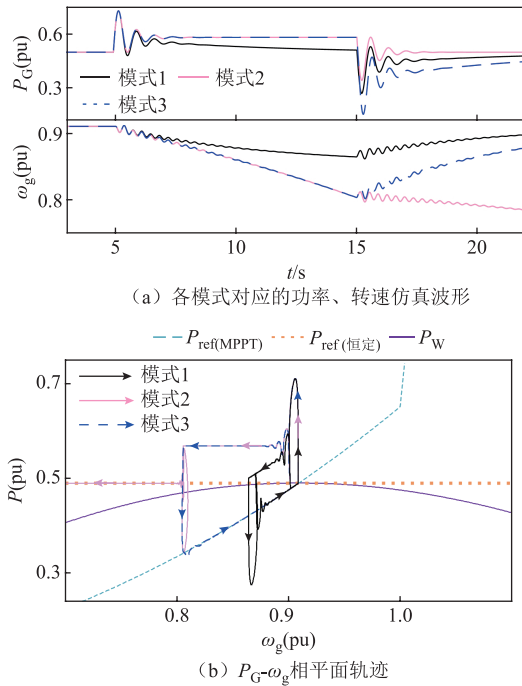


图4 频率跌落响应波形

Fig.4 Frequency drops response waveforms

图 4b 中除了风机 P_G - ω_g 运动轨迹外, 还展现了风力机风捕获功率 P_W 和功率跟踪曲线 P_{ref} , 可以看出二者皆随转速变化而变化。

风机在模式 1 下提供频率支撑时 $P_G > P_W$, 旋转动能得到释放的同时, 伴随着转速下降, 导致支撑期间的 P_{ref} 和 P_G 一同降低, 使转速下降幅度有限, 旋转动能无法得到充分释放。

相比之下, 模式 2 和模式 3 在频率跌落期间 P_{ref} 恒定, 转速下降幅度更大, 旋转动能获得充分释放, 风机能够提供稳定的功率支撑。

故障结束后, 如图 4b 所示 P_G - ω_g 轨迹, 模式 2 继续运行在恒功率模式, P_G 依旧大于 P_W , 转速进一步下降, 不利于风机安全运行; 而模式 3 切换回 MPPT 模式, P_G 会快速下降, 然后沿着功率跟踪曲线上升, 以恢复转速, 在这个过程中会伴随明显的功率缺口, 即风机功率的“二次跌落”。由此可见, 构网型风机频率支撑能力受到了风力机运行特性的制约。

2.2 对暂态稳定性的制约

由于机侧与网侧之间的耦合, 导致风力机的动态平衡也会影响构网型直驱风机的暂态稳定, 下面将通过图 5 所示虚拟功-角特性曲线与风力机功率-转速特性曲线解释风力机动态对暂态稳定的影响。

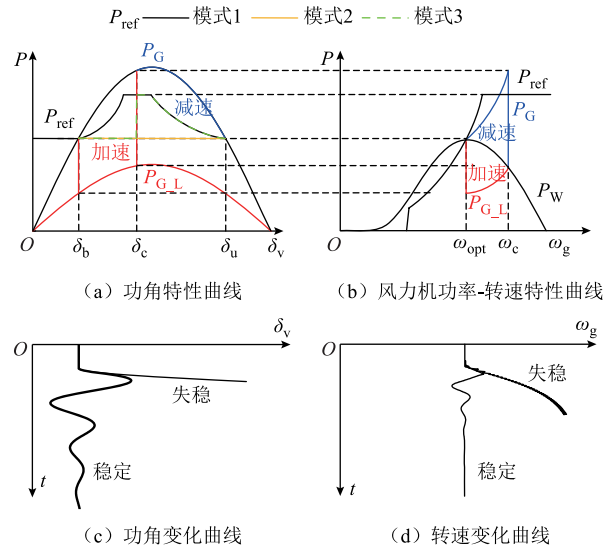


图5 虚拟功-角特性曲线和风功率-转速曲线

Fig.5 Virtual power-angle curves and wind power-rotor speed curves

电压跌落时, P_G 跌落为 P_{G_L} , P_{ref} 与 P_{G_L} 之间形成角加速区, δ_v 加速^[9]; 故障结束后, P_{ref} 与 P_G 之间形成角减速区, δ_v 减速; 若角减速区面积小于角加速区, 则会出现首摆失稳。另外值得一提的是, 虚拟阻尼 D_v 在 δ_v 运动过程中始终提供制动功率, 因此首摆失稳后, 仍有可能在之后的数个摇摆周期后重新恢复暂态稳定^[22]。

与之相似, 电压跌落时, P_W 与 P_{G_L} 之间形成转速加速区, ω_g 加速; 故障结束后, P_W 与 P_G 之间形成转速减速区, ω_g 减速。

如图 5 所示, 若采用 MPPT 模式, 故障期间风机转速的加速带动参考功率的增加, 最终导致加速区面

积增大, 减速区面积减小, 使风机暂态稳定性恶化。

设置 U_g 在 $t=5$ s 时跌落至 0.2(pu), 持续 t_f 后故

障结束, 电压恢复, 设置持续时间 t_f 分别为 0.3、3、5 s 三组工况, 得到如图 6 所示暂态响应波形。

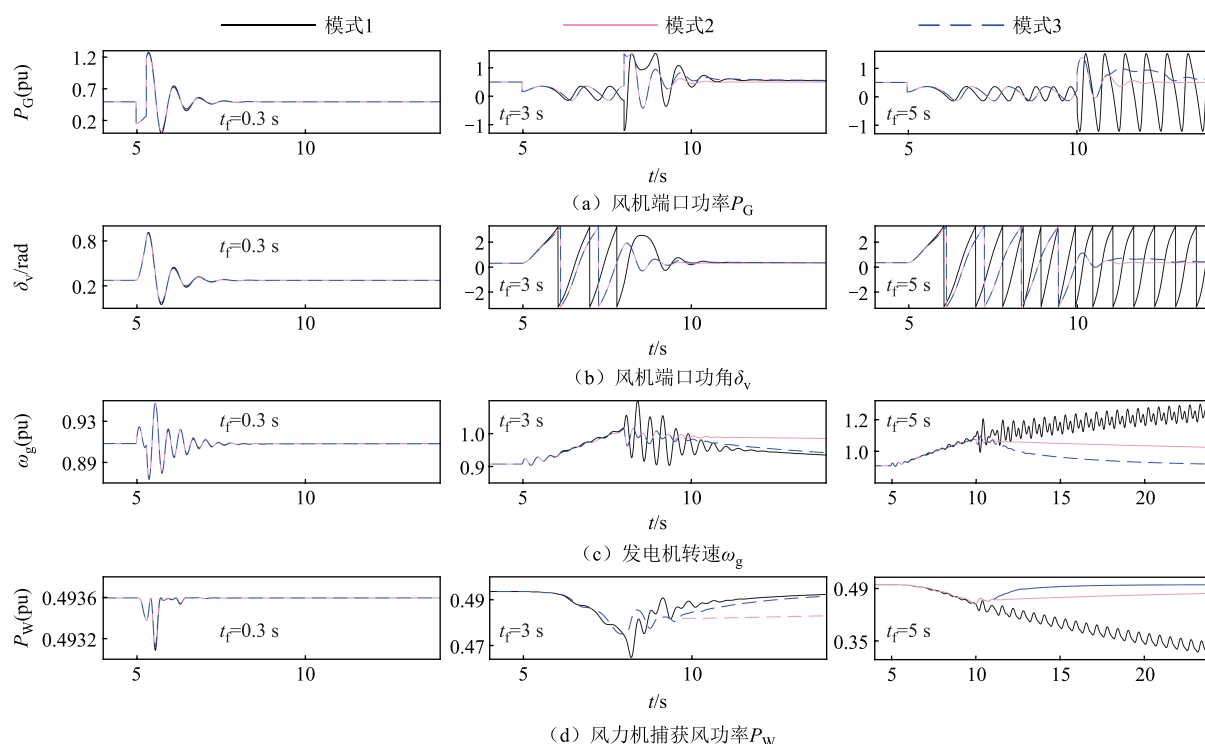


图6 不同故障持续时间下的暂态响应波形

Fig.6 Transient response waveforms under different fault duration

下面分别对各 t_f 对应的仿真结果进行分析。

1) 故障持续时间 $t_f=0.3$ s

P_G 在故障期间短暂跌落, 故障结束后经过大幅暂态波动后恢复至稳态。模式 1、2、3 对应的 δ_v 皆未失稳; 这个过程中 P_G 的暂态波动传递到 PMSG, 进而引发风机的轴系扭振^[23], 导致 ω_g 出现小幅振荡; 由于 ω_g 的振幅较小, 对 MPPT 模式 P_{ref} 以及 P_W 的影响甚微。

2) 故障持续时间 $t_f=3$ s

模式 1、2、3 在故障期间失稳, δ_v 越过数个周期, 并伴随着 P_G 振荡在较低水平。由于此刻 $P_G < P_W$, 导致 ω_g 上升, P_W 小幅下降。故障结束后, 在 P_G 和 D_v 的制动下, 风机恢复暂态稳定。

由于 ω_g 上升幅度较大, 对 MPPT 模式 P_{ref} 的影响难以忽略, 模式 1 与模式 2、3 的暂态响应特性开始出现较为明显的差异:

(1) 结合图 5 可知, 模式 1 加速面积大于模式 2、3, 导致模式 1 的 δ_v 增速快于模式 2、3。

(2) 故障结束时模式 1 的 δ_v 与模式 2、3 不同, 导致故障结束后模式 1 的 P_G 形态也不同于模式 2、3, 结合图 5 可知, 模式 1 减速面积小于模式 2、3, 因此需要 P_G 在高水平维持更长的时间对 δ_v 进行减速。

(3) 故障结束后模式 1 的 P_G 暂态波动较大, 引发了更为明显的 ω_g 振荡。

3) 故障持续时间 $t_f=5$ s

故障期间模式 1 的 ω_g 快速上升, 导致 P_{ref} 大幅增加, 大大压缩了减速面积, 仅靠 P_G 和 D_v 难以对 δ_v 制动, 风机彻底暂态失稳, P_W 也随之大幅下降, 最终 ω_g 维持在较高转速持续振荡。

模式 2、3 对应的暂态特性变化趋势相比 $t_f=3$ s 时没有明显区别, 但由于模式 2 的 P_{ref} 恒定, 故障结束后缺乏对风机转速的制动功率, 因此需要更长的时间使转速恢复至稳态。

为更加直观地展现不同故障时间对构网型直驱风机的影响, 在附录第 3 节中, 根据风机功角-功率相平面轨迹展开进一步分析。

2.3 故障穿越功角控制下存在的制约

由 2.2 节分析可知, 参考功率与风机功率的失衡是导致构网型风机失衡的主要原因。因此为提升构网型风机故障穿越功角稳定性, 可在虚拟同步环节附加控制以保持 P_G 和 δ_v 的稳定, 通常包括降低故障期间有功功率参考值^[24]、增加故障期间阻尼大小^[25]等方式, 本质都是降低虚拟同步控制环节的失衡功率。本文以图 7 所示的故障穿越功角稳定控制

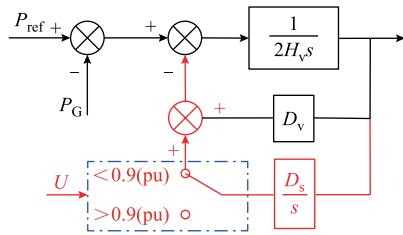


图 7 故障穿越功角稳定控制策略

Fig.7 Fault-through control strategy of power angle

策略为代表进行后续分析。

图 7 所示控制中，当电压跌落到设定范围内时，投入积分阻尼环节 D_s/s 进一步提高阻尼功率，保证 δ_v 稳定。投入所提控制策略后，模式 1、2、3 在 2.2 节电压跌落工况 ($t_f=5\text{ s}$) 下的暂态响应波形如图 8 所示。

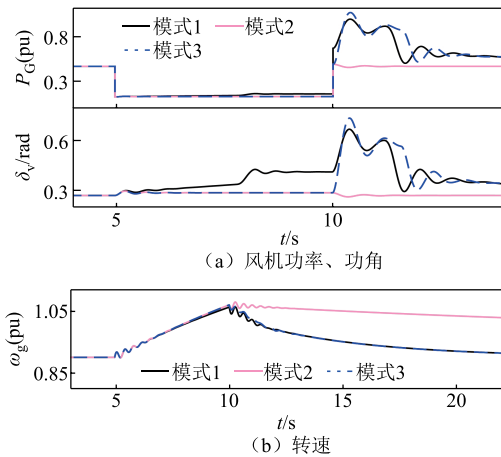


图 8 故障穿越控制下风机暂态响应波形

Fig.8 Transient response waveforms under fault-through control strategy of power angle

故障期间，模式 1、2、3 的功角都遏制在较低水平， P_G 也相对平滑稳定， ω_g 逐渐增加，由于风机保持暂态稳定，并未发生 δ_v 明显摇摆加速过程。故障结束后模式 1、3 和模式 2 之间的暂态差异可结合图 9 所示各模式对应的风机功率-转速关系曲线进

表 1 构网型直驱风机所受制约

Tab.1 Limitations of grid-forming PMSG without storage

参考功率模式	频率跌落工况	电压跌落工况		
		电压严重跌落 (短时间)	电压严重跌落 (长时间)	投入故障穿越 控制策略
MPPT	参考功率随转速变化的特性导致无法充分地利用风机旋转动能，削弱了虚拟同步控制的频率支撑能力	机侧功率跟随	故障期间端口功率的跌落导致转速大幅上升，同时也降低了风能捕获效率，使风力机功率下降	MPPT 模式不利于构网型风机的暂态稳定，相比其他模式更容易暂态失稳
恒功率	支撑能力表现最符合虚拟同步控制目标，但不利于风机转速的恢复	端口功率产生暂态波动，进而引发轴系扭振	转速恢复较慢	提升了风机故障穿越的暂态稳定性，但降低端口功率输出水平，无法避免风机转速上升，造成能量浪费
故障期间恒功率，结束后 MPPT	频率跌落结束后，为了恢复风机转速，功率“二次跌落”现象较为明显		—	

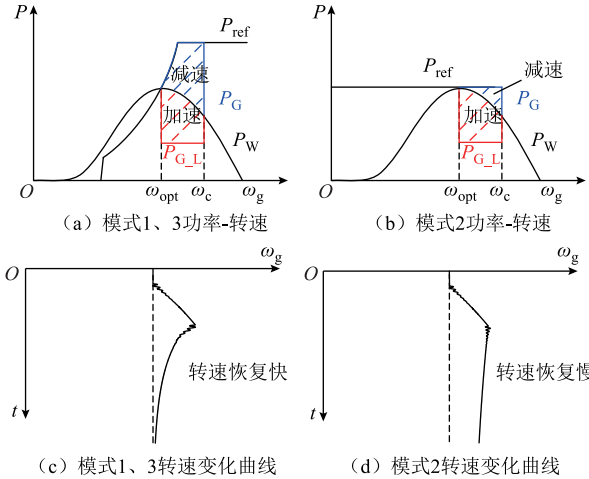


图 9 各模式对应的风机功率-转速关系曲线

Fig.9 Wind power-rotor speed curve of each mode

行分析。

故障结束后，模式 1、3 都处于 MPPT 功率跟踪状态，此时转速较快， P_{ref} 处于高位， P_G 随 P_{ref} 升高， P_G 与 P_W 之间形成减速区，并对 ω_g 进行减速，在这个过程中 P_G 也沿着功率跟踪曲线降低。

图 9 中模式 1、3 和模式 2 对应的故障期间转速加速面积近似相同，由于模式 2 的 P_{ref} 与 ω_g 解耦且恒定，故障结束后的转速减速区面积小于模式 1 和 3，导致模式 2 的转速恢复速度较慢。

对于风机而言，无论是否投用故障穿越控制，较长时间的电压跌落故障、风力机功率和端口功率的不平衡都会导致风机转速上升，转换为部分旋转动能。但是为了保障风机的发电效率，转速最终还是会恢复至最优转速，使这部分能量无法保留，造成弃风。

通过以上分析，剖析了风力机动态给构网型直驱风机在主动支撑能力和暂态稳定性带来的影响，并通过表 1 归纳总结了构网型直驱风机所受制约。

3 基于超级电容的构网型直驱风电机组暂态支撑能力提升策略

本节将基于配置超级电容储能的构网型直驱风储一体机，根据构网型直驱风储一体机能量流动特性及虚拟同步控制的暂态响应特性，提出基于暂态响应功率分解的储能驱动控制策略。

3.1 构网型直驱风储一体机内部能量流动特性

直驱风储一体机的能量流动示意图如图 10 所示。风力机风轮捕获风能后经转动轴、永磁同步发电机、机侧变流器馈入直流母线，储能能量也可经过 DC-DC 变换器馈入直流母线，最终通过网侧变流器馈入电网。

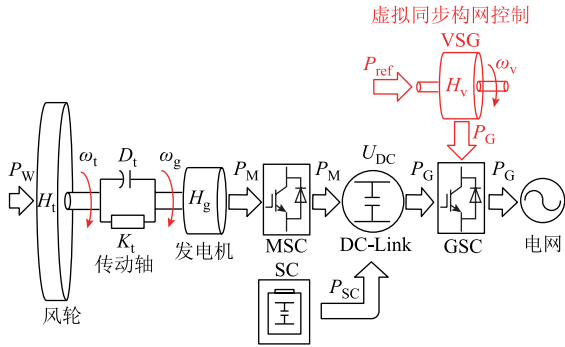


图 10 构网型直驱风储一体机能量流动示意图

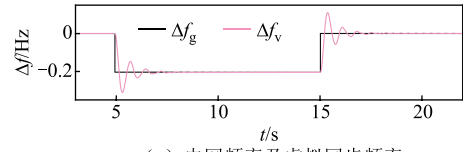
Fig.10 Diagram of energy flow of of grid-forming PMSG-based wind-storage generator

当电网发生扰动时，作为与电网连接的唯一端口，风机向电网提供多少暂态响应能量，由网侧变流器虚拟同步控制的暂态响应特性主导，而网侧变流器的首要能量来源于直流母线电容。机侧变流器通过定直流电压控制，将风力机捕获能量馈入直流母线以保持电压稳定。当机侧变流器功率大于风力机捕获功率时，风机降低转速释放自身旋转动能，提供额外支撑能量。

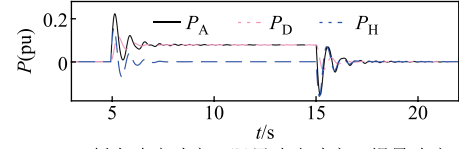
而当储能也向直流母线馈入能量时，由于风机整体对外输出功率由网侧控制主导，因此对旋转动能的需求也相应减少，单独控制储能能同时实现风机主动支撑时对旋转动能和储能的调用。因此，如何将储能控制与虚拟同步控制耦合，是将储能纳入构网主动支撑体系的关键。

3.2 基于暂态响应功率分解的储能驱动控制

构网型风机的虚拟同步控制对 2.1 节频率跌落工况的暂态响应特性如图 11 所示。



(a) 电网频率及虚拟同步频率



(b) 暂态响应功率、阻尼响应功率、惯量响应功率

图 11 虚拟同步控制对电网频率跌落的响应特性

Fig.11 Response of VSG to frequency drop

由图 11a 可知，虚拟同步控制环路自同步生成的虚拟同步频率 f_v 能够反映电网频率的变化。由图 11b 中能够看出，虚拟同步控制对频率跌落响应的暂态响应功率 P_A 能够分解为惯量响应功率 P_H 和阻尼响应功率 P_D ， P_H 对频率瞬态变化进行响应，存在于频率变化初期， P_D 对频率偏差进行响应，存在于整个频率跌落过程。

无论是频率信号还是频率微分信号都天然地存在于图 12 所示的虚拟同步控制环路中，无需额外测量环节，并且 P_H 和 P_D 信息能够从控制环路中获取，这也是虚拟同步构网控制优势所在。

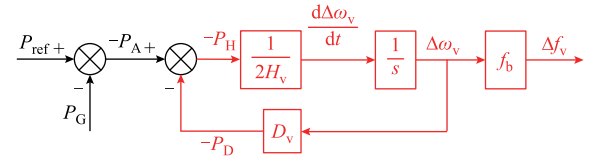


图 12 虚拟同步控制环路

Fig.12 VSG control loop

图 12 中各功率的关系为

$$\begin{cases} P_G = P_{ref} + P_A \\ P_A = P_D + P_H \\ P_D = -D_v \Delta \omega_v \\ P_H = -2H_v \frac{d\Delta \omega_v}{dt} \end{cases} \quad (7)$$

另外，在 2.2 节电压跌落工况下 P_A 同样能够分解为 P_H 和 P_D ，功率及 $\Delta \omega_v$ 暂态响应如图 13 所示。图 13 中展示了 $t_f=0.3$ s 和 $t_f=5$ s 时虚拟同步控制的暂态响应。如图 13a 所示，故障持续时间较短时， $\Delta \omega_v$ 存在时间较短，相比之下，整个暂态过程中其微分变化 $d\Delta \omega_v/dt$ 更加明显，因此 P_A 以 P_H 为主。如图 13b 所示，当故障持续时间较长时， $\Delta \omega_v$

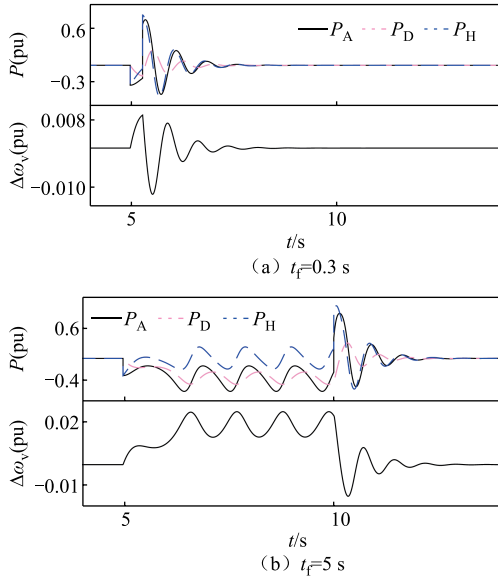


图 13 虚拟同步控制对电网电压跌落的响应特性

Fig.13 Response of VSG to voltage drop

在故障期间持续存在,因此在故障持续期间 P_A 以 P_D 为主, P_H 在 0 附近来回振荡。由此可以看出, P_H 主要存在于故障开始和结束阶段, P_D 主要存在于故障持续阶段。

将虚拟同步控制环节暂态响应功率 P_A 分解为 P_H 和 P_D 后,传递给储能变流控制环节,能够形成如图 14 所示的储能驱动策略。

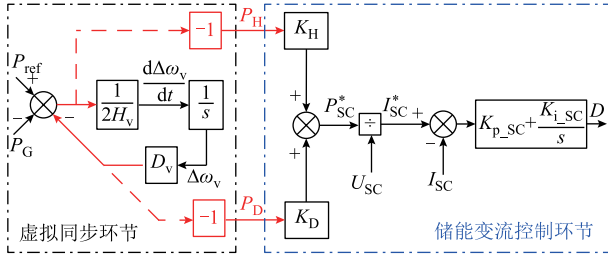


图 14 基于暂态响应功率分解储能驱动策略

Fig.14 Energy storage drive strategy based on transient response power decomposition

图 14 中参考电流可表示为

$$I_{SC}^* = \frac{K_H P_H + K_D P_D}{U_{SC}} \quad (8)$$

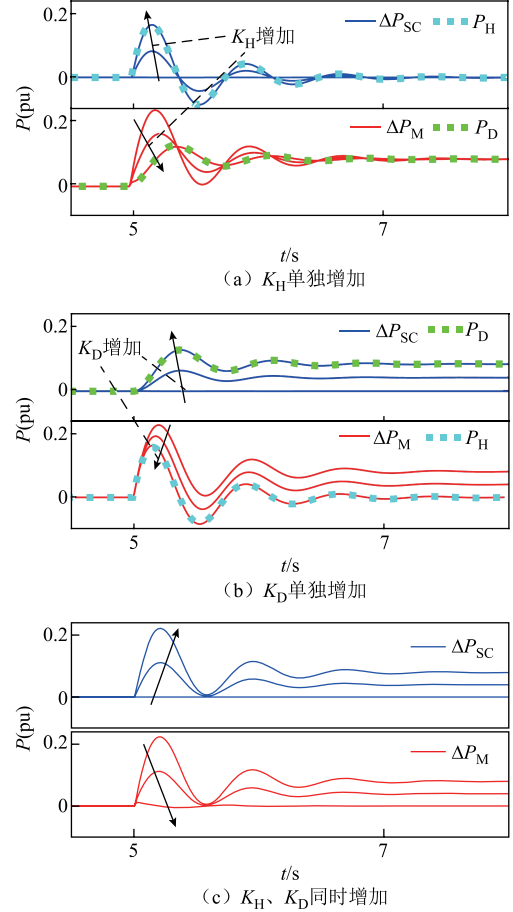
式中, K_H 为储能对 P_H 的参与系数; K_D 为储能对 P_D 的参与系数。通过调节 K_H 、 K_D 的大小决定储能对 P_H 和 P_D 的响应程度。

4 仿真验证

为验证所提策略的有效性,分别在频率、电压跌落工况下进行仿真验证。

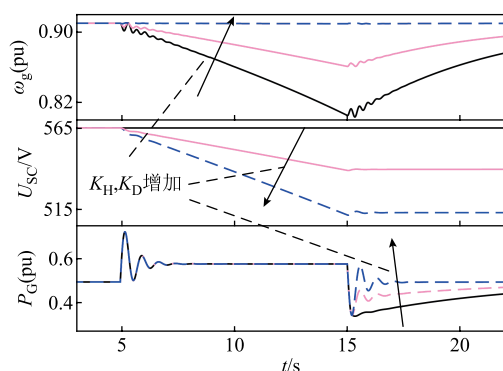
4.1 频率跌落工况仿真

为简化论证过程,本节选用模式 3 参考功率设定模式进行仿真验证,工况设置与 2.1 节相同,设置不同的 K_H 和 K_D ,得到机侧响应功率 ΔP_M 、储能响应功率 ΔP_{SC} 的仿真结果如图 15 所示。

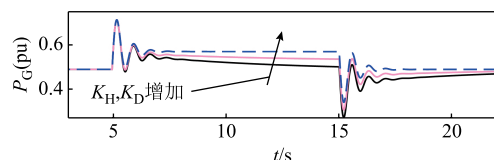
图 15 ΔP_M 、 ΔP_{SC} 响应功率Fig.15 Response power of ΔP_M and ΔP_{SC}

首先在图 15a 中单独增加 K_H ($K_H=0, 0.5, 1.0$), 可以看出, 增加 K_H 提高了 ΔP_{SC} 对 P_H 的响应程度, 同时也压缩了 ΔP_M 对 P_H 的响应。当 $K_H=1$ 时, ΔP_M 只剩下对 P_D 的响应, 能量调用策略将对 P_H 和 P_D 的响应任务分别分配给了储能和转子动能。图 15b 中, 增加 K_D ($K_D=0, 0.5, 1.0$) 提高了 ΔP_{SC} 对 P_D 的响应程度, 压缩了 ΔP_M 对 P_D 的响应。图 15c 证明了在虚拟同步控制下储能的参与会减少对机侧功率的响应需求。

随着储能出力占比的提升, 对转子动能的需求也逐渐减少, 风机转速 ω_g 、超级电容电压 U_{SC} 、风机端口功率 P_G 的变化如图 16 所示。可以看出, 随着储能参与度的提升, U_{SC} 下降幅度增加, ω_g 下降幅度减少, 因此在结束频率支撑后, 恢复转速所需能量减少, P_G 的二次跌落得到了显著改善。

图16 储能出力增加时的 ω_g 、 U_{sc} 、 P_G Fig.16 ω_g , U_{sc} , P_G when storage output increases

若采用模式1中的MPPT模式,随着储能参与度的提升, ω_g 和 U_{sc} 的变化与图16相似,而 P_G 的变化则如图17所示,由于避免了 ω_g 下降对 P_{ref} 的影响,提高了风机支撑过程的功率。

图17 储能出力增加时的 P_G (模式1)Fig.17 P_G when storage output increases (case1)

以上仿真验证表明,本文所提能量调用策略可以将虚拟同步环节的暂态响应功率灵活分配给转子动能和储能来响应,储能出力占比越高,构网型风机的频率支撑能力越强。

4.2 电压跌落工况仿真验证

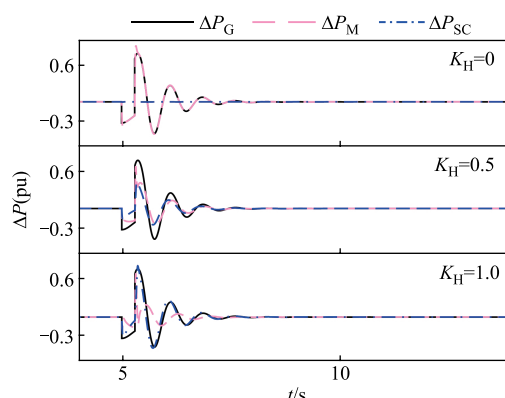
为简化论证过程,本节选用2.2节中暂态稳定性最差的模式1进行仿真验证,电压跌落故障设置与2.2节相同,设置不同的 K_H 和 K_D ,分别在 $t_f=0.3$ s、 $t_f=5$ s的工况下进行仿真验证;另外结合2.3节所提故障穿越控制策略,在 $t_f=0.3$ s、 $t_f=5$ s的工况下进行仿真验证。

4.2.1 故障持续时间 $t_f=0.3$ s

图18中对比了单独增加 K_H ($K_H=0$ 、0.5、1.0)的仿真结果,结合图16分析可知,低电压故障持续时间较短时,端口响应功率 ΔP_G 以 P_H 为主,随着 K_H 的增加, ΔP_{sc} 增加,并压缩了 ΔP_M , ΔP_M 暂态波动受到一定程度的抑制。

随着 ΔP_M 暂态波动受到抑制, ω_g 的暂态振荡程度逐渐减小,轴系扭振得到了一定的缓解,取而代之的是 U_{sc} 的暂态波动,与此同时直流母线电压 U_{dc} 的暂态波动也得到了轻微抑制。

由图13a可知,当低电压故障持续时间较短时, P_D 占比较低,因此如图19所示,单独增加 K_D ($K_D=0$ 、



(a) 响应功率

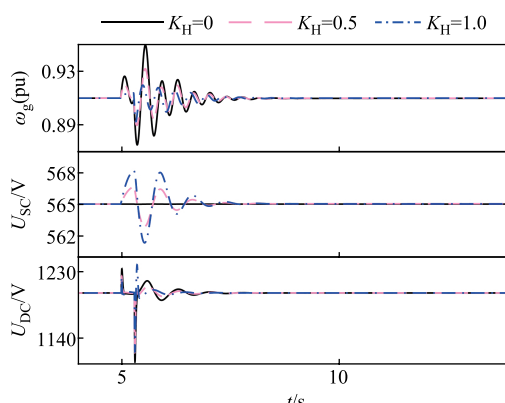
(b) ω_g 、 U_{sc} 、 U_{dc} 图18 短时间故障仿真结果(K_H 单独增加)

Fig.18 Short-time fault simulation result

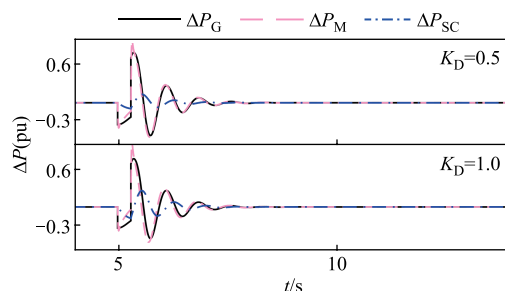
(K_H added separately)

0.5、1.0)的效果并不显著。

图19b中,提高储能对阻尼响应功率的占比,仅增加了超级电容电压在故障穿越前后的暂态波动程度,对 ω_g 、 U_{dc} 暂态波动的抑制作用尚浅。

4.2.2 故障持续时间 $t_f=5$ s

图20中对比了单独增加 K_H ($K_H=0$ 、0.5、1.0)的仿真结果,结合图13b可知,低电压故障持续时间较长,当风机首摆失稳进入暂态失稳状态时, P_D 居高不下。因此,由 ΔP_{sc} 承担 P_H 之后,仍有大量 P_D 需要 ΔP_M 承担,此刻 ω_g 如图20b所示,仍不可避免地上升,导致加速面积增加,减速面积减小,恶化了暂态稳定性,风机在故障持续期间和结束后



(a) 响应功率

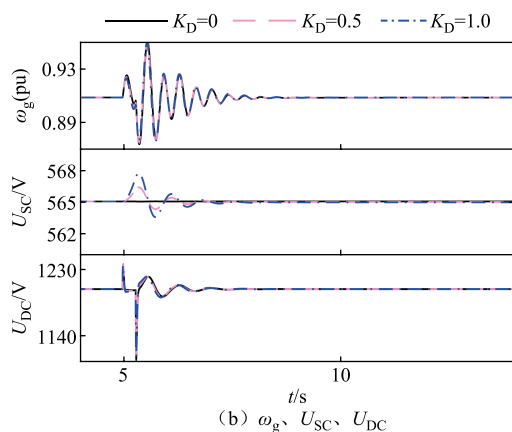


图 19 短时间故障仿真结果 (K_D 单独增加)
Fig.19 Short-time fault simulation results
(K_D added separately)

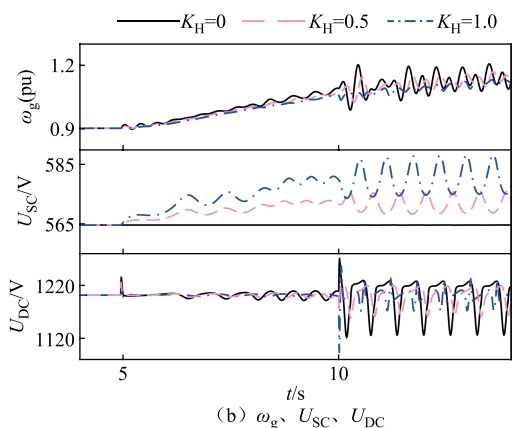
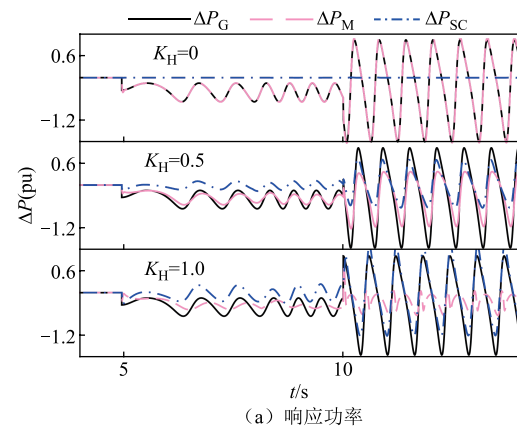


图 20 长时间故障仿真结果 (K_H 单独增加)
Fig.20 Long-time fault simulation results
(K_H added separately)

始终处于失稳状态。

在这个过程中,虽然风机处于失稳状态,但是提高 ΔP_{sc} 对 P_H 的响应,对 ω_g 、 U_{dc} 暂态波动的抑制效果依然明显,取而代之的是 U_{sc} 暂态波动。从图 20b 中 ω_g 、 U_{sc} 的上升可以看出,暂态失稳的情况下构网型风机在故障前后产生了大量冗余能量,而单纯提高 ΔP_{sc} 对 P_H 的响应,不能完全消耗产生

的冗余能量。

因此,在图 21 中可以看出,增加 K_D ($K_D=0$ 、0.5、1.0),提高 ΔP_{sc} 对 P_D 的响应,极大程度地抑制了故障期间 ω_g 的上升,冗余能量大部分转换为储能能量,使 U_{sc} 大幅上升。由于 ω_g 的上升得到抑制,避免了加速面积的增加以及减速面积的减小,故障结束后风机恢复暂态稳定。

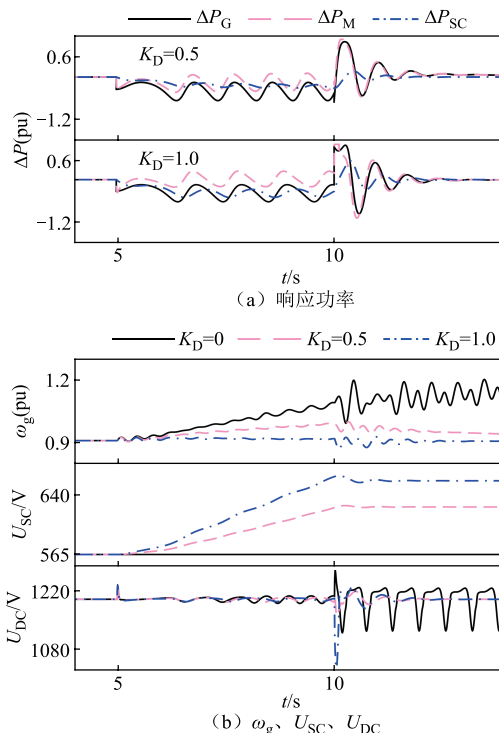


图 21 长时间故障仿真结果 (K_D 单独增加)
Fig.21 Long-time fault simulation results
(K_D added separately)

在图 21 中,由于 P_H 变为由 ΔP_M 承担,导致故障发生时和故障结束时 ω_g 、 U_{dc} 暂态波动依旧存在。在 $K_D=1.0$ 的基础上,增加 K_H ($K_H=0$ 、0.5、1.0)后, ω_g 、 U_{dc} 暂态波动可以得到有效抑制,效果如图 22 所示。

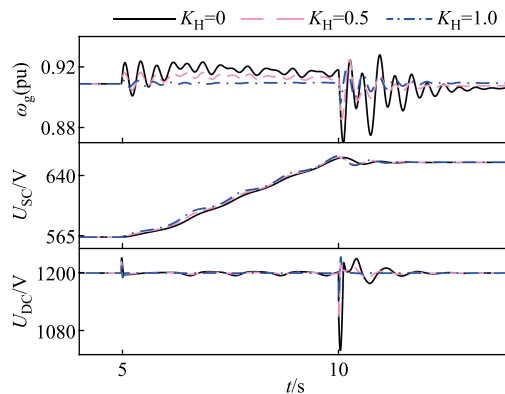


图 22 增加 K_H 对暂态波动的抑制效果
Fig.22 The effect of increasing K_H on the suppression of transient fluctuations

以上仿真验证表明, 提高 ΔP_{SC} 对 P_H 的响应度(增加 K_H), 可以有效地抑制 ω_g 、 U_{DC} 的暂态波动; 提高 ΔP_{SC} 对 P_D 的响应度(增加 K_D), 可以有效地吸收故障穿越产生的冗余能量, 提高构网型风机的暂态稳定性。

4.2.3 故障持续时间 $t_f=5$ s, 并投入故障穿越功角稳定控制策略

增加 K_H 、 K_D ($K_{H,D}=0$ 、0.5、1.0), 得到图 23 所示仿真结果。

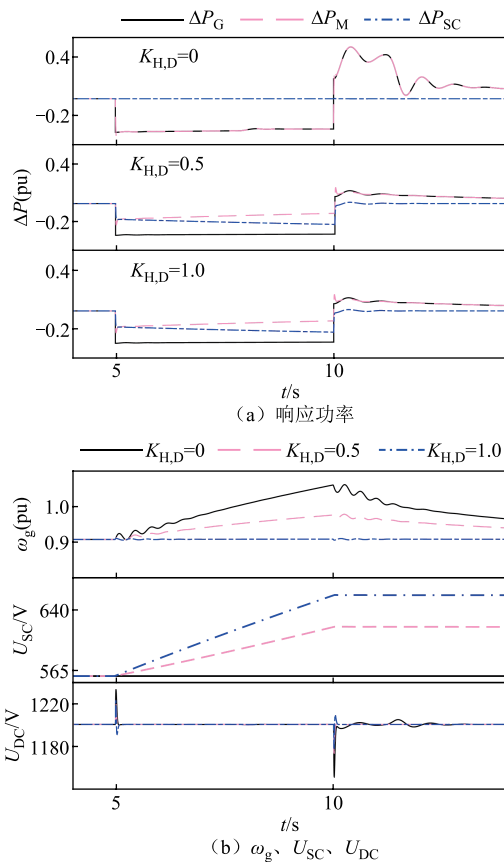


图 23 故障穿越功角稳定控制仿真结果 (增加 K_H 、 K_D)

Fig.23 Simulation results of power angle stability control for fault through(KH and KD added)

可以看出, 随着 ΔP_{SC} 的提高, 冗余能量向储能转换的比例随之提升, 降低了弃风浪费。另外, 在储能承担大部分冗余能量后, 扼制了 ω_g 上升, 故障结束后不再需要提高 P_G 对转子进行制动, 降低了 U_{DC} 的欠电压冲击幅度。此外, 相比图 21a、图 23a, ΔP_{SC} 的暂态波动幅度也相对较小, 在相同 K_H 、 K_D 的参数下, 仅需要更低的 ΔP_{SC} 参与暂态响应。储能的参与进一步完善了故障穿越功角稳定控制策略的效果, 而故障穿越功角稳定控制策略的投入也降低了对储能功率容量的需求, 二者相辅相成。

构网型直驱风储一体机在本文所提暂态能量调用控制策略下, 获得的性能提升表现见表 2。

表 2 所获性能提升表现

Tab.2 improvement performance

场景	性能提升表现
MPPT 模式	减少 MPPT 对频率支撑能力的削弱, 风机支撑期间的功率得到提升
频率	
支撑能力	频率支撑时 P_{ref} 恒定, 结束后 MPPT
短时间故障穿越	ω_g 、 U_{DC} 的暂态波动得到抑制, 轴系扭振得到缓解
故障穿越	冗余能量得到吸收, ω_g 、 U_{DC} 的暂态波动得到抑制, MPPT 模式下的暂态稳定性得到提升
配合故障穿越功角稳定控制策略	冗余能量得到吸收, 避免弃风浪费, 与故障穿越功角稳定控制策略的配合也降低了储能功率容量需求

5 结论

本文通过建立动态模型在各种工况下归纳总结了构网型直驱风机暂态能力所受到的制约, 并提出了基于超级电容储能接入直流母线形成构网型直驱风储一体机的暂态支撑能力提升方法。通过将虚拟同步控制暂态响应功率分解为惯量、阻尼响应功率, 提出基于暂态响应功率分解的储能驱动控制, 实现了对构网型直驱风储一体机暂态支撑过程中对转子动能和储能的调用, 提升了构网型风机的频率支撑能力和故障穿越稳定性。通过一系列理论分析和仿真验证, 构网型直驱风储一体机采用本文所提暂态能量调用策略后, 整机性能得到以下提升:

1) 频率支撑能力得到提升, 减少了 MPPT 模式和转速恢复“二次跌落”对风机频率支撑能力的约束。

2) 故障穿越能力得到提升, 其中, 增加 K_H 可以有效地抑制 ω_r 、 U_{DC} 暂态波动, 增加 K_D 可以有效地吸收故障穿越产生的冗余能量, 提高构网型风机暂态稳定性。

3) 结合故障穿越功角稳定控制策略, 将故障期间冗余能量转换为储能能量, 避免风机发电效率降低, 减少能量浪费, 与此同时, 故障穿越功角稳定控制策略也能够降低储能容量的需求。

在后续研究中, 将考虑变桨控制和电流限幅, 进一步优化风储一体机储能驱动控制策略。

附 录

1. 剩余环节的建模过程

1) 风力机动态模型

根据空气动力学原理, 风力机输出功率为

$$P_w = 0.5 \rho A C_p (\lambda_w, \beta) v_w^3 \quad (A1)$$

式中, ρ 为空气密度; A 为风机的桨叶迎风扫掠面积; C_p 为风机的风能利用系数, 可表示为叶尖速比 λ_w 和桨距角 β 的函数; v_w 为风速。

根据经验公式, C_p 可以写为

$$\begin{cases} C_p(\lambda_w, \beta) = 0.22 \left(\frac{116}{\lambda} - 0.4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12.5}{\lambda}} \\ \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\lambda_w + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \\ \lambda_w = \frac{\omega_g R}{v_w} \end{cases} \quad (A2)$$

本文传动链采用二质量块模型, 其转子运动方程可表示为

$$\begin{cases} 2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = T_m - T_t \\ 2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = T_t - T_e \\ T_t = D_t(\omega_t - \omega_g) + K_t \frac{\omega_t(\omega_t - \omega_g)}{s} \\ T_m = \frac{P_w}{\omega_t} \end{cases} \quad (A3)$$

式中, ω_t 、 T_m 分别为风力机转速和风力机输入转矩; H_t 为风力机惯性时间常数; H_g 为发电机惯性时间常数; K_t 为轴系刚度系数; D_t 为轴系阻尼系数; T_t 为轴系转矩; T_e 为发电机电磁转矩。

2) 机侧动态模型

本文机侧变流器采用零 d 轴控制, 该控制下 PMSG 的电磁转矩以及机侧有功功率为

$$\begin{cases} T_e = I_{q_M} \psi_f \\ P_M = \omega_g I_{q_M} \psi_f \end{cases} \quad (A4)$$

式中, I_{q_M} 为机侧变流器的 q 轴电流; ψ_f 为永磁体磁链。随后忽略电流内环动态, $I_{q_M} = I_{q_M}^*$, I_{q_M} 可表示为

$$I_{q_M} = (U_{DC}^* - U_{DC}) \left(K_{p_M} + \frac{K_{i_M}}{s} \right) + I_{q_{M0}} \quad (A5)$$

式中, K_{p_M} 和 K_{i_M} 分别机侧直流电压环的比例和积分系数; $I_{q_{M0}}$ 为机侧 q 轴电流初始值。

3) 直流母线电压动态模型

直流母线存在三个端口, 直流母线电压为

$$U_{DC} = \frac{P_M + P_{SC} - P_G}{U_{DC} C_{DC} s} + U_{DC0} \quad (A6)$$

式中, C_{DC} 为直流母线电容; U_{DC0} 为直流母线初始电压。

2. 构网型直驱风储一体机模型参数及储能容量配置方法

附表 1 构网型直驱风储一体机模型参数

App.Tab.1 Simulation parameters of grid-forming

PMSG-based Wind-storage generator

参数	数值	参数	数值
风速/(m/s)	10	直流母线额定电压/V	1 200
额定机械功率/MW	2.0	超级电容储能电容/F	62.5
额定电磁功率/MW	2.22	超级电容额定电压/V	800
风力机惯性时间常数/s	4.32	机侧电压环比例系数	8
发电机惯性时间常数/s	0.685	机侧电压环积分系数	400
轴系刚度系数	1.11	虚拟惯性时间常数/s	3
轴系阻尼系数	1.5	虚拟阻尼系数	20
永磁体磁链(pu)	1.2	虚拟励磁系数	0.28
滤波阻抗(pu)	0.003+j0.15	积分阻尼系数	1 000
并网阻抗(pu)	0.071+j0.5	MPPT 功率曲线系数	0.73
储能电路阻抗(pu)	0.01+j0.01	电流环比例系数	2
直流母线电容/F	0.1	电流环积分系数	3

根据标准 Q/GDW 11826—2018《风电机组虚拟同步发电机技术要求和试验方法》, 虚拟同步发电机若能调节有功输出参与电网一次调频, 当频率下降时, 其有功出力可增加量的最大值至少为 10%的装机容量^[26]。而标准 GB/T 40595—2021《并网电源一次调频技术规定及试验导则》中则规定了储能能够提供额定功率 20%的有功支撑^[27]。文献[28]中对 1.5 MW 双馈风机配置了 150 kW×30 s 的超级电容, 本文综合考虑, 对 2 MW 直驱风机配置了 400 kW×40 s 的超级电容, 电容储能计算公式为

$$W_{SC} = 0.5 C_{SC} [U_{SC}(t_0) - U_{SC}(t)] \quad (A7)$$

超级电容从满电状态 (荷电状态 SOC=100%, $U_{SC}=800$ V) 按额定功率放电, 直至 SOC 达到 20%下限值 ($U_{SC}=357.77$ V), 需要超级电容能够释放 $W_{SC}=400$ kW×40 s 的电量, 根据式 (A7), 可以得到超级电容的电容量值为 62.5 F。

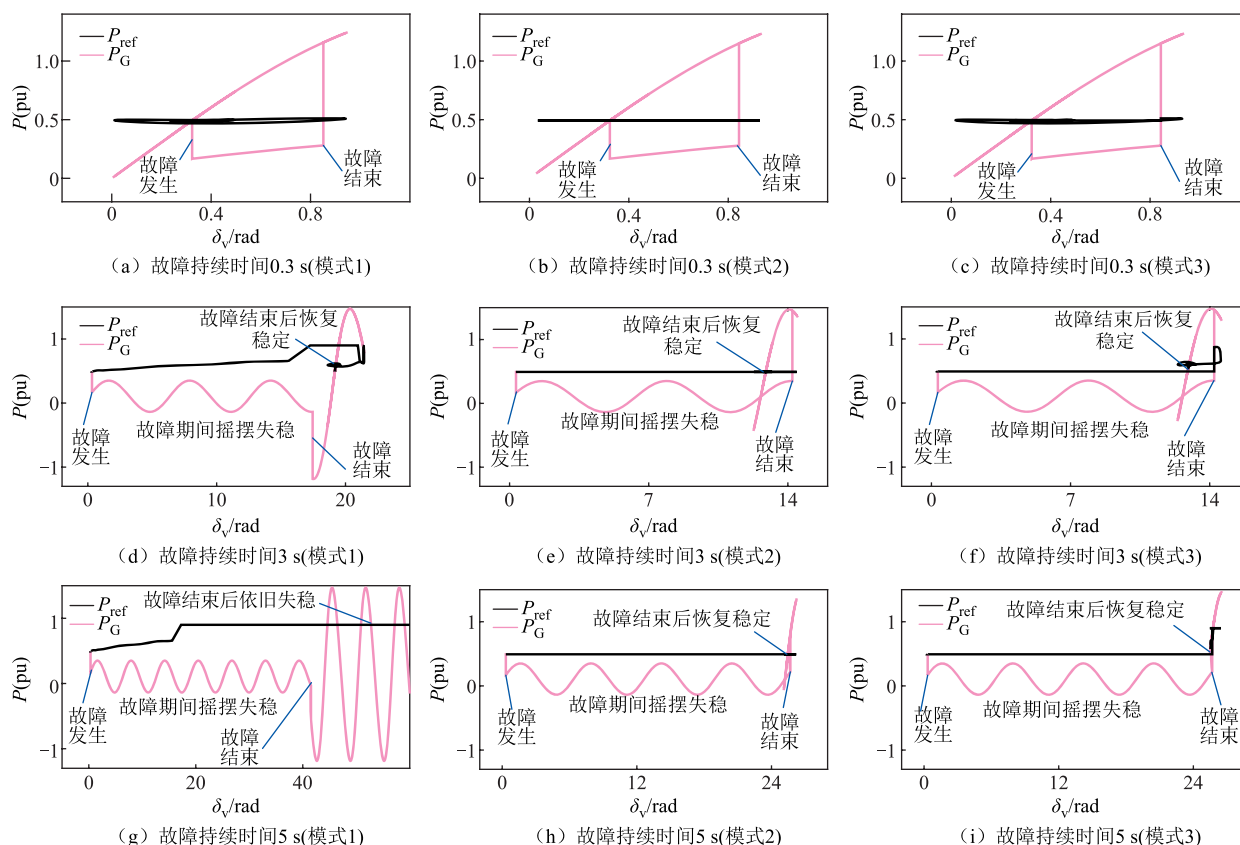
3. 基于相平面的暂态稳定分析

正文图 6 中展现了不同故障清除时间下 MPPT 对构网型风机暂态稳定程度的影响, 在图 6 相同的仿真工况下, 将构网型风机功角作为 x 轴, 功率作为 y 轴, 得到如附图 1 所示的功角-功率相平面轨迹。

可以看出,附图 1 本质是对图 5 的拓展,展示了不同故障持续时间下,构网型风机功率随功角的变化。在附图 1 中可以看到构网型风机采用 MPPT (模式 1) 参考功率模式在不同故障持续时间下暂态响应的不同。对比附图 1a、附图 1b、附图 1c 可知,当故障时间持续时间为 0.3 s 时,MPPT 模式的参考功率变化较小,与其他模式的功角-功率轨迹相近;对比附图 1d、附图 1e、附图 1f 可知,当故障持续时间为 3 s 时,MPPT 模式的参

考功率开始明显上升,在故障期间比其他模式的摇摆周期多一个周期;对比附图 1g、附图 1h、附图 1i 可知,当故障持续时间为 5 s 时,MPPT 模式的参考功率上升至限幅并在故障期间持续饱和,且在故障清除后,风机依旧持续摇摆失稳。

综上所述,MPPT 模式对构网型风机暂态稳定的恶化主要体现在较长故障持续时间的工况下,若故障持续时间较短,则影响较小。



附图 1 功角-功率相平面轨迹

App.Fig.1 Phase trajectories of power angle and power

参考文献

- [1] 全球能源互联网发展合作组织. 中国“十四五”电力发展规划研究[R]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2015.
- [2] 黄萌, 舒思睿, 李锡林, 等. 面向同步稳定性的电力电子并网变流器分析与控制研究综述[J]. 电工技术学报, 2024, 39(19): 5978-5994.
Huang Meng, Shu Sirui, Li Xilin, et al. A review of synchronization-stability-oriented analysis and control of power electronic grid-connected converters [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(19): 5978-5994.
- [3] 郭小龙, 杨桂兴, 张彦军, 等. 构网型储能变流器并网系统 SISO 环路增益建模与重塑控制[J]. 电气技术, 2023, 24(2): 24-31, 51.
Guo Xiaolong, Yang Guixing, Zhang Yanjun, et al. Modeling and reshaping control of single input and single output loop gain of the grid-forming energy storage converter grid-connected system[J]. Electrical Engineering, 2023, 24(2): 24-31, 51.
- [4] 蔡旭, 秦焱, 王晗, 等. 风电机组的自同步电压源控制研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(6): 2478-2490.
Cai Xu, Qin Yao, Wang Han, et al. Review of self-synchronous voltage source control for wind turbine generator[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(6): 2478-2490.
- [5] 秦世耀, 齐琛, 李少林, 等. 电压源型构网风电机电

- 组研究现状及展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(4): 1314-1334.
- Qin Shiyao, Qi Chen, Li Shaolin, et al. Review of the voltage-source grid forming wind turbine[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(4): 1314-1334.
- [6] Xi Jiangbei, Geng Hua, Zou Xin. Decoupling scheme for virtual synchronous generator controlled wind farms participating in inertial response[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2021, 9(2): 347-355.
- [7] 王鑫, 杨德健. 基于变系数PI控制的双馈风电机组自适应转速恢复策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(15): 4120-4129.
- Wang Xin, Yang Dejian. Adaptive speed recovery strategy of doubly-fed induction generator based on variable PI control coefficient[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(15): 4120-4129.
- [8] 杨德健, 王鑫, 严干贵, 等. 计及调频死区的柔性风储联合频率控制策略[J]. 电工技术学报, 2023, 38(17): 4646-4656.
- Yang Dejian, Wang Xin, Yan Gangui, et al. Flexible frequency regulation scheme of DFIG embed battery energy storage system considering deadbands[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(17): 4646-4656.
- [9] 张锋, 陈武晖, 康佳乐, 等. 双馈风电场故障穿越控制策略对风火打捆系统暂态稳定性影响及提升控制策略研究[J]. 电工技术学报, 2025, 40(3): 717-729.
- Zhang Feng, Chen Wuhui, Kang Jiale, et al. Research on the effect of fault ride-through control strategy of doubly fed wind farms on transient stability of wind-fire bundling system and enhancement control strategy [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(3): 717-729.
- [10] 颜湘武, 蔡光, 李锐博, 等. 计及功角偏差和阻尼效应的构网型双馈风机暂态稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(7): 2616-2633.
- Yan Xiangwu, Cai Guang, Li Ruibo, et al. Transient stability analysis of grid forming-doubly fed induction generator with power angle deviation and damping effect[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(7): 2616-2633.
- [11] Yu Jianfeng, Ouyang Jinxin, Zhang Aogui, et al. Modeling of dynamic control error and emergency frequency control for direct-drive PMSG-based wind turbine under grid fault[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(3): 1690-1702.
- [12] 饶仪明, 吕敬, 戴金水, 等. 不同控制策略下直驱风电机组的机网耦合特性及稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 150-159.
- Rao Yiming, Lü Jing, Dai Jinshui, et al. Analysis of generator-grid coupling characteristics and stability for direct-drive wind turbines with different control strategies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 150-159.
- [13] 张宇, 蔡旭, 张琛, 等. 并网变换器的暂态同步稳定性研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(5): 1687-1701.
- Zhang Yu, Cai Xu, Zhang Chen, et al. Transient synchronization stability analysis of voltage source converters: a review[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(5): 1687-1701.
- [14] 王子骏, 庄可好, 辛焕海, 等. 自同步型直驱风电机组暂态稳定分析[J]. 浙江大学学报(工学版), 2024, 58(4): 867-878.
- Wang Zijun, Zhuang Kehao, Xin Huanhai, et al. Transient stability analysis of direct-driven wind turbines based on self-synchronous control[J]. Journal of Zhejiang University (Engineering Science), 2024, 58(4): 867-878.
- [15] 张祥宇, 朱永健, 付媛. 基于系统惯量需求的风储协同快速频率响应技术[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(14): 5415-5429.
- Zhang Xiangyu, Zhu Yongjian, Fu Yuan. Wind-storage cooperative fast frequency response technology based on system inertia demand[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(14): 5415-5429.
- [16] 颜湘武, 孙雪薇, 崔森, 等. 基于转子动能与超级电容器储能的双馈风电机组惯量和一次调频改进控制策略[J]. 电工技术学报, 2021, 36(增刊 1): 179-190.
- Yan Xiangwu, Sun Xuewei, Cui Sen, et al. Improved control strategy for inertia and primary frequency regulation of doubly fed induction generator based on rotor kinetic energy and supercapacitor energy storage[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(S1): 179-190.
- [17] 唐飞, 元君锋, 谢家锐, 等. 避免频率二次跌落的风储联合调频控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(10): 3824-3836.

- Tang Fei, Qi Junfeng, Xie Jiarui, et al. Coordinated control strategy of wind turbine generator and energy storage equipment to avoid frequency secondary drop[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(10): 3824-3836.
- [18] 王德胜, 颜湘武, 贾焦心, 等. 永磁直驱风机基于虚拟同步技术的高、低电压连续故障穿越策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(6): 2164-2175.
- Wang Desheng, Yan Xiangwu, Jia Jiaoxin, et al. High/low voltage continuous fault ride through strategy of PMSGs based on virtual synchronization technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(6): 2164-2175.
- [19] 金铭鑫, 王彤, 黄世楼, 等. 含储能型虚拟同步发电机的直驱风机并网系统自适应协调阻尼控制策略[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(10): 170-177, 191.
- Jin Mingxin, Wang Tong, Huang Shilou, et al. Adaptive coordinated damping control strategy for grid-connected direct-driven wind turbine system with energy storage-based virtual synchronous generators[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 170-177, 191.
- [20] 李尚志, 徐泰山, 李英彪, 等. 构网型全功率风机并网系统机电尺度建模及动态稳定性分析[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2024, 52(7): 12-21.
- Li Shangzhi, Xu Taishan, Li Yingbiao, et al. Electromechanical scale modeling and dynamic stability analysis of grid connected full power wind turbine system[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2024, 52(7): 12-21.
- [21] Yang Dejian, Wang Xin, Chen Wei, et al. Adaptive frequency droop feedback control-based power tracking operation of a DFIG for temporary frequency regulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 2682-2692.
- [22] 孟志伟, 侯玉强, 方勇杰, 等. 强阻尼电压源型虚拟同步发电机大扰动功角稳定性分析[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(9): 44-50.
- Meng Zhiwei, Hou Yuqiang, Fang Yongjie, et al. Analysis on large disturbance power-angle stability of strong-damping voltage-source virtual synchronous generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(9): 44-50.
- [23] 马亦卓, 谭贝斯, 徐晋, 等. 基于虚拟同步控制的构网型直驱风机轴系扭振特性分析[J/OL]. 电网技术, 2024: 1-10[2024-07-22]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2410.tm.20240719.1507.002>.
- Ma Yizhuo, Tan Beisi, Xu Jin, et al. Torsional oscillation characteristics analysis of grid-forming pmsg-based wind turbine system based on virtual synchronous generator control[J]. Power System Technology, 2024: 1-10[2024-07-22]. <https://link.cnki.net/urlid/11.2410.tm.20240719.1507.002>.
- [24] Sun Kun, Yao Wei, Wen Jinyu, et al. A two-stage simultaneous control scheme for the transient angle stability of VSG considering current limitation and voltage support[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(3): 2137-2150.
- [25] Luo Cong, Chen Yandong, Xu Yuancan, et al. Two-stage transient control for VSG considering fault current limitation and transient angle stability[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2024, 71(7): 7169-7179.
- [26] 国家电网有限公司. 风电机组虚拟同步发电机技术要求 and 试验方法: Q/GDW 11826—2018[S]. 北京: 国家电网有限公司, 2018.
- [27] 国家市场监督管理总局, 国家标准化管理委员会. 并网电源一次调频技术规定及试验导则: GB/T 40595—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [28] 颜湘武, 崔森, 宋子君, 等. 基于超级电容储能控制的双馈风电机组惯量与一次调频策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(14): 111-120.
- Yan Xiangwu, Cui Sen, Song Zijun, et al. Inertia and primary frequency regulation strategy of doubly-fed wind turbine based on super-capacitor energy storage control[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 111-120.

作者简介

蔡光 男, 1996年生, 博士研究生, 研究方向为并网新能源发电建模、控制和稳定性分析。

E-mail: cai_guang_cg@163.com

颜湘武 男, 1965年生, 教授, 博士生导师, 研究方向为新能源电力系统分析与控制、现代电力变换、新型储能与节能技术等。

E-mail: xiangwuy@ncepu.edu.cn (通信作者)

Research on the Transient Support Capacity Improvement Strategy of Grid-Forming PMSG Based on Integration of Wind Power and Storage

Cai Guang Yan Xiangwu Li Ruibo Jia Jiaoxin Zhang Shurui

(Hebei Key Laboratory of Distributed Energy Storage and Micro-Grid

North China Electric Power University Baoding 071003 China)

Abstract After the high proportion of wind power is connected, it brings a series of problems to the stability of the frequency and voltage, and the grid needs wind power to assume the main responsibility for ensuring power supply. Existing studies have shown that the virtual synchronous grid-forming equipment, including grid-forming wind turbines, has good frequency/voltage active temporary and steady-state support capabilities, and has better temporary and steady-state adaptability in weak grid scenarios. Based on these advantages, grid-forming wind turbines are expected to play a greater role in the future grid supported by low inertia and weak voltage. However, the maximum power point tracking (MPPT) operation mode of the wind turbine and its own limited rotational energy lead to the restriction of the transient support capacity of the grid-forming permanent magnet synchronous motor(PMSG), while the grid-forming PMSG based wind-storage generator has an additional energy source due to its access to energy storage, and its transient support performance has been greatly improved, which is an effective solution. At present, the access mode of energy storage is mostly parallel energy storage on the DC side or AC side, in which the energy storage driven by grid-following control adopts the passive mode of responding to the frequency acquisition signal to support the grid frequency, and most of the energy storage driven by virtual synchronous grid-forming control is connected to the AC side of the wind turbine, and the energy storage cannot be incorporated into the virtual synchronous control system. Therefore, this study is dedicated to proposing a transient support capacity improvement strategy for grid-forming PMSG based on wind-storage integration.

Firstly, the power energy storage represented by the supercapacitor was selected to form a grid-forming PMSG based Wind-storage generator with grid-forming PMSG, and the dynamic model of the grid-forming PMSG and grid-forming PMSG based wind-storage generator were established, and the constraints of the wind turbine dynamics on the frequency support capacity and transient stability of the grid-forming PMSG were summarized by analyzing the transient response of the grid-forming PMSG under frequency and voltage drops.

Then, combined with the energy flow characteristics of the grid-forming PMSG based wind-storage generator in the transient support process, the transient response power of the Grid-forming control is decomposed into inertia response power signal and damping response power signal to drive energy storage, and a transient support capacity improvement strategy for grid-forming PMSG based on wind-storage integration is formed, which realizes the flexible allocation and invocation of rotor kinetic energy and energy storage, and incorporates the rotor kinetic energy and energy storage into the active support system of virtual synchronous control to improve the frequency support capacity and transient stability of the grid-forming PMSG based wind-storage generator.

Finally, after simulation verification under various conditions, the strategy can improve the transient support capacity of the grid-forming PMSG based wind-storage generator, including: (1) The frequency support capacity has been improved, which reduces the constraints of MPPT on the frequency support capacity of the wind turbine. (2) The fault ride-through capability is improved, the transient fluctuation of rotor speed and DC bus voltage is effectively suppressed, the redundant energy generated by fault ride-through is effectively absorbed. (3) Combined with the fault ride-through power angle stability control strategy, the redundant energy during the fault period is converted into energy storage energy, so as to avoid the reduction of wind turbine power generation efficiency and reduce energy waste.

Keywords: Grid-forming PMSG, wind-storage integrated generator, virtual synchronous control, supercapacitors, transient support

(编辑 赫 蕾)