

大型风光联合发电系统建模及故障特性研究

在风力发电和光伏发电理论研究的基础上，建立双馈变速风电机组和光伏发电单元的机电暂态模型，并采用组合建模的方法建立某大型并网风光联合发电系统模型，研究风光联合发电系统不同运行模式下的故障特性，分析风电、光伏发电各自的故障特性及发电系统整体的故障特性之间的关系，为风光联合发电系统并网研究提供了分析手段和技术储备。

张 梅 李 庆 陈子瑜 秦世耀/中国电力科学研究院



张 梅/工程师

作为单一的发电系统，风能和光伏发电很难提供连续稳定的电能输出，这已成为制约其大规模开发利用的技术瓶颈。由于太阳能与风能在时间上和季节上具有很强的互补性，风光互补发电系统弥补了风电和光电独立系统在自然资源特性上的缺陷^[1]。与单独风力发电及光伏发电相比，风光互补发电系统可以根据电网的负荷情况和自然资源条件进行系统容量的合理配置，使功率输出较平稳，增加电网对间歇性可再生能源的吸收接纳程度。因此大型风光互补发电系统是可再生能源极有前途的一种高效利用形式^[2-3]。

目前，针对小型风光独立发电系统的建模及其控制策略，国内外学者开展了大量的研究工作，并提出了多种方法^[4-7]。但由于受到应用水平的限制，关于大型风光联合发电系统的并网特性的研究比较少。文献[8]比较全面地分析了并网风光联合发电系统的工作原理、运行特性和并网控制策略，并从电能质量的角度分析了系统不同并网方式对电网影响，

但未涉及暂态稳定性方面的研究；文献[9]建立了风电及光伏并网发电系统动态分析模型，提出基于功率变化率改进扰动观察最大功率跟踪算法，并通过仿真校验了模型的准确性，但未对风光联合发电系统的故障特性进行深入研究。

本文在介绍风电、光伏发电基本原理的基础上，在电力系统仿真软件DiGSILENT/PowerFactory中建立了双馈变速风电机组和光伏发电单元的机电暂态模型。通过对大型并网风光联合发电系统不同运行模式的故障特性分析，揭示风电、光伏发电各自的故障特性及发电系统整体的故障特性之间的关系。

风光联合发电系统建模

1. 系统结构与建模总体方案

并网型风光联合发电系统一般由发电系统、变频器、变压器和电网模型组成，其典型结构如图1所示。其中，风电机组发出三相交流电，经变压器调压后连入交流母线上；PV电池板产生直流电，经过DC/AC变换器连入交流母线上。

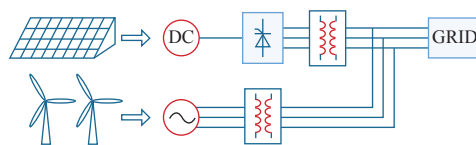


图1 并网风光联合发电系统的结构图

目前，对联合系统的建模主要有直接建模和间接组合建模两种研究思路^[10]。

1) 直接建模是将联合发电系统作为一个整体系统，建立其输入/输出模型。此模型一般为非机制性模型，无法反映联合系统装置间的物理结构，只表达其输入

关键词/Keywords

双馈风机 ·
光伏发电 ·
联合发电系统 ·
故障特性 ·

国家电网公司科技项目 (NY71-13-035)。

输出特性,模型参数难以辨识,一般较少应用。

2) 间接组合建模是将联合发电系统按其物理结构划分为几个主要部分,对每个部分按照其运行特性建立机制模型,通过一定的数据接口将各部分联系起来,形成联合发电系统的总体模型。

通过综合比较,对风光联合发电系统的建模方案采用间接组合建模的思路。其中,风电机组建模针对目前应用最广泛的双馈变速风机,光伏发电单元建立通用仿真模型,逆变器采用三相桥式逆变电路。

2. 风电机组建模

图2为典型双馈风机机电暂态模型结构,由空气动力学模型、轴系模型、电动机模型、桨距角控制、变频器控制和保护系统模型构成。

双馈风电机组控制系统由风力机控制系统

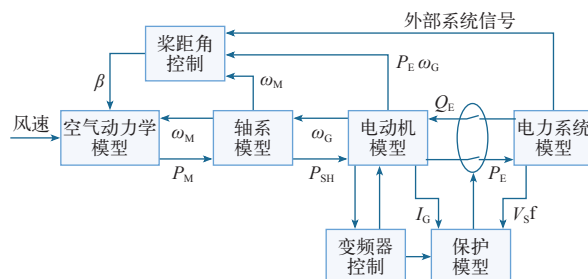


图2 典型的双馈风机机电暂态模型结构示意图

(机械控制)和双馈感应电动机(Doubly Fed Induction Generator, DFIG)控制系统(电磁控制)两部分组成。其中,机械控制部分响应速度慢,包括桨距角控制、转速控制等,用于监视桨距角及有功功率运行点;电磁控制响应速度快,由转子侧变频器控制和网侧变频器控制两个子系统组成。双馈风电机组综合控制系统如图3所示。

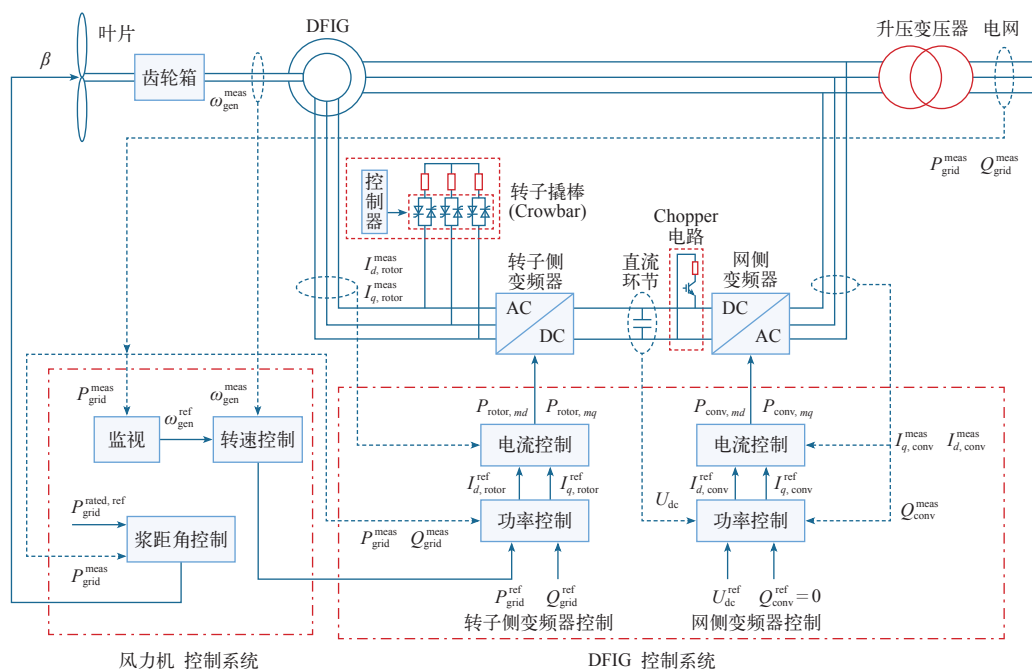


图3 双馈变速风电机组综合控制系统示意图

为了实现低电压穿越,双馈风电机组一般配置转子侧变频器保护电路(Crowbar)和直流卸荷电路(Chopper)。当风电机组机端电压下降时,变频器从正常的控制策略切换到一种特定的控制模式,使风电机组穿越电网故障引起的电压跌落。本文采用的故障穿越解决方案为:

1) 当电网电压突然下降,转子出现暂态过电

流时,转子回路通过Crowbar电路短接,同时闭锁转子侧变频器,通过耗能电阻来衰减由于电动机去磁过程产生的瞬态能量。

2) 在瞬态能量基本消耗完毕后,关闭Crowbar电路,重启转子侧变频器,并提供无功电流支持。另外,故障过程中,由于电网电压跌落经网侧和转子侧变频器流入或流出直流母线的功

率不平衡,导致直流电压波动,直流卸荷电路用于保证直流电压在安全范围之内。

3) 在故障清除后,变频器返回正常控制运行状态。

3. 光伏发电单元建模

光伏电池的数学模型如图4所示。图4中, I_{ph} 为光生电流; I_{pv} 为光伏电池的输出电流; V 为光伏电池的输出电压; I_d 为流经二极管的电流; I_{sh} 为流经分流电阻的电流; R_{sh} 、 R_s 分别为光伏电池等效并联和串联电阻。

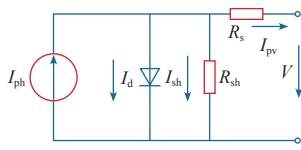


图4 光伏电池等效模型

根据基尔霍夫电流定律和 $P-N$ 结特性,可得光伏电池的 $I-V$ 特征方程^[11-12],即

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left[\frac{q(V + I_{pv} R_s)}{nkT} \right] - 1 \right\} - \frac{V + I_{pv} R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

式中, I_0 为反向饱和电流; q 为电子的电荷量; n 为光伏电池的理想因数; k 为玻耳兹曼常数; T 为光伏电池表面温度。

文献[13]对式(1)进行简化,得到适用于工程计算的光伏电池数学模型,即

$$\begin{cases} I_{pv} = I_{sc} [1 - \exp(c_1)] \\ c_1 = c_2 (U - U_{oc}) \\ c_2 = \ln(1 - I_m / I_m) / U_m - U_{oc} \end{cases} \quad (2)$$

通过对光伏电池在标准环境下的短路电流 I_{sc0} 、开路电压 U_{oc0} 、最大功率点电压 U_{m0} 和最大功率点电流 I_{m0} 四个参数值进行修正^[14-15],可以得到在光照 E 和温度 T 下的参数值。修正方程为

$$\begin{cases} I_{sc} = I_{sc0} \frac{E}{E_{ref}} [1 + a_i (T - T_{ref})] \\ U_{oc} = U_{oc0} \frac{\ln(E+1)}{\ln(E_{ref}+1)} [1 + a_u (T - T_{ref})] \\ I_m = I_{m0} \frac{E}{E_{ref}} [1 + a_i (T - T_{ref})] \\ U_m = U_{m0} \frac{\ln(E+1)}{\ln(E_{ref}+1)} [1 + a_u (T - T_{ref})] \end{cases} \quad (3)$$

式中, E 、 E_{ref} 分别为实际光强和标准光强; T 、 T_{ref}

分别为电池实际温度和标准温度; a_i 、 a_u 分别为电流和电压补偿系数。

图5为光伏逆变器控制系统框图,采用双闭环控制。其中电压外环用于稳定和调节光伏阵列输出直流电压 U_{dc} ; 电流内环控制用于实现逆变器输出电流 d 轴分量和 q 轴分量的解耦。

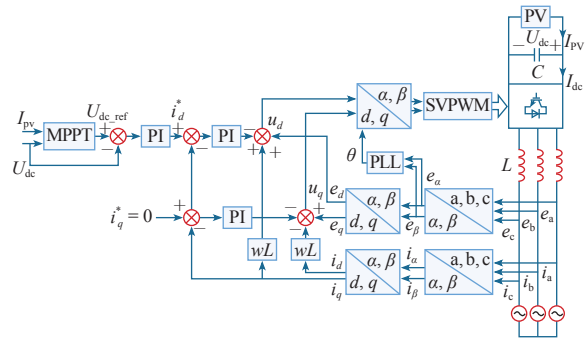


图5 光伏逆变器控制系统框图

在正常运行情况下,通过最大功率点跟踪模块 (MPPT) 得到最佳运行点电压 U_{dc_ref} 与 U_{dc} 的误差信号,经过 PI 调节器得到电流内环的参考电流 i_d^* , q 轴参考电流 i_q^* 设为 0。 i_d^* 、 i_q^* 与逆变器输出电流的误差信号,通过 PI 调节器后解耦得到逆变器输出电压 u_d 和 u_q 。再由锁相环 (PLL) 得到电网电压相角 θ ,通过空间矢量坐标变换得到逆变器 PWM 控制波。

当电网电压发生跌落时,为了保证光伏发电单元不脱网运行,需要对逆变器电流进行控制。在低电压穿越期间,光伏逆变器将切换到低电压穿越控制模式,舍弃电压外环控制。为了满足电压跌落期间向并网点提供无功支撑的要求,逆变器要向电网输送无功电流。所用逆变器故障期间 i_d^* 和 i_q^* 由下式确定

$$\begin{cases} i_d^* = \sqrt{I_N^2 - i_q^{*2}} \\ i_q^* = 1.75 \Delta U I_N \end{cases} \quad (4)$$

式中, I_N 为光伏阵列额定容量/ ($\sqrt{3} \times$ 并网点额定电压); ΔU 为电压跌落深度。

风电机组/光伏发电单元特性分析

为了方便分析和描述典型故障下风电机组和光伏发电单元的动态特性,选取简单网络作为仿真系统,如图6所示。风电机组和光伏发电单元经

箱式变压器、输电线路与无穷大电网相连，无穷大电源电压设为1.0 (pu)。风电机组和光伏发电单元模型主要参数如表1～表5所示。

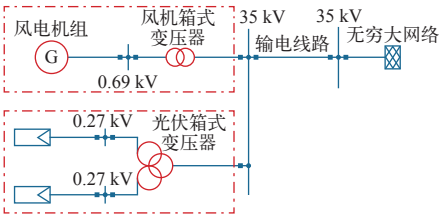


图6 单机无穷大系统

表1 光伏阵列在标准环境下的参数

参数名称	参数值
最大功率点功率 $P_{\max}$ /W	235
最大功率点电压 V_{mp} /V	29.52
最大功率点电流 I_{mp} /A	7.96
开路电压 V_{oc} /V	37.34
短路电流 I_{sc} /A	8.40
功率允许范围 (%)	235±3
最大系统电压/V	1 000

表2 光伏逆变器参数

参数名称	参数值
最低直流输入电压/V	450
输入直流电压MPPT范围/V	450～820
最大直流输入电流/A	1 200
最大直流功率/kW	550
直流起动电压/V	470
输出交流额定功率/kW	500
额定电网电压/VAC	270
输出交流电压范围/V	210～310

表3 光伏发电单元箱变参数

名称	参数值
额定容量/kV·A	1 000/500～500
额定电压/kV	$38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 0.27 - 0.27$
额定频率/Hz	50
接线组别	Dyn11, yn11
负载损耗/kW	12 597
空载损耗/W	1 340
空载电流 (%)	0.35

表4 双馈感应发电机组参数

额定容量/MW	额定电压/V	$R_s/\text{m}\Omega$	X_s/mH	$R_r/\text{m}\Omega$	X_r/mH	X_m/mH
2.0	690	1.25	2.64	1.63	2.65	2.58

表5 风电机组箱式变压器参数

名称	参数值
型式	S11—2200/35 kV
容量/MV·A	2.2
接线组别	Dyn11
电压分接头	$36.75 \pm 2 \times 2.5\% / 0.69 \text{ kV}$
阻抗电压 (%)	6.5
负载损耗/kW	16.67
空载电流 (%)	0.8
空载损耗/kW	1.7

根据GB/T 19963—2011和GB/T 19964—2012对风电场、光伏电站低电压穿越能力的要求，仿真故障电压跌落设置如表6所示。

表6 电压跌落设置

序号	电压跌落（中压侧）	故障持续时间/s
1	75% U_n	1.705
2	50% U_n	1.214
3	35% U_n	0.920
4	20% U_n	0.625
5	0% U_n	0.15

注：第5个电压跌落工况只对光伏进行仿真。

图7给出了五种短路故障情况下系统中压侧的电压曲线。仿真计算中，当研究风电机组动态特性时，光伏发电单元退出运行，反之，则风电机组退出运行。

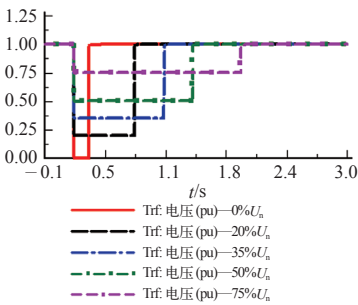


图7 风电机组中压侧电压

图8为不同故障电压跌落情况下，风电机组的有功功率和无功电流变化曲线。

从图8中可以看出，故障瞬间，风电机组有功功率骤降，电压跌落越深有功功率降幅越大；故障后有功功率将按照斜率逐渐恢复，其中20% U_n 跌落工况下的恢复时间最长，约为1.575 s。故障期间

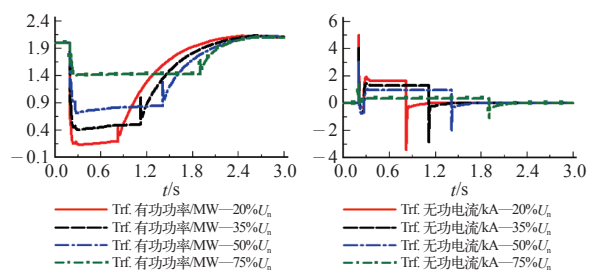


图8 风电机组无功电流、有功功率

风电机组可提供动态无功电流支撑，响应时间小于0.1 s；且电压跌落越深，风电机组发出的无功电流越大。

图9为不同故障电压跌落情况下，光伏发电单元的有功功率和无功电流变化曲线。

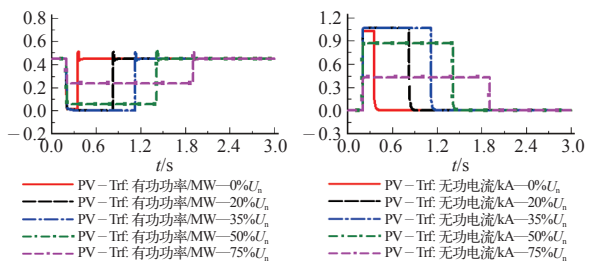


图9 光伏发电单元无功电流、有功功率

从图9中可以看出，在相同电网条件下，故障对光伏发电单元的影响比风电机组大。故障瞬间，光伏发电单元有功功率骤降，其中，0% U_n 、20% U_n 和35% U_n 三种工况下，有功出力几乎降为零；故障后有功功率能够快速恢复至故障前的运行水平。故障期间光伏发电单元能够快速向系统提供动态无功电流支撑，响应时间小于0.005 s。

通过以上仿真计算分析，所建立的模型与风电机组、光伏发电单元的实际运行特性具有较好的一致性，能够用于大型风光联合发电系统仿真研究。

算例仿真

以某并网风光联合发电系统为例，建立了系统详细仿真模型，研究风光联合发电系统不同运行模式下的故障特性。

1. 风光联合发电系统模型

在电力系统仿真软件DIgSILENT/Power Factory中建立了并网风光联合发电系统模型，如图10所示。其中，风电场装机容量为60 MW，由30台2 MW的双馈变速风电机组构成；光伏发电站装机容量为40 MW，由80个容量为500 kW的光伏阵列构成。风电机组和光伏发电单元参数见表1~表5，系统主变压器参数如表7所示。外部电网采用由电压源和系统短路阻抗构成的等效模型，系统短路阻抗为8.106 Ω。

表7 主变压器技术参数

名称	参数
型式	SZ11—100000/220 kV
容量/MV·A	100
接线组别	YNd11
电压分接头	230±8×1.25%/36 kV
阻抗电压 (%)	13
负载损耗/kW	272
空载电流 (%)	0.3
空载损耗/kW	72

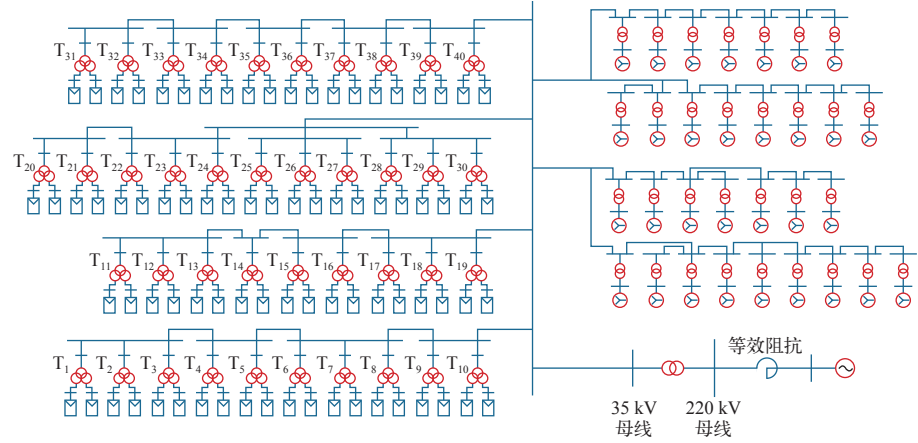


图10 风光联合发电系统模型结构图

2. 故障特性仿真分析

根据风电场和光伏电站实际运行情况可知,往往在大出力情况下,风电场和光伏电站的稳定性受电网短路故障的影响比较大。同时,由于白天光照强、风小,电力主要来源于光伏发电系统,而夜间风大、无光照,电力主要来源于风力发电,因此,主要针对光伏独立发电、风场独立发电和风光联合发电的运行方式,对风光联合发电系统的故障特性进行对比分析。

短路故障设置:在仿真时间为0.3 s时电网中一条线路发生三相短路(短路阻抗为 $5\ \Omega$),故障持续0.12 s后线路两侧开关三相跳闸。图11给出了三种运行方式下,当电网发生相同短路故障时,风光联合发电系统接入点电压、并网点电压、有功功率、无功功率和无功电流的对比曲线。

由图11a、b可以看出,在故障期间和故障恢复瞬间,不同运行方式下的电压波形具有一定的差别。光伏独立运行方式下,故障期间和故障后电压波动很小,能够快速稳定在新的运行水平。而风电场独立运行和联合运行方式下,由于故障初期双馈电动机转子失磁作用会释放无功,电压略高于光伏独立运行时的水平,但是转子过电流保护Crowbar投入后,双馈机组将以普通异步发电机的状态运行,需要从电网吸收无功建立磁场,导致并网点电压降低。在Crowbar退出后(投入时间设为60 ms),风电机组提供无功电流支撑,并网点电压有所提升,略高于光伏独立运行的电压水平;同样,由于故障恢复瞬间双馈电动机转子建立磁场,需要吸收无功,导致并网点电压恢复过程较慢。

由图11c可以看出,三种运行方式下所表现出的有功恢复特性主要受风电机组和光伏发电单元各自故障运行特性的影响。光伏独立运行方式下,故障后有功功率能够快速恢复;风电场独立运行方式下,故障后有功功率按照一定斜率逐渐恢复,这种短时的有功功率缺额将造成系统内无功过剩,对系统电压稳定是不利的;风光联合运行方式下,故障恢复瞬间有功功率快速升高到45 MW,之后按照斜率逐渐恢复。

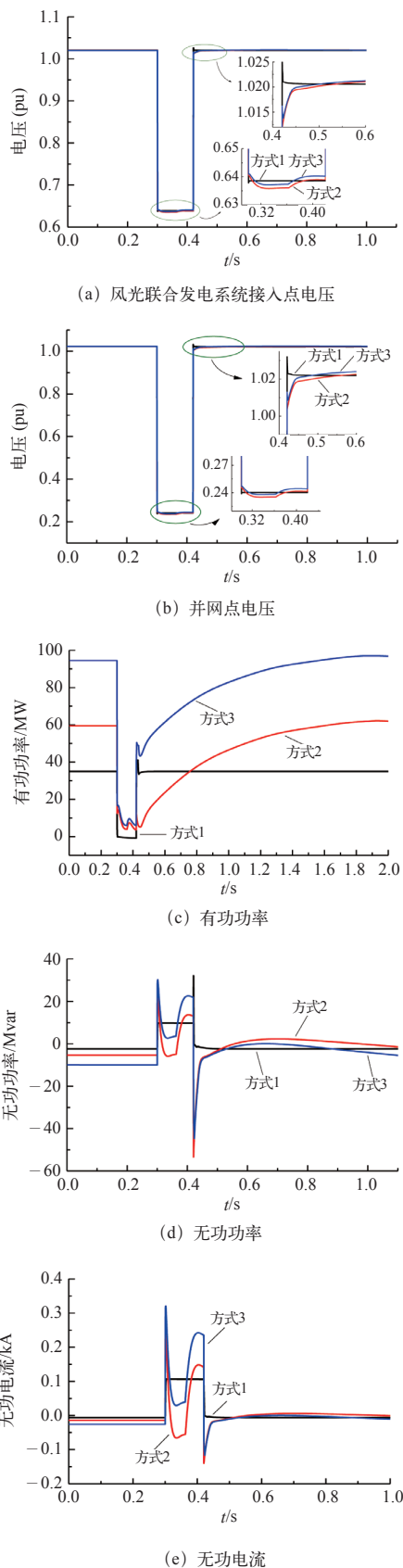


图11 仿真结果

由图11d、e可以看出,光伏发电系统在故障瞬间能够快速提供无功电流支撑,对双馈电动机转子过电流保护Crowbar投入期间的系统无功电压特性有所改善。

结束语

基于风电机组和光伏发电单元建模,通过组合建模对风光联合发电系统的故障特性进行仿真研究,主要结论如下。

1) 在电力系统仿真平台DIgSILENT/Power Factory中,建立了风电机组和光伏发电单元机电暂态模型。

2) 选取简单网络,通过仿真计算对风电机组和光伏发电单元的故障特性进行了分析。仿真结果表明,所建立的风电机组和光伏发电单元模型与其实际运行特性具有较好的一致性,能够用于大型风光联合发电系统仿真研究。

3) 采用组合建模方法,建立了大型并网风光联合发电系统详细仿真模型。通过短路故障模拟,对系统三种运行方式下的故障特性进行对比分析,研究表明,光伏发电系统在故障瞬间能够快速提供无功电流支撑,对于双馈电动机转子过电流保护Crowbar投入期间的系统无功电压特性具有改善作用。同时,在装机容量一定的情况下,风光联合发电系统与风电场相比,光伏发电系统的有功功率具有快速恢复特性,能够减少故障后风电机组有功功率按照斜率恢复时对系统电压稳定造成的影响。

参考文献

- [1] 高辉,梁勃,王伟,等.风光互补发电系统运行特性、输出功率曲线与负荷曲线的关系的研究[J].太阳能,2012(13):42-46.
- [2] Liu Hunhua, Chau K T, Zhang Xiaodong. An efficient wind-photovoltaic hybrid generation system using doubly excited permanent-magnet brushless machine [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2010, 57(3): 831-839.
- [3] 李碧辉,申洪,汤涌.风光储联合发电系统储能容量对有功功率的影响及评价指标[J].电网技术,2011,35(4):123-128.
- [4] 高吉普,袁越,李强.独立风光混合系统的控制与仿真[J].电网与清洁能源,2010,26(5):57-61.
- [5] 齐志远,王生铁,田桂珍.风光互补发电系统的协调控制[J].太阳能学报,2010,31(5):654-660.
- [6] Bahram P, Jochen B, Abdelkader O, et al. Simulation of PV-wind-hybrid systems combined with hydrogen storage for rural electrification [J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2011, 36(5): 4185-4197.
- [7] 钱康,许文超,孙纯军,等.风光联合并网的无功控制策略[J].电力系统及其自动化学报,2014,26(1):28-33.
- [8] 李振兴.并网风光互补发电系统的研究[D].青岛:山东科技大学,2012.
- [9] 蔡国伟,孔令国,杨德友,等.大规模风光互补发电系统建模与运行特性研究[J].电网技术,2012,36(1):65-71.
- [10] 王皓怀,汤涌,侯俊贤,等.风光储联合发电系统的组合建模与等值[J].中国电机工程学报,2011,31(34):1-9.
- [11] Baltas P. The arizona university photovoltaic designer program [D]. Phoenix: Department of Electrical and Computer Engineering, Arizona state University, 1996.
- [12] 焦阳,宋强,刘文华.光伏电池实用仿真模型及光伏发电系统仿真[J].电网技术,2010,34(11):198-202.
- [13] 苏建徽,余世杰,赵为,等.硅太阳能电池工程用数学模型[J].太阳能学报,2001,22(4):409-412.
- [14] Singer S, Rozenshtein B, Surazi S. Characterization of PV array output using a small number of measured parameters [J]. Solar Energy, 1984, 32(5): 603-607.
- [15] 朴政国,安悦珩,张永昌,等.光伏电池电路理论模型在工程应用中的计算方法[J].东南大学学报:自然科学版,2012,42(A01):103-106.

(收稿日期:2015-03-15) **EA**