



(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 110601248 A

(43)申请公布日 2019. 12. 20

(21)申请号 201910856298.9

(22)申请日 2019.09.11

(71)申请人 华北电力大学(保定)

地址 071003 河北省保定市永华北大街619号

(72)发明人 戴志辉 邱小强 韩健硕 何永兴 刘自强 杨熙

(74)专利代理机构 北京众合诚成知识产权代理有限公司 11246

代理人 史双元

(51)Int.Cl.

H02J 3/36(2006.01)

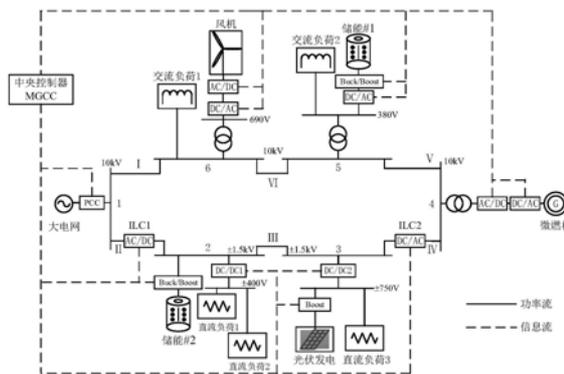
权利要求书3页 说明书12页 附图13页

(54)发明名称

一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法

(57)摘要

本发明公开了一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,所述环状交直流混合微电网系统由交流侧和直流侧通过两个交直流双向换流器组成环网结构,其中,交流侧和直流侧分别为辐射型网络;在所述环状交直流混合微电网系统中,中压交流母线的电压等级为10kV,中压直流母线的电压等级为±1.5kV,交流侧与大电网相连接,包含风力发电机、微型燃气轮机、交流负荷和交流侧储能系统,分布式电源与负荷通过交流变压器与中压交流母线相连接;直流侧包含光伏发电系统、直流负荷和直流侧储能系统,分布式电源与负荷通过直流变压器与中压直流母线相连接。



1. 一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于,所述环状交直流混合微电网系统由交流侧和直流侧通过两个交直流双向换流器组成环网结构,其中,交流侧和直流侧分别为辐射型网络;

在所述环状交直流混合微电网系统中,中压交流母线的电压等级为10kV,中压直流母线的电压等级为 ± 1.5 kV,交流侧与大电网相连接,包含风力发电机、微型燃气轮机、交流负荷和交流侧储能系统,分布式电源与负荷通过交流变压器与中压交流母线相连接;直流侧包含光伏发电系统、直流负荷和直流侧储能系统,分布式电源与负荷通过直流变压器与中压直流母线相连接。

2. 根据权利要求1所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:所述交流侧储能系统通过buck或boost电路和DC或AC变流器接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器接入所述中压交流母线;所述直流侧储能系统通过buck或boost电路接入 ± 0.8 kV直流母线,再通过所述直流变压器接入所述中压直流母线。

3. 根据权利要求1所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:所述风力发电机通过全功率变频器接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器与所述中压交流母线相连接;所述微型燃气轮机通过全功率变频器接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器与所述中压交流母线相连接;所述交流负荷与直流负荷,分别接入交流母线与直流母线。

4. 根据权利要求3所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:所述直流变压器采用双有源桥(Dual Active Bridge, DAB)直流换流器,稳定低压侧直流母线电压。

5. 根据权利要求1-4中任一项所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:所述环状交直流混合微电网采用分层控制架构,包括本地控制和上层控制;在本地控制中,设备控制层根据直流母线电压与交流侧频率的变化协调各个换流器切换至不同控制策略,自动协调各端换流器的工作模式,并将监测的直流母线电压、交流侧频率以及微电网运行状态参数上传至上层决策系统;在上层控制中,能量管理系统中的中央控制器(MGCC)对交直流混合微电网内各单元进行统一监视和控制。

6. 根据权利要求5所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:当交直流混合微电网在孤岛运行时,所述微型燃气轮机作为主电源为交直流混合微电网提供稳定的电压和频率,所述本地控制监测中压直流母线电压 U_{dc} 与交流侧频率 f ,并将所述控制策略分为四种运行模式:

模式1:系统正常运行时,所述微型燃气轮机作为主电源采用P-f, Q-U下垂控制稳定交流侧的电压和频率,直流侧两端的双向换流器采用功率-电压的下垂控制稳定中压直流母线电压,所述风力发电机与光伏发电系统工作在最大功率跟踪模式以充分利用可再生能源,交直流两侧储能系统采用定功率控制,功率参考值由所述上层控制确定,微电网的能量管理系统将储能的充放电功率和荷电状态维持在正常范围内;

模式2:当直流侧中压直流母线电压值越限,即电压波动大于 $\pm 0.02U_{dc}$,但交流侧频率稳定时,双向换流器达到下垂控制传输功率的限值,直流侧的本地控制监测到中压直流母线电压越限时,直流侧储能切换至功率-电压的下垂控制来稳定中压直流母线电压,混合微电网的能量管理系统监测直流侧储能的荷电状态与充放电功率,当直流侧储能的荷电量较

低或放电功率较大时,直流侧功率缺额严重,此时直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,向直流侧补充缺额的功率;当直流侧储能荷电量较高或充电功率过大时,直流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,将光伏切换至降功率运行状态,减少直流侧发电功率;

模式3:当交流侧频率越限,即频率波动大于 $\pm 0.2\text{HZ}$,但直流侧中压直流母线电压稳定,交流侧本地控制监测到频率越限,交流侧储能切换至P-f,Q-U的下垂控制,当交流侧频率超过上限时,交流侧储能充电以消纳交流侧过剩的功率,当交流侧频率低于下限时,交流侧储能放电以补充交流侧缺额的功率,混合微电网的能量管理系统监测交流侧储能的荷电状态和充放电功率,当交流侧储能的荷电状态较低或放电功率较大时,交流侧功率缺额严重,此时提高直流侧储能的放电功率,由于直流侧两端的双向换流器采用功率-电压下垂控制,当增加直流侧储能的放电功率时,中压直流母线电压升高,双向换流器由直流侧向交流侧传输功率,此时直流侧的剩余功率可以补充交流侧缺额的功率;当交流侧储能的荷电状态较高或充电功率过大时,交流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,调节风力发电机桨距角,将风机切换至降功率运行;

模式4分为以下情况:

a) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率高于 50.2HZ 时,混合微电网内的风光资源丰富,可再生能源发电充足,考虑将微燃机退出运行,此时交流侧储能切换至P-f,Q-U的下垂控制稳定交流侧的电压和频率,直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压;

b) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率低于 49.8HZ 时,混合微电网内直流侧功率过剩严重,交流侧功率缺额严重,此时直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,交流侧储能切换至P-f,Q-U的下垂控制稳定交流侧电压和频率,直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,接受上层控制下发的功率控制指令,由直流侧向交流侧输送功率,维持交直流两侧的功率平衡;

c) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率高于 50.2HZ 时,混合微电网内直流侧功率缺额严重,交流侧功率过剩严重,此时使直流侧储能和交流侧储能分别维持中压直流母线电压与交流侧频率,直流侧两端的双向换流器由交流侧向直流侧输送功率;

d) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率低于 49.8HZ 时,此时混合微电网中发电功率已经不足,按照负荷的优先级切除部分负荷。

7. 根据权利要求6所述的环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,其特征在于:当交直流混合微电网在并网运行时,交流侧的电压和频率与大电网保持一致,交流侧负荷由分布式电源与大电网共同提供稳定电能,此时由所述本地控制监测中压直流母线电压,并根据母线电压是否越限分为两种模式:

模式5:系统正常运行时,大电网为交流侧提供稳定的电压和频率,直流侧两端的双向换流器采用功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,风力发电机与光伏发电系统采用最大功率跟踪控制,交直流两侧的储能系统与微型燃气轮机作为微网内可控的分布式电源采用定功率控制,接受所述上层控制下发的功率控制指令;

模式6:当直流侧中压直流母线电压越限时,即电压波动大于 $\pm 0.02U_{dc}$,直流侧两端双向换流器稳定中压直流母线电压的能力受限,直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定

中压直流母线电压,此时混合微电网的能量管理系统监测直流侧储能的充放电功率和荷电状态,当直流侧储能荷电量较低或放电功率较大时,直流侧功率缺额严重,直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,由交流侧向直流侧传输功率以补充直流侧缺额的功率;当直流侧储能的荷电状态较高或充电功率较大时,直流侧功率过剩严重,光伏切换至限功率运行控制,减少直流侧的发电功率。

一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法

技术领域

[0001] 本发明涉及微电网控制技术领域,特别是涉及环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法。

背景技术

[0002] 能源是国民经济快速发展的重要支撑。近年来,随着中国经济的持续稳定增长,能源的生产和消费也在逐年增加,煤炭、石油等化石能源的开采和燃烧也十分普遍,造成污染物的过度排放,对生态环境造成严重的破坏,能源消耗对人类经济与社会发展的制约和对自然环境的影响越来越显著。在能源危机和环境保护的双重压力下,世界各国采取了提高能源利用效率、改善能源结构,大力发展可再生能源等相关政策,实现可持续能源发展已经成为许多国家能源发展战略的重要组成部分。其中风电、光伏等分布式发电是最具有发展潜力的技术之一,加大对分布式发电技术的研究和应用力度,具有重要的战略意义。

[0003] 为了协调大电网与分布式电源之间的矛盾,减小分布式电源接入对大电网的冲击,并最大化提高能源利用的效率,通常将具有不同种类、不同特性且相互互补的多种分布式电源、储能系统以及负荷整合起来运行,形成微电网。微网是指由分布式电源,储能装置、能量变换装置及负荷等组成的一个整体,是一个自治系统,可以实现自我控制、保护和管理。微电网既可以与大电网联网运行,也可以孤岛运行,实现安全、稳定、高效、清洁的能源供应。微电网解决了分布式电源的大规模接入问题,充分发挥了分布式发电的各种优势,减弱了分布式发电对电网的负面影响,并且在提高能源利用效率、电力系统可靠性与灵活性等方面具有巨大潜力。

[0004] 根据母线的性质,微网有三种形式:交流微电网、直流微电网和交直流混合微电网。随着微电网技术的发展,交直流混合微电网越来越受到人们的关注,它同时具有交流微电网和直流微电网的优点:1) 其系统包含交流子微网和直流子微网,两者通过交直双向换流器相连接。2) 交流分布式电源与交流负荷接入交流母线,直流分布式电源与直流负荷接入直流母线,减少了交直流变换的环节,降低了系统的能量损耗。3) 交流子微网与直流子微网之间的功率可以双向流动、各子微网也可以独立运行,也可以工作在并网运行模式和孤岛运行模式。因此,交直流混合微电网能够更加有效地将不同类型的分布式发电、储能装置以及各种类型的负荷整合到微电网中,并且对现有电网的改造程度小,投资成本低。

[0005] 在交直流混合微网中,功率平衡影响着交流子微网的电压和频率稳定以及直流子微网的电压稳定,不仅要满足各个子微网的功率平衡要求,也需要确定交直流双向换流器的控制策略,使功率在子微网间合理地双向流动。所以在交直流混合微电网的能量管理系统中,各个单元的协调控制是保证整个混合微电网内部各个分布式电源、储能系统和负荷之间功率供需平衡、保障电能质量的关键。

[0006] 然而在微电网能量管理系统的研究中,针对微电网内各个单元协调控制的方法

较少。微电网由于惯性较小,承受扰动的能力较弱,考虑到可再生能源输出功率的随机性与波动性以及负荷的投切对系统的电能质量及稳定性会造成一定的影响,因此设计合理的能量管理策略十分重要。

[0007] 因此希望有一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法能够解决现有技术中存在的问题。

发明内容

[0008] 本发明公开了一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,所述环状交直流混合微电网系统由交流侧和直流侧通过两个交直流双向换流器组成环网结构,其中,交流侧和直流侧分别为辐射型网络;

[0009] 在所述环状交直流混合微电网系统中,中压交流母线的电压等级为 10kV,中压直流母线的电压等级为 ± 1.5 kV,交流侧与大电网相连接,包含风力发电机、微型燃气轮机、交流负荷和交流侧储能系统,分布式电源与负荷通过交流变压器与中压交流母线相连接;直流侧包含光伏发电系统、直流负荷和直流侧储能系统,分布式电源与负荷通过直流变压器与中压直流母线相连接。

[0010] 优选地,所述交流侧储能系统通过buck或boost电路和DC或AC变流器接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器接入所述中压交流母线;所述直流侧储能系统通过buck/boost电路接入 ± 0.8 kV直流母线,再通过所述直流变压器接入所述中压直流母线。

[0011] 优选地,所述风力发电机通过全功率变频器(AC/DC/AC)接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器与所述中压交流母线相连接;所述微型燃气轮机通过全功率变频器(AC/DC/AC)接入0.38kV交流母线,再通过所述交流变压器与所述中压交流母线相连接;所述交流负荷与直流负荷,分别接入交流母线与直流母线。

[0012] 优选地,所述直流变压器采用双有源桥直流换流器,稳定低压侧直流母线电压。

[0013] 优选地,所述环状交直流混合微电网采用分层控制架构,包括本地控制和上层控制;在本地控制中,设备控制层根据直流母线电压与交流侧频率的变化协调各个换流器切换至不同控制策略,自动协调各端换流器的工作模式,并将监测的直流母线电压、交流侧频率以及微电网运行状态参数上传至上层决策系统;在上层控制中,能量管理系统中的中央控制器对交直流混合微电网内各单元进行统一监视和控制。

[0014] 优选地,当交直流混合微电网在孤岛运行时,所述微型燃气轮机作为主电源为交直流混合微电网提供稳定的电压和频率,所述本地控制监测中压直流母线电压 U_{dc} 与交流侧频率 f ,并将所述控制策略分为四种运行模式:

[0015] 模式1:系统正常运行时,所述微型燃气轮机作为主电源采用P-f,Q-U下垂控制稳定交流侧的电压和频率,直流侧两端的双向换流器采用功率-电压的下垂控制稳定中压直流母线电压,所述风力发电机与光伏发电系统工作在最大功率跟踪模式以充分利用可再生能源,交直流两侧储能系统采用定功率控制,功率参考值由所述上层控制确定,微电网的能量管理系统将储能的充放电功率和荷电状态维持在正常范围内;

[0016] 模式2:当直流侧中压直流母线电压值越限,即电压波动大于 $\pm 0.02U_{dc}$,但交流侧频率稳定时,双向换流器达到下垂控制传输功率的限值,直流侧的本地控制监测到中压直流母线电压越限时,直流侧储能切换至功率-电压的下垂控制来稳定中压直流母线电压,

混合微电网的能量管理系统监测直流侧储能的荷电状态与充放电功率,当直流侧储能的荷电量较低或放电功率较大时,直流侧功率缺额严重,此时直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,向直流侧补充缺额的功率;当直流侧储能荷电量较高或充电功率过大时,直流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,将光伏切换至降功率运行状态,减少直流侧发电功率;

[0017] 模式3:当交流侧频率越限,即频率波动大于 $\pm 0.2\text{Hz}$,但直流侧中压直流母线电压稳定,交流侧本地控制监测到频率越限,交流侧储能切换至P-f, Q-U的下垂控制,当交流侧频率超过上限时,交流侧储能充电以消纳交流侧过剩的功率,当交流侧频率低于下限时,交流侧储能放电以补充交流侧缺额的功率,混合微电网的能量管理系统监测交流侧储能的荷电状态和充放电功率,当交流侧储能的荷电状态较低或放电功率较大时,交流侧功率缺额严重,此时提高直流侧储能的放电功率,由于直流侧两端的双向换流器采用功率-电压下垂控制,当增加直流侧储能的放电功率时,中压直流母线电压升高,双向换流器由直流侧向交流侧传输功率,此时直流侧的剩余功率可以补充交流侧缺额的功率;当交流侧储能的荷电状态较高或充电功率过大时,交流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,调节风力发电机桨距角,将风机切换至降功率运行;

[0018] 模式4分为以下情况:

[0019] a) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率高于 50.2Hz 时,混合微电网内的风光资源丰富,可再生能源发电充足,考虑将微燃机退出运行,此时交流侧储能切换至P-f, Q-U的下垂控制稳定交流侧的电压和频率,直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压;

[0020] b) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率低于 49.8Hz 时,混合微电网内直流侧功率过剩严重,交流侧功率缺额严重,此时直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,交流侧储能切换至P-f, Q-U的下垂控制稳定交流侧电压和频率,直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,接受上层控制下发的功率控制指令,由直流侧向交流侧输送功率,维持交直流两侧的功率平衡;

[0021] c) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率高于 50.2Hz 时,混合微电网内直流侧功率缺额严重,交流侧功率过剩严重,此时使直流侧储能和交流侧储能分别维持中压直流母线电压与交流侧频率,直流侧两端的双向换流器由交流侧向直流侧输送功率;

[0022] d) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率低于 49.8Hz 时,此时混合微电网中发电功率已经不足,按照负荷的优先级切除部分负荷。

[0023] 优选地,当交直流混合微电网在并网运行时,交流侧的电压和频率与大电网保持一致,交流侧负荷由分布式电源与大电网共同提供稳定电能,此时由所述本地控制监测中压直流母线电压,并根据母线电压是否越限分为两种模式:

[0024] 模式5:系统正常运行时,大电网为交流侧提供稳定的电压和频率,直流侧两端的双向换流器采用功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,风力发电机与光伏发电系统采用最大功率跟踪控制,交直流两侧的储能系统与微型燃气轮机作为微网内可控的分布式电源采用定功率控制,接受所述上层控制下发的功率控制指令;

[0025] 模式6:当直流侧中压直流母线电压越限时,即电压波动大于 $\pm 0.02U_{dc}$,直流侧两

端双向换流器稳定中压直流母线电压的能力受限,直流侧储能切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,此时混合微电网的能量管理系统监测直流侧储能的充放电功率和荷电状态,当直流侧储能荷电量较低或放电功率较大时,直流侧功率缺额严重,直流侧两端的双向换流器切换至定功率控制,由交流侧向直流侧传输功率以补充直流侧缺额的功率;当直流侧储能的荷电状态较高或充电功率较大时,直流侧功率过剩严重,光伏切换至限功率运行控制,减少直流侧的发电功率。

[0026] 本发明提出了一种环状交直流混合微电网系统的多模式协调控制方法,本发明通过协调微网内各分布式单元、储能装置及交直流双向换流器等的控制模式,有效地管理微电网系统中的功率流动,实现微电网内部各个单元的能量交换,并根据微网实时运行状态,将各单元切换至不同的控制策略,动态地对微网内部能量在各分布式电源、储能装置进行全局性的功率分配,实现微网长期经济、稳定和可靠运行。合理的能量管理策略对维持微电网系统的母线电压和频率稳定、实现微电网孤岛运行和并网运行之间的平稳切换至关重要,微网的能量控制策略可以保证整个系统在各种情况下实现不同控制策略的切换,使微电网安全有序的运行,并且提高微电网内的能源利用率,控制电压、频率在可接受的水平,保持系统的功率平衡。

附图说明

- [0027] 图1是环状交直流混合微电网拓扑结构示意图。
- [0028] 图2是混合微电网中各个单元的控制模式示意图。
- [0029] 图3是电压分层示意图。
- [0030] 图4是电压分层协调控制策略示意图。
- [0031] 图5是系统级控制示意图。
- [0032] 图6是孤岛模式下换流器协同控制策略流程图。
- [0033] 图7是并网模式下换流器协同控制策略示意图。
- [0034] 图8是Mode1模式仿真结果的示意图。
- [0035] 图9是Mode2模式工况1仿真结果示意图。
- [0036] 图10是Mode2模式工况2仿真结果示意图。
- [0037] 图11是Mode3模式工况1仿真结果示意图。
- [0038] 图12是Mode3模式工况2仿真结果示意图。
- [0039] 图13是Mode4模式工况1仿真结果示意图。
- [0040] 图14是Mode4模式工况2仿真结果示意图。
- [0041] 图15是Mode4模式工况3仿真结果示意图。

具体实施方式

[0042] 为使本发明实施的目的、技术方案和优点更加清楚,下面将结合本发明实施例中的附图,对本发明实施例中的技术方案进行更加详细的描述。在附图中,自始至终相同或类似的标号表示相同或类似的元件或具有相同或类似功能的元件。所描述的实施例是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例。下面通过参考附图描述的实施例是示例性的,旨在用于解释本发明,而不能理解为对本发明的限制。基于本发明中的实施例,本领域普

通技术人员 在没有作出创造性劳动前提下所获得的所有其他实施例,都属于本发明保护的 范围。

[0043] 如图1、2所示,一种环状交直流混合微电网的拓扑结构,交流侧和直流 侧共同组 成环网结构,交直流两侧分别为辐射型网络。拓扑中的环网共有6 条母线(母线1、母线2… 母线6),6个端口(端口T1、端口T2…端口 T6),其中,中压交流母线的电压等级为10kV,中压 直流母线的电压等级为 $\pm 1.5\text{kV}$,线路I、线路II、线路IV、线路V和线路VI为交流线路,线 路IV为 直流线路。交流侧与大电网相连接,包含风力发电机、微型燃气轮机、交流 负荷和 交流侧储能系统,分布式电源与负荷通过交流变压器与中压交流母线 相连接;直流侧包含 光伏发电系统、直流负荷和直流侧储能系统,分布式电 源与负荷通过直流变压器(DC/DC1 和DC/DC2)与中压直流母线相连接。交流侧 和直流侧通过两个交直流双向换流器 (interlinking converter, ILC1与 ILC2)相连接。

[0044] 端口T2和T3为直流端口,端口T2接有储能系统和直流负荷,端口T3 接有光伏发电 系统和直流负荷,端口T2和T3的功率流动为双向的。端口 T4、T5和T6是交流端口,其中端口 T4接有微型燃气轮机,端口T5接有储 能系统与交流负荷,端口T6接有风力发电机和交流负 荷,端口T4的功率流 动是单向的,端口T5和T6的功率流动为双向的。光伏发电系统并入直 流侧 可以省去DC/AC变换器和滤波装置,能够减少设备投入,风力发电机和微型 燃气轮机 通过全功率变频器(AC/DC/AC)接入微电网中,可以提高微网控制 的灵活性。微网中央控制 系统(MGCC Microgrid Coordination Control System)为交直流混合微电网运行控制和 优化运行的中枢,负责实现微电网 的经济高效运行和分布式电源的协同控制等。

[0045] 该环状交直流混合微电网能量管理策略采用分层式控制,并分为两层控 制结构。 上层控制包括中央控制器(MGCC, Microgrid Coordination Control System),实时接受系 统采集的微电网信息,包括分布式电源信 息、储能充放电状态以及功率变换器的传输功 率、负荷状态、交直流母线电 压以及频率状态等,并指定各个单元的控制策略、实现系统功 率协调分配以 及系统在不同运行模式之间无缝切换等;本地控制包括微源控制器和负荷控 制器,根据交直流母线电压和交流侧频率的变化协调各个换流器的控制策 略,负责系 统实时功率平衡等。

[0046] 该环状交直流混合微电网的直流侧采用电压分层控制策略,根据直流母 线电压 的状态分为两层控制,在不同的控制层中通过合理协调交直流双向换 流器和直流侧储能 系统的工作模式使微网在不同工况下都能稳定运行。每层 控制中至少有一端换流器根据 功率-电压下垂特性控制中压直流母线电压的稳定。如图3所示,根据中压直流母线电压的 变化量 $|\Delta U_{dc}|$ 分为两层控制, U_t 为 电压分层控制的门槛电压(选取为 $\pm 0.02U_{dc}$), $S=1$ 表示 由ILC1与ILC2稳 定中压直流母线电压, $S=2$ 表示由储能#2稳定中压直流母线电压。在控制 模式 $S=1$ 与 $S=2$ 之间的切换点处采用电压滞环控制,避免换流器工作方式的频 繁切换。直流侧下垂特性如图4所示,在不同电压控制层的下垂特性图, U_{dc_G} 和 U_{dc_B} 分别双向换流器 和储能#2的直流电压,图中变量采用标么值给 出。电流为正表示双向换流器或储能#2向直 流侧注入功率。ILC1与ILC2均 分所需要承担的功率。ILC1与ILC2的下垂系数分别为 1.67MW/kV ,均分所 需要承担的功率,储能#2的下垂系数为 1MW/kV 。ILC1与ILC2在功率-电 压下垂控制中电压达到 $0.98U_{dc}$ 或 $1.02U_{dc}$ 时,允许传输的最大有功功率为 0.1MW ,采用定功 率控制策略时,额定传输有功功率为 0.2MW 。

[0047] 该环状交直流混合微电网的交流侧采用下垂控制策略,当交直流混合微电网孤岛运行时,微燃机作为主电源为微网提供稳定的电压和频率,微燃机采用P-f,Q-U的下垂控制策略,P-f下垂控制的下垂系数为1MW/Hz,Q-U下垂控制的下垂系数为0.15MW/kV。当微燃机的调节作用有限,交流侧频率大于 $\pm 0.2\text{Hz}$ 时,交流侧储能切换至P-f,Q-U下垂控制,消纳或补充微电网内剩余或缺失的功率,P-f下垂控制的下垂系数为0.6MW/Hz,Q-U下垂控制的下垂系数为0.15MW/kV。当频率恢复至正常值时,交流侧储能切换至定功率控制,接受上层控制下发的功率指令。

[0048] 该环状交直流混合微电网的系统级控制中,中央控制器采用的微电网协调控制系统(MGCC, Microgrid Coordination Control System)是微网运行控制的中枢。如图5所示,MGCC检测来自光伏发电系统、风力发电机、微型燃气轮机、储能系统和负荷的实时数据,对交直流混合微电网内各单元进行统一监视和控制,做出决策后通过通信线路设置各换流器的控制模式,并给底层控制发出指令,使各换流器协调工作在各种工作模式下,实现源、储、网、荷的控制模式的协同控制,维持交直流混合微电网的稳定运行。

[0049] 如图6所示,一种环状交直流混合微电网孤岛运行时的多模式协调控制方法,当交直流混合微电网在孤岛运行时,没有大电网的支撑作用,微型燃气轮机作为主电源为交直流混合微电网提供稳定的电压和频率。首先由本地控制监测中压直流母线电压 U_{dc} 与交流侧频率 f ,并将协调控制流程分为四种运行模式。

[0050] Mode1模式,系统正常运行时工作在Mode1模式,微燃机采用P-f,Q-U下垂控制稳定交流侧的电压和频率,直流侧两端的双向换流器(ILC1和ILC2)采用功率-电压的下垂控制稳定中压直流母线电压。风力发电机与光伏发电系统工作在最大功率跟踪模式以充分利用可再生能源。储能#1和储能#2采用定功率控制,功率参考值由上层控制系统给定,微电网的能量管理系统将储能的充放电功率和荷电状态维持在正常范围内。

[0051] Mode2模式:当直流侧中压直流母线电压值越限(电压波动大于 $\pm 0.02 U_{dc}$),但交流侧频率稳定时,ILC1与ILC2双向换流器达到下垂控制传输功率的限值100kW。直流侧的本地控制监测到中压直流母线电压越限时,储能#2切换至功率-电压的下垂控制来稳定中压直流母线电压。混合微电网的能量管理系统监测储能#2的荷电状态与充放电功率,当储能#2荷电量较低或放电功率较大时,直流侧功率缺额严重,此时ILC1与ILC2切换至定功率控制,向直流侧补充缺额的功率;当储能#2荷电量较高或充电功率过大时,直流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,将光伏切换至降功率运行状态,减少直流侧的发电功率。

[0052] Mode3模式,当交流侧频率越限(频率波动大于 $\pm 0.2\text{Hz}$),但直流侧中压直流母线电压稳定时。交流侧本地控制监测到频率越限时,储能#1切换至P-f,Q-U的下垂控制,当交流侧频率超过上限时,储能#1充电以消纳交流侧过剩的功率,当交流侧频率低于下限时,储能#1放电以补充交流侧缺额的功率。混合微电网的能量管理系统监测储能#1的荷电状态和充放电功率,当储能#1的荷电状态较低或放电功率较大时,交流侧功率缺额严重,此时提高储能#2的放电功率。由于ILC1与ILC2采用功率-电压下垂控制,当增加储能#2的放电功率时,中压直流母线电压升高,ILC1与ILC2由直流侧向交流侧传输功率,此时直流侧的剩余功率可以补充交流侧缺额的功率;当储能#1的荷电状态较高或充电功率过大时,交流侧功率过剩严重,能量管理系统下发控制指令,调节风力发电机桨距角,将风机切换至

降功率运行。

[0053] Mode4模式,在此模式中,具体再分为四种情况进行讨论:

[0054] a) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率高于50.2HZ 时,混合微电网内的风光资源丰富,可再生能源发电充足,考虑将微燃机退出运行。此时储能#1切换至P-f,Q-U的下垂控制稳定交流侧的电压和频率,储能#2切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压。

[0055] b) 当直流侧中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$,且交流侧频率低于49.8HZ 时,混合微电网内直流侧功率过剩严重,交流侧功率缺额严重。此时储能#2 切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,储能#1切换至P-f,Q-U 的下垂控制稳定交流侧电压和频率,ILC1与ILC2切换至定功率控制,接受 上层控制下发的功率控制指令,由直流侧向交流侧输送功率,维持交直流两 侧的功率平衡。

[0056] c) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率高于50.2HZ 时,混合微电网内直流侧功率缺额严重,交流侧功率过剩严重。此时同样使 储能#2和储能#1分别维持中压直流母线电压与交流侧频率,ILC1与ILC2由 交流侧向直流侧输送功率。

[0057] d) 当直流侧中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$,且交流侧频率低于49.8HZ 时,此时混合微电网中发电功率已经不足,按照负荷的优先级切除部分负 荷。

[0058] 如图7所示,一种环状交直流混合微电网并网运行时的多模式协调控制 方法,当交直流混合微电网在并网运行时,由于有大电网的支撑作用,交流 侧的电压和频率与大电网保持一致。交流侧负荷可由分布式电源与大电网共 同提供稳定的电能。首先由本地控制监测中压直流母线电压,并根据母线电 压是否越限的情况分为两种模式:

[0059] Mode1模式,系统正常运行时工作在Mode1模式,大电网为交流侧提供 稳定的电压和频率,ILC1与ILC2采用功率-电压下垂控制稳定中压直流母线 电压,风力发电机与光伏发电系统采用最大功率跟踪控制。交直流两侧的储 能系统与微燃机作为微网内可控的分布式电源采用定功率控制,接受上层控 制下发的功率控制指令。

[0060] Mode2模式,当直流侧中压直流母线电压越限时(电压波动大于 $\pm 0.02 U_{dc}$),ILC1 与ILC2的稳定中压直流母线电压的能力受限,储能#2切换至功 率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压。此时混合微电网的能量管理系统监 测储能#2的充放电功率和荷电状态,当储能#2荷电量较低或放电功率较大 时,直流侧功率缺额严重,ILC1与ILC2切换至定功率控制,由交流侧向直 流侧传输功率以补充直流侧缺额的功率;当储能#2的荷电状态较高或充 电功 率较大时,直流侧功率过剩严重,光伏切换至限功率运行控制,减少直流侧 的发电功率。

[0061] 实施例2:由于并网运行协调控制方法中各换流器控制策略的切换过程 在孤岛运行协调控制方法中有所包含,所以本发明只进行了孤岛运行时的仿 真验证。

[0062] 系统仿真参数如表1所示。交流线路采用PSCAD模型库中PI线路段进行 模拟,直流线路使用电阻与电抗的串联进行模拟,线路I、线路II...线路VI 的长度均为0.5km,线路参数如表2所示。本文规定储能系统放电功率为 正,交直流双向换流器由交流向直流侧传输功率为正。

[0063] 表1交直流混合微电网系统仿真参数

	仿真参数	数值
	中压交流母线额定电压	10kV
	交流侧额定频率	50HZ
	中压直流母线额定电压	3kV(±1.5kV)
[0064]	储能#1 的最大充放电功率	150kW
	储能#1 的荷电状态限值	30%—80%
	储能#1 的容量	1MWh
	储能#2 的最大充放电功率	150kW
	储能#2 的荷电状态限值	30%—80%
	储能#2 的容量	2.5MWh
	光伏发电系统额定有功功率	1200kW
	风力发电机额定有功功率	600kW
[0065]	微型燃气轮机额定有功功率	900kW
	ILC1 与 ILC2 的额定最大传输有功功率	200kW

[0066] 表2线路阻抗参数

	线路参数	数值
	交流线路电阻参数（正序）	0.64E-4(ohm/m)
	交流线路电阻参数（零序）	2E-4(ohm/m)
	交流线路电感参数（正序）	0.12E-4(ohm/m)
[0067]	交流线路电感参数（零序）	0.4E-3(ohm/m)
	交流线路电容参数（正序）	1e20(Mohm*m)
	交流线路电容参数（零序）	1e20(Mohm*m)
	直流线路电阻参数	0.075(ohm/km)
	直流线路电感参数	0.1(mH/km)

[0068] 孤岛Mode1模式仿真分析

[0069] 初始状态时,光照强度为800W/m²,温度为25℃,风速为9.65m/s。光伏出力850kW,风机出力为400kW。交流负荷1为600kW,交流负荷为500kW。直流负荷1为150kW,直流负荷2为350kW,直流负荷3为400kW。

[0070] 微燃机采用P-f,Q-U下垂控制,输出功率为650kW。交直流两侧的储能系统进行充放电管理,储能#1放电功率100kW,储能#2放电功率60kW。仿真结果如图8所示,储能#1与储能#2放电功率为正,双向换流器ILC1与ILC2由交流侧向直流侧传输功率为正。在t=4.5s

时,光照强度降低至700W/m²,光伏出力减小至750kW,中压直流母线电压由2.99kV降低至2.967kV,ILC1与ILC2根据下垂特性分别由交流侧向直流输送功率55kW,交流侧频率降低至49.88HZ,此时微燃机根据下垂特性增加出力至730kW。 $t=6.5s$ 时,风速增加至10.7m/s,风机出力增加至500kW,交流侧频率升高至49.97HZ,此时微燃机出力降低至640kW。交直流混合电网孤岛运行时,微燃机为混合微电网的交流侧提供稳定额定的电压和频率,双向换流器ILC1与ILC2将中压直流母线电压稳定在 $\pm 1.5kV$,直流变压器DC/DC1将负荷侧直流母线电压稳定在 $\pm 0.4kV$,DC/DC2将光伏侧直流母线电压稳定在 $\pm 0.75kV$ 。由于拓扑中直流线路Ⅲ的长度较短,直流母线2和直流母线3的电压近似相等,ILC1与ILC2的交换功率也近似相等。

[0071] 孤岛Mode2模式仿真分析

[0072] Mode2运行模式中,直流侧的中压直流母线电压值越限,但交流侧频率稳定,首先应充分利用直流侧的协调控制稳定直流侧母线电压,当直流侧调节能力不佳时,加强交流侧对直流侧的调节作用。

[0073] 仿真工况1:中压直流母线电压高于 $1.02U_{dc}$ 的情况

[0074] 初始状态时,光照强度为750W/m²,温度为25℃,风速为9.15m/s。此时光伏出力800kW,风机出力为330kW。交流负荷1为610kW,交流负荷2为400kW。直流负荷1为150kW,直流负荷2为250kW,直流负荷3为370kW。微燃机输出有功为650kW,储能#1放电功率80kW,储能#2充电功率30kW。仿真结果如图9所示, $t=3.5s$ 时,光照增加至890W/m²,光伏出力增加至850kW,中压直流母线电压上升至3.03kV,ILC1与ILC2换流器分别向直流侧传输功率50kW。 $t=4s$ 时,光照增加至940W/m²,光伏出力增加至1000kW,中压直流母线电压继续上升至3.05kV,ILC1与ILC2换流器分别向交流侧传输的功率增加至75kW; $t=4.5s$ 时,直流负荷3减少至220kW,ILC1与ILC2换流器向交流侧传输的功率继续增加,并达到下垂控制传输功率的限值100kW,中压直流母线电压上升至3.07kV,当电压值超过3.06kV时,储能#2切换至功率-电压下垂控制并开始充电,消纳直流侧剩余功率; $t=6s$,直流负荷2减少至200kW,储能#2继续充电,并达到最大充电功率150kW,中压直流电压上升至3.12kV,此时直流侧功率过剩严重;混合微电网的能量管理系统在 $t=7.5s$ 时将光伏切换至限功率控制,功率参考值为860kW,储能#2充电功率降低至100kW,中压直流母线电压降低至3.07kV。当ILC1与ILC2双向换流器消纳直流侧剩余功率时,功率由直流侧向交流侧传输,交流侧频率上升,微燃机输出功率降低。

[0075] 仿真工况2:中压直流母线电压低于 $0.98U_{dc}$ 的情况

[0076] 初始状态时,光照强度为800W/m²,温度为25℃,风速为9.90m/s。此时光伏出力850kW,风机出力为450kW。交流负荷1为605kW,交流负荷2为400kW。微燃机输出有功为515kW,直流负荷1为150kW,直流负荷2为250kW,直流负荷3为400kW。储能#1放电功率100kW,储能#2充电功率60kW。仿真结果如图10所示, $t=3.5s$ 时,直流负荷1增加至300kW,中压直流母线电压降低至2.96kV,双向换流器ILC1与ILC2根据下垂特性分别向直流侧传输功率75kW; $t=4.5s$ 时,直流负荷3上升至600kW,ILC1与ILC2向直流侧传输的功率达到限值100kW,中压直流母线电压降低至2.92kV,储能#2切换至功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压,并开始放电来补充直流侧缺失的功率; $t=6s$ 时,光照强度降低至750W/m²,光伏出力降至800kW,储能#2继续放电并达到最大放电功率150kW,中压直流母线电压降低

至2.88kV。此时混合微电网的能量管理系统将ILC1与ILC2切换为定功率控制,参考功率分别为120kW,补充直流侧缺额的功率,中压直流母线电压恢复至2.90kV,直流侧储能放电功率减小至130kW。

[0077] 孤岛Mode3模式仿真分析

[0078] Mode3模式运行模式中,交流侧频率越限,但直流侧中压直流母线电压稳定,首先应充分利用交流侧的协调控制稳定交流侧频率,当交流侧调节能力不佳时,加强直流侧对交流侧的调节作用。

[0079] 仿真工况1:交流侧频率高于50.2HZ的情况

[0080] 初始状态时,光照强度为800W/m²,温度为25℃,风速为9.65m/s。此时光伏出力850kW,风机出力为400kW。交流负荷1为670kW,交流负荷2为350kW。直流负荷1为200kW,直流负荷2和直流负荷3分别为350kW。微燃机输出有功为600kW,储能#1放电功率100kW,储能#2充电功率30kW。仿真结果如图11所示,t=3.5s时,风速增加至10.7m/s,风机出力增加至500kW,交流侧频率上升至50.09HZ。t=4.5s时,直流负荷2下降至150kW,交流侧频率超过50.2HZ,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制,并开始充电,当频率恢复至正常值时,储能#1切换为定功率控制,功率参考值为放电90kW。t=6s时,交流负荷1降至470kW,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制继续充电,并达到最大充电功率150kW,交流侧频率上升至50.32HZ。t=7s时,混合微电网的能量管理系统下发控制指令,将风机切换至降功率运行状态,功率参考值为350kW,此时交流侧频率降低至50.18HZ,储能#1的充电功率降低至120kW。

[0081] 仿真工况2:交流侧频率低于49.8HZ的情况

[0082] 初始状态时,光照强度为800W/m²,温度为25℃,风速为9.65m/s。光伏出力850kW,风机出力为400kW。交流负荷1为550kW,交流负荷2为450kW,直流负荷1为200kW,直流负荷2为250kW,直流负荷3为350kW。微燃机输出有功为600kW,储能#1放电功率20kW,储能#2充电功率40kW。仿真结果如图12所示,t=3.5s时,交流负荷2增加至600kW,微燃机根据下垂特性增加出力,交流侧频率降低至49.9HZ;t=4.5s时,风速减小至8.55m/s,风机出力降低至250kW,交流侧频率继续降低至49.8HZ时,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制,放电功率增加,当频率恢复正常时,储能#1切换为定功率控制,功率参考值为放电80kW;t=6s时,交流负荷1增加至650kW,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制并继续充电,达到最大放电功率150kW时,交流侧频率降低至49.75HZ。t=7s时,混合微电网的能量管理系统下发控制指令,增加储能#2的放电功率,中压直流母线电压升高,直流侧的剩余功率通过ILC1与ILC2向交流侧传输,补充交流侧缺额的功率,交流侧频率恢复至49.9HZ。

[0083] 孤岛Mode4模式仿真分析

[0084] Mode4模式运行模式中,直流侧中压直流母线电压与交流侧频率都不稳定,此时协调控制策略应当充分利用微网内可再生能源,并发挥交直流两侧的互补能力,维持全网的功率平衡。

[0085] 仿真工况1:中压直流母线电压高于1.02U_{dc}且交流侧频率高于50.2HZ

[0086] 初始状态时,光照强度为850W/m²,温度为25℃,风速为9.90m/s。光伏出力900kW,风机出力为450kW。交流负荷1为550kW,交流负荷2为400kW,微燃机输出有功为450kW。直流负荷1为200kW,直流负荷2为200kW,直流负荷3为300kW。储能#1充电功率100kW,储能#2充电功率50kW,中压直流母线电压为3.05kV,交流侧频率为50.15HZ。仿真结果如图13所示,

$t=5\text{s}$ 时,光照强度增加至 $1050\text{W}/\text{m}^2$,风速增加至 $10.42\text{m}/\text{s}$,光伏出力增加至 1100kW ,风机出力增加至 550kW 。中压直流母线电压上升至 3.10kV ,储能#2切换至功率-电压下垂控制,充电运行以消纳直流侧剩余功率。交流侧频率上升至 50.28Hz ,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制,并且达到最大充电功率 150kW 。由于此时交直流混合微电网中风光资源丰富,风机与光伏出力较大,且直流侧功率过剩,可以考虑将微燃机退出运行,储能#1采用P-f,Q-U下垂控制为交流侧提供稳定的电压和频率,储能#2采用功率-电压下垂控制稳定中压直流母线电压。在 $t=7\text{s}$ 时,能量管理系统下达指令,将微燃机由P-f,Q-U下垂控制切换至定功率控制,功率参考值为0,减小微燃机退出运行时对系统造成的冲击。同时将ILC1与ILC2切换至定功率控制,功率参考值分别为向交流侧传输 150kW 。在 $t=7.5\text{s}$ 时,能量管理系统下达指令,断开微燃机的并网开关。此时交流侧频率降低至 50.16Hz ,直流侧电压降低至 3.07kV 。

[0087] 仿真工况2:中压直流母线电压高于 $1.02U_{\text{dc}}$ 且交流侧频率低于 49.8Hz

[0088] 初始状态时,光照强度为 $760\text{W}/\text{m}^2$,温度为 25°C ,风速为 $8.87\text{m}/\text{s}$ 。光伏出力 800kW ,风机出力为 290kW 。交流负荷1为 780kW ,交流负荷2为 450kW ,直流负荷1为 100kW ,直流负荷2为 250kW ,直流负荷3为 300kW 。微燃机输出有功为 760kW ,储能#1放电功率 100kW ,储能#2充电功率 50kW ,中压直流母线电压为 3.03kV ,交流侧频率为 49.84Hz 。仿真结果如图14所示, $t=4\text{s}$ 时,光照强度增加至 $950\text{W}/\text{m}^2$,光伏出力增加至 1000kW ,中压直流母线电压上升至 3.07kV ,储能#2切换至功率-电压下垂控制,并充电运行消纳直流侧剩余功率。 $t=5.5\text{s}$ 时,风机发生故障后退出运行,交流侧频率降低至 49.74Hz ,储能#1切换至P-f,Q-U下垂控制,并放电运行。 $t=7\text{s}$ 时,混合微电网的能量管理系统下发控制指令,将ILC1与ILC2切换至定功率控制,由直流侧向交流侧传输功率,功率参考值分别为 150kW 。将直流侧剩余的功率通过ILC1与ILC2向交流侧输送,以补充交流侧缺额的功率,中压直流母线电压恢复至 3.05kV ,交流侧频率恢复至 49.82Hz 。当中压直流母线电压低于 $0.98U_{\text{dc}}$,且交流侧频率高于 50.2Hz 时,换流器控制策略的切换过程与仿真工况2类似。

[0089] 仿真工况3:中压直流母线电压低于 $0.98U_{\text{dc}}$ 且交流侧频率低于 49.8Hz

[0090] 初始状态时,光照强度为 $660\text{W}/\text{m}^2$,温度为 25°C ,风速为 $9.30\text{m}/\text{s}$ 。光伏出力 700kW ,风机出力为 350kW 。交流负荷1为 700kW ,交流负荷2为 500kW 。直流负荷1为 200kW ,直流负荷2为 300kW ,直流负荷3为 400kW 。微燃机输出有功为 750kW ,储能#1放电功率 100kW ,储能#2放电功率 100kW ,中压直流母线电压为 2.97kV ,交流侧频率为 49.86Hz 。仿真结果如图15所示, $t=4\text{s}$ 时,光照强度降低至 $470\text{W}/\text{m}^2$,光伏出力减小至 500kW ,中压直流母线电压下降至 2.85kV ,储能#2切换至功率-电压下垂控制,并放电运行补充直流侧缺额功率,此时双向换流器ILC1与ILC2向直流输送功率达到下垂控制的功率限值 100kW 。 $t=4.5\text{s}$ 时,风速降低至 $8.53\text{m}/\text{s}$,风机出力减小至 250kW ,交流侧频率继续降低至 49.75Hz ,此时中压直流母线电压与交流侧频率都处于较低的状态,混合微电网的能量管理系统下发控制指令,根据负荷优先级,将部分负荷切除。在 $t=6\text{s}$ 时,将直流负荷3切除 100kW ,交流负荷1切除 150kW ,此时中压直流母线电压恢复至 2.92kV ,交流侧频率恢复至 49.89Hz 。

[0091] 最后需要指出的是:以上实施例仅用以说明本发明的技术方案,而非对其限制。尽管参照前述实施例对本发明进行了详细的说明,本领域的普通技术人员应当理解:其依然可以对前述各实施例所记载的技术方案进行修改,或者对其中部分技术特征进行等同替换;而这些修改或者替换,并不使相应技术方案的本质脱离本发明各实施例技术方案的范围。

精神和范围。

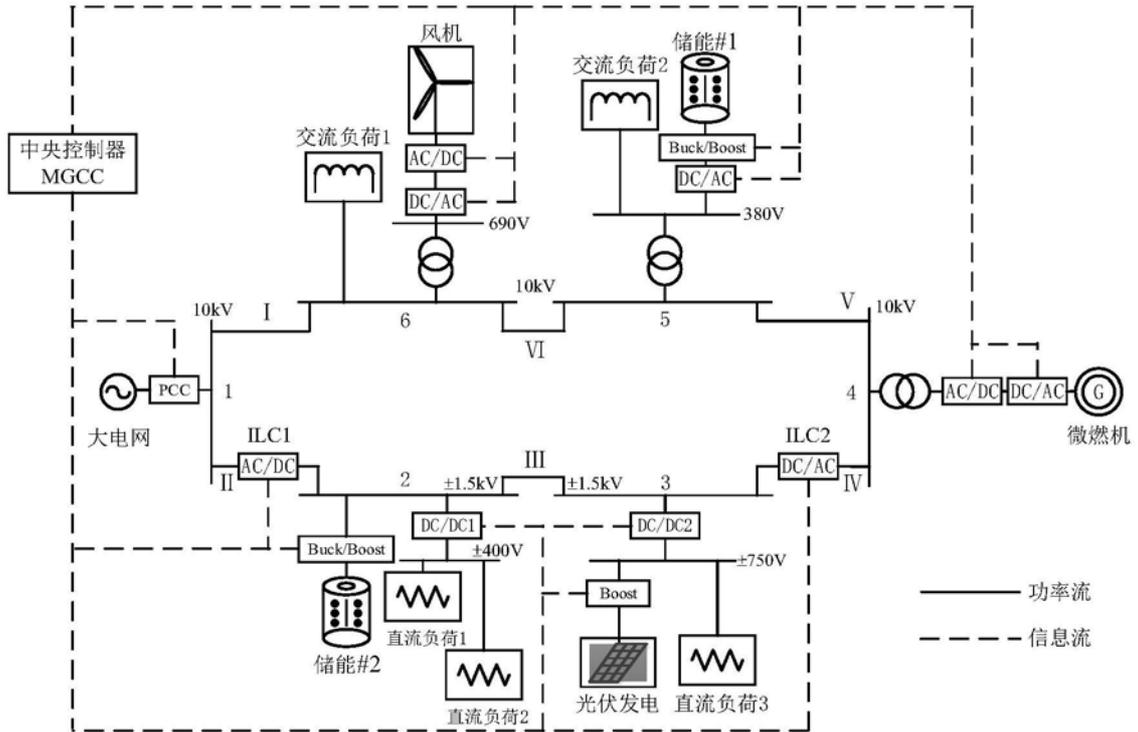


图1

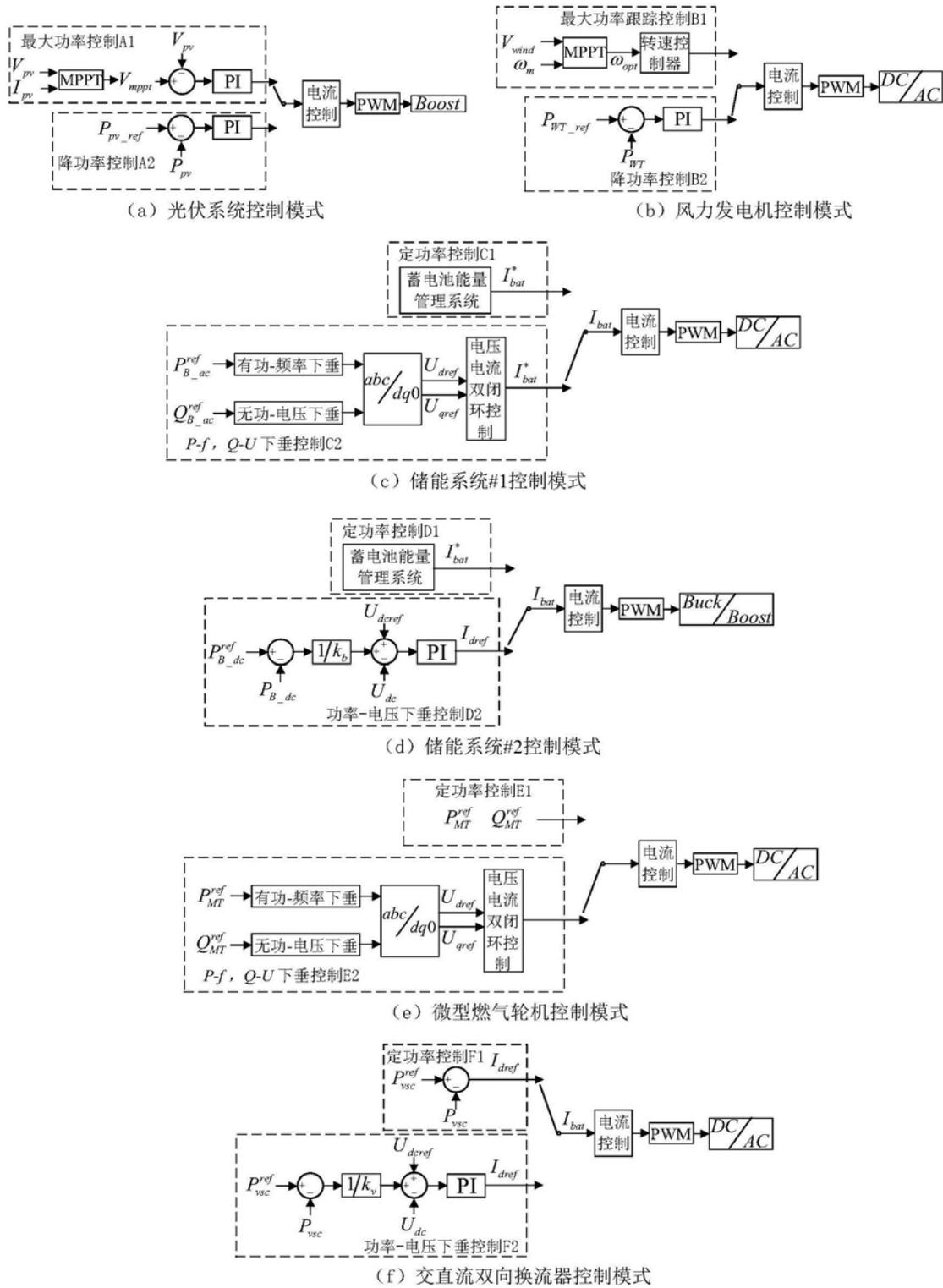


图2

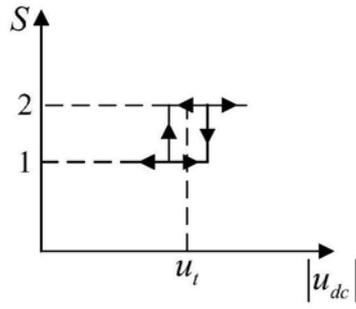


图3

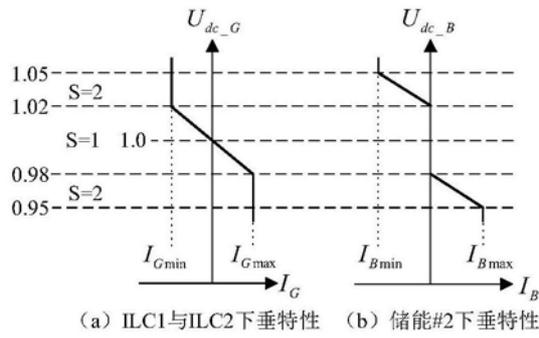


图4

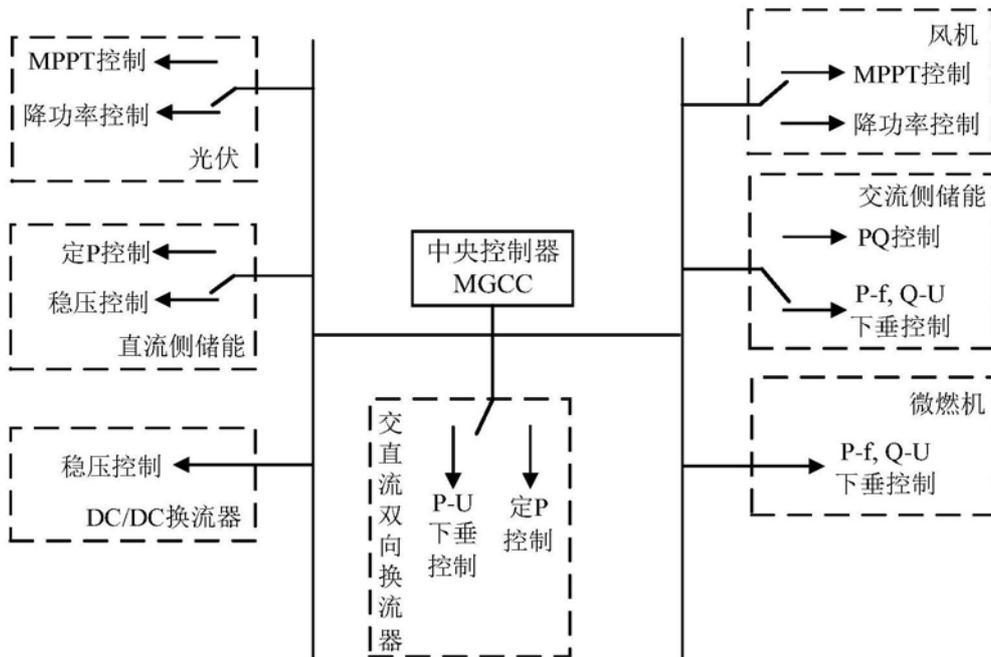
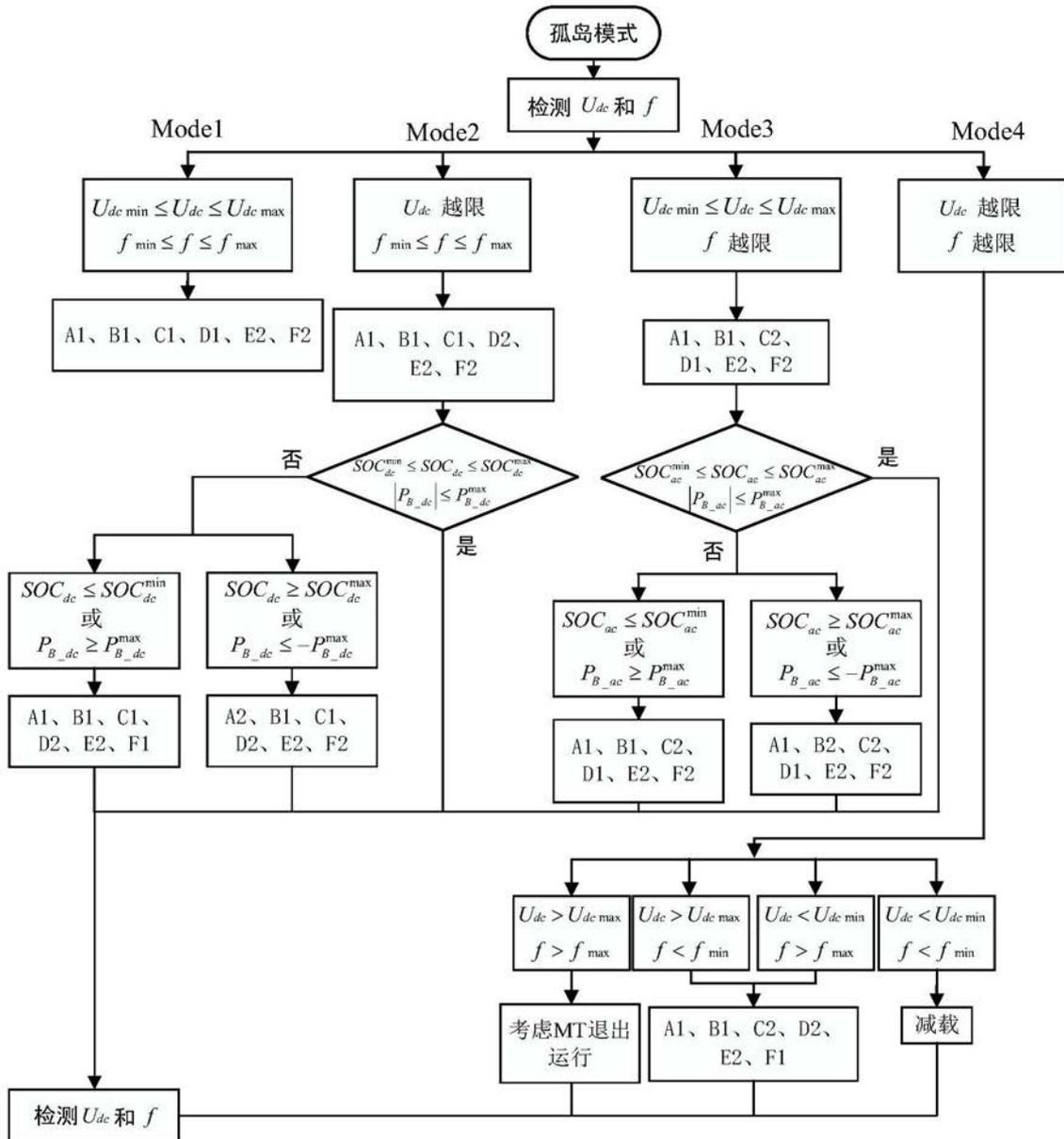
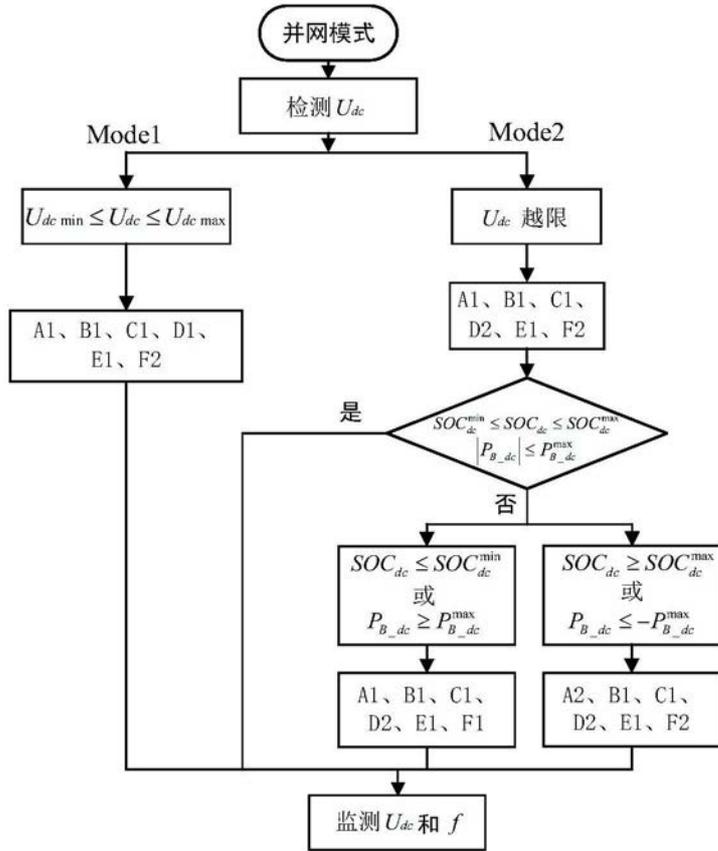


图5



- | | | |
|-------------------|---------------------|------------------------|
| A1: 光伏最大功率跟踪控制 | B1: 风机最大功率跟踪控制 | C1: 储能#1定功率控制 |
| A2: 光伏降功率控制 | B2: 风机降功率控制 | C2: 储能#1P-f, Q-U下垂控制 |
| D1: 储能#2定功率控制 | E1: 微燃机定功率控制 | F1: ILC1与ILC2定功率控制 |
| D2: 储能#2功率-电压下垂控制 | E2: 微燃机P-f, Q-U下垂控制 | F2: ILC1与ILC2功率-电压下垂控制 |

图6



- | | | |
|-------------------|---------------------|------------------------|
| A1: 光伏最大功率跟踪控制 | B1: 风机最大功率跟踪控制 | C1: 储能#1定功率控制 |
| A2: 光伏降功率控制 | B2: 风机降功率控制 | C2: 储能#1P-f, Q-U下垂控制 |
| D1: 储能#2定功率控制 | E1: 微燃机定功率控制 | F1: ILC1与ILC2定功率控制 |
| D2: 储能#2功率-电压下垂控制 | E2: 微燃机P-f, Q-U下垂控制 | F2: ILC1与ILC2功率-电压下垂控制 |

图7

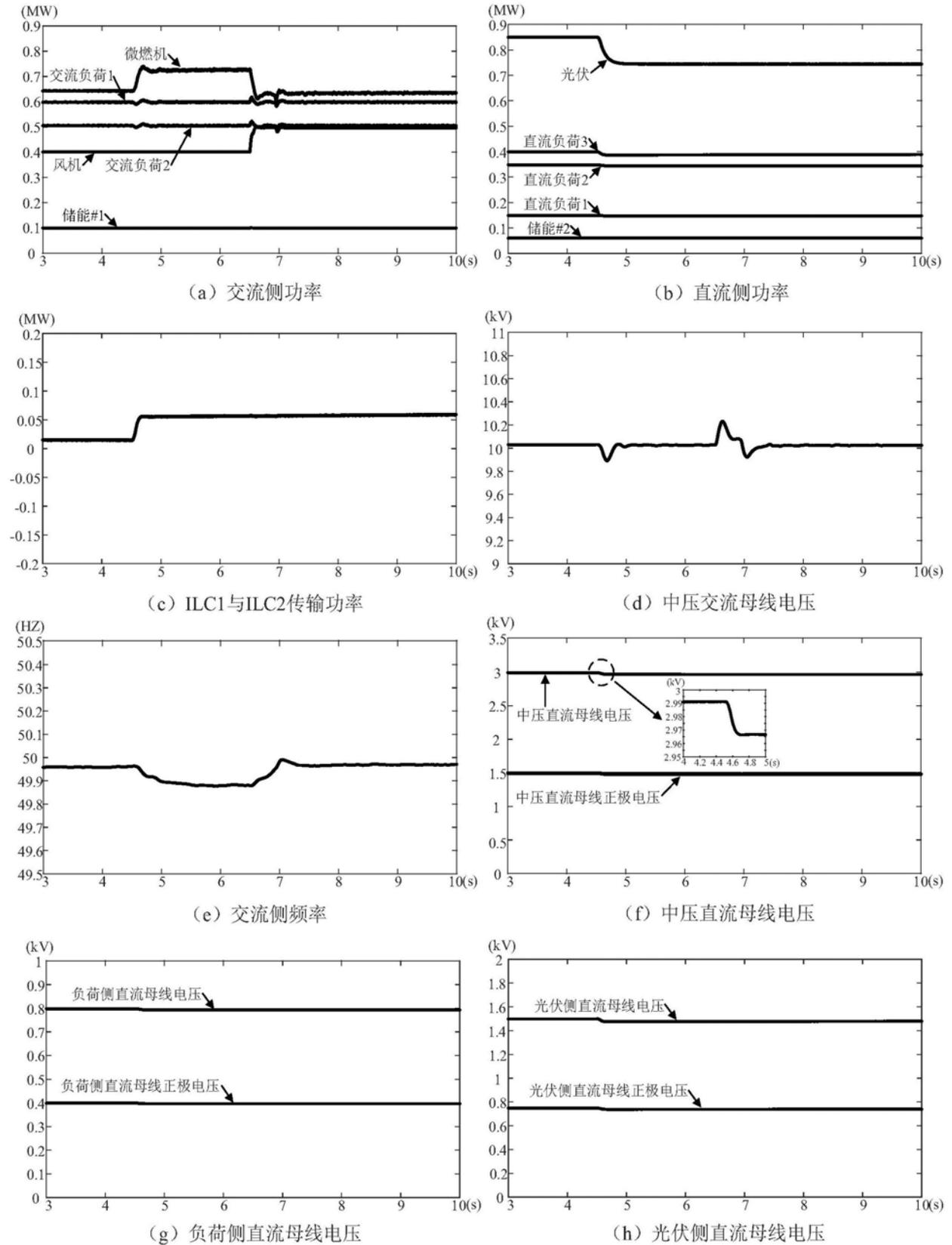


图8

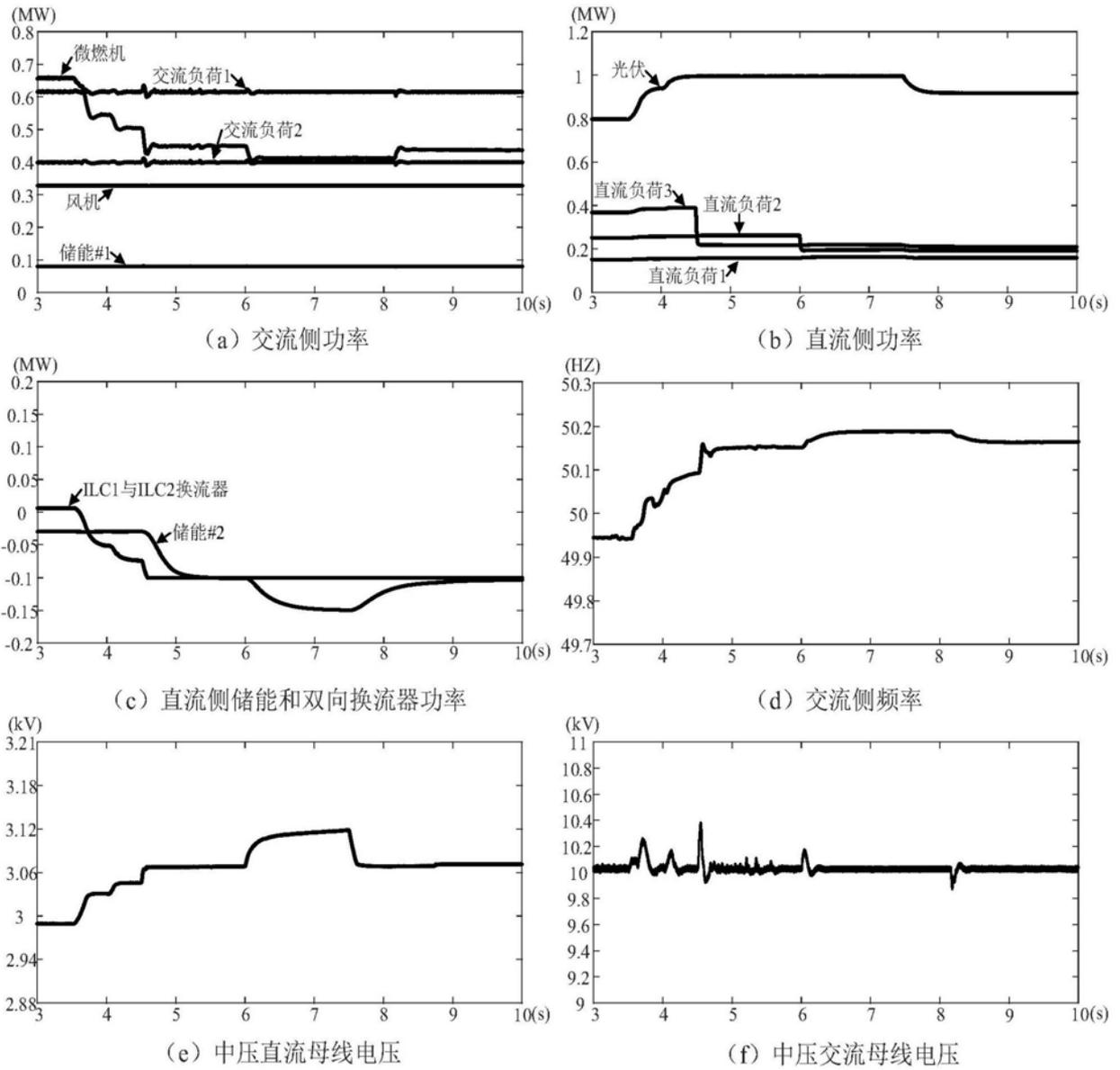


图9

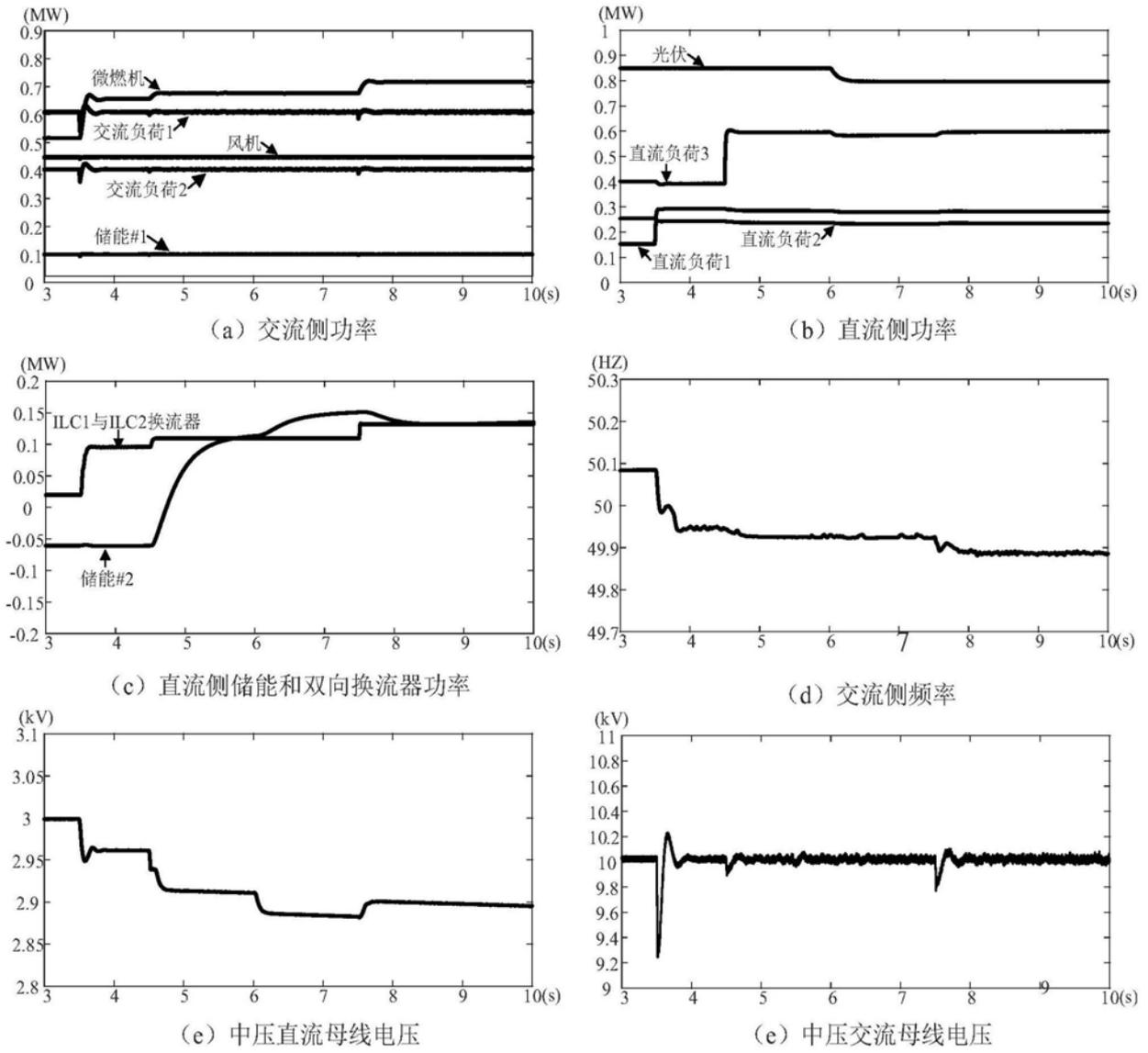


图10

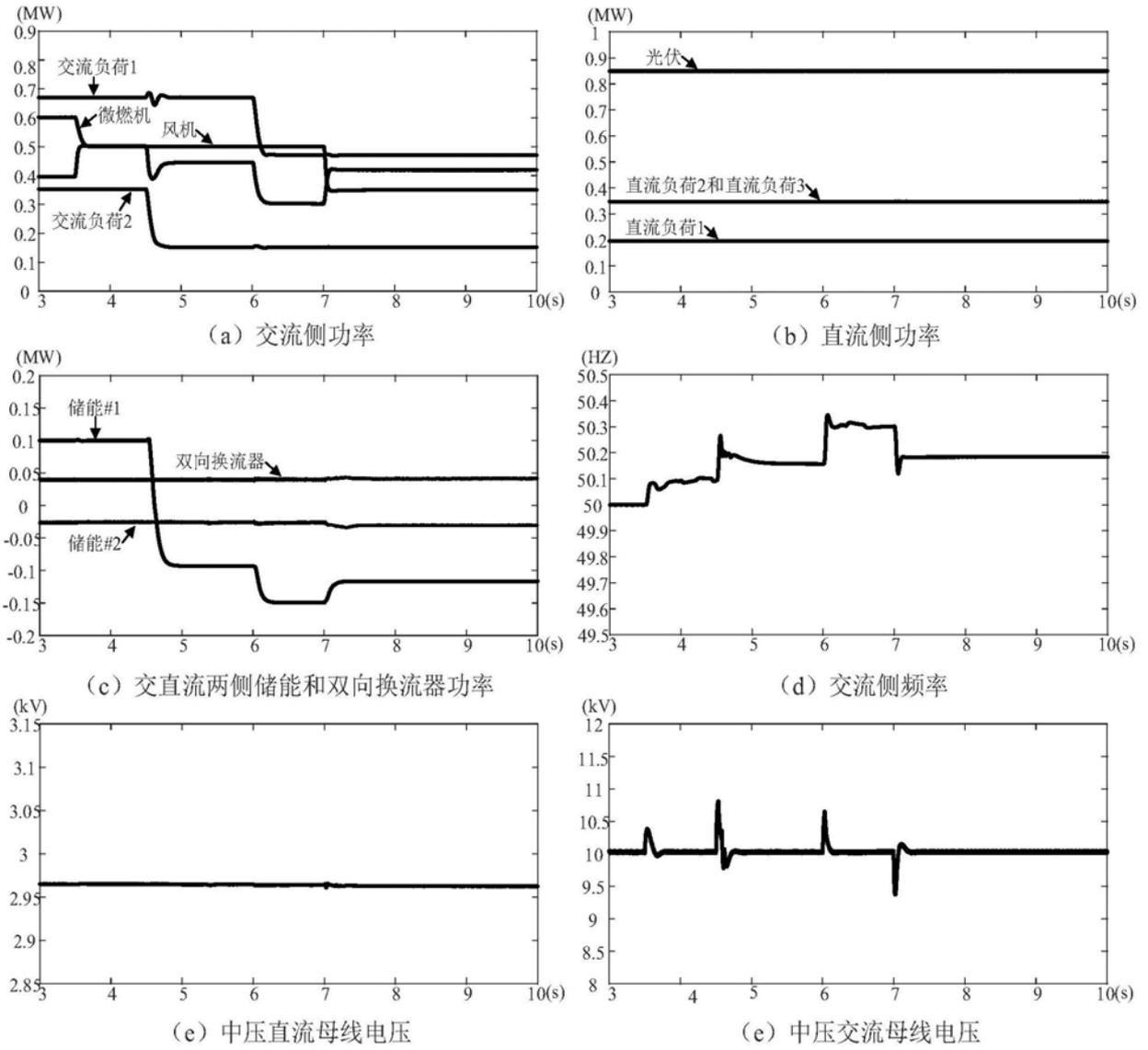


图11

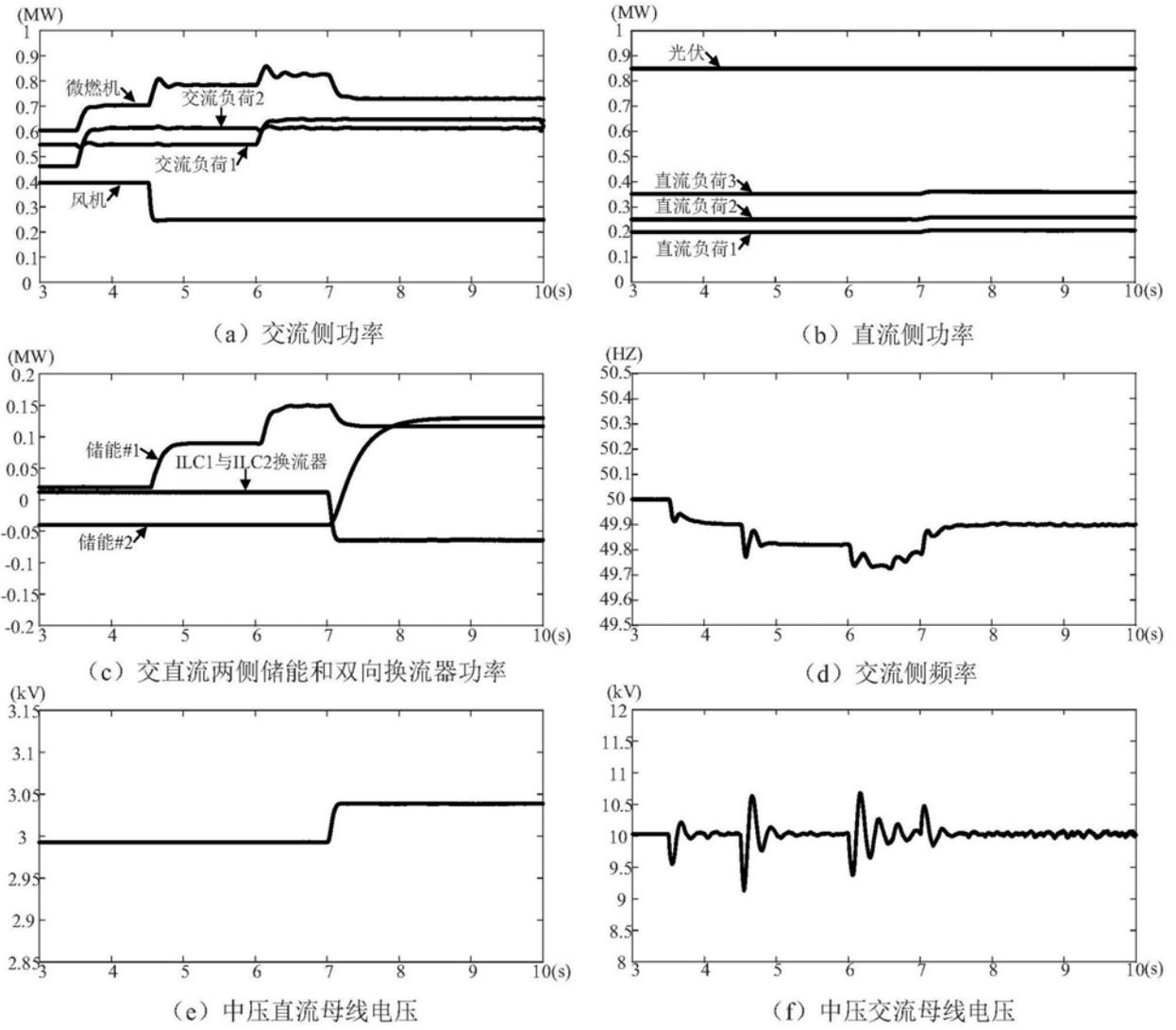


图12

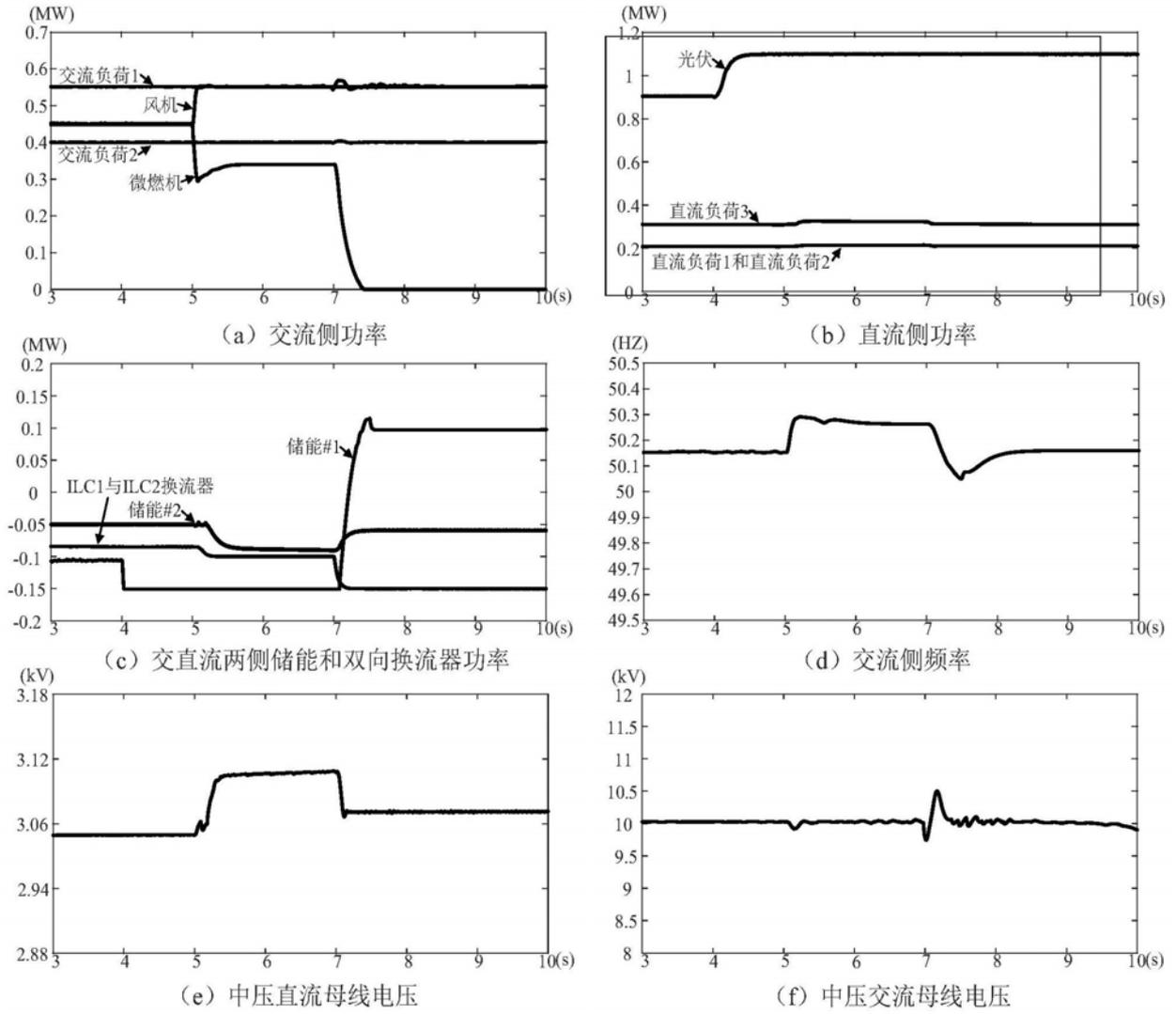


图13

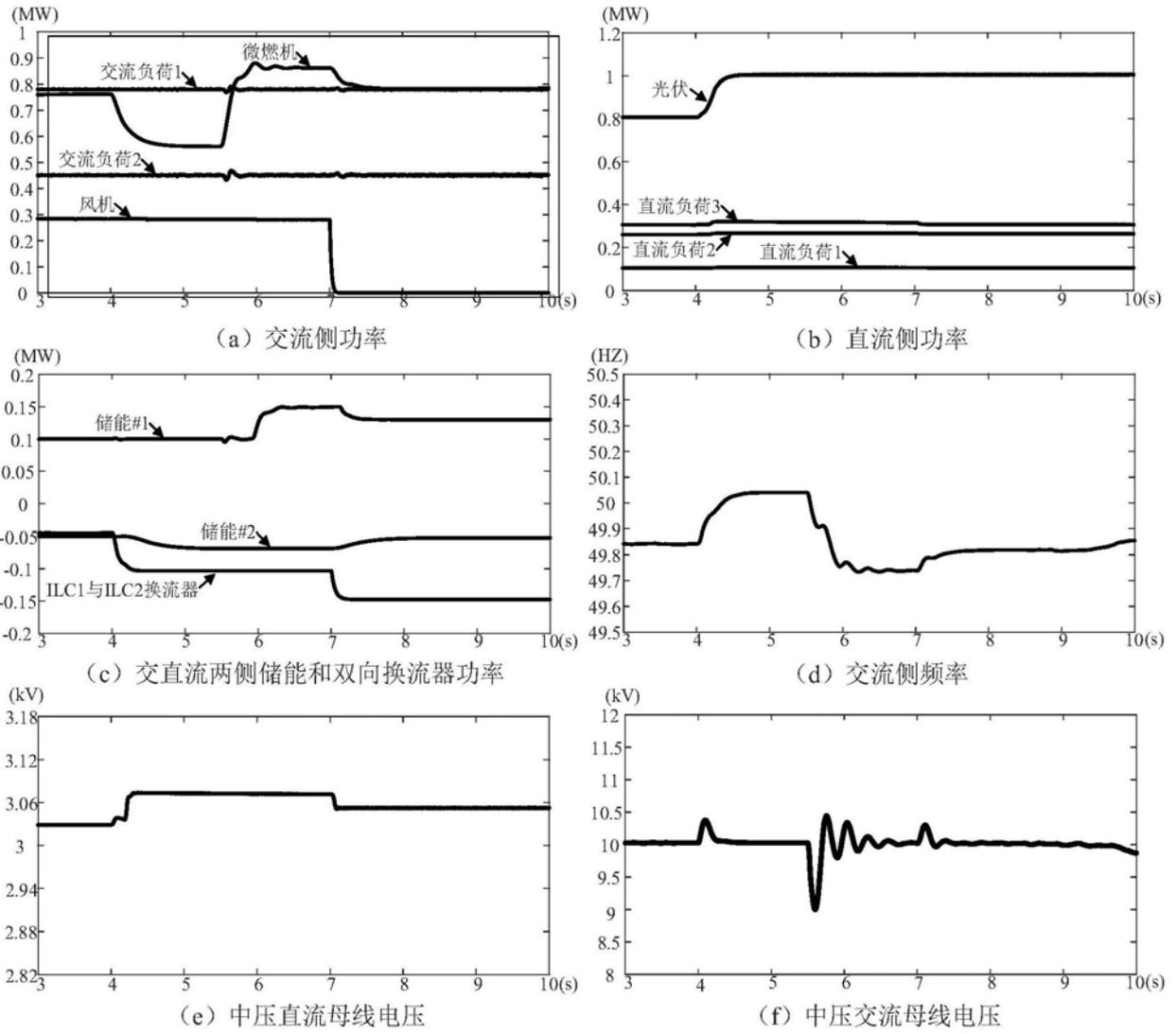


图14

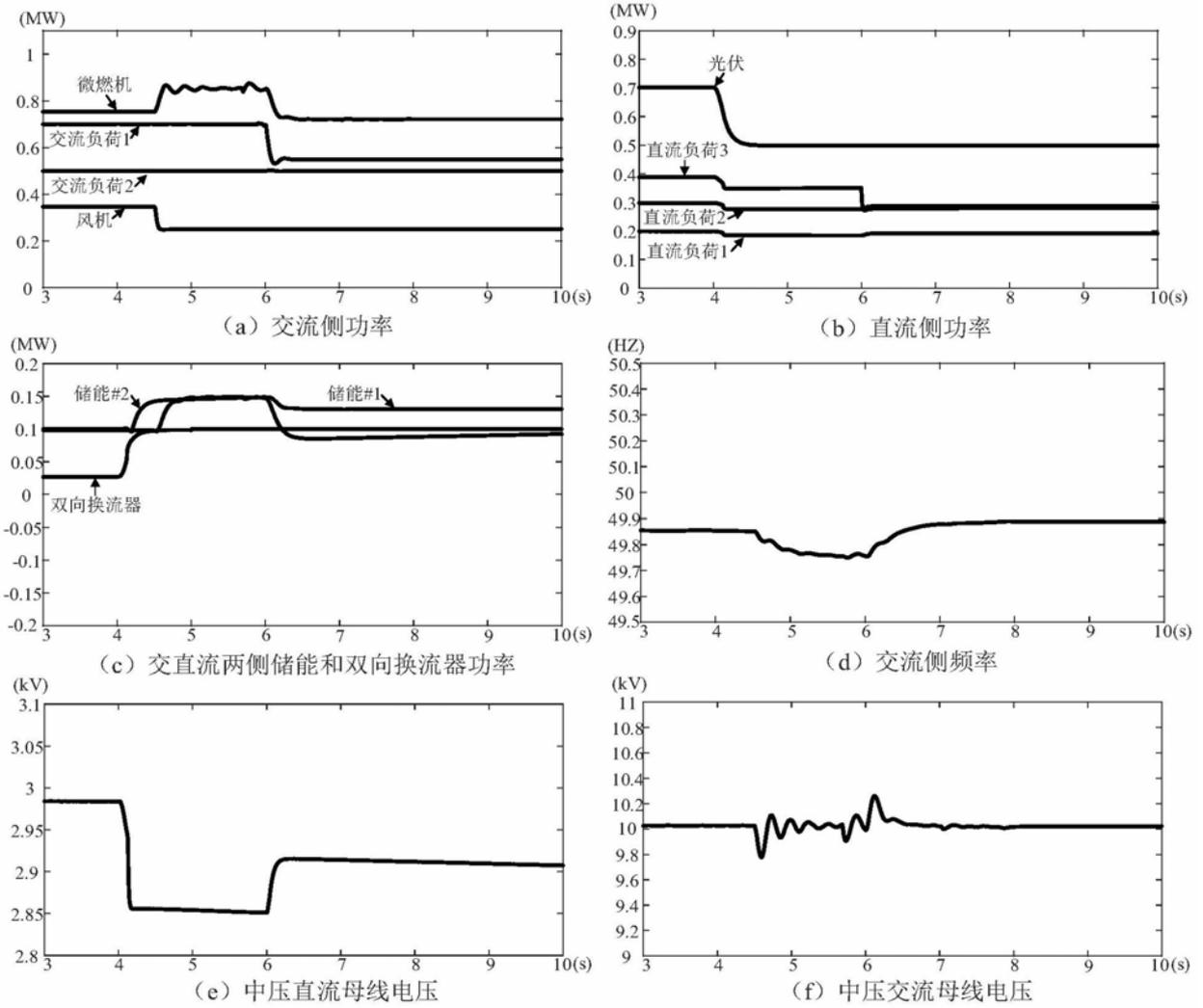


图15