



(10) 授权公告号 CN 119966004 B

(45) 授权公告日 2025.06.24

(21) 申请号 202510444001.3

许洵 敖禹琦 冯万里

(22) 申请日 2025.04.10

(74) 专利代理机构 武汉楚天专利事务所 42113

(65) 同一申请的已公布的文献号

专利代理师 孔敏

申请公布号 CN 119966004 A

(51) Int.Cl.

(43) 申请公布日 2025.05.09

H02J 3/48 (2006.01)

H02J 3/50 (2006.01)

H02J 3/32 (2006.01)

H02J 3/16 (2006.01)

H02J 3/26 (2006.01)

(73) 专利权人 湖北方源东力电力科学研究有限
公司地址 430077 湖北省武汉市武昌区徐东大
街344号7栋5单元701室专利权人 国网湖北省电力有限公司电力科
学研究院

(56) 对比文件

CN 111555328 A, 2020.08.18

CN 112531774 A, 2021.03.19

CN 119154291 A, 2024.12.17

(72) 发明人 游力 康逸群 冀肖彤 李喆

曹侃 柳丹 熊昊哲 蔡萱

胡雨宣 冯冰洋 熊亮雳 宿磊

李猎 江克证 胡畔 叶畅 熊平

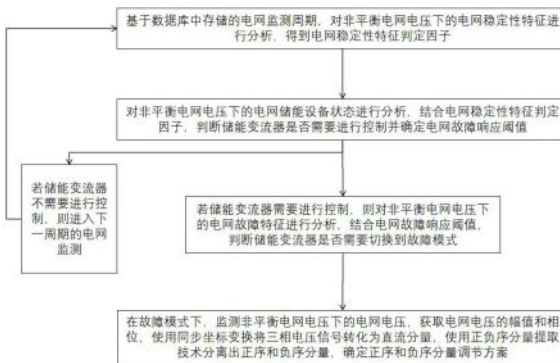
权利要求书4页 说明书13页 附图3页

(54) 发明名称

储能变流器在非平衡电网电压下的控制方
法及系统

(57) 摘要

本发明涉及储能变流器控制技术领域,具体公开储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法及系统,该方法包括:对非平衡电网电压下的电网稳定性特征及电网储能设备状态进行分析,判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式,同时使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案,本发明解决了传统的控制方法缺乏对不确定因素和动态环境的鲁棒性,且传统控制方法往往是固定的控制策略,难以根据电网条件变化进行自适应调节的问题,确保储能变流器的反应适应电网的变化情况,有效改善电网的电能质量。



1. 储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于,包括以下步骤:

基于数据库中存储的电网监测周期,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子;

基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到储能变流器控制判定因子,根据储能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值:

若储能变流器不需要控制,则进入下一周期的电网监测;

若储能变流器需要进行控制,则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式;

在故障模式下,监测非平衡电网电压下的电网电压,获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术从直流分量中分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案;

所述根据储能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值,具体分析过程为:

将储能变流器控制判定因子与数据库中存储的储能变流器控制判定阈值进行比较;

若储能变流器控制判定因子不低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器不需要控制,进入下一周期的电网监测;

若储能变流器控制判定因子低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器需要进行控制,将储能变流器控制判定因子存储为指定标签,将该指定标签与数据库中存储的各设定标签进行逐一比对,确定与该指定标签相同的设定标签,得到该设定标签在数据库中存储的对应的电网故障响应阈值。

2. 根据权利要求1所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子,具体分析过程为:

获取电网稳定性特征数据,电网稳定性特征数据具体包括电网电压不平衡度、电网电压跌落事件发生频率、电网电压波动频率;

基于获取的电网稳定性特征数据,综合分析得到电网稳定性特征判定因子,电网稳定性特征判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

3. 根据权利要求1所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到储能变流器控制判定因子,具体包括:

获取电网储能设备状态数据,电网储能设备状态数据具体包括电池容量与额定容量的比值、电池充放电累计循环次数、储能变流器输出功率因数;

基于获取电网储能设备状态数据,结合电网稳定性特征判定因子,综合分析得到储能变流器控制判定因子,储能变流器控制判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

4. 根据权利要求1所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述储能变流器控制判定因子,具体分析过程为:

$$\beta = \frac{\lg(1+rl*\sigma_1)+(ys*\sigma_3+1)^2}{\sqrt{xh*\sigma_2+1}} + \alpha;$$

式中, β 为储能变流器控制判定因子, α 为电网稳定性特征判定因子, rl 为电池容量与额定容量的比值, xh 为电池充放电累计循环次数, ys 为储能变流器输出功率因数, σ_1 为设定的 rl 的补偿因子, σ_2 为设定的 xh 的补偿因子, σ_3 为设定的 ys 的补偿因子。

5. 根据权利要求1所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,具体分析过程为:

获取电网故障特征数据,电网故障特征数据具体包括电网电压跌落持续时间、电网谐波总畸变率、电网电压骤升值与额定电压比值;

基于获取的电网故障特征数据,综合分析得到电网故障响应因子,电网故障响应因子作为判断储能变流器是否需要切换到故障模式的分析依据。

6. 根据权利要求5所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式,具体分析过程为:

将电网故障响应因子与电网故障响应阈值进行比较;

若电网故障响应因子不低于电网故障响应阈值,则该电网故障响应因子对应的储能变流器不需要切换到故障模式;

若电网故障响应因子低于电网故障响应阈值,则该电网故障响应因子对应的储能变流器需要切换到故障模式。

7. 根据权利要求1所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,具体分析过程为:

采集电网的三相电压信号,获取三相电压的瞬时幅值 V_a 、 V_b 、 V_c 和电网相位 θ , V_a 代表A相电压的瞬时值, V_b 代表B相电压的瞬时值, V_c 代表C相电压的瞬时值,三相平衡条件为: $V_a + V_b + V_c = 0$;

使用Clarke变换和Park变换将三相电压信号 V_a 、 V_b 、 V_c 转换到d-q旋转坐标系;

Clarke变换将三相电压信号转换到静止的 $\alpha - \beta$ 坐标系;

$$V_\alpha = V_a;$$

$$V_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(V_a + 2V_b);$$

V_α 为 α 轴电压分量, V_β 为 β 轴电压分量;

Park变换将 $\alpha - \beta$ 坐标系下的电压分量转换到同步旋转的d-q旋转坐标系;

$$V_d = V_\alpha \cos \theta + V_\beta \sin \theta;$$

$$V_q = -V_\alpha \sin \theta + V_\beta \cos \theta;$$

V_d 为d轴电压分量, V_q 为q轴电压分量;

在d-q旋转坐标系下,电网电压信号视为直流分量,在平衡条件下 V_d 和 V_q 表现为恒定值。

8.根据权利要求7所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:所述使用正负序分量提取技术分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案,具体分析过程为:

在d-q旋转坐标系下,基于低通滤波器对 V_d 和 V_q 进行低通滤波,提取正序d轴电压分量 V_d^+ ,正序q轴电压分量 V_q^+ ;

将d-q旋转坐标系转换到逆同步旋转坐标系,即以负序分量的旋转频率 $-\omega$ 为基准,基于低通滤波器对逆同步旋转坐标系下的 V_d 和 V_q 进行低通滤波,提取负序d轴电压分量 V_d^- 和负序q轴电压分量 V_q^- ;

确定正序分量调节方案的过程为:

有功功率控制:获取数据库中存储的有功功率参考值 P^* ;

$$I_d^+ = \frac{P^*}{V_d^+};$$

I_d^+ 为正序d轴电流参考值;

使用PI控制器将当前的d轴电流 I_d 与 I_d^+ 比较,生成d轴电流控制信号 U_d 以调节有功功率输出;

无功功率控制:获取数据库中存储的无功功率参考值 Q^* ;

$$I_q^+ = \frac{Q^*}{V_q^+};$$

I_q^+ 为正序q轴电流参考值;

使用PI控制器将当前的q轴电流 I_q 与 I_q^+ 比较,生成q轴电流控制信号 U_q 以调节无功功率输出;

确定负序分量调节方案的过程为:

负序电流补偿:为平衡电网电流,将负序d轴电流分量 $I_d^- = 0$ 和q轴电流分量 $I_q^- = 0$ 设为目标;

使用PI控制器将当前负序d轴电流分量 I_d^- 和负序q轴电流分量 I_q^- 与目标比较,得到控制输出负序d轴电流控制信号 U_d^- 和负序q轴电流控制信号 U_q^- ,生成补偿电流,抑制负序电流;

负序电压补偿:为减小负序电压的影响,将负序d轴电压分量 $V_d^- = 0$ 和q轴电压分量 $V_q^- = 0$ 设为目标;

使用PI控制器将当前负序d轴电压分量 V_d^- 和负序q轴电压分量 V_q^- 与目标比较,得到控制输出负序d轴电压控制信号 Y_d^- 和负序q轴电压控制信号 Y_q^- ,调整输出电压,以实现电压平衡。

9. 储能变流器在非平衡电网电压下的控制系统,应用于权利要求1-8任一项所述的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,其特征在于:包括稳定性特征判定因子获取模块、储能变流器控制判断模块和正负序分量调节方案确定模块,其中:

所述稳定性特征判定因子获取模块,用于基于数据库中存储的电网监测周期,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子;

所述储能变流器控制判断模块,用于基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到储能变流器控制判定因子,根据储能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值:

若储能变流器不需要进行控制,则进入下一周期的电网监测;

若储能变流器需要进行控制,则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式;

所述正负序分量调节方案确定模块,用于在故障模式下,监测非平衡电网电压下的电网电压,获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术从直流分量中分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案;

所述根据储能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值,具体分析过程为:

将储能变流器控制判定因子与数据库中存储的储能变流器控制判定阈值进行比较;

若储能变流器控制判定因子不低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器不需要进行控制,进入下一周期的电网监测;

若储能变流器控制判定因子低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器需要进行控制,将储能变流器控制判定因子存储为指定标签,将该指定标签与数据库中存储的各设定标签进行逐一比对,确定与该指定标签相同的设定标签,得到该设定标签在数据库中存储的对应的电网故障响应阈值。

储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法及系统

技术领域

[0001] 本发明涉及储能变流器控制技术领域,具体为储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法及系统。

背景技术

[0002] 储能变流器具有双向功率转换功能,即既能从电网吸收电能为储能系统充电,也能将储能系统的电能输送到电网。同时,储能变流器可以实现有功和无功功率的独立控制,在非平衡电网条件下,通过精确控制储能变流器的有功和无功输出,可以有效地平衡三相电压和电流,缓解不平衡对电网的影响,随着可再生能源的大规模接入(如风电和光伏),电网的不平衡问题变得日益严重,可再生能源发电具有间歇性和波动性,容易引起电网电压的不对称,导致电网出现三相不平衡现象,负载的随机性、分布式能源的非同步接入等也可能引起电网不平衡,电网的不平衡会增加线路损耗,降低电网效率、影响设备的安全运行,造成电压波动,还会降低供电可靠性,严重情况下会引起停电事故,通过适当的控制策略,缓解不平衡问题,提高电网的运行效率和稳定性。

[0003] 如今,对储能变流器在非平衡电网电压下控制的研究还存在一些不足,具体体现在传统的控制方法缺乏对不确定因素和动态环境的鲁棒性,在实际应用中,负载波动、分布式电源波动等因素会导致电网条件不断变化,传统控制策略在这些条件下表现出响应滞后或误差偏大,且传统控制方法往往是固定的控制策略,难以根据电网条件变化进行自适应调节,电能质量改善能力有限。

发明内容

[0004] 针对现有技术的不足,本发明提供了储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法及系统,能够有效解决上述背景技术中涉及的问题。

[0005] 为实现以上目的,本发明通过以下技术方案予以实现:

[0006] 本发明第一方面提供了储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,包括以下步骤:

[0007] 基于数据库中存储的电网监测周期,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子;

[0008] 基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到能变流器控制判定因子,根据能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值;

[0009] 若储能变流器不需要控制,则进入下一周期的电网监测;

[0010] 若储能变流器需要进行控制,则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式;

[0011] 在故障模式下,监测非平衡电网电压下的电网电压,获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术从直流分量

中分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案。

[0012] 作为进一步的方法,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子,具体分析过程为:获取电网稳定性特征数据,电网稳定性特征数据具体包括电网电压不平衡度、电网电压跌落事件发生频率、电网电压波动频率;基于获取的电网稳定性特征数据,综合分析得到电网稳定性特征判定因子,电网稳定性特征判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

[0013] 作为进一步的方法,基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到能变流器控制判定因子,具体包括:

[0014] 获取电网储能设备状态数据,电网储能设备状态数据具体包括电池容量与额定容量的比值、电池充放电累计循环次数、储能变流器输出功率因数;

[0015] 基于获取电网储能设备状态数据,结合电网稳定性特征判定因子,综合分析得到储能变流器控制判定因子,储能变流器控制判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

[0016] 作为进一步的方法,所述根据能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值,具体分析过程为:

[0017] 将储能变流器控制判定因子与数据库中存储的储能变流器控制判定阈值进行比较;

[0018] 若储能变流器控制判定因子不低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器不需要控制,进入下一周期的电网监测;

[0019] 若储能变流器控制判定因子低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器需要进行控制,将储能变流器控制判定因子存储为指定标签,将该指定标签与数据库中存储的各设定标签进行逐一比对,确定与该指定标签相同的设定标签,得到该设定标签在数据库中存储的对应的电网故障响应阈值。

[0020] 作为进一步的方法,储能变流器控制判定因子,具体分析过程为:

$$[0021] \quad \beta = \frac{\lg(1+rl*\sigma_1)+(ys*\sigma_3+1)^2}{\sqrt{xh*\sigma_2+1}} + \alpha;$$

[0022] 式中, β 为储能变流器控制判定因子, α 为电网稳定性特征判定因子, rl 为电池容量与额定容量的比值, xh 为电池充放电累计循环次数, ys 为储能变流器输出功率因数, σ_1 为设定的 rl 的补偿因子, σ_2 为设定的 xh 的补偿因子, σ_3 为设定的 ys 的补偿因子。

[0023] 作为进一步的方法,对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,具体分析过程为:获取电网故障特征数据,电网故障特征数据具体包括电网电压跌落持续时间、电网谐波总畸变率、电网电压骤升值与额定电压比值;基于获取的电网故障特征数据,综合分析得到电网故障响应因子,电网故障响应因子作为判断储能变流器是否需要切换到故障模式的分析依据。

[0024] 作为进一步的方法,结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式,具体分析过程为:将电网故障响应因子与电网故障响应阈值进行比较;若电网故障响应因子不低于电网故障响应阈值,则该电网故障响应因子对应的储能变流器不需要切换

到故障模式；若电网故障响应因子低于电网故障响应阈值，则该电网故障响应因子对应的储能变流器需要切换到故障模式。

[0025] 作为进一步的方法，获取电网电压的幅值和相位，使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量，具体分析过程为：采集电网的三相电压信号，获取三相电压的瞬时幅值 V_a 、 V_b 、 V_c 和电网相位 θ ， V_a 代表A相电压的瞬时值， V_b 代表B相电压的瞬时值， V_c 代表C相电压的瞬时值，三相平衡条件为： $V_a + V_b + V_c = 0$ ；

[0026] 使用Clarke变换和Park变换将三相电压信号 V_a 、 V_b 、 V_c 转换到d-q旋转坐标系：

[0027] Clarke变换将三相电压信号转换到静止的 $\alpha - \beta$ 坐标系；

[0028] $V_\alpha = V_a$ ；

[0029] $V_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(V_a + 2V_b)$ ；

[0030] V_α 为 α 轴电压分量， V_β 为 β 轴电压分量；

[0031] Park变换将 $\alpha - \beta$ 坐标系下的电压分量转换到同步旋转的 $d-q$ 旋转坐标系；

[0032] $V_d = V_\alpha \cos \theta + V_\beta \sin \theta$ ；

[0033] $V_q = -V_\alpha \sin \theta + V_\beta \cos \theta$ ；

[0034] V_d 为 d 轴电压分量， V_q 为 q 轴电压分量；

[0035] 在 $d-q$ 旋转坐标系下，电网电压信号视为直流分量，在平衡条件下 V_d 和 V_q 表现为恒定值。

[0036] 作为进一步的方法，使用正负序分量提取技术分离出正序和负序分量，确定正序和负序分量调节方案，具体分析过程为：在 $d-q$ 旋转坐标系下，基于低通滤波器对 V_d 和 V_q 进行低通滤波，提取正序d轴电压分量 V_d^+ ，正序q轴电压分量 V_q^+ ；

[0037] 将 $d-q$ 旋转坐标系转换到逆同步旋转坐标系，即以负序分量的旋转频率 $-\omega$ 为基准，基于低通滤波器对逆同步旋转坐标系下的 V_d 和 V_q 进行低通滤波，提取负序d轴电压分量 V_d^- 和负序q轴电压分量 V_q^- ；

[0038] 确定正序分量调节方案的过程为：

[0039] 有功功率控制：获取数据库中存储的有功功率参考值 P^* ；

[0040] $I_d^+ = \frac{P^*}{V_d^+}$ ；

[0041] I_d^+ 为正序d轴电流参考值；

[0042] 使用PI控制器将当前的d轴电流 I_d 与 I_d^+ 比较，生成d轴电流控制信号 U_d 以调节有

功率输出；

[0043] 无功功率控制：获取数据库中存储的无功功率参考值 Q^* ；

$$[0044] \quad I_q^+ = \frac{Q^*}{V_q^+};$$

[0045] I_q^+ 为正序q轴电流参考值；

[0046] 使用PI控制器将当前的q轴电流 I_q 与 I_q^+ 比较，生成q轴电流控制信号 U_q 以调节无功功率输出；

[0047] 确定负序分量调节方案的过程为：

[0048] 负序电流补偿：为平衡电网电流，将负序d轴电流分量 $I_d^- = 0$ 和q轴电流分量 $I_q^- = 0$ 设为目标；

[0049] 使用PI控制器将当前负序d轴电流分量 I_d^- 和负序q轴电流分量 I_q^- 与目标比较，得到控制输出负序d轴电流控制信号 U_d^- 和负序q轴电流控制信号 U_q^- ，生成补偿电流，抑制负序电流；

[0050] 负序电压补偿：为减小负序电压的影响，将负序d轴电压分量 $V_d^- = 0$ 和q轴电压分量 $V_q^- = 0$ 设为目标；

[0051] 使用PI控制器将当前负序d轴电压分量 V_d^- 和负序q轴电压分量 V_q^- 与目标比较，得到控制输出负序d轴电压控制信号 Y_d^- 和负序q轴电压控制信号 Y_q^- ，调整输出电压，以实现电压平衡。

[0052] 本发明第二方面提供了储能变流器在非平衡电网电压下的控制系统，包括稳定性特征判定因子获取模块、储能变流器控制判断模块和正负序分量调节方案确定模块，其中：

[0053] 所述稳定性特征判定因子获取模块，用于基于数据库中存储的电网监测周期，对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析，得到电网稳定性特征判定因子；

[0054] 所述储能变流器控制判断模块，用于基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析，得到能变流器控制判定因子，根据能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值；

[0055] 若储能变流器不需要控制，则进入下一周期的电网监测；

[0056] 若储能变流器需要进行控制，则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析，结合电网故障响应阈值，判断储能变流器是否需要切换到故障模式；

[0057] 所述正负序分量调节方案确定模块，用于在故障模式下，监测非平衡电网电压下的电网电压，获取电网电压的幅值和相位，使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量，使用正负序分量提取技术从直流分量中分离出正序和负序分量，确定正序和负序分量调节方案。

[0058] 相对于现有技术，本发明的实施例至少具有如下优点或有益效果：

[0059] (1) 本发明通过提供储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法及系统,对电网稳定性特征进行周期性分析,提取和分析电网稳定性特征数据,能够及时识别电网中的电压不平衡、电压波动等问题,电网稳定性特征判定因子能够帮助快速识别潜在的不平衡或波动趋势,从而发出早期预警,通过对电网稳定性特征的分析,可以得到更加精确的判定因子。根据电网实际的波动情况和储能设备状态,实时调整电网故障响应阈值,确保储能变流器的反应适应电网的变化情况,增强控制策略的灵活性,通过调节正序分量来提供有功和无功功率支持,稳定电网电压;通过调节负序分量来抑制电网的电压不平衡,降低电流的负序成分。这样可以有效改善电网的电能质量,减少对用电设备的影响。

[0060] (2) 本发明通过对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,结合电网稳定性特征判定因子,判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值,储能设备的状态直接影响其调节能力,对储能设备的状态分析,储能变流器可以更精准地判断在何时以何种程度介入控制,避免盲目调节,确保系统稳定性。结合电网的稳定性特征判定因子,储能变流器可以根据电网的实际不平衡程度动态调整控制需求,确保调节响应快速准确,有助于在电网波动时提供精准的支持,在结合储能设备状态和电网特征判定因子的情况下,电网故障响应阈值可以动态调整,灵活判断控制需求,储能变流器能够更有效地调节电网电压。

附图说明

[0061] 利用附图对本发明作进一步说明,但附图中的实施例不构成对本发明的任何限制,对于本领域的普通技术人员,在不付出创造性劳动的前提下,还可以根据以下附图获得其它的附图。

[0062] 图1为本发明的储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法的流程示意图。

[0063] 图2为本发明的储能变流器在非平衡电网电压下的控制系统的模块连接示意图。

[0064] 图3为本发明实施例中判断储能变流器是否需要切换到故障模式的流程图。

具体实施方式

[0065] 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清楚、完整地描述,显然,所描述的实施例仅仅是本发明一部分实施例,而不是全部的实施例,基于本发明中的实施例,本领域普通技术人员在没有做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。

[0066] 参照图1所示,本发明第一方面提供了储能变流器在非平衡电网电压下的控制方法,包括:基于数据库中存储的电网监测周期,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子。

[0067] 具体分析过程为:获取电网稳定性特征数据,电网稳定性特征数据具体包括电网电压不平衡度、电网电压跌落事件发生频率、电网电压波动频率;基于获取的电网稳定性特征数据,综合分析得到电网稳定性特征判定因子,电网稳定性特征判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

[0068] 电压不平衡度是指三相电压幅值或相位在电网中的不对称程度,表示为负序电压与正序电压之比,电压不平衡度一般通过电能质量分析仪或智能变电站监测设备获取。电

压跌落是指电压在短时间内降到额定电压的10%到90%之间的现象,电压跌落事件的发生频率表示在一定时间内电网中发生电压跌落的次数,电压跌落事件频率可通过电压监测仪、电能质量监测装置或配电自动化终端获取。电压波动频率表示电网电压在额定电压附近的周期性或非周期性波动次数,电压波动频率一般由电能质量监测仪或闪变测量仪来获取。

[0069] 在三相电网中,电压不平衡度较高时,某一相电压可能受到过大负载或故障的影响,导致电压暂时下降或波动,从而引发电压跌落事件的发生频率增加,当电网发生电压跌落时,尤其是三相系统中的单相或两相电压跌落,容易引起三相不对称,导致电压不平衡度上升,电压不平衡会引起电流和电压的非对称性,导致波动性增加。例如,电网中负载的接入和分离若是三相不对称的,会引起电压的频繁波动。因此,电压不平衡度升高时,电压波动频率也会相应增加,电压跌落事件的发生会导致电压出现突然的下降和恢复,进而引起电压的短期波动。当电压跌落频率较高时,会导致电压波动频率也随之增加,表现为电压的不稳定性增强。

[0070] 电网电压不平衡度、电压跌落事件发生频率和电压波动频率反映了电网的真实稳定性。基于这些特征数据分析出的判定因子能够精确识别电网是否处于不稳定状态,从而为储能变流器是否进行控制提供可靠依据。通过多维度数据的综合分析,能避免单一指标波动引发的误判,提高对电网不稳定状况的识别准确性,确保储能变流器仅在需要时才介入。

[0071] 基于综合特征分析,可以将储能变流器的控制策略智能化,根据判定因子动态设置故障响应阈值,可以根据故障的严重程度和频率,灵活调整储能变流器的保护机制。基于综合特征数据分析得出的判定因子,可以实现自动化判断和控制,有助于简化储能变流器的操作流程,提高电网调度和储能系统管理的自动化水平。

[0072] 电网稳定性特征判定因子,具体分析过程为:

$$[0073] \quad \alpha = \lg \left(1 + \frac{1}{ph * \varepsilon_1 + 1} \right) + \frac{e}{\sqrt{dl * \varepsilon_2} + \sqrt{yb * \varepsilon_3} + 1};$$

[0074] 式中, α 为电网稳定性特征判定因子, ph 为电网电压不平衡度, dl 为电网电压跌落事件发生频率, yb 为电网电压波动频率, ε_1 为设定的 ph 的补偿因子, ε_2 为设定的 dl 的补偿因子, ε_3 为设定的 yb 的补偿因子, e 为自然常数。

[0075] 需要解释的是,上述电网稳定性特征判定因子是通过电网电压不平衡度、电网电压跌落事件发生频率、电网电压波动频率计算得到。对 ph 、 dl 、 yb 进行归一化处理,电压不平衡度、电压跌落频率和电压波动频率分别从电网的对称性、稳态稳定性和瞬态稳定性方面反映了电网的健康状况,可以更全面地衡量电网的整体稳定性,避免单一指标带来的误判。通过整合不同的电网特征数据形成判定因子,可以形成数据驱动的稳定性的评估方式,有助于实现智能电网的自动化管理,减少人为干预,计算出的电网稳定性特征判定因子可以作为储能变流器控制的决策依据,确保电压的平稳和电网的稳定性,提高供电的可靠性。

[0076] 需要解释的是,上述设定的 ph 、 dl 、 yb 的补偿因子是从数据库中获取的,根据

历史数据建立历史测量的电网电压不平衡度、电网电压跌落事件发生频率、电网电压波动频率与 **ph**、**dl**、**yb** 的补偿因子的映射集,得到当前 **ph**、**dl**、**yb** 对应的 **ph**、**dl**、**yb** 的补偿因子。

[0077] 需要说明的是,下文中的 σ_1 、 σ_2 、 σ_3 、 τ_1 、 τ_2 、 τ_3 也均是通过数据库中建立的历史数据与补偿因子的映射集获得的,也即根据当前数据得到对应的补偿因子。

[0078] 基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到能变流器控制判定因子,根据能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值:若储能变流器不需要进行控制,则进入下一周期的电网监测;若储能变流器需要进行控制,则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,结合电网故障响应阈值,如图3所示,判断储能变流器是否需要切换到故障模式。

[0079] 具体分析过程为:获取电网储能设备状态数据,电网储能设备状态数据具体包括电池容量与额定容量的比值、电池充放电累计循环次数、储能变流器输出功率因数;基于获取电网储能设备状态数据,结合电网稳定性特征判定因子,综合分析得到储能变流器控制判定因子,储能变流器控制判定因子作为判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值的分析依据。

[0080] 电池容量与额定容量的比值表示当前电池剩余容量与额定容量的百分比,用于评估电池的剩余寿命和健康状态,通过电池管理系统(BMS)获取。电池充放电累计循环次数表示电池的累积充放电次数,是电池老化的重要指标,通过电池管理系统(BMS)获取。储能变流器输出功率因数表示储能变流器输出电流的有功功率和视在功率之比,表明输出效率,通过功率变流器控制系统(PCS)或电能质量监测仪获取。

[0081] 电池在经过多个充放电循环后,会逐渐老化,导致容量衰减。循环次数越多,电池的实际容量(即当前可用容量)通常会下降,从而使得电池容量与额定容量的比值降低,循环次数和容量比值之间呈负相关关系,循环次数的增加会导致容量比值的下降,电池容量与额定容量的比值越高,电池的可用容量越大,此时储能系统具备较高的电能输出能力,储能变流器可以更好地控制输出功率因数,实现更高的有功功率和无功功率的配合。当容量比值下降时,电池的可用容量不足,储能变流器在满足有功功率输出需求的同时会受到限制,可能导致无功补偿的能力下降,从而影响功率因数。

[0082] 储能变流器的输出功率因数可以作为判断其输出特性的依据。如果功率因数过低,说明无功功率输出较高,可能影响系统稳定性。通过结合功率因数数据,可以确保变流器的输出符合电网需求。在容量较低或循环次数较高的情况下,储能设备可避免进行不必要的控制,减轻设备的负荷,有效延长电池寿命,优化储能设备的使用,输出功率因数结合电网特征判定因子可以有效帮助识别电网是否需要无功支持。储能变流器可以在低功率因数时适时提供无功功率,提升电网的电压稳定性,从而保障电网供电质量,根据控制判定因子设置的故障响应阈值,储能变流器能够在电网发生不同程度故障时灵活调节,进行多层次响应。

[0083] 将储能变流器控制判定因子与数据库中存储的储能变流器控制判定阈值进行比

较;若储能变流器控制判定因子不低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器不需要进行控制,进入下一周期的电网监测;若储能变流器控制判定因子低于储能变流器控制判定阈值,则储能变流器需要进行控制,将储能变流器控制判定因子存储为指定标签,将该指定标签与数据库中存储的各设定标签进行逐一比对,确定与该指定标签相同的设定标签,得到该设定标签在数据库中存储的对应的电网故障响应阈值。

[0084] 将储能变流器控制判定因子与预设的控制判定阈值进行比较,可以准确判断储能变流器是否需要介入控制,确保仅在电网不平衡或波动超过特定程度时启动调节,避免不必要的动作。通过自动判断和对比阈值,仅在必要时启动储能变流器控制,避免频繁的充放电操作,减少能耗和设备磨损,延长储能设备的使用寿命。每次控制判定因子低于控制判定阈值时,通过标签比对自动查找到当前条件下适合的故障响应阈值,确保响应精度和适时性,方案确保储能变流器的控制动作与电网不平衡或波动程度高度匹配,防止因响应过度导致的电网电压波动,进一步提升电网的稳定性和电能质量。

[0085] 具体的,储能变流器控制判定因子,具体分析过程为:

$$[0086] \quad \beta = \frac{\lg(1+rl*\sigma_1)+(ys*\sigma_3+1)^2}{\sqrt{xh*\sigma_2+1}} + \alpha;$$

[0087] 式中, β 为储能变流器控制判定因子, α 为电网稳定性特征判定因子, rl 为电池容量与额定容量的比值, xh 为电池充放电累计循环次数, ys 为储能变流器输出功率因数, σ_1 为设定的 rl 的补偿因子, σ_2 为设定的 xh 的补偿因子, σ_3 为设定的 ys 的补偿因子。

[0088] 需要解释的是,上述储能变流器控制判定因子是通过电池容量与额定容量的比值、电池充放电累计循环次数、储能变流器输出功率因数及电网稳定性特征判定因子计算得到,对 rl 、 xh 、 ys 进行归一化处理,电池容量比值、循环次数和功率因数分别代表了电池健康状态、使用寿命和输出效率,而电网稳定性特征判定因子则反映了电网的运行状态,整合这些因素计算判定因子,储能变流器可以获得电池状态与电网状态的综合信息,从而做出更加精准的控制决策。

[0089] 电池容量比值和充放电累计循环次数反映了电池的健康状况,结合电网需求的判定因子可以帮助判断在电池状态较差时减少使用频率,避免在电池低效或衰减较严重的状态下频繁操作,提升系统的整体工作效率,结合电网稳定性特征判定因子,储能变流器控制判定因子能够根据电网的波动情况灵活调整储能系统的控制策略,支持智能电网的优化调度。

[0090] 获取电网故障特征数据,电网故障特征数据具体包括电网电压跌落持续时间、电网谐波总畸变率、电网电压骤升值与额定电压比值;基于获取的电网故障特征数据,综合分析得到电网故障响应因子,电网故障响应因子作为判断储能变流器是否需要切换到故障模式的分析依据。

[0091] 电压跌落持续时间指的是电网电压在某一时间段内低于额定电压一定比例的持续时间,电网电压跌落持续时间通常由电能质量分析仪或电压监测仪获取。电网谐波总畸变率(是衡量电压或电流中谐波分量与基波分量比例的指标,电压谐波总畸变率定义为所有谐波分量的均方根值与基波分量均方根值之比,谐波总畸变率通过电能质量监测仪或谐

波分析仪获取。电网电压骤升值与额定电压比值是指电压瞬间升高到额定电压的某个倍数的比例,通常称为电压骤升,电压骤升的比值通常由电能质量监测设备或电压监测仪获取。

[0092] 电压跌落通常会伴随系统负载的不稳定,尤其是当电网中有大量电力电子设备(如逆变器、整流器)或非线性负载时,电压跌落会导致电力设备的运行状态波动,产生额外的谐波电流,增加谐波总畸变率。电压跌落和电压骤升通常是在负荷切换、大型负荷启动/停止、或者故障清除后交替出现的,当电网某一相或多相电压跌落(如短路故障)发生后,在恢复的过程中可能会出现短暂的电压骤升情况,电压跌落持续时间较长的情况下,电压骤升的可能性也会增加。

[0093] 电压跌落持续时间、谐波总畸变率、电压骤升值等特征数据能够反映电网故障的程度。综合分析这些数据,得出的故障响应因子可以精准判断故障的严重性,从而确保储能变流器的响应决策是基于真实的电网状况。在电网故障达到一定程度时,电网故障响应因子可触发储能变流器进入故障模式,立即降低输出或切断连接,避免设备过载或受损,保护储能系统安全,电网谐波总畸变率和电压骤升的异常通常会影影响电能质量,储能变流器根据故障响应因子可以在谐波和电压异常严重时切换到故障模式,从而避免设备向电网输送不良电能,降低对电网其他设备的干扰。在故障发生时,故障响应因子可以帮助储能变流器快速切换到故障模式,减少响应延迟,确保在最短时间内采取保护措施,支持自动化故障识别和保护触发。

[0094] 电网故障响应因子,具体分析过程为:

$$[0095] \quad \delta = \frac{1}{\sqrt{dt * \tau_1 * \ln(1 + jb * \tau_2) + 1}} - (zs * \tau_3 + 1)^2;$$

[0096] 式中, δ 为电网故障响应因子, dt 为电网电压跌落持续时间, jb 为电网谐波总畸变率, zs 为电网电压骤升值与额定电压比值, τ_1 为设定的 dt 的补偿因子, τ_2 为设定的 jb 的补偿因子, τ_3 为设定的 zs 的补偿因子。

[0097] 需要解释的是,上述电网故障响应因子是通过电网电压跌落持续时间、电网谐波总畸变率、电网电压骤升值与额定电压比值计算得到,对 dt 、 jb 、 zs 进行归一化处理,电压跌落持续时间、电压骤升和谐波总畸变率分别反映了电网的瞬时电压异常和电能质量状况,能够全面评估电网的故障程度,避免单一指标导致的误判通过综合多个指标计算故障响应因子,可以避免误判,使响应因子更加稳定、准确。

[0098] 在故障响应因子低于一定阈值时,储能系统可以进入故障保护模式,通过判断因子的大小决定是否需要触发保护响应,从而保障储能系统和电网的安全,仅在综合的故障响应因子超出安全阈值时才触发保护,避免储能变流器频繁切换至故障模式,有助于提升设备的稳定性和耐用性,电压跌落和骤升往往对电力设备造成冲击,通过故障响应因子及时监测和应对,可以在电压异常时触发储能系统的响应,减少对电力设备的电压冲击,延长设备使用寿命。

[0099] 将电网故障响应因子与电网故障响应阈值进行比较;若电网故障响应因子不低于电网故障响应阈值,则该电网故障响应因子对应的储能变流器不需要切换到故障模式;若电网故障响应因子低于电网故障响应阈值,则该电网故障响应因子对应的储能变流器需要

切换到故障模式。

[0100] 通过设定响应阈值,可以准确判断电网是否处于故障或异常状态,避免储能变流器在电网波动不严重时误进入故障模式,从而提高故障判断的准确性和储能系统的响应灵活性,电网故障响应因子与阈值的比较使储能变流器能动态适应不同故障程度。

[0101] 轻微波动时不进入故障模式,而在严重故障时快速切换模式,保证系统的智能化和灵活应对能力,仅在电网故障响应因子低于阈值时才切换到故障模式,避免了频繁、不必要的切换。储能变流器的频繁切换会增加设备磨损,降低其使用寿命,合理设定响应因子可以减少设备的负荷,提高其运行寿命。当电网故障响应因子低于阈值,储能变流器切换至故障模式,可以立即响应,提供必要的支撑功率,帮助电网恢复稳定性。对于电压跌落、过电流等故障情况,储能变流器的及时切换有助于减少波动对电网的影响,提升电能质量及故障保护的可靠性。

[0102] 在故障模式下,监测非平衡电网电压下的电网电压,获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案。

[0103] 具体分析过程为:采集电网的三相电压信号,获取三相电压的瞬时幅值 V_a 、 V_b 、 V_c 和电网相位 θ , V_a 代表A相电压的瞬时值, V_b 代表B相电压的瞬时值, V_c 代表C相电压的瞬时值,三相平衡条件为: $V_a + V_b + V_c = 0$;

[0104] 使用Clarke变换和Park变换将三相电压信号 V_a 、 V_b 、 V_c 转换到d-q旋转坐标系;

[0105] Clarke变换将三相电压信号转换到静止的 $\alpha - \beta$ 坐标系;

[0106] $V_\alpha = V_a$;

[0107] $V_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(V_a + 2V_b)$;

[0108] V_α 为 α 轴电压分量, V_β 为 β 轴电压分量;

[0109] Park变换将 $\alpha - \beta$ 坐标系下的电压分量转换到同步旋转的 d-q 旋转坐标系;

[0110] $V_d = V_\alpha \cos \theta + V_\beta \sin \theta$;

[0111] $V_q = -V_\alpha \sin \theta + V_\beta \cos \theta$;

[0112] V_d 为 d 轴电压分量, V_q 为 q 轴电压分量;

[0113] 在 d-q 旋转坐标系下,电网电压信号视为直流分量,在平衡条件下 V_d 和 V_q 表现为恒定值。

[0114] 在 d-q 旋转坐标系下,三相电压信号被转换为恒定的直流分量 V_d 和 V_q ,直流信号的控制和计算比交流信号更加简单,便于储能变流器进行实时功率控制,简化了控制过程。三相电压信号的相位差通过坐标变换后统一到同一坐标系,使得对信号的调节不再受相位差的影响,简化了计算,提高了响应速度和控制精度,在 d-q 坐标系中, d 轴和 q 轴分别代表电

网的有功功率分量和无功功率分量。

[0115] 通过控制 V_d 和 V_q , 可以实现有功功率和无功功率的独立调节, 在 d-q 旋转坐标系下, 平衡电网条件下 V_d 和 V_q 表现为恒定值; 若电网不平衡或有扰动, 这些分量会产生波动, 可以通过监测 V_d 和 V_q 的变化, 识别和评估电网不平衡程度, d-q 坐标系下的电压信号在平衡状态时表现为恒定的直流分量, 这种特性能够有效抑制高频谐波成分对电能质量的影响, 提升系统的谐波抑制能力。

[0116] d-q 旋转坐标系下, 电压信号变为直流分量, 储能变流器的控制系统能够更快地对电网变化作出反应, 实现快速动态控制, 满足智能电网对灵活控制和快速响应的要求, d-q 坐标系便于在不平衡电网下进行正序和负序分量的提取与分离, 这为高级控制策略 (如不平衡补偿、谐波抑制) 提供了良好的基础。

[0117] 在 d-q 旋转坐标系下, 基于低通滤波器对 V_d 和 V_q 进行低通滤波, 提取正序 d 轴电压分量 V_d^+ , 正序 q 轴电压分量 V_q^+ ;

[0118] 将 d-q 旋转坐标系转换到逆同步旋转坐标系, 即以负序分量的旋转频率 $-\omega$ 为基准, 基于低通滤波器对逆同步旋转坐标系下的 V_d 和 V_q 进行低通滤波, 提取负序 d 轴电压分量 V_d^- 和负序 q 轴电压分量 V_q^- 。

[0119] 确定正序分量调节方案的过程为: 有功功率控制: 获取数据库中存储的有功功率参考值 P^* ;

$$[0120] \quad I_d^+ = \frac{P^*}{V_d^+};$$

[0121] I_d^+ 为正序 d 轴电流参考值;

[0122] 使用 PI 控制器将当前的 d 轴电流 I_d 与 I_d^+ 比较, 生成 d 轴电流控制信号 U_d 以调节有功功率输出;

[0123] 无功功率控制: 获取数据库中存储的无功功率参考值 Q^* ;

$$[0124] \quad I_q^+ = \frac{Q^*}{V_q^+};$$

[0125] I_q^+ 为正序 q 轴电流参考值;

[0126] 使用 PI 控制器将当前的 q 轴电流 I_q 与 I_q^+ 比较, 生成 q 轴电流控制信号 U_q 以调节无功功率输出。

[0127] 确定负序分量调节方案的过程为: 负序电流补偿: 为了平衡电网电流, 将负序 d 轴电流分量 $I_d^- = 0$ 和 q 轴电流分量 $I_q^- = 0$ 设为目标; 使用 PI 控制器将当前负序 d 轴电流分量 I_d^- 和负序 q 轴电流分量 I_q^- 与目标比较, 得到控制输出负序 d 轴电流控制信号 U_d^- 和负序 q 轴电

流控制信号 $\mathbf{U}_q^-$,生成补偿电流,抑制负序电流;负序电压补偿:为减小负序电压的影响,将负序d轴电压分量 $\mathbf{V}_d^- = 0$ 和q轴电压分量 $\mathbf{V}_q^- = 0$ 设为目标;使用PI控制器将当前负序d轴电压分量 $\mathbf{V}_d^-$ 和负序q轴电压分量 $\mathbf{V}_q^-$ 与目标比较,得到控制输出负序d轴电压控制信号 $\mathbf{Y}_d^-$ 和负序q轴电压控制信号 $\mathbf{Y}_q^-$,调整输出电压,以实现电压平衡。

[0128] 正序分量的d轴电流 $\mathbf{I}_d^+$ 与有功功率密切相关,通过设定正序d轴电流参考值 $\mathbf{I}_d^+ = \frac{P^*}{V_d^+}$,能够精准地控制有功功率输出。PI控制器将实际电流与参考值进行比较并生成调节信号 $\mathbf{U}_d$,确保有功功率输出符合电网需求,提高功率传输的稳定性和效率。

[0129] 正序分量的q轴电流 $\mathbf{I}_q^+$ 用于调节无功功率,通过设定无功功率参考值

[0130] $\mathbf{I}_q^+ = \frac{Q^*}{V_q^+}$,可以满足电网的无功功率需求,提升电网电压的稳定性。PI控制器生成的无功功率调节信号 $\mathbf{U}_q$ 助于实现无功补偿,提高电网的电压质量和电能质量,在d-q坐标系下,将负序d轴电流参考值 $\mathbf{I}_d^- = 0$ 和q轴电流参考值 $\mathbf{I}_q^- = 0$,使得负序电流消失或最小化。

[0131] PI控制器通过调节信号 $\mathbf{U}_d^-$ 和 $\mathbf{U}_q^-$ 来抑制负序电流,这减少了电网中的非对称电流,有效降低不平衡度,从而保护电力设备,提高电能质量。同样,通过将负序d轴电压参考值 $\mathbf{V}_d^- = 0$ 和q轴电压参考值 $\mathbf{V}_q^- = 0$ 设为目标,可以减少负序电压的影响。PI控制器生成的负序电压控制信号 $\mathbf{Y}_d^-$ 和 $\mathbf{Y}_q^-$ 用于消除负序电压的不平衡性,改善电网的电压对称性,使电能更加稳定可靠。

[0132] 负序电流和电压会增加电力设备的损耗,导致电机、变压器等设备产生额外的发热和振动,加速设备的老化。通过消除或抑制负序分量,储能变流器可以减少设备的额外损耗,延长其使用寿命,降低维修和更换成本,不平衡电网可能会导致电力设备的电流过载或电压异常。负序电流和电压的补偿可以避免设备长时间工作在不安全的状态下,确保电力设备在额定参数范围内稳定运行。

[0133] 消除或减小负序电流和电压有助于电网的平衡,尤其在大规模不平衡负载的条件下,通过补偿策略可以快速恢复电网的平衡性,防止电网中的波动或不稳定性进一步扩散,在电网出现不平衡时,负序分量会加剧电网波动,增加故障风险。通过抑制负序分量,能够防止这些次生故障的发生,保证电网稳定运行,特别是对敏感负载和重要设备的供电安全提供保障,在电网电压波动或不平衡突发情况下,储能变流器可以基于正序和负序分量的调节方案快速响应,提供稳定的有功和无功功率支持,实现对电网的及时补偿,提升电网的动态稳定性。

[0134] 参照图2所示,本发明第二方面提供了储能变流器在非平衡电网电压下的控制系统,包括稳定性特征判定因子获取模块、储能变流器控制判断模块和正负序分量调节方案

确定模块。

[0135] 稳定性特征判定因子获取模块,用于基于数据库中存储的电网监测周期,对非平衡电网电压下的电网稳定性特征进行分析,得到电网稳定性特征判定因子。

[0136] 储能变流器控制判断模块,用于基于电网储能设备状态数据和电网稳定性特征判定因子对非平衡电网电压下的电网储能设备状态进行分析,得到能变流器控制判定因子,根据能变流器控制判定因子判断储能变流器是否需要控制并确定电网故障响应阈值:若储能变流器不需要控制,则进入下一周期的电网监测;若储能变流器需要进行控制,则对非平衡电网电压下的电网故障特征进行分析,结合电网故障响应阈值,判断储能变流器是否需要切换到故障模式。

[0137] 正负序分量调节方案确定模块,用于在故障模式下,监测非平衡电网电压下的电网电压,获取电网电压的幅值和相位,使用同步坐标变换将三相电压信号转化为直流分量,使用正负序分量提取技术分离出正序和负序分量,确定正序和负序分量调节方案。

[0138] 以上内容仅仅是对本发明结构所作的举例和说明,所属本技术领域的技术人员对所描述的具体实施例做各种各样的修改或补充或采用类似的方式替代,只要不偏离发明的结构或者超越本权利要求书所定义的范围,均应属于本发明的保护范围。

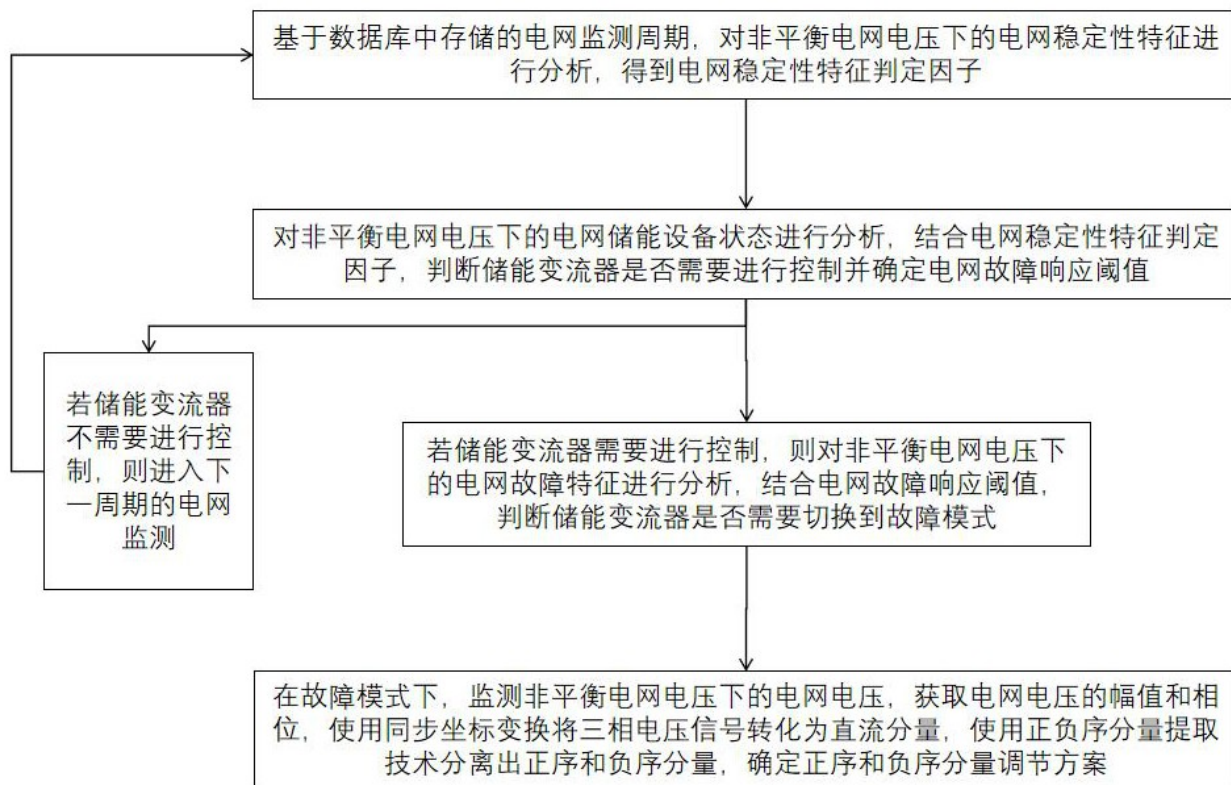


图 1

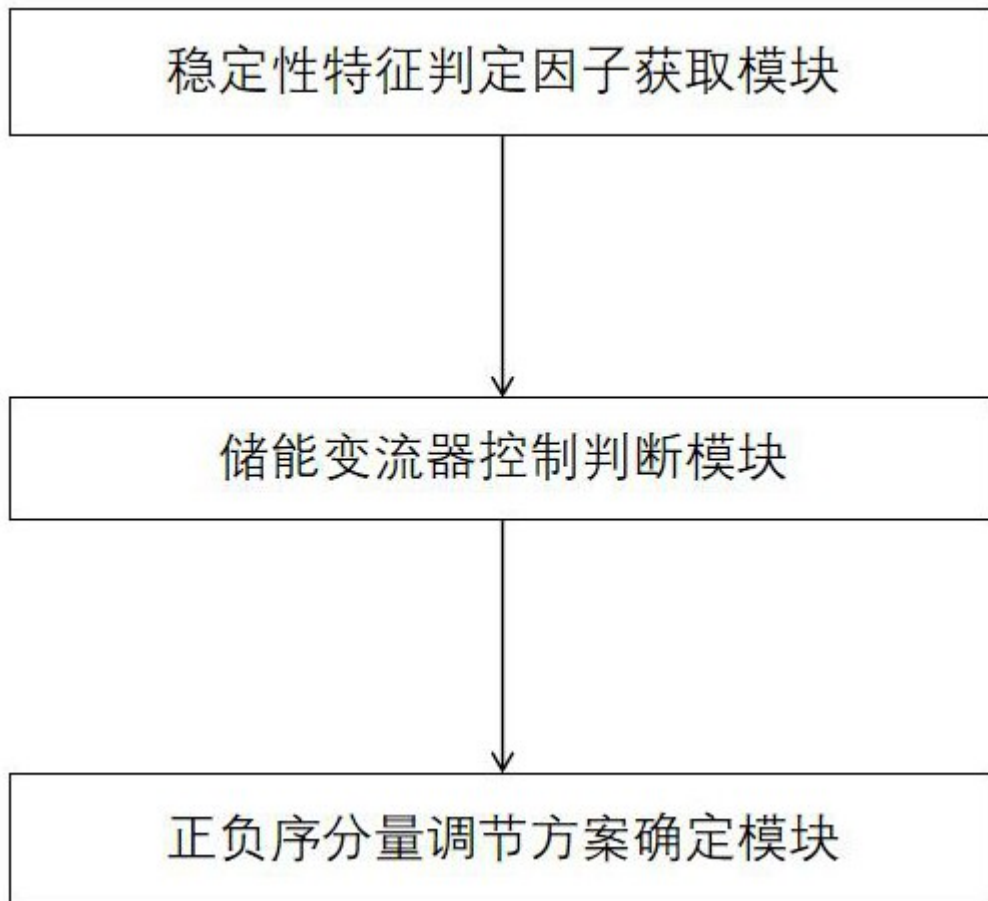


图 2

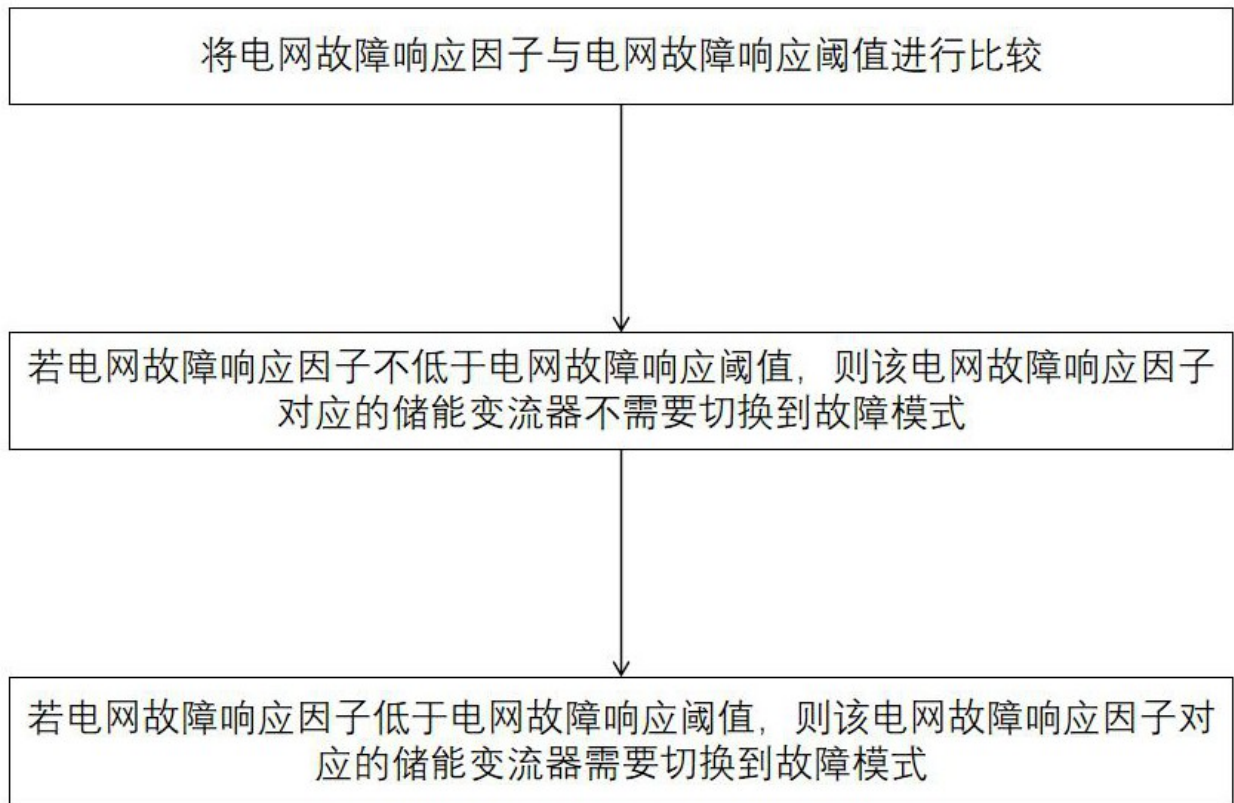


图 3