



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 121332882 A

(43) 申请公布日 2026. 01. 13

(21) 申请号 202511480064.0

(22) 申请日 2025.10.16

(71) 申请人 中节能(察布查尔)太阳能科技有限公司

地址 830000 新疆维吾尔自治区伊犁哈萨克自治州察布查尔锡伯自治县第六社区查鲁盖东街2-4-22号楼302室

申请人 新疆大学
新疆新能源研究所有限责任公司
大连融科储能技术发展有限公司

(72) 发明人 雍建华 孔繁荣 李翠 杨肇
黄维庆 林闽 吴静波 孟伟巍
陈朝阳 宋爽 修强 李健豪
李阳 刘义 吴元生 朱相连
张建玉 贾银辉 李斌 海连心
郝雪峰 张强生

(74) 专利代理机构 北京知己知识产权代理有限公司 41132

专利代理人 季发军

(51) Int. Cl.

H02J 13/10 (2026.01)

H02J 13/12 (2026.01)

H02J 13/183 (2026.01)

H02J 3/32 (2026.01)

G06Q 10/0631 (2023.01)

G06Q 10/0639 (2023.01)

G06Q 50/06 (2024.01)

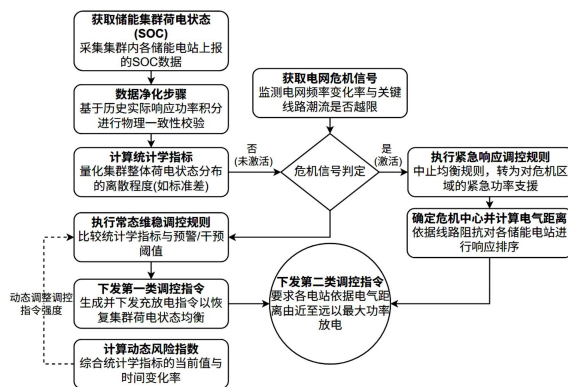
权利要求书2页 说明书11页 附图2页

(54) 发明名称

共享储能电站的站间协同调控方法

(57) 摘要

本发明涉及分布式储能协同调控技术领域,公开一种共享储能电站的站间协同调控方法,包括:并行监测电网危机信号与计算储能集群荷电状态的统计学指标,并依据危机信号执行两种互斥的调控规则:无危机时,依据统计学指标维持集群状态均衡;有危机时,则中止均衡规则,转而依据电气距离对危机区域进行紧急功率支援,本发明通过建立该双模态切换机制,解决了储能集群维持内部长期健康与响应外部突发冲击两种任务间的内在调度冲突,使集群兼顾了系统韧性的主动养护与紧急支撑能力,提升了电网的整体安全性与稳定性。



1. 一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,包括在预设的调度周期内,并行执行步骤a与步骤b:

步骤a,获取来源于电网监测系统表征电网是否处于紧急状态的危机信号;

步骤b,获取共享储能电站集群中各个储能电站的荷电状态数据,并基于获取的多个荷电状态数据,计算一个表征该集群整体荷电状态分布离散程度的统计学指标;

步骤c,基于危机信号的状态,执行以下两种互斥的调控规则之一,若危机信号未被激活,则执行常态维稳调控规则,该规则将统计学指标与一个预设的常态阈值进行比较,并在满足触发条件时,生成并下发第一类调控指令,第一类调控指令包括向荷电状态偏离集群平均值的储能电站下发用以恢复均衡的充放电指令;若危机信号被激活,则中止执行常态维稳调控规则,并转而执行紧急响应调控规则,该规则首先依据危机信号的来源信息在电网拓扑中确定一个危机中心区域,然后计算各储能电站至该危机中心区域的线路阻抗作为电气距离,并生成并下发第二类调控指令,第二类调控指令要求各储能电站依据电气距离由近至远的顺序以最大可用功率进行放电。

2. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,统计学指标是多个荷电状态数据的标准差,或是一个与标准差成反比关系的内聚性指数。

3. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,第一类调控指令中的用以恢复均衡的充放电指令,具体为:向荷电状态低于集群荷电状态平均值的储能电站下发充电指令,与向荷电状态高于集群荷电状态平均值的储能电站下发放电指令中的至少一种。

4. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,危机信号是通过监测电网频率变化率与关键线路潮流是否超出预设安全限值来确定。

5. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,步骤b还包括:持续追踪统计学指标的时间变化轨迹;常态维稳调控规则还包括:通过计算时间变化轨迹与通过离线仿真或历史数据分析所获得的对应不同隐性故障的多个特征轨迹模板之间的相似度指标,进行在线模式匹配,并基于相似度指标最高的匹配结果类型,生成差异化的第一类调控指令或者告警指令。

6. 根据权利要求5所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,差异化的第一类调控指令的强度,是依据一个动态风险指数进行调整的,动态风险指数 R_d 的计算方式为: $R_d = w_1 \cdot \sigma_{norm} + w_2 \cdot \left| \frac{d\sigma_{norm}}{dt} \right|$,其中, R_d 为动态风险指数, σ_{norm} 为通过对统计学指标当前值进行最小-最大规范化处理后得到的值, $\frac{d\sigma_{norm}}{dt}$ 为对统计学指标的时间变化率进行最小-最大规范化处理后得到的值, w_1 与 w_2 为预设的权重系数。

7. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,在执行步骤b之前,还包括数据净化步骤,该步骤对每一个储能电站执行:基于该储能电站历史的实际响应功率积分,计算出一个理论的荷电状态变化量;将该理论的荷电状态变化量与该储能电站实际上报的荷电状态变化量进行比较;并基于长期累积的比较偏差,决定该储能电站当前上报的荷电状态数据是直接用于统计学指标的计算,还是在计算时被降低权重或舍弃。

8. 根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,还包

括:判断统计学指标是否满足一个表征集群处于统计沉寂状态的条件,统计沉寂状态的条件为统计学指标高于一个预设的沉寂阈值;以及当满足条件时,向多个储能电站下发一个统一的虚拟扰动指令,该指令要求各储能电站基于一个预设的微小充电功率回报一个预计的荷电状态变化量,并根据各个储能电站所回报的预计的荷电状态变化量的差异,来识别存在潜在异常的储能电站。

9.根据权利要求3所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,预设的常态阈值包括预警阈值与干预阈值;当统计学指标触发预警阈值时,第一类调控指令体现为对经济调度模型的权重调整;当统计学指标触发干预阈值时,第一类调控指令体现为以恢复集群荷电状态的内聚性为优先目标的直接功率指令。

10.根据权利要求1所述的一种共享储能电站的站间协同调控方法,其特征在于,第二类调控指令要求各储能电站依据电气距离由近至远的顺序以最大可用功率进行放电,具体为:为每一个具备放电能力的储能电站分配一个响应权重,该响应权重与该储能电站的线路阻抗值成反比;并依据响应权重由高至低的顺序,依次下发第二类调控指令。

共享储能电站的站间协同调控方法

技术领域

[0001] 本发明涉及一种共享储能电站的站间协同调控方法,属于分布式储能协同调控技术领域。

背景技术

[0002] 当前,一种普遍采用的技术方式是将地理上分散的多个以全钒液流电池为代表的共享储能电站聚合为虚拟电厂进行统一管理调度中心通过监测其总可用功率与总荷电量等聚合性指标,对整个集群下发充放电指令,此种方式在一定程度上简化了对海量分布式资源的管理流程;然而,当此调度方式应用于由大量不同市场主体独立运营的储能电站集群时,一个固有的技术局限随之出现,各个独立的储能站以自身经济利益为首要运行目标,其充放电行为在时间与空间上呈现出无序化的个体特征,进而可导致整个储能集群的整体荷电状态在电网拓扑上形成一种非均衡的离散化分布,例如,部分站群因市场套利行为而长期处于高电量状态,而另一部分站群则可能处于低电量状态,在此情况下,调度中心所依赖的聚合性指标的读数并不能反映出此种内部状态分布的不均衡,但储能系统作为一个整体,其同时响应电网双向调节需求的能力已降低,这种潜在的系统性运行风险,是现有仅关注聚合性指标的调度方式所无法有效识别与管理。

[0003] 为应对此问题,业界亦尝试过对单个储能电站设置固定的荷电状态运行区间,但这种管理方式在一定程度上限制了储能电站的市场化运行,降低了资产的整体利用效率,且并未能有效解决集群内部各单元的个体运行目标与电网对集群的整体安全运行要求之间的协调问题;具体而言,现有技术主要存在以下不足:1、现有调度方式所依据的信息维度存在局限,其仅关注各个储能电站的独立状态或其算术加和,缺少一个能够直接表征整个集群内部能量分布均衡程度的关键指标;2、现有控制逻辑的目标较为单一,其调控指令通常以满足电网当前的功率需求为主,在满足此目标的过程中,缺少对集群内部能量分布健康状态进行主动维护的机制,缺乏对系统性风险进行预防性干预的有效手段。

[0004] 这种控制逻辑上的局限性在现有技术中普遍存在,其核心问题在于调度决策仅围绕即时的功率平衡展开,而忽略了对集群内部状态的深层维护与风险,例如,授权公告号为CN109624776B的中国发明专利公开了一种功率共享调配充电站群,其技术方案通过集控中心对各充电站节点的即时功率缺额进行计算,并以此为唯一依据在站间进行功率的共享调配,然而,该方法的调度逻辑是单一且被动的,其控制目标仅在于填补当前已出现的功率缺口,整个调配过程完全依赖于对总输出功率与总需求功率的简单算术比较,这种方式本质上仍停留在对聚合性指标的管理层面,忽略了对集群内部各单元能量储备状态(例如荷电状态SOC)分布均衡性的考量,系统虽然能够在一定程度上解决局部充电站的功率不足问题,但无法从根本上规避集群整体因内部状态失衡而导致的系统性失能风险,在电网遭遇大规模扰动等突发状况时,即便集群总能量充裕,也可能因关键位置的储能单元处于亏电状态而无法提供紧急支撑,系统的整体韧性与安全性存在短板。因此,如何建立一种新的信息维度,用于度量并管理包含全钒液流电池在内整个储能集群的内部能量分布状态,并通

过一种协同调控手段,主动规避因能量分布离散化所导致的系统性运行风险,成为本发明所要解决的技术问题。

发明内容

[0005] 本发明提供一种共享储能电站的站间协同调控方法,其主要目的在于解决现有电网调度方式在管理共享储能集群时,因缺少对集群整体能量分布状态的有效度量与调控手段,从而无法规避系统性失能风险的问题。

[0006] 为实现上述目的,本发明提供了一种共享储能电站的站间协同调控方法,包括在预设的调度周期内,并行执行步骤a与步骤b:

[0007] 步骤a,获取来源于电网监测系统表征电网是否处于紧急状态的危机信号;

[0008] 步骤b,获取共享储能电站集群中各个储能电站的荷电状态数据,并基于获取的多个荷电状态数据,计算一个表征该集群整体荷电状态分布离散程度的统计学指标;

[0009] 步骤c,基于危机信号的状态,执行以下两种互斥的调控规则之一:若危机信号未被激活,则执行常态维稳调控规则,该规则将统计学指标与一个预设的常态阈值进行比较,并在满足触发条件时,生成并下发第一类调控指令,第一类调控指令包括向荷电状态偏离集群平均值的储能电站下发用以恢复均衡的充放电指令;若危机信号被激活,则中止执行常态维稳调控规则,并转而执行紧急响应调控规则,该规则首先依据危机信号的来源信息在电网拓扑中确定一个危机中心区域,然后计算各储能电站至该危机中心区域的线路阻抗作为电气距离,并生成并下发第二类调控指令,第二类调控指令要求各储能电站依据电气距离由近至远的顺序以最大可用功率进行放电。

[0010] 优选的,统计学指标是多个荷电状态数据的标准差,或是一个与标准差成反比关系的内聚性指数。

[0011] 优选的,第一类调控指令中的用以恢复均衡的充放电指令,具体为:向荷电状态低于集群荷电状态平均值的储能电站下发充电指令,与向荷电状态高于集群荷电状态平均值的储能电站下发放电指令中的至少一种。

[0012] 优选的,危机信号是通过监测电网频率变化率与关键线路潮流是否超出预设安全限值来确定。

[0013] 优选的,步骤b还包括:持续追踪统计学指标的时间变化轨迹;常态维稳调控规则还包括:通过计算时间变化轨迹与通过离线仿真或历史数据分析所获得的对应不同隐性故障的多个特征轨迹模板之间的相似度指标,进行在线模式匹配,并基于相似度指标最高的匹配结果类型,生成差异化的第一类调控指令或者告警指令。

[0014] 优选的,差异化的第一类调控指令的强度,是依据一个动态风险指数进行调整的,动态风险指数 R_d 的计算方式为:
$$R_d = w_1 \cdot \sigma_{norm} + w_2 \cdot \left| \frac{d\sigma_{norm}}{dt} \right|$$
其中, R_d 为动态风险指数, σ_{norm} 为通过对统计学指标当前值进行最小-最大规范化处理后得到的值, $\frac{d\sigma_{norm}}{dt}$ 为对统计学指标的时间变化率进行最小-最大规范化处理后得到的值, w_1 与 w_2 为预设的权重系数。

[0015] 优选的,在执行步骤b之前,还包括数据净化步骤,该步骤对每一个储能电站执行:基于该储能电站历史的实际响应功率积分,计算出一个理论的荷电状态变化量;将该理论

的荷电状态变化量与该储能电站实际上报的荷电状态变化量进行比较;并基于长期累积的比较偏差,决定该储能电站当前上报的荷电状态数据是直接用于统计学指标的计算,还是在计算时被降低权重或舍弃。

[0016] 优选的,还包括:判断统计学指标是否满足一个表征集群处于统计沉寂状态的条件,统计沉寂状态的条件为统计学指标高于一个预设的沉寂阈值;以及当满足条件时,向多个储能电站下发一个统一的虚拟扰动指令,该指令要求各储能电站基于一个预设的微小充电功率回报一个预计的荷电状态变化量,并根据各个储能电站所回报的预计的荷电状态变化量的差异,来识别存在潜在异常的储能电站。

[0017] 优选的,预设的常态阈值包括预警阈值与干预阈值;当统计学指标触发预警阈值时,第一类调控指令体现为对经济调度模型的权重调整;当统计学指标触发干预阈值时,第一类调控指令体现为以恢复集群荷电状态的内聚性为优先目标的直接功率指令。

[0018] 优选的,第二类调控指令要求各储能电站依据电气距离由近至远的顺序以最大可用功率进行放电,具体为:为每一个具备放电能力的储能电站分配一个响应权重,该响应权重与该储能电站的线路阻抗值成反比;并依据响应权重由高至低的顺序,依次下发第二类调控指令。

[0019] 相比于现有技术,本发明的有益效果是:

[0020] 1、在计算表征集群整体荷电状态分布离散程度的统计学指标之前,先对各储能电站实时获取的荷电状态数据,执行一次基于其历史实际响应功率积分的物理一致性校验;经校验处理后的数据再被用于统计学指标的计算,而该指标的变化趋势则作为触发调控指令的依据,此方式使调控决策的基础,预先建立在与电网实际能量交换过程相符的数据之上,当调控指令以降低该指标所表征的离散度为目标时,其作用对象是集群真实的物理状态分布,避免了因个别储能单元的数据上报失实而持续引导系统进行错误的能量平衡,保障了整个协同调控闭环的逻辑自洽与长期有效性。

[0021] 2、在运行过程中,并行监测两个独立的信号通道:其一是基于荷电状态统计学指标所表征的储能集群内部健康状态,其二是来源于电网标准监测系统的、表征电网进入紧急状态的外部危机信号,当监测到外部危机信号时,系统会暂时中止基于内部统计学指标生成的以维持集群能量均衡为目标的调控逻辑,并切换至以危机发生区域的电气距离为唯一依据的紧急功率支援逻辑,这种双模态运行机制,使得储能集群的调度行为能够依据电网的宏观状态进行自动切换,在电网平稳运行时侧重于内部系统韧性的主动养护,而在电网遭遇突发冲击时,则能将其全部可用资源优先用于对外部最关键节点的功率支撑,解决了对内优化与对外响应这两种不同任务目标之间的内在调度冲突。

[0022] 3、本方法不仅计算储能集群荷电状态分布离散程度的统计学指标的当前值,还持续追踪该指标的时间变化率与变化加速度,共同构成一个表征系统状态演化的动态轨迹,系统将此实时轨迹与预先定义的对应不同隐性故障的特征轨迹模板进行在线模式匹配,并将匹配结果作为决定调控指令类型或强度的附加依据,此方式从事先定义的故障模式出发,使系统能够从单一监测数据的时间序列变化中,识别出性质截然不同的事件演化过程,例如区分出由正常市场行为导致的良性缓慢漂移,和由区域通信中断导致的恶性阶跃下跌,并据此触发常规干预或定向告警等差异化响应,使调控系统从一个仅能判断状态是否偏离的监测器,转变为一个能够初步诊断为何偏离的分析器,以及在储能集群荷电状态的

统计学指标高于一个预设的统计沉寂阈值时,会激活一种主动诊断机制,该机制向所有储能电站广播一个统一的标准化的虚拟充电请求指令,此指令不要求电站发生实际的功率流动,而是要求其根据自身状态回报一个预计的荷电状态变化量,系统通过比较各个电站回报值的差异,来识别响应行为偏离正常群体的异常电站。此方式利用一个信息层面的虚拟扰动,在系统处于因状态高度一致而导致微小异常信号被淹没的工况下,主动地非侵入式地探测出那些存在潜在故障的个体,解决了依赖统计学原理进行异常检测时,在样本趋同场景下感知灵敏度下降的问题。

附图说明

- [0023] 图1为本发明共享储能电站双模态协同调控逻辑流程图;
- [0024] 图2为本发明不同调控策略下电网频率响应性能对比图;
- [0025] 图3为本发明协同调控系统用例及参与者关系图;
- [0026] 图4为本发明双模态调控系统整体架构与信息流图。

具体实施方式

[0027] 为使本发明的目的、技术方案和优点更加清楚,下面将对本发明的技术方案进行详细的描述,显然,所描述的实施方式本发明一部分实施方式,而不是全部的实施方式,基于本发明中的实施方式,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方式,都属于本发明保护的范围。

[0028] 本发明提供一种共享储能电站的站间协同调控方法,该方法构建一个双模态调控机制,在一个调度周期内,并行处理外部电网的安全状态与内部储能集群的健康状态两类信息,并依据信息的性质执行两种相互排斥的控制规则,该方法包括一个并行信息处理阶段与一个条件触发的调控执行阶段,其中并行信息处理阶段同步获取表征电网稳定性的危机信号、并计算表征储能集群内部能量分布均衡度的统计学指标;调控执行阶段则依据危机信号是否被激活,来决定执行以维持集群内部荷电状态均衡为目标的常态维稳调控规则,或是转而执行以保障外部电网安全为优先的紧急响应调控规则。

[0029] 在一个高比例可再生能源接入的区域配电网应用场景中,部署有多个由不同市场主体运营的共享储能电站,为管理这些分布式资源以维持电网安全,调度系统需要对两种不同性质的风险进行处理,其一是电网遭受外部冲击的突发性风险,其二是由储能单元个体化运行导致的集群功能失衡的渐进性风险,为应对此况,本方法设定一个预设的调度周期,例如5分钟,在每一周期内并行执行步骤a与步骤b;步骤a,获取来源于电网监测系统表征电网是否处于紧急状态的危机信号,该危机信号是一个布尔型变量,其生成逻辑基于对关键电网运行参数的越限监测,系统利用广域测量系统(WAMS)或数据采集与监视控制系统(SCADA)的数据,持续计算电网频率变化率与关键输电断面的潮流,并将其与预设的安全限值进行比较,一个用于确定危机信号状态的规程被设定为:当电网频率变化率的绝对值在任何一个持续1秒的时间窗口内超过0.5Hz/s,或任一关键线路的有功潮流在持续1分钟内超过其静态稳定极限的110%时,危机信号的状态即被置为激活,否则维持未激活状态。

[0030] 步骤b,获取共享储能电站集群中各个储能电站的荷电状态(State of Charge, SOC)数据,并计算一个能够量化该集群整体荷电状态分布离散程度的统计学指标,在进行

指标计算前,为应对部分储能电站上报的SOC数据可能因通信错误或经济动因而失实的情况,系统首先执行一次数据净化步骤。系统为每个储能电站建立一个基于历史实际响应功率积分的物理一致性校验机制,具体为:系统依据调度指令发出后从电网侧计量点采集到的该储能电站的实际响应功率 $P_{act}(t)$,通过对时间积分并考虑平均充放电效率 η 来计算出一个理论的荷电状态变化量 $\Delta SOC_{predicted}$,其计算式为:

$$\Delta SOC_{predicted} = \frac{1}{C_{rated}} \int_{T-1}^T P_{act}(t) \cdot \eta \cdot dt; \text{其中, } C_{rated} \text{ 为该电站的额定容量, } P_{act}(t) \text{ 为 } t \text{ 时}$$

刻的实际响应功率, η 为预设的平均充放电效率,例如取值为90%。随后,将该 $\Delta SOC_{predicted}$ 与该储能电站实际上报的荷电状态变化量 $(\Delta SOC_{reported}(T) - \Delta SOC_{reported}(T - 1))$ 进行比较,若一个电站的长期累积比较偏差持续单向增长并超过预设阈值,则其当前上报的SOC数据在用于后续统计学指标计算时将被降低权重或舍弃。

[0031] 经数据净化后,统计学指标被计算出来,该指标是所有有效SOC数据的标准差 σ 。例如,假设集群中存在5个储能电站,其净化后的SOC数据为{85%,82%,45%,48%,90%},首先计算其算术平均值 $\mu = (85 + 82 + 45 + 48 + 90)/5 = 70$,随后计算标准差

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 (SOC_i - \mu)^2} = 21.63, \text{ 该 } \sigma \text{ 值表征了集群能量分布的离散程度; 步骤c, 基于步}$$

骤a中获取的危机信号的状态,执行两种互斥的调控规则之一;若危机信号未被激活,则系统执行常态维稳调控规则,在此规则下,系统将步骤b中计算出的统计学指标 σ 与两个预设的常态阈值进行比较,即预警阈值与干预阈值,这两个阈值的确定依据一个标准化的标定规程:通过对该电网过去一年在正常运行工况下的历史 σ 数据进行统计分析,将85%分位点的值设定为预警阈值,将95%分位点的值设定为干预阈值,当 σ 值超过预警阈值但低于干预阈值时,系统生成并下发体现为对经济调度模型权重进行调整的第一类调控指令,当 σ 值超过干预阈值时,系统将生成并下发以恢复集群荷电状态内聚性为优先目标的直接功率指令,该指令具体为向荷电状态低于集群平均值的储能电站下发充电指令,或向荷电状态高于集群平均值的储能电站下发放电指令,直至 σ 值回归至干预阈值以下。

[0032] 为使常态维稳调控规则的响应更具适应性,系统还持续追踪统计学指标的时间变化轨迹,并计算一个动态风险指数 R_d 来对调控强度进行调整,该动态风险指数 R_d 的计算方式为: $R_d = w_1 \cdot \sigma_{norm} + w_2 \cdot \left| \frac{d\sigma_{norm}}{dt} \right|$,其中, R_d 为动态风险指数; σ_{norm} 为通过对统计学指标当前值 σ 进行最小-最大规范化处理后得到的值,其计算方法为 $\sigma_{norm} = (\sigma - \sigma_{min}) / (\sigma_{max} - \sigma_{min})$,其中 σ_{min} 和 σ_{max} 是通过历史数据分析得到的 σ 正常波动范围的最小和最大值; $\frac{d\sigma_{norm}}{dt}$ 为对 σ_{norm} 的时间变化率进行同样规范化处理后得到的值; w_1 与 w_2 为预设的权重系数,例如分别设定为0.6和0.4,系统依据 R_d 值的大小,来动态调整第一类调控指令的强度;需要说明的是,系统依据动态风险指数 R_d 值的大小,来动态调整第一类调控指令的强度,其具体实现方式为:当系统判定需要下发以恢复集群荷电状态内聚性为优先目标的直接功率指令时,其下发的功率指令幅值 P_{cmd} 与 R_d 值相关联;在一个具体的实施方式中,该功率指令的基准幅值 P_{base} 被设定为储能电站额定功率的5%,而最终下发的指令幅值 P_{cmd} 则依据 $P_{cmd} = P_{base} \cdot (1 + R_d)$ 的计算式进行确定,其中 R_d 为规范化处理

后得到的值,其取值范围在0到1之间;如此,当 R_d 值较低时,例如0.1,表明系统风险可控,下发的功率指令幅值仅为基准值的1.1倍,干预动作较为温和,而当 R_d 值较高时,例如0.9,表明系统风险正在快速累积,下发的功率指令幅值则提升至基准值的1.9倍,从而实现调控强度与风险等级的动态匹配;若危机信号被激活,则系统立即中止执行常态维稳调控规则,并转而执行紧急响应调控规则,该规则依据危机信号的来源信息,例如电压崩溃点的电气位置或线路潮流越限的具体线路,在电网拓扑中确定一个危机中心区域,然后,系统计算各储能电站至该危机中心区域的线路阻抗作为电气距离,接着,系统生成并下发第二类调控指令,该指令要求所有具备放电能力的储能电站,依据电气距离由近至远的顺序,以最大可用功率进行放电,具体实现时,系统为每一个储能电站分配一个响应权重,该响应权重与该储能电站的线路阻抗值成反比,并依据响应权重由高至低的顺序,依次下发指令,直至危机信号解除。

[0033] 实施例1:在一个电源结构以高比例光伏发电为主的区域电网中,为平抑其出力波动,该电网配置了50个由不同业主运营且地理位置分散的共享储能电站集群;在一段连续48小时的周期内,因实时电价波动,各个储能电站的充放电行为呈现出异步性,导致整个储能集群的荷电状态分布出现两极分化,其中占总量约40%的电站处于接近100%的高位荷电状态,另有约40%的电站处于低于10%的低位荷电状态,在此期间,集群的算术平均荷电状态仍维持在55%的区间,但其荷电状态标准差 σ 已逐步攀升并超过了系统设定的干预阈值;在此工况下,常态维稳调控规则被自动执行,系统并未激活危机信号,而是依据超过干预阈值的统计学指标 σ ,向处于荷电状态两端的储能电站发出第一类调控指令;系统向荷电状态高于95%的电站下达以额定功率5%进行的放电指令,同时向荷电状态低于10%的电站下达以额定功率5%进行的充电指令,此过程持续进行,用以降低集群荷电状态的离散程度;在该调控过程进行约6小时后,集群的荷电状态标准差 σ 被逐步修正至预警阈值以下,此时该区域电网的一条500kV主干输电线路因故障跳闸,瞬时造成800MW的功率缺口,导致电网频率急速下跌,频率变化率超过了0.5Hz/s的限值;系统并行监测模块获取到此状态,并立即将危机信号置为激活状态,作为响应,系统瞬间中止了正在执行的常态维稳调控规则,并切换至紧急响应调控规则,系统依据故障线路的电气信息,将失功率区域的中心母线确定为危机中心区域,并快速计算出所有储能电站至该危机中心区域的线路阻抗作为电气距离。

[0034] 随后,系统依据电气距离由近及远的顺序,向所有可用储能电站下发了要求以最大可用功率进行放电的第二类调控指令;由于前期的常态维稳调控已使大部分储能电站的荷电状态回归至中间水平,集群在接收到指令后,协同输出有功功率,且功率注入点在电气拓扑上集中于危机中心区域,注入的功率支撑使电网频率在跌至触发低频减载定值之前停止下降并开始回升;在该紧急响应过程持续约8分钟后,电网的其他备用电源相继启动,频率逐步恢复至稳定区间,危机信号随之解除;系统自动退出紧急响应调控规则,并重新切换回常态维稳调控规则,此时,因经历大规模紧急放电,储能集群的荷电状态再次呈现不平衡,其标准差 σ 高于干预阈值,常态维稳调控规则再次启动,对集群进行均衡调控,使其逐步恢复至可随时响应的状态,该区域电网的运行得以维持稳定。

[0035] 实施例2:为定量评估本发明方法在严重电网扰动下维持频率稳定的性能,本实施例建立了一套数字仿真试验环境;该试验环境基于修改后的IEEE39节点标准测试系统,其中接入了20个额定功率为50MW、额定容量为100MWh的分布式储能电站,并配置了随机负荷

波动与可再生能源出力模型,仿真总时长设定为60秒,该时长能够完整覆盖电网频率在遭受大功率缺口后的一次动态响应全过程,从而能够清晰地对不同控制策略下的系统频率支撑能力进行评估;试验设置对照组A、对照组B与本发明样组三个分组;其中,对照组A采用于现有技术中普遍使用的独立调控方式,各储能电站仅依据本地频率偏差进行下垂控制,其初始荷电状态被设定为两极分化状态,初始SOC标准差 σ 为25%;对照组B仅执行本发明方法中的紧急响应调控规则,其常态维稳调控规则被禁用,因此其初始荷电状态同样被设定为与对照组A相同的两极分化状态;本发明样组则完整执行本发明所请求保护的双模态调控方法,其初始状态为经过常态维稳调控规则的预先调节,荷电状态分布均衡,初始SOC标准差 σ 为5%;试验在仿真进行至第5秒时,于系统的一条关键联络线上设置一个持续100ms的三相短路故障,故障清除后该线路及与之一并连接的700MW发电机组被切除,在系统中形成功率缺口;系统的低频减载触发阈值设定为49.5Hz,试验过程中持续记录各组的电网频率、储能集群总输出功率及低频减载动作次数。

[0036] 故障发生后,对照组A中,部分储能电站因初始荷电状态过低而无法提供有效功率输出,集群整体响应功率不足以平衡功率缺口,电网频率持续下跌并跌破49.5Hz,触发了一次低频减载;对照组B中,紧急响应调控规则被激活,但因距离危机中心最近的部分关键电站处于低电量状态,集群响应功率受限,电网频率最低点跌至49.55Hz;本发明样组中,因其初始荷电状态分布均衡,紧急响应调控规则被激活后,集群能够快速输出足额的功率支援,电网频率的下跌在49.75Hz处被遏制并开始回升,未触发低频减载,具体的性能指标对比参见表1。

[0037] 表1:为不同调控方式下电网暂态响应性能对比表。

试验样组	初始 SOC 标准差 $\sigma(t=0s)$	电网频率最低点(Hz)	触发低频减载次数(次)
对照组 A	25%	49.45	1
对照组 B	25%	49.55	0
本发明样组	5%	49.75	0

[0039] 试验结果的数据显示,具有较低初始SOC标准差的本发明样组,在遭受相同电网冲击时,其电网频率最低点高于对照组A与对照组B,且未发生低频减载动作;而初始SOC标准差相同但仅执行紧急响应调控规则的对照组B,其频率表现劣于本发明样组,此数据表明,常态维稳调控所维持的集群内部状态均衡,是紧急响应调控规则能够发挥全部效用的基础。

[0040] 为进一步验证本发明双模态切换机制,相较于本领域中同样旨在兼顾多重目标的其他协同调控方式的优越性,另增设对照组C。

[0041] 对比例1:对照组C采用一种多目标融合调控方式,其初始荷电状态与采用本发明方法的测试组完全一致,初始SOC标准差 σ 亦为5%,该调控方式的核心区别在于:其控制逻辑不包含在接收到危机信号时中止常态维稳规则的切换机制;作为替代,该控制中心的调控指令生成模块,被配置为持续并行计算用于维持集群荷电状态均衡的功率指令 $P_{balance}$ 与用于响应电网频率偏差的紧急功率指令 P_{freq} ,最终下发至各储能电站的实际功率指令

P_{cmd} ,是由一个加权融合函数 $P_{cmd} = w_b \cdot P_{balance} + w_f \cdot P_{freq}$ 动态生成;在电网频率稳定时,权重 w_b 占主导;当监测到频率下跌时,权重 w_f 的值随频率变化率的增大而增大,但 w_b 始终不为零,即用以维持均衡的调控目标始终对最终指令存在影响,试验中的其他所有参数,包括电网拓扑、故障设置、储能电站模型,均与采用本发明方法的测试组的设定保持严格一致;故障发生后,对照组C的储能集群虽同样激活了紧急功率支援,但其实际响应过程受到了持续存在的均衡调控目标的影响,控制日志分析显示,部分距离危机中心最近、理应以最大功率放电的储能电站,因其自身荷电状态略低于集群平均值,其最终接收到的放电指令相较于其最大可用功率被削弱了10%至18%,这种指令层面的迟滞与折衷,导致集群整体的有功功率支撑建立速度慢于采用本发明方法的测试组,电网频率最低点跌至49.60Hz,虽未触发低频减载,但其频率稳定性能明显劣于采用本发明方法的测试组,为清晰对比,将各组的试验配置与核心性能指标总结于表1。

[0042] 表1:不同调控方式下电网暂态响应性能对比表。

试验样组	调控方式	初始 SOC 标准差 $\sigma(t=0s)$	电网频率最低点 (Hz)	触发低频减载次数(次)
对照组 A	独立调控	25%	49.45	1
对照组 B	仅紧急响应	25%	49.55	0
对照组 C	多目标融合 调控	5%	49.60	0
采用本发明方法 的测试组	双模态调控	5%	49.75	0

[0044] 试验结果的数据明确显示,对照组C在具备与采用本发明方法的测试组完全相同的、理想的初始荷电状态分布的条件下,仅因其控制逻辑采用了常规的多目标融合策略,而非本发明所请求保护在危机时刻中止均衡规则并切换至紧急响应规则的双模态机制,其在应对严重电网冲击时的频率支撑效果便存在差距;此对比数据证实,本发明所提出的双模态切换这一发明关节点,是确保储能集群在复杂工况下发挥最大潜力的决定性技术要素,其解决了常规技术中不同控制目标间固有的调度冲突。

[0045] 实施例3:本实施例结合图1至图4,对共享储能电站的站间协同调控方法说明,如图1所示,该流程始于并行执行的两个上游信息获取步骤,即获取储能集群荷电状态SOC与获取电网危机信号,其中,所获取的SOC数据需先经过数据净化步骤,该步骤基于历史实际响应功率积分进行物理一致性校验,净化后的数据被用于计算统计学指标,以量化集群整体荷电状态分布的离散程度,例如计算其标准差,与此同时,通过监测电网频率变化率与关键线路潮流是否越限来判定的危机信号进入一个危机信号判定环节,若危机信号未被激活,则系统执行常态维稳调控规则,该规则将计算出的统计学指标与预设的预警或干预阈值进行比较,并据此下发第一类调控指令,以生成并下发用以恢复集群荷电状态均衡的充放电指令,并且,系统还通过计算动态风险指数来综合评估统计学指标的当前值与时间变化率,并依据该指数对调控指令的强度进行动态调整,反之,若危机信号被判定为激活,则系统立即中止均衡规则,转而执行紧急响应调控规则,以对危机区域进行紧急功率支援,该

规则首先确定危机中心并计算电气距离,依据线路阻抗对各储能电站进行响应排序,然后下发第二类调控指令,要求各电站依据电气距离由近至远以最大功率放电。

[0046] 如图2所示,其通过设置对照组A独立调控、对照组B仅紧急响应与本发明样组双模态调控三个试验组,对调控方法的有效性进行了定量验证,图中展示了两组关键性能指标的对比,第一组为初始SOC标准差 σ ,其中对照组A与B的初始离散度均为25%,而经过常态维稳调控的本发明样组,其初始离散度降低至5%,第二组指标为电网在遭受严重扰动后的频率跌落幅度 $\times 10$,其数值分别为0.55Hz、0.45Hz与0.25Hz,数据显示,本发明样组的频率跌落幅度最小,表明其对电网频率的支撑效果最优,从而证实了本发明所提出的双模态调控方法在提升电网稳定性方面的优势。

[0047] 如图3所示,调度系统与电网监测系统作为外部信息源,分别与系统的维持集群状态均衡及执行紧急功率支援功能进行交互;核心系统通过维持集群状态均衡功能,可进一步触发净化状态数据的内部流程,并通过对状态的持续追踪,实现诊断隐性故障,并将诊断结果通过发送告警指令功能触达运维人员,同时,执行紧急功率支援功能直接作用于共享储能电站,而运维人员亦可通过接收告警指令对共享储能电站进行干预,图中清晰地展示了本方法在维持系统内部健康与响应外部需求两大核心任务下,所涉及的功能模块、数据净化、故障诊断及人机交互的完整逻辑视图。

[0048] 如图4所示,电网监测系统负责监测频率变化率与线路潮流,并将判断结果以危机信号的形式发送至调控控制中心,共享储能电站集群则包含多个独立的储能电站,如电站1、电站2至电站N,它们各自上报其SOC数据至调控控制中心,并接收该中心下发的调控指令,调控控制中心作为该方法的核心,其内部包含一个并行信息处理模块,用以同步接收危机信号与SOC数据,一个双模态切换机制,用以根据危机信号在常态维稳与紧急响应两种模式间切换,以及一个调控指令生成模块,用以依据所选的调控模式生成对应的第一类指令或第二类指令,并将指令下发至储能集群,从而构成一个完整的信息处理与控制决策闭环。

[0049] 实施例4:本实施例旨在对前述技术方案中若干关键参数的标定规程,以及特定工况下补充性诊断机制的具体实现方式进行说明,以避免潜在的实施不确定性;在调控方法首次部署于一个特定的共享储能电站集群时,为确保其常态维稳调控规则的有效性,需要对作为其核心判断依据的统计学指标阈值,即预警阈值与干预阈值,进行一次离线标定;该标定规程的初始输入,是该电网调度系统所记录的,覆盖过去一个完整年度的,该储能集群中所有电站的分钟级历史荷电状态数据集,标定过程首先对该数据集进行预处理,剔除其中因通信中断或设备维护造成的无效数据段,然后,以24小时为滑动窗口,计算出每一个窗口内荷电状态标准差 σ 的平均值,从而获得一个由约35万个数据点构成表征该集群在长期运行中 σ 值分布特性的样本序列;基于此样本序列,通过标准的统计分析软件计算其累积分布函数,并确定该分布的85%分位点与95%分位点所对应的 σ 数值,例如,经计算得到85%分位点的 σ 值为18%,95%分位点的 σ 值为24%,则该系统的预警阈值即被设定为18%,干预阈值被设定为24%,此规程为阈值的设定提供了可复现的基于历史数据统计的客观依据。

[0050] 为保障用于计算统计学指标的荷电状态数据的真实性,方法中的数据净化步骤,其内部的动态可信度评估逻辑被具体配置为:系统为每个储能电站维持一个不一致性偏差的长期累积值 D_{acc} ,在每个调度周期,当计算出理论与实际上报的荷电状态变化量之差,即单次偏差 Δ_{dev} 后,该累积值 D_{acc} 依据 $D_{acc, t} = 0.9 \cdot D_{acc, t-1} + 0.1 \cdot |\Delta_{dev}|$ 的迭代公式进行

更新,此公式中引入了一个0.9的时间衰减因子,旨在使评估结果更侧重于近期的行为表现;同时,系统设定一个动态告警阈值 T_{dev} ,其值为该电站额定容量的2%,当一个电站的 D_{acc} 连续超过10个调度周期高于 T_{dev} 时,系统判定该电站的数据可信度下降,并将其在用于计算集群整体荷电状态标准差 σ 时的权重由1.0降低至0.5,若该状态持续超过60个调度周期,则其权重进一步降低至0.1,直至其 D_{acc} 回归至阈值以下并稳定保持超过24小时后,权重才恢复为1.0。

[0051] 在某些特殊的运行工况下,例如夜间用电低谷时段,集群中绝大多数储能电站均处于接近100%的满电状态,此时集群的荷电状态标准差 σ 会低于一个预设的例如1%的沉寂阈值,系统在这种状态下对个别单元的微弱异常状态感知能力会下降;为应对此况,系统在判断集群进入此统计沉寂状态并持续超过30分钟后,会激活一次主动诊断机制,该机制通过调度通道向所有储能电站广播一个统一的虚拟扰动指令,该指令并不要求电站进行实际的功率交换,而是要求各电站的电池管理系统(BMS)依据一个预设的幅值等于其额定充电电流1%的微小充电电流,计算并回报一个预计的荷电状态变化量;一个处于健康满电状态的电站,其BMS会返回一个接近于零的数值,而一个例如因传感器漂移而误报自身SOC为95%的异常电站,则会返回一个大于零的数值,系统通过对此响应向量进行离群点检测,例如计算所有响应值的Z-score,并将Z-score绝对值大于3的电站识别为潜在异常单元,并向运维人员发出针对该特定电站的检查告警,此机制在不干扰电站正常运行的前提下,提升了系统在特殊工况下的故障识别能力;为使基于历史实际响应功率积分的物理一致性校验过程具备自适应修正能力,平均充放电效率 η 并非一个固定的预设值,而是针对集群中的每一个储能电站进行周期性的独立在线标定,具体标定规程为:调控系统在每个预设的标定周期,例如24小时,自动检索并调用由部署在各储能电站并网点的高精度电能计量装置所记录的,在该周期内发生的所有完整充放电过程的累计充电电量 E_{in} 与累计放电电量 E_{out} ;随后,系统通过计算 $\eta_i = E_{out}/E_{in}$ 来得到该储能电站 i 在此周期内的实际综合运行效率,并将该计算结果 η_i 更新至该电站的参数数据库,用以替代旧有数值,作为下一个周期内执行物理一致性校验时计算理论荷电状态变化量的依据。

[0052] 实施例5:本实施例对方法中用于提升系统诊断能力与运行安全性的补充性工程规程进行说明;方法在部署前,执行一项用于建立隐性故障特征轨迹模板的离线仿真标定规程,该规程利用电力系统动态仿真平台,在该平台中系统性地注入多组预设的典型事件,其中包括模拟由市场行为引发的缓慢漂移事件、模拟因区域通信网络中断导致的阶跃下跌事件以及模拟由协同性网络攻击导致的加速下跌事件;在每次注入事件后,仿真系统记录并输出在事件演化过程中,集群整体荷电状态分布离散程度的统计学指标 σ 及其时间变化率 $\frac{d\sigma}{dt}$ 的时间序列数据,并将这些数据组作为特征轨迹模板存入系统的数据库;在实际运行中,系统将实时计算的 σ 及其时间变化率轨迹,与数据库中预存的多个特征轨迹模板进行在线模式匹配,并依据相似度最高的匹配结果,在触发第一类调控指令的同时,向调度及运维人员发出针对具体事件类型的告警指令;在系统将实时轨迹与预存的多个特征轨迹模板进行在线模式匹配的过程中,为应对实际运行中可能出现的,数据库未能覆盖的未知异常演化模式,系统还设定了一个模式匹配的置信度判定机制,该机制具体为:系统在计算实时轨迹与数据库中每一个模板的相似度指标后,会判断是否存在任何一个相似度指标高于一个

预设的匹配置信度阈值,例如0.75;若所有模板的相似度指标均未能超过该阈值,则系统将当前事件的类型判定为未定义异常,此时,系统将中止发出差异化告警指令的动作,转而向运维人员的监控界面发送一条集群状态发现未分类异常偏离的通用告警,而用以恢复集群荷电状态均衡的第一类调控指令的生成与下发,则不受此判定结果的影响,继续依据当前计算的统计学指标及其时间变化率执行。

[0053] 为保障核心调控算法所依赖的荷电状态数据的真实性,方法在数据净化步骤基础上,集成了一套基于物理响应核查的主动式数据审计规程;该规程由系统自动执行,在电网处于平稳运行状态的时段,不定时地向选定的历史数据偏差较大的单个储能电站,下发一个短时的、小功率的、具备明确功率曲线的充放电指令,例如以其额定功率的10%恒功率充电2分钟;在指令执行期间及执行后,系统通过部署在并网点的高精度电能计量装置,精确积分该储能电站与电网实际交换的电量,并据此计算出一个基于物理计量的荷电状态实际变化量;系统将该实际变化量与该储能电站在该时段内上报的荷电状态变化量进行比对,若两者偏差超过一个预设的0.5%的容忍阈值,则系统将该电站标记为数据失实高风险单元,并自动将其在后续至少24小时内从统计学指标的计算池中剔除,同时将其调控权限降级为仅接受手动指令。

[0054] 对于本领域技术人员而言,显然本发明不限于上述示范性实施例的细节,而且在不背离本发明的精神或基本特征的情况下,能够以其他的具体形式实现本发明。

[0055] 最后应说明的是,以上实施例仅用以说明本发明的技术方案而非限制,尽管参照较佳实施例对本发明进行了详细说明,本领域的普通技术人员应当理解,可以对本发明的技术方案进行修改或等同替换,而不脱离本发明技术方案的精神和范围。

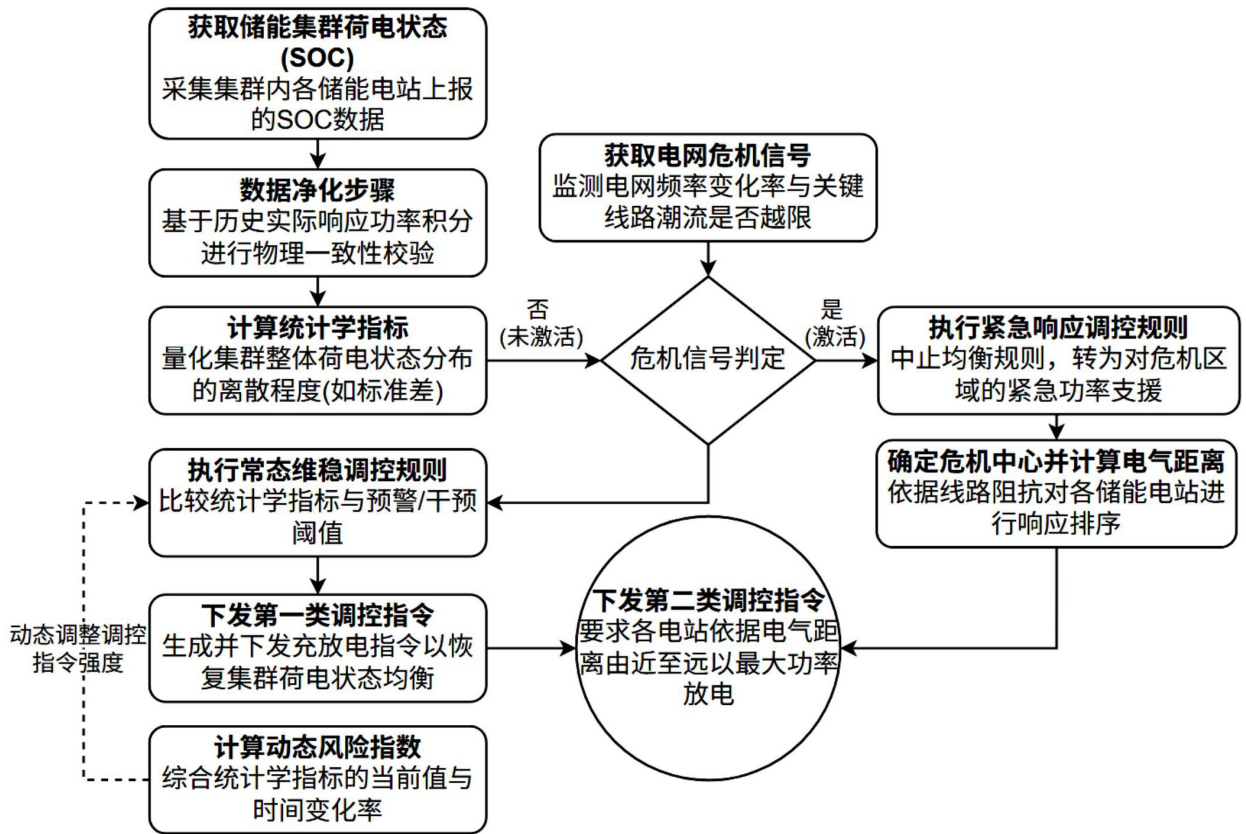


图1

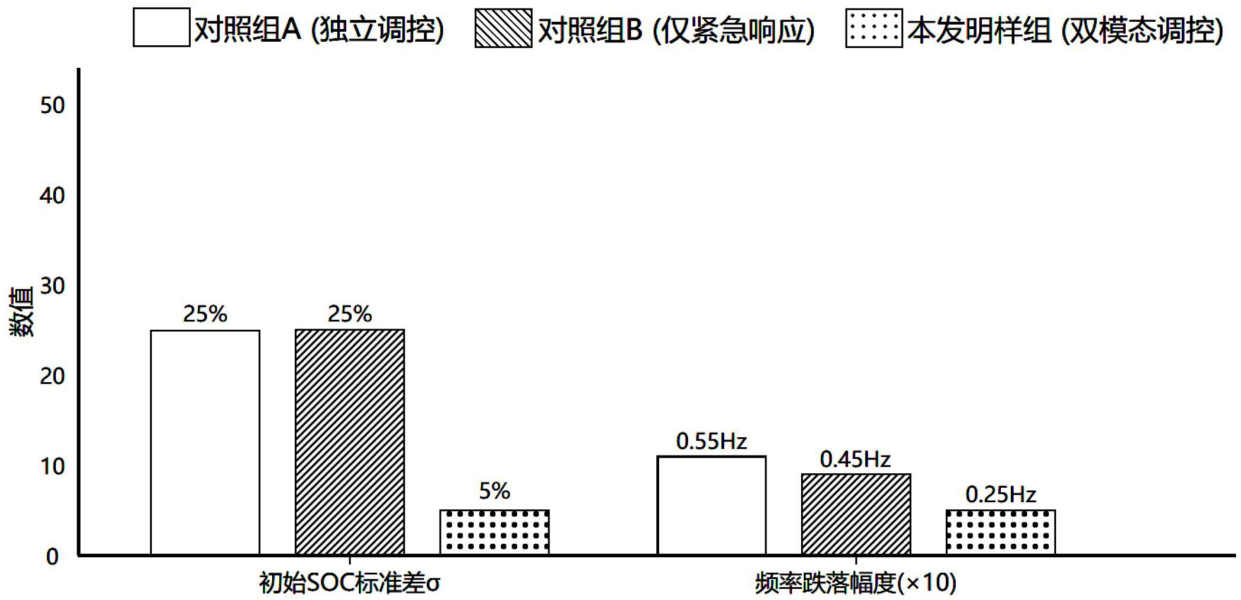


图2

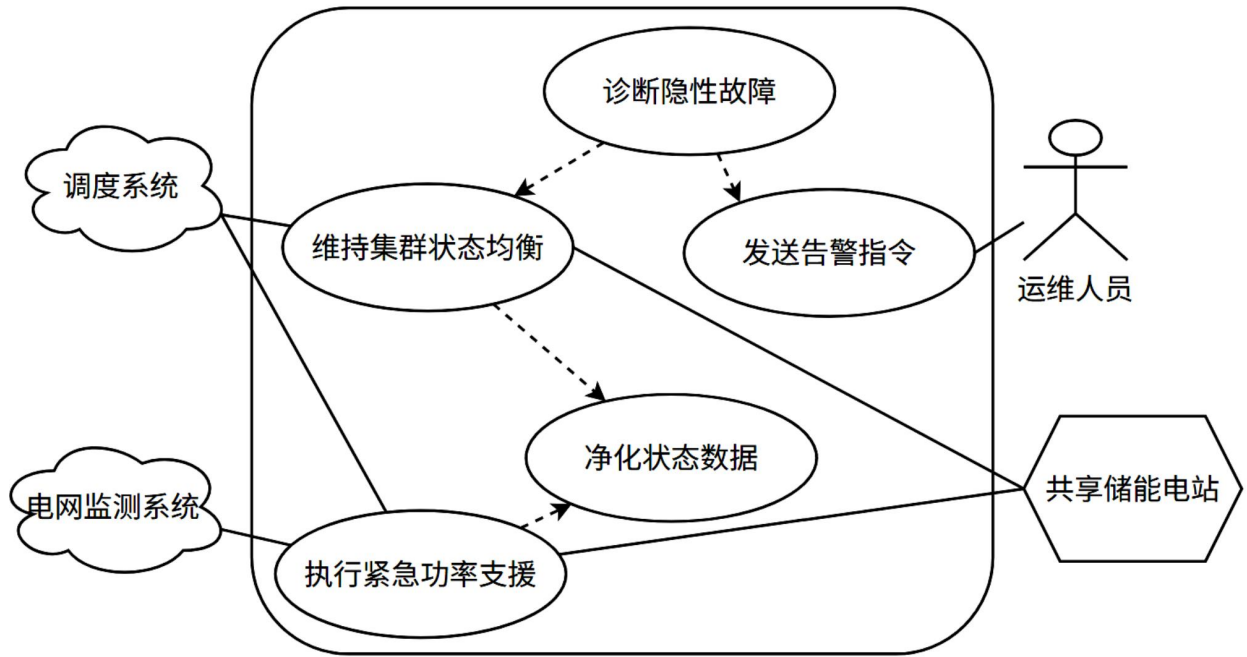


图3

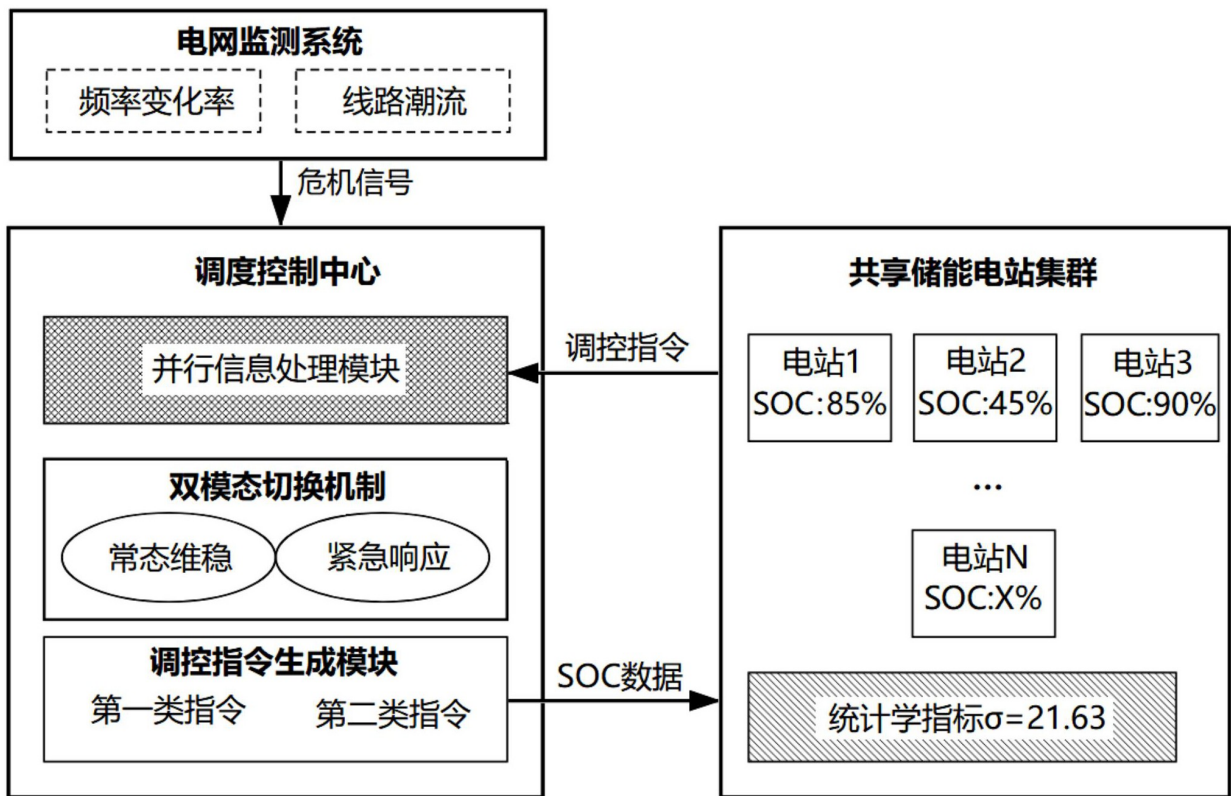


图4