(19)中华人民共和国国家知识产权局

(12)发明专利申请

(10)申请公布号 CN 105449701 A
(43)申请公布日 2016.03.30

(21)申请号 201610031506.8

(22)申请日 2016.01.18

(71)申请人 华北电力科学研究院有限责任公司
地址 100045 北京市西城区复兴门外地藏庵南巷一号
申请人 国网冀北电力有限公司电力科学研究院
国家电网公司

(72)发明人 吴林林 刘辉 白恺 崔正湃 李娜 王皓靖 李蕴红 徐海翔 江浩

(74)专利代理机构 北京三友知识产权代理有限公司 11127
代理人 王天尧

(51)Int.Cl.
H02J 3/28(2006.01)
H02J 3/24(2006.01)

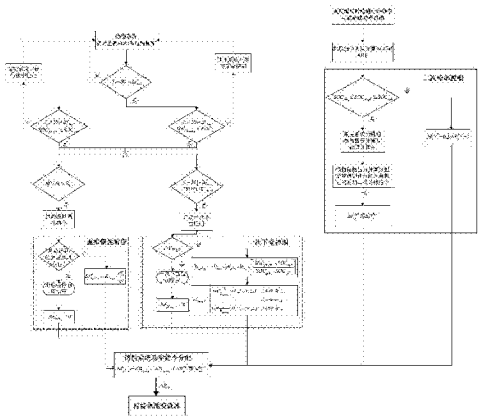
权利要求书7页 说明书13页 附图4页

(54)发明名称

一种储能系统参与电网频率控制的方法及装置

(57)摘要

本发明提供一种储能系统参与电网频率控制的方法及装置，包括：实时监控电网频率及储能的荷电状态，若电网频率偏差超过最大频率偏差，根据偏差方向和荷电状态确定储能参与电网一次调频：当满足一次调频启动条件时计算虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能的有功出力进行第一次调整；经过延迟时间后启动二次调频，确定二次调频指令；根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定二次调频有功控制指令；根据二次调频有功控制指令，对储能的有功出力进行第二次调整。采用本发明可以很好的解决储能与其他机组在一次调频、二次调频方面协调配合的问题。



CN 105449701 A

1.一种储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，包括：

实时监控电网频率及储能系统的荷电状态，若电网频率偏差未超过最大频率偏差，则循环监控电网频率及储能系统的荷电状态；若电网频率偏差超过最大频率偏差，则根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

若满足一次调频启动条件，则启动虚拟惯性响应和一次可变下垂控制，确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值；根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值，确定一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；

经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定二次调频有功控制指令；

根据二次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；

其中，所述电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。

2.如权利要求1所述的储能系统参与电网频率控制的方法，所述根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制，包括：

在电网频率偏差的偏差方向为$f_t>50+\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}<SOC_{max}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

或，在电网频率偏差的偏差方向为$f_t<50-\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}>SOC_{min}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

3.如权利要求1所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述一次调频启动条件包括虚拟惯性响应启动条件和一次可变下垂控制启动条件；

所述虚拟惯性响应启动条件为：

当$|df_t/dt|\geq R_{1im}$时，虚拟惯性响应启动；

其中，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{1im}为电网频率变化率死区；

所述一次可变下垂控制启动条件为：

当$|f_t-50|>\Delta f_{max}$且$t>T_{delay1}$时，一次可变下垂控制启动；

其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；T_{delay1}为预设的第一延迟时间。

4.如权利要求3所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，还包括：

当满足一次调频结束条件时，结束虚拟惯性响应和一次可变下垂控制；

所述一次调频结束条件包括虚拟惯性响应结束条件和一次可变下垂控制结束条件；

所述虚拟惯性响应结束条件为：

当电网频率达到峰值且延迟预设时间后，虚拟惯性响应结束；

所述一次可变下垂控制结束条件为：

当$t>T_{delay2}$时，一次可变下垂控制结束；

其中，T_{delay2}预设的第二延迟时间。

5.如权利要求1所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述储能系统

的虚拟惯性响应按如下公式确定：

$$\Delta P_{Inert,t}=\begin{cases}0 & |df_t/dt|<R_{lim}\\ K_{Inert}\times(df_t/dt) & |df_t/dt|\geq R_{lim}\end{cases};$$

其中，$\Delta P_{Inert,t}$为储能系统在t时刻的虚拟惯性响应，K_{Inert}为虚拟惯性系数，$K_{Inert}<0$，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区。

6.如权利要求5所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述储能系统的一次可变下垂控制功率调整值按如下公式确定：

$$\Delta P_{Droop,t}=\begin{cases}\min(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),P_{BESSN}) & f_t\leq 50-\Delta f_{max}\\ 0 & |f_t-50|<\Delta f_{max}\\ \max(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),-P_{BESSN}) & f_t\geq 50+\Delta f_{max}\end{cases};$$

其中，$\Delta P_{Droop,t}$为储能系统在t时刻的一次可变下垂控制功率调整值，$R_{Droop,t}$为t时刻的下垂系数，f_t为t时刻的电网频率，Δf_{max}为最大频率偏差，min为取小值运算，max为取大值运算，P_{BESSN}为储能系统的额定功率；

按照如下公式确定$R_{Droop,t}$：

$$R_{Droop,t}=R_{max}-(R_{max}-R_{min})\left[\frac{SOC_{BESS,t}-SOC_{min}}{SOC_{max}-SOC_{min}}\right];$$

其中，R_{max}为最大下垂系数，R_{min}为最小下垂系数，$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

7.如权利要求6所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述一次调频有功控制指令按如下公式确定：

$\Delta P_{PF,t}=\Delta P_{Inert,t}+\Delta P_{Droop,t}$；

其中，$\Delta P_{PF,t}$为t时刻的一次调频有功控制指令。

8.如权利要求1所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令，包括：

确定电网二次频率控制需求ARR；

确定调频机组的二次频率控制的参与因子，其中，所述调频机组包括储能机组、分担储能机组调频任务的发电机组和不分担储能机组调频任务的发电机组；

根据电网二次频率控制需求ARR和参与因子，确定调频机组的基础二次调频指令；

确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

根据调频机组的一次调频指令和基础二次调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

根据调频机组的一次调频指令、基础二次调频指令和附加二次调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

所述根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定二次调频有功控制指令；根据二次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；包括：

根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；根据储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对调储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整；

根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整、分担储能机组调频任务的发电机组的总的调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；根据分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整。

9.如权利要求8所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述调频机组的二次频率控制的参与因子按如下公式确定：

$$PF_i = R_i / \sum_{i=1}^{N} R_i ;$$

其中，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子；R_i为第i台调频机组的爬坡速率；N为调频机组的数量。

10.如权利要求9所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述调频机组的基础二次调频指令按如下公式确定：

$$\Delta P_{i,t}^{AGC} = PF_i * ARR_t = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t ;$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{AGC}$为第i台调频机组在t时刻的基础二次调频指令，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子，ARR_t为t时刻的电网二次频率控制需求。

11.如权利要求10所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令按如下公式确定：

$$\Delta P_{i,t}^{FM} = \Delta P_{i,t}^{PF} + \Delta P_{i,t}^{AGC} = K_i \Delta f_t + \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t ;$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{FM}$为第i台调频机组在t时刻的总调频指令，$\Delta P_{i,t}^{PF}$为第i台调频机组在t时刻的一次调频指令，K_i为第i台调频机组的一次调频系数；Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

12.如权利要求11所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令包括：

确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；

根据储能机组的基础二次调频指令、分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子，确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

按如下公式确定附加二次调频指令：

$$\Delta P_{k,t}^{AGC'} = PF_k' * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} = \frac{R_k}{\sum_{k=1}^{m} R_k} * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} ;$$

其中，$\Delta P_{k,t}^{AGC'}$为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令，$\Delta P_{BESS_j,t}^{FM}$为

第j台储能机组的基础二次调频指令；n为调频机组中储能机组的数量；PF_k'为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；R_k为第k台指定发电机组的爬坡速率；m为分担储能机组调频任务的发电机组的数量。

13.如权利要求12所述的储能系统参与电网频率控制的方法，其特征在于，所述分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令按如下公式确定：

$$\Delta P_{i,t}^{FM'}=\Delta P_{i,t}^{FM}+\Delta P_{i,t}^{AGC'}=K_i\Delta f_t+\frac{R_i}{\sum_{j=1}^{N}R_j}ARR_t+\frac{R_i}{\sum_{k=1}^{m}R_k}*\sum_{j=1}^{n}\Delta P_{BESS_j,t}^{FM};$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{FM'}$为第i台分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令。

14.一种储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，包括：

监控模块，用于实时监控电网频率及储能系统的荷电状态，若电网频率偏差未超过最大频率偏差，则循环监控电网频率及储能系统的荷电状态值；

一次频率控制模块，用于若电网频率偏差超过最大频率偏差，则根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

若满足一次调频启动条件，则启动虚拟惯性响应和一次可变下垂控制，确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值；根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值，确定一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；

二次调频模块，用于经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

总的有功控制指令确定模块，用于根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定总的有功控制指令；

二次调整模块，用于根据总的有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；

其中，所述电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。

15.如权利要求14所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次频率控制模块具体用于：

按照如下方式根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

在电网频率偏差的偏差方向为$f_t>50+\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}<SOC_{max}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

或，在电网频率偏差的偏差方向为$f_t<50-\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}>SOC_{min}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

16.如权利要求14所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次调频启动条件包括虚拟惯性响应启动条件和一次可变下垂控制启动条件；

所述虚拟惯性响应启动条件为：

当$|df_t/dt|\geq R_{1im}$时，虚拟惯性响应启动；

其中，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{1im}为电网频率变化率死区；

所述一次可变下垂控制启动条件为：

当$|f_t-50|>\Delta f_{max}$且$t>T_{delay1}$时，一次可变下垂控制启动；

其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；T_{delay1}为预设的第一延迟时间。

17.如权利要求16所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次频率控制模块还用于：

当满足一次调频结束条件，结束虚拟惯性响应和一次可变下垂控制；

所述一次调频结束条件包括虚拟惯性响应结束条件和一次可变下垂控制结束条件；

所述虚拟惯性响应结束条件为：

当电网频率达到峰值且延迟预设时间后，虚拟惯性响应结束；

所述一次可变下垂控制结束条件为：

当$t>T_{delay2}$时，一次可变下垂控制结束；

其中，T_{delay2}为预设的第二延迟时间。

18.如权利要求14所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次频率控制模块具体用于：

按如下公式确定储能系统的虚拟惯性响应：

$$\Delta P_{Inert,t}=\begin{cases}0 & |df_t/dt|<R_{lim}\\ K_{Inert}\times(df_t/dt) & |df_t/dt|\geq R_{lim}\end{cases};$$

其中，$\Delta P_{Inert,t}$为储能系统在t时刻的虚拟惯性响应，K_{Inert}为虚拟惯性系数，$K_{Inert}<0$，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区。

19.如权利要求18所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次频率控制模块具体用于：

按如下公式确定储能系统的一次可变下垂控制功率调整值：

$$\Delta P_{Droop,t}=\begin{cases}\min\left(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),P_{BESSN}\right) & f_t\leq 50-\Delta f_{max}\\ 0 & |f_t-50|<\Delta f_{max}\\ \max\left(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),-P_{BESSN}\right) & f_t\geq 50+\Delta f_{max}\end{cases};$$

其中，$\Delta P_{Droop,t}$为储能系统在t时刻的一次可变下垂控制功率调整值，$R_{Droop,t}$为t时刻的下垂系数，f_t为t时刻的电网频率，Δf_{max}为最大频率偏差，min为取小值运算，max为取大值运算，P_{BESSN}为储能系统的额定功率；

按照如下公式确定$R_{Droop,t}$：

$$R_{Droop,t}=R_{max}-(R_{max}-R_{min})\left[\frac{SOC_{BESS,t}-SOC_{min}}{SOC_{max}-SOC_{min}}\right];$$

其中，R_{max}为最大下垂系数，R_{min}为最小下垂系数，$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

20.如权利要求19所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述一次频率控制模块具体用于：

按如下公式确定一次调频有功控制指令：

$\Delta P_{PF,t}=\Delta P_{Inert,t}+\Delta P_{Droop,t}$；

其中，$\Delta P_{PF,t}$为t时刻的一次调频有功控制指令。

21.如权利要求14所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述二次调频模块包括：

控制需求确定单元，用于确定电网二次频率控制需求ARR；

参与因子确定单元，用于确定调频机组的二次频率控制的参与因子，其中，所述调频机组包括储能机组、分担储能机组调频任务的发电机组和不分担储能机组调频任务的发电机组；

基础二次调频指令确定单元，用于根据电网二次频率控制需求ARR和参与因子，确定调频机组的基础二次调频指令；

附加二次调频指令确定单元，用于确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

第一总调频指令确定单元，用于根据调频机组的一次调频指令和基础二次调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

第二总调频指令确定单元，用于根据调频机组的一次调频指令、基础二次调频指令和附加二次调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

所述总的有功控制指令确定模块具体用于：

根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；

根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；

所述二次调整模块具体用于：

根据储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对调储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整；

根据分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整。

22.如权利要求21所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述参与因子确定单元具体用于：

按如下公式确定调频机组的二次频率控制的参与因子：

$$PF_i=R_i/\sum_{i=1}^{N}R_i;$$

其中，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子；R_i为第i台调频机组的爬坡速率；N为调频机组的数量。

23.如权利要求22所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述基础二次调频指令确定单元具体用于：

按如下公式确定调频机组的基础二次调频指令：

$$\Delta P_{i,t}^{AGC} = PF_i * ARR_t = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t ;$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{AGC}$为第i台调频机组在t时刻的基础二次调频指令，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子，ARR_t为t时刻的电网二次频率控制需求。

24.如权利要求23所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述第一总调频指令确定单元具体用于：

按如下公式确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令：

$$\Delta P_{i,t}^{FM} = \Delta P_{i,t}^{PF} + \Delta P_{i,t}^{AGC} = K_i \Delta f_t + \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t ;$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{FM}$为第i台调频机组在t时刻的总调频指令，$\Delta P_{i,t}^{PF}$为第i台调频机组在t时刻的一次调频指令，K_i为第i台调频机组的一次调频系数；Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

25.如权利要求24所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述附加二次调频指令确定单元具体用于：

按如下方式确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令：

确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；

根据储能机组的基础二次调频指令、分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子，确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

按如下公式确定附加二次调频指令：

$$\Delta P_{k,t}^{AGC'} = PF_k' * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} = \frac{R_k}{\sum_{k=1}^{m} R_k} * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} ;$$

其中，$\Delta P_{k,t}^{AGC'}$为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令，$\Delta P_{BESS_j,t}^{FM}$为第j台储能机组的基础二次调频指令；n为调频机组中储能机组的数量；PF_k'为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；R_k为第k台指定发电机组的爬坡速率；m为分担储能机组调频任务的发电机组的数量。

26.如权利要求25所述的储能系统参与电网频率控制的装置，其特征在于，所述第二总调频指令确定单元具体用于：

按如下公式确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令：

$$\Delta P_{i,t}^{FM'} = \Delta P_{i,t}^{FM} + \Delta P_{i,t}^{AGC'} = K_i \Delta f_t + \frac{R_i}{\sum_{j=1}^{N} R_j} ARR_t + \frac{R_i}{\sum_{k=1}^{m} R_k} * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} ;$$

其中，$\Delta P_{i,t}^{FM'}$为第i台分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令。

一种储能系统参与电网频率控制的方法及装置

技术领域

[0001] 本发明涉及电网频率控制技术领域，特别涉及一种储能系统参与电网频率控制的方法及装置。

背景技术

[0002] 随着电力需求的增长，电网负荷峰谷差不断变大，对电力系统调频提出了更高的要求，需要更多响应快速的调节电源。传统调频技术中的频率控制是通过输出功率的快速增减来维持发电功率与负荷需求的平衡。而发电机具有响应慢、爬坡速率低的缺点，从而导致：1)因爬坡慢而不能较快地实现调度目标，从而快速实现再调度，因而不能提供所有的区域控制误差校正；2)因爬坡慢而无法快速改变方向，有时甚至会提供反向调节，因而发电机有时会增加区域控制误差。由于储能系统具有快速的功率响应能力，且能够实现功率的正反双向调节，通过对储能系统的合理控制，可以改善含风电电力系统的调频特性，具有更好的经济性。但是储能系统参与电网频率控制后，需要解决与其他机组在一次调频、二次调频方面协调配合的问题，目前尚欠缺对这方面的研究。

发明内容

[0003] 本发明实施例提供了一种储能系统参与电网频率控制的方法，可以很好的解决储能系统与其他机组在一次调频、二次调频方面协调配合的问题。该方法包括：

[0004] 实时监控电网频率及储能系统的荷电状态，若电网频率偏差未超过最大频率偏差，则循环监控电网频率及储能系统的荷电状态；若电网频率偏差超过最大频率偏差，则根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

[0005] 若满足一次调频启动条件，则启动虚拟惯性响应和一次可变下垂控制，确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值；根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值，确定一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；

[0006] 经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

[0007] 根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定二次调频有功控制指令；

[0008] 根据二次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；

[0009] 其中，所述电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。

[0010] 本发明实施例还提供了一种储能系统参与电网频率控制的装置，可以很好的解决储能系统与其他机组在一次调频、二次调频方面协调配合的问题。该装置包括：

[0011] 监控模块，用于实时监控电网频率及储能系统的荷电状态，若电网频率偏差未超过最大频率偏差，则循环监控电网频率及储能系统的荷电状态值；

[0012] 一次频率控制模块，用于若电网频率偏差超过最大频率偏差，则根据电网频率偏

差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

[0013] 若满足一次调频启动条件，则启动虚拟惯性响应和一次可变下垂控制，确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值；根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值，确定一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；

[0014] 二次调频模块，用于经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

[0015] 总的有功控制指令确定模块，用于根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定总的有功控制指令；

[0016] 二次调整模块，用于根据总的有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；

[0017] 其中，所述电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。

[0018] 在发明实施例中，当电网频率出现偏差时，储能系统先参与电网的一次频率控制，根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值确定一次调频有功控制指令，根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；经过预设延迟时间后，调度端启动二次调频，确定二次调频指令；根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定二次调频有功控制指令；根据二次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整，从而控制电网频率，这样通过协调储能系统与传统的发电机组的调频指令，利用储能系统的快速响应能力，可以显著提高电网频率扰动时频率变化幅度和稳定速度，提高电网抵抗负荷扰动的能力。

附图说明

[0019] 此处所说明的附图用来提供对本发明的进一步理解，构成本申请的一部分，并不构成对本发明的限定。在附图中：

[0020] 图1是本发明实施例提供的一种储能系统参与电网频率控制的方法流程图；

[0021] 图2是本发明实施例提供的一种储能系统的虚拟惯性响应控制框图；

[0022] 图3是本发明实施例提供的一种基于SOC值的动态一次下垂曲线图；

[0023] 图4是本发明实施例提供的一种储能系统的一次可变下垂控制的控制框图；

[0024] 图5是本发明实施例提供的一种区域控制偏差ACE计算流程图；

[0025] 图6是本发明实施例提供的一种电力系统结构简图；

[0026] 图7是本发明实施例提供的一种系统频率变化情况示意图；

[0027] 图8是本发明实施例提供的一种储能系统参与电网频率控制的装置结构图。

具体实施方式

[0028] 为使本发明的目的、技术方案和优点更加清楚明白，下面结合实施方式和附图，对本发明做进一步详细说明。在此，本发明的示意性实施方式及其说明用于解释本发明，但并不作为对本发明的限定。

[0029] 在本发明实施例中，提供了一种储能系统参与电网频率控制的方法，储能参与电网的频率控制的完整过程包括3个阶段：第一阶段为虚拟惯性响应，，第二阶段为一次下垂控制，第三阶段为二次调频即通常所说的AGC控制。具体的方法流程如图1所示，该方法包

括：

[0030] 步骤1：储能系统实时监视电网频率以及储能系统的荷电状态(SOC，State of Charge)，当电网频率偏差超过电网允许的最大频率偏差时，则进入下一步判断，否则循环监视电网频率与储能系统的荷电状态SOC。

[0031] 其中，电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。电力系统的标称频率为50Hz或60Hz，中国大陆(包括港、澳地区)及欧洲地区采用50Hz，北美及台湾地区多采用60Hz，日本则有50Hz和60Hz两种。则电网频率偏差为电网频率与50Hz的差值的绝对值，即$|f_t-50|>\Delta f_{max}$，f_t为t时刻的电网频率，Δf_{max}为最大频率偏差，其可以根据经验或相关标准设定，比如设定为0.05Hz。

[0032] 步骤2：当电网频率偏差超过Δf_{max}时，需要根据电网频率偏差的偏差方向与储能系统的荷电状态SOC判断其是否参与一次频率调节。

[0033] 1)当$f_t>50+\Delta f_{max}$时，需要储能系统吸收功率，若此时$SOC_{BESS,t}<SOC_{max}$，说明储能系统具备继续吸收功率的条件，则进入下一步一次频率控制，否则储能系统不参与一次频率控制。

[0034] 2)当$f_t<50-\Delta f_{max}$时，需要储能系统发出功率，若此时$SOC_{BESS,t}>SOC_{min}$，说明储能系统具备继续发出功率的条件，则进入下一步一次频率控制，否则储能系统不参与一次频率控制。

[0035] 其中，$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值，为避免储能过充通常将其限制为一个小于1的数值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值，为避免储能过放通常将其限制为一个大于0的数值。

[0036] 步骤3：当满足启动一次调频条件时，储能系统启动一次频率响应：虚拟惯性响应和一次下垂控制，同时确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值。其中虚拟惯性响应主要响应频率变化率，一次下垂控制响应频率偏差。

[0037] 所述一次调频启动条件包括虚拟惯性响应启动条件和一次可变下垂控制启动条件；

[0038] 所述虚拟惯性响应启动条件为：

[0039] 当$|df_t/dt|\geq R_{lim}$(即频率发生波动时刻)，虚拟惯性响应启动，；

[0040] 其中，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区；

[0041] 所述一次可变下垂控制启动条件为：

[0042] 当$|f_t-50|>\Delta f_{max}$且$t>T_{delay1}$时，一次可变下垂控制启动；

[0043] 其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；T_{delay1}为预设的第一延迟时间。

[0044] 具体实施时，该方法还包括：

[0045] 当满足一次调频结束条件时，结束虚拟惯性响应和一次可变下垂控制；

[0046] 所述一次调频结束条件包括虚拟惯性响应结束条件和一次可变下垂控制结束条件；

[0047] 所述虚拟惯性响应结束条件为：

[0048] 当电网频率达到峰值且延迟预设时间(频率首次波动到极值后0.1s)后，虚拟惯性响应结束，此时$\Delta P_{Inert,t}=0$；

[0049] 所述一次可变下垂控制结束条件为：

[0050] 当$t>T_{delay2}$时，一次可变下垂控制结束，此时，$\Delta P_{Droop,t}=0$；

[0051] 其中，T_{delay2}预设的第二延迟时间。

[0052] 下面详细介绍虚拟惯性响应和一次下垂控制。

[0053] (1)虚拟惯性响应

[0054] 储能系统的虚拟惯性响应是当电力系统发生剧烈频率波动时，根据频率变化率的大小来近似模拟传统发电机的惯性动能释放或吸收的过程，从而减缓系统故障初期(5s-10s内)的频率变化率，从而减小频率波动的幅值，同时增加系统阻尼，增强系统的小信号稳定性。虚拟惯性响应的计算公式为：

[0055] $$\Delta P_{Inert,t}=\begin{cases}0 & |df_t/dt|<R_{lim}\\ K_{Inert}\times(df_t/dt) & |df_t/dt|\geq R_{lim}\end{cases};$$

[0056] 上式中，$\Delta P_{Inert,t}$为储能系统在t时刻的虚拟惯性响应，K_{Inert}为虚拟惯性系数，$K_{Inert}<0$，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区，当频率变化率大于死区范围时才启动虚拟惯性响应。

[0057] 图2表示储能系统的虚拟惯性响应的基本控制框图，其中低通滤波器用来抑制系统频率测量中出现的高频噪声，死区控制器可以根据频率变化率对惯性响应启动的条件进行限定，避免频繁启停惯性响应。惯性功率输出的大小和变化率需根据电池的物理特性进行设定，防止电池在充放电过程中电流的过快和过冲响应。

[0058] 储能系统的虚拟惯性控制器可以在频率暂态调整过程中，保证储能系统向系统持续快速地注入有功功率。当频率达到峰值(频率上升时达到最大值，频率下降时达到最小值)且延时0.1s后虚拟惯性响应中止，电网通过自身惯性响应和其他发电机组的一次下垂调频进行频率恢复。

[0059] (2)一次可变下垂控制

[0060] 当频率经过T_{delay1}以后电网频率偏差仍然大于储能系统电网允许的最大频率偏差Δf_{max}，储能一次下垂控制启动。T_{delay1}可根据实际需求进行设定，本发明中取0.1s。

[0061] 储能一次下垂控制是利用储能系统的一次调频储备裕度，根电网据频率偏差和下垂特性对储能系统的有功功率输出进行调整，从而保证电力系统频率稳定在允许的偏差范围内(±0.2Hz)，属于频率的有差调节。传统发电机的调速差公式为：

[0062] $$\Delta P_t=\frac{1}{R_{Droop,t}}\Delta f=\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t);$$

[0063] 本发明在传统下垂控制的基础上引入了可变下垂控制的概念，即根据储能SOC状态来动态调整下垂系数，具体方法：根据系统调频要求，确定储能系统SOC的最大值和最小值下所对应的最大下垂系数R_{max}和最小下垂系数R_{min}，而后参照图3，由实测SOC值按线性插值法通过如下公式计算t时刻的下垂系数$R_{Droop,t}$：

[0064] $$R_{Droop,t}=R_{max}-(R_{max}-R_{min})\left[\frac{SOC_{BESS,t}-SOC_{min}}{SOC_{max}-SOC_{min}}\right];$$

[0065] 上式中，$R_{Droop,t}$为t时刻的下垂系数，R_{max}为最大下垂系数，R_{min}为最小下垂系数，$SOC_{BESS,t}$为储能t时刻的荷电状态，SOC_{max}为储能允许的荷电状态最大值，SOC_{min}为储能允许

的荷电状态最小值。

[0066] 这样就可以得到储能系统的一次可变下垂控制功率调整值，公式如下：

[0067] $$\Delta P_{\mathrm{Droop},t}=\begin{cases}\min\left(\dfrac{1}{R_{\mathrm{Droop},t}}(50-f_t),P_{BESSN}\right) & f_t\le 50-\Delta f_{\max}\\ 0 & |f_t-50|<\Delta f_{\max}|\\ \max\left(\dfrac{1}{R_{\mathrm{Droop},t}}(50-f_t),-P_{BESSN}\right) & f_t\ge 50+\Delta f_{\max}\end{cases};$$

[0068] 上式中，$\Delta P_{\mathrm{Droop},t}$为储能系统在t时刻的一次可变下垂控制功率调整值，$P_{\mathrm{BESSN}}$为储能系统的额定功率$\Delta f_{\max}$为一次下垂控制死区或最大频率偏差，min为取小值运算，min(a,b)返回a与b中的较小值，max为取大值运算，max(a,b)返回a与b中的较小值。

[0069] 图4表示储能系统的一次下垂特性的控制框图，其中高通滤波器用于消除永久低频扰动对控制系统的影响。

[0070] 为了避免储能系统一直处于一次频率调整状态，当一次调频响应达到T_{delay2}以后，储能系统的一次可变下垂控制结束。

[0071] 步骤4：将虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值加和得到一次调频有功控制指令，根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整，即将一次调频有功控制指令下达给储能系统后即实现了一次频率控制。

[0072] 具体的，一次调频有功控制指令按如下公式确定：

[0073] $\Delta P_{\mathrm{PF},t}=\Delta P_{\mathrm{Inert},t}+\Delta P_{\mathrm{Droop},t}$；

[0074] 其中，$\Delta P_{\mathrm{PF},t}$为t时刻的一次调频有功控制指令。

[0075] 具体实施是，由于一次调频不能使电网频率恢复，还是会存在频率偏差，调度端会实时检测电网频率与联络线功率波动，在频率发生变化后大约20s(预设延迟时间)后，调度端开始启动二次调频，几分钟后结束。所以下面详细介绍二次调频的方法流程。

[0076] 步骤5：经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

[0077] 首先，判断$\mathrm{SOC}_{\min}\le \mathrm{SOC}_{\mathrm{BESS},t}\le \mathrm{SOC}_{\max}$是否成立，如果不成立，$\Delta P_{i,t}^{FM'}=0$或$\Delta P_{i,t}^{FM}=0$，如果成立，开始二次频率控制；

[0078] 具体的二次频率控制步骤为：

[0079] 步骤51：确定电网二次频率控制需求ARR；

[0080] 具体实施时，目前大电网二次频率控制通过自动发电系统(AGC)实现。目前国内互联电力系统TBC-TBC的控制模式，二次频率控制的目标是区域控制偏差(Area Control Error，ACE)，并经过滤波和PI(PI调节器是一种线性控制器，它根据给定值与实际输出值构成控制偏差，将偏差的比例(P)和积分(I)通过线性组合构成控制量，对被控对象进行控制)环节形成区域控制需求(ARR)，如图5所示。ARR表征区域内发电与负荷之间的不平衡功率，即所有参与二次频率控制的发电机组应该调整的出力总量。

[0081] ACE计算公式：

[0082] $\mathrm{ACE}_t=\Delta P_{\mathrm{tie},t}+K\Delta f_t=\Delta P_{\mathrm{tie},t}+(K_G+K_D)\Delta f_t$；

[0083] 上式中：ACE_t为t时刻的区域控制偏差，$\Delta P_{\mathrm{tie},t}$为t时刻的联络线功率波动值，为t时刻控制区与外部控制区联络线总功率之和与计划值的偏差；K为控制区域的功频静特性

系数，有两部分组成，其中K_G为控制区域内调频机组的频率调节效应系数，K_D为控制区域内负荷的频率调节效应系数，Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

[0084] 步骤52：确定调频机组的二次频率控制的参与因子，其中，所述调频机组包括储能机组、分担储能机组调频任务的发电机组（火电机组和/或水电机组）和不分担储能机组调频任务的发电机组（火电机组和/或水电机组）；

[0085] 具体实施时，根据所有参与二次调频的机组爬坡速率的大小，按照比例关系确定调频机组的二次频率控制的参与因子PF_i。各调频机组的二次频率控制的参与因子的计算公式如下：

[0086] $$PF_i = R_i / \sum_{i=1}^{N} R_i ;$$

[0087] 上式中：PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子；R_i为第i台调频机组的爬坡速率；N为调频机组的数量。参与因子存在以下关系：

[0088] $$\sum_{i=1}^{N} PF_i = 1 ;$$

[0089] 这样具有较快爬坡速率的机组就可以承担更多的调频任务。

[0090] 步骤53：根据电网二次频率控制需求ARR和参与因子，确定调频机组的基础二次调频指令；

[0091] 具体实施时，所述调频机组的基础二次调频指令按如下公式确定：

[0092] $$\Delta P_{i,t}^{AGC} = PF_i * ARR_t = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t ;$$

[0093] 其中，$\Delta P_{i,t}^{AGC}$为第i台调频机组在t时刻的基础二次调频指令，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子，ARR_t为t时刻的电网二次频率控制需求。

[0094] 步骤54：确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

[0095] 具体实施时，考虑到电池储能调节容量有限，特别当SOC达到最小值（放电深度限制状态时通常10％）或最大值（充电深度限制状态时通常90％）时将停止放电和充电过程，无法继续参与系统的AGC调频，此时如果无法快速调整其他发电机的出力，系统频率将因功率缺额的出现而发生二次跌落（欠频）或升高（过频）。另一方面，AGC属于长时间动态频率调节，最终增加或减少的负荷还需其他发电机组共同分担。因此，本发明将储能机组控制产生的实时功率同时传送给其他指定的发电机组（火电或水电），同样参考参与因子计算公式，按照指定的发电机组（分担储能机组调频任务的发电机组）的爬坡速率关系，确定指定的发电机组的参与因子PF_j'。对于参与分担储能调频指令的发电机组，其附加二次调频指令为：

[0096] $$\Delta P_{k,t}^{AGC'} = PF_k' * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} = \frac{R_k}{\sum_{k=1}^{m} R_k} * \sum_{j=1}^{n} \Delta P_{BESS_j,t}^{FM} ;$$

[0097] 上式中，$\Delta P_{k,t}^{AGC'}$为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令，$\Delta P_{BESS_j,t}^{FM}$为第j台储能机组的基础二次调频指令；n为调频机组中储能机组的数量；PF_k'为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；R_k为第k台指定发电机

组的爬坡速率;m为分担储能机组调频任务的发电机组的数量。

[0098] 这种协调控制思想是基于传统前馈控制方式,可以使其它调频机组在储能装置AGC响应的后期尽早合理地安排出力,补偿因储能惯性中止所减少的有功输出或有功吸收,有效减小系统的功率差额。

[0099] 步骤55:根据调频机组的一次调频指令和基础二次调频指令,确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令,其计算公式如下:

[0100] $$\Delta P_{i,t}^{FM}=\Delta P_{i,t}^{PF}+\Delta P_{i,t}^{AGC}=K_i\Delta f_t+\frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N}R_i}ARR_t;$$

[0101] 其中,$\Delta P_{i,t}^{FM}$为第i台调频机组在t时刻的总调频指令,$\Delta P_{i,t}^{PF}$为第i台调频机组在t时刻的一次调频指令,K_i为第i台调频机组的一次调频系数;Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

[0102] 同时,根据调频机组的一次调频指令、基础二次调频指令和附加二次调频指令,确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令,其计算公式为:

[0103] $$\Delta P_{i,t}^{FM'}=\Delta P_{i,t}^{FM}+\Delta P_{i,t}^{AGC'}=K_i\Delta f_t+\frac{R_i}{\sum_{j=1}^{N}R_j}ARR_t+\frac{R_i}{\sum_{k=1}^{m}R_k}*\sum_{j=1}^{n}\Delta P_{BESS_j,t}^{FM};$$

[0104] 其中,$\Delta P_{i,t}^{FM'}$为第i台分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令。

[0105] 步骤5中计算得到的$\Delta P_{i,t}^{FM}$和$\Delta P_{i,t}^{FM'}$都为二次调频指令。

[0106] 步骤6:根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令,确定二次调频有功控制指令;

[0107] 具体的,根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令,确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令;

[0108] 同时,根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整、分担储能机组调频任务的发电机组的总的调频指令,确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令;

[0109] 按照如下公式确定二次调频有功控制指令:

[0110] $$\Delta P_{FM,t}=\Delta P_{Inert,t}+\Delta P_{Droop,t}+\Delta P_{i,t}^{FM'}\text{或}\Delta P_{i,t}^{FM};$$

[0111] 其中,$\Delta P_{FM,t}$为二次调频有功控制指令

[0112] 步骤7:根据二次调频有功控制指令,对储能系统的有功出力进行第二次调整。

[0113] 具体的,包括:根据储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令,对调储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整;

[0114] 同时,根据分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令,对分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整。

[0115] 举例:

[0116] 通过Matlab/Simulink搭建一个小型输电网络，如图6所示，电压等级220kV，额定频率50Hz，整个系统包括两台150MVA火电机组模型(火电1)和200MVA火电机组模型(火电2)(带有完整调速和励磁控制系统)，一台额定容量20MWh的储能系统电磁暂态模型(充放电额定功率20MW，额定电压380V)，一个322MW的恒功率负荷模型(负荷1)。

[0117] 为模拟电力系统稳态情况下发生欠频故障(小于50Hz时)，在15s突然增加一个24MW的恒功率负荷2，系统有功功率出现暂态不平衡，电网频率瞬时跌落，如果储能系统不参与任何系统调频，仅通过其它两台同步发电机组(火电1和火电2)的调速器来增加有功出力，会因其机电暂态响应速度过慢(秒级)，导致频率下降速率过快，特别是最低点频率值(49.41Hz)将小于系统频率安全值49.5Hz，低频减载保护会立即动作，部分负荷将被切除，对用户和电网造成一定经济的损失。如果储能通过虚拟惯性响应和一次下垂控制，根据系统频率的变化合理快速的调整储能系统的有功出力，则系统动态频率特性将会得到明显的改善。

[0118] 为获得满意的调频效果并兼顾仿真时长，本例中的储能系统初始SOC为50％，最大功率输出为20MW，爬坡速率为20MW/s，传统火电机组爬坡速率为每分钟2％额定功率。该区域的功频静特性系数为156.3MW/Hz，PI控制器参数$K_p=1$，$K_i=0.8$，一阶低通滤波器截止频率$f_c=1/100$Hz，AGC信号传输延时0.2s。

[0119] 由表1、图7可知，与储能不参与系统调频相比，储能快速、精确的功率输出可全面提升系统的调频能力，不仅减缓故障初期的频率变化率，提高暂态最低点的频率值，从而有效避免低频减载保护动作，而且消除恢复过程中的频率振荡，加快系统频率的恢复，可见单位容量下的储能调频效果明显好于传统火力机组。

[0120] 与不考虑水电、火电机组的附加二次调频控制相比，考虑了本发明所提出的储能与火电机组协调的附加调频控制后可以进一步改善系统频率的暂态和恢复过程，使系统频率更快地提升到50Hz，同时在一定程度上优化了储能的调频容量，保证储能有更多的备用容量参与其他紧急调频调压任务。

[0121] 表1储能三段调频性能对比

[0122]

储能调频方式	初始频率变化率（Hz/s）	最低点频率（Hz）	恢复到50Hz的时间（s）
传统协调控制(无储能BESS)	-0.21Hz/s	49.41	50
三阶段无协调控制	-0.16Hz/s	49.85	29
三阶段有协调控制	-0.16Hz/s	49.85	24

[0123] 基于同一发明构思，本发明实施例中还提供了一种储能系统参与电网频率控制的装置，如下面的实施例所述。由于储能系统参与电网频率控制的装置解决问题的原理与储能系统参与电网频率控制的方法相似，因此储能系统参与电网频率控制的装置的实施可以参见储能系统参与电网频率控制的方法的实施，重复之处不再赘述。以下所使用的，术语“单元”或者“模块”可以实现预定功能的软件和/或硬件的组合。尽管以下实施例所描述的装置较佳地以软件来实现，但是硬件，或者软件和硬件的组合的实现也是可能并被构想的。

[0124] 图8是本发明实施例的储能系统参与电网频率控制的.装置的一种结构框图，如图

8所示，包括：

[0125] 监控模块801，用于实时监控电网频率及储能系统的荷电状态，若电网频率偏差未超过最大频率偏差，则循环监控电网频率及储能系统的荷电状态值；

[0126] 一次频率控制模块802，用于若电网频率偏差超过最大频率偏差，则根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

[0127] 若满足一次调频启动条件，则启动虚拟惯性响应和一次可变下垂控制，确定储能系统的虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值；根据虚拟惯性响应和一次可变下垂控制功率调整值，确定一次调频有功控制指令；根据一次调频有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第一次调整；

[0128] 二次调频模块803，用于经过预设延迟时间后，启动二次调频，确定二次调频指令；

[0129] 总的有功控制指令确定模块804，用于根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值和二次调频指令，确定总的有功控制指令；

[0130] 二次调整模块805，用于根据总的有功控制指令，对储能系统的有功出力进行第二次调整；

[0131] 其中，所述电网频率偏差为电网频率与电力系统的标称频率的差值的绝对值。

[0132] 下面对该结构进行说明。

[0133] 具体实施时，所述一次频率控制模块802具体用于：

[0134] 按照如下方式根据电网频率偏差的偏差方向和储能系统的荷电状态，确定储能系统参与电网一次频率控制：

[0135] 在电网频率偏差的偏差方向为$f_t>50+\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}<SOC_{max}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

[0136] 或，在电网频率偏差的偏差方向为$f_t<50-\Delta f_{max}$，且$SOC_{BESS,t}>SOC_{min}$时，确定储能系统参与电网一次频率控制；

[0137] 其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

[0138] 具体实施时，所述一次调频启动条件包括虚拟惯性响应启动条件和一次可变下垂控制启动条件；

[0139] 所述虚拟惯性响应启动条件为：

[0140] 当$|df_t/dt|\geq R_{lim}$时，虚拟惯性响应启动；

[0141] 其中，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区；

[0142] 所述一次可变下垂控制启动条件为：

[0143] 当$|f_t-50|>\Delta f_{max}$且$t>T_{delay1}$时，一次可变下垂控制启动；

[0144] 其中，f_t为t时刻的电网频率；Δf_{max}为最大频率偏差；T_{delay1}为预设的第一延迟时间。

[0145] 具体实施时，所述一次频率控制模块802还用于：

[0146] 当满足一次调频结束条件，结束虚拟惯性响应和一次可变下垂控制；

[0147] 所述一次调频结束条件包括虚拟惯性响应结束条件和一次可变下垂控制结束条件；

[0148] 所述虚拟惯性响应结束条件为：

[0149] 当电网频率达到峰值且延迟预设时间后，虚拟惯性响应结束；

[0150] 所述一次可变下垂控制结束条件为：

[0151] 当$t>T_{delay2}$时，一次可变下垂控制结束；

[0152] 其中，T_{delay2}为预设的第二延迟时间。

[0153] 具体实施时，所述一次频率控制模块802具体用于：

[0154] 按如下公式确定储能系统的虚拟惯性响应：

[0155] $$\Delta P_{Inert,t}=\begin{cases}0 & |df_t/dt|<R_{lim}\\ K_{Inert}\times(df_t/dt) & |df_t/dt|\geq R_{lim}\end{cases};$$

[0156] 其中，$\Delta P_{Inert,t}$为储能系统在t时刻的虚拟惯性响应，K_{Inert}为虚拟惯性系数，$K_{Inert}<0$，df_t/dt为t时刻的电网频率变化率，R_{lim}为电网频率变化率死区。

[0157] 具体实施时，所述一次频率控制模块802具体用于：

[0158] 按如下公式确定储能系统的一次可变下垂控制功率调整值：

[0159] $$\Delta P_{Droop,t}=\begin{cases}\min\left(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),P_{BESSN}\right) & f_t\leq 50-\Delta f_{max}\\ 0 & |f_t-50|<\Delta f_{max}\\ \max\left(\frac{1}{R_{Droop,t}}(50-f_t),-P_{BESSN}\right) & f_t\geq 50+\Delta f_{max}\end{cases};$$

[0160] 其中，$\Delta P_{Droop,t}$为储能系统在t时刻的一次可变下垂控制功率调整值，$R_{Droop,t}$为t时刻的下垂系数，f_t为t时刻的电网频率，Δf_{max}为最大频率偏差，min为取小值运算，max为取大值运算，P_{BESSN}为储能系统的额定功率；

[0161] 按照如下公式确定$R_{Droop,t}$：

[0162] $$R_{Droop,t}=R_{max}-(R_{max}-R_{min})\left[\frac{SOC_{BESS,t}-SOC_{min}}{SOC_{max}-SOC_{min}}\right];$$

[0163] 其中，R_{max}为最大下垂系数，R_{min}为最小下垂系数，$SOC_{BESS,t}$为储能系统在t时刻的荷电状态；SOC_{max}为储能系统允许的荷电状态最大值；SOC_{min}为储能系统允许的荷电状态最小值。

[0164] 具体实施时，所述一次频率控制模块802具体用于：

[0165] 按如下公式确定一次调频有功控制指令：

[0166] $\Delta P_{PF,t}=\Delta P_{Inert,t}+\Delta P_{Droop,t}$；

[0167] 其中，$\Delta P_{PF,t}$为t时刻的一次调频有功控制指令。

[0168] 具体实施时，所述二次调频模块803包括：

[0169] 控制需求确定单元8031，用于确定电网二次频率控制需求ARR；

[0170] 参与因子确定单元8032，用于确定调频机组的二次频率控制的参与因子，其中，所述调频机组包括储能机组、分担储能机组调频任务的发电机组和不分担储能机组调频任务的发电机组；

[0171] 基础二次调频指令确定单元8033，用于根据电网二次频率控制需求ARR和参与因子，确定调频机组的基础二次调频指令；

[0172] 附加二次调频指令确定单元8034，用于确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

[0173] 第一总调频指令确定单元8035，用于根据调频机组的一次调频指令和基础二次调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

[0174] 第二总调频指令确定单元8036，用于根据调频机组的一次调频指令、基础二次调频指令和附加二次调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令；

[0175] 所述总的有功控制指令确定模块804具体用于：

[0176] 根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令，确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；

[0177] 根据虚拟惯性响应、一次可变下垂控制功率调整值、分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令，确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令；

[0178] 所述二次调整模块805具体用于：

[0179] 根据储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对调储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整；

[0180] 根据分担储能机组调频任务的发电机组的二次调频有功控制指令，对分担储能机组调频任务的发电机组的有功出力进行调整。

[0181] 具体实施时，控制需求确定单元8031按照如下方式确定电网二次频率控制需求ARR：

[0182] 首先确定区域控制偏差ACE，其计算公式为：

[0183] $ACE_t = \Delta P_{tie,t} + K\Delta f_t = \Delta P_{tie,t} + (K_G + K_D)\Delta f_t$；

[0184] 上式中：ACE_t为t时刻的区域控制偏差，$\Delta P_{tie,t}$为t时刻的联络线功率波动值，为t时刻控制区与外部控制区联络线总功率之和与计划值的偏差；K为控制区域的功频静特性系数，有两部分组成，其中K_G为控制区域内调频机组的频率调节效应系数，K_D为控制区域内负荷的频率调节效应系数，Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

[0185] 将区域控制偏差(Area Control Error，ACE)经过滤波和PI环节形成区域控制需求ARR。

[0186] 具体实施时，所述参与因子确定单元8032具体用于：

[0187] 按如下公式确定调频机组的二次频率控制的参与因子：

[0188] $$PF_i = R_i / \sum_{i=1}^{N} R_i$$；

[0189] 其中，PF_i为第i台调频机组的二次频率控制的参与因子；R_i为第i台调频机组的爬坡速率；N为调频机组的数量。

[0190] 具体实施时，所述基础二次调频指令确定单元8033具体用于：

[0191] 按如下公式确定调频机组的基础二次调频指令：

[0192] $$\Delta P_{i,t}^{AGC} = PF_i * ARR_t = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N} R_i} ARR_t$$；

[0193] 其中，$\Delta P_{i,t}^{AGC}$为第i台调频机组在t时刻的基础二次调频指令，PF_i为第i台调频机组

的二次频率控制的参与因子，ARR_t为t时刻的电网二次频率控制需求。

[0194] 具体实施时，所述第一总调频指令确定单元8035具体用于：

[0195] 按如下公式确定储能机组和不分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令：

[0196] $$\Delta P_{i,t}^{FM}=\Delta P_{i,t}^{PF}+\Delta P_{i,t}^{AGC}=K_i\Delta f_t+\frac{R_i}{\sum_{i=1}^{N}R_i}ARR_t;$$

[0197] 其中，$\Delta P_{i,t}^{FM}$为第i台调频机组在t时刻的总调频指令，$\Delta P_{i,t}^{PF}$为第i台调频机组在t时刻的一次调频指令，K_i为第i台调频机组的一次调频系数；Δf_t为t时刻的控制区域的频率偏差。

[0198] 具体实施时，所述附加二次调频指令确定单元8034具体用于：

[0199] 按如下方式确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令：

[0200] 确定分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；

[0201] 根据储能机组的基础二次调频指令、分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子，确定分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令；

[0202] 按如下公式确定附加二次调频指令：

[0203] $$\Delta P_{k,t}^{AGC'}=PF_k'*\sum_{j=1}^{n}\Delta P_{BESS_j,t}^{FM}=\frac{R_k}{\sum_{k=1}^{m}R_k}*\sum_{j=1}^{n}\Delta P_{BESS_j,t}^{FM};$$

[0204] 其中，$\Delta P_{k,t}^{AGC'}$为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的附加二次调频指令，$\Delta P_{BESS_j,t}^{FM}$为第j台储能机组的基础二次调频指令；n为调频机组中储能机组的数量；PF_k'为第k台分担储能机组调频任务的发电机组的二次频率控制的参与因子；R_k为第k台指定发电机组的爬坡速率；m为分担储能机组调频任务的发电机组的数量。

[0205] 具体实施时，所述第二总调频指令确定单元8036具体用于：

[0206] 按如下公式确定分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令：

[0207] $$\Delta P_{i,t}^{FM'}=\Delta P_{i,t}^{FM}+\Delta P_{i,t}^{AGC}=K_i\Delta f_t+\frac{R_i}{\sum_{j=1}^{N}R_j}ARR_t+\frac{R_i}{\sum_{k=1}^{m}R_k}*\sum_{j=1}^{n}\Delta P_{BESS_j,t}^{FM};$$

[0208] 其中，$\Delta P_{i,t}^{FM'}$为第i台分担储能机组调频任务的发电机组的总调频指令。

[0209] 最后，按照如下公式确定二次调频有功控制指令：

[0210] $$\Delta P_{FM,t}=\Delta P_{Inert,t}+\Delta P_{Droop,t}+\Delta P_{i,t}^{FM'}\text{或}\Delta P_{i,t}^{FM};$$

[0211] 其中，$\Delta P_{FM,t}$为二次调频有功控制指令。

[0212] 综上所述，本发明提出的储能系统参与电网频率控制的方法(三阶段策略)及装置，涵盖了一次调频、二次调频的全过程，通过利用储能系统的快速响应能力，可以显著提高电网频率扰动时频率变化幅度和稳定速度，提高电网抵抗负荷扰动的能力。

[0213] 本领域内的技术人员应明白，本发明的实施例可提供为方法、系统、或计算机程序产品。因此，本发明可采用完全硬件实施例、完全软件实施例、或结合软件和硬件方面的实施例的形式。而且，本发明可采用在一个或多个其中包含有计算机可用程序代码的计算机

可用存储介质(包括但不限于磁盘存储器、CD-ROM、光学存储器等)上实施的计算机程序产品的形式。

[0214] 本发明是参照根据本发明实施例的方法、设备(系统)、和计算机程序产品的流程图和/或方框图来描述的。应理解可由计算机程序指令实现流程图和/或方框图中的每一流程和/或方框、以及流程图和/或方框图中的流程和/或方框的结合。可提供这些计算机程序指令到通用计算机、专用计算机、嵌入式处理机或其他可编程数据处理设备的处理器以产生一个机器,使得通过计算机或其他可编程数据处理设备的处理器执行的指令产生用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的装置。

[0215] 这些计算机程序指令也可存储在能引导计算机或其他可编程数据处理设备以特定方式工作的计算机可读存储器中,使得存储在该计算机可读存储器中的指令产生包括指令装置的制造品,该指令装置实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能。

[0216] 这些计算机程序指令也可装载到计算机或其他可编程数据处理设备上,使得在计算机或其他可编程设备上执行一系列操作步骤以产生计算机实现的处理,从而在计算机或其他可编程设备上执行的指令提供用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的步骤。

[0217] 以上所述仅为本发明的优选实施例而已,并不用于限制本发明,对于本领域的技术人员来说,本发明实施例可以有各种更改和变化。凡在本发明的精神和原则之内,所作的任何修改、等同替换、改进等,均应包含在本发明的保护范围之内。

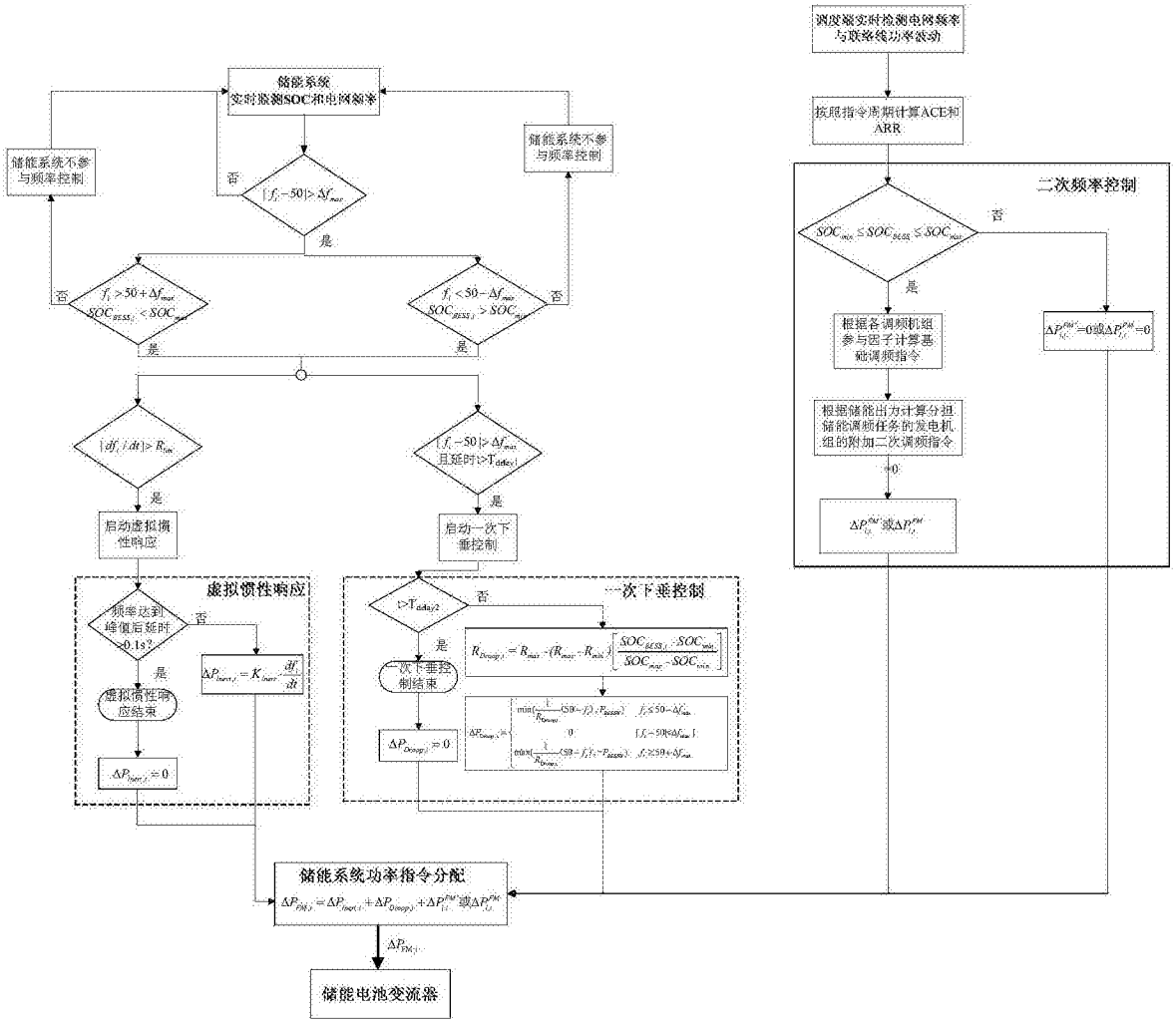

储能系统
实时监测SOC和电网频率
储能系统不参与频率控制
否
是
储能系统不参与频率控制
否
是
否
是
启动虚拟惯性响应
启动一次下垂控制
虚拟惯性响应
频率达到峰值后延时0.1s?
否
是
虚拟惯性响应结束
一次下垂控制
一次下垂控制结束
储能系统功率指令分配
储能电池变流器
调度端实时检测电网频率与联络线功率波动
按照指令周期计算ACE和ARR
二次频率控制
否
是
根据各调频机组参与因子计算基础调频指令
根据储能出力计算分担储能调频任务的发电机组的附加二次调频指令
=0
否
是
是

图1

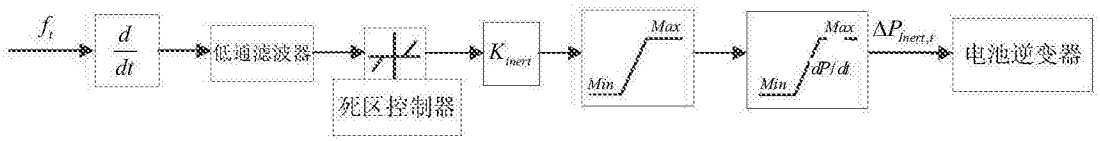

低通滤波器
死区控制器
Max
Min
Max
Min
dP/dt
电池逆变器

图2

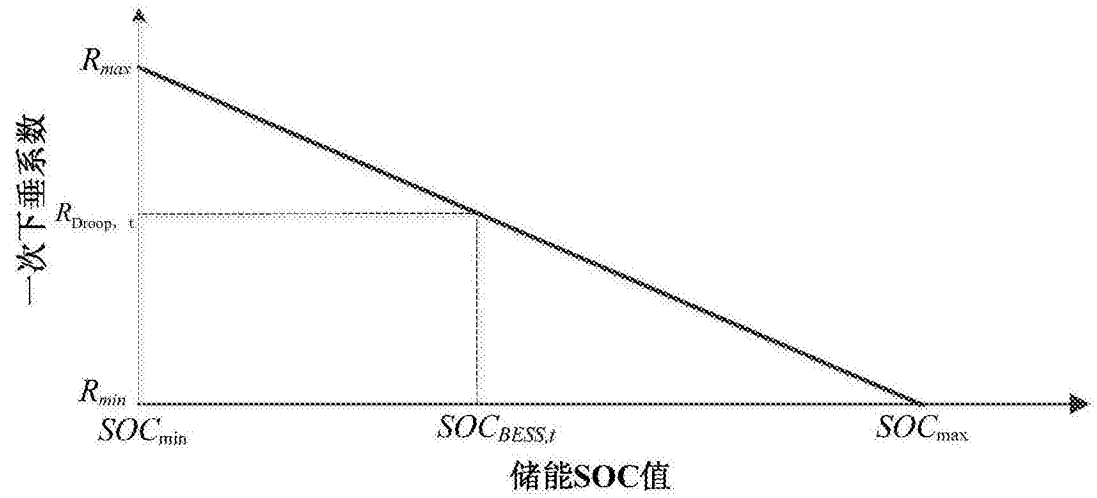

R_{max}
$R_{Droop,\ t}$
R_{min}
一次下垂系数
SOC_{min}
$SOC_{BESS,t}$
SOC_{max}
储能SOC值

图3

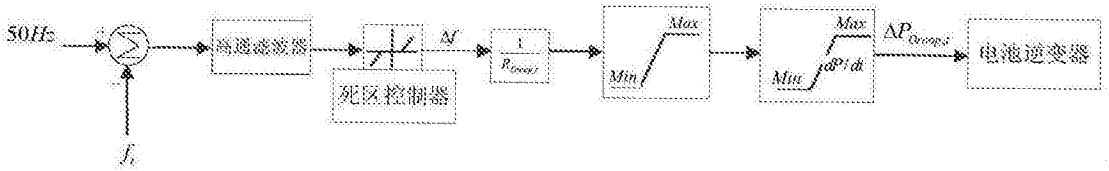

50Hz
f_t
死区控制器
Max
Min
电池逆变器

图4

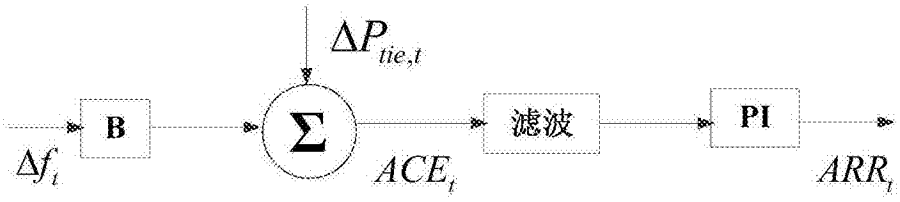

$\Delta P_{tie,t}$
B
Δf_t
Σ
ACE_t
滤波
PI
ARR_t

图5

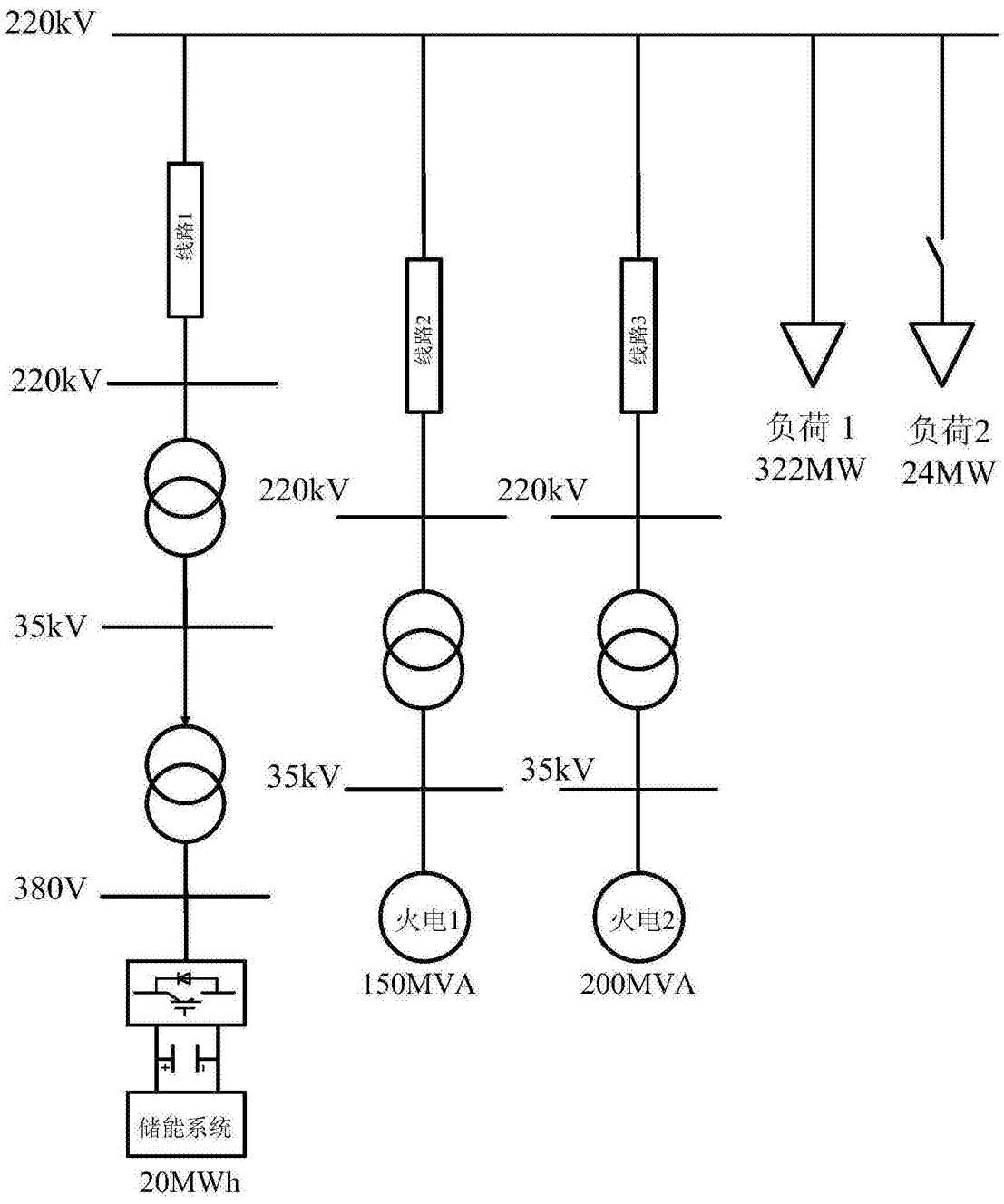

220kV
线路1
线路2
线路3
220kV
负荷 1
322MW
负荷2
24MW
220kV
220kV
35kV
35kV
35kV
380V
火电1
150MVA
火电2
200MVA
储能系统
20MWh

图6

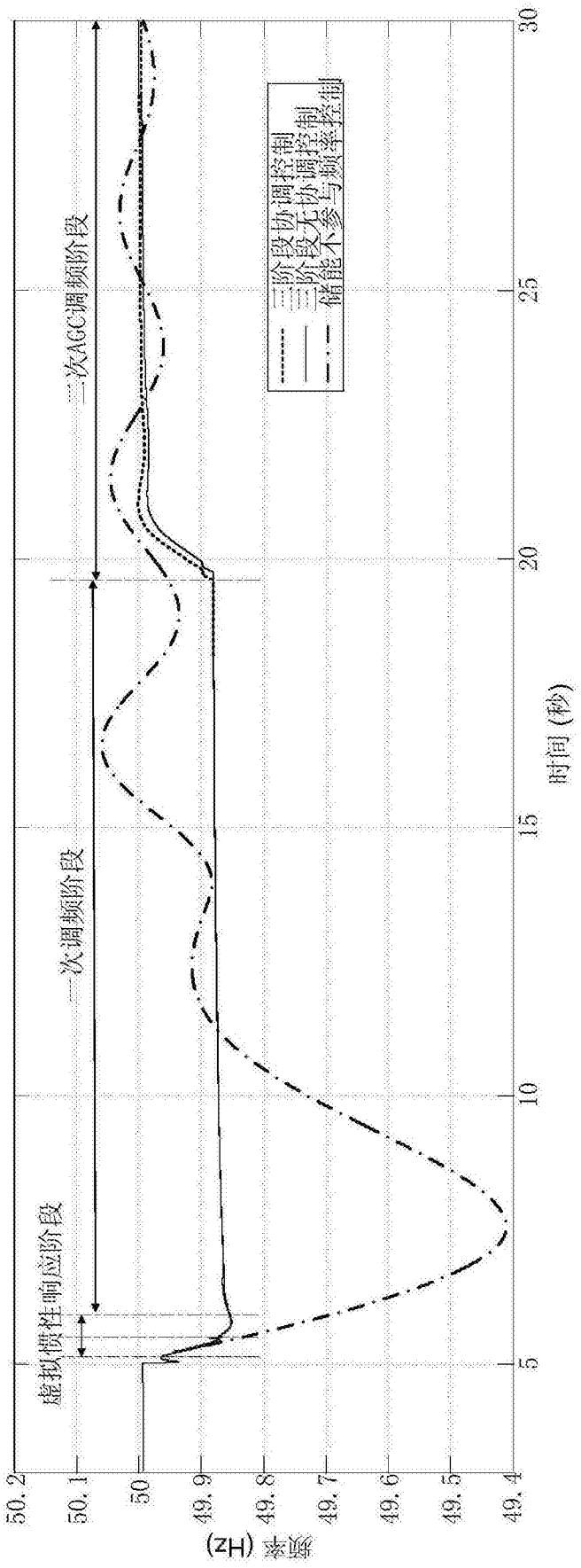

三阶段协调控制
二阶段无协调控制
储能不参与频率控制
二次AGC调频阶段
一次调频阶段
虚拟惯性响应阶段
频率 (Hz)
50.2
50.1
50
49.9
49.8
49.7
49.6
49.5
49.4
时间 (秒)
30
25
20
15
10
5

图7

监控模块
801
一次频率控制模块
802
二次调频模块803
控制需求确定单元
8031
参与因子确定单元
8032
基础二次调频指令确定单元
8033
附加二次调频指令确定单元
8034
第一总调频指令确定单元
8035
第二总调频指令确定单元
8036
总的有功控制指令确定模块
804
二次调整模块
805

图8