

跟网型电化学储能虚拟惯性常数的常数化计算方法

李世春^{1,3}, 张业丽^{1,3}, 刘颂凯^{1,3}, 石明达^{1,3}, 张业², 李振兴^{1,3}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北省宜昌市 443002; 2. 中交上海航道局有限公司, 上海市 200002;

3. 梯级水电站运行与控制湖北省重点实验室(三峡大学), 湖北省宜昌市 443002)

摘要: 在包含跟网型储能虚拟惯量控制的新型电力系统频率响应(SFR)建模应用中,跟网型储能的虚拟惯性常数具有时变特性,且无法聚合求解系统等效惯性常数,导致不能构建完整的SFR模型。基于此,提出了跟网型电化学储能虚拟惯性常数的常数化计算方法,通过计算具有等效惯性常数-能量支撑效果的常数化虚拟惯性常数,实现系统等效惯性常数的聚合求解。该方法根据能量变化关键节点和动态过程的约束条件,以及跟网型储能虚拟惯量响应的两阶段相异特征,建立了具有最相近能量变化的目标函数,以分段求解常数化虚拟惯性常数。最后,通过建立SFR模型,结合时域仿真法和相关评价指标验证了计算结果的精确性。

关键词: 新型电力系统; 跟网型储能; 虚拟惯性常数; 常数化计算; 等效能量; 等效惯性常数; 系统频率响应

0 引言

随着新型电力系统建设目标的持续推进,新能源高渗透、电力电子变换器高比例接入的“双高”特征越发明显^[1]。在新能源馈入的变流器中,构网型(grid-forming)控制和跟网型(grid-following)控制是当前的两种典型控制模式^[2-3]。构网型控制^[4]通过模拟同步发电机运动方程,形成内电势幅值和相角可控的电压源特性。跟网型控制^[5]则通过锁相环引入控制参考与电网实现同步,主要采用矢量控制输出可控电流和功率,呈现电流源特性。由于中国电力系统规模庞大,传统火电、水电等同步机组基数较大,在未来相当长时间内仍是支撑电网稳定运行的主体。在此背景下,跟网型变流器因存量较大,且具有技术成熟、故障穿越特性良好、解耦特性佳等优点^[6],仍将占据较大并网比重,跟网型变流器控制仍是电力系统稳定运行的关注重点。

跟网型变流器通常与风电、光伏、电化学储能等联结构成发电单元。其中,跟网型变流器-电化学储能单元因调节速度快,成为协调新能源并网运行控制的重要主体^[7],相关控制技术已趋于成熟。在频率稳定控制技术方面,跟网型储能单元可通过设置

附加控制环节,向系统提供惯量和频率支持,即跟网型储能的附加虚拟惯量控制方法^[8-9]。大量学者对该方法进行了深入研究。例如,文献[10-13]提出通过锁相环引入系统频率微分和频率偏差的附加控制模块,形成附加参考功率,驱动变流器实现跟网型设备的虚拟惯量响应;文献[14]提出了广义惯量概念,指出在典型的跟网型控制模式下,电化学储能通过模拟同步机组的惯量特性,提供系统虚拟惯量辅助服务^[15];文献[16]建立了跟网型储能虚拟惯性常数与储能虚拟惯量控制相关参数的解析函数关系,并发现储能虚拟惯性常数具有时变特性^[16-19],且该时变特性难以采用函数定量描述。由此可见,跟网型储能虽然具备虚拟惯量响应能力,并可为系统提供频率支持,但其虚拟惯性常数具有时变特性,这与同步机组和构网型控制的惯性常数存在区别^[20]。

为进一步研究新型电力系统频率特性,常采用系统频率响应(system frequency response, SFR)模型等进行解析建模和计算分析^[21]。该建模工作涉及同步发电机、跟网型变流器、构网型变流器等多对象的系统等效惯性常数聚合计算关键问题。但由于跟网型变流器虚拟惯性常数的时变特性,无法聚合求解系统等效惯性常数,不能构建完整的SFR模型,导致新型电力系统频率稳定分析工作陷入困境。

鉴于上述情况,本文提出一种跟网型储能虚拟惯性常数的常数化方法,解决当前跟网型储能耦合电力系统等效惯性常数不能聚合求解的问题,为新

收稿日期: 2024-01-08; 修回日期: 2024-06-27。

上网日期: 2024-08-21。

国家自然科学基金资助项目(52077120);已申请国家发明专利(申请号:202311507572.4)。

型电力系统的SFR特性解析建模和计算分析奠定基础。本文基于跟网型储能的虚拟惯性常数时变特性分析,重点研究跟网型储能虚拟惯性常数的常数化计算方法,并通过算例系统论证了所提方法的精确性和适应性。

1 跟网型储能虚拟惯性常数的时变特性分析

跟网型储能虚拟惯量控制策略采用如图1所示的控制模型^[18,22-27]。图中: T_{ESS} 、 u_d 、 Q_N 分别为储能响应时间常数、电压 d 轴分量、额定电量; τ 和 T_1 分别为逆变器响应时间常数和低通滤波时间常数; s 为拉普拉斯算子;“功率计算模块”中 $2/3$ 为Park变换系数;“荷电状态变化量计算模块”中 3600 为小时和秒的换算系数。在图1所示控制模型中,通过引入系统角速度变化量信号 $\Delta\omega_s$,并施加惯量控制增益 K_{df} ,产生虚拟惯量附加功率 $P_{\text{ctrl},1}$ 。 $P_{\text{ctrl},1}$ 与原目标功率 $P_{\text{ctrl},2}$ 之和为总参考功率 P_{ref} ,经逆变器控制响应中功率计算模块产生参考电流 d 轴分量 $i_{d,\text{ref}}$,经过电流内环控制等值模块响应输出电流 i_B ,进而控制储能装置并网功率等于参考值 P_{ref} (见附录A图A1),从而为系统提供惯量支撑。该过程进一步引起荷电状态变化,变化量为 $\Delta\gamma_{\text{soc}}$,其再经过求导、滤波处理得到荷电状态变化率 $\Delta\gamma'_{\text{soc}}$ 。以上即是电化学储能单元的虚拟惯量响应全过程。

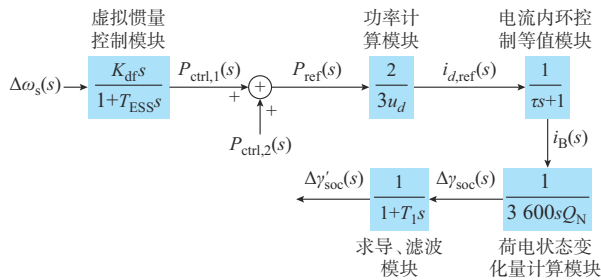


图1 跟网型储能虚拟惯量控制模型

Fig. 1 Virtual inertia control model for grid-following energy storage

关于该虚拟惯量响应过程中采样时间、判断延时等问题,审稿专家和作者的讨论见附件B。

由文献[28-29]可知,为避免储能过度充放电,并提供更加显著的虚拟惯量响应能力,根据初始荷电状态 $\gamma_{\text{soc},0}$ 不断改变 K_{df} ,从而调整 $P_{\text{ctrl},1}$,其 K_{df} 变化曲线如附录A图A2所示,可表示如下:

$$K_{\text{df}} = \frac{K_{\text{max}}}{1 + e^{\pm 10(\gamma_{\text{soc},0} - 0.5)}} \quad (1)$$

式中: K_{max} 为最大控制增益,取值为 1×10^4 。

根据附录A图A2可知,在放电状态下,当系统

发生频率扰动而使 $\gamma_{\text{soc},0}$ 过低时,控制增益 K_{df} 也随之降低,从而避免由于储能放电功率过大而导致过度放电;当 $\gamma_{\text{soc},0}$ 较高时,控制增益 K_{df} 较大,导致附加功率 $P_{\text{ctrl},1}$ 较高,使储能在此状态下仍可提供较高的并网功率,从而提供更加显著的虚拟惯量响应。储能充电状态下的情况与上述过程相反。

根据虚拟惯性常数的基本物理定义,其值为稳态运行时能量与设备额定容量的比值,则储能装置的虚拟惯性常数 H_{ESS} 表示如下:

$$H_{\text{ESS}} = \frac{E_{\text{ESS}}}{S_N} = \frac{1}{2} \frac{J_{\text{vir,ESS}} \omega_s^2}{S_N} \quad (2)$$

式中: E_{ESS} 、 S_N 、 $J_{\text{vir,ESS}}$ 分别为储能能量、额定容量、虚拟转动惯量; ω_s 为系统同步角速度。 $E_{\text{ESS}} = J_{\text{vir,ESS}} \omega_s^2 / 2$ 表示储能具备虚拟惯量响应特性时,耦合于系统角速度的等效储备能量。

根据储能储存能量及荷电状态的定义式^[30]可知,储能装置的虚拟惯性常数又可表示为:

$$H_{\text{ESS}} = \frac{E_{\text{ESS}}}{S_N} = \frac{\int u_N i(t) dt}{S_N} = \frac{\int u_N Q_N d(1 - \gamma_{\text{soc}})}{S_N} = \frac{1}{2} \frac{u_N Q_N d(1 - \gamma_{\text{soc}}) \omega_s^2}{\omega_s d \omega_s} = \frac{1}{2} \frac{u_N Q_N \omega_s}{S_N} \frac{\Delta\gamma'_{\text{soc}}}{\Delta\omega_s} \quad (3)$$

式中: u_N 为储能装置额定电压; $i(t)$ 为 t 时刻电流; γ_{soc} 为储能的荷电状态。

式(2)是类比同步发电机机械转子旋转动能表达的储能虚拟惯性常数;式(3)是储能本身存储释放能量的物理内涵表达的虚拟惯性常数。这两种表达具有统一性,均可反映储能在虚拟惯量响应过程中为系统提供的虚拟惯量。根据式(3)推导结果,由于 S_N 、 Q_N 、 u_N 、 ω_s 为确定常数, H_{ESS} 大小由 $\Delta\gamma'_{\text{soc}} / \Delta\omega_s$ 决定。关于对电化学储能特性的考虑以及比拟同步机组惯性响应等问题,审稿专家和作者的讨论见附录B。

根据图1所示模型,存在以 $\Delta\omega_s(s)$ 为输入、 $\Delta\gamma'_{\text{soc}}(s)$ 为输出的虚拟惯量响应传递函数:

$$\frac{\Delta\gamma'_{\text{soc}}(s)}{\Delta\omega_s(s)} = \frac{K_{\text{df}}}{5400u_dQ_N(1+T_{\text{ESS}}s)(1+T_1s)(\tau s+1)} \approx \frac{K_{\text{df}}}{5400u_dQ_N(1+T_{\text{ESS}}s)(1+T_1s)} = \frac{K_{\text{df}}}{5400u_dQ_N} \left(\frac{M_1}{s+\lambda_1} + \frac{M_2}{s+\lambda_2} \right) \quad (4)$$

式中: τ 一般取 20 ms,故可忽略; M_1 、 M_2 为部分分式展开系数,其中, $M_1=1/(T_{\text{ESS}}T_1-T_{\text{ESS}}^2)$ 、 $M_2=1/(T_{\text{ESS}}T_1-T_1^2)$; λ_1 、 λ_2 为 $(T_{\text{ESS}}+T_1)^2-4T_{\text{ESS}}T_1 \geq 0$ 时分母多项式的 2 个单根,其中, $\lambda_1=1/T_{\text{ESS}}$ 、 $\lambda_2=1/T_1$ 。

将式(4)进行拉氏反变换得到时域表达式如下:

$$\frac{\Delta\gamma'_{\text{soc}}(t)}{\Delta\omega_s(t)} = \frac{K_{\text{df}}}{5400u_dQ_N} (M_1e^{-\lambda_1 t} + M_2e^{-\lambda_2 t}) \quad (5)$$

将式(5)代入式(3),可得 H_{ESS} 的时域表达式为:

$$H_{\text{ESS}}(t) = \frac{K_{\text{max}}}{1 + e^{-10(\gamma_{\text{soc},0} - 0.5)}} \frac{u_N\omega_s(M_1e^{-\lambda_1 t} + M_2e^{-\lambda_2 t})}{10800u_dS_N} \quad (6)$$

由式(6)和附录 A 图 A2 可知,当 S_N 、 K_{max} 、 $\gamma_{\text{soc},0}$ 、 Q_N 、 u_N 、 ω_s 、 M_1 、 M_2 确定时, $H_{\text{ESS}}(t)$ 具有组合指数时变特性, $H_{\text{ESS}}(t)$ 与初始荷电状态 $\gamma_{\text{soc},0}$ 有关。

为验证 H_{ESS} 的时变特性,分别针对储能装置放电过程中 $\gamma_{\text{soc},0}$ 为 40%、60%、80% 的情况进行仿真,得到 H_{ESS} 随 $\gamma_{\text{soc},0}$ 变化的特性曲线,如图 2 所示。

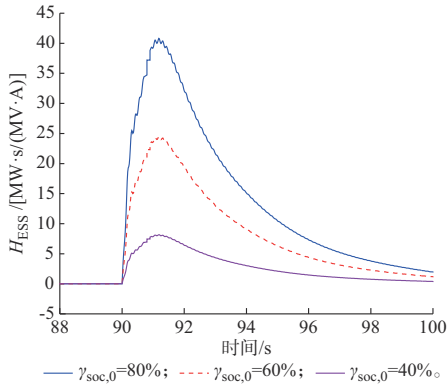


图 2 放电过程中不同 $\gamma_{\text{soc},0}$ 对应的 H_{ESS}
Fig. 2 H_{ESS} corresponding to different $\gamma_{\text{soc},0}$ in discharging process

由图 2 可见, H_{ESS} 具有时变特性,并且在该变增益控制下,放电过程中初始荷电状态越大,其值越大;充电过程中初始荷电状态越大,其值越小,与前述理论分析一致。然而,当研究分析跟网型储能装置耦合电力系统的动态频率特性时,须计算与其他电源惯性常数聚合的等效惯性常数,由于图 2 和式(6)描述的储能装置 H_{ESS} 时变特性相当复杂,系统等效惯性常数将难以求解。

H_{ESS} 时变特性的物理本质可解释为:根据式(3)中 H_{ESS} 的定义可知, H_{ESS} 大小主要由 $\Delta\gamma'_{\text{soc}}/\Delta\omega_s$ 的比值决定,而在虚拟惯量响应的不同阶段,系统角速度变化量 $\Delta\omega_s$ 与储能荷电状态变化率 $\Delta\gamma'_{\text{soc}}$ 不同步,使 H_{ESS} 呈现时变特性。

2 储能虚拟惯性常数的常数化方法

由于储能装置 H_{ESS} 的复杂时变特性,不能求解电力系统的聚合等效惯性常数,无法定量解析描述其对电力系统惯量和频率特性的耦合作用。鉴于此,本文提出一种跟网型储能 H_{ESS} 常数化方法,其计算过程如下。

2.1 储能虚拟惯量响应的能量变化表征

储能装置虚拟惯量响应的物理本质是通过改变储存能量来动态平衡系统的不平衡有功功率,并抑制频率扰动。因此,具有相同能量变化的虚拟惯量响应过程对系统频率特性的作用效果是相同的。基于此原理,可采用一个等效的常数化惯性常数来表达储能能量变化,使其最大化逼近原虚拟惯量响应的能量变化过程。

根据式(2),储能装置原虚拟惯量响应动态过程的能量变化 ΔE_{ESS} 可表示为:

$$\Delta E_{\text{ESS}} = E_{\text{ESS}} - E_{\text{ESS},0} = \frac{1}{2} J_{\text{vir,ESS}} (\omega_s^2 - \omega_{s,0}^2) = H_{\text{ESS}} S_N \frac{\omega_s^2 - \omega_{s,0}^2}{\omega_{s,0}^2} \quad (7)$$

式中: $\omega_{s,0}$ 为系统初始同步角速度; $E_{\text{ESS},0}$ 为储能初始能量。

参照式(7),采用一个等效的常数 H_{const} 来表示常数化的能量变化 ΔE_{const} ,即

$$\Delta E_{\text{const}} = E_{\text{const}} - E_{\text{const},0} = H_{\text{const}} S_N \frac{\omega_s^2 - \omega_{s,0}^2}{\omega_{s,0}^2} \quad (8)$$

式中: E_{const} 和 $E_{\text{const},0}$ 分别为常数化的储能能量和储能初始能量。

通过建立目标函数,并满足一定约束条件,求解该等效常数 H_{const} 。

2.2 目标函数

为使 H_{const} 与 H_{ESS} 对电网惯量支撑效果相同, ΔE_{const} 与 ΔE_{ESS} 应在数值上最大化接近,以反映两种情况下的虚拟惯量响应作用效果相同。因此,以 ΔE_{ESS} 与 ΔE_{const} 差值最小为优化目标函数,表示为:

$$\min |\Delta E_{\text{const}} - \Delta E_{\text{ESS}}| = \min \left| H_{\text{const}} - \frac{u_N Q_N \omega_N}{2 S_N} \frac{\Delta\gamma'_{\text{soc}}}{\Delta\omega_s} S_N \frac{\omega_s^2 - \omega_{s,0}^2}{\omega_{s,0}^2} \right| \quad (9)$$

2.3 约束条件

为实现虚拟惯量响应过程的储能能量变化最大化接近,对式(9)优化求解时应满足如下两方面约束:1)能量变化在关键节点一致;2)能量变化动态过程一致。具体描述如下。

1)约束条件 1:能量变化关键节点约束

原虚拟惯量响应过程的能量变化 ΔE_{ESS} 曲线如

图3(a)所示。图3(a)显示了系统在 t_0 时刻发生扰动时,储能装置虚拟惯量动态响应中的能量变化量 ΔE_{ESS} 曲线和常数 H_{const} 表示的能量变化 ΔE_{const} 曲线。

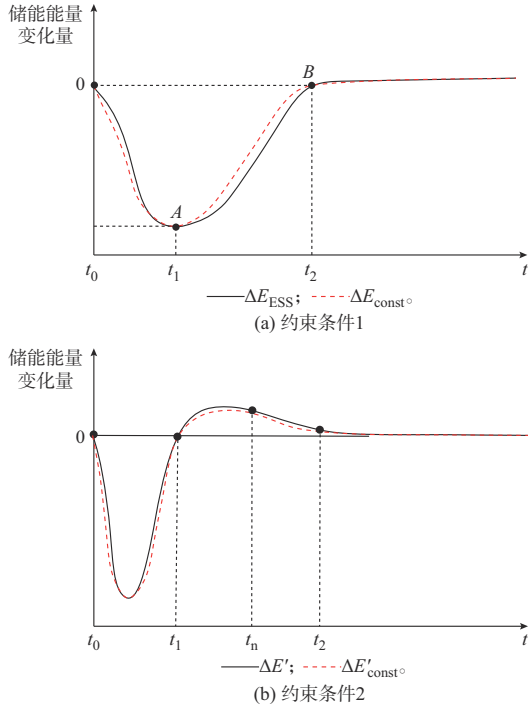


图3 储能 H_{ESS} 常数化的约束条件指标
Fig. 3 Constraint index for constantized H_{ESS} of energy storage

ΔE_{ESS} 的关键节点包括两个:能量变化最大值A点、能量变化平衡点B点。能量变化最大值A点反映系统频率跌落时储能装置提供最大动能支持的状态;能量变化平衡点B点反映系统频率恢复后储能装置吸收能量达到的能量平衡状态。

对应 H_{const} 的 ΔE_{const} 曲线在时刻 t_1 、 t_2 应与 ΔE_{ESS} 具有重合的A点、B点,即满足如下约束条件:

$$\begin{cases} \Delta E_{\text{const}}(t_1) = \Delta E_{\text{ESS}}(t_1) \\ \Delta E_{\text{const}}(t_2) = \Delta E_{\text{ESS}}(t_2) \end{cases} \quad (10)$$

式中: t_1 、 t_2 分别为储能 H_{ESS} 常数化后对应的达到能量变化最大值、能量变化平衡的时间。

2)约束条件2:能量变化动态过程约束

为了满足两种情况下能量变化动态过程的一致性,以 H_{ESS} 常数化前后瞬时能量变化率误差最小作为约束条件。

图3(b)显示了虚拟惯量响应全过程中原储能能量变化率 $\Delta E'$ 和储能 H_{ESS} 常数化后的能量变化率 $\Delta E'_{\text{const}}$ 的曲线。

根据前述分析,对应图3(b),约束条件2应表示为:

$$|\Delta E'_{\text{const}}(t_n) - \Delta E'(t_n)| \leq \alpha \quad (11)$$

式中: $\Delta E'(t_n)$ 为 t_n 时刻的瞬时能量变化率; $\Delta E'_{\text{const}}(t_n)$ 为储能 H_{ESS} 常数化后 t_n 时刻的瞬时能量变化率; α 为能量变化率允许数值误差。

根据式(11),从约束精度来看, α 值越小越好,说明 $\Delta E'_{\text{const}}$ 与 $\Delta E'$ 越接近。然而, α 值过小(如趋近于0)会使二者接近于重合,可能导致采用常数 H_{const} 表示的动能变化 ΔE_{const} 失效,即出现 H_{const} 无解。因此,为了兼顾求解精度与 H_{const} 有解两方面要求,需要决策最优的能量变化率误差 α_{opt} 。

3) α_{opt} 寻优方法

针对上述问题,提出一种折半寻优法, α_{opt} 的寻优过程如附录A图A3所示,具体步骤如下。

步骤1:设定 α_i 为迭代计算的数值误差。当迭代次数 $i=1$ 时,取初值 $\alpha_0=1$,计算 $\alpha_1=\alpha_0/2$,将 α_0 、 α_1 代入式(9)至式(11),求解 H_{const} 。若 H_{const} 均有解,令 $i=i+1$,进行迭代计算;若 α_{i-1} 对应 H_{const} 有解且 α_i 对应 H_{const} 无解,进入步骤2。

步骤2:当 $|\alpha_i - \alpha_{i-1}| \leq 0.005$ 时,输出 α_{i-1} 作为最优 α_{opt} ,当 $|\alpha_i - \alpha_{i-1}| > 0$ 时,进入步骤3。

步骤3:令 $a = \alpha_i$ 、 $b = \alpha_{i-1}$,更新数值误差 $c = (a + b)/2$,赋值见附录A图A4;将 c 代入式(9)至式(11)进行计算。若 c 对应 H_{const} 无解,令 $a = c$,重复步骤3;若 c 对应 H_{const} 有解,令 $\alpha_{i-1} = c$ 、 $\alpha_i = a$,重复步骤2。

2.4 目标函数的求解

1)在储能惯量响应过程中,利用式(7)计算时变 H_{ESS} ,令 H_{ESS} 的最小值为 m 、最大值为 n 。

2)在 $[m, n]$ 数值范围内依次均匀地取10 000个点,其中,任一点为 $H_{\text{const}, e}$, $e = 1, 2, \dots, 10 000$ 。

3)将 $H_{\text{const}, e}$ 依次代入约束条件1、2,并通过前述方法寻优 α_{opt} ,满足约束条件的常数化 H_{ESS} 为 $H_{\text{const}, j}$,其中, $j \leq e$ 。

4)将 $H_{\text{const}, j}$ 和 H_{ESS} 依次代入式(9)计算得到 j 个值,即 $|\Delta E_{\text{const}, 1} - \Delta E_{\text{ESS}}|, |\Delta E_{\text{const}, 2} - \Delta E_{\text{ESS}}|, \dots, |\Delta E_{\text{const}, j} - \Delta E_{\text{ESS}}|$,取其中最小值为最终解。此时,对应的 H_{const} 即为常数化 H_{ESS} 的计算结果。

2.5 两阶段虚拟惯性常数的常数化统一表达

根据图3(a)可知,在虚拟惯量响应过程中,储能装置的能量变化分为两阶段:1) t_0 至 t_1 的能量减少阶段,该阶段系统频率下降,储能装置通过释放能量和功率抑制频率下降;2) t_1 至 t_2 的能量增加阶段,该阶段系统频率逐渐恢复,储能装置吸收能量和功率恢复自身能量储备。这两个阶段的变化趋势和物理响应过程是相反的,存在较大差异,应该分别

求解 H_{const} 。

鉴于此,可按照附录 A 图 A5,分为 t_0 至 t_1 、 t_1 至 t_2 两个阶段计算对应的原时变 H_{ESS1} 、 H_{ESS2} ,再根据目标函数和约束条件分别求解出对应的 H_{const1} 、 H_{const2} 。

对应附录 A 图 A5,可进一步利用 H_{const1} 、 H_{const2} 统一表达储能虚拟惯量响应全过程的常数化惯性常数 $H_{\text{const1,2}}$:

$$H_{\text{const1,2}} = \frac{1 - \text{sgn}(t - t_1)}{2} + \left[0 + \frac{1 + \text{sgn}(t - t_0)}{2} H_{\text{const1}} \right] + \frac{1 + \text{sgn}(t - t_1)}{2} H_{\text{const2}} = \frac{1 - \text{sgn}(t - t_1)}{2} \frac{1 + \text{sgn}(t - t_0)}{2} H_{\text{const1}} + \frac{1 + \text{sgn}(t - t_1)}{2} H_{\text{const2}} \quad (12)$$

式中: $\text{sgn}(t)$ 为符号函数,当 $t > 0$ 时,取值为 1,当 $t = 0$ 时,取值为 0,当 $t < 0$ 时,取值为 -1。

基于式(12)求解结果,即可计算包含跟网型储能的电力系统等效惯性常数 H_{sys} :

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum_{g=1}^G H_g S_g + \sum_{k=1}^K H_{\text{const},k} S_{\text{ESS},k}}{\sum_{g=1}^G S_g + \sum_{w=1}^W S_{\text{WF},w} + \sum_{k=1}^K S_{\text{ESS},k}} \quad (13)$$

式中: G 和 H_g 、 S_g 分别为同步机组台数和第 g 台同步机组的惯性常数、额定容量; K 和 $H_{\text{const},k}$ 、 $S_{\text{ESS},k}$ 分别为储能装置个数和第 k 台储能装置的 H_{ESS} 常数化数值、额定容量; W 和 $S_{\text{WF},w}$ 分别为风电场(未配置虚拟惯量控制)个数和第 w 个风电场的额定容量。

3 算例分析

在 MATLAB/Simulink 仿真平台搭建如附录 A 图 A6 所示的算例系统,验证本文计算方法的有效性。算例系统中,包含 4 台同步发电机组(G1 至 G4)、2 个风电场(WF1、WF2)和 1 个储能电站。风电场均未配置调频控制策略,是通过同一并网点(母线 2)的储能装置提供虚拟惯量响应和一次调频响应(参见附录 A 图 A1 和图 A7)。算例系统中各模型和元件的详细参数参照附录 A 表 A1。

仿真设置如下:当 $t = 90$ s 时,突增/减负荷,模拟功率缺额/功率过剩引起的频率事故。同时,进行如下仿真项目。

1) 典型频率扰动大小的变化对储能 H_{ESS} 影响的验证。设置不同的频率扰动事件,对比跟网型储

能 H_{ESS} 大小。频率扰动事件即设置负荷 L3 突增,功率缺额分别为 69、138、207 MW,分别占总负荷的 5%、10%、15%。

2) 对荷电状态宽覆盖的储能 H_{ESS} 常数化计算验证:a) 设置负荷 L3 突增 138 MW,占总负荷的 10%,在荷电状态 20%~80% 范围内,以 5% 为间隔,利用本文方法计算对应的储能 H_{const} ,并通过相关指标评价计算的精确性;b) 设置负荷 L1 突减 138 MW,占总负荷的 10%,在荷电状态为 50%、80% 的状态下(一般频率上升的案例相对较少,且更容易控制,故该场景仅设置 2 组仿真验证),对储能 H_{ESS} 常数化计算进行验证。

3) 储能 H_{const} 对 SFR 的适应性验证:a) 设置负荷 L3 突增 138 MW,占总负荷的 10%,利用求解的储能 H_{const} ,通过建立 SFR 模型计算系统频率,与储能虚拟惯量响应时的系统时域仿真频率特性进行比较,验证储能 H_{const} 对 SFR 的适应性;b) 设置负荷 L1 突减 138 MW,占总负荷的 10%,在荷电状态为 50%、80% 的状态下,对 SFR 的适应性进行验证。

3.1 不同典型频率扰动事件下储能虚拟惯性常数的对比

当不同频率扰动事件发生时,比较对应的储能 H_{ESS} 变化波动。设负荷 L3 突增 69、138、207 MW,分别占总负荷的 5%、10%、15%。仿真计算出储能 H_{ESS} 的曲线和相关数据,如附录 A 图 A8 和表 1 所示。

表 1 不同负荷突增扰动下的 H_{ESS} 相关指标
Table 1 Related indices of H_{ESS} under different load surge disturbances

频率扰动场景	H_{ESS} 最大值/ [MW·s/(MV·A)]	H_{ESS} 最小值/ [MW·s/(MV·A)]	欧氏距离
突增 207 MW	40.81	-1.58	
突增 138 MW	40.72	-1.85	0.02
突增 69 MW	40.04	-2.23	0.06

注:欧氏距离指相较于上一扰动对应 H_{ESS} 曲线的欧氏距离,取值在 0~1 范围内,越趋近 0 表示曲线相似程度越高。

由附录 A 图 A8 和表 1 可知,在典型暂态频率扰动事故中(功率缺额为 5%~15%),跟网型储能 H_{ESS} 在动态响应过程中具有相似的响应过程和数值大小,即典型功率缺额扰动大小不同对储能 H_{ESS} 响应趋势和数值影响很小,对典型的频率扰动事故具有较好的适用性。因此,本文仿真中忽略频率扰动事

件大小的变化,仅考虑在此变增益控制下储能荷电状态对 H_{ESS} 的影响。

3.2 荷电状态宽覆盖的储能虚拟惯量常数的常数化计算验证

为验证 H_{const} 对应能量变化与实际虚拟惯量响应的能量变化一致,采用综合相似性评价指标(comprehensive similarity evaluation index, CSEI)及相关指标来评价。CSEI计算公式如下:

$$I_{\text{CSEI}} = \alpha_{\text{opt}} \frac{\sum_{k=1}^K |\Delta E_{\text{ESS},k} - \Delta E_{\text{const},k}|}{\sum_{k=1}^K |\Delta E_{\text{ESS},k}|} = \alpha_{\text{opt}} \beta \quad (14)$$

式中: I_{CSEI} 为CSEI值; $\Delta E_{\text{ESS},k}$ 和 $\Delta E_{\text{const},k}$ 分别为第 k 台储能装置在储能虚拟惯量响应过程中能量变化值和储能 H_{ESS} 常数化后对应的能量变化值; β 为动态响应全过程中储能 H_{ESS} 常数化后的能量变化量偏差在实际能量变化量中的占比。显然,CSEI越小,表示常数化前后储能能量变化曲线的相似程度越高,常数化效果越好。以 $\alpha_{\text{opt}} = 15\%$ 、 $\beta = 0.2$ 为例,此时 $I_{\text{CSEI}} = 3 \times 10^{-2}$ 。可设置当 $I_{\text{CSEI}} < 3 \times 10^{-2}$ 时,储能 H_{ESS} 常数化结果满足精度要求。功率缺额场景下各荷电状态(取20%~80%,以5%为间隔)、功率过剩场景下荷电状态(50%、80%)的常数化结果和CSEI如表2所示。

表2 不同荷电状态的 H_{const} 及评价指标
Table 2 H_{const} and evaluation indices at different SOC

频率扰动场景	荷电状态/%	$H_{\text{const1}}/[\text{MW}\cdot\text{s}/(\text{MV}\cdot\text{A})]$	$H_{\text{const2}}/[\text{MW}\cdot\text{s}/(\text{MV}\cdot\text{A})]$	α_{opt}	β	CSEI
突增 138 MW	20	2.80	0.61	0.06	0.06	0.36×10^{-2}
	25	3.18	0.69	0.06	0.06	0.36×10^{-2}
	30	3.61	0.79	0.06	0.06	0.36×10^{-2}
	35	4.90	1.18	0.06	0.06	0.36×10^{-2}
	40	6.50	1.54	0.06	0.07	0.42×10^{-2}
	45	9.75	2.29	0.06	0.07	0.42×10^{-2}
	50	13.00	3.16	0.06	0.06	0.36×10^{-2}
	55	16.12	3.87	0.08	0.07	0.56×10^{-2}
	60	19.49	4.64	0.09	0.08	0.72×10^{-2}
	65	23.11	5.53	0.09	0.08	0.72×10^{-2}
突降 138 MW	70	25.99	6.33	0.08	0.08	0.64×10^{-2}
	75	29.05	7.15	0.14	0.09	1.26×10^{-2}
	80	32.48	7.91	0.15	0.12	1.80×10^{-2}
	50	15.56	1.36	0.06	0.07	0.42×10^{-2}
	80	6.21	0.54	0.06	0.06	0.36×10^{-2}

根据上述仿真计算结果可知:

1)获得了两种频率扰动场景下荷电状态对应的储能 H_{const} ,每个荷电状态下细分为 H_{const1} 、 H_{const2} 两段常数化惯性常数,其对应的惯性常数、能量变化的动态过程见图4(a)、附录A图A9。

2)在各荷电状态下, α_{opt} 的最大值为0.15,表明 H_{ESS} 常数化后的能量变化率 $\Delta E'_{\text{const}}(t_n)$ 与原能量变化率 $\Delta E'(t_n)$ 吻合度较高。误差 β 的最大值为0.12,低荷电状态时基本控制在0.07以内, $\sum |\Delta E_{\text{ESS},k} - \Delta E_{\text{const},k}| / \sum |\Delta E_{\text{ESS},k}|$ 表示储能惯量响应全过程的能量变化累积误差,属于较小误差。CSEI控制在1.8%以内,具有较高精度。上述3个指标计算结果证明,覆盖宽荷电状态运行域的储能常数化 H_{const} 计算结果精度较高,可纳入系统频率响应特性计算中应用。

3)表1提供了覆盖宽荷电状态运行域、高精度的储能 H_{const} 计算结果,在跟网型储能虚拟惯量耦合的电力系统频率响应建模应用中,可直接调用对应荷电状态的 H_{const} 计算值,用于系统等效惯性常数聚合求解,从而提高计算效率。

此外,随机提取表1中功率缺额场景下荷电状态40%~80%范围内,以及功率过剩场景中荷电状态为50%、80%对应的 H_{const} ,仿真绘制对应的惯性常数曲线和动能变化曲线,如图4和附录A图A9、图A10所示。

图4(a)和(b)、附录A图A9、图A10分别对应相同的储能虚拟惯量响应过程。其中,图4(a)、附录A图A9显示了分解的两段 H_{const} ,其幅值差距明显,说明了“分解”计算的必要性,否则可能产生较大误差。由图4(b)、附录A图A10的仿真曲线可知,

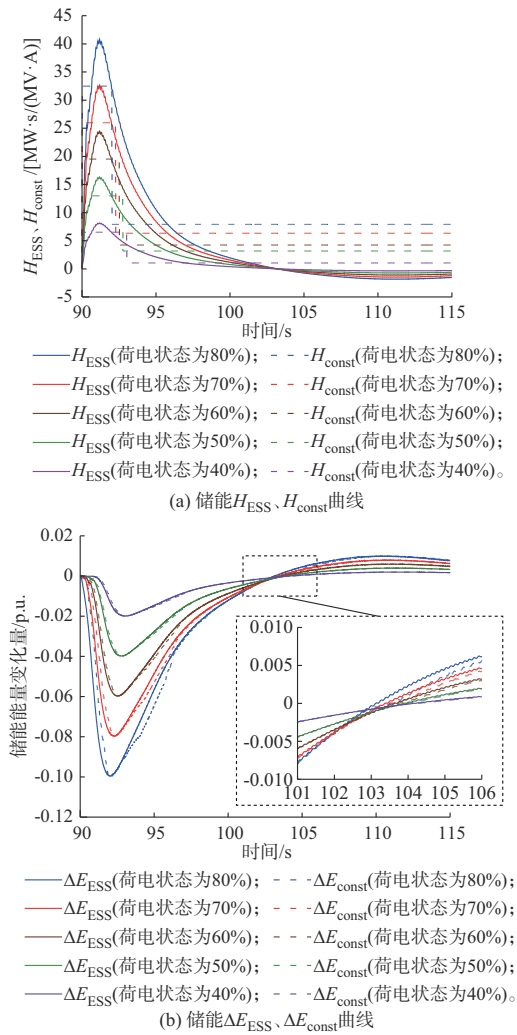


图4 功率缺额场景中储能不同荷电状态下常数化前后惯性常数与能量变化量曲线
 Fig. 4 Curves of inertia constants and energy changes before and after constantization at different states of charge of energy storage in power deficit scenario

H_{const} 对应的能量变化 ΔE_{const} 与原能量变化 ΔE_{ESS} 总体吻合度较高,且变增益控制下,功率缺额场景中的荷电状态越高,能量变化和 H_{ESS} 绝对值明显越大;功率过剩场景中的荷电状态越低,能量变化和 H_{ESS} 绝对值明显越大,这与前述理论分析结论吻合。

3.3 储能常数化虚拟惯量常数对系统频率响应的适应性验证

针对算例系统,采用时域仿真法计算系统频率特性和相关指标,称为方法1。该方法对应储能 H_{ESS} 为时变参数的情况和实际频率特性。

同时,在计算获得储能的常数化 H_{const} 后,通过聚合求解系统等效虚拟惯性常数(式(13)),结合系统同步机组模型和储能一次调频控制模型(见附录A图A7),可以建立SFR模型,计算系统频率特性及

相关指标,称为方法2。通过比较方法2和方法1的频率动态特性和关键指标的吻合度,可以反映常数化 H_{const} 对系统频率响应的适应性和等效后的精确性。

因此,根据3.1节计算结果,选择查询功率缺额场景下荷电状态(30%、50%、80%)以及功率过剩场景下荷电状态(50%、80%)的常数化 H_{const} 计算结果,并进行对比仿真验证。仿真曲线如图5、附录A图A11和图A12所示,相关比较指标如表3所示。

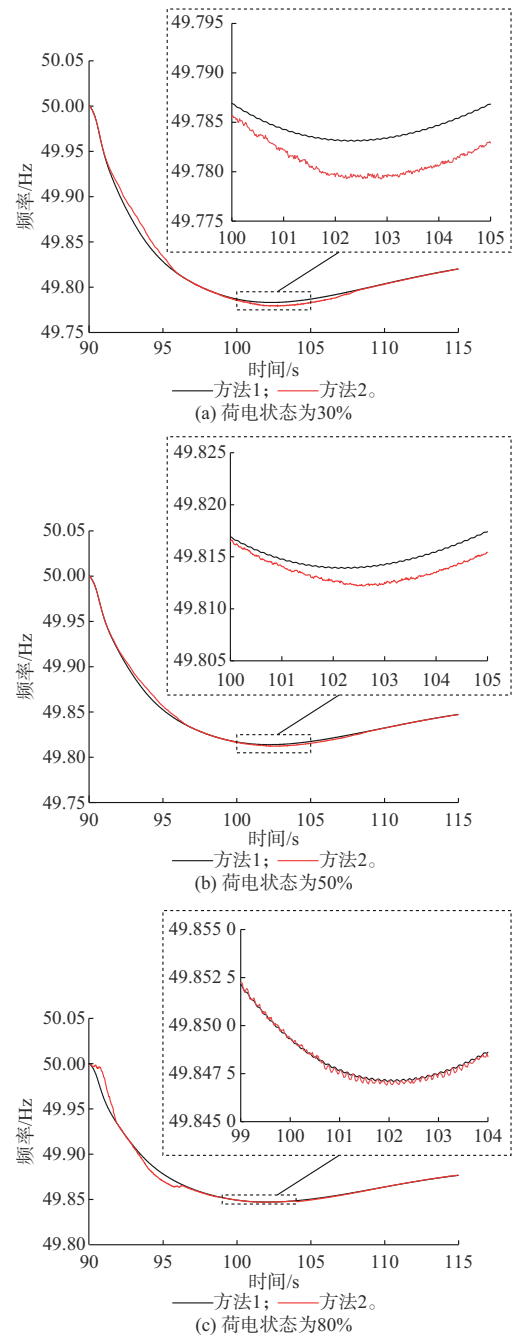


图5 功率缺额场景中不同荷电状态下频率响应曲线对比
 Fig. 5 Comparison of frequency response curves at different states of charge in power deficit scenario

表3 荷电状态为30%、50%、80%下的相关频率指标
Table 3 Relevant frequency indices when states of charge are 30%, 50% and 80%

频率扰动场景	荷电状态/%	方法	频率最低(高)点/Hz	频率最低(高)点误差/Hz	最大频率误差/Hz
突增 138 MW	30	1	49.783 1		
		2	49.779 2	0.003 9	0.004 2
	50	1	49.813 9		
		2	49.812 2	0.001 7	0.006 2
	80	1	49.847 1		
		2	49.846 9	0.000 2	0.024 7
突减 138 MW	50	1	50.187 6		
		2	50.188 5	-0.000 9	0.006 9
	80	1	50.219 0		
		2	50.220 9	-0.001 9	0.013 1

由上述仿真结果可知:

1) 针对两种频率扰动场景对应的储能荷电状态,方法2的频率特性曲线与方法1动态响应过程非常吻合,与方法1相比,其频率最低点误差最大为0.003 9 Hz,动态过程中最大频率误差的最大值为0.024 7 Hz,总体误差较小,说明储能常数化 H_{const} 精确地模拟了原时变 H_{ESS} 的动能变化过程,对SFR特性具有等效耦合作用,适应性良好。

2) 在功率缺额场景下,当荷电状态为80%、50%、30%时,系统频率最低点分别为49.846 9、49.812 2、49.779 2 Hz,这说明在此变增益控制下荷电状态越大,频率跌落最低点越高,证明对应的 H_{ESS} 支撑效果越强烈;在功率过剩场景下,当荷电状态为80%、50%时,系统频率最低点分别为50.219 0、50.187 6 Hz,这说明在此变增益控制下荷电状态越低,频率上升最高点越低,对应的 H_{ESS} 效果越强烈。这与储能在变增益控制下放电过程中初始荷电状态越大, H_{ESS} 和 H_{const} 越大、惯量响应作用越强的特性有关。同理,在充电过程中初始荷电状态越大,其惯量响应作用越弱,二者对应的惯量响应效果相反,与前述附录A图A1分析结论一致。

关于本文所提常数化方法的工程意义以及应用价值等问题,审稿专家和作者的讨论见附录B。

4 结语

本文提出了一种跟网型储能装置虚拟惯性常数的常数化计算方法,结合理论分析和仿真研究,得到如下结论:

1) 在变控制增益控制下,储能装置的初始荷电状态对系统频率响应效果有直接的影响。放电过程中,越高的荷电状态具有更大的虚拟惯性常数,储能

装置能提供更强的虚拟惯量支撑作用;充电过程中,更低的荷电状态提供更强的虚拟惯量支撑作用。本文提供了覆盖宽荷电状态运行域、高精度的储能常数化 H_{const} 计算结果,在跟网型储能虚拟惯量耦合的电力系统中,可以根据储能装置的实时荷电状态直接查询常数化 H_{const} ,用于系统频率响应建模和计算,提高计算效率和应用友好性。

2) 跟网型储能的 H_{ESS} 具有时变特性,无法聚合求解耦合电力的等效惯性常数,不能构建完整的SFR模型。储能 H_{const} 精确地模拟了原时变 H_{ESS} 的动能变化过程,对耦合电力系统的频率响应特性具有等效作用效果,适应性良好。

在考虑电力系统具有统一频率的条件下,可以应用本文研究方法和成果,研究包含规模化跟网型储能的电力系统SFR建模及频率特性。当计及频率空间分布差异时,还须进一步探究跟网型储能装置时变惯量对空间频率特性的影响和建模问题。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 康重庆,姚良忠.高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J].电力系统自动化,2017,41(9):2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11.
- [2] 谢小荣,贺静波,毛航银,等.“双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J].中国电机工程学报,2021,41(2):461-474.
XIE Xiaorong, HE Jingbo, MAO Hangyin, et al. New issues and classification of power system stability with high shares of renewables and power electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(2): 461-474.
- [3] 徐政.电力系统广义同步稳定性的物理机理与研究途径[J].电力自动化设备,2020,40(9):3-9.
XU Zheng. Physical mechanism and research approach of generalized synchronous stability for power systems[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(9): 3-9.
- [4] LASSETER R H, CHEN Z, PATTABIRAMAN D. Grid-forming inverters: a critical asset for the power grid[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2020, 8(2): 925-935.
- [5] WANG D X, GAO X D, MENG K, et al. Utilisation of kinetic energy from wind turbine for grid connections: a review paper [J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12 (6) : 615-624.
- [6] 黄林彬,辛焕海,鞠平,等.电力电子并网装备的同步稳定分析与统一同步控制结构[J].电力自动化设备,2020,40(9):10-25.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, JU Ping, et al. Synchronization stability analysis and unified synchronization control structure of

- grid-connected power electronic devices [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2020, 40(9): 10-25.
- [7] 程时杰. 大规模储能技术在电力系统中的应用前景分析[J]. *电力系统自动化*, 2013, 37(1): 3-8.
CHENG Shijie. An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power systems [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2013, 37(1): 3-8.
- [8] 石荣亮, 张烈平, 王文成, 等. 基于频率微分原理的储能变换器虚拟惯量控制策略研究[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(6): 2088-2100.
SHI Rongliang, ZHANG Lieping, WANG Wencheng, et al. Research on virtual inertia control strategy for energy storage converters based on a frequency derivative scheme [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(6): 2088-2100.
- [9] MORREN J, DE HAAN S W H, KLING W L, et al. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, 21(1): 433-434.
- [10] 罗魁, 郭剑波, 王伟胜, 等. 跟网型新能源附加频率控制对频率稳定及小扰动同步稳定影响分析综述[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(4): 1261-1280.
LUO Kui, GUO Jianbo, WANG Weisheng, et al. Review of impact of grid following variable renewable energy supplementary frequency control on frequency stability and small-disturbance synchronization stability [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(4): 1261-1280.
- [11] EKANAYAKE J, JENKINS N. Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency [J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2004, 19(4): 800-802.
- [12] CLARK K, MILLER N W, SANCHEZ-GASCA J J. Modeling of GE wind turbine-generators for grid studies [J]. *GE Energy*, 2010, 4: 0885-8950.
- [13] 王皓怀, 汤涌, 侯俊贤, 等. 提高互联电网暂态稳定性的大规模电池储能系统并网控制策略及应用[J]. *电网技术*, 2013, 37(2): 327-333.
WANG Haohuai, TANG Yong, HOU Junxian, et al. Grid-integration control strategy of large-scale battery energy storage system and its application to improve transient stability of interconnected power grid [J]. *Power System Technology*, 2013, 37(2): 327-333.
- [14] 鲁宗相, 姜继恒, 乔颖, 等. 新型电力系统广义惯量分析与优化研究综述[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(5): 1754-1775.
LU Zongxiang, JIANG Jiheng, QIAO Ying, et al. A review on generalized inertia analysis and optimization of new power systems [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(5): 1754-1775.
- [15] 张武其, 文云峰, 迟方德, 等. 电力系统惯量评估研究框架与展望[J]. *中国电机工程学报*, 2021, 41(20): 6842-6855.
ZHANG Wuqi, WEN Yunfeng, CHI Fangde, et al. Research framework and prospect on power system inertia estimation [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2021, 41(20): 6842-6855.
- [16] 李世春, 邓蕊, 薛臻瑶, 等. 基于虚拟惯量计算的储能虚拟惯量补偿控制方法[J]. *电力系统及其自动化学报*, 2023, 35(11): 114-121.
LI Shichun, DENG Rui, XUE Zhenyao, et al. Virtual inertia compensation control method for energy storage device based on calculation of virtual inertia [J]. *Proceedings of the CSU-EPSA*, 2023, 35(11): 114-121.
- [17] 张祥宇, 李凌斐, 边子轩. 基于混合静止能量的虚拟转动惯量控制技术[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(11): 50-56.
ZHANG Xiangyu, LI Lingfei, BIAN Zixuan. Virtual moment inertia control based on hybrid static energy storage [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(11): 50-56.
- [18] 张祥宇, 杨黎, 朱晓荣, 等. 光储发电系统的虚拟转动惯量控制[J]. *电力自动化设备*, 2017, 37(9): 109-115.
ZHANG Xiangyu, YANG Li, ZHU Xiaorong, et al. Virtual rotational inertia control of PV generation system with energy storage devices [J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2017, 37(9): 109-115.
- [19] 李世春, 苏凌杰, 罗林华, 等. 风电集群汇集的共享储能虚拟惯量补偿控制策略[J/OL]. *电力系统及其自动化学报* [2024-06-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1251.TM.20231215.0941.002.html>.
LI Shichun, SU Lingjie, LUO Linhua, et al. Shared energy storage virtual inertia compensation control strategy for wind power cluster aggregation [J/OL]. *Proceedings of the CSU-EPSA* [2024-06-25]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1251.TM.20231215.0941.002.html>.
- [20] 屈子森. 高比例新能源电力系统电压源型变流器同步稳定性分析与控制技术[D]. 杭州: 浙江大学, 2021.
QU Zisen. Synchronous stability analysis and control technology of voltage source converter in high proportion new energy power system [D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2021.
- [21] 黄林彬, 辛焕海, 黄伟, 等. 含虚拟惯量的电力系统频率响应特性定量分析方法[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(8): 31-38.
HUANG Linbin, XIN Huanhai, HUANG Wei, et al. Quantified analysis method of frequency response characteristics for power systems with virtual inertia [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(8): 31-38.
- [22] 田新首, 王伟胜, 迟永宁, 等. 基于双馈风电机组有效储能的有效参数虚拟惯量控制[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(5): 20-26.
TIAN Xinshou, WANG Weisheng, CHI Yongning, et al. Variable parameter virtual inertia control based on effective energy storage of DFIG-based wind turbines [J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(5): 20-26.
- [23] SAXENA P, SINGH N, PANDEY A K. Enhancing the dynamic performance of microgrid using derivative controlled solar and energy storage based virtual inertia system [J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 31: 101613.
- [24] FATHIMA A H, PALANISAMY K. Battery energy storage applications in wind integrated systems—a review [C]// 2014 International Conference on Smart Electric Grid (ISEG), September 19-20, 2014, Guntur, India.
- [25] 胡娟, 杨水丽, 侯朝勇, 等. 规模化储能技术典型示范应用的现状分析与启示[J]. *电网技术*, 2015, 39(4): 879-885.
HU Juan, YANG Shuili, HOU Zhaoyong, et al. Present condition analysis on typical demonstration application of large-scale energy storage technology and its enlightenment [J]. *Power System Technology*, 2015, 39(4): 879-885.
- [26] 任丽彬, 许寒, 宗军, 等. 大规模储能技术及应用的研究进展[J]. *电源技术*, 2018, 42(1): 139-142.
REN Libin, XU Han, ZONG Jun, et al. Research progress of large-scale energy storage technologies and applications [J].

- Chinese Journal of Power Sources, 2018, 42(1): 139-142.
- [27] MULLANE A, O' MALLEY M. The inertial response of induction-machine-based wind turbines[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2005, 20(3): 1496-1503.
- [28] AMARO PINAZO M, ROMERAL MARTINEZ J L. Intermittent power control in wind turbines integrated into a hybrid energy storage system based on a new state-of-charge management algorithm[J]. Journal of Energy Storage, 2022, 54: 105223.
- [29] CHANG F R, LI Y, PENG Y J, et al. A dual-layer cooperative control strategy of battery energy storage units for smoothing wind power fluctuations [J]. Journal of Energy Storage, 2023, 70: 107789.
- [30] 叶小晖,刘涛,吴国旻,等. 电池储能系统的多时间尺度仿真建模研究及大规模并网特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2635-2644.
- YE Xiaohui, LIU Tao, WU Guoyang, et al. Multi-time scale simulation modeling and characteristic analysis of large-scale grid-connected battery energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2635-2644.
-
- 李世春(1984—),男,博士,副教授,硕士生导师,主要研究方向:含新能源电力系统运行与控制。E-mail:lschun_023@126.com
- 张业丽(2000—),女,硕士研究生,主要研究方向:含新能源电力系统运行与控制。E-mail:202208580121330@ctgu.edu.cn
- 刘颂凯(1990—),男,通信作者,博士,讲师,主要研究方向:系统运行优化与控制。E-mail:191851441@qq.com
- (编辑 王梦岩)

Constantized Calculation Method of Virtual Inertia Constant for Grid-following Electrochemical Energy Storage

LI Shichun^{1,3}, ZHANG Yeli^{1,3}, LIU Songkai^{1,3}, SHI Mingda^{1,3}, ZHANG Ye², LI Zhenxing^{1,3}

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. CCCC Shanghai Dredging Co., Ltd., Shanghai 200002, China; 3. Hubei Provincial Key Laboratory for Operation and Control of Cascaded Hydropower Station (China Three Gorges University), Yichang 443002, China)

Abstract: The virtual inertia constant of grid-following energy storage has time-varying characteristic and the equivalent inertia constant of the system cannot be aggregated and solved, which leads to the failure of constructing a complete system frequency response (SFR) model in the SFR modeling application of the new power system including the virtual inertia control of grid-following energy storage. On this basis, the constantized calculation method of the virtual inertia constant for grid-following electrochemical energy storage is proposed, which can aggregate and solve the equivalent inertia constant of the system by calculating the constantized virtual inertia constant with the equivalent inertia constant-energy support effect. The proposed method establishes an objective function with the closest energy change to solve the constantized virtual inertia constant in sections according to the constraints of the key nodes and dynamic process of energy change, and the two-stage different characteristics of the virtual inertia response of grid-following energy storage. Finally, the accuracy of the calculation results is verified by establishing the SFR model which combines the time-domain simulation method and relevant evaluation indices.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 52077120).

Key words: new power system; grid-following energy storage; virtual inertia constant; constantized calculation; equivalent energy; equivalent inertia constant; system frequency response

