

DOI:10.11784/tdxbz202106044

基于动态一致性算法的光伏-储能分布式协调电压控制

姜 飞¹, 林政阳¹, 何桂雄², 吴朝晖³, 范瑞祥³

(1. 长沙理工大学电气与信息工程学院, 长沙 410076; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京 100192;
3. 国网江西省电力有限公司, 南昌 330096)

摘要: 构建含高比例新能源发电的新型绿色电网已成为实现双碳目标的主要导向, 以光伏(PV)为代表的新能源发电也正处于快速发展阶段. 分布式光伏的大规模接入改变了传统低压配电网单向潮流模式, 使得潮流预测难度增大, 容易导致光伏并网节点电压越限. 针对这种非常规潮流带来的电压越限问题, 提出了一种基于动态一致性算法的光伏-储能分布式协调电压控制策略. 首先分析了含分布式光伏低压配电网的电压越限原理, 考虑了光伏逆变器与储能系统(ESS)的功率调节特性, 建立了光伏-储能的分布式控制模型; 然后选取光伏逆变器无功利用率与储能荷电状态(SOC)变化量为一致性变量, 通过动态一致性算法实现了光伏逆变器无功功率与储能系统有功功率的协调控制; 最后通过含分布式光伏与储能的 8 节点 220 V 低压配电网进行算例验证. 结果表明所提策略避免了单一环节控制带来的调节局限性; 与传统集中式电压控制方法相比, 所提策略将不同用户间电压控制所需的无功功率与有功功率按容量比例进行了分配, 将低压配电网稳态电压平均地分配给了用户, 满足了网络用户群体的利益一致性; 同时在不同天气情况下, 所提策略控制后最高平均电压与最低平均电压分别为 1.068 与 0.911, 有效抑制了电压越限问题.

关键词: 低压配电网; 光伏; 储能系统; 电压越限

中图分类号: TM76 **文献标志码:** A **文章编号:** 0493-2137(2021)12-1299-10

Coordinated Voltage Control of Distributed Photovoltaic-Energy-Storage Systems Based on a Dynamic Consensus Algorithm

Jiang Fei¹, Lin Zhengyang¹, He Guixiong², Wu Zhaohui³, Fan Ruixiang³

(1. College of Electrical and Information Engineering, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410076, China;
2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China;
3. State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Nanchang 330096, China)

Abstract: Building a novel green grid with a high power generation capacity has become the main guide for achieving the “dual-carbon goal”, and new energy power generation using photovoltaics(PVs) is also in a stage of rapid development. The large-scale integration of distributed PVs has changed the unidirectional power-flow model of the traditional low-voltage distribution network, making power-flow prediction more difficult and easily causing the voltage of the PV grid-connected points to exceed the limit. Addressing the voltage overrun problem caused by the unconventional power-flow model, this paper proposes a coordinated voltage-control strategy for the distributed PV energy storage systems(ESSs), based on a dynamic consensus algorithm. Firstly, the voltage overrun of a low-voltage distribution network containing distributed PVs is analyzed. Secondly, the power-regulation characteristics of the PV inverter and ESS are considered, and a PV energy storage distributed control model is established. Then, the

收稿日期: 2021-06-28; 修回日期: 2021-07-21.

作者简介: 姜 飞 (1985—), 男, 博士, 副教授, jiang85521@126.com.

通信作者: 林政阳, 1282068476@qq.com.

基金项目: 湖南省教育厅科研资助项目(20B029); 国家自然科学基金资助项目(51707014).

Supported by the Scientific Research Fund of Hunan Provincial Education Department(No. 20B029), the National Natural Science Foundation of China(No. 51707014).

reactive power-utilization rate for the PV inverter and change in the energy storage state of charge (SOC) were selected as the consistency variables. Subsequently, coordinated control of the PV inverter reactive and active powers of the ESS was realized through the dynamic consistency algorithm. Finally, an 8-node 220 V low-voltage power distribution network with distributed PVs was passed, followed by the verification of the energy storage by calculation examples. The results show that the proposed strategy avoids the voltage limitation problem caused by the single-link control. Compared with the traditional centralized voltage-control method, the proposed strategy performs the reactive and active powers required for voltage control among different users in proportion to the capacity. The burden of voltage stabilization of the low-voltage distribution network is evenly distributed among the users, which meets the interests of the network user group. At the same time, in different weather conditions, the highest and lowest average voltages after the proposed strategy are 1.068 and 0.911, respectively, thus, suppressing the voltage overrun problem effectively.

Keywords: low-voltage distribution network; photovoltaic; energy storage system; voltage overrun

伴随着化石能源日益短缺以及环境恶化的严峻考验^[1], 将光伏 (photovoltaic, PV)、风电等可再生能源以及清洁能源逐步取代煤炭、石油与天然气等传统化石能源的新能源革命呼声日渐高涨. 由于分布式发电具有清洁环保、占地面积小、投资少等特点, 在高负荷时段相比于集中式供电更加经济与有效, 可作为大电网的备用电源. 作为分布式能源重要代表之一, 光伏发电有助于实现能源的可再生利用以及满足能源革命的需求^[2-3]. 根据《国家发展改革委关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知》^[4], 国家鼓励各地出台针对性扶持政策, 支持光伏产业发展. 可以预见未来将会有大规模光伏发电系统接入低压配电网. 分布式光伏大规模并网关系着配电网电压控制与管理^[5], 研究光伏发电系统并网电压控制意义重大.

目前, 高光伏渗透率低压配电网的电压越限问题主要以功率控制手段解决. 文献[6]提出了一种基于功率因数-有功控制的逆变器无功控制方法, 抑制了光伏并网点电压越上限并减少了多余的无功潮流, 但是并未考虑夜晚重载以及过载情况下的欠电压情况. 文献[7]通过设定的有功-电压曲线对光伏出力进行削减, 旨在避免电压越上限, 但是光伏削减量与用户发电收益关系紧密, 科学合理协调不同用户间的经济利益关系十分困难. 文献[8]通过装设储能系统作为有功控制, 既可以在光伏出力较高时段吸收多余能量, 避免过电压现象, 也可以在夜晚输出有功来避免欠电压现象. 光伏逆变器与储能系统 (energy storage system, ESS) 相结合被认为是当前低压配电网电压控制问题有效解决手段.

光伏系统电压控制策略主要分为 3 类: 集中式策略^[9-10]、就地式策略^[11-12]、分布式策略^[13-14]. 文献[15]在并网点安装本地控制组件而不进行网络协调通信, 仅根据并网点电气量对可控元件实施就地控制. 文献

[16]基于光伏与储能系统调节, 通过光伏削减以及储能充放电进行本地电压控制. 文献[17]通过主体运营商对下属多个分布式电源进行集中调度, 集中式策略对处理周期相对较长的控制与管理是有效且可行的, 但它处理波动性与间歇性极强的光伏发电系统所需的计算量较大, 速度较慢. 文献[18]由本地控制器管理取代了中央控制器管理, 保证了本地电压管理的高效性与精确性, 但它缺乏与整个网络其他控制器之间的通信, 难以实现全局最优. 分布式控制对系统通信完整度要求低且计算量较少, 更加适合存在波动性、离散性与随机性等特性的光伏发电系统电压控制.

本文提出了一种基于动态一致性算法的光伏-储能分布式协调电压控制策略. 充分利用光伏逆变器与储能系统的无功以及有功调节能力, 通过动态一致性算法协调网络通信与信息交互, 为解决电压越限问题提供了有效方案, 通过仿真验证了所提策略的有效性与可行性.

1 含分布式光伏低压配电网电压控制

1.1 分布式光伏对低压配电网电压影响分析

大规模分布式光伏经低压线路接入配电网后, 网络潮流由辐射式单向流动改变为双向流动^[19], 同时光伏发电的间歇性与随机性加剧了低压配电网的运行波动水平. 分布式光伏并网的等值电路如图 1 所示.

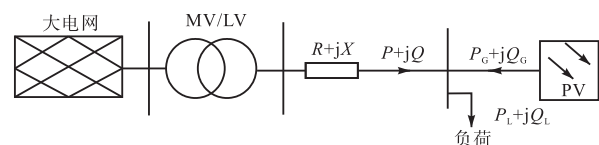


图 1 分布式光伏并网等值电路

Fig.1 Distributed photovoltaic grid-connected equivalent circuit

图 1 中: $R+jX$ 为线路阻抗; $P+jQ$ 为线路有功

功率与无功功率； $P_L + jQ_L$ 为并网点有功功率与无功功率； $P_G + jQ_G$ 为分布式光伏发出的有功功率与无功功率。由于分布式光伏多为农村屋顶光伏与城市小型建筑光伏^[20]，用户负荷 P_L 较小，同时低压配电网线路阻抗比 r/x 较大，节点电压受有功功率的影响更强。当分布式光伏出力 P_G 较大时容易引起潮流倒送，使得并网点电压越上限。而当夜间光伏出力较小时段，用户负荷激增又会造成线路重载或过载，导致并网点电压越下限。解决电压越限问题对于推动分布式光伏发展与实现配电网稳定可靠运行有着重要意义。

1.2 光伏逆变器无功调节

近年来，越来越多的用户开始采用光伏逆变器解决电压越限问题。在光伏发电时段，逆变器为电网提供一定有功功率的同时仍保有一部分可调节容量，可以吸收或发出无功进行光伏并网点电压调整。逆变器可调无功容量与逆变器容量之间的关系^[21]为

$$Q_{PV}^{\max} = \pm \sqrt{S_{INV}^2 - P_{PV}^2} \quad (1)$$

式中： Q_{PV}^{\max} 为光伏逆变器最大可调无功容量； P_{PV} 为光伏发电有功功率； S_{INV} 为光伏逆变器额定容量，即逆变器可调功率最大值，一般为额定有功的1.0~1.1倍。

图 2 为光伏逆变器容量曲线^[22]。在中午光照强烈时段，光伏发电出力达到额定值，并网点易发生过电压现象，因此逆变器需要工作在 A 状态吸收无功以消除过电压现象，此时逆变器最大可吸收无功为 Q_{PV}^A 。随着光伏出力下降至 P_{PV}^{BC} ，若并网点仍存在过电压现象，则逆变器需要工作在 B 状态继续吸收无功；若并网点发生欠电压现象，则逆变器需要工作在 C 状态输出无功，此时逆变器最大可调整无功为 Q_{PV}^{BC} 。在夜晚光照极弱时段，可认为光伏出力为 0，此时用户负荷较大，易发生欠电压现象，因此逆变器需要工作在 D 状态输出无功以避免欠电压产生，此时逆变器最大可输出无功为光伏逆变器额定容量。

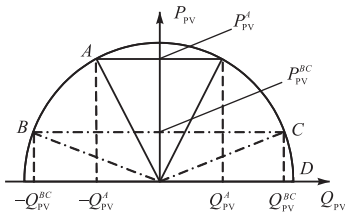


图 2 光伏逆变器容量曲线
Fig.2 Capacity curve of PV inverter

可以看出光伏逆变器可调无功随着光伏发电的有功出力动态变化，既能吸收无功避免过电压，又能输出无功避免欠电压，因此可将逆变器无功调节作为低压配电网电压控制的首要策略。

1.3 储能系统有功调节

在低压配电网中，通过装设储能系统吸收或者输出有功功率可以对并网点用户负荷进行削峰填谷，增加电能利用率，实现电压控制。但与光伏逆变器无功调节有所不同，储能有功调节不仅需要考虑装置容量还需要考虑储能荷电状态 (state of charge, SOC)。储能装置可调有功与储能 SOC 的关系^[23]为

$$S(t) = S(t - \Delta t) + \Delta S(t) \quad (2)$$

$$P_{ESS}(t) = \frac{\Delta S(t) \cdot C_{ESS}}{\Delta t} \quad (3)$$

式中： $S(t)$ 为 t 时刻储能 SOC； $S(t - \Delta t)$ 为 $t - \Delta t$ 时刻储能 SOC； $\Delta S(t)$ 为 t 时刻储能 SOC 变化量； $P_{ESS}(t)$ 为 t 时刻储能有功功率； C_{ESS} 为储能装置容量； Δt 为时间间隔。

虽然储能有功调节相对于逆变器无功调节对于电压控制的效果更好，但储能设备的初始建设与日常运维费用较高，使用寿命较短，不适合作为电压调整的首要手段。当光伏逆变器无功调节完全出力后仍不足以解决当前网络电压控制问题时，调动储能系统作为补充参与各并网点电压控制可以使其更加高效、可靠与经济运行。

2 光伏逆变器与储能系统分布式控制

2.1 光伏逆变器分布式控制

为最大化利用逆变器无功调节能力，本文选取光伏逆变器无功利用率 u_{PV} 作为状态变量。 u_{PV} 为逆变器无功功率与最大可调无功容量的比值，可写为

$$u_{PV,i} = \frac{Q_{PV,i}}{C_{PV,i}} \quad (4)$$

式中： $Q_{PV,i}$ 为节点 i 光伏逆变器无功功率； $C_{PV,i}$ 为节点 i 光伏逆变器最大可调无功容量。

在实际场景分布式控制中，并网点会通过电压传感器等设备对电压进行实时监测，发生电压越限现象时做出响应动作以应对电压变化^[24]，通过这种本地响应来更新节点无功利用率，具体可写为

$$u_{PV,i,t}(k) = \begin{cases} u_{PV,i,t}(k-1) - \alpha(V_{i,t}(k) - V_{\max}) & V_{\max} \leq V_{i,t}(k) \\ u_{PV,i,t}(k-1) & V_{\min} < V_{i,t}(k) < V_{\max} \\ u_{PV,i,t}(k-1) + \alpha(V_{i,t}(k) - V_{\min}) & V_{\min} \geq V_{i,t}(k) \end{cases} \quad (5)$$

式中： $u_{PV,i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻无功利用率； α 为响应精度； $V_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻电压； V_{\max} 与 V_{\min} 分别为电压上下限，本文取 1.07 与 0.9。

2.2 储能系统分布式控制

在光伏逆变器分布式控制达到饱和而网络电压仍存在越限情况时,储能系统分布式控制将参与电压控制环节.选取储能 SOC 变化量作为状态变量.储能系统分布式控制本地响应具体如下:

$$\Delta S_{i,t}(k) = \begin{cases} \Delta S_{i,t}(k-1) - \beta(V_{i,t}(k) - V_{\max}) & V_{\max} \leq V_{i,t}(k) \\ \Delta S_{i,t}(k-1) & V_{\min} < V_{i,t}(k) < V_{\max} \\ \Delta S_{i,t}(k-1) - \beta(V_{i,t}(k) - V_{\min}) & V_{\min} \geq V_{i,t}(k) \end{cases} \quad (6)$$

式中: $\Delta S_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻的储能 SOC 变化量; β 为响应精度.

3 光伏逆变器与储能系统的一致性协调

3.1 动态一致性算法

动态一致性算法实际上是一种信息交互规则,首先确定需要交互的信息即状态变量,再通过网络中所有用户与其邻居用户进行信息交换不断更新状态变量,最终使得全局状态变量收敛为一致^[25].

本文通过动态一致性算法完成配电网中相邻用户的网络通信与信息交互,将并网点设备的调节量按照一致性思想分配下去,使得各并网点能够平均承担系统稳压的负担,实现全局最优电压控制.

动态一致性算法的步骤可写为

$$z_i(k+1) = z_i(k) - \delta_1 \delta_2 z_i(k) - \delta_1 \delta_3 \sum_{j=1}^N L_{ij} (z_j(k) + x_j(k)) - \delta_1 v_i(k) \quad (7)$$

$$v_i(k+1) = v_i(k) + \delta_1 \delta_2 \delta_3 \sum_{j=1}^N L_{ij} (z_j(k) + x_j(k)) \quad (8)$$

$$\rho_i(k) = z_i(k) + x_i(k) \quad (9)$$

式中: k 为迭代次数; x_i 为节点 i 初始状态变量; ρ_i 为节点 i 更新后状态变量; z_i 与 v_i 均为节点 i 辅助变量; δ_1 、 δ_2 、 δ_3 均为步长; L 为网络拉普拉斯矩阵.

3.2 光伏逆变器无功控制一致性协调

采用式(7)~(9)所示的动态一致性算法将各并网点逆变器无功利用率 $u_{PV,i,t}$ 协调分配,得到更新后的逆变器无功利用率,满足式(10).同时逆变器需要满足无功容量约束与功率因数约束^[26],具体可写为

$$u_{PV,1,t} = u_{PV,2,t} = \dots = u_{PV,n,t} = \rho_{PV,t} \quad (10)$$

$$Q_{PV,i,t} = \rho_{PV,t} C_{PV,i} \quad (11)$$

$$-C_{PV,i} \leq Q_{PV,i,t} \leq C_{PV,i} \quad (12)$$

$$\cos \varphi_i \in [-1, -0.9] \cup [0.9, 1] \quad (13)$$

式中: n 为光伏并网点总数; $\rho_{PV,t}$ 为动态一致性算法

更新过后并网点光伏逆变器无功利用率; $Q_{PV,i,t}$ 为节点 i 光伏逆变器在 t 时刻需要调节的无功功率.

3.3 储能系统有功控制一致性协调

采用式(7)~(9)所示的动态一致性算法将各并网点储能系统 SOC 变化量 $\Delta S_{i,t}$ 协调分配,得到更新后的储能系统 SOC 变化量,满足式(14).同时储能系统需满足 SOC 约束与有功出力约束^[27],具体可写为

$$\Delta S_{1,t} = \Delta S_{2,t} = \dots = \Delta S_{n,t} = \rho_{ESS,t} \quad (14)$$

$$SOC_{\min} \leq S_{i,t} \leq SOC_{\max} \quad (15)$$

$$P_{ESS,i,t} = \frac{\rho_{ESS,t} C_{ESS,i}}{\Delta t} \quad (16)$$

$$-P_{ESS,i}^R \leq P_{ESS,i,t} \leq P_{ESS,i}^R \quad (17)$$

式中: $\rho_{ESS,t}$ 为动态一致性算法更新过后节点 i 在 t 时刻储能 SOC 变化量; SOC_{\max} 与 SOC_{\min} 分别为储能 SOC 上下限,本文取 80% 与 20%; $P_{ESS,i,t}$ 为节点 i 储能系统在 t 时刻需要调节有功功率; $P_{ESS,i}^R$ 为储能额定有功功率.

3.4 控制策略流程

图 3 为动态一致性算法的电压控制流程图,流程主要分为 PV 无功控制与 ESS 有功控制两个阶段.首先根据潮流计算得到节点电压 V ,根据 V 进行第 1 阶段 PV 无功控制计算无功利用率 ρ_{PV} 并得到更新后的节点电压 V_1 ,如果此时 PV 控制尚未饱和,返回一致性协调步骤继续迭代计算并更新 V_1 ,如果 PV 控制饱和则进入第 2 阶段 ESS 有功控制计算 SOC 变化量

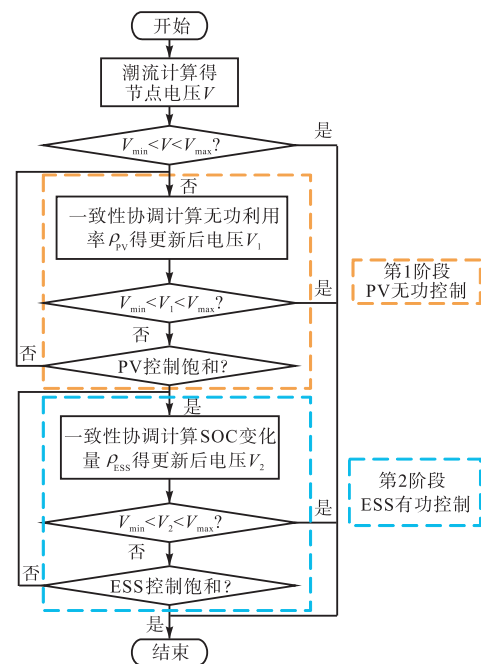


图 3 基于动态一致性算法的分布式协调电压控制
Fig.3 Distributed coordinated voltage control based on a dynamic consensus algorithm

ρ_{ESS} 并得到更新后的节点电压 V_2 , 如果此时 ESS 控制尚未饱和, 返回一致性协调步骤继续迭代计算并更新 V_2 , 如果 ESS 控制饱和则结束.

4 算例分析

本文算例采用 220 V 低压配电网进行仿真分析, 通过一台配电变压器将大电网与低压馈线相互连接, 除节点 0 外, 线路上一共 7 位用户均装设有光伏系统与储能系统. 线路型号为 LJ-50 架空线路, 单位阻抗为 $(0.63 + j0.386)\Omega/km$, 线路拓扑结构如图 4 所示. 网络中光伏出力与负荷曲线如图 5 所示, 光伏逆变器与储能系统相关参数如表 1 所示.

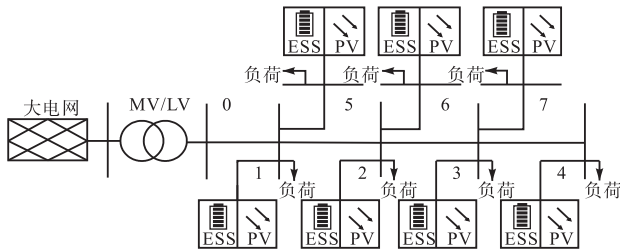


图 4 8 节点 220 V 低压配电网

Fig.4 8-node 220 V low-voltage distribution network

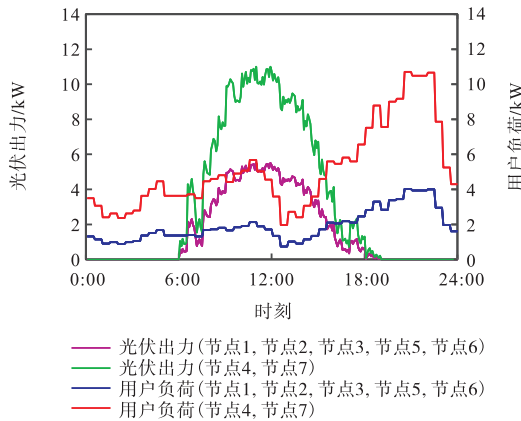


图 5 负荷曲线与光伏出力

Fig.5 Load curve and PV output

表 1 光伏与储能系统相关参数

Tab.1 Related parameters of PVs and ESS

节点	光伏逆变器容量/(kV · A)	储能系统容量/(kW · h)	光伏额定功率/kW	储能额定功率/kW
1	6	5	5.5	1
2	6	5	5.5	1
3	6	5	5.5	1
4	12	20	11.0	4
5	6	5	5.5	1
6	6	5	5.5	1
7	12	20	11.0	4

4.1 单一环节控制与两阶段控制效果对比

为分析单一环节控制与本文所提光伏-储能两阶段控制对于电压控制效果的影响, 采取表 2 所示 4 种方案进行低压配电网电压控制效果对比, 数据采集间隔与仿真时间尺度均为 5 min. 图 6 为方案 1 即无控制下网络电压情况, 结合图 5 可以看出在 6:00—12:00, 从日出直到白天正午时段, 光伏出力在不断增大, 而此时段居民用电需求较少, 用户负荷相对较小, 因此从上午 8:35 开始发生过电压现象, 到中午 12:00 左右达到峰值 1.146 0, 过电压现象一直持续到下午 15:00, 随着光伏出力不断减小以及用户负荷逐渐增大才得以消除; 在 18:00—24:00, 从日落直到凌晨时段, 光伏出力可认为是 0, 而夜晚用户负荷达到高峰, 因此从 18:05 开始发生欠电压现象, 到 21:00 左右达到最低值 0.838 8, 随着用户进入夜晚休息时间, 用户负荷不断减小, 直到 23:00 欠电压现象解除, 网络电压逐渐恢复正常.

表 2 单一环节控制与两阶段控制方案

Tab.2 Single-link control and two-stage control scheme

控制方案	PV 无功控制	ESS 有功控制
方案 1	否	否
方案 2	是	否
方案 3	否	是
方案 4(本文)	是	是

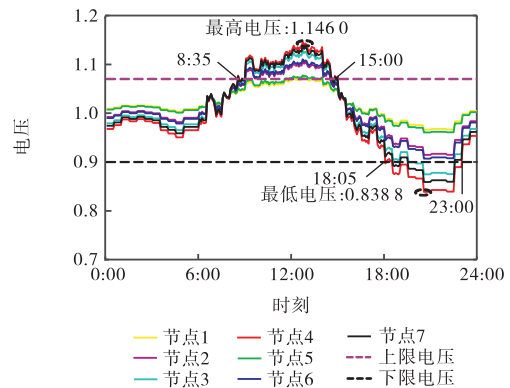


图 6 无控制下网络电压

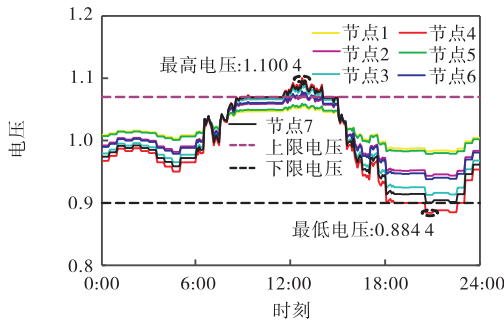
Fig.6 Network voltage without control

图 7 为 3 种控制方案下网络电压变化、逆变器无功功率与储能 SOC 情况. 可以看出相比于方案 1, 方案 2 和方案 3 都对网络电压进行了小幅度的限制, 但在光伏出力高峰与负荷高峰时段方案 2、3 的网络电压仍然出现了越限现象, 这是由于单一电压控制方式调节能力不足引起的. 而方案 4 采用光伏逆变器与储能相结合的两阶段控制方式为高峰时段的电压控制提供了可靠的保障, 避免了单一控制环节的局限性, 抑制了电压越限情况.

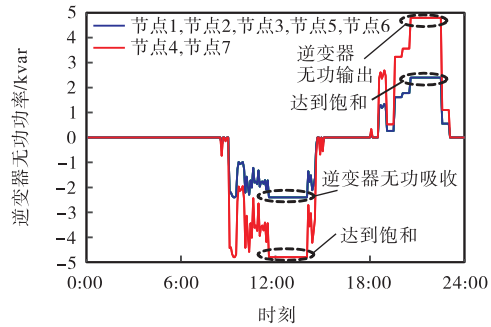
如图 7(a) 和 (b) 所示, 在方案 2 控制条件下仅采

用光伏逆变器进行无功调节. 在 11:35 前通过吸收无功抑制了过电压现象,但是在 11:35 后由于正午光照强度过大,光伏出力过高,此时逆变器无功吸收功率达到最大可吸收功率 4.8 kW,逆变器无功利用率达到 100%,无功吸收能力饱和,也无法对过电压现象进行有效治理. 同样地,逆变器在 20:35 前通过

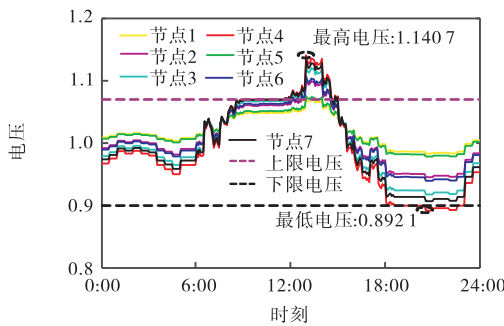
输出无功抑制了欠电压现象,但是在 20:35 后由于夜晚用电需求逐渐增大,用户负荷逐渐迎来高峰,此时逆变器输出功率达到最大可输出功率 4.8 kW,逆变器无功利用率达到 100%,无功输出能力饱和,依然无法对欠电压现象进行有效治理.



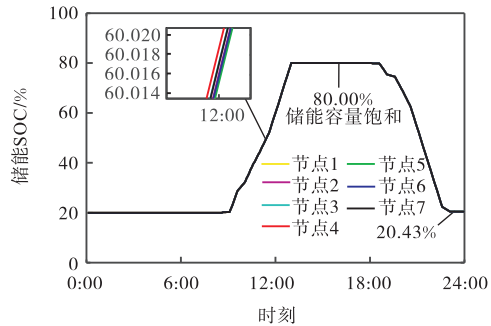
(a) 方案 2 控制下网络电压



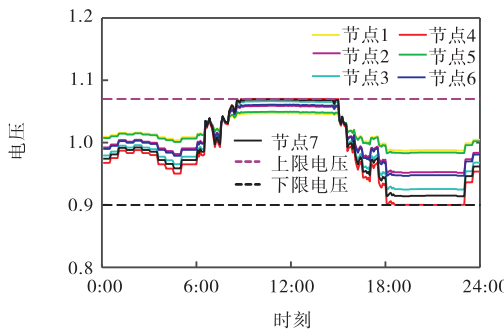
(b) 方案 2 控制下逆变器无功功率



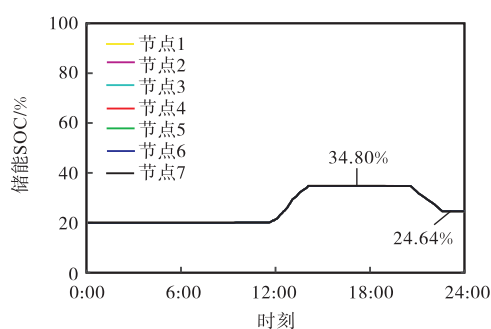
(c) 方案 3 控制下网络电压



(d) 方案 3 控制下储能 SOC



(e) 方案 4 控制下网络电压



(f) 方案 4 控制下储能 SOC

图 7 3种控制方案的控制效果

Fig.7 Control effect of the three control schemes

由图 7(c)和(d)可看出,在方案 3 控制条件下仅采用储能系统进行有功调节. 在 11:40 前储能装置吸收有功功率并将其转化为 SOC 的上升,避免了过电压现象,但与逆变器无功调节有所不同的是,由于储能容量的限制,当储能 SOC 达到上限(80%)后,储能系统有功吸收能力达到饱和,无法再参与网络过电压调节. 储能装置只能在夜晚欠电压时段输出有功作

为补偿,从 18:05 开始储能输出白天吸收的有功抑制欠电压现象,直到 20:35 欠电压现象出现. 虽然此时储能 SOC 保有一定的裕度,但欠电压程度较大,即使储能系统已达到额定有功出力 4 kW 也无法再将电压抬升避免欠电压现象.

由方案 2~4 可知,仅靠单一的 PV 无功控制或者 ESS 有功控制无法适应光伏出力高峰与用户负荷

高峰不匹配并解决其带来的电压越限问题. 从图 7(e) 和 (f) 可看出, 方案 4 有效地解决了网络电压越限问题, 将网络电压限制在规定电压范围内. 方案 4 控制下的无功利用率与方案 2 一致, 而储能系统的 SOC 变化范围仅为[20.00%, 34.80%], 远小于方案 3 控制下的 SOC 变化范围[20.00%, 80.00%]. 本文所提方案 4 在充分利用光伏逆变器调节容量的同时也大大降低了参与到电压控制环节的储能系统容量, 可以为用户带来更好的经济效益.

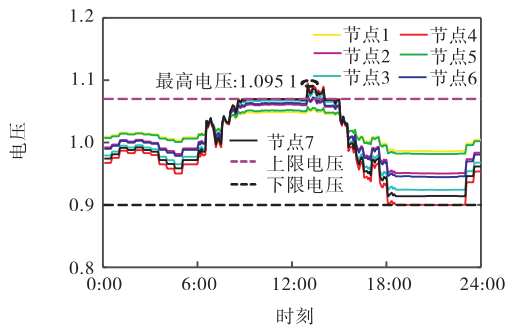
4.2 不同控制顺序与原则效果分析

考虑控制顺序与控制原则的差异性对两阶段控制带来的不同影响, 采用表 3 所示方案作进一步分析, 具体结果如图 8 所示.

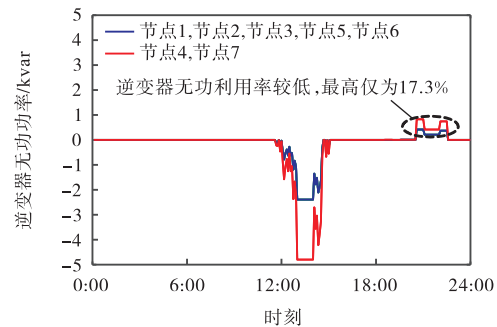
表 3 不同控制顺序与控制原则方案

Tab.3 Different sequences and principles of control schemes

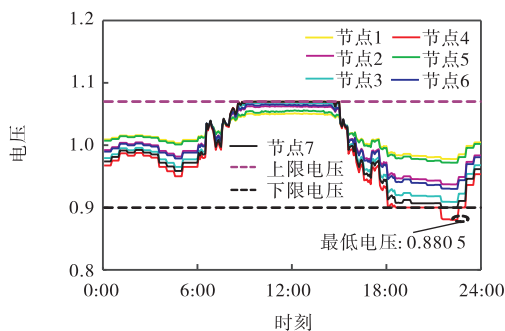
控制方案	PV 无功控制	ESS 有功控制	控制顺序	控制原则
方案 4	是	是	先 PV 后 ESS	分布式
方案 5	是	是	先 ESS 后 PV	分布式
方案 6	是	是	先 PV 后 ESS	集中式



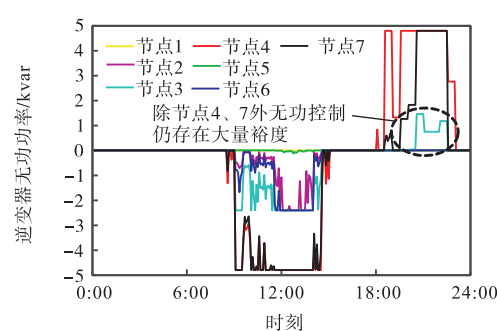
(a) 方案 5 控制下网络电压



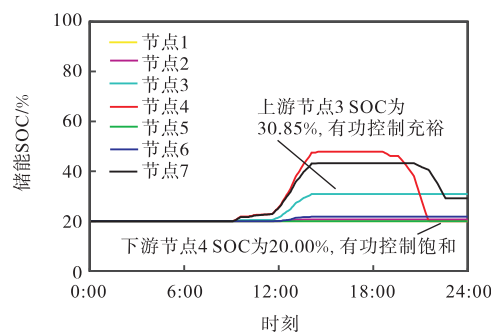
(b) 方案 5 控制下逆变器无功功率



(c) 方案 6 控制下网络电压



(d) 方案 6 控制下逆变器无功功率



(e) 方案 6 控制下储能 SOC

图 8 不同控制顺序与原则效果

Fig.8 Effects of different control sequences and principles

在采用方案 5 后, 首先通过 ESS 进行有功控制, 此时储能 SOC 变化与网络电压情况均与方案 3 相同, 后将 PV 无功控制投入电压控制, 方案 5 控制下网络电压与逆变器无功利用率如图 8(a) 和 (b) 所示. 由于首先投入 ESS 有功控制, PV 无功控制能力

没有得到充分利用, 导致无功利用率较低, 故在 13:00 依然出现了过电压现象.

在采用方案 6 以集中式原则进行电压控制后, 各节点不再进行相邻通信, 仅根据本地电压情况调整 PV 与 ESS 控制, 这种调节方式缺乏全局协调性. 从

图 8(d) 和 (e) 可以看出, 在夜晚负荷较大时, 除节点 4、7 外其他节点逆变器无功功率均在 1.5 kvar 以下, 无功利用率较低, 同时节点 3 的储能 SOC 维持在 30.85%, 仍存在一定可调节裕度输出有功以抬高节点 4 电压. 如图 8(c) 所示, 集中式电压控制导致节点 4 在 21:30 依旧出现了欠电压现象.

PV 调节成本取 0.067 元/(kvar · h), ESS 调节成本取 0.6 元/(kW · h)^[26]. 由表 4 可知方案 4 与方案 5 相比避免了电压越限现象, 虽然 PV 无功调节容量增加了 127.34 kvar · h 但 ESS 有功调节容量减少

61.50 kW · h, 一天内调节成本降低了 53.86 元, 经济效益更佳. 而方案 4 与方案 6 相比 PV 无功调节容量增加 63.22 kvar · h, ESS 有功调节容量减少 3.03 kW · h, 一天内调节成本虽然增加了 0.77 元, 但方案 6 存在部分欠电压现象, 不利于电网安全运行, 同时集中式控制原则不能将低压配电网的电压控制负担平均地分配给所有用户, 欠缺对不同用户的考虑, 不同用户调节成本不一, 难以满足用户整体利益诉求. 所提方案与传统集中式控制相比在考虑到用户侧差异性的同时完全消除了电压越限情况.

表 4 不同控制顺序与控制原则的调节容量与成本

Tab.4 Adjusting capacity and cost of different control sequences and control principles

控制方案	PV 调节容量/(kvar · h)	ESS 调节容量/(kW · h)	电压越限情况	一天调节成本/元
方案 4	170.44	16.22	无	26.45
方案 5	43.10	77.72	过电压	80.31
方案 6	107.22	19.25	欠电压	25.68

4.3 不同天气情况下控制效果对比

由于光伏系统实际工况与本地天气情况关系密切, 故本文针对不同天气情况下采取方案 4 电压控制后的网络电压情况进行对比. 由于本文配电线路电压越限情况最容易发生在线路末端, 因此本节根据末端节点 4 不同天气下电压变化情况进行分析. 在保持其他条件不变的前提下, 通过改变不同天气光伏出力数据, 得到不同时间段下平均电压数据, 并据此做出一天中不同天气下节点 4 电压控制前后变化情况如图 9(a) 和 (b) 所示.

如图 9 所示, 红色代表节点逼近或正处于过电压

状况, 蓝色代表节点逼近或正处于欠电压状况. 由图 9(a) 可以看出控制前在 08:00—16:00, 晴天天气下光照强度较大, 光伏出力较高, 最高电压达 1.096, 发生了明显的过电压现象, 而在 16:00—24:00, 由于夜晚负荷较大, 而不同天气在夜晚对于光照影响微弱, 因此 3 种天气情况下均发生了相近程度的欠电现象, 在更晚的 20:00—24:00 时段电压低至 0.876. 在采用控制后如图 9(b) 所示, 08:00—16:00 时段晴天最高电压下降至 1.068, 避免了过电压风险, 同时在 16:00—24:00 时段, 3 种天气下电压水平均得到了一定程度抬升, 有效抑制了欠电压风险.

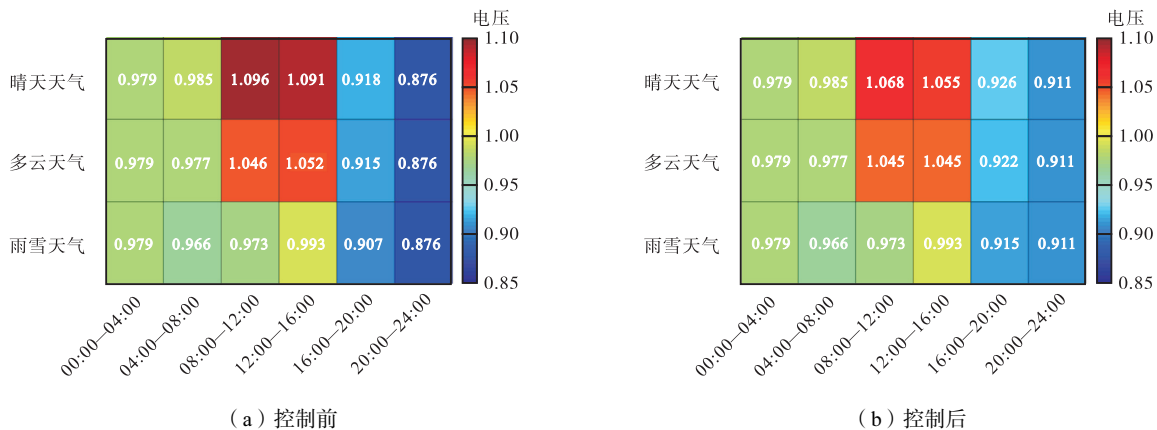


图 9 不同天气下控制前后节点 4 电压变化

Fig.9 Voltage change of node 4 before and after control under different weather conditions

5 结 论

本文对大规模光伏并网带来的电压越限问题进行了研究, 提出了一种基于动态一致性算法的光伏-

储能分布式协调电压控制.

(1) 通过对 PV 无功控制与 ESS 有功控制特性分析, 提出了一种基于光伏-储能分布式协调的电压控制策略, 充分利用光伏逆变器的同时削减了储能带来的高额费用, 较好地抑制了电压越限问题.

(2) 所提策略 24 h 调节成本仅为 26.45 元, 远小于优先采用储能系统控制策略的 80.31 元. 而与传统的集中式控制策略相比, 所提策略以增加 0.77 元为代价, 在满足用户利益诉求的同时有效抑制了电压越限问题.

(3) 在不同天气情况下, 所提策略可以主动适应光伏渗透率变化, 并据此做出相应程度调整以避免电压越限问题.

本文仅以单相电压控制方面进行分析, 未来可从三相电压间的互相影响做进一步的研究.

参考文献:

- [1] 余贻鑫. 面向 21 世纪的智能电网[J]. 天津大学学报: 自然科学与工程技术版, 2020, 53(6): 551-556.
Yu Yixin. A brief description of the basics of the smart grid[J]. Journal of Tianjin University: Science and Technology, 2020, 53(6): 551-556(in Chinese).
- [2] 王伟胜, 林伟芳, 何国庆, 等. 美国德州 2021 年大停电事故对我国新能源发展的启示[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4033-4043.
Wang Weisheng, Lin Weifang, He Guoqing, et al. Enlightenment of 2021 Texas blackout to the renewable energy development in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4033-4043(in Chinese).
- [3] 鲁正, 孙炜, 陈芸菲. 基于用户侧的光伏项目成本-效益分析[J]. 太阳能学报, 2021, 42(4): 209-214.
Lu Zheng, Sun Wei, Chen Yunfei. Cost-benefit evaluation of photovoltaic system based on customer-side[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(4): 209-214(in Chinese).
- [4] 国家发展改革委. 国家发展改革委关于 2020 年光伏发电上网电价政策有关事项的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202004/t20200402_1225031.html, 2020-03-31.
National Development and Reform Commission. Notice of the National Development and Reform Commission on matters related to the 2020 photovoltaic power grid tariff policy[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202004/t20200402_1225031.html, 2020-03-31(in Chinese).
- [5] 彭琰, 余一平, 鞠平, 等. 计及不确定性的电力系统电压波动分析方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(8): 137-142.
- [6] Peng Yan, Yu Yiping, Ju Ping, et al. Voltage fluctuation analysis method considering uncertainties of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(8): 137-142(in Chinese).
- [7] Demirok E, Casado G P, Frederiksen K H B, et al. Local reactive power control methods for overvoltage prevention of distributed solar inverters in low-voltage grids[J]. IEEE Journal of Photovoltaics, 2011, 1(2): 174-182.
- [8] Cassola F, Burlando M. Wind speed and wind energy forecast through kalman filtering of numerical weather prediction model output[J]. Applied Energy, 2012, 99: 154-166.
- [9] Wang P F, Liang D H, Yi J L, et al. Integrating electrical energy storage into coordinated voltage control schemes for distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 1018-1032.
- [10] Yeh H G, Gayme D F, Low S H. Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2012, 27(3): 1656-1663.
- [11] Zhang J B, Chen Z H, He C Y, et al. Data-driven-based optimization for power system Var-voltage sequential control[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2019, 15(4): 2136-2145.
- [12] Alam M J E, Muttaqi K M, Sutanto D. A multimode control strategy for var support by solar PV inverters in distribution networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(3): 1316-1326.
- [13] Jahangiri P, Aliprantis D C. Distributed Volt/VAr control by PV inverters[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3429-3439.
- [14] Zheng W, Wu W, Zhang B, et al. A fully distributed reactive power optimization and control method for active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 1021-1033.
- [15] Feng C, Li Z, Shahidepour M, et al. Decentralized short-term voltage control in active power distribution systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4566-4576.
- [16] 魏昊焜, 刘健, 高慧. 分布式电源的本地电压控制策略[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(9): 40-45.

- Wei Haokun, Liu Jian, Gao Hui. Local voltage control of distributed generations[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(9): 40-45 (in Chinese).
- [16] Von A J, Stetz T, Braun M, et al. Local voltage control strategies for PV storage systems in distribution grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 1002-1009.
- [17] Antoniadou-Plytaria K E, Kouveliotis-Lysikatos I N, Georgilakis P S, et al. Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: Models, methods, and future research[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(6): 2999-3008.
- [18] Olivier F, Aristidou P, Ernst D, et al. Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2): 926-936.
- [19] 李清然, 张建成. 含分布式光伏电源的配电网电压越限解决方案[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(22): 117-123.
- Li Qingran, Zhang Jiancheng. Solutions of voltage beyond limits in distribution network with distributed photovoltaic generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22): 117-123 (in Chinese).
- [20] 许晓艳, 黄越辉, 刘纯, 等. 分布式光伏发电对配电网电压的影响及电压越限的解决方案[J]. 电网技术, 2010, 34(10): 140-146.
- Xu Xiaoyan, Huang Yuehui, Liu Chun, et al. Influence of distributed photovoltaic generation on voltage in distribution network and solution of voltage beyond limits[J]. Power System Technology, 2010, 34(10): 140-146 (in Chinese).
- [21] Thomas S, Frank M, Martin B. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(2): 534-542.
- [22] 高鹏程, 王蕾, 李立生, 等. 基于光伏逆变器调节的配电网电压控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(4): 190-196.
- Gao Pengcheng, Wang Lei, Li Lisheng, et al. Voltage control strategy based on adjustment of PV inverters in distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(4): 190-196 (in Chinese).
- [23] 季宇, 熊雄, 寇凌峰, 等. 基于经济运行模型的储能系统投资效益分析[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(4): 143-150.
- Ji Yu, Xiong Xiong, Kou Lingfeng, et al. Analysis of energy storage system investment benefit based on economic operation model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(4): 143-150 (in Chinese).
- [24] 吴润基, 王冬晓, 谢昌鸿, 等. 空调负荷参与配电网电压管理的分布式控制方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(6): 215-222.
- Wu Runji, Wang Dongxiao, Xie Changhong, et al. Distributed control method for air-conditioning load participating in voltage management of distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(6): 215-222 (in Chinese).
- [25] Wang L, Yan R, Bai F, et al. A distributed inter-phase coordination algorithm for voltage control with unbalanced PV integration in LV systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2687-2697.
- [26] 张博, 唐巍, 蔡永翔, 等. 基于一致性算法的户用光伏逆变器储能分布式控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 86-94.
- Zhang Bo, Tang Wei, Cai Yongxiang, et al. Distributed control strategy of residential photovoltaic inverter and energy storage based on consensus algorithm[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(2): 86-94 (in Chinese).
- [27] 马超, 董森, 华正操. 多种光伏组件组合光伏电站的混合储能容量优化配置研究[J]. 天津大学学报: 自然科学与工程技术版, 2020, 53(11): 1128-1135.
- Ma Chao, Dong Sen, Hua Zhengcao. Capacity configuration of hybrid energy storage system for PV power stations using multiple solar trackers[J]. Journal of Tianjin University: Science and Technology, 2020, 53(11): 1128-1135 (in Chinese).

(责任编辑: 田军)