

考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的 两阶段无功优化控制

李宗隆¹, 柏舸¹, 胡剑^{2,3}, 陈兴宇¹, 陈洪波¹, 欧阳金鑫³, 熊小伏³

(1. 国网重庆市电力公司璧山供电分公司, 重庆 402760; 2. 西南大学工程技术学院, 重庆 400715;
3. 重庆大学, 重庆 400044)

摘要: 针对实际运行的大规模光热光伏混合电站并网后面临的“内忧外患”电压问题, 既受电站内部节点电压状态的影响, 也受外部电网系统静态电压稳定状态的影响, 提出一种考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的两阶段无功优化控制方法。首先, 通过静态电压稳定裕度、节点电压均衡度和无功储备裕度3种指标表征混合电站电压安全状态。然后, 结合小时级长时间尺度的光伏出力预测信息, 在第I阶段实施有载变压器和电容器慢速调整。针对分钟级短时间尺度内的光伏出力波动, 以混合电站内的光伏发电单元、光热发电单元和静止同步补偿器为第II阶段的优化控制对象, 实现快速精细化电压调节。所提方法能有效避免全站设备频繁参与优化调整, 从而提高控制效率。最后, 通过测试系统验证分析结果表明: 通过两阶段无功控制协调, 所提方法能够抑制光伏出力的波动冲击, 有效降低站内电压安全越限和失稳风险。

关键词: 光热光伏混合电站; 内外双重电压安全; 静态电压稳定; 无功控制; 两阶段优化

Two-stage optimal reactive power control considering internal-external dual voltage security of a PV-CSP hybrid power station

LI Zonglong¹, BAI Ge¹, HU Jian^{2,3}, CHEN Xingyu¹, CHEN Hongbo¹, OUYANG Jinxin³, XIONG Xiaofu³

(1. Bishan Power Supply Branch of State Grid Chongqing Electric Power Company, Chongqing 402760, China;

2. College of Engineering and Technology, Southwest University, Chongqing 400715, China;

3. Chongqing University, Chongqing 400044, China)

Abstract: The practical operation of large-scale photovoltaic (PV)-concentrated solar power (CSP) hybrid power stations is faced with internal and external voltage problems after they are connected to the power grid. This is affected not only by the voltage state of the nodes inside the station, but also by the stability state of static voltages of the external power system. To address these problems, this paper proposes a two-stage optimal reactive power control method considering internal-external dual voltage security of the PV-CSP hybrid power station. First, the voltage security state of the hybrid power station is characterized by three indices: the margin of static voltage stability, the degree of node voltage balance, and the margin of reactive power reserve. Second, based on the information of long-term hourly PV output forecasts, the slow adjustment of on-load tap changer and capacitor banks is implemented in stage I. For the fluctuation of PV output at the short-term minute level, the PV and CSP power generation units and the static synchronous compensators within the hybrid power station serve as the control targets for optimization in stage II, intending to achieve rapid and precise voltage regulation. The proposed method effectively avoids the frequent optimization and regulation of all station equipment, thereby improving control efficiency. Finally, the analysis results on the test system demonstrate that, through the coordination of two-stage reactive power controls, the proposed method can mitigate the impact of PV power output fluctuation and reduce the over-limit risk of station voltage security and the risk of voltage instability.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51907164).

Key words: photovoltaic-concentrated solar power hybrid power station; internal-external dual voltage security; static voltage stability; reactive power control; two-stage optimization

0 引言

作为太阳能发电中的新兴产业, 光热发电建设正在快速推进。据世界能源署预测, 2030 年全球光热发电装机容量将达到 261 GW, 2050 年装机规模有望达到 983 GW, 年发电量将达到 4380 TWh, 约占全球电力供应的 11%, 其中中国 2030 年光热发电装机容量将达到 29 GW, 到 2050 年将达到 118 GW, 成为继美国、中东、印度、非洲之后的第四大光热发电市场^[1-2]。光热发电与大规模光伏发电协调并网运行, 可消纳具有间歇性、随机性的可再生能源, 已成为光热并网发电的主流趋势^[3], 例如西班牙 150 MW、泰国 90 MW 及迪拜 950 MW 等光热光伏混合电站项目建设如火如荼, 中国已有并网运行的鲁能海西格尔木多能互补工程、玉门光伏光热电站、张北风光热工程等。然而, 随着光热光伏集中式并网规模的扩增, 电压安全问题愈发严峻, 实施有效的光热光伏电站电压控制策略已成为保障其安全稳定运行的重要基础。

目前无功电压安全控制研究更多地集中在输配电网系统、大型风电场、光伏电站及分布式光伏系统等领域^[4-10]。文献[4]提出了一种本地与集中式结合的两级实时配电系统电压控制。文献[5]提出一种基于级联 H 桥 STATCOM 的无功功率补偿控制及三相直流电压平衡控制方法。文献[6]研究了基于模型预测控制的风电场群多时间尺度无功优化控制策略。针对光伏电站, 文献[7-8]分别提出光伏并网逆变器与无功补偿设备相互配合的无功电压调节策略。相比而言, 针对光热光伏等新能源多能互补并网系统的无功电压控制研究尚少, 文献[9-10]提出光热光伏联合发电系统的无功模型预测控制策略和电压分层协调控制方法。

而无功电压优化控制架构方面^[11-18], 通常根据通信要求分为本地控制、集中式控制和分布式控制。文献[11]针对配电网中分布式光伏逆变器提出 Volt-Watt 控制。本地控制无须通信交互, 具备“即插即用”的优势, 但无法实现系统全局的最优决策。集中式控制是目前最为常用的控制方式, 其本质为求解最优潮流问题。文献[14]根据响应时间尺度对风电场的多类无功调压设备进行优化处理。文献[15-16]建立主动配电网的最优潮流优化模型, 考虑不同无功分区的分布式电源参与无功调压。为适应低通信交互要求, 分布式控制的思想是将原集中式控制对应的问题拆分为多个各自独立的子问题求解。文献[17]提出了针对于交直流混合主动配电网的分层优化调度策略。文献[18]利用交替方向乘子

法求解分布式最优潮流问题。但当受控对象较多或算法参数设置不合理时, 分布式控制方式可能导致收敛速度过缓而影响方案实施。

光热光伏混合电站与风电场、集中式光伏电站集群结构类似, 通常光伏发电单元数量更多, 与风电机组出力相比, 光伏出力的波动性更大, 随机因素更多, 存在的电压安全隐患也更为严重。现有的新能源电站电压安全控制方法重点关注输电网层级的电压控制, 通常风电场或集中式光伏电站整体被等效为一个功率源考虑, 绝大多数基于并网系统外部的电压安全问题研究建模^[19-20]。仅少数研究基于内部电压安全问题, 但通常仅以调节节点电压偏差为目标来考虑电站的电压安全, 并没有考虑无功电压控制策略实施后对光热光伏并网系统电压稳定性等的影响^[9-10]。实际运行的大规模光热光伏混合电站并网后面临着“内忧外患”电压问题, 既受电站内部集群线路节点电压状态的影响, 也受外部电网系统静态电压稳定状态的影响。

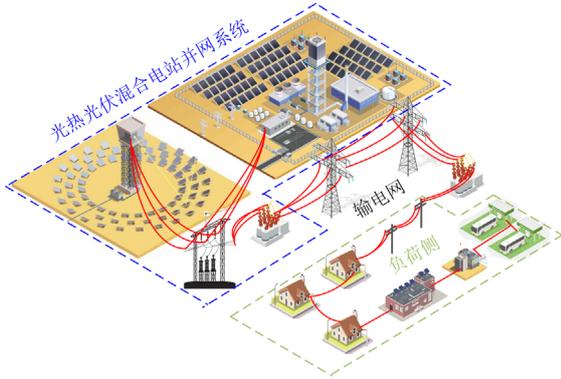
针对上述问题, 本文提出一种考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的两阶段无功优化控制策略; 通过分析光热光伏混合电站并网系统内外电压分布规律, 构造静态电压稳定裕度指标、节点电压均衡度指标和无功储备裕度指标表征混合电站内外双重电压安全; 进而充分考虑无功控制手段的调节能力, 建立两阶段无功优化控制数学模型, 在第 I 阶段实施有载变压器和电容器慢速调整, 在第 II 阶段充分利用光伏发电单元、光热发电单元以及无功补偿装置的灵活性做出快速调节, 既避免全站设备频繁参与优化, 提高控制效率, 又保证了混合电站的内外电压安全。通过仿真算例对比分析不同的无功控制方法, 验证了本文方法能够有效解决光热光伏混合电站内部节点电压越限问题, 同时并网静态安全裕度也得到了有效提升。

1 光热光伏混合电站内外电压安全分析

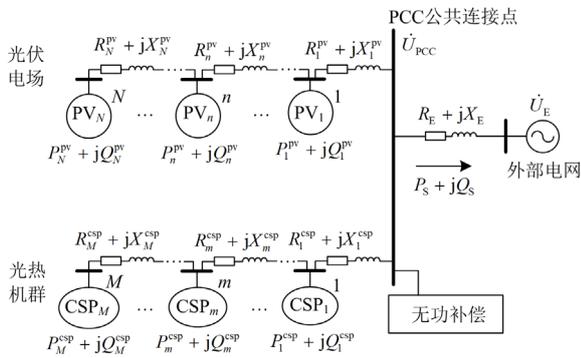
1.1 光热光伏混合电站并网系统内外电压分布

光热光伏混合电站与大规模集中式风电场、集中式光伏电站结构类似, 分为光热机群和光热电场两部分^[21-22]。光热光伏混合电站并网系统的基本结构及等值电路, 如图 1 所示, 图中: n 为节点(1~ N); m 为光热机群(1~ M); 上标 pv、csp 分别代表光伏和光热; \dot{U}_{PCC} 为公共接入点(point of common coupling, PCC)电压; \dot{U}_E 为外部电网电压, $\dot{U}_E = U_E \angle 0^\circ$; $R_E + jX_E$ 为外部电网等值阻抗; P_S 和 Q_S 分别为混合电站总体外送有功、无功功率; $R + jX$ 为阻抗; P

和 Q 分别为输出有功、无功功率。



(a) 光热光伏混合电站并网系统基本结构图



(b) 光热光伏混合电站并网系统等值电路图

图 1 光热光伏混合电站并网系统等值图

Fig. 1 Equivalent diagram of grid-connected system for photothermal photovoltaic hybrid power station

光伏电场内部装备有大量的光伏逆变器，若干台光伏逆变器组合为一个光伏发电单元(photovoltaic power generation units, PVGUs)。光热发电有槽式、塔式、菲涅尔式等类型，主要区别体现在集热系统，包括聚光方式、传热工质等，与火力发电相比，光热发电机单机容量过小，又由于环境的限制，光热发电场往往是由大规模光热发电单元(concentrated solar power generation units, CSPGUs)聚集而成的光热机群。光热光伏混合电站内集电线路呈现干线式结构，单条集电线路上挂有多个 PVGUs 或 CSPGUs，多条集电线路最终在公共集电母线处汇集，最后通过主变压器升压接入主干电网。

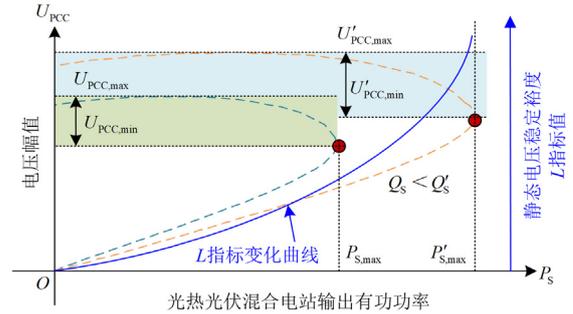
通过外部电网戴维南等效和电站内部集电线路分析， \dot{U}_{PCC} 可表示为

$$\dot{U}_{PCC} - \dot{U}_E = (R_E + jX_E) \left(\frac{P_S - jQ_S}{\dot{U}_{PCC}} \right) \quad (1)$$

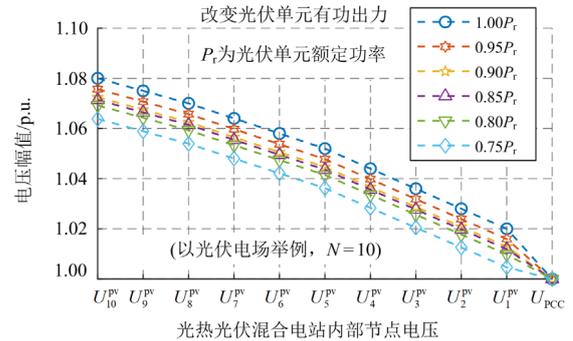
进一步对站内节点电压进行分析，以光伏电场为对象，PVGUs 接入节点的电压 U_n^{PV} 可表示为

$$U_n^{PV} = U_{PCC} + \sum_{l=1}^n \frac{\sum_{n=1}^N (P_n^{PV} R_l^{PV} + Q_n^{PV} X_l^{PV})}{U_{l-1}^{PV}} \quad (2)$$

假设 $N = 10$ ，混合电站内部各光伏发电单元接入集电线路的节点电压-功率分布如图 2 所示。集电线路内部节点电压均高于混合电站的并网点电压，同时随着发电单元的有功功率增加而提升，若无改善无功功率调控情况下，集电线路末端节点电压将会有越上限的安全风险，且越靠近电场末端，相邻节点电压之间的电压差越大。



(a) 光热光伏混合电站外部电压-功率变化关系



(b) 光热光伏混合电站内部节点电压-功率变化关系

图 2 光热光伏混合电站内外部电压-功率变化关系

Fig. 2 Relationship of internal and external voltage-power for photothermal photovoltaic hybrid power station

1.2 光热光伏混合电站内外双重电压安全表征

系统各节点实时电压在要求范围内是电压安全的前提，为避免电压陡升或突降，应当确保整个混合电站具有均衡的电压分布。除了保障内部集电线路的节点电压幅值和外部并网点电压幅值在允许的安全范围以外，应当尽量增加各节点的电压运行状态值到电压崩溃临近值的距离，确保充足的静态电压稳定裕度，才能保证混合电站的电压安全。同时，混合电站通常配备适量的动态无功补偿设备，保证动态无功补偿设备具有充足的无功裕度，这对于光热光伏混合电站的电压安全运行具有重要意义。

因此, 本文综合考虑引入静态电压稳定裕度指标、节点电压均衡度指标和无功储备裕度指标, 来表征混合电站内外双重电压安全。

1) 静态电压稳定裕度指标 $L_{\text{CSP-PV}}$

针对新能源场站静态电压稳定问题, 已有大量的静态电压稳定指标研究, 如电压灵敏度、奇异值等^[23-25]。局部电压稳定指标(L 指标)计算效率高, 具有明确的边界距离表征性^[23], 为此本文借鉴该类型指标, 提出光热光伏混合电站的静态电压稳定裕度指标 $L_{\text{CSP-PV}}$ 。

$$\begin{cases} L_{\text{CSP-PV}} = \sum_{t \in T_p} \sum_{i \in N_s} (L_{i,t})^2 \\ L_{i,t} = \left| 1 - \frac{\dot{U}_{E,t} \mathbf{F}_i}{\dot{U}_{i,t}} \right| \end{cases} \quad (3)$$

式中: T_p 为混合电站电压安全的整体时间; N_s 为混合电站系统的节点数; $L_{i,t}$ 为节点 i 在 t 时刻的局部静态电压稳定值, 与 t 时刻的节点电压相量 $\dot{U}_{i,t}$ 和并网节点电压相量 $\dot{U}_{E,t}$ 相关; 矩阵 \mathbf{F} 由节点导纳矩阵转化而来, 获取混合电站集电系统网络参数后即可确定, \mathbf{F}_i 为矩阵 \mathbf{F} 中第 i 个节点的子矩阵^[23]。

图2给出了混合电站局部静态电压稳定 L 指标与电压、有功功率的变化关系, 其指标数值越大, 代表混合电站并网时的静态安全裕度越低。

2) 节点电压均衡度指标 $U_{\text{CSP-PV}}$

$$U_{\text{CSP-PV}} = \sum_{t \in T_p} \sum_{i \in N_s} \left(\frac{U_{i,t} - U_i^{\text{ref}}}{U_i^{\text{ref}}} \right)^2 \quad (4)$$

式中: $U_{i,t}$ 和 U_i^{ref} 分别为混合电站系统节点 i 在 t 时刻的实时电压幅值和参考运行值, U_i^{ref} 通常取 1 p.u. 。

3) 无功储备裕度指标 $Q_{\text{CSP-PV}}$

在系统稳态运行期间保证动态无功补偿设备具有充足的无功裕度, 这对于光热光伏混合电站并网系统的安全稳定运行具有重要意义。本文考虑新能源电站中通常配备具有快速无功调节能力的静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)和电容器组(capacitor banks, CBs)装置。通过投运的 STATCOM 和 CBs 装置无功容量值与自身的无功调节范围的比值来表征无功储备裕度能力, 该裕度指标值越小, 则代表无功储备量越多, 能够在电站发生电压波动期间或故障期间提供更多的无功支撑。

$$Q_{\text{CSP-PV}} = \sum_{t \in T_p} \left(\frac{Q_t^{\text{STATCOM}}}{Q_{\text{max}}^{\text{STATCOM}} - Q_{\text{min}}^{\text{STATCOM}}} \right)^2 + \sum_{t \in T_p} \left(\frac{k_t^{\text{CBs}}}{N_{\text{CBs}}} \right)^2 \quad (5)$$

式中: Q_t^{STATCOM} 表示静止同步补偿器在 t 时刻输入电站系统的无功功率; $Q_{\text{max}}^{\text{STATCOM}}$ 和 $Q_{\text{min}}^{\text{STATCOM}}$ 分别为静止同步补偿器无功调节的上下限; N_{CBs} 为混合电站系统中配备的电容器组总数; k_t^{CBs} 为电容器组在 t 时刻接入电站系统的数。

2 考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的无功优化控制策略框架

由上述分析可知, 光热光伏混合电站外部电压和站内集电线路节点电压对有功功率呈现出完全相反的变化趋势。当混合电站并网发电容量较大时, 光照强度的变化会引起集电线路功率的大幅度波动, 末端节点电压极易越电压安全上限, 严重时, 甚至会引发混合电站连锁脱网事故。因此, 及时合理实施无功优化控制可以有效抑制由光伏有功出力变化所造成的混合电站内外电压波动, 同时结合混合电站内外双重电压安全表征指标, 可有效降低站内电压安全越限和失稳风险。

光热光伏混合电站内外双重电压安全的无功优化控制策略的基本框架如图3所示, 其核心问题是建立合理的优化模型, 并充分协调光热光伏混合电站的多种无功电压控制, 具体流程如下。

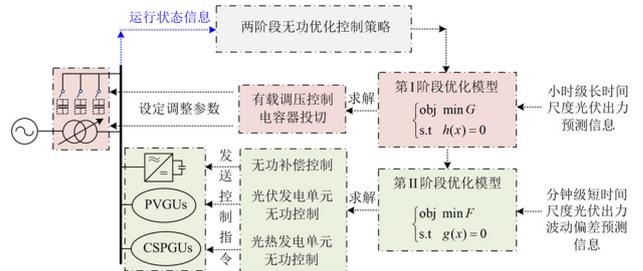


图3 光热光伏混合电站两阶段无功优化控制策略框架

Fig. 3 Two-stage optimal reactive power control strategy framework of photothermal photovoltaic hybrid power station

1) 实时监测光热光伏混合电站的运行状态, 如主变压器抽头位置、电容器在投数目、光伏发电单元和光热发电单元的有功、无功功率; 同时实时更新光伏电场的有功功率预测信息。

2) 以混合电站内的有载调压(on-load tap changer, OLTC)和 CBs 为第 I 阶段的优化控制对象, 考虑到控制变量的无功电压慢速离散调整等约束条件, 结合小时级长时间尺度的光伏出力预测信息, 建立并求解优化模型, 将得到结果作为 OLTC 和 CBs 的参数调整依据, 实施初步的粗放性电压优化调节。

3) 在第 I 阶段电压调控实施前提下, 针对分钟级短时间尺度内的光伏出力波动偏差, 以混合电站内的 PVGUs、CSPGUs 和 STATCOM 为第 II 阶段的优化控制对象, 充分发挥电力电子控制手段以及带储热环节的光热机组灵活功率控制能力, 实现快速精细化电压调节, 保证混合电站内外电压安全运行。

3 两阶段无功优化控制数学模型

3.1 第 I 阶段优化数学模型

1) 目标函数

结合前述提出的光热光伏混合电站内外双重电压安全表征指标, 设定静态电压稳定裕度指标 $L_{\text{CSP-PV}}^I$ 、节点电压均衡度指标 $U_{\text{CSP-PV}}^I$ 和无功储备裕度指标 $Q_{\text{CSP-PV}}^I$ 的加权和最小为第 I 阶段无功优化目标函数 G 。

$$\begin{cases} \min G = \omega_L L_{\text{CSP-PV}}^I + \omega_U U_{\text{CSP-PV}}^I + \omega_Q Q_{\text{CSP-PV}}^I \\ L_{\text{CSP-PV}}^I = \sum_{t \in T_{\text{PI}}} \sum_{i \in N_S} (L_{i,t})^2 \\ U_{\text{CSP-PV}}^I = \sum_{t \in T_{\text{PI}}} \sum_{i \in N_S} \left(\frac{U_{i,t} - U_i^{\text{ref}}}{U_i^{\text{ref}}} \right)^2 \\ Q_{\text{CSP-PV}}^I = \sum_{t \in T_{\text{PI}}} \left(\frac{k_t^{\text{CBs}}}{N_{\text{CBs}}} \right)^2 \end{cases} \quad (6)$$

式中: ω_L 、 ω_U 和 ω_Q 分别为目标函数中各电压安全指标的权重系数, 可利用判断矩阵法并根据优化控制策略进行提前调整设置; T_{PI} 为第 I 阶段无功优化控制时间周期。由于第 I 阶段无功优化中仅包含 OLTC 和 CBs, 故无功储备裕度指标仅保留第二项参数; 上标 I、II 分别表示两阶段各自的电压安全表征指标值。

2) 约束条件

光热光伏混合电站集电系统无功电压协调控制的等式约束包含各节点有功功率和无功功率平衡约束, 即系统的潮流约束方程, 其表达式为

$$\begin{cases} P_{i,t} - U_{i,t} \sum_{j=1}^{N_S} U_{j,t} (G_{ij} \cos \theta_{ij,t} + B_{ij} \sin \theta_{ij,t}) = 0 \\ Q_{i,t} - U_{i,t} \sum_{j=1}^{N_S} U_{j,t} (G_{ij} \sin \theta_{ij,t} - B_{ij} \cos \theta_{ij,t}) = 0 \end{cases} \quad (7)$$

式中: $P_{i,t}$ 和 $Q_{i,t}$ 分别为集电系统中节点 i 在 t 时刻注入的有功、无功功率; $U_{i,t}$ 和 $U_{j,t}$ 分别为节点 i 和 j 在 t 时刻的电压幅值; $\theta_{ij,t}$ 为节点 i 和 j 在 t 时刻的相位差; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为节点 i 和 j 的导纳实部和虚部。

值得注意的是, 本阶段控制过程中的 PCC 和 OLTC 参量包括并网点有功功率、无功功率、有载调压变压器电压、有载调压抽头位置和电容器组投入数量。

$$\begin{cases} P_t^{\text{PCC}} = 0 \\ Q_t^{\text{PCC}} = k_t^{\text{CBs}} Q^{\text{CBs}} \\ U_t^{\text{OLTCII}} = U_t^{\text{OLTCI}} + U_t^{\text{OLTCI}} k_t^{\text{OLTC}} \times h\% \\ k_t^{\text{CBs}}, k_t^{\text{OLTC}} \in \text{int.} \\ k_t^{\text{CBs}} \in \{0, 1, \dots, N_{\text{CBs}}\} \\ k_t^{\text{OLTC}} \in \{-N_{\text{OLTC}}, \dots, -1, 0, 1, \dots, N_{\text{OLTC}}\} \end{cases} \quad (8)$$

式中: Q^{CBs} 为单个电容器容量提供的无功功率; U_t^{OLTCI} 和 U_t^{OLTCII} 分别为有载调压变压器初级及次级两侧的实时电压; k_t^{OLTC} 和 k_t^{CBs} 分别为 t 时刻有载调压抽头位置及电容器组投入数, 均为离散整数变量; N_{OLTC} 为有载调压器的最大档位; $h\%$ 为相邻两个分接头位置的电压差百分比; 在 PCC 并入, 因此节点注入功率 P_t^{PCC} 和 Q_t^{PCC} 即电容器组的有功、无功功率。

除上述等式约束外, 还包含系统安全运行约束和第 I 阶段控制变量约束。

$$\begin{cases} U_{\text{PCC,max}}^{\text{ref}} \leq U_{\text{PCC},t} \leq U_{\text{PCC,max}}^{\text{ref}} \\ U_{i,\min}^{\text{ref}} \leq U_{i,t} \leq U_{i,\max}^{\text{ref}}, i \notin \text{PCC} \\ -\theta_{ij,\max} \leq \theta_{ij,t} \leq \theta_{ij,\max} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} |k_{t+1}^{\text{CBs}} - k_t^{\text{CBs}}| \leq \alpha_{\text{CBs}} \\ |k_{t+1}^{\text{OLTC}} - k_t^{\text{OLTC}}| \leq \alpha_{\text{OLTC}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $U_{\text{PCC,max}}^{\text{ref}}$ 和 $U_{\text{PCC,min}}^{\text{ref}}$ 分别为混合电站并网点的电压运行范围上下限, 一般取 0.98~1.02 p.u.; $U_{i,\max}^{\text{ref}}$ 和 $U_{i,\min}^{\text{ref}}$ 分别为内部节点电压的运行范围上下限, 一般取 0.95~1.05 p.u.; $\theta_{ij,\max}$ 为混合电站集电系统内部运行节点的最大相角差, 一般取 45°; α_{CBs} 和 α_{OLTC} 分别为 OLTC 和 CBs 投切在相邻控制动作内的最大改变次数。

3.2 第 II 阶段优化数学模型

第 I 阶段优化控制实现了小时级的 OLTC 和 CBs 投切粗放式调控。但在该时间尺度下, 光伏预测有功功率难以达到一个较高的精度, OLTC 和 CBs 都只具备离散的无功调节能力, 若单纯地依靠第 I 阶段无功优化, 光热光伏混合电站的内外部电压难以达到一个理想的分布状态。为了增强电压控制效果, 在此基础上施加第 II 阶段分钟级优化调整。

1) 目标函数

第II阶段无功优化的目标函数与第I阶段类似, 仅作如下改变。

$$\begin{cases} \min G = \omega_L L_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} + \omega_U U_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} + \omega_Q Q_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} \\ L_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} = \sum_{t \in T_{\text{PII}}} \sum_{i \in N_S} (L_{i,t})^2 \\ U_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} = \sum_{t \in T_{\text{PII}}} \sum_{i \in N_S} \left(\frac{U_{i,t} - U_i^{\text{ref}}}{U_i^{\text{ref}}} \right)^2 \\ Q_{\text{CSP-PV}}^{\text{II}} = \sum_{t \in T_{\text{PII}}} \left(\frac{Q_t^{\text{STATCOM}}}{Q_{\text{max}}^{\text{STATCOM}} - Q_{\text{min}}^{\text{STATCOM}}} \right)^2 \end{cases} \quad (11)$$

式中, T_{PII} 为第II阶段无功优化控制时间周期。由于第II阶段无功优化中包含静止同步补偿器控制手段, 而 OLTC 和 CBs 不发生改变, 故无功储备裕度指标仅保留第一项参数。

2) 约束条件

光热光伏混合电站集电系统功率约束与式(7)保持一致; 本阶段控制过程中混合电站 PCC 的电气参量包括并网点有功功率 P_i^{PCC} 和无功功率 Q_i^{PCC} 。

$$\begin{cases} P_i^{\text{PCC}} = 0 \\ Q_i^{\text{PCC}} = Q_i^{\text{STATCOM}} + k_i^{\text{CBs}} Q^{\text{CBs}} \end{cases} \quad (12)$$

系统安全运行约束与式(9)仍保持一致; 而第II阶段控制变量约束如式(13)所示。

$$\begin{cases} Q_{\text{min}}^{\text{STATCOM}} \leq Q_t^{\text{STATCOM}} \leq Q_{\text{max}}^{\text{STATCOM}} \\ Q_{i,\text{min}}^{\text{CSP}} \leq Q_{i,t}^{\text{CSP}} \leq Q_{i,\text{max}}^{\text{CSP}} \\ -\sqrt{S_{i,t}^{\text{PV}2} - P_{i,t}^{\text{PV}2}} \leq Q_{i,t}^{\text{PV}} \leq \sqrt{S_{i,t}^{\text{PV}2} - P_{i,t}^{\text{PV}2}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $Q_{\text{max}}^{\text{STATCOM}}$ 和 $Q_{\text{min}}^{\text{STATCOM}}$ 分别为混合电站中的 STATCOM 的无功调节范围上下限; 光热发电单元由于包含有储热模块, 故不同单元的无功调节范围不同, $Q_{i,\text{max}}^{\text{CSP}}$ 和 $Q_{i,\text{min}}^{\text{CSP}}$ 分别为光热发电单元节点 i 的无功控制上下限; 光伏发电单元的无功调节量与其单元自身的额定容量 $S_{i,t}^{\text{PV}}$ 和有功出力 $P_{i,t}^{\text{PV}}$ 相关。

基于启发式算法在求解大规模非线性优化问题时表现出寻优速度快和收敛性强等优点而被广泛关注。本文针对上述两阶段优化模型, 采用改进粒子群算法进行求解^[26], 实现了混合电站的无功优化调控。

4 算例分析

4.1 算例概述

本节搭建光热光伏混合电站测试系统以验证所提的控制方法有效性, 如图4所示。整个光热光伏混合电站包含4条集群线路, 其中光伏电场包含有20台 PVGUs, 每台 PVGUs 容量为2 MW, 光

热机群包含8台 CSPGUs, 每台 CSPGUs 容量为10 MW, 集电线路电压为10 kV, 混合电站整体额定容量为120 MW, 为方便后续系统优化计算设定系统的容量基准值为120 MW, 电压基准值为10 kV。集电系统中电容器组包含有10个容量为600 kvar的CB单元。有载变压器具备12个档位±10%的调节范围, 静止同步补偿器输出无功范围为感性无功10 Mvar 和容性无功10 Mvar。有载调压变压器的 α_{CBs} 和电容器投切的 α_{OLTC} 最大改变次数均取3。

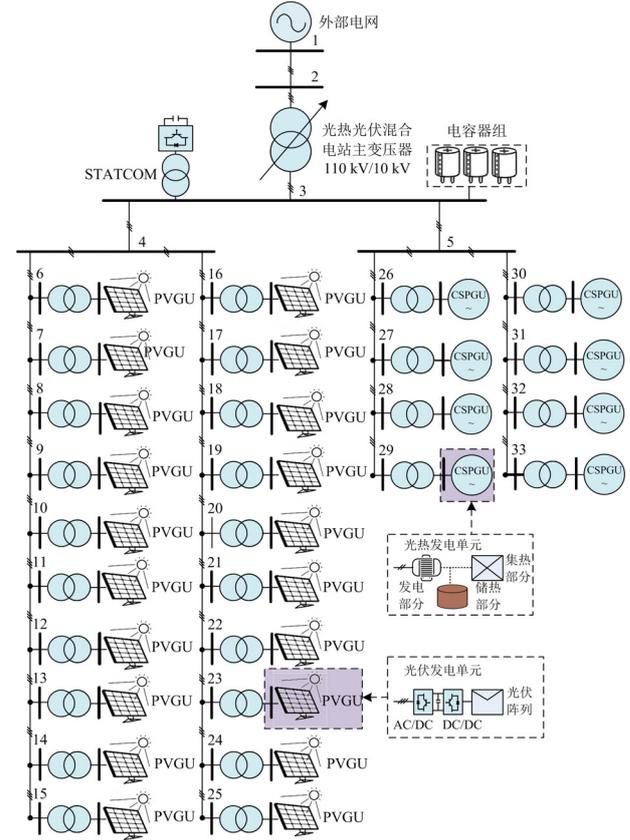


图4 光热光伏混合电站测试系统图

Fig. 4 Test system of photothermal photovoltaic hybrid power station

假定光伏电场的有功出力波动数据^[27]如图5所示, 包含24 h内的实际有功出力原始数据、分钟级短时间尺度的有功出力预测数据以及小时级有功出力预测数据, 以此模拟光伏出力波动性对混合电站运行电压带来的冲击。

该仿真在配置为 Intel Core i7-12700K 5.0 GHz 处理器和64 GB 内存的个人计算机上运行, 所提出的优化控制策略算法验证在 Matlab R2023a 平台上进行代码编译。

通过以下不同控制方法的对比分析证明所提无功优化策略的有效性。

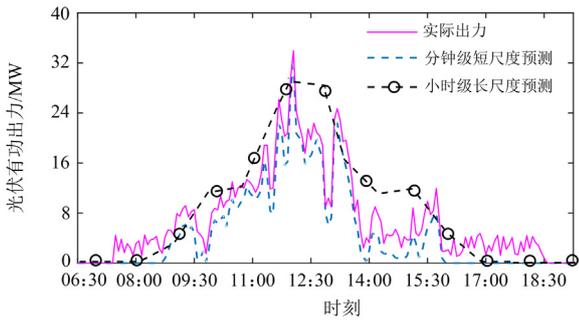


图5 不同时间尺度下的光伏电场整体有功出力
Fig. 5 Total active power output data of the centralized PV power station under the different timescales

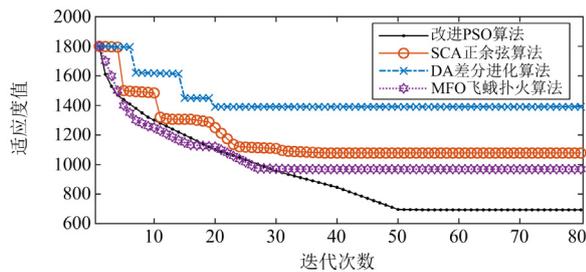
方法 A(即本文方法), 考虑到静态电压稳定裕度指标、节点电压均衡度指标和无功储备裕度指标差异性, 根据判断矩阵法, 总目标函数中所对应指标权重分别取为 $\omega_l = 1$ 、 $\omega_v = 4$ 和 $\omega_q = 1$ 。总体控制周期取 24 h, 第 I 阶段无功控制步长取 45 min, 第 II 阶段无功控制步长取 5 min。

方法 B: 相比于方法 A 而言, 以系统节点电压偏差为目标函数, 且无功调控手段仅包含 OLTC、CBs 和 STATCOM。

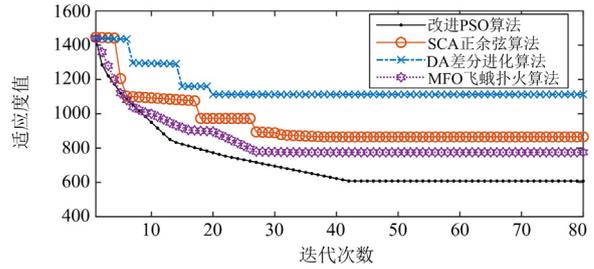
方法 C: 相比于方法 A 而言, 仍以系统节点电压偏差为目标函数, 但在方法 B 的基础上, 加入混合电站内的 PVGUs、CSPGUs 参与无功调控。

优化模型包含混合变量、非线性约束条件和优化目标, 采用不受优化模型形式限制的启发式算法进行求解。本文选取差分进化算法^[28]、正余弦算法^[29]、飞蛾扑火算法^[30]以及改进粒子群^[26]对所提无功优化模型的适用性进行测试。基于前述提出的光热光伏混合电站测试系统, 在不同的光伏电场整体出力水平情况下进行求解。

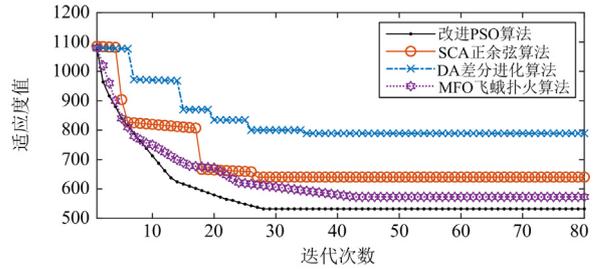
图 6 为不同求解算法下的优化收敛情况, 可以看出改进的粒子群算法相比其他 3 种方法具有更好的寻优性能, 而且改进粒子群算法步骤更为简单。迭代 50 次后, 求解结果均趋于稳定, 但若设定过大的迭代次数将会降低模型求解效率, 为此本算例采用改进的粒子群算法, 其中种群数和最大迭代数分别设置为 50 和 80。



(a) 光伏电场100%有功出力



(b) 光伏电场80%有功出力



(c) 光伏电场60%有功出力

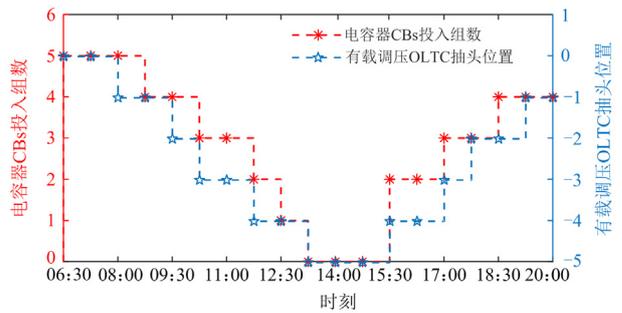
图6 不同求解算法性能对比

Fig. 6 Performance comparison of different solving algorithms

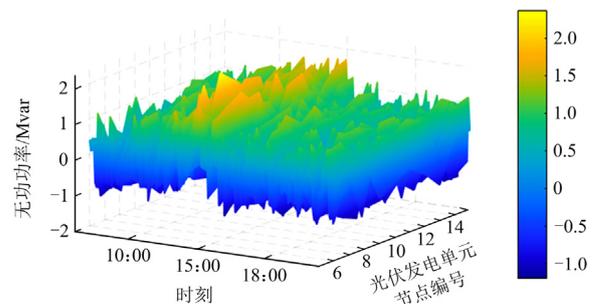
4.2 算例结果分析与验证

方法 A 的优化控制结果如图 7 所示。为应对光伏出力波动造成的混合电站电压安全问题, 在方法 A 开展有效的慢速(CBs 投切及 OLTCs 调节)和快速协调控制(PVGUs、CSPGUs 和 STATCOM 无功补偿装置无功调整)。

从图 7(a)可以看出, 两种调节手段均在满足约束条件的前提下有序进行投切和变压器抽头调整,



(a) OLTC和CBs参与无功优化控制结果



(b) 光伏电场中PVGUs的无功优化控制结果

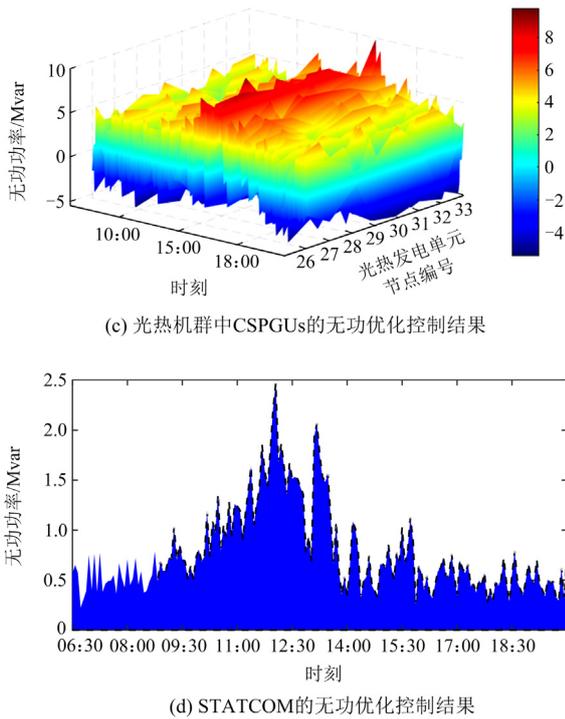


图 7 两阶段无功优化控制结果

Fig. 7 Results of two-stage optimal reactive power control

在光伏电场的有功出力达到峰值时段, 混合电站并网点电压尚未达到峰值, 电压随着输出有功功率增加而具有抬升趋势, 混合电站的集电系统中电容器及有载调压能主动减少无功功率的注入, 抵御并网点电压的越限风险。

对于光热光伏混合电站集电线路内部的节点电压调节, 从图 7(b)和图 7(c)可以看出, 优化后的 PVGUs 和 CSPGUs 的无功功率输出实现灵活调整和配合, 且输出无功功率并不单调变化, 在有功功率波动峰值时段, 其注入无功功率明显增强, 能够有效抵御节点内部电压的越限风险; 同时, 图 7(d) 结果表示无功补偿装置对电压波动的具有补充调节效果, 在共同作用下有效实现了混合电站内外部电压安全运行。优化控制结果与理论分析一致, 验证了所提方法的有效性。

图 8 给出了不同控制方法下光热光伏混合电站内外部电压波动情况, 由于方法 B 和方法 C 的控制手段不足, 节点电压存在安全越限, 尤其方法 B 最为严重, 末端节点电压抬升接近 15%, 极易诱发混合电站的电压主导型连锁性故障。而方法 A 通过不同无功控制手段的协调, 站内外电压状态被逐步优化, 在整个控制时间段内, 无电压越限。

同时, 表 1 给出了不同控制方法下电压安全表征指标值, 可以发现, 方法 A 优于方法 C, 方法 C

优于方法 B。相比于其他两种方法, 本文提出的两阶段无功优化控制引入更为丰富的多类型调控手段, 并进行协调优化处理, 能较好地综合考虑混合电站的静态电压稳定裕度、节点电压均衡度和无功储备裕度, 提升了电压安全控制水平。

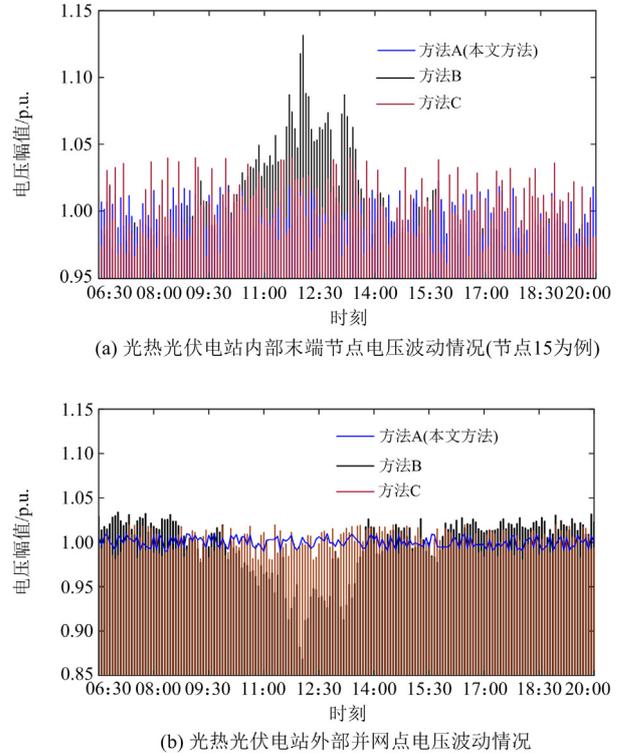


图 8 不同控制方法下光热光伏混合电站内外部电压波动情况

Fig. 8 Comparison of internal and external voltage fluctuations under different control methods for photothermal photovoltaic hybrid power station

表 1 不同控制方法下电压安全表征指标值对比

Table 1 Comparison of voltage safety characterization index values under different control methods

控制方法	电压安全指标		
	L_{CSP-PV}	U_{CSP-PV}	Q_{CSP-PV}
A	673.9271	3.5876	16.9416
B	3421.4412	27.5216	187.6608
C	2016.4743	11.9808	73.7568

5 结论

集中式光热光伏混合电站作为一个弱连接、强电压敏感性的送端系统, 面临着严重的电压安全威胁。这其中不仅涉及站内电压越限, 还涉及并网静态电压稳定的双重电压安全。本文以改善光热光伏混合电站系统的电压安全状态为切入点, 对其并网

电压问题进行机理分析,研究了考虑光热光伏混合电站内外双重电压安全的两阶段无功优化控制方法。以静态电压稳定裕度、节点电压均衡度和无功储备裕度为综合优化目标函数,充分考虑混合电站无功控制手段的不同反映速度,有效实施协调控制。所提方法能够为光热光伏等新能源多能互补系统的无功优化控制提供理论指导,保障系统电压安全稳定运行。如何融合有功无功协调是未来光热光伏混合电站功率安全控制的主要研究方向之一。

参考文献

- [1] CHEN J, YANG R, XU D, et al. Maximum production point tracking method for a solar-boasted biogas energy generation system[J]. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 2021, 6(4): 525-537.
- [2] AMERICANO M, NARASIMHAN A, GUILLEN D, et al. Generalized distributed state space model of a CSP plant for simulation and control applications: single-phase flow validation[J]. *Renewable Energy*, 2020, 153(1): 36-48.
- [3] 张大海, 负毓韵, 王小君, 等. 考虑广义储能及光热电站的电热气互联综合能源系统经济调度[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(19): 33-42.
ZHANG Dahai, YUN Yunyun, WANG Xiaojun, et al. Economic dispatch of integrated electricity-heat-gas energy system considering generalized energy storage and concentrating solar power plant[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(19): 33-42.
- [4] BIDGOLI H S, VAN CUTSEM T. Combined local and centralized voltage control in active distribution networks[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 33(2): 1374-1384.
- [5] 朱瑛, 饶军, 郭旭滨. 风电场无功补偿工况下下级联 H 桥 STATCOM 电压平衡控制[J]. *电力系统自动化*, 2022, 46(21): 97-105.
ZHU Ying, RAO Jun, GUO Xubin. Voltage balance control of cascaded H-bridge STATCOM for wind farm under reactive power compensation condition[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2022, 46(21): 97-105.
- [6] 夏鹏, 刘文颖, 朱丹丹, 等. 基于模型预测控制的多时间尺度无功电压优化控制方法[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(3): 64-70.
XIA Peng, LIU Wenying, ZHU Dandan, et al. Multi-time scale optimal control method of reactive power and voltage based on model predictive control[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(3): 64-70.
- [7] 周林, 任伟, 廖波, 等. 并网型光伏电站无功电压控制[J]. *电工技术学报*, 2015, 30(20): 168-175.
ZHOU Lin, REN Wei, LIAO Bo, et al. Reactive power and voltage control for grid-connected PV power plants[J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2015, 30(20): 168-175.
- [8] 周林, 邵念彬. 大型光伏电站无功电压控制策略[J]. *电力自动化设备*, 2016, 36(4): 116-122, 128.
ZHOU Lin, SHAO Nianbin. Reactive-power and voltage control for large-scale grid-connected photovoltaic plants[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2016, 36(4): 116-122, 128.
- [9] 董海鹰, 张宏, 陈钊, 等. 光热-光伏联合发电系统无功分层协调优化控制策略研究[J]. *太阳能学报*, 2021, 42(6): 162-169.
DONG Haiying, ZHANG Hong, CHEN Zhao, et al. Research on reactive stratification coordination optimization control strategy of CSP-PV hybrid system[J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2021, 42(6): 162-169.
- [10] 张宏, 董海鹰, 陈钊, 等. 基于模型预测控制的光热-光伏系统多时间尺度无功优化控制策略研究[J]. *电力系统保护与控制*, 2020, 48(9): 135-142.
ZHANG Hong, DONG Haiying, CHEN Zhao, et al. Multi-time scale reactive power optimal control strategy of a CSP-PV system based on model predictive control[J]. *Power System Protection and Control*, 2020, 48(9): 135-142.
- [11] CHATHURANGI D, JAYATUNGA U, PERERA S, et al. Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-Var and Volt-Watt control strategies[J]. *Renewable Energy*, 2021, 177: 1063-1075.
- [12] 宁昕, 王同勋, 陈涵, 等. 基于目标规划法的配电台区无功电压优化[J]. *电力电容器与无功补偿*, 2022, 43(3): 1-8.
NING Xin, WANG Tongxun, CHEN Han, et al. Reactive power voltage optimization of distribution network based on goal planning[J]. *Power Capacitor & Reactive Power Compensation*, 2022, 43(3): 1-8.
- [13] 李培师, 吴在军, 张错, 等. 主动配电网分布式混合时间尺度无功/电压控制[J]. *电力系统自动化*, 2021, 45(16): 160-168.
LI Peishuai, WU Zaijun, ZHANG Cuo, et al. Distributed hybrid-timescale voltage/var control in active distribution networks[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2021, 45(16): 160-168.
- [14] OUYANG J, TANG T, YAO J, et al. Active voltage control for DFIG-based wind farm integrated power system by coordinating active and reactive powers under wind speed variations[J]. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2019, 34(3): 1504-1511.
- [15] 刘斌, 刘锋, 梅生伟, 等. 基于二阶锥优化的含有载调压变压器主动配电网最优潮流[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(19): 40-47.

- LIU Bin, LIU Feng, MEI Shengwei, et al. Optimal power flow in active distribution networks with on-load tap changer based on second-order cone programming[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(19): 40-47.
- [16] 林少华, 吴杰康, 莫超, 等. 基于二阶锥规划的含分布式电源配电网动态无功分区与优化方法[J]. 电网技术, 2018, 42(1): 238-246.
- LIN Shaohua, WU Jiekang, MO Chao, et al. Dynamic partition and optimization method for reactive power of distribution networks with distributed generation based on second-order cone programming[J]. Power System Technology, 2018, 42(1): 238-246.
- [17] QI C, WANG K, FU Y, et al. A decentralized optimal operation of AC/DC hybrid distribution grids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 9(6): 6095-6105.
- [18] AHMADI-KHATIR A, CONEJO A J, CHERKAOUI R. Multi-area unit scheduling and reserve allocation under wind power uncertainty[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1701-1710.
- [19] MUNKHCHULUUN E, MEEGAHAPOLA L, VAHIDNIA A. Long-term voltage stability with large-scale solar-photovoltaic (PV) generation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020, 117: 105663.
- [20] FURUKAKOI M, ADEWUYI O B, MATAYOSHI H, et al. Multi objective unit commitment with voltage stability and PV uncertainty[J]. Applied Energy, 2018, 228: 618-623.
- [21] 胡剑, 林耀玮, 阎发友, 等. 考虑光热电站接入的电力系统双层双时间尺度优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 23-32.
- HU Jian, LIN Yaowei, YAN Fayou, et al. Two-layer double-time scale optimal dispatch for a power system considering concentrating solar power plant penetration[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 23-32.
- [22] 叶鹤林, 刘松, 胡剑, 等. 基于 IGDT 的含光热电站电力系统多源联合调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(23): 35-43.
- YE Helin, LIU Song, HU Jian, et al. Multi-source joint dispatching strategy for a power system with concentrating solar power plants based on IGDT[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(23): 35-43.
- [23] 杨硕, 王伟胜, 刘纯, 等. 改善风电汇集系统静态电压稳定性的无功电压协调控制策略[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1250-1256.
- YANG Shuo, WANG Weisheng, LIU Chun, et al. Coordinative strategy of reactive power and voltage control for improving static voltage stability of wind power centralized system[J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 1250-1256.
- [24] LI H, GUO K, HAO G, et al. Decentralized communication based two-tier volt-var control strategy for large-scale centralized photovoltaic power plant[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 13(1): 592-606.
- [25] LI H, ZHOU L, MAO M, et al. Three-layer voltage/var control strategy for PV cluster considering steady-state voltage stability[J]. Journal of Cleaner Production, 2019, 217: 56-68.
- [26] 闫群民, 董新洲, 穆佳豪, 等. 基于改进多目标粒子群算法的有源配电网储能优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(10): 12-19.
- YAN Qunmin, DONG Xinzhou, MU Jiahao, et al. Optimal configuration of energy storage in an active distribution network based on improved multi-objective particle swarm optimization[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(10): 12-19.
- [27] ZHANG J, HODGE B M, FLORITA A, et al. Metrics for evaluating the accuracy of solar power forecasting[R]. Golden, CO, United States: National Renewable Energy Lab (NREL), 2013.
- [28] 李国华, 李文悍. 基于差分进化算法的逆变器 SHEPWM 方法的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 32-38.
- LI Guohua, LI Wenhan. Research on the SHEPWM technique applied to inverter based on differential evolution algorithms[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 32-38.
- [29] 王庆, 李玉琛, 蒙飞, 等. 混沌正余弦算法在含风能电力系统经济排放调度中的应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(24): 172-177.
- WANG Qing, LI Yuchen, MENG Fei, et al. Application of an improved chaotic sine cosine algorithm in the economic emission scheduling of a power system with wind energy[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(24): 172-177.
- [30] MIRJALILI S. Moth-flame optimization algorithm: a novel nature-inspired heuristic paradigm[J]. Knowledge-Based Systems, 2015, 89: 228-249.

收稿日期: 2023-04-01; 修回日期: 2023-07-10

作者简介:

李宗隆(1982—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统规划运行、电力经济与市场等;

柏舸(1986—), 男, 博士, 工程师, 研究方向为电力系统规划与控制、电气设备检测与评估等;

胡剑(1992—), 男, 通信作者, 博士(后), 讲师, 研究方向为新型电力系统、多能源系统优化控制与保护分析等。E-mail: expuhjian@foxmail.com

(编辑 姜新丽)