

光伏-光热联合发电系统动态建模与功率协调控制

林克曼¹,王召珩²,吴峰¹,王欣蕊²,王璨珉²,林明耀²

(1. 河海大学 能源与电气学院,江苏 南京 211100;2. 东南大学 电气工程学院,江苏 南京 210096)

摘要:光伏-光热联合发电系统将光伏发电系统与光热发电系统有机融合,兼具灵活的调节特性和高效互补技术特点,为可再生能源消纳开辟了一条新途径,但其建模与功率控制仍需深入研究。针对这一问题,采用微元分段线性化方法刻画系统的多变量耦合和介质相变换热动态过程,表征多能量转化环节和多时间尺度特征,建立了光伏-光热联合发电系统动态模型;构建了分层控制架构,提出了一种考虑系统储能状态的功率协调控制策略,实现了不同工况和控制模式下的光伏与光热子系统协同,从而提升了系统调节能力和响应性能;基于MATLAB/Simulink软件搭建了仿真模型,验证了模型的正确性和所提控制策略的有效性。

关键词:光伏-光热联合发电系统;动态模型;多能量转换环节;分层控制架构;功率协调控制

中图分类号:TM 761

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202109043

0 引言

构建新型电力系统是实现碳达峰、碳中和目标的重要途径,近年来我国大力发展可再生能源发电,以风光为代表的非化石能源逐步成为一次能源供应的主体^[1]。随着技术日益成熟与成本不断降低,我国太阳能发电装机容量持续快速增长,光伏与光热发电已呈规模化开发与并网态势。光伏-光热联合发电(PV-CSP)系统将能效高的光伏发电与大规模存储能量、低损耗时移的光热发电技术相结合,充分利用光伏发电成本低、技术成熟以及光热发电高效储存与释放能量的优势,降低可再生能源时变性和随机波动性对电网的冲击,是应对高比例可再生能源接入、保障电网安全稳定运行的有效途径之一^[2-3]。

光伏-光热联合发电系统由光伏子系统和光热子系统组成,其中光热子系统中光、热分布规律复杂,能量交换过程具有强非线性,系统变量多且具有复杂的多能耦合关系,造成模型阶数高、参数多且准确辨识困难^[4-5]。国内外的专家学者针对这一问题开展了大量研究^[6-12]。文献[6]在考虑发电机状态变量平均值和损失的基础上,建立了无储热环节的碟形光热电站动态模型。文献[7]针对多能流混合系统动静特性与设备控制性能的显著差异,采用混合分辨率建模方法,建立了描述能流动态过程的多时间尺度模型。文献[8-9]建立了基于分布参数的光热发电系统的光-热能量转换环节模型,并对其换

热过程的动态特性进行了仿真分析。文献[10]建立了光热电站储热和换热环节动态模型,对蓄热/放热模式下光热电站动态特性进行了研究。文献[11]基于多段集总参数法建立了圆柱型熔盐集热器模型,针对关键参数对系统性能的影响进行了深入研究。文献[12]考虑了介质传热和换热过程中的相变,提出了一种光热发电系统分布式状态空间模型。现有模型大多聚焦单一能量转换过程,模型变量耦合紧密,需要通过多个高阶微分方程迭代求解或专业软件仿真,计算量大且不支持与电力系统仿真软件交互。如何对多能量转换过程进行合理近似和等效,建立可嵌入多种电网模型中仿真的联合发电系统动态模型亟待研究。

根据电网功率指令,光伏-光热联合发电系统可运行于不同控制模式下,储热环节的状态直接影响系统可调裕度。因此,如何考虑系统储能状态对其功率调节能力的影响,协同光伏与光热子系统有效跟踪电网功率指令,是联合发电系统参与电网运行控制的关键问题之一。充分利用光热发电系统的灵活调节能力,与可再生能源发电互补运行,共同支撑电网频率和电压稳定,是目前多能联合发电系统主流的并网运行方式^[13-15]。文献[16]构建了光伏发电系统的分层控制架构,在不同控制模式下调节光伏发电系统输出功率支撑电网频率。文献[17]提出了一种太阳能热发电与燃气轮机组成的联产系统惯性功率补偿优化控制方法,提升了系统动态性能与鲁棒性。文献[18]提出了一种光伏-储能系统多模式下协调运行控制策略,平抑系统功率波动并实现源/网/荷/储能量合理分配。由于一天中太阳辐射强度随着昼夜更替和天气变化持续变化,特别是云层遮挡等非正常瞬态气象条件,引起联合发电系统中光伏电池输出电流和光热子系统集热器表面热流密度均呈现阶跃扰动的非连续性变化特点,这些

收稿日期:2021-06-13;修回日期:2021-08-19

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107086);中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(B17020017)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52107086) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(B17020017)

关键环节的控制策略直接影响系统安全和运行效率^[19-20]。文献[20]提出了一种基于变温控制方法的光热发电系统功率控制方法。文献[21]基于 dq 解耦控制方法,提出了调制量补充控制策略,以应对光伏阵列光照强度差异带来的功率不平衡问题。然而,这些方法未考虑光照波动时光伏与光热子系统的互补和响应特性差异,以及储能状态对系统调节能力的影响。如何基于以上2点提出联合发电系统控制策略,通过控制系统各关键部件,实现对电网功率指令的有效跟踪,仍需进一步深入研究。

本文建立光伏-光热联合发电系统动态模型并提出考虑系统储能状态的功率协调控制策略。首先,采用模块化建模方法将联合发电系统分解为多个能量转换环节,建立光-电、光-热和热-电能量环节转换以及储热环节机理模型,以介质流量为中间变量连接各模块。通过储热环节连接光热子系统的光-热和热-电能量转换过程,准确描述系统动态特性和储能状态。然后,构建分层控制架构,上层协调控制层在功率跟踪模式和波动平抑模式下协同光伏与光热子系统,共同响应电网功率指令变化;下层子系统控制层执行上层控制层命令,并保证系统安全可靠运行,提高联合发电系统对电网指令的响应性能和运行效率。最后,基于MATLAB/Simulink软件搭建光伏-光热联合发电系统动态模型,通过仿真验证模型的正确性和所提功率协调控制策略的有效性。

1 光伏-光热联合发电系统模型

1.1 联合发电系统原理与结构

光伏-光热联合发电系统由光伏和光热子系统组成,如图1所示。光伏子系统由光伏阵列、逆变器及并网环节构成,其中光伏阵列以光伏电池为基本组成单元,串并联后通过逆变器实现交直流变换。光热子系统由聚光集热、储热和发电环节三部分构成,通过光-热和热-电能量转换过程将太阳能转换为电能。聚光集热环节中,镜场中的定日镜将太阳光聚焦到集热器表面,加热其中的传热介质,实现光-热能量转换。储热环节根据电网功率指令蓄热/放热。发电环节中,热熔盐泵推动高温介质流入换热器,产生高温、高压蒸汽推动汽轮机做功,实现热-电能量转换。选取稳定性好、比热容大、低腐蚀性的熔融盐作为光热子系统传热介质,并采用双罐直接储热方式,即换热与储热均采用熔融盐作为传热介质。已建成的塔式光热商业电站如美国Crescent Dunes电站、西班牙Solar Tres电站等大多采用这种方式,以避免二次换热过程中的能量损失^[3,22]。

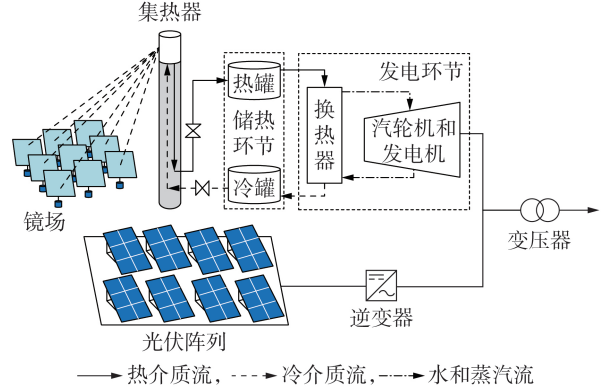


图1 光伏-光热联合发电系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of hybrid PV-CSP system structure

1.2 联合发电系统模型

本文采用机理建模方法,基于联合发电系统中各个环节的原理和结构,对光伏和光热子系统中各个能量转换环节分别进行建模。

1.2.1 光伏子系统模型

光伏子系统光-电能量转换的核心单元为光伏电池。定义开路状态下,光伏电池电流为0,电压为开路电压 U_{oc} 。光伏电池运行于最大功率点时,电压和电流分别为 U_m 和 I_m ,其模型如下:

$$I = I_{sc} \left\{ 1 - C_1 \left[\exp \left(\frac{U}{C_2 U_{oc}} \right) - 1 \right] \right\} \quad (1)$$

$$\begin{cases} C_1 = \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \exp \left(-\frac{U_m}{C_2 U_{oc}} \right) \\ C_2 = \left(\frac{U_m}{U_{oc}} - 1 \right) \left[\ln \left(1 - \frac{I_m}{I_{sc}} \right) \right]^{-1} \end{cases} \quad (2)$$

式中: U 为光伏电池输出电压,单位为V; I 为光伏电池输出电流, I_{sc} 为光伏电池短路电流,单位均为A。基于光照强度和温度变化对 I_{sc} 、 U_{oc} 、 U_m 和 I_m 进行修正。

1.2.2 光热子系统模型

光热子系统光-热能量转换通过聚光集热环节实现,假设定日镜控制系统可精确追踪太阳高度和方位角,镜场反射的太阳辐射能量 Q_{inc} (单位为J)如下:

$$Q_{inc} = \eta_{hf} A_{hf} I_{bn} \quad (3)$$

式中: A_{hf} 为镜场中定日镜面积,单位为 m^2 ; I_{bn} 为入射至定日镜的平均辐射强度,单位为 W/m^2 ; η_{hf} 为镜场效率。

光热子系统核心元件为集热器,由多个管束板拼接而成,每个管束板中并联多个吸热管。传热介质按设计路径一次流过各个管束板,吸收镜场反射到集热器表面的热量。将吸热管分为多段长度相等

的管道微元,进行如下假设:传热介质仅沿吸热管径向流动;吸热管的吸热面为半圆柱面,且受热均匀;单一管道微元的管壁表面温度一致且管内介质温度一致,管束板中每根吸热管内介质流量相同。根据能量、质量和热力学方程,构建吸热管的管道微元模型如下:

$$M_m C_m \frac{dT_m}{dt} = Q_a - Q_{\text{loss}} - Q_{\text{tra}} \quad (4)$$

$$Q_{\text{tra}} = h A_m (T_m - T_s) \quad (5)$$

$$m_{s_in} - m_{s_out} = \frac{d\bar{\rho}_s V_s}{dt} \quad (6)$$

$$\frac{d\bar{\rho}_s V_s \bar{C}_s T_s}{dt} = m_{s_in} C_{s_i} T_{in} - m_{s_out} C_{s_o} T_{out} + h A_m (T_m - T_s) \quad (7)$$

式中: M_m 为管道微元质量,单位为 kg; C_m 为吸热管壁比热容, $\bar{C}_s$ 为平均比热容, C_{s_i} 和 C_{s_o} 分别为流入和流出管道微元的传热介质比热容,单位均为 J/(kg·K); T_m 为管壁温度, T_s 为管道微元内的介质平均温度, T_{in} 和 T_{out} 分别为流入和流出管道微元的传热介质温度,单位均为 K; Q_a 为管壁吸收的热量, Q_{loss} 为热损失,主要由集热器的对流、辐射和反射热损失组成, Q_{tra} 为传热介质吸收的热量,单位均为 J; h 为换热系数; A_m 为换热面积,单位为 m²; m_{s_in} 和 m_{s_out} 分别为流入和流出管道微元的介质流量,单位为 m³/s; $\bar{\rho}_s$ 为传热介质平均密度,单位为 kg/m³; V_s 为管道微元体积,单位为 m³。将方程式(4)~(7)线性化,经过迭代计算得到管道微元表面温度、管道微元出口介质温度和管道微元出口介质流量。

储热环节解耦了光热子系统的“光-热和热-机械”能量转换过程,并缓解了太阳辐射强度突变对光热子系统出力的影响。通过配置储热环节,光热子系统的输出功率不受限于当前时刻太阳辐射强度,可根据电网需求调节。联合发电系统储能状态直接影响系统有功功率调节范围和可调裕度,定义联合发电系统储能状态变量 S_{SOE} 描述当前时刻联合发电系统储存能量:

$$S_{\text{SOE}}(t) = \left[M_0 + \int_0^t (m_{in} - m_{out}) dt \right] / M_{\text{ref}} \quad (8)$$

式中: m_{in} 和 m_{out} 分别为流入和流出储热环节的传热介质流量,单位为 kg/s; M_0 为初始传热介质质量,单位为 kg; M_{ref} 为罐体容量,单位为 kg。当 $m_{in} > m_{out}$ 时,储热环节处于蓄热状态,储热环节中的高温介质质量减少, S_{SOE} 减少;当 $m_{in} < m_{out}$ 时,储热环节处于放热状态,储热环节中的高温介质质量增加, S_{SOE} 增加。

光热子系统通过发电环节实现热-电能量转换,该环节主要由管式换热器、汽轮机和发电机三部分构成。汽轮机和发电机均已有成熟模型,本文仅对换热器进行建模。光热子系统通常装备管式换热器,由预热段、蒸发段和过热段组成,高温介质流入

换热器与水进行热交换,产生高温、高压蒸汽,推动汽轮机和发电机旋转,将热能转换为电能。为保证系统安全稳定运行,光热子系统的蒸汽发生系统通常工作在额定工作点附近,采用集总参数法建立换热器模型如下:

$$s_1 \frac{d\rho_m}{dt} = D_{fw} - D_s \quad (9)$$

$$s_2 \frac{d(\rho_m h_m v_t + c_a M T)}{dt} = D_{fw} h_{fw} - D_s h_s + Q \quad (10)$$

式中: s_1 和 s_2 为集总参数变量; ρ_m 为换热器中汽水混合物密度,单位为 kg/m³; h_s 和 h_{fw} 分别为蒸汽和水的焓值; v_t 为给水流速,单位为 m/s; c_a 为换热器管壁比热容,单位为 J/(kg·K); M 为换热器质量,单位为 kg; T 为换热器管壁温度,单位为 K; h_m 为汽水分离器前的汽水混合物焓值; D_s 和 D_{fw} 分别为蒸汽和水的流量,单位为 m³/s; Q 为换热过程中水吸收的热量,单位为 J。

选取压强 p_m 和焓值为状态变量,描述包含介质相变的热交换过程如下:

$$c_1 \frac{dp_m}{dt} = (h_{fw} - d_1) - (h_s - d_1) D_{st} + Q \quad (11)$$

$$c_2 \frac{dh_m}{dt} = (h_{fw} - d_2) - (h_s - d_2) D_{st} + Q \quad (12)$$

$$c_1 = b_{21} - \frac{b_{11} b_{22}}{b_{12}}, \quad c_2 = b_{22} - \frac{b_{12} b_{21}}{b_{11}}$$

$$d_1 = \frac{b_{22}}{b_{12}}, \quad d_2 = \frac{b_{21}}{b_{11}}$$

$$b_{11} = s_1 \frac{\partial \rho_m}{\partial p_m}, \quad b_{12} = s_1 \frac{\partial \rho_m}{\partial h_m}$$

$$b_{21} = s_2 h_m \frac{\partial \rho_m}{\partial p_m} + c_a M \frac{T}{p_m}$$

$$b_{22} = s_2 \left(h_m \frac{\partial \rho_m}{\partial h_m} + \rho_m \right)$$

2 光伏-光热联合发电系统功率协调控制

2.1 联合发电系统分层控制架构

光伏-光热联合发电系统控制目标为快速跟踪电网指令,同时保证系统安全稳定运行。光伏-光热联合发电系统设备种类多,结构复杂,是一个多能源(光、热、电)耦合和多时间尺度(毫秒级、秒级、分钟级)系统,其中光热子系统中光-热能量转换环节(镜场和集热器)、储热环节、发电环节中换热器时间尺度为分钟级,汽轮机和发电机为秒级;光伏子系统中,光伏电池时间尺度为秒级,并网逆变器为毫秒级。

本文构建联合发电系统分层控制架构,包含上层协调控制层和下层子系统控制层,如图2所示。

电网功率指令或太阳辐射强度变化时,上层协调控制层在功率跟踪模式和波动平抑模式下协同光伏与光热子系统,共同响应电网功率指令变化;下层子系统控制层保证集热器出口介质温度、换热器和汽轮机主蒸汽压力、光伏电池输出电压等系统变量维持稳定,从而保证系统安全稳定运行,并提高联合发电系统对电网指令的响应性能。

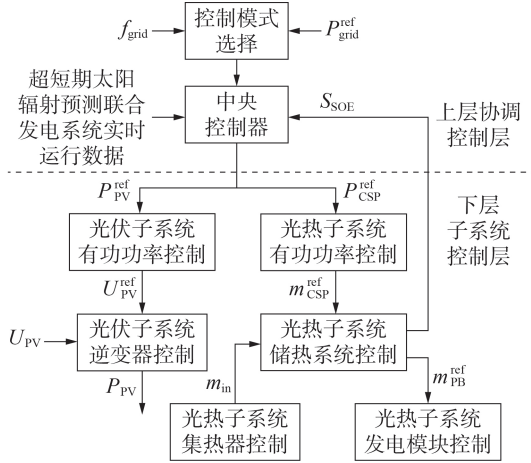


图2 光伏-光热联合发电系统分层控制架构

Fig.2 Hierarchical control structure of hybrid PV-CSP system

2.2 调节裕度分析

光伏-光热联合发电系统储能状态直接影响其输出功率和调节裕度,定义 S_{SOEh} 和 S_{SOEl} 分别为储热环节正常运行的上、下边界,根据 S_{SOE} 将系统运行区域分为过充警戒区($S_{SOE} \in (S_{SOEh}, 1]$)、正常工作区($S_{SOE} \in [S_{SOEl}, S_{SOEh}]$)和过放警戒区($S_{SOE} \in [0, S_{SOEl}]$),如附录A图A1所示。当 $S_{SOE} > S_{SOEh}$ 时,联合发电系统处于过充警戒区,储热环节过饱和,需修正光热子系统输出功率下限,避免储热环节过充;当 $S_{SOE} < S_{SOEl}$ 时,联合发电系统处于过放警戒区,储热环节欠饱和,通过修正光热子系统输出功率上限,避免储热环节过放。

2.2.1 正常工作区

联合发电系统处于正常工作区时,光热子系统功率上限 $P_{CSP}^{\max}$ 为额定功率 P_{CSP}^N ,其输出功率下限 $P_{CSP}^{\min}$ 为 $40\%P_{CSP}^N$ [23]。

2.2.2 过充警戒区

联合发电系统处于过充警戒区时,光热子系统功率上限 $P_{CSP}^{\max}$ 为额定功率 P_{CSP}^N 。为避免储热环节过充,光热子系统功率下限 $P_{CSP}^{\min}$ 为:

$$P_{CSP}^{\min} = \max \{40\% P_{CSP}^N, P_{CSP}^{\text{in}}\} \quad (13)$$

式中: P_{CSP}^{in} 为储热环节传热介质流入流量对应的光热子系统输出功率。本文设置 $S_{SOE} < 0.8$ 时,联合发电系统回到正常工作区。

2.2.3 过放警戒区

联合发电系统处于过放警戒区时,光热子系统功率下限 $P_{CSP}^{\min}$ 为 $40\%P_{CSP}^N$ 。为避免储热环节过放,光热子系统功率上限 $P_{CSP}^{\max}$ 为:

$$P_{CSP}^{\max} = \min \{P_{CSP}^N, P_{CSP}^{\text{in}}\} \quad (14)$$

为了避免光热子系统机组频繁启停,光热子系统处于停机状态下,本文设定 $S_{SOE} > 0.3$ 时,汽轮机与发电机重新启动。

2.3 上层协调控制

光伏-光热联合发电系统控制模式包括功率跟踪模式和波动平抑模式。联合发电系统控制模式切换判据为光伏子系统输出功率 P_{PV} 波动 ΔP_{PV} 是否符合光伏发电系统并网功率限制要求 [24]。若连续一段时间光伏子系统功率波动大小均超出限制要求,联合发电系统将从功率跟踪模式切换至波动平抑模式,每个时刻均对光热子系统输出功率参考值进行调整,通过光热子系统平抑光伏子系统功率波动同时跟踪电网指令;否则系统运行于功率跟踪模式,光热与光伏子系统共同跟踪电网功率指令。

2.3.1 功率跟踪模式

功率跟踪模式下,为提升联合发电系统经济性,光伏子系统优先工作于最大功率点跟踪 MPPT (Maximum Power Point Tracking) 模式。定义光伏子系统输出功率预测值为 P_{PV}^p ,根据当前时刻联合发电系统功率参考值和储能状态 S_{SOE} ,判断光热子系统运行状态如下:

$$\begin{cases} P_{HS}^{\text{ref}}(t) - P_{PV}^p(t) < P_{CSP}^{\text{in}}(t) \cup S_{SOE}(t) < S_{SOEh} \\ \text{光热子系统蓄热} \\ P_{HS}^{\text{ref}}(t) - P_{PV}^p(t) > P_{CSP}^{\text{in}}(t) \cup S_{SOE}(t) > S_{SOEl} \\ \text{光热子系统放热} \end{cases} \quad (15)$$

根据光热子系统运行状态,判断光热子系统功率参考值 P_{CSP}^{ref} 是否超出其功率调节范围,若超出则切换光伏子系统控制模式至限功率模式,通过光伏与光热子系统协同,准确跟踪电网功率参考值。此时光伏子系统功率参考值 P_{PV}^{ref} 修正为:

$$P_{PV}^{\text{ref}}(t) = \begin{cases} P_{HS}^{\text{ref}}(t) - P_{CSP}^{\min} & P_{CSP}^{\text{ref}}(t) < P_{CSP}^{\min} \\ P_{PV}^p(t) & P_{CSP}^{\text{ref}}(t) \geq P_{CSP}^{\min} \end{cases} \quad (16)$$

2.3.2 波动平抑模式

波动平抑模式下,根据太阳辐射强度和环境温度得到光伏子系统输出功率预测值 P_{PV}^p ,并基于联合发电系统当前时刻 S_{SOE} 得到光热子系统输出功率调节范围 $[P_{CSP}^{\min}, P_{CSP}^{\max}]$ 。基于联合发电系统功率参考值 P_{HS}^{ref} 和以上参数,求取光热子系统参考功率 P_{CSP}^{ref} ,并根据 P_{CSP}^{ref} 是否处于调节范围,得到光热子系统功率参考值如下:

$$P_{\text{CSP}}^{\text{ref}}(t) = \begin{cases} P_{\text{CSP}}^{\text{min}} & P_{\text{CSP}}^{\text{ref}}(t) \leq P_{\text{CSP}}^{\text{min}} \\ P_{\text{HS}}^{\text{ref}}(t) - P_{\text{PV}}^{\text{p}}(t) & P_{\text{CSP}}^{\text{min}} < P_{\text{CSP}}^{\text{ref}}(t) < P_{\text{CSP}}^{\text{max}} \\ P_{\text{CSP}}^{\text{max}} & P_{\text{CSP}}^{\text{ref}}(t) \geq P_{\text{CSP}}^{\text{max}} \end{cases} \quad (17)$$

节储满情况下可使发电环节在额定功率下运行6 h, 设定 S_{SOE} 运行范围为 $[0.1, 0.9]$, 初始值为0.2。

在MATLAB/Simulink和TRNSYS软件中分别搭建光热发电系统模型, 基于不同典型场景的太阳辐射强度对光热发电系统进行仿真。光热发电系统从09:00开始发电, 功率恒定为100 MW, 设定 $S_{\text{SOE}} < 0.4$ 时停止发电。图4(a)、(b)分别为晴朗天气和多云天气下的太阳辐射强度和光热发电系统 S_{SOE} 。从图中可以看出, 2种典型场景下, 本文所建光热发电系统模型与TRNSYS软件中的精确模型仿真波形基本吻合, 两者 S_{SOE} 最大误差约为1.4%, 验证了所建模型的有效性。

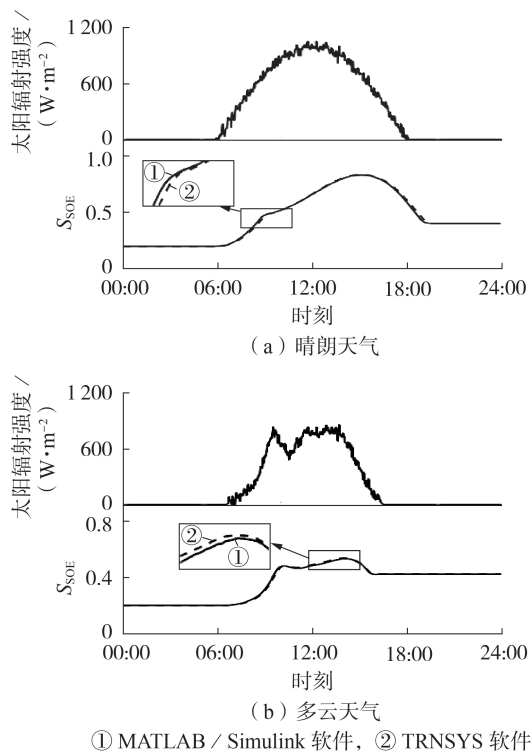


图4 基于MATLAB/Simulink和TRNSYS软件的仿真结果

Fig.4 Simulative results based on MATLAB/Simulink and TRNSYS software

3.2 多模式下联合发电系统动态仿真

3.2.1 算例1: 功率跟踪模式

设定电网功率指令每5 min更新一次, 光伏子系统并网要求为1 min功率波动小于装机容量的10%。若预测连续3 min超过波动限制, 联合发电系统将切换到波动平抑模式, 否则运行于功率跟踪模式。图5为晴朗天气下的联合发电系统太阳辐射强度以及协调/无协调控制策略下的有功功率波形。由于太阳辐射强度波动较小, 联合发电系统初始运行于功率跟踪模式, S_{SOE} 处于正常工作区, 光伏子系统运行于MPPT模式。电网初始功率指令为148 MW, 5 min后增长至154 MW, 这一阶段优先调节光热子系统输

出功率满足电网需求, 采用协调与无协调控制策略均能较好地跟踪电网功率指令。

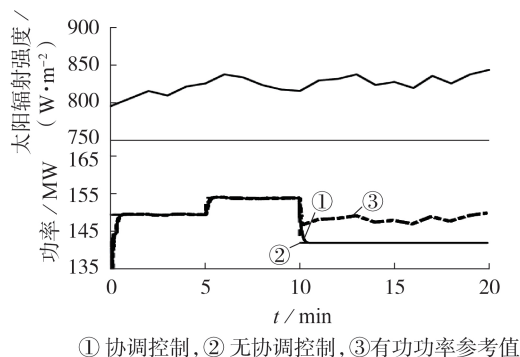


图5 功率跟踪模式下光伏-光热联合发电系统仿真结果

Fig.5 Simulative results of hybrid PV-CSP system under power tracking mode

由图5可知, 当 $t=10$ min时, 电网功率指令下降为142 MW, 由于太阳辐射较强, S_{SOE} 持续上升, 联合发电系统变为处于过充警戒区, 光热子系统输出功率减小至其下限, 不具备继续向下调节的能力。协调控制策略下, 光伏子系统切换到定功率控制模式, 光伏与光热子系统均输出恒定功率, 快速跟踪电网功率指令; 无协调控制策略下, 光伏子系统仍运行于MPPT模式, 其输出功率受太阳辐射强度波动影响, 同时光热子系统输出功率不可调节, 造成联合发电系统输出功率与电网功率指令产生较大偏差。

3.2.2 算例2: 波动平抑模式

图6为多云天气下的联合发电系统太阳辐射强度以及协调/无协调控制策略下的有功功率波形。电网功率指令为160 MW, 仿真过程中保持不变。该算例模拟了太阳从被云层遮挡到移除过程中辐射强度大幅波动场景, 从而对不同控制策略下联合发电系统动态响应进行仿真分析。

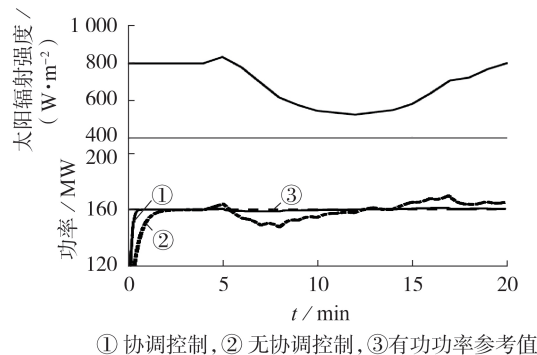


图6 波动平抑模式下光伏-光热联合发电系统仿真结果

Fig.6 Simulative results of hybrid PV-CSP system under fluctuation suppressing mode

由图6可知, 当太阳遇到云层遮挡时, 太阳辐射强度缓慢减小, 待云层逐渐飘过后, 辐射强度逐渐恢复。此过程中, 光伏子系统输出功率发生剧烈变化。

为了使联合发电系统输出功率符合并网要求,系统切换至波动平抑模式,通过持续调节光热子系统出力,平抑光伏子系统功率波动并跟踪电网功率指令。当 $t=4\text{ min}$ 时,太阳辐射强度剧烈波动,联合发电系统切换至波动平抑模式。协调控制策略下,基于上层功率协调控制,联合发电系统每分钟根据光伏子系统功率波动调整光热子系统输出功率。由于光热子系统具有延时,协调控制策略下联合发电系统输出功率与电网指令偏差在 $t=7\text{ min}$ 时达到最大值 3 MW ,仍然符合并网要求。无协调控制策略下,光热子系统响应滞后于太阳辐射强度波动,联合发电系统输出功率与电网指令偏差最大值为 11 MW 。采用本文提出的功率协调控制策略,联合发电系统分层控制架构可以通过上层控制层,快速调节光热子系统功率参考值,实现光伏和光热子系统互补协同,对因太阳辐射强度波动引起的光伏子系统功率波动具有较好的平抑效果。

4 结论

本文建立了光伏-光热联合发电系统动态模型,可准确描述其并网运行的多变量耦合和多时间尺度特征。构建了分层控制架构并提出了一种考虑系统储能状态的功率协调控制策略,在功率跟踪模式和波动平抑模式下均能提升系统功率调节能力和响应性能。在MATLAB/Simulink软件中搭建了联合发电系统模型,与TRNSYS仿真结果对比验证了所建模型的正确性。结果表明,所提出的控制策略在不同工况和控制模式下均能实现光热与光伏子系统互补协同并能快速跟踪电网功率指令,验证了所提控制策略的可行性和有效性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家发展和改革委员会能源研究所. 中国2050高比例可再生能源发展情景暨路径研究[EB/OL]. [2021-06-13]. <https://max.book118.com/html/2018/0225/154636939.shtm>.
- [2] HAN Xue, ZHAO Guankun, XU Chao, et al. Parametric analysis of a hybrid solar Concentrating PhotoVoltaic / Concentrating Solar Power (CPV / CSP) system[J]. Applied Energy, 2017, 189(1): 520-533.
- [3] HE Yaling, QIU Yu, WANG Kun, et al. Perspective of concentrating solar power[J]. Energy, 2020, 198: 117373.
- [4] 邵成成, 冯陈佳, 李丁, 等. 光热发电机组聚合模型及其在电力系统运行模拟中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 3507-3515.
SHAO Chengcheng, FENG Chenjia, LI Ding, et al. Clustered CSP model and its application in power system operation simulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 3507-3515.
- [5] DU Ershun, ZHANG Ning, HODGE B, et al. The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6630-6641.
- [6] LI Yang, CHOI S, YANG C. Dish-stirling solar power plants: modeling, analysis and control of receiver temperature[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2014, 5(2): 398-407.
- [7] 顾伟, 陆帅, 姚帅, 等. 综合能源系统混合时间尺度运行优化[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8): 203-213.
GU Wei, LU Shuai, YAO Shuai, et al. Hybrid time-scale operation optimization of integrated energy system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 203-213.
- [8] WEI Shangshang, LIANG Xiufan, MOHSIN T, et al. A simplified dynamic model of integrated parabolic trough concentrating solar power plants: modeling and validation[J]. Applied Thermal Engineering, 2020, 169(25): 1-13.
- [9] 李嘉宝, 王沛, 赵亮. 基于分布参数模型的塔式熔盐吸热器换热过程动态特性研究[J]. 可再生能源, 2018, 36(7): 991-996.
LI Jiabao, WANG Pei, ZHAO Liang. Study on dynamic characteristics of heat exchange process of a tower type molten salt receiver based on distributed parameter model[J]. Renewable Energy Resources, 2018, 36(7): 991-996.
- [10] 周昊, 裴闰超, 李亚威. 基于超临界 CO_2 布雷顿再压缩循环的塔式太阳能光热系统关键参数的研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(15): 4451-4458.
ZHOU Hao, QIU Runchao, LI Yawei. Parameter analysis of solar power tower system driven by a recompression supercritical CO_2 Brayton cycle[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4451-4458.
- [11] YU Qiang, FU Peng, YANG Yihui, et al. Modeling and parametric study of molten salt receiver of concentrating solar power tower plant[J]. Energy, 2020, 200: 117505.
- [12] 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.
- [13] WU Ziping, GAO D, ZHANG Huaguang, et al. Coordinated control strategy of battery energy storage system and PMSG-WTG to enhance system frequency regulation capability[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1330-1343.
- [14] TAN Jin, ZHANG Yingchen. Coordinated control strategy of a battery energy storage system to support a wind power plant providing multi-timescale frequency ancillary services[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1140-1153.
- [15] 孙船舶, 汤涌, 叶林, 等. 基于分层分布式模型预测控制的多时空尺度协调风电集群综合频率控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(1): 155-167.
SUN Bohao, TANG Yong, YE Lin, et al. Integrated frequency control strategy for wind power cluster with multiple temporal-spatial scale coordination based on H-DMPC[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(1): 155-167.
- [16] XIN Huanhai, LIU Yun, WANG Zhen, et al. A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013, 4(4): 985-993.
- [17] 杨挺, 于亚利, 张亚健, 等. 计及热电耦合的太阳能联产系统功率协调控制[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3433-3440.
YANG Ting, YU Yali, ZHANG Yajian, et al. Coordination control for integrated solar combined cycle with thermoelectric coupling[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3433-3440.
- [18] 杨子龙, 宋振浩, 潘静, 等. 分布式光伏/储能系统多运行模式协调控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(8): 2213-2342.
YANG Zilong, SONG Zhenhao, PAN Jing, et al. Multi-mode coordinated control strategy of distributed PV and energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(8): 2213-

- 2342.
- [19] LIN Keman, WU Feng, JIU Xiaohui, et al. Coordinated control strategy of concentrating solar power plant for power system frequency regulation[C]//12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference(APPEEC). Nanjing, China; IEEE, 2020: 1-7.
- [20] LI Yang, CHOI S, VILATHGAMUWA D. Primary frequency control scheme for a fixed-speed Dish-Stirling solar-thermal power plant[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2184-2194.
- [21] 贾祺, 严干贵, 李泳霖, 等. 新型多端输入光伏并网系统运行控制策略[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(10): 43-48.
- JIA Qi, YAN Gangui, LI Yonglin, et al. Operation control strategy of novel multi-input grid-connected PV system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(10): 43-48.
- [22] MEHOS M, PRICE H, CABLE R, et al. Concentrating solar power best practices study NREL/TP-5500-75763[R]. Denver, CO, USA: National Renewable Energy Lab, 2020.
- [23] PACHECO J. Final test and evaluation results of the Solar Two project SAND2002-0120[R]. Livermore, CA, USA: Sandia National Laboratories, 2002.
- [24] 国家电网公司. 光伏电站接入电网技术规定: Q/GDW 1617—2015[S]. 北京: 中国电力出版社, 2016.
- [25] 沈欣炜, 郑竞宏, 朱守真, 等. 光伏并网逆变器控制参数的dq

轴解耦辨识策略[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(4): 38-43.

SHEN Xinwei, ZHENG Jinghong, ZHU Shouzheng, et al. A dq axis decoupling parameter identification strategy for grid-connected inverter controller of photovoltaic generation system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(4): 38-43.

- [26] Solcast. Solar irradiation data[DB/OL]. [2021-06-13]. <http://solcast.com.au/>.

作者简介:



林克曼

林克曼(1987—),女,江苏南京人,讲师,博士,主要研究方向为可再生能源发电建模与控制、电力系统频率控制(**E-mail**: linkeman@hhu.edu.cn);

王召珩(1997—),男,江苏徐州人,硕士研究生,主要研究方向为可再生能源建模、控制与仿真(**E-mail**: 220202977@seu.edu.cn);

吴峰(1977—),男,江苏南通人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为可再生能源发电系统的建模与控制、电力系统动态等值、基于广域测量系统的电力系统分析与控制(**E-mail**: wufeng@hhu.edu.cn)。

(编辑 李玮)

Dynamic modeling and coordinated control strategy of hybrid PV-CSP system

LIN Keman¹, WANG Zhaozheng², WU Feng¹, WANG Xinrui², WANG Canmin², LIN Mingyao²

(1. College of Energy and Electrical Engineering, Hohai University, Nanjing 211100, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

Abstract: A hybrid PV-CSP (PhotoVoltaic and Concentrated Solar Power) system, which combines PV and CSP generation subsystems, has both the flexible regulation characteristics, and high-effective complementary technological features. The hybrid PV-CSP system brings a new path to accommodate renewable energy, however, more efforts are required in the modeling and control strategy of the hybrid PV-CSP system. A dynamic model of the hybrid PV-CSP system is built by subsection linearization method to describe the multi-variable coupling and thermal dynamic process of medium phase change, so that multiple energy conversion levels and multi-time scale characteristics are considered. A hierarchical control structure is built and a power coordinated control strategy based on the state of energy storage system is proposed to coordinate PV and CSP subsystems under various control modes and operating conditions. Thus, the regulation ability and response performance of the system are improved. A model is built based on MATLAB/Simulink software, and the correctness of the model and the effectiveness of the proposed control strategy are verified.

Key words: hybrid PV-CSP system; dynamic model; multiple energy conversion levels; hierarchical control structure; power coordinated control

附录 A

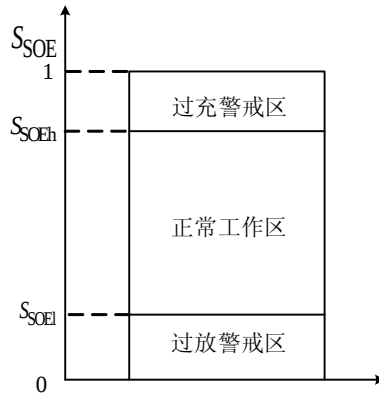


图 A1 基于储能状态的系统运行区域划分

Fig.A1 Working area of hybrid PV-CSP system based on SOE

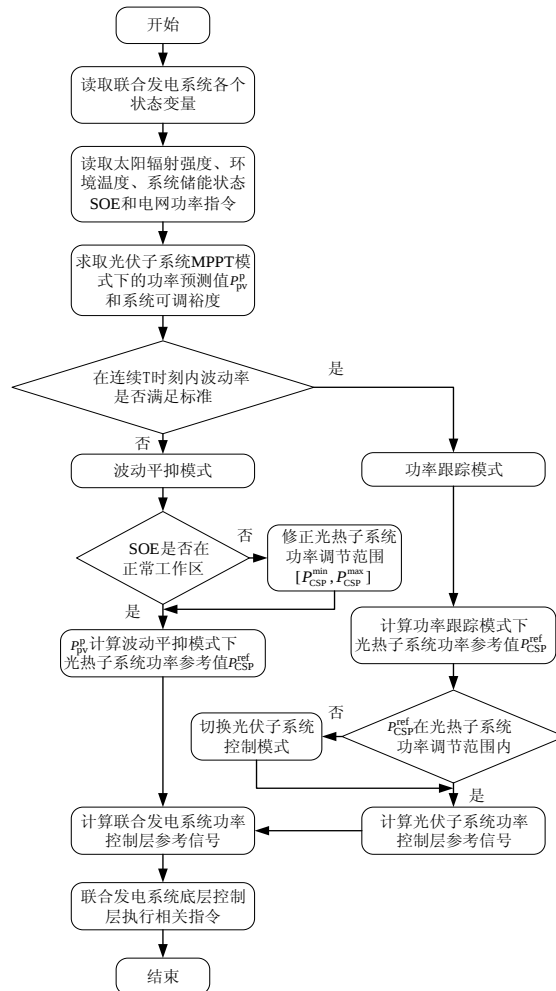
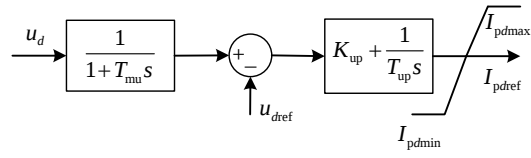
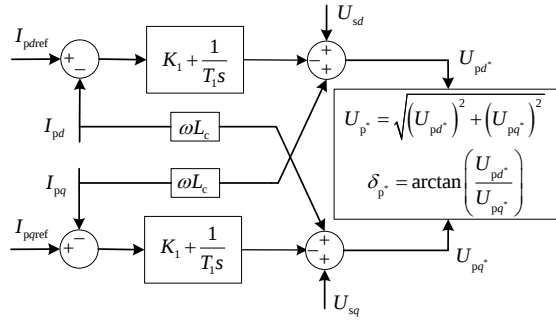


图 A2 功率协调控制策略流程图

Fig.A2 Flowchart of active power coordinated control strategy



(a) d 轴电压外环控制器



(b) 电流内环控制器与 VSC 综合模型

图 A3 光伏子系统换流器控制框图

Fig.A3 Control block diagram of VSC control in PV subsystem