

# 氢储能接入含风电的热电联产系统 日前调度研究

刘永江,魏超,高正平,焦晓峰

(内蒙古电力科学研究院,内蒙古 呼和浩特 010020)

**摘要:**近几十年来,考虑到环境问题和化石燃料的缺乏,可再生能源的整合程度大大提高。由于其不确定性,这种整合在电力系统中出现了新的挑战。氢能储存系统(HES)在电力系统中扮演着重要的角色,它通过使用电力制氢(P2H)技术将额外的风力转化为氢气。此外,热电联供(CHP)机组等新兴技术也能有效提高电力系统的效率。提出了一种基于CHP-HES的电能网络的前日调度方案,并对风电资源进行了高度整合。通过在IEEE 6-总线系统上的实施,研究了所提出的模型的有效性。研究了热负荷增量对发电设备调度、风电调度和系统运行成本的影响。仿真结果证明,采用HES技术后系统的运行成本和风力发电量的缩减都有所降低。

**关键词:**日前网络约束调度;风能;热电联产;储氢技术

**中图分类号:**TM46;TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed22506

## Research on Day-ahead Scheduling of Power System Including CHP and Wind Power Considering Hydrogen Storage Access

LIU Yongjiang, WEI Chao, GAO Zhengping, JIAO Xiaofeng

(Inner Mongolia Electric Power Research Institute, Hohhot 010020, Nei Monggol, China)

**Abstract:** In recent decades, the integration of renewable energy sources had greatly increased, taking into account environmental concerns and the lack of fossil fuels. Due to their uncertainty, this integration has presented new challenges in the power system. Hydrogen energy storage systems (HES) play an important role in the power system by converting additional wind power into hydrogen using power to hydrogen (P2H) technology. In addition, emerging technologies such as combined heat and power (CHP) units can effectively improve the efficiency of power systems. A day-ahead scheduling scheme for CHP-HES-based power networks was proposed with a high degree of integration of wind power resources. The effectiveness of the proposed model was investigated through its implementation on IEEE 6-bus system. The effect of heat load increment on generation equipment scheduling, wind power scheduling and system operating costs were investigated. The simulation results demonstrate that the operating cost of the system and the curtailment of wind power generation are reduced by using HES technology.

**Key words:** day-ahead network-constraint scheduling; wind energy; combined heat and power; hydrogen storage technology

近年来,利用风能和光伏系统等可再生能源提供电能的问题受到了极大的关注。国际上对气候变化和污染气体排放的挑战以及化石燃料的有限来源可以算作是可再生能源在电网中高渗透率的主要原因<sup>[1]</sup>。根据国际能源署(IEA)的最新报告,到2030年,每年的风力发电量将达到2 182 TW·h。另一方面,利用风力发电机和光伏系统进行供电的不确定性,研究人员提出了各种

解决方案来克服这些问题。在这样的领域中,储能技术的应用已经提出了一种切实可行的解决方案,被应用于不同的场景类型,如抽水蓄能装置、压缩空气储能、电动汽车和储氢技术<sup>[2]</sup>。储氢系统能够将可再生能源提供的额外电力利用电解过程转化为氢气,从而将其储存起来。储存的氢气可以通过氢基燃气轮机进行后期应用。由于其能够从可变的可再生能源中产生氢气,因此

在电力系统中使用电力制氢(power to hydrogen, P2H)装置作为储能设施的潜力是相当大的<sup>[3-4]</sup>。此外,利用这种储能技术快速响应的优势,使其能够在辅助服务市场上进行协调<sup>[5-6]</sup>。

近年来,各种研究都集中在氢储能系统(hydrogen energy storage systems, HES)和可再生资源的协调上<sup>[7]</sup>。1990年,人们首次努力将HES和光伏系统进行协调<sup>[8]</sup>。挪威能源公司Norsk Hydro与德国风力涡轮机制造商Enercon合作,在挪威的Utsira安装了第一个最大的风-氢系统。该系统能够作为一个独立的电力网络运行,可用率达到90%<sup>[9]</sup>。在储能技术对电能网络运行成本和风力溢出的影响方面已经有了广泛的研究。文献[10]在考虑风力发电的情况下,研究了抽水蓄能系统在解决随机机组组合中的作用。在文献[11]中,研究了电力与燃气联合网络的稳定模型,分析了电力与燃气储能技术对获取运行成本和风电溢出的影响。

热电联产厂已在工业中得到实际应用,通过回收发电过程中浪费的热量来同时提供电力和热量。这种方法可以有效降低热能和电力需求的供应成本,减少空气污染气体的排放。近年来,围绕着热电联产电厂一体化的研究不断增多,主要集中在热电联产机组的短期优化调度、微电网中的热电联产电厂一体化以及热电联产电厂的多目标能源管理<sup>[12]</sup>。

本文提出了一种基于热电联产厂和HES技术的电力系统的网络约束日调度框架。此外,还考虑了风力发电机组的高度集成。对所提出的模型采用了混合整数非线性编程,在GAMS软件环境下使用DICOPT求解器求解该问题。本文介绍的HES系统能够将多余的风力发电转化为氢气,并将其储存在氢气罐中。然后,当风力较低时,HES系统将储存的氢气转化为动力,利用燃气设备进行发电。本文考虑了两个案例研究,其中包括:1)风力发电条件下基于电热联(combined heat and power, CHP)的系统的网络约束问题;2)在有风力发电的情况下,HES对基于热电联产系统的网络约束调度的影响。

## 1 优化模型

### 1.1 目标函数

本节讨论了所提出的基于电热联-氢储能系统(combined heat and power-hydrogen energy stor-

age systems, CHP-HES)的电力系统网络约束日调度的公式。问题的目标函数包括常规电厂和热电联产电厂发电装置的燃料成本和启动成本、HES系统在发电和储能模式下的运行成本。HES系统在供电模式下的运行成本与传统电厂的成本函数相似。目标函数如下:

$$\min \sum_{i=1}^{NT} \{ F_i(P_{i,t}) + SUC_{i,t} \} + \sum_{i=1}^{NCHP} F_i(P_{i,t}, H_{i,t}) + SUC_{i,t} + \sum_{i=1}^{NH} F_h^{PH}(P_{h,t}^{PH}) + F_h^{HP}(P_{h,t}^{HP}) \quad (1)$$

式中:NT为时间;NH为氢储能数量;NCHP为CHP机组数量;SUC<sub>i,t</sub>为机组启停成本;F<sub>h</sub><sup>PH</sup>, F<sub>h</sub><sup>HP</sup>为氢储能装置储、放成本函数;P<sub>h,t</sub><sup>PH</sup>, P<sub>h,t</sub><sup>HP</sup>为氢储能的充/放状态;F<sub>i</sub>(P<sub>i,t</sub>)为发电机i的成本, F<sub>i</sub>(P<sub>i,t</sub>, H<sub>i,t</sub>)为热电联产机组以热定电的运行成本。

### 1.2 约束条件

#### 1.2.1 电厂约束

以下是所研究问题的平等和不平等约束条件。

常规电厂和热电联产电厂的运行成本如下:

$$F_i(P_{i,t}) = \alpha_i P_{i,t}^2 + \beta_i P_{i,t} + c_i \quad i \in NP \quad (2)$$

$$F_i(P_{i,t}, H_{i,t}) = \alpha_i P_{i,t}^2 + \beta_i (P_{i,t})^2 + c_i + d_i H_{i,t} + e_i (H_{i,t})^2 + f_i H_{i,t} P_{i,t} \quad i \in NCHP \quad (3)$$

式中: $\alpha_i, \beta_i, c_i, d_i, e_i, f_i$ 为发电机成本系数;H<sub>i,t</sub>为热电联产机组产生的热能;P<sub>i,t</sub>为发电机组输出的功率;NP为除热电联机组外的发电机数量。

HES系统的运行成本如下:

$$F_h^{PH}(P_{h,t}^{PH}) = b_h^{PH} P_{h,t}^{PH} + c_h^{PH} \quad (4)$$

$$F_h^{HP}(P_{h,t}^{HP}) = a_h^{HP} (P_{h,t}^{HP})^2 + b_h^{HP} P_{h,t}^{HP} + c_h^{HP} \quad (5)$$

式中:P<sub>h,t</sub><sup>PH</sup>, P<sub>h,t</sub><sup>HP</sup>为氢储能装置储、放时的容量; b<sub>h</sub><sup>PH</sup>, c<sub>h</sub><sup>PH</sup>, a<sub>h</sub><sup>HP</sup>, b<sub>h</sub><sup>HP</sup>, c<sub>h</sub><sup>HP</sup>为氢储能装置储、放时的成本系数。

发电量限制如下:

$$P_i^{\min} I_{i,t} \leq P_{i,t} \leq P_i^{\max} I_{i,t} \quad (6)$$

式中:P<sub>i</sub><sup>max</sup>, P<sub>i</sub><sup>min</sup>分别为火电机组最大、最小出力; I<sub>i,t</sub>为二元开关量。

升压速率如下:

$$P_{i,t} - P_{i,t-1} \leq RU_i \quad (7)$$

$$P_{i,t-1} - P_{i,t} \leq RD_i \quad (8)$$

式中:RU<sub>i</sub>, RD<sub>i</sub>分别为机组的爬坡速率的上、下限。

最小开/关时间单位如下:

$$(X_{i,t-1}^{\text{on}} - T_i^{\text{on}})(I_{i,t-1} - I_{i,t}) \geq 0 \quad (9)$$

$$(X_{i,t-1}^{\text{off}} - T_i^{\text{off}})(I_{i,t} - I_{i,t-1}) \geq 0 \quad (10)$$

式中:X<sub>i,t-1</sub><sup>on</sup>, X<sub>i,t-1</sub><sup>off</sup>为机组开关时间;T<sub>i</sub><sup>on</sup>, T<sub>i</sub><sup>off</sup>为机组

最小上升、下降时间;  $I_{i,t}$  为当前时刻机组的开关机状态。

热电联产机组的可行运行区域如下:

$$P_{CHP,t} - P_{CHP}^A - \frac{P_{CHP}^A - P_{CHP}^B}{H_{CHP}^A - H_{CHP}^B} \times (H_{CHP,t} - H_{CHP}^A) \leq 0 \quad (11)$$

$$P_{CHP,t} - P_{CHP}^B - \frac{P_{CHP}^B - P_{CHP}^C}{H_{CHP}^B - H_{CHP}^C} (H_{CHP,t} - H_{CHP}^B) \geq (V_{CHP,t} - 1)M \quad (12)$$

$$P_{CHP,t} - P_{CHP}^C - \frac{P_{CHP}^C - P_{CHP}^D}{H_{CHP}^C - H_{CHP}^D} (H_{CHP,t} - H_{CHP}^C) \geq (V_{CHP,t} - 1)M \quad (13)$$

$$0 \leq H_{CHP,t} \leq H_{CHP}^A \times I_{CHP,t} \quad (14)$$

热电联产机组所提供的电力和热力具有双向依赖性。这种互连被定义为可行运行区域(feasible operation region, FOR), 图1展示了所研究的热电机组运行区间。

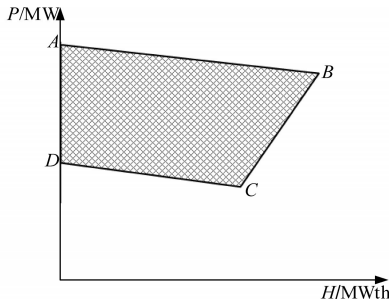


图1 热电联产机组运行区间

Fig.1 Operation range of cogeneration unit

### 1.2.2 储氢系统制约因素

氢气储存系统的运行可考虑在生成、储存或闲置模式下进行,类似于由下式定义的其他储能技术:

$$I_{h,t}^{H2P} + I_{h,t}^{P2H} \leq 1 \quad (15)$$

式中:  $I_{h,t}^{H2P}$ ,  $I_{h,t}^{P2H}$  分别为氢储能装置储、放状态的二元状态量。

产生和储存的氢气的最小和最大限制应考虑如下2式:

$$P_{h,\min}^{PH} I_{h,t}^{PH} \leq P_{h,t}^{PH} \leq P_{h,\max}^{PH} I_{h,t}^{PH} \quad (16)$$

$$P_{h,\min}^{HP} I_{h,t}^{HP} \leq P_{h,t}^{HP} \leq P_{h,\max}^{HP} I_{h,t}^{HP} \quad (17)$$

式中:  $I_{h,t}^{HP}$ ,  $I_{h,t}^{PH}$  分别为氢储能的工作状态;  $P_{h,\max}^{PH}$ ,  $P_{h,\min}^{HP}$ ,  $P_{h,\max}^{PH}$ ,  $P_{h,\min}^{HP}$  分别为氢储能在对应模式下的上、下限。

储存在HES中的氢气可以利用下式:

$$A_{h,t} = A_{h,t-1} + \eta_h^{PH} P_{h,t}^{PH} - \frac{P_{h,t}^{HP}}{\eta_h^{PH}} - M_{h,t} \quad (18)$$

式中:  $\eta_h^{PH}$ ,  $P_{h,t}^{HP}$  为氢能生产和存储的效率;  $A_{h,t}$  为氢

储能中氢的量;  $M_{h,t}$  为在其他能源形式中所利用的氢能。

$A_{h,t}$  的下限和上限应该被限制为

$$A_{h,\min} \leq A_{h,t} \leq A_{h,\max} \quad (19)$$

此外,存储在HES系统中的氢气的初始值和最终值可以通过使用如下式来定义:

$$A_{h,0} = A_{h,\min} = A_{h,NT} \quad (20)$$

$$0 \leq M_{h,t} \leq M_{h,\max} \quad (21)$$

最后,其他形式的能源所利用的氢气可以用下式来定义:

$$0 \leq P_{r,t} \leq P_{r,t}^f \quad (22)$$

式中:  $P_{r,t}$ ,  $P_{r,t}^f$  分别为  $t$  时刻风电出力及风电预测出力。

### 1.2.3 风电出力约束

风力发电量的限制可表述为

$$\sum_{i=1}^{NU_b} P_{i,t} + \sum_{r=1}^{NR_b} P_{r,t} + \sum_{k=1}^{NK_b} P_{h,t}^{HP} - \sum_{k=1}^{NK_b} P_{h,t}^{PH} - \sum_{j=1}^{NJ_b} d_{j,t} = \sum_{l=1}^{NL_b} PF_{L,t} \quad (23)$$

式中:  $d_{j,t}$  为负荷预测量;  $NU_b$ ,  $NR_b$ ,  $NK_b$ ,  $NJ_b$ ,  $NL_b$  分别为常规机组、风电机组、热电联产机组、负荷节点以及线路的数量;  $PF_{L,t}$  为线路上传输的功率。

### 1.2.4 系统约束

下式可满足电力系统各总线的功率平衡:

$$PF_{L,t} = \frac{\delta_{b,t} - \delta_{b',t}}{X_L} \quad (24)$$

式中:  $X_L$  为线路的电抗;  $\delta_{b,t}$ ,  $\delta_{b',t}$  分别为扰动前后电压相位。

线路输电及其限制可由式(24)和下式表示:

$$-PF_{L,t}^{\max} \leq PF_{L,t} \leq PF_{L,t}^{\max} \quad (25)$$

式中:  $PF_{L,t}^{\max}$  为线路最大传输功率。

系统的热平衡可由下式表示:

$$\sum_{i=1+NP}^{NC} H_{i,t} = \sum_{q=1}^{NQ} HD_{q,t} \quad (26)$$

式中:  $H_{i,t}$  为CHP机组产生的热能;  $HD_{q,t}$  为系统热负荷的期望值。

## 2 算例分析

所提出的模型已应用于一个6条母线的网络,其中包含一个热电联产厂、2个常规火电厂、3个电力负荷需求和7条输电线路。CHP电厂位于1号母线,2个火电厂  $G_1$  和  $G_2$  分别安装在2号和6号母线。热电联产厂和发电机组的特性如表1和表2所示,其中  $a, b, c, d, e, f$  为CHP机组的相关系数。

表1 CHP-TS成本

Tab.1 Cost coefficients of the CHP-TS

	$a/(\text{¥}\cdot(\text{MW}^2)^{-1})$	$b/(\text{¥}\cdot(\text{MW})^{-1})$	$c/(\text{¥}\cdot\text{h}^{-1})$	$d/(\text{¥}\cdot(\text{MW}^2)^{-1})$	$e/(\text{¥}\cdot(\text{MWh})^{-1})$	$f/(\text{¥}\cdot(\text{MWh})^{-1})$
CHP	0.034 5	14.50	110.41	0.03	4.2	0.031
$G_1$	0.001 0	32.63	129.97	0	0	0
$G_2$	0.005 0	17.70	137.41	0	0	0

表2 CHP-TS的技术参数

Tab.2 Technical parameters of CHP-TS

	$P_{\min}/\text{MW}$	$P_{\max}/\text{MW}$	$H_{\min}/\text{MWth}$	$H_{\max}/\text{MWth}$	初始状态
CHP	68	207	0	150	1
$G_1$	10	100	0	0	0
$G_2$	10	20	0	0	1

此外,在5号母线上还设置了1台风力发电机组 $G_3$ 和1台HES。负荷需求和输电线路数据摘自文献[20]。风力发电输出和热负荷预测如图2所示。

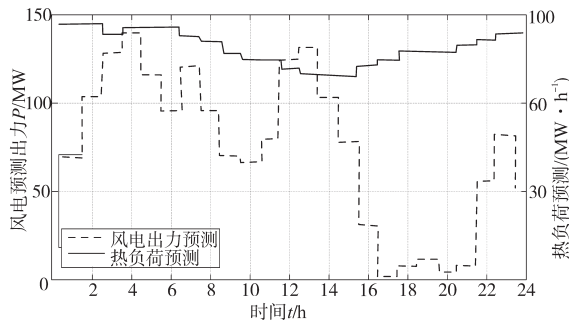


图2 风电预测和热负荷预测

Fig.2 Wind power forecast and heat load forecast

提出的网络约束市场清算问题采用混合整数非线性编程方法建模,在GAMS软件环境下采用DICOPT求解器进行求解。本节考虑两个案例来验证所提出的模型的有效性,分别是以下2个场景:1)基于热电联产的系统在有风力发电的情况下的网络约束问题;2)在有风力发电的情况下,HES在基于热电联产系统的网络约束调度中的效果。

场景1:在这种场景下,网络约束调度问题中不考虑HES。图3描述了调度时间间隔内的发电机组功率调度情况。从图3中可看出,在整个时间间隔内,热电联产机组都参与了发电。 $G_1$ 电厂作为最昂贵的电厂,只在风力发电量较低且系统处于有峰时段时才参与发电, $G_2$ 电厂则在整个时间间隔内参与发电。由于 $G_2$ 电厂的发电成本比 $G_1$ 电厂低,因此在中峰时段和高峰时段以其最大容量(即20 MW)参与供电。场景1的运行成本为95 667.331元,其中包括84 000.78元的热电联产运行成本。本案例中全厂的生产成本为11 666.54元。

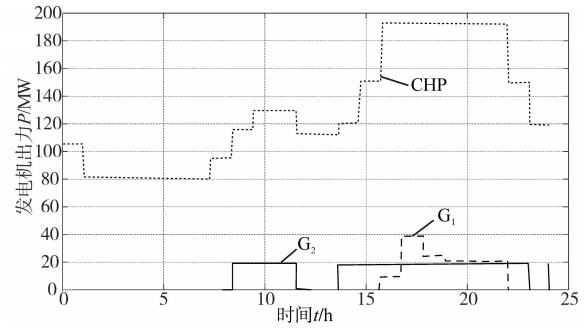


图3 发电机组在调度时间间隔内的出力情况

Fig.3 Output of generating units in dispatching time interval

另外,热负荷增量对风电调度和发电设备功率调度的影响如表3和图4所示。从得到的结果可以明显看出,在调度时间区间开始时,通过增加热负荷,提高了热电厂的最小发电量,有效地抑制了这些时间间隔内的风力发电,从而增加了系统的运行成本。

表3 热负荷增量对发电设备功率调度的影响

Tab.3 Influence of heat load increment on power dispatching of power generation equipment

时间	1.1倍热负荷预测下的 电力调度/MW			热负荷预测下的 电力调度/MW		
	$G_1$	$G_2$	$G_3$	$G_1$	$G_2$	$G_3$
1	105.59	0	0	105.59	0	0
2	89.57	0	0	81.00	0	0
3	82.67	0	0	81.00	0	0
4	86.12	0	0	81.00	0	0
5	86.12	0	0	81.00	0	0
6	86.12	0	0	81.00	0	0
7	82.67	0	0	81.00	0	0
8	94.90	0	0	94.90	0	0
9	115.36	0	20.00	115.36	0	20.00
10	129.60	0	20.00	129.60	0	20.00
11	129.41	0	20.00	129.41	0	20.00
12	113.30	0	0	113.30	0	0
13	111.58	0	0	111.58	0	0
14	121.20	0	20.00	121.20	0	20.00
15	150.86	0	20.00	150.86	0	20.00
16	191.97	11.81	20.00	193.47	10.31	20.00
17	191.63	40.36	20.00	192.60	39.39	20.00
18	191.28	27.45	20.00	192.85	25.88	20.00
19	191.28	24.68	20.00	192.85	23.11	20.00
20	191.28	21.06	20.00	192.85	19.49	20.00
21	190.942	20.36	20.00	192.54	18.76	20.00
22	151.14	0	20.00	151.14	0	20.00
23	99.05	0	20.00	119.05	0	0
24	124.75	0	20.00	124.75	0	20.00





将本文匝比测量结果和文献[13]匝比测量结果分别用于单相电机光伏水泵系统,满载运行时,其水泵出水流量分别为 13.7 m<sup>3</sup>/h 和 13.2 m<sup>3</sup>/h,表明本文匝比测量的精确性和可行性。

### 5 结论

本文提出的单相电机光伏水泵在线参数识别方法可以方便在现场运行中实现单相电机的主副绕组和匝比参数识别,主副绕组识别采用逆变器施加绕组激励直流电流及 PWM 开关压降补偿方法,可以精确测量单相电机主副绕组电阻,进而实现主副绕组端口判断。研究并分析了主副绕组电压比例误差对单相电机电磁输入功率的影响特征,提出的在线最小功率脉动搜索法,可以实现不对称单相电机的匝比测量,进而实现电机运行中的主副绕组电压频率最优比例控制,获得最优运行效率。进行了详细仿真和实验验证,实验结果表明了该方法的可行性和有效性。

#### 参考文献

[1] 徐政,李旭,陈锐坚. 基于单相感应电泵的光伏扬水系统开发[J]. 太阳能学报, 2018, 39(2): 529-530.

[2] 崔远海. 交流单相感应电动机非对称空间矢量变频调速的

[4] 蔡国伟,孔令国,彭龙,等. 基于氢储能的主动型光伏发电系统建模与控制[J]. 太阳能学报, 2016, 37(10): 2451-2459.

[5] 高乾恒,黄帅飞,李二超,等. 市场环境下的含氢储能的售电公司优化调度[J]. 电力建设, 2019, 40(4): 42-48.

[6] 李咸善,杨宇翔. 基于双向电价补偿的含氢储能风电和梯级水电联合优化调度[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3297-3306.

[7] Zoss T, Dace E, Blumberg D, et al. Modeling a power-to-renewable methane system for an assessment of power grid balancing options in the baltic states' region[J]. Applied Energy, 2016, 170: 278-285.

[8] Götz M. Renewable power-to-gas: a technological and economic review[J]. Renewable Energy, 2016, 85: 1371-1390.

[9] Mukherjee U, Walker S, Maroufmashtat A, et al. Power-to-gas to

研究[J]. 电气传动, 2005, 35(7): 17-18.

[3] 张矛盾,张淼,王龙娟,等. SVPWM在单相异步电机变频调速中的应用[J]. 陕西电力, 2014, 42(4): 89-92.

[4] Holmes D G, Kotsopoulos A. Variable speed control of single and two phase induction motors using a three phase voltage source inverter[C]//Conference Record of IEEE-IAS Annual Meeting, 1993: 613-620.

[5] 陈光东. 单相电容电机的分相对称变频调速[J]. 电力电子技术, 1998, 32(2): 11-12.

[6] 郭钟瑞. 单相异步电动机辅助绕组与主绕组有效匝数比的简易测试方法[J]. 中小型电机, 2000, 27(5): 1.

[7] 仵均科. 电容运转电动机有效匝比的测定[J]. 微电机, 1992, 25(2): 29-30.

[8] 江宏玲,周成,戴新荣,等. 基于DSP异步电动机矢量控制系统仿真与实验研究[J]. 电气传动, 2017, 47(6): 14-15.

[9] 陈伯时. 交流调速系统[M]. 北京:机械工业出版社, 1999: 1-110.

[10] 刘鹏,吴文进,苏建徽. 一种异步电动机静止状态下参数辨识的改进方法[J]. 电工技术学报, 2015, 30(5): 44-46.

[11] 陆宏亮. 两相电机变频调速若干技术的研究[D]. 杭州:浙江大学, 2004.

[12] 胡磊,席一菁,何礼高. 不对称单相感应电机对称补偿的参数辨识方法[J]. 微电机, 2012, 45(2): 11-12.

[13] 孙君武. 一种单相电容电机变频调速方法[J]. 西南交通大学学报, 1999, 34(5): 524-527.

收稿日期:2020-05-18

修改稿日期:2020-06-01

(上接第 68 页)

meet transportation demand while providing ancillary services to the electrical grid[C]//Smart Energy Grid Engineering, IEEE, 2016.

[10] 夏沛,邓长虹,龙志君,等. 含抽水蓄能机组的风电消纳鲁棒机组组合[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19): 41-53.

[11] 贾云辉,张峰. 考虑分布式风电接入下的区域综合能源系统多元储能双层优化配置研究[J]. 可再生能源, 2019, 37(10): 1524-1532.

[12] 周一凡,胡伟,闵勇,等. 考虑热电联产调峰主动性的电热协调调度[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(19): 42-54.

收稿日期:2020-09-30

修改稿日期:2020-10-16