

电制气技术为电网提供大规模储能的构想

宋鹏飞*, 侯建国, 姚辉超, 谢旭光, 曹婧, 王秀林, 高振
(中海石油气电集团技术研发中心, 北京 100007)

摘要:电制气技术(PtG)作为能源互联网中联通天然气网和电网的关键技术环节,可提供一种创新的储能解决方案。在消纳风电、光电等新能源电力方面具有其他储能方法无法比拟的独特优势和适应能力。经过对PtG技术主要构成和特点的分析,认为技术上是可行的,但基于该技术目前发展现状,整体效率偏低(约60%),制得的合成天然气产品价格至少是市场天然气价格的2~4倍以上,经济性限制了技术的推广应用;对产品成本影响最大的3个因素分别是电价、气价和电解制氢装置费用,经济性问题的瓶颈在于电解制氢装置的效率低和规模小。从电网安全、高效的角度分析,PtG与目前作为主要储能方式的抽水蓄能相比较,在效率和盈利生存能力方面初步显现出一定的潜在竞争力,有广阔的发展和应用前景。

关键词:电制气;能源互联网;储能;甲烷化

中图分类号:TM91

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2016)11-0001-06

DOI:10.16606/j.cnki.issn.0253-4320.2016.11.001

The idea of providing large scale energy storage for power grid by PtG process

SONG Peng-fei*, HOU Jian-guo, YAO Hui-chao, XIE Xu-guang, CAO Jing,
WANG Xiu-lin, GAO Zhen

(CNOOC Gas & Power Group Technology R&D Center, Beijing 100007, China)

Abstract: As one of the key technologies in China Unicom's natural gas network and power grid, PtG can provide an innovative energy storage solution due to its great advantages over other new energy storage methods in the fields of wind power and photovoltaic power. The main components and characteristics of PtG are analyzed, indicating the technical feasibility. The existing problems of PtG are also pointed out, such as low overall efficiency (only about 60%) and the resultant high market price (2-4 times of natural gas). The economic cost is the most important factor affecting the wide application of this technology, which mainly lies in the low efficiency of the electrolysis hydrogen production unit and small-scale device. From the point of view of grid security and efficiency, PtG shows preliminary potential competitiveness in terms of efficiency and profit survivability, and has broad development and application prospect, compared with the existing pumped storage system.

Key words: power-to-gas; energy internet; energy storage; methanation

美国著名学者杰里米·里夫金认为,人类得益于互联网信息技术和可再生能源的快速发展,将迎来第三次工业革命,在能源领域形成以下五大支柱:①能源供应向可再生能源转型;②分布式微型发电系统;③大规模储能技术应用;④以电网为主要载体的能源互联网;⑤交通电气化^[1]。其中,能源互联网将推动能源向低碳化、清洁化、高效化方向发展,包括电能、化学能、热能等多种形式能源之间实现市场化的相互转化。能源互联网以天然气网络与电力网络高度融合为最大亮点^[2],天然气作为清洁高效的一次能源,未来消费比重有望明显上升,在能源互联网中扮演更加重要角色;而电网将形成充足、廉价、清洁、高效的电力供应新格局。近年来我国智能电网、特高压电网和清洁能源发电得到了快速发展,

能源互联网的概念正在兴起,作为五大支柱之一的大规模储能技术将越来越被重视。

电能的供求必须时刻保持动态平衡,这就造成系统负荷存在峰谷差,数据显示我国的“峰谷差”约38%~48%,夜间“谷电”浪费巨大^[3-5]。可以预期的是,未来新能源电力所占份额将越来越大,据IEA(国际能源机构)预测,全球2050年清洁能源发电将占57%~71%^[6]。风能、太阳能等新能源的间歇性和波动性给电网平稳带来一定影响,多种因素作用下造成我国近年来出现大规模的弃风、弃光现象。据中国能源局统计,2015年我国上半年风电弃风电量达 1.75×10^{10} kW·h,同比增加 1.01×10^{10} kW·h,平均弃风率15.2%。大规模储能技术有利于提高电网的安全稳定性和供电可靠性,增强抵御突发性

事件和严重故障的能力,其作为特高压和智能电网的重要组成部分之一,对电网设计、规划、调度和控制等方面有重大影响,同时也推动风电、太阳能等清洁能源更具商业竞争力。

1 电制气用于储能研究现状

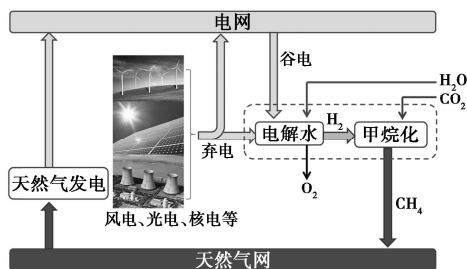
1.1 电力储能方式

电力储能形式主要包括抽水蓄能、氢储能(Power-to-Hydrogen, PtH)、压缩空气储能、飞轮储能、电池储能、电磁储能、储热等,但除抽水蓄能和氢储能外,其他大部分储能技术的成本远达不到大规模应用的要求。抽水蓄能是其中最成熟、应用最多的储能方式之一,但对选址的地理和自然条件要求较高、环境影响大、占地面积多。我国核电机组普遍带基荷满功率运行,一般大型核电项目都需配套抽水蓄能设施,以保证核电的安全及经济性。相比于抽水蓄能,氢储能的储能密度最大,与氢气消费市场的联接能实现动态、大规模储能^[7-8]。氢储能是把电经过电解水装置制得氢气,并把氢气作为储能介质的储能方式,但合适经济半径范围内氢气消费市场的消化能力相对有限,氢气的储蓄与运输也仍存在较大难题,且因氢气爆炸范围宽,会带来一定的安全隐患。把氢气就近注入天然气管网的方法有弊端,氢含量高的天然气气质会影响单位体积热量、火焰温度等性能参数,尤其对燃气轮机类型的用户影响较大,使氢气注入容量受限。

1.2 电制气研究现状

电制气(Power-to-Gas, PtG)技术把氢储存和二氧化碳(CO₂)甲烷化制天然气技术耦合,副产高纯度氧气和高品质热量。氧气可直接供周边市场需要,或经过进一步处理作为高附加值氧气产品,如医用氧气等;热量的一部分用于电解水单元电解质加热,其余可以考虑周边综合利用。产生的合成天然气产品甲烷浓度可达到95%以上,组成与管输天然气基本相似,可以混输同用。PtG技术把电能转化为合成天然气的化学能,可以实现电网的大规模、长周期或短期储能(季节性、日、时储能等),为电网储能提供了富有前景的、可持续发展模式的新思路,有利于进一步推进天然气网络和电网的深度耦合和市场化能量流动。PtG技术在电网和天然气网中的角色见图1。

世界范围内还没有大型商业化运行的PtG项目,各国的研究仍在起步探索阶段,包括德国、英国、法国、日本等风电和光电比例较高的国家都在积极



注:虚线范围为 PtG 技术

图1 PtG技术在电网和气网中的角色

研究开发PtG技术。以德国为例,日本福岛核事故后,其能源政策倾向于减少核能、增大清洁能源供应,清洁能源相比其他国家占比更高。德国政府规划至2050年,彻底实现零化石能源和核能,依赖风能、光能、生物质等新能源,非电能源(特别是甲烷、甲醇)的需求将通过电制气和电制液态燃料(PtL)来满足^[9]。该国对PtG技术的研究处于世界领先地位,已有多个试验工厂正在运行测试。相比而言,文献检索显示我国对PtG技术的研究还不多。

2 PtG技术简介

PtG包括电解水制氢气和二氧化碳甲烷化两个主要部分。

2.1 电解水制氢气

电解水技术于1800年被发明,经过200多年的发展,已经有大量工业应用案例。德国多个电解水制氢气示范项目正在运行,大部分项目中制得的氢气再重新去发电,也有一部分直接注入当地天然气管道中。电解水制氢装置可分为碱性电解(AEL)、聚合物薄膜电解(PEM)、高温固体氧化物电解(SOEC)3种。

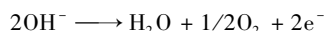
2.1.1 碱性电解(AEL)

碱性电解是最成熟、工业应用最多、最经济的电解水制氢方法,由电源、电解槽箱体、电解液、阳极、阴极和横隔膜组成。一般采用碱性溶液(如KOH、NaOH)作为电解液。电解中发生如下反应:

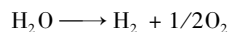
阴极反应:



阳极反应:



总反应:



主要技术和性能参数如表1所示^[10-11]。

AEL虽然存在诸多缺点,尤其是与PtG的适应性并不高,但这是目前PtG可选的为数不多的成熟可靠的制氢方式之一。

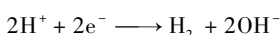
表1 碱性电解的主要性能参数

项目	参数
操作温度/°C	70 ~ 100
操作压力/MPa	0.1 ~ 3.0
电解电压/V	1.65 ~ 2.20
单位 H ₂ 电耗/(kWh·m ⁻³)	4.5 ~ 8.2
单台装置产 H ₂ 规模/(m ³ ·h ⁻¹)	< 760
整体效率/%	< 80
优势	技术成熟,装置规模大、造价低、寿命长
劣势	冷重启时间需要 30 ~ 60 min,与清洁能源的波动性、适应性有待研究,且电解质的腐蚀性强、装置维修费用高、效率不高

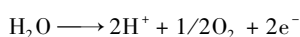
2.1.2 聚合物薄膜电解(PEM)

第一台 PEM 电解槽于 1966 年研制成功,是基于离子交换技术的高效电解槽。主要由两个电极和聚合物薄膜组成,不需要电解液,只需纯水,具有化学稳定性高、质子传导性好、气体分离纯度高等特点。高分子电解质膜电解方法是近年发展起来的新型电解方法,还仅用于小规模电解。电解中发生如下反应:

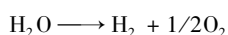
阴极反应:



阳极反应:



总反应:



聚合物薄膜电解的主要技术与性能参数如表 2 所示^[12]。

表2 聚合物薄膜电解主要性能参数

项目	参数
操作温度/°C	20 ~ 100
电解电压/V	1.8 ~ 2.2
单位 H ₂ 电耗/(kWh·m ⁻³)	4.1 ~ 7.1
单台装置产 H ₂ 规模/(m ³ ·h ⁻¹)	< 450
整体效率/%	> 85
优势	冷启动时间短,更适合于 PtG 波动的工况,制得的氢气纯度更高
劣势	装置规模和寿命方面还有待提高

PEM 电极主要采用贵金属,研究的方向是更优化的质子交换膜,降低贵金属用量,降低成本并提高单台设备规模,具有用于 PtG 的潜力。

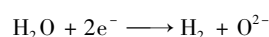
2.1.3 高温固体氧化物电解(SOEC)

高温固体氧化物电解从 1972 年发展起来,仍在基础实验阶段,在长周期稳定运行方面仍有诸多挑

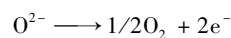
战。装置典型的特点是其操作温度可达 700 ~ 1 000°C^[13],由水蒸气代替水作为电解介质。SOEC 总效率可达 90%,是 3 种电解槽中效率最高的,单位体积氢气的电耗较低,但需要大量的热量输入以维持反应的高温,电解获得的氢气产品中混合有一定量的水蒸气,可能需要进一步处理,且对负荷波动情况适应性仍有问题。

电解中发生如下反应:

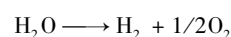
阴极反应:



阳极反应:



总反应:



电解水装置的效率、规模 and 价格 3 个参数对 PtG 产品成本影响较大。商业电解水装置也朝着这 3 个方向正在高速发展。综合调研结果,目前市场电解制氢装置普遍产氢纯度 ≥ 99.7%,副产的 O₂ 纯度达 99.2% ~ 99.5%,单位产氢电耗 4.3 ~ 4.9 kW·h/m³,单台制氢装置国外最大规模为 760 m³ H₂/h,国内最大规模为 600 m³ H₂/h。

2.2 二氧化碳甲烷化

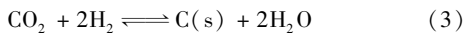
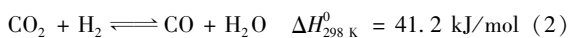
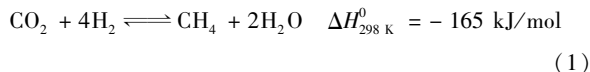
甲烷化是在催化剂作用下把一氧化碳(CO)、二氧化碳与氢气发生化学反应合成甲烷产品的工艺技术^[14],在煤制天然气、焦炉气制天然气领域有广泛应用。与这些甲烷化相比,PtG 技术中的二氧化碳甲烷化具有以下特点:①原料中基本不含一氧化碳、甲烷,惰性气体和其他杂质含量低。典型的焦炉气甲烷化原料气中 CO + CO₂ 的体积分数为 8% ~ 14%,煤制天然气中 CO + CO₂ 的体积分数约为 25%^[15],而 PtG 二氧化碳甲烷化原料气中二氧化碳按照反应摩尔比的理论比例为 25%。②二氧化碳纯度高;例如煤制天然气捕集的二氧化碳经过简单处理后纯度可达 95% 以上。③氢气纯度高;反应物的高纯度使整个反应放热量高,温度控制难度大。④原料中二氧化碳与氢气的来源和输入各自独立;二氧化碳来源于碳捕捉、氢气来自于电解水制氢,目前煤制天然气或焦炉气制天然气的甲烷化工艺的流程、控制、操作条件等都不能完全适合这种情况,需要对甲烷化工艺进行创新设计。⑤对催化剂抗氧化性、低温活性有特殊要求。⑥氢气比例高时要求设备和材质防止“氢脆”。⑦需要充分考虑 PtG 的波动性等。

2.2.1 二氧化碳甲烷化基本原理

二氧化碳具有较高的化学惰性,活化和转化困

难,但输入能量并在催化剂作用下,二氧化碳分子可以活化,与化学性能活泼的还原剂氢气发生甲烷化反应。

二氧化碳甲烷化的主要化学反应包括:



反应(1)为二氧化碳甲烷化主反应,在 250 ~ 300℃左右开始反应,过程中大约 17% 的化学能以热量形式释放,每 1% 的二氧化碳转化,气体的绝热温升约 60℃^[16]。反应(2)和反应(3)都是副反应,分别为逆变换反应和二氧化碳积碳反应。研究表明,反应(2)受温度影响较大,当温度大于 430℃时开始发生,二氧化碳被氢气还原为一氧化碳,并不影响最终甲烷产品的生成量;而反应(3)受原料气中氢碳比影响较大,当 H₂/CO₂ 摩尔比 ≤ 3 时易发生积碳反应,而当 H₂/CO₂ 摩尔比约为 4 时,由于生成的水与碳发生反应,可以减少积碳现象^[17-18]。根据热力学平衡原理和固定床甲烷化开发经验,高压、低温、合适的氢碳比情况下有利于主反应(1)的进行,生成更多甲烷产品。研究表明^[18],温度低于 300℃时,二氧化碳接近于完全转化,受压力影响不大;当温度 > 500℃时,二氧化碳转化率和甲烷选择性都会迅速下降,产品气中甲烷含量降低;增大压力、增加 H₂/CO₂ 摩尔比能提高二氧化碳转化率^[19]。

2.2.2 PtG 二氧化碳甲烷化工艺与催化剂

工业化甲烷化装置主要是成熟可靠的绝热固定床甲烷化,除此之外还有流化床甲烷化、浆态床甲烷化和等温甲烷化等工艺类型。PtG 流程中二氧化碳甲烷化如果采用绝热固定床,需要的甲烷化规模并不大,原因在于氢气与二氧化碳是相对独立的原料加入,无论采用氢气向二氧化碳中逐步逐级加入,或二氧化碳向氢气中逐步逐级加入的工艺方案,都使装置相比同规模的煤制天然气甲烷化或焦炉气甲烷化装置规模更小。富二氧化碳环境下,根据反应原理,甲烷化反应器的尺寸最小,但过高的二氧化碳含量在高温下可能会氧化甲烷化催化剂的单质态活性位,虽然在氢气加入量不断增大的情况下可以重新还原并活化催化剂,加入一定量的水蒸气也可以缓解,但对工业化装置运行的催化剂性能有一定挑战;富氢气环境下甲烷化装置体积比富二氧化碳环境下甲烷化装置大,不存在催化剂被氧化的问题,但是需要考虑到加压状态下氢气对设备和管道材料发生

“氢脆”现象的问题。可先把原料进行一定比例的混合,再把氢气或二氧化碳逐级逐步加入,这样的工艺方案有望能解决以上问题。

PtG 高波动情况下存在快开快停的工况,氢气供应量的波动会造成甲烷化工段系统温度波动较大,温度控制难度加大,尤其对催化剂的耐冷热波动能力有更高要求。为解决系统平稳性问题,可采用小容量的氢气储存设施以保障原料供应量的均匀和系统压力的稳定,虽然增加了储氢的投入,但也有利于降低甲烷化装置的设计规模,降低甲烷化部分的投资。

经过检索发现,相比于一氧化碳或一氧化碳、二氧化碳混合气的甲烷化催化剂,二氧化碳甲烷化催化剂的研发成果显著少了很多。二氧化碳甲烷化催化剂活性组分可以选择Ⅷ族金属,如镍、钴、铈、钇、钼等^[18,20]。国内外开发的二氧化碳甲烷化催化剂大多选择活性好、价格低的镍作为活性组分^[21],也有选择铜基催化剂^[22]。载体可选用氧化硅、氧化铝、氧化钛、氧化镧和氧化锆等,以氧化硅和氧化铝最为常用。PtG 二氧化碳催化剂开发具有一定的独特性,开发难点在于催化剂需要适应于氢气供应波动或频繁启停带来的温度变化和高二氧化碳浓度、高氢气浓度环境,以及在高温下具有较高的活性、选择性、抗氧化性等。

2.2.3 二氧化碳来源

富二氧化碳气田、煤电厂、煤化工、天然气发电厂、生物质气化厂、从大气中捕捉等都是二氧化碳可能的来源,如煤制天然气、煤制油、煤制甲醇等煤化工工厂都是二氧化碳排放大户,且一般经过低温甲醇洗工序后排放的二氧化碳已经具有较高的纯度,是理想的用于 PtG 的二氧化碳来源之一。其中从大气中捕捉二氧化碳的成本太高,不适宜在 PtG 使用。重金属、二氧化硫、硫化氢、有机硫、氨等物质会造成镍基甲烷化催化剂中毒失活,且失活过程不可逆,如果碳源中含有这些杂质则需要先进行净化处理才能使用。资料显示,二氧化碳的纯度对甲烷化的效率影响较大^[23],经过捕捉、运输、储存等过程,各类二氧化碳来源的成本预期并不低^[24],会对整个 PtG 的经济性有一定影响。

PtG 二氧化碳甲烷化预期将朝着小型化、模块化、撬装化和可快速移动的方向发展,以期更能适应可再生能源电力的波动或区域性、短期谷电的便利转化储存。新型流化床甲烷化相比固定床甲烷化反应效率更高,更有利于实现装置的小型化与模块化,

目前仍在研发阶段。

3 PtG 技术的优劣势分析

3.1 技术优势

3.1.1 可以实现较大规模的储存

PtG 用于储能相比储气所需要体积大大缩小,按照甲烷化反应系数生成的甲烷,体积仅为氢气和二氧化碳体积之和的五分之一,单位体积的能量密度增加。天然气作为大宗能源消费产品,有成熟的管网和储气配套,且相比氢气爆炸范围小,储运安全性高,理论上充足市场消费的情况下可以实现存之不尽。相比于蓄水的静态存储,天然气储存实现能量的动态转化,储能效益得到提升。

3.1.2 有利于解决新能源上网瓶颈问题

电解水装置和二氧化碳甲烷化同时联动,能够对不稳定的功率输出有很强的适应性,反应负荷可随功率输出波动而波动,特别适用于间歇性、不稳定的风电和太阳能发电的储能,有望为弃风、弃光问题提供一条有效解决路径。

3.1.3 实现电网与天然气网的互联,实现能源动态储存与转化

PtG 是构建能源互联网的关键技术环节,在未来能源转换中扮演重要角色。PtG 可以作为电网储能方式,与作为电网调峰应急手段天然气发电相结合,实现电网和天然气网之间能源的互为储存和转化。

3.1.4 实现二氧化碳大宗利用,减少温室气体排放

PtG 技术可以规模化、资源化利用二氧化碳生产清洁能源。我国作为第一大碳排放国,承担控制气候变化的责任越来越大,征收碳排放税可能成为未来管控排放的手段之一,二氧化碳的大宗利用也将价值显现。结合清洁发展机制(CDM),通过碳交易有利于进一步降低 PtG 的成本。

3.1.5 占地小、易实现模块化和撬装化、灵活性高

抽水蓄能需要地势较高的上水库和地势低下的下水库,容量有限,对环境的影响大,蒸发损耗大,需要配置多个抽水蓄电项目才能满足电网的储能需求,尤其作为核电项目配套调峰设施情况时局限性大。而 PtG 整套装置可以实现模块化和撬装化,占地很小,具有很大的灵活性,便于满足对占地有限或阶段性的储能需求。

3.2 技术劣势

3.2.1 整体效率偏低

基于电解装置效率 75% ~ 80% (选取 75%) 和

甲烷化装置 60% ~ 85% 的效率(选取 80%) 计算, PtG 的整体效率约 60% [25]。相比而言,锂电池储能的效率约为 85% ~ 92%, 抽水蓄能的效率约为 80% ~ 82% [26], 整体效率偏低。如果采用 PEM 或 SEOC 的电解制氢方法, 配合甲烷化在热量利用方面提高效率, PtG 的整体效率提升潜力依然很大。

3.2.2 制气成本高

PtG 制气过程的主要费用支出项包括电、电制气设备、水、甲烷化设备、甲烷化催化剂、二氧化碳等; 收入来自于天然气产品、副产品(高纯度氧气、热量)等。敏感性分析显示 [27-28], 对成本影响最大的 3 个因素分别是电价、气价和电解制氢装置费用, 同时, 装置的年运行时间、二氧化碳价格也有较大影响。以弃风采用 PtG 技术为例, 资料显示截至 2015 年 10 月末, 黑龙江省 2015 年弃风电量已达到 $15 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 。即使仅将弃风电的十分之一用于 PtG, 按照 $5 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{m}^3 \text{ H}_2$ 的电耗高限可产生氢气 $3 \times 10^7 \text{ m}^3$, 副产纯度 > 96% 的替代天然气产品 $7.5 \times 10^6 \text{ m}^3$, 高纯度氧气 $1.35 \times 10^7 \text{ m}^3$, 同时利用二氧化碳 $1.47 \times 10^4 \text{ t}$ 。如果采用国内已经工业化应用的 $600 \text{ m}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$ 规模的制氢装置, 按照一年 4 000 h 间歇运行、不考虑备用情况下需要 13 台并联。基于目前的技术状况和市场情况下估算, 制得的合成天然气产品价格至少是市场天然气价格的 2 ~ 4 倍以上, 盈利困难。多个国外文献 [29-33] 基于目前技术状况对 PtG 应用建立模型并进行经济测算, 普遍显示盈利性不容乐观。设备总投资中电解水制氢装置所占比例最高, 主要原因是由于商业化电解水装置效率有待提高、单台设备的规模小、投资大。相比而言, 配套的甲烷化装置及催化剂投资并不高。综合价值化利用副产的高纯度氧气和热量有利于提高 PtG 的经济性。

4 技术展望

效率和经济性是目前限制 PtG 技术应用的主要瓶颈, 而解决问题的关键在于电解制氢技术在效率、规模和成本方面的突破。国内正在研发单台电解制氢装置 $1 000 \text{ m}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$ 规模的电解制氢装置, 但尚未有工程应用案例。除此之外, PtG 技术在很多方面还有待继续开展深入研究, 建议的研究方向有: ①优化电解水和甲烷化两套系统的集成和配合, 主动适应新能源发电间歇性、波动性特点; ②开发高效适用于 PtG 的二氧化碳甲烷化工艺和催化剂; ③对高纯度氧气的效益化利用; ④加强甲烷化工序的热量管

理,提升热量利用效率;⑤通过清洁发展机制(CDM),降低二氧化碳成本;⑥探索为核电配套储能的解决方案;⑦争取政府在节能减排、循环经济方面的政策支持或补贴等。

站在电网安全、高效的角度,PtG 相比作为主要储能方式的抽水蓄能,在效率和盈利生存能力方面初步显现出一定的潜在竞争力,尤其在消纳风电、光电等新能源电力方面具有其他储能方法无法比拟的独特优势和适应能力。作为还处于“婴儿期”的新兴技术,仍有成本和效率问题,但随着我国核电、清洁能源发电和智能电网的高速发展,必然对大规模、长周期储能有更多需求,PtG 技术有望在能源互联网中扮演重要的能源转化角色,具有广阔的发展和前景。

参考文献

- [1] 杰里米·里夫金. 第三次工业革命[M]. 北京: 中信出版社, 2012.
- [2] 董朝阳, 赵俊华, 文福拴. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-9.
- [3] 杨瑞瑜. 九评: 我国电网谷电大规模储能调峰技术路线[J]. 电网与清洁能源, 2012, 28(4): 1-11.
- [4] 华光辉, 郝卫国, 赵大伟. 储能技术在坚强智能电网建设中的作用[J]. 供用电, 2010, 27(4): 22-25.
- [5] 伍婵娟. 电力储能技术发展概述[J]. 电力与能源, 2010, (33): 772-773.
- [6] Giulio Guandalinu, Stefano Campanari, Matteo C Romano. Power-to-Gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability: Energy and economic assessment[J]. Applied Energy, 2015, 147: 117-130.
- [7] 荆平, 徐桂芝, 赵波, 等. 面向全球能源互联网的大容量储能技术[J]. 智能电网, 2015, 3(6): 486-492.
- [8] 李琼玖, 王建华, 李德宽, 等. 水电解制氢技术的进展及其在煤制甲醇中的应用[J]. 中外能源, 2015, 13(3): 35-42.
- [9] Alberto Varone, Michele Ferrari. Power to liquid and power to gas: An option for German energiewende[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, 45: 207-218.
- [10] 齐子东, 白松, 张晓辉. 水电解制氢技术发展前景[J]. 舰船钝化, 2014, (2): 48-52.
- [11] Manuel Gotz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mors, et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review[J]. Renewable Energy, 2016, 85: 1371-1390.
- [12] 倪萌, Leung M K H, Sumathy K. 电解水制氢技术进展[J]. 能源环境保护, 2004, 18(5): 5-9.
- [13] Sebastian Schiebahn, Thomas Grube, Martin Robinius, et al. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40: 4285-4294.
- [14] 黄艳辉, 廖代伟, 林国栋, 等. 煤制合成天然气用甲烷化催化剂的研发进展[J]. 厦门大学学报: 自然科学版, 2011, 9(50): 21-23.
- [15] 宋鹏飞, 侯建国, 王秀林, 等. 绝热固定床甲烷化工艺反应体系的温控设计[J]. 天然气化工(C1 化学与化工), 2015, 40(6): 66-68.
- [16] 晏双华, 双建永, 胡四斌. 煤制合成天然气工艺中甲烷化合成技术[J]. 化肥设计, 2010, 48(2): 19-21.
- [17] Myriam De Saint Jean, Pierre Baurens, Chakib Bouallou. Parametric study of an efficient renewable power-to-substitute-natural-gas process including high-temperature steam electrolysis[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39: 17024-17039.
- [18] Saeed Sahebdehfar, Maryam Taryam That Ravanchi. Carbon dioxide utilization for methane production: A thermodynamic analysis[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 134: 14-22.
- [19] Chein R Y, Chen W Y, Yu C T. Numerical simulation of carbon dioxide methanation reaction for synthetic natural gas production in fixed-bed reactors[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, 29: 243-251.
- [20] 崔凯凯, 周桂林, 谢红梅. 二氧化碳甲烷化催化剂研究进展[J]. 化工进展, 2015, (34): 724-730.
- [21] 蔡梦蝶, 江成发, 成雪清, 等. 二氧化碳甲烷化用催化剂及其制备方法[P]. CN102600854A, 2012-07-25.
- [22] 邹鑫, 张晓阳, 胡志彪, 等. 一种用于二氧化碳甲烷化的铜基催化剂及其制备方法[P]. CN103551153A, 2014-02-05.
- [23] Gerda Gahleitner. Hydrogen from renewable electricity: An international review of Power-to-Gas pilot plants for stationary applications[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2013, 38: 2039-2061.
- [24] Gerda Reiter, Johannes Lindorfer. Evaluating CO₂ sources for Power-to-Gas applications-A case study for Austria[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2015, 10: 40-49.
- [25] Kötter E, Schneider L, Sehnke F, et al. Sensitivities of Power-to-Gas within an optimised energy system[J]. Energy Procedia, 2015, 73: 190-199.
- [26] Sean B Walker, Ushnik Mukherjee, Michael Fowler, et al. Benchmarking and selection of Power-to-Gas utilizing electrolytic hydrogen as an energy storage alternative[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 41(19): 7717-7731.
- [27] Christoph Budny, Reinhard Madlener, Christoph Hilgers. Economic feasibility of pipe storage and underground reservoir storage options for Power-to-Gas load balancing[J]. Energy Conversion and Management, 2015, 102: 258-266.
- [28] Claudia Lemke, Fabian Grueger, Oliver Arnold. MELY: Market model for water electrolysis-electrolysis' economic potential given its technological[J]. Feasibility Energy Procedia, 2015, 73: 59-68.
- [29] Christian Breyer, Eemeli Tsupari, Ville Tikka, et al. Power-to-Gas as an emerging profitable business through creating an integrated value chain[J]. Energy Procedia, 2015, 73: 182-189.
- [30] Meysam Qadrdan, Muditha Abeysekera, Modassar Chaudry, et al. Role of Power-to-Gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2015, 40: 5763-5775.
- [31] David Parra, Martin K Patel. Techno-economic implications of the electrolyser technology and size for Power-to-Gas systems[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2016, 41(18): 7527-7528.
- [32] Schneider L, Kötter E. The geographic potential of Power-to-Gas in a German model region-Trier-Amprion 5[J]. Journal of Energy Storage, 2015, 1: 1-6.
- [33] Editha Kötter, Ludwig Schneider, Frank Sehnke, et al. The future electric power system: Impact of Power-to-Gas by interacting with other renewable energy components[J]. Journal of Energy Storage, 2016, 5: 113-119. ■