



綠氫規模化應用仍需爬坡過坎

■本報記者 仲蕊

日前,工信部、發改委、住建部、水利部四部委聯合印發了《關於深入推進黃河流域工業綠色發展的指導意見》,提出有序推動山西、內蒙古、河南、四川、陝西、寧夏等省、區綠氫生產,加快煤炭減量替代,審慎有序布局氫能產業化應用示范項目,推動寧東可再生能源制氫與現代煤化工產業耦合發展。

當前,我國可再生能源裝機居全球第一,綠氫產業發展潛力巨大,以綠電制綠氫成為氫能產業可持續發展的行業共識。不過,目前綠氫產能僅占氫氣總產能的4%,我國綠氫發展仍有成本、技術、安全等一系列問題待破解。

■■面臨能效、安全、技術三大挑戰

今年3月,我國出臺《氫能產業發展中長期規劃(2021-2035年)》,明確了氫能戰略定位,強調發展氫能必須堅持清潔低碳的原則,要重點發展可再生能源制氫,嚴格

控制化石能源制氫。綠氫已成為我國氫能發展的必由之路。

需要注意的是,應用場景的轉變將帶來從氫到電-氫耦合的轉變。陽光氫能科技有限公司市場營銷總監監源在第二屆中日韓氫能產業高峰論壇上指出,從網電、恒功率、小規模到多種可再生能源大規模制氫,如何將不規則的電力轉變成安全穩定的氫能將持續為產業帶來考驗。

“目前,綠氫主要來自於綠電,由於電-氫轉化能效比電-電轉換低,因此從能效的角度出發,應該堅持宜電先電,氫電融合,減少轉化,經濟安全原則,通過氫電互補支撐長週期的穩定供能,解決電能難以解決的降碳問題。”有研科技集團首席專家蔣利軍表示。

在處理好氫電關係的基礎上,必須進一步解決好氫能自身問題。“當前綠氫應用面臨三方面挑戰:高成本和高效率、高安全風險、核心技術和裝備仍有卡脖子環節。”蔣利軍指出,為加快綠氫發

展,各國也分別提出了各自的綠氫成本目標。如美國希望在10年內將綠氫生產成本降到1美元/公斤,澳大利亞希望將綠氫生產成本控制在2美元/公斤,我國則希望在2030年將綠氫生產成本控制在13元/公斤。

與會專家指出,值得關注的是,今年我國在綠氫應用上已進行了一些探索,主要是在化工、分布式發電和加氫站等場景的應用,但總體而言還處於起步階段。“從技術角度看,短期示范、關鍵裝備、零部件和系統集成技術還缺乏長期的考核。從技術經濟分析的角度看,運行時間短,數據積累少,技術經濟性分析還缺乏實際數據的支撐。”

■■四大降本措施缺一不可

在上述專家看來,降低綠氫成本要採取政策支持、場景選擇、規模應用和技術進步四方面措施。“在氫能發展初期,這四方面的措施必須同時並舉,互相配合,才能有效的降低綠氫成本。”

在發展初期,政策的支持尤其重要。首先是低電價,以廣東省為例,《廣東省加快建設燃料電池汽車示范城市群行動計劃(2022-2025年)》率先提出允許加氫站內制氫,落實燃料電池汽車專用制氫站用電價格執行蓄冷電價政策,電價最低可以達到0.17元/度。今年深圳出臺的《深圳市關於促進綠色低碳產業高質量發展的若干措

施(征求意见稿)》等進一步提出了除按蓄冷電價之外,當電解制氫電谷電占比超過50%的時候,可以免收基本電費。

蔣利軍指出,低電價可以為綠氫的競爭力提供重要支撐。據測算,當電價為0.26元/度的時候,電解水制氫成本就可與天然氣制氫相競爭;當電價達到0.13元/度,成本可與煤制氫相競爭。

稅收抵扣方面,蔣利軍以美國為例表示,美國在今年發布的《降低通貨膨脹法案》中提出,對綠氫實行每公升3美元的稅收抵扣,經過抵扣之後,美國的綠氫價格可以降到0.73美元/公斤,可能是世界上最便宜的綠氫。與此同時還要與碳稅結合,以進一步提高綠氫競爭力。

綠氫應用場景的選擇同樣重要。我國氫能規劃明確,在2025年前要堅持就近利用的原則。“綜合考慮來看,近期應該以源端電氫協同就地利用模式,多元用氫,提高經濟競爭力和能源效率;採用受端電氫協同模式來發展分布式能源系統。這樣可以充分利用源端的低電價和受端的谷電來進行支撐,從而有效降低綠氫運行成本。”蔣利軍表示。

■■國際貿易將為綠氫打開新局面

除聚焦綠氫產業自身問題外,開拓綠氫國際市場,也將進一步利好綠氫規模化發展。國際氫能協會副主席、清華大學教授毛宗強表示,一般而言,我們常用“富煤、缺

油、少氣”形容我國能源資源稟賦,但從可再生能源的角度看,由於我國可再生能源豐富,因此同時還具有“多氫”的特點。

有專家表示,從國家層面來看,目前我國國家氫能政策框架搭建初步完成,通過頂層設計加示范應用補貼加地方產業規劃,共同促進整個產業鏈協同發展。“我國沿海區域近年來大力發展海上風電,結合長三角珠三角發達的交通路網,可形成綠色交通與綠色國際貿易產業,而在我國的北方以及西北西部地區有著得天獨厚的風光資源,通過風光制氫結合傳統化工形成一條完善的產業結構鏈。”

具體來看,我國西北部有約260萬平方公里的荒漠化土地。這些地區是發展可再生能源的可開基礎。我國的沙漠和戈壁沙漠面積達128萬平方公里。如果按照目前的技术,可以在這些沙漠和戈壁地區建設1280億千瓦的光伏發電。我國從領海線到專屬經濟區的可開發海域面積約60萬平方公里,資源可開發潛力約20億千瓦,約占我國海上風電開發潛力的75%。

“綠氫貿易將促使我國綠氫的超大规模制、儲、運、用技術產業升級,也有助於我國實現碳中和目標,應對國際碳稅挑戰。”毛宗強指出,我國應充分發揮綠氫地緣優勢,我國東部生產的氫氣可以向日韓出口,西部生產的氫氣可以向歐洲出口,由鐵路外運。同時,做到國內、國際雙循環,加強國際合作,充分利用“一帶一路”等利好政策。

油氣行業甲烷減排持續深入

■本報記者 梁沛然

在近日舉行的《聯合國氣候變化框架公約》第二十七次締約方大會(COP27)上,中國氣候變化事務特使解振華透露,中國已完成控制甲烷排放的行動計劃戰略,目前正在審批階段。未來,甲烷減排主要著力點在油氣、農業畜牧業、垃圾廢棄物三個領域,方案亦明確了相應目標、計劃和激勵性政策措施。

“甲烷減排可帶來經濟、環境等多方面收益,是應對氣候變化的重要手段,也是實現‘雙碳’目標必須完成的任務。甲烷排放的減少和控制將對提高油氣產業鏈的安全性和經濟性起到協同作用,有利於行業的可持續發展。”參與制定上述甲烷排放標準制訂的某業內人士說,“但企業仍面臨甲烷回收利用率低、經濟性較差、核算標準滯後等問題。”

■■治理必要且迫切

據聯合國政府間氣候變化專門委員會數據顯示,甲烷排放後20年內的增溫效應是二氧化碳的84倍,百年內是二氧化碳的28倍。目前,甲烷的增溫效應已造成了約30%的全球變暖。隨著全球甲烷監測步伐加速,甲烷排放量透明化有望加快推進各國開展甲烷減排頂層設計,催生甲烷人為排放源的治理需求。

2021年11月,中美發布《中美關於在21世紀20年代強化氣候行動的格拉斯哥聯合宣言》,我國表示爭取儘快取得控制和減少甲烷排放的顯著效果。在此前的主要經濟體能源與氣候論壇(MEF)領導人會議上,我國提出將制定甲烷國家行動計劃。

而在甲烷眾多來源中,油氣占到很大比重。國際能源署報告顯示,2020年全球石油和天然氣業務排放的甲烷略多於7000萬噸(約合21億噸二氧化碳當量)。在我國,能源行業排放的甲烷大約占甲

烷總量的50%左右。

對此,由“三桶油”聯合發起的甲烷減排聯盟在倡議宣言中明確,將加強甲烷排放監測、報告與核實(MRV)技術體系建設,推動甲烷監測計量系統化、常態化、規範化和國際化。同時,積極發展新技術,減少油氣生產過程對化石燃料的依賴。

“油氣行業作為高耗能、高排放行業,未來將面臨更嚴格的排放管控和減排措施。油氣企業應做好相關準備,提早籌劃並推行節能提效、清潔替代等措施,並大力發展新技術和低碳業務,做好業務接替準備。”上述業內人士說。

■■重點領域重點抓

清華大學2021年發布的《中國長期低碳發展戰略轉型路徑研究》綜合報告顯示,從2015年到2030年,煤炭開采過程排放占甲烷總排放比例分布在39%-44%之間,到2050年將有所下降,但是占比仍有25.5%。

有業內人士指出,作為我國目前最大的甲烷排放源,在煤礦開采過程中,煤层氣逸散的減排之路依然困難重重。

2008年我國制定並發布了《煤层氣(煤礦瓦斯)排放標準(暫行)》。但目前標準執行以及煤礦瓦斯利用存在不少問題,已與“雙碳”目標不相適應,亟須修訂並加強標準的執行力度。

山西省太平洋煤层氣研究院院長張遂安表示,煤层氣生產企業應對甲烷排放源加強管理,不斷優化完善現場生產工藝,落實甲烷溫室氣體泄漏點檢測與修復工作,實現排放源精細化、降低溫室氣體排放對大氣環境產生的影響。

“考慮到COP27後我國可能強化甲烷排放管控,油氣企業尤其是煤层氣企業,需要對自身甲烷排放情況摸清楚家底,積極開展產業鏈各环节排放核查和監測,實現精細化管控制,並配合國家建

立甲烷排放管控制制度和核算體系。”張遂安說。

■■儘快納入碳交易市場

油氣系統相對而言排放較為集中,初期減排成本可能較低,但達到一定階段後由於難度加大,減排成本也會有較大幅度的上升。整體來看,甲烷減排相關政策並不明朗,企業沒有執行“標杆”。“企業可以制定下降目標,但整體來看約束力較差。”上述業內人士說。

“此前,大家對甲烷減排技術整體關注度不高,技術路線細碎,不具備大規模應用的產業,目前的政策和標準‘查缺補漏’的性質更多。因此,還需進一步加強行業內監測技術和核算因子和制定,摸清油氣產業的甲烷實際排放情況。未來一定要將數據基礎做扎實。”張遂安說。

“應該加大政策研究力度,適時修訂煤层氣甲烷排放標準,強化標準的實施,完善促進甲烷回收利用和減排技術的激勵機制,研究制定甲烷減排技術清單和措施手段。”上述業內人士補充說。

據了解,生態環境部正在組織修訂《溫室氣體自願減排交易管理暫行辦法》及相關技術規範,研究將煤层氣開發利用項目作為溫室氣體自願減排項目,進入市場獲取減排收益。未來,隨著碳排放權交易市場的發展,煤层氣企業通過收集甲烷減少排放可以獲得自願減排收益憑證,並將其於碳交易市場上進行交易。因此,交易自願減排收益憑證或成其未來新的盈利模式之一。

張遂安建議,應當儘快將甲烷納入全國碳交易市場。“相對經濟型的甲烷的回收利用基本都採用了,有經濟回報的措施也都採用了。沒有採用的,主要還是因為單位成本比較高,企業在沒有額外經濟激勵和補貼情況下,很難主動減排。有罰有獎,企業才有動力去做這件事。”

近日,國際能源署(IEA, International Energy Agency)發布的《可再生能源2022》(Renewables 2022)報告(以下簡稱“報告”)指出,全球能源危機將史无前例地推動可再生能源發展勢頭。未來五年可再生能源的全球總容量增長將幾乎翻番,在取代煤炭成為最大發電來源的同時,並有可能將全球變暖限制在1.5攝氏度。

◆可再生能源將改變全球電力結構,成為最大的電力來源

全球能源危機,推動可再生能源的強勁發展。報告提到,近期化石燃料供應的中斷更加凸顯了可再生能源的安全效益,

歐洲海上裝機容量的份額將從2021的50%降至2027年的30%。

報告指出,未來五年,風能和太陽能發電量將增加一倍以上,在2027年提供全球發電量的近20%,並占全球可再生能源發電量增長的80%,這對電力系統靈活性提出了額外的要求。與此同時,包括水電、生物能源、地熱和集中太陽能內在的可調度可再生能源的增長仍然有限,儘管它們對風能和太陽能融入全球電力系統方面發揮著關鍵作用。

“未來五年,致力於生產氫氣的全球可再生能源產能將增長100倍,為工業和運輸業脫碳提供了機會。”報告指出,預計在2022-2027年期間,各大洲超過

國際能源署《可再生能源2022》報告指出:

未來五年可再生能源全球裝機增量或將翻番

■本報記者 楊曉冉

這使許多國家加強了支持可再生能源的相關政策。同時,全球化石燃料價格上漲提高了光伏和風力發電的競爭力。

“未來五年的可再生能源產能擴張將比我們一年前的預期要快得多。在2022-2027年,主要預測顯示,可再生能源將增長近2400GW,相當於中國目前的全部裝機容量。這比前五年增長了85%,比去年的報告預測增長了近30%,這是IEA有史以來最大的一次預測上調。”報告指出,在預測期(2022-2027年)內,可再生能源將占全球電力容量擴張的90%以上。預測上調主要是由中國、歐盟、美國和印度推動的,這些國家都在實施現有的政策、監管和市場改革,同時在應對能源危機時比預期更快地推出新政策。

到2025年初,可再生能源將超過煤炭,成為全球最大的發電來源。預計在預測期內,可再生能源在電力結構中的份額將增加10個百分點,2027年將達到38%。可再生能源是唯一有望增長的發電來源,煤炭、天然氣、核能和石油發電的份額將下降。

值得注意的是,報告提到,儘管中國逐步取消了風能和太陽能補貼,但隨著未來五年增長速度的加快,預計2022-2027年中國將安裝全球可再生能源電力的近一半。“中國‘十四五’可再生能源發展規劃”政策方針表現了其雄心勃勃的可再生能源目標、市場改革和强有力的政府支持。在主要預測中,預計中國將提前五年實現2030年的目標,即風力和太陽能發電總量達到1200GW。”

◆防止供應短缺,探索新的關鍵增長領域

到2027年,太陽能裝機容量有望超過煤炭裝機容量,成為世界上最大的裝機容量。報告預測,2022-2027年,累計太陽能發電量幾乎翻三倍,增長近1500GW,到2026年超過天然氣,到2027年超過煤炭。此外,全球風力發電能力幾乎翻了一番,海上項目占增長的五分之一。預計在2022-2027年期間,超過570GW的陸上風電容量將投入運營。全球海上風電增長加速,因為中國的快速擴張,

25個國家推出的政策和目標將使達50GW的風能和光伏發電能力重點用於制氫。其中,中國引領增長,澳大利亞、智利和美國緊隨其後。

到2027年,三分之一新的生物燃料生產將來自廢物及殘渣。歐洲和美國的運輸溫室氣體減排政策正在推動全球對廢物及殘渣的需求。美國的《通胀削減法案》政策獎勵溫室氣體濃度較低的燃料,推動生物燃料生產商專注於廢物及殘渣;在歐洲,現有的可再生能源政策和成員國政策也獎勵利用廢物和殘渣製造的生物燃料;新加坡和中國也在擴大利用廢物和殘渣生產可再生柴油和生物噴氣機,以服務於歐洲和美國市場。

◆應對挑戰,縮小當前可再生電力與“淨零”的差距

與此同時,報告明確了目前全球可再生能源所面臨的挑戰。首先,報告指出,可再生能源供暖的增長速度不足以遏制化石燃料的使用。

2022-2027年,用於供暖的可再生能源消費量預計將增加近三分之一。到2027年,可再生能源在熱能方面的使用率將從11%提高到14%。可再生能源目前受益於政策勢頭,在工業和建築部門,可再生能源在電力部門中的份額不斷增加,並更多地依賴電力供暖,包括通過熱泵供暖。然而,可再生能源的發展不足以控制化石燃料的熱消耗。

報告還指出全球可再生能源發展的加速案例:若各國能夠應對政策、監管、許可和融資挑戰,全球可再生能源產能將比主要預測增加25%。大多數發達經濟體在實施方面面臨挑戰,並需要可再生電力在供暖 and 運輸部門更快地普及;而在新興經濟體,政策和監管的確定性仍然是可再生能源加速擴張的主要障礙;最後,發展中經濟體由於電網基礎設施薄弱,以及無法獲得可負擔的融資等因素,阻礙了項目的及時投產。“如果各國能夠應對這些挑戰,全球可再生能源產能可能會增加近3000GW。這一更快地增長將大大縮小2050年淨零排放所需的可再生電力增長差距。”

中石化首套自主研發的兆瓦級PEM電解水制氫裝置投產

本報記者吳莉報道12月14日,中國石化首套自主研發的兆瓦級質子交換膜(PEM)電解水制氫裝置在燕山石化成功開車,產出合格高純度氫氣。該項目年產氫180噸,生產全過程實現零碳、零污染物排放,標志著中國石化質子交換膜電解水制氫成套技術實現工業應用,將有效助力我國氫能產業鏈發展。

綠氫是最清潔的能源載體,是實現工業低碳化和能源清潔化的重要手段。作為目前制取綠氫的最主要方法,電解水制氫具有制氫效率高、負荷範圍寬、無污染等特點,能適應可再生能源發電的波動性,滿足離網發電要求。同時,電解水制氫採用“零間隙”設計,體積小、啟停速度快、操作靈活,是一種理想的加氫站內制氫技術,將推動站內制氫發展,降低氫能成本。

項目由中國石化石科院和燕山石化共同開發和建設,應用了國產化程度最高的單槽兆瓦級PEM電解水制氫成套設備。相對於多電解槽組合而成的制氫裝置,單電解槽技術难度大,對材料和製造工藝要求更高,但其體積小、功率密度高、成本更低,是電解槽未來發展的主要方向。中國石化採取集成設計、一體成攪的設計理念,整體圍繞電解槽進行整體佈局和管路優化設計,設備占地面積不到40平方米。

電解槽是質子交換膜電解水制氫裝置的核心設備,中國石化自主開發陰極、陽極催化劑和膜電極,最大產氫量可達250標方/小時,功率調節範圍大,氫氣純度達99.999%。

據悉,項目採用的是“綠電”,產出的“綠氫”主要銷往北京、河北、山東等地區。作為北京市最大的氫氣生產和供應

企業,燕山石化已經被北京市房山區及大興區列入北京市氫燃料電池城市示范群制氫重点企业名單目錄,日供氫能力達4.5噸。

近年來,中國石化積極踐行綠色發展理念,致力於開發可再生能源電解制氫技術,滿足綠氫發展需求。此前,石科院和燕山石化合作開發建設的中國石化首套30標方/小時PEM電解水制氫示范站成功投用,標志著中國石化打通PEM制氫設備從關鍵材料、核心部件到系統集成的整體流程;中原油田兆瓦級可再生電力電解水制氫示范項目已經中交,投產後,將日產高純度綠氫1.12噸。下一步,中國石化將加快催化劑、膜電極技術迭代,整合相關產業鏈,進一步降低裝置成本,提高PEM電解水制氫技術市場競爭力。