

国网能源研究院发布《是荣光还是方向:世界500强的认知逻辑》报告,梳理近20年我国及全球上榜电力企业发展趋势变迁。虽然上榜电企数量已跃居世界第一,但——

我国电企盈利能力亟需提升

■本报记者 全晓波 张金梦

核心阅读

2001年,我国仅有1家电企进入世界“500强”,但在2020年,这一数字已达7家,全球最多。其中国家电网公司全球排名第3,成为全球电力行业中唯一进入榜单前10名的企业。但电力行业是重资产行业,权益规模虽大,整体盈利性却不强,资产负债率整体也较高,需持续关注经营风险。我国电企未来应更多依靠创新红利、高质量发展红利,努力成为占领能源革命制高点的世界一流能源电力企业。

1月26日,由国网能源研究院财会与审计研究所主办的“是荣光还是方向:世界500强的认知逻辑”研讨会在京举行。近20年世界500强企业变迁观察分析报告——《是荣光还是方向:世界500强的认知逻辑》(下称《报告》)同期发布。

《报告》显示,2001—2020年,我国上榜企业数量年均增速高达14.6%,2020年已达到133家,领跑榜单态势明显。其中,尤为值得注意的是,我国电力企业在500强排名中表现优异。2001年,我国仅有当时的国家电力公司1家企业上榜,到了2020年,这一数字已达7家,两大电网和五大发电企业均有上榜。我国也成为上榜电力企业数量最多的国家,其中国家电网公司全球排名第3、中国排名第2,成为全球电力行业中唯一进入榜单前10名的企业。

发展承压

“500强”上榜电企数量趋降

据介绍,此次研讨会旨在总结世界500强榜单揭示的世界经济发展格局变迁,探寻产业结构演变规律,总结中国经济高质量发展的挑战,研讨能源电力企业建设世界一流企业的成长路径,为决策部门、能源电力企业及科研工作者提供参考。

国网能源研究院副院长、国网(苏州)城市能源研究院院长李伟阳在会上指出,进入21世纪,世界经济呈现前所未有的融合竞争态势。“世界500强企业作为全球经济运行中最为核心和活跃的个体,营收规模占全球GDP的比重一直稳定在约40%,且与世界经济发展的变化趋势呈现出高度一致性,从而成为观察世界主要经济体发展变迁的重要风向标,以及把握不同行业演进方向的独特窗口。”

“从我们的研究来看,近年来世界500强榜单中,我国企业上榜态势强劲,印证了

我国企业的管理水平等软实力正在稳步提升。未来从‘大’到‘又大又强’是可以期待的。”国网能源研究院管理咨询研究所所长张勇指出。

据国网能源研究院财会与审计研究所研究员李阳介绍,20年来,全球电力行业上榜企业数量整体呈现出“先增后降”态势。“在2015年达到27家的峰值之后,伴随着能源电力经济绿色转型发展与全球电力企业频繁并购重组,电力企业上榜数量逐渐缩减,2020年总数为20家,且成长性总体趋降,这反映出全球电力行业整体规模有所下降。”

从经营视角看,《报告》显示,上榜电力企业营业收入占比整体也呈现“先升后降”:在2014年达到5.4%的峰值后,占比开始逐年下降,到2020年已降至4.1%。另外,电企利润率也与“500强”平均水平相比差距明显,且自2010年以来呈下降趋势,反映出传统电力行业面临转型冲击的态势。

反观我国,近年来,我国上榜电力企业仍处于规模扩张阶段。除数量上领跑全球外,我国上榜电力企业资产负债率也低于国外上榜电力企业,企业资产周转率基本处于领先水平。

提质增效

四大拦路虎“挡道”

谈及我国上榜企业的潜力,中国企业联合会研究员刘兴国乐观预计,未来我国可能会有200家企业上榜,仅以我国自身超大规模的市场容量,就足以为企业提供广阔的成长空间。“未来技术创新、品牌建设、国际化、企业资本与产业结构优化是进入世界500强企业高质量发展的方向。”

中国企业管理研究会会长、中国社科院研究员黄速建认为,我国GDP总量大概率会在2030年前超过美国,但人均

GDP估计要到2050年以后才会超过美国。“因此一定要保持清醒头脑。”

以电力行业为例,李阳指出:“由于电力行业是重资产行业,权益规模大,整体盈利性不强。虽然上榜电力企业资产管理质量优秀,但资产负债水平整体较高,经营风险需持续关注。”

根据国网能源研究院财会与审计研究所此前发布的《2020世界500强电力企业比较分析报告》,上榜的电力企业发展面临诸多挑战:一是宏观经济环境不确定性增强,用电量需求增长与政府监管加强效应叠加,电力企业单一盈利模式受到挑战;二是电力和天然气市场改革,可能会进一步影响能源价格;三是需要更加注重开展利益相关者关系管理,在积极优化经营环境上下更大功夫;四是电力企业整体负债水平较高,一方面可能导致电力企业运行效率降低,另一方面可能提高市场筹资成本,从而面临融资规模大、融资成本高的双重挑战。

李阳指出,未来我国上榜电力企业需要在盈利能力与发展潜力方面持续发力,不断提高发展质量。“在这种情况下,对我国电力企业而言,建立科学、全面、客观、辩证的认知逻辑极其重要。从这个角度看,世界500强企业榜单提供了很好的方向指引。”

转型升级

占领技术高点是关键

尽管我国上榜企业数量在2019年就超过了美国,但133家上榜企业总营收与美国121家上榜企业相比,差距仍高达1.1万亿美元。

“从电力行业看,我国上榜企业之所以表现突出,主要还是由于体制因素。对标国际同行,我国电力企业在能源清洁化转型、运营数字化变革、管理精益化转型

以及区域国际化发展方面仍待加强。”国网能源研究院财会与审计研究所所长李成仁指出。

《报告》认为,随着能源转型的不断深入,电力行业向低碳化、数字化、精益化转型趋势愈发明显,电力企业的管理、运营、服务、交易模式也将随之转型。

“未来,能源企业要适应我国工业文明的快速增长,一要注重推动技术变革,二要注重以满足消费者需求为导向拓展自身业务。”中央财经大学教授崔新健指出。

纵观全球,2020年上榜电力企业多为发输配售一体化运营企业。“以电力为核心的能源系统要求电力企业不能再单纯是电力企业,而是要向综合能源企业转型发展。其中的关键,便是要求电力企业在未来三五十年抢先在技术上占领高点。”中国电力联合会电力统计与数据中心主任助理蒋德斌说。

在李伟阳看来,未来我国能源电力企业,不但要有数量位居第一的荣光,更要在质量上引领世界电力企业发展的方向。“我国电力企业要在当前依靠经济总量和基础设施大规模发展推动而实现‘大与强’的基础上,努力引领世界能源电力发展方向,更多依靠创新红利、高质量发展红利,在建设具有全球竞争力的世界一流企业的国际竞争中制胜,成为占领能源革命制高点的世界一流能源电力企业,努力为社会创造巨大溢出价值,成为高质量发展典范。”



虽然2020年市场表现惨淡,但在相关支持政策陆续落地及“卡脖子”技术获得显著进展的背景下,业内人士普遍认为——

燃料电池汽车现强势回暖苗头

■本报记者 仲蕊

中国汽车工业协会(以下简称“中汽协”)近日发布的最新数据显示,继11月份较前两个月稍涨后,2020年12月氢燃料电池汽车产销数据再次下跌,全年产销量同比大幅下降,与电动汽车产销量的强势增长形成鲜明对比。

2020年9月,财政部等五部委发布《关于开展燃料电池汽车示范应用的通知》,进一步明确“调整补贴方式,以奖代补,开展燃料电池汽车示范应用”。业内普遍认为,随着政策支持和示范城市群的逐步明确,产业将在2021年迎来产销量大幅增加的拐点。

2020年产销数据不佳

中汽协数据显示,去年12月燃料电池汽车产销分别完成264辆和229辆,同比分别下降81.3%和83.7%,去年全年燃料电池汽车产销分别完成1199辆和1177辆,同比分别下降57.5%和56.8%。

去年4月,政府明确将推出“以奖代补”政策后,在技术要求、运营要求、补贴车型等不明确的情况下,企业与地方政府普遍倾向于先等待具体补贴政策出台,再据此调整生产计划,加上年初新冠肺炎疫情的冲击,导致去年前10个月氢燃料电池汽车产销量大幅下滑。

但事实上,9月补贴政策正式出台后,氢燃料电池汽车产销量却并未迎来预期中的大幅增长,9月和10月的产销量甚至

未能破百。

对此,一位不愿具名的业内人士指出:“各地政府和企业积极准备示范城市申报方案,并在最终示范城市群确定之前都不会进行大规模生产采购。因此对于绝大多数城市而言,明确其成为示范城市时,才是氢燃料电池汽车产销量大幅增加的节点。”

成本下降将引领产业发展

有业内分析认为,要实现氢燃料电池汽车的高质量发展,需要车辆购置成本及运营环节成本的下降。换言之,车辆除了满足示范要求外,还要在经济性上有竞争力,才能与燃油车、纯电动汽车比肩。

中国汽车技术研究中心高级工程师张长令表示:“整车成本中,燃料电池系统占比较高,燃料电池电堆作为系统的核心部件,更是降成本的关键所在。为有效降低成本,国内燃料电池电堆企业要具备规模化、批量化生产的能力,以及与批量化生产相适应的生产工艺等能力。面对即将来临的燃料电池汽车量产需求,电堆企业做到完善批量化生产工艺尤为关键;此外,还应不断提升电堆的技术水平,通过提高燃料电池功率密度和燃料电池电堆寿命,开发高性能电堆产品,进一步实现电堆成本的降低。”

“氢燃料电池汽车产业的降成本问

题,归根结底是要依靠规模化的燃料电池汽车示范运营和大规模商业化应用的带动。同时,燃料电池电堆及系统企业还应结合燃料电池汽车商业化推广及整车产品需求,加强技术创新和产品创新。”张长令表示。

“值得注意的是,2020年以来,我国燃料电池技术自主化及产品国产化取得显著进展。其中,一批燃料电池及核心材料、关键部件企业加强攻关,曾经的‘卡脖子’技术和产品已被逐渐掌握;同时,膜电极、碳纤维等技术国产化进程提速,将带来燃料电池成本显著下降。在车载氢系统方面,储氢瓶已实现批量化生产,更大规模的生产线也完成建立,车载储氢瓶价格持续下降。”张长令表示。

今年销量有望创新高

业内普遍认为,2021年,氢燃料电池汽车产业的发展前景较为乐观。

记者了解到,去年9月的燃料电池汽车示范推广政策落地,稳定了全行业和地方政府的信心,整车企业及燃料电池、加氢站、氢气企业在政策导向的基础上,逐渐明确了未来氢燃料电池汽车产业整体规划与发展方向。

同时,针对批量化百辆级以上的燃料电池汽车生产,整车企业、系统电堆等企业间也已实现较好的协调,示范城市群明确后将逐步开展生产与应用。

数据显示,截至2020年12月底,我国已累计建成118座加氢站。对此,张长令表示,此前,由于加氢站建设流程长、数量不足等原因,常常出现“车等站”的情况,制约了氢燃料电池汽车的规模化应用。如今加氢站的加速建设为氢燃料电池汽车的规模化示范提供了有力支撑。

“地方政府是燃料电池汽车示范推广的主体。”张长令直言。目前,随着地方政府的示范目标更为明确,各地政策体系进一步完善,氢燃料电池汽车的示范推广环境将迎来进一步优化。

“2021年氢燃料电池汽车产销量将迎来逆势增长,并有望达到历史最高水平。此外,投入示范运行的燃料电池汽车车型比例也将发生变化,原来的推广侧重燃料电池城市公交车和燃料电池物流车,而今年燃料电池城际客车和中重卡的推广比例将会提升。”张长令称。

上接1版

而且,供暖归口于城建司,其更关注安全保障等工作,减碳却被放在另一部门,管理交叉也导致这项工作未能引起足够重视。至少目前,供暖行业的碳排放基数是多少、如何设定峰值、哪些热源可以大规模替代燃煤等关键问题,官方暂未给出系统全面的分析和答案,大范围减排的方向、路线不明。”

丹佛斯中国区副总裁、气候方案事业部负责人施俊也称,供暖覆盖热源、热网及用户多方,其减排工作同样是一项系统工程,涉及供热链条上的每一个机构、企业,甚至个人。既需要从顶层设计入手,将其纳入国家大能源体系进行考量,也需要对现有供热链条实施升级改造,因地制宜寻找绿色、经济的热源,还要兼顾用户端,培养节能意识。“比如,供热系统若能像用水、用电一样按量收费,全面普及热计量,那么仅此一项措施即可带动北方建筑节能降低30%左右。但目前,自上而下的减排行动方案依然缺失。此外,供热行业长期享受补贴,一定程度上也会限制企业的转型动力。”

山东省热电设计院院长刘博表示,供暖是民生刚需,这一特殊性也增加了减排难度。“以山东为例,其燃煤发电机组的装机规模、供热量全国第一。全省330家燃煤热电企业,约9成机组同时承担居民采暖和工业供热,且多地市集中供暖需求仍在大幅增长。如何在降碳的同时保障民生是现实问题,行业因此比较慎重。”

“当务之急是找到真正绿色、稳妥的替代方案,再进行热源改造”

刘博认为,以煤为主的热源结构短期难以改变,对企业而言,提质增效是最直接的减排方式。“在山东一地,如果通过增加供热能力、技术改造和管理提升等手段,将热机组年均供电煤耗指标降至305g/kWh,那么全省年可减少煤炭消费750万吨,对应减碳排量2000多万吨。”

“从长远来看,供热行业碳减排是一项革命性工程,并非三五年就能完工,一动就是大动,也不像工业企业技改升级那么容易。由于涉及民生问题,改造成本大,后期再想返工更加费劲,当务之急是找到真正绿色、稳妥的替代方案,再进行热源改造。”上述专家称。

在付林看来,北方城市拥有大量成熟的管网,这一宝贵财富恰恰是改造基础所在。“过去为实现燃煤集中供热才配备热网,未来不烧煤,还要不要网?从经济性、舒适性来看,集中供热仍是理想选择,可充分利用现有热网,发展低碳、零碳的集中供热模式。”

付林提出,北方地区现存大量燃煤、燃气电厂及工业企业,由此排放的大量余热,可作为替代燃煤的首选热源。“建筑供暖要求室温保持在20摄氏度左右,理论上讲,只要能在20摄氏度下释放热量的热源,均可作为采暖热源。燃煤锅炉等方式反倒把高品位能源转换为低品位热源,浪费严重。把原先白白排掉的余热资源利用起来,体量大、成本低且相对集中,在有效替代燃煤的同时也不会新增碳排放。若能大面积推广,供暖行业有望在2050年前实现碳中和。”

中国工程院院士江亿进一步称,出于满足调峰需要、弥补水电枯水期出力不足等因素,未来北方仍需3—5亿千瓦燃煤、燃气电厂,其中3亿千瓦体量即可排放余热4.5亿千瓦。部分工业企业生产过程排放的1—2亿千瓦左右余热,大部分也集中在北方。此外,我国还将建设一部分核电作为零碳基础电源,其中50%以上位于北方区域。“除北京外,其他北方城市均可在周围100公里半径内找到适合的余热热源,通过长输供热、跨区域联网、多热源联合等方式实现供热。上述方式加起来,其中75%的余热资源合计达到6亿千瓦,可为170亿平方米建筑提供基础热源。未来北方城镇供暖面积预计约为200亿平米,剩余部分可由高效热泵承担。”

江亿还称,我国农村地区生物质资源丰富,折合8—10亿吨标煤。“生物质是目前唯一的零碳化能源。包括采暖在内,农村所用燃料折合约3亿吨标煤/年,未来需求不超过4亿吨标煤。由于加工不力、低效使用,这些资源远未得到充分利用,替代散煤效果可期。”

(本报记者卢彬对本文亦有贡献)

