

欧盟及葡萄牙、德国电力价格监管情况及启示

应欧盟能源总司、德国联邦网络管理局、葡萄牙能源服务监管委员会等机构的邀请，国家发展改革委价格司组团于 2018 年 9 月 9 日—18 日赴葡萄牙、比利时、德国三国，就输配电价监管、电力市场化改革和新能源价格机制等议题进行了交流，并访问了葡萄牙电力集团、欧洲能源监管理事会、德国稳达风电公司、德国联邦能源和水资源委员会以及欧洲能源交易所。现将有关情况报告如下。

一、基本情况

（一）欧盟统一电力市场有关情况。

1999 年以来，欧盟大力推进电力市场开放，旨在通过内部能源市场的开放融合降低欧盟整体能源对外依赖、促使成员国实现能源供应多元化，确保欧盟实现安全、可持续、可负担的能源供应。欧盟统一电力市场建设经历了从单个国家市场到跨国区域市场分阶段推进的过程，目前欧盟以日前市场联合为主要特征的统一电力市场已覆盖 23 个国家，初步形成了大范围资源配置的电力市场交易平台。

欧盟分别于 1996 年、2003 年和 2009 年颁布了三个能源改

革法案，提出了欧洲能源行业改革的整体框架和基本原则，用于指导欧盟各国的电力行业改革。欧盟的能源政策和电力体制改革围绕竞争、能源供给安全和可持续性三个基本原则展开。根据基本原则，提出了减排、提高可再生能源比例和提高能源效率等核心目标，以及实现目标的改革路径和关键时间节点。其中，2009年颁布的第三能源法案要点主要包括：一是将垂直一体化公司的垄断业务拆分出来；二是各国建立独立的监管机构，主要职能包括监督认证发、输、配、售的拆分是否符合要求，监管市场的有效性和公开公平性，防止操纵市场和价格，制订和监管垄断业务成本价格规则，监管垄断业务规划和投资准入，监管电网公平接入和开放、电能质量等，同时为促进各国监管机构合作和欧洲内部电力市场形成，欧盟成立了能源监管合作局（ACER）和欧洲输电公司联合会（ENTSO-E）；三是制定协调一致的电力市场和电网运行规则，促进电力市场融合和跨国电力交易；四是加强用户保护，电力用户拥有售电公司选择权，对弱势群体采取专门的保护措施等。

经过 20 多年的不断推进，欧盟内部统一能源市场建设已取得显著进展。根据 2014 年 10 月欧盟委员会发布的统一能源市场建设进展报告，欧盟统一能源市场建设正在持续推进并取得以下主要成果：（1）2008—2012 年间，电力批发价格下降了 1/3，天然气批发价格保持稳定；（2）用户获得了更多选择权；（3）修建了跨国能源传输设施；（4）跨国电力和天然气交易增长，由于通

用网络规则的使用，天然气传输管道利用效率提升；(5) 通过欧盟立法确保网络的公平无歧视开放，保证市场公平竞争和防范价格操纵。

(二) 葡萄牙基本情况。

葡萄牙电力市场属于伊比利亚电力市场的一部分。该国输电业务由葡萄牙国家电网公司(REN)垄断，收入由政府严格监管，输电商的主要职责是负责全国电网的规划、建设、运营、维护以及科技研发。配电环节，葡萄牙电力集团(EDP)是最大的配电商，拥有葡萄牙99%的配电网络，政府对配电商实行动态监管，对其成本和净资产补偿进行监督和管控，同时鼓励减少损耗，并给予投资激励。1995年，葡萄牙根据对欧盟第一能源法令的预期出台了电力法，决定放开电力行业管制、引入竞争。在西班牙批发电力市场建立后，葡萄牙借鉴西班牙的经验，并与西班牙当局持续讨论协商，于2001年签订协议，以葡萄牙加入西班牙电力市场的方式形成伊比利亚电力市场，根据该协议，为了在两个国家之间开展电力批发交易，两国决定增加互联电网容量，以减少输电约束。2007年7月伊比利亚日前电力市场的运行，标志着伊比利亚电力市场的正式启动。

伊比利亚电力市场中，输电资产与发、配、供电资产完全分开，除输电由电网公司垄断经营外，其他电力企业可以同时拥有发、配、供电资产并开展相应业务。为鼓励可再生资源 and 热电联产发电，市场中定义了特殊发电商，并给予电价或补偿政策的特

殊规定。由于管制用户的存在，设置专门的保底售电商承担电力普遍服务义务，负责向管制用户售电和从特殊发电商处购电。发、输、配、供电各环节中，发电侧双边交易和供电已实现完全自由化，用户可以自由选择供电商；发电侧的特殊发电商、输电、配电及保底售电商的收入仍受政府管制。

伊比利亚电力批发市场由远期市场和现货市场组成。其中，现货市场以小时为交易时段，采用电力库模式，主要包括日前市场、日内市场及辅助服务市场。葡萄牙和西班牙在同一个日前和日内现货市场进行交易，特殊发电商和保底售电商同样需要参与现货市场竞价；辅助服务市场分开，分别由葡萄牙和西班牙的系统运营商管理，就地提供，2014 年以后，两国开始尝试利用跨国输电线路进行三次备用交易。远期市场则主要向市场参与者提供通过金融交易进行风险规避的手段。

（三）德国基本情况。

德国地处欧洲中部，制造业发达，是欧洲第一大经济体，世界第七大能源消费国，也是欧洲电力装机、发电量和用电量最多的国家。近年来随着可再生能源的贡献越来越大，核能、褐煤和硬煤的份额正在逐步下降。2016 年，燃煤发电约占 40%，可再生能源发电占 29%。风能和太阳能是德国能源转型中最重要的可再生能源。德国高度重视能源转型，宗旨是：2020 年以前温室气体比 1990 年减少 40%，2022 年前关闭所有的核电站；2050 年提供安全的、可负担的、环保的能源。近年来德国电力需求增

长平稳，1991—2010年用电量年均增长0.7%，2010年以后，用电需求保持稳定。从用电结构看，排名前三名的分别是工业、居民和商业。德国销售电价水平在世界上处于最高行列，目前约为19.4欧分（约1.6元人民币，单位均为千瓦时，下同），其中居民电价约29.2欧分（约2.4元），大工业为11欧分（约0.9元）。

德国于1998年开始电力市场化改革，在发电侧和售电侧引入竞争、放开价格，对输电、配电实行特许区域垄断经营、严格监管价格。1998年，德国颁布电力工业法，修订了《能源经济法》，并通过《反限制竞争法》，开始电力市场改革，实现厂、网分开，在发电和售电侧引入竞争，输、配电仍维持原垄断经营。2000年先后成立了莱比锡电力交易所和欧洲电力交易所两家电力交易机构。2007年9月，欧盟委员会提出指令草案，将发电和供电从电网经营活动中特别是产权上实现有效分离，同时强化各国监管机构的权力和独立性，建立各国监管机构合作机制，设立能源监管合作机构，增强零售市场透明度。

市场业务方面（发电、交易、销售）：在发电、交易和售电三个板块中，尽管多个新公司在原有的四大公用事业公司（EON、RWE、EnBW、Vattenfall）之后逐渐发展起来，但四大公司在剥离输电资产后，依然涉猎发电、配电和零售等环节，并主导德国能源市场。零售市场竞争程度较高，终端电力用户可选择的供应商达到106家。电力交易分为现货和期货交易，其中现货市场交易由欧洲电力交易所负责组织，日前交易量占89%，日内交易量

占 11%，交易周期从 15 分钟到 1 小时不等。期权、期货交易由欧洲能源交易所负责组织，包括 1 年期、2 年期、3 年期和 4 年期及以上，其中 1 年期占到交易电量的 59%。电力市场竞争程度提高，促使发电环节电价由 2009 年的 8.4 欧分下降到目前的 5.6 欧分。

管制业务方面（输电、配电）：德国有 4 家输电企业和 880 多家配电企业。输电价格和连接用户数 10 万以上的配电企业（约 100 家）的配电价格，受 2005 年设立的联邦网络管理局监管；用户数在 10 万以下的 780 多家配电企业的配电价格，受各州监管机构监管。2008 年德国制定独立输配电价后，初期由于加强监管，输配电价有所下降，从 2008 年的 5.9 欧分下降到 2009 年的 5.73 欧分，但之后为接入可再生能源，对电网进行了大规模扩建和改造，输配电价呈上涨态势，2017 年达 7.48 欧分。

二、欧洲电力市场及电价改革的主要经验

除极少数地区外，欧洲各国电力市场基本实现发、售环节全面放开，输配环节受到严格管制。电力批发市场的建立、输电网准入、输配电价监管和售电市场的放开是其改革的关键。此外，欧洲国家在可再生能源价格机制方面也进行了有益的探索。

（一）电力批发市场的建立。主要包括三个部分。一是基于短期边际成本的现货市场。包括日前、日内和平衡市场等。日前市场将各机组的边际成本报价从低往高排列，以满足需求的最后一个机组报价作为市场出清电价，对所有机组进行支付，并决定

第二日各时段的发电安排。日内市场和平衡市场在发电前 24 小时至发电当时根据负荷和出力等预测变化进行电力交易，对日前市场交易结果进行调整，满足平衡需求。二是基于长期平均成本的中长期市场。供电服务商与发电机组间可签订中长期购电协议锁定价格，避免现货市场电力价格波动的风险，其价格是以现货市场价格为参考的长期平均成本，这是发电企业收回固定投资成本的一种手段。直购电协议既可以是物理协议，也可以是金融协议。三是建立容量市场弥补固定投资成本。由于现货市场价格是基于边际成本的出清结果，部分固定投资成本较高的发电机组，特别是新能源发电机组无法从现货市场中获得足够的收益维持经营。为此，一些欧洲国家建立容量市场，根据机组为系统提供的可用容量进行支付，与发电电量无关，换言之，不是买电量，而是买发电服务。

（二）输电网准入。欧洲电力市场的开放要求发、输、配、售各环节的拆分，同时开放输电网的准入，也就意味着其它用户也能按公开的费率缴费并获得输电服务，输电企业不应同时拥有发电资产或者不应对自有的发电资产提供优先于其它发电企业的差别服务。同时，批发市场建立之后，需成立专门的交易中心负责电力交易、出清和结算等市场运营业务。由于电力供应实时平衡和传输限制的物理特性，交易中心需要与电网运营商确认通道约束情况，并保证交易结果在系统中安全可行。为此，如荷兰等国家在市场开放初期，由电网运营商负责交易中心的运行，但

接受监管机构监督管理，确保市场交易公平公正。还有很多欧洲国家的交易中心独立于电网运营商，但仍需与电网运营商紧密协调，甚至保持电网运营商部分占股，来保证市场的安全运行。

(三) 输配电价监管。尽管欧盟正在推进统一欧洲电力市场，但输配电价监管仍由各成员国主导。在德国和葡萄牙电力系统中，输、配电均进行分开管理，并对电网公司采用收益上限的价格管理模式，主要特点包括：一是基于绩效的运营成本管理。输电系统资产组成及成本较为明确，对固定成本主要采用严格的成本核定法，考虑折旧和投资收益率。对运营成本则采用基于绩效的成本上限法，此方法不根据其实际发生的成本来决定收益上限，而是基于企业的绩效表现反推其准许成本。首先确定影响运营成本的主要绩效因子（如服务的消费者数量、提供的电能、输电线总长度等），建立经济模型计算出这些因子与运营成本之间的关系，最后根据企业绩效表现决定该年的运营收益上限。该方法能够避免判定企业运营支出是否合理的难题，有利于激励企业提升运营效率以获取更高的收益。二是要求监管周期内成本逐年下降。德国和葡萄牙均在每个监管周期内要求实现运营成本逐年下降，以刺激企业不断提高其运行效率。具体方法包括历史数据比较法与企业对标法。前者适用于仅有单个电网企业的情况，以葡萄牙为例，其要求监管周期内收益上限不断下降并且下一监管周期收益上限起点不得高于上一监管周期终点；后者适用于有多个电网企业的国家，如德国通过企业间的对标来评估其效率水平，在扣除

企业不可控成本影响后，将各企业的成本与绩效水平进行对标，效率水平相对较高的企业在下一个监管期内准许成本可维持在相对固定的水平，效率较低企业的年收益上限将在下一个监管期内面临较大降低。三是多部门共享监管数据。葡萄牙通过委托第三方机构的方式对电网企业的各项成本及运营数据进行收集和核查，这些数据将同时用于葡萄牙能源服务监管委员会的成本监审，并提供给财政部作为征税依据。通过多部门共享数据，一方面避免重复工作，另一方面实现了多部门联合监督，提高数据准确度。

（四）售电市场的放开。售电市场的放开可以促使售电企业整合用户，根据其特性和需求设计差异化的服务产品，提高服务质量。也可以激励用户侧根据价格信号做出响应，引导用户侧电力管理。在推进售电市场放开的过程中，葡萄牙等国家通过设置保底售电商，确保售电价格从管制向放开的过渡。初始阶段，用户既可以自由选择售电商，也可选择执行政府管制电价的保底售电商。待用户对电力服务产品逐渐熟悉后，再要求其转向独立售电商，仅对贫困用户等特殊用户继续执行管制电价。为了方便用户更好的选择售电商，德国设立了专门的网站平台，定期公布相关信息和数据，方便消费者比选。

（五）完善可再生能源价格机制。欧盟最早提出了可再生能源发展目标，根据各国电力系统和资源禀赋的差异，将目标分配至各成员国，并制定相应框架。但随着新能源比例逐渐提高，补

贴需求与财政支付能力、消费者承受能力之间的矛盾日益突出。为此，在鼓励可再生能源发展的政策工具方面，欧盟经历了从度电补贴到溢价补贴，最终向市场竞价过渡的过程。在此过程中，欧洲可再生能源标杆电价明显下降，德国 2015—2018 年小规模太阳能光伏项目的 10 轮竞标中，电价由每千瓦时 9.17 欧分下降至 4.33 欧分。2018 年的海上风电竞标中，甚至有几个项目实现了零补贴的平价上网。

三、对我国电力市场化改革的启示

与欧洲国家较成熟电力市场相比，当前我国电力市场化改革仍处于起步阶段，欧洲国家在市场体系建设、交易规则和价格机制设计、市场规范运行，以及运用市场手段激励清洁能源消纳等方面的做法值得借鉴。

（一）加快建立健全电力市场体系。葡萄牙、德国等基于短期边际成本的现货市场（日前、日内和平衡市场等），基于长期平均成本的中长期市场，基于弥补固定投资成本的容量市场，以及辅助服务市场、绿证市场、碳汇市场等共同构成了系统完备的电力市场体系。金融输电权期货合约、电力期权合约、差价合约等金融衍生产品进一步补充和完善了电力现货市场，为市场参与者实现价格锁定、套期保值、规避风险等提供了有效工具，促进了电力市场的安全稳定运行。当前，我国各地电力市场化改革主要是拿出部分机组开展单一的中长期电量交易，市场交易缺乏灵活性和流动性，辅助服务等其他市场也未进入建设议程，无法体

现不同时段电能成本和价值差异，不能反映峰谷电力平衡关系，难以发挥市场价格信号在时间、空间上引导资源优化配置的作用。应积极借鉴欧洲电力市场经验，把电力市场建设作为一项系统工程，精心设计包括现货交易、中长期交易、备用容量市场、辅助服务市场在内的现代电力市场体系建设框架，再明确建设路径和优先序。通过建立多层次市场体系形成不同类型发电之间、不同地区之间的利益补偿机制，用市场机制优化电力资源配置。

（二）建立健全统一市场规则。没有运行规则和监管规则就没有市场。统一完善的电力市场监管法规，协调一致的电力市场和电网运行规则，以及独立的监管机构，有力促进了欧洲内部统一电力市场建设。目前，我国电力市场建设主要采取地方主导试点推进的方式，电力交易规则以地方政府部门为主制定，发电企业、电力用户参与度低。部分地区在交易过程中较为频繁修改交易规则、人为设定交易供需比等，甚至把降低部分行业或个别企业用电成本作为改革的目标。在竞争降价压力较大的情况下，部分地方出现了发电企业价格联盟、市场垄断等问题。建议借鉴欧洲国家经验，加强顶层设计，加快架构电力市场交易规则和监管体系，统一市场规则，明确电力市场监管机构，逐步打破省间市场壁垒，促进电力市场规范有序发展。在输配环节“管住中间”的同时，既要放开、更要放好发电和用电两头，真正使市场在资源配置中起决定性作用，更好发挥政府作用。

（三）大力促进可再生能源发展和消纳。光伏发电、风电等

可再生能源的发展需要经济和技术两方面的支持。采用固定度电补贴的方式不利于发现可再生能源价格，降低激励成本，且随着可再生能源装机比例的提高，也会加大财政负担。德国对可再生能源项目采用“市场竞价+差额补贴”的方式发现真实成本，降低过高的补贴资金需求。为保证清洁能源发电优先上网，德国对电网调度制定了惩罚措施。以海上风电为例，当弃风率在年计划发电量的1%以内时，低于部分由电网调度按95%赔偿；超过1%时，则予以100%赔偿。此外，德国对可再生能源发电的选址、电网接入工程、消纳电力的方向和数量，都以严格的规划为前提，避免窝电、弃电；对电站建设实行投标保证金制度，以限制企业“跑马圈地”，其做法和经验值得借鉴。

（四）创新输配电价监管机制。德国输配电价格监管坚持激励约束相容的原则。把输电企业成本区分为可控成本和不可控成本，对可控固定成本严格成本核定，对不可控运营成本则采用基于绩效的成本上限法，以企业的绩效表现反推其准许成本；对880家配电企业的配电价格，以企业大量经营数据为基础建立管制模型，采用对标方式监管，激励企业提升运营效率以获取更高的收益。德国、葡萄牙输配电价格监管基本数据以税务等政府各有关部门对企业监管公用数据为基础，既保证了数据的真实性、准确性和完整性，也有利于降低政府监管成本。当前，我国已完成首轮输配电价改革，下一步应积极借鉴德国等国家经验，在完善各省级电网考核成本、效率、安全等指标体系的基础上，建立输配

电企业收益上限与绩效挂钩的机制，并通过规则设定，促使企业挖潜增效，提升运营效率。核定准许成本应注重将可控与不可控成本分离，引入各省级电网之间的对标机制，促进效率提升，并与财政、审计、国有资产管理、税务等相关部门共享企业基础数据，形成监管合力。

（五）积极培育零售市场。目前，我国注册成立的售电公司已有约6400家，售电公司的设立激发了市场活力。但如何推动售电侧加快市场主体、市场环境培育，形成有效的价格反映和传导机制，关系着能否真正形成电力市场化交易的竞争格局。欧洲售电侧市场的建设经验表明，形成售电主体和用户之间充分有效的互动，对用户侧的培育和对售电主体的培育同样重要，二者相辅相成，必须同时推进。我国现有的电力消费体制已相对固化多年，中小用户尤其是普通居民用户对于电力消费模式的惯性已经形成。当前在多途径培育售电市场主体的同时，应允许中小用户（包括居民用户）自主选择售电商。允许发电公司及其他社会资本投资成立售电公司，允许拥有分布式电源的用户和可提供供水、供气、供热等公共服务的行业及节能服务公司等从事市场化售电业务，为用户提供更多产品选择，提高用户用能节能水平。