



倪维斗 陈贞

中国可持续能源系统刍议

我国能源消费总量急剧增长,在新形势下,本文提出作为我国主力能源——煤的协同利用以及其他能源协同可能更有效地应对新的挑战,是我国低碳发展的关键。

协同(synergy)是各种能源根据自身的特点综合利用,包括与其他能源相互配合,发挥最大的效益。本文将重点描述煤本身的协同利用,进而分析和其他能源之间的协同,提出要达到这个目的所要解决的科学技术问题。由于要得到更好的协同,必须建立智能能源网络,使发达的信息技术和能源技术融合,以达到我国和世界能源的可持续发展。

2020年前我国可再生能源发展无法改变以煤为主的现实

由于我国能源消费总量的急剧增长,可再生能源(主要是风能、太阳能和生物质能)在2020年以前很难在总能源平衡中占有一定份额的比例,因此2020年以前可再生能源在份额上难以解决我国能源的主要问题。

目前,以美国为代表的高耗能国家,人均能耗为11吨标准煤左右;以欧洲和日本为代表的中等耗能国家,人均能耗为5-6吨标准煤。从可持续发展的角度,以及2050年我国要达到中等发达国家水平的目标考虑,我国人均能耗的稳定值争取控制在更低水平以及更加节俭的生活方式,例如将人均能耗定位于4~4.3吨标准煤。

在最可能情景下,2050年我国人口达到15亿左右,则总能耗65亿吨标准煤左右,取65亿吨标准煤作为2050年一次能源消费总量的“天花板”。按新的国家能源规划,“十二五”的能源总耗量是45亿吨标准煤。即使考虑了各种可再生能源、核电、天然气、石油需求等较快发展,并充分考虑节能的潜力和节俭的生活方式,2050年煤炭在一次能源构成中仍占40%,而年煤炭需求量不会低于25亿吨标准煤,未来40年(2010-2050)累计消耗的煤炭总量将在1000亿~1100亿吨标准煤以上。

1000亿~1100亿吨标准煤的协同利用是中国低碳发展的关键

目前中国年CO₂排放总量已超过70亿吨,中国正处于CO₂排放的上升期,在哥本哈根会议上,中国承诺2020年单位GDP的CO₂排放比2005年降低40%-45%。国际上更加感兴趣的是:未来中国的CO₂年排放峰值何时出现,绝对值是多少,80亿吨、90亿吨,还是100亿吨?什么时候会开始下降?从现在到2050年,中国累计耗煤将达1000亿~1100亿吨标准煤,如何利用好这1000亿~1100亿吨标准煤是我国能源工作者面临的大问题。对这个问题必须要有创新的思路和详细的规划。

超越临界燃煤发电(USC)不一定是煤高效利用的唯一重点方向

自1998年欧盟国家重点发展超临界燃煤发电(USC),至今10余年过去了没有实现商业化,计划可能还要延后。

我国600℃、28MPa超临界参数锅炉所用的材料主要是靠进口,1000MW级机组锅炉成本约5亿,其中2.5亿用于进口材料(应用于高蒸汽参数的锅炉)。但是,目前已运行的超临界锅炉已发生过热器管汽侧严重的腐蚀和氧化皮脱落等问题。若要进一步提高蒸汽温度(如720℃或以上)和相应压力,材料的腐蚀可能有新的问题。此外,材料的价格将进一步攀升。同时,由于环保要求越来越严,尾部烟气所需脱除的污染物标准越来越严,除SO₂、NO_x,还有Hg和PM2.5。温室气体CO₂在空气直接燃烧条件下脱除要耗费较大能源和成本。

因此,从长远看,燃煤超临界蒸汽发电从技术上、经济上、常规污染物的脱除上、CO₂减排上都存在先天性的缺陷,其主力军的位置可能会逐渐遇到挑战。

整体煤气化联合循环(IGCC)具有大幅度提高效率 and 减排CO₂的优势

燃用天然气的燃气/蒸汽联合循环(NGCC)近年来在技术上有很大进展,燃气初温从1100℃提高到1430℃,并且还在向更高温度前进。NGCC的热效率已从52%提高到了58%-60%。

燃气轮机是最具有循环最高温度潜力的动力机械。若把燃气温度提高到1700℃,则由其组成的NGCC的联合循环发电效率可达62%以上。

大功率高初温燃气轮机是IGCC、也是煤高效清洁利用的核心动力装备,真正做到燃气初温达1700℃或以上,还有大量的科学和技术问题需要解决。此外,IGCC的发展趋势看,在气化炉、氧气制备、净化工艺等多个方面还有大量的改进余地,热效率还有提高4-5个百分点的潜力。IGCC最大的优势是在燃烧前,在较高CO₂浓度、较高压力(4-7MPa)条件下,通过变换过程捕捉CO₂。显然,IGCC电站和煤粉电站相比,由CO₂捕捉所引起的建造成本和发电成本的增加要小得多。

随着燃气轮机技术的发展,低碳排放的煤基能源系统也已初见端倪,它将是2020-2030年以后解决中国核心能源问题的战略措施,即先进燃气轮机透平前温1700℃以上,压比35以上,合成气先脱碳处理,含氢60%-70%以上。捕捉后的CO₂或利用或埋存,使煤这类高碳燃料实现低碳利用。

煤基多联产是我国高效协同利用煤的重要战略方向

煤的协同利用包括生产产品之间的协同,如电、液体燃料、化工产品,也包括工艺手段的协同,如干馏、裂解、气化、合成、燃烧以及目前世界所关注的CO₂最佳移除点、CO₂利用的协同。

经过多年的示范、商业化实践,IGCC的可用率逐步提升,其主要问题是发电装机容量单位基本投资大,且不适用于经常变负荷运行。煤作为一次能源,它具有更好的全价利用的“天性”,完全可以根据需求采取协同的工艺路线,互相配合,简化流程,简化设备,降低成本,提高效率,生产出各种产品,如电力、化工产品……在成本上,由于这种协同,使电力生产和化工产品生产优势互补,从而克服了纯发电IGCC的缺点。

以煤气化为核心的多联产能源系统(煤基多联产)就是以煤、渣油或石油焦为原料,经气化后成为合成气(CO+H₂),净化以后可用于实现电力、化工、热、气的联产,即在发电的同时,联产包括液体燃料在内的多种高附加值的化工产品、城市煤气等。其中的清洁煤发电技术被称为整体煤气化联合循环发电,是洁净的煤气化技术与高效的联合循环发电的结合。

煤基多联产打破不同行业之间的界限,按照系

统最优原则对如发电、化工、冶金等生产中的物质流、能量流和火用流(Exergy)进行充分集成与优化,改变传统的工艺过程,实现气体成分(如氢碳比)、压力、温度、物质、燃料“品质”等的梯级利用,这种多联产系统在化工产品、液体燃料和电力之间可按市场需求或是发电的“峰-谷”差进行适当调节,有很好的灵活性,可以达到系统的能源、环境、经济效益最优的目的。

目前,我国由于资源特点,现代煤化工发展迅速,新过程、新技术、新催化剂不断出现和掌握,为煤的协同利用提供新的动力和技术支撑。我国应有充分信心,在煤的协同利用方面引领世界潮流。

中国减排CO₂应从煤化工开始逐步过渡到“IGCC+多联产+CCUS”

如果煤直接燃烧,因为烟气中CO₂浓度低(浓度大约13-14%,70-80%都是氮气)且压力低,处理的烟气体积流量大,收集起来很困难,而且以目前的技术,将发电厂烟囱里的CO₂分离出来,处理后埋入地下,在纯燃煤发电效率会降低11个百分点。

在IGCC多联产系统中,从煤气化后的合成气中捕捉高浓度、高压的CO₂,相对较容易,虽然也要耗能,但是效率降低大概为6-7个百分点。所耗费的能量与成本比常规电站烟气中捕捉CO₂低得多,且IGCC多联产系统有多种产品,在成本方面可以实现互补,单位电能耗水少,能量可以得到综合利用,又能够提供较低成本的CO₂的减排办法。因此“IGCC+多联产+CCUS(CO₂的捕捉、利用和埋存)”是中国CO₂减排的战略方向。

中国应当按照国情走自己的路,从现在开始考虑分阶段逐步推进减排CO₂的问题。目前我国正大力发展煤化工(甲醇、二甲醚、MTO、MTP、直接煤变油、间接煤变油等),在煤化工过程中排放的CO₂已经具有很高的浓度和压力,而实际的情况是这些“现成”的CO₂都直接排放到大气中。如我国每年仅甲醇生产排放CO₂4000余万吨,总量巨大。因此,我国的CO₂减排应从煤化工做起,国家应以政策支持,如碳税、补贴等,在此过程中,对CO₂的处理(化学、物理应用、运输、埋存等)积累经验。

考虑未来清洁煤发电,“IGCC+多联产”应尽快地示范,逐步走向大规模发展,按CO₂减排需要逐步过渡到“IGCC+多联产+CCUS”。从直接燃煤电厂烟气中捕捉CO₂,在目前技术条件下需要耗费大量的能源资源和投资,在这方面我们也需作研究和小规模示范,但是大规模的商业实施还需要观察一段时间。

实施“IGCC+多联产”能源战略刻不容缓

尽管目前IGCC发电电价成本较高,但是考虑到将来对污染物二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、汞的控制要求,以及下一步要进行CO₂的捕捉、利用和埋存,目前可行的是可以通过多联产化工产品来降低成本。

近年来,新建的几亿kW的电机装机容量基本上是煤直接燃烧的超临界、超超临界发电机组。如不及时考虑IGCC+多联产的发展,从某种意义上来说,这就意味着今后一段时期内我国电力发展的技术路径将被锁定在煤直接燃烧发电的模式上。一个能源系统的发展与成熟需要多年时间,现在不推进IGCC多联产示范就会延误时机,将来再要做付出更大的代价。

煤基多联产所生产的液体燃料,尤其是甲醇和二甲醚是绝好的煤基车用替代燃料,可以有份额地缓解我国石油的短缺。同时,甲醇还可以用来生产烯烃和丙烯,用煤化工去“替代”一部分传统的石油化工,以减少石油消耗。

煤基多联产系统组成部件的绝大部分技术是成熟的,如大型煤气化装置、各种化学反应器和相应的催化剂、燃用合成气的燃气/蒸汽联合循环等。中国已掌握多联产的“龙头”技术——大型煤气化技术,并且已有成功的工业化应用;兖矿集团在山东的IGCC发电与甲醇联产装置属于世界首创,已实现长周期稳定运行,并实现了连续赢利。兖矿的煤基甲醇—电联产系统总能源利用效率达到了57.16%,较同比甲醇、电独立生产系统提高了3.14个百分点,供电效率折算达39.5%(同比自备电厂为29%)。只要我国各部门(煤炭、化工、电力)打破行业界限,通力合作,加上国际合作,推广多联产在中国的应用,可以深入挖掘提高能源利用效率、减少环境污染的潜力。

化石能源和可再生能源的协同利用

2010年我国风机装机容量达4182.7万kW,位居世界第一。据统计,我国已安装的风机大约有30%没有并网,即使有些风场已并网,也由于种种原因被限制发电,形成能力的浪费。

我国大规模风电如何应用?怎样和其他能源协同考虑是中国比较特殊的问题。是否大型风电场并网运行是唯一出路?

中国有大量的耗能工业,如氯碱(每吨耗电3000kWh)、电解铝(每吨耗电15000-16000kWh),这些工业都由电网供电,且要从高压交流通过降压、整流转换成低压、直流电。经过科技部“十一五”“973”项目“非并网风电”,提出风电和电网的协同利用。根据实际情况,可以是风电为主,电网为辅,或反之,或是两者之间有其他分配比例,已初步得到成果的有电解铝(采取保温和调节电解液成分)、氯碱工业、海水淡化、电解水生成氢气和氧气以及为油田大量抽油机电泵等。

还可以仔细研究和开拓其他的用途,只要用电对象对电的波动性没有严格要求,电网可用来对风电进行互补和支撑。

另一个值得深入探讨的是风电和我国快速发展的煤化工的协同。由于我国风电丰富的边远地区,恰好煤炭资源也十分丰富,输煤、输电都有一定难度。并且面临着如何利用这些资源给全国提供清洁能源和发展地方经济的问题。

其中一个例子是风电和甲醇生产的协同。风电和甲醇协同生产系统的主要思想是:非并网风电电解水产生氢气和氧气;其中氢气作为提供气化炉所需的氧气;氢气与气化炉生产的富碳合成气掺混,将氢气和一氧化碳的比例(H₂/CO)调整至甲醇生产的合适比例。与传统的煤基甲醇生产系统相比:此协同系统省去了昂贵且高能耗的分空装置;大大减少了变换的气体量;同样的煤量,两者协同方案,甲醇的产量增加约1倍;煤中大部分碳元素进入甲醇产品而被利用,大大减少了CO₂的排放,从而达到能量和资源利用整体最优的效果。这是结合我国资源分布特点,现代煤化工与风能协同的一个范例,既解决风电的利用,又解决了受人们诟病的煤化工大量排放CO₂的问题。

近年来,由于很多大城市渴望得到更多的清洁

能源,很多煤资源丰富地区(尤其是边远的新疆)和大企业都把眼光投向合成天然气(SNG)的新产业链。虽然从煤转换成SNG能效只有60%左右,但长输气管线在远距离输运方面更为高效,在终端应用上,由于是清洁气体燃料,可以采用各种先进用能系统、技术与设备(如分布式供能、热、电、冷三联供)加以高效应用。这样,从整个产业链考虑可能得到提高总体能源利用效率和减排CO₂的好处。这里,一个关键问题仍是煤制SNG时CO₂的排放和处理。若把风电和SNG两者协同起来,通过风电电解水得到氢气和氧气,则可像上面甲醇生产一样,成倍地增加每单位煤量SNG的产出,大大减少CO₂的排放。

从整个能源系统看,这类的协同值得从系统高度进行深入研究,解决必要的科学问题和技术关键。尽快地进行示范,并在此基础上进一步应用推广。对这类地区的战略安排应及早规划,否则,会形成技术路线锁定,将来要改变不得不付出更大的代价。

储能和各种能源互补方面的协同

可再生能源发展与蓄能

由于太阳能、风能分布的间歇性及随机性,给其利用带来很大的困难。一些随机电源接入电网,当份额较小时,不会对电网造成大的不利影响;但大规模、大比例份额的随机电源接入,仍是一个技术上未解决的难题。所以,随着可再生能源的发展,非并网利用和能量存储问题显得越来越重要。

电的储存虽经过多年努力,大规模储存还没有技术上的根本性突破。将来,由于可再生技术的应用,一些中小型的分布式电网在整个电力系统中也会占一席之地,蓄能(也包括蓄电)装置也是一个关键。此时,蓄能以什么为载能介质是一个值得探讨的问题。

根据各个国家的具体条件,各种能源应从可持续发展能源系统的角度协同发展,各自“扬长避短”。不连续、随机性较强的能量(各大型发电装置的多余电量、风力发电、太阳能发电)变成大规模高效利用、可调度的能量,是现代电力系统面临的重大战略课题,高效大、中、小规模储能问题越来越突出。大规模蓄能系统中,除抽水蓄能外,有发展潜力的是压缩空气蓄能(如与不稳定风电的协同),Brayton和Rankine整体化循环(与核电和超超临界界的谷电协同)。

压缩空气蓄能

压缩空气蓄能是在用电低谷或不稳定的风电,用电动机驱动压缩机工作,将空气由大气压缩到贮藏室。在用电高峰时,利用外界附加热量(如天然气燃烧)加热空气,然后热空气通过透平做功,驱动发电机发电。

德国的Huntorf电站建于1978年,Huntorf电站系统的效率在42%左右。若在高压燃烧室前配置废热回收装置,利用经过低压膨胀后的废气来加热刚离开空气储藏室的冷空气,可以提高效率。这种系统的典型代表为美国的McIntosh电站,建于1991年,其效率达54%。

Brayton和Rankine整体化循环系统——用于火电、核电在储能的协同

目前由于人民生活水平的提高,尤其是大中城市,用电负荷的峰谷差越来越大,有时达50%。为保证可靠的电力供应,削峰填谷是电力系统和电源十分头疼的问题。一方面对火电“上大压小”政策的实施,关停20万kW以下的机组,甚至30万机组,使越来越多的大型机组不得不承担调峰任务,大型机组在稳定和满负荷运行有较好的经济和环境效益。另一方面,核电正快速发展,核电要求稳定和基本负荷运行。

再者,可再生能源发展迅速,尤其是风电,而可再生能源随机性和波动性大,其消纳也是面临的重要问题。所以,电网调峰和大规模蓄能一直是未解决的难题,需要发展先进的大规模调峰、蓄能系统。基于Brayton—Rankine整体化循环的调峰电力系统是有潜力的解决方式之一。

Brayton和Rankine整体化循环系统中,作为主要燃料煤和H₂的热能作为“原料的‘梯级利用’”,循环的前半部分给给水加热到600℃的过热蒸汽由煤“负责”,通过外燃来达到。循环的后半部分,过热蒸汽温度要提升到1400℃-1500℃,外燃已无法完成,只能通过氢氧在燃烧室内燃完成。即在常规汽轮机发电系统上加氢氧燃烧附加装置,经初步分析,在这个系统中,H₂的能量转换效率可达62%,并使整个系统的热效率从常规的超临界蒸汽发电44%的热效率提升到52%以上。

这样可以说,两种燃料各司其职,氢气“站”在煤的“肩膀”上发挥作用。此系统把内燃和外燃结合起来,克服常规的Brayton和Rankine循环固有的缺点,发挥它们的长处。最有效地利用氢气起到削峰填谷的作用。

这种循环如若只为了提高效率,由于功率大,要求连续运行,氢、氧的存储是个大问题,所以,最好是从大规模储能角度加以应用,作为常规超临界汽轮机发电机组的“附加装置”。在用电高峰时,“附加”装置投入,可以增加输出功率约100%。

集中和分布式供能的协同

现代化的能源系统,不仅要求高效率,而且需要足够的灵活性和安全性,此外能源供应和终端能源需求在形式和距离上,也应更加靠近,减少转换、运输、存储的环节和消耗。因此,当前人们又开始探讨如何从集中式的能源系统向转集中和分布式能源系统的协同问题。

分布式能源系统直接安装在用户端,通过现场的能源生产,辅以各种控制和优化的技术,实现能量的梯级利用,同时减少中间输送环节损耗,达到资源利用最大化。分布式能源系统的一次能源以气体燃料(天然气等)为主,可再生能源为辅,可以利用一切当地可获得的资源。

分布式能源系统有许多集中能源系统所不能实现的优势,主要体现在:(1)能量利用效率高。(2)就地生产,就地利用,能量传输的损失小。(3)各种能源源的协同配合,使用效率发挥到最优状态。(4)能源系统的安全性高。

由于分布式能源的这些优势可以弥补集中式能源系统在效率和可靠性上的不足,将来的能源系统应当是分布式能源和集中式能源协同供应的能源系统,以及在分布式能源系统内部,各种能源的协同利用。分布式能源系统在欧洲已经有很大的发展,尤其是丹麦、荷兰、芬兰等国,分布式能源的发展水平居世界领先水平。美国、加拿大、英国、澳大利亚等国在经历了大停电事故后也意识到了建立分布式能

源系统的重要性,促使它们推进分布式能源系统的建立。

在中国,关于分布式能源技术应用的经验较少,缺乏系统科学的解决方案和符合中国实际的优化决策控制体系。但是,目前也已经有一些成功的案例,比如北京燃气集团的三联供项目通过燃气内燃机和余热热机对接,为3.2万平方米的楼宇提供全部的冷热电,已经安全运行5年。中国应该给分布式能源系统的发展投入更大的支持,最主要的是要在系统控制和优化上进行更多的探索。

电网、天然气网、热(冷)网及水网的协同

近年来由美国发起,全世界各国都在进行智能电网的发展。建设智能电网,最主要的是调动各种电源点的潜力和“积极性”,尤其是不同规模的可再生能源的接入,大到GW级的大风电,小到个人屋顶发电。各种余热、余压发电,各种生产过程的联产发电,各种分布式微电网都能发挥应有的作用,从发展角度来看,电源与用户一体化的倾向越来越强。

但是,正如上一节分布式供能系统所说,对电力的需求只是人们对能源服务的一个方面(是最主要的),除此之外,还有供热、供冷、气体燃料、用水的需求。所以随着电力的发展,城市天然气网、城市热网和城市水网,近年来也得到相应的发展。这些网从本质上相互协同、相互耦合、相互支撑的,可以统称为能源网。随着电网的智能化,必然会带动天然气网、热网、水网的智能化,使其成为一个智能整体。

在热网方面,一个明显的例子是北方城镇的冬季采暖能耗1.5亿吨标准煤,中国城镇民用建筑能耗的40%,随着大型城市的发展,目前面临热网严重不足和现有热网输送能力不足的问题挑战。其出路是发电与供热协同,一方面采用300MW或更大容量的汽轮发电机组作为核心,推广热电联产、集中供热,另一方面利用吸收式热泵技术“拉大”供回水温差,(例如供水130℃,回水15℃-20℃),使原通过发电厂冷却水塔排入大气的热量(约占汽轮机最大供热量的20%-50%)被利用起来,同时也使已建成的城市热网输送能力提高近一倍,形成一个新的供热网络。

虽然中国对天然气的需求迅速增长,但对天然气的高效应用仍没有一个科学的论证和明确的说法。对大型城市来说,除了每天24小时对电、热、气的需求各不相同,更为困难的是一年四季的需求差别。两者都有较大的峰谷,且刚好相反,而储气问题和储电问题到目前仍没有得到很好解决。若把城市中天然气应用划分成若干个层次,从大规模热电联产到大小不同的局部分布式能源系统,各个局部之间,各层次之间进行优化、交互和调控,从长远来看,形成一个智能电网也是一个趋势。

如何节约用水,如何来规划不同用途的水(如纯净水、生活用水、工业用水、绿化用水)的水化配置,各种水源的合理开发(包括海水淡化、中水深度净化),以及水的供给、回水处理等……这必然形成网络,都和能源息息相关,相互促进、相互制约。

因此,为了更好地协同利用各种能源,除了电网已逐步向智能电网发展,天然气网、热网、水网也必然向这个方向前进。四网(或更多)协同,形成以智能电网为主干的智能能源网。

建立可持续能源系统——各种能源协同的IDDD+N原则

转换整合化(Integration of the Processes)

转换整合化就是要打破不同行业之间的界限,按照系统最优原则对如发电、化工、冶金等生产中的物质流和能量流进行充分集成与协同,改变传统的工艺过程,达到系统的能源、环境、经济效益最优的目的。

需求精细化(Differentiation of the Demand)

对终端用户的用能需求进行精细的分解,按不同的用能需求,需求的不同层次和动态变化,为能源供应、规划配置提供指导信息和基础。只有在终端需求精细化的基础上,多样化的供应才能更程度地满足能源系统的需求,可再生能源才能在能源系统中起到较大的作用。

供给多样化(Diversification of the Supply)

各种能源都具有自身的特性,需要重点研究的是各种能源能做什么,而是它们在整个协同能源系统中应该做什么,并尽量用较少的能耗代价满足终端用户精细化的需求。

布局分布化(Decentralization of the Grid),集中和分布的协同

在可持续的能源系统中,因地制宜地进行分布式布局,集中电网、分布式电网和离网运行相协同,不同种类的能源应当以互补的方式进行协同,提高能源供应安全性。从目前传统的电网过渡到“智能电网”(Smart Grid),进而在大城市范围内将发展成“智能能源网”(Smart Energy Grid)。

调度、控制、管理智能网络化(Network)

灵活性、可控性、可靠性,在线静态和动态的优化都是能源系统面临的新挑战。快速发展的信息技术可用于促进新的可持续能源系统的建立,如数据挖掘、网络传感、在线监测、数据分析、数据挖掘、数据预测等,特别是针对具有较强随机性和不稳定性可再生能源;建立广覆盖面广的能源信息平台和多层次优化的网络;充分利用信息技术,在全国、各省市、各地区全面搜集、整合、细分各种需求和供给信息,进行多层次协同优化。最近快速发展的云计算将会提供有力的技术支持。

上面几点可以简称为“IDDD+N”。由于能源供应多元化、转换多元化,终端需求供应一体化,尤其是气候变化问题的严重性,能源技术(Energy Technology,ET)将要有一个十分大的变化,时间尺度在30-50年左右,且世界各国都不会一样,中国更有其特殊性,因为无先例可循。除了能源技术的进步外,信息技术(Information Technology,IT)的深度介入必不可少,因为能源系统是一个庞大的系统工程。ET和IT的融合是必然趋势。

建立各种能源分层次协同的可持续能源系统,实施IDDD+N原则是一个渐变过程,但目标要明确,政策要清晰,措施要果断,应将IDDD+N的原则和要求,分解成各行业、各地区的实施细则,建立大小不同的可操作的模板和示范工程。弄清现有系统分阶段、分层次向IDDD+N靠拢的路线图。国家应有专门的机构,多方面加以牵引,向这些模板靠拢,如规章制度、鼓励政策、价格政策,各种国家资助(立项与资金投入)、科研和工程中心建立、人才培养、民间投资引导等。

(本文作者倪维斗为中国工程院院士,清华大学教授,陈贞为清华大学博士研究生)