

OFweek 智能电网半月观察

2012.07.16-2012.07.31

目 录

目 录.....	1
【中国电动汽车跑慢了?】.....	2
【国家电网专家详解破解“弃风”、并网难题】.....	7
【两大电网押错电动车：换电池模式被否?】.....	13
【美国民众的智能电表反对运动】.....	17
【国网“大鳄”出“绝招”杀入新一代宽带网竞争】.....	21
【可再生能源并网：创新、变革让“风光”发展可持续】.....	24
【浙江杭州研发电动汽车全自动底盘换电技术】.....	32
【智能变电站的概念及架构】.....	34

中国电动汽车跑慢了？

李先生至今都在为未能成为 MINI E（宝马 MINI 电动车）在中国的首批 50 位实路测试者而感到遗憾。

以居住条件来说，拥有独栋别墅和私人车库的李先生在 2010 年的所有申请者中都属条件上乘，但问题出在了充电桩的安装上，在与负责安装充电桩的国家电网和小区物业进行三方角力后，李先生的电动车梦只能止步在离车库 500 米远的小区门口。

那一年，电动车热潮正席卷中国，从政府、商家到消费者都为“中国在电动车上与欧美站在同一起跑线上”以及“引领全球汽车业的一个电动车技术热潮”的憧憬所鼓舞。但两年下来，作为横亘在消费者和电动汽车之间的主要障碍之一，充电桩的安装仍是电动车使用者们面临的一大难题。

日前，MINI E 在中国的实路测试报告出炉，这是企业首份公开发布的电动车在中国的实际使用报告。结果显示，在“理想的”使用环境下，电动车的技术参数完全能适应日常生活需求。但对更多的中国车主而言，以过去两年的发展速度来看，找到这样合适的车型、拥有专门安装的充电桩，并不是短期内可以期许的事情。

事实上，没有找到解决方案的不仅仅是充电问题。7 月 9 日，《2012 中国汽车产业蓝皮书》发布，该报告认为，“中国电动汽车产业发展与国外差距正在拉大”。

同一天，《节能与新能源汽车产业发展规划（2012-2020 年）》（简称《规划》）正式出台，其中对中国电动车的产业期许从“实现跨越式发展”的豪言改为“提升产业整体技术水平”。

此外，2009 年《汽车产业调整与振兴规划》曾提出，2011 年中国电动车与插电式混合动力、混合动力汽车要形成 50 万辆产能，占乘用车总销量的 5%。如果达到这一目标，中国将成为电动车产业化方面的领头羊。

但来自中国汽车协会的统计显示，今年第一季度，中国汽车产销分别为 478.42 万辆和 479.27 万辆，其中电动车产销仅为 1655 辆和 1830 辆。

跑慢了？

中国电动车是在与欧美日同时起跑，然后跑慢了才落后的，还是本来就没站在同一起跑线上？这些问题再次引发对电动车发展进程的质疑。

最新《规划》称，新能源汽车产业发展将以纯电驱动为主要战略取向，当前重点推进纯电动汽车和插电式混合动力汽车产业化。在目标上，“纯电动汽车和插电式混合动力汽车市场保有量在 2015 年达到 50 万辆、2020 年累计产销量超过 500 万辆”两项主要目标得以保留。

相对于意见稿，《规划》在新能源汽车销量占比和硬件设施铺就的比例等量化环节进行了删减或者更新，业界评论认为更加务实。

不过“务实”的转变似乎是以过去两年间电动车进展缓慢为代价。《2012 中国汽车产业蓝皮书》指出，中国以纯电动、混合动力商用车为代表的新能源汽车在产销规模、自主品牌占据市场主流地位等方面与美国、日本相比已经落后，且电动汽车关键零部件技术发展滞后。

“电动车属于跨学科研发、生产领域，但在这个产业发展上我国正被国外拉开差距。”国务院发展研究中心产业经济研究部部长冯飞在《蓝皮书》中如此表述。

不久前，全球管理咨询公司麦肯锡发布的一份中国电动汽车调研报告显示，在过去两年里，中国电动车整体成熟度已从 2010 年 7 月的全球第三位降至 2012 年 2 月的第五位。

2010 年的前两名是美国、法国，而 2012 年初，德国和日本均超过了中国。两年间，虽然国际上都没有真正实现电动车的产业化，但欧美国家向量产化迈进的步伐显然更快。

来自中汽协的数据显示，2011 年国内生产新能源汽车仅 8368 辆，其中纯电动 5655 辆、混合动力 2713 辆；销售新能源汽车 8159 辆，其中纯电动 5579 辆、混合动力 2580 辆。同期，美国共卖出电动车 1.8 万辆，今年的目标是 6 万辆。

业界习惯于将电动车的产业化节点划定在 2010 年，那一年，“新能源补贴试点办法”出台，纯电动车成为鼓励发展方向。随着十城千辆和各车企、地方电动车示范区的建立，百亿投资毋庸置疑。

“当时在战略选择上确实有些过于超前”，罗兰贝格一位不愿透露姓名的分析师表示，就技术先进性和应用上而言，国内电动车与欧美日相比差距还比较大。

某业内专家坦言，虽然两年前披露的意见稿中诸多目标有着不理性的冒进，但这也并不仅仅是这两年的问题。

根据新发布的新能源汽车发展十年规划，中国计划到 2015 年实现纯电动与混合动力销售 50 万辆，2020 年 200 万辆。与发达国家电动车的发展规划相比，这一目标并不高，甚至还有点“保守”。但这一目标在不少政府与企业人士看来，很有“挑战性”。

据了解，日本的目标是 2020 年电动与混合动力等“新一代汽车”总销量要占新车销售的 50%，全国要建成 200 万个普通充电站、5000 个快速充电站。美国则提出 2015 年插电式混合动力与纯电动汽车要达到 100 万辆。德国制定的目标则是 2020 年上路的电动车与混合动力车要到 100 万辆，2030 年至少要达 600 万辆。

产业化迷途

作为国家 863 电动车重大专项动力电池测试中心主任，王子冬负责国内电动电池上市之前的认证，同时负责国外产品进入中国的 3C 认证。他认为“电池研发在过去两年间有进步，但进步的没有人家（跨国车企）快，所以显得落后了”。

而对国内电池业的技术现状，王子冬曾表示，中国大部分的锂电厂家并没掌握锂电核心技术，也不可能跨越动力电池的技术鸿沟，绝大部分厂家是在借概念圈地圈钱。

他同时披露说，国内锂电厂家生产的动力电池的确很便宜，但用一年退货的很多，甚至出现着火故障，问题出在电池串联质量上。

目前引入国内的跨国品牌车型包括日产聆风和通用 Volt，但由于价格过高和对电池技术的担忧，导致推广进展缓慢。而在中国已经发布的 49 款纯电动乘用车中，除了比亚迪 E6 外，并没有可以称为“商品”的电动车型。

据了解，截至 2011 年底，中国“十城千辆”示范工程共有 75 家企业的 361 个车型，共 1.2 万余辆新能源汽车参与示范。但在关键技术上，依然未取得突破。

“就电动车的单项技术而言，中国是和其他国家站在同一起跑线上”，上述罗兰贝格分析师也指出，落后在于整个汽车产业的体系能力，电动车不仅仅是电池制造和充电桩的建设，而是需要在整个汽车工业基础上积累的技术集成能力，这一点中国先天落后。

值得注意的是，《规划》增加了两年前不曾提过的“积极吸引社会资金参与”，但专业人士指出，以中国的产业现状，民营资本即使涉水电动车制造，也很难找到合适的整车开发合作伙伴。

充电模式争议

国家电网去年年初确定了充电站将以“换电为主、插充为辅”的运营模式。而“央企电动车联盟”的另一成员南方电网，也在充电模式之外向换电模式倾斜。2011年，中国建成170座充换电站，其中国家电网156座，南方电网14座。

但是两大电网押宝换电模式，并未得到汽车企业的积极跟进。在车企推出的众多电动车产品中，依然是以充电方式为主。由于在充换电模式、标准方面尚未达成一致，导致充电站等基础设施缺乏整体规划，进展也比较缓慢。

从25个参与新能源汽车示范的城市看，目前充电设施的建设速度都远远低于政府当初计划的目标。而一些已经建成的充电站则处于乏人问津、空头摆设的尴尬境地。

“如果这个市场有要做起来的征兆，在充电设施建设上，国家都会进行统一布局。现在问题在于电动车市场还没有启动的信号，所以任何一家电网公司都不会有大的投资”，上述罗兰贝格人士称，包括电网在内的利益方已经进行了一轮巨额投资，但效果并未如预期，目前各方都在观望中。

对于何时能看到明确的市场化信号，该人士称，或许还需要3到5年。

关注利益链的人士则指出，包括国家电网、南方电网、中海油在内的充电基础设施建设商主要目的在于借换电充电中心的建设瓜分电动车充电市场份额，以中海油为例，就是希望通过充电桩的建设来弥补其在加油站市场上的劣势，实际使用的便利性、安全性以及成本因素并非电网所重点考虑的内容。

正因为此，王子冬一再强调，目前电动车仍停留在测试阶段，私人使用电动车中的充电问题并非现阶段最大的问题。即使有了商品化的电动车，也要先考虑有条件使用电动车的消费者，他们的需求就足够带动市场启动了。

纠结的政策

中国的电动车并非经不起试错，但问题是，错在哪里需要弄清楚。

“最初政府是希望通过强推的方式迅速达到电动车的产业化，但现在看来，实际的效果与期望相差很远”，上述罗兰贝格人士表示。

麦肯锡也认为，中国政府的态度在一开始过于乐观，希望在电池、电机和电控等一系列技术领域取得突破，并且通过鼓励纯电动汽车的量产来促进国内厂商在电动汽车领域的领先地位。

政策在电动车过去几年的发展中究竟起到了什么作用？从事汽车报道30年的资深汽车媒体人李安定撰文称，“站在同一起跑线”上的自我感觉起始于上个世纪80年代

科技部对电动车的立项。而后，这一忽悠就是 20 年。到“十五”期末，并没有一个电动车项目进入商业化阶段。

李安定指出，在过去几年间，中国是靠 1000 亿元政府补贴的吸引力制造出了“引领全球汽车业的一个电动车技术热潮”的假象。无论跨国车企，还是本土车企，都被“2020 年，以电动车为主打的中国的新能源汽车市场规模达到世界第一，保有量达 500 万到 1000 万辆”的目标及其背后的经济利益所鼓动。

“几年间，中国在电动车发展方向上的举棋不定、变化莫测反映了相关决策部门缺乏严谨、科学的态度，甚至不排除长官意志在发挥作用。”业内汽车专家吴迎秋日撰文指出，过去几年新能源车大跃进式的粗放做法是差距拉大的另一个原因。

财政补贴是政府支持电动车的一个主要表现，但实施性较弱使其作用完全无法发挥。根据中国汽车工业协会的数据，目前在 25 个新能源试点城市中，两年仅实现不足 2 万辆的试点规模，而且主要是出租及公交系统，私家车凤毛麟角。

目前国家针对私人购买纯电动车和插电式混合动力车的补贴力度较大，购买纯电动车最多可以获得政府 6 万元的补贴，而购买插电式混合动力汽车可以获得政府 5 万元的补贴。但比亚迪纯电动车 E6 和插电式混动车 F3DM 在私人试点中效果并不好。

比亚迪销售公司相关负责人表示在接受国内媒体采访时表示，私人试点的 6 个城市中，仅深圳与杭州拥有较为完善的补贴细则和具体实施办法，其他地区还仅停留在政府研究方向阶段。

另一项发挥失败的政府职能是对企业“联盟”的推动建立和维持。“在自主品牌的电动车发展上，必须依靠政府行为，统一国内的研发力量，创建一个企业标准，达成真正意义上的企业联盟。”罗兰贝格专业人士指出，国内曾有过电动车联盟，但成立后处在各自发展的状态。

2010 年，由 16 家央企组成了电动车联盟的“国家队”。有报道称，一年内国资委就给该联盟投了 13 亿，加之重点企业投入，每年的份额在百亿左右。中国汽车工程学会副秘书长张进华在日前接受国内媒体采访也透露，“从 2011 年起，到 2013 年，包括一汽、上汽在内的整车厂及电池、电机等部件企业，还有大学院校 6 家单位，投资逾 16 亿人民币，打造电动车创新产业联盟。”

不过，让人疑惑的是，与意见稿相比，《规划》删除了“组建 1 个具有世界先进水平的国家级动力电池研究机构”的条款。

与国内松散的电动车联盟相比，国际上已经形成的一些电动车产业联盟合作更紧密务实，“宝马和丰田这种大型跨国车企都开始在新能源上牵手了，国内更有必要建立技术联盟”。

国家电网专家详解破解“弃风”、并网难题

2012年7月24日，[国家电网](#)公司新闻发言人张正陵、国网能源研究院副总经济师白建华做客访谈节目，谈国家电网公司促进风电科学发展。

张正陵：国家电网已成为全球风电接入规模最大的电网

问：首先，请张主任介绍一下国家电网风电发展的基本情况？

国家电网公司新闻发言人张正陵：近年来，我国的风电发展十分迅速，到2011年底，国家电网经营区内风电并网装机容量达到4394万千瓦，到今年6月底，风电并网装机容量已经突破5000万千瓦，达到5026万千瓦，同比增长33.5%；2006到2011年，这6年期间，风电装机年均增长87.4%。风电装机超过500万千瓦的地区有4个，分别是内蒙古的东部地区、内蒙古的西部地区，甘肃的酒泉地区，还有河北的北部地区。现在世界上风电规模超过500万千瓦的国家，包括中国在内，只有9个。所以说，国家电网已经成为全球风电接入规模最大、增长速度最快的电网。

张正陵：风电和电网的规划不够衔接造成风电并网难

问：我们在2006年看到这个数据是风电的装机只有200多万千瓦，现在已经超过了5000万千瓦，那国家电网如何保证及时并网，在并网当中有没有遇到一些困难呢？

国家电网公司新闻发言人张正陵：在风电发展迅猛的形势下，风电的并网难一度成为焦点。这个难在什么地方呢？

主要有三个方面：首先，风电的规划和电网的规划不够衔接。我们国家的风电资源非常集中，并且大多位于经济欠发达的地区，也就是说风大的地区负荷小，风电当地用的少，甚至不用，这是我们国家的一个基本国情，跟国外的差别很大。比如说我们刚才提到的这四个地区，蒙东、蒙西、酒泉和冀北市场的用电量只占全国的10%，他们自己发的风电基本不用，这个反差很大。因为大规模的风电在当地难以消纳，所以我们需要逐步升压。因此，风电的规划和电网的规划协调配合，非常重要。如果没有一个统一的规划，这个难度非常大，这个是我们讲的第一个难。

其次，风电的前期和建设的工期，它的周期非常短。一个风电厂大多建在人烟稀少的地区，圈块地，立上杆子就可以发电。前期政府的程序比较简单。一般来讲一个5万千瓦的发电厂，半年就可以建成。那么跟风电相比，风电是一个点，电网是一条线，这条线要跨越铁路、河流，要绕开城镇和村庄。所以，我们的前期工作相对来讲比较复杂。

往往是什么情况呢？往往是风电厂已经核准开工了，电网还没有核准，先核风后核网，往往就是这样的情况。另外，电网工程建设的工期相对比较长，一个风电厂半年就可以建起来，但是我们一个220千伏的线路建成，要一年以上。这样就要求我们电网公司，对电网的前期工作要超前，还要千方百计缩短电网建设的工期。我们国家这些年大量的风电厂被“拆分”。按照国家规定，风电的核准，5万千瓦以上由中央政府来核准，5万千瓦以下由省级政府核准。这些年地方政府发展风电的积极性很高，但是有的地方为了直接通过省级核准，把这些都拆分了，把它拆分成4.95级以下。

张正陵：国家电网累计投资 458 亿元用于风电并网

问：我们国家这些年大量的风电厂被“拆分”。这个对于我们整体电网的发展，包括风电的发展是有好处还是坏处呢？

张正陵：这就造成我们电网企业，在安排电网整体外送方案，包括安排项目建设的时候，无所适从。因为一个完整的风电厂，如果是由一家来建设，一期建成，我们的配套是很容易的。如果一个风电厂由多个业主分别开发，分别跟我们提接入的要求，我们很难统一规划。

问：业主有没有想到，虽然他们的规模降下来，在省一级更快得到批复，但是电网的建设如果跟不上的话，他们生产的电并不会到国家的电网上。实际上，是不是不如把这些并起来？

张正陵：这要求我们国家电网及时跟踪这些项目的进展，我们主动地要跟这些众多的风电业主去沟通，去交流。并且及时地调整我们的建设方案。总的来说，面对这些困难，应当说国家电网公司做出了艰苦努力。2006年以来，我们累计投资458亿元用于风电并网的建设。我们建设各电压等级的并网线路是2.5万公里，相当于走完两个长征。国家批复的项目我们绝大多数都可以做到及时并网。

白建华：我国风电跨区域远距离输电能力亟待提高

问：咱们这些风电发出来的电利用率是什么样的？利用情况又是怎么样的呢？

国网能源研究院副总经济师白建华：这是个世界性难题。世界各国一直在进行非常艰苦的努力和探索，到现在为止还在进行一系列的科技攻关和相应的研究，就是为

了把风电大规模并网以后提高它的利用率。风电大规模接入以后主要有三个方面的困难。首先，风电不同于常规的电源，我们通俗一点来说是靠风吃饭。就是有风的时候风电厂就可以发电，没风的时候就发不了电，这是间歇性的。还有它的大小是一个随机的，我们需要它发的时候，有的时候发的大，有的时候发的小，就是这个风大风小是变化的。第三个特点就是 we 想预测它非常困难。风电非常独特，比一般的常规电源有非常多的特性。为了解决这个困难，为了把风电利用好，我们国家电网公司做了很多的工作，我们建设了数值天气预报，还有我们在 14 个省建立了风电厂的预测系统，目前我们预测的准确度达到了 85%，已经达到国际领先水平了。

目前，国家电网在国网经营区的 26 个省，对 570 个风电厂已经建设了“风电实时监测网络”。还有，我们风电出力和电力需求通常是相反的，就是说，白天大家都需要电的时候，系统需要电比较多的时候，它可能是风电出力比较少，到了后半夜的时候，大家用电少了，这个时候风电反而出力很大，所以说我们要跟随这个变化进行调整。这就需要常规电源有很好的调解性能，但是，我们国家在这方面相对比较差。比如说大家都知道西班牙风电发展比较好，它的水电、气电、油电比较好，达到了 47%，随着风电的波动，这些电源可以做到灵活调节。风电波动的话，和需求不一样，这个波动很大，其他电就要调节。

西班牙灵活调节电源比较多，而我国的灵活调节电源比例偏低，抽水蓄能、燃气发电等灵活调节电源的比重不到 5%。火电特别是调节能力较差的供热机组比例较高，风电分布集中的“三北”地区以火电为主，东北超过 80%，华北超过 90%，且一半以上是供热机组，在现有的技术条件下，到了冬季供热期间，供热机组调节能力很低，而“冬季”却是“三北”风能资源最好的季节，因此目前灵活调节电源缺少的状况，很难适应大风期配合风电发电变化的需要。

风电发展比较快、规模大，地方市场规模却比较小，这是影响风电高效利用的另一个问题。欧美这些国家，他们早期开发风电都是分散开发的，它就利用分散的风能资源，把风机建立在电力用户附近，这样有利于就近消纳。但是我国风力资源好的地区，电力市场规模小。这些地方发出的风电，很多自己用不上，需要高电压远距离外送。但是我们国家目前跨区域的电网还相对比较薄弱，这给风电大规模跨区远距离运送带来了一定困难。为了解决这个困难，国家电网公司尽可能地利用现有的跨区电网进行风电输送，尽可能加大风电的消纳规模。

今年上半年，蒙东和蒙西风电的日发电量创了新高。其中，4 月 26 日，蒙西电网那一天风电的发电量占到了总发电量的 28%，通过蒙西和华北电网的联网，华北电网消纳了蒙西 100 万千瓦以上的风电。还有蒙东在 5 月 14 日，当天的风电发电量占到了总发电量的 72%，东三省通过跨省联网接纳了蒙东电网二分之一的风电。这两个例子说明了在现有电网状况下，我们充分挖掘电网潜力，尽可能多的消纳风电。

白建华：跨区域输电能力弱造成风电“弃风”

问：很多资料中都谈到风电弃风的问题比较严重，这个风电弃风是什么呢？

白建华：我们设计风电厂的时候，在一年中有一个设计发电的能力。比如说我们有一个设计值，但是实际运行过程当中，实际达到的发电量可能达不到这个设计值，设计值和实际发电量的差，可以通俗的就叫做“弃风”。

这个问题是我们目前遇到的一个问题。我给大家再解释一下，评判风电发展的水平怎么样、质量怎么样。我们有一个指标比较重要，就是您刚才说的风电利用小时数，这个有一个设计小时，这个体现了风资源的好坏。比如，我们蒙西风能资源比较好，年利用小时数可以达到 2500 小时。风能资源比较不好的地方，比如说安徽省，这个设计利用小时数是 1800 多个小时。但是还有一个实际利用小时数，我们就说可以反映风电实际的利用效率，它受影响的因素就比较多。首先就是风电本身发展的速度和规模。第二，就是系统中有没有足够灵活的电源来配合它调节。第三，就是风电的市场状况，就是它能不能大规模的送出去，能送到合适的市场去。

通常，目前情况下，我们设计利用小时数和实际利用小时数还有一定的差距。比如说，大概风电实际利用小时数是 2000 小时左右，应该说，这个小时数还是不错的，和欧美这些国家的风电利用小时数差不多。但是如果看看三北这些省区的实际利用小时数，应该说离它设计小时数有一定的差距。比如说，从过去一年情况来看。2011 年风电全国利用小时数是 1920 小时，同比下降 120 小时左右。蒙东、蒙西，还有甘肃酒泉这几个风电基地 2011 年的实际历史小时数，都离设计小时数有一定的差距。他们大概是 1850 小时左右，这个差距还是比较明显。而且去年和今年上半年，也受到社会各界的关注，这个小时数的差就是“弃风”。造成“弃风”有两个原因，一条是系统的调节能力相对比较差一点。第二个重要的原因，就是我们这个系统的联网规模，尤其是跨区域输电的能力相对来说比较小一点，没有足够的能力把它送到更大的市场。应该说这两个原因，第二个原因更为关键一点。今后解决风电高效利用问题，经过扩大市场以后，就能很好的解决。一方面扩大市场以后，风电的市场就大了。另外一个三北的风电可以用更大市场里面的其他的调节电源。就是风电的“弃风”问题，解决好这两个问题非常关键。

张正陵：风电行业的健康发展需要完善的标准体系

张正陵：去年在甘肃和河北的北部地区发生了多起大规模风电脱网事故，大概是 7 到 8 起，最大的一次发生在甘肃。脱网的风电机组达到 1200 台。脱网总的功率达到 150 万千瓦，这个规模非常大。这几起事故，应当反映了我们国家风电在发展的初期，在设备的制造，在并网的管理，在标准的建设这些方面还存在很多问题。这些事故给电力系统的安全带来了严重的影响，这些问题给我们风电行业的健康发展也带来很严重的影响。

我认为，这些问题的关键是标准建设，也就是我们说没有规矩无以成方圆，一方面我们在风电发展的初期，我们风机制造的标准缺失，风机制造门槛儿低。风机的制造厂商众多、品牌众多。2009年以前生产的风机基本上没有低电压穿越，高电压穿越这些常规机组都有的功能。我们讲，什么叫低电压穿越？什么叫高电压穿越功能？也就是说当电力系统发生事故，会形成局部的高电压或者是局部低电压的情况，这个时候如果你机组没有这个功能的话，它就会脱网，看到低压或者高压就跑掉了。最需要你顶上去的时候，你跑掉了，就没有这样基本的功能。另外一方面风电厂也不像常规电源那样，有很成熟的建设技术规范，既没有控制系统，也不和调度相连，互相信息不通，风机不可控、不可测。既给系统安全运行带来隐患，也给风电厂自身的效益带来很大的影响。

所以，2011年多起大面积脱网事故，给了我们一个很好的警示。就是风电的健康发展，这个行业的健康发展，需要有一个完善的标准体系，并且要严格地执行。国家电网在这方面也做了一些工作，2006年以来我们编制出版了大约20多部风电的标准，这些标准包括风电的接入、调度的运行、并网监测等各个关键的环节，在我们公司系统内已经形成体系。我们还组织研究编制了风电厂的典型设计，交给风电的开发企业。另外，我们也积极地推动国家标准、行业标准的制定。应该说通过大家的努力，我们国家现在风电机组、风电厂整个的安全运行水平正在提高。

国家电网未来将优化配置风电资源 解决“弃风”问题

问：怎么样能够在今后的建设当中加大跨区电网调节能力的建设，您怎么看呢？

张正陵：目前我们国家提出了8个千万千瓦级的风电基地，这8个基地有6个在三北地区，两个在沿海。西北的新疆哈密、甘肃酒泉，华北的内蒙古西部、河北北部，东北的吉林和内蒙古东部。在沿海，一个是江苏，一个是山东。这8个基地占到全国规划总规模的80%左右，这个集中度是非常高的。

这样的一种情况，完全在当地消纳是不可能的。所以，这些年三北地区风电开发规模大和消纳能力低，这样一个矛盾越来越突出。也就是说您刚才讲的，“弃风”的这种现象越来越严重。所以，我们想要实现我们国家风电大规模的快速发展，我们需要系统的谋划一个完整的解决方案。2009年以来，国家电网公司按照国家提出的风电发展战略，“建设大基地，融入大联网”这么一个思路，我们对这8个千万千瓦级风电基地的消纳和输电做了一个研究，对风电的考虑是由近及远，先省内后区域再全国。按照这么一个路子来安排它的风电的市场，再来提出风电的汇集升压的方案，还有省内电网的建设方案，还有跨区电网的建设方案，同时考虑其他区域的电源配合，形成一个完整的规划方案。

这个方案的核心，或者说它最后的目标是什么呢？就是将三北的风电基地和三华的电力市场，规划成一个整体。我们讲风电都集中在三北，我们的市场在三华，把这

两个“三”给捏成一块，形成一个整体。这样使得风电资源能够在全国范围内去优化配置。也就是说让风电能够在全国得到利用，实现这样的目标。

“十二五”期间，我们规划的电网是“特高压三纵三横”，其中，三个纵都和风电有关，东纵起点在内蒙锡蒙，落点在南京，西纵起点在蒙西，落点在长沙，既送煤电，也送风电，中纵起点在内蒙乌兰察布和张家口，以送风电为主。我们今年5月份开工建设了特高压的直流工程，是从新疆的哈密到华中地区的河南郑州，这个工程是既送新疆的煤电，也送新疆的风电。这样来解决我们国家风电大规模开发，高速发展的这么一个问题，避免“弃风”。

白建华：从国际经验来看，欧洲丹麦等国家依靠强大的跨国互联电网支撑，有效地扩大了风电平衡区，提高了风电利用水平。例如，丹麦跨国交换输电容量500万千瓦，最大负荷约630万千瓦，跨国交换输电容量占最大负荷的80%。大家都知道，国际上包括丹麦自己宣传，包括我们国家经常会有人提到丹麦的风电比例是非常高的。风电的装机容量大概占总的装机容量是30%，风电的发电量占到总发电量的28%左右，这个比例非常高。当丹麦的风电出力大的时候，是由丹麦向挪威送电。当丹麦的风电出力很小的时候，挪威的水电就送到丹麦。举这个例子就是说跨国联网有力的推动了丹麦风电大规模的接入和高效率的利用。如果把我们的三北的风电大规模送到三华电网，一方面实现三北地区风电大规模接入，有一些在当地消纳，很大一部分要送到三华电网。利用三华市场范围内的灵活调节电源，可以提高三北地区风电利用效率。我们可以做到风电的“弃风”控制在5%以内，应该比现在的风电利用率提高20%以上。

白建华：国家风光储输示范工程是国网风电创新“代表作”

问：我们国家风光储输示范工程很多媒体都报道过，白总给我们介绍一下这个到底是什么工程呢？

白建华：国家风光储输示范工程项目可以说是国家电网公司在风电创新发展方面的“代表作”。该项目投资32.26亿元，是世界上规模最大的风光储输示范基地，通过风光互补、储能调节、智能输电，实现平稳可控的电力输出，国家风光储输示范工程的成功投产，标志着我们国家清洁能源大规模接入和高效利用方面取得了重大的突破。

国家电网公司近些年来安排了4.35亿元开展了257项重大科技攻关项目，取得了一批具有自主知识产权的创新成果。我们掌握了风功率预测系统、监控技术、建模技术、控制技术。目前我们可以做到对风电的可监测、可预报、可模拟、可控制，对风电以后的高效利用非常有利。

还有，我们投资 3.45 亿元，建成了风电技术和检测研究中心。这个中心在我们国家风电技术进步方面起了很大的作用。同时我们还建成了移动式的风电检测装置，应该说我们目前风电检测水平在世界上处在第一位。

两大电网押错电动车：换电池模式被否？

在换电模式上押了重宝的[国家电网](#)和南方电网，可能遇到了问题。

业内对新能源汽车推广中采用充电模式还是采用换电模式争论多年，《节能与新能源汽车产业发展规划》（下称《规划》）正式颁布后才尘埃落定。国务院 7 月 9 日印发的《规划》中明确提出积极推进充电设施建设，较详细地描述了充电设施发展规划、关键技术和商业运营模式，而对于换电模式，只用寥寥数语提到探索其可能的商业模式。

“《规划》制定初期，已经基本确定了“充电为主，换电为辅”的路径，但《规划》最后改了，并没有写明这一条，换电模式基本上没有被提及，实际上它只成为一种实验性的模式存在未来的发展路径中。”国家 863 “节能与新能源汽车”项目监理咨询专家组组长王秉刚认为，换电模式实际上已经被边缘化。

换电派国家电网和南方电网，单在去年就建成了 170 座充换电站，其中国家电网 156 座，南方电网 14 座。“它们现有的充换电站也是以换电模式为主规划建设，并没有考虑到国家会确定以充电为主的模式。”一家汽车内部人士在了解了电网充换电站建设情况后说。

包括最早进入中国推动换电路径发展的外资公司 Better place 等公司，开始淡出公众视野，收缩其在中国的投入。“有一些在谈的项目，但并没有相关公开信息。” Better place 内部人士说。此前，它曾和国内多家汽车企业接触，半年前，又高调和南方电网合作在广州建立换电体验站。

充电模式获推广

中国新能源汽车采用充电模式还是换电模式，争论从 2008 年国家大力扶持新能源汽车产业起，就没有消停过。

汽车企业更愿意采用充电模式，而以国家电网为代表的电网公司，为了控制电池，大力倡导以换电为主。国家电网在 2011 年 1 月 7 日举行年度工作会议时，其总经理刘

振亚说，国家电网电动汽车充电站将确定以“换电为主、插充为辅”的运营模式。不久，曾支持充电路径的南方电网也改口支持换电模式。

在《规划》最后定稿关键时期去年年底，国家电网和南方电网，连同一些外资公司掀起了一些力夺“换电主导”的实质行动，包括建设成的一些换电体验站此后正式开业。

但其最终敌不过手握重要筹码的汽车企业，几乎所有的汽车企业过去多年在电动汽车研发上，都采用了充电技术，一些车型已经推向了市场，还有不少车型也即将推出。“这些投入是巨大的，一个电动汽车车型研发投入高达数亿元到数十亿元，整个国家的投入不可估量。如果确定换电为主，很多技术都要重新来过。”清华大学汽车研究所所长、中国汽车工程学会电动汽车分会主任陈全世说。

《规划》制定的讨论初期，国家相关部门已经基本确定“充电为主，换电为辅”的路径，但在《规划》出台的正式条文中，充电模式进一步被提升，换电模式连辅助位置都没有被确定，“只当成了一个探索性的商业模式存在。”

“尽管《规划》中没有明确写出来，但我可以肯定，私人购买电动汽车使充电更有利推广，而且以慢速充电为主，以在私人停车位和公共停车位里充电为主。”王秉刚说。

不过《规划》也提到，探索新能源汽车及电池租赁、充换电服务等多种商业模式。但换电模式推广的关键标准——电池模块尺寸标准，也没有在《规划》中做出规定。“各个电池企业和汽车企业的电池大小、尺寸都不一样，很明显无法进行置换，推广换电。”一位电池企业的内部人士说。

充换设施规模减半

电网公司此前在充换电站上的投入已经非常庞大。尽管在土地等方面获得了地方政府的大力支持，但其在技术、设备等方面的投入仍然是一笔巨大资金。

国家电网公布的数据显示，2011年，其以20个节能与新能源汽车推广应用试点城市为主，共建成156座充换电站、6252台交流充电桩，累计建成243座充换电站、13283个交流充电桩。国家电网在“十二五”期间建设充换电站2351座，充电桩22万个。

多家电网公司开始抢夺这个被认为颇具潜力的新业务市场，南方电网也加快了布局。去年，南方电网建成充换电站14座、充电桩2901个。

这些充换电站是以“换电为主，充电为辅”的运营指导方针建设的，电网公司方面一度相信，国家已经确定的运营模式为“卖汽车的不用收电池钱，买汽车的不用付电池钱，而由电网来操作，运营的电动汽车采用电池充换电业务为主的换电模式。”

充换电站建设投入不菲，“按照规模投入也不等，投入资金高达数千万元的占了很大比例。”南方电网的内部人士称。山东省去年建成的充换电站大多以换电为主，其中沂南县向阳电动汽车充换电站投资就高达 2700 万元，青岛薛家岛充换电站总投资高达 2.9 亿元。

不少充电站的巨额资金投入，几乎没有产出。沂南县向阳电动汽车充换电站就被爆正式运营一年后，几乎没有使用过。

在制定《规划》过程中，国家选择的路径似乎越来越清晰，严重打击了电网公司。事实上，在《规划》出台前，已经闻知风声的电网公司，已经消极应对。国家电网计划在今年建设 196 座充换电站和 1945 台交流充电桩，在确定换电模式遭政策冷落之后，削减了超过一半的目标建站数量。

国家电网、国家电力科学研究院下属的北京国网普瑞特高压输电技术有限公司其中一项业务就是电动汽车充电设备研发和充换电站建设，该公司一位不愿透露姓名的高层在《规划》正式出台后接受采访时颇为失落，“政策既然已经出来了，作为企业也不能再去置评。”

另外，南方电网原计划从 2012 年起到 2015 年，要在珠三角地区建设相对完整的充换电服务网络，并且探索开展城际、网际互联工作，但此后便没有了计划推进的信息。

汽车运营成本过高，不利推广被认为是国家弃选换电模式的原因之一。“换电模式在《规划》制定过程中也讨论了很久，其实如果充电时间过长，是可以采用换电模式的，所以在某些领域，也还是可以考虑使用的。但如果目前考虑换电模式，成本会增加。采用换电模式一台车平均要配 1.7 套电池，一个电池在充，另外一个电池在车上使用，成本还是太高。”王秉刚说。

外资停步？

在充电和换电之争中，换电派的阵营隐现着外资推手的影子。其中，南方电网在充电和换电模式态度上的转变，其中就有以色列公司 Better Place 公司的影响，它推行“在成本和实体上实行整车与电池的分离。”

去年年底，Better Place 与南方电网在广州共同建设的换电体验中心正式开放，演示了换电操作过程，并预期了未来换电站的推广计划，“影响中国的电动车供电模式的标准制定”。

Better Place 公司确实通过其先进的技术和在欧洲的推广经验，影响了电网公司的技术路径。国家电网推崇的“为电池装上芯片，可以监控电池位置、剩余电量、剩余里程，甚至可以通知司机下一个换电池的电站位置”，事实上最成熟的技术就是来源于已经在以色列、丹麦等国大力推进的 Better Place 公司。

但 Better Place 公司最终并没有成功决定中国电动车供电模式的走向，换电模式被国家政策边缘化后，其在中国的业务进展也随之进入冬季。

但 Better Place 驻中国的内部人士并不愿意详谈其在中国业务的状况，只称“和一些电网公司在洽谈，也和一些汽车公司，比如和奇瑞汽车在接触中。”

事实上，其和奇瑞汽车的接触可以追溯到 2010 年，但沟通进展缓慢。今年 4 月 Better Place 和奇瑞签署了谅解备忘录，计划共同开发可更换电池的电动车辆样车，以期获得中国地方政府的电动车辆试点项目。不过因为核心技术和关键设备由 Better Place 主导，奇瑞一直不愿意全盘接受这套方案，《规划》出台后更被搁置。

关于下一步动作，Better Place 方面 7 月 20 日称：“和南方电网的下一步合作在讨论中。”

美国民众的智能电表反对运动



环保人士艾德·弗里德曼（Ed Friedman）认为，电力企业正在强迫客户使用[智能电表](#)。照片中所示的是弗里德曼站在缅因州鲍登汉姆市（Bowdoinham, Maine）一个朋友家附近的模拟电表旁。

艾德·弗里德曼不在乎那些有关“锡箔帽”可以防止被控制心智的笑话，只是别在他家里装智能电表就行。

这位直升飞机飞行员、环保积极人士在自己的家乡缅因州鲍登汉姆市（Bowdoinham, Maine）领导了一场反对当地电力企业——中缅因州电力公司（Central Maine Power）安装数字电表的运动。这些新设备通过无线电波传送电力使用的数据，并被捧为智能电网的关键组成部分。消费者可以通过智能电表实时监控电价；电力企业可以因此裁掉几万名抄表员。

弗里德曼拿着一台射频分析仪，这台仪器在手机和 Wi-Fi 路由器附近都会发出剧烈的噼啪声。他认为，智能电表是一个危险的主意，是对隐私的侵犯，甚至还可能引发疾病。他已经向缅因州最高法院提起诉讼，该诉讼定于下个月开庭审理。

弗里德曼说：“我的家就是我的城堡。他们想在没经过我同意的情况下从我家里接收和传输数据。”

中缅因州电力公司从去年开始安装数字电表，现已完成在约 61 万户家庭和企业中的安装，其中包括缅因州大多数住宅区。美国政府将 2009 年通过的经济恢复法案中的几十亿美元投进了电力行业，受这一投资的刺激，美国全国的电力企业正在迅速推进与中缅因州电力公司类似的计划。

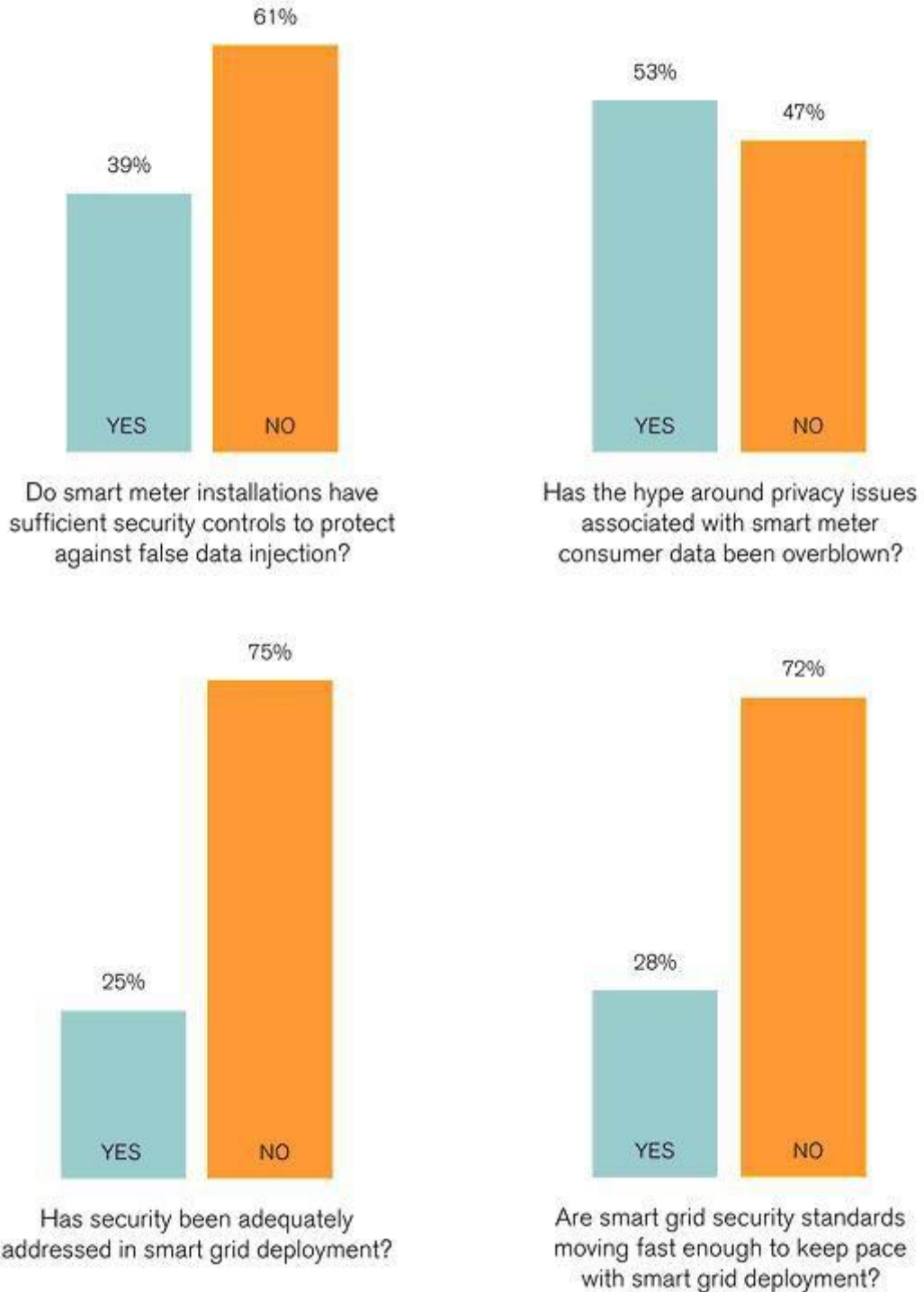
不过，智能电表技术的横空出世激起了一场全国性的反对运动，电力企业与民众之间的沟通不畅，无助于形势的改观。加利福尼亚州的马林县（Marin County）是自由派的大本营，该县官员在 2010 年投票决定，出于对民众健康的考虑停止使用智能电表。得克萨斯州茶党（Tea Party）积极分子和民兵组织成员反对智能电表，并称其为“老大哥”式的间谍活动。

约什·哈特（Josh Hart）说：“这场运动已经让许多萍水相逢的人聚集起来。”哈特通过自己的网站 Stopsmartmeters.org 来把智能电表的反对者组织起来。

在女友开始担心智能电表发射器发出的无线电波对健康的影响之后，哈特便投身于这场运动。他说：“我打电话给电力公司。我说我们不想装智能电表，他们却说‘你没别的选择’，这让我下定了决心。”哈特从前是一名计算机的狂热爱好者，但是他现在已经不再用微波炉、手机和家用互联网路由器。他说：“在这个国家，我们在技术上没有选择的余地。”

这场反对运动的程度之激烈，是电力企业始料未及的。中缅因州电力公司发言人约翰·卡罗尔（John Carroll）说：“当我们获悉民众的反应的时候，我们感到很震惊。我们没料到会这样。”客户担心智能电表会引发火灾、干扰医疗设备、甚至引起癌症。

Are Smart Meters Secure?



【智能电表安全吗？上图是 nCircle 在 2012 年 3 月对 104 位能源安全专家所做的调查结果。图中的问题分别为：电力企业在智能电表的安装过程中是否采取充分的安全控制措施以防止虚假数据注入？（左上）媒体热炒的与智能电表用户数据有关的隐私问题是否言过其实了？（右上）安全问题在智能电表部署过程中是否得到了充分地解决？（左下）；智能电网安全标准的发展是否跟上了智能电网的部署进度（右下）】

到目前为止，还没有证据证明无线电射频能量会引起癌症；我们更难以忽视关于隐私的忧虑。因为智能电表会频繁地生成读数（有的每 15 分钟生成一次），所以我们在理论上可以推算出一个家庭内部的用电情况：正在用哪些电器、家里几口人、甚至还有家庭成员的日常安排。华盛顿大学（University of Washington）在 2011 年的一项研究表明，人们可以通过用电特征判断一所房子内的电视正在播放的是《史莱克 2》还是《狮子王》。

根据一家名为电子前线基金会（Electronic Frontier Foundation, EFF）的隐私保护团体的数据，加利福尼亚州的智能电表现在每月能收集 750 至 3000 个数据点，而不再是每月仅一个数据点。EFF 对当地电力企业太平洋燃气与电力公司（PG&E）实行的管控措施表示满意，但是 EFF 发言人丽贝卡·耶施克（Rebecca Jeschke）认为还需要采取更严格的隐私管控措施，因为在电力使用过程中收集了大量的个人数据。她说：“许多第三方组织都想要获得这些敏感信息。”

这其中就包括本地警方。俄亥俄州和其他一些州的警方已经把定期索取电费账单作为对大麻种植活动进行定位的一种手段。黑客也可能盯上这些智能电表设备。美国联邦调查局在波多黎各调查了一起案件，该案中罪犯轻易地通过操纵智能电表偷逃了 4 亿美元电费。

弗里德曼来自一个纽约布朗克斯区的律师家庭，他表示自己感到“怒火中烧”。他认为智能电表是多余的，是政府控制的垄断对其个人生活的非法侵犯。他疑惑地说：“从长期来看，这是一个数据挖掘的问题，他们会把数据卖给谁？”

归根到底，智能电表的用处是提供实时电价信息。消费者不再需要按平均费率付费，而是可以对智能家用电器或恒温器编程，像许多企业用户一样，让电器在电价最低的晚上或周末运行。这有助于缅因州等地减少总体用电需求，缅因州的居民用电占到该州供电量的 1/3。

那些更先进的应用仍然还是理论上的。中缅因州电力公司表示，该公司是出于经济上的考虑安装智能电表的，因为这样公司将可以辞退大批抄表员、卖掉大量卡车，抄表员在每年的抄表过程中要开车行驶 200 万英里。卡罗尔表示，整个项目耗资 1 亿 9200 万美元，就算是美国能源部分担一半，该公司还将需要 15 年时间才能收回成本。

缅因州电力监管部门为了平息民众对智能电表的反对呼声，该部门在去年五月要求中缅因州电力公司允许那些不愿意采用这项技术的“极少数”民众选择不参与该项目。重要的是选择拒绝的人并不多，因为智能电表以网络形式运作，完全在电表之间实现数据传输。中缅因州电力公司现在对那些选择保留老式模拟电表的用户每月加收12美元使用费。

弗里德曼现在也正在与这项加收费的决定作斗争。他认为，这种收费等同于敲诈勒索。他说：“如果你必须花钱才能避免受害，你会把这样的行为称作什么？”法庭开庭审理的日期是5月10日，缅因州最高法院法庭上的口头辩论将在班戈市通过互联网进行直播，传遍美国全国的Wi-Fi路由器和智能手机。

国网“大鳄”出“绝招”杀入新一代宽带网竞争

在传统的信息通信服务商艰难地进军电力行业信息化服务的同时，电力行业正在以更猛的势头“蚕食”通信市场。国家电网已在宽带接入市场“潜伏”多年，值此“宽带中国”战略即将出台之际，这头“大鳄”的出水将如何“搅局”？

在不久前工业和信息化部举办的“两化”融合成果展览会上，当记者在中国移动展台仔细研究关于智能电网的信息化应用时，就听到旁边有人嘀咕：“在输电、变电、配电、用电环节的视频监控、设备巡检、自动化、远程抄表这些应用，电网公司不是都已经有了吗？还要移动替他们做？”言下之意，似乎运营商这个电力行业的外行做的是一件吃力不讨好的事情。于是，记者联想起来，中国电力科学研究院信息与通信研究所所长陈希曾告诉记者，国家电网已经启动的雄心勃勃的“坚强智能电网”计划涵盖调度自动化、远程监测与控制等各类应用功能。更重要的是，计划中将大规模敷设的光纤复合低压电缆（简称OPLC），将以更低成本、更高速率成为宽带入户的另一选择。



在“两化”融合成果展上，观众正在拍摄中国移动的智能电网应用介绍展板

这一情况在当前的背景下尤为醒目：经过多年酝酿和博弈，国家宽带战略将以正式文本出台，围绕着宽带建设以及宽带市场竞争的多方主体正在摩拳擦掌，很显然，除了电信运营商和广电系统之外，“潜伏”多年的国家电网也将成为有力的竞争者。“大鳄”的出头，将给宽带市场“泥沼”激起怎样的波澜？

智能电网名下的光纤入户

2010年，以智能电网建设的配合性工程为名，国家电网开始在全国十多个省份大规模试点电力光纤入户。接入电力光纤入户系统的沈阳试点小区的做法，就是在智能电网系统中加装一条入户光纤，为用户提供互联网接入服务。据了解，网络速度可达到20Mbps。

自2010年以来，国家电网对于新建小区的电力接入都采用电力光纤入户技术，目前国内的电力宽带市场已经达到30万户的规模。尽管电力宽带目前规模不大，但其具有国字号背景，无论是资金还是网络、渠道都不逊于骨干网运营商，只是受制于缺乏固网牌照，未能在市场上全面发力。

根据国家电网规划，自2009年开始至2020年，我国“坚强智能电网”将分为三个阶段发展，从初期的规划试点阶段到“十二五”期间的全面建设阶段，再到“十三五”时期的引领提升阶段，智能电网建设总投资约4万亿元。2011年~2015年为规划的全面建设阶段，此阶段投资约2万亿元，2016年~2020年智能电网基本建成阶段的投资为1.7万亿元。预计到2015年建成50个面向物联网应用的示范工程，5到10个示范城市，形成核心技术的产业规模为2000亿元。目前，“智能”已经成为电力关键词：智能电表推广应用、智能小区试点生活、电力光纤到户支持三网融合推进。智能

电网可支持电力设备状态检测、电力生产管理、电力资产全寿命周期管理、智能用电。在“智能用电”方面，要实现双向交互服务、用电信息采集、智能家居、家庭能效管理、分布式电源接入、电动车充放电等，而要实现这些交互功能，对电力系统而言，以光纤来构筑全程的信息通道无疑是最好的方式。而且，国电曾提出，配电网光纤化是实现“多网融合”的必然要求。

电力宽带颇具竞争力

与通信企业、广电企业提供的宽带接入相比，电力光纤的体验如何呢？据了解，目前国家电网在北京地区开启了两个试点小区——丰台区莲香园小区、海淀区阜成路95号。

莲香园试点主要基于光纤和电力线宽带通信技术构建，采用用户智能交互终端等技术，建立用户与电网之间实时连接、互动开放的宽带网络，满足电网双向互动营销的需求；阜成路试点则以光纤入户为主导特征，在智能电网用户服务智能交互平台的基础上，以交互机顶盒和电视机为展现手段，实现三表抄收和查询、视频点播、物业管理、商品配送、网络增值、医疗服务等一系列特色服务，体现出良好的交互性和智能化特色。两个试点小区中都应用了EPON、光纤入户以及电力线宽带通信等技术，在实现智能抄表等基础应用的同时，电力宽带业务也向小区用户提供。一位使用电力宽带业务的居民介绍，目前家中的电力宽带网络使用效果较好，而且今年已经升级至4Mbit/s，当地电网公司为促进电力宽带的普及应用，推出试点小区免费接入的优惠政策。

整体来看，在北京地区，电力宽带业务仍局限于几个试点小区，国家电网旗下的中电飞华等电力宽带运营商所提供的宽带服务相比电信运营商仍有较大差距，竞争力依然有限。虽然目前电力宽带的相关技术难点都已突破，并且在光纤入户中电力宽带也有较大优势，但是宽带网络要求达到电信级的可管可控，电力系统却缺乏专业的运维人员，这将是电力系统发展宽带业务的较大挑战。

是生力军还是搅局者

据媒体报道，宽带中国战略将在本月底定稿，下月交各部委并呈国务院做最终审批，预计10月会以单独的政策文件形式推出。而近日出台的《国务院关于大力推进信息化发展和切实保障信息安全的若干意见》中，不但提出将“实施‘宽带中国’工程，构建下一代信息基础设施”，而且将“加快推进三网融合”作为其重要组成部分，这让沉寂已久的三网融合领域再度热闹起来，对此，国家电网的“绝招”是借助智能电网系统杀入新一代宽带网竞争。

相比三网融合的推进速度，国家电网在推进电力宽带的实施中进展更快。国电对“电力光纤到户”最初的定位是“实现四网融合”，后来又改为“在实现智能电网的

同时，服务于三网融合、降低三网融合实施成本”。目前国家电网已经在大力推动智能电网的建设，从智能抄表等一系列智能管控措施，到构建更加精细化的电力信息网络，进一步深入至电力光纤入户技术，并在全国进行了大规模试点。虽然目前支持电力宽带的声音并不多，但是凭借国家电网独有的电缆入户优势，引入光纤复合低压电缆，全面提升其光纤入户的实装率，这正是电信运营商所欠缺的。此外，今年国家电网宽带业务会重点选取几个城市进行商业化运营。不同于广电正在建设的 NGB，电力宽带可以避免网络重复建设所带来的资源浪费。

如今，各主流通信设备商纷纷加大了对电力行业市场的投入，一方面助力国家电网的信息化建设；另一方面，帮助电网公司提供有效的技术支持，帮助其实现相关技术的标准化。自国家电网首次推出电力光纤入户技术以来，国内如中天、亨通等主流线缆企业纷纷参与到相关 OPLC 线缆的标准制定当中，同时加大了对 OPLC 线缆的研发力度，2010 年就实现了技术突破，随时可根据市场需求提升 OPLC 线缆的产能。

对于电网系统而言，开展宽带业务最需要完善的系统是接入网。虽然目前电力线都已经实现了到户，但接入网仍不完善，需要进一步提升传输效率。国家电网很早就已经在筹划构建基于电力网的 EPON 标准，包括中兴、瑞斯康达等通信设备商都参与了相关标准的制定工作，并最终明确电力 EPON 的相关标准，现已在各试点小区进行普及。

可再生能源并网：创新、变革让“风光”发展可持续

OF



“技术层面和操作层面的问题，不是风电弃风的主要原因。”

补贴设计是关键。目前弃风、限电，很大程度归因于补贴设计没有考虑间接补贴成本，即综合消纳成本（远距离送电的综合输配电、[电网](#)调峰、调频和系统备用成本），降低了补贴效用，加剧了厂网矛盾。

编者按：伴随着日趋严重的限电，曾经如火如荼的风电似乎已进退维谷，而方兴未艾的太阳能看似也前景莫测。是利益博弈，还是技术争拗，坊间诸多推理演绎。然而越来越多的有识之士开始意识到，矛盾背后，是制度变革的迫切。自国家能源局新能源和可再生能源司司长王骏以个人身份在本报发表《新能源发展探讨》之后，业界对新能源应如何发展的探讨一直没有停止……

自2010年开始，风电弃风问题和上网难问题日益突出，成为社会各界关注的焦点。关于风电弃风比例缺乏准确权威的统计，有观点认为2011年全国风电弃风比例在10%左右，部分风电基地弃风比例在20%左右，个别地区高达40%左右。除弃风外，一些地区还存在着风电上网难的问题，有的项目风机建成后并不了网，有的项目并网后上不了网。2012年以来，风电弃风现象更加严重，风电产业链相关企业的经营困难进一步加剧，风电行业对可持续发展的要求和呼声更加强烈。

2012年以来，随着去年底建成的大量太阳能光伏电站投入运营，我国太阳能发电装机第一大省青海已经出现了由于输电线路和变电站常规检修而导致的弃电现象，但与此同时，仍然有大量的太阳能电站在建设过程中，还有更多的太阳能电站正规划开工建设。在弃风现象明显的甘肃酒泉地区，在电量消纳规划不落实的情况下，正在规划建设百万千瓦级的太阳能电站基地。此外，“金太阳示范工程”项目建设进程缓慢，一些项目建成后发电量远未达到预期。有理由怀疑太阳能发电可能又将重复风电的困境。

风电弃风和上网难的症结究竟在哪里？一直以来，电网企业对接受和消纳风电不积极，未采取有力措施都是一个影响颇深的观点。但这也是十分肤浅和片面的认识。风电弃风虽然表现在电网环节，但其根源在于政策和管理层面。随着我国风电、太阳能发电的大规模发展，原有的风电发展政策和规划管理工作已不能适应新的形势，亟需创新发展模式，完善管理政策，这个问题需要得到更多重视。

一、风电弃风的主要原因是政策和规划管理不完善

风电弃风的首要原因是法规政策存在缺陷，促进和激励过度，而规范和约束不足。根据《中华人民共和国可再生能源法》、国家发改委制定的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）和《可再生能源发电有关管理规定》（发改能源[2006]13号），可以总结出三个公式：1、可再生能源发电全额保障性收购×有利可图的标杆电价=发电企业积极的建设动力；2、可再生能源电价附加全国分摊×省级人民政府核准和审批5万以下的风电项目=各地方政府竞相核准风电项目的高

涨热情；3、发电企业积极的建设动力×地方政府核准项目的高涨热情×部分省区丰富的风能资源=资源丰富省区超常规的风电发展速度和急速增加的风电装机规模。

第一个公式揭示了发电企业的动力机制，也是发电企业“跑马圈风”的制度根源。将第二个公式与中国的财税体制和地方政府的GDP崇拜结合起来分析，可以发现地方政府热衷于大干快上风电项目和分拆审批项目的机制原因。第三个公式说明了风电弃风的客观必然性。由于风电出力随机性、间歇性和波动性的特点，在一定的电网规模、装机结构和电力负荷特性下，某一区域电网能够消纳的最大风电量在技术是有上限的，否则将影响电网系统的安全稳定运行。因此，在电力负荷特性难以改变，以及中短期内电网结构和规模只能有限度改善的情况下，面对特定区域源源不断快速增加的风电装机，风电的完全消纳成为不可能完成的任务。

风电弃风的另一重要原因是新能源的规划管理工作不完善。新能源发展领先的欧盟国家在新能源发展方面都有清晰的战略和规划，并以法律的形式明确。而虽然我国在《中华人民共和国可再生能源法》和《可再生能源发电有关管理规定》中强调了规划的重要性，但近年来，我国新能源发电的规划管理工作不够完善，规划的科学性、民主性有待提高。如全国和地方风电规划目标频繁调整，地方风电规划目标和全国风电规划目标不协调，风电消纳规划不落实，电网项目和风电项目审批程序不协调，电网调峰、调频电源建设激励政策不到位等。

此外，导致风电弃风还有其它原因：标准体系不完善；检测、认证能力不足；设备性能不完善；个别电网管理和调度人员对新能源发电存有偏见等。但这些都属于技术层面和操作层面的问题，不是风电弃风的主要原因。

我国太阳能发电的发展政策和开发管理模式基本与风电类似，虽处起步阶段，但已显过热苗头，如不及时调整政策，可能重蹈风电覆辙。

二、深刻认识风电、太阳能发电特性及其发展规律

虽然最终的电能质量相同，但风电、太阳能发电与火电、水电和核电等传统电源相比有许多鲜明的技术和经济特性。

风电、太阳能发电第一位的特性是补贴性。风电、太阳能发电之所以被称为新能源，最根本的原因就是其成本长期居高不下，上网电价不具有竞争力，需要巨额补贴。补贴性决定了补贴政策（法规）成为风电、太阳能发电发展的关键，补贴政策（法规）是否科学、合理和稳定直接决定了风电、太阳能发电能否可持续发展。因此，必须根据形势的发展，及时调整和完善有关补贴政策（法规），而不能墨守成规，僵化不变。

第二，风电、太阳能发电具有随机性、间歇性、波动性的特性，决定其适合分地区消纳，分散式发展。风电、太阳能光伏发电受自然条件如风力、光照变化的影响，

不论日内还是短时间内出力曲线变化都非常大，功率预测难度大，大规模集中接入和并网不仅易对电网的电压和频率带来冲击，增大电网调度和运行管理难度，而且需要电网加大调峰调频能力建设，增大电网系统备用和调峰成本。对此，一方面需要从电源侧努力，建设电网友好型风（光）电场，更重要的是转变大基地开发为主的模式、实行分散式开发优先的发展模式。凡有资源的地区全面发展风电、太阳能发电，风电、太阳能发电项目就近接入地区电网，电量纳入地区电网消纳，充分利用电网既有的调峰能力，挖掘和发挥电网既有的消纳新能源发电的空间；在此基础上，进一步完善电网架构，加大跨地区联网工程建设，发挥跨区电网消纳效应。

第三，与火电、核电相比，风电、太阳能发电的属地特性明显。表现在“带不走，储不起”，只能在资源所在地区建设，对地区配电网的依赖性强；运输方式只有电网输送一种方式，不能通过燃料的输送实现跨地域优化发展。对此，要加大配电网建设和智能电网建设和投资力度，特别是通过加快发展智能电网来解决风电、太阳能的消纳和应用问题。同时，在分析和比较风电、太阳能发电成本时，既要考虑直接的发电成本，还应分析与其配套的输、配电成本，调峰、调频和系统备用成本等综合消纳成本，即要更多地研究和分析用户侧成本。我国新疆、甘肃、蒙东、蒙西、青海和宁夏等地区的风电、太阳能发电基地，若跨大区送电到华东、华中等负荷中心，包括输配电成本和电网调峰、调频、系统备用成本在内的度电综合消纳成本十分高，初步估算至少在 0.25 元每度电以上，比煤电、水电的消纳成本贵近一倍，需要引起特别关注和重视。

风电、太阳能发电的第四大特性是稀薄性。风能资源、太阳能资源地域分布广泛，但能量密度低，在现有技术条件下单位面积可有效利用的能量少。相对于火电、水电和核电等传统电源，建设同等容量的电力装机，风电和太阳能电站不仅占地面积广大，而且可利用小时低，贡献的电量较小。目前我国风电、太阳能发电年平均可利用小时数分别约为 2000 小时和 1500 小时，约相当于煤电的三分之一和四分之一。因此，在电力需求快速增长的阶段，仅凭风电、太阳能发电的快速发展难以满足经济社会对电力的需求。风电、太阳能发电适合在电力需求增长缓慢或下降阶段发展，发挥逐步替代常规电源的作用，其主要战略目标是电力和能源结构的优化。

三、转变发展方式，促进风电、太阳能发电可持续发展

实现风电、太阳能发电科学发展，关键是要加深对风电、太阳能发电不同于传统常规电源特性的认识，突破传统、常规电源的发展思路，创新思维模式和发展思路，及时总结试点和前期发展过程中的经验教训，借鉴国际经验，在战略目标、开发模式、应用管理、补贴机制和政策法规等方面系统谋划，不断调整和完善有关政策，因势利导，探索出一条可持续发展的道路。

确立我国新能源发电的战略目标

坚持平价上网，引领世界可再生能源科技革命的战略目标。科技革命推动能源革命，能源革命造就世界强国。目前，世界正处于第三次能源革命——可再生能源革命的萌芽阶段，以风电、太阳能发电技术为主导的新型可再生能源发电（不包括水电）技术正在快速进步，并带动智能电网技术、储能技术的快速发展，预计在2020—2030年期间，风电、太阳能发电可以实现平价上网。届时，世界新型可再生能源发电量占世界总发电量的比重将从目前的2%左右上升到20%以上，不仅将改变世界能源生产和供应格局，引发电力和能源系统革命，而且将改变世界经济、社会发展格局和形态。我国在可再生能源发电、智能电网、储能等产业的科研、设备制造、运营等方面虽然起步较晚，但近年来技术进步很快，一些领域已接近或达到国际先进水平，只要持续加大投入，完全具有赶超的可能。因此，我们不仅要从提高清洁能源比重，履行2020年非化石能源在一次能源消费中比重达到15%承诺的角度来看待风电、太阳能发电的发展，更要从掌握可再生能源发电、智能电网、储能等领域的核心科技，率先实现风电、太阳能发电平价上网，建设新型电力系统，引领世界可再生能源革命的战略目标来规划我国风电、太阳能发电的发展。实现可再生能源科技革命，建设世界可再生能源科技强国，需要国内风电、太阳能发电保持一定的发展规模和速度，为相关产业的科研、设备制造和运营企业提供良好的发展环境和开放的应用平台。同时，要大幅度增加科研方面的投入和补贴，加大对实验、示范工程的补贴力度，从鼓励和引导科技创新，加强科技应用的角度设计有关鼓励和补贴政策，引导企业不断加强科研投入和新技术应用。

转变开发模式、解决新能源发电消纳问题

坚持分散开发和集中开发并举的开发模式，确保实现全额保障性收购。风电、太阳能发电目前的度电成本高，需要社会补贴，但发电不消耗任何燃料，发电成本为零，排放为零。弃风、弃光不仅是对社会投资的极大浪费，而且有悖于减少化石能源消耗的发展初衷，因此应努力确保实现风电、太阳能发电全额保障性收购。间歇性、属地性和稀薄性的特点决定了风电、尤其是太阳能发电采用分散开发，就近接入中低压电网，就地消纳的开发模式，最有利于实现较低成本下的全额保障性收购。因此在制定和落实可再生能源发展规划时，应坚决贯彻和落实可再生能源发电电量全额保障性收购的法律规定，科学分析和确定各层级电网接受和消纳风电、光电的比例。按照充分消纳，基本杜绝弃风、弃光，分散和集中并举，大中小型电站同步的原则，确定风电、太阳能发电的开发布局。不断调整优化各地区风电、太阳能发电发展规划和开发节奏，在弃风、弃光现象明显和严重的地区，暂缓核准和建设新的风电、太阳能发电项目，提高已建成电站的利用小时数，逐步实现全额保障性收购。

加快风电、太阳能发电装机比例小，但电网消纳空间大的省区的风电、太阳能发电发展速度，实现风电、太阳能发电在全国各层级电网中、各省（区）市中的均衡消纳。江苏、浙江、福建、广东等沿海地区，江西、湖南、贵州、广西等华中和南方地区都拥有相当数量的风电资源，当地电网消纳风电的空间也很大。相较于从西北地区

输入风电，在这些地区发展风电每度电的综合消纳成本要低 0.25 元以上，因此，这些地区完全可以通过调整电价政策加快发展。

太阳能发电应坚持分布式发展优先

太阳能光伏发电要汲取风电大基地集中开发，被迫弃风的教训，走分布式开发优先的发展道路。与风电资源相比，太阳能资源分布更加广泛和均衡，我国 95% 以上的国土面积属于太阳能资源丰富带（年总辐射量 1050-1400 千瓦时/平方米）及以上地区，适合发展太阳能发电。分布式开发主要是采用小型屋顶电站模式，减少升降压等配电成本，直接接入低压配电网，就地消纳。由于降低了输配电成本，我国西藏、青海、甘肃、蒙西和宁夏等太阳能资源丰富地区的分布式小型电站成本可比大型地面电站略低，在目前的补贴水平上，具有较强的经济竞争力。我国华北、华东、华南地区的太阳能资源条件虽然相对于西北地区较差，但电网系统负荷大、配电网基础好，具备大规模接纳太阳能发电的条件。如果进一步完善补贴政策，提高补贴水平，这些地区的分布式太阳能电站也具有一定的经济竞争力。同时，分布式小型电站的大规模发展将促进智能电网技术的应用和进步，有利于推动和加快我国智能电网的发展。

建立多赢机制、促进分布式发电发展

深入研究分布式发电规律，制定好“分布式发电管理办法”。分布式发电是对传统电力系统的重大变革，不仅仅技术层面需要变革，在管理、运行方面的变革更大，亟需出台“分布式发电管理办法”，明确有关规则。2011 年上半年，国家能源局综合司曾就《分布式发电管理办法（征求意见稿）》征求意见，但至今未正式发布，显示各方对于分布式发电的认识和意见还不统一。

分布式发电属于新生事物，需要一定的体制条件，国际上分布式发电发展较快的国家大多在电力体制方面实行了配售分开改革。我国尚未实行电力配售分开改革，制定好“分布式发电管理办法”，需要深入调研，充分听取各方的意见，特别是电网公司的意见，在三个关键的原则问题上统一思想，建立多赢机制。一是要实现双向购、售电，电量全额上网。分布式发电最大的优点是能源综合利用效率高、能耗低，而其前提是实现双向购、售电，电量全额上网。由于发电出力特性和用电负荷特性不匹配，分布式风电、太阳能光伏发电难以做到自发自用为主，如家庭太阳能电站出力高峰在白天，而用电高峰在傍晚以后；企业厂房屋顶太阳能电站周六、日的自用负荷也可能很低。此外，自发自用为主，多余上网的模式也不利于场地的优化利用，如有的地方可以装 10 千瓦，但最大负荷只有 5 千瓦。只有实现了双向购、售电，才能实现电量全额上网；只有实现了电量全额上网，才能实现利用效率最高。二是要合理补偿电网企业的备用费用和配网改造成本。分布式电源大量并网并向电网售电，将增加电网运行管理难度，加大电网企业的安全责任，这些都属于电网企业应承担的职责和义务，不需要经济补偿。但分布式电源大量并网后，不论其用电量多少或用电与否，电网企业

为满足其随时用电的需要，都必须要准备一定的发、供电设备容量，即为其提供备用，对于电网企业的备用费用，应按照接入电网的分布式电源容量补偿电网企业。除直接的接入工程费用外，对于电网为接纳分布式电电源而发生的配电网建设及改造成本，也应当计入电网输配电成本，从销售电价中回收。三是将“金太阳示范工程”纳入分布式发电范围统一规范和管理。“金太阳示范工程”项目与分布式发电项目在工程和技术特性上并无差异，是在分布式发电管理办法未出台之前的一种试点和探索。由于《电力法》无相关规定，政府有关部门也没有出台有关的并网、售电规则，操作无据，其并网难、上网电量少、推进困难是必然的。对此，如纳入分布式发电统一规范和管理，则有关难题可迎刃而解。

改革补贴机制，提高补贴效用

改革风电、太阳能发电补贴机制，推行风电、太阳能发电分省（市、自治区）标杆上网电价。作为补贴性商品，补贴政策的设计应包括两大目标：一是补贴方式和补贴数量要公开、透明、清晰，便于管理和监督；二是补贴效用最大化，即在补贴总量一定的情况下，实现风电、太阳能发电上网电量最大化。目前实行的风电按四类资源地区分别确定不同的标杆上网电价，以及太阳能发电实行全国统一的标杆上网电价，存在着补贴方式不透明、补贴数量不清晰、补贴效用不高的弊端。补贴方式不透明、数量不清晰表现为只明确了直接补贴成本，即发电上网环节的补贴成本（可在生能源电价附加），未说明间接补贴成本，即电网为消纳风电、太阳能发电而新增加的输配电、调峰、调频和系统备用环节的成本是多少？如何消化？目前，这部分成本主要由电网承担和消化，少部分由发电企业承担，加剧了厂网矛盾。我国已投运和未来规划的大型风电、太阳能发电基地主要位于西部、北部地区，这些地区均为电力输出地区，最终的电力消费地在华东和华中地区。若大规模外送必须新建专用输电线路，并采用“风（光）火打捆”、“风（光）水打捆”的方式，不仅增加大量的输配电成本，还会相应增加电网系统的调峰、调频和系统备用成本，这部分成本最终还是要通过上调销售电价的方式回收，由全国用户买单。通过各地区均衡发展，可以大幅度降低这部分成本。补贴效用缺乏统筹表现在同样发一度风电，由于西部、北部地区火电标杆电价低，东部地区和南方地区火电电价标杆电价高，国家需要支付的直接补贴成本（可再生能源电价附加）相差约 50%，如甘肃地区和江苏地区的一度风电，国家支付的直接补贴分别约为 0.22 元和 0.14 元，再加上每度电 0.25 元的综合消纳成本（远距离送电的综合输配电、电网调峰、调频和系统备用成本）的差异，则同样一度风电，在江苏和甘肃国家发，国家实际支付的补贴分别为 0.14 元和 0.47 元，二者绝对值相差 0.33 元/度。太阳能发电的补贴成本差异基本与此相同，实际补贴绝对值相差 0.33 元/度。

不论风电、太阳能发电的直接补贴还是间接补贴，最终都得靠上调销售电价来消化。我国是发展中国家，人民和经济社会发展对电价的承受力还不强，支付持续增加的可再生能源发电补贴殊为不易。为实现可再生能源发电补贴效用的最大化，应改革目前的风电、太阳能发电上网电价补贴机制，实行分省（市、自治区）火电标杆电价+

全国统一的风电（太阳能发电）度电上网补贴+分档本地发展补贴的三段式可再生能源发电上网价格机制。不论在全国的哪个地区发展风电、太阳能发电，其替代煤电、减少煤炭消耗和污染排放的效果都是一样的，因此应享受同样的度电补贴，即制定全国统一的风电（太阳能发电）度电上网补贴标准。具体数值可参考 2011 年实际执行的风电、太阳能发电全国平均度电上网补贴值详细测算，按小幅下调的原则来确定，并可根据发展情况适时调整。制定本地发展补贴，变电网消纳环节的暗补为发电上网环节的明补。通过本地发展补贴，激励各省（市、自治区）级电网均衡发展风电，将本省（市、自治区）级电网中风电、太阳能发电装机容量占全网发电总装机容量的比例提高到 10%-20%之间。具体可根据风电、太阳能发电装机容量占本省（市、自治区）级电网发电总装机容量的比例，分 10%、15%、20%三档分别确定本地发展补贴标准，占比越低，补贴越高。如 10%以下、10%-15%、15%-20%三档对应的补贴分别可为 0.10 元/度、0.05 元/度和 0.02/度，20%以上无补贴，具体数值需详细测算并根据发展情况适时调整。

根据以上公式，假设全国统一的风电、太阳能发电度电上网补贴标准分别按 0.18 元和 0.60 元计，则江苏省风电、太阳能发电的上网电价分别约 0.75 元/度（火电标杆电价 0.47 元/度+全国统一的风电度电上网补贴 0.18 元/度+本地发展补贴 0.10 元/度）和 1.17 元/度（火电标杆电价 0.47 元/度+全国统一的太阳能发电度电上网补贴 0.60 元/度+本地发展补贴 0.10 元/度）。虽然每度风电和太阳能发电的补贴较目前的水平分别提高了约 0.14 元和 0.17 元，但较 0.33 元/度的差值分别低 0.19 元/度和 0.16 元/度，相当于国家为每度风电和太阳能发电支付的实际补贴减少了 0.19 元和 0.16 元。这一价格水平对投资者来说也是有吸引力的，能够起到大幅度增加江苏以及浙江、福建、广东等东部沿海地区风电和太阳能发电装机容量的作用。这一定价模式对于华中和西南地区也比较适合。以贵州为例，目前的风电资源量约为 400 万千瓦，由于开发条件相对较差，在目前 0.61 元/度的风电标杆上网电价下，投资者的风险较大，制约了风电发展进程。如按照新模式，则风电上网价格约为 0.66 元/度（火电标杆电价 0.38 元/度+全国统一的风电度电上网补贴 0.18 元/度+本地发展补贴 0.10 元/度），能够起到刺激风电发展的作用。对于西北、东北和内蒙古地区，新定价模式下，风电太阳能发电上网电价水平略有下降，有利于抑制过热，实现有序发展。

改进新能源规划的协调、管理工作

我国风电并网难、弃风量大带给我们一个重要教训就是新能源发展规划必须与电力规划相协调，不能单兵突进。应加强新能源规划与发展的协调工作，实现新能源规划与电力规划相协调、新能源发电规划与电网消纳规划相协调、各省（市、自治区）规划和全国规划相协调。要进一步提高新能源规划研究的深度和广度，加强经济性研究。规划研究不仅包括发展规划，还应包括补贴规划和电价规划，如补贴总量、年度补贴量、未来电价水平等；规划目标不仅要包括发电装机规模（千瓦）目标，还要包括发电量（千瓦时）目标；规划不仅要加强发电成本分析，还要研究分析用户侧成本。

用电价杠杆调控新能源发展规模和速度

通过动态调整风电、太阳能发电上网电价调控新能源发展规模和速度。根据新能源发展规划确定的发展目标和补贴总量目标，对照风电、太阳能年度发展情况，适时调整全国统一的风电、太阳能发电上网补贴标准和本地发展补贴标准。如全国发展速度过快，可适当调低全国统一的风电、太阳能发电上网补贴标准；反之，则调高。如各省区发展不平衡，则相应调整本地发展补贴标准，拉大差距，实现均衡发展。通过电价调节，发出明确的价格信号，可以引导风电、太阳能发电产业链的上下游企业明确收益预期，科学制定企业发展战略和规划，将力量和精力更多地投入到技术研发和科技进步上。同时，也有利于抑制地方争规模、跑批文的冲动。

做正确的事，正确地做事，积极发展风电、太阳能发电已成社会各界共识，但只有不断创新、变革，我国的风电、太阳能发电产业才能实现又好又快的发展。希望全行业结合研究风电、太阳能发电的特性，反思和研讨现行的做法和政策，突破传统电源发展模式形成的思维惯性和羁绊，明确风电、太阳能发电发展战略目标，创新开发模式，改革电价补贴机制，完善规划管理，以实现我国风电、太阳能发电在装机大规模增加基础上的高质量增长，建成二十一世纪的世界清洁能源强国，为中华民族的伟大复兴提供坚强的能源保障！（作者现供职于中国电力企业联合会。本文属个人观点，不代表供职单位。）

浙江杭州研发电动汽车全自动底盘换电技术



换电时间缩短 50% 人力成本减少 66% 空间利用率提升 30%

7月23日，从浙江杭州市电力局获悉，该局结合承担的国家863计划课题——电池组快速更换系统集成技术与装备开发，成功开发电动汽车全自动底盘换电技术，使换电时间缩短50%、换电人力成本减少66.7%、同一车型内部空间利用率提升30%以上，有效提高了整车结构设计的合理性、换电模式的安全性和换电过程的便捷性。

两台机器人在康迪小电跑两旁进行换电工作，将带有真空吸盘的手臂伸向车辆的底盘处，取下两块电池，又将同样规格的已充满电的电池安装上去。在杭州古翠路电动汽车换电站，换电机器人正在对康迪小电跑进行换电，整个过程耗时仅为1分多钟。与大多数电动汽车的后备厢电池舱不同，此处的电动汽车动力舱皆位于底盘处，不仅有效节省了车内储物空间，还使配重达到平衡。以上是杭州市电力局应用测试电动汽车全自动底盘换电技术的一幕。

针对纯电动汽车后备箱换电模式空间利用率低、换电便捷性不高等问题，杭州市电力局开始研发电动汽车全自动底盘换电技术。由于底盘换电电池布置于电动汽车底部，其放置位置较低，对换电操作要求更为复杂，为此，该局组织技术团队进行研发，经过几个月的技术攻关，完成了基于工业机器人的换电系统的设计和调试工作，整个智能换电方案包含机器人控制系统、视觉识别系统、安全防护系统、换电机构设计等工作，在采用了工业机器人换电方式后，大大减小了人员劳动强度，提升换电效率和换电质量。

与此同时，该局完成了基于底盘换电的动力舱总成设计开发，已经在康迪小电跑、新大洋知豆、众泰郎悦、众泰5008等几款电动汽车的完成试装，其中康迪小电跑已基本完成了样车测试工作，测试包含续驶里程测试、急加速、转弯、颠簸路等的测试工作，5辆测试车辆累计行驶超过1万公里，在安装有2块动力电池时可满足单次续驶里程约100公里。

实践证明，该局开发的电动汽车全自动底盘换电技术投资成本低、通用性强、系统运行稳定，具有较强的推广应用价值。其主要优点在于开发了适用于底盘换电的标准电池，关键模块通过了国家机动车检测中心等权威机构认证；全自动换电机器人创新运用视觉定位以及基于视觉反馈的自适应控制技术等前沿技术，实现了精确的全自动换电；电池承载系统适用于70%以上的乘用车车型，通用性强；以国家电网公司电动汽车电池更换站典型设计为基础编制了能同时满足后备箱换电和底盘换电的混合充换电站建设方案，利于大规模推广。

智能变电站的概念及架构

一、智能变电站的概念

智能化变电站是数字化变电站的升级和发展，在数字化变电站的基础上，结合智能电网的需求，对变电站自动化技术进行充实以实现变电站智能化功能。从智能电网体系结构看，智能变电站是智能电网运行与控制的关键。作为衔接智能电网发电、输电、变电、配电、用电和调度六大环节的关键，智能化变电站是智能电网中变换电压、接受和分配电能、控制电力流向和调整电压的重要电力设施，是智能电网“电力流、信息流、业务流”三流汇集的焦点，对建设坚强智能电网具有极为重要的作用。

除了变压器、开关设备、输配电线路及其配套设备之外，智能化变电站在硬件上的两个重要特征是大量新型柔性交流输电技术及装备的应用，以及风力发电、太阳能发电等间歇性分布式清洁能源的接入。这两个变化，在提高变电站功能的同时也增加了其复杂程度。智能化变电站自动化系统应当增加对柔性交流输电设备和分布式电源接口的智能化管理和控制功能。

根据国家电网公司《智能变电站技术导则》，智能化变电站是采用先进的传感器、信息、通信、控制、智能等技术，以一次设备参量数字化和标准化、规范化信息平台为基础，实现变电站实时全景监测、自动运行控制、与站外系统协同互动等功能，达到提高变电可靠性、优化资产利用率、减少人工干预、支撑电网安全运行，可再生能源“即插即退”等目标的变电站。其内涵为可靠、经济、兼容、自主、互动、协同，并具有一次设备智能化、信息交换标准化、系统高度集成化、运行控制自动化、保护控制协同化、分析决策在线化等技术特征。

二、智能化变电站的功能特征

智能化变电站的设计和建设，必须在智能电网的背景下进行，要满足我国智能电网建设和发展的要求，体现我国智能电网信息化、数字化、自动化、互动化的特征。智能化变电站应当具有以下功能特征：

1、紧密联结全网。从智能化变电站在智能电网体系结构中的位置和作用看，智能化变电站的建设，要有利于加强全网范围各个环节间联系的紧密性，有利于体现智能电网的统一性，有利于互联电网对运行事故进行预防和紧急控制，实现在不同层次上的统一协调控制，成为形成统一坚强智能电网的关节和纽带。智能化变电站的“全网”意识更强，作为电网的一个重要环节和部分，其在电网整体中的功能和作用更加明显和突出。

2、支撑智能电网。从智能化变电站的自动化、智能化技术上看，智能化变电站的设计和运行水平，应与智能电网保持一致，满足智能电网安全、可靠、经济、高效、清洁、环保、透明、开放等运行性能的要求。在硬件装置上实现更高层次的集成和优化，软件功能实现更合理的区别和配合。应用 FACTS 技术，对系统电压和无功功率，电流和潮流分布进行有效控制。

3、高电压等级的智能化变电站满足特高压输电网架的要求。特高压输电线路将构成我国智能电网的骨干输电网架，必须面对大容量、高电压带来的一系列技术问题。特高压变电站应能可靠地应对和解决在设备绝缘、断路器等方面的问题，支持特高压输电网架的形成和有效发挥作用。

4、中低压智能化变电站允许分布式电源的接入。在未来的智能电网中，一个重要的特征是大量的风能、太阳能等间歇性分布式电源的接入。智能化变电站是分布式电源并网的入口，从技术到管理，从硬件到软件都必须充分考虑并满足分布式电源并网的需求。大量分布式电源接入，形成微网与配电网并网运行模式。这使得配电网从单一的由大型注入点单向供电的模式，向大量使用受端分布式发电设备的多源多向模块化模式转变。与常规变电站相比，智能化变电站从继电保护到运行管理都应做出调整和改变，以满足更高水平的安全稳定运行需要。

5、远程可视化。智能化变电站的状态监测与操作运行均可利用多媒体技术实现远程可视化与自动化，以实现变电站真正的无人值班，并提高变电站的安全运行水平。

6、装备与设施标准化设计，模块化安装。智能化变电站的一二次设备进行高度的整合与集成，所有的装备具有统一的接口。建造新的智能化变电站时，所有集成化装备的一、二次功能，在出厂前完成模块化调试，运抵安装现场后只需进行联网、接线，无需大规模现场调试。一二次设备集成后标准化设计，模块化安装，对变电站的建造和设备的安装环节而言是根本性的变革。可以保证设备的质量和可靠性，大量节省现场施工、调试工作量，使得任何一个同样电压等级的变电站的建造变成简单的模块化的设备的联网、连接，因而可以实现变电站的“可复制性”，大大简化变电站建造的过程，而提高了变电站的标准化程度和可靠性。出于以上需求的考虑，智能化变电站必须从硬件到软件，从结构到功能上完成一个飞越。

三、智能化变电站与数字化变电站的区别

智能化变电站与数字化变电站有密不可分的联系。数字化变电站是智能化变电站的前提和基础，是智能化变电站的初级阶段，智能化变电站是数字化变电站的发展和升级。智能化变电站拥有数字化变电站的所有自动化功能和技术特征，二者的共同点无需讨论。本文认为智能化变电站与数字化变电站的差别主要体现在以下 3 个方面：

1、数字化变电站主要从满足变电站自身的需求出发，实现站内一、二次设备的数字化通信和控制，建立全站统一的数据通信平台，侧重于在统一通信平台的基础上提高变电站内设备与系统间的互操作性。而智能化变电站则从满足智能电网运行要求出发，比数字化变电站更加注重变电站之间、变电站与调度中心之间的信息的统一与功能的层次化。需要建立全网统一的标准化信息平台，作为该平台的重要节点，提高其硬件与软件的标准化程度，以在全网范围内提高系统的整体运行水平为目标。

2、数字化变电站已经具有了一定程度的设备集成和功能优化的概念，要求站内应用的所有智能电子装置(IED)满足统一的标准，拥有统一的接口，以实现互操作性。IED分布安装于站内，其功能的整合以统一标准为纽带，利用网络通信实现。数字化变电站在以太网通信的基础上，模糊了一、二次设备的界限，实现了一、二次设备的初步融合。而智能化变电站设备集成化程度更高，可以实现一、二次设备的一体化、智能化整合和集成。

3、智能电网拥有更大量新型柔性交流输电技术及装备的应用，以及风力发电、太阳能发电等间歇式分布式清洁能源的接入，需要满足间歇性电源“即插即用”的技术要求。

四、智能化变电站架构

1、数字化变电站的集成化

集成化总是变电站自动化技术的发展方向和趋势。从常规变电站，到数字化变电站，再到智能化变电站的发展过程，是变电站内的设备和系统集成化程度越来越高的过程。

数字化变电站用微机处理和光纤数字通信优化变电站层和间隔层的功能配置；控制、保护和运行支持系统通过局域网彼此互相连接，共享数据信息；简化单个系统的结构，同时保持各个系统的相对独立性。在此基础上更进一步，数字化变电站内的自动化系统可以进行集成，分为三个层次，过程层集成、间隔层集成和变电站层集成。

变电站中每个控制和监视设备都需要从过程输入数据，然后输出控制命令到过程。过程接口将完成被监视和控制的开关场设备和变电站自动化系统的连接。数字化变电站中，集成化的一个体现是过程接口被直接集成到了过程中，也就是开关设备中。包括用于测量电流和电压及气体密度的电子传感器、断路器和隔离开关的位置指示器和传动装置都安装在一个屏蔽的小盒子里，集成到一次设备中，即所谓的智能化一次设备。

数字化变电站集成化的另一个体现是间隔层的集成化：构筑一个通用的硬件和软件平台即统一的多功能数字装置(UMD)，将间隔内的控制、保护、测量等功能集成在这

个通用的平台上，通过通用的硬件和软件采集各功能需要的数据和状态量，实现数据共享。原来控制、保护等功能不再需要专用的硬件装置和专用的输入、输出通道，而是由合理的软件设计来实现。

间隔统一多功能装置集成了较多的功能，在设计时应按各功能响应时间要求进行分类，并确定优先级别。显然，继电保护、紧急控制等与保护相关的功能，需要响应速度快，处于最优先级别，决不能被非保护功能所闭锁。测量变量的计算、故障录波、事件记录，虽然与保护过程同时发生，但可以延时或闭锁。监视、自我诊断、控制功能在正常和出现故障时都不允许闭锁保护功能。变电站层的集成是自动化需要在站级处理的各个功能通过站内通信网络组合在统一的系统中。变电站层和过程层的集成功能划分原则是：凡是间隔层能够执行的功能不应由变电站层完成。

数字化变电站在过程层、间隔层和变电站层三个层次应用的集成化技术，减少了变电站内组件的数量，提高了元件质量，增强自动化功能的协调水平，简化了站内接线，提高了运行与控制的可靠性。

2、智能化变电站综合集成化智能装置及其功能结构

数字化变电站在运用集成技术之后，全站范围内的数据交互通过光纤以太网实现。变电站层与间隔层之间现场距离长，数据交换量大，实时性要求高，需要与外部电网互联互通。而间隔层与过程层之间数据交换，不同间隔之间的数据交换，都是局限于变电站内，数据交换多是点对点，瞬时性的。若所有的间隔层设备与过程层设备之间的联系完全依赖于光纤网络，一旦光纤网络出现故障或受到干扰，间隔层与过程层之间的联系将非常不可靠，全站的所有自动化功能都可能因此受到影响而不能正常工作。

为了进一步减少变电站内元件(节点)数量，降低间隔层自动化功能对光纤网络的依赖性，将间隔层与过程层之间的联系从对光纤网络的依赖中解放，同时也为了进一步简化变电站的结构，本文提出了一种将变电站内过程层与间隔层一二次设备进行一体化、智能化综合集成的构想，并以此提出智能化变电站的架构体系。通过分析，认为该综合集成构想以及智能化变电站架构体系的实现，具有先进性，能够满足未来智能电网发展的要求。

变电站一、二次设备的一体化、智能化集成，指除了过程层的测量与控制执行等功能外，将目前变电站结构中间隔层的保护、控制、监视等功能也综合集成到过程高压设备现场，由就地安装的综合集成化智能装置

(CompositiveIntegratedIntelligentDevice, CIID)一方面直接作用于一次设备，另一方面通过标准化的接口并入全站唯一的光纤总线，进行各 CIID 之间，及 CIID 与变电站层的功能之间的信息共享与优化协作。

智能化现场测控装置(模块)接受全网统一的同步时钟信号,实现对一次设备的模拟量、开关量与状态量的同步采集,按照全网统一的标准(如 IEC61850)处理,为测得数据统一打上同步时间标签;也接受运行控制模块、继电保护模块等的控制命令,实现对一次设备操作的控制与执行。继电保护模块在所有的模块中享有最高优先级,可以直接从智能化现场测控装置获取所需信息,以最短的时间做出反应,并且在任何情况下其保护功能都不被闭锁,同时还可通过标准化接口与其它一次设备的 CIID 的保护功能交互、配合。统一数据存储模块是 CIID 的本地信息数据库,测量得到的所有的标准化模拟量、开关量与状态量信息都在此存储,提供给其它功能模块,并可按照时间轴、属性轴等信息数据进行初步的归类与管理。同时,也可以记录并存储各个层次、各个模块所有的面向对应一次设备进行操控的命令,以备查询。运行控制模块从统一数据存储模块获取本地设备的状态信息,也可接受来自变电站层的指令或利用其它 CIID 的信息综合判断,实现对一次设备的自动控制、紧急控制,故障录波与事件记录,非正常状态与故障状态的恢复等功能。诊断监视模块实现对设备的状态监视和诊断。软件管理模块可以对所有的功能模块软件进行管理、更改和升级。CIID 的硬件配置要求满足所有自动化功能所需,并考虑冗余度。今后对 CIID 功能的增加或提升,只需通过软件升级实现。

CIID 内各个模块之间通过总线结构实现交互。对外经由通信模块,通过标准化的接口与变电站层和其它的 CIID 通讯交互。通信管理模块在综合集成化智能装置中处于“咽喉”的地位。装置内的各个功能模块,需要与其它 CIID 的功能模块进行交互和协作,也需要向变电站层报告信息,并接受变电站层的指令。通信管理模块需要对所有的功能模块的所有信息进行有效的组织和管理,以保证信息交互的可靠与高效。流经标准化接口的信息包括由变电站层向综合集成化智能装置的查询命令、控制指令、调用指令等,包括由 CIID 向变电站层的实时运行信息(包括模拟量、状态量、开关量等)、故障录波、事件报告等,以及各 CIID 间的互锁和调用信息。智能化测控装置是变电站基础信息的根本来源,通过综合集成化智能装置的标准化接口接入站内光纤以太网,可以构成全站乃至全网范围的标准化基础信息平台。

需要说明的是,上述功能模块不是将各自动化系统装置在安装位置上进行简单的捆绑和叠加,而是在将所有自动化功能进行全面综合考虑后的升级优化。优化的目标是:功能齐全、硬件冗余、实现功能的流程最简化和最有效化。

考虑到今后新的技术与装备出现及应用的可能性,CIID 仍然保留标准化的功能扩展接口和装备配置空间。智能化测控装置中包含本地人机界面,只对测量信息进行显示,其它的设备状态信息等都通过网络在变电站层集中显示。为保证功能的独立性,减少功能互相之间的影响,提高可靠性,这些模块的功能都由各自的 CPU 处理。

3、综合集成的智能化变电站的架构

综合集成的智能化变电站的架构如图 1 所示，其结构和功能总体上分为两层，即智能设备层和变电站层。智能设备层主要由综合集成化智能装置(CIID)和高压一次设备构成，二者之间通过非常规电流互感器、非常规电压互感器以及各类传感器建立直接联系。除了高压开关设备之外，智能化变电站中的一次设备多了分布式电源接口和柔性交流输电装置(FACTS 装置)。由于 CIID 内综合集成了各个变电站自动化系统的功能模块，因此可以实现并完成 IEC61850 标准提出的变电站分层结构中的过程层和间隔层的功能。可以认为智能设备层是对过程层和间隔层的集成。智能化变电站的变电站层的功能主要包括各个 CIID 在站级的管理和协调应用，站级的一体化数据管理以及与远方调度控制中心和其它智能化变电站的信息交互、协调控制的管理等。当多个智能化变电站实现标准化的互联时，即可构成支撑智能电网的重要节点。

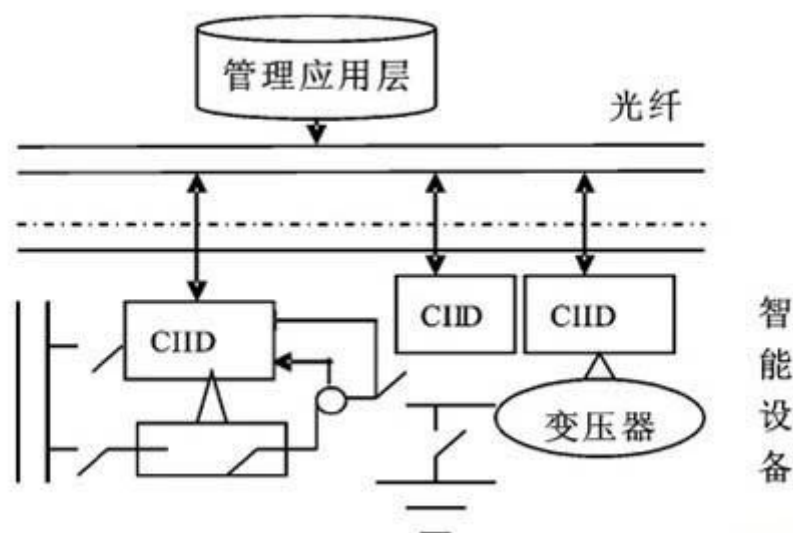


图 1 综合集成的智能化变电站的架构

在该架构中，变电站中每个控制和监视设备都需要从过程输入数据，然后输出控制命令到过程。而 CIID 是核心，它将控制、保护、测量等功能集成在这个通用的平台上，通过通用的硬件和软件采集各功能需要的数据和状态量，实现数据共享。CIID 主要有以下几个模块：

1) 智能化现场测控模块，它接受全网统一的同步时钟信号，实现对一次设备的模拟量、开关量与状态量的同步采集，也接受运行控制模块、继电保护模块等的控制命令，实现对一次设备操作的控制与执行。

2) 继电保护模块，它可以直接从智能化现场测控装置获取所需信息，以最短的时间做出反应，并且在任何情况下其保护功能都不被闭锁，因此它是优先级最高的模块。

3) 通信模块，通过标准化的接口与变电站层和其它的 CIID 通讯交互。

五、智能化变电站的关键技术

智能化变电站通过全景广域实时信息统一同步采集，实现变电站自协调区域控制保护，支撑各级电网的安全稳定运行和各类高级应用；智能化变电站设备信息和运行维护策略与电力调度实现全面互动，实现基于状态监测的设备全生命周期综合优化管理；变电站主要设备实现智能化，为坚强实体电网提供坚实的设备基础。为实现以上功能，本文认为智能化变电站应当实现设备融合、功能整合、结构简洁、信息共享、通讯可靠、控制灵活、接口规范、扩展便捷、安装模块化、站网一体化等特点，应包括以下技术内容：

1、智能化变电站技术体系、技术标准及技术规范研究。在对智能电网的国内外现状、技术体系、实施进程及发展趋势进行跟踪、分析和评估的基础上，依据《中国智能电网体系研究报告》，研究智能变电站与数字变电站的差异，给出智能变电站的内涵、外延和应用范围；研究智能变电站内各种设备和系统的物理特性、运行逻辑及其输入输出的形式、介质，抽象出物理和信息模型，并基于统一的建模方法实现自描述；开展对智能电网发展基础体系、技术支撑体系、智能应用体系、标准规范体系、运维体系及技术评价体系的研究。

2、智能化一、二次设备智能化集成技术研究。涉及变压器、开关设备、输配电线路及其配套设备、以及新型柔性电气设备(装置)等电力系统中各种一次设备与控制、保护、状态诊断等相关二次设备的智能化集成技术。这些一次设备实现智能化集成后，实体电网将是一个由各种对内(面向自身)具备完善控制、保护、诊断等功能，对外(面向整个系统)具有数字化、标准(规范)化信息接口并发挥不同功能作用的智能体的有机组合，这些智能体能够在智能化电网控制决策系统的协调控制下，既相对独立又友好合作，共同完成智能电网的运行目标。

3、智能化变电站全景信息采集及统一建模技术研究。主要指智能化变电站基础信息的数字化、标准(规范)化、一体化实现及相关技术研究，实现广域信息同步实时采集，统一模型，统一时标，统一规范，统一接口，统一语义，为实现智能电网能量流、信息流、业务流一体化奠定基础。智能化信息采集系统与装置研究，利用基于同步综合数据采集同时适用于传统变电站和数字化变电站的新型测控模式，实现各类信息的一体化采集，包括与智能变电站有关的电源(含可再生能源)、负荷、线路、微电网的全景信息采集。此外还包括标准信息模型及交换技术研究，信息存储与管理技术研究，

信息分析和应用集成技术研究，信息安全关键技术与装备研究，智能化变电站同步时钟推广应用研究等。

4、智能化变电站系统和设备系统模型的自动重构技术研究。研究变电站自动化系统中智能装置的自我描述和规范；研究基于以太网的智能装置的即插即用技术；研究变电站自动化监控系统对智能装置的识别技术、自动建模技术；研究当智能装置模型发生变化时的系统自适应和系统模型重构技术；研究自动化系统对智能装置的模型进行校验，对智能装置的功能及其模块进行测试、检查的交互技术；研究当变电站运行方式发生变化时，智能测控和保护装置在线自动重构运行模型的方法，后台系统自动修改智能装置的功能配置和参数整定的技术；研究自动化系统在智能装置故障时对故障节点的快速定位、切除和模型自适应技术。

5、基于电力电子的智能化柔性电力设备的研发及其应用技术的研究，包括不同柔性电力设备的拓扑结构研究，数学模型研究，功能特性及其对电网影响仿真与试验研究，以及自身控制与相互间协调控制策略研究等。目前已在电力系统中获得不同程度应用的智能化柔性电力设备主要包括晶闸管控制串联补偿器(TCSC)、静止无功补偿器(SVC)、静止同步补偿器(STATCOM)、有源滤波器(APF)等，它们在改善电力系统控制性能、提高系统电压稳定性与电能质量等运行品质方面发挥了重要作用；处于研发或不同程度试验中的柔性电力设备还有静止无功发生器(SVG)、固态限流器(SSFCL)、统一潮流控制器(UPFC)、静止同步串联补偿器(SSSC)、晶闸管控制移相器(TCPST)等，这些设备投运后，必将进一步改善、提高电力系统的控制性能、运行稳定性、电能质量等运行品质。随着智能电网建设的步伐的推进，必将研发出更多不同功能的柔性电力设备并在电力系统中获得应用。

6、间歇性分布式电源接入技术的研究。风能、太阳能等清洁能源，具有如下特点：储量丰富地区大多较为偏远；能量不够集中，相对分散；受气象变化及生物活动的影响，能量波动明显，用于发电，则出力呈现间歇性波动特性等。因此，清洁能源可再生并网发电(称为间歇性电源)直接接入电网，将对电力系统运行的安全性、稳定性、可靠性以及电能质量等方面造成冲击和影响，对电力系统的备用容量提出更高要求。另外，间歇性电源发电装置需按峰值功率设计投资，在能量波动大的情况下，装机容量的可利用率低。如何解决能量波动问题，是间歇性电源发展和利用面临的主要挑战。智能化变电站作为间歇性电源并入智能电网的接口，必须考虑并发展对应的柔性并网技术，实现对间歇性电源的功率预测、实时监控、灵活控制，以减轻间歇性电源对电网冲击和影响。

7、智能化变电站广域协同控制保护技术研究。研究基于变电站统一数据平台的广域协同控制保护的原理、实现方式、同步时间源技术、高速高精度测量技术、等间隔采样下的电气量计算技术、数据建模及交换技术、广域网时间传递技术、智能多代理系统、智能设备之间数据标准交换技术等。