

作品名称：基于促进清洁能源消纳的京津冀新能源发展及其特性研究

作品类别：调研报告类

作者团队：赵嘉欣 华北电力大学 本科四年级

林佳敏 华北电力大学 本科二年级

游达源 华北电力大学 本科三年级

指导教师：曾博 华北电力大学

目录

第 1 章 引言.....1

1.1 课题研究的背景..... 1

1.2 课题研究的意义..... 2

1.3 课题研究的主要内容..... 2

第 2 章 京津冀地区新能源现状分析..... 2

2.1 风力发电现状..... 3

2.1.1 风力资源情况.....3

2.1.2 风力发电开展现状.....4

2.2 光伏发电现状..... 5

2.2.1 光伏资源情况.....5

2.2.2 光伏发电开展现状.....6

2.3 京津冀地区新能源发展的优势与劣势分析..... 7

2.3.1 北京新能源发展的优势与劣势分析.....7

2.3.2 天津新能源发展的优势与劣势分析.....9

2.3.3 河北省新能源发展的优势与劣势分析.....10

2.4 本章小结..... 12

第 3 章 京津冀地区新能源发电特性分析..... 13

3.1 2020 年京津冀地区新能源出力及负荷基础数据分析..... 13

3.2 冀北地区新能源出力及负荷情况..... 17

3.2.1 冀北风电和光伏的出力特性分析.....18

3.2.2 冀北地区新能源发电及负荷的对比分析.....21

3.3 本章小结..... 21

第 4 章 京津冀地区新能源产业发展模式研究.....23

4.1 发展模式一：大规模集中式新能源发电基地..... 23

4.1.1 通道建设（电网配套设施建设）23

4.1.2 电力发展与消纳.....24

4.1.3 实证分析：以张北县为例.....25

4.2 发展模式二：以微网形式的新能源分布式发电..... 27

4.2.1 新能源分布式投资运营模式.....28

4.2.2 微网建设运营模式.....29

4.2.2.1 实证分析一：以北京延庆微电网项目为例.....31

4.2.2.2 实证分析二：以北京海淀北部新区能源互联网项目为例..... 33

4.3 本章小结..... 35

第 5 章 京津冀地区新能源发展应对策略分析.....38

5.1 全方位构建消纳平台，高标准规划建设并网通道.....	38
5.2 加大核心技术研发力度，提高新能源发电产业化水平.....	39
5.3 降低发电成本，扩大融资渠道.....	40
5.4 完善市场机制，推动京津冀协同发展.....	41
5.5 完善发展规划，加大政府支持力度.....	42
第 6 章 结论.....	45

第 1 章 引言

1.1 问题研究的背景

近年来,我国清洁能源行业不断发展壮大,产业规模和技术装备水平连续跃上新台阶,为缓解能源资源约束和生态环境压力做出突出贡献。但同时,清洁能源发展不平衡不充分的矛盾也日益凸显,特别是清洁能源消纳问题突出,已严重制约电力行业健康可持续发展。此外,并且京津冀地区及其周边地区、汾渭平原的电煤比重较低,弃风弃光问题没有得到有力解决,造成京津冀地区的清洁能源消纳比率不高。如何促进京津冀地区的清洁能源消纳,优化能源消费结构,缓解环境污染问题,成为京津冀地区实现高质量发展的必经之路^[1]。

党中央国务院高度重视清洁能源消纳问题。政府在《清洁能源消纳行动计划》文件中指出:2019 年,确保全国平均风电利用率高于 90%(力争达到 92%左右),弃风率低于 10%(力争控制在 8%左右);光伏发电利用率高于 95%,弃光率低于 5%。全国水能利用率 95%以上。全国核电基本实现安全保障性消纳。2020 年,确保全国平均风电利用率达到国际先进水平(力争达到 95%左右),弃风率控制在合理水平(力争控制在 5%左右);光伏发电利用率高于 95%,弃光率低于 5%。全国水能利用率 95%以上。全国核电实现安全保障性消纳^[2]。北京市政府和天津市政府也都相继提出了各自的“十三五”节能减排计划、具体目标和相应工作方案等政策措施,以全力应对当前的清洁能源消纳比率较低问题^[3,4]。

京津冀位于我国环渤海地区,随着近些年经济的快速发展,该地区逐渐成为我国经济版图中的重要版块,京津冀三地之间的协同发展得到了党中央国务院的高度重视^[5]。在 2014 年 2 月的京津冀协同发展座谈会上,习近平总书记强调:京津冀在加强生态系统保护合作的基础上,要努力增加环境容量、扩大生态空间;京津冀要建立新型能源开发等领域的全面合作机制。《清洁能源消纳行动计划》中明确指出,立足我国国情和发展阶段,着眼经济社会发展全局,以促进能源生产和消费革命、推进能源产业结构调整、推动清洁能源消纳为核心,坚持远近结合、标本兼治、安全优先、清洁为主的原则,贯彻“清洁低碳、安全高效”方针,形成政府引导、企业实施、市场推动、公众参与的清洁能源消纳新机制,切实践行“绿水青山就是金山银山”的理念,为建设美丽中国而奋斗^[6]。

当前火力发电的污染物排放占总污染物排放的比例很高,因此基于京津冀的新能源资源及开发现状,通过技术革新使新能源发电逐步替代传统的火力发电是解决京津冀地区促进清洁能源消纳问题的重要举措之一^[7]。因此,对京津冀地区的资源及现状及发展的基础条件进行全面分析,找到京津冀地区新能源发展的优势和劣势,在促进清洁能源消纳背景下明确新能源的发展方向具有十分重要的意义^[8]。

1.2 问题研究的意义

在当前京津冀能源消费结构不合理的条件下，减少火力发电，提高新能源的发电比重是当前亟需解决的关键问题^[9]。本报告的研究内容对促进京津冀地区清洁能源效率具有如下几点意义：

（1）明确新能源发展现状，掌握新能源发电特性

本报告通过全面、系统的调查研究，详细介绍了北京、天津、河北省新能源的资源现状及其建设发展情况，从而为京津冀地区新能源的发展规划奠定了良好的基础。通过新能源的出力特性分析总结，掌握新能源的发电特性，进而为多种能源的统筹协调、保障新能源安全稳定上网提供基础信息依据^[9]。

（2）明晰新能源发展方向，提高新能源消纳比例

通过京津冀地区新能源的资源现状及不同区域不同时间新能源的负荷特性，提出适宜京津冀地区新能源发展的两种模式：集中式大规模新能源发电基地和以微网形式的新能源分布式发电，并根据京津冀三个地区适宜开展不同模式的实例，分析在这三个地区发展新能源出现的主要问题，并给出了解决问题的方案，从而提高京津冀新能源的消纳比例，从根本上促进京津冀清洁能源消纳^[11]。

1.3 问题研究的主要内容

在当前能源紧张，环境污染较为严峻的形势下，大力开展新能源发电是促进清洁能源消纳的重要方式之一。本调研报告在促进清洁能源消纳的背景下，从京津冀地区的新能源资源与发展现状入手，基于京津冀一体化规划条件下新能源的发电特性，研究了新能源产业选择与对应的发展模式。

首先，对京津冀地区的风力、光伏新能源的资源现状及其发电情况进行全面分析，基于此分别给出了北京、天津和河北发展新能源存在的优势和劣势。

其次，根据 2020 年京津冀地区的新能源规划结果，得到 2020 年京津冀地区的风电及光伏发电出力，再结合该地区的负荷情况，总结得到京津冀地区的总体规划方向以及对应的调峰和储能情况。鉴于京津冀地区的风电和光伏资源大部分位于冀北地区，因此调研本报告对冀北地区的风电和光伏出力特性展开分析，将 2020 年的总出力与总负荷进行比较，得到冀北地区的最小外送能力。

然后，根据京津冀新能源产业的发展现状以及资源分布情况，对该地区的新能源产业选择与发展模式进行深入研究。在此基础上，给出了京津冀新能源发展的两种模式：大规模集中式新能源发电基地与以微网形式的新能源分布式发电。

最后，本调研报告基于京津冀地区新能源的发展现状及其发电特性，针对京津冀地区新能源发展面临的问题，给出了对应的解决建议。

第2章 京津冀地区新能源现状分析

通过对京津冀地区典型风电场、分布式光伏电站的实地考察以及对相关负责人的访谈，小组成员了解到京津冀地区的风力资源情况，并调查了京津冀地区的风力发电开展现状。

本章对京津冀地区风力、光伏的资源及发展现状进行详细分析，进而总结出目前京津冀地区新能源发展的优势与劣势，从而为后面章节中新能源的发展规划奠定基础。

2.1 风力发电现状

2.1.1 风力资源情况

风能资源是可供人类开发和利用的风能。通常我们用风功率密度来度量风能的大小，它与空气密度成正比，同风速的立方也成正比。基于表 2-1 京津冀地区 70m 高度的风能资源可开发情况，分别介绍北京市、天津市、河北省的风力资源概况。

表 2-1 京津冀地区 70m 高度风能资源可开发情况

	区域	技术可开发量/ MW	技术可开发量合计/ MW	技术可开发面积/ km^2	技术可开发面积合计/ km^2
北京市	$\geq 200W/m^2$	890	2050	277	605
	$\geq 250W/m^2$	620		175	
	$\geq 300W/m^2$	500		139	
	$\geq 400W/m^2$	40		14	
天津市	$\geq 200W/m^2$	910	910	209	209
河北省	$\geq 200W/m^2$	75670	129530	21252	36588
	$\geq 300W/m^2$	41880		11870	
	$\geq 400W/m^2$	11980		3466	

1、北京市风能资源情况

从空间分布来看，北京地区风能资源丰富区主要位于门头沟区西北部、昌平区西部、房山区北部以及延庆西北部等海拔高度在 1000m 以上的山区，年平均风速可达 6.0m/s 以上，年平均风功率密度在 300W/m² 以上。另外，在怀柔、密云部分山区也有一定的资源量。从时间分布来看，北京地区风资源具有冬春季丰富，秋季次之，夏季最小的变化特点。

总体来说，北京地区风资源丰富区比较分散，分布在高海拔地区与山口、河谷狭管效应比较明显的地区，风电发展宜采用“小规模、分布式”的开发战略。

2、天津市风能资源情况

从空间分布来看，天津市风能资源从沿海向内陆地区递减，南部地区风速较小、风能资源较差，风能资源的技术可开发地区基本上均于滨海新区。其中，70m 高度平均风速在 5.5-6.1m/s，平均风功率密度为 194.5-251.4W/m²，≥200W/m² 的技术可开发量为 91 万千瓦，技术可开发面积为 209km²，可装机密度系数达 4-5MW/km² 之间。从时间分布来看，风能资源呈现春季最大、冬季次之、夏季最小的特点。

另外，天津拥有较为丰富的海上风电资源，在海上风电建设方面具有很大的开发潜力。从天津沿海地区 70m 高度多年平均风能资源分布可以看出，海岸线沿线年平均风速在 6.2-6.4m/s，海面上风速梯度较小，平均风速在 6.6-7.0m/s 之间，并且风速在 3-25m/s 之间的有效小时数基本超过 7800h，占全年的 89%以上，风速可利用时间较长。

总体来看，若应用于并网发电，天津近海海域风资源较好，但要进行风能资源评估及选址，还需更加系统的分析。

3、河北省风能资源情况

河北省属于我国风能资源丰富省份之一，风能储量达到 7400 万千瓦，陆上风电开发量超过了 2500 万千瓦，近海超过 500 万千瓦。从空间分布来看，省内风力资源主要分布地区在张家口、承德、坝上、亲环岛、苍山，以及太行山燕山山区，其中张家口坝上地区和唐山、沧州沿海地区为百万千瓦级风电基地。从时间分布来看，风速的年变化均以冬春季最大，秋季次之，夏季最小，冬夏风向有明显的季节转换，主导风向根据区域不同有所差异。

表 2-2 河北省 70m 高度的各地区装机密度情况

装机密度系数	地区
≥1MW/km ²	张家口、承德、秦皇岛、唐山和沧州沿海地区以及太行山部分区域
≥3MW/km ²	北部高原、怀来水库附近和东部沿海一带
≥4MW/km ²	东部沿海、怀来官厅水库附近以及南部的邯郸西部太行山山前丘陵区的小块区域

总体来说，河北省风能资源十分丰富，主要集中在冀北地区，开发潜力非常大，适宜开发大规模的集中式新能源发电基地。

2.1.2 风力发电开展现状

基于京津冀地区的风力资源情况分析，下面分别从容量建设、上网电量、发电量、弃风电量、利用小时数等角度全方面概括北京市、天津市、河北省的风电发展现状，总体情况如下表所示。

表 2-3 京津冀地区的风电装机及弃风情况总结

省份	年份	新增并网容量/万千瓦	累计并网容量/万千瓦	弃风率	利用小时数/h
北京市	2015 年	0	15	/	1703
	2016 年	4	19	/	1750
	2017 年	0	19	/	1854
天津市	2015 年	0	29	/	2227
	2016 年	0	29	/	2075
	2017 年	0	29	/	2095
河北省	2015 年	109	1022	10%	1808
	2016 年	166	1188	9%	2077
	2017 年	-7	1181	7%	2250

从风电装机容量和发电量来出，2017 年北京风电产业累计并网装机容量达到 19 万千瓦；天津风电产业累计并网装机容量达到 29 万千瓦；河北风电产业累计并网装机容量达到 1181 万千瓦。可见，京津冀地区中河北省的的风电装机容量最大，天津市次之，北京市最小，但是均较小。究其原因，河北省风力资源丰富，风电装机容量最大是毋庸置疑的，而天津市的装机容量稍大则在于天津市部分的海上风电开发。截至目前，天津滨海新区陆地资源十分紧张，接入天津电网的大神堂、沙井子、马棚口、蓟运河口风电场 4 座风电场装机总容量已经达到 22.85 万千瓦。未来，发展潮间带和海上风电场是天津风电建设的必然发展趋势。

从利用小时数来看，2015-2017 年京冀的风电产业利用小时数均逐年递增，天津地区则略有下滑。

2.2 光伏发电现状

2.2.1 光伏资源情况

整体来说，京津冀地区的太阳能资源较为丰富，优于上海、江浙等地区，具有较大的可开发利用价值。各地资源分布情况如下表所示。

表 2-4 京津冀各地区的太阳能资源分布状况

地区	平均日照小时数/h	辐射总量/MJ·m ⁻²	相同能量的标准煤,kg	太阳能资源分类
北京市	2600-3000	5000-6000	260	二类
天津市	2471-2769	5610	-	三类

河北省	西北部	3000-3200	5852-6680	200-225	二类
	中部和东南部	2200-3000	5016-5852	170-200	三类

北京：生态涵养区的延庆、密云、怀柔等区县以及亦庄地区的太阳能资源较丰富。当前，北京既有建筑面积已达 7 亿平方米，可安装分布式光伏规模超过 2000MW，光伏发展可谓潜力巨大。

天津：天津日照时数从东南向西北减少，塘沽地区最优，天津市内最低。当前，天津市的建筑面积约 3.5 亿平方米，可安装太阳能分布式发电的规模可超过 1000MW，此外，天津电网基础设施良好，电力消化能力强，是发展分布式光伏发电适宜地区。

河北：省内大部分的太阳能资源位于西北部地区，主要集中在张家口和承德市，中部和东南部的保定和石家庄资源较丰富，且两地有扶贫试点。其中，张家口市地势西北高、东南低，阴山山脉横贯中部，地域日照时数可达到 2756-3062 小时，大片的平整荒地非常适宜建设风电及光伏项目；而承德市山脉连绵起伏，处于华北和东北两个地区的连接过渡地带，光照情况在河北省仅次于张家口市，为开发建设光伏项目提供了较好的前提条件。

2.2.2 光伏发电开展现状

北京、天津、河北三个地区 2014-2016 年第一季度的光伏发电装机情况如下表所示：

表 2-5 京津冀光伏发电装机情况

年份	省（市）	累计装机容量/万 kW		新增装机容量/万 kW	
			其中：光伏电站		其中：光伏电站
2014 年	北京	14	14	5	5
	天津	10	7	8	5
	河北	150	27	97	8
合计		174	48	110	18
2015 年	北京	16	2	2	2
	天津	12	3	3	0
	河北	239	212	89	89
合计		267	217	94	91
2016 年	北京	24	5	8	3
	天津	60	48	47	44

	河北	443	404	203	192
合计		527	457	258	239

通过上表可以看到，北京、天津、河北三个地区的光伏发电都以较快的速度发展，其中河北省的发展速度最快，这是由于其部分地区太阳能资源丰富，并且受到国家政策的一定支持。北京和天津地区主要受地理条件的限制，并且太阳能资源较为分散，适宜建设分布式光伏项目，如工厂化发电项目、地面式光伏发电项目、商业体光伏项目。

2.3 京津冀地区新能源发展的优势与劣势分析

通过以上对京津冀地区各类新能源的资源及发展现状进行分析，对北京、天津、河北省三个地区新能源发展的优势和劣势进行总结，如下表所示。

表 2-6 京津冀新能源发展的优势与劣势

地区	优势	劣势
北京	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 优越的科研创新条件，雄厚的技术研发实力 ➤ 高端的设备制造技术，较成熟的检测认证产业 ➤ 经济发达，负荷基础大，新能源资源较为丰富 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 部分关键技术发展缓慢，与国际先进水平差距较大 ➤ 产业规模小，经济性较差 ➤ 政策支持不到位，配套服务体系不健全
天津	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 便利的流通渠道，优越的海上风电建设条件（区位优势） ➤ 良好的产业发展基础 ➤ 较高的自主创新水平 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 研发经费投入不足 ➤ 产业标准体系缺乏 ➤ 市场培育不足，政策扶持有待加强 ➤ 缺乏完善的市场机制，利益协调较为困难
河北	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 丰富的风能与太阳能资源，优越的区位优势 ➤ 完善的光伏产业链，先进的光伏设备制造技术 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 风力发电不能及时消纳、电网建设滞后于风电建设 ➤ 政策支持不足，融资渠道狭窄 ➤ 科研投入不足，过度依赖国外市场

2.3.1 北京新能源发展的优势与劣势分析

1、优势

(1) 优越的科研创新条件，雄厚的技术研发实力

在科研条件方面：北京市新能源领域研发实力雄厚，建成了风电设备及系统技术等 3 个国家重点实验室、国家新能源工程技术研究中心等 2 个国家工程研究中心、输配电及节电技术等 5 个国家工程研究中心、恒有源科技发展有限公司技术中心等 5 个国家级企业技术中心，形成了企业、研发机构、产业联盟相互促进的创新格局。此外，北京具有良好的**新能源开发应用平台**：建成了我国第一个太阳能热发电实验项目（中科院延庆 1 兆瓦太阳能热发电项目）、第一个省级新能源和可再生能源在线监测平台、第一个大型禽类粪便沼气发电工程（德青源沼气发电工程）、第一个大型再生水热泵供暖制冷集中应用项目（奥运村再生水热泵项目）；成立了第一个新能源和可再生能源产业技术联盟、第一个新能源和可再生能源标准技术委员会、第一个实施新能源和可再生能源统计制度。

在技术水平方面：在光伏发电技术、非晶硅薄膜电池生产线成套装备技术、大型风电关键技术、新能源汽车技术研发等领域具有明显的创新优势。

(2) 高端的设备制造技术，较成熟的检测认证产业

在太阳能光伏高端装备制造方面，目前，中科信、七星华创等企业的市场份额约占全国 50% 左右；北仪创新是国内唯一具备薄膜电池生产设备整套交钥匙能力的企业。

在标准认证体系方面，北京鉴衡认证中心、中国电力科学研究院等权威检测认证机构的服务在国内自愿性产品认证领域排名第一，占据了国内太阳能和风能检测认证 60% 以上的市场份额。对于光伏标准认证产业，目前北京市不仅拥有国家级光伏、光伏检测中心各一个，还拥有鉴衡认证中心、国家太阳能热水器质量监督检验中心（北京）、中科院电工所等多家国内一流检测认证机构。

(3) 经济发达，新能源资源较为丰富

北京是我国的政治、经济与文化中心，经济发达，电力消纳水平高，根据近三年的统计数据，北京无弃风的问题，此外北京市的风能与太阳能资源较为丰富，因此适宜发展新能源分布式。

2、劣势

(1) 部分关键技术发展缓慢，与国际先进水平差距较大

目前部分关键技术的技术水平，与欧洲等国家仍存在较大差距，例如光伏发电的平板集热器的结构设计、太阳选择性涂层、玻璃透过率及焊接工艺等；太阳能与建筑结合的整体设计、部件、连接方式、产品外观等；太阳能采暖的技术的系统设计、系统控制、季节性储热技术等。

(2) 产业规模小，经济性较差

这一点主要体现在光伏利用方面。以太阳能热水器为例，北京市太阳能热水

器的市场份额不到 2%，北京城区以高层建筑为主，楼房密度高，安装使用太阳能热水器不便，影响太阳能利用。同时，由于北京的高地价、高人力成本，及主要市场在外省造成的高销售成本，使其生产成本低。

（3）政策支持不到位，配套服务体系不健全

这一点主要体现在北京地区的光伏发展方面。首先，北京对光伏新能源产业的相关促进政策滞后，例如光伏企业只能在具体的项目上申请相关扶持，科技管理部门缺乏对中小企业研发类科研项目的支持。

2.3.2 天津新能源发展的优势与劣势分析

1、优势

（1）便利的流通渠道，优越的海上风电建设条件（区位优势）

天津地理位置优越，处于东北亚重要的经济腹地，直接面向日韩。天津作为东北亚重要的经济节点城市和环渤海经济区域、北方最大的港口城市，是我国对内对外经济、科技交流合作的重要通道，为新能源产业的发展提供内外联合的便利条件，有利于原材料进出口、对外合作和经贸往来，能够降低新能源产业发展的物流成本。

此外，天津拥有丰富的沿海风力资源。天津市近海海域不大，总面积约 1947km²，天津市海岸带位于华北平原的东北部，地处渤海西海岸，海河水系与蓟运河水系的尾闾，是海陆交互作用强烈的地区。

（2）良好的产业发展基础

经过多年的发展，在滨海新区开发开放的带动下，天津的新能源产业经历了从小到大、从积累到进发的新阶段。天津吸引了众多世界名企入驻，如京瓷太阳能、维斯塔斯、三洋能源、歌美飒、汉森传动、弗兰德机电、苏司兰能源等纷纷聚集天津，初步形成了产业集群，为天津市新能源产业的发展壮大奠定了良好的产业基础，为以风力发电设备、绿色电池等为首的重点突破和率先发展奠定了良好基础。

（3）较高的自主创新水平

天津拥有南开大学、天津大学等十八所科研机构 and 院校，为新能源产业培养了大批人才。“十二五”期间，天津新能源产业已经取得了丰硕的科研成果，国内外研发机构、国家级和市级的创新机构、企业技术中心与科研院所、大专院校一起，构筑了天津市新能源产业优势发展的强大创新能力，形成了产学研用多层次的高水平创新体系，在绿色电池、膜分离技术等领域达到了国际先进水平。

2、劣势

（1）研发经费投入不足

新能源产业是高新技术产业，其发展需要强大的资金支持，但由于产业进入

门槛高、投资回收期长，企业普遍面临融资难问题，技术创新不足导致天津市部分新能源产业企业难以健康发展。

(2) 产业标准体系缺乏

目前，天津市新能源产业发展的保障机制尚没有建立，生产技术标准体系、产品检测体系和质量标准认证体系都不完善，市场竞争无序，产品多集中在中低端水平。

(3) 市场培育不足，政策扶持有待加强

市场的培育和政策扶持对新能源产业发展具有重要的作用，当前新能源产业的发展在市场的开拓和成本竞争中往往处于不利地位，已经出台并实施的有关政策尤其是新能源扶持政策在目标和操作性方面有待提高，在政策落实方面还有待加强。例如，天津的光伏产业发展主要是依靠国外市场的高速增长，光伏产品出口比重高，行业内的大企业主要是民营企业。但目前政府有关部门对光伏发电市场的整体规划不够。在光伏产业快速发展的同时，政府有关部门仅仅是注重支持光伏设备产能的扩张，而对发电市场缺乏有效的统一安排。

(4) 缺乏完善的市场机制，利益协调较为困难

新能源发电并网涉及到的主体主要有：所使用土地的产权所有者、国家有关电网公司、新能源电站投资建设者。但目前对新能源电力市场的这几类参与者缺乏有效的市场机制，进行统一协调，明确责任义务，从而使得利益协调方面的困难阻碍了新能源的发展。例如，分布式光伏电站建设的阻力主要来自建筑屋顶所有者，尤其是在共有屋顶的情况下，建成的屋顶光伏电站，运营管理没人负责，收益不好分配，产权不好划定。因此，出于成本、管理、收益分配等方面的考虑，业主和物业公司都不太愿意安装分布式光伏电站。

2.3.3 河北省新能源发展的优势与劣势分析

1、优势

(1) 丰富的风能与太阳能资源，优越的区位优势

河北省风能资源丰富，风能储量达到7400万千瓦，陆上风电开发量超过了2500万千瓦，近海超过500万千瓦，其中张家口坝上地区和唐山、沧州沿海地区为百万千瓦级风电基地。此外，河北省西北部拥有丰富的太阳能资源。河北省西北部的张家口、承德的大部分地区年平均日照小时数为3000~3200h，辐射总量为5852~6680MJ·m⁻²/年，为全国太阳能资源二类地区。

河北省不仅具有丰富的资源，还具有适于大规模建设与开发的地理位置条件。例如，张家口地区不仅风能和太阳能资源丰富，而且土地广袤，能够开发光伏的土地性质多为荒山荒坡和盐碱地，大片的平整荒地非常适宜建设风电及光伏项目。

(2) 具有完善的光伏产业链，先进的光伏设备制造技术

目前河北省主要厂商共计有 12 家太阳能级硅片（硅棒）制造商，26 家太阳能电池及组件厂商，下游应用产品制作与发电系统装置的厂商则约有 100 多家。河北省已形成了“硅材料—硅片—电池—构件”完整的产业链。其中，保定市光伏发电产品制造业发达，是目前国内唯一的国家级新能源与能源设备产业基地，主要以生产太阳能硅片和电池及组件为主，形成了以保定英利新能源公司为代表的多晶硅产业集群。邢台市以生产单晶硅电池及组件为主，以晶龙实业集团为代表。晶龙实业集团是全球最大的单晶硅生产企业，国际市场占有率约 9%，形成了以宁晋晶龙实业集团为代表的单晶硅产业集群。廊坊市以生产单晶硅片和薄膜电池为主，以廊坊阳光硅谷公司为代表。所以，河北省已经具有我国最完整的光伏产业链。

此外，河北省现已掌握了先进的光伏设备制造技术。新奥集团已经拥有了世界最先进的硅基薄膜高转换率技术，成为全国第一家能够批量生产薄膜电池的企业。保定英利集团六九硅业有限公司从美国引进成套设备，采用硅烷法生产工艺，实现了高纯多晶硅材料的全封闭生产。

2、劣势

（1）风力发电不能及时消纳、电网建设滞后于风电建设

冀北地区是河北省千万千瓦级风电基地的主要区域，适合大规模集中式开发。截至 2017 年底，张家口累计装机容量已经达到 871.8 万千瓦，并网 810.5 万千瓦，风电全年发电量共计 172.65 亿千瓦时，但张家口地区电量消纳能力只有 170 万千瓦左右，大量的电力有必要外送至京津唐电网。因此由于当地电网核准建设跟不上风电开发的速度，送出通道容量不足，地区市场不足以支撑大规模风电消纳，已经存在弃风问题。因此，加快推进风电输送通道规划建设，扩大风电的消纳范围将是促进京津冀地区清洁能源消纳的重要措施之一。

（2）政策支持不足，融资渠道狭窄

政策支持不足，缺乏顶层设计是河北省新能源发电产业发展的又一大障碍。目前河北省乃至全国政府对新能源产业的融资、补助、帮助开拓市场等方面的激励和支持措施均不足。例如，河北省光伏产业发展存在急于扩大生产规模、低水平重复建设、市场饱和、产业布局不合理等问题。光伏推广应用的资金来源主要是政策性补贴和银行贷款，融资渠道受限。中小企业在获取银行贷款方面往往处于相对弱势地位，融资更是困难。

（3）科研投入不足，过度依赖国外市场

新能源产业是技术含量很高的综合性高技术产业。近年来河北省 R&D 经费支出占 GDP 的比重在不断上升，但仍低于国家平均水平。此外，新能源发展的很多核心问题仍需攻克，例如，对于硅基薄膜太阳能电池、柔性薄膜电池等光伏产业

高端发展方向产品河北省多是从国外直接引进生产线，缺少核心技术研发。河北省虽是光伏产业链基地，但目前其原材料和产品仍依赖出口，因此，河北省光伏产业受国际多晶硅等原材料价格、终端产品价格、国外太阳能消费扶持政策的影响极大。

2.4 本章小结

本章对京津冀地区风力、光伏及发展现状进行详细分析，进而总结出目前京津冀地区新能源发展的优势与劣势。通过分析可以得到：

对于京津冀地区的资源情况：总体新能源资源非常丰富，以风能和太阳能为主，主要集中在冀北地区。北京、天津、河北地区的新能源较为分散。

对于新能源发电的开展情况：在风力发电方面：京津冀地区中河北省的风电装机容量最大，天津市次之，北京市最小。原因在于河北省拥有丰富的风能资源，天津市拥有丰富的海上风电资源；在太阳能发电方面：北京、天津、河北三个地区的光伏发电都以较快的速度发展，其中河北省的发展速度最快，这是由于其部分地区太阳能资源丰富，并且受到国家政策的大力支持。北京和天津地区主要受地理条件的限制，并且太阳能资源较为分散，适宜建设分布式光伏项目。

第3章 京津冀地区新能源发电特性分析

小组成员通过对京津冀地区——主要是拥有得天独厚的风电和光伏资源的冀北地区的实地考察以及对风力及光伏电站工作人员的访谈，同时参考 2020 年京津冀地区的新能源规划政策加以分析，从而得出冀北地区新能源出力及负荷情况。

本章根据 2020 年京津冀地区的新能源规划结果，得到 2020 年京津冀地区的风电及光伏发电出力，再结合该地区的负荷情况，总结得到京津冀地区的总体规划方向以及对应的调峰和储能情况。鉴于京津冀地区的风电和光伏资源大部分位于冀北地区，因此本节对冀北地区的风电和光伏出力特性展开分析，将 2020 年的总出力与总负荷进行比较，得到冀北地区的最小外送能力。通过本章的分析，为京津冀地区新能源未来的发展规划提供理论依据。

3.1 2020 年京津冀地区新能源出力及负荷基础数据分析

1、数据处理的基本思路

由于目前对京津冀地区一年的光照与风速值的获取存在一定的难度，因此，本小节首先将基于京津冀地区的经纬度，运用 humor pro 软件根据京津冀地区的经纬度，测算得到一年中各地区的光照与风速情况基本值，然后运用对应的公式将光照换算成光伏发电的出力，将风速换算成风电出力。其次，再根据光伏板单位面积的发电功率以及风电机组的发电功率，可以求得光伏板的总面积，进而求得光伏及风电每小时的出力情况。

(1) 公式一：光伏发电出力

光照与光伏出力的换算公式如下：

出力功率=太阳辐射照度*受光面积*发电效率，即：

$$P = W \times S \times \theta \quad (4-1)$$

$$\theta = \theta_{TEST} [1 - \phi(T - T_{TEST})] \quad (4-2)$$

其中，太阳辐射照度 W 根据 humor pro 软件得到； θ 表示光电转换效率； θ_{TEST} 为标准测试条件下的转化功率； ϕ 为功率温度系数； T 为实际温度； T_{TEST} 为测试标准情况下的温度。本小节根据之前的研究资料，假设京津冀地区分布式光伏的光电转化效率为 13.28%。受光面积 S 根据 2020 年预计安装光伏板的总面积计算。

(2) 公式二：风电出力

风速与风电出力的换算公式如下：

风力发电机组出厂时厂家会提供机组的功率曲线，这是在空气密度为 1.225kg/m^3 时的标准功率特性曲线。但在实际运行中，风力发电机组会受到各种各样因素的影响，比如机组运行状态、空气密度、地形、其他风电机组尾流等等。因此，本小节根据京津冀地区的风速数据进行拟合，得到风电机组的发电功率与

风速之间近似关系的数学描述如下所示，近似反映了风电机组的出力情况。

$$P_M = \begin{cases} 0, & v < v_{cut-in} \text{ 或 } v > v_{cut-out} \\ 0.5 \times \frac{v - v_{cut-in}}{v_r - v_{cut-out}} P_r, & v_{cut-in} \leq v < 4 \\ 0.6 \times \frac{v - v_{cut-in}}{v_r - v_{cut-out}} P_r, & 4 \leq v < 5 \\ 0.7 \times \frac{v - v_{cut-in}}{v_r - v_{cut-out}} P_r, & 5 \leq v < 6 \\ \frac{v - v_{cut-in}}{v_r - v_{cut-out}} P_r, & 6 \leq v < v_r \\ P_r, & v_r \leq v < v_{cut-out} \end{cases} \quad (4-3)$$

式中， v 为风轮机轂高度处的风速，m/s； v_{cut-in} 为切入风速，m/s； $v_{cut-out}$ 为切出风速，m/s； v_r 为额定风速，m/s； P_r 为风机额定输出功率，kW。

2、2020 年京津冀地区光伏和风电出力分析数据计算结果

基于上述数据处理思路，为方便计算京津冀地区光伏和风电出力及负荷情况，提出以下几点假设：

1) 每平方米的发电量取决于太阳能电池板的光电转换效率。晶体硅太阳能电池现在一般的效率为 14%，即单位面积的发电量为 140W/m²；非晶硅太阳能电池现在一般都在 6%，即单位面积的发电量为 60W/m²。

2) 安装的风机参数为：

考虑风速数据采集高度为 70m，切入风速为 2m/s，切出风速为 24m/s，额定风速为 13m/s，额定功率为 1500kW。

3) 京津冀地区的火电机组出力以火电利用小时数不变为基础，基于 2020 年的火电装机，得到 2020 年的火电最小出力，即：

$$2020 \text{ 年火电最小出力} = 2020 \text{ 年火电装机} \times \frac{\text{火电利用小时数}}{8760} \quad (4-4)$$

其中，承担基荷的发电机出力约占年最大负荷的 30%~40%。

4) 根据京津冀地区通道的建设情况，以及电量的送出与送入情况，得到：目前京津冀地区的外来电量约 1700 亿千瓦时，预计到 2020 年可达到约 2200~2300 亿千瓦小时左右，现假设外来的电量需要全部消纳。

最终得到，2020 年京津冀地区光伏和风电出力及负荷情况如下表所示：

表 3-1 京津冀地区夏冬两季典型日光伏和风电出力及负荷情况 单位：万千瓦

小时	夏季典型日					冬季典型日				
	光伏出力	风电出力	火电+送入	光+风+火	总负荷	光伏出力	风电出力	火电+送入	光伏+风+火	总负荷
1										
2	0.00	1993.86	5800.00	7701.86	6665.93	0.00	2052.44	5800.00	7760.44	7626.13
3	0.00	1813.13	5800.00	7521.13	6249.31	0.00	2047.75	5800.00	7755.75	7170.84
4	0.00	1545.49	5800.00	7253.49	6041.00	0.00	2034.20	5800.00	7742.20	6829.37
5	0.00	1247.67	5800.00	6955.67	5832.69	0.00	1719.72	5800.00	7427.72	6715.55
6	0.42	1172.44	5800.00	6880.86	5832.69	0.00	1643.44	5800.00	7351.44	6715.55
7	102.17	992.51	5800.00	6802.67	6041.00	0.00	1458.28	5800.00	7166.28	6829.37
8	254.41	1131.27	5800.00	7093.68	6665.93	0.00	1597.52	5800.00	7305.52	8422.90
9	635.47	1054.21	5800.00	7397.68	7915.80	13.16	1520.63	5800.00	7241.79	9788.77
10	607.82	999.84	5800.00	7315.66	9061.50	241.50	1465.61	5800.00	7415.12	10388.31
11	895.53	735.43	5800.00	7338.96	9894.75	459.10	1201.67	5800.00	7368.77	10842.02
12	952.31	855.17	5800.00	7515.48	10523.80	775.62	1316.68	5800.00	7800.30	10846.27
13	773.20	441.71	5800.00	6922.92	11040.08	925.78	1294.67	5800.00	7928.45	10430.79
14	1500.04	837.86	5800.00	8045.90	10719.24	1103.79	1304.20	5800.00	8115.98	10303.33
15	1724.82	970.29	5800.00	8403.11	10623.71	868.46	1436.13	5800.00	8012.60	10388.31
16	1271.64	843.31	5800.00	7822.94	10623.71	639.85	1314.96	5800.00	7662.81	10288.12
17	1103.19	972.25	5800.00	7783.44	10570.41	364.85	1443.21	5800.00	7516.06	10274.48

18	1004.55	1236.72	5800.00	7949.27	10466.26	95.18	1707.69	5800.00	7510.87	10843.60
19	548.02	1880.65	5800.00	8136.67	10806.16	0.00	2031.01	5800.00	7739.01	10834.21
20	181.51	2001.15	5800.00	7890.66	10876.07	0.00	2051.04	5800.00	7759.04	10885.19
21	38.57	1999.19	5800.00	7745.76	10432.02	0.00	2048.24	5800.00	7756.24	10587.10
22	0.00	2007.05	5800.00	7715.05	10007.15	0.00	2046.84	5800.00	7754.84	10357.88
23	0.00	2008.43	5800.00	7716.43	9686.44	0.00	2048.81	5800.00	7756.81	9447.30
24	0.00	2010.06	5800.00	7718.06	9061.50	0.00	2051.15	5800.00	7759.15	8309.07

根据上表得到的京津冀地区夏季和冬季典型日的风电、光伏、火电出力与负荷情况如下图所示。

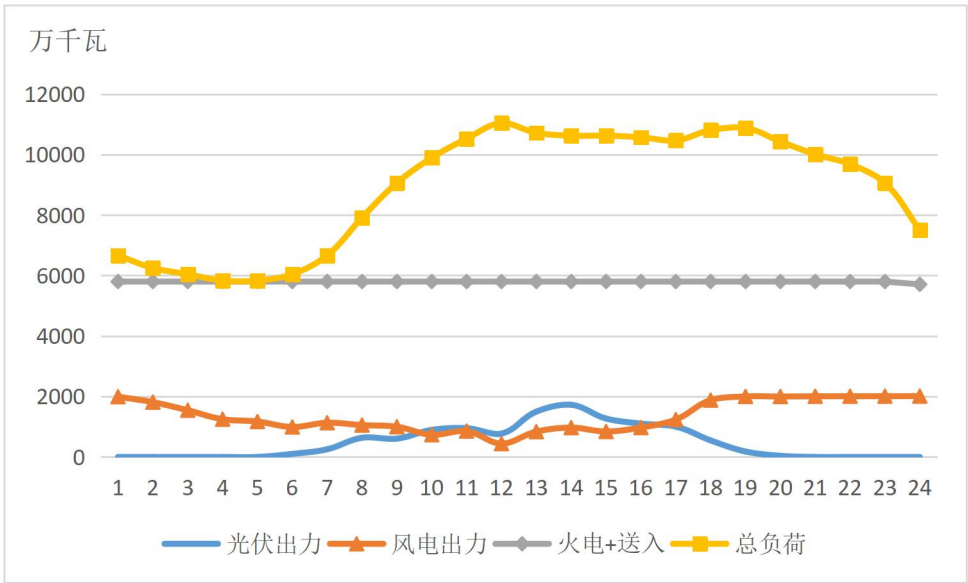


图 3-1 2020 年京津冀夏季典型日光伏、风电、火电出力与总负荷情况

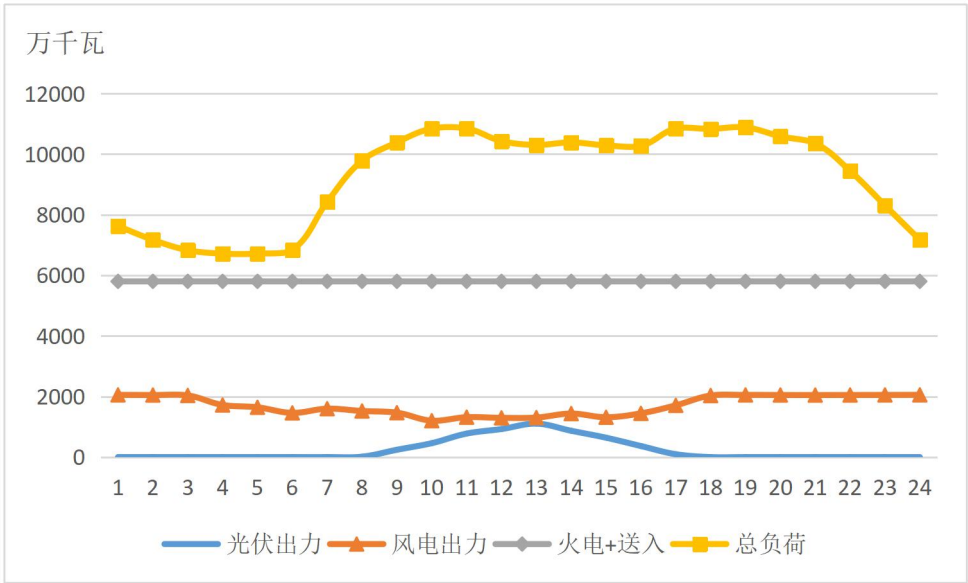


图 3-2 2020 年京津冀冬季典型日光伏、风电、火电出力与总负荷情况

从上面两图可以得到，京津冀地区的风电和光伏出力都具有较大的波动性和互补性，白天光伏出力较大但风力较小，夜间无光照但风速较大。此外，京津冀地区的负荷水平很高，峰荷在 1 亿千瓦时以上，低谷时负荷在 6000 万千瓦时以上。全天负荷高于本地火电和送入的电力之和。

3.2 冀北地区新能源出力及负荷情况

通过对京津冀的新能源资源现状进行分析，可以发现：冀北地区的风能和光伏资源最为丰富，未来应将冀北地区作为发电基地，在满足本地消纳的同时对京

津冀其他地区进行供电。

因此，本节主要对冀北地区的风电和光伏的出力特性以及与当地负荷进行对比分析。

3.2.1 冀北风电和光伏的出力特性分析

通过对冀北地区 2016 年火电发电量，和 2020 年京津冀各类电源的发电状况，以及对冀北地区风速和光照的模拟，得到下表所示的冀北地区夏季和冬季典型日的新能源出力、火电的经济出力及负荷情况。

表 3-2 冀北地区夏冬典型日的风电、光伏出力及负荷情况 单位：万千瓦

小时	夏季						冬季					
	光伏	风电	火电	光伏+ 风电	光+风 +火	负荷	光伏	风电	火电	光伏+ 风电	光+风 +火	负荷
1	0.00	1959.59	1642.00	1959.59	3601.59	1647.38	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	1884.68
2	0.00	1782.14	1642.00	1782.14	3424.14	1544.42	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	1772.16
3	0.00	1526.48	1642.00	1526.48	3168.48	1492.94	0.00	1975.73	1642.00	1975.73	3617.73	1687.77
4	0.00	1237.54	1642.00	1237.54	2879.54	1441.46	0.00	1686.79	1642.00	1686.79	3328.79	1659.64
5	0.36	1164.92	1642.00	1165.29	2807.29	1441.46	0.00	1614.17	1642.00	1614.17	3256.17	1659.64
6	64.12	990.22	1642.00	1054.34	2696.34	1492.94	0.00	1439.47	1642.00	1439.47	3081.47	1687.77
7	161.29	1126.65	1642.00	1287.93	2929.93	1647.38	0.00	1575.90	1642.00	1575.90	3217.90	2081.58
8	379.42	1048.71	1642.00	1428.13	3070.13	1956.26	1.52	1497.96	1642.00	1499.48	3141.48	2419.14
9	383.74	997.55	1642.00	1381.29	3023.29	2239.41	107.25	1446.80	1642.00	1554.05	3196.05	2567.30
10	548.61	730.80	1642.00	1279.42	2921.42	2445.33	243.23	1180.05	1642.00	1423.28	3065.28	2679.43
11	587.37	855.17	1642.00	1442.55	3084.55	2600.79	409.49	1304.42	1642.00	1713.91	3355.91	2680.48
12	494.82	441.71	1642.00	936.53	2578.53	2728.38	495.55	1282.05	1642.00	1777.60	3419.60	2577.80
13	886.59	832.80	1642.00	1719.39	3361.39	2649.09	579.39	1282.05	1642.00	1861.44	3503.44	2546.30
14	997.15	967.65	1642.00	1964.80	3606.80	2625.48	472.76	1416.90	1642.00	1889.66	3531.66	2567.30
15	765.62	834.17	1642.00	1599.79	3241.79	2625.48	353.94	1283.42	1642.00	1637.36	3279.36	2542.54
16	669.15	964.85	1642.00	1633.99	3275.99	2612.31	203.13	1414.10	1642.00	1617.22	3259.22	2539.17
17	600.83	1229.29	1642.00	1830.12	3472.12	2586.57	51.72	1678.54	1642.00	1730.26	3372.26	2679.82
18	345.26	1864.14	1642.00	2209.40	3851.40	2670.57	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2677.50
19	127.98	1967.86	1642.00	2095.84	3737.84	2687.85	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2690.10
20	33.07	1967.86	1642.00	2000.93	3642.93	2578.11	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2616.43
21	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2473.11	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2559.78
22	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2393.85	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2334.75
23	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2239.41	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	2053.45
24	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	1853.30	0.00	1976.70	1642.00	1976.70	3618.70	1772.16

根据上表的数据，得到夏季典型日的光伏、风电、火电及负荷情况如下图所示。

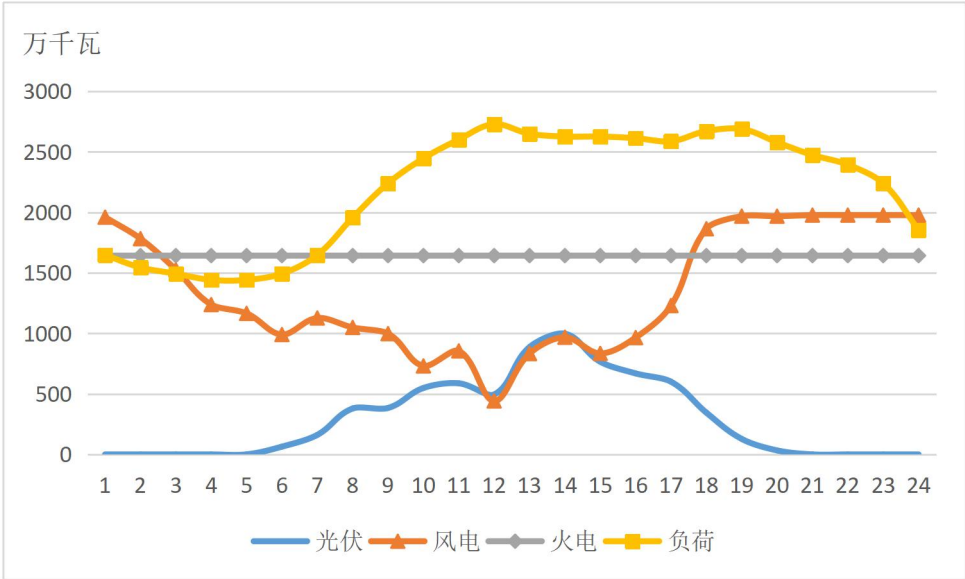


图 3-3 冀北地区夏季典型日光伏、风电、火电及负荷情况

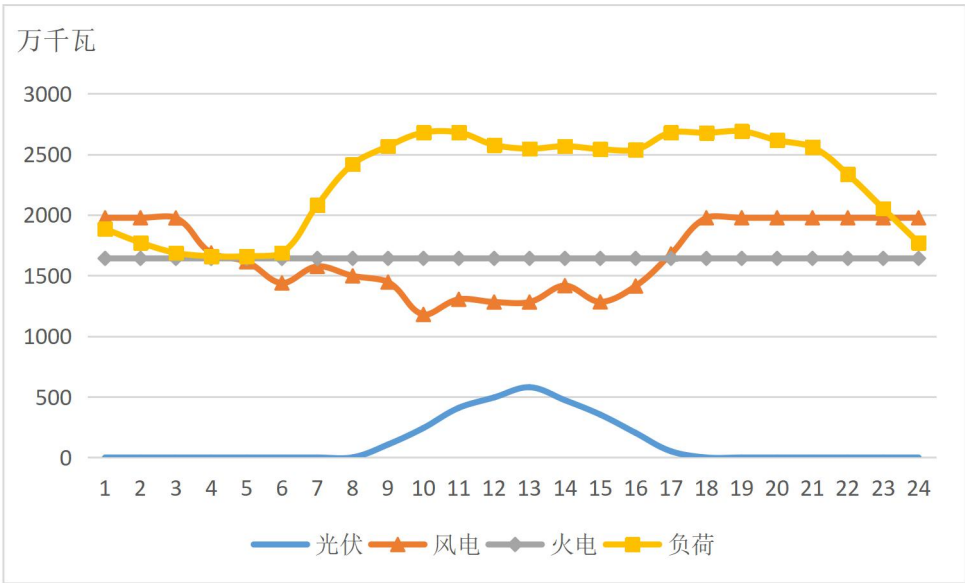


图 3-4 冀北地区冬季典型日光伏、风电、火电及负荷情况

通过上面两图，可以看到：

冀北地区风能资源十分丰富，冬季的风电出力高于夏季，且冬季的最小出力在 1200 万千瓦左右，夏季风电最小出力在 440 万千瓦左右。冀北地区的光伏资源也十分丰富。夏季光伏最大出力可达 1000 万千瓦以上，冬季光伏最大出力约为 570 万千瓦。因此，冀北地区适宜建设大规模的风电和光伏发电基地，以及新能源分布式发电。

3.2.2 冀北地区新能源发电及负荷的对比分析

在保证 2020 年新能源规划条件下，综合考虑风电、光伏及火电出力，将叠加结果与负荷进行比较，如下图所示：

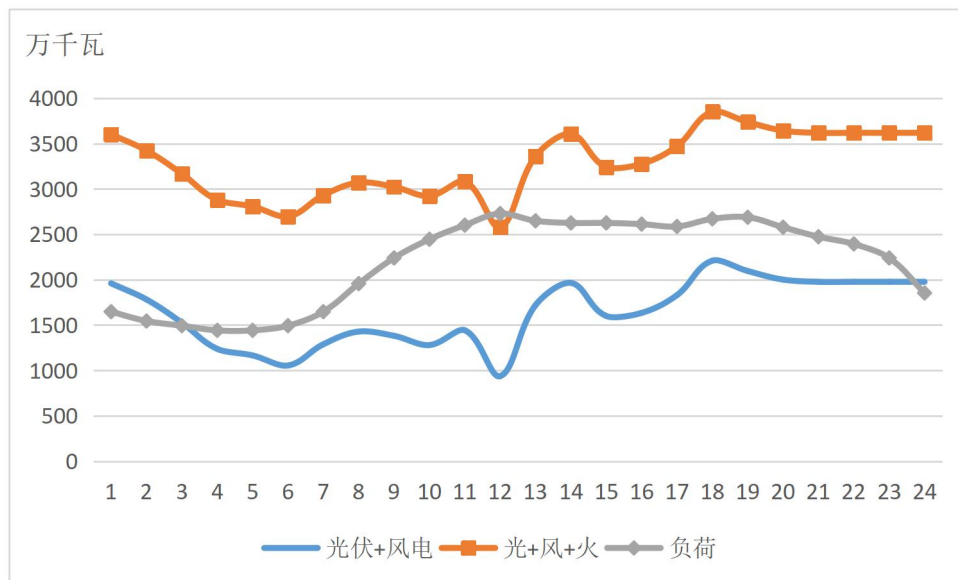


图 3-5 2020 年冀北地区夏季典型日风电、光伏、火电出力与负荷情况

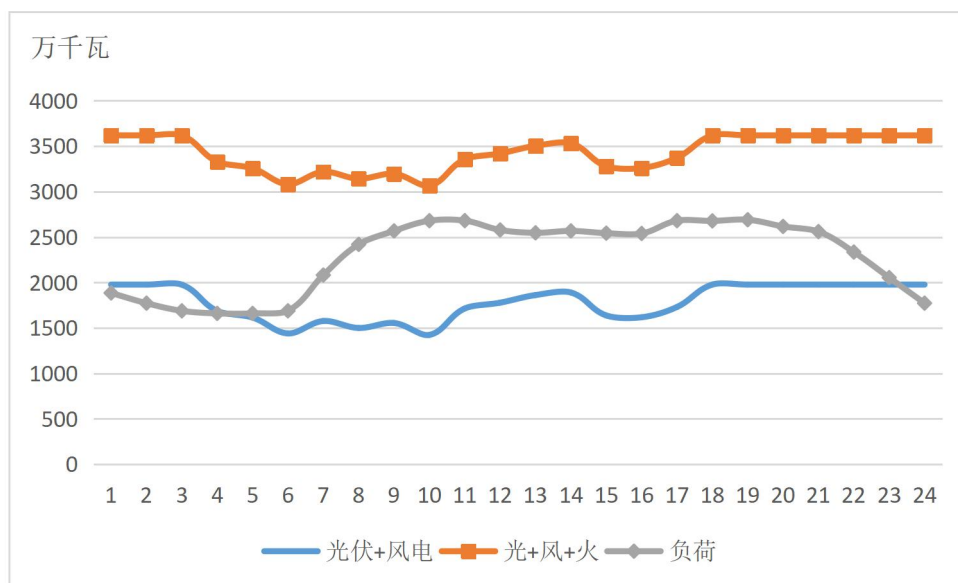


图 3-6 2020 年冀北地区夏季典型日风电、光伏、火电出力与负荷情况

从以上两图可以看到：

2020 年冀北地区的消纳能力远高于负荷消纳，因此需要在满足本地消纳的条件下，向京津冀其他地区进行外送电，因此需要对京津冀地区输送通道的建设以及三地的规划调度进行统一规划。

3.3 本章小结

本章节根据 2020 年京津冀地区的新能源规划结果，首先分析了 2020 年京津

冀地区的风电及光伏发电出力情况，可以看到：京津冀的风电和光伏出力具有较大的波动性和互补性，白天光伏出力较大但风力小，夜间无光照但风电出力较大。此外，京津冀的负荷水平很高，最低负荷高于 6000 万千瓦时，最高负荷高于 1 亿千瓦。一天中一般有两个高峰，分别在白天 10~12 时和 18~20 时；低谷时段一般在 3~5 时。

其次，结合该地区的负荷情况，总结得到京津冀地区的总体规划方向以及对应的调峰和储能情况。可以看到：（1）将京津冀地区的风电和光伏协同规划，拟合的出力曲线更加平稳。（2）在 2020 年规划的装机水平下，在负荷低谷时仍有部分电量无法消纳，夏季无法消纳的最大出力为 1304 万千瓦，冬季无法消纳的最大出力为 1004 万千瓦。因此，需要一定的储能设施进行调节。（3）在保证新能源出力的情况下，在一天中用电量较高时段，京津冀地区总的发电出力总体上低于负荷水平。因此，需要其他电源进行供电。

最后，鉴于京津冀地区的风电和光伏资源大部分位于冀北地区，因此本节对冀北地区的风电和光伏出力特性展开分析，将 2020 年的总出力与总负荷进行比较。

第4章 京津冀地区新能源产业发展模式研究

调研小组通过对京津冀地区新能源产业基地的实地参观，以及与基地相关负责人的相关访谈，结合第2章分析得到的京津冀地区的清洁能源分布情况，归纳出京津冀地区能源发展的两种模式。

本章节根据京津冀新能源产业的发展现状以及资源分布情况，对该地区的新能源产业选择与发展模式进行深入研究。给出了京津冀新能源发展的两种模式：大规模集中式新能源发电基地与以微网形式的新能源分布式发电。

在京津冀协同发展的大背景下，京津冀地区目前已经具备了大力发展新能源发电的四方面条件：一是符合产业政策，京津冀地区作为未来最具经济活力的区域，理应走在全国前列；二是自然条件优越，京津冀地区是风能与光照资源富集的地区；三是地域比较广阔，京津冀地区的燕山、太行山、坝上等山区、高原以及广大平原地区，有很多非常适合发展风能、光伏发电站的场地；四是风电、光伏电站等建造成本下降，为大规模推进分布式新能源发电站建设提供了有利条件。

未来京津冀地区的新能源发展模式为：以“集中式与分布式并重、就地消纳与打捆送出相结合”原则，加快京津冀风电基地、光伏电站等新能源发电建设。

4.1 发展模式一：大规模集中式新能源发电基地

综合京津冀地区的新能源资源及地理位置情况可以发现：河北省的冀北地区风电、太阳能资源丰富，且具有一定的空间，因此适宜建立大规模集中式新能源发电基地，以及新能源分布式发电。

但通过对冀北地区新能源发电上网情况进行调查发现，多数电站都存在弃风弃光现象，发电厂的利用小时较低，进而也影响了其经济效益。

新能源并网包括“接得上，送得出，落得下”三个环节。“接得上”是建设风电、光伏电站的送电线路，与电网建立物理联接，保证电站并网发电；“送得出”是指电站到电的最终用户间的输电通道没有卡脖子的地方；“落得下”是指电站所在的区域电力市场有足够的空间消纳风电。目前制约京津冀地区新能源并网主要在“送得出”和“落得下”两个环节。本节主要从通道建设（电网配套设施建设）、电力发展与消纳、大规模风电并网外送协调管理机制三个方面给出促进京津冀大规模集中式新能源发电的发展建议，并以风电资源丰富的张北县为例进行实证分析。

4.1.1 通道建设（电网配套设施建设）

从前面的章节可以看到，京津冀地区风电、光伏虽然实现了大幅增长，但部分地区依然出现了较严重的弃风、弃光现象，其中一个重要原因就是并网通道建设滞后。根据京津冀新能源特点以及负荷特性，给出的具体建设建议如下：

（1）完善新能源通道规划

根据京津冀新能源发展特点和发展规划，逐年滚动编制电网发展规划，确保电网和新能源发电协调发展。

(2) 主动与新能源项目对接，科学安排调度运行方式

电网企业主动与风电等新能源项目对接，超前开展前期工作，加快送出工程建设，尽最大努力满足新能源接入电网的需要。科学安排调度运行方式，优先安排风电等新能源发电，同时研发并积极应用电网风电功率预测技术，统筹安排火力、抽水蓄能机组配合运行，确保京津冀风电、光伏等新能源电量的全额消纳。

4.1.2 电力发展与消纳

解决电力消纳问题的关键在于电能质量的提高以及发电成本的降低。对于大规模风力发电来说，由于其规模效应，随着发电利用小时数的增加，每度电的发电成本将逐渐降低，因此，由于风力发电的不稳定性，首先需要提高风电质量，因此需要完备的调峰等辅助服务市场进行配套建设。**多种能源协调综合发展是提高电能质量的有效方式，全方位构建消纳平台是促进新能源消纳的必要途径。具体建议如下：**

1、实现新能源的多元化应用

在供热、市政照明、居民生活、工业、农业、农村、交通、建筑等领域，大力推进用能方式改革，扩大本地消纳能力，促进可再生能源高效利用。

2、掌握新能源市场化发展机制

探索分布式电源、储能、微电网、能源互联网的市场化运营机制与商业模式，明确储能电价定价机制。建立健全调峰辅助服务市场，鼓励火电机组、储能设备等为新能源提供调峰服务，促进新能源消纳与发展。

3、开拓新的新能源发展模式

在已有国家风光储输示范工程和已规划的大数据示范中心的基础上，积极推广政府和社会资本合作（PPP）模式，创新投资模式。探索光伏+储能、风光互补、风光储互补、水光互补、农光互补、林光互补、光伏发电、光伏+充电桩等新型光伏运行方式，创新光伏运营模式。

4、加快推进关键技术攻关

重点围绕实用性大容量储能、高转换率光伏发电、风电和光伏发电功率预测、风光储输微网、智能电网、适宜被动式超低能耗建筑等关键技术，开展创新攻关。

5、实现横向多源互补、纵向源-网-荷-储协调

鼓励各类产业聚集区，以及公共建筑、商业楼宇、居民社区、农村等区域，因地制宜建设太阳能、风能以及燃气“热电冷”联产等各类分布式电源，并在此基础上构建含有多多种能源的能源互联网试点工程。

6、打造公平合理的能源市场环境，建立健全调峰辅助服务市场，促进新能源

上网价格通过市场竞争形成。

7、完善新能源建设规范与电网接入标准。

积极制订新能源建设与接入的相关标准和规范，以风电场为例，按照国家电网公司编制的风电场电气部分典型设计要求开展风电场电气部分设计，可以有效解决风电场建设没有规范、接入电网没有标准等问题。

4.1.3 实证分析：以张北县为例

本小节选取张家口市风能最为丰富的张北县开展新能源发电情况，对京津冀大规模集中式的新能源发电面临的问题进行分析，并给出解决问题的对策建议。

1、张北县新能源发展基本情况

(1) 新能源资源及电站建设情况

张北属风能资源区、太阳能资源二类地区，**县域内风能资源储量达 500 万千瓦、光伏优质资源 800 万千瓦**，是国家八大千万千瓦级基地之一的河北风电基地的重点开发区域。

1) 风电情况

张北县 10 米高度年平均风速达 6.2m/s 以上，实际平均可利用小时数 2400 小时以上，属于国家二类优质风能区，可开发风电总规模 500 万千瓦。截至目前，**全县已建成风电装机规模 233 万千瓦**，张家口风电基地三期规划共计列入 249.55 万千瓦，共 25 个风电项目。

2) 光伏与光伏情况

张北县年平均日照时数 2897.8 小时，实际年可利用光伏发电小时数 1550 小时，是河北省太阳能总辐射量最高的地区，具有日照时间长、太阳辐射强、空气纯净透明的特点。同时，张北千亩以上连片未利用土地达 30 万亩，可开发光伏地面电站 800 万千瓦。

目前，全县累计并网光伏 52 千瓦，占全市总规模的 18%。其中华北首个 1.5 万千瓦光伏智能电站项目实现试发电成功。此外，张北县累计取得光伏电站项目备案指标 11.5 万千瓦，其中华北首个 1.5 万千瓦光伏智能电站项目正在紧张施工中，计划年底前投产发电。另有中信 2×5 万千瓦光伏电站已备案，正在进行施工组织设计。

(2) 张北新能源并网情况

目前制约张北新能源发展的主要因素是“送得出”环节，即送出通道卡脖子。

目前张北的新能源通过三个通道送出。**第一个通道**是以 110kv 电压等级并入张北 220kv 变电站，制约因素为张北变升压变压器，容量为 42 万千瓦，已接入 78.765 万千瓦风电，此区域限电率在 15% 左右；**第二个通道**为以 220kv 电压等级接入 500kv 万全变，接入风电容量为 154 万千瓦，制约因素为万全至北京输电通道，风电送

出容量为 100 万千瓦，此区域风电限电较少，约 5-10%。**第三个通道**为以 220kV 电压等级汇集到义缘和察北两个变电站后送沽源 500kV 变电站。此通道受多重因素制约，察北到沽源线 220kV 路电压稳定约束，送出容量 95 万千瓦；沽源变电站升压变容量 150 万千瓦（此容量张北和沽源并网的风电场共用），目前沽源变已经并网风电 257 万千瓦，风电场限电 20% 以上。

综上所述，张北目前 **70%（120.4 万千瓦）** 的风电处于限电状态，**平均限电率超过 15%，是全国限电最严重的区域之一**。再加之张北为风能资源二类地区，风电上网电价较低，风电场同样的利用小时数，收入要低于三类和四类地区，抵御限电的能力更差。

因此，**风电限电是制约张北新能源发展的关键因素**。下面将对影响限电的三个问题分别进行分析：外送通道、电力消纳和管理机制。

2、通道建设（电网配套设施建设）

（1）规划阶段（近期）

规划在“十三五”期间建设沽源 500 千伏站至察北 220 千伏站第二回线路，大大提高张北县风电送出通道的容量，**届时张北县规划接入察北 220 千伏变电站的 125 万千瓦容量将全部送出**，与风电发展规划相匹配。规划阶段时间节点为 2017 年。**送出形势分析：**由于沽源 500 千伏站至察北 220 千伏站线存在电压稳定问题，目前电压稳定极限为 95 万千瓦，即使建设第二回线，电压稳定极限并没有显著提高，接入察北站的风电仍然面临限电问题。

（2）战略考虑（远期）

国家 1000 千伏特高压工程（锡林浩特—张北—赣州）正在开展前期工作，国家可再生能源柔性直流送出与消纳示范工程已确定选址公会镇并即将动工。上述电网配套工程已作为国家电网十三五重点示范工程，列入《国家电网公司促进新能源发展白皮书》（2016）。规划中的张北 1000 千伏特高压站投运后，配套建设解放 500 千伏变电站。其中**解放 500 千伏变电站接入容量为 120 万千瓦**，**届时张北风电送出通道总容量可达到 200 万千瓦左右**，在该电网部署中，特高压工程建设将起到决定性作用。在确保沽源 500 千伏站送出通道不受限制的情况下将张北县其他风电全部汇集至解放 500 千伏变电站打捆送出，可解决规划中的所有张北县地区风电的送出问题，战略考虑时间节点为“十三五”末。**送出形势分析：**500KV 解放变电站是解决张北风电送出问题的关键。但按规划需要 2020 年才能实施此方案，且必须是在特高压交流工程核准实施的前提下。

通过张北县对新能源发电通道建设的近远期规划，随着外送通道不断建成，张北县的外送问题将得以解决。但要解决弃风问题，还需要解决电力消纳问题，建成并完善跨省区的电力交易管理机制。

3、电力发展与消纳

(1) 建设“风光储输联合发电”示范基地

张北正在建设世界上规模最大的集风力发电、光伏发电、储能装置及智能输电四位一体的新能源综合利用示范项目,采用全球首创的“风光储输联合发电”技术路线,为破解其大规模开发利用的世界性难题给出了答案,使清洁能源成为最有可能替代火力发电的电源形式。

该[项目建设总规模为风电 50 万千瓦、光伏 10 万千瓦、储能 7 万千瓦。一期工程风电 10 万千瓦,光伏 4 万千瓦,储能 2 万千瓦,总投资为人民币 33 亿元,于 2011 年 12 月 25 日建成投产发电。张北二期工程新增风力发电装机 400MW、光伏发电装机 60MW 和化学储能装置 50MW,总装机容量扩大到原来的 4 倍多,可以向电网提供约 12.5 亿千瓦时优质、可靠、稳定的绿色电能。

(2) “新能源+”应用示范项目

除了以建设园区的形式推动新能源全产业发展外,在张北县其他具备发展空间的地地区,规划了亿利集团光伏生态扶贫项目、中科捷高“风+光+热”三位一体直供电项目、浙江运达“风电+光伏储能”综合应用与弃风供暖项目、天润新能智能微网示范项目、睿基新能源“林业+旅游+光伏”项目,还在积极谋划实施草原天路新能源美化亮化工程。

(3) 申报开展风光储输多能互补扶贫综合示范项目

本项目电源类型包括: **风电、光伏和光伏**。在加强电网的建设的同时,接纳更多的风电、光伏和光伏上网与外送的同时,还应实施“**风光互济**”打捆外送模式,将风电、光电打捆后配以少量储能,以稳定的潮流外送。

(4) 能源互联网发展模式

为确保新能源综合利用“看得见、摸得着”,应深入推进国家绿色能源示范县“张北沼气集中供气、秸秆压块示范项目”建设,推动建设首个新能源综合应用示范住宅小区,实现“四表一体”(暨用电、用水、供暖、燃气一表控制)、屋顶分布式光伏发电系统、新能源供暖、汽车充电桩等关键技术应用,打造并形成一個能源互联网控制下的智能化小区。

4.2 发展模式二:以微网形式的新能源分布式发电

北京、天津、以及河北省的其他地区太阳能、风能等新能源资源比较分散,且由于城市空间等地理位置的问题,比较适合开展新能源分布式发电。若大量的分布式直接接入电网,由于新能源的不稳定性,会对电网的供电安全及可靠性造成巨大冲击,新接入的新能源分布式电源若以微网形式接入,则新能源之间的出力可进行一定的互补,且将多个分布式统一进行协调控制降低了电网运行控制的难度,并且提高了电网可靠性。

因此，在本节中建议新能源分布式电源以微网形式接入电网，本节主要针对以微网形式接入电网的新能源分布式发电的投资运营模式、微网建设运营模式、能源互联网实施路径进行具体分析，并通过实例对新能源这种发展模式的可行性、可靠性以及减排效果进行定性分析。

4.2.1 新能源分布式投资运营模式

分布式发电是一种在地域上分散的、建在用户端的、相对独立的能源供应体系，具有节能、减排、经济、安全、削峰填谷、促进循环经济发展等多方面的优势。

1、京津冀地区新能源分布式建设开发种类

北京、天津拥有较为丰富的太阳能、风能，本节主要对京津冀地区目前适宜开展的新能源分布式进行介绍，即分布式光伏、小型风电等。

(1) 分布式光伏发电

分布式光伏发电是指建设于用户侧，所产电量实行“自发自用、余量上网”的分布式光伏发电系统。其不仅能够有效提高同等规模光伏电站的发电量，还有效解决了电力输配过程中的电能损耗问题。

分布式光伏发电设备规模较小、安装简单，在建筑物的屋顶安装较为常见，且投资者对其发电经济效益具有很大敏感性。因此，在发电设备投建之前，应当切实通过受光面积、转化效率等专业化分析选择合适的建设场地。通过光伏电源的投资建设，实行“发电量优先满足电源所在地的终端用户电力需求，多余电量上网，不足电量由电网企业按当地销售电价向用户提供”的运行模式，可以实现光伏发电的就地消纳，符合区域综合能源规划的思想。

(2) 小型风电的开发利用

小型风电机组直接并网发电经济可靠且对电网的冲击比较小，其优良特性使得小型风电分布式并网系统在欧美发达国家的应用已达到普及化，而国内的小型风力发电建设还处于起步阶段。目前，国家电网已明确规定了分布式风电的接入形式，如下图所示。

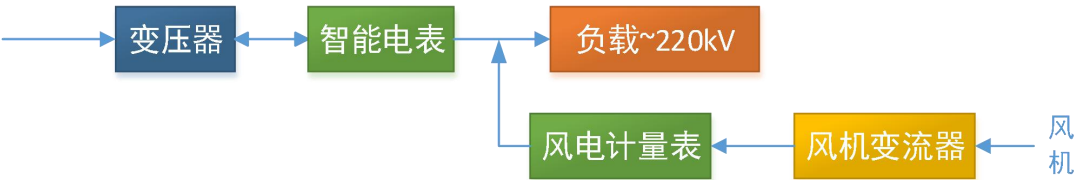


图 4-1 分布式小型风电并网系统的接入形式

从图中可以看出，此系统主要通过风电机组变流器、风电发电计量表与电网连接，实现并网。当用户侧有负载时，风电就地利用，多余电能上网，不足电能由电网自动补充；当用户侧无负载时，风电全部上网。通过智能电表计量并网电

量和耗用电量，可以实现上、下网电量的分开计量。

新能源分布式以微网形式接入电网，在微网中还需要一些其他的分布式电源一同规划发展。考虑到当前分布式电源的发展状况，以及京津冀地区的资源和地理条件，适宜开展的其他分布式电源有：热泵技术、天然气分布式“冷热电”三联供系统、燃料电池电站和储能设备。

（3）热泵技术

热泵技术是近年来在全世界倍受关注的新能源技术。人们所熟悉的“泵”是一种可以提高位能的机械设备，比如水泵主要是将水从低位抽到高位。而“热泵”是一种能从自然界的空气、水或土壤中获取低位热能，经过电能做功，提供可被人们所用的高位热能的装置。热泵技术分为空气源热泵、水源热泵、地源热泵和双源热泵等，热泵技术的应用范围非常广，热泵技术可以在观景台、室内参观场馆等基础设施处构建，为这些基础设施提供供热服务和供电服务；或者在工业园区或者工厂中与燃气轮机、余热锅炉及蒸汽轮机一同组建燃气-蒸汽联合循环的分布式发电系统。

就地源热泵技术而言，国内为进一步推广其应用，北京、河北对地源热泵技术已有明确的优惠政策，如对节能投资项目实行无偿补助，按投资规模给予资助、按节能效果给予奖励等，天津还设立了节能专项资金。这为分布式热泵技术的广泛应用提供了政策支持和保障。

2、商业化投资模式分析

为了充分整合分布式能源供应投资的内外要素，实现分布式发电投资持续盈利的目的，满足社会发展、企业经营、居民生活的需求，应当构建一个完整、高效、具有竞争力的运营体系，充分发挥分布式电源的作用。分布式发电投资前评估、投资运营模式以及投资后评价三个方面是分布式能源供应的商业化投资模式的基本流程。

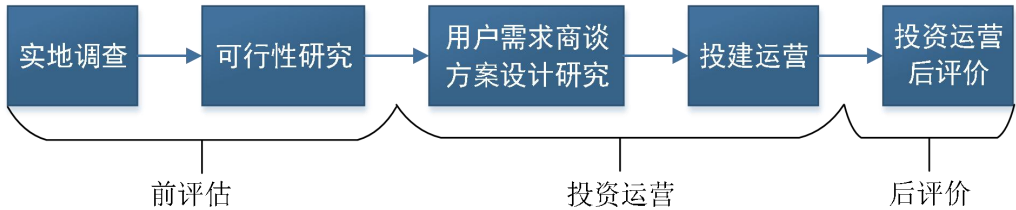


图 4-2 分布式能源供应的商业化投资模式流程图

4.2.2 微网建设运营模式

微网是微电源、负荷、储能系统和控制装置构成的系统单元，能够实现自我控制、保护和管理的自治系统，既可以与外部电网并网运行，也可以孤立运行。此外，微电网相对于大电网灵活可控，可实现用户对多种能源发电的需求，是大

电网必要的补充。微电网的开发能够充分促进分布式电源与可再生能源的大规模接入，实现对负荷多种能源形式的高可靠供给，是传统电网向智能电网的过渡。

近些年，我国开始逐步颁布微电网的支持性政策，“十三五”期间，国家能源局在京津冀地区建设了多个微电网示范工程，预期未来会有更多政府或企业主导的项目，可以说，微电网在京津冀市场前景非常广阔。

表 4-1 京津冀“十三五”期间微电网示范工程建设情况

名称/地点	系统组成	主要特点
天津印象城停车楼光伏车棚微电网	总装机容量 2.0MW，停车位 920 余个，包含风、光储充一体化智能微电网系统	天津首个储能类智能微电网商业项目，基于能量管理与优化调度，显著降低印象城用电成本。
天津动漫城微电网	4.5MW 风电、10.5MW 光伏，1.5MW 冷热电三联供，400kwh 储能	通过综合利用光伏、燃气三联供、地源热泵、水蓄能等设备为园区提供电、冷、热综合能源供应
北京亦庄金风可再生能源多能互补智能微电网	503kw 光伏、2500kw 风力发电	国内首个兆瓦级智能微电网示范工程，通过能效管理、微网技术、节能技术、绿色电力“绿塑”整个风电供应链
北京桑德总部基地光储充智能微网	2MW 光伏、300KW/1MWh 储能系统，10 台交/直流充电桩、能量管理系统	通过“源-网-荷-储”的协调互动，最大限度利用可再生能源，实现“分布式电源自律控制、柔性负荷自治控制”
张北云计算基地绿色数据中心新能源微电网	2 个微电网系统，1 号微电网：光伏 40MW、电储能 10MW，2 号微电网：光伏 40MW，风电 60MW	包含太阳能发电、风力发电在内的多能互补可再生能源电源开发建设，微电网区域内的输、变、配电网建设，配套的储能系统建设，以及综合能源协调管控中心建设
崇礼奥运专区新能源微电网	红花梁风电场-西桥梁风电场 244.5MW，分布式光伏 4.27MW	打造低碳奥运场馆，实现体育场馆用电 100%采用可再生能源，体育场馆所有建筑采用可再生能源供热

同时，为了支撑分布式能源供应的投建，应当加强网架结构，铺设新的电网线路，并加入先进的智能电网技术，保证用户与系统运营商建设的分布式发电与主网相连，从而实现“自发自用，余量上网”。

4.2.2.1 实证分析一：以北京延庆微电网项目为例

本节以北京延庆新能源产业基地智能微电网项目为例，对京津冀地区开展新能源分布式发电的可行性、可靠性、及其减排情况进行定性分析。

1、项目开展基础条件

（1）丰富的自然条件

延庆的自然资源条件得天独厚，包括风、光。有效风能储量 $5832\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{年}$ ，太阳能辐射总量 $(5600\sim 6000)\text{MJ}/\text{m}^2\cdot\text{年}$ 。

（2）多种新能源分布式发电项目

延庆具有亚洲最大的光伏发电示范基地，已投资 1.3 亿。拥有已建成或正在开展的光伏、风电多种新能源形式的分布式发电项目，并网或在建项目装机容量达 199.8MW ，规划项目装机容量 175MW ，2013 年最大负荷为 182.7MW 。

丰富的自然资源以及多种新能源分布式项目为微电网和智能电网的建设提供了很好的资源和技术条件。

2、项目建设内容

新能源产业基地智能微电网项目位于中关村科技园延庆园八达岭新能源孵化区内，该项目是由国家能源局、北京市发改委、北京市延庆区共同投资建设的，项目总投资约为 1.26 亿元，项目包括 1 座 10kV 开闭所、3 座配电室、24 座建筑能源小屋、1 座光伏车棚能源小屋，总计 29 个子微电网，组成三级微电网群。该微电网群的总变配电容量为 5.5mw ，接入约 2mw 分布式光伏、 60kW 风力发电、 2.5mw 的多种储能系统。

该微电网具有风、光、储、变、配、用、调、通智能电网的八大要素，项目运行后，新能源孵化器的供电将全部由微电网负责提供，优先采用可再生能源（光伏、风电）供电，并综合运用储能系统，实现能量的优化配置，实现绿色发电、高可靠性供电、智能用电，满足用户多元化需求，最终促进节能减排。

项目的建设内容包括四个方面：

（1）多源协同的主动配电网

在开发区建设 10kV 交直流开闭站，支持智能微网群接入、光伏电站接入和园区光伏接入。此外， 2.5MW 储能的接入，支援主动配电网消纳新能源。主动配电网从全局角度确定全网能量分配，将微电网作为柔性负荷，设定其交换功率。同时微电网作为多能源综合利用的自治系统，进行内部调节，满足与主动配电网接口的交换功率要求。

（2）即插即用直流用电网络建设

主要对直流配电系统、直流网络管理系统、储能系统、充电基础设施和光伏系统进行建设。

通过充、放、发、储“四位一体”直流用电网络示范，探索电动汽车、分布式能源、储能、配电网的协调发展模式，实现新能源汽车绿色充电，实现光伏等分布式能源的高效消纳，实现退运电池的价值延伸，提高直流用网络的综合运营效益。

（3）分布式能源充分消纳的柔性负荷主动响应

利用用户侧可控资源的响应能力，通过多种能源协同控制，平抑新能源波动，实现示范区高渗透率分布式新能源的充分消纳。

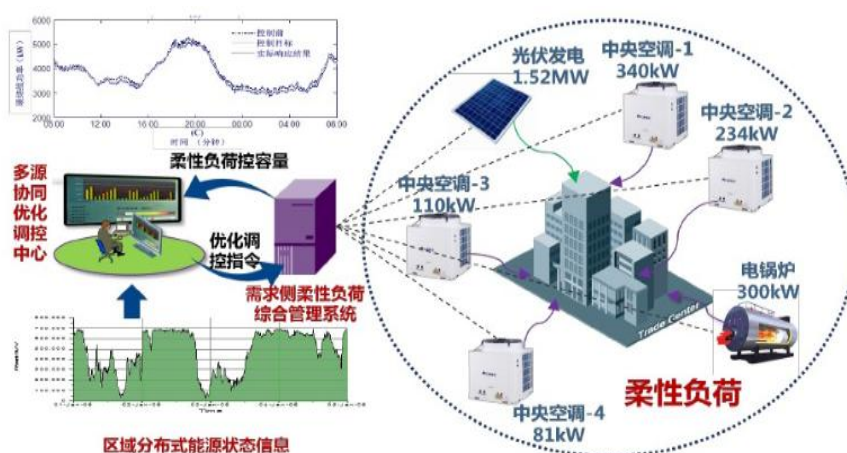


图 4-3 分布式能源充分消纳的柔性负荷主动响应建设图

（4）能源管理与公共服务

构建基于能源大数据平台的能源管理中心，通过“区域自治化，全局优化”，实现能量的分层分级平衡；利用大数据技术，提供分布式能源预测、用户用能行为分析等公共服务。

该项目从“源-网-荷-储”四个方面给出了具体的建设方案，通过技术支撑，保障了微网运行的可靠性。

3、项目预计减排情况

参考现有的研究资料，采用新能源相比于火电来说，每发一度电节省 0.34 千克标准煤、减排约 0.89 千克二氧化碳、减排二氧化硫 0.03 千克、减排氮氧化物 0.015 千克、减少粉尘 0.272 千克。

该项目接入约 2mw 分布式光伏、60kw 风力发电、2.5mw 的多种储能系统，若风电满发 1500 小时/年，光伏满发 2750 小时/年进行测算，可以得到该项目投入运行后，每年可减少的大气污染物排放量为：节省标准煤 1900 吨/年，减排二氧化碳约 4975 吨/年，二氧化硫 168 吨/年，氮氧化物 84 吨/年，减少粉尘量为 1520 吨/

年。

4.2.2.2 实证分析二：以北京海淀北部新区能源互联网项目为例

“互联网+”智慧能源是一种互联网与能源生产、传输、存储、消费以及能源市场深度融合的能源产业发展新形态，具有设备智能、多能协同、信息对称、供需分散、系统扁平、交易开放等主要特征。能源互联网是推动我国能源革命的重要战略支撑，对提高可再生能源比重，促进化石能源清洁高效利用，提升能源综合效率，推动能源市场开放和产业升级具有重要意义。

本小节选取将要规划开展的北京海淀北部新区新能源互联网示范项目为例对京津冀地区开展能源互联微网的建设方案、实施机制、节能减排效果展开分析。

海淀北部新区能源互联微网项目属于典型的园区能源互联网，位于海淀北部新区翠湖片区和永丰片区，面积约 40 平方公里。区域定位“智慧低碳”新区；五大产业聚集区：软件与信息服务、新材料、新能源与环保、信息通信与新医药。

1、建设方案

2020 年翠湖组团和永丰组团能源需求预测为：电力负荷为 790MW，热负荷为 1046MW，冷负荷为 1163MW。

海淀北部新区新能源互联网主要包括屋顶光伏建设、电池储能系统、张家口外送电消纳、数据中心余热利用、污水处理厂余热利用、地源热泵系统、电动汽车充放电设施、相变储能、交直流混合配电网、信息通信系统、能源互联网建设运营模式、需求侧管理服务模式 12 个方面，总体规划如下图所示：

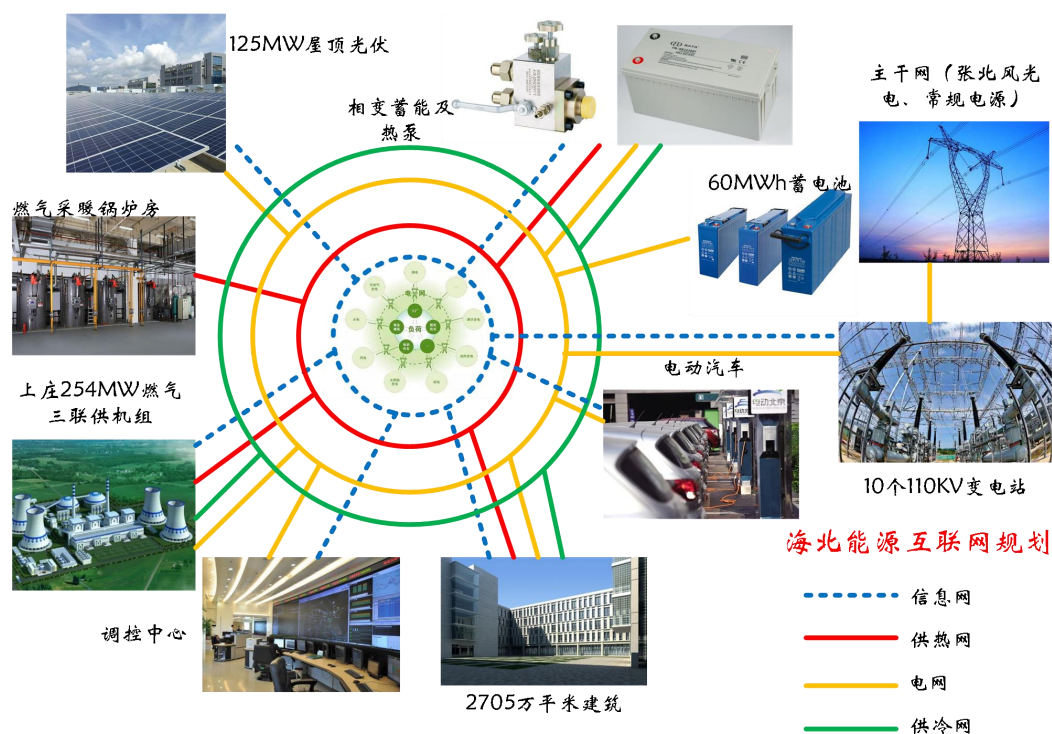


图 4-4 海淀北部新区新能源互联微网总体规划

(1) 屋顶光伏建设

根据永丰和翠湖片区规划，结合卫星鸟瞰图，区域内可用屋顶资源 1.61 平方公里，设计屋顶光伏装机最大出力 124.95MW，年发电量 1.34 亿 kWh。

(2) 电池储能系统建设

电池储能容量的配置原则按照削减最大负荷值的 5%来确定，为了保证电池的循环使用寿命，蓄电池的剩余电量按保持在 10%以上，放电倍率按 0.5C 核算为 53MWh，为保证整体性能，确定蓄电池容量 60MWh。储能电池运行方式选择为凌晨 4 点钟左右最低谷时充电，白天最高峰时放电的运行模式，同时根据光伏发电或负荷的波动进行动态调节。

(3) 张家口外送电消纳

张家口地区的风电主要通过沽源-太平双回、万全-顺义三回、张北-张南双回三个 500kV 通道送入京津及冀北电网进行消纳。为了大规模的集中开发和外送河北省张家口地区的风电电力，国家电网公司还规划 2018 年新建张北至北京可再生能源柔性直流送出工程以进一步加强张家口风电电力的送出能力。该项目内相变储能和电储能系统的配置形成多能流互补格局，可以提高北京电网的调峰能力，项目的实施可以配套消纳张家口风电 200MW。

(4) 数据中心余热利用

农行数据中心总建筑面积：15.7 万平方米，用电总功率 67266kW。电功率较大部分消耗在制冷系统，计算可回收热能 40361kW，热泵机组总外供热量约 52974kW。数据中心供热功率 77.3MW，供冷功率 121.3MW，蓄热 50MW，蓄冷 12.1MW。

(5) 污水处理厂余热利用

永丰再生水厂日处理污水 2 万立方米，稻香湖污水处理厂设计处理能力为日处理污水 10 万立方米，再生水均为夏季最高温度为 28℃，冬季最低温度为 12℃。两污水处理厂供热 55MW，蓄热 20MW，供冷 86.4MW，蓄冷 5MW。

(6) 地源热泵系统

地源热泵通过输入少量的高品位能源，实现低温位热能向高温位热能转移。地能分别在冬季作为热泵供暖的热源和夏季空调的冷源，即在冬季，把地能中的热量“取”出来，提高温度后，供给室内采暖，同时利用大地土壤储存冷量，以备夏用；夏季，把室内的热量取出来，释放到地能中去，对房间进行降温，同时储存热量，以备冬用。

本项目总体供热容量 167.27MW，供冷容量 279.7MW。

(7) 电动汽车充放电设施

结合时间进度和具体条件考虑将部分充电桩改成双向充电桩，使电动车可成为车载储能装置，逐步扩展使用模式。此外，鼓励电动大巴车参与到系统的调峰任务中，不仅可以实现对电动大巴班车储能容量的有效利用，缓解电网在用电高峰期的用电需求，也增加了电动大巴班车用户的收益。

(8) 相变储能

相变或热水储热，水蓄冷、冰蓄冷、相变蓄冷储冷。利用低谷电转化为热能或冷能储存起来，在用能高峰时释放。

(9) 交直流混合配电网建设

本项目共 4 处换流站，规划建设 110kV 变电站 10 座。

(10) 信息通信系统

构建信息系统及网络信息化服务，包括智能感知、云计算、大数据分析；信息采集、处理、反馈中心，并构建与用户交互系统。

3、大气污染减排效果

该项目的预计总投资为 689045.5 万元，可以实现的减排效果如下表所示。

表 4-2 北京海淀北部新区能源互联网示范项目预计减排效果

科目	单位	数值
综合能源利用效率	%	87.1
新能源消纳比重	%	56.2
供电可靠率	%	99.99
煤炭消耗减少	万吨/年	43.37
粉尘排放减少	万吨/年	5.63
二氧化硫排放减少	吨/年	7405
氮氧化物排放减少	吨/年	4315
二氧化碳排放减少	万吨/年	14.39

4.3 本章小结

适合京津冀新能源发展模式主要有两种——大规模集中式新能源发电基地与以微网形式的新能源分布式发电。

对于大规模集中式新能源发电基地：目前存在的问题主要有通道建设、电力发展与消纳等方面。（1）可从完善新能源通道规划；主动与新能源项目对接，科学安排调度运行方式。（2）对于电力发展与消纳问题，可以通过几个方式解决：实现新能源的多元化应用、掌握新能源市场化发展机制、开拓新的新能源发展模式、加快推进关键技术攻关、实现横向多源互补、纵向源-网-荷-储协调、打造公平合理的能源市场环境，建立健全调峰辅助服务市场、完善新能源建设规范与电网接入标准、新能源相关配套政策扶持。（3）对于大规模风电并网外送协调管理

机制：可以从风电与其他新能源、风电与常规能源、风电与需求侧响应三个方面分别进行协调管理。

对于以微网形式的新能源分布式发电：京津冀地区目前适宜开展的新能源分布式建设开发种类主要有分布式光伏发电、小型风电、热泵技术。分布式发电投资前评估、投资运营模式以及投资后评价三个方面是分布式能源供应的商业化投资模式的基本流程。微电网的开发能够充分促进分布式电源与可再生能源的大规模接入，实现对负荷多种能源形式的高可靠供给，是传统电网向智能电网的过渡。

以北京延庆微电网项目及北京海淀北部新区能源互联网项目为例进行实证分析，京津冀地区以微网形式的新能源分布式发电潜力很大，针对不同地区的具体条件进行微网与能源互联网的建设可以大大节省传统能源消耗，提高新能源利用效率。

第5章 京津冀地区新能源发展应对策略分析

通过对京津冀地区新能源发展的优势与劣势分析，以及对新能源发展模式的研究，针对京津冀地区新能源发展面临的主要问题，给出以下五方面的对策建议：

5.1 全方位构建消纳平台，高标准规划建设并网通道

首先，京津地区面临的一个主要问题是：电网配套设施的建设落后于发电设备的建设。

冀北是京津冀地区中风能与太阳能最为丰富的地区，适宜开展集中式的新能源发电基地，但通过对冀北地区新能源建设的现状进行分析可以发现，该地区的风能与太阳能发电装机容量不断增加，但输送通道的建设现无法满足剩余发电量外送的要求，弃风弃光率较高。此外，制约消纳能力的另一关键因素是电能质量。冀北地区目前基本采用火电进行调峰，缺乏较为完善的储能设施^[12]。

京津冀地区在新能源分布式发展方面，目前多集中在以燃气为主的分布式供能，采用风能、太阳能等新能源进行发电并上网的项目较少，一般都是在较小的范围内进行自发自用，或者政府建设的新能源发电示范基地。但要想实现较大范围的新能源分布式发电并网，还需要以微网形式建设完善的电力配套设施，从而保证电能质量，在提高分布式发电商利益的同时，实现新能源电力平稳安全上网^[13]。

针对上述问题给出具体的解决建议如下：

在规划时，要统一部署设计新能源发电站与电网建设，新能源电站的布局要围绕国家整体电网规划进行，之后根据京津冀地区的具体资源分布、基础设施的建设以及发用电情况，对新能源进行规划，电网公司要尽量保障配套电网与新能源电站项目同步投产，同时在国家政策规定以及电力市场机制下，实现新能源发电安全稳定上网消纳^[14]。例如，避免出现张北县输送通道的建设滞后于新建风电场的装机的情况，做好项目前期的可靠性及经济性评估。在电站与电网建设方面，可参考欧洲的建设经验：一些新能源电站的建设可由开发商作为项目总承包公司，新能源电站项目公司同时兼有系统安装商、工程总承包商、项目开发商以及发电集成商四大角色。在京津冀地区可采取以当地供电局为主体的公司来具体负责新能源发电项目，从而有力地推广新能源发电，全面治理京津冀地区的发起污染问题。

针对目前冀北地区目前出现的弃风弃光、输送通道建设较为滞后的情况，需要采取本地消纳与外送相结合的方式促进风电和光伏的消纳^[15]。对于本地消纳，可建设一些规模较大的企业，例如某些制造业、电子行业等耗电量较大，但污染较小的产业，例如：我国和德国的两家公司签署了风电合作项目，利用风电制氢气，通过自己的行为来改善风电消纳的问题。这个项目位于河北的张家口地区，

主要任务是发电，风电制氢总量是 20 万千瓦。其次，在外送通道建设方面，根据京津冀地区新能源发展特点，逐年滚动编制京津冀地区的电网规划，确保电网和新能源发电协调发展。电网公司应主动与风电等新能源项目对接，超前开展前期工作，加快送出工程建设，尽量满足风电接入电网的需要。科学安排调度运行方式，优先安排风力发电，同时研发并积极应用先进的风电光伏功率预测系统，统筹安排火力、储能机组配合运行，从而确保京津冀地区新能源电量消纳的最大化。在对京津冀地区的电能输送通道进行统一规划过程中，要重点规划建设冀北地区的风电及光伏输送通道，扩大新能源的消纳范围，新能源消纳问题的解决对京津冀地区促进清洁能源消纳具有重要意义^[16]。

5.2 加大核心技术研发力度，提高新能源发电产业化水平

在促进清洁能源消纳背景下，京津冀地区新能源发电面临的第二个问题是：**缺乏核心技术，创新能力较弱，产业化水平较低。**

虽然京津冀地区在风能、太阳能等新能源发电已经取得了一定的进步，但仍有许多技术难题需要加大力度攻克。

1) 风力发电相比于其他新能源发电虽然较为成熟，但仍面临着一些技术难题。问题主要在于：研究开发的系统性、完整性及连续性不够，尚未形成完整的工业基础，还不能适应支撑国家风力发电快速健康和稳定发展的市场需求。具体地，国内风电制造业的技术研发能力，尤其是基础理论研究和机组总体设计能力比较薄弱；众多企业在新型机组开发过程中有赖于技术跟踪和引进，且只能够引进和掌握整机制造技术，难以切实做到机组设计技术引进消化吸收再创新；我国企业的产品升级更新和批量化生产进程慢，导致技术追赶和维持盈利的挑战很大^[17]。目前，我国的风电机组国产化率还不算高，很大程度依赖进口，这是严重制约我国风力发电发展的因素之一。风电设备进口的价格较高，约占风电场的综合造价的 2/3，比火电高出 50%。

2) 光伏发电是太阳能发电的一种方式。首先，在我国，光伏发电发展较早，技术不太成熟，仍面临着许多技术方面的难题。由于光伏产业的核心技术跟不上，促使了光伏企业生产的太阳能发电产品大约九成以上是出口。河北省是光伏产业较为集中的地区，但对于硅基薄膜太阳能电池、柔性薄膜电池等光伏产业高端发展方向产品。河北省多是从国外直接引进生产线，缺少核心技术研发。河北省与建筑结合的太阳能利用技术，大功率光伏发电控制技术与并网逆变技术等核心技术急需攻克。其次，在光伏发电方面，基本上处于光伏发电基地的发展阶段，其关键因素在于部分核心技术还没有攻破，与欧洲等国家仍存在较大差距，包括平板集热器的结构设计、太阳选择性涂层、玻璃透过率及焊接工艺等；太阳能与建筑结合的整体设计、部件、连接方式、产品外观等；太阳能采暖的技术的系统设

计、系统控制、季节性储热技术等。

针对上述问题，给出具体的解决建议如下：

首先，在风力发电方面，从全国范围内来说，我国需在“十三五”期间加大国家科技投入和资金投入，重点建立发展完整的风电工业体系，从整机总体设计总装技术、零部件生产，到机组部件运输、安装和维护等服务体系的研发均要有总体的部署和安排。加大技术进步和创新，通过不断提高技术来降低成本，促进风力发电的普及应用。

其次，京津冀地区在光伏、光伏发电方面，更需要强化人才支撑，突破关键技术，提高创新能力^[18]。

现以河北省的光伏产业为例：目前，英利集团、晶龙集团、新奥集团已形成拥有自主知识产权的产业集群；英利集团联合华北电力大学、河北大学建立了“河北省光伏产业研究院”为光伏产业发展培养专业人才。河北省应继续发挥自己的区位优势，在依托华北电力大学、河北工业大学等重点院校的基础上，充分利用京津冀科研力量，设立专项研发基金，重点资助企业技术研发、科研院所专项研究以及联合攻关等研发形式，从基础到应用，从技术到产品，各环节各层次全面提升综合水平，并重点开发具有自主产权的低氧碳硅单晶快速结晶生产工艺和薄膜电池等高端产品，突破关键技术。河北省应尽快建立面向国内和国际市场的新能源利用技术创新基地，加强与国内外的技术交流，提高创新能力。

5.3 降低发电成本，扩大融资渠道

促进清洁能源消纳背景下，京津冀地区新能源发电面临的第三个问题是：**发电成本较高，融资困难。**

受分布式发电技术、发电设备成本等影响，目前分布式发电建设成本较高，增加了投资者的融资难度。

小型分布式（屋顶）电站一般就地发电就地使用，相比较上网电价高的问题还显得不是很突出，但由于前期投入过高，造成个人投资困难。目前分布式光伏发电系统的初始投资大约在 1.0—1.5 万元/千瓦。按照现行居民用电价格测算，一般需要 7 年时间才能收回成本。但居民用电大都在晚上，而光伏发电只能在白天，如果发出的电不能并入干网，那么发电户还要自己购买配套的储电设备。光伏发电一套系统的寿命一般在 20 年以上，理论上安装光伏电站是划算的。但小型光伏电站能否安全平稳运行 20 年，再加上使用中产生的其他费用，这些都是安装户需要考虑的问题^[19]。

针对上述问题，给出如下的解决建议：

1) 京津冀的当地政府应全面布局发展新能源示范工程，充分利用全省（市）的多个区县开发区、产业园区，积极申请国家分布式光伏发电应用示范区，降低

光伏发电企业的相关税费，促进京津冀太阳能发电成本下降，推动太阳能光伏产业发展^[20]。

2) 拓宽融资渠道，解决融资困难

为解决光伏产业融资难的问题，应从以下五个方面着手：首先，拓宽融资渠道，鼓励光伏企业以合作、联营等方式广泛吸引各类资金；其次，建立政府与金融机构沟通协调机制，搭建银企对接平台，通过政策干预为新能源产业提供一定的贷款机会倾斜；第三，天津、河北省借鉴北京成功的运作经验，推行技术投资、知识产权等贷款抵押模式，以减少新能源企业的资金投入压力；第四，进一步放宽新能源行业投资准入条件，鼓励民营资本、外资等参与光伏产业的开发建设；第五，借助互联网金融来解决新能源发电项目的融资问题，将互联网金融的资金引到光伏发电项目上来^[21]。

5.4 完善市场机制，推动京津冀协同发展

促进清洁能源消纳污染防治背景下，京津冀地区新能源发展面临的第四个问题是：**新能源发电缺乏较为完善的市场机制。**

在目前供需不平衡、电力资源分布不均的情况下，电力市场交易主体的界定、运行机制、监管机制、利益协调机制、激励机制等市场机制的各个方面都没有明确的规定，从而影响了跨区域电网的统筹规划，降低了电力的消纳水平。在京津冀地区，河北省的风能和太阳能资源非常丰富，但消纳水平滞后于发电水平，虽然北京和天津的经济发达，电能使用量大，但由于输送通道等电力配套设施的建设跟不上，且电力市场体制的不健全，导致电能无法按需输送到消耗量较大的地区^[22]。

针对上述问题，给出具体的解决建议如下：

进一步加强北京、天津、河北省的合作，以延庆县为先行试点地区，实施新能源清洁供热示范项目，消纳可再生能源电力；同时，将北京市的先进技术研发能力、大型企业投资和项目开发能力以及巨大的市场需求与京津冀及周边地区丰富的资源禀赋进行对接，形成良性的发展模式，推进京津冀及周边地区共同发展。

在大力解决新能源技术问题、消纳问题的同时，还需要建立完善的市场机制，从而推动新能源产业顺应电改趋势，取得进一步发展。借鉴丹麦、西班牙、德国等国外较为成熟的新能源市场管理机制的发展现状，建议京津冀地区的新能源市场机制可根据不同区域的发展特点从以下几方面进行设计：运行管理、组织管理、协调管理、激励管理、保障管理。此外，还需要建立产业化技术服务体系，例如，在天津市滨海新区实施项目招投标制度，鼓励发展以技术咨询、人才培养、工程建设、信息服务为主的中介服务，积极培育和规范新能源市场。

5.5 完善发展规划，加大政府支持力度

促进清洁能源消纳污染防治背景下，京津冀新能源发电存在的第五个主要问题是缺乏完善的发展规划和具体的实施细则，具体表现在以下三个方面。

1) 在天津市，目前政府有关部门对光伏发电市场的整体规划不够。在光伏产业发展方面，政府有关部门仅仅是注重支持光伏设备产能的扩张，而对发电市场缺乏有效的统一安排。例如，当前天津市的一些光伏电站都是以相关国家示范工程的方式建设起来的，大多项目都采取项目业主自有资金投资、自发自用的模式运营，而有关管理部门只对其所分管的程序部分进行相关阶段申报的审批、认证、验收，以及对初期投资给予财政补贴发放、国家上网电价补贴等工作，而对光伏电站前期需要的投融资、后期的维护和经营等环节并不关注，这就导致一些太阳能光伏电站在建成后不能充分发挥其在电力市场中的真正作用^[23,24]。在北京和河北地区，在政府对新能源发电的整体规划方面也存在同样的问题。目前，参与工程实施的政府相关职能部门尚未形成紧密合作的机制，出现工程示范建设地点重复或过密，补贴标准不统一的现象。工程规划、招投标、实施及各部门合作方式、方法等方面还有部分问题需要研究和解决。另一方面，有些职能部门如质检、安监、消防等，还没有纳入“部门联动”范畴中，缺乏对工程质量与安全的有效监管。此外，河北省光伏产业发展存在急于扩大生产规模、低水平重复建设、市场饱和、产业布局不合理等问题，其根本原因在于河北省光伏产业发展缺乏顶层设计，盲目发展^[25]。

2) 对新能源发电的政策支持不到位，激励政策不足。

对于京津冀地区的光伏发电，对光伏产业的相关促进政策滞后；光伏企业只能在具体的项目上申请相关扶持，不能实现行业上的普遍税收优惠；科技管理部门缺乏对中小企业研发类科研项目的支持，企业难以利用国家科研经费开展技术创新；缺乏国家或地方专门从事行业技术共性研究机构或研发平台（开放实验室），高水平技术创新较难。如果使太阳能发电等新能源得到实际的普及应用区域可持续发展的模式，就需要一些力度适当的激励政策来扶持，这基本是国外所有成功经验的关键之一。

3) 国家对新能源分布式发电的政策缺乏具体的实施细则。例如在分布式光伏发电方面，国家为扶持光伏发电市场出台了一系列政策，主要有国家“金太阳工程”和对分布式电站的补贴政策。但有些扶持政策由于没有相关的实施细则，因而没有达到预期的效果：一是有些扶持政策还是侧重以经济补助为主，而并没有设计出一个高效协调机制，光伏设备制造企业、电网公司、建筑物业主之间的关系和权责不清晰；二是尽管“金太阳工程”的补贴比较明确，但地方政府的配套补贴比例不明确，补贴的范围不清晰，用户在安装光伏电站前难以估算成本、预期收益以

及成本收回的年限，这也影响到建设光伏电站的积极性；三是有些扶持政策基本上是短期行为，在光伏电站安装初期给予一次性补贴，而在电站建设完成之后的验收、测试、并网等环节则缺少相关的政策指导，从而对京津冀光伏发电产生了一定的负面影响。

针对上述京津冀地区新能源发展的第五个问题，给出具体的解决建议如下：

（1）加大政府支持力度，做好新能源发展的顶层制度设计

首先，明确京津冀地区各新能源产业的战略地位，掌握不同阶段对各类新能源规划的数量及分布情况，集中全省（市）力量优先发展在这一阶段需要重点发展的新能源产业。其次，借鉴江苏经验，成立“京津冀促进各新能源产业发展工作领导小组”，进行新能源发展的顶层制度设计。制定各新能源产业发展规划，合理布局、调整结构，以避免低水平重复建设、急于扩大生产规模等问题的出现。

在分布式光伏产业方面，京津冀地区的资源条件皆适合开展分布式光伏的建设。今后我国光伏发电的发展方向是大力发展自给式光伏发电进入政府公共设施和一般家庭。京津冀应率先加大加强开展分布式光伏电站的建设工作，积极鼓励大型工厂企业、成片的保障性住房建筑小区、中小学等综合性建筑体带头安装使用光伏发电系统，鼓励单位、社区和家庭应用太阳能发电，促进光伏发电市场发展，同时还应加强对分布式发电的建设和管理。

借鉴国外较为成熟的规划发展重点，建议京津冀地区可对以下几个方面重点规划：1）特高压、跨区电网建设；2）智能电网建设；3）风电外送工程前期、并网检测和优先调度工作；4）风电、光伏等新能源发电重大问题研究和关键技术研究；5）新能源资源信息统计分析平台和国际交流合作平台建设^[26]。

（2）明确政策激励

基于京津冀地区各类新能源的资源状况，分布式光伏发电将是未来的一大发展趋势。要想进一步推进京津冀地区分布式光伏的发展，需要改进电价补贴方式，实施更加优惠的价格补贴^[27]。要进一步充分发挥价格杠杆作用，制定并实施更大力度的上网电价及补贴政策。在国家补贴政策的基础上，充分发挥国家鼓励各地利用自有财政资金支持分布式光伏发电建设的政策。当前，降低光伏电站初期安装成本较为困难，若再缺少政府的补贴支持，向广大家庭住户推广分布式电站几乎是不可能的。因此，进一步加大补贴力度是光伏发电市场发展的重要条件。目前国内有些省给出的补贴非常优厚。如江苏省给予光伏发电的补贴合计是 1.3 元/千瓦时，山东给予的补贴合计是 1.7 元/千瓦时。浙江省为推动光伏发电健康发展，出台《关于进一步加快光伏应用促进产业健康发展的实施意见》，明确在国家补贴规定的基础上，浙江省再补贴 0.1 元/千瓦时，这一政策极大地带动了浙江省内企业开发光伏发电项目。北京、天津、河北应参照其他省市的做法，结合自身情况

尽早制定出台相应政策，加大对分布式光伏发电的补贴力度，以促进光伏发电的发展，在补贴方式上，可鉴于光伏发电对减少大气污染、促进节能减排的作用，建立光伏发电发展基金作为补贴资金来源。

（3）明确权责问题，细化补贴政策，制定全方位的指导政策

首先，通过实施细则明确各利益主体的权责问题，从而协调好各方利益。尤其是当前新能源分布式发电的起步阶段，需要明确如何协调新能源分布式发电设备建设的土地产权所有者和国家有关电网公司之间的利益关系。

其次，对于新能源发电的补贴政策，完善地方政府的配套补贴比例，给出明确的补贴范围。

第三，对于新能源电站建设的政策指导应该涵盖电站运营的各个环节：从电站的初期建设，到建设完成之后的验收、测试、并网等环节，从而为新能源电站，目前尤其是分布式电站的建设者提供政策上的保障。

第 6 章 结论

本调研报告在促进清洁能源消纳背景下，从京津冀地区的新能源资源与发展现状入手，基于京津冀一体化规划条件下新能源的发电特性，研究了新能源产业选择与对应的发展模式，得到的主要结论如下：

（1）京津冀地区新能源资源情况

京津冀地区的风能和太阳能资源主要分布在冀北地区，且资源丰富，开发潜力很大。在北京、天津和河北省的其他地区风能和太阳能资源较为分散，但也具有一定的开发潜力。

（2）2020 年京津冀地区新能源出力及负荷基础数据分析

将京津冀作为一个整体对新能源进行统筹规划，通过选取该地区夏冬两季的典型日进行分析，可以看到：

1) 将京津冀地区的风力与光伏发电协同规划发电，则拟合后的出力曲线更加平稳，可靠性更高。

2) 在 2020 年规划的装机水平下，在负荷低谷时仍有部分电量无法消纳，夏季时段电量无法消纳一般发生在 0~7 时左右，且无法消纳的最大出力为 1304 万千瓦；冬季时段电量无法消纳一般发生在 0~6 时左右，且无法消纳的最大出力为 1004 万千瓦。因此，需要一定的储能设施进行调节。

3) 在保证新能源出力的情况下，在一天中用电量较高时段，京津冀地区总的发电出力总体上低于负荷水平。因此，将京津冀地区的发电资源首先在这三个地区进行统筹规划的经济性最高。此外，由于在这些时段的负荷大于出力，因此需要其他电源进行供电。

（3）冀北地区新能源发电及与负荷的比较分析

2020 年冀北地区的消纳能力远高于负荷消纳，因此需要在满足本地消纳的条件下，向京津冀其他地区进行外送电，因此有必要对京津冀地区输送通道的建设以及三地的规划调度进行统一规划。根据选取的夏季与冬季的两典型日统计的出力与负荷数据，得到 2020 年冀北可以外送的电力约为 1137 万千瓦。

（4）京津冀新能源发展模式

基于京津冀地区各类新能源的资源与发展现状，通过对该地区的风能和光伏的出力特性进行分析，总结得到适合京津冀新能源发展模式主要有两种——大规模集中式新能源发电基地与以微网形式的新能源分布式发电。

（5）京津冀地区新能源发展策略

通过对京津冀地区新能源发展的优势与劣势分析，以及对新能源发展模式的研究，针对京津冀地区新能源发展面临的主要问题，给出以下五方面的对策建议：

- 1) 全方位构建消纳平台，高标准规划建设并网通道。
- 2) 加大核心技术研发力度，提高新能源发电产业优化水平。
- 3) 降低发电成本，扩大融资渠道。
- 4) 完善市场机制，推动京津冀协同发展。
- 5) 完善发展规划，加大政府支持力度。

参考文献

- [1]北京发展改革委、天津发展改革委、河北发展改革委.《京津冀能源协同发展行动计划(2017-2020)》[Z].2017-11-02.
- [2]国家发展改革委、国家能源局.《清洁能源消纳行动计划(2018-2020年)》[Z].2018-10-30.
- [3]北京市人民政府.《北京市“十三五”时期能源发展规划》[Z].2017-06-23.
- [4]天津市发展改革委.《天津市可再生能源发展“十三五”规划》[Z].2016-12-15.
- [5]孙虎军.把握新阶段新要求 展现新作为新贡献 奋力开拓京津冀协同发展新局面[J].求知,2019(05):24-28.
- [6]孙明华.京津冀协同发展:新阶段 新使命 新任务[J].求知,2019(05):8-11.
- [7]优化京津冀能源结构 让持续蓝天不再是奢望[J].中国科技产业,2017(03):35.
- [8]李少聪.低碳经济下京津冀发展路径研究[D].河北经贸大学,2015.
- [9]王风云,苏烨琴.京津冀能源消费结构变化及其影响因素[J].城市问题,2018(08):59-67.
- [10]杨国渊.中国新能源产业发展存在的问题与对策研究[J].中国战略新兴产业,2018(44):1-2.
- [11]张晓虎,杨颖芳,周鹏程,叶嘉雯,吴南南,曾鸣.大气污染防治背景下京津冀地区新能源发展研究[J].环境工程,2018,36(07):179-184.
- [12]肖宏伟,魏琪嘉.京津冀能源协同发展战略研究[J].宏观经济管理,2015(12):53-55.
- [13]曹柳青,王默玉,申晓留,张秋艳,闫丽娜.京津冀区域能源互联网研究[J].电网与清洁能源,2017,33(03):125-130.
- [14]王朝,李伟峰,韩立建.京津冀城市群能源协同发展背景下能源生产结构变化探究[J].生态学报,2019,39(04):1203-1211.
- [15]王风云,苏烨琴.京津冀能源消费结构变化及其影响因素[J].城市问题,2018(08):59-67.
- [16]杜凤智.京津冀大气污染状况、防治政策及对能源消费的影响[J].绿色环保建材,2018(03):31.
- [17]高煜.引导京津冀区域风力发电有序发展的思考[A].中国城市科学研究会、海南省规划委员会、海口市人民政府.2017城市发展与规划论文集[C].中国城市科学研究会、海南省规划委员会、海口市人民政府:北京邦蒂会务有限公司,2017:6.
- [18]薄文广,刘阳,李佳宇.京津冀协同创新共同体发展研究[J/OL].区域经济评论,2019(03):1-8[2019-05-30]
- [19]王丽芳.靳保芳代表:京津冀应率先大力发展光伏发电[N].中国工业报,2015-03-17(B03).
- [20]叶堂林.北京可再生能源发展战略重点及政策建议研究[J].生态经济,2012(05):147-150.
- [21]陈亚楠.天津市新能源产业可持续发展的探索与研究[J].天津经济,2017(05):23-26.
- [22]汪斌.基于电力需求分析和结构调整的京津冀地区能源调控策略[D].北京科技大学,2018.

- [23]张建三,张艳鹤.天津市新能源产业发展现状及竞争力分析[J].科技管理研究,2014,34(04):115-119.
- [24]高新宇,范伯元,李彬.北京新能源产业发展思路及政策探析[J].中国能源,2009,31(09):25-26+18.
- [25]王亚丽. 河北省新能源产业发展研究[D].华北理工大学,2016.
- [26]王朝,李伟峰,韩立建.京津冀城市群能源协同发展背景下能源生产结构变化探究[J].生态学报,2019,39(04):1203-1211.
- [27]王伟,刘璇.北京市清洁能源产业发展激励政策研究[J].华北电力大学学报(社会科学版),2019(02):13-19.