



华北电力大学

NORTH CHINA ELECTRIC POWER UNIVERSITY



吉林省煤电搁浅资产：

风险与政策建议

研究报告

袁家海教授，周景宏博士

本报告的引用方式：袁家海，周景宏。吉林省煤电搁浅资产：风险与政策建议（研究报告），2017年2月。

关于作者

袁家海，华北电力大学经济与管理学院教授。2006年获管理学博士学位，2011-2012年在美国密歇根大学（安娜堡）交流访问。袁教授的研究兴趣聚焦中国电力行业的低碳转型。他在Nature Energy、Energy Economics、Energy、Energy Policy等国际期刊发表了近40篇论文。近年来与美国自然资源保护协会、能源基金会、绿色和平等机构合作发布了数份有影响力的政策研究报告，其关于中国煤电问题的研究观点在学术界和政策层面广受关注。

周景宏，国网吉林省电力有限公司经济技术研究院规划评审中心总工，高级工程师。2011年获管理学博士学位，2012-2016在吉林大学从事博士后研究。周博士在电力规划和可再生能源并网领域有丰富的研究与工作经验。公开发表论文10余篇，出版专著1部。

致谢

我们感谢中国繁荣基金对本研究报告的资助。同时，感谢牛津大学史密斯企业与环境学院可持续金融研究中心、自然资源保护协会（NRDC）对本课题研究的支持。感谢 Ben Caldecott、David Robinson 在报告的写作过程中所提供的帮助。感谢王杨、张为荣同学对本报告的贡献。

免责声明

报告中所涉及内容仅代表作者个人观点，与作者所在机构和其成员无关，与作者工作单位或其赞助机构无关。

联系反馈

我们欢迎对本报告的任何批评与反馈意见。

请联系：北京市昌平区北农路2号 华北电力大学 经济与管理学院 袁家海 102206

Email: yuanjh126@126.com

目录

主要发现.....	I
执行摘要.....	III
1. 吉林省电力发展现状与需求展望.....	1
1.1 发展现状.....	1
1.2 电力需求情景设定与发展展望.....	3
2. 煤电发展的环境分析.....	5
2.1 环境约束愈加严格，碳排放压力加大.....	5
2.2 低碳能源转型，煤电市场空间受挤.....	6
2.3 产能过剩，煤电面临淘汰压力.....	7
2.4 电力市场化改革，煤电受到冲击.....	7
3. 煤电搁浅资产量化与影响分析.....	8
3.1 搁浅因素识别与影响.....	8
3.2 煤电搁浅资产的量化.....	13
3.3 对电力系统和可再生能源的影响.....	20
4. 搁浅资产处置与应对的政策机制.....	24
4.1 加强绿色金融.....	25
4.2 借鉴煤炭、钢铁行业去产能政策.....	27
4.3 深化电力体制改革.....	27
5. 研究结论与政策建议.....	28
研究结论.....	28
政策建议.....	29
6. 附录.....	31
7. 参考文献.....	43

主要发现

吉林省的煤电发展面临着很大的不确定性和风险因素。一方面，需求增长缓慢、电力供应持续超出需求已经严重降低了该省煤电的经济性，另一方面，严峻的环境污染形势和治理要求、2017年将要运行的全国碳市场、可再生能源发展的巨大潜力，都为该省未来煤电的发展前景打上大大的问号。

- 根据国家能源局2016年4月发布的预警文件，吉林省是煤电建设规划风险和资源充裕度双预警省份。2014年以来，吉林省已着手关停170万千瓦不符合环境标准或服役期满的燃煤发电机组，国家能源局也于2016年发布文件，取消了吉林省大唐松原“上大压小”热电新建等三个煤电项目。尽管如此，据了解吉林仍有高达707万千瓦计划和在建煤电项目。

- 运用电力规划模型，根据对吉林省“十三五”期间电力需求增长情景的设定，在首先纳入本省可再生能源装机发展目标的基础上，量化煤电发展的合理规模。报告估算2020年各种情景下的煤电过剩规模范围在819-1848万千瓦。以中速需求增长、风电低速发展情景作为本报告的推荐情景，2020年吉林省煤电过剩规模至少为900万千瓦。若在建煤电项目全部建设，则过剩规模会高达1607万千瓦。

- 本报告采用项目财务评价模型，根据煤电的搁浅（不能正常运行）年份来估算其搁浅资产价值。搁浅价值由未收回的初始投资、不能满足的正常投资回报要求和未能缴纳的税金三部分构成。为把握搁浅时间的不确定性及其影响，本报告选择2020、2025和2030年三个时间窗口。在最理想的情景下，即所有在建煤电全部停建，吉林省2020、2025和2030年的搁浅价值分别为462亿元、291亿元和149亿元。在最糟糕的情景下，即全部在建煤电项目全部建成投产，吉林省2020、2025和2030年的搁浅价值分别为992亿元、661亿元和375亿元，相对于理想情景，搁浅资产规模翻倍，风险大大增加。而在半数投产的情景中，2020年、2025年和2030年的搁浅价值分别为781亿元、516亿元和286亿元。

- 在公司层面，国电、国电投、华能和大唐这四大发电集团均面临着较大的搁浅风险。因为机组技术水平相对落后且运行时间久，国电集团的搁浅机组规模最高。而由于国电投的新建规模最高，若按计划投产，该公司将因此产生更高的搁浅资产。在建机组全部投产的假设下，若以2020年为搁浅年份，国电、华能、国电投、大唐将分别有230.94亿元、200.79亿元、276.64亿元、221.13亿元的煤电资产被搁浅。

- 煤电搁浅资产将对投资人、金融机构、员工和地方政府等利益主体产生利益损害。主管部门和吉林省政府应采用最严格的调控政策，尽量减少新建产能或推迟投产时间。通过正常退役、提前退役或对部分抽凝式热电联产机组实施背压式改造等措施有效缩减存量机组规模。另外，通过对存量机组实施灵活性改造，可为可再生能源并网提供条件，并在电力市场条件下为部分潜在的搁浅机组创造新的市场机遇。

- 建议吉林省通过电价改革设立结构调整专项基金，支持老旧机组关停、热电机组背压式改造和灵活性改造。利用东北电网辅助服务市场试点的契机，加快推进电力市场建设，为煤

电机组由电量型机组向电力型机组转型设计新的商业模式。推进绿色金融服务，大力促进电源投资向可再生、清洁化转变。

执行摘要

背景

这是首份在省级层面研究中国煤电厂由于环境风险导致搁浅资产风险的报告。搁浅资产定义为因遭受意外或过早核销需要降级重新估算的资产，也可以是由于环境变化（气候问题）、资源变化（水资源、矿石资源压力）、新的政府法规（大气排放标准）、技术创新（清洁能源技术成本下降）和社会规范的变化（撤资和消费行为）而转换为债务的资产¹。电力搁浅资产也就是在竞争环境和外部环境下，电力企业因取得的收入无法达到预期而减损的资产价值。

2015 年末吉林省全口径总装机容量 2718.5 万千瓦，其中火电装机 1783 万千瓦，占总装机容量的 65.6%²；水电装机 379 万千瓦，占 13.9%；风电装机 492 万千瓦，占 18.1%；太阳能 7.5 万千瓦，占 0.3%；其他电源 57 万千瓦，占 2.1%³。近年来受调结构、去产能等因素的影响，吉林地区电力需求疲软，电力需求增速远远落后于全国平均水平，2015 年更是出现负增长，电力供给出现严重的供大于求局面。在去产能政策和更严格的环境约束下，吉林省也在陆续退役、关停一些不符合环境标准或服役期满的发电机组，2014 年退役电源 82.25 万千瓦。在预警文件下发后，吉林省能源局发布《吉林省 2016 年发电预期调控目标》，明确提出 2016 年关停长山 9 号机等共计 90 万千瓦的燃煤发电机组^{4,5}。而国家能源局也在 2016 年 9 月 23 日发布文件，取消吉林省大唐松原“上大压小”热电新建等三个煤电项目⁶。尽管如此，吉林省的新建煤电规模仍居高不下，高达 707 万千瓦⁷。

吉林省是我国的老工业基地之一，为推动我国工业化、现代化进程做出了巨大的贡献。但是近些年来，吉林省老工业基地发展中存在的粗放型经济增长模式的弊端日益显现，资源短缺、环境污染的压力越来越突出，尤其是入冬以来，受气候条件、燃煤、秸秆燃烧等因素影响，持续性雾霾现象愈发严重，对地区经济健康持续发展及人民群众生活质量产生了较大不利影响。在这样的背景下，吉林省政府也加快了污染治理的步伐。2016 年 6 月，吉林省政府发布《吉林省空气清洁行动计划（2016-2020）》⁸，提出将加快调整能源结构作为重点任务，更明确指出要按照煤炭消费总量中长期控制规划要求，限制煤炭消费总量。国家能源局《关于推动东北地区

¹Ben Caldecott, Nicholas Howarth, Patrick McSharry, “Stranded Assets in Agriculture: Protecting Value from Environment-related Risks”, Stranded Assets Programme, SSE, University of Oxford, August 2013.

²Energy Bureau of Jilin Province, “The local absorption pilot program of renewable energy resources in Jilin Province”, <吉林省可再生能源就近消纳试点方案>, 2016.

³State Grid Jilin Province Electric Power Supply Company, “Operation mode of Jilin power grid in 2016”, <2016 年吉林电网运行方式>, 2016.

⁴Economic and Technical Research Institute of State Grid Jilin Province Electric Power Supply Company, “Report on the development planning of Jilin power grid in 13th FYP period”, <吉林电网“十三五”发展规划总报告>, 2014.

⁵Energy Bureau of Jilin Province, “Power generation expected control objectives of Jilin Province in 2016”, <吉林省 2016 年发电预期调控目标>, 2016.

⁶National Energy Administration, “Notice on the abolition of a number of coal projects without approval of the construction conditions”, <关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知>, 2016.

⁷Green peace, “New coal project database in China during 2012 to June 2016”, 2016 (Note: part of the data were processed by the University of Oxford).

⁸Jilin provincial government, “Jilin’s clean air action plan (2016-2020)”, <吉林省空气清洁行动计划（2016—2020 年）>, 2016.

电力协调发展的实施意见》⁹也明确提出 2018 年前东北三省 30 万千瓦及以上燃煤机组全部完成超低排放改造，具备条件的煤电机组要在 2018 年前完成节能改造，大幅降低大气污染物排放，提升能效水平。吉林省现役 30 万千瓦及以上燃煤机组约有 1200 万千瓦，且污染物排放水平普遍较高，改造成本昂贵。

另一方面，我国承诺到 2020 年实现 15% 的非化石能源消费占比目标¹⁰。为实现这一目标，国家能源局在《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》中提出除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的 9% 以上，而吉林作为可再生能源大省，实际承担的非水可再生能源电力消纳量比重目标要达到 13% 以上¹¹。这意味着吉林省煤电行业的发展空间将受到大幅挤压。

2014 年以来，随着经济下行压力不断加大，东北区域电力供给出现严重的供大于求局面，平均发电利用小时数全国倒数。据吉林省能源局的相关资料显示，吉林全省热电联产机组装机容量达到 1314.84 万千瓦，占燃煤火电装机的 74%，比全省统调最小负荷多 800 万千瓦，比统调最大负荷多 400 万千瓦¹²。2015 年底吉林省火电装机近 1800 万千瓦，但当年火电机组利用小时数仅有 3362 小时，远低于全国平均水平¹³。作为煤电装机充裕度和煤电规划建设风险双红色预警省份，吉林省煤电行业在“十三五”期间将面临较大的淘汰压力¹⁴。

方法

研究过程与方法论如图 1。

图 1 研究流程与方法论

⁹National Energy Administration, "Coordinated Development of Power Sector in Northeast China", <关于推动东北地区电力协调发展的实施意见>, 2016.

¹⁰The State Council, "National Planning for Climate Change (2014-2020)", <国家应对气候变化规划(2014-2020 年)>, 2014.

¹¹National Energy Administration, "Guidance on the establishment of target guidance system of renewable energy development and utilization", <关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见>, 2016.

¹²Polaris Wind Power net, "How to solve the power surplus problem in Jilin with high wind curtailment rate?", 2016, <http://news.bjx.com.cn/html/20160711/750042.shtml>

¹³National Energy Administration, "Average Utilization Hours Situation of Power Generation Units of 6,000 kW or More in China in 2015", <2015 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况>, 2016, http://www.nea.gov.cn/2016-01/29/c_135056890.htm

¹⁴National Energy Administration, "Risk alert mechanism of coal power planning and construction", <煤电规划建设风险预警机制>, 2016.



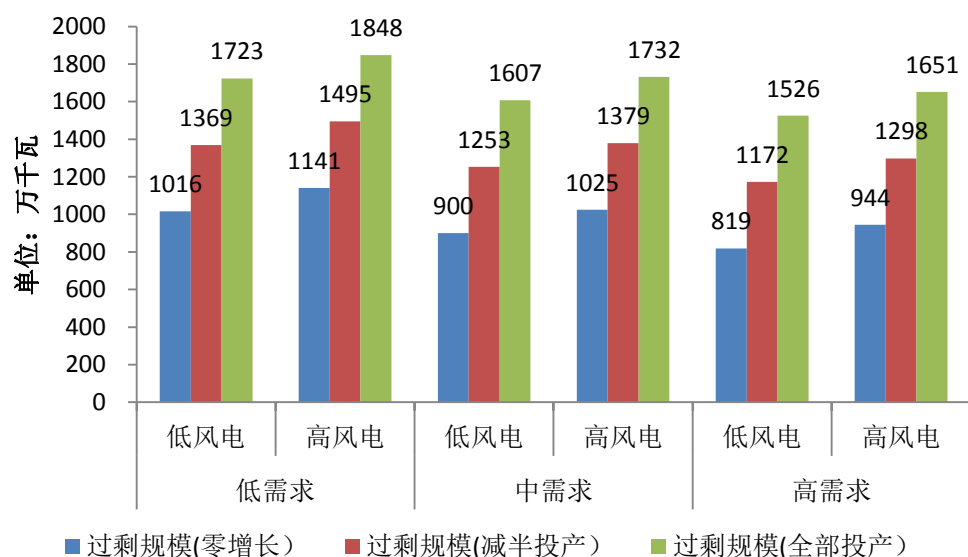
为了识别煤电潜在的过剩规模，需要首先进行电力需求预测和电源装机规划，然后在电力电量平衡的基础上识别煤电过剩规模（见附录 I）。根据吉林省近些年来电力需求增长和未来的经济社会发展趋势，本报告对吉林省“十三五”期间电力需求增长的设定区间为 2%-4.5%，推荐情景为 3.5%。运用电力规划模型，优先考虑可再生能源装机发展目标，量化煤电发展的合理规模，进而估算 2020 年各种情景下的煤电过剩规模（见图 2）。不同情景下 2020 年吉林省煤电装机过剩规模范围在 819-1848 万千瓦，本报告以中等需求增速（3.5%）、低风电发展情景作为吉林省“十三五”期间电力发展推荐情景，匡算 2020 年煤电过剩规模约为 900 -1607 万千瓦，过剩规模的幅度在很大程度上取决于“十三五”期间新投产煤电的规模。

本报告采用牛津大学可持续金融研究中心首创的搁浅风险评价方法学来进行吉林省搁浅煤电机组的识别。2015 年 3 月，可持续金融研究中心发布了一份重量级的报告“搁浅资产与亚临界煤电：公司和投资人的风险”¹⁵。后来，在 2016 年 2 月发布的另一份标志性的报告“搁浅

¹⁵Ben Caldecott, Gerard Dericks and James Mitchellet al., “Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors”, Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, March 2015.

风险与煤电：环境相关风险的研究”中¹⁶，对方法学进行了系统拓展。随后，在 2016 年 5 月，采用同样的方法学，可持续金融研究中心又发布了一份综合的国家研究报告：“日本的煤电搁浅资产：一份环境风险暴露的研究”¹⁷。

图2 吉林省“十三五”期间煤电过剩规模估计



本报告采用类似的数据和方法来为吉林省煤电机组面临的环境相关风险提供高精度分析。要理解环境相关因素如何交互影响一家公司，需要详细地检查它的资产状况。对吉林所有的电厂，我们分析了所有机组的属性特征，并与环境风险指标相整合，以揭示公司资产的风险暴露情况。

煤电机组受到产能过剩、非化石能源替代、能效与环保改造和碳市场施行等因素的影响，面临着不同程度的搁浅风险。本报告借鉴牛津大学近期发布的“日本煤电搁浅资产报告”中的国家层面和地方层面的指标分类方法，对部分指标进行了合并和简化，根据吉林省煤电搁浅风险评价的需要，提出从**区域风险**和**机组风险**两方面进行搁浅因素的识别。例如，水资源压力因电厂所处地理位置的不同而变化，是区域风险因素；同样地，在未来的减排政策下，如果需要实施碳捕获，那么因电厂距离合适的存贮地点远近的不同，其面临的风险也不尽相同，因此 CCS 也是一个区域风险因素。而电厂因自身的运行时间、机组规模、能效水平和污染物排放绩效不同而面临的风险因素，则是机组风险因素。

表1 区域风险和机组风险假设

¹⁶Ben Caldecott, Lucas Kruitwagen, GerardDerickset al., “Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks”, Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, February 2016.

¹⁷Ben Caldecott et al., “Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An analysis of environment-related risk exposure,” Stranded Assets Programme, SSEE, University of Oxford, May 2016.

序号	名称	来源
区域因素 1	基本水资源压力	WRI's Aqueduct
区域因素 2	CCS	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Geogreen, Global CCS Institute
区域因素 3	温升压力	IPCC AR5
区域因素 4	大气污染情况	Boys et al. (2014)/NASA's SEDAC
机组因素 1	服役年龄	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Greenpeace
机组因素 2	机组容量	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Greenpeace
机组因素 3	发电煤耗	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Greenpeace
机组因素 4	污染物排放绩效	CARMA/CoalSwarm/WEPP/Greenpeace

搁浅资产规模

考虑到不同机组的性能和回报率不同，所以按照不同容量等级将吉林省煤电机组划分为 5 类。由于中国的煤电仅在大型发电集团层面才有上市公司，所以我们无法直接得到每个煤电厂的市场价值。因此，本报告根据整个电厂运营期的预期收益来估算搁浅价值。报告所定义的搁浅资产为初始投资、投资人预期收益和运营期上缴政府的税金（计算方法见：附录 II）。本报告的统计中，机组使用寿命设定为 30 年，折旧年限为 20 年，贷款年限为 15 年，残值率为 5%，采用年限平均法进行折旧（参数设定表见：附录 III）。搁浅资产价值评估模型中火电标杆上网电价采用 2016 年新电价 0.37 元/千瓦时，直购电比例为 10%，直购电价降幅为 0.1 元/千瓦时。经过分析计算，100 万千瓦超超临界机组作为我国当前性能最优的燃煤机组，若单台机组建成即被搁浅，则寿命期内搁浅价值损失将达到 224.61 亿元。2019 年吉林省将有 4 台百万机组建成投产，若建成后全部搁浅，则由此造成的搁浅价值损失约 900 亿元，是当前全国可再生能源补贴缺口的 1.5 倍。吉林省 20 万千瓦以下的煤电机组有 38 台，大部分机组污染物排放远高于国家先进水平，运行效率低下，能耗水平较高，燃煤电厂退出市场时这些低效机组将率先被搁浅，数量众多的小机组造成的搁浅总价值不容小觑。

表 2 吉林省火电机组容量装机等级结构

指标分类		计算单位	现役	在建	计划	合计	
合计		台	86	2	12	100	
		MW	18627	700	6370	25697	
其中	1000MW 及以上机组	小计	台	0	0	4	4
			MW	0	0	4000	4000
	600MW-1000MW 机组 (不含 1000MW 机组)	小计	台	6	0	2	8
			MW	3980	0	1320	5300
	300MW-600MW 机组 (不含 600MW 机组)	小计	台	25	2	3	30
			MW	8350	700	950	10000
	200MW-300MW 机组 (不含 300MW 机组)	小计	台	20	0	0	20
			MW	4020	0	0	4020
	不足 200MW 机组	小计	台	35	0	3	38
			MW	2277	0	100	2377

（数据来源：牛津大学，吉林省煤电装机信息表）

吉林省目前有 707 万千瓦煤电机组在建，根据主管部门的调控政策，实际建成的规模可能因调控政策落实的力度不同而有较大差别。基于此，本报告设定三种情景：

情景 1 假定当前在建和计划的机组全部停建，“十三五”期间吉林省煤电零增长，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、929 万千瓦、936 万千瓦、900 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变；

情景 2 假定在建和计划的机组减半建设，2019 年之后不再规划新增装机，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、964 万千瓦、1290 万千瓦、1253 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变。

情景 3 假定在建和计划的机组全部建成投产，2019 年之后不再规划新增装机，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、999 万千瓦、1643 万千瓦、1607 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变。

按照煤电过剩规模和对吉林省机组打分情况，依据所有机组搁浅风险大小筛选出将要被搁浅的机组，根据机组所在容量区间对应的单位机组搁浅价值、剩余服役年限来计算在不同年份下煤电退出产业时的搁浅总价值。

表 3 不同容量等级单台机组搁浅价值评估

	供电标准煤耗 (千标煤/兆瓦时)	利用小时数 (小时)	单位造价 (元)	厂用电率 (%)	搁浅价值 (亿元)
1000MW 及以上机组	289	5255	3202	4.28	224.61
600MW-1000MW 机组 (不含 1000MW 机组)	311	4868	3400	5.34	104.35
300MW-600MW 机组 (不含 600MW 机组)	313	4355	4100	5.88	39.67
200MW-300MW 机组 (不含 300MW 机组)	331	4157	4300	7.81	19.75
不足 200MW 机组	334	4810	4500	8.12	14.82

（数据来源：中电联 2014）

情景 1（煤电零增长）：若 2016 年为搁浅年份，那么根据搁浅机组的剩余服役年限，估算搁浅总价值，包括初始投资成本、税费、和正常回报要求共计 633 亿元。本报告以五年间隔为时间窗口刻画搁浅资产规模的变化。这也与国家既定的电力市场化建设进程、全国碳市场建设进程和 2030 年温室气体达峰的进程一致。2020、2025 和 2030 年的搁浅价值分别为 462 亿元、291 亿元和 149 亿元。

图 3 情景 1（煤电零增长）下吉林煤电搁浅资产价值

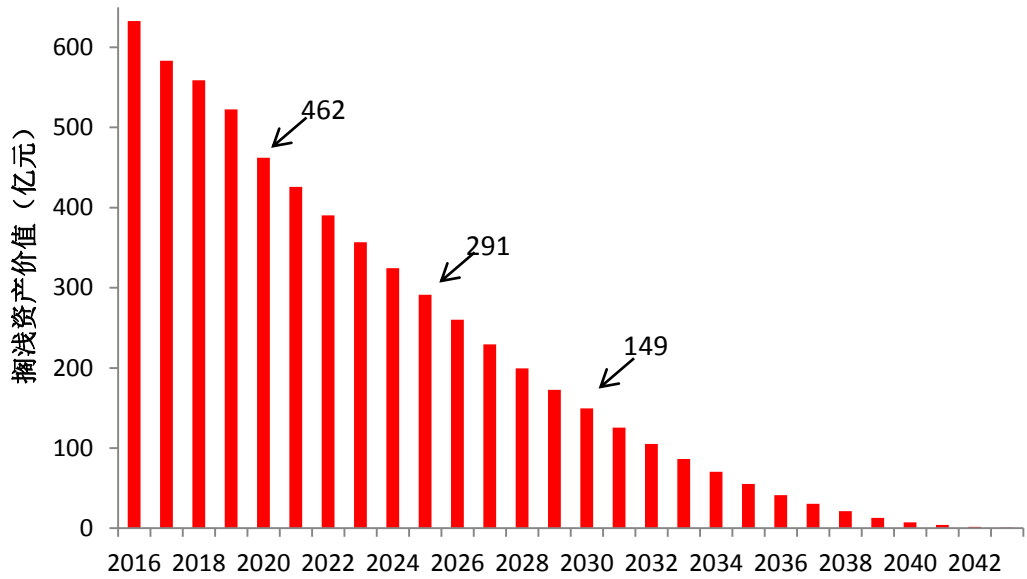
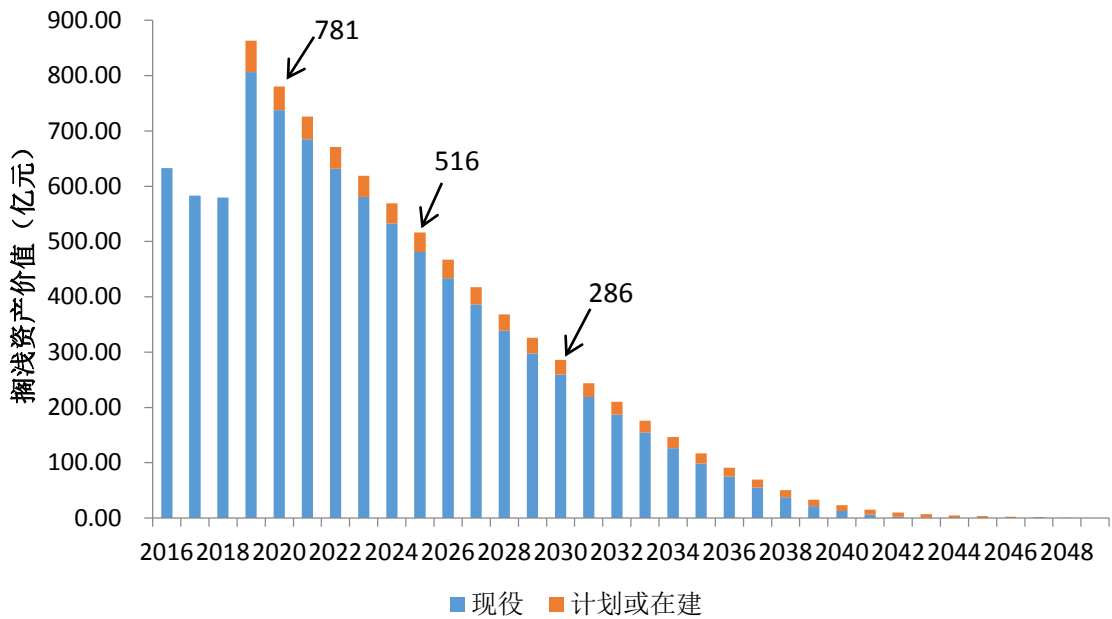


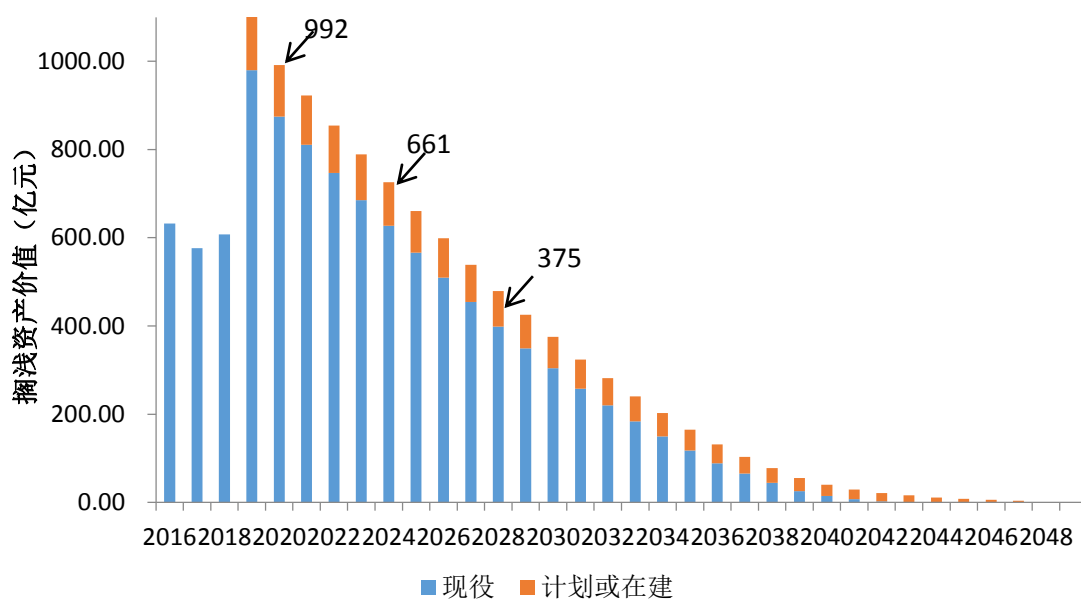
图4 情景2（煤电半数投产）下吉林煤电搁浅资产价值



情景2中，参照能源局《进一步调控煤电规划建设的通知》中对几个煤电基地外送煤电规模2020年底前减半投产的要求，假定吉林省当前计划和在建的燃煤机组在“十三五”期间也减半投产，即投产350万千瓦。在这一情景下，2018年新增机组为35万千瓦，建成投产后过剩装机规模达到964万千瓦，2019年新增机组为318.5万千瓦，建成投产后将过剩装机规模推高到1290万千瓦。若2018年为搁浅年份，那么搁浅机组的资产价值为580亿元（较情景1高21亿元），若2019年为搁浅年份，则搁浅资产价值骤增至863亿元（较情景1高341亿元）。2020年、2025年和2030年的搁浅价值分别为781亿元、516亿元和286亿元。新建机组在2019年的集中投产是情景2比情景1搁浅价值有较大增加的主要原因。

情景3中，假定当前审核通过的燃煤机组全部建成投产，2017年之后不再审批新的煤电项目，那么截止到2019年，将有707万千瓦建成投产。2018年新增机组为70万千瓦，建成投产后2018年的煤电装机搁浅规模达到999万千瓦，若2018年为搁浅年份，将产生608亿元的搁浅资产。2019年新增机组为637万千瓦，建成投产后2019年的煤电装机搁浅规模达到1643万千瓦，若2019年为搁浅年份，则搁浅资产价值损失达1101亿元（较情景1高579亿元，较情景2高238亿元）。2020年、2025年和2030年的搁浅价值分别为992亿元、661亿元和375亿元，由于新建规模进一步扩大，搁浅资产风险也进一步加大。

图5 情景3（在建煤电全部投产）下吉林煤电搁浅资产价值



对比三种情景可以得出：当前对新建煤电规模的有效控制可以避免“十三五”期间更大搁浅规模的产生，从而减少搁浅资产带来的经济损失。对于吉林这样的电力供应已然严重过剩、需求增速不快且存在较大不确定性、可再生能源替代潜力巨大的省份而言，越是尽早停止新建煤电，煤电搁浅资产风险就越可避免。

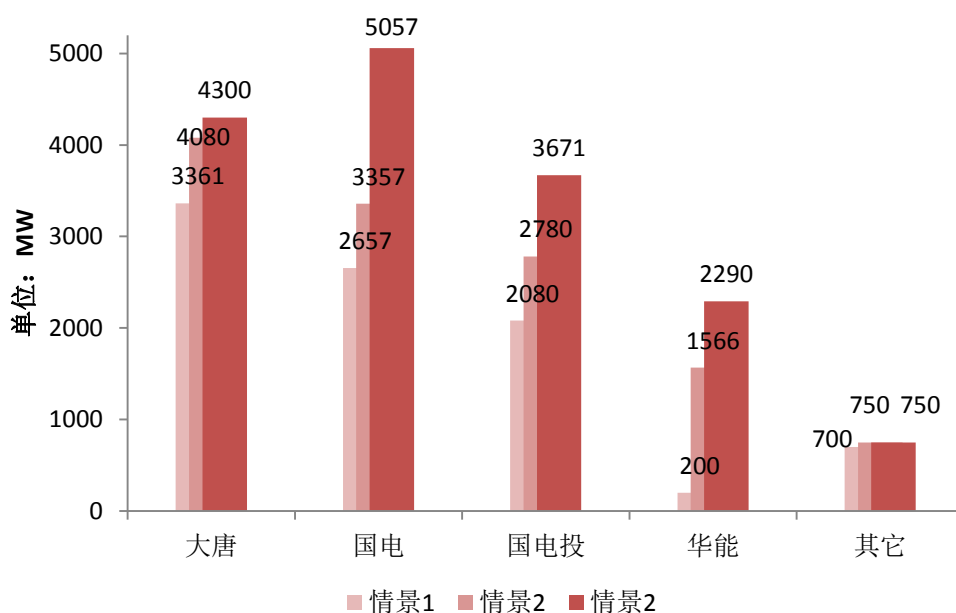
表4 不同情景下吉林煤电搁浅资产价值

不同情景	煤电搁浅年份	现役 (亿元)	在建和计划 (亿元)	合计 (亿元)
情景1	2020年	462	0	462
	2025年	291	0	291
	2030年	149	0	149
情景2	2020年	738	43	781
	2025年	481	35	516
	2030年	259	27	286
情景3	2020年	875	117	992
	2025年	566	95	661
	2030年	304	71	375

发电集团搁浅风险

吉林省煤电搁浅资产主要分布在国电、华能、国电投和大唐这四大发电集团，其中国电集团 50%以上煤电机组运营年限都超高 15 年且大多为小机组，所以面临的搁浅风险大于其他发电集团。若以 2020 年为搁浅年份，国电、华能、国电投、大唐将分别有 230.94 亿元、200.79 亿元、276.64 亿元、221.13 亿元资产被搁浅。国电投搁浅资产损失最高，是因为其煤电在建规模最大。由此得出，各大发电集团要重视起煤电搁浅风险，及早控制煤电新增规模，合理优化电源结构，以避免搁浅资产带来的巨大损失。

图6 主要发电集团在吉林的煤电搁浅资产



搁浅资产的影响

煤电搁浅首先会影响公司价值和投资人收益。除了煤电项目的投资者和所属公司，其他利益相关者如煤电企业的员工、当地金融机构甚至地方政府也将直接或间接受到搁浅资产的消极影响，简要总结如下：

煤电企业的员工：短期来看，煤电资产的搁浅意味着企业将无法通过发电取得收入，从而无法支付员工工资。而从长期来看，严重的资产搁浅问题将致使很多煤电厂关停或封存，使得煤电企业员工失业，而电厂员工工作技能单一，向非电力行业转岗的难度较大，这也使得安置工作较为困难。

金融机构：修建煤电厂的巨额投资中绝大部分来自于银行等金融机构的贷款，煤电资产的搁浅使得贷款偿还风险骤升。尤其对于近两年新建的煤电项目，受运营年限和利用小时数下滑的影响，发电量和售电收入较少，难以保证在还款期内还清贷款，使得金融机构利益受损。

地方政府：首先，煤电资产的搁浅使得政府损失一大笔财税收入；其次煤电企业大部分是国企，员工的安置工作也需要政府出动财政资源；最后，煤电资产的搁浅还可能使得政府暂缓

或中止已进行的煤电项目的规划和审批，制定新的投资决策，增加时间和人工成本等。

电力系统运行和可再生能源消纳：另外，过剩煤电对电力系统运行和可再生能源消纳会产生严重负面影响。因为，在现行体制机制下，煤电即便大规模过剩，也不会退出市场，而是导致所有高效率、低效率的煤电机组都在很低的负荷率运行，这会显著降低电力系统的运行效率。对可再生能源而言，在局部或总体过剩的环境下，煤电机组在最小出力即可满足系统负荷时，或者大量不灵活的煤电降低了系统快速向上向下爬坡的能力时，弃风弃光问题会更加严重。

政策建议

结合吉林省的电力需求增长预期、可再生能源发展前景、煤电现役规模和结构、煤电规划与新建情况，电力部门化解煤电产能过剩、平滑管理搁浅资产风险的主要措施有：

严控增量：冻结全部所有在建、规划待建项目，根据项目进度，在建项目能终止的立即终止，不能终止的要放缓建设进度、控制投产节奏；取消全部规划待建项目；通过最严格的增量管控，确保煤电不与可再生能源争新增电量。

削减存量：执行最严格的退役政策，所有达到正常服役年限的煤电机组（满 30 年）必须正常退役，对服务期满 25 年、经过改造也无法达到国家能效排放标准的老旧机组实施提前退役。预计吉林省“十三五”期间正常退役和提前退役煤电机组规模可达 300 万千瓦。

存量改造：为增加系统灵活性，保障风电并网，根据吉林省风电发展的需要，建议对现役煤电机组（包括纯凝和热电联产机组）进行灵活性改造，改造规模 300 万千瓦；同时对服役年限较长、所在地区又有供热需求的热电联产机组实施背压式改造，改造规模 100 万千瓦。二者相加，可以为风电提供约 200 万千瓦的深调灵活性，并有效压低系统最小出力。建议吉林省政府和能源主管部门继续推行“十一五”以来关停小火电的财政补贴政策，从电力结构调整基金中提取部分设立专项资金，用于对关停、改造的煤电企业进行补贴以及员工安置。

市场改革：东北电网的辅助服务市场试点已经启动。推进辅助服务市场，可为过剩的煤电由电量型机组向电力型机组转变提供新的市场收入来源和盈利空间，这样一方面可平滑搁浅资产逐步退出市场的过程，另一方面可为可再生能源并网提供灵活性服务，促进可再生能源发展。同时，在抓紧推进输配电价监审工作的基础上，推进现货市场建设，争取在 2020 年基本建立起以长期合约市场、现货市场（包括日前市场、日内市场和辅助服务市场）为主体的电力市场格局。

绿色金融：另外在金融政策方面，建议吉林省政府积极与人民银行合作开展绿色金融创新，支持可再生能源发展。通过绿色基金、绿色担保、推行压力测试、财政贴息等方式支持可再生能源项目，大幅提高煤电项目的融资成本和难度，运用金融杠杆助力绿色转型。

1. 吉林省电力发展现状与需求展望

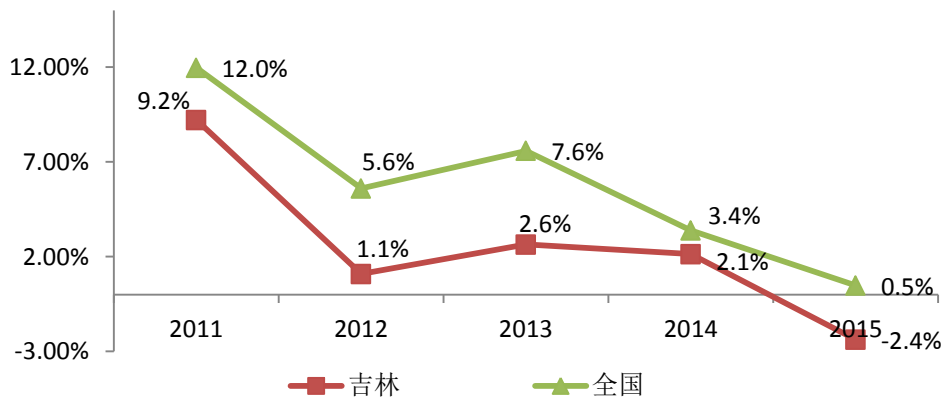
吉林省电网位于东北电网的中部，覆盖省内长春、吉林、四平、辽源、通化、白山、白城、松原和延边 9 个供电区⁴。2002 年电力体制改革后，吉林省电力有限公司负责全省输配电网的建设、运营业务，供电营业区面积达 18.74 万平方公里，供电服务人口 2739.6 万人。而全省的电力供应业务由十几家发电公司经营，其中大唐、国电、华能和国家电力投资（国电投）四大发电集团占据绝大多数份额，以提供全省 83% 以上发电量的煤电为例，四大集团所有的煤电装机容量占到全省的 96% 以上。“十二五”期间吉林电力市场发展比较稳定，电网和电源建设极大满足了该省经济社会发展的需要。

1.1 发展现状

电力需求增长

随着经济步入新常态，全社会用电量增长态势逐渐放缓，电力需求增速从“十一五”期间的 11.1% 下降到“十二五”时期的 5.7%，2015 年更是跌落至 0.5%¹⁸。吉林省电力需求增速落后于同期全国平均水平，变化趋势与全国相近。“十一五”期间，吉林省全社会用电量增速为 8.83%¹⁹，而这一数字在“十二五”时期下降至 2.5%^{18,19}，2015 年全社会用电量只有 652 亿千瓦时，比 2014 年下降 2.37%，近几年首次出现负增长²⁰。“十二五”期间，吉林和全国用电量增速对比如图 7：

图 7 “十二五”期间吉林和全国用电量增速



（数据来源：中电联，“十二五”期间电力统计数据）

机组利用现状

在需求疲软、可再生能源装机规模大幅增长的情况下，“十二五”期间全国火电利用小时

¹⁸中国电力企业联合会，2015 年电力统计基本数据一览表，2016，

<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/nianrushuju/2016-09-22/158761.html>

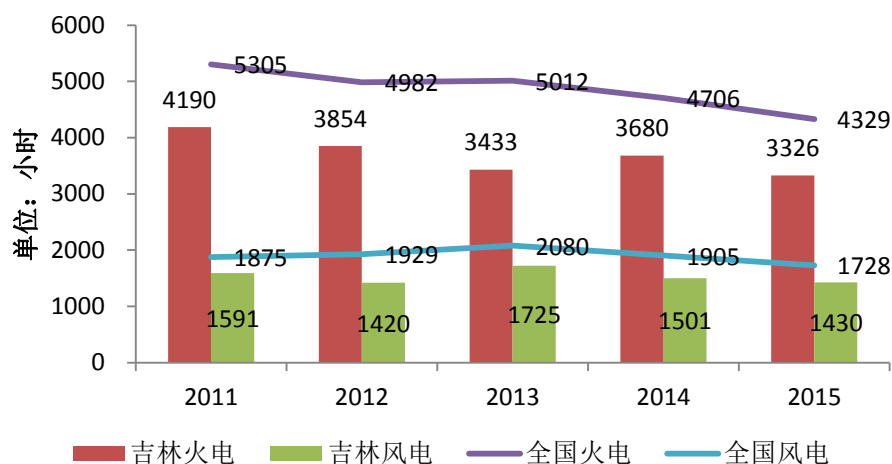
¹⁹中国电力企业联合会，“二〇一一年电力工业统计资料汇编”，2012

²⁰吉林省能源局，“我省 2015 年全社会用电量情况”，2016

<http://nyj.jl.gov.cn/gzdt/20160127/564.html>

数下降了 18.46%，年均降幅达 4.97%，2015 年火电年利用小时数仅 4329 小时，同比降低 410 小时，为 1969 年来的年度最低值²¹。吉林省 2015 年火电年利用小时数仅为 3326 小时，是当年 6 个火电利用小时数低于 3500 小时的省份之一，同时吉林风电平均利用小时也仅有 1430 小时，低于全国平均水平 1728 小时¹³。

图8 “十二五”期间吉林和全国火电、风电利用小时数



(数据来源：国家能源局，“十二五”期间全国 6000 千瓦及以上火电机组平均利用小时数)

由图 8 的对比可以看出，“十二五”期间吉林省火电、风电利用小时数均远低于全国平均水平，发电机组利用率低下。

装机现状及增长趋势

2015 年末吉林省全口径总装机容量 2718.5 万千瓦，其中火电装机 1783 万千瓦，占总装机容量的 65.6%²；水电装机 379 万千瓦，占 13.9%；风电装机 492 万千瓦，占 18.1%；太阳能 7.5 万千瓦，占 0.3%；其他电源 57 万千瓦，占 2.1%³。

表5 吉林省“十三五”电源装机规划表 单位：万千瓦

	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年
水电	347.19	357.04	420.04	480.04	480.04
抽蓄	30	30	30	30	170
煤电	1854.35	1909.35	1984.35	1984.35	2094.35
燃气	0	0	0	0	0
核电	0	0	0	0	0
风电	669.28	853.88	921.23	971.23	971.23
垃圾发电	12.3	15.3	22.8	24.3	27.3
生物质及其他	23.15	32.15	38.15	38.15	38.15
太阳能	30.09	43.59	56.09	65.59	72.59
合计	2966.36	3241.31	3472.66	3593.66	3853.66

²¹绿色和平，“中国燃煤发电项目的经济性研究”，2016

（数据来源：据有关公开资料整理。）

根据吉林电网“十三五”发展规划⁴，“十三五”期间吉林省计划投产电源共 1102.1 万千瓦，预计“十三五”末全省电源装机容量将达到 3853.66 万千瓦。其中火电机组装机容量为 2094.35 万千瓦，占 54.35%；水电机组装机容量为 480.04 万千瓦，占 12.46%；风电机组装机容量为 971.23 万千瓦，占 25.2%；太阳能装机 72.59 万千瓦，占 1.88%；抽蓄装机 170 万千瓦，占 4.41%；生物质及其它装机 38.15 万千瓦，占 0.99%。另外根据国家产业调整和建设节约型社会的总体要求，“十三五”期间计划退役电源 40 万千瓦。由此可看出“十三五”吉林省电源发展特点是：一是火电机组和热电机组装机容量增速放缓；二是风电装机容量继续保持快速增长。

1.2 电力需求情景设定与发展展望

需求增长情景

通过分析“十二五”期间吉林省的电力需求增速发现，近年来受调结构、去产能等因素的影响，吉林地区电力需求疲软，电力需求增速远远落后于全国平均水平，2015 年更是出现负增长，电力供给出现严重的供大于求局面。从用电结构来看，第二产业用电量仍然占吉林省全社会用电量的主要部分（64%以上）²⁰，但这一比例在逐渐下降。同时，第三产业及居民生活用电量和占比在逐步提高，但由于基数较小，对整体电力需求增长拉动不大。

根据现有研究，“十三五”期间全国电力需求增速很可能在 4.2%-4.9%之间²²。而根据近期国家能源局发布的“十三五”电力规划，预计“十三五”期间年均电力增速在 3.6%-4.8%之间²³。结合这些预判，本报告对“十三五”期间吉林省的电力需求增速进行了估计，并设定三种增长情景：情景 1 假定“十三五”期间吉林省经济增长乏力，电力需求缺乏主要增长点，电力需求增速约为 2%左右，与全国电力需求增速的差距维持“十二五”的水平不变；情景 2 假定国家振兴东北计划有所落实，吉林省经济状况好转，电力需求增速为 3.5%，与全国平均水平的差距较“十二五”时期有所缩小；情景 3 假定振兴东北计划实施顺利，吉林省经济发展较好，电力需求和全国平均水平同步增长，增速达到 4.5%。本报告中情景 2 为推荐情景。

装机增长情景

为应对煤电产能过剩的风险，今年 4 月国家能源局发布了未来 3 年内 33 个省级电网区域的煤电建设风险的预警信号¹⁴，其中吉林省在煤电装机充裕度和煤电规划建设风险指标方面都处于红色预警，意味着未来三年内吉林地区很可能不再新批煤电项目，已批项目也很可能暂缓建设。但相关监管政策实际的执行情况和效果却还需要进一步确认。另外，吉林省风力资源丰富，风能密度达到 60~70 瓦/平方米，理论风能蕴藏量为 6920 亿千瓦时/年，具有风速稳定、可开发面积大等特点，具备建设大型风电场的条件，因此 2009-2013 年吉林风电装机得到飞快发展⁴。但近两年吉林省电力供需矛盾凸显，窝电问题严重，2015 年弃风率超过 30%，更已连续 3 年未获得国家风电核准计划¹²。总体来看，吉林省发电装机规模过剩较为严重。

²²北极星电力网，“深度 | ‘十三五’期间到底需要多大规模煤电”，2016

²³国家能源局，“电力发展‘十三五’规划”，2016

结合发改委、能源局的煤电调控文件以及可再生能源发展规划的要求，报告对“十三五”期间吉林省各电源装机实际可能的增长情况进行了情景设定，具体如下：1 煤电装机增长设定三种情景，高情景假定当前计划和在建煤电“十三五”期间全部投产，中情景参照 10 月份能源局发布的《关于进一步调控煤电规划建设的通知》文件的要求²⁴，假定当前计划和在建的煤电规模“十三五”期间减半增长，低情景则假定煤电零增长；2 风电装机增长设定高、低两种情景，高情景按照吉林省“十三五”规划以 14%的年均增速增长，低情景以 7%年均增速减半缓慢增长；3 水电、光伏及其他可再生能源装机按照吉林省“十三五”规划正常增长。本报告中以煤电零增长、风电缓慢增长作为“十三五”吉林发电装机增长的推荐情景。

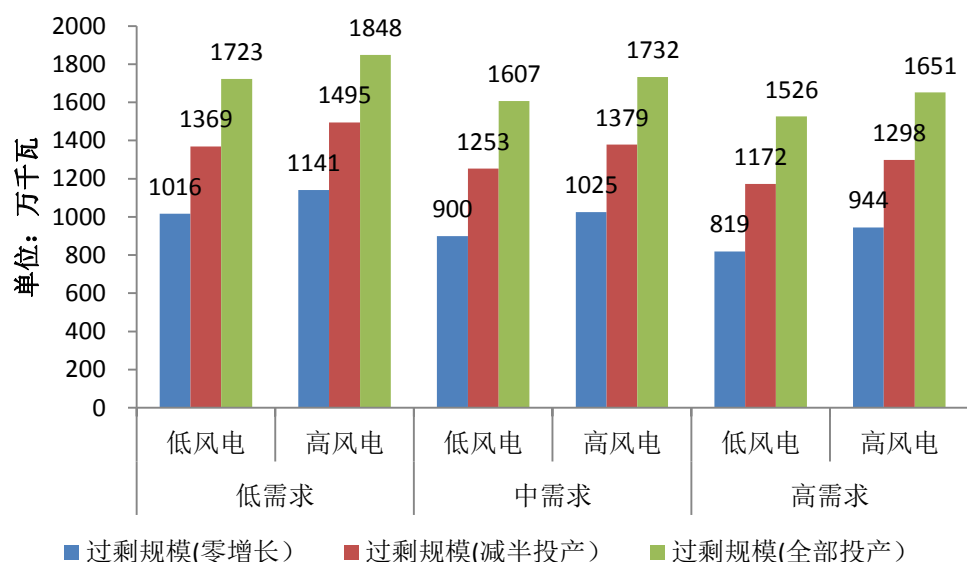
煤电退役与关停情况

在去产能政策和更严格的环境约束下，吉林省也在陆续退役、关停一些不符合环境标准或服役期满的发电机组，2014 年退役电源 82.25 万千瓦⁴。在预警文件下发后，吉林省能源局发布《吉林省 2016 年发电预期调控目标》⁵，明确提出 2016 年关停长山 9 号机等共计 90 万千瓦的燃煤发电机组。而国家能源局也在 2016 年 9 月 23 日发布文件，取消吉林省大唐松原“上大压小”热电新建等三个煤电项目⁶。

过剩规模估计

根据上文中对吉林省“十三五”期间电力需求增长情景的设定，运用电力电量规划模型，在首先纳入本省可再生能源装机发展目标的基础上，量化煤电发展的合理规模（各种电源利用小时数均采用理想小时数），进而估算 2020 年各种情景下的煤电过剩规模（如图 9）。

图9 吉林省 2020 年各种情景下煤电过剩规模估计



由图 9 可以看出不同情景下 2020 年吉林省煤电装机过剩规模范围在 819-1848 万千瓦，本报告以中需求、低风电作为吉林省“十三五”期间电力发展推荐情景来匡算煤电搁浅资产的规

²⁴国家能源局，“关于进一步调控煤电规划建设的通知”，2016

模和价值，推荐情景下 2020 年煤电过剩规模约为 900 万千瓦。

2. 煤电发展的环境分析

煤电是吉林省的主力电源，在所有电源种类中装机占比达 60%以上、电量贡献达 80%⁴。尽管近几年以风电为主的各类可再生电源在飞速发展，但由于我国煤炭资源禀赋和煤电项目巨大的利润空间以及对地方政府的税收贡献，煤电装机仍然保持一定规模的增长。另一方面，随着电力消费增速的放缓，煤电机组利用率大幅走低已成为不可忽视的事实，而更加严格的环境约束和电力市场化的推进也为煤电发展打上问号。可以预计在“十三五”期间，煤电发展将面临更加严峻的挑战，报告认为主要有以下几点：

2.1 环境约束愈加严格，碳排放压力加大

随着全国大部分地区空气污染的加重，大气污染防治工作也受到空前重视。2016 年 1 月 1 日起，新修订的《大气污染防治法》正式实施，首次以法律形式确定了“电力调度应当优先安排清洁能源发电上网”的能源调度导向，对传统以“煤电”为基础的电网和电价系统产生了较大冲击。另外在煤电行业污染物排放方面，根据国家发展和改革委员会、环境保护部、国家能源局联合发布的《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》所提出的目标，东部、中部和西部地区需分别于 2017 年、2018 年和 2020 年前总体完成燃煤机组超低排放改造²⁵，即使考虑到实施超低排放改造后电厂可以得到补贴，整体来看煤电厂在污染物治理装置的投资以及排污费的征收标准上仍将面临更大压力。另外 2015 年 6 月，我国向联合国提交《应对气候变化国家自主贡献文件》，承诺 2030 年温室气体达峰并力争尽早达峰。“十三五”是我国温室气体政策实施的关键阶段，2017 年将启动的全国碳排放交易体系也必将使发电企业内化承担相当比例的碳成本。

吉林省是我国的老工业基地之一，为推动我国工业化、现代化进程做出了巨大的贡献。但是近些年来，吉林省老工业基地发展中存在的粗放型经济增长模式的弊端日益显现，资源短缺、环境污染的压力越来越突出，尤其是入冬以来，受气候条件、燃煤、秸秆燃烧等因素影响，持续性雾霾现象愈发严重，对地区经济健康持续发展及人民群众生活质量产生较大不利影响。在这样的背景下，吉林省政府也加快了污染治理的步伐。2016 年 6 月份发布的《吉林省空气清洁行动计划（2016—2020 年）》⁸提出了控制煤炭消费总量、加快调整能源结构，并明确了大气污染防治工作目标和时间表。国家能源局《关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》⁹也明确提出 2018 年前东北三省 30 万千瓦及以上燃煤机组全部完成超低排放改造，具备条件的煤电机组要在 2018 年前完成节能改造，大幅降低大气污染物排放，提升能效水平。吉林省现役 30 万千瓦及以上燃煤机组约有 1200 万千瓦，且污染物排放水平普遍较高，改造成本昂贵。

²⁵国家环保部，国家发改委，国家能源局，“全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案”，2015

2.2 低碳能源转型，煤电市场空间受挤

2013年后，控制一次能源消费总量，抑制煤炭消费过快增长，加快非化石能源发展，已经成为国家能源政策的基调。2014年9月发布的《国家应对气候变化规划（2014-2020年）》¹⁰文件中明确提出2020年非化石能源占一次能源消费的比重要达到15%；2015年6月我国提交的应对气候变化国家自主贡献文件更是承诺了2030年非化石能源20%的占比目标。对于电力行业来说，优化能源结构势在必行，一方面加强煤炭清洁高效利用，控制电力行业煤炭消费总量；另一方面加速清洁能源的发展，尤其是风电和太阳能发电。国家已明确的清洁可再生能源发展目标包括到2020年并网风电装机容量达到2亿千瓦，风电与煤电上网电价相当以及2020年光伏装机达到1亿千瓦左右，光伏发电与电网销售电价相当等²⁶。由此可见在推进能源革命，加快能源技术创新，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系的能源转型基调下，煤电的市场空间非常有限。

吉林省地处全国风能资源丰富的“三北地区”，是我国九大千万千瓦风电基地之一。截止到2016年6月21日，随着国电井岗风电场并网投运，吉林电网风电装机容量突破500万千瓦大关²⁷。尽管存在弃风等问题，但在低碳能源转型的发展趋势下，各级政府也出台了一系列文件来促进吉林地区可再生能源的发展。4月份发布的《吉林省可再生能源就近消纳试点方案》⁷就提出推进可再生能源与火电企业发电权交易置换等措施。另一方面，我国承诺到2020年实现15%的非化石能源消费占比目标，为实现这一目标，国家能源局在《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》中提出除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的9%以上¹¹，而吉林作为可再生能源大省，实际承担的非水可再生能源电力消纳量比重目标要达到13%以上。这都意味着吉林省煤电行业的发展空间将受到大幅挤压。

2.3 产能过剩，煤电面临淘汰压力

在当前电力供需形势较为宽松、环境问题愈发凸显的情况下，加快淘汰煤电行业落后产能逐渐成为国家能源主管部门的政策基调，对于保障我国能源安全，促进生态文明建设具有重要意义。“十二五”以来，全国已累计淘汰能耗高，污染重的火电机组约2800万千瓦，超额完成2000万千瓦的目标，火电行业淘汰落后产能工作力度逐渐加强²⁸。今年以来，国家发展改革委、国家能源局等部门连续下发《关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能的通知》、《关于促进我国煤电有序发展的通知》、《关于建立煤电规划建设风险预警机制的通知》等特急文件，这一套严控煤电行业产能的“组合拳”亮相，旨在防范煤电行业产能过剩的潜在风险，为保障我国煤电有序发展指出了方向。根据最新发布的“十三五”电力发展规划¹⁰，十三五期间至少要继续淘汰2000万千瓦落后火电机组。

2014年以来，随着经济下行压力不断加大，东北区域电力供给出现严重的供大于求局面，

²⁶国务院，“能源发展战略行动计划（2014-2020年）”，2014

²⁷北极星风力发电网，“500万千瓦：吉林电网风电装机增长迅速”，2016

²⁸国家发改委，国家能源局，“关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知”，2016

平均发电利用小时数全国倒数。据吉林省能源局的相关资料显示，吉林省面临的主要问题有：电力严重过剩，年富裕电量超过 400 亿千瓦时，供大于求的矛盾异常突出。全省热电联产机组装机容量达到 1314.84 万千瓦，占燃煤火电装机的 74%，比全省统调最小负荷多 800 万千瓦，比统调最大负荷多 400 万千瓦¹²。2015 年底吉林省火电装机近 1800 万千瓦，但当年火电机组利用小时数仅有 3362 小时，远低于全国平均水平¹³。作为煤电装机充裕度和煤电规划建设风险双红色预警省份，吉林省煤电行业在“十三五”期间将面临较大的淘汰压力。

2.4 电力市场化改革，煤电受到冲击

2015 年 3 月，《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》²⁹（电改“9 号文”）的发布揭开了新一轮深化电力体制改革的序幕。一方面，“9 号文”提出“调整产业结构、提升技术水平、控制能源消费总量、提高能源利用效率”、“促进经济结构调整、节能减排和产业升级，强化能源领域科技创新，推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，提高发展质量和效率，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例”，这意味着很多不符合环保要求的煤电机组将面临被关停的命运。另一方面，“9 号文”还提出“建立相对独立的电力交易机构，形成公平规范的市场交易平台，推进发用电计划改革，更多发挥市场机制的作用”，“有序缩减发用电计划，根据市场发育程度，直接交易的电量和容量不再纳入发用电计划，鼓励新增工业用户和新核准的发电机组积极参与电力市场交易，其电量尽快实现以市场交易为主”等要求。为贯彻落实这些要求，2016 年 7 月 13 日，国家发改委运行局发出征求意见函，对国家发改委、国家能源局制定的《关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》³⁰公开征求意见。其中明确了煤电机组市场化的具体路径，将煤电机组发电量分为非市场化电量和市场交易电量两部分，并逐步扩大市场化交易电量规模；另外明确提出对于 2017 年 3 月 15 日后投产的煤电机组，除对优先购电对应电量安排计划外，不再安排其他发电计划。这些措施意味着在电力市场供大于求的现状下，即使是保留下来的煤电企业，其上网电价也将大幅走低。这些措施都无疑为建设中的煤电机组戴上“紧箍咒”。

随着电力交易中心相继成立，各省煤电企业已经受到较大冲击。贵州通过实施电力市场化交易大幅降低大工业综合用电价格，用户平均每度电单价下降了 0.12 元，预计每年可为大数据企业降低用电成本 1 亿元，这就意味着当地煤电企业每年售电收入将减少 1 亿元³¹。4 月 13 日，吉林电力交易中心有限公司正式成立，在未来将搭建吉林省能源资源配置的平台，引导能源合理流动和优化配置，促进清洁能源大规模开发和高效利用，推动电力市场化改革和能源发展方式向绿色低碳转型。可以预计，在电力市场化改革的大背景下，作为装机过剩的可再生能源大省，吉林省煤电行业受到的冲击更甚。

²⁹国务院，“关于进一步深化电力体制改革的若干意见”，2015

³⁰国家发改委，国家能源局，“关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）”，2016

³¹北极星输配电网，“贵州推进电改实行电力直接交易释放供给侧改革红利”，2106
<http://shupeidian.bjx.com.cn/news/20160816/762682.shtml>

3.煤电搁浅资产量化与影响分析

搁浅资产定义为因遭受意外或过早核销需要降级重新估算的资产，也可以是由于环境变化（气候问题）、资源变化（水资源、矿石资源压力）、新的政府法规（大气排放标准）、技术创新（清洁能源技术成本下降）和社会规范的变化（撤资和消费行为）而转换为债务的资产¹。电力搁浅资产也就是在竞争环境和外部环境下，电力企业取得的收入无法达到预期的资产价值。本报告对可能造成吉林省煤电资产搁浅的因素进行了识别和分析，并对由此产生的搁浅资产进行了量化研究。

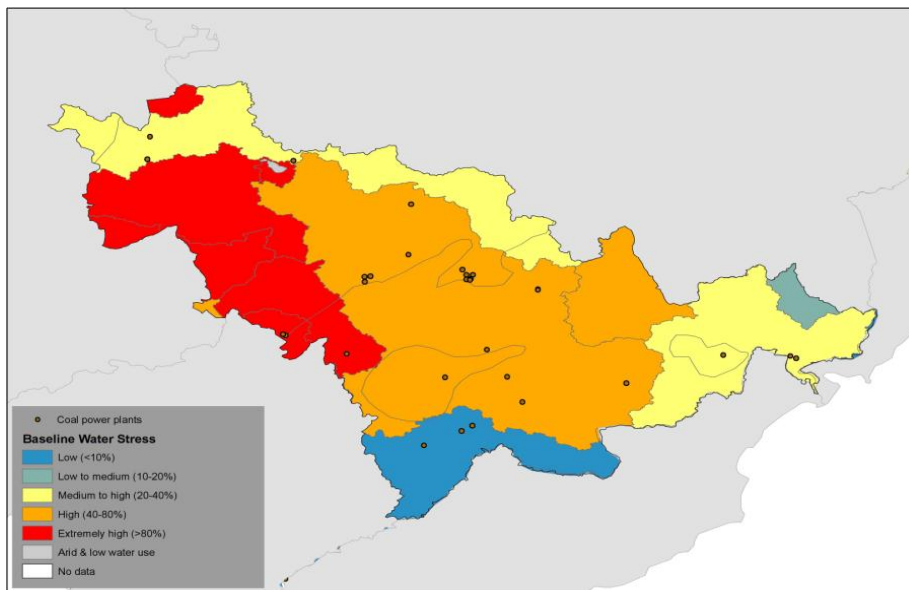
3.1 搁浅因素识别与影响

煤电机组受到产能过剩、非化石能源替代、能效与环保改造和碳市场施行等因素的影响，面临着不同程度的搁浅风险。本报告借鉴牛津大学可持续金融课题组日本煤电搁浅资产报告中国家层面和地方层面的指标假设方法¹⁷，对部分指标进行合并和简化，从区域风险和机组自身风险两方面进行了燃煤发电机组搁浅因素的识别。各因素指标均采用5级分制，即5分（高）、4分（较高）、3分（中）、2分（较低）和1分（低）：

区域风险因素：

水资源压力（BWS）：煤电湿冷机组在冷却过程中需要消耗大量的水，区域水资源情况会对机组运行产生影响。机组所处区域如果水资源压力越大，则将来面临的搁浅风险也越大。根据吉林省水资源压力图对机组所处区域进行打分，水资源压力越大得分越高。

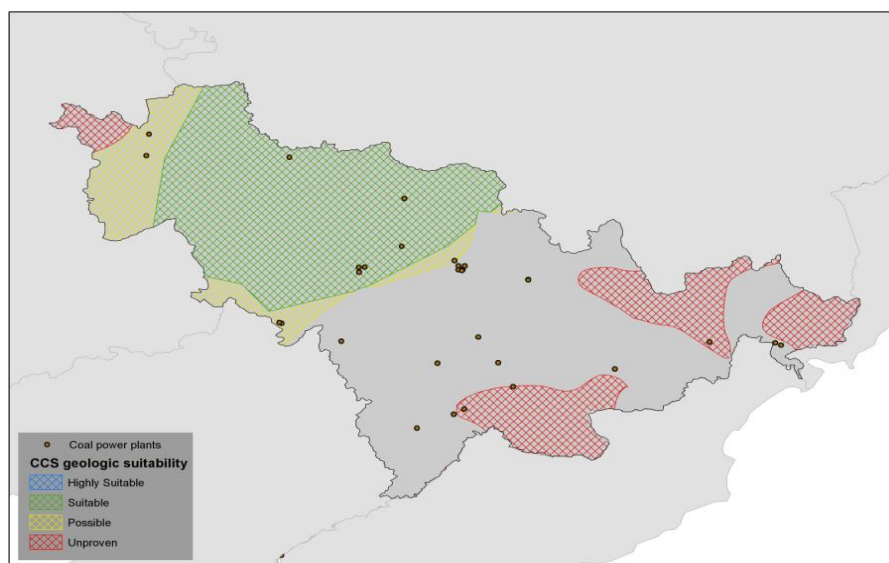
图10 吉林省水资源压力图



碳捕捉与储存（CCS）：在清洁低碳发展的趋势下，符合条件的煤电机组都将进行 CCS 技术改造，否则将面临较高的搁浅风险。通过吉林省碳捕捉与贮存地点分布图可以判断各机组所处

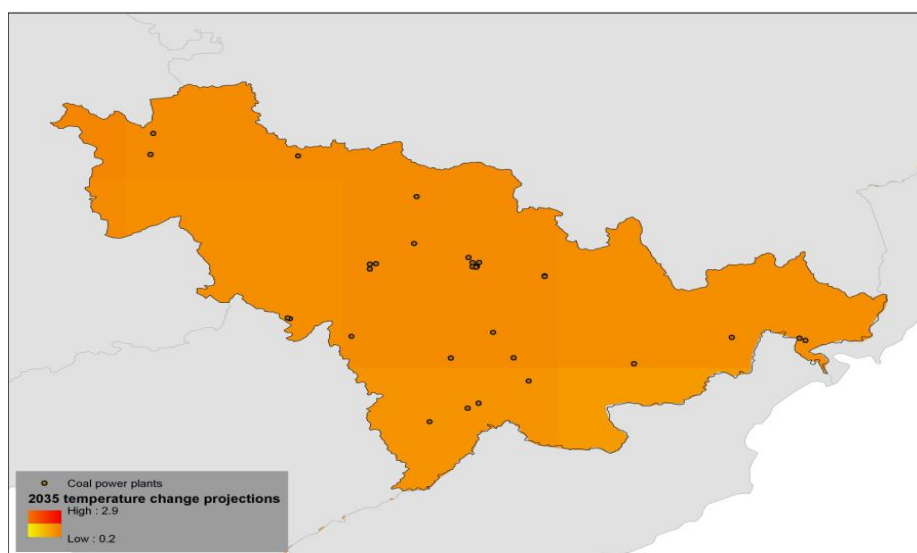
区域和碳捕捉与贮存地点之间的距离远近，从而对各区域进行打分，距离越远得分越高。

图 11 吉林省碳捕捉与储存地点分布图



温升压力：吉林省地处中国东北地区，全年大部分时间气温较低，气候变化会加剧电厂的温升压力。区域温度的上升会降低机组效率、增大水资源压力，进而造成搁浅风险。根据吉林省温升压力地图对各机组所处的三种色度区域分别打分，温升压力越高得分越高。

图 12 吉林省温升压力地图



SO₂、NO₂、PM_{2.5} 和 Hg 等污染物指标：如果煤电机组所在地区环境污染严重，则当地对燃煤电厂污染物的排放标准要求就越高，未来环境进一步恶化的情况下机组面临的搁浅风险就越大。根据吉林省各种污染物强度分布图，结合各地区高空污染物强度与地面 PM_{2.5} 浓度的相关性，对各机组所在区域进行打分，污染物浓度越高得分越高。

图 13 吉林省污染物强度地图

进行了量化，并对吉林所有煤电机组的搁浅风险进行打分和排序。区域风险因素和机组风险因素的总分首先折算成百分制分数，然后乘以相应的权重后进行加总（本报告中区域因素权重为60%，机组因素权重为40%），得出每个风险因素的最终评分进行降序排名。从排名结果来看，机组风险得分范围在46分~94分之间，由于吉林省大部分地区环境污染都比较严重、碳捕捉与储存地点又比较集中，因此机组在区域风险因素方面的评分差距并不大，差别较大的是机组因素。由评分结果可看出其中风险得分高、排名靠前的大多是容量较小、运行年限长、能耗和污染排放较高的机组，在需求低迷、产能过剩的情况下，这些机组的搁浅风险较高。同时该评分表也为地方能源主管部门在淘汰落后煤电产能、出台搁浅资产处置政策方面提供了一定依据（见附录IV和附录V）。

根据吉林省煤电装机情况，将其按照所属发电集团进行分类。分类结果显示吉林省煤电装机主要归国电投、国电、大唐和华能这四大发电集团所有，其煤电装机容量分别为9400MW、6317MW、4960MW、4220MW（如图14所示），其它发电企业仅占现役装机的3%。新建机组主要集中在华能和国电投两家集团，2017年华能和国电投分别计划投产煤电装机1320MW和4350MW。另外，当前吉林省四大发电集团的煤电装机以单机200MW-300MW机组为主，600MW和1000MW的大容量机组比例很低；而非四大集团的装机完全都是单机200MW以下的小机组（图15）。总体来说，小机组面临的搁浅风险远高于大机组。另外吉林省现役机组平均运行年限已达15年，机组性能普遍较差，将来面临的搁浅风险也较高。

图 14 吉林省煤电装机所属发电集团占比

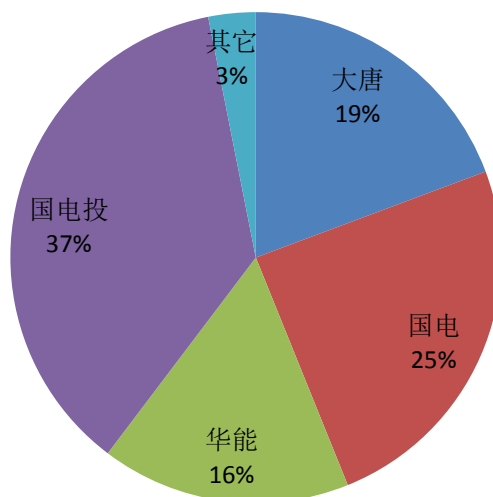


图 15 吉林省各大发电集团煤电装机容量分布

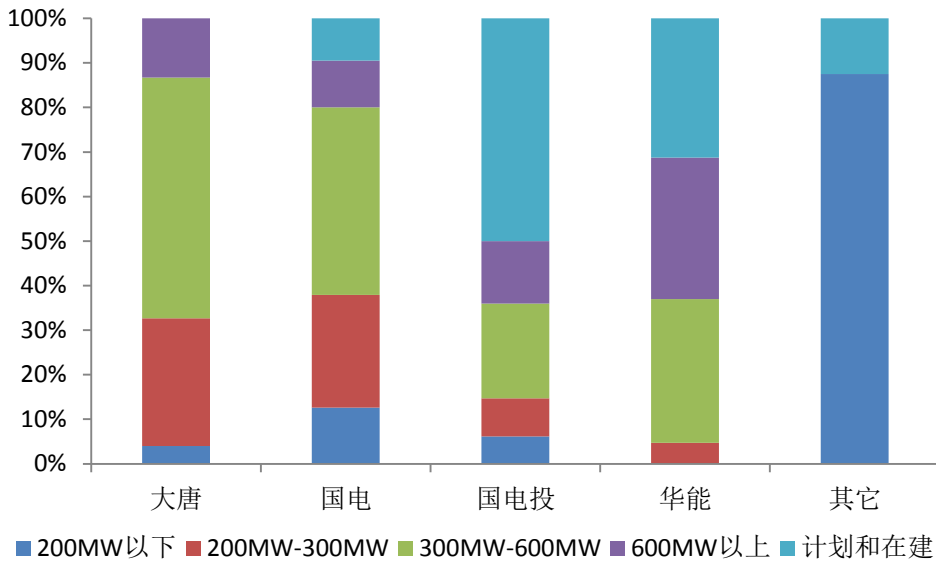
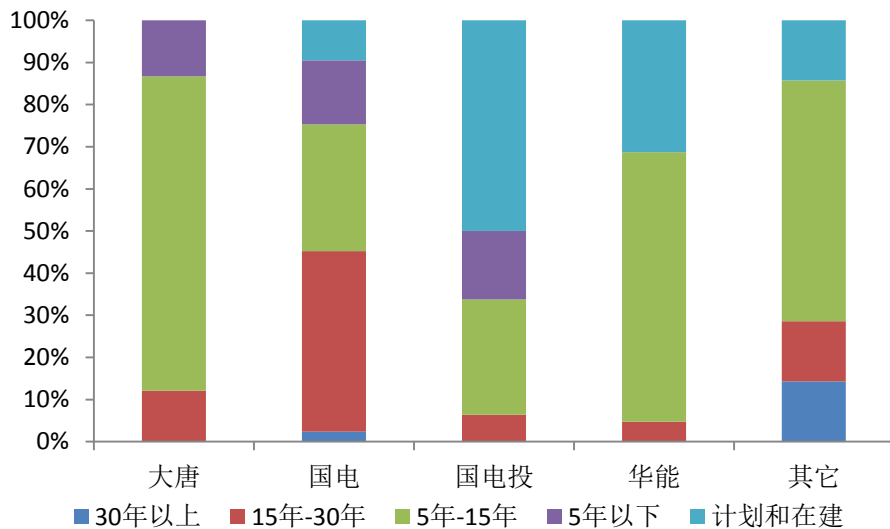


图 16 吉林省各大发电集团煤电装机运行年数占比



以下报告选取吉林省两个典型电厂进行搁浅因素的分析：

国电吉林龙潭电厂的煤电搁浅风险暴露指数最高。国电吉林龙潭电厂有 7 台机组共 75 万千瓦，其中 3 台 5 万千瓦的机组服役年限已超过 30 年的寿命期，2 台 10 万千瓦的机组建于 2000 年。另外，龙潭电厂机组平均发电煤耗为 334gce/kWh，SO₂、NO_x、粉尘等污染物排放也远远高于国家近零排放标准，总体性能较差。龙潭地处吉林省中部，从吉林省的区域信息图和区域评分结果可以看出，在吉林省中部地区的煤电机组在温升压力较高、距离碳捕捉与贮存地点较远的同时，其所处区域的空气质量也很差，煤电机组在冷却时还需要更多的水资源。综合来看，龙潭电厂的 7 台机组的区域风险和机组风险得分都很高，面临的搁浅风险很大。

长江基建四平第一发电厂建于 20 世纪末，有 2 台 5 万千瓦机组和 1 台 10 万千瓦机组，总

容量为 20 万千瓦，20 年折旧期将尽的同时，其发电煤耗为 356gce/kWh，比龙潭电厂还要高，污染物排放量也远远高于国家标准，运行效率和环保效益很低，改造成本很高。电厂企业希望机组能在不支付太多额外费用的情况下尽可能延长运行时间，但按照国家节能减排和近零排放政策，煤电机组要实施升级改造、排放达标后才可继续运行，而根据现有技术成本计算，脱硫脱硝除尘改造成本在 250-400 元/kW 左右。如果是运行时间较早的机组，如长江基建四平第一发电厂超过 20 年的折旧期后，其改造成本很可能在未来的寿命期内无法收回，这种情况下此类机组面临的搁浅风险会很大。

从上述煤电机组搁浅风险因素的量化评分和分析中可以看出，吉林省煤电机组普遍具有以下几个特点：1 机组平均运行年限较长，老机组占比多。吉林省现役最早的机组是 1959 年开始运行，很多机组已经运行超过了 20 年；2 机组总体技术水平较低，煤耗水平普遍超出国家标准，污染物排放更是与先进水平相差甚远；3 吉林作为我国传统重工业基地，加上粗放式的经济发展，导致全省污染较为严重，环境压力很大。以上几个特点都会显著推高吉林省煤电机组的搁浅风险。

3.2 煤电搁浅资产的量化

2016 年，吉林省电力富余情况在东北三省中最严重，年富裕电量超过 400 亿千瓦时，供大于求矛盾的突出使省内主要发电企业在 2011-2014 年度年均亏损就高达 10 多亿元。本报告根据吉林省火电装机数据库中现有的 100 台燃煤发电机组具体信息对该省煤电搁浅资产价值进行了量化分析。吉林省现役煤电机组有 1862.7 万千瓦，其中 30-60 万千瓦机组占比为 45%，30 万千瓦以下的机组占比为 34%，计划和在建机组一共有 707 万千瓦，共有 4 台 100 万千瓦的大机组将要开工建设，计划和在建机组若全部投产，则 2020 年吉林省将共有 2569.7 万千瓦煤电装机⁷。

表 6 吉林省火电机组容量装机等级结构

指标分类		计算单位		现役	在建	计划	合计
		台	MW				
	合计	台	MW	86	2	12	100
				18627	700	6370	25697
其中	1000MW 及以上机组	小计	台	0	0	4	4
			MW	0	0	4000	4000
	600MW-1000MW 机组 (不含 1000MW 机组)	小计	台	6	0	2	8
			MW	3980	0	1320	5300
	300MW-600MW 机组 (不含 600MW 机组)	小计	台	25	2	3	30
		MW	8350	700	950	10000	
	200MW-300MW 机组 (不含 300MW 机组)	小计	台	20	0	0	20
			MW	4020	0	0	4020
	不足 200MW 机组	小计	台	35	0	3	38
			MW	2277	0	100	2377

（数据来源：牛津大学，吉林省煤电装机信息表）

考虑到不同机组的性能和回报率不同，所以按照不同容量等级将吉林省煤电机组划分为 5 类（如表 6）。由于中国的煤电仅在大型发电集团层面才有上市公司，所以我们无法直接得到每个煤电厂的市场价值。因此，本报告根据整个电厂运营期的预期收益来估算搁浅价值，报告所定义的搁浅资产是因机组搁浅而未回收的初始投资、未达到的投资人预期收益和少缴纳政府的税金。本报告的统计中，机组使用寿命设定为 30 年，折旧年限为 20 年，贷款年限为 15 年，残值率为 5%，采用年限平均法进行折旧。搁浅资产价值评估模型中火电标杆上网电价采用 2016 年新电价 0.37 元/千瓦时，直购电比例为 10%，直购电价降幅为 0.1 元/千瓦时。经过分析计算，100 万千瓦超超临界机组作为我国当前性能最优的燃煤机组，若单台机组建成即被搁浅，则寿命期内搁浅价值损失将达到 224.61 亿元。2019 年吉林省将有 4 台百万机组建成投产，若建成后全部搁浅，则由此造成的搁浅价值损失约 900 亿元，是当前全国可再生能源补贴缺口的 1.5 倍。吉林省 20 万千瓦以下的煤电机组有 38 台，大部分机组污染物排放远高于国家先进水平，运行效率低下，能耗水平较高，燃煤电厂退出市场时这些低效机组将率先被搁浅，数量众多的小机组造成的搁浅总价值不容小觑。

表 7 不同容量等级单台机组搁浅价值评估

	供电标准煤耗 (千标煤/兆瓦时)	利用小时数 (小时)	单位造价 (元)	厂用电率 (%)	搁浅价值 (亿元)
1000MW 及以上机组	289	5255	3202	4.28	224.61
600MW-1000MW 机组 (不含 1000MW 机组)	311	4868	3400	5.34	104.35
300MW-600MW 机组 (不含 600MW 机组)	313	4355	4100	5.88	39.67
200MW-300MW 机组 (不含 300MW 机组)	331	4157	4300	7.81	19.75
不足 200MW 机组	334	4810	4500	8.12	14.82

注：数据来源于电力工业统计资料汇编

本报告采取中速增长情景为推荐情景，即“十三五”期间吉林省电力需求增速约 3.5%，2020 年全社会用电量约为 774 亿千瓦时。在这样的电力需求下，运用电力电量规划模型，在首先纳入本省既定的清洁可再生电力发展目标的基础上，量化煤电发展的合理规模，进而估算过剩规模。其中各种电源利用小时数均采取理想小时数。2016 年 10 月，国家能源局印发《进一步调控煤电规划建设的通知》，明确指出红色省份（吉林省在内）自用煤电项目纳入规划项目尚未核准的，暂缓核准，已核准项目，暂缓开工建设，2016 年开工建设的，停止建设。基于此，本报告设定三种情景：

情景 1 假定当前在建和计划的机组全部停建，“十三五”期间吉林省煤电零增长，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、929 万千瓦、936 万千瓦、

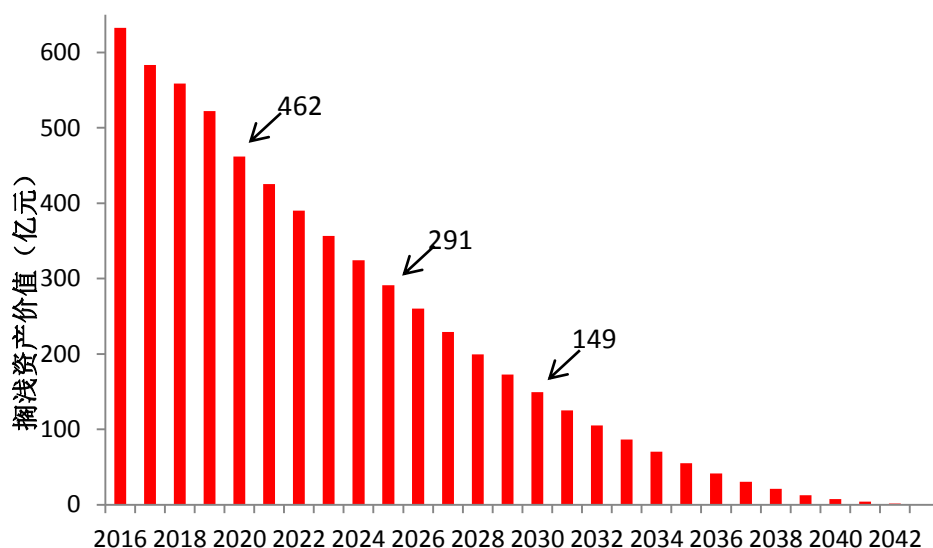
900 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变；

情景 2 假定在建和计划的机组减半建设，2017 年之后不再规划新增装机，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、964 万千瓦、1290 万千瓦、1253 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变。

情景 3 假定在建和计划的机组全部建成投产，2017 年之后不再规划新增装机，计算得出 2016 年至 2020 年煤电过剩规模分别为 919 万千瓦、908 万千瓦、999 万千瓦、1643 万千瓦、1607 万千瓦，2020 年之后煤电过剩装机规模不变。

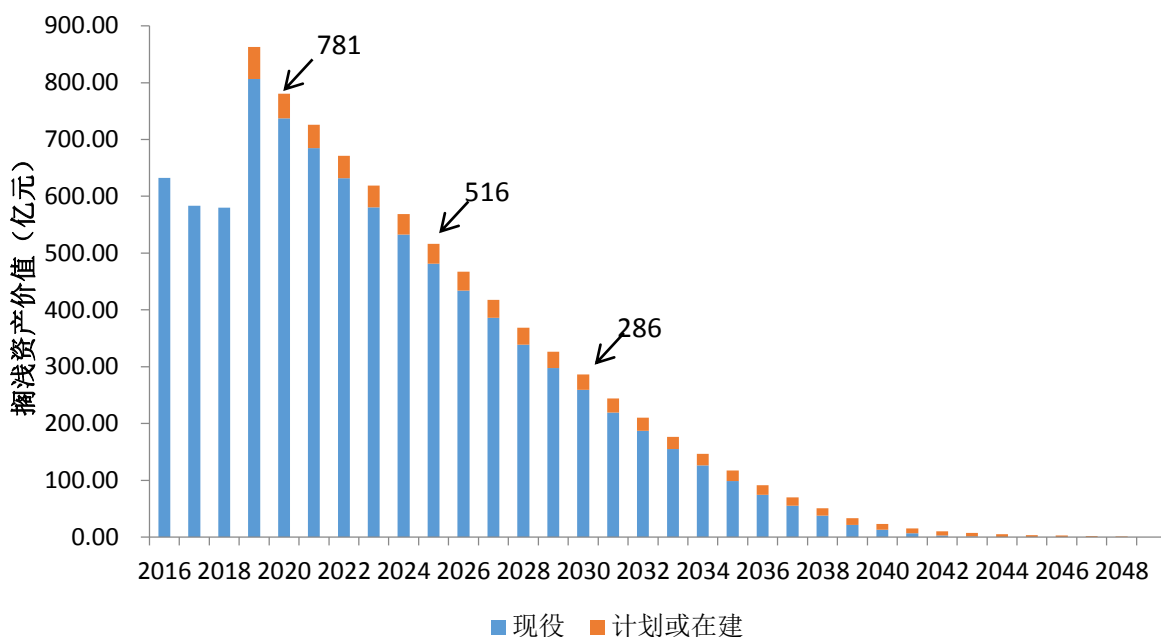
按照煤电过剩规模和对吉林省机组打分情况，依据所有机组搁浅风险大小筛选出将要被搁浅的机组，根据机组所在容量区间对应的单位机组搁浅价值、剩余服役年限来计算在不同年份下煤电退出产业时的搁浅总价值。

图 17 情景 1 下搁浅资产价值



随着搁浅年份的推移，搁浅机组的价值也发生变化。情景 1 中，因为在污染严重、装机过剩的情况下以后很可能不再新建煤电，搁浅机组中最新的机组是 2014 年建成投运的，按照 30 年的寿命期，可以运行到 2043 年，故情景 1 中搁浅年份选取 2016 年至 2043 年。若 2016 年为搁浅年份，那么根据搁浅机组的剩余服役年限，估算搁浅总价值，包括初始投资成本、税费、和正常回报要求共计 633 亿元，若 2017 年为搁浅年份，那么搁浅机组比在 2016 年搁浅多运行 1 年，对应的搁浅价值也会减少，2017 年的搁浅价值为 583 亿元。以五年间隔为时间窗口，这也与国家既定的电力市场化建设进程、全国碳市场建设进程和 2030 年温室气体达峰的进程一致，2020、2025 和 2030 年的搁浅价值分别为 462 亿元、291 亿元和 149 亿元。退役和使用寿命达到 30 年的机组搁浅价值清零，故搁浅年份越往后价值越小。

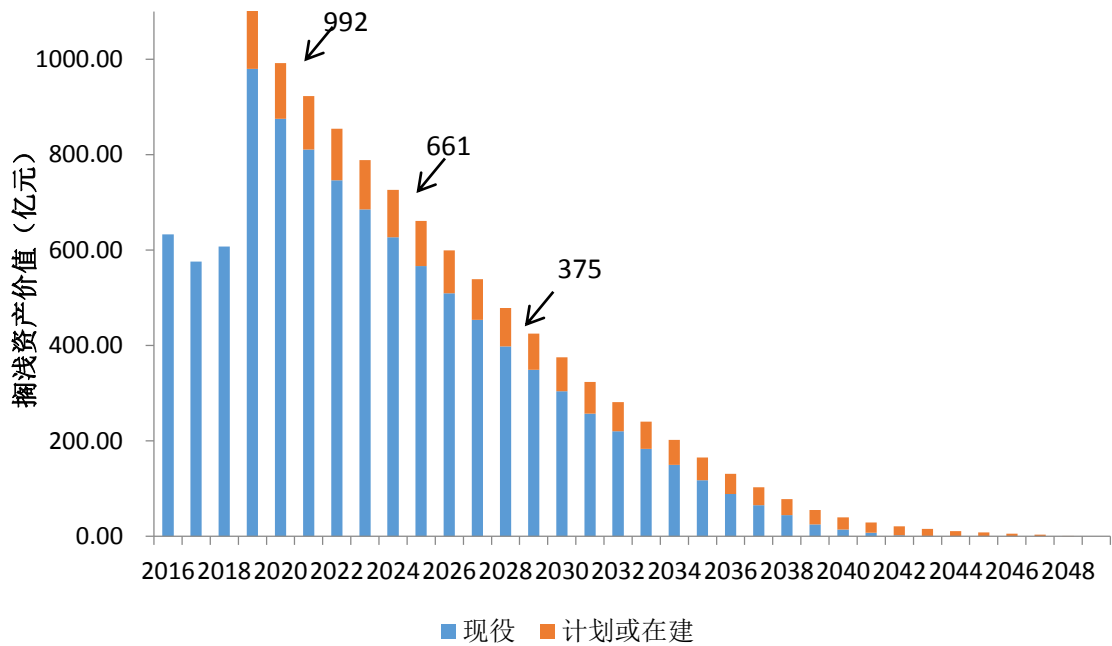
图 18 情景 2 下搁浅资产价值



情景 2 中，参照能源局《进一步调控煤电规划建设的通知》中对几个煤电基地外送煤电规模 2020 年底前减半投产的要求，假定吉林省当前计划和在建的燃煤机组在“十三五”期间也减半投产，即投产 350 万千瓦。搁浅规模中最新的机组将在 2019 年建成投运，可以运行到 2048 年，故情景 2 中搁浅年份选取 2016 年至 2048 年。在这一情景下，2018 年新增机组为 35 万千瓦，建成投产后过剩装机规模达到 964 万千瓦，2019 年新增机组为 318.5 万千瓦，建成投产后将过剩装机规模推高到 1290 万千瓦。若 2018 年为搁浅年份，那么搁浅机组的资产价值为 580 亿元（较情景 1 高 21 亿元），若 2019 年为搁浅年份，则搁浅资产价值骤增至 863 亿元（较情景 1 高 341 亿元）。2020 年、2025 年和 2030 年的搁浅价值分别为 781 亿元、516 亿元和 286 亿元。新建机组在 2019 年的集中投产是情景 2 比情景 1 搁浅价值有较大增加的主要原因。

情景 3 中，假定当前审核通过的燃煤机组全部建成投产，2017 年之后不再审批新的煤电项目，那么截止到 2019 年，当前计划和在建的装机将有 707 万千瓦建成投产。2018 年新增机组为 70 万千瓦，建成投产后 2018 年的煤电装机搁浅规模达到 999 万千瓦，若 2018 年为搁浅年份，将产生 608 亿元的搁浅资产。2019 年新增机组为 637 万千瓦，建成投产后 2019 年的煤电装机搁浅规模达到 1643 万千瓦，若 2019 年为搁浅年份，则搁浅资产价值损失达 1101 亿元（较情景 1 高 579 亿元，较情景 2 高 238 亿元）。2020 年、2025 年和 2030 年的搁浅价值分别为 992 亿元、661 亿元和 375 亿元，由于新建规模进一步扩大，搁浅资产风险进一步加大。

图 19 情景 3 下搁浅资产价值



对比三种情景可以得出：当前对新建煤电规模的有效控制可以避免“十三五”期间更大搁浅规模的产生，从而减少搁浅资产带来的经济损失。对于吉林这样的电力供应已然严重过剩、需求增速低且存在较大不确定性、可再生能源替代潜力巨大的省份而言，越是尽早停止新建煤电，煤电搁浅资产风险就越可避免。

表 8 不同情景下搁浅资产价值

不同情景	煤电搁浅年份	现役 (亿元)	在建和计划 (亿元)	合计 (亿元)
情景 1	2020 年	462	0	462
	2025 年	291	0	291
	2030 年	149	0	149
情景 2	2020 年	738	43	781
	2025 年	481	35	516
	2030 年	259	27	286
情景 3	2020 年	875	117	992
	2025 年	566	95	661
	2030 年	304	71	375

分集团来看，从情景 1 到情景 3 各发电集团煤电搁浅规模也逐渐增高。由图 20 可以看出，情景 1 中，大唐集团面临的搁浅风险最为突出，国电集团和国电投的煤电搁浅规模相对较小。情景 2 下，华能集团搁浅规模上涨迅速，而国电集团煤电搁浅规模在情景 3 下大幅度上升，其它（地方）电厂则由于机组容量小，全部面临被搁浅的危机。

图 20 不同情景下吉林省发电企业的煤电搁浅规模

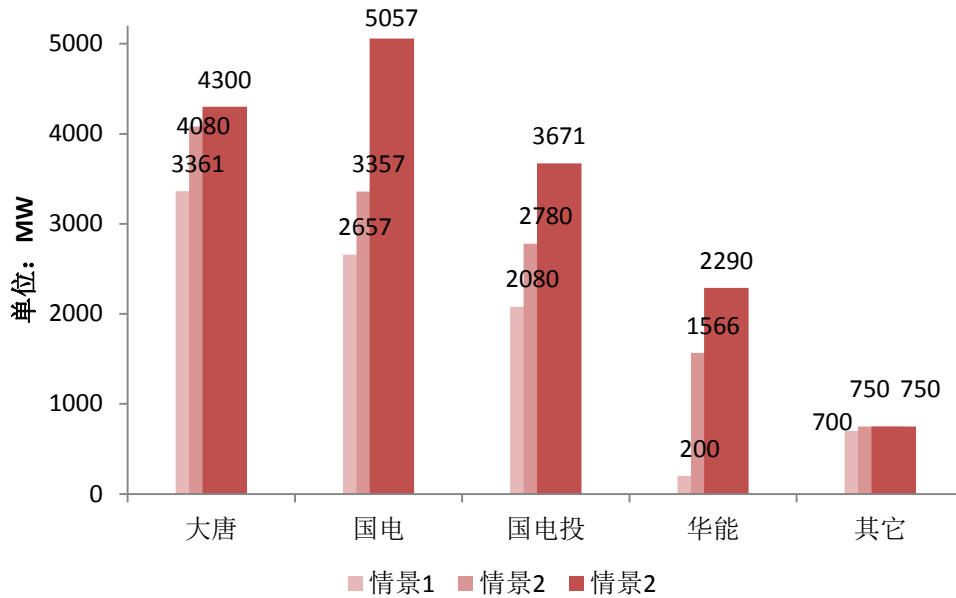
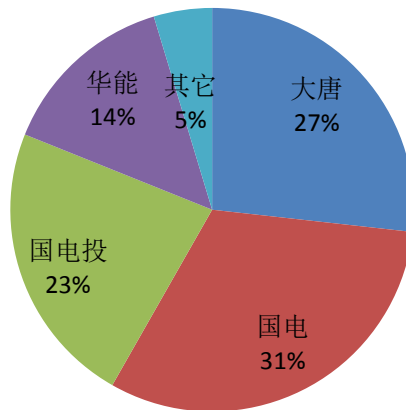


图 21 情景 3 下吉林省搁浅煤电装机所属发电集团占比



情景 3 中，截止 2020 年计划和在建机组全部建成投产，国电集团搁浅煤电装机将达到 506 万千瓦。对比国电集团在吉林煤电装机中的占比（25%），其高煤电搁浅装机占比（31%）说明了国电集团在吉林省的煤电机组中竞争性较差，面临的搁浅风险高于其他发电集团。同时大唐集团、国电投集团、华能集团和其它发电企业的煤电搁浅装机占比分别达 27%、23%、14%和 5%。

情景 3 搁浅的装机中除去华能集团有 2 台 600MW 机组，剩下都是 600MW 以下的装机，各大发电集团低于 200MW 的机组全部被搁浅，可见若煤电被要求退出市场，首先面临搁浅风险的就是这些小容量机组。由图 22 和图 23 可知，国电集团的搁浅机组中 300MW 以下机组和运营年数超过 15 年的机组远远高于其他发电集团，这也是其搁浅装机容量高于其他发电集团的重要原因。

图 22 情景 3 下吉林省各大发电集团搁浅装机容量占比

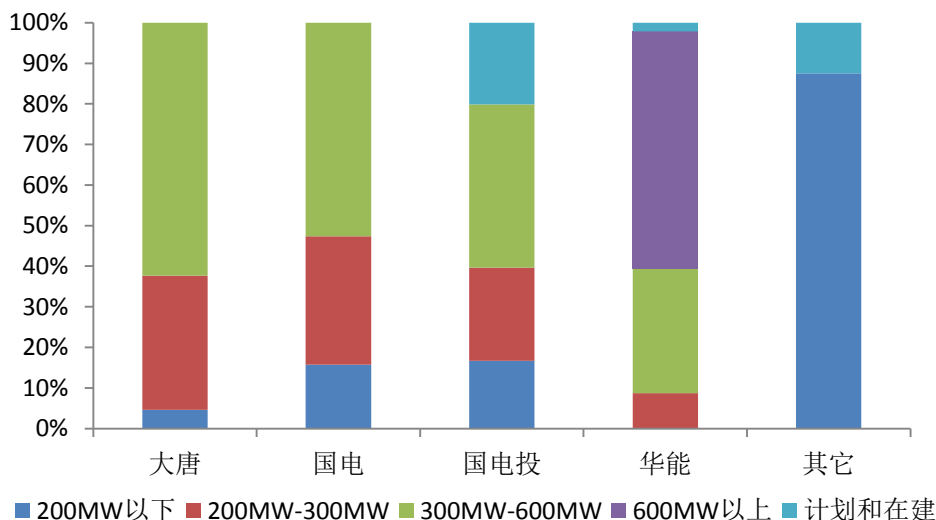
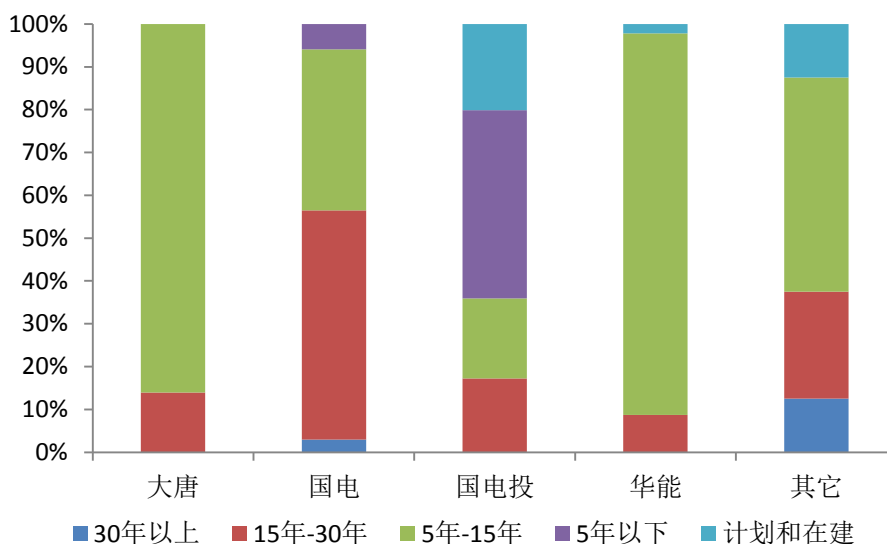


图 23 情景 3 下吉林省各大发电集团搁浅装机运营年数构成分析



由以上分析可以看到，吉林省存在比较严重的煤电搁浅资产问题。而除了煤电项目的投资者和所属公司，其他利益相关者如煤电企业的员工、金融机构甚至地方政府也将直接或间接受到搁浅资产的消极影响，简要总结如下：

煤电企业的员工：短期来看，煤电资产的搁浅意味着企业将无法通过发电取得收入，从而无法支付员工工资。而从长期来看，严重的资产搁浅问题将致使很多煤电厂关停或封存，使得煤电企业员工失业，而电厂员工工作技能单一，向非电力行业转岗的难度较大，这也使得安置工作较为困难。

金融机构：修建煤电厂的巨额投资中绝大部分来自于银行等金融机构的贷款，煤电资产的搁浅使得贷款偿还风险骤升。尤其对于近两年新建的煤电项目，受运营年限和利用小时数下滑的影响，发电量和售电收入较少，难以保证在还款期内还清贷款，使得金融机构利益受损。

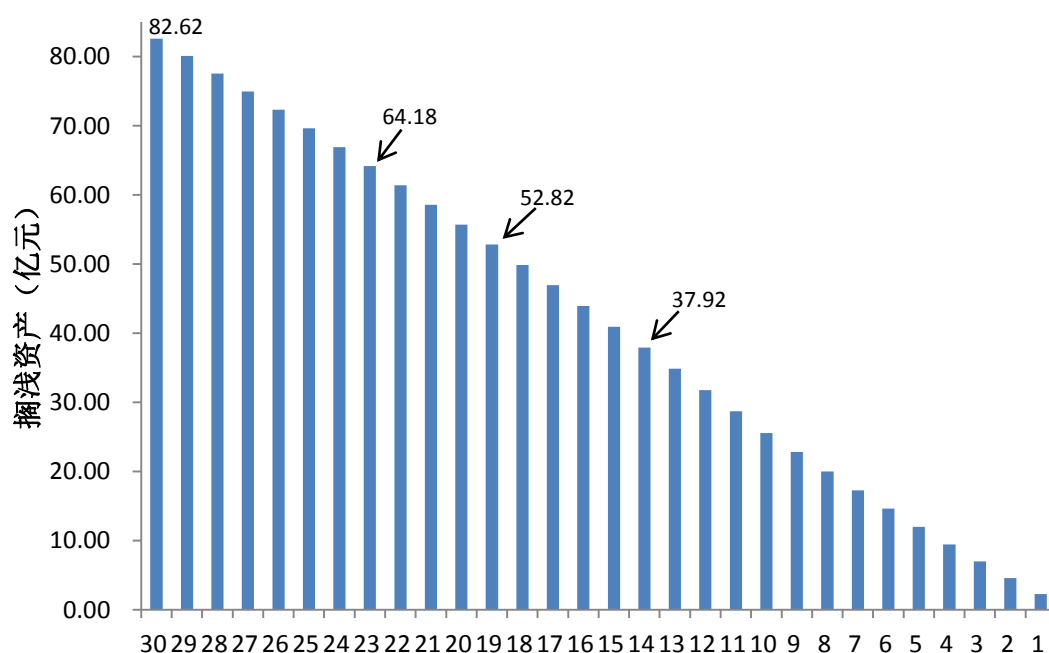
地方政府：首先，煤电资产的搁浅使得政府损失一大笔财税收入；其次煤电企业大部分是

国企，员工的安置工作也需要政府出动财政资源；最后，煤电资产的搁浅还可能使得政府暂缓或中止已进行的煤电项目的规划和审批，制定新的投资决策，增加时间和人工成本等。

以下我们选择具有代表性的单台燃煤机组，对搁浅情况下各利益相关者可能受到的影响进行分析：

华能九台电厂一期工程建设两台 67 万千瓦汽轮发电机组，是吉林省现役机组中运行参数最高、单机容量和总装机容量最大的国产超临界燃煤电厂。一期工程动态总投资 53.46 亿元，于 2007 年 2 月 26 日获国家发改委核准，2007 年 5 月 13 日正式开工建设，两台机组先后在 2009 年 10 月 24 日和 12 月 6 日投入商业运营。以实际机组来估算搁浅资产的价值，其主要参数为千瓦造价 3930 元、设备利用小时数为 3841 小时、发电煤耗 282 千标煤/兆瓦时、供电煤耗 289 千标煤/兆瓦时、煤价 483 元/吨标煤、厂用电率 5.57%、电厂定员 290 人（平均每台机组 145 人）。若机组建成就被搁浅，那么搁浅价值达 82.62 亿元；若以 2016 年为搁浅年份则九台电厂的搁浅价值达到 64.18 亿元；以 2020 年为搁浅年份则搁浅价值将达到 52.82 亿元。

图 24 华能九台电厂单台 670MW 机组的退出搁浅价值



若以 2016 年作为搁浅年份，那么该电厂将被搁浅 23 年才能达到其设定的物理使用寿命期限（30 年），意味着每台机组对应的 145 名员工将一共被搁浅 13 亿元的工资性收入；意味着银行等金融机构在剩余的 8 年搁浅期间（贷款年限为 15 年）被搁浅的贷款数额将达到 5.4 亿元；意味着地方政府将损失 13 亿元的税收收入。由该案例分析可知，煤电搁浅资产给各利益相关方带来的损失是巨大的。

3.3 对电力系统和可再生能源的影响

要理解煤电大幅过剩对电力系统和可再生能源的影响，必须首先理解目前中国电力系统运

行体制机制的基本情况。

针对我国长期存在的缺电局面，“保障供应、大干快上”一直是我国电力规划与建设的基调。在电力规划方面，国际上通行的做法是制订以最小成本满足电力需求的资源充裕度规划和与之相协调的输电规划。在中国，能源电力规划以五年规划的形式体现，但是并没有真正基于可靠性和成本指标来制订规划。在过去的十五年中，电力规划更是长期缺位。由于电力需求快速增长，电力规划完全屈从于实际的快速发展的需要³³。实际中，项目核准取代了规划的位置。

虽然正在进行电力体制改革，中国的电力系统依然保持着高度计划和管制的特征。首先，发电机组的上网电价不是竞争形成的，而是由政府管制决定的。国家发展与改革委制定的煤电标杆上网电价，是以保障煤电机组在整个运营期内在现行的投资、运营条件下可获得的合理的经济回报。由于过去中国长期缺电，这样的制度安排就不难理解了。发电机组的生产安排，是通过年度发电计划的方式来组织的，一般由省经济与信息委员会负责制定年度发电量计划。年度、月度的电量计划会转化成机组的日出力曲线。落实到调度上，基本目标是为了让所有煤电机组保持大致相同的利用率（即容量系数），并允许发电商有同等的机会回收投资成本（如资本），获得合理回报。因此，中国目前对煤电机组实行的是“等利用小时调度”。

2007年，政府部门开始试点新的调度方法，即“节能调度”，在考虑各能源资源的基础上制定一个调度的先后顺序³⁴。根据该政策，按顺序优先调度可再生能源、水电、核电、热电联产、清洁煤和天然气发电（以此顺序为准）。对于煤电而言，调度会依据各煤电机组的热效率进行安排，高效机组优先调度。但由于未对发电侧电价机制实施配套的改革，调度结果的变化未能体现为机组收益的变化，因此节能调度在五省试点后并未推广到全国，等利用小时依然是当前电力系统调度的基本原则。

原国家电力监管委员会制定了现在依然有效的“并网发电机组辅助服务管理暂行规定”³⁵。这一规定旨在为公平补偿机组提供辅助服务，将辅助服务分为基本服务和有偿服务两类。所有的发电机组都有义务提供基本辅助服务，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节。这一规定同时要求电网公司应在各发电机组间合理分配辅助服务的负担，以年度为周期调控，以保证同一电网的同类机组承担相同的辅助服务。需要指出的是，目前的有偿辅助服务的成本是由所有发电机组共同承担，达不到全网平均辅助服务水平的机组要缴纳“考核罚款”，而提供了超过平均辅助服务水平的机组得到“服务奖励”。但由于奖励水平不是按照市场原则制定的，因此这只能称为行政干预下的“模拟市场”机制，对发电机组提供额外辅助服务的激励有限。另外，由于大部分省制订年度发电计划时都是以上一年度为基础的，因为和下一年度的电力计划相冲突，煤电机组更不愿意提供额外的辅助服务。

³³Kahrl, F., and Wang, X., “Integrating Renewables into Power Systems in China: A Technical Primer – Power System Operations”, Beijing, China: Regulatory Assistance Project, 2014. Available at: <http://www.raponline.org/document/download/id/7459>.

³⁴发改委，环保部，国家电力监管委员会，“节能发电调度办法实施细则（试行）”，2007

³⁵国家电力监管委员会，“并网发电厂辅助服务管理暂行办法”，2006

根据现行法律，电网公司有义务对可再生能源进行优先调度和优先发电³⁶。优先调度有两种形式：一是根据全额保障性收购管理办法的要求，电网公司在电网安全许可的前提下，对营业区内的可再生能源实施全额保障性收购。第二，采用节能调度的省份，非化石燃料发电在调度序位中有优先权，这类似于欧洲的优先调度政策。然而，正如实际的高弃风率数据所揭示的，优先调度并未得到落实。“节能调度”的实际效果尚不明确，因为它主要是在可再生能源渗透率并不高的省份试点。

中国部分省份的高风电比例并网对于煤电的深度调峰提出了更高的要求：（1）由于风电夜间大发，净系统负荷（负荷扣除不可调度的出力）减少，进一步降低了夜间煤电发电的需求，这就要求煤电在夜间压力出力；（2）由于风电出力的间歇性，大规模并网增加了旋转备用需求。而事实是，煤电开机的规模不变甚至增加；另一方面，峰谷差在减小，这就进一步降低了系统负荷率。高比例太阳能发电会带来类似的问题，它会大幅降低中午至下午的系统净负荷。

总结一下，现行的发电计划和与之相配套的煤电投资成本回收机制，导致了可再生能源和煤电之间的冲突。风电和太阳能发电，其出力注定是变化的，而且在中国由于其发展速度常常高于需求的增量，因此会降低其它电源的出力。只要煤电的固定成本回收机制不变，在年度计划中给火电厂平等出力的观念不变，这一冲突就会一直存在。

因此，在现行体制机制下，煤电即便大规模过剩，也不会退出市场，而是导致所有高效率、低效率的煤电机组都在很低的负荷率运行，这会显著降低电力系统的运行效率，会导致全体煤电利用率大幅下降。

“十三五”期间吉林电力需求增速不快，因此对现存过剩煤电产能的消化能力有限。即便风电规模小幅增长，预期煤电利用小时数仍将会进一步下滑。而且若在建煤电项目半数甚至全数投产，又未采取有效手段削减过剩产能，煤电机组利用小时还将大幅下滑。由图 25 可知，煤电全部投产和减半投产情景中受增量影响，2019 年煤电利用小时数均大幅下降，随后维持平稳水平；但即使在煤电零增长情景下，2020 年利用小时数也无法回到 3000 小时以上。

对可再生能源而言，在局部或总体过剩的环境下，煤电机组在最小出力即可满足系统负荷时，或者大量不灵活的煤电降低了系统快速向上向下爬坡的能力时，弃风弃光问题会更加严重。在以热电联产为主的东北电网，煤电最小出力约束的问题尤为突出³⁷。2006-2015 年，在推动集中供热、提高系统能效的推动下，东北地区新增煤电以热电联产为主。同时，在过剩的压力下，很多发电企业试图通过热电改造来保发电利用小时数，这又使相当比例的纯凝机组被改造为热电机组。截止 2015 年底，热电机组占东北电网全部火电机组的 63%。供热机组发展远远超出实际需求。据分析，2006-2015 年，东北电网供热机组容量的增速为实际供热量增长的 2.3 倍，2015 年吉林供热机组的理论供热能力就至少超出实际供热需求的 25%以上³⁸。由于供热机组的过快增长，供热期负荷低谷期电网接纳可再生能源的能力在逐年降低，甚至影响了系统安全（图 26）。据了解，吉林电网在冬季供暖季，电网调峰难度极大，即使热电联产机组全部按照最小

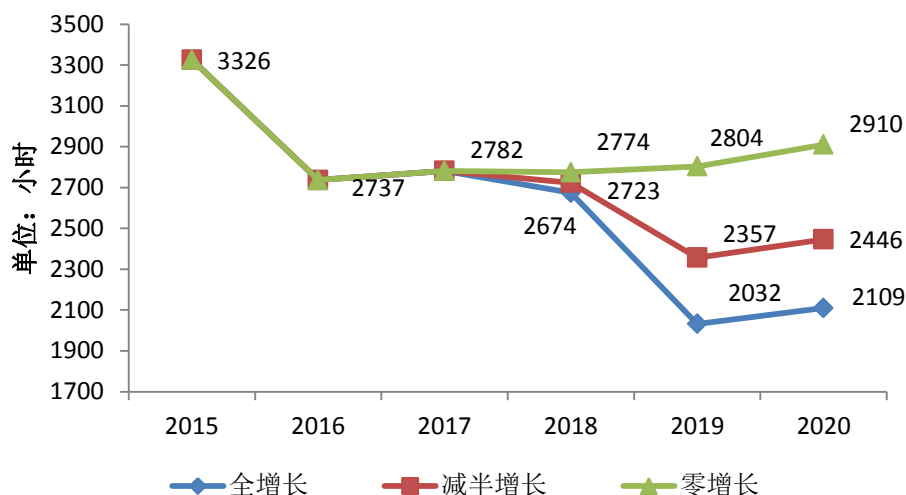
³⁶国家电力监管委员会，“电网企业全额收购可再生能源电量监管办法”，2007

³⁷Kahrl, F., and Wang, X. (2015). Integrating Renewables Into Power Systems in China: A Technical Primer – Electricity Planning. Beijing, China: Regulatory Assistance Project.

³⁸裴哲义, 王彩霞, 和青等.对中国新能源消纳问题的分析与建议[J]. 中国电力, 2016, 49(11): 1-7.

开机方式运行，夜晚低负荷期，风电仍被迫大量参与调峰。在春节等极端低负荷期，风电机组和纯凝机组必须全停，仍有 300 多万千瓦电力无法消纳。

图 25 “十三五”期间各种煤电增长情景下吉林省煤电利用小时数估计



受此影响，吉林省弃风非常严重，近几年弃风率连续位列全国前列，供热期更是大面积弃风。2016 年前三季度吉林省弃风率已经达到 34%，预计全年弃风率可能上升至 40%。面对严峻的弃风形势，2016 年吉林省能源局制定了“吉林省可再生能源就近消纳方案”，试图通过电力直接交易、可再生能源配电网、电能替代试点、电采暖试点等多种措施提高可再生能源本地消纳能力。已开工建设的扎鲁特-山东青州 800 千伏直流输电线路建成也将对吉林解决电力过剩和严重弃风问题有所改善。但在过剩情况无明显好转、电源结构无根本性改善的前提下，我们预期弃风率很难有根本性改观。若“十三五”期间煤电保持零增长，加上可再生能源就近消纳政策的推进，吉林省有望在 2020 年将弃风率降到 15%左右；若计划和在建煤电全部投产，则 2019 年在增量煤电的影响下弃风率会有进一步上升，即使考虑到风电并网消纳的作用，2020 年弃风率仍保持在 30%的高水平。

图 26 吉林省热电装机与统调负荷关系示意图

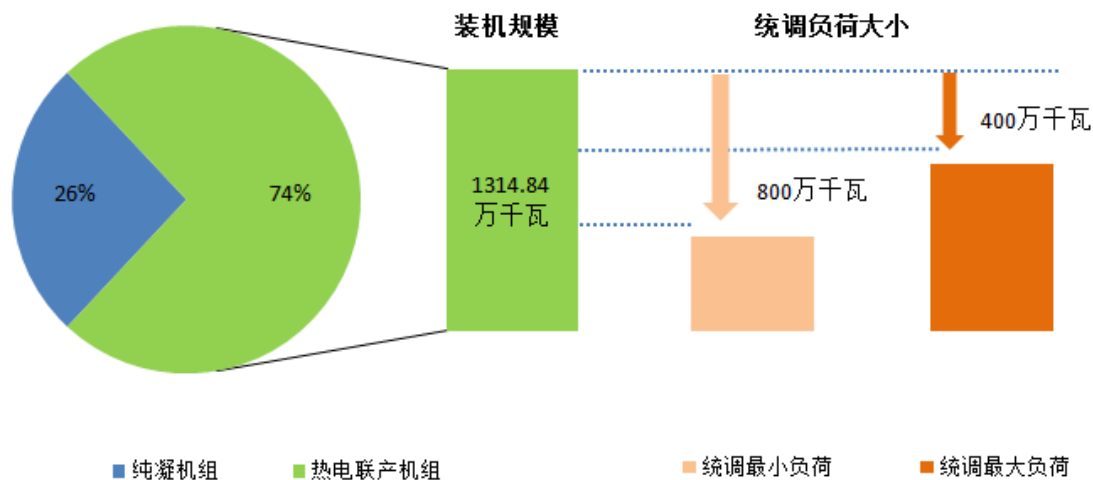
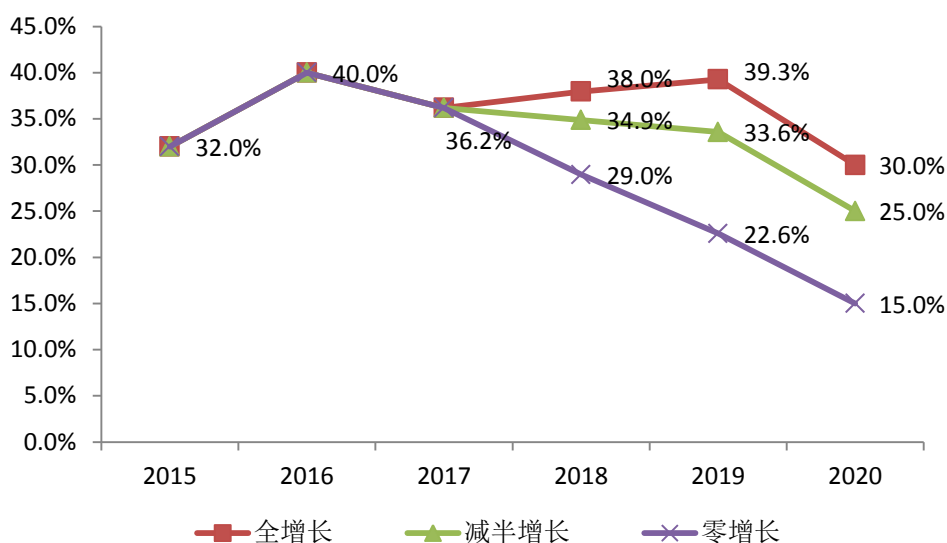


图27 “十三五”期间各种煤电增长情景下弃风率估计



为尽快释放电力体制改革红利，国家要求各省加快推进直购电试点建设。2016年直购电比例将达到全部工业用电比例的30%，2018年达到100%。过剩的压力下，推进直购电的结果就是交易电价相比标杆电价大幅下降，会加剧发电企业的亏损状况，进一步扩大其搁浅风险。另外，直购电可能会进一步加大可再生能源并网的压力，因为过剩的压力会导致煤电电价降低，吸引工业大用户与煤电企业签订长期合同，这会进一步挤压可再生的市场消纳空间。

4. 搁浅资产处置与应对的政策机制

前文已经对“十三五”期间吉林省可能出现的煤电搁浅资产规模和相关者利益受损情况进行了分析，可以看到短期内煤电搁浅资产的产生将使投资者、煤企员工、金融机构和地方政府的利益受损。实际上进入2016年后，各大发电集团就已相继出现较大亏损，10月27日大唐发电集团发布前三季度报告，公告显示2016年1-9月公司净利润为负315万元，且较上年同期下降约180%~190%，前三季度亏损预计超28.7亿³⁹。从长远来看，煤电搁浅资产的扩张不仅意味着严重的投资浪费，还对中国能源转型战略带来极大阻碍，不恰当的处置甚至可能影响我国社会的稳定性。

因此严控煤电新增规模，妥善处置现有搁浅资产是地方政府和能源主管部门迫切需要考虑的问题。一方面要加大绿色金融政策的力度，不断完善绿色金融体系，来限制煤电投资，防止产生新的搁浅资产。另一方面，要借鉴近几年煤炭、钢铁等行业去产能的相关应对措施，为煤电过剩产能提供退出路径，为政府出台政策提供经验。

³⁹北极星电力网，“大唐发电发布三季度报告：净利润-315万元同比降187.69%”，2016

4.1 加强绿色金融

绿色金融⁴⁰是指金融部门把环境保护作为一项基本政策，在投融资决策中要考虑潜在的环境影响，把与环境条件相关的潜在回报、风险和成本都要融合进银行的日常业务中，在金融经营活动中注重对生态环境的保护以及环境污染的治理，通过对社会经济资源的引导，促进社会的可持续发展。随着全球可持续发展进入了以绿色经济为主驱动力的新阶段，绿色金融成为全球多个国家着力发展的重点之一。

2007年以来，我国就已先后制定出台了一系列政策和文件，以鼓励和倡导金融机构积极开展绿色信贷。2012年2月，银监会发布《绿色信贷指引》，要求银行加强对环境和社会风险管理，标志着绿色信贷全面进入到我国污染减排环境保护的主战场。国务院在2015年9月印发的《生态文明体制改革总体方案》中提出，建立绿色金融体系，推广绿色信贷，鼓励各类金融机构加大绿色信贷的发放力度，明确贷款人的尽职免责要求和环境保护法律责任；加强资本市场相关制度建设，研究设立绿色股票指数和发展相关投资产品，研究银行和企业发展绿色债券，鼓励对绿色信贷资产实行证券化，并支持设立各类绿色发展基金。2016年3月，全国人大通过的《“十三五”规划纲要》更是明确提出要“建立绿色金融体系，发展绿色信贷、绿色债券，设立绿色发展基金”，构建绿色金融体系已经上升为中国的国家战略。经过近十年的初步发展，我国基本形成如表9的绿色金融体系。

表9 中国绿色金融体系的改革方向

序号	绿色金融体系构成	改革方向
1	绿色信贷	加大绿色信贷发放力度；构建支持绿色信贷的政策体系；建立银行绿色评价机制；推动绿色信贷资产证券化；明确贷款人的环保职责
2	绿色债券	完善绿色债券的相关规章制度，统一绿色债券界定标准；降低绿色债券的融资成本
3	绿色股票	支持符合条件的绿色企业上市融资和再融资；设立绿色股票指数和发展相关投资产品；建立上市公司环保信息强制性披露机制
4	绿色发展基金	设立各类绿色发展基金，实行市场化运作
5	绿色 PPP 模式	在绿色产业中引入 PPP 模式
6	绿色保险	在环境高风险领域建立环境污染强制责任保险制度
7	环境权益融资工具	发展各类碳金融产品；推动建立排污权、节能量（用能权）、水权等环境权益交易市场；发展基于碳排放权、排污权、节能量（用能权）等各类环境权益的融资工具
8	绿色金融国际合作	推动绿色金融领域各类国际合作

资料来源：《生态文明体制改革总体方案》、《关于构建绿色金融体系的指导意见》。

在电力行业加大绿色金融力度，可以有效引导社会资本流向清洁电力，控制新增煤电规模。

⁴⁰中国人民银行等，“关于构建绿色金融体系的指导意见”，2016。

具体的做法有：

1) 实行发电上市公司环境气候变化风险强制披露，给投资人和机构提供准确的资产风险信息；

2) 根据中国人民银行的绿色信贷指引，引导商业银行完善绿色信贷体系，区别煤电（特别是红色预警地区煤电）、清洁电力投资项目的贷款信用评级等级，严控新增煤电的商业银行贷款，引导商业银行加大向清洁可再生电力的贷款支持力度；

3) 加快绿色债券、绿色基金的市场发展速度，通过 PPP、政府直接投资、放宽准入简化发行手续等方式引导金融市场加强向绿色低碳、节能环保产业的投资力度，大幅降低绿色低碳企业的直接融资成本（见表 10）；

4) 加强绿色股票支持力度，支持符合条件的绿色企业上市融资和再融资；设立绿色股票指数和发展相关投资产品。

表 10 绿色企业债券和金融债券的支持项目范围

项目	与节能和能源相关的规定内容	政策文件
支持重点	<p>(1) 节能减排技术改造项目。包括燃煤电厂超低排放和节能改造，以及余热暖民等余热余压利用、燃煤锅炉节能环保提升改造、电机系统能效提升、企业能效综合提升、绿色照明等。</p> <p>(2) 绿色城镇化项目。包括绿色建筑发展、建筑工业化、既有建筑节能改造、海绵城市建设、智慧城市建设、智能电网建设、新能源汽车充电设施建设等。</p> <p>(3) 能源清洁高效利用项目。包括煤炭、石油等能源的高效清洁化利用。</p> <p>(4) 新能源开发利用项目。包括水能、风能、核能、太阳能、生物质能、地热、浅层地温能、海洋能、空气能等开发利用。</p> <p>(5) 节能环保产业项目。包括节能环保重大装备、技术产业化，合同能源管理，节能环保产业基地（园区）建设等。</p> <p>(6) 低碳产业项目。包括国家重点推广的低碳技术及相关装备的产业化，低碳产品生产项目，低碳服务相关建设项目等。</p> <p>(7) 低碳发展试点示范项目。包括低碳省市试点、低碳城（镇）试点、低碳社区试点、低碳园区试点的低碳能源、低碳工业、低碳交通、低碳建筑等低碳基础设施建设及碳管理平台建设项目。</p>	<p>国家发展改革委办公厅关于印发《绿色债券发行指引》的通知（发改办财金[2015]3504号）。</p>
项目范围	<p>(1) 节能（工业节能；可持续建筑；能源管理中心；具有节能效益的城乡基础设施建设）</p> <p>(2) 清洁能源（风力发电；太阳能光伏发电；智能电网及能源互联网；分布式能源；太阳能热利用；水力发电；其他新能源利用）</p>	<p>《关于发行绿色金融债券有关事宜的公告》（中国人民银行公告〔2015〕第 39 号）</p>

4.2 借鉴煤炭、钢铁行业去产能政策

煤炭、钢铁等行业去产能的相关经验措施则可以为存量煤电的平稳退出提供借鉴。2016年初，国务院明确提出煤炭、钢铁行业去产能目标：从2016年起，用3至5年时间，再退出煤炭产能5亿吨左右、减量重组5亿吨左右⁴¹；5年时间化解钢铁过剩产能1-1.5亿吨⁴²。2月5日，国务院发布《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》，从经济和技术等方面，出台了奖补支持、职工安置、金融支持、盘活土地、技术改造等具体的措施，以确保去产能有序推进。包括在财政政策措施方面，提出加强奖补支持，设立专项奖补资金；在金融政策措施方面，对于能够恢复市场竞争力的企业保持合理融资力度，支持企业通过发债替代高成本融资来降低资金成本，支持银行向金融资产管理公司打包转让不良资产来提高处置效率，完善并购资金退出渠道；在职工安置方面坚持企业主体作用与社会保障相结合，对符合条件的职工实行内部退养，对其余职工做好再就业帮扶；在技术支持方面，鼓励和支持煤矿企业实施机械化、自动化改造提高效率和安全性。而前日国务院《关于钢铁行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》也提出化解过剩产能、推动行业升级、加强奖补和金融支持、做好职工安置等措施。随后国土资源部、财政部等国家部委以及各地方政府相关部门也纷纷出台具体措施来帮助煤炭、钢铁行业平稳去产能。例如财政部印发《工业企业结构调整专项奖补资金管理办法》，安排1000亿元专项奖补资金支持化解过剩产能，并实施钢铁煤炭行业有关税收优惠政策⁴³；河北省推行《关于做好化解钢铁煤炭等行业过剩产能职工安置工作的实施意见》⁴⁴并提出十项政策来促进失业人员平稳转岗就业。

上述种种措施在我国煤炭、钢铁行业去产能行动中起到颇为关键的作用。但相比之下，电力行业的情况更为复杂。至少在“十三五”或者是未来更长的一段时间内，煤电仍是我国的主力电源，整个电力工业要支撑经济的发展，满足国民经济的需要，煤电仍然起到主要的作用。另外，短中期内，可再生能源并网也需要煤电提供灵活性。因此解决煤电产能过剩不是一个简单的事情，这需从整个能源系统、体制机制、电力市场化改革来总体把握。调控煤电长远的方向一定是市场化建设，但是也不能单纯地靠市场解决所有的问题，尤其是在中国特殊的国情和电力行业体制机制环境之下，行政措施和监管措施都得到位，方能保障调控到位。尤其是在电力市场没有真正建立起来之前，强力的行政措施短期来说对于化解煤电产能过剩危机还是最有效的。

4.3 深化电力体制改革

结合吉林省的电力需求增长预期、可再生能源发展前景、煤电现役规模和结构、煤电规划与新建情况，电力部门化解煤电产能过剩、平滑管理搁浅资产风险的主要措施有：

- **严控增量：**冻结全部所有在建、规划待建项目，根据项目进度在建项目能终止的立即

⁴¹国务院，“关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见”，2016

⁴²国务院，“关于钢铁行业化解过剩产能实现脱困发展的意见”，2016

⁴³财政部，“工业企业结构调整专项奖补资金管理办法”，2016

⁴⁴河北省人民政府，“关于做好化解钢铁煤炭等行业过剩产能职工安置工作的实施意见”，2016

终止，不能终止的要放缓建设进度、控制投产节奏；取消全部规划待建项目；通过最严格的增量管控，确保煤电不与可再生能源争新增电量。

➤ **压缩存量：**执行最严格的退役政策，所有达到正常服役年限的煤电机组（满 30 年）必须正常退役，对服务期满 25 年、经过改造也无法达到国家能效排放标准的老旧机组实施提前退役。预计“十三五”期间正常退役和提前退役机组规模可达 300 万千瓦。

➤ **存量改造：**为增加系统灵活性，保障风电并网，根据吉林省风电发展的需要，建议对现役煤电机组（包括纯凝和热电联产机组）进行灵活性改造，改造规模 300 万千瓦；同时对服役年限较长、所在地区又有供热需求的热电联产机组实施背压式改造，改造规模约 100 万千瓦。二者相加，可以为风电提供约 200 万千瓦的深调灵活性，并有效压低系统最小出力。

➤ **缩减计划：**按照有序放开发用电计划的进度要求，新投产煤电不再核准年度发电计划，直接进入市场；稳妥削减存量煤电的年发电计划，通过市场竞争为遏制煤电不合理增长提供有效的价格信号。

➤ **市场推进：**东北电网的辅助服务市场试点已经启动。推进辅助服务市场，可为过剩的煤电由电量型机组向电力型机组转变提供新的市场收入来源和盈利空间，这样一方面可平滑搁浅资产逐步退出市场的过程，另一方面可为可再生能源并网提供灵活性服务，促进可再生能源发展。同时，在抓紧推进输配电价监审工作的基础上，推进现货市场建设，争取在 2020 年基本建立起以长期合约市场、现货市场（包括日前市场、日内市场和辅助服务市场）为主体的电力市场格局。

5. 研究结论与政策建议

研究结论

在需求增长缓慢、电力装机过剩的情况下，吉林省燃煤发电机组利用率低下，已出现大规模搁浅资产。“十三五”期间，环境约束愈加严格，电力市场化进程加快，吉林省燃煤发电机组特别是装机容量小、服役年限久、污染物排放水平较高、所在地区污染严重的机组将面临很高的搁浅风险。而新增机组会进一步推高搁浅风险。

在“十三五”期间年均 3.5% 的电力需求增速和 7% 的风电低速增长情景下，根据煤电增长情景对吉林省煤电搁浅资产规模进行量化分析。若“十三五”期间煤电保持零增长，则吉林省 2016 年至 2020 年煤电过剩规模尚可控制在 919 万千瓦、908 万千瓦、929 万千瓦、936 万千瓦、900 万千瓦，2020 年之后煤电过剩规模不变，2016 年搁浅资产价值 633 亿元，随后进入下降通道。即便是推迟 5-15 年搁浅，搁浅资产价值仍高达 149-291 亿元，风险不可谓不高。若当前吉林省计划和在建的煤电机组在“十三五”期间全部建成投产，则 2016 年至 2020 年煤电过剩规模峰值超过 1643 万千瓦，使得搁浅资产价值的峰值提高到 1100 亿元，风险巨大。即便是“十三五”期间计划和在建煤电机组规模减半投产，则 2016 年至 2020 年煤电过剩规模峰值也会高达 1290 万千瓦，使搁浅资产价值达峰推高至 862 亿元。由此可见，严格控制新增煤电规模是

有效管控煤电搁浅风险最重要的手段。

搁浅资产的公司主要分布在国电、华能、国电投和大唐这四大发电集团，其中国电集团 50% 以上煤电机组运营年数超高 15 年且大多为小机组，所以面临的搁浅风险大于其他发电集团。若以 2020 年为搁浅年份，国电、华能、国电投、大唐将分别有 230.94 亿元、200.79 亿元、276.6 亿元、221.13 亿元资产被搁浅。国电投搁浅资产损失最高，是因为其煤电在建规模最大。由此得出，各大发电集团要重视起煤电搁浅风险，及早控制煤电新增规模，合理优化电源结构以避免搁浅资产带来的巨大损失。

煤电搁浅资产的产生除了损害煤电项目投资者和所属公司的利益外，也会对其他利益相关者如煤电企业的员工、当地金融机构甚至地方政府产生直接或间接的消极影响。以单个电厂为例，拥有两台已投产七年的 67 万千瓦燃煤机组的电厂，若在 2016 年搁浅，则其搁浅价值高达 64.18 亿元，包括在余下的寿命期内将致使员工工资 13 亿元、金融机构贷款回报 5.4 亿元以及政府税收 13 亿元被搁浅，损失巨大。

政策建议

严控煤电新增规模是当务之急。为避免产生更严重的搁浅资产问题，建议吉林省“十三五”期间坚决执行煤电零增长政策，并对当前的搁浅资产进行适当处置。对于报告推荐情景中 2020 年将产生的约 900 万千瓦的煤电过剩规模，建议能源主管部门在“十三五”期间通过正常退役和提前关停减少 300 万千瓦低效高污染机组。同时为增加系统灵活性，保障风电并网，根据吉林省风电发展的需要，对现役煤电机组（包括纯凝和热电联产机组）进行灵活性改造，改造规模 300 万千瓦；同时对服役年限较长、所在地区又有供热需求的热电联产机组按以热定电原则实施背压式改造，改造规模约 100 万千瓦。

加强各部门协调部署帮助煤电产能平稳退出，加快电力市场建设。建议吉林省政府和能源主管部门继续推行“十一五”以来关停小火电的财政补贴政策，从电力结构调整基金中提取部分设立专项资金，用于对关停、封存的煤电企业进行补贴以及员工安置。煤电企业要同当地政府一起为员工提供培训学习再就业的机会，引导煤电行业员工进入新能源电力行业。另一方面，要结合《关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函》⁴⁵文的要求，加快构建电力辅助服务市场，完善电价补偿机制，把辅助服务市场化，调动煤电机组承担备用辅助服务的积极性，促进燃煤机组定位由电量型机组向电力型机组转变。建立通过市场保障可再生能源消纳的新机制，妥善处理好改造煤电机组、提升灵活性服务与保障可再生能源消纳的关系。用市场机制实现辅助服务补偿，帮助煤电搁浅资产进行平滑管理和回收。

加强规划调控和绿色金融政策相结合来控制煤电新增规模。建议吉林省政府结合发改委、能源局下发的《关于进一步规范电力项目开工建设秩序的通知》⁴⁶、《关于进一步调控煤电规划建设的通知》等文件的要求，“十三五”期间不再新建任何煤电项目，对于在建将投产的燃煤

⁴⁵国家能源局，“关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函”，2016

⁴⁶国家能源局，“关于进一步规范电力项目开工建设秩序的通知”，2016

机组，按照能源局《关于有序放开发用电计划工作的通知》及《吉林省发电目标调控规则》⁴⁷的要求，逐步减少乃至取消其非市场化电量，鼓励新投产煤电机组自愿认定为可再生能源调峰机组。按照《吉林省开展售电侧改革试点方案》⁴⁸的要求放开售电侧，进一步推进大用户直接交易，通过市场机制优化发电投资，抑制煤电增长。在金融政策方面，建议吉林省政府积极与人民银行合作开展绿色金融创新，支持可再生能源发展。要持续构建以政府为背景的绿色基金，支持绿色投资的信号，引导电力行业投资流向清洁电力；持续开发、编制绿色环保指数，促进投资者将环境因素融入投资策略中；构建绿色担保机制，考虑由政府成立绿色项目风险补偿基金来解决风险较高的绿色项目融资贵的问题；鼓励金融机构推广压力测试，让低排放者实现低成本融资，增大绿色金融产品的流动性；对绿色金融项目实行财政贴息政策，以少量的资金调动更多的社会资本投资于绿色项目；央行可为商业银行提供“再贷款”，弥补环境保护投入和服务不足的短板。

⁴⁷吉林省能源局，“吉林省发电目标调控规则”，2016

⁴⁸吉林省发改委，吉林省能源局，“吉林省开展售电侧改革试点方案”，2016

6. 附录

附录 I 电力规划模型

一般来讲，电力规划模型是在电力电量平衡约束下的最小成本电力装机模型。由于现实的约束，最小成本规划难以实现，本报告在优先考虑可再生能源政策目标的前提下根据电量电力约束进行煤电合理规模的估算。

1. 电量平衡约束（以 2020 年吉林省电力需求中速增长，风电装机低速增长情景为例）

表 1 电量平衡下 2020 年过剩煤电装机估计

电源		2020 年装机规划 (万千瓦)	2020 年利用小时数 (理想状态)	2020 年电力需求 (万千瓦时)	
				合计 7743700 ^①	
水电		480	2900	1392000 ^②	
抽蓄		170	600	102000 ^③	
风电		690	2100	1449000 ^④	
太阳能		73	1600	116800 ^⑤	
生物质		66	4500	297000 ^⑥	
煤电	零增长	1863	4700	45229 00	①-②+③
	减半增长	2216			*1/3-④-
	全增长	2570			⑤-⑥
煤电过剩规模量化（万千瓦）					
合理规模		963			
过剩规模	零增长	900			
	减半增长	1253			
	全增长	1607			

2. 资源裕度约束

首先，我们对于不同发电技术对满足系统最大负荷的贡献因子进行了假设⁴⁹。

表 2 不同发电技术贡献因子值

发电技术	贡献因子 (%)
水电	50%
抽蓄	100%
煤电	100%
风电	10%
太阳能	30%
生物质	80%

⁴⁹Fredrich Kahrl, "Coal-Fired Generation Overcapacity in China- Quantifying the Scale of the Problem: A Discussion Draft", February 2016

由于吉林省的水电和抽水蓄能电站属东北电网直调而非吉林电网，因此我们对满足吉林最大负荷的可用水电资源作出两个假设：

S1：水电对满足吉林最大负荷没有贡献。

S2：水电对满足吉林最大负荷有一半贡献。

然后，我们根据现有数据估计了 2014 年吉林省的系统负荷和等效可用容量。在这里，我们假设了 20% 的系统备用率和部分可再生能源备用率。可以看到，在不同假设下，吉林省 2014 年煤电过剩规模范围在 703 万千瓦到 797 万千瓦之间。

图 1 情景 S1 下 2014 年系统负荷与等效可用容量对比

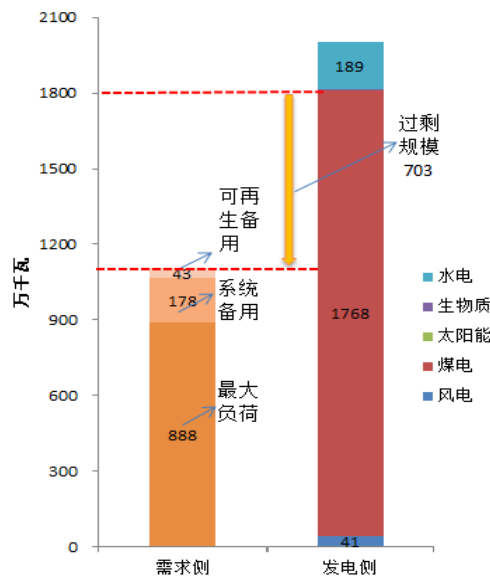
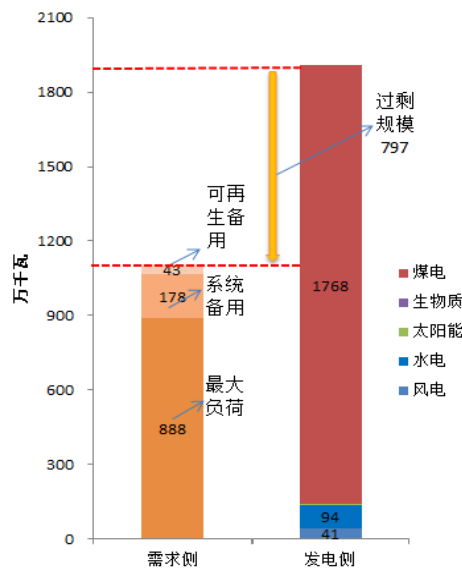


图 2 情景 S2 下 2014 年系统负荷与等效可用容量对比



我们假设吉林省系统最大负荷增速是全社会用电量增速的 1.2 倍，采用相同方法和假设进一步估计了 2020 年不同煤电增长情景下吉林省的系统负荷和等效可用容量。

图3 情景S1 下2020年系统负荷与等效可用容量对比

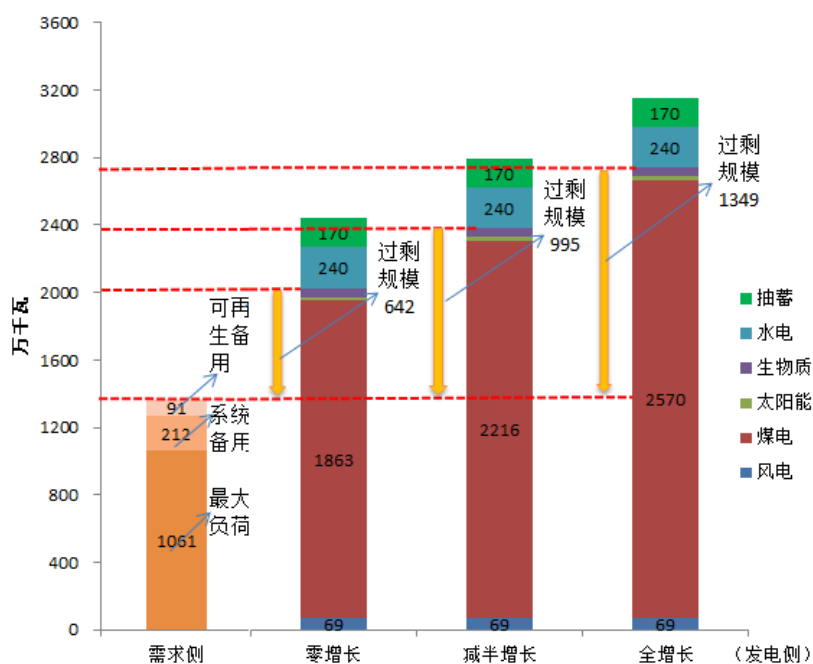
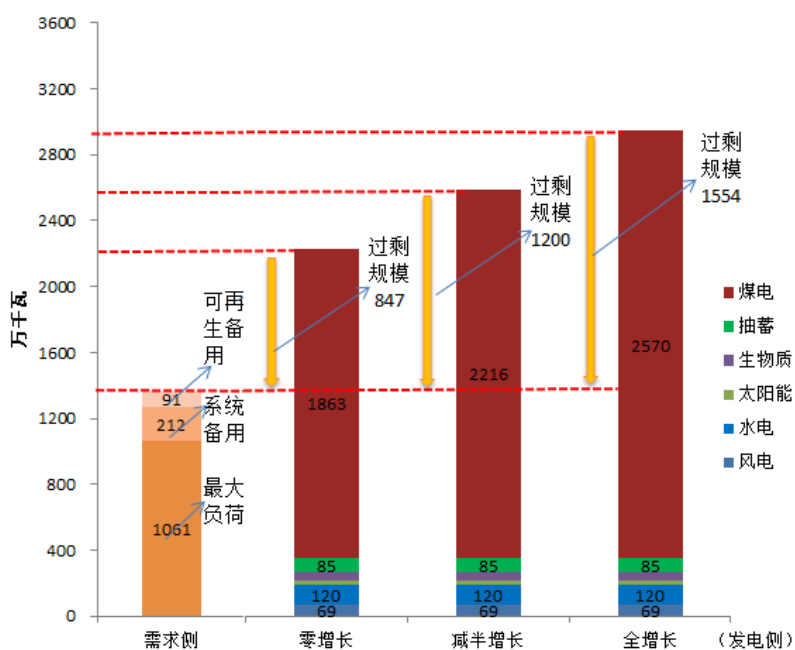


图4 情景S2 下2020年系统负荷与等效可用容量对比



3. 估计结果

表3总结了不同煤电增长情景下,通过电力和电量平衡约束估算的煤电过剩规模。很明显,运用电力平衡进行估算的煤电过剩规模相对电量平衡估算结果较小,但差异并不是很大,尤其是在考虑水电的等效容量贡献下。值得注意的是在现有的机制下,煤电为系统调峰出力时并未能从辅助服务市场获得充分合理的补偿和收益,因此根据我们的定义,这样的煤电机组也属于搁浅资产。因此,我们在报告中主要采用电量平衡模型进行分析。

表3 吉林省“十三五”期间不同情景煤电过剩规模估计

过剩规模(万千瓦)		2016	2017	2018	2019	2020
零增长	电量平衡	919	908	929	936	900
	电力平衡	810-912	775-880	739-859	691-826	642-847
减 半 增 长	电量平衡	919	908	964	1290	1253
	电力平衡	810-912	775-880	774-894	1044-1179	995-1200
全增长	电量平衡	919	908	999	1643	1607
	电力平衡	810-912	775-880	809-929	1398-1533	1349-1554

附录 II 全投资现金流量表项目说明

序号	项目	取数说明
1	现金流入	1.1+1.2+1.3
1.1	产品销售(营业)收入	取自“利润表”
1.2	回收固定资产余值	根据总投资与残值率计算得到
1.3	回收流动资金	取自“流动资金估算表”
2	现金流出	2.1+2.2+2.3+……+2.7
2.1	固定资产投资	取 LCOE 模型中的总投资与脱硫脱硝投资
2.2	流动资产投资	取自“流动资金估算表”
2.3	经营成本	取 LCOE 模型中的固定成本与可变成本
2.4	排污费	根据排放量与排放价格计算得到
2.5	碳排放	基于碳市场假设计算得到
2.6	销售税金及附加	取自“销售税金及附加表”
2.7	所得税	取自“利润表”
3	税后净现金流量(1-2)	1-2
4	税后累计净现金流量	本年税后净现金流量+去年税后累计净现金流量

附录III参数设置依据说明

参数	取值	来源										
单位投资成本 (元/千瓦)	<table border="1"> <tr><td>装机<20 万千瓦</td><td>4500</td></tr> <tr><td>20-30 万千瓦</td><td>4300</td></tr> <tr><td>30-60 万千瓦</td><td>4100</td></tr> <tr><td>60-100 万千瓦</td><td>3400</td></tr> <tr><td>≥100 万千瓦</td><td>3202</td></tr> </table>	装机<20 万千瓦	4500	20-30 万千瓦	4300	30-60 万千瓦	4100	60-100 万千瓦	3400	≥100 万千瓦	3202	中国电力企业联合会，电力发展报告 2015：2014 年燃煤电厂单位造价分析
装机<20 万千瓦	4500											
20-30 万千瓦	4300											
30-60 万千瓦	4100											
60-100 万千瓦	3400											
≥100 万千瓦	3202											
年利用小时初 始值（小时）	<table border="1"> <tr><td>装机<20 万千瓦</td><td>4810</td></tr> <tr><td>20-30 万千瓦</td><td>4157</td></tr> <tr><td>30-60 万千瓦</td><td>4355</td></tr> <tr><td>60-100 万千瓦</td><td>4868</td></tr> <tr><td>≥100 万千瓦</td><td>5255</td></tr> </table>	装机<20 万千瓦	4810	20-30 万千瓦	4157	30-60 万千瓦	4355	60-100 万千瓦	4868	≥100 万千瓦	5255	国家能源局：2014 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况统计（在此基础上估计）
装机<20 万千瓦	4810											
20-30 万千瓦	4157											
30-60 万千瓦	4355											
60-100 万千瓦	4868											
≥100 万千瓦	5255											
机组寿命（年）	30	许守澄，王伟：火电厂资产评估存在的问题及改进意见，热力发电，2006 年 02 期										
自有资金率	30%	国务院：关于调整和完善固定资产投资项目资本金制度的通知，2009										
年利息率	6%	通过对不同时期长期贷款利率进行综合加权计算估计										
贷款期限（年）	15	行业实际情况										
折旧期限（年）	20	一般规定折旧年限（20 年）长于贷款期限（15 年）										
发电煤耗 (克/千瓦时)	<table border="1"> <tr><td>装机<20 万千瓦</td><td>334</td></tr> <tr><td>20-30 万千瓦</td><td>331</td></tr> <tr><td>30-60 万千瓦</td><td>313</td></tr> <tr><td>60-100 万千瓦</td><td>311</td></tr> <tr><td>≥100 万千瓦</td><td>289</td></tr> </table>	装机<20 万千瓦	334	20-30 万千瓦	331	30-60 万千瓦	313	60-100 万千瓦	311	≥100 万千瓦	289	国家能源局：燃煤电厂节能减排改造升级行动计划（2014-2020）
装机<20 万千瓦	334											
20-30 万千瓦	331											
30-60 万千瓦	313											
60-100 万千瓦	311											
≥100 万千瓦	289											
厂用电率	<table border="1"> <tr><td>装机<20 万千瓦</td><td>8.12%</td></tr> <tr><td>20-30 万千瓦</td><td>7.81%</td></tr> <tr><td>30-60 万千瓦</td><td>5.88%</td></tr> <tr><td>60-100 万千瓦</td><td>5.34%</td></tr> <tr><td>≥100 万千瓦</td><td>4.28%</td></tr> </table>	装机<20 万千瓦	8.12%	20-30 万千瓦	7.81%	30-60 万千瓦	5.88%	60-100 万千瓦	5.34%	≥100 万千瓦	4.28%	行业实际情况
装机<20 万千瓦	8.12%											
20-30 万千瓦	7.81%											
30-60 万千瓦	5.88%											
60-100 万千瓦	5.34%											
≥100 万千瓦	4.28%											
发电水耗 (元/吨)	2.98	中国电力企业联合会：2014 年全国 600MW 火电机组能效对标数据										
煤炭硫分、煤炭 SO ₂ 排放因子、 煤炭 CO ₂ 排放因 子、煤炭 NO _x 排 放因子	1%； 18%； 94.5%； 5%	基于电力工业污染物排放系数										
增值税、企业所 得税率、城市维 护建设税、教育	17%； 25%； 5%； 0.5%； 1.2%； 13%； 17%； 13%； 10 元/立方米	基于国家颁布的税法和相关法则										

附加税、房产税、燃料进项税、材料进项税、水进项税和土地使用税		
大修费率、保险费率、材料和其他费用等	2%； 0.25%； 0.02 元/千瓦时	根据发电企业的管理定额设定（如《中国华电集团公司材料费、检修费限额标准》）
职工工资	80000 元/年	典型企业调研数据和国家劳动分配政策
排污费（元/吨）	1260	北极星节能环保网、光明网、新浪网等报道的有关省份污染费率政策，1.2 元/污染当量（折 1.26 元/公斤=1260 元/吨）
燃料成本（元/吨）	345	国家发展和改革委员会价格监测中心
直购电比例	10%	北极星电力网报道：直购电十年历程

附录IV：风险评分依据表

得分		5	4	3	2	1
区域风险	水资源压力	很高 (>80%)	高 (40%-80%)	中等 (20%-40%)	低 (10%-20%)	很低 (<10%)
	碳捕捉与储存技术	很适合	适合	可能	不太可能	不可能
	温升压力	高(2.9)	较高	中等	较低	低(0.2)
	SO ₂ 集中度	高 (2.0-5.0)	较高 (1.25-2.0)	中等 (0.5-1.25)	较低 (0.1-0.5)	低 (<0.1)
	NO ₂ (10 ¹⁵ molec./c m ²)	高(2559)	较高	中等	较低	低(0)
	PM _{2.5} (μ/m ³)	高(290)	较高	中等	较低	低(0)
	Hg (g/km ²)	>800	100-800	40-100	2-40	<2
机组风险	运行年限（年）	>30	20-30	10-20	5-10	<5
	装机容量 (mw)	<100	100-200	200-300	300-600	>600
	与新进煤耗水平的 差距 (克/千瓦时)	装机小于 300mw	>40	25-39	10-24	1-9
	SO ₂ 与近零排放标 准的差距 (mg/Nm ³)	>55	35-55	15-35	0-15	≤0
	NO ₂ 与近零排放标 准的差距 (mg/Nm ³)	>200	50-200	20-50	0-20	≤0
	粉尘与近零排放标 准的差距 (mg/Nm ³)	>35	25-35	15-25	0-15	≤0

附录 V：风险得分排序表

机组名称	区域因素								机组因素						总计	
	BWS	CCS	Heat stress	Hg	NO2	PM2.5	SO2	区域总分	运行年限	发电煤耗	装机容量	SO2	NO2	粉尘		机组总分
龙潭 7#	4	5	5	4	5	4	5	32	5	5	5	5	5	4	29	94
龙潭 8#	4	5	5	4	5	4	5	32	5	5	5	5	5	4	29	94
龙潭 9#	4	5	5	4	5	4	5	32	5	5	5	5	5	4	29	94
吉化自备 1#	4	5	5	4	5	4	5	32	5	5	5	5	5	4	29	94
吉化自备 2#	4	5	5	4	5	4	5	32	5	5	5	5	5	4	29	94
龙潭 14#	4	5	5	4	5	4	5	32	4	5	4	5	5	4	27	91
龙潭 15#	4	5	5	4	5	4	5	32	4	5	4	5	5	4	27	91
新力 1#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
新力 2#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
龙潭 10#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
龙潭 11#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
乙烯 1#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
乙烯 2#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
乙烯 3#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	5	4	27	87
国电热电 14#	4	5	5	4	5	4	5	32	4	5	4	5	3	3	24	87
国电热电 15#	4	5	5	4	5	4	5	32	4	5	4	5	3	3	24	87
长江四平 1#	5	2	3	4	5	4	5	28	4	5	5	5	5	4	28	85
长江四平 2#	5	2	3	4	5	4	5	28	4	5	5	5	5	4	28	85
长江四平 3#	5	2	3	4	5	4	5	28	3	5	5	5	5	4	27	84
长春 2期 1#	4	1	5	4	5	4	5	28	4	5	4	5	5	4	27	84
长春 2期 2#	4	1	5	4	5	4	5	28	4	5	4	5	5	4	27	84
龙华长春 1#	4	1	5	4	5	4	5	28	3	5	5	5	5	4	27	84
龙华长春 2#	4	1	5	4	5	4	5	28	3	5	5	5	5	4	27	84
东关 1#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	5	5	3	3	24	83
辉南 1#	4	4	5	4	4	3	5	29	1	5	5	5	5	4	25	83
辉南 2#	4	4	5	4	4	3	5	29	1	5	5	5	5	4	25	83
长春 2期 3#	4	1	5	4	5	4	5	28	3	5	4	5	5	4	26	83
长春 2期 4#	4	1	5	4	5	4	5	28	3	5	4	5	5	4	26	83
国电热电 10#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	4	5	3	3	23	82
国电热电 11#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	4	5	3	3	23	82
松花江 1期 1#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	4	5	3	3	23	82
松花江 1期 2#	4	3	5	4	5	4	5	30	3	5	4	5	3	3	23	82
长春 2期 5#	4	1	5	4	5	4	5	28	2	5	4	5	5	4	25	81
长春 2期 6#	4	1	5	4	5	4	5	28	2	5	4	5	5	4	25	81
松花江 3期 4#	4	3	5	4	5	4	5	30	1	5	5	5	3	3	22	81
松花江 3期 5#	4	3	5	4	5	4	5	30	1	5	5	5	3	3	22	81

松花江 3 期 6#	4	3	5	4	5	4	5	30	1	5	5	5	3	3	22	81
珲春 1#	3	5	3	4	3	2	5	25	4	5	5	5	5	4	28	80
珲春 2#	3	5	3	4	3	2	5	25	4	5	5	5	5	4	28	80
二道江 1 期 1#	1	5	3	4	4	2	5	24	4	5	5	5	5	4	28	78
蛟河新 1#	4	3	5	2	4	3	3	24	3	5	5	5	5	4	27	77
蛟河新 2#	4	3	5	2	4	3	3	24	3	5	5	5	5	4	27	77
国电蛟河 1#	4	3	5	2	4	3	3	24	3	5	5	5	5	4	27	77
国电蛟河 2#	4	3	5	2	4	3	3	24	3	5	5	5	5	4	27	77
桦甸丰泰	4	4	5	2	3	4	5	27	1	5	5	5	3	3	22	76
辽源 3#	5	3	5	4	5	3	5	30	2	3	2	3	5	3	18	75
辽源 4#	5	3	5	4	5	3	5	30	2	3	2	3	5	3	18	75
国电松花江 4#	4	3	5	4	5	4	5	30	1	3	2	4	4	4	18	75
二道江 1 期 2#	1	4	3	4	4	2	5	23	3	5	5	5	5	4	27	75
龙井 2#	3	5	3	2	3	3	3	22	4	5	5	5	5	4	28	75
龙井 1#	3	5	3	2	3	3	3	22	3	5	5	5	5	4	27	74
二道江 2 期 1#	1	4	3	4	4	2	5	23	2	5	4	5	5	4	25	73
二道江 2 期 2#	1	4	3	4	4	2	5	23	2	5	4	5	5	4	25	73
长春 3 期 1#	4	1	5	4	5	4	5	28	2	2	2	4	4	4	18	72
长春 3 期 2#	4	1	5	4	5	4	5	28	2	2	2	4	4	4	18	72
浑江 5#	1	5	3	2	3	2	5	21	4	5	4	5	5	4	27	72
龙华延吉 1#	3	5	3	4	3	3	3	24	2	5	4	5	3	3	22	70
龙华延吉 2#	3	5	3	4	3	3	3	24	2	5	4	5	3	3	22	70
浑江 6#	1	4	3	2	3	2	5	20	3	5	4	5	5	4	26	69
江南 1#	4	3	5	4	5	4	5	30	2	2	2	3	2	2	13	69
江南 2#	4	3	5	4	5	4	5	30	2	2	2	3	2	2	13	69
松花江 2 期 3#	4	3	5	4	5	4	5	30	1	3	2	3	2	2	13	69
华能长春 C2#	4	1	3	2	4	4	1	19	4	5	4	5	5	4	27	69
珲春 3#	3	5	3	4	3	2	5	25	3	3	2	3	5	3	19	68
珲春 4#	3	5	3	4	3	2	5	25	3	3	2	3	5	3	19	68
珲春 2 期 3#	3	5	3	4	3	2	5	25	3	3	2	3	5	3	19	68
珲春 2 期 4#	3	5	3	4	3	2	5	25	3	3	2	3	5	3	19	68
龙华白城 1#	3	2	5	4	4	3	1	22	2	5	4	5	3	3	22	67
龙华白城 2#	3	2	5	4	4	3	1	22	2	5	4	5	3	3	22	67
龙华长春 3#	4	1	5	4	5	4	5	28	1	3	2	3	2	2	13	65
四平 2 期 1#	5	2	3	4	5	4	5	28	1	3	2	3	2	2	13	65
四平 2 期 2#	5	2	3	4	5	4	5	28	1	3	2	3	2	2	13	65
九台 1#	4	1	5	2	5	4	5	26	2	4	1	2	3	3	15	65
九台 2#	4	1	5	2	5	4	5	26	2	4	1	2	3	3	15	65
乾安 1#	5	1	3	2	4	3	1	19	2	5	3	5	5	4	24	65
长春东南 3#	4	1	5	4	5	4	5	28	1	3	2	3	2	2	12	64
长春东南 4#	4	1	5	4	5	4	5	28	1	2	2	3	2	2	12	64
龙华长春 4#	4	1	5	4	5	4	5	28	1	2	3	2	2	2	12	64
双辽 1#	4	2	3	2	5	4	1	21	4	3	2	4	4	4	21	64

双辽 2#	4	2	3	2	5	4	1	21	4	3	2	4	4	4	21	64
华能长春 1#	4	1	5	4	4	5	3	26	2	3	2	3	2	2	14	63
华能长春 2#	4	1	5	4	4	5	3	26	2	3	2	3	2	2	14	63
双辽 3#	4	1	5	2	5	4	5	21	3	3	2	4	4	4	20	63
双辽 4#	4	1	5	2	5	4	5	21	3	3	2	4	4	4	20	63
国电投白城 1#	3	2	5	4	4	3	1	22	2	3	1	3	3	5	17	60
国电投白城 2#	3	2	5	4	4	3	1	22	2	3	1	3	3	5	17	60
浑江 2 期 1#	1	4	3	2	3	2	5	20	2	2	3	4	5	3	19	60
浑江 2 期 2#	1	4	3	2	3	2	5	20	2	2	3	4	5	3	19	60
双辽 5#	4	2	3	2	5	4	1	21	1	4	1	3	3	5	17	59
龙华延吉 3#	3	5	3	4	3	3	3	24	1	2	3	2	2	2	12	57
龙华延吉 4#	3	5	3	4	3	3	3	24	1	2	3	2	2	2	12	57
九台 3#	4	1	5	2	5	4	5	26	1	4	1	1	1	1	9	57
九台 4#	4	1	5	2	5	4	5	26	1	4	1	1	1	1	9	57
白城 5#	3	2	5	4	4	3	1	22	1	4	1	1	1	1	9	50
白城 6#	3	2	5	4	4	3	1	22	1	4	1	1	1	1	9	50
国电投白城 2 期	3	2	5	4	4	3	1	22	1	4	1	1	1	1	9	50
长山 10#	4	1	5	2	3	3	1	19	1	4	1	2	1	3	12	49
国电投白城 2 期	3	2	5	4	4	3	1	22	1	2	1	1	1	1	7	47
白山 1#	1	4	3	2	3	2	3	18	2	1	2	3	2	2	12	47
白山 2#	1	4	3	2	3	2	3	18	2	1	2	3	2	2	12	47

附录VI吉林省“十三五”期间各种情景下煤电利用小时数估计

电源		装机(万千瓦)					利用小时数 (实际情况)
		2016	2017	2018	2019	2020	
水电		349	357	420	480	480	1901
抽蓄		30	30	30	30	170	600
风电		526	563	603	645	690	1519
太阳能		30	44	56	66	73	1400
生物质		34	48	61	63	66	4500
煤电	零增长	1863	1863	1863	1863	1863	无
	减半增长	1863	1863	1898	2216	2216	
	全增长	1863	1863	1933	2570	2570	
全社会用电量 (万千瓦时)		2016	2017	2018	2019	2020	
		6748200	6984400	7228800	7481800	7743700	
煤电电量		5097500	5181400	5167900	5222700	5420700	
煤电利用 小时数	零增长	2737	2782	2774	2804	2910	
	减半增长	2737	2782	2723	2357	2446	
	全增长	2737	2782	2674	2032	2109	

7. 参考文献

- Ben Caldecott et al., "Stranded Assets and Thermal Coal in Japan: An analysis of environment-related risk exposure," Stranded Assets Programme, SSE, University of Oxford, 2016, 9-15
- Ben Caldecott, Gerard Dericks and James Mitchellet al., "Stranded Assets and Subcritical Coal: The Risk to Companies and Investors", Stranded Assets Programme, SSE, University of Oxford, March 2015.
- Ben Caldecott, Lucas Kruitwagen, Gerard Derickset al., "Stranded Assets and Thermal Coal: An analysis of environment-related risks", Stranded Assets Programme, SSE, University of Oxford, February 2016.
- 北极星电力网, "深度 | '十三五'期间到底需要多大规模煤电", 2016
- 北极星风力发电网, "吉林省弃风率居高不下拿什么拯救你'风光'背后的过盛电力能源?", 2016. <http://news.bjx.com.cn/html/20160711/750042.shtml>
- 北极星风力发电网, "500 万千瓦: 吉林电网风电装机增长迅速", 2016
- 北极星输配电网, "贵州推进电改实行电力直接交易释放供给侧改革红利", 2016。
<http://shupeidian.bjx.com.cn/news/20160816/762682.shtml>
- 北极星电力网, "大唐发电发布三季度报告: 净利润-315 万元同比降 187.69%", 2016
- 财政部, "工业企业结构调整专项奖补资金管理办法", 2016
- Fredrich Kahrl, "Coal-Fired Generation Overcapacity in China- Quantifying the Scale of the Problem: A Discussion Draft", February 2016
- 发改委, 环保部, 国家电力监管委员会, "节能发电调度办法实施细则(试行)", 2014
- 国家能源局, "2015 年全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备平均利用小时情况", 2016
- 国家能源局, "煤电规划建设风险预警机制", 2016
- 国家能源局, "电力发展'十三五'规划", 2016
- 国家能源局, "关于进一步调控煤电规划建设的通知", 2016
- 国家能源局, "关于取消一批不具备核准建设条件煤电项目的通知", 2016
- 国家能源局, "关于推动东北地区电力协调发展的实施意见", 2016
- 国家能源局, "关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见", 2016
- 国家能源局, "煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)", 2014
- 国家能源局, "关于进一步规范电力项目开工建设秩序的通知", 2016
- 国家能源局, "关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函", 2016
- 国网吉林省电力有限公司经济技术研究院, "吉林电网'十三五'发展规划总报告", 2014
- 国网吉林省电力有限公司, "2016 年吉林电网运行方式", 2016
- 国家环保部, 国家发改委, 国家能源局, "全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案", 2015
- 国务院, "国家应对气候变化规划(2014-2020 年)", 2014
- 国务院, "能源发展战略行动计划(2014-2020 年)", 2014
- 国务院, "关于进一步深化电力体制改革的若干意见", 2015
- 国务院, "关于钢铁行业化解过剩产能实现脱困发展的意见", 2016
- 国务院, "关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见", 2016
- 国家发改委, 国家能源局, "关于进一步做好煤电行业淘汰落后产能工作的通知", 2016
- 国家发改委, 国家能源局, "关于有序放开发用电计划工作的通知(征求意见稿)", 2016
- 国家电力监管委员会, "电网企业全额收购可再生能源电量监管办法", 2007
- 国家电力监管委员会, "并网发电厂辅助服务管理暂行办法", 2006
- 河北省人民政府, "关于做好化解钢铁煤炭等行业过剩产能职工安置工作的实施意见", 2016
- 吉林省能源局, "我省 2015 年全社会用电量情况", 2016。
<http://nyj.jl.gov.cn/gzdt/20160127/564.html>
- 吉林省能源局, "吉林省可再生能源就近消纳试点方案", 2016

- 吉林省能源局, “吉林省 2016 年发电预期调控目标”, 2016
- 吉林省人民政府, “吉林省空气清洁行动计划 (2016—2020 年)”, 2016
- 吉林省能源局, “吉林省发电目标调控规则”, 2016
- 吉林省发改委, 吉林省能源局, “吉林省开展售电侧改革试点方案”, 2016
- Kahrl, F., and Wang, X., “Integrating Renewables into Power Systems in China: A Technical Primer — Power System Operations”, Beijing, China: Regulatory Assistance Project, 2014. Available at: <http://www.raponline.org/document/download/id/7459>.
- Kahrl, F., and Wang, X. (2015). Integrating Renewables Into Power Systems in China: A Technical Primer — Electricity Planning. Beijing, China: Regulatory Assistance Project.
- Nick Robins, “汇丰银行气候变化.将环境风险纳入资产估值: 搁浅资产的潜力和对长期投资者的影响”, 2014
- 绿色和平, “中国燃煤发电项目的经济性研究”, 2016
- 绿色和平, “中国 2012-2016 年 6 月份新建煤电项目数据库”, 2016 (部分数据为牛津大学整理加工)
- 裴哲义, 王彩霞, 和青等.对中国新能源消纳问题的分析与建议[J]. 中国电力, 2016, 49(11): 1-7.
- 中国电力企业联合会, “二〇一一年电力工业统计资料汇编”, 2012
- 中国电力企业联合会, “2015 年电力统计基本数据一览表”, 2016,
<http://www.cec.org.cn/guihuayutongji/tongjixinxi/niandushuju/2016-09-22/158761.html>
- 中国人民银行等, “关于构建绿色金融体系的指导意见”, 2016