关于印发黑龙江省能源发展“十三五”规划的通知

黑龙江省发展和改革委员会
Heilongjiang Development and Reform Commission

黑发改煤炭〔2017〕568号

各市（地）人民政府（行署），龙煤集团：

经省政府同意，现将《黑龙江省能源发展“十三五”规划》印发给你们，请认真贯彻执行。

附件：黑龙江省能源发展“十三五”规划

黑龙江省发展和改革委员会

2017年12月25日

黑龙江省能源发展“十三五”规划

前言

能源是现代化的基础和动力，是我省国民经济重要的基础产业和支柱产业，对保障和促进经济社会可持续发展、决胜全面建成小康社会、推动黑龙江全面振兴发展具有重要作用。“十三五”时期是我省全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，全面贯彻党的十九大精神，全面贯彻习近平总书记对我省两次重要讲话精神，全面落实新发展理念，全面深化改革开放，奋力走出黑龙江全面振兴发展新路子的关键时期，对深化能源供给侧结构性改革、转变能源发展方式、提高能源利用效率、推进能源革命提出了新的更高要求。

本规划根据《黑龙江省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》编制，主要阐明我省能源发展的指导思想、基本原则、发展目标，统筹安排能源发展建设布局、重点任务、重大项目和政策措施，是“十三五”时期引导我省能源资源配置、重点项目建设和能源体制机制创新的重要依据和行动纲领。

本规划以2015年为基期，规划期为2016年-2020年。

一、发展基础与形势

（一）资源概况

黑龙江省是国家重要的能源基地之一，能源资源相对富集，品种较为齐全，主要特点是多煤、多油、少气，风能、太阳能、生物质能、地热能等可再生能源资源较为丰富。

煤炭。截至2015年底，全省煤炭累计探明资源储量221亿吨，保有资源储量198亿吨，其中90.8%集中在东部鸡西、鹤岗、双鸭山、七台河四个国家规划矿区。煤种齐全，以褐煤、气煤、焦煤为主。

石油。截至2015年底，全省石油累计探明地质储量62亿吨，占全国累计探明地质储量的16.7%；剩余技术可采储量4.4亿吨，占全国剩余技术可采储量的12.6%，主要分布在松辽盆地北部。

天然气。截至2015年底，全省天然气累计探明地质储量5135亿立方米；剩余技术可采储量1317亿立方米，占全国剩余技术可采储量的2.5%,主要分布在松辽盆地北部。

非常规油气。截至2015年底，全省探明2000米以内浅煤层气资源量1870亿立方米，主要分布于鸡西、鹤岗、双鸭山

、七台河和依兰等矿区；油页岩、页岩气资源也较为丰富，主要分布在松辽盆地等地区。

水能。全省有黑龙江、松花江、乌苏里江和绥芬河四大水系，水能理论蕴藏总量988万千瓦，约占东北地区的50%。可开发水力资源总装机容量约为1024万千瓦。

风能。全省风能资源丰富，50米高风能资源潜力约为10.2亿千瓦，技术可开发量约为2.3亿千瓦，位列全国第四，是全国九个大型风电基地之一。风能资源集中在东部山地和西部平原两大密集区。

太阳能。全省太阳能资源属于第三级即丰富区，年日照时数在2242～2842小时之间，平均太阳辐射量为1316千瓦时/平方米，太阳能资源总储量相当于750亿吨标准煤。

生物质能。我省是农业和林业大省，拥有耕地2.4亿亩、林地近4亿亩，正常年份农业和林业生物质可收集利用量约分别为9000万吨和960万吨。

地热能。全省地热资源较为丰富，以中低温地热为主，初步探明静态储量1800多亿立方米，主要分布在松辽盆地北部。

（二）发展基础

“十二五”以来，我省能源产业体系进一步完善，供给结构不断优化，清洁能源发展实现重大突破，有力支撑了国民经济平稳较快发展和人民生活水平持续提高。

1、能源消费平稳增长。在克服包括黑龙江在内的东北地区经济发展面临着一定困难的情况下，2015年，全省能源消费总量12126万吨标准煤，“十二五”期间年均增长1.7%。

全社会用电量869亿千瓦时，年均增长3.0%。全社会最大负荷达到1511万千瓦，年均增长4.5%。

2、清洁能源较快发展。截至2015年末，全省可再生能源发电装机容量671万千瓦，年均增长16.9%；年发电量126亿千瓦时，年均增长15.2%。其中，风电装机容量503万千瓦，年均增长21.3%；生物质发电装机容量65万千瓦，年均增长23.7%；光伏发电装机实现零的突破。2015年，全省天然气利用达到36亿立方米，年均增长3.7%。

3、节能环保成效显现。“十二五”期间，单位地区生产总值能耗比2010年降低18.9%，规模以上工业企业单位增加值能耗降低21%。加快淘汰煤炭落后产能，累计关闭小煤矿343处，淘汰落后产能1855万吨。实施煤电上大压小和节能改造，2015年煤电供电标准煤耗下降到329克/千瓦时，比2010年下降6.8%。优化电网建设和调度运行，综合网损率下降至7.1%，比2010年下降8.9%。实施煤电行业污染物总量控制和新标准提标改造，截止2015年底，煤电二氧化硫排放量减少13.2万吨，削减率54%；氮氧化物排放量减少13.6万吨，削减率38.4%。

4、能源资源加工扎实推进。石化、煤化产业加快发展，大庆石化乙烯改扩建、中蓝石化C4综合利用、鹤岗征楠煤化工有限公司年产100万吨干熄焦，中海石油华鹤公司年产30万吨合成氨、52万吨尿素等一批石油、煤炭精深加工项目建成投产。新增燃煤发电机组324万千瓦，煤电转化能力显著提高。

5、能源对外合作不断加强。“十二五”期间，在国家的总体布局下，对俄能源合作不断加强。中俄原油管道累计进口原油7799万吨，中俄东线天然气管道黑河过境段控制性工程和五大连池试验段开工建设。中俄联网黑河“背靠背”直流输电系统投入运行，完成购俄电140亿千瓦时。

6、能源科技水平明显提高。2015年，国有重点煤矿采掘机械化程度达到85.9%。超临界、超超临界、循环流化床等先进发电技术得到推广应用。具备AP1000和二代加改进型百万千瓦级核电机组主要设备制造能力，初步形成了谱系完整的燃气轮机产业体系，能源装备制造业的核心竞争力不断增强。

7、能源体制改革取得新进展。深化公共资源配置市场化改革，将矿业权、城市集中供热、光伏发电等纳入市场化配置范围，提高了资源配置效率。2013年我省开始启动电力直接交易工作，截至2015年底，参与电力直接交易的发电企业有15户，电力用户有16户，交易电量近9亿度。

专栏1 “十二五”时期能源发展主要指标

指标	单位	2010年	2015年	年均增速
一次能源生产总量	万吨标准煤	13266	10764	
其中：原煤	万吨	9707	6679	
石油	万吨	4005	3839	
天然气	亿立方米	30	36	
非化石能源	万吨标准煤	221	293	
电力装机容量	万千瓦	1965	2647	6.1%
其中：水电	万千瓦	94	102	1.5%
煤电	万千瓦	1657	1976	3.6%
风电	万千瓦	191	503	21.3%
太阳能	万千瓦		2	
生物质	万千瓦	22	65	23.7%
综合能源消费总量	万吨标准煤	11139	12126	1.7%
能源消费结构 其中：煤炭	%	68.4	69.3	〔0.9〕
石油	%	24.3	23.9	〔-0.4〕
天然气	%	3.6	3.9	〔0.3〕
非化石能源	%	2.2	3.1	〔0.9〕

注：1）2010年能源生产统计数据未衔接，与2015年不可比。
2）〔〕为五年累计值。
3）能源消费分项加和与总量的差额为电力调出和其它能源消费。

（三）存在问题

当前，我省能源供给“缺煤、减油、多电、少气”的格局尚未得到根本转变，能源发展的一些薄弱环节和不容忽视的问题迫切需要加以解决。

1、煤炭短缺局面长期存在。目前，煤炭仍是我省主体能源，近年来随着煤炭产量下降，我省煤炭自给能力不足，已成为煤炭净调入省份，每年需要从蒙东调入4000万吨左右煤炭，还需要从俄罗斯进口煤炭。“十三五”时期，我省煤炭淘汰落后产能与释放优质产能任务并存，煤矿安全生产与煤炭保障供给压力并存，煤矿接续能力不足，现代化矿井缺少，煤炭短缺局面难以有效缓解。

2、煤炭、石油资源接续紧张局面日益突出。现有大中型煤矿大部分井田境界内剩余资源储量面临枯竭，部分煤矿剩余服务年限已不足5年。煤炭资源勘探开发进展缓慢，可采出资源储量难以满足“煤头电尾”“煤头化尾”的煤源需求。

大庆油田储采比已经降到9以下，储采平衡系数一直在0.6左右，剩余经济可采储量3.6亿吨，原油产量已经从2015年开始战略性调减。

3、能源结构性矛盾仍然存在。“十三五”时期，国家把发展清洁低碳能源作为能源调结构的主攻方向，而随着城镇化步伐加快和城市集中供热比例不断提高，冬季取暖保民生用煤总量逐年增加，2015年我省煤炭消费比重高达69.3%，非化石能源消费比重只有3.4%左右，与国家提出到2020年非化石能源消费比重达到15%的目标还有较大差距。可再生能源发展受制于省内用电需求和东北电网消纳能力不足，迫切需要推动能源结构优化和清洁高效利用，加快绿色转型发展。

4、电网调峰能力不足。我省冬季供暖刚性需求大，热电机组占煤电装机比重达到68.4%，因缺少抽水蓄能和燃气发电机组等优质调峰电源，电网调峰问题十分突出，电网削峰填谷能力不足，难以适应可再生能源大规模并网消纳的要求，窝电与缺电并存，风电弃风问题时有发生。

5、电力体制改革有待深入。目前，我省售电侧市场竞争机制虽然初步建立，但发电企业与电力用户之间市场化交易有限，市场配置资源决定性作用没有得到充分发挥。电价形成机制不完善，还没有完全形成科学灵活的价格调节机制，企业用电成本较高。

（四）面临形势

“十三五”时期，是我省加快推进能源生产和消费革命，努力构建清洁低碳、安全高效的能源体系的关键时期，能源发展面临一系列新机遇和新挑战。

从国际形势看，“十三五”时期世界能源格局将发生重大调整，呈现能源供需宽松化、消费结构低碳化、生产利用智能化、供需格局多极化、国际竞争复杂化的新态势。能源低碳化进程进一步加快，天然气和非化石能源成为世界能源发展的主要方向。能源技术创新加速推进，以智能化为特征的能源生产消费模式开始涌现。

从国内形势看，我国经济进入新常态，绿色低碳成为能源发展的主旋律。能源结构优化步伐加快，煤炭消费比重进一步降低，非化石能源和天然气消费比重显著提高。国家大力推进能源生产和消费革命，能源发展动力加快转换，由主要依靠资源投入向创新驱动转变，分布式能源、智能电网、新能源汽车等新业态、新产业加快发展，能源生产利用方式发生前所未有的深刻变革。

从省内形势看，我省作为国家重要的老工业基地和能源基地，肩负着振兴发展和保障国家能源安全的重任，党的十九大精神和习近平总书记对我省两次重要讲话精神的全面贯彻、新发展理念的全面落实、新一轮振兴东北老工业基地战略的全面实施，为我省能源发展提供了引领和支撑。伴随国家建立健全绿色低碳循环发展的经济体系，我省清洁能源资源优势将得到充分释放，风电、光伏、生物质发电等将得到快速发展，也将推动煤炭绿色开采和清洁高效利用，我省能源结构将进一步优化。“一带一路”建设深入推进，对俄能源基础设施互联互通步伐加快，与俄罗斯远东地区能源合作领域将不断拓展。总体看，我省能源发展机遇大于挑战。

二、指导思想、基本原则与发展目标

（一）指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中、六中全会精神，全面贯彻党的十九大精神，全面贯彻习近平总书记对我省两次重要讲话精神，紧紧围绕“五位一体”总体布局和“四个全面”战略布局，牢固树立创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，以能源发展“四个革命、一个合作”战略思想为引领，以能源供给侧结构性改革为主线，以保障国家能源安全为重大责任，推进资源全面节约和循环利用，推动煤炭绿色开采和清洁高效利用，稳定油气供应，保障电力供给，积极发展清洁能源，以习近平总书记指明的“油头化尾”“煤头电尾”“煤头化尾”为抓手，推进能源资源精深加工，切实提高能源产业核心竞争力，努力构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，为决胜全面建成小康社会、奋力走出黑龙江全面振兴发展新路子提供坚实能源保障。

（二）基本原则

——坚持创新发展。把创新作为引领能源发展的第一动力，推动能源革命。加快技术创新、体制机制创新、商业模式创新，充分发挥市场配置资源的决定性作用，有序推进电力体制改革、油气体制改革，增强发展活力，促进能源持续健康发展。

——坚持协调发展。把节能贯穿于经济社会发展全过程和各领域，实施能源消费强度和消费总量双控，推进重点领域和关键环节节能，推动形成全社会节能型生产方式和消费模式。坚持效益优先，以智能高效为目标，加强能源系统统筹协调和集成优化，推动各类能源协同协调发展，大幅度提升系统效率。

——坚持绿色发展。把发展清洁低碳能源作为调整能源结构的主攻方向，大力推进煤炭清洁高效利用，积极开发利用风能、太阳能、生物质能、水能、地热能等可再生能源，着力提高非化石能源比重，大幅降低二氧化碳排放强度和污染物排放水平。

——坚持开放发展。充分利用“两种资源、两个市场”，结合“一带一路”建设，加快与俄罗斯远东地区能源基础设施互联互通，深化能源领域合作，拓宽我省能源供给来源，提高能源保障能力，推动能源装备“走出去”，全方位加强国际合作。

——坚持共享发展。按照全面建成小康社会的要求，加强能源基础设施和公共服务能力建设，提升产业支撑能力，提高能源普遍服务水平，切实保障和改善民生。坚持能源发展和脱贫攻坚有机结合，推进能源扶贫工程，重大能源工程优先支持革命老区、民族地区、边疆地区和集中连片贫困地区。

——坚持安全发展。树立底线思维、增强危机意识，以保障国家能源安全为重大责任，增强煤炭、电力、油气保障能力，加快淘汰煤炭、煤电落后产能，加快发展石油替代产业，加强煤制油气等战略技术储备，构建多元安全保障体系，保障国家能源安全。

（三）发展目标

——能源供给侧结构性改革取得积极进展。能源供给保障能力得到加强，到2020年，一次能源生产总量达到1.06亿吨标准煤。加大落后产能淘汰退出力度，煤炭产能保持在1.2亿吨/年左右，产量达到7000万吨；油气生产当量保持在4000万吨以上。电源结构进一步优化，非化石能源发电装机比重达到40%左右。

——能源消费结构得到优化。逐步降低煤炭消费比重，提高非化石能源和天然气消费比重，到2020年，能源消费总量控制在1.4亿吨标准煤左右。非化石能源消费比重达到6.5%以上，天然气消费提高到8%左右。

——电力体制改革取得新突破。完善电价形成机制，有序放开输配电价以外的竞争性环节电价，分电压等级核定输配电价。售电侧改革扎实推进，有序扩大市场化可交易电量规模，在2020年达到总发电量的20%。

——节能降碳取得实效。单位地区生产总值能耗比2015年下降15%，单位地区生产总值二氧化碳排放比2015年下降18%。全面实施煤电超低排放和节能改造，煤电机组平均供电煤耗下降到310克标准煤/千瓦时以内，电网综合线损率控制在6.85%。

——能源普遍服务水平显著提高。城乡配电网基础设施逐步完善，基本完成新一轮农村电网改造升级，农村电网供电可靠率达到99.8%，综合电压合格率达到97.9%，户均配变容量不低于2千伏安，贫困及偏远少数民族地区农村电网基本满足生产生活需要。

专栏 2 “十三五”时期能源发展主要目标

类别	指标	单位	2015 年	2020 年	年均增速	属性
能源生产	一次能源生产总量	万吨标准煤	10764	10600	-0.3%	预期性
	其中：原煤	万吨	6679	7000	0.9%	预期性
	石油	万吨	3839	2900	-5.5%	预期性
	天然气	亿立方米	36	50	6.8%	预期性
	非化石能源	万吨标准煤	403	1105	22.4%	预期性
能源消费	综合能源消费总量	万吨标准煤	12126	14000	2.9%	预期性
	其中：煤炭	万吨	13433	14100	1.0%	预期性
	石油	万吨	2032	2300	2.5%	预期性
	天然气	亿立方米	36	90	20.1%	预期性
	非化石能源	万吨标准煤	381	1059	22.7%	约束性
	全社会用电量	亿千瓦时	869	960—1030	2.0%—3.5%	预期性
能源效率	煤电机组平均供电煤耗	克标准煤/千瓦时	329	<310		约束性
	电网综合线损率	%	7.1	<6.85		预期性
电力发展	电力装机容量	万千瓦	2647	4364	10.5%	预期性
	其中：水电	万千瓦	102	120	3.4%	预期性
	煤电	万千瓦	1976	2579	5.5%	预期性
	风电	万千瓦	503	900	12.3%	预期性
	太阳能	万千瓦	2	600	210.8%	预期性
	生物质	万千瓦	65	165	20.6%	预期性
	发电量	亿千瓦时	895	1168	5.5%	预期性
	其中：水电	亿千瓦时	19	26	6.7%	预期性
	煤电	亿千瓦时	769	812	1.1%	预期性
	风电	亿千瓦时	72	153	16.3%	预期性
	太阳能发电	亿千瓦时	0.2	78	227.8%	预期性
	生物质发电	亿千瓦时	34	99	23.7%	预期性
去产能	电力	万千瓦	---	80		预期性
	煤炭	万吨/年	---	2282		预期性
能源环保	单位 GDP 能耗降低	%	[18.9]	---	[15]	约束性
	单位GDP 二氧化碳排放降低	%	[19.3]	---	[18]	约束性

注：1）[] 为五年累计值。
2）煤炭生产、消费综合折算系数分别取 0.6727 和 0.6301 千克标准煤/千克（受煤质影响，取近年均值）；石油折算系数 1.4286 千克标准煤/千克；天然气折算系数 1.3300 千克标准煤/立方米；电力折算系数 0.3100 千克标准煤/千瓦时（当年煤电煤耗）。
3）非化石能源生产、消费量中含生物质发电规模。
4）2020 年非化石能源消费量中含生物质、地热等非电利用规模。
5）能源消费分项加和与总量的差额为电力调出和其它能源消费。
6）预测能源消费总量时取整至百位。

三、主要任务

（一）夯实能源供应基础

深化能源供给侧结构性改革，推进去产能、调结构、补短板，推动煤炭、油气等化石能源清洁高效开发，积极发展风能、太阳能、生物质能等非化石能源，加强电网、油气管网建设，促进能源产业集约高效、绿色低碳发展，夯实我省能源供应基础。

1、安全集约开发煤炭资源

加强煤炭资源勘探勘查。以双鸭山—虎林、七台河、鸡西、鹤岗四大煤炭开采区深部及外围区域为重点，加快工作节奏，加大勘查力度，及早满足煤炭资源开发前期工作需要。

到2020年，全省新增煤炭资源储量20亿吨。

加快煤炭结构优化升级。坚持坚决淘汰落后产能，积极发展先进产能，推进企业兼并重组改造，实现煤炭行业扭亏脱困升级和健康发展。到2020年，引导退出煤矿40处、退出产能2282万吨，其中，龙煤集团退出产能1769万吨；地方退出产能513万吨。按照淘汰关闭一批、整合改造一批、减量重组一批的原则，运用法制化和市场化手段以及安全、环保、技术、质量等标准，加快淘汰落后产能。支持龙煤集团等优势企业兼并重组，提高产业集中度。利用国家产能减量置换政策，加快新建矿井建设。以提高质量和效益为核心，发展工艺先进、生产效率高、资源利用率高、安全保障能力强、环境保护水平高、单位产品能源消耗低的先进产能，保障煤炭长期稳定供应。因地制宜推广充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采、矸石不升井等绿色开采技术。推广岩巷快速掘进、高效充填开采、智能工作面综采、薄煤层开采等先进技术装备，提升煤矿机械化、信息化、智能化水平。到2020年，全省煤炭产能稳定在1.2亿吨左右，煤炭产量0.7亿吨左右；大型煤矿采掘机械化程度达到95%以上，中型煤矿达到85%以上，小型煤矿达到75%以上。

专栏3　重点煤矿建设项目

类别	重点项目
加快建设类（1835万吨/年）	龙煤鸡西荣华立井、龙煤鹤岗乌山煤矿、中煤哈尔滨依兰第三煤矿、中海油鹤岗新华煤矿、神华国能宝清朝阳露天煤矿、宝清双柳煤矿、黑河宝发煤矿等
规划建设类（940万吨/年）	龙煤鸡西合作立井、龙煤鸡西邱家煤矿、龙煤双鸭山东荣三矿扩建、龙煤七台河七峰煤矿一井，宝泰隆七台河马场一矿、二矿、三矿，双鸭山东辉煤矿、集贤顺发煤矿等

提升煤矿安全保障能力。坚守发展绝不能以牺牲安全为代价这条不可逾越的红线，坚持党政同责、一岗双责、齐抓共管、失职追责，完善煤矿安全生产责任体系，强化生产过程管理。加大煤矿安全基础和技术改造投入，利用物联网、大数据等技术，推进煤矿安全监控系统升级改造，强化煤矿隐蔽致灾因素普查，完善瓦斯综合治理体系，推进瓦斯、冲击地压等重大灾害防治示范矿井建设，加强矿井防治水工作，全面推进灾害预防和综合治理。推进风险分级管控、隐患排查治理、安全质量标准化“三位一体”安全生产标准化体系建设，深化煤矿“打非治违”和重点灾害专项治理，有效防范重特大事故发生。到2020年，煤矿百万吨死亡率控制在0.5以下，其中大型煤矿0.2以下、中型煤矿0.5以下、小型煤矿1.2以下。加强煤矿职业病危害防治体系建设，提高职业病危害基础防控能力。

2、清洁高效发展煤电

以“煤头电尾”为抓手，优化电源区域布局，在煤炭资源富集地区规划建设现代化大型清洁高效坑口电站。支持龙煤集团等大型煤炭企业与大型电力企业集团开展煤电联营合作。以热定电，科学有序推进民生供热，优先发展背压式热电联产机组，支持工业园区建设公用热电联产项目。积极推进煤电行业供给侧结构性改革，认真落实国家防范煤电产能潜在过剩风险要求，合理控制煤电项目建设、投产节奏，促进煤电高效清洁发展。提高煤电准入标准，加快淘汰落后产能，力争关停落后机组80万千瓦以上。到2020年，全省煤电总装机规模达到2579万千瓦。

专栏 4　煤电建设目标和重点

类别	目标	建设重点及布局
煤电	全省煤电装机达到2579万千瓦。	推进华电富拉尔基热电厂扩建1×35万千瓦、华电哈热六期扩建1×35万千瓦、大唐绥化热电厂2×35万千瓦、神华国能宝清电厂2×60万千瓦等项目建成投产；新开工龙煤鹤岗低热值煤“上大压小”热电联产工程2×35万千瓦、龙煤双鸭山低热值煤热电联产工程1×35万千瓦、龙煤七台河铁东煤矸石新建工程2×35万千瓦等项目；储备神华国能宝清2×100万千瓦项目

3、积极发展可再生能源

风电。风力发电重点布局向我省西部地区转移，利用西部地区盐碱地、沙化地等未利用地丰富优势和电力消纳能力较强优势，优先开发、集中打造大型风电基地。在加强生态保护前提下，有序开发东部等其他地区风力资源。因地制宜提高风能利用效率，积极开展分散式风电试点示范。到2020年，全省风电装机容量达到900万千瓦。

太阳能发电。大型太阳能电站重点布局在我省中西部盐碱地等未利用土地和东部四煤城采煤沉陷区，集中打造齐齐哈尔、大庆、绥化和东部四煤城大型光伏发电基地；大力推进光伏精准扶贫，在重点贫困地区推进建设一批村级光伏扶贫电站；鼓励利用大型公共建筑及公用设施、工业园区等屋顶建设分布式光伏发电。到2020年，全省太阳能发电容量达到600万千瓦。

生物质能发电。统筹规划、合理布局生物质发电项目。在哈尔滨、齐齐哈尔、佳木斯、大庆等中心城市周边地区，鸡西、双鸭山、鹤岗、绥化、抚远及农垦等粮食主产区，规划布局一批以秸秆和粮食加工剩余物为原料的生物质直燃发电项目；在牡丹江、黑河、伊春等林区，建设一批以林下剩余物、废弃菌袋等为主的生物质直燃发电项目。加快燃煤与生物质耦合发电关键技术研发，选择有条件的燃煤电厂进行秸秆掺烧改造试点，降低电厂煤耗，减少生物质直接焚烧污染。开展生物质气化发电、沼气发电试点示范。到2020年，全省生物质发电装机容量达到165万千瓦，年消耗各类生物质资源1300万吨。

水电。在做好生态环境保护和移民安置的前提下，以内河资源为主，按照流域规划，兼顾经济和社会效益，坚持梯级、有序、滚动开发，重点加快牡丹江干流莲花水电站以下江段、汤旺河干流、海浪河干流等流域水电开发建设。加快推进荒沟抽水蓄能电站建设，开工建设尚志、五常抽水蓄能电站，完成依兰抽水蓄能电站前期工作，提前开展其它优质站址资源的前期工作。到2020年，全省常规水电装机达到120万千瓦。

专栏 5　可再生能源建设目标和重点

类别	目标	建设重点及布局
风电	全省风电装机容量达到900万千瓦。	在西部平原地区打造大型风电基地；有序开发其它地区风能资源和分散小型区域风电场。
太阳能发电	全省太阳能发电装机容量达到600万千瓦。	在大庆、齐齐哈尔和煤炭城市打造百万千瓦级大型光伏发电基地；鼓励利用工业园区、大型工矿企业厂房等建筑屋顶发展以用户侧消纳为主的分布式光伏电站；大力开展光伏精准扶贫。
生物质发电	全省生物质发电装机容量达到165万千瓦。	在秸秆富集地区和哈尔滨等中心城市周边地区，鼓励建设秸秆、稻壳直燃发电项目；鼓励林区利用林下剩余物、废弃菌袋建设生物质直燃发电项目。
水电	全省水电装机容量达到120万千瓦。	推进松花江、牡丹江莲花下游河段、汤旺河等水系梯级开发，加快农村小水电建设。

4、稳定油气开发

大力实施精细勘探、效益勘探和战略勘探，开展非常规资源勘探配套技术研究与应用，努力提高规模效益储量。实施原油精准开发，加大外围油田难采储量有效动用力度，减缓大庆油田产量下降速度。实施“以气补油”战略，加快深层气勘探，推进天然气增储上产。在鸡西、鹤岗和哈尔滨依兰布局建设煤制气、焦炉煤气综合利用、煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用等项目，建设煤基天然气和非常规天然气供应基地。同时依托“两种资源、两个市场”，加快海外油气田合作开发步伐。继续加大复杂区块油气开采技术攻关，大力推广采油系统优化配置、注水系统优化运行、油气密闭集输、油田伴生气和凝析油回收利用及三次采油等技术。到2020年，油气产量当量保持在4000万吨以上，其中国内原油产量2900万吨，天然气产量50亿立方米。

5、推进煤炭、石油资源精深加工

以“煤头化尾”为抓手，“量力而行、量水而行、量环境承载能力而行”，以鸡西、鹤岗、双鸭山、七台河四煤城资源为依托，以现有煤化工园区为载体，建设煤制烯烃等大型现代煤化工项目。加强与神华集团、中海油集团等大型央企合作，推进双鸭山煤制油、煤制烯烃等大型煤化工项目谋划工作，鹤岗市谋划建设大型现代煤化工项目，发挥中海油华鹤公司示范作用，打造现代煤化工示范园区。推动焦化等煤化工企业延伸产业链条，发展煤焦油深加工等项目，推动煤城发展转型。以“油头化尾”为抓手，强化炼油、乙烯、芳烃项目联合布局，增强基础化工原料的供应能力。落实与中石油框架协议，推进大庆石化结构调整升级改造项目，争取中石油启动大庆炼化扩能提升工程和千万吨俄油及百万吨芳烃炼化一体化项目前期工作。推进石化重点产业园区建设，发展石化延伸加工和精深加工，发展乙烯深加工、聚烯烃生产和深加工、C4/C5/C9深加工、重油深加工等产业链，打造大庆石化产业基地，推动油城发展转型。

6、建设坚强智能电网

建成齐南至兴安500千伏向扎鲁特汇集电力通道，谋划以哈尔滨为起点的特高压外送通道。构建以中西部负荷为中心的东、西部500千伏电网环网结构。继续优化220千伏电网结构，除大兴安岭和伊春地区，其他11个地区均将形成以1座或多座500千伏变电站为中心的220千伏网架，满足负荷增长和电源送出需求。加快城市配电网建设改造，提高供电可靠性。加大农网改造升级力度，着力满足农村生产生活日益增长的用电需求，提升供电质量。适应新能源、分布式电源和多元化负荷发展需要，提高电网智能化水平，提升能源利用率。推进分布式能源网络、新能源微电网建设。在具备条件的地区，推动建设以用户端自发自用为主的分布式能源网络。在哈尔滨及其他新能源汽车应用城市，建设充换电站、天然气加注站及配套服务系统。

专栏6 电网建设重点项目

等级	实现目标	项目性质	重点项目
500千伏	新增变电站4座，新增变电容量975万千伏安，新建线路1876公里	电源送出	神华国能宝清电厂、牡丹江荒沟抽水蓄能电站500千伏送出项目，谋划神华国能宝清电厂二期送出工程
		提高供电能力	500千伏安北变电站新建项目以及兴福、林海、松北500千伏变电站和黑河换流站主变扩建项目
		电网结构优化	鹤岗—群林、集贤—庆云、冯屯—齐南—庆南—五家、岭东—冯屯、齐南—兴安、方正—永源第三回等6个500千伏输变电项目，谋划哈尔滨东1000千伏特高压站500千伏配套工程
220千伏	新增变电站26座（含开关站17座），新增变电容量663万千伏安，新建线路3687公里	电源送出	大唐绥化热电厂、鑫玛大兴安岭热电厂、龙煤鹤岗低热值煤“上大压小”热电联产工程、龙煤双鸭山低热值煤“上大压小”热电联产工程、小莲花水电站、大庆龙凤热电厂“上大压小”工程6个电源配套送出项目
		电网结构优化	鸡西、五家、庆南、齐南、安北500千伏变电站220千伏送出等14个项目
		提高供电能力	望奎、绥棱、临空、饶北等4个220千伏变电站新建项目以及城乡、鹤南、嫩东、拉东等29个220千伏主变扩建项目
		电铁配套	建设滨州铁路电气化、哈牡既有线改造、哈佳铁路、哈牡客运专线、哈佳既有线改造、牡佳铁路电气化配套供电工程46个项目

注：220千伏含“十二五”期间开工未投产项目

7、加快建设油气管网

推进中俄原油管道二线工程和中俄东线天然气管道北段项目（黑河—长岭）建设，加快建设向省内东部延伸的干线管网，实现哈、大、齐、牡、佳等省级干线管网互联互通。布局建设主要城市间天然气干支线管网，到2020年，省级输气干支线管网建设规模力争达到1000公里。谋划建设成品油外输管道。

（二）引导能源绿色低碳利用

转变能源消费理念，合理控制能源消费总量和消费强度，推进生产生活用能绿色低碳化，不断优化能源结构，提高能源使用效率。

1、推动煤炭清洁高效利用。控制煤炭消费总量，力争到2020年占一次能源消费比重比2015年下降1.5个百分点。

大力发展煤炭洗选加工，鼓励大中型煤矿配套建设选煤厂，小型煤矿集中矿区建设群矿选煤厂，加快现有煤矿选煤设施升级改造，到2020年原煤入洗率达到80%以上。积极推广煤炭提质和分质分级、洁净型煤和高浓度水煤浆技术，提高煤炭利用效率。积极推进煤矿安全绿色开采，提高矿井水达标排放率和复用率，扩大煤矸石井下充填、复垦和筑路利用量，加大煤层气（煤矿瓦斯）开发利用力度。到2020年瓦斯抽采率达到60%，利用率达到35%，煤矸石的综合利用率提高到80%，矿井水利用率提高到75%。全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造，现役燃煤发电机组平均供电煤耗均低于每千瓦时310克标准煤，30万千瓦及以上燃煤发电机组二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度均达到超低排放标准；新建燃煤发电项目平均供电煤耗低于每千瓦时300克标准煤，达到超低排放水平。实施低质燃煤锅炉改造工程。积极实施散煤治理，城市区域重点推进集中供热和天然气等清洁能源利用,基本实现散煤归零。全省地级及以上城市主城区全部淘汰10蒸吨及以下燃煤锅炉。城市无煤区范围逐步由城市建成区扩展到近郊，控制城市煤炭分散使用。

2、加快天然气推广利用。加强天然气气源保障，完善管网、储气调峰设施，加快天然气在城镇燃气、工业燃料、交通运输、天然气发电及天然气分布式能源等领域的推广利用。积极探索在哈尔滨、大庆等地区适度布局天然气调峰发电或热电联产示范项目。在管道干支线覆盖的哈尔滨、大庆、齐齐哈尔等经济发达地区，鼓励产业集聚区、产业园区、旅游集中服务区、生态园区和城市综合体等企业，建设天然气分布式能源示范项目。加强对俄罗斯天然气的利用。

3、推进煤电机组灵活性改造。加快推进大唐哈尔滨第一热电厂1、2号机组、华能伊春热电公司1、2号机组、国电哈尔滨热电公司1、2号机组灵活性改造试点，有序推进热电机组储热改造和纯凝机组灵活性改造试点示范和推广应用，提升煤电机组运行灵活性，提高系统调峰能力和新能源消纳能力。“十三五”期间，实施煤电机组灵活性改造391万千瓦以上。

4、促进清洁能源消纳利用。强化电力调度与运行安排，积极拓展风电、光伏等清洁能源送出和消纳途径，加快调峰电源建设，完善优化水电调度，推动清洁能源综合利用。鼓励清洁能源企业积极参与跨省区能源交易和大用户直供，建设就近消纳试点示范项目。加强配套储能设施建设，开展应用储能技术消纳示范，促进风电、光伏等清洁能源消纳。

5、推动建筑节能和清洁采暖。提高建筑节能标准，加快绿色建筑建设和既有建筑改造，大力发展绿色建材，扩大绿色建筑、超低能耗建筑面积。坚持企业主体、政府推动、居民可承受，宜气则气、宜电则电，因地制宜探索电采暖、燃气采暖、分散采暖“煤改电”、地热能利用等新型供热方式，提高冬季清洁取暖比重。积极推进哈尔滨市清洁采暖试点工作。到2020年，城镇新建建筑中绿色建筑比例达到20%。

6、积极发展绿色交通。以新能源公交车应用为重点，在公交、出租、环卫、邮政、公安、物流等领域扩大新能源汽车应用比例，到2020年，全省新增及更换的公交车中新能源汽车比重达到35%以上。同步建设充电基础设施，有效满足新能源汽车充电需求。

（三）推动能源技术创新

深入实施创新驱动发展战略，推动“大众创业、万众创新”，推进重点领域核心技术攻关，积极推动能源技术创新和产品创新，加快能源装备制造业产业化进程。

1、加快先进能源技术研发创新。依托703研究所、哈电集团、哈工大、哈工程、黑龙江科技大学等科研院所，加强技术攻关，力争在煤炭绿色智能采掘、煤层气抽采、超超临界燃煤发电、核电装备、光伏逆变器及系统集成、高寒地区储能供热技术、燃料电池等领域核心技术取得重大突破，实现推广应用一批、示范试验一批、集中攻关一批。

2、做强高端能源装备制造业。以哈尔滨、齐齐哈尔、大庆、佳木斯、牡丹江为重点，大力推动技术创新、产品创新，加快发展高端能源装备制造业。做优煤电、水电、电动机等传统产业，加快发展超超临界超净排放煤电机组、超临界循环流化床锅炉、高水分褐煤取水煤电机组、超超临界空冷汽轮机、超大容量水轮发电机组、高水头大容量大型抽水蓄能机组，推进智能电网用输变电及用户端设备开发，打造世界级电站设备生产集团。推进中船重工中小型燃气轮机产业园、哈汽轮机重型燃气轮机关键部件研制重点实验室等项目建设，打造燃气轮机产业基地。提升核电关键核岛设备、常规岛设备生产水平，研发生产堆内构件、驱动机构等相关设备，形成省内提供整套核电设备能力，建成世界知名核电装备制造基地。发展大功率风电发电设备、海洋风力发电设备及风电轴承、风电变速箱等配套装备制造，提高风电装备本地化配套水平。

（四）深化能源体制改革

落实国家能源体制改革总体部署，推进能源市场化改革和能源管理体制改革，充分激发能源发展活力，提高能源配置效率。

1、加快电力体制改革。按“准许成本加合理收益”原则，核定输配电价，实现输配电价与发售电价分离。完善电价形成机制，逐步实现公益性以外的发售电价格由市场形成，努力降低企业用电成本。有序放开除公益性调节性以外的发用电计划，扩大市场化可交易电量规模，力争在2020年达到总发电量的20%。稳步推进售电侧改革，培育多元售电主体，通过试点示范，逐步向符合条件的市场主体放开增量配电业务，鼓励以混合所有制方式发展增量配电业务。全面放开用户侧分布式电力市场，实现电网公平接入，促进分布式能源发展。认真落实可再生能源发电保障性收购制度，支持新能源、可再生能源、节能降耗和资源综合利用机组上网。按照国家要求，“十三五”期间取消农电代管体制。

2、推进能源价格改革。按照国家统一部署，放开电力、石油、天然气等领域竞争性环节价格，规范电力、油气输配环节政府定价，完善峰谷分时电价、两部制电价，完善调峰、调频、备用等辅助服务价格制度。完善居民用电、用气阶梯价格制度，以及差别化电价和超限额能耗惩罚性电价制度。

3、深化能源市场化改革。按照市场化改革的方向，打破垄断，促进竞争，鼓励和引导民间资本有序参与能源领域投资运营。充分发挥市场配置资源的决定性作用，推进能源资源配置市场化改革，进一步完善风电、光伏发电、生物质发电、城市集中供热市场化公开招标优选投资主体办法，探索开展抽水蓄能、地热能、配电网开发权招投标试点，创造公开公平公正的投资环境，调动社会资本参与能源项目建设的积极性。大力创新投融资方式，积极推广政府和社会资本合作（PPP）模式，引导能源与金融融合发展。

（五）加强对俄能源合作

深入推进“一带一路”建设，加快对俄能源基础设施互联互通，深化与俄罗斯能源领域合作，扩大能源引进规模，参与境外能源开发、服务和贸易，加快建设我国重要的对俄能源合作基地，提升我省在中俄能源合作中的战略地位。

1、稳步发展对俄油气合作。协助中石油集团落实中俄政府间协议，确保中俄原油管道稳定供油，支持中俄铁路原油贸易。支持我省企业在俄境内开展油气资源开发合作，重点加强油气勘探、开采、设备制造、深加工等方面的上下游一体化合作。

2、加强对俄煤炭领域合作。鼓励企业开发俄罗斯煤炭资

源。进一步扩大和加强与俄罗斯在煤炭领域的合作，采用股权投资、合作开发等方式，稳固煤炭权益产量，建立俄罗斯煤炭供应基地，积极参与煤炭资源勘探开发、上下游一体化等项目建设。强化煤炭进口的定价主导权，扩大进口具有质量优势和价格优势的炼焦烟煤、褐煤。完善口岸基础设施和通关能力建设，增加进口俄罗斯煤炭的边境口岸数量。

3、扩大对俄电力合作。积极扩大同俄罗斯远东和西伯利

亚地区的电力合作，推动落实《中华人民共和国东北地区与俄罗斯联邦远东及西伯利亚地区合作重点项目目录》中电力合作项目的第二、第三阶段方案的经济技术可行性论证，商定实施原则。鼓励省内企业以多种方式参与俄境内电站、输电线路建设，为扩大进口俄电规模提供电源支撑。

（六）实现能源发展惠民利民

加快完善城乡能源基础设施，提高能源普遍服务水平，保障城乡居民生产生活用电、用气、用热需求，实现全民共享能源福利。

1、实施新一轮农村电网改造升级工程。规划总投资约147亿元，全面提升农村生产生活供电能力和质量。完成3165个小城镇中心村电网改造升级、138397个农村机井通电、527个村通动力电和电力扶贫任务。到2020年，全省所有小城镇中心村电力具有辐射和带动能力，实现农村机井通电全覆盖和村村通动力电目标，全面完成贫困县电网改造升级任务，满足所有具备条件的光伏扶贫项目接网需求。

2、加强城市配电网建设。以满足用电需求、提高供电质量为核心，以服务重点产业园区、新型城镇化发展、老工矿企业改造为重点，逐步解决配电网薄弱环节。到2020年，基本建成结构合理、技术先进、安全可靠、智能高效的现代城市配电网，满足区域经济社会发展需求。

3、推动城乡能源一体化建设。统筹城乡能源发展，以能源公共服务均等化为导向，结合城镇化进程和新农村建设，加快现代能源供应网络、技术和服务体系向农村延伸，逐步打造城乡能源一体化供应体系。加强农村液化气供应站、加油站、型煤加工点以及生物质燃气站和管网等能源基础设施建设，建立各类能源设施维修和技术服务站，培育农村能源专业化经营服务企业和人才，加快提高向农户供应常规能源和提供能源普遍服务的能力，满足日益增长的农村生产生活用能需要。

4、积极推进光伏扶贫。按照国家光伏扶贫工作部署，结合各地资源条件，因地制宜通过建设户用光伏扶贫系统、村级光伏扶贫电站方式实现精准扶贫，重点解决一批建档立卡贫困户长期稳定脱贫。

四、环境影响评价

能源规划和项目建设必须高度重视环境问题，坚持保护和发展并重，按照创新、协调、绿色、开放、共享发展理念和建设生态省的要求，突出生态系统保护与恢复，在生态环境承载空间内开发能源项目。

（一）能源开发对环境的影响

我省能源项目建设对生态环境的影响主要为：一是土地的占用和扰动，使原有地表植被和土地功能发生变化。二是污染物废弃物排放对环境污染。污染物废弃物排放主要包括废水和废气。其中废水污染主要指标为废水排放量、化学需氧量排放量、氨氮排放量等；废气污染指标主要为二氧化硫排放量、氮氧化物排放量等。三是煤炭开发的煤矸石、煤矿瓦斯和矿井水排放，油气开采对地下水的污染。四是风能开发、电网项目产生的噪声和电磁干扰。

（二）预防和减轻环境影响的措施

严格执行环境保护相关法规和建设项目环境影响评价制度，开展能源项目建设的环境影响评价工作，加强能源建设和生产运营的环境监测。严格落实相关能源环境治理措施，开展污染治理和生态环境修复，预防和减轻能源开发使用对环境的影响。到2020年，全省化学需氧量、氨氮、二氧化硫、氮氧化物排放总量分别控制在130万吨、8万吨、40万吨、57万吨以内，比2015年分别下降6%、7%、11%和11%。

加大污染治理力度。改革环境治理基础制度，建立覆盖所有固定污染源的企业排放许可制。严格执行国家有关规定，按标准控制使用劣质煤，推进煤炭高效清洁利用。严格控制燃煤电厂污染物排放，新建煤电机组必须同步安装运行高效除尘、脱硫、脱硝设施。加快现役电厂烟气除尘、脱硫、脱硝设施改造，提高污染物脱除效率。开展二氧化碳捕捉封存研究，积极支持油田二氧化碳驱油规模化应用与埋存关键技术研究。加强煤炭生产运输管理，减少煤尘污染。加快能源企业污水处理设施建设，推动城市中水回用工程建设，实施清洁生产。石化生产、存贮、销售企业和工业园区、矿山开采区等区域进行必要的防渗处理。采取有效措施降低电网电磁辐射、风电运行噪声等区域环境影响。加强风电、光伏发电等新能源项目用地管理，鼓励利用未利用地建设。

积极开展生态环境修复。大力开发和利用煤矸石、煤层气等伴生资源，采取有效措施缓解煤矿地下水渗透和地表沉陷，做好土地复垦和水土流失治理。大力推广油田伴生气回收利用技术，采用清洁生产工艺，提高节水水平，促进废水循环使用和综合利用。加强石油天然气管网建设运营的环境保护，减少耕地占用，采取水土保持措施，做好地形地貌恢复，逐步形成与生产同步的生态恢复建设机制。加强水电开发生态和环境保护工作，统筹流域综合开发，减少水库淹没损失。

五、保障措施

（一）加强规划引领。建立以黑龙江省能源发展“十三五”规划为统领，电力、煤炭、天然气、可再生能源、石油等专项规划为支撑的能源规划体系。各地、各部门要分解落实好本规划涉及本地区、本领域的各项目标任务，对规划确定的约束性指标以及重大政策、重点改革任务、重大工程和项目，要落实责任主体，确保如期完成。

（二）完善支持政策。争取提高农村电网改造升级中央预算内资本金比例，继续争取中央预算内资金支持煤矿安全改造等项目建设。落实好现有风电、太阳能发电、生物质发电等可再生能源发展扶持政策、新能源汽车推广使用支持政策。支持金融机构按照风险可控、商业可持续原则加大能源项目建设融资，鼓励风险投资以多种方式参与能源项目。

（三）推进项目建设。深入推动行政审批制度改革，简化审批程序，实行多部门并联审批，提高审批速度。落实重点项目分级管理和目标责任制，加强项目动态管理。提升项目建设的全过程、精细化、标准化管理水平，严格项目建设程序，规范招投标管理，强化安全质量监管。严格执行建设项目水资源论证制度。加大项目建设的土地、水、环境容量等要素保障力度，及时协调解决征地拆迁、移民安置、政策处理等难点问题。加强能源项目库建设，实现重大项目滚动实施、有效接续。

（四）强化安全保障。牢固树立能源安全意识，切实落实能源安全责任，建立问责机制，确保能源安全。加强能源供应管理，健全各类能源供应协调机制，确保供应安全。完善能源信息发布制度，加强能源预测、预警，加强对煤炭、油气等重要能源产品供应情况的动态跟踪监控，及时发现问题并予协调解决。强化安全红线意识，按照“管行业必须管安全，管业务必须管安全、管生产经营必须管安全”和“谁主管、谁负责”的要求，严格落实安全生产监管责任，督促能源企业落实安全生产主体责任，强化安全措施，确保电力生产、输送、调度、消费安全，确保煤炭石油天然

气生产加工、运输、管道、消费利用安全。

（五）加强规划动态管理。建立能源规划动态评估机制，开展规划实施情况动态监测和评估，必要时按规定程序进行调整。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/119348.html