

浙江省人民政府办公厅文件

浙政办发〔2022〕29号

浙江省人民政府办公厅关于 印发浙江省能源发展“十四五”规划的通知

各市、县(市、区)人民政府,省政府直属各单位:

《浙江省能源发展“十四五”规划》已经省政府同意,现印发给你们,请结合实际认真贯彻落实。

浙江省人民政府办公厅

2022年5月7日

(此件公开发布)

浙江省能源发展“十四五”规划

为更好推动“十四五”时期能源高质量发展和高水平安全保供,根据国家《“十四五”现代能源体系规划》《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》,编制本规划。规划期限为2021—2025年。

一、发展基础与形势

(一) 主要成绩。

1. 能源保障能力持续增强。2020年,全省能源消费总量2.47亿吨标准煤,其中煤炭消费1.31亿吨、石油及制品消费3900万吨、天然气消费143亿立方米、全社会用电量4830亿千瓦时。“十三五”期间,全省境内电力装机容量增长23.5%,基本形成东西互供、南北互通的电网主网架。液化天然气(LNG)接收能力增长200%,累计建成天然气管道增长98.6%,形成“八气源、网络化、县县通”的发展格局;全省原油一次生产加工能力增长64.5%,石油储备设施规模增长90%,成品油总库容增长101%,成品油长输管道总长增长53.1%,成品油主线“两纵两横”网络基本成型。

2. 清洁化水平明显提升。“十三五”期间,全省煤炭消费占比从52.4%降至40.1%,天然气消费占比从4.9%提高至7.4%,非化石能源消费占比从16%提高至18.3%。清洁能源发电装机

5280 万千瓦、占比 52.1%，提高 11.8 个百分点，其中光伏装机 1517 万千瓦、是 2015 年的 6.9 倍。全省电能占终端能源消费比重达 36.1%，高于全国平均水平 9.1 个百分点。全省大型燃煤机组和地方燃煤热电机组超低排放改造全部完成，燃煤锅（窑）炉淘汰改造超额完成。全省城镇绿色建筑面积占新建建筑面积比例达 96%，清洁能源化公交车、出租车使用比例达 80%。

3. 能源利用效率稳步提高。2020 年，单位 GDP 能耗为 0.41 吨标准煤/万元（按 2015 年价格，下同），完成国家考核任务。单位 GDP 电耗为 808 千瓦时/万元，较 2015 年下降 6.7%。电网综合线损率为 3.71%，低于全国平均水平 1.91 个百分点。全省重点监测的 36 项主要耗能产品中，炼油、火电（热电）、钢铁、水泥、玻璃纤维等单位能耗水平国内领先。

4. 重大项目建设有序推进。“十三五”期间，建成投产三门核电一期、仙居抽水蓄能电站、舟山普陀 6#海上风电、宁东至浙江 ±800 千伏特高压直流输电、甬台温成品油管道、舟山新奥 LNG 接收站一期、浙江 LNG 接收站二期等工程。开工建设三澳核电一期，长龙山、宁海、缙云、衢江、磐安抽水蓄能电站和乐清电厂三期等项目。累计完成重大能源项目投资 3660 亿元。

5. 技术和装备产业较快发展。“十三五”期间，燃煤机组污染物超低排放关键技术获得国家技术发明奖一等奖；建成全球首台应用 AP1000 三代核电技术的核电站。跨海输变电联网技术取得重大突破，舟山 500 千伏联网输变电工程海底电缆设计、研发、制

造达到世界领先水平。形成完整的光伏装备制造产业链,技术和产量均全国领先。多个地区形成一定规模的氢能产业集群。潮流能发电利用取得突破。

6. 能源改革创新走在前列。“十三五”期间,电力体制改革稳步推进,率先启动电力现货市场交易,开展现货市场试运行,开放售电市场交易,稳步推进增量配电网改革试点。推进省级天然气体制改革,以上下游直接交易暨管网代输改革为突破口,加快推进管销分离、管网设施公平开放。能源资源市场化改革全国领先,率先开展用能权有偿使用和交易试点。全面推行区域能评改革。积极推进石油领域改革,首创保税燃料油跨港区供应模式,与上海期货交易所合作探索“期现结合”模式,积极探索综合供能服务站建设运营体制。

7. 能源惠民利民成效显著。“十三五”期间,累计 10 次降低一般工商业电价,3 次降低大工业电价;2020 年全省电力用户实际最终到户平均电价为 0.6590 元/千瓦时,较 2015 年下降 11.8%。通过输配气价改革等措施,合理确定配气价格,累计降低企业用气成本 48 亿元以上。燃煤机组超低排放改造、淘汰改造燃煤小锅(窑)炉、充电桩建设、百万屋顶光伏、综合供能服务站等能源相关工作连续 4 年列入省政府十方面民生实事工程。累计完成淘汰改造 35 蒸吨/小时以下燃煤锅(窑)炉 46249 台;累计建成集中式充换电站 2887 座、公用充电桩 4 万个以上,家庭屋顶光伏 185.8 万千瓦、安装 50 万户以上,综合供能服务站 704 座。

同时也清醒地看到：现有能源设施水平和供应能力还不能充分满足人民群众日益增长的优质能源需求，部分区域、部分时段的电力、天然气等供应保障压力较大；原有能源体制机制障碍还未有效打破，新模式、新业态、新技术推广和应用不快；能源发展与生态环境保护、经济高质量发展的要求还不完全匹配，以能耗“双控”和清洁低碳发展倒逼产业转型的效果不明显。

（二）面临形势。

1. 面临能源安全保供的新挑战。立足我省能源资源禀赋，着眼长远，发展核电和可再生能源是关键，扩大天然气利用是过渡选择。由于风电、光伏项目落地难，核电建设周期长且存在邻避效应，新型电力系统尚未建立等原因，特别是加上俄乌危机冲击，“十四五”期间，可再生能源和核电难以成为能源供应的主力，气电因气源保障、电网安全和成本疏导等因素大规模增发受限，区域和时段性供应紧张的矛盾将延续并加重。

2. 面临能源约束趋紧的新挑战。国家能耗“双控”、控煤政策趋紧，而能源消费刚性增长。“十四五”时期，在国家不断完善能耗“双控”政策前提下，我省煤炭消费基数低、结构好、散煤少，主要集中在发电供热和建材等产业，进一步落实国家控煤政策空间不大，势必对产业发展和电力安全产生巨大挑战。

3. 面临用能成本上升的新挑战。受国家可再生能源财政补贴政策调整影响，海上风电需要地方财政政策支持。支撑新能源电力接入的电力系统，需要建设更加坚强、智能的电力配套设施，

也将助推输配电、用电成本的增加。能源成本高企的趋势和降低企业用能成本等宏观政策导向,与社会对终端用能价格只降不增的期望有较大差距。

4. 面临构建新发展格局带来的新机遇。全球能源格局正在深度调整,生产供应重心西移、多中心化,需求重心东倾。为应对新形势,国家正在积极构建以国内大循环为主体、国内国际双循环相互促进的新发展格局,支持我省依托中国(浙江)自由贸易试验区(以下简称自贸试验区)更好利用两个市场、两种资源,做好煤炭、石油、天然气等能源进口、储运和交易,在全球范围配置能源资源。

5. 面临数字化改革带来的新机遇。“十四五”时期,我省以数字化改革撬动全面深化改革,引领能源领域深层次系统性重塑,提高运行协同水平,破解能源要素流动不畅、资源配置效率不高等瓶颈,用数字化轻资产破解能源重资产传输时空损耗难题,实现更科学精准的能源安全保供。

6. 面临能源技术创新带来的新机遇。电化学储能、氢能、第四代核电等技术不断突破,带来能源新产业新业态新模式蓬勃发展。我省要加大关键技术、关键领域的研发和推广应用,加快推进能源系统发展与数字化融合裂变,构建新能源技术创新体系和产业链发展体系,为全省能源发展提供新动力。

二、总体要求

(一) 指导思想。以习近平新时代中国特色社会主义思想为

指导,立足新发展阶段,完整准确全面贯彻新发展理念,构建新发展格局,忠实践行“八八战略”、奋力打造“重要窗口”,紧紧围绕“四个革命、一个合作”能源安全新战略,牢牢把握生态文明建设要求与碳达峰碳中和目标,坚守能源安全保供底线,以数字化改革引领推动能源治理变革,推动能源绿色低碳变革,优化能耗“双控”制度和措施,抢占能源科技制高点,高水平建成国家清洁能源示范省,构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系,为高质量发展建设共同富裕示范区,打造美丽中国先行示范区,争创社会主义现代化先行省提供坚实支撑。

(二)基本原则。

1. 坚持保障优先、安全发展。强化底线思维,用好省内省外资源和市场,推动煤炭和新能源优化组合,通过“强非化、扩气电、稳煤电、增外电”做好以电力供应为重点的能源保障,打造稳定安全的现代能源产供储销体系。

2. 坚持清洁高效、绿色发展。统筹碳达峰碳中和工作,坚持先立后破,促进能源清洁低碳转型,实现增量需求主要依靠清洁能源,打造中高级能源消费结构,推动全社会能效提升。

3. 坚持创新驱动、融合发展。突出创新第一动力,以智慧互联为方向,推进技术、产业和商业模式创新,推动科技同能源经济深度融合。

4. 坚持系统集成、协调发展。以数字化改革为牵引,把握能源的整体性、系统性、路径锁定性等特点,处理好安全和减排、整体

和局部、短期和中长期的关系,推进能源领域体制改革协同配套,推进全省能源布局优化。

5. 坚持惠民利民、共享发展。加快推进清洁能源惠民利民,扩大电力、天然气等清洁能源利用,加快能源基础设施向农村地区覆盖,推进能源基本公共服务均等化。

(三)发展目标。到 2025 年,现代能源体系建设取得明显进展,能源供应保障安全有力,为全省实现碳达峰奠定坚实基础。全省能源综合生产能力达到 4377 万吨标准煤左右(均为非化石能源),能源自给率提高到 15% 左右。全省境内电力装机容量达到 1.37 亿千瓦左右,天然气消费量达到 315 亿立方米左右。全省能源储备体系更加优化,煤炭石油天然气储存能力达到 1.2 亿吨标准煤,能源应急储备能力满足高质量供应需求。电力高峰负荷削峰能力达到最高用电负荷 12430 万千瓦的 5% 以上。

1. 能源绿色转型成效显著。全省非化石能源(含省外调入部分)占一次能源消费比重达到 24.0%。非化石能源装机比重逐步提高到 45% 左右。可再生能源电力消纳责任权重达到国家要求。煤炭消费量较 2020 年下降 5%。减少二氧化碳排放 4000 万吨以上,二氧化硫、氮氧化物、粉尘等主要污染物排放量持续下降,单位能源消费碳排放持续下降。

2. 能源利用效率持续提高。单位能源消耗降低达到国家激励目标要求。工业项目能效准入标准由“十三五”时期的 0.60 吨标准煤/万元调整至 0.52 吨标准煤/万元。全省 6000 千瓦以上火

电平均发电煤耗控制在 280 克标准煤/千瓦时以下,电网综合线损率保持先进水平。

3. 能源创新能力显著增强。重点突破新能源等领域关键核心技术 10 项左右,新增能源科技创新平台 2 个以上,新能源装备产业不断壮大。能源基础设施智能化改造基本完成,能源领域数字化改革成效显著。

4. 能源普惠水平不断提升。电气化水平持续提升,电能占终端用能比重达到 40% 左右。人均装机 2.0 千瓦左右,居民人均生活用电 1300 千瓦时以上。城乡居民天然气气化率达到 40% 以上,基本实现城乡用能服务均等化。

浙江省“十四五”能源发展主要指标

| 分类 | 序号 | 指标 | 2020 年 | 2025 年 | 年均增长 | 属性 |
|--------|----|--------------------|--------|-----------------------------|-------------------------------|-----|
| 能源供应保障 | 1 | 能源消费总量(亿吨标准煤) | 2.47 | 3.05 [*] (2.76) | 4.36% [*] (2.25%) | 预期性 |
| | 2 | 全社会用电量(亿千瓦时) | 4830 | 6270 | 5.36% | 预期性 |
| | 3 | 电力装机总量(万千瓦) | 10142 | 13717 | 6.2% | 预期性 |
| | 4 | 煤炭石油天然气储存能力(万吨标准煤) | 7744 | 12000 | 9.2% | 预期性 |
| | 5 | 储气能力占天然气消费比重(%) | 5.7 | >5.8 | [0.1] | 预期性 |
| | 6 | 新型储能装机规模(万千瓦) | 4 | >100 | 90.4% | 预期性 |
| | 7 | 电力需求侧响应能力(%) | 3 | 5 | [2] | 预期性 |
| 能源绿色转型 | 8 | 非化石能源消费比重(%) | 18.3 | 24.0 ^{**} | [5.7] | 约束性 |
| | 9 | 煤炭消费总量(亿吨) | 1.31 | 1.25 | [-5%] | 约束性 |
| | 10 | 煤电装机占比(%) | 46.7 | 40 左右 | [-6.7] | 预期性 |
| | 11 | 单位 GDP 二氧化碳降低(%) | — | 完成国家下达目标 | 完成国家下达目标 | 约束性 |

| 分类 | 序号 | 指标 | 2020年 | 2025年 | 年均增长 | 属性 |
|--------|----|-----------------------------|-------|----------|----------|-----|
| 能源利用效率 | 12 | 单位 GDP 能耗降低(%) | — | 完成国家下达目标 | 完成国家下达目标 | 约束性 |
| | 13 | 6000 千瓦以上火电平均发电煤耗(克标准煤/千瓦时) | 281 | 280 以下 | 〔-1〕 | 预期性 |
| 能源创新能力 | 14 | 新增能源科技创新平台(个) | — | — | 〔2〕 | 预期性 |
| | 15 | 突破关键核心技术(项) | — | — | 〔10〕 | 预期性 |
| 能源普惠水平 | 16 | 人均装机(千瓦) | 1.6 | 2.0 | 5.0% | 预期性 |
| | 17 | 电能占终端能源消费比重(%) | 36.1 | 40 左右 | 〔3.9〕 | 预期性 |
| | 18 | 城乡居民天然气气化率(%) | 30 | >40 | 〔10〕 | 预期性 |

注:〔〕内为5年累计数,*表示全口径的能源消费总量及年均增速,()为扣除新增重大项目及原料用能口径的能源消费总量及年均增速,**表示考核口径非化石能源消费占比。

展望 2035 年,全面建成清洁低碳、安全高效的现代能源体系。能源清洁化、利用效率和能源科技、能源装备等达到国际先进水平。非化石能源发电成为主体电源,占能源消费的比重在 2030 年达到 30% 的基础上进一步大幅提高,居民人均生活用电达到发达经济体平均水平。能源安全保障能力大幅提升,建成以新能源为主体的新型电力系统,能源消费碳排放系数显著降低,碳排放总量达峰后稳中有降,重大能源技术装备取得新突破,能源治理体系更加完善,助推高质量发展建设共同富裕示范区。

三、着力优化结构,全力保障能源安全供应

(一) 强化电力安全保供。

1. 积极安全有序发展核电。按照国家建设沿海核电基地的总体部署,夯实核电作为我省中长期主力电源的战略地位。采用先进成熟技术路线,按照连续建设的要求,逐年安排项目。“十四五”期间,力争实现三门核电二期三期、三澳核电二期三期、金七

三门核电一期等开工建设,在建核电装机规模达到 1400 万千瓦以上。到 2025 年,三澳核电一期建成 1 台机组,全省核电装机超过 1000 万千瓦。做好核电厂址保护工作。

2. 大力发展生态友好型非水可再生能源。实施“风光倍增”工程。突出以整县规模化开发分布式光伏,以高质量推广生态友好型发展集中式光伏,到 2025 年,全省光伏装机达到 2762 万千瓦。着力打造百万千瓦级海上风电基地,到 2025 年,全省风电装机达到 641 万千瓦以上,其中海上风电 500 万千瓦以上。因地制宜发展生物质发电,到 2025 年,生物质发电装机达到 300 万千瓦以上。积极探索海洋能综合利用。

专栏 1 “风光倍增”工程

“十四五”期间,全省新增海上风电、光伏装机翻一番,增量确保达到 1700 万千瓦,力争达到 2000 万千瓦。

光伏发电:新增光伏装机 1245 万千瓦以上,力争达到 1500 万千瓦。在特色小镇、未来社区、工业园区和经济开发区,以及学校、医院、污水处理厂等公共建筑、公共设施继续推进分布式光伏应用,在新建厂房和商业建筑等推进建筑光伏一体化,新增分布式光伏装机容量 645 万千瓦以上,在 30 个以上整县推进;利用滩涂和养殖鱼塘等,建设渔光互补光伏电站 300 万千瓦以上;利用坡地、设施农业用地,建设农(林)光互补光伏电站 300 万千瓦以上。

海上风电:新增装机 455 万千瓦以上,力争达到 500 万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域,打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地。

3. 合理有序开发水能。加快推进抽水蓄能电站布局建设,建设混合型(中小型)抽水蓄能电站,组织实施抽水蓄能中长期发展规划(2021—2035 年)。到 2025 年,抽水蓄能电站装机达到 798 万千瓦以上。推动泰顺交溪流域水电开发和小水电绿色生态改造。到 2025 年,全省常规水电开发利用规模达到 728 万千瓦左右。

专栏2 抽水蓄能电站建设重点

建成投产类:长龙山(210万千瓦、全部投产)、宁海(140万千瓦、投产70万千瓦)、缙云(180万千瓦、投产60万千瓦)抽水蓄能电站项目,新增装机340万千瓦。

开工建设类:桐庐、建德、泰顺、磐安、衢江、天台等抽水蓄能电站项目。

4. 发挥煤电安全托底保障作用。到2025年,煤电发电量占省内发电量比重下降至50%左右。按照供电煤耗和超低排放国际先进标准建设乐清电厂三期、六横电厂二期、舟山电厂三期等项目,新增煤电装机632万千瓦。完成玉环电厂三期科技攻关,加快淘汰煤电落后产能,实施煤电机组节能降碳改造、灵活性改造、供热改造“三改联动”,研究推动30万千瓦级煤电机组实行延寿、等容量替代或转为应急备用电源。到2025年,煤电装机达到5370万千瓦,装机占比低于40%。发挥气电过渡支撑作用,到2025年,气电发电量占省内发电量比重提高到19%以上。依托LNG接收站、天然气干线等,在负荷中心建设高效燃机项目,因地制宜推广天然气分布式能源,储备应急调峰机组,新增装机700万千瓦以上。到2025年,气电装机达到1956万千瓦。

专栏3 火电建设重点

建成投产类:乐清电厂三期(200万千瓦)、六横电厂二期(200万千瓦)、舟山电厂三期(132万千瓦)和沿海优选场址(100万千瓦)等项目,新增煤电装机632万千瓦。依托LNG接收站、天然气干线等,在负荷中心建设高效燃机项目,建设天然气分布式能源项目,新增装机700万千瓦以上。

开展前期类:储备一批应急备用、调峰火电机组。

5. 多渠道拓展区外清洁电力入浙。积极推动跨区域电力通道建设,建成投产白鹤滩—浙江±800千伏特高压直流输电工程,

开工建设清洁外电入浙±800千伏特高压直流输电工程,提高现有灵绍直流、吉泉直流等跨区通道利用率。到2025年,外来电量占全社会用电量比重35%左右。

6. 加快电网设施建设升级。构建网架坚强、分区清晰的主干电网,建设智慧高效、泛在互联的配电网,推动建设以新能源为主的微电网、局域网、直流配电网。结合外电入浙±800千伏特高压直流输电工程进度,推进特高压交流环网建设。增强与省外电网联络,消除电力输浙瓶颈。到2025年,全省110千伏以上变电容量达到6亿千伏安以上,线路长度达到7.6万公里以上。

专栏4 电网建设重点

500千伏电网:浙北电网重点结合白鹤滩至浙江特高压直流受端站配套送出,优化完善网架。浙中电网结合特高压交直流站配套送出以及甬舟沿海电源接入需求,优化宁波、舟山电网,缓解舟山联网跨海通道输送压力;理顺绍兴中北部电网,解决绍兴换流站送出不均衡问题。浙西南电网重点建设丽西变、浙西南网架优化工程,消除福建电力输浙瓶颈。浙东南电网结合台温沿海电厂扩建、海上风电等接入需求以及滨海变新建工程,构建台温沿海双通道。新增500千伏变电容量4235万千瓦安、线路长度2800公里左右。

220千伏以下输配电网:做好杭州亚运会等重大活动的供电配套。加快打造杭州、宁波等地局部坚强电网。统筹开展老旧电网设施改造。以保障民生用电为重点,持续建设新型城镇配电网。结合全省生产力布局,合理调整供区范围。新增220千伏变电容量4752万千瓦安、线路长度6646公里左右;新增110千伏以下变电容量6414万千瓦安、线路长度9.0万公里左右。

7. 推动电力系统向适应高比例新能源方向转型。逐步提升电力系统实时感知、广泛互联、安全可控水平,支撑大规模、高密度、多场景可再生能源、新型负荷大规模友好接入。全面推动以电网为核心的新型电力技术应用和运行模式创新。增强电力系统清洁能源优化配置能力,推动调度运行智能化扁平化。构建双向互

动、安全可靠的电力系统,发展灵活高效的有源配电网、有源微网、有源负荷。

8. 提升电力系统灵活可靠性。积极探索发展新型储能设施,试点建设氢储能和蓄冷蓄热储能等项目,建成一批电源侧、电网侧和用户侧的电化学储能项目。推动源网荷储一体化和多能互补,推进虚拟电厂建设,促进可再生能源消纳。开展电力需求侧响应,到 2025 年,电力精准负荷响应能力扩大到千万千瓦级,负荷侧调峰能力达到全社会最高负荷的 5%。

(二)提升天然气供应能力。

1. 建立天然气供应保障体系。积极拓展气源供应渠道,形成海陆并举、多方气源、储用平衡的安全保供格局,建立与天然气消费快速增长相适应的气源保障体系。鼓励省内企业参与国际油气资源开发和交易,积极争取境外资源,逐步提高资源自主掌控能力。鼓励用户加强与上游气源企业合作,充分发挥西气东输、川气东送等国家干线的输送能力,争取更多陆上管道气资源入浙。加快布局建设沿海大型 LNG 接收站项目,形成以宁波舟山接收中心、温州台州接收站为支撑的 LNG 供应格局,到 2025 年,LNG 接收中转能力达到 3000 万吨/年以上。增强应急保障供应和季节性调峰能力。

2. 持续推进天然气管道建设。以宁波、舟山、温州三大 LNG 接收站集中区域外输通道建设为重点,推进甬绍干线等高压大容量主干管网及川气东送二线浙江段建设,深度融合原有省级管网和国家管网,形成川气东送、杭甬复线、杭甬线、甬绍干线、金丽

温线等五大横线和川气东送二线、西气东输二线、甬台温线等三大纵线为主干的天然气管网体系。巩固县县通,推动有条件的地方实现镇镇通、村村通。

3. 稳步提升储气能力。建立全省 LNG 设施储气能力为主,相邻设区市集约化、规模化建设储气设施为辅,自建本地化储气设施为基础保障的储气体系。加快推进嘉兴独山港、玉环大麦屿、温州状元岙等沿海中转、储运、调峰项目建设,加快地方自建、合建储气设施项目建设,探索建设东海丽水气田海上储气库。到 2025 年,全省天然气储气能力达到 18.4 亿立方米。

专栏 5 天然气设施建设重点

1. 沿海 LNG 接收站。

建成投产类:舟山 LNG 接收及加注站扩建项目(二期、三期)、浙江 LNG 接收站扩建项目(三期)、温州 LNG 接收站(一期)、六横岛 2 座 LNG 接收站项目,新增接收能力 2800 万吨/年以上。

谋划类:衢山 LNG 接收站、台州 LNG 接收站。

2. LNG 中转储运调峰站。

建成投产类:玉环大麦屿能源(LNG)中转储运项目(一期)、嘉兴(平湖)LNG 应急调峰储运项目、温州华港 LNG 储运调峰中心项目(一期),新增中转储运能力 400 万吨/年。

3. 天然气管网。

建成投产类:杭甬复线、甬绍干线、川气东送二线、浙沪联络线二期、西二线川气东送嘉兴连通工程等项目,新建管网 1566 公里以上。

(三) 扩大石油储运能力。

1. 打造世界级油品储备基地。以舟山片区和宁波片区为核心,以“三个 1 亿吨”为目标,以山体地下洞库储备为重点,加快建设岙山、黄泽山等一批储备项目。加快建设海岛石油储备设施,探索开展海上储油技术研究。推进舟山绿色石化基地二期、镇海炼化扩

建、大榭石化扩建等项目,进一步提高清洁油品供应能力。到 2025 年,全省油品战略储备能力达到 7000 万吨以上,原油一次加工能力达到 9000 万吨以上,成品油生产和供应能力满足消费需求。

2. 加快推进石油管网设施建设。构建甬绍金衢、甬台温、金嘉湖、舟绍杭湖为主干,镇杭、绍杭、诸桐等为支线,油库连接线为网络的“四千三支”成品油管网,基本实现市市通。构建甬沪宁管道为主干、油库连接线为网络的“一干多联”原油管网。加快推进舟山绿色石化基地南北双线原油供应通道建设,推动甬沪宁原油管道优化,支持油库连接管道建设。

专栏 6 石油设施建设重点

1. 石油储备。

建成投产类:黄泽山石油中转储运工程二期项目、金塘储运基地,岙山、黄泽山等山体地下洞库项目,新增库容约 2912 万立方米、储备能力 2620 万吨。

开工建设类:中石化算山成品油储备基地等。

2. 石油管网。

建成投产类:外钓—册子原油管道、册子—马目原油管道、黄泽山—鱼山原油海底管道,甬绍杭成品油管道等项目。

开工建设类:算山—中金管道等项目。

(四) 完善煤炭集疏运系统。

1. 增强煤炭储运网络及接卸能力。提高煤炭消费大户特别是年运量 150 万吨以上用煤企业铁路专用线接入比例(含视同接入),提升宁波舟山港六横煤炭中转码头和乍浦港码头接卸能力,完善煤炭海河联运和铁路、公路、水路运输网络系统,提高煤炭“公转水”能力,提高煤炭储运场所智慧化、清洁化水平。

2. 建立健全煤炭储备体系。健全以企业社会责任储备为主

体、地方政府储备为补充的煤炭储备体系。支持煤电企业通过签订中长期合同、建立储备基地、实施煤电联营等方式,与大型煤矿企业建立煤炭储备合作机制,形成互利共赢、长期稳定的供需合作关系。到 2025 年,新增煤炭储备能力 300 万吨。

四、着力节能降碳,大力推进能源清洁高效利用

(一) 优化能耗“双控”。

1. 完善制度。强化能源消费总量弹性管理,完成国家下达的能耗强度降低激励目标。差别化分解能耗“双控”目标,推动能源资源向优势地区、优势行业、优势项目倾斜。新增可再生能源电力消费量不纳入能源消费总量考核,原料用能不纳入能耗“双控”考核。建立健全能耗“双控”与重点发展规划、年度投资计划以及产业扶持政策等协同机制。健全重点领域、重点行业能效目标体系和能效技术标准。探索建立分行业的产业能效控制性准入标准。研究制定用能预算管理制度,推行重点领域用能预算管理。加强重点用能单位在线监测和分析。

2. 严控“两高”。以能耗“双控”和碳达峰的强约束倒逼和引导产业绿色低碳转型。加强“两高”项目管理,出台严控地方新上“两高”项目的意见。强化固定资产投资项目节能审查制度,重点加强对年综合能耗 5000 吨标准煤以上高耗能项目的节能管理。

(二) 合理控制煤炭消费。

1. 推进减煤降碳。严格控制煤炭消费增长,完成国家下达的煤炭消费总量控制目标。严控新增耗煤项目,新改扩建项目实施

煤炭减量替代,自贸试验区优先使用非化石能源和天然气满足新增用能需求。禁止建设企业自备燃煤设施。持续实施煤改气工程,全面淘汰 35 蒸吨/小时以下的燃煤锅炉。

2. 加大用煤结构调整力度。按照优先用于保障发电的原则,压减非电领域煤炭消费量,推动钢铁、建材、石化、化工、化纤、造纸等行业节煤限煤,推广节煤技术应用。

(三) 推动能效提升。

1. 引导重点用能地区结构调整。杭州严格控制化纤、水泥等高耗能行业产能,适度布局大数据中心、5G 网络等新基建项目。宁波、舟山严格控制石化、钢铁、化工等产能规模。湖州、嘉兴、绍兴严格控制纺织印染、化纤、塑料制品等行业产能,提升高附加值产品比例。金华、衢州着力控制水泥、钢铁、造纸等行业产能。

2. 完善重大平台能效治理机制。加快推进构建能效创新体系,修订实施区域能评 2.0 版,全面实施“区域能评 + 产业能效技术标准”准入机制。研究重大产业平台单位能耗投入产出效益考核制度,制定重点区域负面清单,对负面清单外的项目实行承诺备案管理,加强事前事中事后监管和用能全过程管理。分类推进重大平台综合评价,探索建立以综合评价结果为基础的激励机制。

3. 推动重点行业节能降耗。实施能效领跑者计划。加快推进电力、石化、化纤、钢铁、建材等重点行业节能改造。对供电煤耗达不到国家要求的煤电机组实施改造。全面推进舟山绿色石化基地能效诊断,禁止煤制氢。推动石化行业天然气供热替代。全面

执行绿色建筑标准,推进既有公共建筑节能改造和可再生能源建筑一体化应用。加快未来社区建设,打造多能集成、节约高效的低碳场景。提高数据中心能效水平。提高运输系统效率,提升运输装备能效,促进公路货运节能降耗。

(四)推广清洁能源。

1. 推进清洁能源替代。提高终端用能低碳化、电气化水平,工业领域加大电加热、电加压和辅助电动力等技术应用,交通领域加快推动电动汽车、新能源船舶、港口岸电普及应用,居民生活领域推动城镇家庭全电住宅、农村家庭电气化提升建设。“十四五”期间,电能替代新增用电量 480 亿千瓦时以上。加快综合供能服务站、充电桩建设,到 2025 年,建成综合供能服务站 800 座以上,公共领域充电桩 8 万个以上、车桩比不高于 3: 1。开展新型充换电站试点。

2. 推广氢能等新能源应用。推动氢燃料电池汽车在城市公交、港口、城际物流等领域应用,到 2025 年规划建设加氢站近 50 座。探索应用氢燃料电池热电联供系统。用好全省工业副产氢等资源,探索开展风电、光伏等可再生能源制氢试点。

3. 扩大乡村清洁能源消费。持续推进百万家庭屋顶光伏工程,培育一批清洁能源产销者。因地制宜推动农村生物质资源综合利用,鼓励有条件的地区发展分布式农林生物质热电联产、生物质天然气等。持续推进农网改造升级工程,不断提高农电服务质量。推动城市天然气管网向乡镇(街道)和城郊村延伸,探索微管

网方式推进管道燃气覆盖偏远村。

五、着力稳定运行,全面提升能源管控水平

(一) 强化设施安全。

1. 加强重要电力设施安全防护。重点确保核电站、水电站及大坝、枢纽变电站、重要换流站、重要输电通道等设施安全,强化设备监测和巡视维护,提高抵御地质灾害、极端天气等突发事件冲击的能力。健全电力设施保护、安全防护等制度标准。建立新型储能电站安全管理机制,推动其系列标准和规范出台,强化全生命周期监督管理。

2. 强化油气长输管道安全保护。强化油气长输管道规划、施工、运行责任体系,完善管道全生命周期保护企业主体责任。推广数字化管道保护,及早识别外部活动、地质灾害等危害管道安全问题。加强特殊时段油气长输管道保护,在汛期、重要节假日、极端天气、用气高峰等重要时间节点,采取特殊保护措施并落实加密巡护方案,确保油气平稳输送。

(二) 提升运行水平。

1. 提升电力运行能力。部署迎峰度夏(冬)电力保障工作,制定阶段性电力保障方案。建立满足新能源消纳需要和调峰要求的电网调度运行新机制。优化发电和用气联调联供机制。提升源网荷储协调互动能力,提高电力系统安全运行水平。加强与气象、水文等部门信息共享,提升电力系统供需两侧预测预警能力。落实项目业主安全管理主体责任,提升储能电站安全运行水平。

2. 提升天然气调节能力。提高 LNG 气化外输调节能力,提升天然气管网保供调峰能力。完善有序用气方案,控制季节性峰谷差。推动供气企业和可中断用户签订可中断供用气合同,确保全省 200 万立方米/天以上可中断调峰能力有效实施。

3. 加强风险防控管理。加强风险预警、防控机制和能力建设。完善油气长输管道保护和安全管理长效机制,加强隐患风险排查整治,开展高后果区安全风险辨识和评估,遏制非法占压等违法行为,加强应急救援基地和队伍建设。加强核电安全管理,持续提升在运在建机组安全水平。加强新型储能电站数字化建设,开展电池状态分析、预判和主动预警,实现运行维护提前判断、故障及时排除。

4. 强化网络信息安全。建立健全能源行业网络与信息安全保障体系和工作责任体系,制订相关政策规定及技术规范。建立实施能源领域关键信息基础设施保护制度,依法综合施策,提升能源网络基础设施安全可控水平。建立能源行业网络与信息安全工作评价机制。健全电力网络安全应急体系,强化能源领域网络信息安全专项监管。加强对网络系统的全面监测和关键系统、核心数据的备份管理,提升电力安全核心芯片与网络安全自主可控水平。提高新能源、配电网及负荷管理等领域智能终端、智能单元的安全可控水平。

(三)加强应急管控。

1. 持续推进电力应急管控体系建设。分级建立健全大面积停电事件、反事故应急预案体系,定期组织应急演练和有序用电实

战演练。加强外来电安全监管,提升受端电网应对直流闭锁事故能力。深化电力风险隐患排查治理,加强电网安全风险管控体系建设。加强对严重自然灾害等非常规安全风险的预测预警和防御应对能力。加强极端情况下电力安全保障分析测算。完善用户应急自备电源配置,鼓励电力用户合理配置储能设施,加强各区域电网“黑启动”能力建设。编制新型储能电站安全隐患排查整治工作方案和消防事故应急预案。按照综合救援、应急供电、信息通信、后勤保障等要求,组建浙江电网应急救援基干分队。

2. 加强油气长输管道保护应急处置能力建设。实施《浙江省石油天然气长输管道突发事件应急预案》,加强应急演练,落实机构人员、应急力量、应急物资装备、应急避难场所等。推动管道企业应急资源共享、管道企业与社会单位协作,不断提升事故应急处置能力。

六、着力创新驱动,抢先开创能源科技和产业新局

(一) 加快能源领域数字化转型。

1. 推动能源数字化智能化升级。加快能源产业和信息技术融合发展,推动能源产业数字化转型。积极开展电网、油气管网、电源、终端用能等领域设备设施、工艺流程的智能化升级。推进能源调度体系数字化、自动化、网络化发展,实现源网荷储互动、多能协同互补和用能需求智能调控。

2. 开展能源数字化场景应用。围绕能源数字化和标准化建设,加快打造智慧电网,打造“节能降碳 e 本账”重大应用场景,推

动电力市场一体化交易平台建设。建立健全油气智能化运行调度平台,加快自贸试验区油气全产业链智能化基础设施建设,建设韧性智慧油气管网。加快推进数字能源管理运行平台建设。发展新能源数字化运营系统、共享高效智能交通系统、绿色数据中心等能源互联网新模式。

(二) 开展关键核心技术攻坚。

1. 突破一批关键核心技术。在可再生能源开发、氢能、储能、节能减排等领域,重点突破光伏组件、燃气轮机、深远海风电、氢能制储运、电化学储能、二氧化碳捕集封存利用等关键核心技术。依托国家绿色技术交易中心,推动转化应用。

2. 打造重点能源研发平台。鼓励重点能源企业、科研院所和高校开展协同创新,整合省内优势力量组建2个以上高能级创新平台,打造省能源实验室。

专栏7 能源科技创新平台

国家能源海上风电安全与工程技术研发中心:为海上风电科技发展战略、规划及政策制定提供决策咨询,为海上风电安全管理政策法规制定、安全管理工作机制及专业化机构的建立提供思路,成为国家海上风电场安全稳定运行原创技术策源地与成果转化孵化基地,建设全国海上风电工程与安全大数据平台。

国家能源新型储能技术研发中心:聚焦本征安全的新型电化学体系的储能电池及系统、退役动力电池安全储能梯级利用技术的研发,开展基础研究、技术攻关、成果转化,建设国内领先、国际一流的新型储能技术创新平台。

国家能源高弹性电网技术研发中心:把握未来电力系统形态重要变化及演进趋势,在高弹性电网基础理论、关键核心技术、业态创新等方面取得系列首创成果,并实现转化应用,全面引领和支撑多元融合的高弹性电网建设。

国家能源高效光伏技术及新型智慧电网研发中心:建设国内一流的高效光伏技术及新型智慧电网研发中心,打造先进光伏、储能技术、新型智慧电网领域创新成果的辐射源和高层次人才培养的主基地。

(三) 推动能源关联产业发展。

1. 推动能源装备产业发展。全力支持风电、光伏、储能、氢能等能源装备产业可持续发展,鼓励企业从单纯设备制造商向综合服务商转型。发挥我省光伏产业链齐全优势,补齐风电产业链短板。推动安全高效、绿色环保的新型电化学储能产业发展,构建退役动力电池回收及储能再利用产业链。强化氢能产业链上游制氢优势,培育可再生能源制氢产业,延伸发展氢能储运及加注产业。

2. 推动能源生产性服务业发展。拓展光伏、风电等设备监理、维护、修理、运行、升级改造等全生命周期服务,支持发展主体多元化、领域多样化、服务专业化的综合能源服务产业。制定节能新技术新产品新装备推广目录,推动节能产业升级。深入推进合同能源管理、自愿承诺、低碳产品认证等节能机制,鼓励大型装备制造企业和重点用能企业提供节能服务。推进能源国际贸易,拓展能源进出口代理、贸易金融、运输保险等。

(四) 推动能源创新发展。

1. 实施一批工程项目。打造一批“风光水储”一体化基地。支持舟山建设清洁能源绿色转换枢纽,鼓励自贸试验区内基础较好的片区建设近零碳/零碳排放工程。围绕核电基地建设近零碳未来城(园)。探索建设一批兼具天然气、储能、氢能、快速充换电等功能的综合站点。

2. 加快推进科技创新。研发电、热、冷、储、氢等多能流运行的区域能源管理系统,推动大规模高效储能、氢能燃料电池、二氧

化碳捕集利用与封存等重大科技项目,开展智慧综合能源服务。探索近海及深远海“海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地”发展新模式。

七、着力深化改革,逐步增强能源治理效能

(一)加快电力体制改革。

1. 加快完善电力市场。建立健全以电力“中长期+现货交易”为主体的省级电力市场体系。发挥电力中长期市场“压舱石”作用,进一步完善市场规则,培育市场主体,扩大市场规模。开展省内风光电、外来电和用户参与现货市场试运行,实现现货市场持续运行。支持虚拟电厂、储能方参与市场交易,充分发挥其调峰、调频等辅助服务作用。通过市场机制、利用价格手段实施电力需求侧管理,引导用户主动错避峰。实现电力交易中心独立规范运行。

2. 持续深化电价改革。完善电网及增量配电网价格形成机制,逐步理顺输配电价结构。落实燃煤发电上网电价市场化改革,持续深化气电、水电、核电等上网电价市场化改革,完善海上风电价格形成机制,建立新型储能、分布式天然气价格机制。平稳推进销售电价改革,取消工商业目录销售电价,完善居民阶梯电价制度。强化差别电价、阶梯电价政策,确保价格政策与产业、环保政策协同发力。研究完善应急备用和调峰电源市场化运作机制,保障合理收益。

3. 创新和完善辅助服务市场化机制。建立辅助服务共享分

担新机制,丰富辅助服务交易品种。完善电力和天然气调峰、储能等系统调节服务电价形成机制与成本疏导机制。鼓励抽水蓄能电站参与辅助服务市场或建立辅助服务补偿机制。

(二)深化油气体制改革。

1. 积极探索石油储备改革。积极争取国家支持开展自贸试验区油品储备改革创新试点。探索政府储备动用轮换机制改革和民营企业代储试点。开展山体地下洞库石油储备建设试点。推动向有条件的企业放宽原油进口、成品油出口资质和配额限制,促进石油贸易、储备、加工全产业链发展。

2. 深化天然气体制改革。国家管网与省网实现合并重组后,推动建立上下游直接交易、管网独立、管输和销售分离的运营模式。推进长输管线、LNG接收站及储运设施等向市场主体公平开放。建立上游供应商与城市燃气企业及重点用气单位多元化交易体系,推进天然气发电企业通过招标等方式联合采购气源,应急状态下按照程序统一调度管网内资源和储备资源。全面落实各方保供责任。

3. 稳步推进天然气价格市场化改革。加大天然气销售价格监审力度,促进城市燃气企业扁平化、规模化改革,推进形成市场化价格机制。建立统一透明的天然气交易信息平台,以数字化方式匹配供需两端。

(三)促进能源资源市场化配置水平。

1. 优化能源资源配置。深化用能权改革,建立基于能效技术

标准的用能权有偿使用和交易体系,完善用能权确权、定价、结算管理等相关配套政策,提升能源集约利用水平,保障重大产业用能需求。积极探索开展跨区域用能权交易。

2. 促进能源市场主体活力。鼓励社会资本投资各类电源、储能及增量配电网项目,培育壮大综合能源服务、负荷集成、抽蓄、储能等新兴市场主体。发挥各类市场主体作用,促进调峰市场平稳有序运行。有序推进用能权存量交易,推进用能权交易提质扩面,加快落后和过剩产能退出。强化智慧能源监测平台建设,建立跨行业、跨部门数据共用共享机制。

(四) 创新可再生能源发展机制。

1. 加强政策协同。加快建立绿色电力交易机制,积极开展绿色电力积分试点。将风电、光伏发展和消纳情况列入设区市“十四五”能耗“双控”考核,新增风电、光伏等可再生能源消费量抵扣地方能源消费总量,提高地方发展风电光伏的积极性。分解落实可再生能源电力消纳责任权重,制定陆地、海域使用权政策,保障“风光倍增”工程落地见效。

2. 完善可再生能源参与市场交易条件。促进海上风电、户用光伏实现平价上网。积极推动海上风电可持续发展,加快出台地方财政支持政策,通过竞争性方式配置新增项目。参照抽水蓄能电价政策,探索电化学储能价格疏导机制。

(五) 加强能源治理制度建设。

1. 健全法规标准。完善能源标准规范,推动修订《浙江省实

施《〈中华人民共和国节约能源法〉办法》《浙江省可再生能源开发利用促进条例》，探索电力、用能权立法。积极开展氢能利用、储能、能效、电力需求侧管理等领域地方标准、行业标准制定工作。研究制定电、气、热等多种能源消费信息的集中自动采集和跨行业数据共享标准体系。

2. 深化能源市场监管。深入推进自然垄断业务监管体制改革，加大电力调度、市场交易、价格成本、油气管网设施公平开放等监管力度。加强市县能源管理力量建设，构建省市县联动的能源监督管理体系。加强节能领域信用建设，推进节能领域信用信息共享，实施跨部门联合惩戒和激励。

八、着力扩大开放，努力实现能源合作共赢

(一) 积极推进长三角能源合作。统筹考虑量价，共同争取增加外来电，探索建立一致行动的工作联络机制。巩固与安徽的煤电一体化合作。与上海建立相互支持、合作共赢的海上风电开发机制。巩固与上海的油气交易、供应保障合作。完善区域油气设施布局，共同推进浙沪 LNG 扩建项目建设。优化甬沪宁原油供应通道，谋划黄泽作业区储运基地至上海漕泾原油通道，推进成品油管道与周边省(市)互联互通。

(二) 加强与能源资源富集省(区)合作。落实国家东西部协作、对口支援、对口合作战略，以消纳可再生能源为重点，深化与四川、新疆、宁夏等省(区)合作，提高吉泉、灵绍等特高压通道非水可再生电力比例，探索白鹤滩、溪洛渡水电与风光电组合送浙。积

极争取福建核电入浙。加快推进外电入浙±800千伏特高压直流输电工程。开展与青海、甘肃、陕西、吉林等能源资源富集省份的合作。鼓励省内能源企业到输电通道送出端省(区)及其他资源富集地开发可再生能源。

(三)深化与央企合作。继续加强与中央大型能源企业的战略合作,争取更多的国家能源战略资源、项目、平台等在浙落地。扩大与大型油气央企在石油战略储备、多气源多气量送浙、油气长输管道等方面合作,大幅提升现有管道气供应能力。巩固与大型电力央企在长输特高压直流入浙、核电、海上风电等方面合作,提高我省清洁能源比重。深化与大型央企在能源装备、能源技术、能源创新发展平台等方面合作,提升我省能源科技创新水平。

(四)扩大国际能源合作。

1. 高水平“引进来”。大力推进绿色能源合作,积极引进利用全球创新资源和先进技术。加强可再生能源、核电技术、装备与工程服务国际合作,促进重点技术消化、吸收再创新。加强与能源资源富集国合作,积极引进煤炭、石油、天然气等能源,引进一批国际知名专业贸易商,做大做强能源进口、转口和国际贸易,形成定点、定量的稳定供应模式,保障能源安全协同发展。办好世界油商大会。

2. 高质量“走出去”。鼓励省内企业参与国际能源加工生产、能源装备制造、能源服务等“一带一路”能源合作,支持开展海上风电、光伏等项目开发。鼓励省内企业积极争取境外资源,跨国并

购铀矿、天然气等能源矿产资源,构建能源资源海外仓。强化国际能源技术交流,积极参与亚太经济合作组织等能源国际合作研究、技术转让等活动。深化与欧洲国家等能源合作,健全国际能源技术研发合作机制。

九、保障措施

(一)加强组织领导。充分发挥省煤电油气运工作领导小组、省节能减排与应对气候变化工作联席会议作用,统筹协调、指导推进规划实施工作。省发展改革委(省能源局)要充分发挥牵头作用,分解落实工作和任务,制定专项规划实施计划;各相关部门要切实履行职责,强化协同联动,制定和完善相关配套政策措施。各市县要切实发挥主体作用,建立工作协调推进机制,推动各项指标和任务落实。同时,积极争取国家政策支持,建立上下联动和信息共享机制。

(二)加强规划引领。健全以《浙江省能源发展“十四五”规划》为统领,电力、煤炭石油天然气、可再生能源、节能降耗和能源要素配置等专项规划为支撑的能源规划体系。各设区市要根据省级能源规划制定地方能源规划和有关专项规划。建立能源规划与项目一体化管理机制,以能源规划为依据进行能源项目核准和备案。建立健全能源项目推进机制,强化土地、海域、资金等要素保障。

(三)强化监督管理。完善长期监测、滚动调整和动态评估机制,对规划落实情况进行监测分析和中期评估,按程序适时进行中

期调整,开展总结评估。创新监管方式,提高监管效能,建立高效透明的能源规划实施监管体系。重点监管规划发展目标、重点任务和重大工程落实情况,及时协调解决突出问题,实施闭环管理,确保规划落实到位。发挥舆论监督作用,完善公众参与机制,引导公众参与规划贯彻落实的全过程,提高规划推进、独立监督、科学管理、民主决策的水平。

(四)加强宣传引导。充分利用全国节能宣传周、全国低碳日等,开展形式多样的宣传教育,推广光伏、天然气等清洁能源入户,倡导节约低碳的消费方式和生活习惯。加强舆论引导,回应社会关切,针对重大项目邻避效应等开展系列科普宣贯,共同把能源高质量发展推向深入。

抄送：省委各部门，省人大常委会、省政协办公厅，省军区，省监委，
省法院，省检察院。

浙江省人民政府办公厅

2022年5月16日印发

