

热电联产远距离低能耗集中供热技术研讨会



江 亿

中国工程院院士，清华大学教授，建筑节能研究中心主任。国务院能源咨询专家委员会成员，国家气候变化专家委员会成员，建设部科技委委员。中国人工环境工程学科的倡导者之一，在建筑热环境模拟分析，热网调节与优化，供热与空调系统控制与管理等方面做出重要贡献。主持编写每年的《中国建筑节能发展研究年度报告》，获国家级科技奖励多项，70项发明专利，发表科研论文150余篇。

远距离供热技术与实践



CEEC 中国能建



华源泰盟
HYTM

2018年3月20-22日 中国·太原

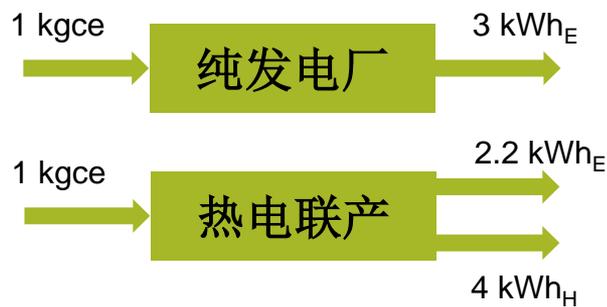
热烈祝贺：

热电联产远距离低能耗
集中供热技术研讨会

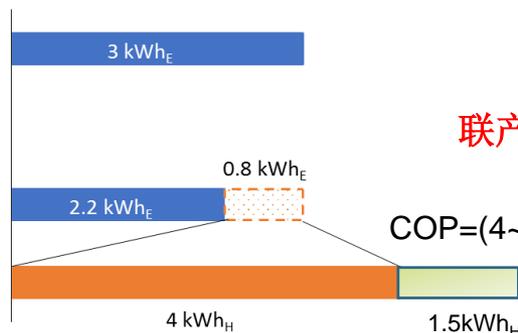
胜利召开

热电联产目前是效率最高的热源方式

燃煤：



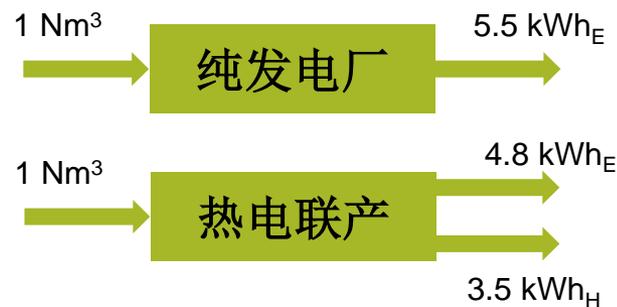
锅炉：0.13kgce/kwh



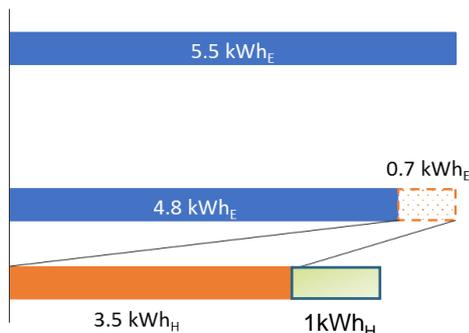
联产：0.07kgce/kWh

$$\text{COP} = (4 \sim 5.5) / 0.8 = 5 \sim 7$$

燃气：



锅炉：0.1m³/kWh

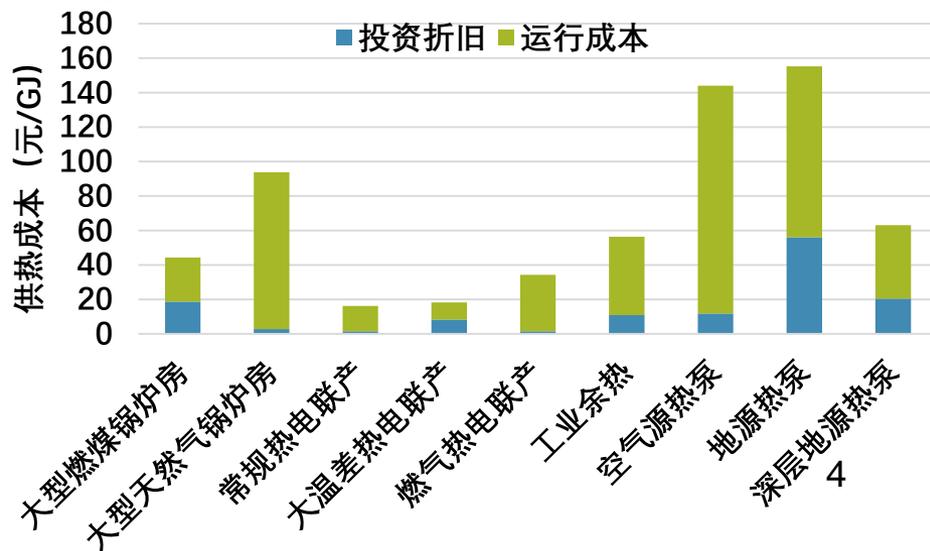
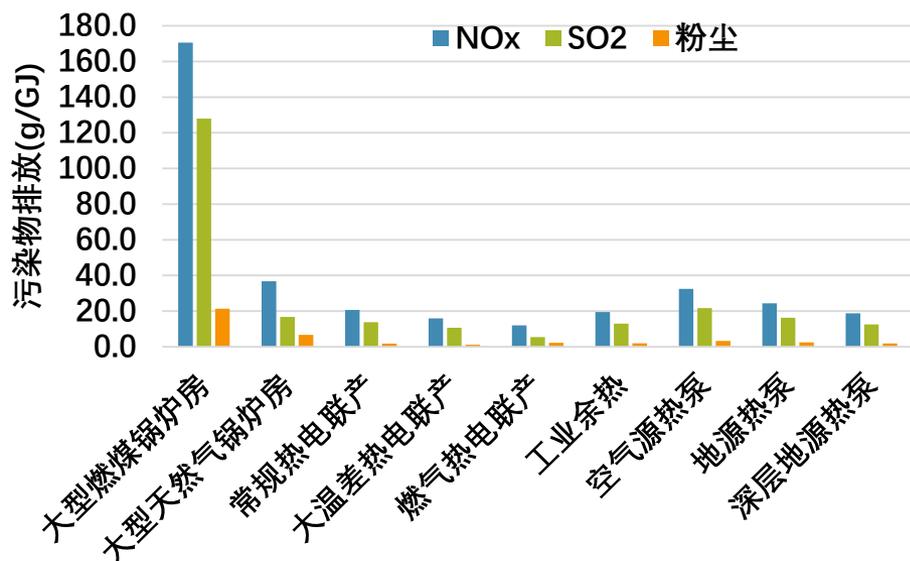
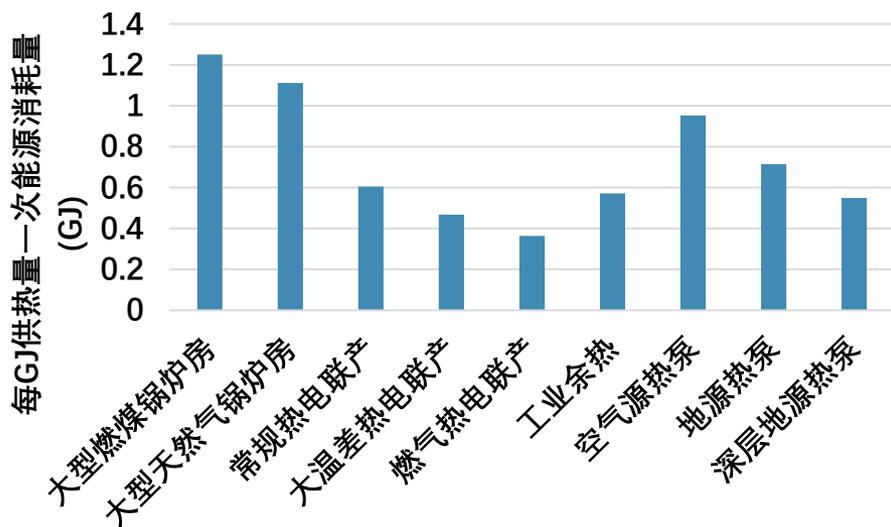


联产：0.043m³/kWh

$$\text{COP} = (3.5 \sim 4.5) / 0.7 = 5 \sim 6.4$$

北方城市清洁供热途径

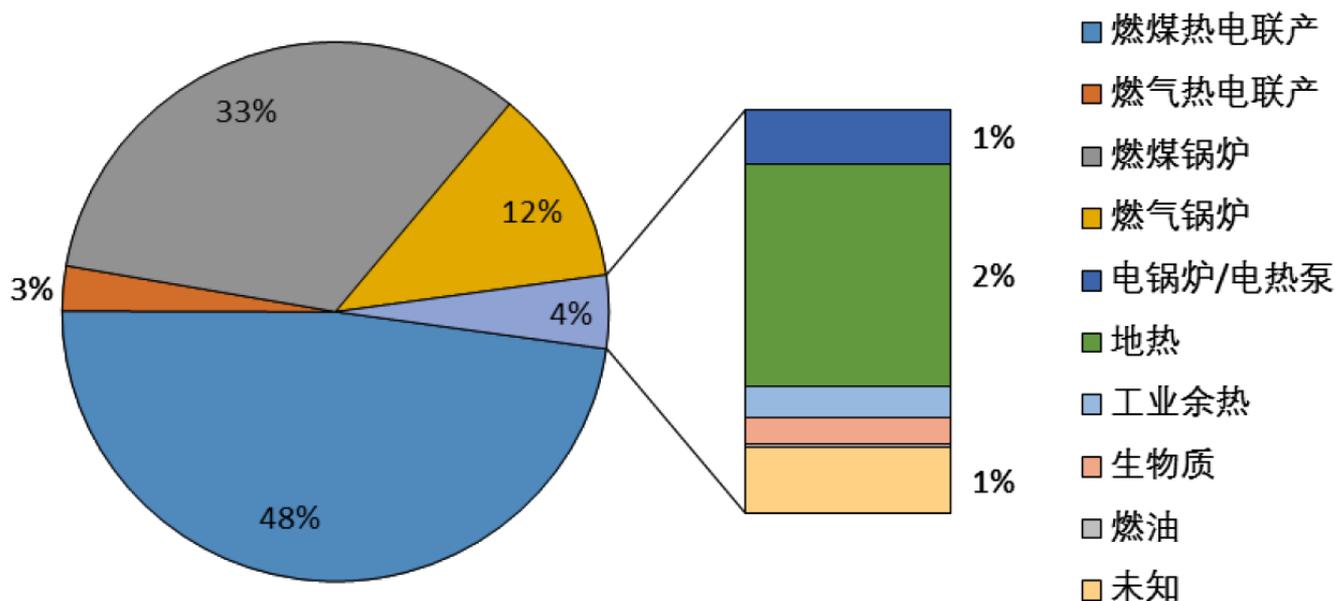
- 从节能减排和经济的角度看，热电联产集中供热仍然是我国北方城市供热的最佳选择。
- 热电联产按照**焓分推法**对供热煤耗进行分摊计算



北方城市供热现状与发展

- 目前我国城市供暖中，清洁高效的热电联产所占的比例仍然不高，效率低、污染大的燃煤锅炉供热仍然普遍；
- 其他清洁供热方式，包括燃气、电等成本高，推广难度大；
- 热电联产应成为我国城市供热的主力？

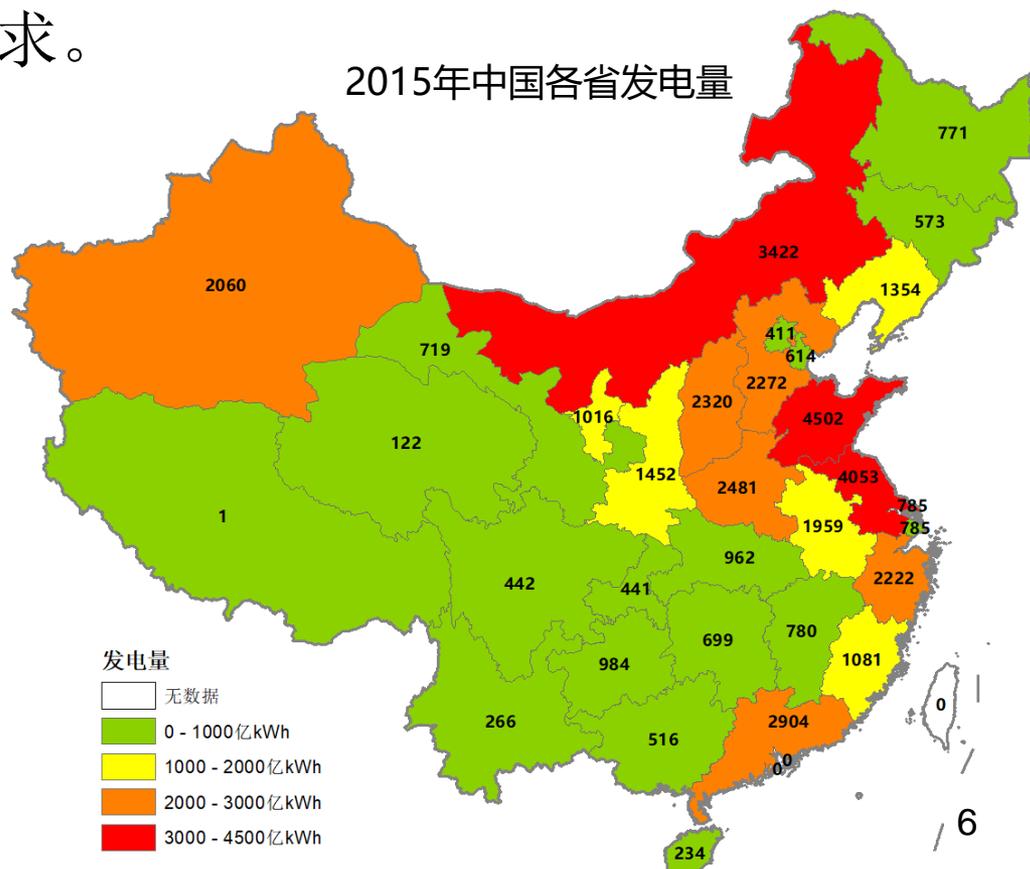
2016年北方地区城镇集中供热各类热源供热面积比例



热电联产具有充足供热能力

- 我国火力发电厂的2/3分布于北方供热地区；
- 如果将这些火力发电厂排放的余热全部利用，远远能够满足北方地区城市供热需求。

2015年中国各省发电量



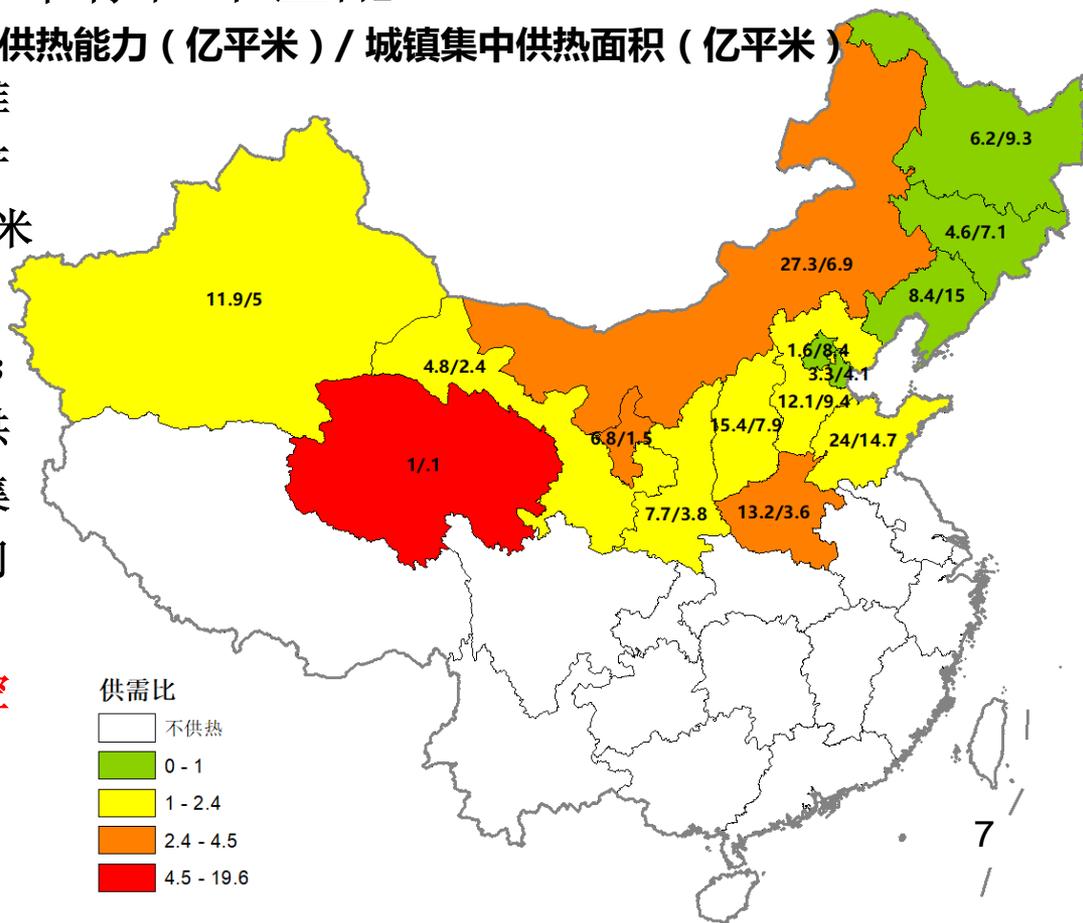
- 北方地区火力发电装机容量约8亿KW，相应的余热容量约10亿KW，如果改造为热电联产或余热利用，可满足约250亿平方米供热需求；
- 目前北方地区火电厂冬季发电0.8万亿度，排出余热1万亿kWh，可满足120亿平方米供热
- 目前北方地区城市实际采暖面积约150亿平米

热电联产供热能力的限制（改）

- 火电厂发电量受用电需求限制
- 火电厂与热负荷空间分布存在不匹配

供热能力（亿平米）/ 城镇集中供热面积（亿平米）

- 根据北方地区火力发电实际发电量推算出如果所有火电厂都改为热电联产并回收全部余热，可以满足120亿平米的供热面积。
- 目前城镇集中供热面积为150亿平米；
- 从供需平衡的角度，火力发电厂的供热能力能够满足我国北方地区城市集中供热的需求，但存在空间不匹配问题。
- 长距离输送可以在很大程度上解决空间不匹配问题。



充分挖掘热电厂余热面临的挑战

- 怎样改造电厂，充分回收余热？
- 怎样解决热源与用热建筑地理位置的不匹配？
 - 长距离输送的可行性？安全性？经济性？
- 怎样解决热电比需求侧与供给侧的不匹配？
 - 电力最低负荷/供热负荷 < 电厂发电量/产热量
 - 电力需求低，热量需求高，热电联产无发电指标
- 怎样解决由于以热定电导致的冬季弃风现象？
 - 中国电力科技网已经连续召开了数次技术研讨会，就上述问题进行技术和工程实践的交流，为推动此技术做出贡献。
 - 太原、大同是我国热电联产全面应用，取得很好效果的典型城市。今天聚集在此，共同交流，学习太原、大同的经验，是难得机会。祝大会成功！

供热长距离输送及实践

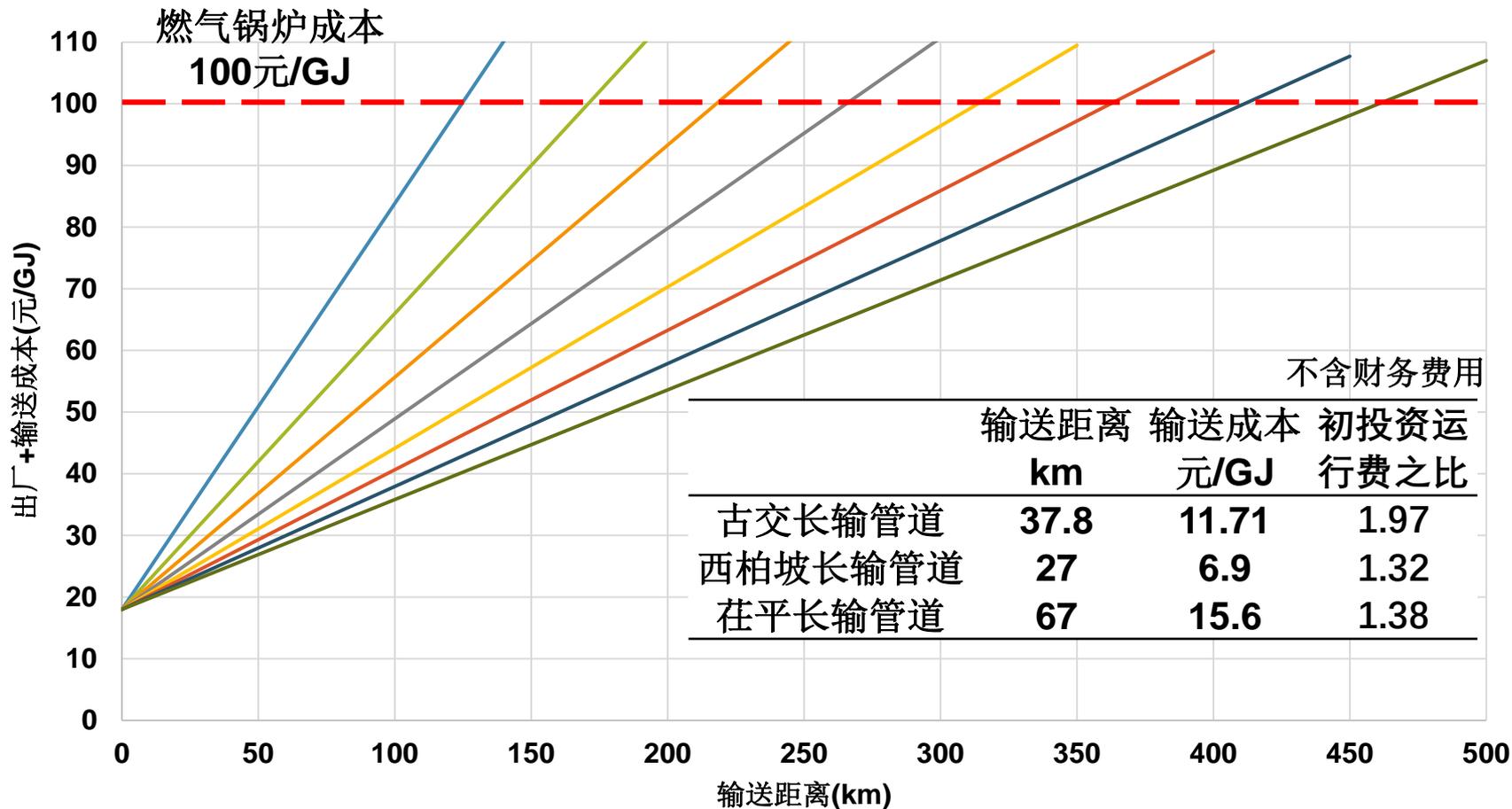
江亿 付林

清华大学建筑节能研究中心

2018.3.20

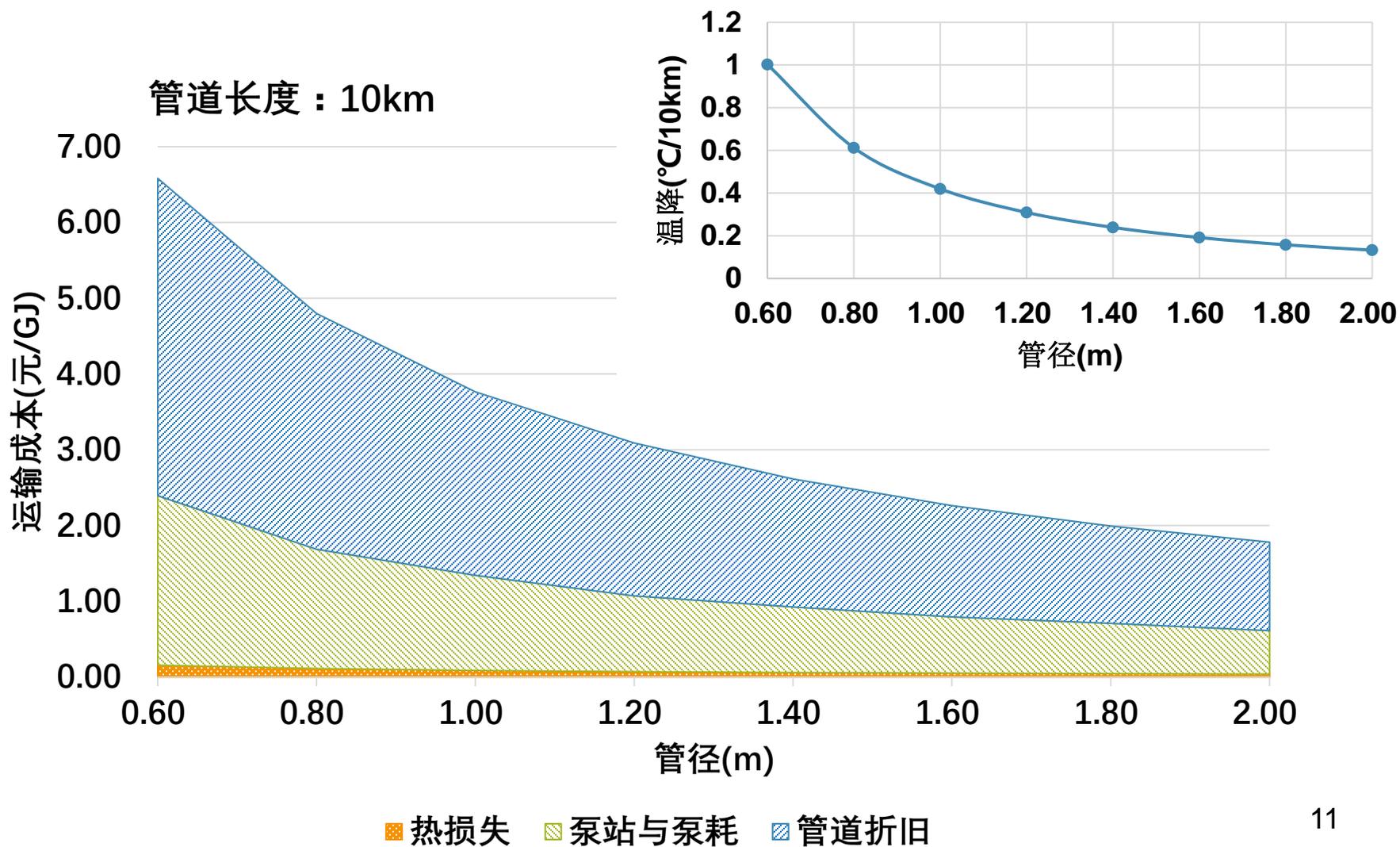
长距离供热具有良好的经济性

供回水温度：130°C/20°C



管径： 0.6m 0.8m 1m 1.2m 1.4m 1.6m 1.8m 2m

长距离供热输送的制约因素

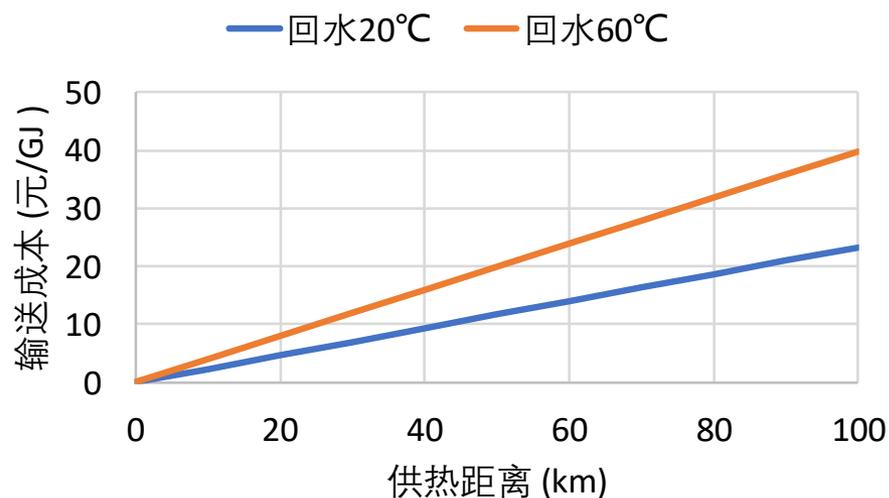
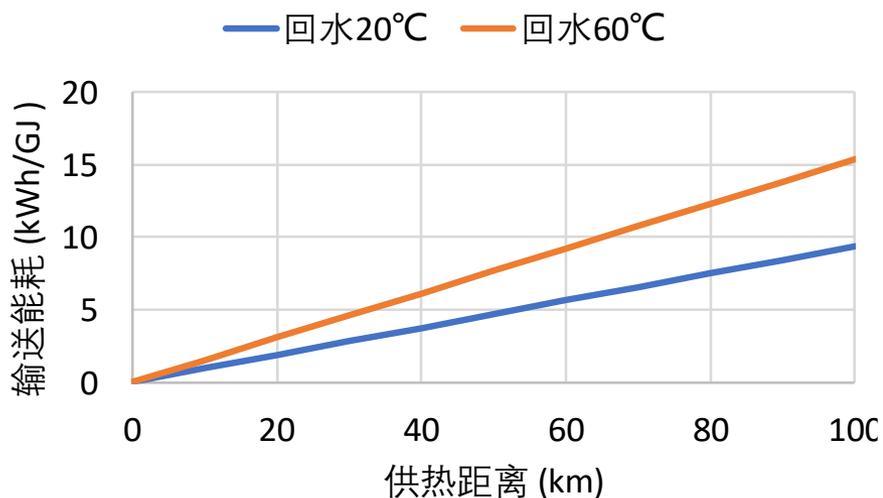


经济性取决于回水温度

- 上述分析基于：供水 125°C ，回水 20°C ， 105K 温差
- 如果回水温度 60°C ，则温差为 65K ，输送成本增加45%
 - 单位流量携带热量减少，
 - 水温高导致热损失增加
- 目前尚未有一个真正实现回水温度 20°C 的工程在运行
- 降低回水温度应该是集中供热领域的努力目标之一

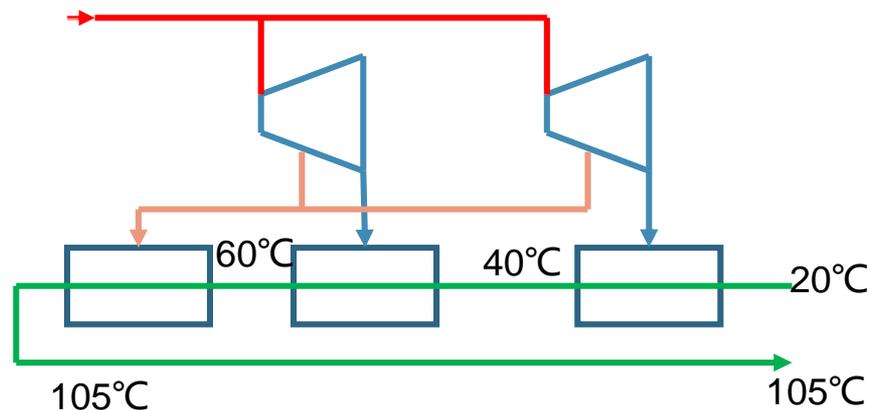
两种回水温度对热网输送的影响

- 两种回水温度下的热网输送能耗以及输送成本随供热半径的变化



降低回水温度不仅仅为了输送

- 回水温度降低后，热电联产电厂取热能耗也可以降低
 - 对于抽凝机组，可以直接回收冷凝器热量
 - 对于背压机组，可以降低背压，从而多发电
 - 对于改为吸收式机组的抽凝机，可以在不提高冷凝压力的前提下全部回收乏汽余热

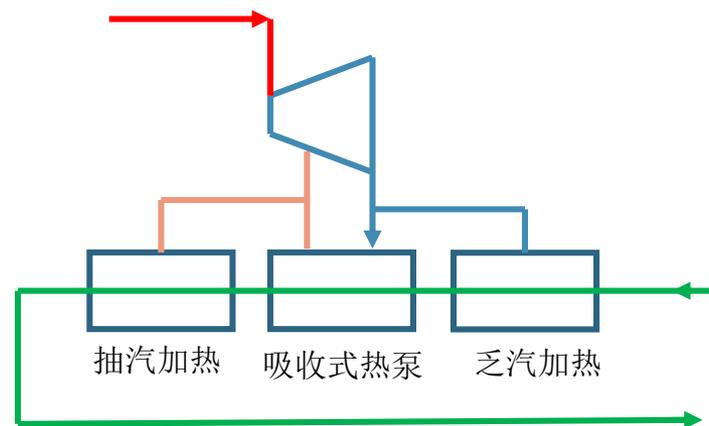
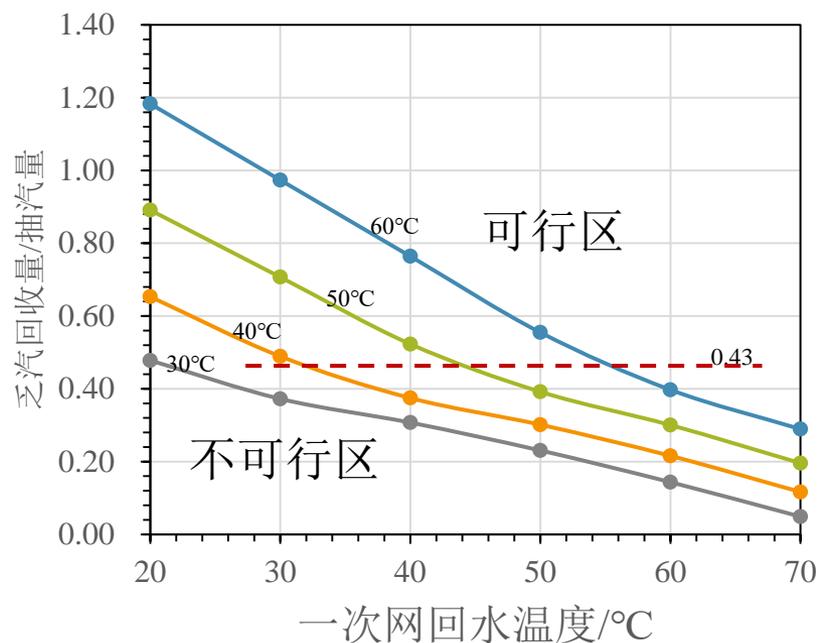


回水温度对吸收式热泵方式的影响

最大抽汽比0.7，单台汽轮机乏汽完全回收的最小乏汽抽气比

$$\text{【乏汽回收量（流量）/抽汽量（流量）】} = 0.3/0.7 = 0.43$$

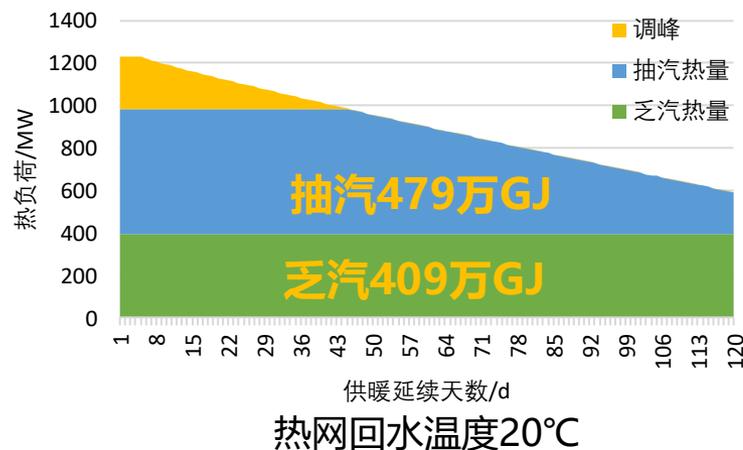
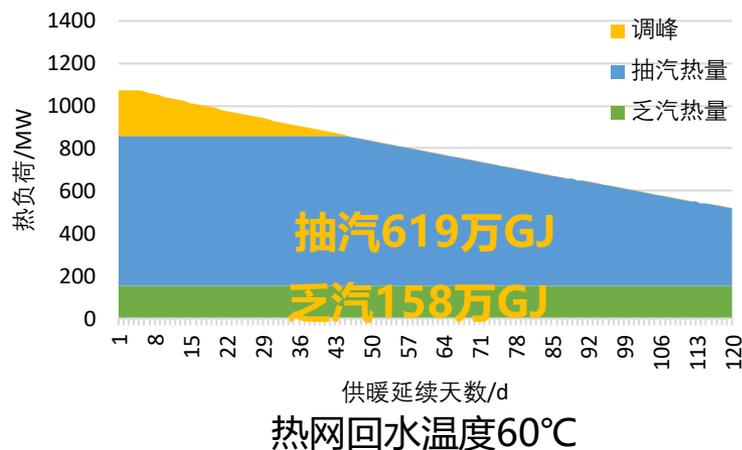
一次网供水温度130℃，抽汽饱和温度150℃，各换热器端差5K



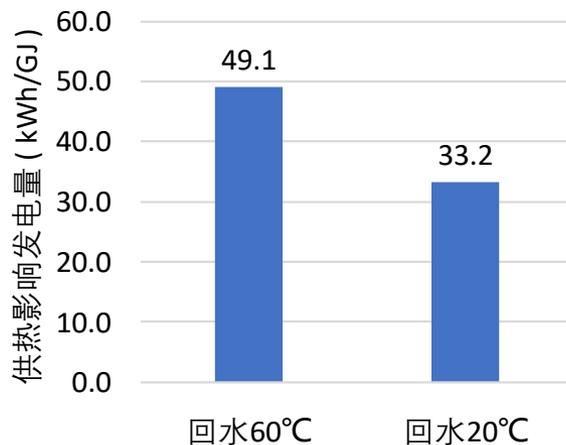
吸收式热泵的加热过程

不同回水温度对余热回收的影响

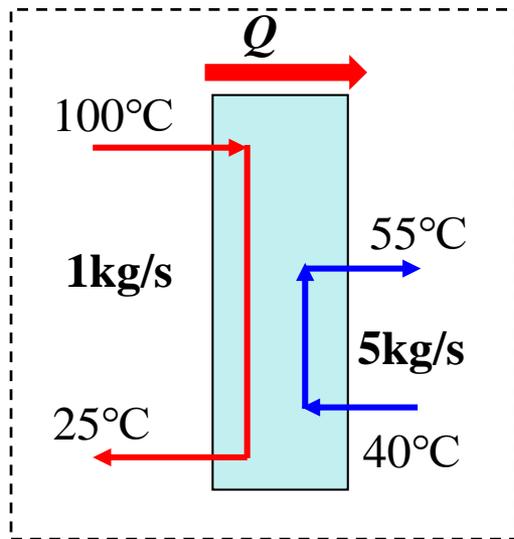
• 供热构成



• 供热能耗



怎样降低回水温度？



热力站方式

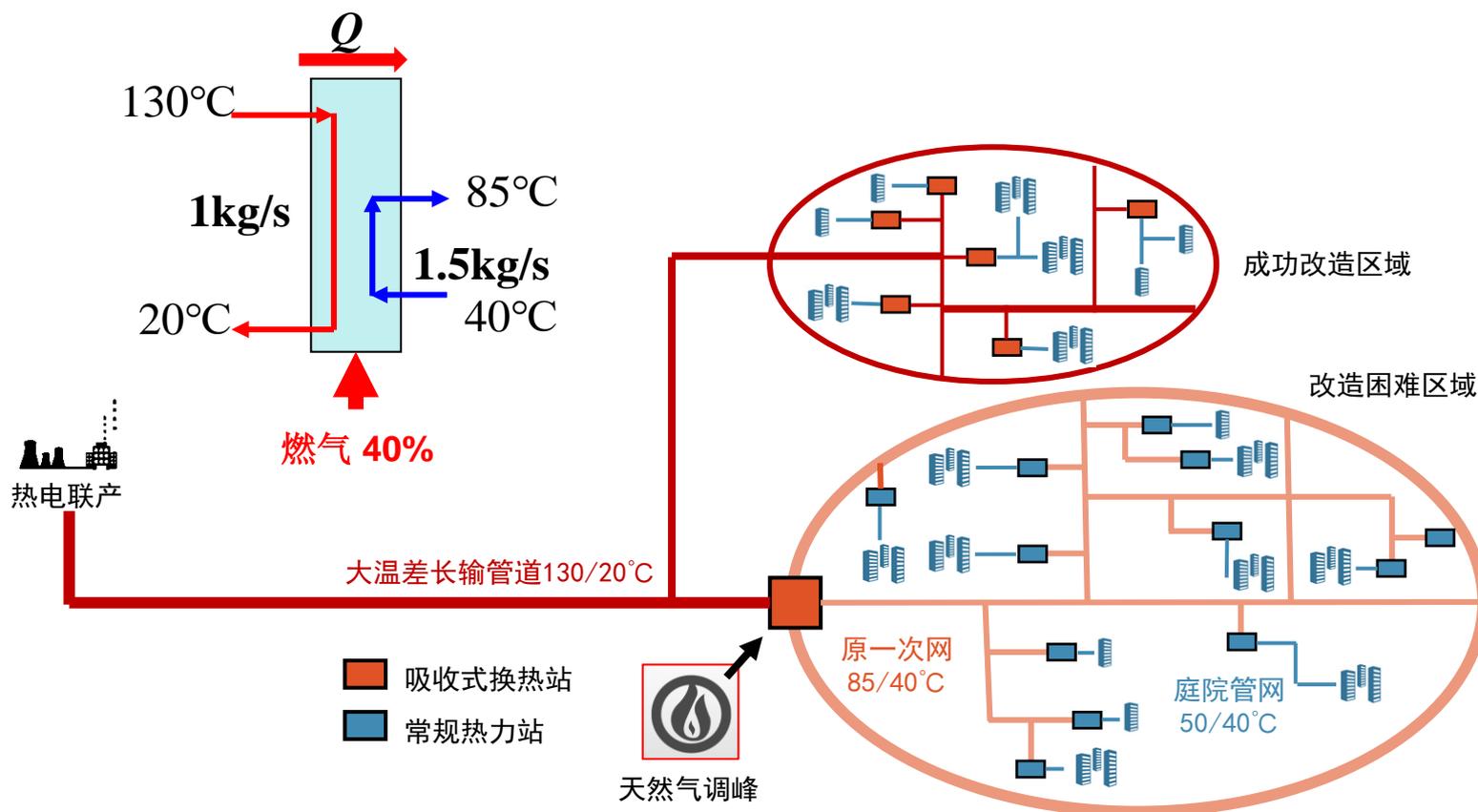
- 安装吸收式换热器，利用较高的供水温度实现低温回水
- 如果仅部分热力站安装，导致20°C与50°C的回水掺混，混合后水温仍高
- 末端吸收机安装位置成为主要障碍



楼宇式

降低回水温度的途径

- 利用原有热源厂场地，安装带有吸收热泵的调峰热源



改变热量结算方式，促进回水温度降低

- 降低回水温度是热电联产集中供热的发展方向
 - 加大温差，提高输配系统利用率，实现长距离供热
 - 充分利用发电余热，在不提高背压的前提下提高热效率
- 目前已有成熟技术方案，可以实现回水温度的降低
- 降低回水温度难以在工程中推广的关键是缺少有效的推进机制
 - 供热企业需要投入设备、人力，但回报很小
 - 热源企业需要改造系统流程，才能从低回水温度中获得收益，但担心回水温度降不下来而浪费投资
- 问题关键：如何约束双方共同努力，实现降温？

改变热量结算方式，促进回水温度降低

- 改变热源企业与供热企业之间的热量结算方式：

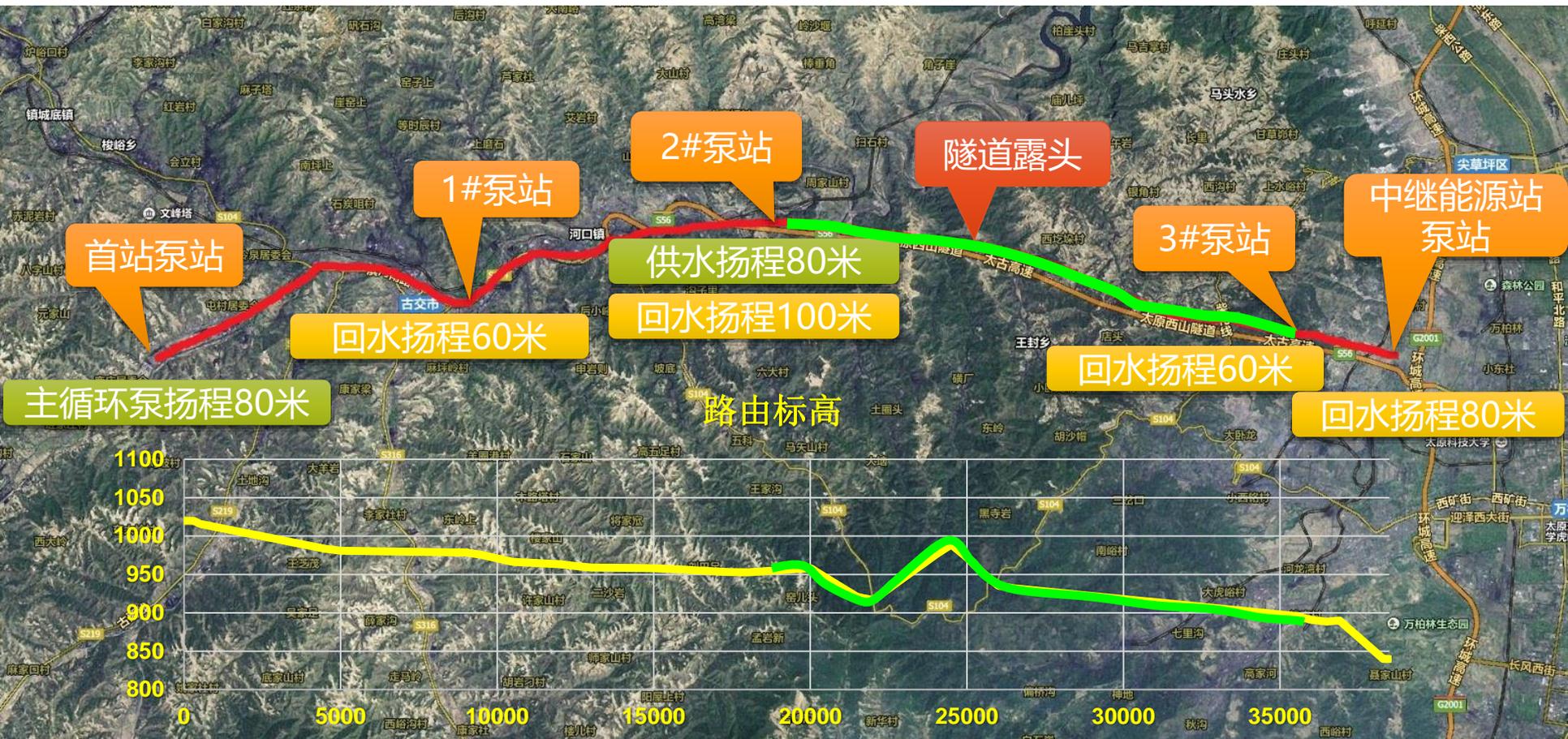
$$\text{结算热量} = \text{流量} \times (T_{\text{供水}} - 40^{\circ}\text{C})$$

- 相当于供热企业承诺，保证回水温度低于40°C
- 如果实际回水温度高于40°C，仍然按照40°C计算热量，供热企业需要多付热费
- 如果实际回水温度低于40°C，低的部分成为供热企业免费得到的热量
- 供热企业为了经济利益，会投入，尽可能降低回水温度
- 热源企业必须进行系统改造，以保证回水温度降低后高效加热。如果回水温度没有降低，仍然按照40°C计算，经济上仍有回报
- 依靠这一机制，可以促进供热企业和热源企业共同进行降低回水温度和回收热电联产余热的相关改造，实现余热的充分利用
- 这一建议已经得到国家发改委支持，并写入相关文件

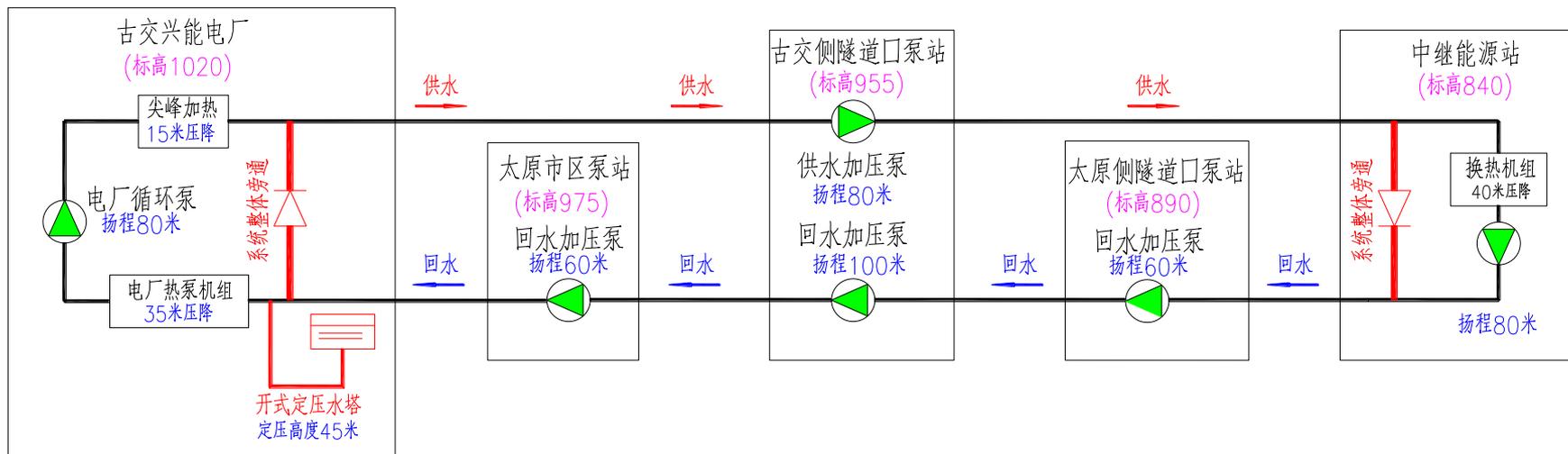
长途输送的安全性

- 静态特性
 - 避免某管段压力过高
 - 避免某管段压力过低造成汽化
 - 采用多级加压方式，合理分配延程压力变化
- 动态压力变化特性，避免水击
 - 设供回水间旁通阀
 - 在关键点开式定压水箱
 - 根据不同的地形标高，需要采取不同的措施
 - 动态模拟分析，校核启、停、某个泵站停电等多种工况
- 从古交——太原输热管线运行中可总结出很多经验

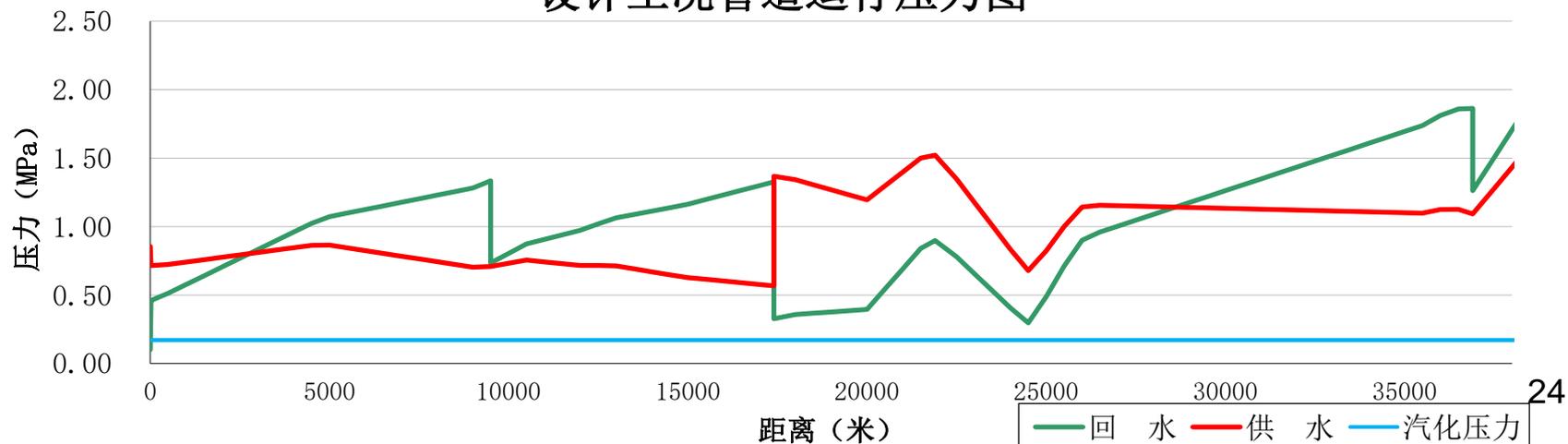
古交长输管道路由简介



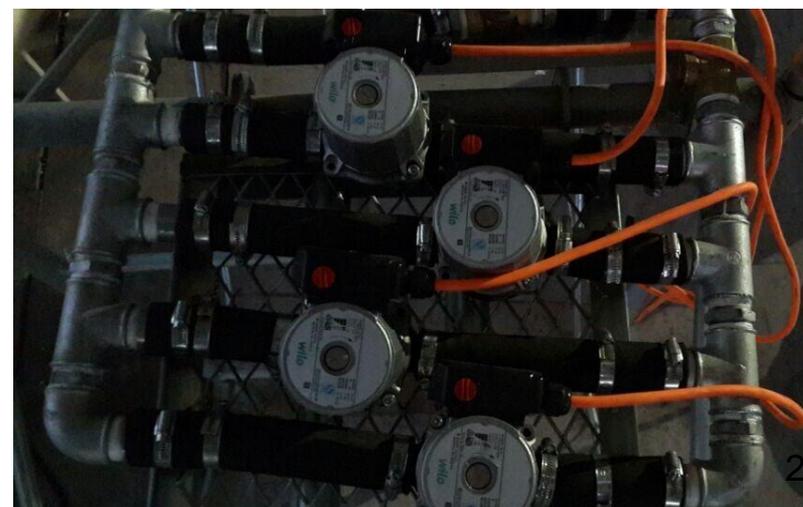
古交长输管道系统简介



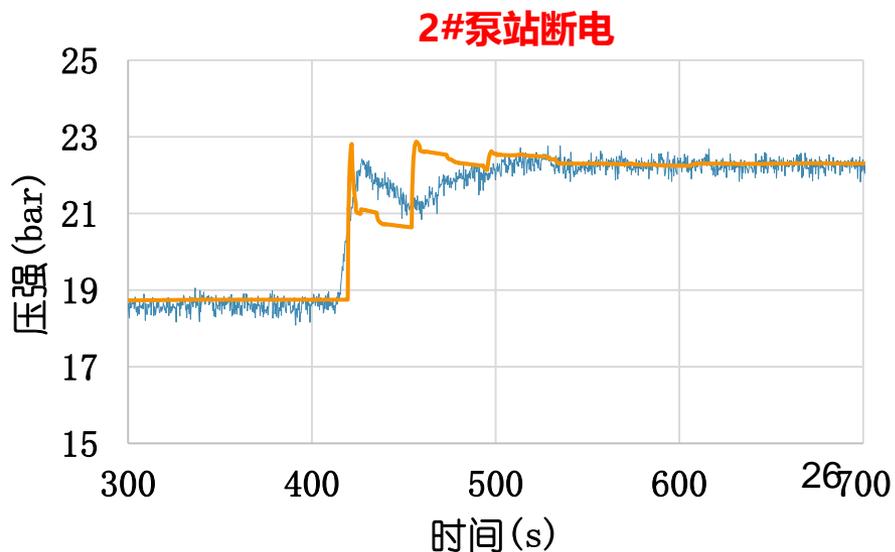
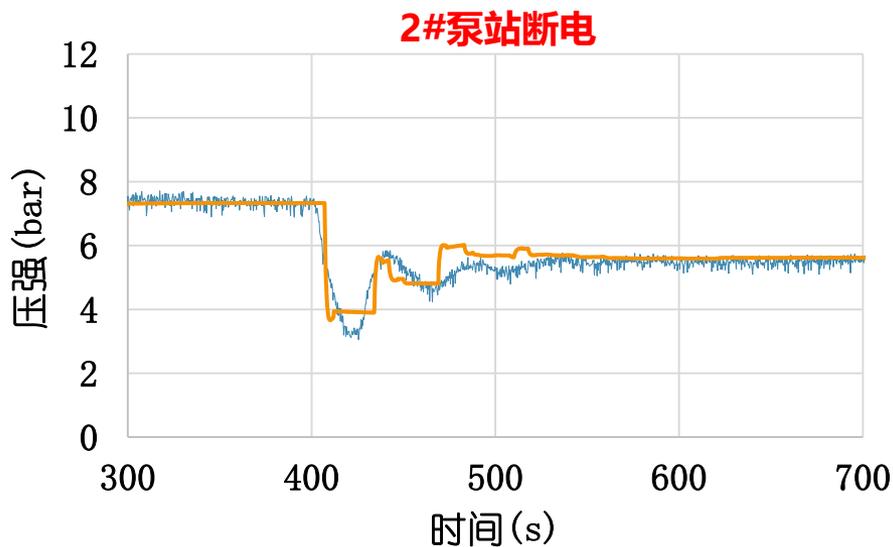
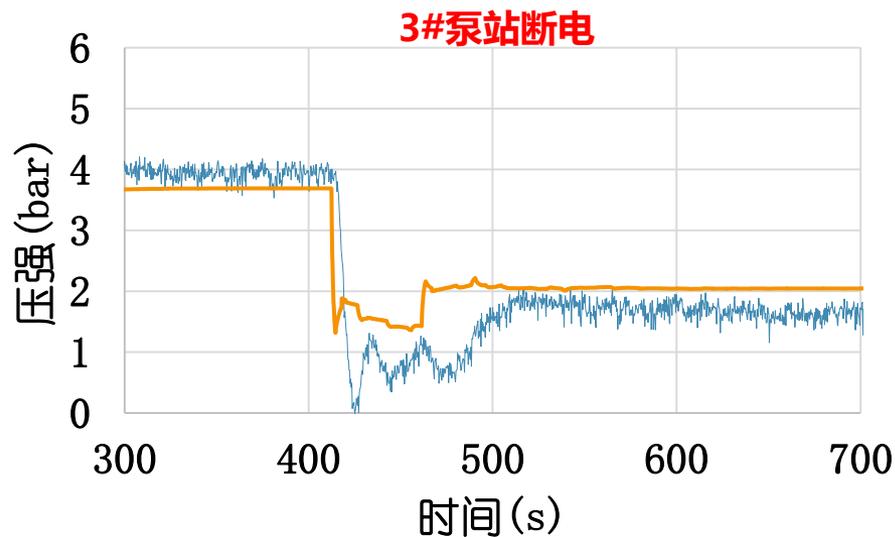
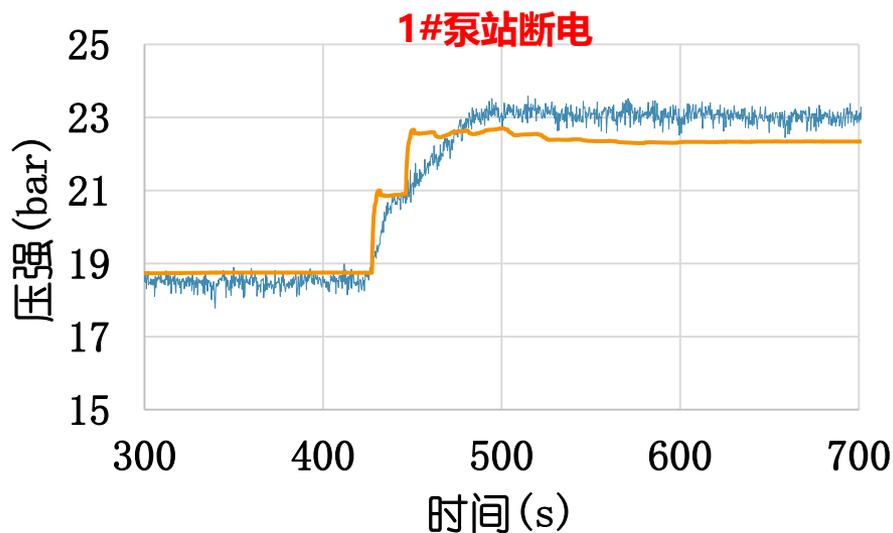
设计工况管道运行压力图



长输管道比例模型实验



实验与模拟结果对比



古交长输系统照片

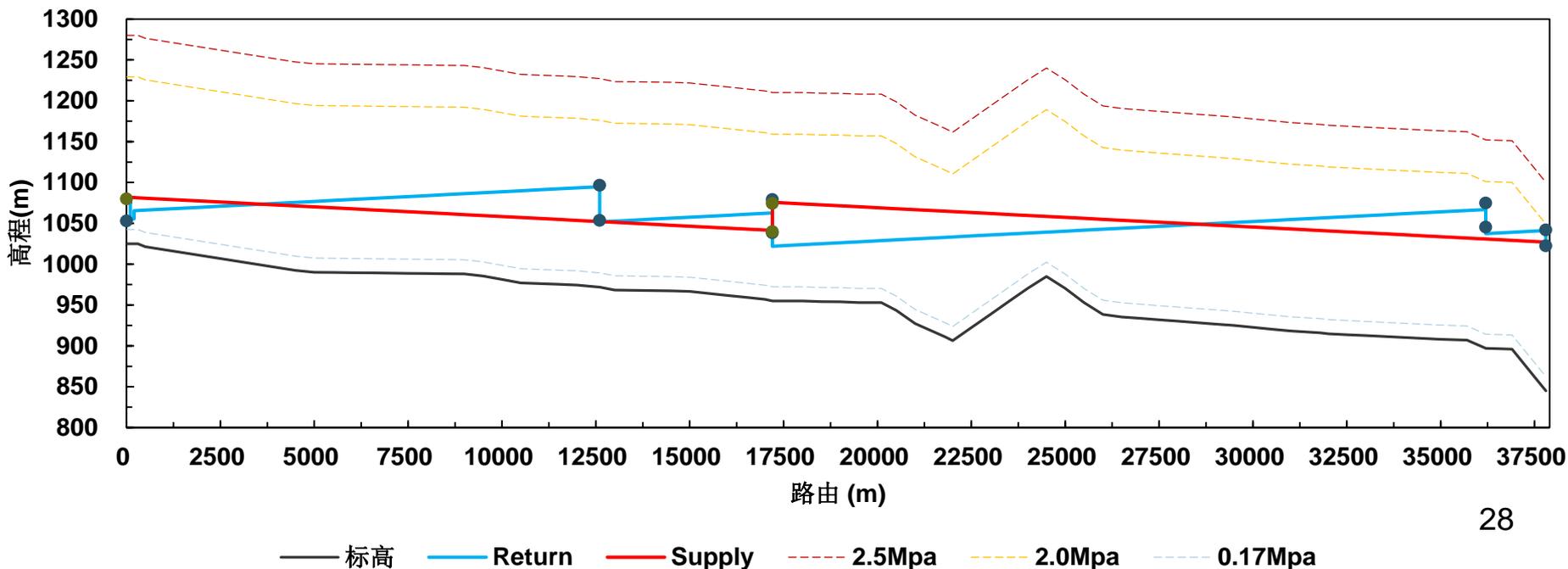


管道阻力测算与理论计算对比

	进口	出口	压差
首站	0.27	0.54	0.26
1#	0.80	1.22	0.42
2#供	0.83	1.17	0.34
2#回	0.82	1.22	0.40
3#	1.45	1.74	0.29
中继	1.74	1.93	0.19

单位: MPa

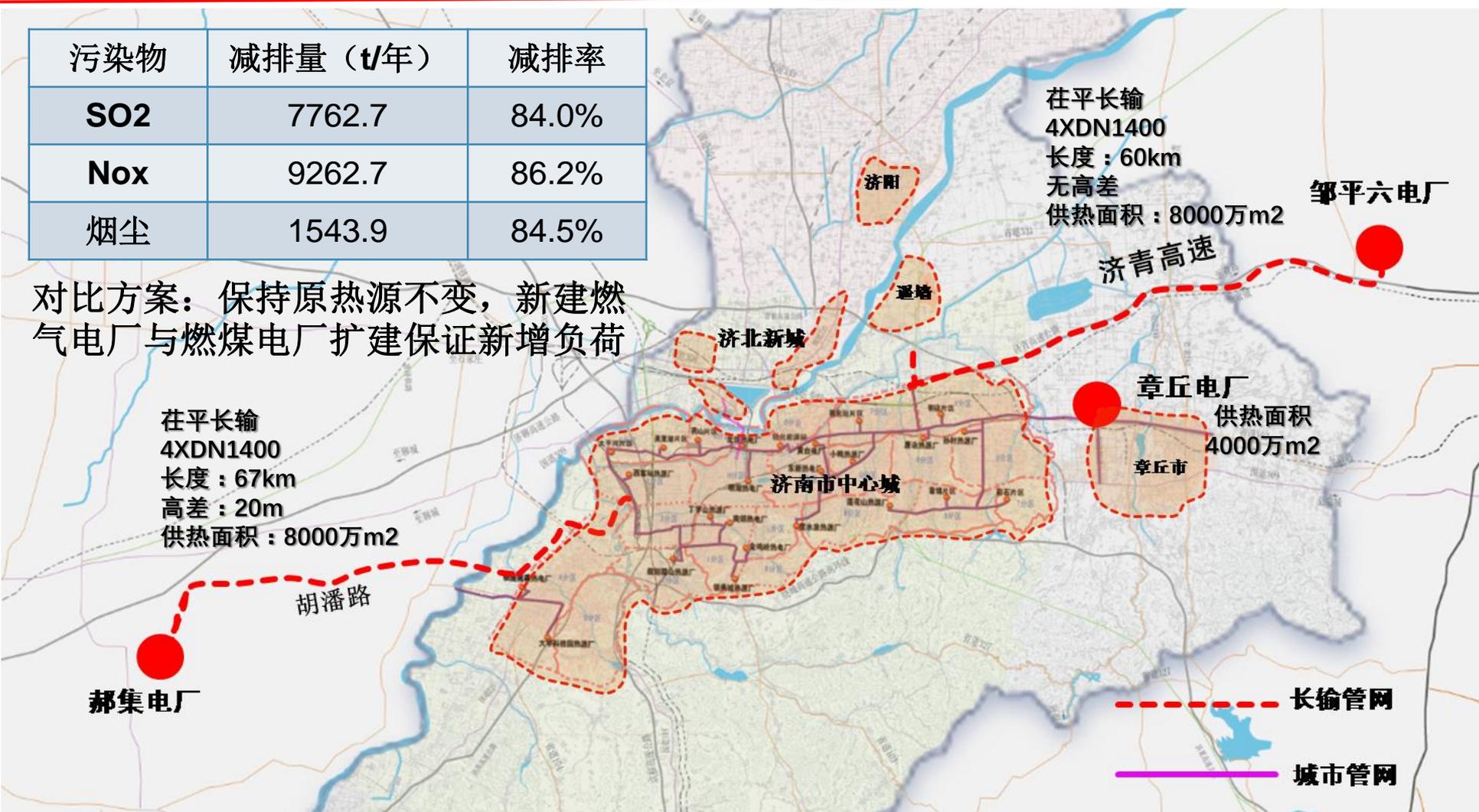
流量	10745T/h
总阻力	1.8MPa
比摩阻	23.8Pa/m
理论比摩阻	23.2Pa/m
误差	2.8%



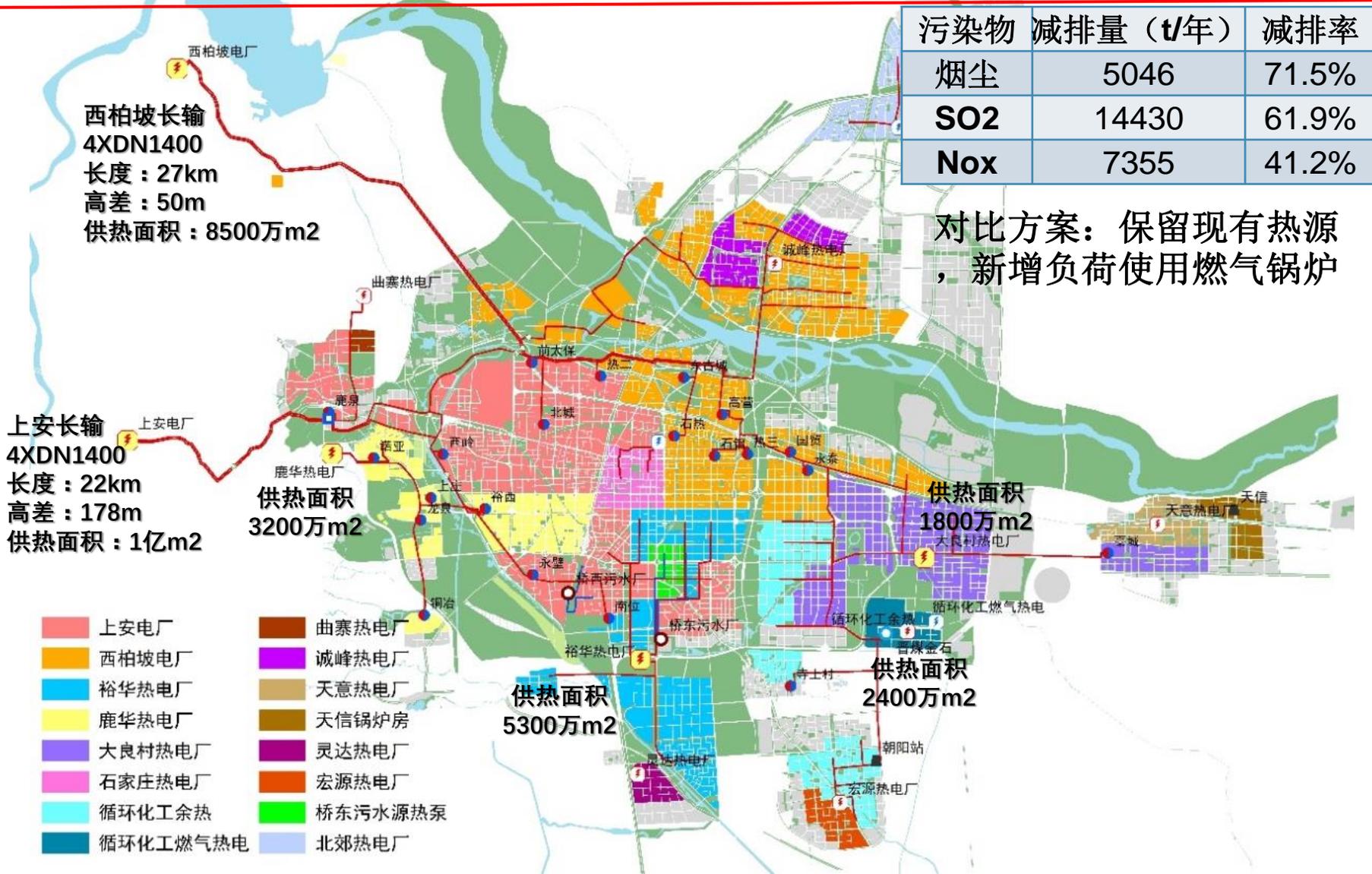
济南市“外热入济”清洁供热

污染物	减排量 (t/年)	减排率
SO ₂	7762.7	84.0%
Nox	9262.7	86.2%
烟尘	1543.9	84.5%

对比方案：保持原热源不变，新建燃气电厂与燃煤电厂扩建保证新增负荷



石家庄市清洁供热格局



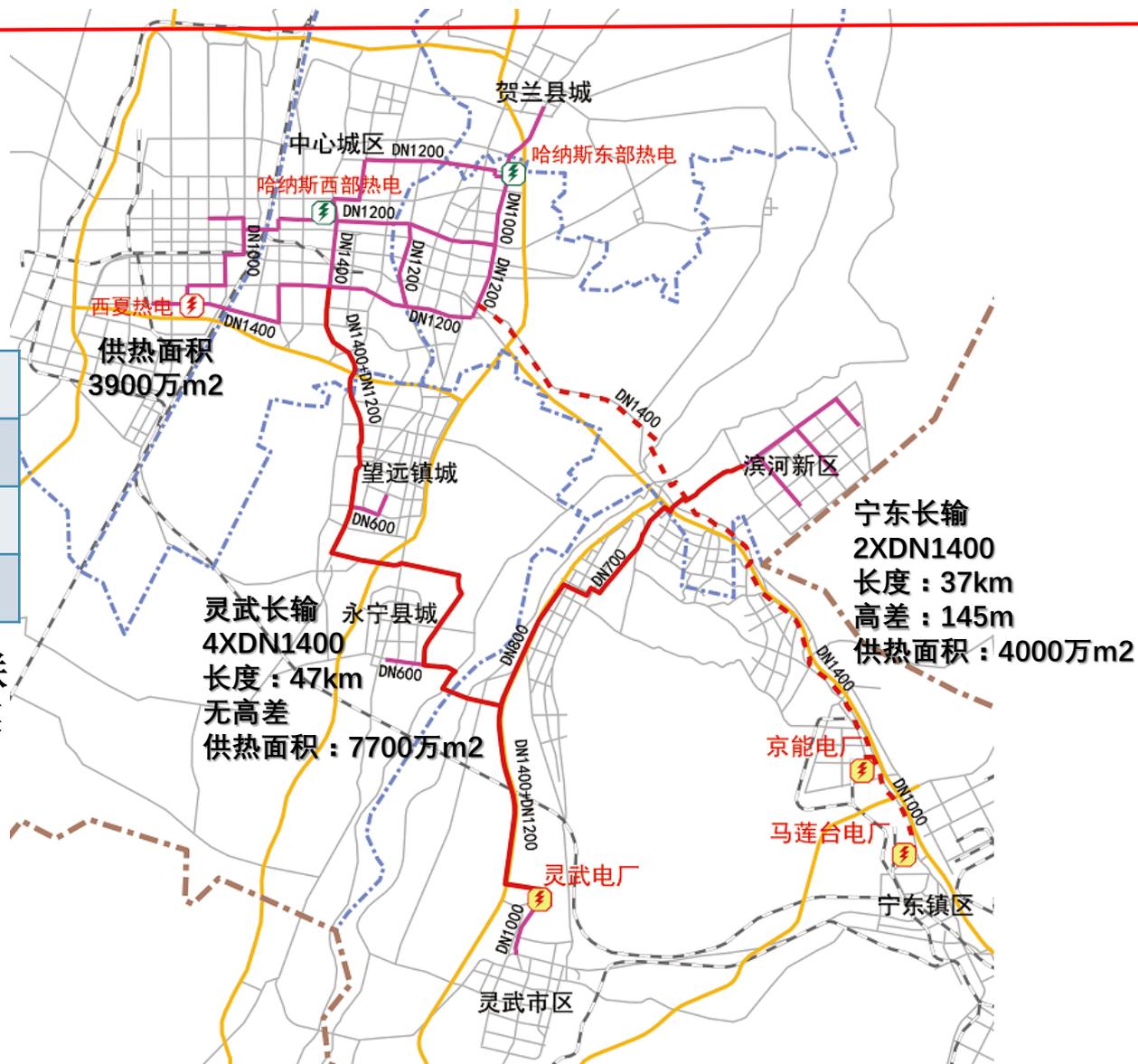
污染物	减排量 (t/年)	减排率
烟尘	5046	71.5%
SO ₂	14430	61.9%
Nox	7355	41.2%

对比方案：保留现有热源，新增负荷使用燃气锅炉

银川市清洁供热规划

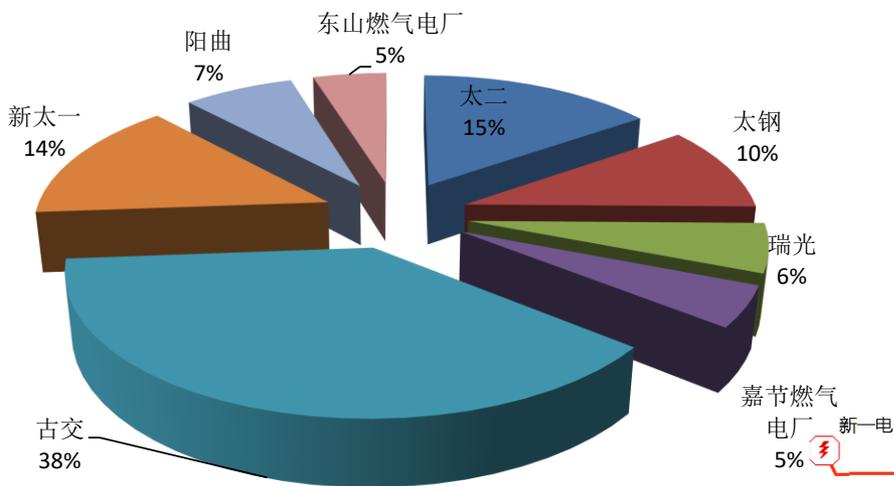
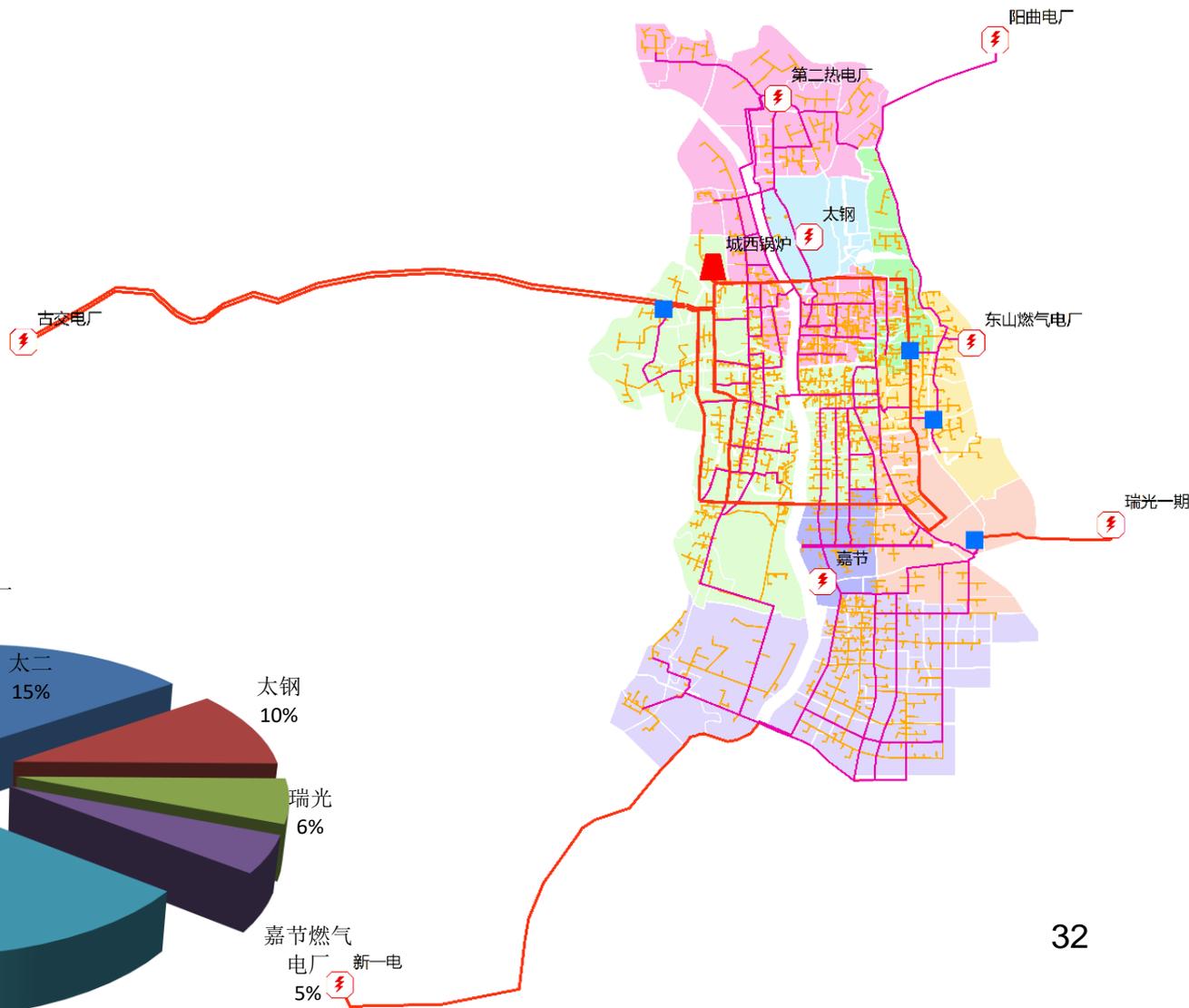
污染物	减排量(t/年)	减排率
烟尘	7938	92.4%
SO ₂	5189	87.2%
Nox	7249	64.0%

对比方案：2个大型燃煤热电联产+2个燃气热电联产+N个燃煤锅炉调峰+N个燃气分布式调峰



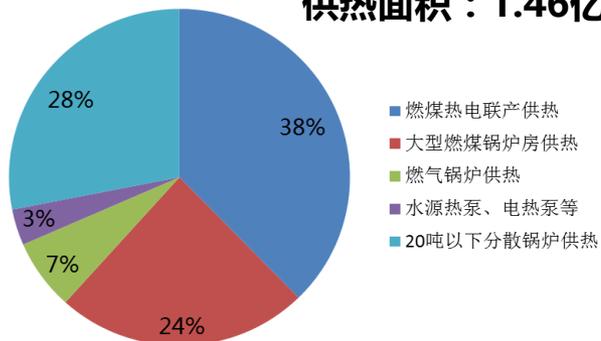
太原市“八源一网”供热格局

热源	面积 (万平方米)
太二热电厂	3200
太钢	2100
瑞光热电厂	1200
嘉节燃气电厂	1000
古交热电厂	8000
新太一热电厂	3000
阳曲热电厂	1500
东山燃气电厂	1000
合计	21000

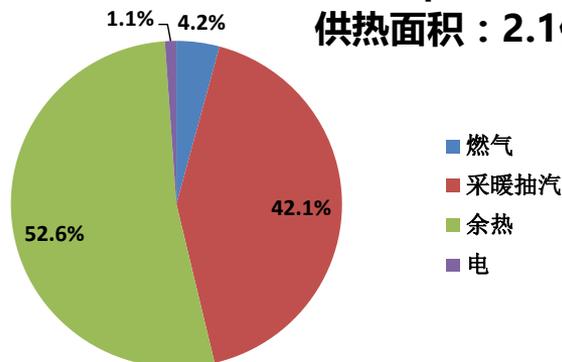


清洁供热的显著环境效益

供热能源结构

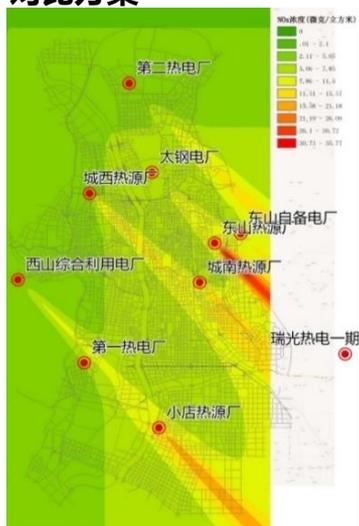


2020年 供热面积：2.1亿

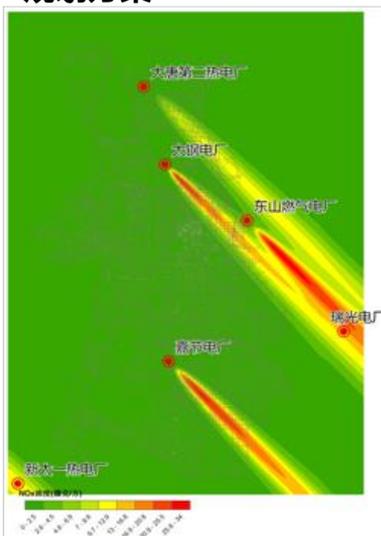


采暖热源的Nox排放落地浓度

对比方案



规划方案

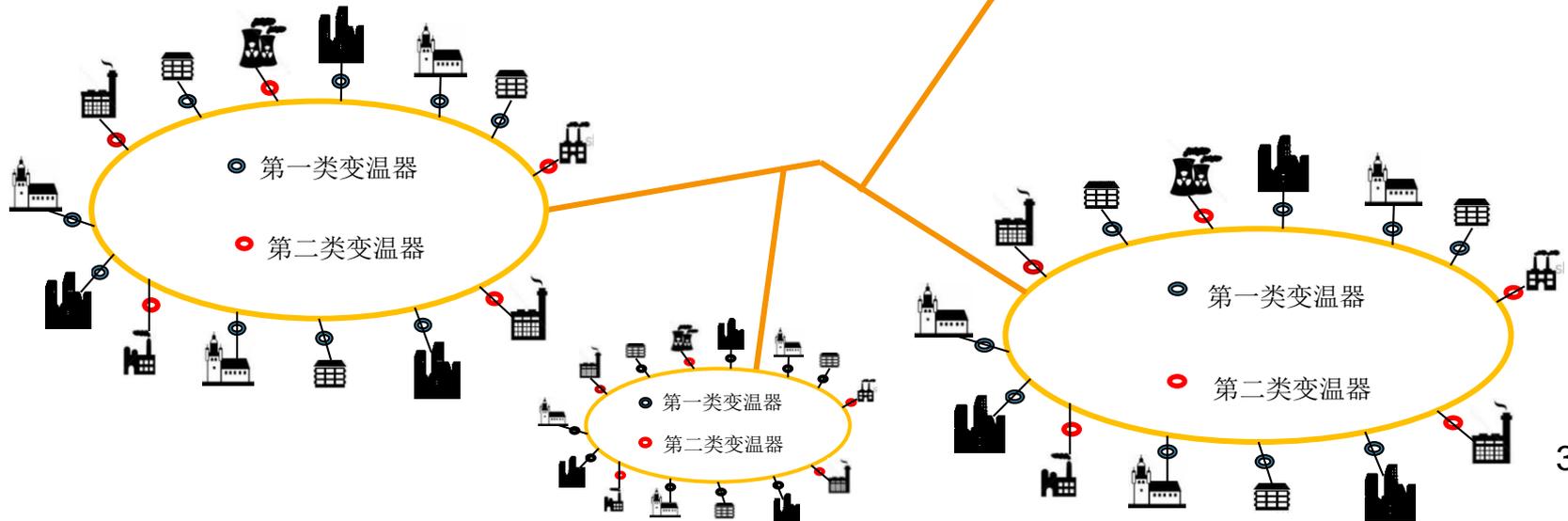


大气污染物当地减排量分析 (与规划大量燃气电厂比较)



未来城市区域供热模式

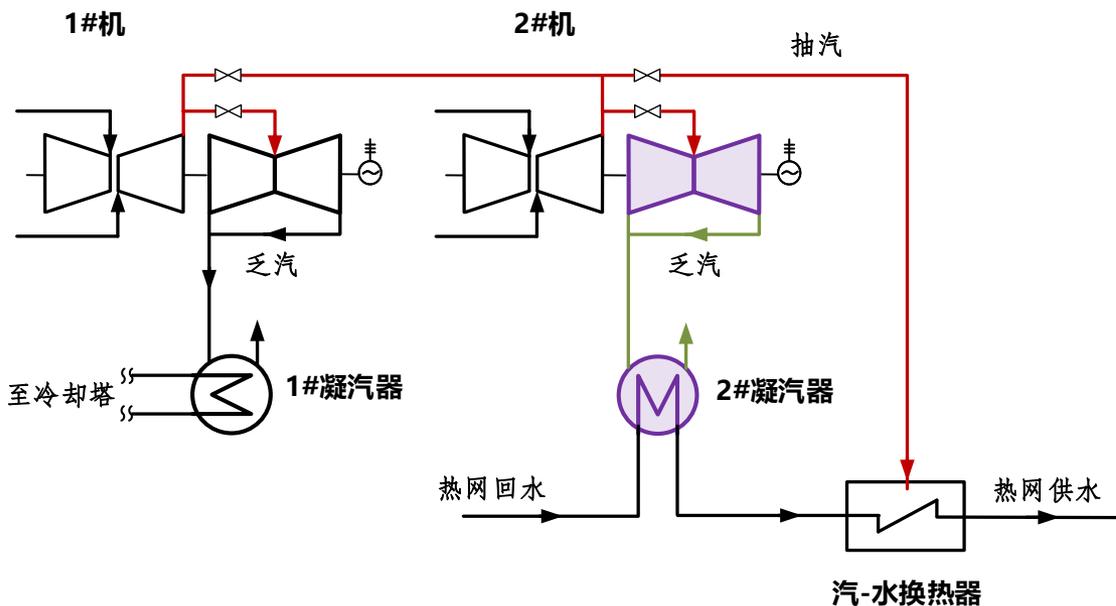
- 源 — 余热（电厂及工业）和天然气取代燃煤锅炉
 - 热电联产及工业余热承担基本负荷
 - 天然气调峰
- 网 — 超大规模供热网，城市互联
 - 超低温回水（大温差），远距离输送
- 热力站
 - 大温差换热机组取代
- 分布式燃气调峰



热电联产余热回收的方式

- 换转子高背压方式
 - 排汽压力高，只能回收一台机组余热，供热能耗高，影响发电量大
 - 初末寒期变负荷调节困难，难以进行所有机组改造
- 吸收式热泵方式
 - 保证排汽背压，能够更多回收余热，供热能耗低，影响发电量小
 - 初末寒期变负荷调节灵活，投资成本较高

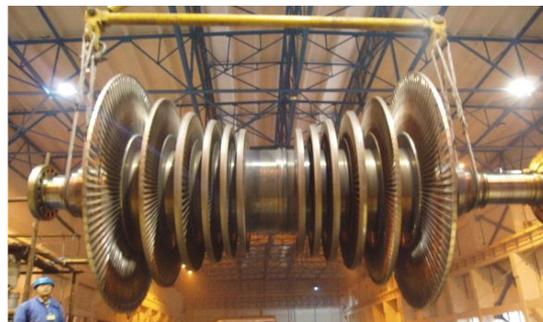
高背压供热方式



两台300MW机组高背压供热系统流程图



低压缸双转子互换改造 (采暖季用)

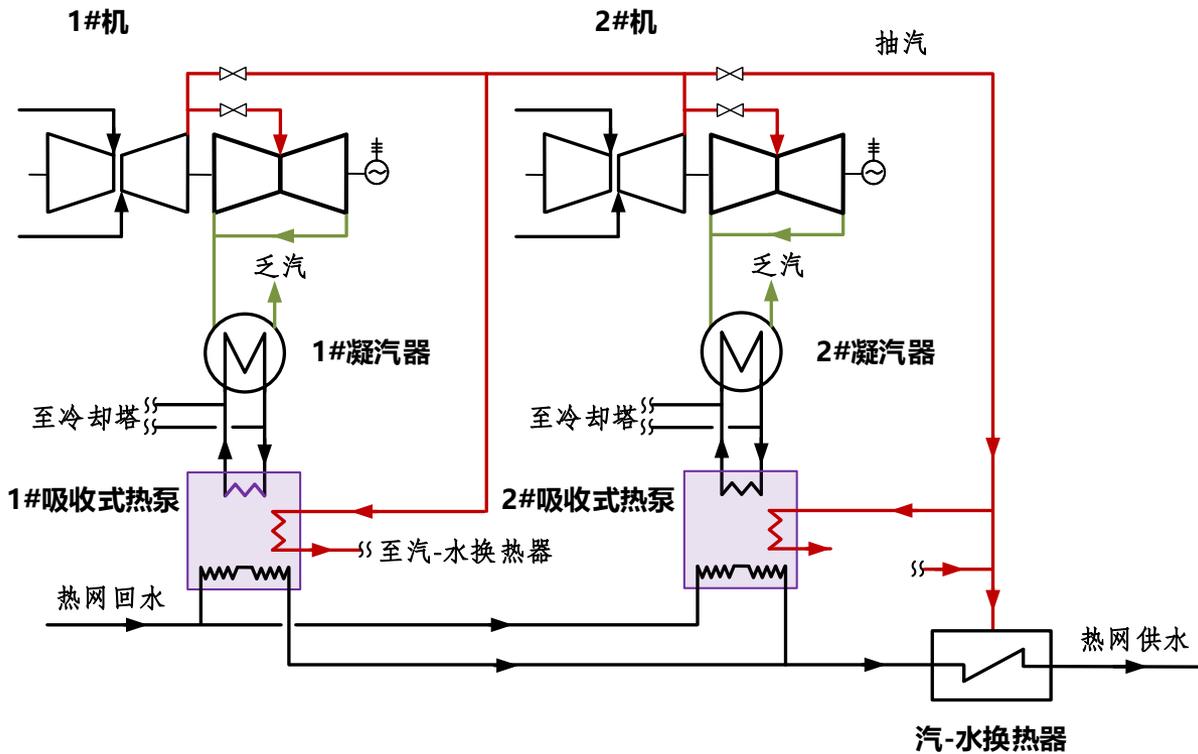


原低压缸转子 (非采暖季用)



低压缸光轴改造36 (采暖季用)

吸收式热泵供热方式



两台300MW机组供热系统流程图



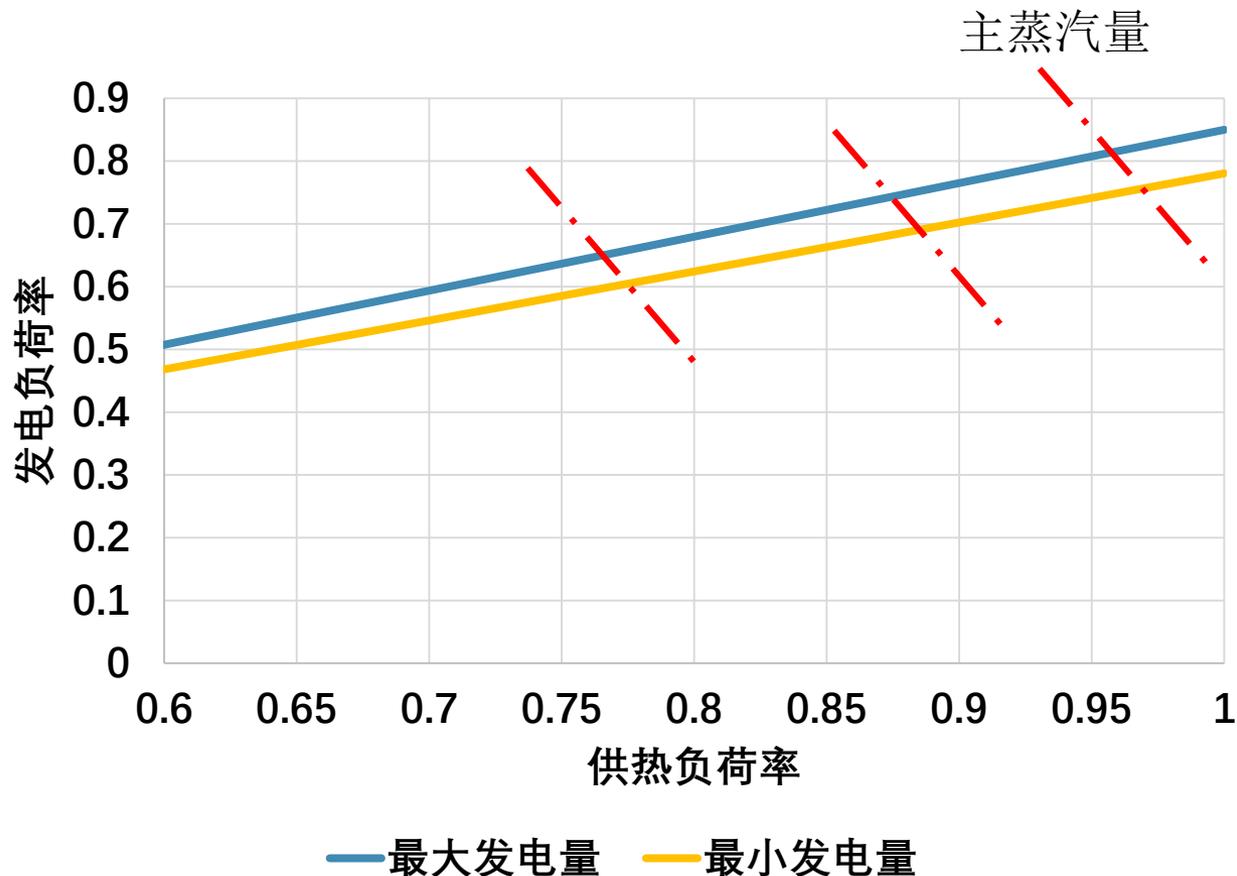
水源吸收式热泵



乏汽源吸收式热泵³⁷

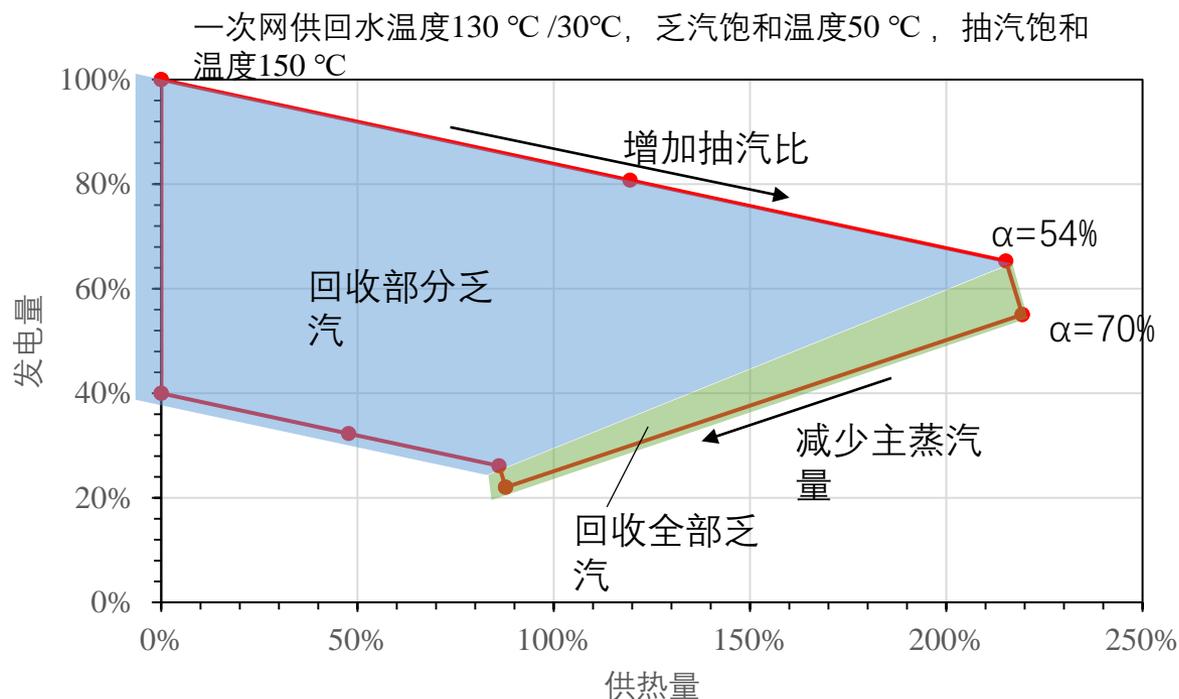
背压机组的调节范围

- 高背压改造的机组在供热时调节范围太小



吸收式热泵余热回收的调节特性

- 发电量能在纯发电工况的最大发电量和最小主蒸汽量最大抽气比时的发电量之间变化
- 供热量能在最大供热量和不供热的纯发电工况之间变化

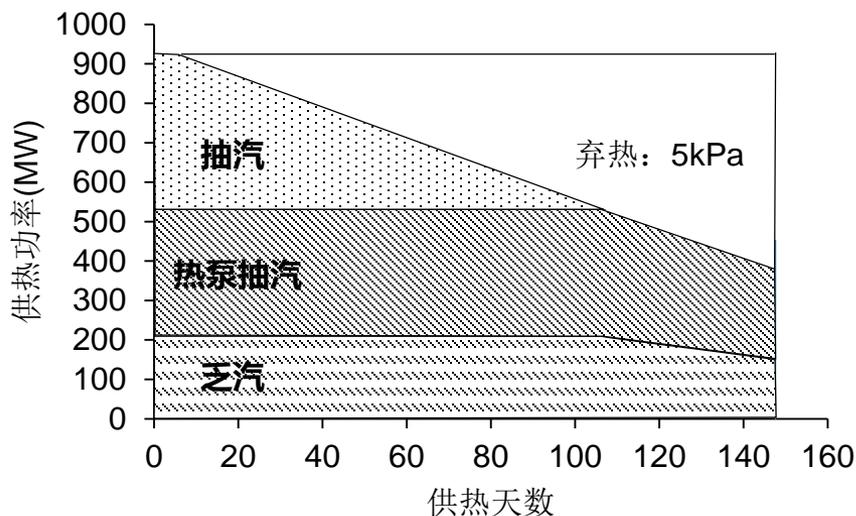


利用1.X级吸收式热泵回收乏汽余热

常规热电联产高背压供热调节能力差

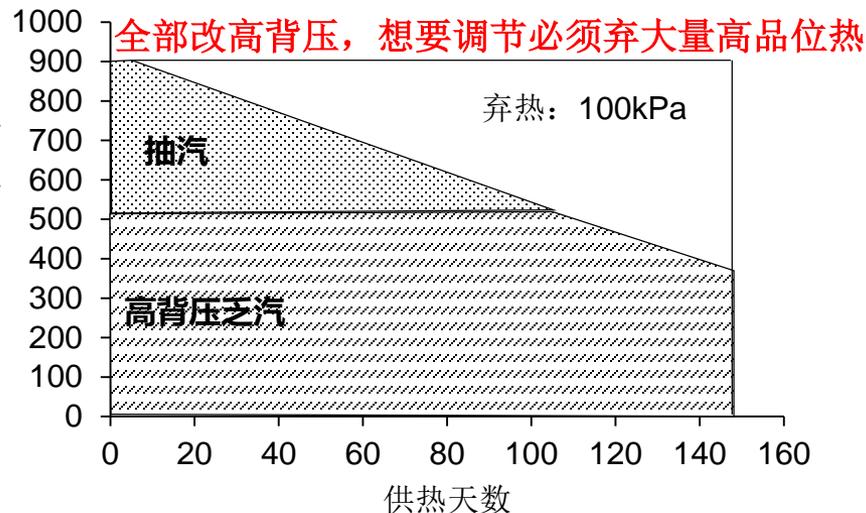
热网供/回水温度：130/60°C

吸收式热泵供热方式

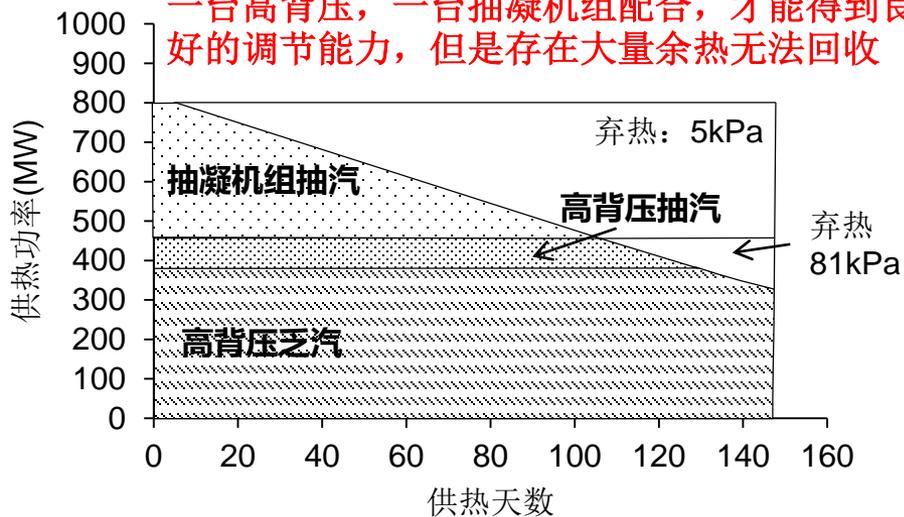


常规回水温度下（60°C）
使用吸收式热泵回收全部余热
具有良好的调节能力

高背压供热方式



一台高背压，一台抽凝机组配合，才能得到良好的调节能力，但是存在大量余热无法回收

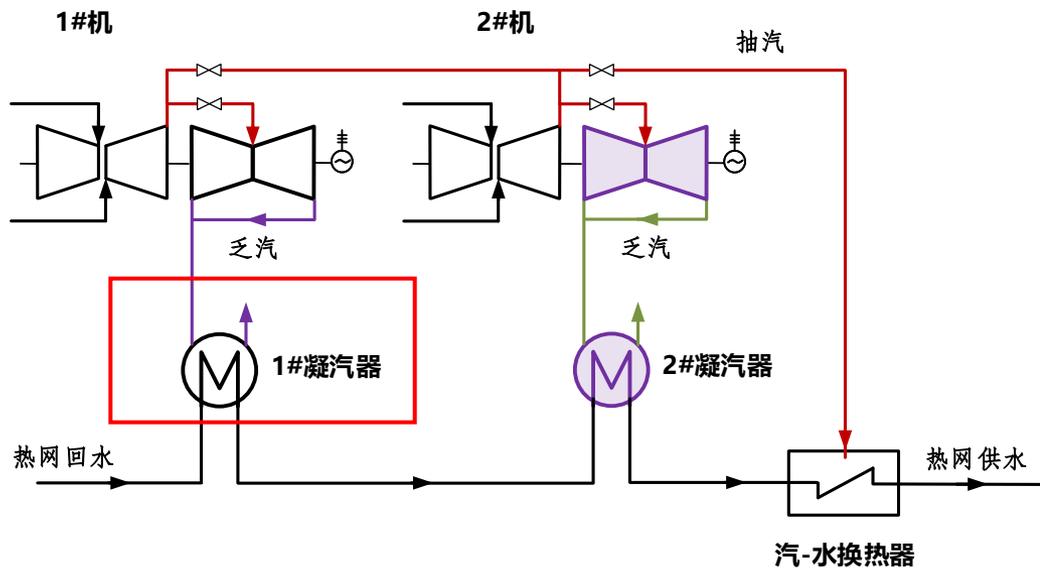
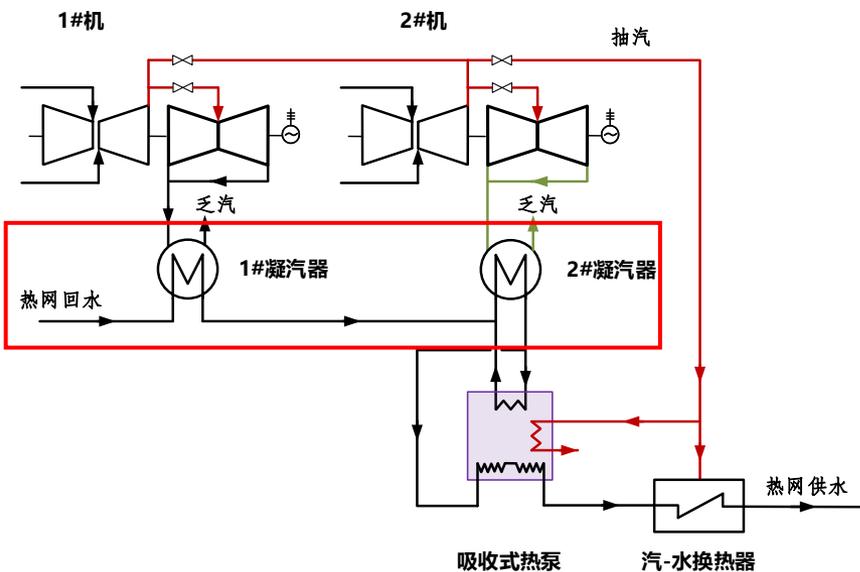


大温差热电联产吸收式与高背压式 供热运行方式比较

- 热网供/回水温度：130/**20°C**
- 由于回水温度降低，电厂内系统流程有所改变

• 吸收式热泵供热方式

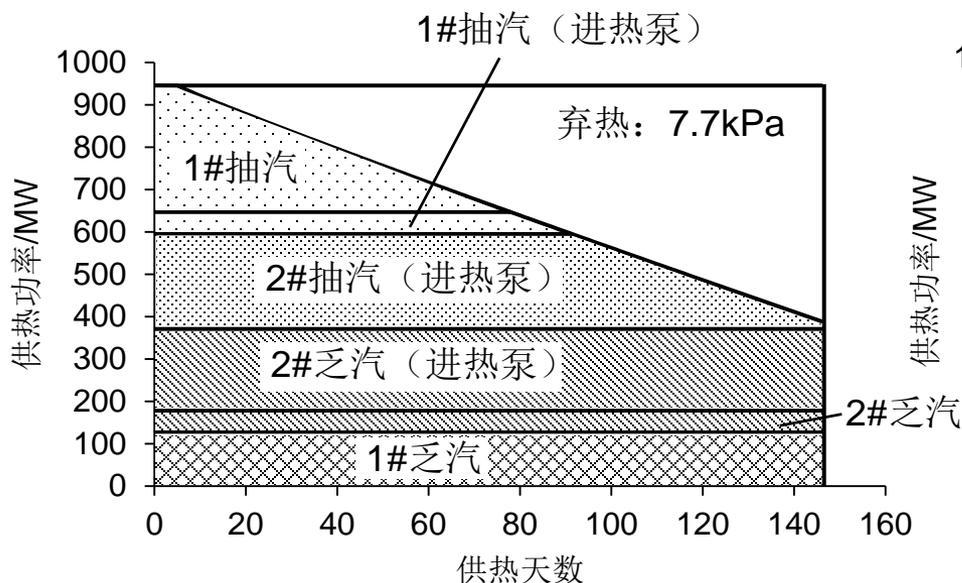
• 高背压供热方式



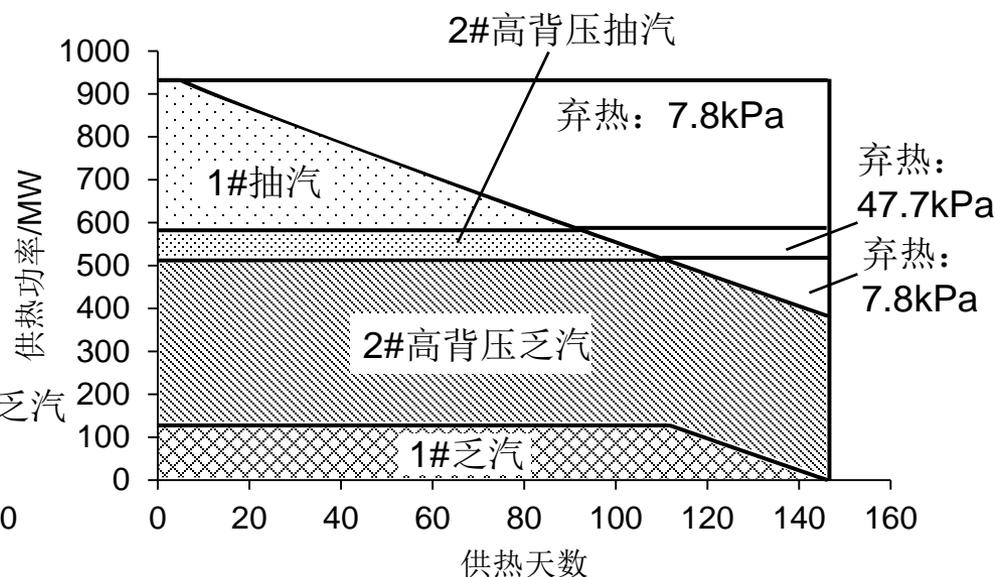
大温差热电联产吸收式与高背压式 供热运行方式比较

- 热网供/回水温度：130/20℃

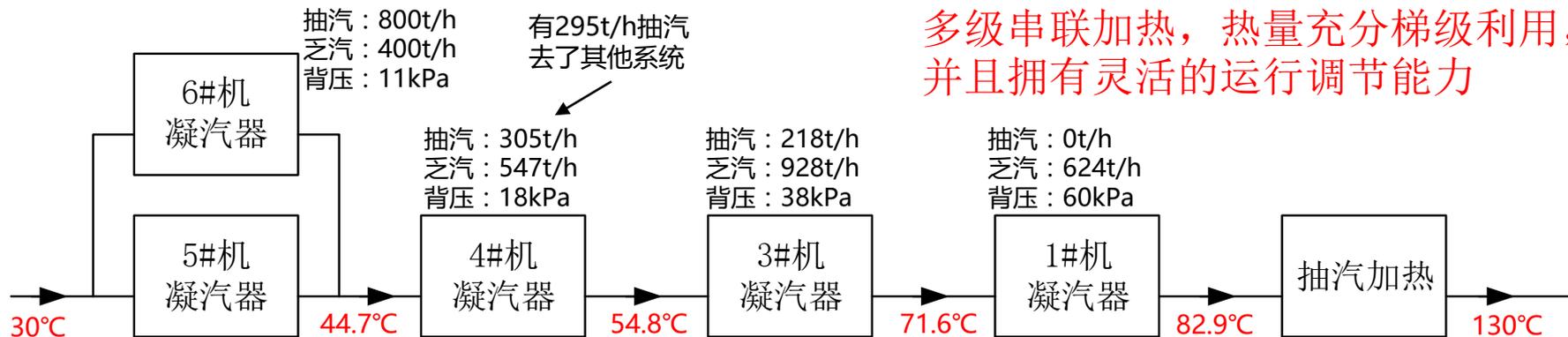
- 吸收式热泵供热方式



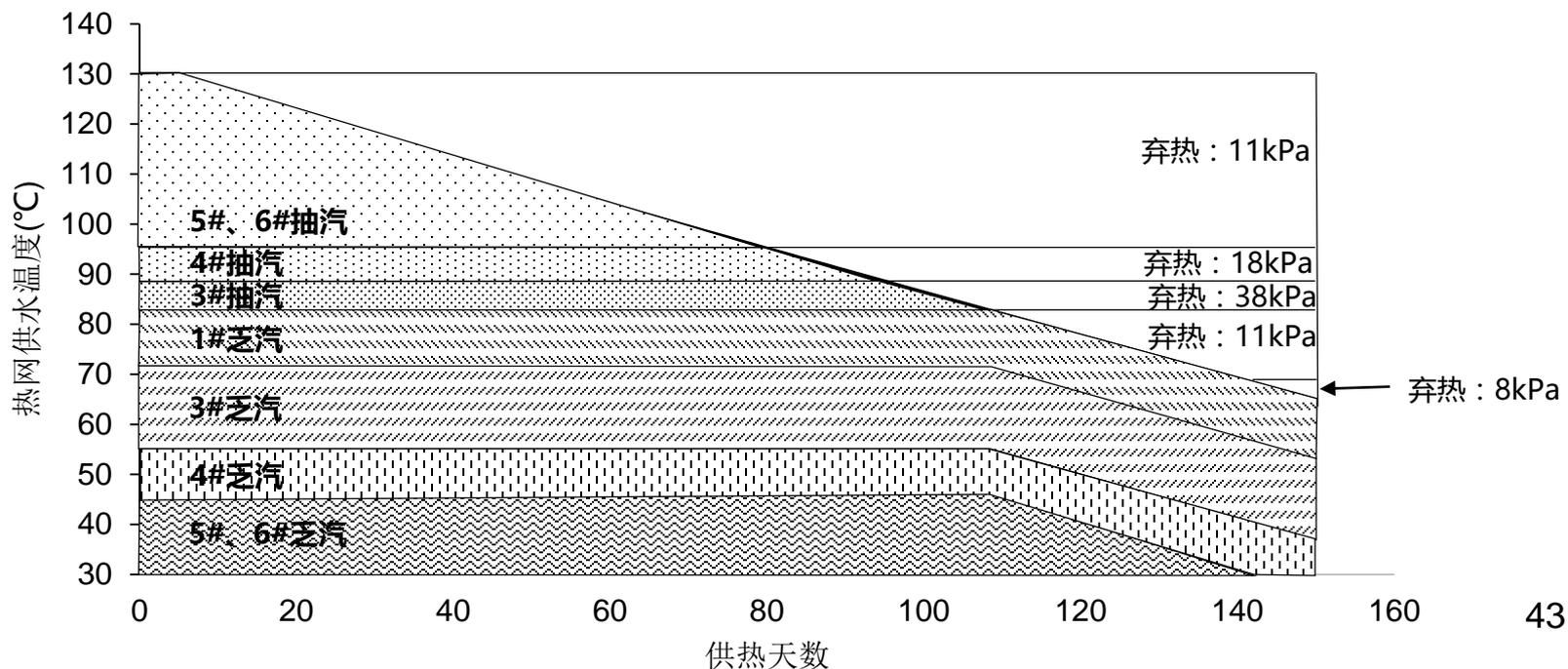
- 高背压供热方式



多级串联—古交电厂流程与运行调节



多级串联加热，热量充分梯级利用，并且拥有灵活的运行调节能力



热电联产的余热回收方式

- 采用背压机可以有效回收余热，但输出的电力和热力完全耦合，单台调节困难
- 如果有多台机组，可以采用串联方式，逐台提高背压，实现循环水加热。通过改变低背压的抽凝机工作模式，调节热电比
- 吸收式热泵具有良好的调节能力，可以在大范围内调节，并保持较高的热效率
- 当单机或双机时，应该优先采用吸收机方案

关于热电协同的一些思考

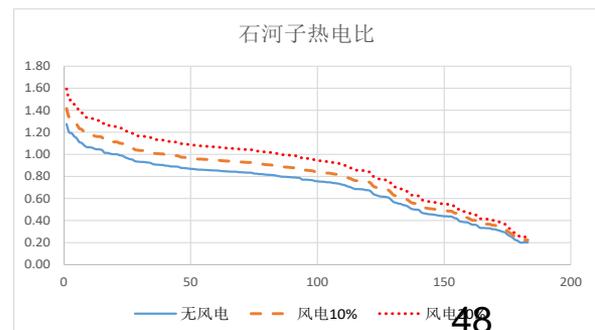
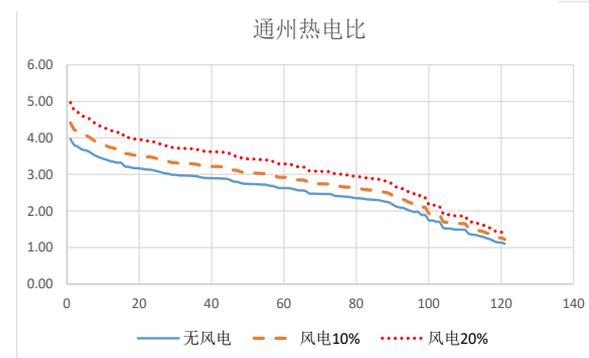
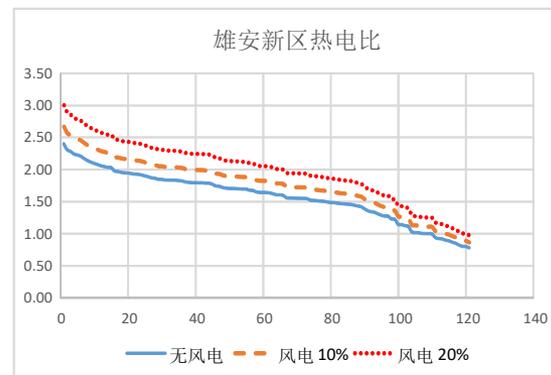
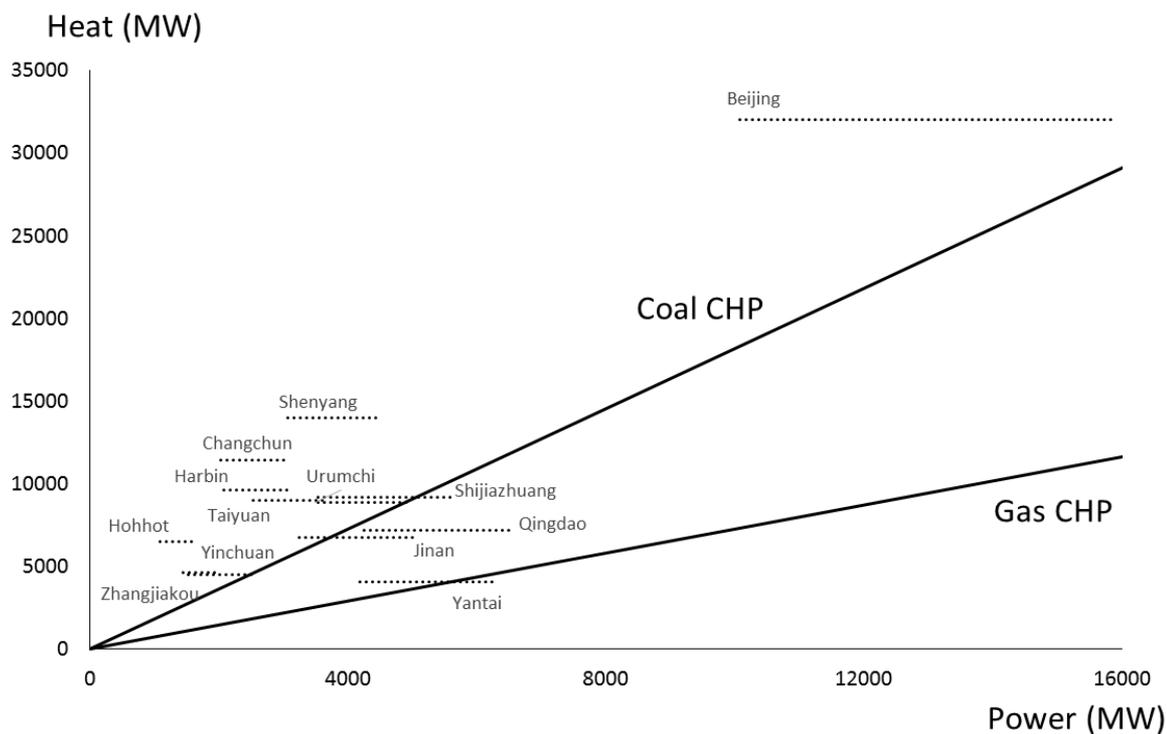
热电联产带来的电力系统供需矛盾

- 热电比的矛盾
- 缺少灵活电源导致的弃风问题

热电联产需求侧和供应侧间热电比的匹配

- 北京：热电联产供热面积1.8亿m²，需热量7200MW
 - 燃煤热电联产供热时，机组的热电比为**1.5: 1**，需要约5000MW燃煤机组
 - 全部煤改气之后，燃气蒸汽联合循环机组抽气供热，热电比**0.7: 1**，需要10000MW燃气蒸汽联合循环机组才能提供要求的热量
 - 2016年12月：北京夜间电力负荷9000MW，低于供热要求的电力输出，不得以停止高井电厂一台机组，导致热量不足
- 东北：工业结构调整，用电量下降，城市发展，热负荷上涨
 - 辽宁：红沿河被迫停掉一台核电机组，以把发电指标给热电联产机组，保证冬季供热
 - 吉林：热电联产电厂缺少电力负荷，部分负荷下运行，严重热量不足

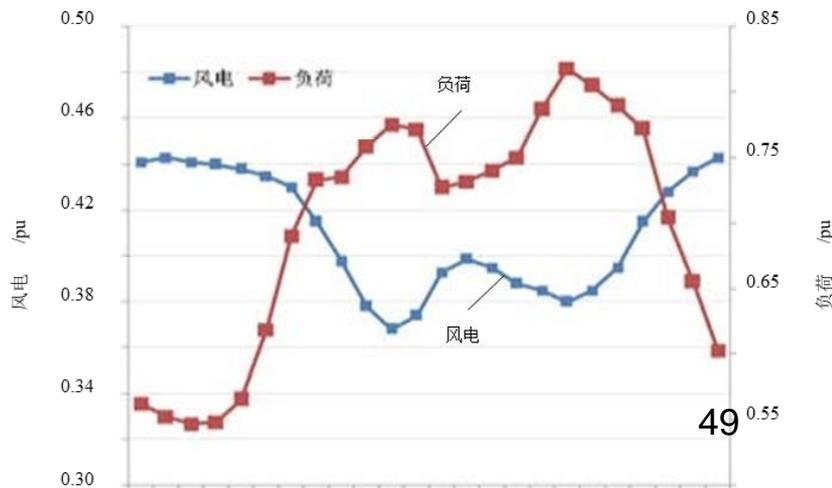
我国北方一些城市需求侧的热电比



我国目前的弃风弃光现象

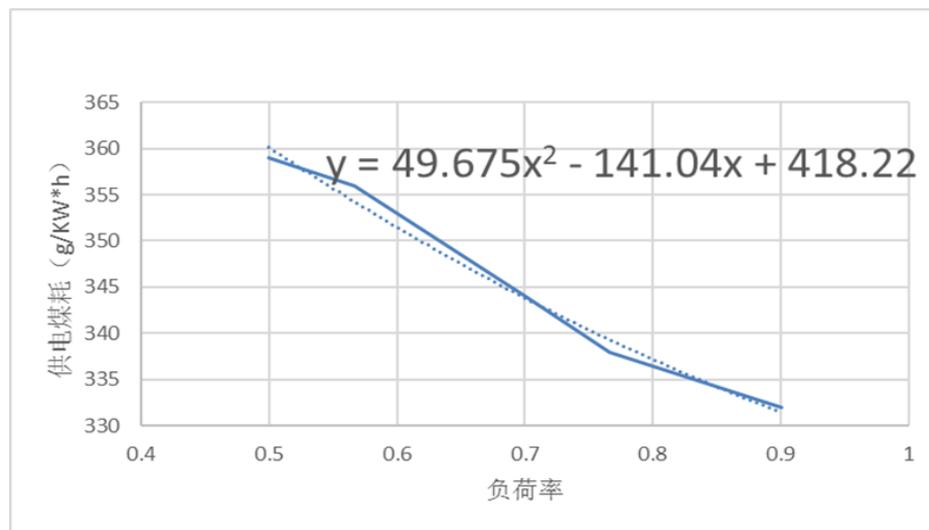
• 2015年我国弃风弃光状况

省份 (地区)	弃风电量/ 弃光电量/ (TW·h) (TW·h)		弃风、弃 光率/%	弃风、弃光 占全国比例 /%
甘肃	8.19	2.62	36.8	27.5
吉林	2.72	0	30.8	6.9
新疆	7.11	1.51	30.7	21.9
蒙西	7.25	—	21.6	18.4
黑龙江	1.86	0	20.5	4.7
辽宁	1.91	0	14.5	4.9
宁夏	1.25	0.28	11.0	3.9
蒙东	1.85	0	10.9	4.7
冀北	1.89	0	9.9	4.8
青海	0	0.25	2.9	0.6
山西	0.26	0	2.4	0.7
山东	0.08	0	0.6	0.2



冬季出现大规模弃风现象的原因

- 春、夏、秋季北方弃风弃光现象并不严重
- 主要依靠燃煤电厂进行调峰，与风电联动
 - 例：张家口沙岭子电厂：通过改变主蒸汽量改变发电量，最小到30%
- 冬季转为热电联产模式，以热定电，不再调峰
- 冬季弃风的根本原因是缺少灵活电源
- 热电联产电厂如何在保证供热的前提下同时为电网调峰？



30万机组不同负荷率下的供电煤耗

弃风的原因和避免弃风的途径

- 需要配置大于风电容量的调峰电源，才能平衡风电的随机变化和城市用电侧需求的峰谷变化
- 水电和燃气电厂是平衡风电和应对用电需求峰谷变化的灵活电源
- 丹麦、德国灵活电源比例高，所以可接受大量风电。尽管风电比例高，却很少弃风
- 我国春、夏、秋季弃风也很少，因为可以用燃煤电厂调峰，但低效
- **冬季大量火电厂变为热电联产电厂，“以热定电”，调峰能力丧失**
- 发展带蓄热能力的电锅炉可以形成电力调峰能力，但高品位变成低品位，浪费能源！
- 怎样才能有更好的灵活电源、形成更大的调峰能力？

营造“灵活电源”解决电力峰谷差的途径

- 热电联产电厂变“以热定电”模式为“热电协同”模式，在供热工况下可以实现电源侧的高效和快速的调节
- 大力发展终端电力用户的“需求侧相应”运行模式，使其为电力系统削峰填谷

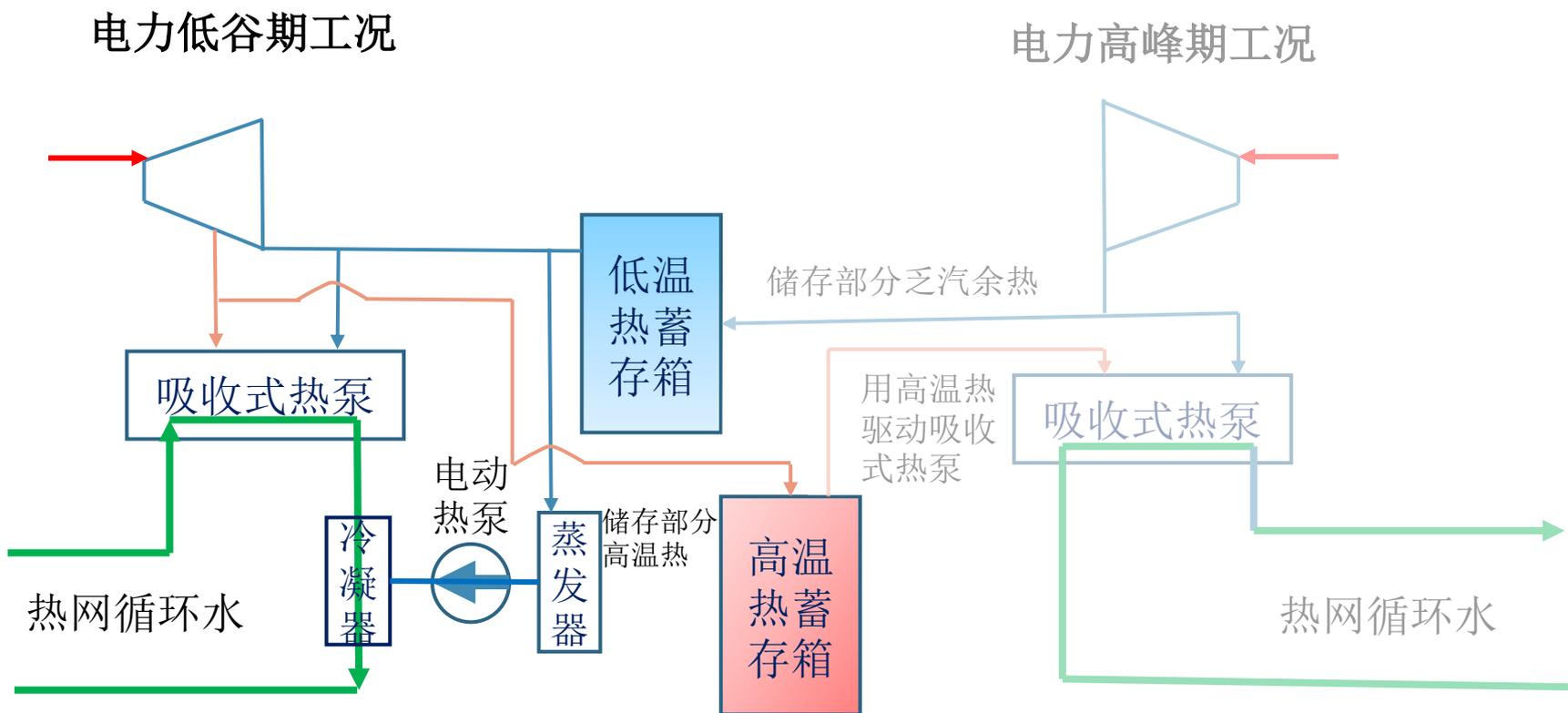
热电联产的灵活化途径

- 电力需求高峰期：纯发电，最大发电量，零供热，排出乏汽
- 电力需求低谷期：最大抽汽量，吸收式热泵提升乏汽，最大热效率，最小发电量，成立与否取决于回水温度
- 改变低谷期的主蒸汽量，可以进一步减少谷期发电量，但将导致供热量进一步下降

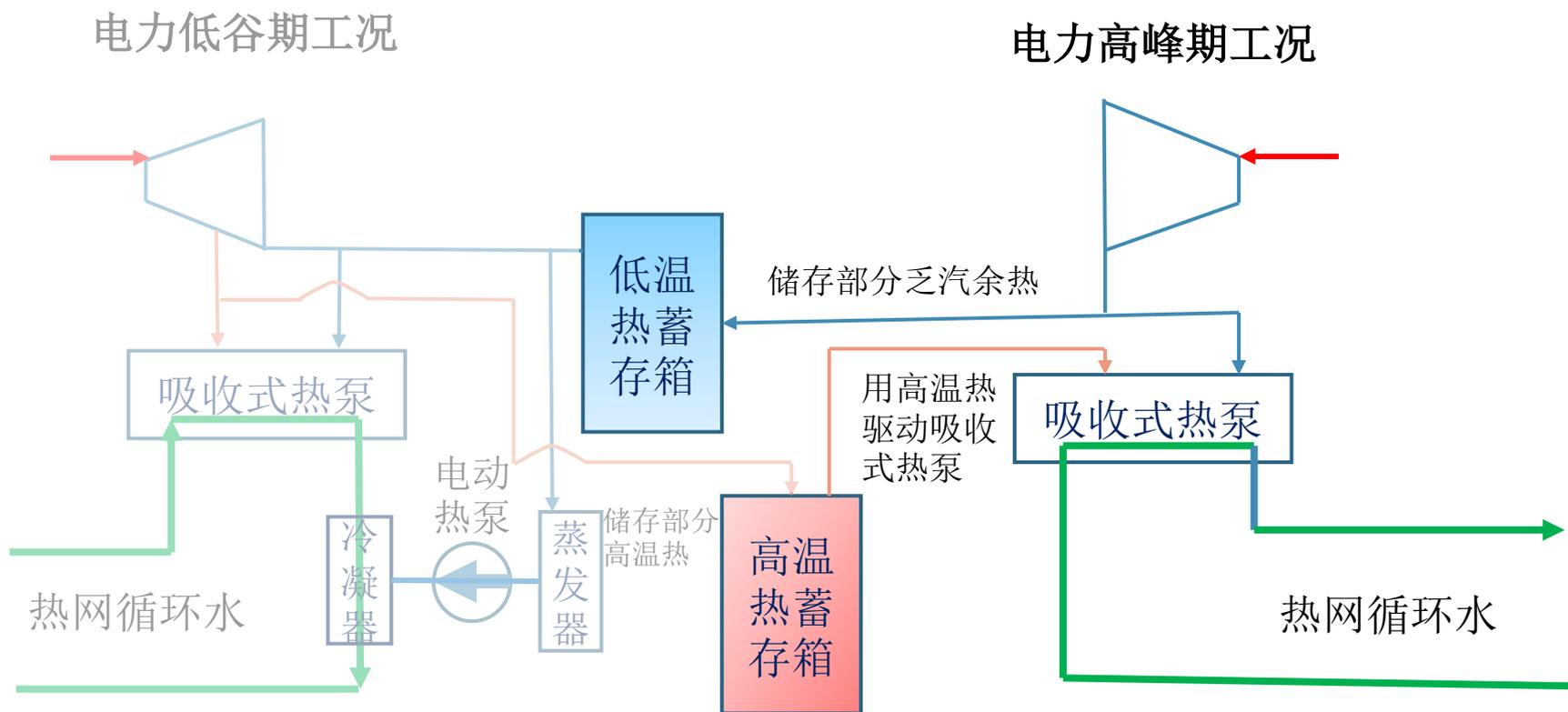
热电联产的灵活化的途径

- 上述方式的问题
 - 电力高峰期：大量的乏汽热量排掉
 - 电力低谷期：对电力的调峰能力不足；如果进一步减少电力输出，只能是用电锅炉——最低效率的电-热转换过程
- 实质的问题
 - 电力高峰期缺少高品位热量或电力，以回收余热
 - 电力低谷期缺少低品位热量，以加大供热量
 - 既然电力不容易蓄存，怎样通过蓄热的方式解决问题？
- 可能的途径：
 - 电力低谷期储存抽气热量，用于电力高峰期提取乏汽，减少排放或不排放
 - 电力低谷期用电动热泵提升当时排放的乏汽余热和电力高峰期剩余的余热

燃烧煤电厂灵活化的途径



燃烧煤电厂灵活化的途径



燃烧煤电厂灵活化的途径对比

当回水温度20°C时:

- 白天: 发电100%, 低温乏汽150%, 用高温100%+低温75% =供热175%
- 夜间: 发电70%, 高温125%, 乏汽: 55%+白天存的75%
用高温25%, 提乏汽17.5%, 剩余55%-17.5%+75%=112%用电热泵, 电22%, 供热量: 25%+17.5%+112%+22%=177%
- 发电: 白天100%, 晚上(70-22)=48%

对于30万燃煤机组:

- 大容量蓄存高品位热量: ~150°C, 360万kWh
- 大容量储存低品位热量: ~30°C, 270万kWh
- 全天**输出电量533万kWh**
- **供热量: 1260万kWh**, 是储存量的两倍, COP=6

与抽凝式电厂+电锅炉相比: 燃煤量相同, 对外输出电力相同

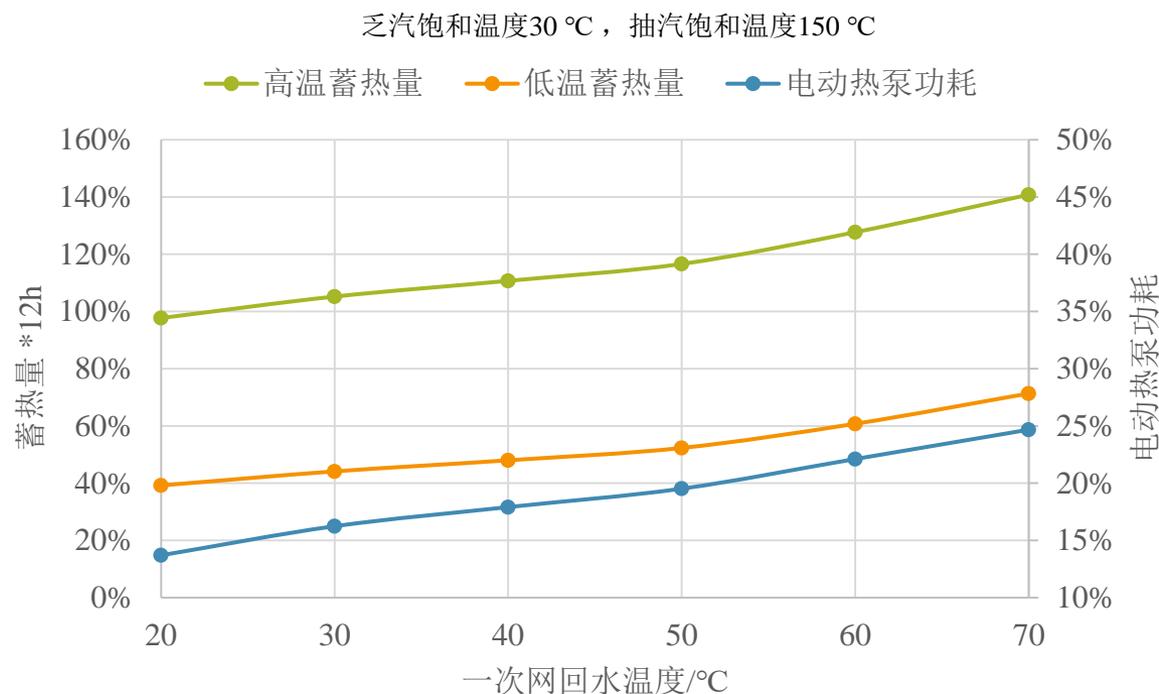
- 白天满发, 夜间70%, 并22%通过电锅炉转为热, 对电力调峰能力相同, 热量输出为125%+22%=147%=**441万kWh**, 仅为上述方案的**35%**

燃煤电厂灵活化的关键问题

- 要减少蓄热罐的容量、减少热泵容量、降低初投资，关键是尽可能降低热网回水温度

有待深入研究的问题：

- 高、低温蓄热的方式
- 取热流程的优化



燃煤电厂灵活化的关键问题

- 循环水回水温度是系统中最敏感的参数
 - 循环水回水温度越低，
 - 电力负荷高峰期加热循环水需要的高温热越少，于是要求储存的高温热量就越小；
 - 因为负荷高峰期使用的更多的是乏汽，所以剩下的乏汽量也少，要求储存的低温乏汽量也少；
 - 由于电力负荷低谷期剩下的高温热量多，可以提取的乏汽多，需要电动热泵承担的提升热量的任务就少，热泵耗电量少
 - 循环水回水温度越高，
 - 要求的高温需热量、低温需热量越大，热泵功率也大。
 - 当回水温度达到70°C以上时，上述流程已经接近电锅炉，经济性变得很差
- 要减少蓄热罐的容量，减少热泵的容量，降低初投资，尽可能低的热网回水温度是关键

总结

- 热电联产是解决我国清洁化高效供暖的最佳方式
- 要充分挖掘目前的热电联产余热资源，必须解决
 - 长距离经济和安全的热量输送
 - 热电匹配和热电联产电厂为电网调峰
- 热电厂的余热回收方式应充分考虑灵活性调节
 - 应该尽快开展热电联产电厂热电协同灵活性改造的示范，通过蓄热装置和吸收式换热，同时实现高效率和灵活调节
- 实现长距离经济性输送和电厂灵活性调节的关键是降低回水温度
 - 目前已经有成熟技术和装置，瓶颈是热量结算方式
 - 需要政策和机制的支持

谢谢
