

国家能源脱碳计划：通过现代化实现  
利用核反应堆通过现代化改造实现国家能源行业脱碳的计划



# KM4.1 第三代反应堆可行性初步研究 ——科济涅茨 - Kozenice

承包商：卡托维兹能源设计股份有限公司



修订版 00

卡托维兹，2025年6月



<b>1. 项目基本信息</b>	<b>8</b>
<b>2. 投资需求市场分析</b>	<b>8</b>
<b>2.1. 波兰电力市场的现状特征</b>	<b>8</b>
2.1.1. 电力供需结构	9
2.1.2. 国家电网系统装机容量结构	13
<b>2.2. 波兰电力市场发展预测</b>	<b>15</b>
2.2.1. 装机容量预测	15
2.2.2. PSE电力需求预测	18
2.2.3. 发电资源充足性分析	19
2.2.4. 所需额外可用容量	20
<b>2.3. 优化系统结构的选择</b>	<b>21</b>
<b>2.4. 能源市场分析总结</b>	<b>24</b>
<b>3. 对现有设施技术状况的详细诊断，重点评估其在核电机组中的适用性，同时涵盖保障     电站运行的必要基础设施，包括输电网络、公路铁路系统以及内外水源。</b>	<b>25</b>
<b>3.1. 基本信息</b>	<b>25</b>
3.1.1. 现有发电机组	25
3.1.2. 计划中的发电机组	27
<b>3.2. 最佳可用技术结论及相关燃煤机组计划关闭</b>	<b>28</b>
<b>3.3. 开放式冷却系统在核电站应用中的特点</b>	<b>29</b>
<b>3.4. “维斯瓦河上的门槛”——在核电站建设背景下利用与继续运营的考量</b>	<b>32</b>
<b>3.5. 现有供热管网特征</b>	<b>33</b>
<b>3.6. 应急供电系统的特点</b>	<b>33</b>
<b>3.7. 建筑与道路部分</b>	<b>34</b>
3.7.1. 现有开发规划说明	34
3.7.2. 现有道路布局描述	34
3.7.3. 现有铁路系统描述	37
3.7.4. 地质与水文条件描述	39
3.7.4.1. 洪水风险识别	41

<b>3.8.</b>	<b>自用电力供应系统</b>	<b>42</b>
<b>3.9.</b>	<b>功率输出</b>	<b>42</b>
3.9.1.	总体特性	43
3.9.2.	块式变压器	43
3.9.3.	块式变压器的前场	43
3.9.4.	电力输出线路	44
3.9.5.	科济涅茨变电站	44
3.9.6.	其他电力技术系统	46
<b>3.10.</b>	<b>供水和污水处理基础设施（不包括技术）</b>	<b>46</b>
<b>3.11.</b>	<b>对现有设施基础设施利用可能性的诊断——总结</b>	<b>47</b>
<b>4.</b>	<b>投资过程中所需技术供应商的市场分析</b>	<b>48</b>
<b>4.1.</b>	<b>假设</b>	<b>48</b>
<b>4.2.</b>	<b>供应商市场</b>	<b>49</b>
<b>4.3.</b>	<b>推荐用于进一步分析的反应堆（核电站）类型</b>	<b>54</b>
<b>5.</b>	<b>所选解决方案说明</b>	<b>54</b>
<b>5.1.</b>	<b>拆除工作的总体范围</b>	<b>54</b>
<b>5.2.</b>	<b>推荐用于进一步分析的冷却系统类型</b>	<b>55</b>
<b>5.3.</b>	<b>现有开放式冷却系统的改造</b>	<b>55</b>
<b>5.4.</b>	<b>建筑区域</b>	<b>56</b>
<b>5.5.</b>	<b>所选反应堆的初步技术说明</b>	<b>57</b>
<b>5.6.</b>	<b>自用电力供应系统</b>	<b>60</b>
<b>5.7.</b>	<b>功率输出</b>	<b>60</b>
5.7.1.	法律条件	61
5.7.2.	块式变压器	62
5.7.3.	块式变压器的前场	63
5.7.4.	电力输出线路	63
5.7.5.	科济涅茨变电站扩建工程	64
<b>5.8.</b>	<b>核电站功率调节系统</b>	<b>64</b>
<b>5.9.</b>	<b>建筑与道路工程部分</b>	<b>65</b>
<b>5.10.</b>	<b>工艺平衡</b>	<b>68</b>
<b>6.</b>	<b>预计投资成本</b>	<b>70</b>

<b>6.1.</b>	<b>资本支出结构</b>	<b>70</b>
<b>6.2.</b>	<b>方法论</b>	<b>71</b>
<b>6.3.</b>	<b>确定投资支出的百分比分布</b>	<b>71</b>
<b>6.4.</b>	<b>根据新闻稿确定AP-1000机组的单位建设成本指标</b>	<b>73</b>
<b>6.5.</b>	<b>确定与计划投资项目选址相关的额外成本和节省</b>	<b>73</b>
<b>6.6.</b>	<b>确定资本支出</b>	<b>75</b>
<b>6.7.</b>	<b>绿地与棕地投资比较</b>	<b>78</b>
<b>7.</b>	<b>针对既定假设的经济效益分析，并扩展至投资风险分析（对法律经济环境变化的敏感性分析）</b>	<b>79</b>
<b>7.1.</b>	<b>分析的主题、方法和目标</b>	<b>79</b>
<b>7.2.</b>	<b>假设</b>	<b>80</b>
7.2.1.	投资支出	80
7.2.2.	贴现率	80
7.2.3.	汇率	81
<b>7.3.</b>	<b>运营成本</b>	<b>81</b>
7.3.1.	燃料成本	82
7.3.2.	乏燃料处理成本	82
7.3.3.	补水成本	83
7.3.4.	薪酬和员工福利费用	83
7.3.5.	财产保险费用	83
7.3.6.	核损害民事责任保险	83
7.3.7.	不动产税	84
7.3.8.	维修费用（公寓楼维护）	84
7.3.9.	未来拆除设施的费用	85
<b>7.4.</b>	<b>LCoE结果</b>	<b>86</b>
<b>7.5.</b>	<b>敏感性分析</b>	<b>87</b>
<b>7.6.</b>	<b>经济分析总结</b>	<b>89</b>
<b>8.</b>	<b>管理与服务所需能力分析</b>	<b>服务</b>
	具有投资方案特征的核反应堆（基于所需能力基准，构成研究任务6的成果）	90
<b>8.1.</b>	<b>扩充或获取现代化发电厂和发电机组工程技术人员所需能力程序的关键要素</b>	<b>91</b>

<b>8.2.</b>	<b>核电站就业人数最多的岗位汇总</b>	<b>91</b>
<b>8.3.</b>	<b>燃煤电厂就业人数最多的职位汇总</b>	<b>92</b>
<b>8.4.</b>	<b>核电站最缺岗位与燃煤电厂最剩岗位对照表</b>	<b>94</b>
<b>8.5.</b>	<b>核电站部分岗位信息汇总</b>	<b>96</b>
<b>8.6.</b>	<b>核工程师</b>	<b>96</b>
<b>8.7.</b>	<b>核反应堆操作员</b>	<b>98</b>
<b>9.</b>	<b>核反应堆发电机组现代化改造与运营中的组织与安全风险分析（基于研究任务3的成果，该任务制定了关键要求及针对特定地点的核安全建议）</b>	<b>102</b>
<b>9.1.</b>	<b>法律要求</b>	<b>102</b>
9.1.1.	核电站选址的总体要求	102
9.1.2.	核反应堆和核电站设计的一般要求	103
<b>9.2.</b>	<b>科济涅茨核电站</b>	<b>106</b>
9.2.1.	设施总体特征	106
9.2.2.	AP1000反应堆总体特征	106
9.2.3.	安全角度的改造评估——技术方面	108
9.2.4.	从安全角度评估改造——组织方面——应急规划区	109
<b>9.3.</b>	<b>总结</b>	<b>110</b>
<b>10.</b>	<b>投资流程中法律和立法障碍的诊断</b>	<b>111</b>
<b>10.1.</b>	<b>获取核设施建筑许可的程序路径说明</b>	<b>111</b>
<b>10.2.</b>	<b>投资过程中的法律和立法障碍</b>	<b>116</b>
10.2.1.	分散且不精确的法规	116
10.2.2.	参与审批流程的行政机构在获取必要许可和批准方面缺乏经验	116
10.2.3.	核电站建设项目评估的两条独立路径，以及核设施缺乏独立的豁免路径	116
10.2.4.	缺乏现有设施改造途径	117
10.2.5.	建议：	117
<b>11.</b>	<b>投资时间表</b>	<b>117</b>
<b>12.</b>	<b>SWOT分析</b>	<b>119</b>

## 表格目录

表1 2013-2023年电力消耗量	10
表2 2012-2023年选定期间能源生产与消耗的平均变化率	12
表3 电力市场拍卖中的燃气轮机组	17
表4 2034年电力生产资源结构	18
表5 国家电力系统所需额外净备用容量[兆瓦]	21
表6 与采用既定结构的能源系统协同工作的能源存储参数优化结果	23
表7 机组改造时间表	26
表8 机组停运时间表	26
表9 发电机组参数	27
表10 根据[3]、[4]计划接入输电网络、科济涅变电站及邻近变电站的部分设施	28
表11 开放式冷却循环冷却塔的优缺点比较	32
表12 B1-B11机组总体特性	43
表13 第三代/第三代+核电站比较表	51
表14 三相单元尺寸示例	62
表15 变压器制造成本比较	62
表16 科济涅茨AP-1000机组预测参数	69
表17 科津采AP-1000机组预测年产量数据	70
表18 AP-1000机组预计投资额百分比分布	72
表19 根据AACE国际推荐实践对资本支出估算精度的分类	75
表20 科津采核电站两台AP-1000机组的建设成本估算	77
表21 基于假设的工程量清单数据计算的潜在避免成本	78
表22 成本比较	78
表23 绿地方案投资支出时间表，净值（百万波兰兹罗提）	80
表24 棕地方案投资支出时间表，净值百万波兰兹罗提	80
表25 汇率预测	81
表26 核燃料价格来源	82
表27 核电站最常见职位汇总	92
表28 燃煤电厂最常见职位汇总	93
表29 煤炭发电厂和核电站主要岗位缺员与超员情况汇总	94
表30 SWOT分析	119

## 图示目录

图1 波兰电力市场	9
图2 2009-2023年波兰电力消耗量	10
图3 2023年波兰电力消耗结构	11
图4 自2012年以来波兰的电力生产与消耗	12
图5 自2012年以来波兰电力生产结构	13
图6 近年来国家电网系统装机容量	14
图7 可再生能源发电装机容量	15
图8 参与中央平衡机制的燃煤机组停运时间表。截至年底的数据。	16
图9 2024-2040年预测年度电力需求	19
图10 2025-2040年LOLE指标平均值[小时/年]	20
图11 2025-2040年间EENS指标平均值[GWh/年]	20
图12 2023年电力需求及2035年和2040年电力需求预测	22
图13 2035年和2040年发电结构预测	23
图14 8×200MW机组冷却水系统示意图局部	29
图15 9号和10号机组冷却系统布局示意图	30
图16 维斯瓦河上的水闸照片	33
图17 科济涅茨发电厂入口布局	35
图18 科济涅茨发电厂周边道路布局	36
图19 科济涅茨发电厂周边国家铁路线路示意图	38
图20 科济涅茨电厂区域铁路线路示意图	39
图21 土壤检测卡示例	40
图22 洪水风险区域	41
图23 科济涅茨电站 [6]	45
图24 AP-1000机组蒸汽流程图	52
图25 APR-1400机组蒸汽流程图	53
图26 EPR-1600机组蒸汽流程图	53
图27 电厂主要设施位置图	55
图28 配备AP-1000反应堆的两座核电机组建设区域	56
图29 反应堆建筑	58
图30 机组区域拓扑布局示例	63
图31 不同类型系统电厂负荷（功率）变化速率比较	65
图32 基于AP 1000反应堆的核电机组主要建筑布局	66
图33 AP-1000机组带冷却系统的蒸汽流程图	68
图34 根据国际原子能机构数据，2021-2023年欧洲核电机组可用率指标	69
图35 资本支出结构	70
图36 LCoH计算公式	79
图37 历年核燃料成本	82
图38 单位资本成本（Capital）	84
图39 单元运营成本（Operating）	85
图40 AP-1000机组的年运营成本	86
图41 两台机组的棕地与绿地LCOE比较	86
图42 AP-1000机组（Brownfield）的指定LCOE结构	87
图43 敏感性分析结果——投资支出与核燃料价格	88
图44 敏感性分析结果——机组可用性	88
图45 变动贴现率的敏感性分析结果	89
图46 简化流程图：核设施建筑许可审批流程	115

## 附件目录

1. 土地利用规划
2. 投资时间表
3. 核电站与燃煤电站职业清单

## 1. 项目基本信息

该项目的目标是通过采用第三代/第三代+和第四代核反应堆进行现代化改造，制定国家能源部门脱碳计划。

波兰电力系统性质的持续变化，强化了建立其稳定安全的一致性结构的必要性。脱碳计划通过实施七项研究任务制定，旨在为煤炭到核能政策领域的未来投资进程提供路线图。该项目计划启动国家能源转型集群（KTE），为国内发电厂和热电厂转型过程中的行动提供组织支持。

该项目由五个实体组成的联合体实施：西里西亚理工大学、气候与环境部、Energoprojekt-Katowice SA公司、核化学与技术研究所以及索别斯基研究所基金会。项目资金来源于国家研究与发展中心第六届"Gosstrateg"竞赛。

## 2. 投资需求市场分析

本项目的主要目标是研究用第三代/第三代+核反应堆的核能替代电力生产领域中的煤炭能源的可能性。该解决方案与欧洲整体脱碳计划及实现零排放欧洲电力系统的目标完美契合。

本章将介绍波兰电力生产行业的现状及其未来几十年的发展预测。

考虑到其他项目，包括计划中的核电站和新的可再生能源设施，该研究基于政府公布的计划、战略文件以及输电运营商的分析。

### 2.1. 波兰电力市场的现状特征

波兰电力市场依据1997年4月10日颁布的《能源法》及其后续修订条款运作。监管市场运作法律事务的机构是能源监管局（URE），输电系统运营商为波兰电网公司（PSE SA），而电力交易则通过商品能源交易所（TGE）进行。

2024年，波兰电力市场的数据如下：



图1 波兰电力市场

### 2.1.1. 电力供需结构

所需的电力生产水平取决于特定电力系统内的电力需求。过去十几年间，波兰电力消耗呈上升趋势。然而，2019年至2020年之交，由于全球新冠肺炎疫情爆发，电力消耗出现大幅下降。2020-2021年间政府宣布的封锁措施导致工业、建筑业和小用户领域的电力消耗大幅减少。直到2022年，电力消耗才恢复到新冠疫情爆发前的水平。

下表和图表展示了过去十余年各行业用电量的详细数据。2024年的数据尚未公布，将于2025年底发布。

表1 2013-2023年电力消耗量

行业, TWh	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
发电厂和 专业热电厂的自用量 <sup>1</sup>	14.1	13.5	13.4	14	14.3	14	13.8	12.5	14.20	13.88	12.24
自用 专业供热厂	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.23	0.16	0.19
采矿业和 采掘业	8.8	8.7	8.7	8.5	8.3	8.3	8.2	7.9	8.16	7.89	7.85
工业与 建筑业	47.9	48.2	50	52.1	55	57.8	57.2	55.8	58.86	57.62	54.14
供水；污水处理和 处理	2.6	2.7	2.7	2.9	3	3.1	3.1	3.1	3.32	3.28	3.27
运输	4.1	4	4.3	4.6	5.2	5.6	5.6	5.3	5.72	5.92	6.40
小额收款人领域 客户	68.6	70.9	71	73.9	73.1	74	72.9	72.4	73.51	74.71	71.07
<b>总消耗量<sup>2</sup></b>	<b>146.4</b>	<b>148.1</b>	<b>150.3</b>	<b>156.2</b>	<b>159.0</b>	<b>162.9</b>	<b>161.0</b>	<b>157.1</b>	<b>164.0</b>	<b>163.5</b>	<b>155.2</b>
消耗动态	100.3%	101.2	101.5	103.9	101.8	102.5%	98.8%	97.6%	104.4%	99.7%	94.9%
平均增长率 期间	100.6%										

来源：基于以下数据的自主研究：燃料和能源消耗 (GUS)

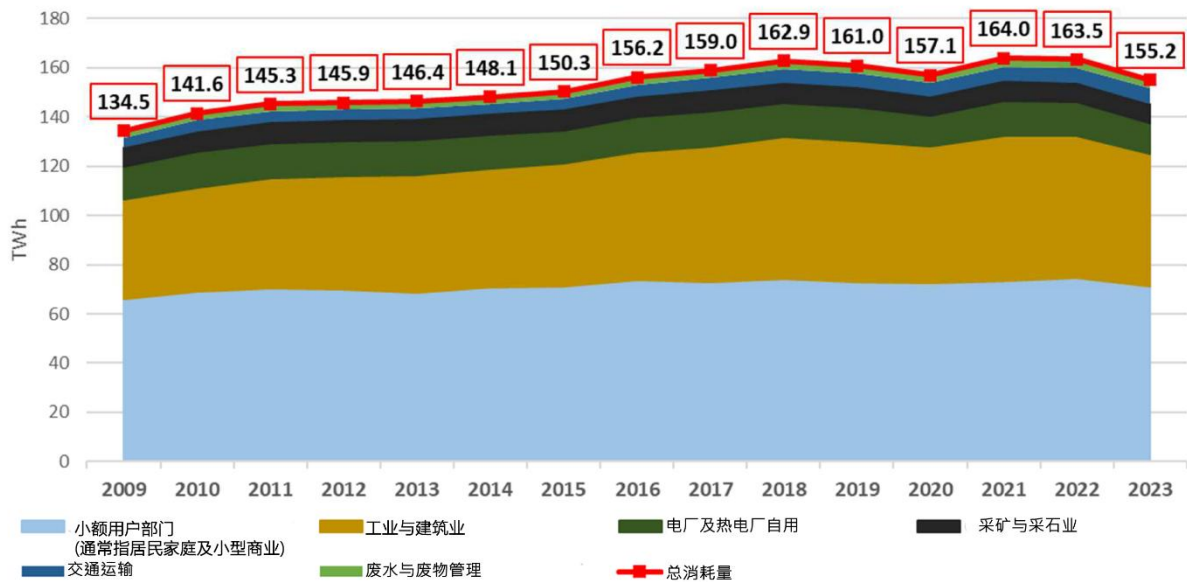


图2 2009-2023年波兰电力消耗情况

来源：根据波兰中央统计局 (GUS) 数据《燃料和能源载体消耗量》自行编制

电力消耗的持续增长被能源效率措施所抵消，因此2023年消耗量下降，自2009年增长。

<sup>1</sup> 包括专业能源行业的供热锅炉

<sup>2</sup> 不包括归类于D类 (PKD2007) 实体中用于供暖和照明的直接消耗量

从能源消耗结构来看，小用户领域占据主导地位（2023年占比45.8%）。工业和建筑业也具有高能耗特征（2023年占比34.9%）。发电厂和热电厂的自用能耗约占总能耗的7.9%。采矿业能耗略高于5%。能耗最低的是交通运输、供水和废物管理行业，分别占4.1%和2%。

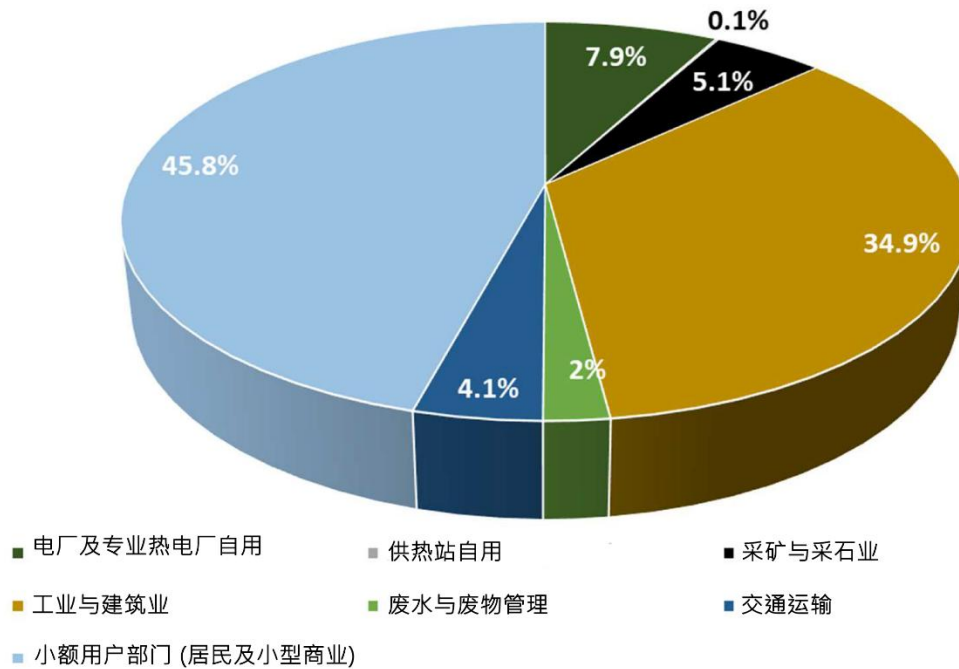


图3 2023年波兰电力消耗结构

来源：基于《2023年燃料与能源消耗》（波兰中央统计局）的自主研究

2019-2021年间电力消耗的下降也导致国内发电厂的电力产量减少。尽管全球局势动荡，过去十余年间波兰的电力产量仍呈现小幅增长趋势。根据分析时间段的长短，其年均值如下：

- 2022-2024年（最近3年）——平均增长2.8%
- 2019-2023年（5年）——平均增长率为0.1%
- 2014年至2023年（10年）——平均增长率为0.2%

2024年国内电力产量为166.99太瓦时，比2023年增长2%以上，同期电力消耗增长0.9%。因此，跨系统交换平衡约为2太瓦时的进口量。下图根据输电运营商PSE的数据，展示了2012年以来波兰电力需求和发电量的变化趋势。PSE公布的电力消耗量高于国家统计局（GUS）报告的数据，这可能是由于部分电力用户未向GUS申报所致。

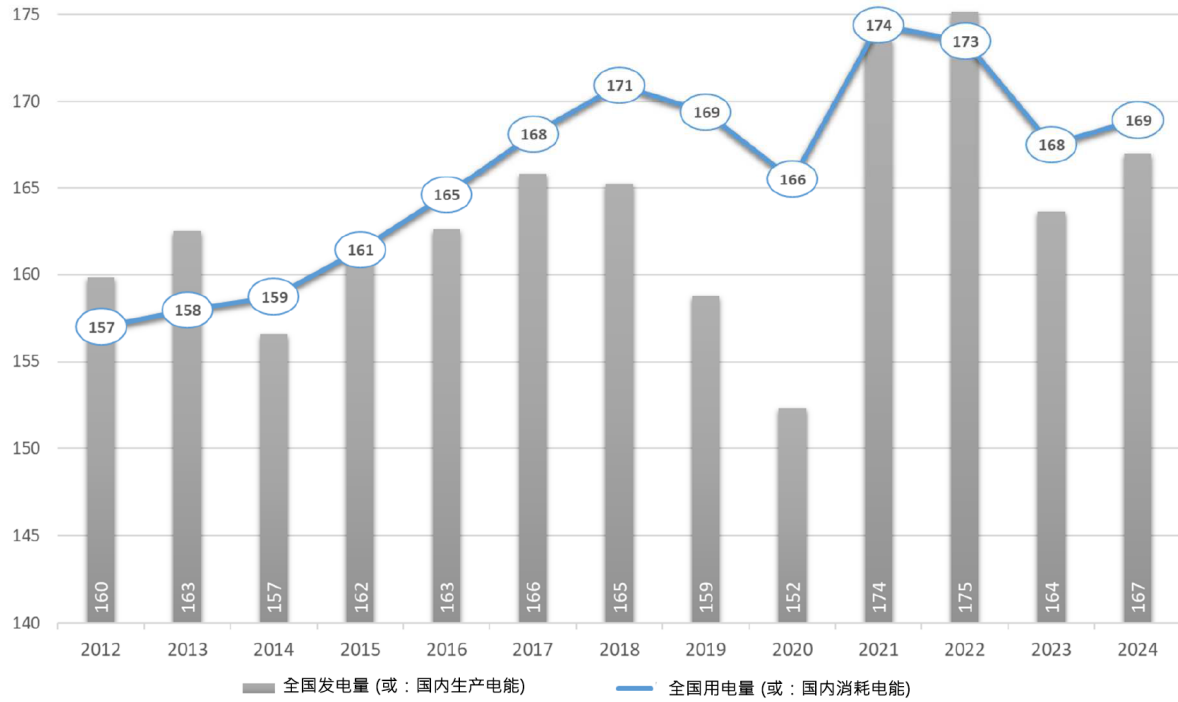


图4 波兰自2012年以来电力生产与消耗情况

来源：基于PSE数据的自主研究

下表展示了三个时间段的变化趋势，表明从长期来看，能源产量在最近几年呈现大幅波动的增长态势。历史能源消耗量在疫情爆发前持续增长，经过近年大幅波动后，目前又重新呈现上升趋势。

表2 2012-2023年选定时段能源生产与消耗的平均变化率

PSE数据	最近3年	最近5年	10年
能源生产	-1.2%	+1.3%	+0.8%
能源消耗	-1.0%	+/-0%	+0.7%

在波兰的电力生产中，燃烧硬煤和褐煤的能源占最大份额。然而，由于可再生能源发电量的增长，这些能源的份额逐年下降。此外，近年来，取代煤炭能源的新天然气发电机组也增加了其在电力生产中的份额。水力发电厂与工业热电厂一样，在电力生产中占据着稳定的份额。

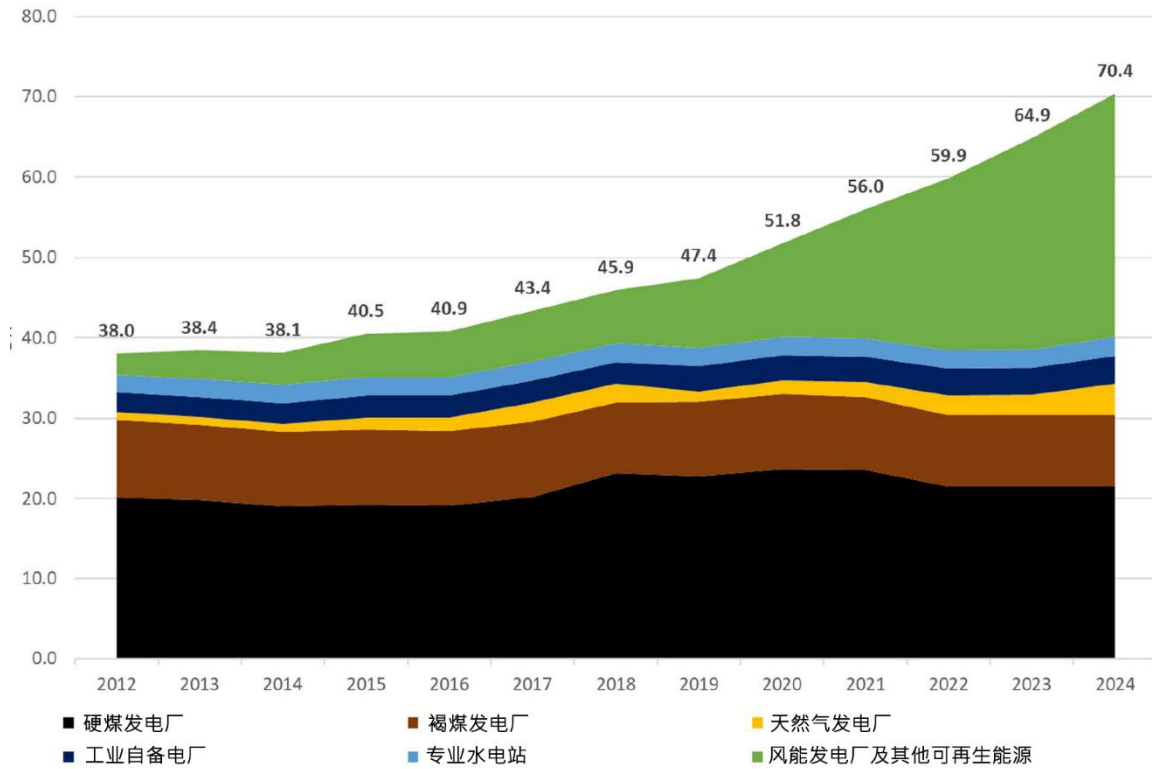


图5 自2012年以来波兰电力生产结构

来源：根据PSE数据自行编制

### 2.1.2. 国家电网系统装机容量结构

目前，波兰的能源结构主要依赖于煤炭，包括硬煤和褐煤。煤炭燃料主要在系统凝汽式机组以及工业和市政热电联产（热电联产）厂中燃烧。近年来装机容量的变化主要与可再生能源的增长有关。下图展示了近年来国家电网装机容量的变化情况。

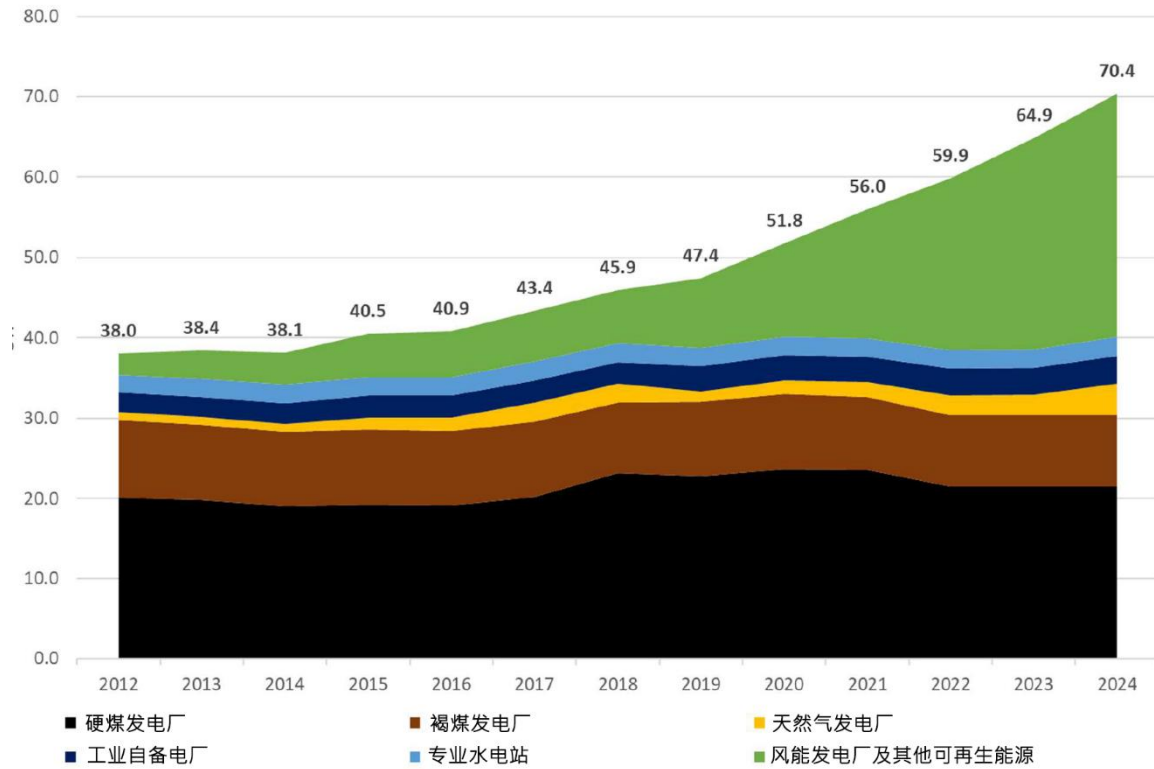


图6 近年来国家电网系统装机容量

来源：根据PSE和ARE数据（自2019年起）自行编制

对于新的常规发电源，近年来系统新增了以下燃气轮机联合循环机组：弗洛茨瓦夫——485兆瓦（2017年），普沃茨克——630兆瓦（2018年）；斯塔洛瓦沃伊——467兆瓦（2019年）；以及热兰热电厂——497兆瓦（2021年）。此外，2024年，下奥德河发电厂总计1400兆瓦的机组投入运营。

最近的非天然气常规投资项目包括2019年在奥波莱投产的两台机组，总装机容量1800兆瓦，以及几年后在雅沃尔尼投产的900兆瓦机组。

尽管上述新机组已投入运行，但由于国家电网系统中其余机组的运行年限较长，波兰能源行业仍不属于年轻行业。其中大部分机组运行年限在40至50年之间，另有十余台机组已超过50年。波兰发电机组的平均使用年限超过37年。

在波兰可再生能源领域，电力主要来自风能、水能、固体生物质能、生物气、液体生物燃料以及太阳能。地热资源主要应用于供热系统（供热行业）。

近年来，太阳能资源发展迅猛，尤其在产消领域——家庭光伏装置方面。

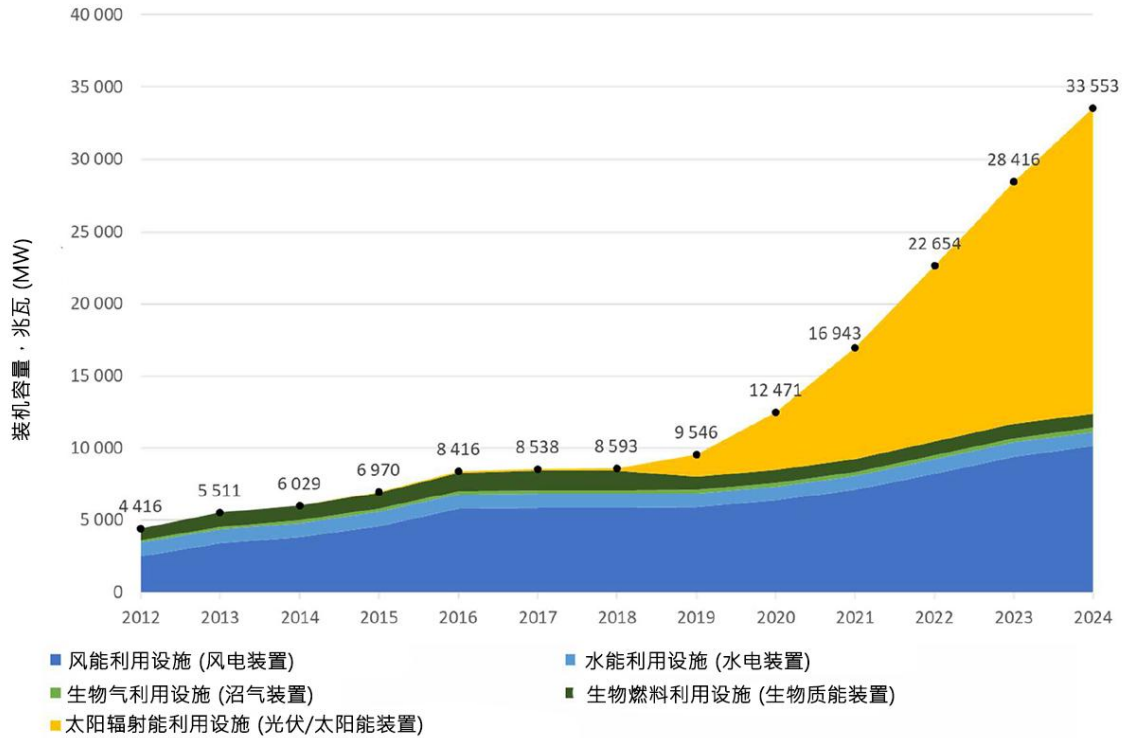


图7 可再生能源的装机容量

来源：基于能源监管局和能源研究局数据（自2019年起）的自主研究

截至2024年底，波兰可再生能源的装机容量超过32.5吉瓦（据ARE数据）。其中太阳能装机容量最大，超过19吉瓦。其次是风力发电装机容量，超过10吉瓦。

## 2.2. 波兰电力市场发展预测

以下市场发展预测是基于波兰电力系统公司（PSE）制定的《满足当前和未来电力需求的发展计划》<sup>3</sup>、其他公开发布的电力市场运作报告，以及EPK在电力市场多年运营中积累的专业知识所制定的。

所列预测旨在指出该项目可在何种现实条件下实施，以及波兰能源转型进程可能如何展开。

### 2.2.1. 装机容量预测

随着能源生产领域脱碳进程的推进以及可再生能源的显著发展，波兰的能源结构将在未来数年发生变化。波兰的大多数燃煤机组已相当陈旧，在能源结构中煤炭使用量不断下降的情况下，对其进行现代化改造在经济上已无意义。此外，燃煤机组的单位二氧化碳排放量（kgCO<sub>2</sub>/kWh）最高，因此无法通过电力市场等渠道获得融资（目前燃煤机组可参与拍卖）

<sup>3</sup> 2025-2034年满足当前和未来电力需求的开发计划；  
PSE；2024年12月  
<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

RM仅限于2025年之前），金融市场（投资贷款），同时还具有高碳排放成本。广义上的分类法也排除了对这类能源的投资。

下文根据PSE报告<sup>4</sup>列出了燃煤机组的淘汰时间表（按硬煤和褐煤分类）——未来需重建这些产能，以维持系统中适当的可用容量水平。

图中标注了科济涅茨电厂的机组，本报告将其作为第三代/第三代+反应堆的建设选址进行考察。停运日期取自ENE S.A.公司2024年第三季度合并报告。

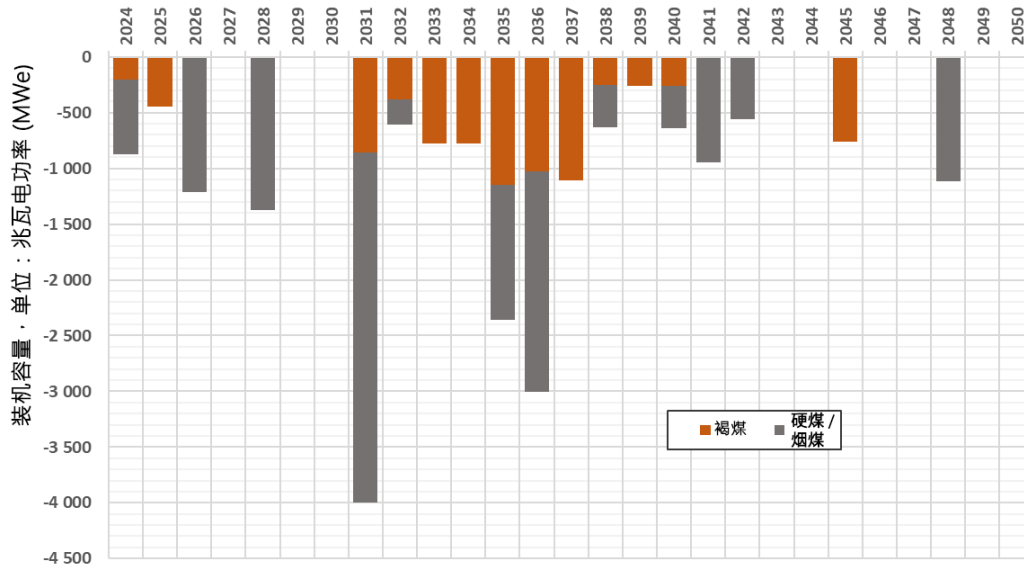


图8 参与中央平衡机制的燃煤机组停运时间表。截至年底的数据。

来源：根据PSE数据自行编制

在新增发电能力方面，计划建设新的燃气轮机发电机组，这些机组已在电力市场拍卖中申报，最近一次拍卖于2024年12月举行，供电期为2029年。下表汇总了在电力市场拍卖中中标的新燃气轮机机组，其中部分机组目前已进入建设后期阶段。

<sup>4</sup>2025-2034年满足当前和未来电力需求的开发计划；

PSE；2024年12月

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

表3 电力市场拍卖中的燃气轮机

序号	电力供应商名称	地点	供电年份	容量 供电义务量 [MW]	期限 [年]
1	波兰能源集团 能源股份有限公司	下奥得河	2024	667.6	17
2	波兰能源集团 能源集团股份有限公司	下奥得河	2024	667.6	17
3	格魯濟茲联合循环燃气轮机有限公司	格魯濟茲	2026	518.4	17
4	PAK CCGT有限责任公司	亚当乌夫	2026	493.0	17
5	CCGT 奥斯特伦卡有限责任公司	奥斯特伦卡	2026	696.0	17
6	波兰能源集团 能源集团股份有限公司	里布尼克	2027	794.6	17

核电站是能源结构中可替代煤炭的另一种能源。波兰当前的核能发展战略详见2020年10月发布的《波兰核能计划》。该计划设想从2033年起每两年新建一座核电机组，共计6座。 总共将在两个地点建造两座核电站，每座各设3个机组。目前计划将第一座核电站建在波罗的海的卢比亚托沃-科帕林地区，并使用西屋公司生产的AP-1000反应堆。 而第二座电厂的选址目前尚未确定，正在考虑的地点包括科宁、贝尔恰图夫、波兰采以及科济涅茨等地。

在波兰电力公司（PSE）制定的《2025-2034年满足当前及未来电力需求的发展计划》中，还规划了采用小型模块化反应堆（SMR）技术的较小规模核电机组。 根据波兰电力公司报告，为确定未来发电结构，已参考专业电力生产商在问卷调查中提供的信息。同时考虑了战略文件中规定的海上风电场和核能发展计划。 报告还参考了可再生能源拍卖结果、国内主要支持产消型能源的计划以及已完成的电力拍卖结果等信息。

PSE根据两种情景——SST情景（自由转型情景）和SDT情景（动态转型情景）——制定了电力生产预测结构，这两种情景的主要区别在于可再生能源和能源存储设施的装机容量。下表展示了PSE的分析结果。

表 4 2034 年电力生产资源结构

资源类型	SST情景 净功率 [MW]	SDT情景 净功率 [MW]
褐煤	4 401	
硬煤	6 317	
硬煤 - 峰值能源	2 277	
天然气	10 772	
生物质和生物气	2 830	
大型核能发电厂	1 146	2 292
小型模块化反应堆	560	840
水力发电	1 250	
抽水蓄能电站	2 462	
光伏发电	36 000	45 000
陆上风力发电厂	16 940	19 362
海上风力发电厂	10 900	11 885
能源存储设施	3 750	15 207
热电厂	5 217	

来源：2025-2034 年输电网络发展规划，PSE

## 2.2.2. PSE 电力需求预测

本节所示的国家电力系统长期能源需求预测由波兰国家电网公司<sup>5</sup>编制，考虑了以下因素：

- 历史趋势和最终能源消耗预测。
- 影响家庭、交通、工业和服务业能源消耗结构的宏观因素
- 能源效率领域的变化，
- 各行业国内生产总值增长预测。
- 技术和消费变化，以及欧盟指令导致的变化，这些变化涉及波兰在最终能源消费中实现可再生能源目标的要求，
- 最终能源消费结构的预期变化，包括电动汽车、热泵和燃料电池数量的增长。

该预测设定了两种情景，以应对国家电网环境的发展路径。第一种是自由转型情景，第二种是动态转型情景，后者预计能源需求将大幅增长。这些情景在以下图表中有所体现。两种情景都预测未来电力需求将增长。

<sup>5</sup> 2025-2034 年满足当前和未来电力需求的规划；PSE；2024 年 12 月。

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

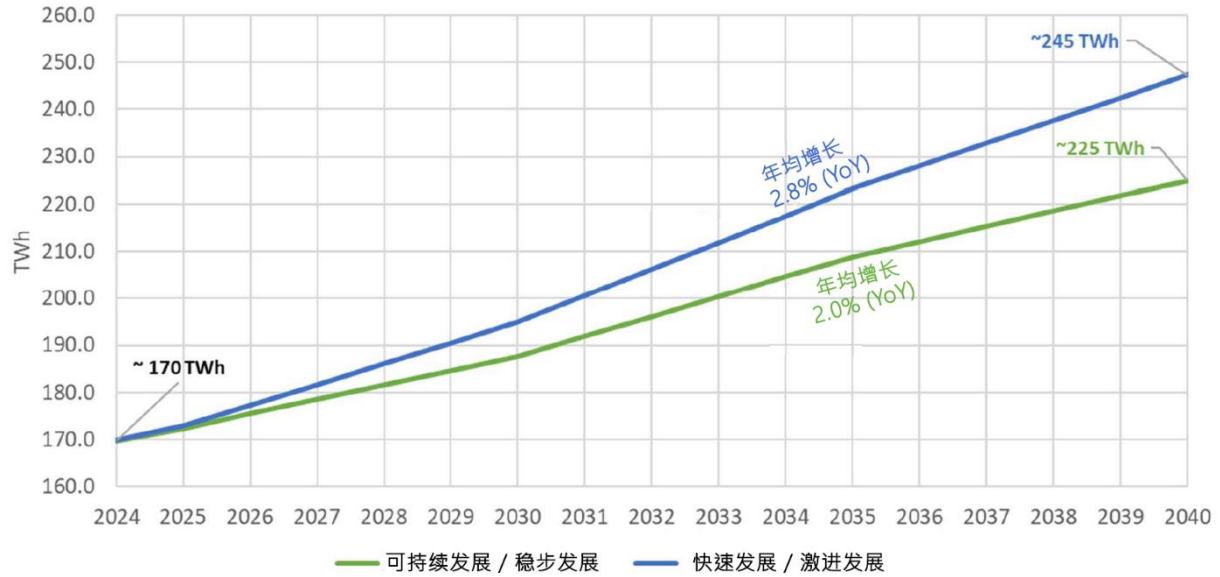


图9 2024-2040年预测年度电力需求

来源：根据PSE数据自行编制

### 2.2.3. 发电资源充足性分析

根据PSE报告中提出的装机容量组合和预测电力需求，报告提出了发电资源充足性和电力系统安全性的分析结果。评估使用了两个电力系统可靠性指标：LOLE和EENS。

首个指标LOLE（预期负荷损失）指电力系统因系统（可用）功率不足而可能无法满足电力需求的年均小时数。该指标有助于输电系统运营商（PSE）评估国家电力系统的可靠性。其安全标准要求LOLE值不超过每年3小时（1982-2019年气候年平均值）。

在国际层面，LOLE是欧洲输电系统运营商网络（ENTSO-E）等组织在区域和全欧洲分析（如《中期供电充足性预测（MAF）》）中采用的报告标准。该标准可比较不同国家电力系统的可靠性，并识别能源平衡方面的潜在风险。LOLE也是分析可再生能源新来源（如海上风电场）实施情况的关键要素，因为这些能源的生产具有波动性，需要对电力需求和可用性进行精确评估。

第二个指标EENS（预期未供电电量）指因电力系统容量不足而无法向用户供电的电量（单位：GWh）。这是由于发电资源可用性不足或输电限制，预计全年可能中断供电的电量。

下表列出了PSE报告<sup>6</sup>中确定的LOLE和EENS平均值。

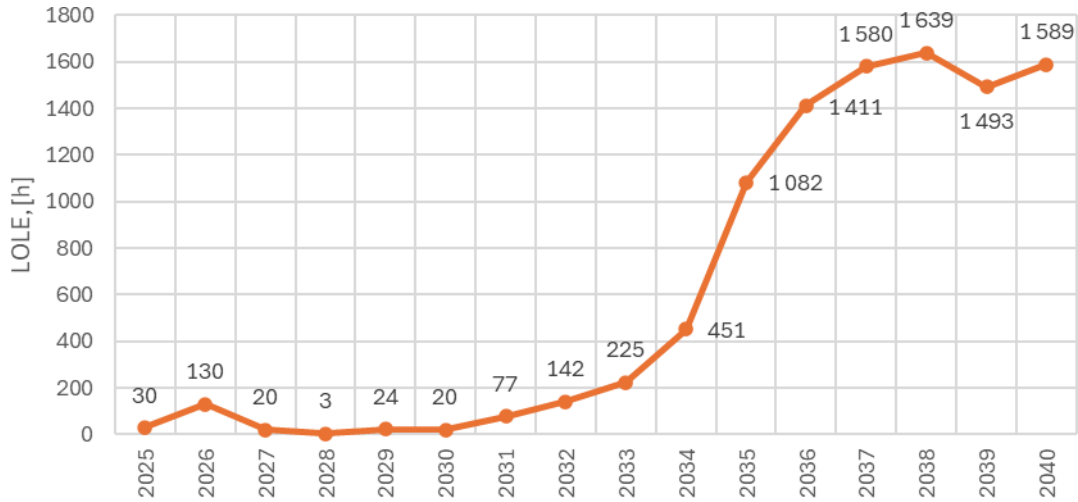


图10 2025–2040年LOLE指标平均值(小时/年)

来源：根据PSE报告自行编制

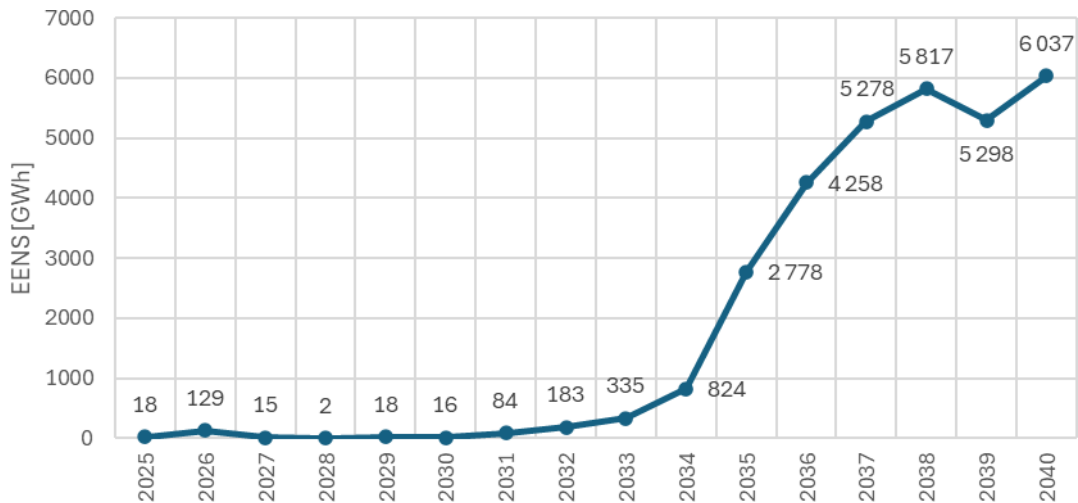


图11 2025-2040年EENS指标平均值[GWh/年]

来源：根据PSE报告自行编制

这两个指标在2026年已明显上升，随后下降，并在2030年后再次上升。在2035-2040年间，这些指标已比基准值高出数十倍。在研究期间，仅有一年的LOLE指标未超过预设的每年3小时。

## 2.2.4. 所需额外可用容量

在PSE报告中提出了一项解决方案，旨在将所列指标维持在最低水平（包括LOLE<3小时）。报告估算了为确保能源系统安全，当年需新增的备用容量。

<sup>6</sup> 2025-2034年满足当前和未来电力需求的开发计划；PSE；2024年12月。

<https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034-uzgodniony>

表5 波兰国家电网所需额外净备用容量[兆瓦]

2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
1 400	3 400	1 600	200	1 600	1 600	3 200	4 200	5 200	6 800	9 600	11 200	12 200	12 800	12 800	13 600

来源：根据PSE报告自行编制

到2026年，将需要额外增加3.4 GWe的净可用容量，而2030年后这一数值将继续攀升。到2040年，该数值将增长至原来的4倍（13.6 GW）。正如报告作者所指出的，需要注意的是，预计的额外容量可能因以下因素而更高：

- 国内能源转型速度加快——电力需求增长更快
- 未来气候条件——冬季更严寒、夏季日照减少
- 常规机组停运日期变更——早于报告预期，
- 新增发电能力投运日期变更——晚于报告预期。

此外，报告作者还提出了潜在的额外可用发电能力来源，包括：

- 新建燃气电厂（超出电力市场签约数量），
- 延长现有燃煤机组的使用寿命（包括延长其在2025年后的电力市场使用期限），
- 新型能源存储设施（采用不同技术）及配套的新可再生能源来源。
- 新建生物质能和生物天然气发电厂，
- 新型氢能与替代燃料技术，
- 额外的能源进口机会以及需求响应（DSR）服务的增长。除常规设备外，所提出的大多数解决方案很可能无法稳定满足需求，尤其是在大容量和持续供应方面。

### 2.3. 优化系统结构的选择

基于波兰电力系统公司（PSE）提出的电力需求预测和能源结构预测，格利维采西里西亚理工大学的研究团队对波兰电力系统的结构进行了模型优化。

首先，针对两种电力需求发展情景，对2035年和2040年电力需求变化的每小时趋势进行了估算。下图展示了两情景下不同年份趋势的对比。

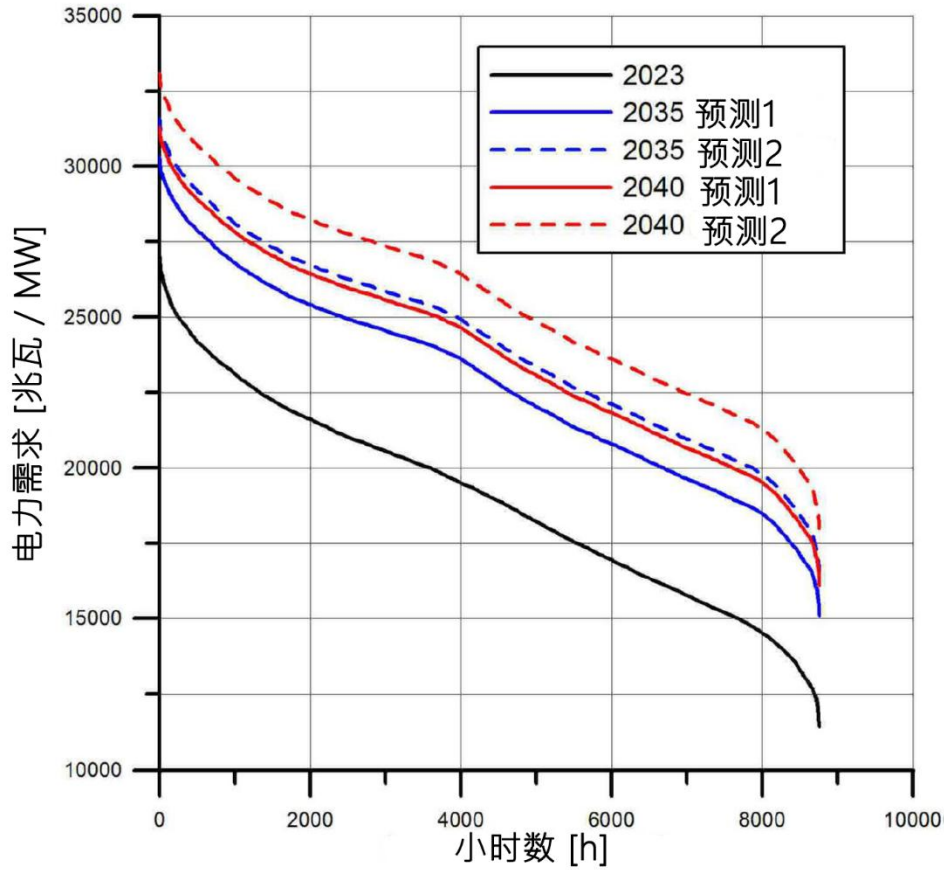


图12 2023年电力需求及2035年与2040年电力需求预测

来源：核能投资与国家能源安全专题报告；A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

第二步确定了两种情况下的预测能源结构：一种是核能（包括大型核电站和小型模块化反应堆）发展程度较高，另一种是发展程度较低。同时假设2034年可再生能源装机容量将达到2040年动态转型情景的预测值。此外，在2040年后的能源结构中，未考虑燃煤机组，并假定不会新增燃气机组。当前阶段的能源结构未纳入能源存储设施，因为所需的能源存储功率和容量是本次优化的结果。

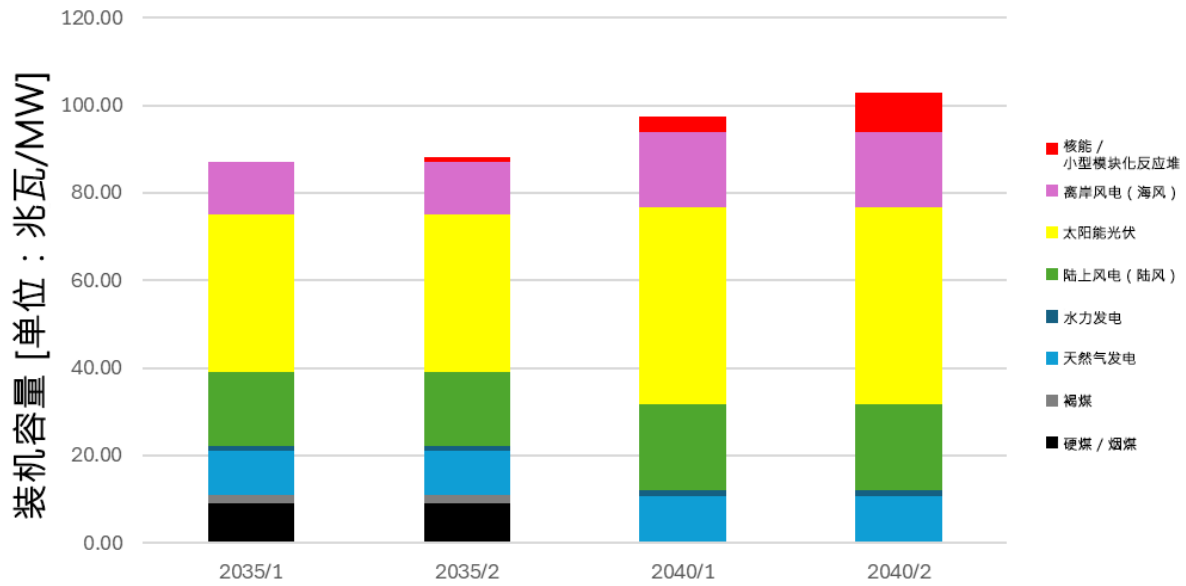


图13 2035年和2040年发电结构预测

来源：根据以下资料自行编制：核能投资与国家能源安全；  
A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

针对系统中初步确定的电源结构及当年电力需求特征，选取了最优的储能容量及其功率，以确保该能源系统在储能设施的支持下能够满足所需的供电可靠性要求。该可靠性要求被设定为LOLE指标的极限值，即3小时/年。

表6 与既定结构能源系统协同工作的能源存储参数优化结果

年份/系统	需求预测	LOLE 初始值 [h]	储能容量 [MWh]	仓库功率 [MW]	仓库空闲时间 (小时) [h]	满仓库小时数 [h]	最终LOLE [h]	
2035/1	预测1	30.5	7300	1400	65	7791	3.00	
2035/2	预测2	156.1	16400	2900	104	7199	2.99	
2035/2	预测1	42.4	8700	1600	72	7696	2.99	
2040/1	预测2	811.6	220000	5600	5	4822	3.22	
2040/2	预测1	3.7	仓库无需					
2040/2	预测2	90.5	11100	2000	72	7607	3.03	

来源：根据以下资料自行编制：核投资与国家能源安全；  
A. Rusin, A. Wojaczek, PŚ

综上所述，要保持国家电网系统的可靠性，就必须在系统中配备与需求相匹配的稳定能源来源，而目前风能和太阳能尚无法完全替代这些能源。核电站配合燃气机组即可发挥这种作用。在可再生能源占比高的系统中，具备足够容量和功率的储能设施必须发挥重要的稳定作用。

在上述新型能源设施及足够数量的能源存储设施建成并投入运行之前，仅有现有的燃煤机组和新建燃气机组能够确保能源系统的可靠运行。

## 2.4. 能源市场分析总结

- 分析当前电力市场状况，可以预见未来几十年电力需求将持续增长。因此，电力生产也应相应增加或维持在能够平衡系统需求的水平，同时结合能源进口或需求削减等措施。
- 所示的燃煤机组退役时间表表明，未来几年燃煤发电能力将大幅下降。在科济涅茨地区，200兆瓦级机组预计将于21世纪30年代初退役，500兆瓦级机组则将在40年代初退役。大多数燃煤电厂已达到使用寿命后期，难以延长其运行时间。而所有计划中的新建燃气机组很可能无法完全替代燃煤发电机组。
- 鉴于当前电力生产行业的现状以及欧盟各国致力于实现零排放系统的目标，发展基于核能的新投资似乎是合理的。而二氧化碳排放量较低的燃气发电机组，在迈向零排放电力生产的过程中具有过渡性特征，欧盟也将对此进行强制执行（例如通过投资融资机制——排除化石燃料、分类法、碳足迹、关于可持续性发展的报告要求，特别是CSRD指令等）。
- 可再生能源预计将大幅增长（根据PSE预测，到2034年光伏发电将超过30吉瓦），且其在电力销售方面享有“优先权”，这可能通过限制其在市场上的使用来阻碍大型传统发电机组的运行。即使考虑到电力存储系统的发展，仍可能需要可控发电机组来保障发电端能源安全，尤其是在科济涅茨地区——该地区为波兰中部地区提供电力保障。
- 根据西里西亚理工大学完成的SE优化方案，在缺乏稳定发电来源（如核能）的情况下，波兰电力系统要达到适当的能源安全水平（LOLE< 3小时/年），将需要容量极高的储能设施（甚至超过220 GWh），且需经历大量运行周期（这会影晌储能设施的使用寿命）。
- 根据PSE的分析，如果没有额外的备用容量，可能无法确保电力系统的安全水平，或者将启动其他机制（如需求侧响应、紧急能源进口），这些措施可能导致电力成本上升，甚至在紧急情况下引发大面积停电。

### 3. 对现有设施技术状况的详细诊断，重点评估其在核电机组中的适用性，同时涵盖保障电站运行的必要基础设施，包括输电网络、公路铁路系统以及内外水源。

#### 3.1. 基本信息

科津采电厂是波兰第二大燃煤发电厂，也是波兰最大的硬煤发电厂。该发电厂位于马佐夫舍省科津采附近的斯维日上。

##### 3.1.1. 现有发电机组

科济涅茨发电厂目前有11个机组运行<sup>7</sup>

- 1-8号机组，每台功率200兆瓦
- 9-10号机组，功率500兆瓦
- 11号机组功率为1075兆瓦。

200兆瓦机组的投运时间如下：

- 1号机组——1972年
- 2、3、4、5号机组——1973年
- 6、7号机组——1974年
- 8号机组——1975年

500兆瓦机组的投运年份如下：

- 9号楼——1978年，
- 10号机组——1979年。

1075兆瓦机组于2017年投入使用。

此外，该发电厂还配备了一台由柴油发动机驱动的发电机组，其电力输出为0.7<sub>2</sub>兆瓦。该电厂除发电外，还通过热电联产系统生产热能，其中蒸汽从蒸汽涡轮机的泄压口经减压冷却站输送至三个供热单元，每个单元的供热能力为35兆瓦。该电厂的最大热功率为266兆瓦。

1-10号机组采用开放式冷却系统，利用从维斯瓦河取水冷却冷凝器。11号机组采用封闭式冷却系统，利用冷却塔进行冷却，对河水取水的影响较小。取水仅用于补充机组系统，取水量约为0.7<sup>7</sup>立方米/秒。

<sup>7</sup> <https://elektrowniakozienice.com/o-elektrowni/dane>, [https://pl.wikipedia.org/wiki/Enea\\_Wytwarzanie](https://pl.wikipedia.org/wiki/Enea_Wytwarzanie)

机组将按照以下时间表进行系统性改造：

表7 机组改造时间表

表 17：Kozienice 电厂截至 2030 年预计投资清单（1000 MW 新机组建设方案）

项目	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>现有机组的关停</b>																							
机组1																							
机组2																							
机组3																							
机组4																							
机组5																							
机组6																							
机组7																							
机组8																							
<b>烟气脱硫装置及5号机组新烟囱</b>																							
湿法（10号机组及5号烟囱）																							
<b>烟气脱硝装置 - SCR</b>																							
机组4																							
机组5																							
机组6																							
机组7																							
机组8																							
机组9																							
机组10																							
<b>电除尘器更换</b>																							
机组3																							
机组4																							
机组5																							
机组6																							
机组7																							
机组8																							
机组9																							
机组10																							

注意：关于 1-3 号机组退役以及安装催化脱硝系统和电除尘器的预计日期仅具有**初步性质**。这些日期可能会根据最终通过的《工业排放指令》（IED）要求而改变。同时也考虑到 SCR 装置项目目前仍处于设计方案准备阶段。

1-10号机组和11号机组的停运计划如下表所示<sup>8</sup>

表8 机组停运时间表

**科杰尼采电站**

机组	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
装机容量 [MW]	230	230	230	230	230	230	230	230	560	560	1112
计划停产年份	2025	2025	2025	2025	2027	2027	2027	2027	2041	2042	2048

<sup>8</sup> ENEA S.A. 2023 年第三季度扩展合并报告的其他信息

科津采电厂发电机组参数<sup>9</sup>：

表9 发电机组参数

<b>总装机容量：4016 MW</b>										
<b>机组功率 [MW]</b>										
B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
228	228	225	228	228	228	228	228	560	560	1075
<b>电压等级 [kV]</b>										
220	110	220	220	220	110	220	220	400	400	400

发电机组的电力通过架空线路传输至科济涅茨变电站<sup>10</sup>

### 3.1.2. 计划中的发电机组

将新发电源接入国家电力系统的能力将高度取决于发电源与电力消费者的地理分布、电网传输能力以及接入新发电机组的时间节点。本研究涉及在十年以上的时间范围内，将基于第三代核反应堆的新发电机组接入电力系统的问题。考虑到上述核能发电项目的安排，对该项目在分析地点实施可能性的评估将受到以下因素的影响：目前计划实施的发电项目（该项目建成后将与之竞争）以及电网的传输能力。

根据《能源法》第7条第81款第1项规定，从事电力传输或分配的能源企业有义务编制以下信息：申请将额定电压高于1千伏的能源源接入电网的实体信息，连接位置、连接功率、安装类型、连接条件颁发日期、电网连接协议签订日期以及供电开始日期。

该项目选址紧邻一个重要的电网枢纽——科泽尼采变电站（SE）。与本项目争夺电网输电容量的主要竞争对手，将是目前计划接入科泽尼采变电站及其邻近变电站的发电设施和储能设施（包括为该设施的电力输出预留电网容量的设施），以及配电网（配备发电设施）。根据波兰电力网络股份有限公司（PSE）——即本项目规划区域内220千伏和400千伏输电网络运营商——发布的最新数据，在科泽尼采变电站及其周边区域，计划建设以下发电和储能设施：

<sup>9</sup> 《新能量》第2期（67）/2019年 格热戈日·科特、彼得·奥贝尔茨、马里乌什·奥平斯基、Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. 《最先进、最大、最高效的...》

<sup>10</sup> <https://www.openstreetmap.org/way/173582810#map=16/51.6627/21.4656>

表10 根据计划，拟接入输电网络、科济涅茨变电站及邻近变电站的部分设施  
 错误！无法找到引用来源。 错误！无法找到引用来源。

序号	接入地点 (SE)	功率 [MW]	设施类型	交付/确定条款日期
1	科济涅茨	2420	燃气蒸汽联合循环机组	2022.06.10
2	罗日基	100.05	光伏系统	2022年5月6日
3	谢德尔采乌伊日扎努夫	85.8	风力发电场	2022.10.03
4	卢布林系统区	300.15	光伏发电装置	2023.11.02
5	科济涅茨	112	电力存储	2019.11.04
6	谢德尔采乌伊日扎努夫	600	电力储存库	2020.02.12
7	斯坦尼斯瓦夫	132.9	配电系统	2021.07.05B
8	斯坦尼斯拉夫	202.44	分销系统	2022.12.05
9	谢德尔采乌伊日扎努夫	202.44	配电系统	2023.06.09
10	斯坦尼斯瓦夫	50.6	电力储能库	2023.06.29
11	奥斯特罗维茨	50.6	电力储存库	2023.07.04
12	罗日基	200	电力存储	2023.08.18
13	角锥	100	配电系统	2023.08.22
14	谢德尔采乌伊日扎努夫	99.53	电力存储库	2023.10.06
15	卢布林系统区	99.53	电力存储	2023.10.11

计划将总装机容量约4.7吉瓦的设施接入科济涅茨发电厂及其周边电站，其中仅科济涅茨发电厂就将接入约2.5吉瓦。计划中的燃气轮机将接入科济涅茨发电厂，该项目由ENEA Elkogaz Sp. z o.o.实施，该公司隶属于ENEA S.A.，即科济涅茨发电厂的所有者（通过Enea Wytwarzanie SP. z o.o.）。错误！无法找到引用来源。

### 3.2. 最佳可用技术结论及相关燃煤机组计划关闭

近年来，欧盟的煤炭发电量急剧下降，大多数成员国计划到2030年逐步淘汰煤炭能源。从经济角度来看，煤炭作为能源在波兰将不再具有成本效益；例如，由于二氧化碳排放权价格上涨和能源生产成本上升。

根据现行综合许可<sup>14</sup>的规定，两套燃料能源燃烧装置（即1至10号锅炉及11号锅炉）自2021年7月18日起，应符合大型能源燃烧设施的最佳可得技术结论（即欧盟委员会执行决定2021/2326）的要求。

上述许可中未提及因未满足BAT结论要求而对设施给予豁免或纳入某些机组的规定。此外，这两项许可均为无限期许可。然而，鉴于需每八年更新一次BAT参考文件，预计对能源燃烧装置的要求将进行审查并可能趋严，尤其是在煤炭燃料方面。因此，科济涅茨运营的机组可能无法满足新的/更严格的BAT结论要求。对上述机组进行改造——特别是考虑到请注意上述机组的磨损程度——这将完全得不偿失。

科济涅茨电厂近期计划关闭八台200MW级燃煤机组。Enea公司计划在2025年前关闭1-4号机组。另外四台5-8号机组计划于2027年退役。两台500兆瓦级机组的运营计划分别于2041年和2042年结束<sup>12</sup>。

### 3.3. 开放式冷却系统在核电站应用中的特点

科济涅茨电厂500和200兆瓦机组采用开放式冷却系统，并辅以风冷冷却塔。在全年大部分时间里，机组冷却系统均以开放模式运行。在冷却水温度高、维斯瓦河水位低的不利时期，风冷冷却器将启动，以冷却200兆瓦机组冷凝器中流出的加热水。

冷却水由泵吸入200和500级机组泵房。200MW级机组泵房内设有八套泵组。每套泵组的吸水侧均配备水预处理设备，包括格栅、平板闸门及旋转筛。由于冷却水最低温度在冬季不得低于6°C，因此需要进行加热处理。在冬季条件下，200MW机组泵站的水源通过将加热后的排放水重新导入冷却水源（调节吸水温度的排放）以及直接导入维斯瓦河在进水渠入口区域的水槽（防冻排放）来防止冻结。

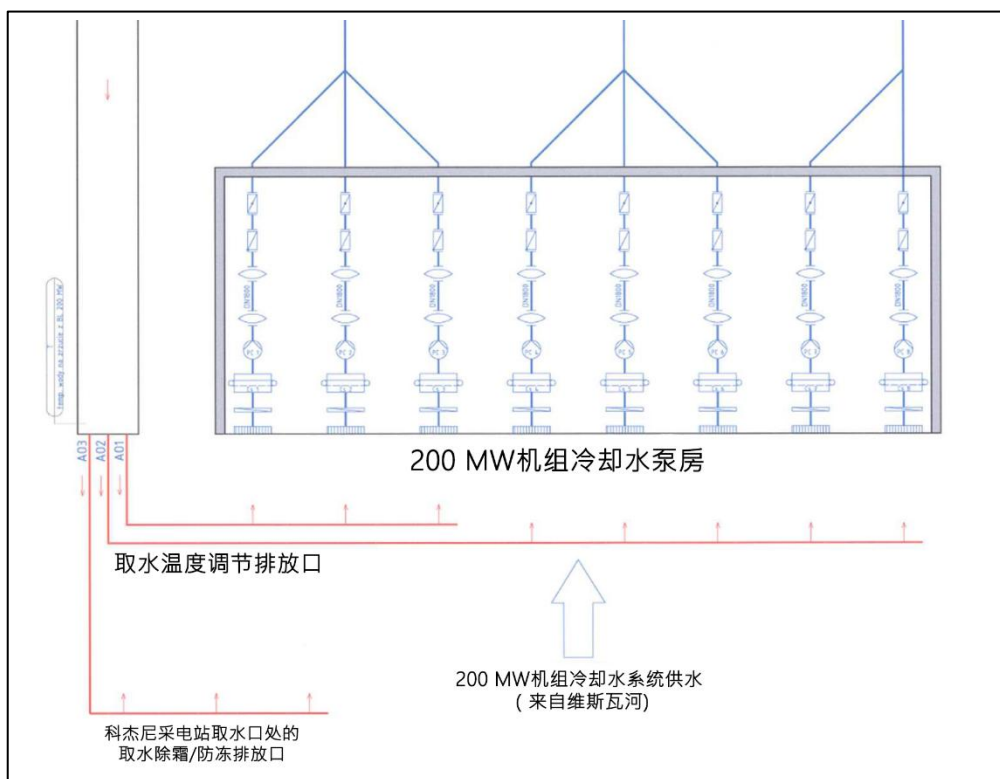


图14 8×200MW机组冷却水系统示意图局部

机组冷凝器中的水通过DN 2000管道排入虹吸井。

<sup>12</sup> <https://www.money.pl/gospodarka/kiedy-koniec-z-weglem-w-polsce-podano-daty-6966508538932096a.html>

这些管道的末端必须始终浸没在水中，这使得冷却水泵能够平稳运行，防止空气进入并避免虹吸管断裂。在每个钢筋混凝土管道向开放式管道的出水口处，均设有两组调节阀ZR和检修阀（根据需要安装）。调节阀的作用是维持虹吸井中的适当水位，并在冬季将加热后的水导入泵站前的取水口。排放管道相互连接。

冬季期间，通过钢筋混凝土渠道排放的水流进入泵站前的蓄水池，随后通过三条DN 2000管道输送到取水口进行加热。管道入口处安装有AO-1+3保温阀门。AO室与维斯瓦河之间的水位差值在泵站控制室显示，并需保持在170厘米以下。

200MW机组取水口也作为500MW机组的取水口使用。根据需求和条件，500MW机组的冷却水可从冷水取水口、200MW机组冷却水排放渠或两者同时取水。200MW机组取水口的水源通过两条公称直径DN3000的水下管道输送，具体布局如下图所示：

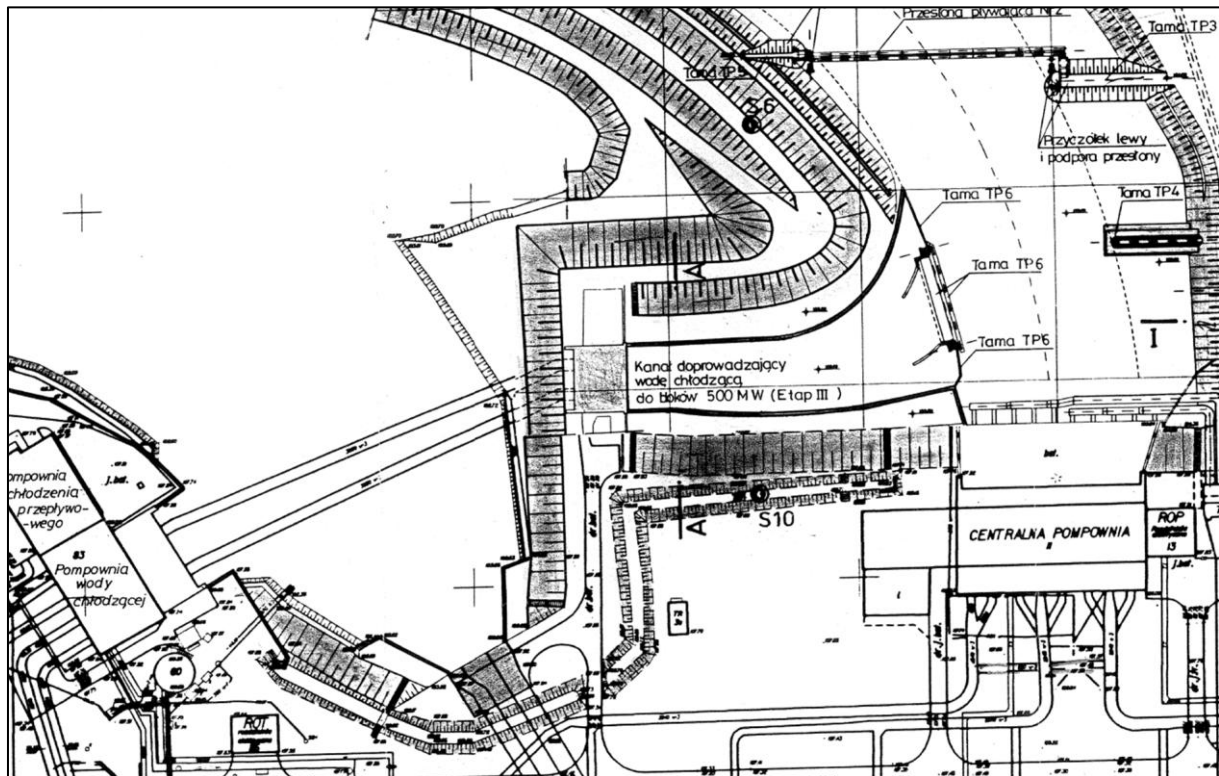


图15 9号和10号机组冷却系统平面图

冷却水系统包括：

- 从维斯瓦河引水的开放式取水渠，
- 配备检修闸门、格栅和调节闸门（WC 29÷30）的专用取水口，
- 两条DN 3000水下管道，将冷水输送至泵站，
- 热水取水口（来自 8 x 200MW 机组的排放水），配有维修闸门和调节闸门 WC 21 - 28

- 旋转筛网 9SO-1、9SO-2、10SO-1、10SO-2,
- 冷却水泵 9NA-1、9NA-2、10NA-1、10NA-2,
- 通往涡轮冷凝器的压力管道,
- 止回阀 9NA1-KZ、9NA2-KZ、10NA1-KZ、10NA2-KZ
- 自清洁过滤器,
- 涡轮机冷凝器冷却水排放管道至钢筋混凝土沟渠,
- 带WC 31 - 32调节阀的冲击室
- 自清洁格栅,
- 辅助装置

两台冷凝器的排放管道离开主楼后，被引入一个双室地下混凝土管道（尺寸为2x2400x2400毫米）。通过这些管道，排放水被输送到水锤室，然后通过3500 x 3500mm的双部分地下管道排入维斯瓦河，或者在排放水温度较高时，排入流式冷却泵站。涡轮泵冷凝器排水通过两条DN 508管道进行，这两条管道汇合为一条公称直径DN700的管道。

科济涅采发电厂持有综合许可，可从维斯瓦河持续取水用于冷却、补充水循环系统及脱硫装置，最大取水量为100.1<sup>立方米</sup>/秒。冷却水排放物和脱硫装置产生的净化污水温度不得超过35°C（该温度受环境限制），在不利的天气/水温条件下，这将导致发电能力下降。

根据不同制造商的PWR型核电站机组的平衡计算，蒸汽从涡轮机进入冷凝器的最佳出口速度范围在150至300米/秒之间。涡轮蒸汽出口速度取决于冷凝器中的压力（即真空度），而真空度与冷却水温度直接相关。为确保涡轮机蒸汽达到所需出口速度，决定真空度的冷却水温度不应超过24°C（根据西里西亚理工大学的计算）。

在夏季的特定时段，维斯瓦河的水温会显著超过25°C。如此高的冷却水温度将对核电站涡轮机组的运行产生不利影响，大幅降低其功率和效率，进而导致反应堆功率需持续调节和限制。此外，冷凝器中加热后的水温可能超过允许排入维斯瓦河的温度上限，导致反应堆被迫降低功率或停机。

机组冷却循环旨在将发电机组产生的废热排放至大气中。该地点可采用两种冷却循环类型：开放式或封闭式系统。系统产生的热量将通过冷却塔（封闭式系统）或流体冷却凝汽器（开放式系统）排放至大气中。

下文对比了建造冷却塔与采用开放式冷却循环的优缺点：

表11 开放式冷却循环烟囱冷却塔的优缺点比较

烟囱式冷却塔	开放式冷却系统
投资成本高	投资成本低——现有系统经改造后可使用 经改造后可使用
向环境排放噪音	无噪音排放
新设施	利用现有基础设施
需要补充系统	无需补充系统——流动冷却
建筑面积大	-
在冬季停机和最低负荷运行时可能出现的操作问题	冬季运行问题减少——管道保温潜力巨大
不受河流水热条件影响 维斯瓦河	夏季运营问题严重， 因水位可能下降
发电厂的发电能力不受外部条件（维斯瓦河的水温）影响	冷却水温度可能超过极限值，导致发电功率降低
对维斯瓦河水环境影响甚微	对维斯瓦河水环境造成破坏性影响
河水不会被加热	显著加热河水
对生物体的吸附作用微乎其微——吸水 仅用于补充系统	大量吸入生物体进入系统 (幼虫、鱼苗等)

为每个核电站机组选择封闭式冷却系统，意味着需要建造专用冷却塔。这是供应商为远离海滨地区建造的设施所偏爱和采用的解决方案。

### 3.4. “维斯瓦河上的门槛”——在核电站建设背景下利用与继续运营的考量

维斯瓦河上的水坝用于蓄积河水并为科济涅茨发电厂进一步取水，由ENE A Wytwarzanie公司于2017年根据2016年颁发的环境决定和建筑许可建造。



图16 维斯瓦河上的堰坝照片<sup>13</sup>

该蓄水堰的功能是确保为200和500兆瓦机组的涡轮机冷凝器提供冷却所需的水量，以保障电厂安全运行。

鉴于蓄水坝作为水利工程建筑物的临时性质，不能假设其永久运行——科济涅茨发电厂有义务拆除该蓄水坝。

2021年2月15日，省建筑监督管理局出具证明，确认不存在反对启动维斯瓦河临时蓄水坝建设项目的理由。

2022年3月23日，马佐夫舍省省长修改了2016年7月18日颁布的决定条款，即“确定拆除维斯瓦河上临时蓄水坝的期限为自本修订决定生效之日起9个月内，但需满足有利于拆除的水文条件”。

2023年5月7日，最高行政法院以判决撤销了该环境条件决定。

2023年12月4日 Enea Wytwarzanie sp. z o.o.公司致函科济涅茨市市长，要求对维斯瓦河临时蓄水坝建设项目的环境条件决定立即执行。目前环境决定正在审批中。

尽管工程已竣工，Enea公司仍未获得有效的环境许可，且长期在未取得“临时堰坝”<sup>14</sup>使用许可的情况下运营。

### 3.5. 现有供热管网特征

水中的可用热量由四个供热单元产生。供热单元1和2共同为一个网络供热，该网络为发电厂内的设施、周边工厂以及上斯维日住宅区供热。

供热单元3号仅为Polskie Pomidory S.A.公司所属的温室供热。此外，该发电厂还拥有11号机组的供热单元，为11号机组所属设施的供暖、通风及生活热水生产提供热能。

1、2、3号供热单元功率均为35兆瓦热功率，而11号机组供热单元功率约为20兆瓦热功率。

科济涅茨发电厂的供热网络在供回水温度分别为130°C和70°C的条件下运行。

### 3.6. 应急供电系统的特点

应急供电系统主要基于由蓄电池供电的保证电压配电柜。该电厂配备三台发电机组。其中两台安装在11号机组上。当配电柜电压消失时，通过自动装置

<sup>13</sup> <https://elektrowniakozienice.com/upload/default/770x505x4/dji-0012-2-s.jpg>

<sup>14</sup> <https://elektrowniakozienice.com/aktualnosci/13-prog-na-wisle-pozwolenie-na-budowe-zaskarzone-30-09-2019/lang:pl>

自动切换备用电源的SZR发电机组负责自动接管X1BMA、X1BMB、X2BMA、X2BMB等保证电压配电柜的负载。一台设备安装在2号燃油泵站旁。当配电柜断电时，SZR通过自动控制系统接管负责为2号燃油泵站和燃油循环泵供电的RWM、RWN配电柜的负载。

### 3.7. 建筑与道路部分

#### 3.7.1. 现有开发规划说明

在科济涅茨发电厂现有1-11号机组区域内，分布着一系列建筑物、构筑物、道路及广场，这些设施直接或间接服务于生产目的（电力生产）。

鉴于所分析的基于第三代/第三代+核反应堆的新能源机组的建设性质，科济涅茨发电厂内的大多数技术建筑和构筑物无法继续使用。为使新建机组得以落成，需拆除大部分建筑结构及管网。本方案第5.4节提出了新建核电机组的拟建区域。拆除范围应涵盖1-10号机组及配套基础设施（锅炉房、机房、IOS、煤场等）。拆除工作完成后，在清除废墟和钢结构后，许多情况下需要对地基进行填充，使其与周边地形保持平整（宏观平整），或进行土地复垦（如煤场）。鉴于现有建筑的特性（深基础），预计许多情况下所需的大规模平整深度可能达到5米甚至更深，这将显著影响该任务的成本。

#### 3.7.2. 现有道路布局描述

科津采发电厂有五个入口大门。其示意性位置如下图所示

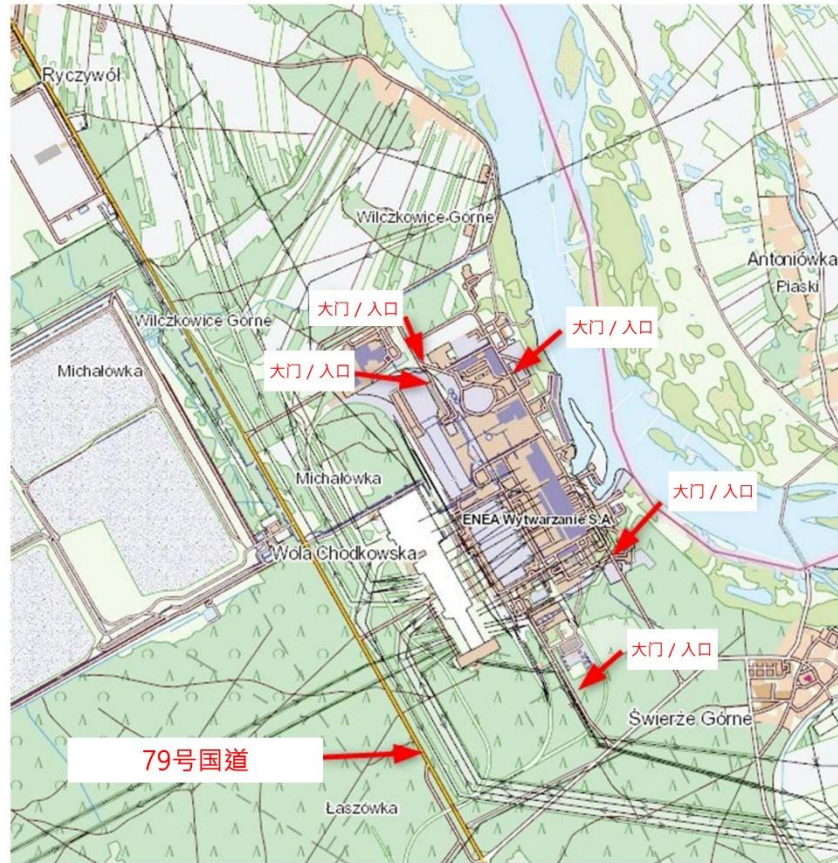


图17 科津采电厂入口布局<sup>15</sup>

电厂内设有厂内道路系统，包括人行道、停车场和堆放场。<sup>16</sup>

科津采电厂周边分布着公共道路网络，包括：国道和省道：

- 79号国道
- 48号国道
- 省道736号
- 省道737号

以及下图所示的县道网络。

<sup>15</sup> <https://www.geoportal.gov.pl/>

<sup>16</sup> <https://www.geoportal.gov.pl/>

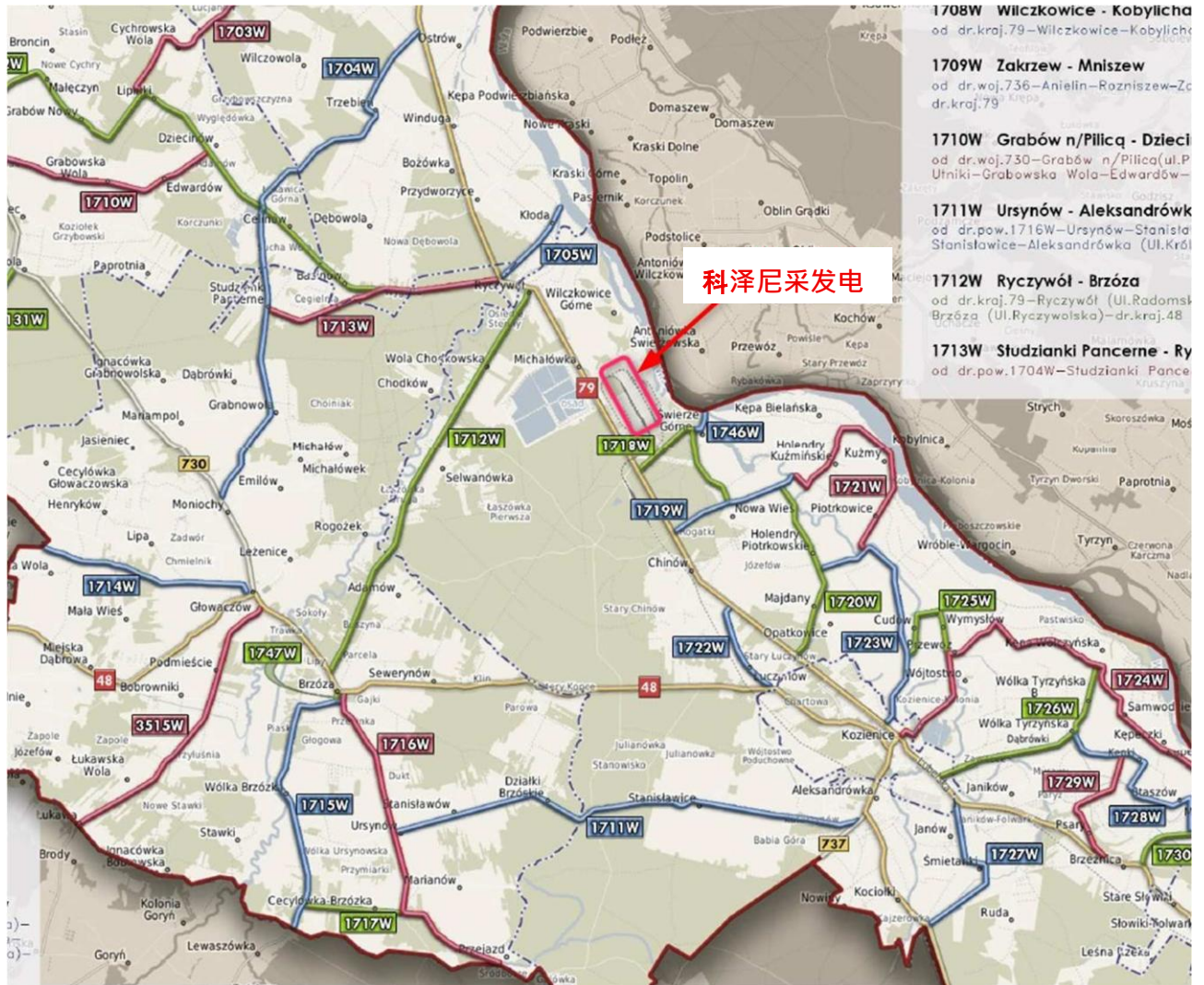


图18 科泽尼采发电厂周边道路布局<sup>17</sup>

- 1712W Ryczywół - Brzózka**  
od dr.kraj.79–Ryczywół (Ul.Radomska)–Wola Chodkowska–Brzózka (Ul.Ryczywolska)–dr.kraj.48
- 1713W Studzianki Pancerne - Ryczywół**  
od dr.pow.1704W–Studzianki Pancerne–Basinów–dr.kraj.79
- 1718W Świerze Górne - Nowa Wieś**  
od dr.kraj.79–Świerze Górne–Nowa Wieś–dr.pow.1719W
- 1719W Nowa Wieś - Kępa Bielańska**  
od dr.kraj.79–Nowa Wieś–Holendry Kuźmińskie–dr.pow.1721W

<sup>17</sup> <https://zdp-kozienice.bip-e.pl/zdk/schemat-sieci-droga/7919.Drogi.html>

"科济涅茨县道路网络示意图"



1746W Świerże Górne - prom -  
granica województwa - Atoniówka  
od dr.pow.1718W-Świerże Górne-prom/rz.Wiśła/-  
gr.woj.lubelskiego

### 3.7.3. 现有铁路系统描述

#### 公共铁路线

77号铁路线：扬尼科夫——上斯维热——次要的、单轨、电气化的国家重要铁路线，连接扬尼科夫会车点和上斯维热车站。该铁路支线于1968年开始建设，旨在为科济涅茨发电厂提供服务。该线路至今仍用于此目的（2020年）。

整条线路为D3级，机车和车厢的最大轴重为221千牛，最大线压力为71千牛（每米轨道）。该线路配备YC120-2C型接触网，最高时速120公里，电流负荷1725安培，受电弓间最小距离20米。线路配备列车自动制动电磁装置。该线路隶属于卢布林铁路线管理中心分部管辖区域，同时由斯卡日斯科-卡米恩纳铁路线工厂负责运营。列车在该线路上的最高运行速度为50公里/小时，设计速度为80公里/小时。<sup>18</sup>

77号铁路线随后与76号线路相连：巴科维茨——科济涅茨——次要的、单轨、电气化的国家重要铁路线，连接巴科维茨车站和扬尼科夫会车点<sup>19</sup>。然后与577号铁路线以及一级铁路线26号卢库夫-拉多姆主线相连。这是一条电气化、单轨和双轨的铁路线。该线路的速度限制为120公里/小时<sup>20</sup>

<sup>18</sup> [https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia\\_kolejowa\\_nr\\_77](https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_77)

<sup>19</sup> [https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia\\_kolejowa\\_nr\\_76](https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_76)

<sup>20</sup> [https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia\\_kolejowa\\_nr\\_26](https://pl.wikipedia.org/wiki/Linia_kolejowa_nr_26)



图19 科济涅茨发电厂区域国家铁路线示意图<sup>21</sup>

#### 厂内铁路线

电厂内设有铁路轨道系统，通过 Świerże Górne 火车站与波兰铁路公司的 77 号 Janików-Świerże Górne 铁路线相连。下图显示了轨道布局图以及与 77 号线路的连接情况。

<sup>21</sup> <http://mapa.plk-sa.pl/>

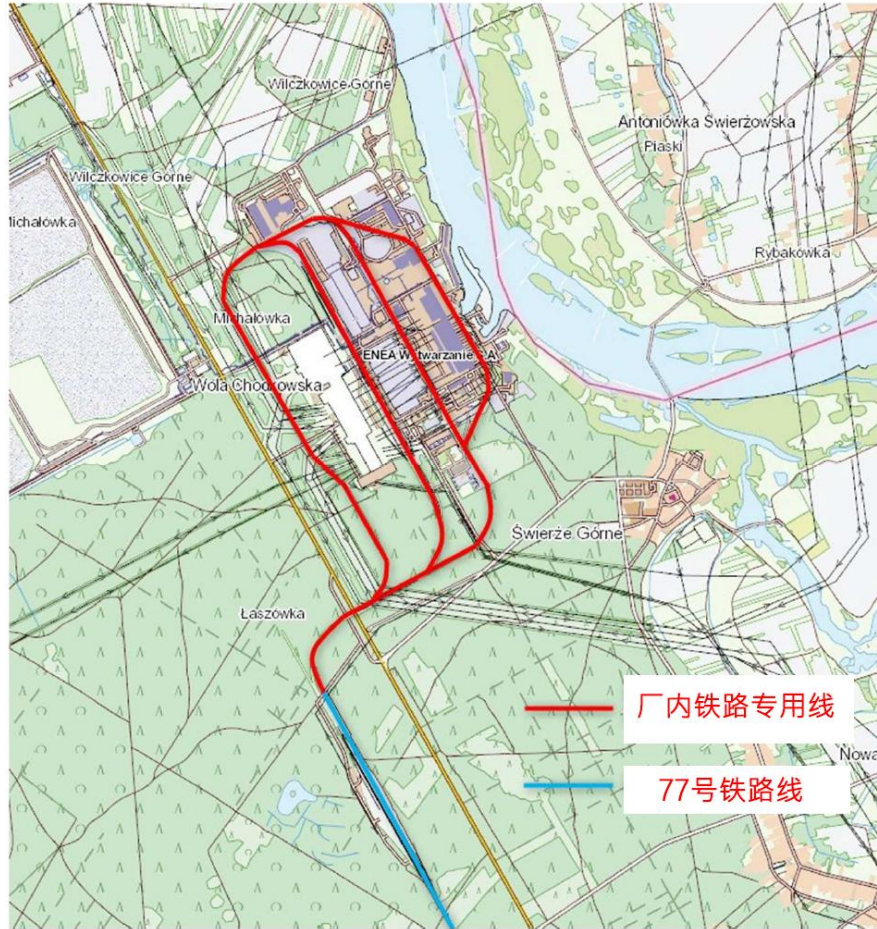


图20 科津采发电厂铁路线路示意图22

### 3.7.4. 地质与水文条件描述

#### 地质条件

地质条件是根据公开资料进行描述的。<sup>23</sup>

分析区域科津采发电厂位于中维斯瓦河谷，该河谷属于中马佐夫舍低地大区的中部区域。

该地区呈狭长状，纬向延伸约10公里，涵盖普瓦瓦至华沙段的维斯瓦河谷。该区域可划分为两个地质亚区：低洼的洪泛草甸区与高耸的沙丘区。中维斯瓦河谷地区主要呈现洪泛谷底的自然景观——堆积地貌。其疆域内包含华沙与普瓦瓦之间宽约10公里的维斯瓦河谷。该地区由构成洪泛平原的全新世地质构造——沙、砾石、河滩、泥炭和淤泥填充。面积稍小的区域（大部分被森林覆盖）则由北波兰冰期形成的更新世沙砾、砾石和河泥构成，这些沉积物与零星的风成沙丘共同形成了洪泛区上方的阶地。

<sup>22</sup> <https://www.geoportal.gov.pl/>

<sup>23</sup> <https://geologia.pgi.gov.pl>

根据现有的土壤调查图，该区域存在中等密度的细砂和中砂。地下水位为约102米（海拔高度约-5.30米）。

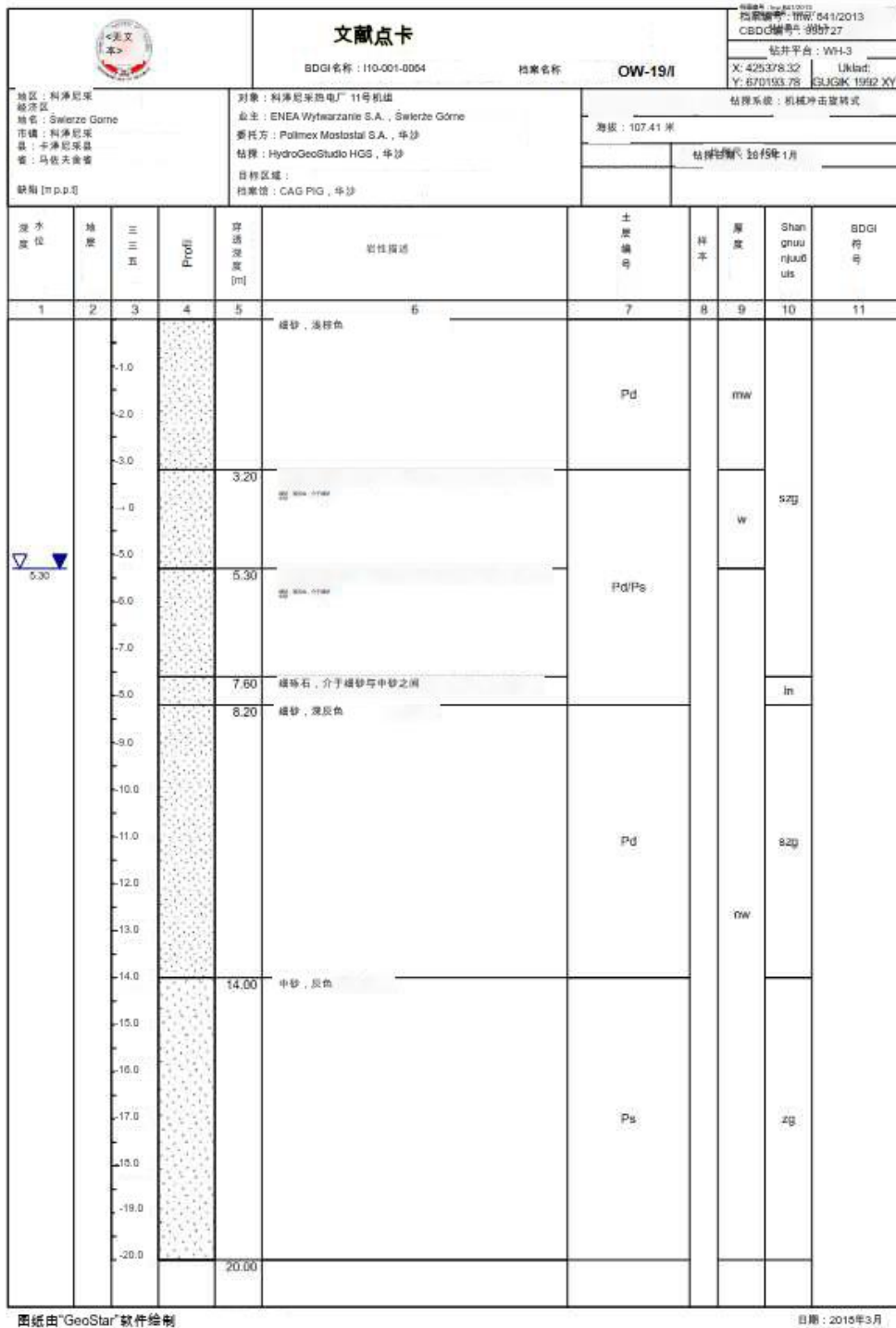


图21 地下土壤调查卡示例24

<sup>24</sup> <https://geologia.pgi.gov.pl>

### 3.7.4.1. 洪水风险识别

科济涅茨电厂所在区域位于洪水风险区（Q1%，即百年一遇洪水风险）<sup>25</sup>。下图显示，该分析区域的大部分区域均面临洪水威胁。

#### 洪水风险区域



图22 洪水风险区域<sup>26</sup>

现行地方空间规划方案适用于以下测绘区域：上维尔奇科维采、米哈乌维卡、上斯维热等测绘区域的现行地方空间规划采用洪水风险地图，但这些地图未考虑位于上斯维热Enea发电厂内的防洪技术屏障。

目前正在更新该地区及上斯维热埃内亚发电厂厂区防洪技术保障的专家报告，以确定洪水风险区域，具体工作包括：

<sup>25</sup> <https://wody.isok.gov.pl/>

<sup>26</sup> <https://wody.isok.gov.pl/>

- 基于“激光雷达”扫描技术的数字高程模型（DGM），并附有Enea Wytwarzanie sp. z o.o.公司防洪设施的正射影像图。
- 基于波兰水务集团（PGW Wody Polskie）提供的现有水力模型，结合上述新建成的数字高程模型，针对威胁概率为Q1%的流量进行水力分析
- 基于波兰水务集团（PGW Wody Polskie）提供的现有水力模型，结合上述新型NMT，对Q0.2%风险概率流量进行水力分析

未来计划更新科济涅茨发电厂洪涝区划分范围内的洪水风险与威胁地图。

### 3.8. 自有电力供应系统

自用电力需求由110千伏架空线路供电，并通过110/6千伏变压器为各机组的6千伏开关柜供电。<sup>27</sup> 1-10号机组的变压器虽然经过了现代化改造，但由于其使用年限较长，且现代中压开关柜的电压水平不同（原为6kV，现为10.5-15kV），因此无法用于新的核电机组。

11号机组的自用需求由两台变压器供电：XOBBT10（额定容量S=120/60/60 MVA）和XOBBT20（额定容量S=100/50/50 MVA），变比为27/10.5 kV。在核电机组投入运行时，这些设备将已达到使用寿命（到2040年将有23年历史），与1-10号机组的情况类似，将面临电压水平与新发电机组匹配的问题。这些设备仍有可能继续使用。

### 3.9. 功率输出



1-10号机组通过位于维斯瓦河侧机房墙壁沿线的三个三相机组变压器从发电机输出电力。随后，电力通过悬挂在锅炉房屋顶固定电杆上的架空线路传输，再经由煤场广场的电杆输送到科济涅茨电站。



11号机组通过三台单相变压器将发电机电力输出，这些变压器安装在机房建筑旁，随后通过架设在电杆上的架空线路输送到科济涅茨电站。<sup>28</sup>

<sup>27</sup> 新能源，格热戈日·科特，彼得·奥伯茨，马里乌什·奥平斯基，埃尼亚发电有限公司。“最先进、最大、最高效……”。

<sup>28</sup> <https://biznesalert.pl/nowy-blok-w-elektrowni-kozienice-rozpoczyna-przeglad-gwarancyjny/>

### 3.9.1. 总体特性

下表列出了B1-B11机组的总体特征，包括分配功率和功率输出系统的电压水平<sup>29</sup>：

表12 B1-B11机组总体特性

科杰尼采电站技术参数 总功率：4016 MW										
机组功率 [MW]										
B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11
228	228	225	228	228	228	228	228	560	560	1075
机组电压等级 [kV]										
220	110	220	220	220	110	220	220	400	400	400

### 3.9.2. 机组变压器

1-10号机组的块状变压器为三相变压器。鉴于其使用年限、功率和电压水平，无法在新核电机组中使用。

11号机组的块式变压器采用单相系统，功率为3x450MVA。这些单元可调整以适应新核电站系统的运行。

### 3.9.3. 块式变压器的前场



1-10号机组的前场设有机组变压器，位于维斯瓦河30号一侧。由于地下渠道从维斯瓦河抽取冷却水，这些前场相对较小且狭窄。渠道的结构使得前场无法扩建。机组产生的电力通过架空线路输送至锅炉房顶，进而输送至科泽尼采变电站（PSE所有）。<sup>31</sup>

<sup>29</sup> Grzegorz Kotte, Piotr Oberc, Mariusz Opiński, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. "最先进、最大、最高效的..." 《新能量》第2期 (67) /2019

<sup>30</sup> <https://www.google.pl/maps/place/26-900+Kozienice/@51.6662516,21.4650226,496m/data=!3m1!1e3!4m6!3m5!1s0x4718922352c884fb:0xbe5b6eeb9f563c43!8m2!3d51.5855328!4d21.5511768!16zL20vMDlyOHMz?entry=ttu>

<sup>31</sup> <https://swiatoze.pl/najnowszy-blok-energetyczny-elektrowni-kozienice-osiagnal-moc-nominalna/>



11号机组在机房左侧设有前场，该处建有400kV架空线路电杆。

电力输出通过三台27/400kV单相变压器进行，额定容量为450MVA。<sup>32</sup>

根据计划的脱碳程度、核反应堆的装机容量以及发电机的输出电压水平，将可充分利用前场设备<sup>33</sup>。

### 3.9.4. 功率输出输电线路

输电线路是电力系统中专门用于从特定发电机组输送电力的组成部分。鉴于其功能定位，其技术参数无需为未来投资计划进行超规格设计。

科济涅茨电厂现有的输电线路用于将仍在运行的1-11号机组的电力，以110千伏、220千伏和400千伏的电压输送到科济涅茨变电站的配电室。鉴于科济涅茨电厂的技术布局，机组输电线路的位置与科济涅茨变电站的位置相对（这是当时新建电厂采用的解决方案）。这导致输电线路必须绕过/跨越电厂建筑。

- 2号和6号机组的110千伏母线采用架空线路，从电站南侧引出，环绕电站建筑和煤场。
- 1号、3÷5号、7号、8号机组的220千伏机组线路采用架空形式，架设于发电厂建筑物和煤场上方。线路门架位于现有锅炉房建筑物的屋顶上。
- 9号和10号机组的400千伏母线采用架空方式敷设，跨越发电厂建筑物和煤场。母线门架位于现有锅炉房建筑物的屋顶上。
- 11号机组的400千伏机组线路采用架空形式，在11号和10号机组建筑之间铺设。

由于建造时间的原因，1至10号机组的输电线路不符合当前架空线路设计规范的要求。

### 3.9.5. 科济涅茨变电站

SE Kozienice变电站位于Świerże Górne的Kozienice发电厂附近，用于将发电厂的电力输送出去，并进行400、220和110千伏电压等级的电力中转和分配。该变电站归PSE S.A.所有。

<sup>32</sup> <https://www.urzadzeniaenergia.pl/laczni-w-eksploatacji-2018/doswiadczenie-abb-sp-o-o-zakresie-dostawy-uruchomienia-urazden-dla-wyprowadzenia-energii-bloku-elektrowni-o-mocy-1075-mw/>

<sup>33</sup> <https://www.polimex-mostostal.pl/page/kozienice>

该变电站（截至2032年状态）将通过8条400千伏线路与国家电网系统连接，其中包括3条南向线路（波兰采、斯塔沃沃沃拉）、1条东向线路（赫尔姆）以及4条北向线路（华沙、米洛斯纳、谢德尔采），以及六条220千伏线路，其中两条向北延伸（华沙、皮亚塞奇诺），两条向西南延伸（拉多姆、凯尔采），两条向东南延伸（普瓦瓦、卢布林）。该变电站与电力系统的紧密连接，一方面确保了通过该节点传输大量电力的良好潜力，另一方面，该变电站向系统注入额外发电能力的潜力受到“宏观”北南向流量的限制-南向流动所限制，这些流动源于北部地区计划中的大规模发电（与南部地区淘汰传统能源相关），以及东部边境地区能源过剩导致的东向流动，而该地区对电力/能源的需求较低。

科济涅茨变电站是波兰国家电力系统的重要枢纽，尤其在保障华沙都市区及东北部地区的能源安全方面发挥着关键作用。该变电站由三个开关室组成：110千伏、220千伏和400千伏，以及110/220千伏和220/400千伏的变压器。

- 400千伏开关站是科济涅茨变电站最新的开关站，采用架空式14极设计，采用1.5断路器系统运行。
- 220千伏开关站为架空式、26回路、双系统带旁路母线开关站。
- 110千伏开关站为架空式开关站，22个开关位置，双系统配置，带旁路母线。



图23 科济涅茨变电站 错误！无法找到引用来源。

220千伏和110千伏开关站是在200兆瓦级机组发电厂建设期间建造的。考虑到现有220千伏和110千伏开关站的结构布局，并基于类似设施的经验，可以认为这些开关站存在短路强度不足的风险，特别是考虑到计划接入总容量为2.5吉瓦的新发电和储能单元（参见第3.1.2点）。

根据《2023-2032年满足当前及未来电力需求的发展计划》第II.8项，计划对科济涅茨变电站的220千伏和110千伏开关室进行现代化改造。该投资项目旨在改善配电室的技术状态和运行条件（使其符合PSE S.A.的技术标准）。现代化改造计划于2033年前完成。

作为现代化改造的一部分，该电站将进行扩建，以连接计划中的项目（根据第3.1.2点）、燃气轮机组和储能设施。

### 3.9.6. 其他电力系统 技术

科津采电厂与国家电网运营商 PSE 的电信系统相连。在 PSE 与新核电机组运营商之间满足正式要求后，这些系统可用于新机组。

### 3.10. 水务基础设施（除技术外）

科济涅茨发电厂的水务基础设施（除技术设备外）主要由厂内管网构成：

- 饮用水系统（含水处理站及地下水取水口）、
- 消防用水；
- 雨水和工业污水管道系统，包括1-8号机组、9-10号机组区域以及11号机组区域的雨水和工业污水净化厂，以及将上述污水排入维斯瓦河的两个出口（水设备）；
- 生活污水系统，包括生活污水处理厂及排放口（水设备）  
将上述污水排入维斯瓦河。

### 3.11. 现有设施利用可能性诊断——总结

基于对现有基础设施的考察，假设在科济涅茨建设新一代III/III+核电站时将最大限度地利用现有基础设施，特别是内部和外部水源、输电网络以及公路和铁路基础设施，对各个领域进行了初步诊断。

目前，在考虑的地点存在着正在运行的燃煤机组基础设施，根据项目设想，其中只有一小部分可用于新核电站的设计和建设。

#### 技术行业

在对科济涅茨发电厂现有基础设施的技术状况进行分析后，发现现有1至10号机组唯一可利用的系统是冷却水取水与排放系统，包括取水口及水源预过滤设备。开放式冷却系统的其他组件（如泵站和管道）能否继续使用，主要取决于新核电站冷却系统的类型选择，这将在本报告的后续部分进行说明。

鉴于11号机组的设计运行期限至2050年，其基础设施未被纳入第三代核电机组的建设规划。在运行期结束后，部分基础设施（例如冷却系统及冷却塔）可用于新建核电机组，该项目可在现有的11号机组原址实施。

此外，在项目前期阶段，曾对11号机组的基础设施进行分析，探讨将其用于建造第四代核反应堆以替代现有燃煤锅炉的可能性。但本次可行性研究并未涉及用小型核反应堆替代11号机组锅炉的可行性分析。

#### 电力行业

鉴于现有基础设施的年龄和质量特征各不相同，对其用于核能项目的可行性诊断按发电机组进行了划分。

1-10号机组——无法利用现有电力基础设施。现有的电力输出系统，包括：架空线路、电杆、支撑结构、机组变压器和附加变电站以及机组自用电源系统，都将被拆除和拆除。

11号机组——存在潜在可能性（取决于发电机功率和机组自用电力需求）：

- 发电机、
- 发电机断路器、
- 发电机至机组变压器/分接变压器的母线桥系统

- 单相块式变压器,
- 三绕组分接变压器、三相变压器、
- 架空输电线路及备用电源系统,
- 11号机组与波兰电网公司 (PSE) 的电信连接系统。

利用11号机组现有电力基础设施的潜力取决于所采用核技术及其功率能否与现有机组参数相匹配。需要指出的是, 11号机组是国内较新的燃煤发电机组之一, 由于国家电力系统平衡的原因, 在使用核反应堆进行改造期间可能无法将其停运。

#### 安装行业

考虑到计划中核电机组相关设施的新布局, 需规划新建厂区内内部管网系统: 生活用水、消防用水及污水管网。因现有管网系统无法适应规划中的新场地开发方案。

在后续设计阶段, 当用水需求和污水排放的所有定量及定性参数均已明确后, 可考虑采用深层饮用水取水口配合水处理站, 或利用现有污水处理厂及污水排放口进行处理。然而, 考虑到这些设备已运行多年, 且其处理能力可能无法满足新设施的需求, 该方案并不推荐采用。更应考虑新建水处理和污水处理设施, 仅保留现有水设施用于取水和排污的可能性。当然, 这仅限于在计划使用时其性能/处理能力及技术状态均能满足要求的前提下。

## 4. 投资过程中所需技术供应商的市场分析

### 4.1. 假设

在应用煤炭核能技术领域, 国家专业能源脱碳计划设想采用第三代/第三代+核反应堆。该代反应堆具有诸多优势, 包括:

- 反应堆建筑结构更简单、更坚固
- 大多采用基于自然现象的被动冷却系统, 例如蒸发冷却
- 发生与堆芯熔毁相关的严重事故的可能性较低
- 在发生堆芯熔毁事故时, 其对社会和环境的影响得到了显著限制

- 反应堆建筑结构具有抵御大型飞机直接撞击的能力
- 延长燃料使用周期，提高燃料燃烧度
- 减少放射性废物产生量
- 运行寿命可达60年

## 4.2. 供应商市场

目前市场上提供几种具体且成熟的该代反应堆技术。为进行进一步分析，选取了三种压水反应堆（PWR）类型，即水压反应堆：

- **AP 1000**——西屋电气（美国）生产的反应堆，净发电量1150兆瓦
- **APR 1400**——由韩国水电核电公司（KHNP）制造的反应堆，净发电量为1450兆瓦
- **EPR**——由法国电力公司（EDF）制造的反应堆，基于德国KONVOI反应堆和法国N4反应堆的经验，净发电量为1600兆瓦

**AP1000**——先进被动式——一种先进的轻水被动式反应堆，配备两个冷却回路，热功率为 $3415\text{MWt}$ 。冷却回路配备主循环泵，直接安装在蒸汽发生器出口接头处，即循环回路的冷侧。这种设计消除了蒸汽发生器与泵之间的管道。

反应堆堆芯由157个燃料组件组成，采用七种类型燃料，均使用二氧化铀作为燃料材料。各燃料组件具有不同浓缩程度，可能含有以锆硼化物薄层形式存在的可燃烧毒物（二硼化锆）的薄层，以及由 $\text{AL}_2\text{O}_3\text{B}_4\text{C}$ 制成的特殊环形棒，共同实现堆芯功率的均匀分布。燃料更换间隔时间已延长至18个月，功率利用率约为93%。

AP1000反应堆采用完全被动式应急冷却系统，即该系统不配备水泵且无需应急电源（如柴油发电机组）。在冷却剂损失事故发生时，通过三种供水源确保向堆芯注入硼水：

- 两个冷却剂净化和补充系统储罐
- 两个由氮气垫维持在4.9兆帕压力的蓄能器
- 安全壳内的储罐，用于冷凝压力稳定器的蒸汽、接收停堆热量，并在堆芯熔毁时作为注入反应堆的水库。

基于AP1000反应堆的核电站相比同等功率的低代核电机组，泵数量减少35%，安全相关管道减少80%，安全阀数量减少一半。大部分安全装置都位于由两层结构组成的安全壳内：内层为钢结构，外层为混凝土结构。安全壳的上部设有容量约为3000立方米的水箱，其作用是冷却内部的钢制安全壳。

被动冷却系统旨在确保在事故发生后72小时内，无需操作员采取行动即可安全关闭反应堆。

堆芯熔毁概率估计低于 $2.4 \times 10^{-7}$ /年

**APR1400**——先进压水反应堆——一种先进的双回路压水反应堆，每个回路配有两冷却管线。**APR1400**反应堆由韩国电力公司（KEPCO）和韩国水电核电公司（KHNP）联合生产。

反应堆燃料系统由256个燃料箱组成，每个燃料箱装有236根燃料棒。燃料材料为二氧化铀（ $UO_2$ ），但部分燃料箱中掺入了氧化钆（ $Gd_2O_3$ ）作为燃烧性毒剂。该反应堆还可使用再处理的MOX燃料，其比例占基础燃料的33%。

主要安全系统包括堆芯紧急注水系统、压力释放与蒸汽排放系统、安全壳喷淋系统以及应急给水系统。安全壳内还设有燃料装卸水池；紧急情况下，水池中的水将用于堆芯注水。注水系统经过简化，配备四条冗余管线，可将水直接注入反应堆水池，并配有双重电力供应系统。每条应急冷却管线均设有主动部分（使用水泵）和被动部分（含冷却剂储罐和流量调节器）。

安全壳厚度约为1.37米，由压缩混凝土制成，内侧覆盖有防止泄漏的钢制涂层。该壳体还可承受0.3G加速度的地震。

反应堆堆芯损坏概率估计低于 $10^{-5}$ /年，安全壳损坏概率低于 $10^{-6}$ /年。

目前采用**APR1400**反应堆的核电机组包括新古里3、4、5和6号机组。

**EPR**——欧洲压水反应堆——是德法合作设计的最大型压水堆反应堆，其最大额定功率约为1650兆瓦。

该反应堆的主要燃料是二氧化铀（ $UO_2$ ），但也可使用含2%至8%钐的MOX燃料作为可燃的毒物。燃料包壳、间隔网和燃料管的制造采用了含锆和1%铌添加剂的M5合金。M5合金的应用提高了抗腐蚀性和抗蠕变性，并增强了尺寸稳定性。

**EPR**反应堆的创新之处在于采用了重型反射器，该装置可限制撞击容器壁的中子逃逸。这改善了中子管理，从而降低了燃料浓缩度并延长了其在反应堆中的运行时间。据估计，其燃料成本可比其他在运PWR反应堆降低多达17%。

该反应堆还具有更高的系统热力学效率，即约36%。通过反应堆二次侧的高压力——7.72MPa实现了更高的效率。

**EPR**技术的安全壳由两层混凝土构成。

这些设施包括反应堆、燃料储存库以及两栋装有最重要安全系统的建筑。安全壳的设计能够承受大型客机的撞击。与其他第三代/第三代+ EPR反应堆一样，混凝土安全壳内部设有防止泄漏的钢制内衬。

安全系统由四个独立的应急堆芯注水系统和给水系统及其辅助设施组成。另一套安全系统是硼水池，在正常运行期间用于燃料装卸，而在事故期间作为堆芯（包括熔融堆芯）和安全壳的冷却水源。

表13 第三代/第三代+核电站对比表

系统/参数		AP1000	APR1400	EPR
总体特征				
反应堆类型		PWR	PWR	PWR
净电功率	MWe	1110	1450	1650
核心热功率	MWt	3415	4000	4590
净效率	%	32.6	35.1	36
使用年限	年	60	60	60
运行/在建机组数量	个	4/2	4/6	3/3
冷却回路（初级）				
回路数量	个	2	2	2
循环泵数量	个	4	4	4
最大水压	MPa	17.2	17.2	17.6
工作水压	MPa	15.51	15.51	15.5
进水温度	°C	279.4	290.6	295.7
核心出口温度	°C	324.7	323.9	329.9
核心水温升幅	°C	45.3	33.3	34.2
进水温度	°C	226.7	232.2	230
冷却剂通过核心的流量	吨/秒	14.3	20.991	22.225
蒸汽发生器出口蒸汽压力	兆帕	5.79	6.9	7.72
涡轮入口蒸汽温度	°C	272.8	285	293
蒸汽通过发生器的流量	千克/秒	1889	1130.8	2604
燃料盒特性				
燃料盒布局/网格		17x17	16x16	17x17
燃料棒数量	件	264	236	265
导管数量	件	25	20	24
芯部盒数量	个	157	241	241
控制棒数量	个	53 (黑色) 16 (灰色)	93	89 (黑色)
燃料盒长度（冷态）	厘米	426.7	381	420
核心平均功率密度	MW/m <sup>3</sup>	109.7	100.9	94.6
燃料棒				
堆芯燃料棒数量	件	41448	56876	63865
单位长度平均功率密度	W/cm	187	183.8	163.4
燃料套管材料		ZIRLO	Zircaloy-4	M5
燃料棒				
燃料材料		UO <sub>2</sub>	UO <sub>2</sub>	UO <sub>2</sub> 或 MOX
最大浓缩度	%	≤5	3.64	≤5
燃料在反应堆中的运行时间	月	18	≥18	18.24

反应堆储罐				
核心层内径	米	4.039	4.655	4.870
储罐壁厚	厘米	20.3	28.4	25
等效芯径	厘米	304	363	376.7

针对所分析的核反应堆，使用ThermoFlow软件包中的STEAM PRO程序进行了热力学计算。所建立的热力学模型考虑了多项技术参数，这些参数在上述表格以及由格利维采西里西亚理工大学完成的第3号任务报告中均有呈现。此外，还采用了国际原子能机构（IAEA）提供的数据。

该模型主要考虑了核反应堆的蒸汽部分，未对反应堆进行详细分析，其参数是根据指导方针确定的。此外，在该阶段尚未确定冷却系统，为便于比较，所有模型均采用开放式系统，环境温度均为15°C。最终模型结果可能因冷却系统参数不同而与表中数据存在差异。

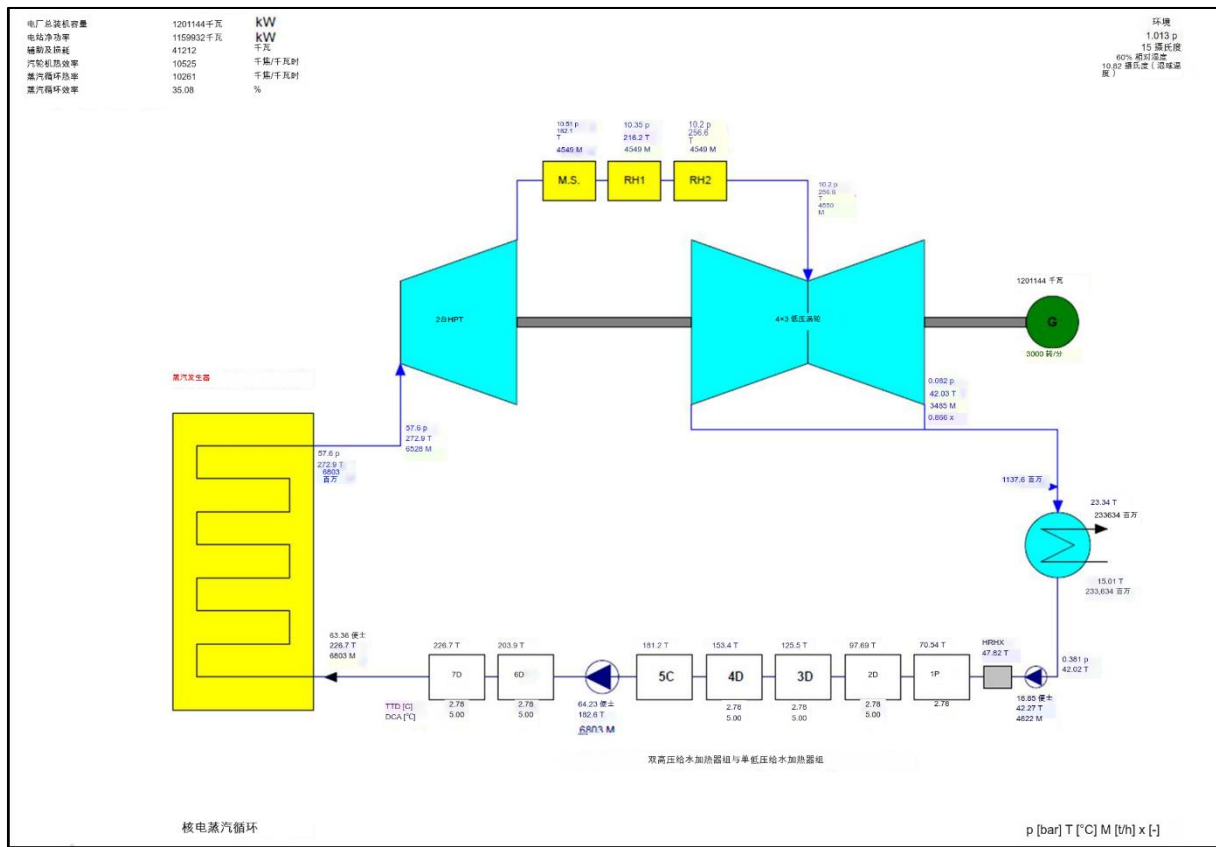


图24 AP-1000机组蒸汽流程图

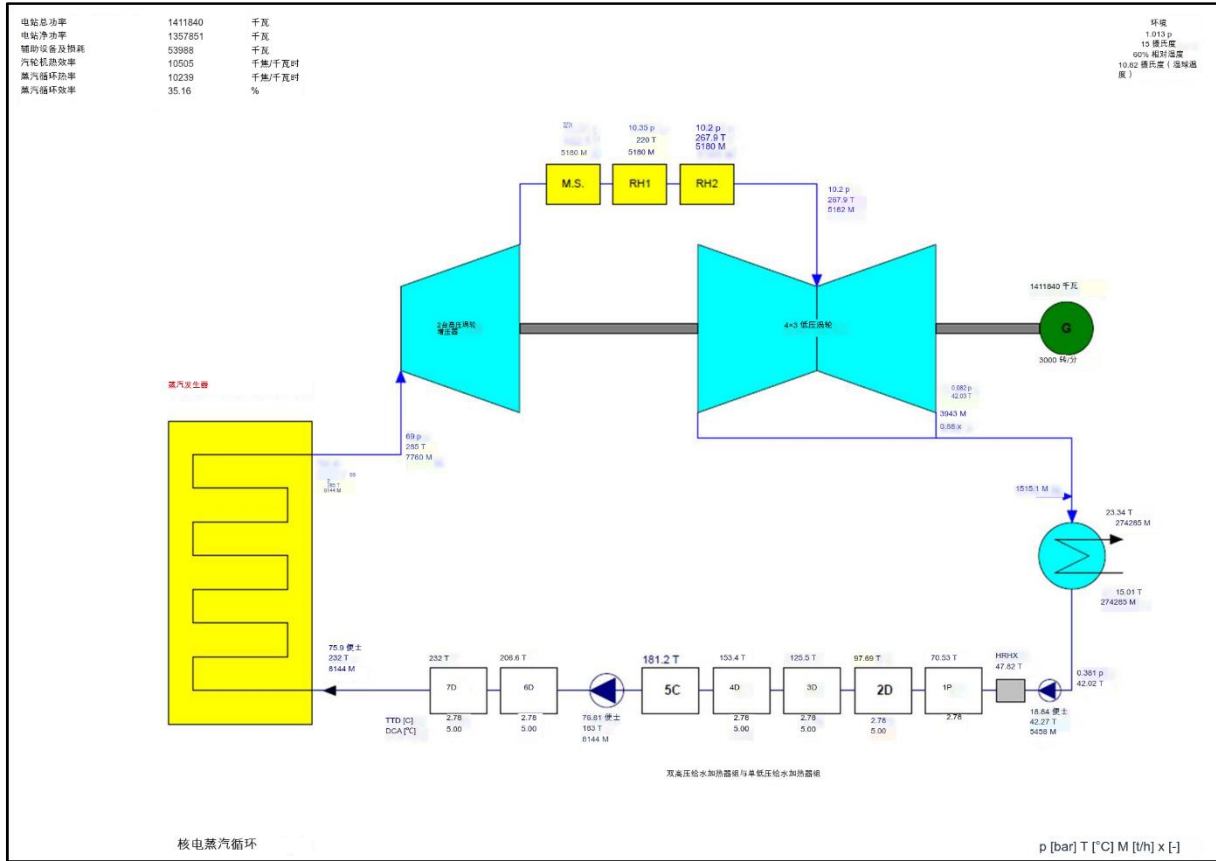


图25 APR-1400机组汽轮机系统示意图

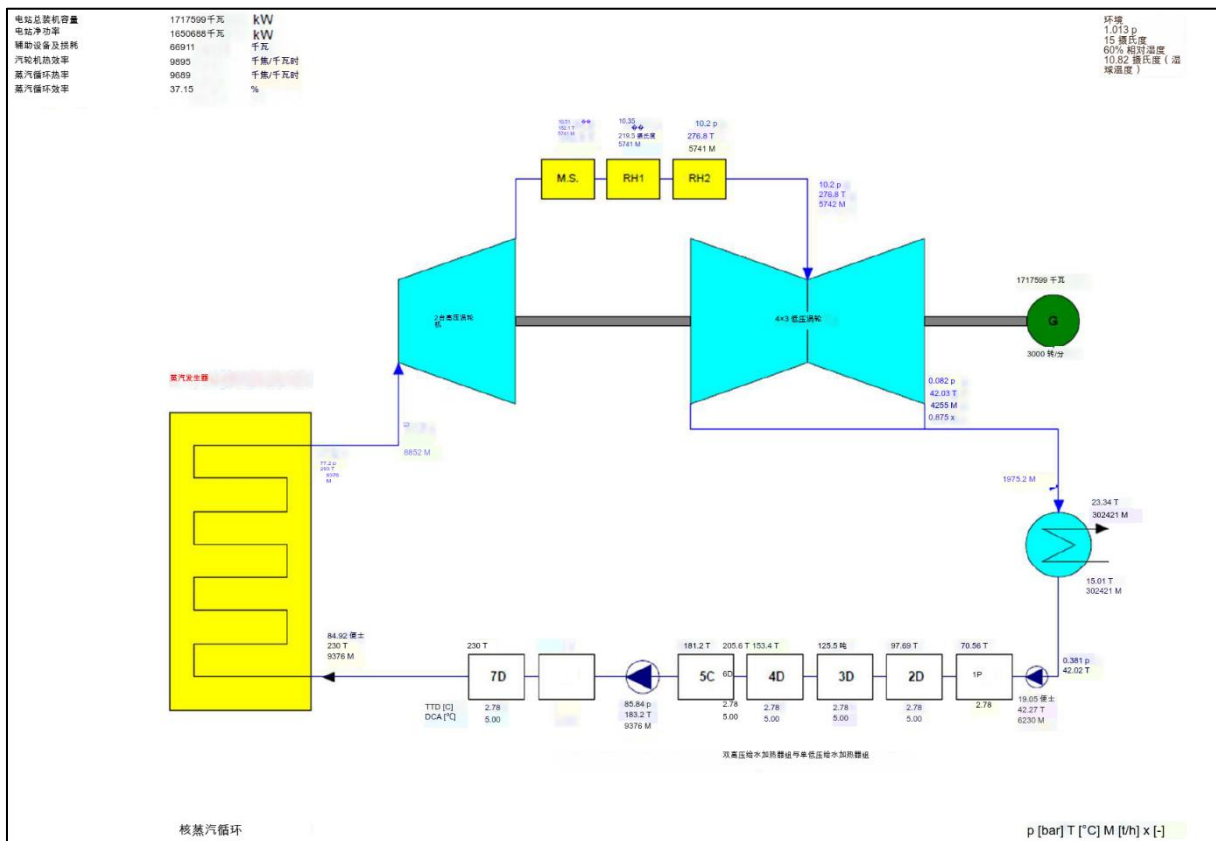


图26 EPR-1600机组蒸汽系统示意图

### 4.3. 推荐用于进一步分析的反应堆（核电站）类型

基于对现有材料和获取数据的分析，确定后续工作将基于配备AP1000反应堆的核电站技术。选择AP1000核电站主要基于地形条件以及能够输出与拟替代的燃煤机组相当的电力水平。所有电厂建筑和专用冷却塔的总尺寸初步允许在考虑区域内建造两座AP1000机组，同时保留必要的辅助基础设施、道路、安全区等。

## 5. 拆卸解决方案说明

### 5.1. 拆除工程的总体范围

该项目的前提是，在采用第三代/第三代+反应堆进行改造时，所涉电厂的主要技术部件均不保留。因此，拆除和拆解工作范围将涵盖200MW和500MW级机组的全部基础设施，仅有少数例外，如电力输出系统或冷却水系统的水工设备/建筑物，例如取水和排水渠道、吸水管和压力管道等。上述电力和水利基础设施可能需要改造或调整以满足要求，并确保核电站的安全运行。

下图标注了拟拆除并开发用于建造两座新核电机组的燃煤电厂基础设施区域。

需拆除和/或腾出建设用地的主要设施包括：200MW机组（1-8号）和500MW机组（9-10号）的建筑：

- 机组变压器
- 锅炉房
- 机房
- SCR氮氧化物减排装置
- 湿法脱硫装置，包括：
  - 带辅助风扇的废气通道系统
  - 石灰浆制备系统
  - 吸收器
  - 石膏脱水系统
  - 废水处理系统
- 废气排放系统（电除尘器、废气管道、烟囱）
- 煤场与供煤系统

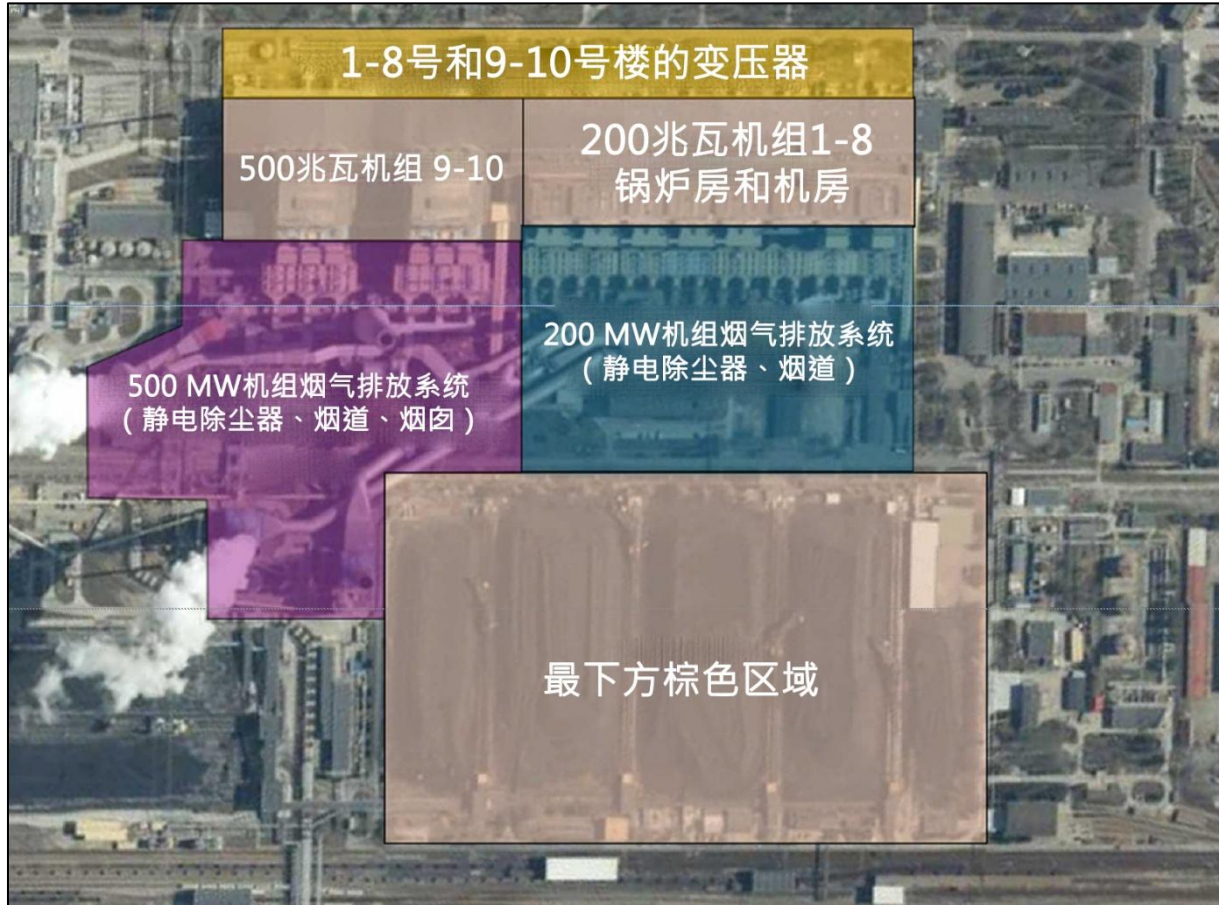


图27 电厂主要设施位置

## 5.2. 推荐用于进一步分析的冷却系统类型

根据第3.3节中冷却系统的比较分析，从安全性和环境影响角度考虑，采用封闭式冷却系统并配备冷却塔是最佳方案。建造冷却塔最重要的优势在于能够摆脱河流水热条件的限制，从而提高电厂和反应堆的安全性，并显著降低该设施对自然环境（主要是维斯瓦河）的影响。为补充冷却系统和核电站两个AP1000机组的蒸汽水系统，从河流取水量约占现有500和200MW燃煤机组流式冷却当前取水量的2-3%。

## 5.3. 对现有开放式冷却系统的改造

采用封闭式冷却系统迫使必须改造现有的冷却水输送和排放系统。计划保留现有输送冷却水至取水口的管道。鉴于取水量减少，需在河水取水口安装新水泵，并可取消取水口防冻系统。计划为每个核电机组配备配置为3x50%的新泵组。每台泵的流量约为2100<sup>立方米</sup>/小时。出于安全考虑或制造商的特殊要求和解决方案，该系统可增设备用应急泵。

新型水泵的产能将取决于冷却系统补水需求、封闭式冷库水脱盐需求以及制备去离子水所需的取水量。冷却系统补水主要源于冷却塔中因蒸发和水滴飘散导致的失水。

由于脱盐工艺排放的水量较少，计划新建排放管道，并拆除/拆除现有排放渠道，这些渠道目前用于排放开放式冷却系统的废水。

#### 5.4. 区建设区域

对于两个相同的核电机组，计划利用八个相邻的、目前正在运行的200MW级燃煤机组和两个500MW级燃煤机组的空间。第一座核电机组计划建在200兆瓦级1-7号机组所在区域。第二座核电机组计划建在500兆瓦级9号和10号机组以及直接相邻的200兆瓦级8号机组所在区域。下图展示了核电站机组必要组件的初步布局示例。

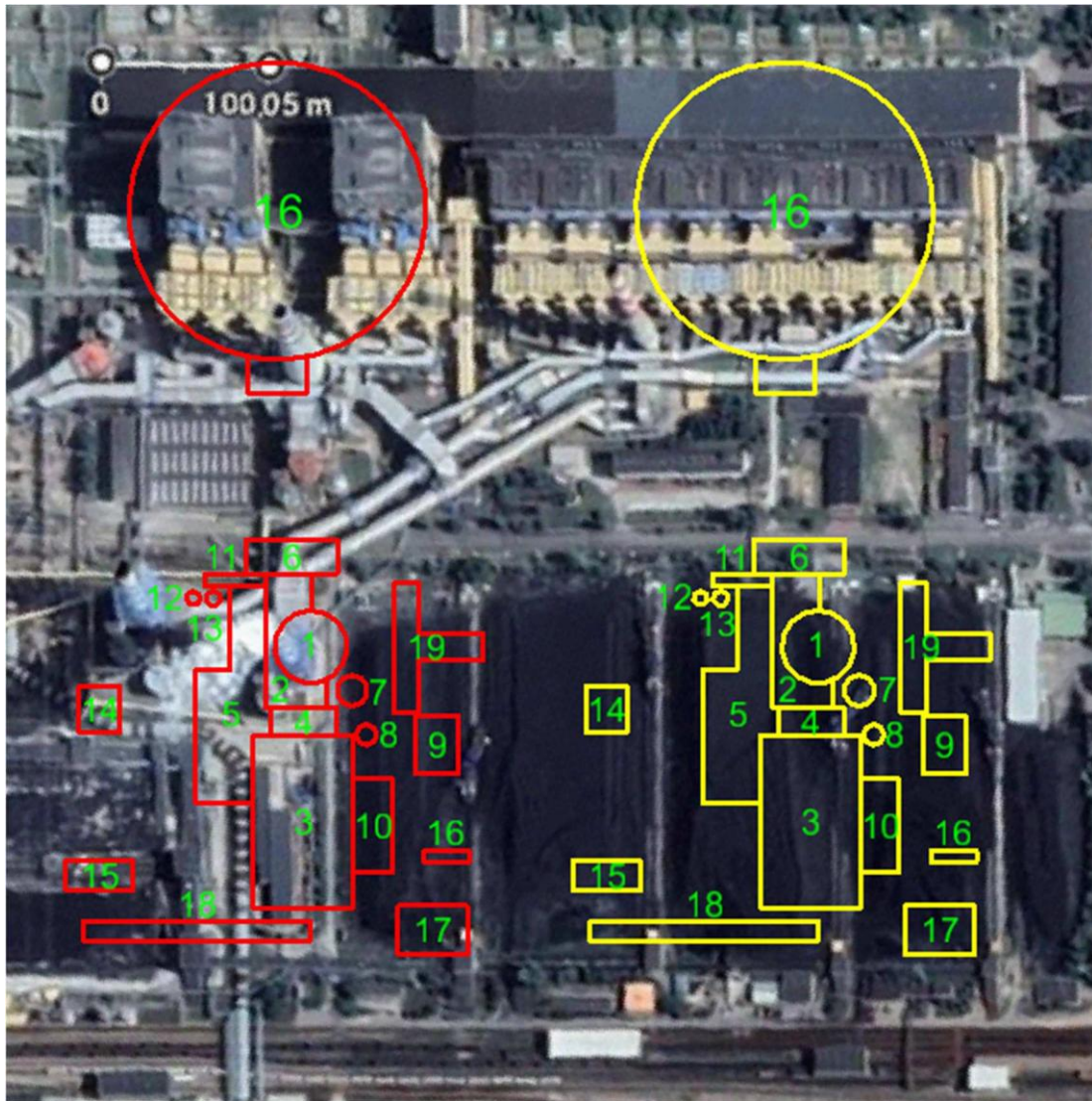


图28 配备AP-1000反应堆的两座核电机组建筑区域

核电站的主要组成部分可分为三个基本区域：核岛、汽轮岛以及一系列配套设施。

核电站的主要设施包括：

- 反应堆建筑（安全壳+防护建筑）（1）
- 辅助建筑（2）
- 机房（4）
- 反应堆后勤楼（3）
- 放射性废物处理厂房（5）
- 柴油发电机楼（14）
- 发电机组用柴油储罐（15）
- 循环水系统冷却器（8）
- 消防水泵站及消防水箱（10）
- 冷凝水储罐（7）、去离子水储罐（11）、硼酸储罐（12）、用于安全壳被动冷却的水储罐（6）
- 用于反应堆安全壳被动冷却系统的辅助储水罐（9）
- 乏燃料运输容器平台（13）
- 冷却塔（16）

## 5.5. 选定反应堆的初步技术说明

反应堆建筑由反应堆安全壳和防护建筑组成。防护建筑环绕着安全壳。两座建筑均建在共同的地基板上，该地基板位于电站地面以下。这种反应堆建筑配置为安全壳内的设备提供了必要的保护。两栋建筑的另一项重要功能与反应堆被动冷却系统相关。

两栋建筑的基本功能是通过以下方式确保电厂运行安全：

- 在正常运行和紧急情况下阻止放射性物质扩散，
- 保护反应堆免受外部自然和人为威胁，
- 在正常运行和事故条件下阻挡电离辐射。

安全壳是一个密封的圆柱形容器，内部包含所有设备。它能阻止放射性物质向环境释放，是被动冷却系统不可或缺的组成部分。被动冷却系统在设计上确保，当发生故障时能够从安全壳中排出足够的能量，防止压力超过设计值。

屏蔽建筑是包裹安全壳的混凝土结构，为安全壳提供有效且充分的外部防护。其设计可承受大型客机的撞击。屏蔽建筑同时也是被动冷却系统的一部分。当发生事故导致大量能量释放至安全壳时，防护建筑可确保冷却空气的自然循环。建筑顶部还设有水箱，用于安全壳的应急冷却。

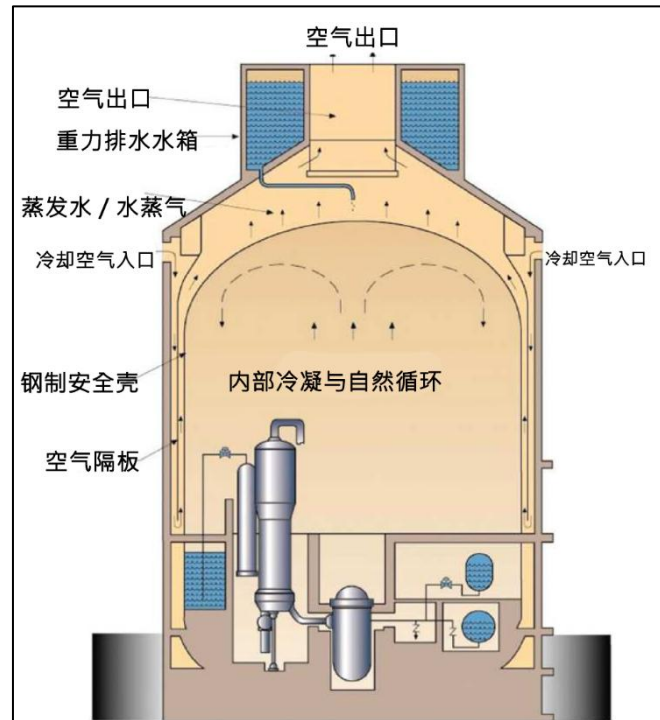


图29 反应堆建筑

机房建筑内设有与涡轮机组相关的主要设备，与设施的安全性无关。该建筑独立建造，毗邻辅助建筑和反应堆后勤建筑。它能够抵御外部环境的影响，并为内部设备提供适当的隔热和隔音保护。

机房内设有：

- 蒸汽涡轮机
- 发电机
- 给水系统
- 新鲜蒸汽和过热蒸汽系统
- 循环水系统
- 冷凝水系统
- 功率转换循环辅助设备
- 其他辅助系统
- 电气系统
- 补充水净化系统

在机房建筑最靠近反应堆的部分，将设置与反应堆相关的工艺设备。

辅助建筑分为两部分。第一部分存在辐射暴露，而第二部分通常不存在此类辐射。该建筑的主要功能是保护位于反应堆建筑外的安全相关设备，使其免受内部或外部事件的潜在影响。该建筑还保护其内部的放射性设备和装置。该建筑内设有控制室、电气控制和供电系统、核燃料储存区和放射性废物处理区、机械设备以及主要蒸汽阀和给水阀等设施。

反应堆后勤建筑由多栋建筑组成，涵盖辐射暴露受控与不受控区域。主建筑作为核电机组人员的主要入口，为核岛区域的操作人员和设备提供必要的交通通道。建筑群内还设有实验室、社交区和办公区、电力系统、辅助柴油发电机、技术支持中心、车间以及各种供暖、通风和空调系统。车间配备有包括便携式设备在内的去污设备，可在整个核岛区域使用。

废物处理厂 放射性废物 包括 设施 和 设备 用于 对各类放射性废物进行分类和储存，以便后续处理。该建筑还设有移动式废物处理设备，以及用于短期存放处理后固体燃料运输容器的专用区域。废物处理建筑不包含任何与设施安全相关的设备。

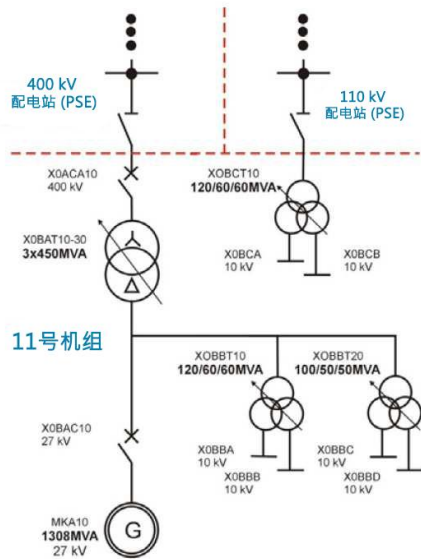
放射性废物处理厂的主要功能：

- 将污染服装运往厂外进行处理
- 干式废料处理与包装
- 危险废物/混合废物运往厂外处理
- 化学废物处理
- 回收和储存空废物容器
- 包装废物的存储与装运

放射性废物处理厂房还可临时储存其他类别的工业废物。

柴油发电机房位于核岛建筑群一定距离外，并独立建造于单独的地基之上。该建筑的位置可确保在主电源供应中断时，为核电站提供安全可靠的应急电源。建筑内安装了两台相同的备用柴油发动机驱动模块化发电机。发电机之间由耐火墙（三小时防火墙）隔开。除发电机外，该建筑还设有电力转换循环辅助设备及HVAC系统。该建筑与设施安全无关。在发电机房一定距离外设有两个柴油储罐及配套泵组、油罐车卸油站及其他辅助设施。

## 5.6. 自用电力供应系统



新机组的自用电源可参照附图（以11号机组为例）。

基本供电将通过分接变压器实现，这些变压器由发电机功率输出母线桥供电，电压例如为27千伏。设备容量必须根据10.5kV自用开关柜（标记为BBA/B/C/D）的功率需求进行选择。27/10.5kV变压器将采用三绕组、三相结构。

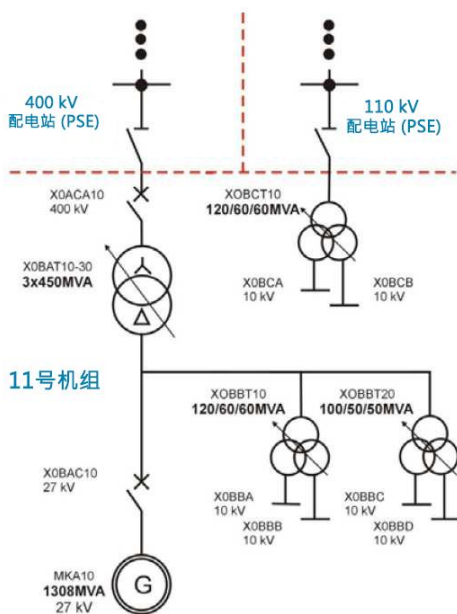
备用电源将通过现有110kV电网的三绕组三相变压器系统输送。变压器变比为110/10.5kV。

用于自身需求的供电电压水平以及与输电系统运营商电网的连接，需要与运营商协商并获得其接入条件。

每个10.5kV自用配电柜将由三个电源供电：

1. 基本电源来自分接变压器 - BBT
2. 备用电源来自110/10.5kV变压器——BCA
3. 备用电源来自其他来源，例如发电机组。目前，现有1-11号机组的电力需求由110千伏电压供电。

## 5.7. 功率输出



对于功率超过1000 MVA的机组，建议在功率输出端使用单相变压器（因尺寸限制），其配置与科济涅茨11号机组相同。

电力输出通过引入发电机断路器（例如ABB公司的HEC型）的母线系统进行，然后通过母线桥接至配备三个单相块状变压器的前场。电力将从变压器通过400kV架空线路输送至科济涅茨变电站。将机组电力输送至国家电网（KSE）需要获得输电系统运营商（OSP）的接入条件，以便将机组接入电网。

### 5.7.1. 法律条件

根据现行《能源法》（*Journal of Laws 2024.0.266*），申请接入电网的实体必须向能源企业提交接入条件申请（以下简称“接入条件”），该企业负责接管申请接入的电网，并附上相关文件及支付30波兰兹罗提的电网接入预付款。向申请接入的能源企业提交申请，附上相关文件，并预付接入网费，金额为申请确定接入条件中规定的每千瓦接入功率30兹罗提。预付款金额不得高于预计的电网连接费，且不得超过3,000,000兹罗提。

对于直接连接到额定电压高于1千伏的电力网络的设备、装置或网络，应编制这些设备、装置或网络对电力系统影响的专家评估报告。

从事输电业务的电力企业有义务与申请接入电网的实体签订接入协议。

接入条款将规定双方的投资义务，包括技术参数、产权边界以及电力结算方案。

如果能源企业拒绝签订并网协议，则必须立即将拒绝决定及拒绝理由通知能源监管局局长和相关主体。

新建核电机组将被归类为D类发电机组（功率超过75兆瓦，接入电压超过110千伏）。

## 2024年法律公报 第412项 (*Journal of Laws 2024, item 412*)

### 公告

### 波兰共和国众议院议长

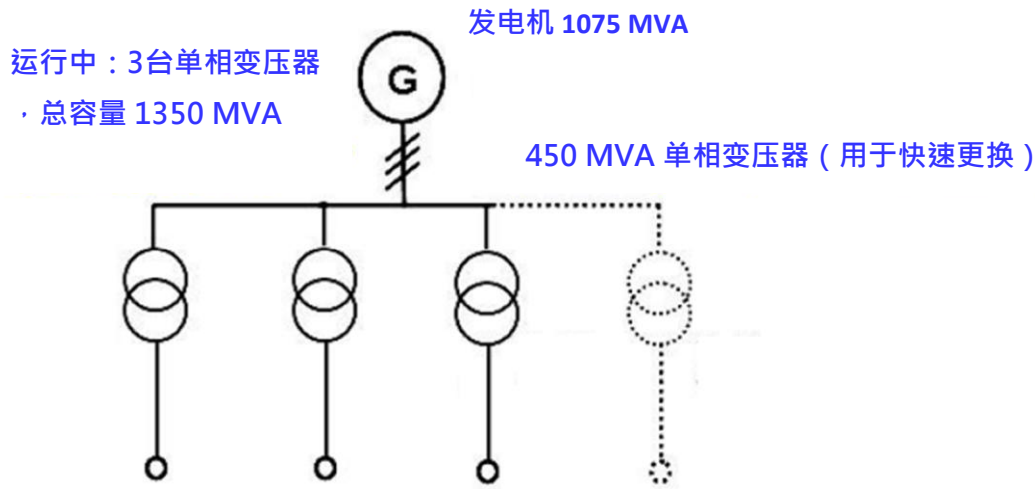
2024年2月26日发布

## 关于公布《核能设施及配套投资准备与实施法》统一文本的公告

发电机组并网要求由《网络法典》规定（欧盟委员会2016年4月14日第2016/631号条例，确立发电机组并网要求网络法典（英文：Network Code Requirements for Generators - NC RfG）

### 5.7.2. 型块状变压器

鉴于计划的功率输出规模，出于经济和实用考虑，建议采用单相功率输出变压器<sup>34</sup>。4号单元为备用变压器：



由于重量和尺寸的原因，三相单元的运输和安装在物流上难以实现。现有基础设施以及相关的大型单元运输构成了障碍。三相单元的尺寸和重量示例。

表14 三相设备尺寸示例

变压器容量 (功率)	运输长度	运输宽度	运输高度	运输重量 (不含油)	总重
1000 MVA	15m	4m	5m	390 ton	485 ton
1200 MVA	17m	4.5m	5.5m	490 ton	630 ton
国内铁路运输尺寸限制	14m	3.5m	4.8m	单相变压器 200 ton   265 ton	

下表列出了三相单元（带三相备用电源）与三台单相单元及三台单相单元（带单相备用电源）的建设成本百分比。以三相单元的建设成本作为基准。

表15 变压器制造成本比较

变压器制造成本比较 (不含运输费用)			
变压器容量 (MVA)	无备用机组	变压器容量 (MVA)	有备用机组
1 x 1200 三相变压器	100%	2 x 1200 三相变压器	200%
2 x 600 三相变压器	151%	3 x 600 三相变压器	227%
3 x 400 单相变压器	141%	4 x 400 单相变压器	188%

<sup>34</sup> ABB研究，亚历山大·古尔《ABB为1.0 GW级核电站机组提供现代电力输出解决方案》

目前在科济涅茨电厂运行的四台单相机组比两台三相机组更便宜。

变压器基本技术参数：

额定功率：	450MVA
变比：	425/V3 / 27千伏
额定电流：	1834 / 16 667 A
GN绝缘等级：	Li 1300 / AC 570 kV
DN绝缘等级：	Li 170 / AC 70 kV
连接组：	YNd11（适用于3个单元）。
冷却类型：	ODAF（强制油循环散热器）

### 5.7.3. 块式变压器前场

为满足电力输出和与国家电网系统（KSE）协同工作的需求，建议建造电力输出变压器的前场。

下图展示了块场拓扑结构的示例：

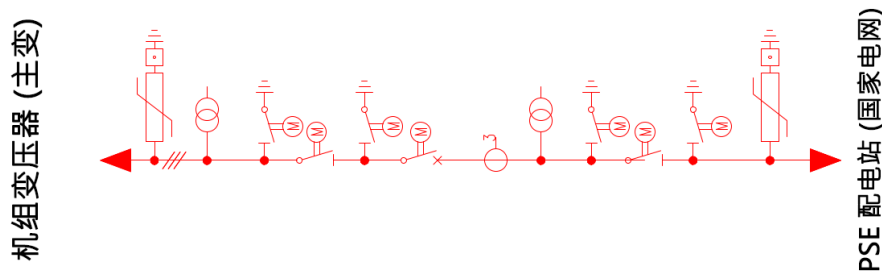


图30 块状场拓扑结构示例

块状场设备配置方案

从块状变压器方向看，设备配置示例如下：

- 过电压限制器 – 电压互感器 – 带两个接地刀的隔离开关 – 断路器 – 电流互感器\* – 电压互感器\* – 带两个接地刀的隔离开关 – 过电压限制器

\* 采用电流电压互感器（组合式）替代单独的电流互感器和电压互感器

### 5.7.4. 功率输出的电力线路

现有的架空线路已使用多年。尽管定期进行检查和维护，但仍需考虑其严重老化问题。由于线路位置可能不符合电力输出要求，且在技术上也不适合电力输出。改变技术参数需要获得行政许可，从而符合现行标准和环境保护法规的要求。预计不会将它们用于核电站的电力输出。

新线路计划采用架空和/或电缆方式，或采用架空与电缆相结合的混合方式进行铺设。

输电线路的参数必须符合机组参数，并满足实施时现行规范和技术标准的要求。

### 5.7.5. 变电站扩建工程（科津采）

电力基础设施，包括电压不超过400千伏的变电站和配电站，是技术上非常成熟的解决方案，拥有广泛的供应商市场，提供各种技术方案。对于此类基础设施，很难指出阻碍扩建的技术限制，而可能的限制在于成本和实施时间方面。就本研究项目而言，核反应堆的投资建设周期远长于典型电网变电站改造项目。因此，预计不存在因变电站无法扩建而产生的风险。

最近的变电站，即科济涅茨400/220/110千伏变电站，具备接收所发电力的潜力。目前该变电站的基础设施允许将新机组的线路引入400千伏开关场。

若该计划得以实施，该变电站将面临多年运行后的老化问题，预计需要进行现代化改造，特别是220千伏和110千伏开关室，需进行改建以适应新条件。

影响电站扩建的重要因素还包括执行第3.1.1点所述的燃煤机组停运计划。

该电站具备扩建/改造的技术可行性，唯一限制因素是成本和实施周期。

### 5.8. 核电站功率调节系统

对于压水反应堆（PWR），功率调节主要通过改变调节棒的位置来实现，而通过改变一次回路中硼酸的浓度来精确调节反应堆堆芯的反应性。

在第三代核电站中，从100%额定功率（MN）到25%额定功率的功率变化从设计之初就被纳入考虑。例如，对于EPR反应堆，设计了两种负荷跟踪曲线：

- 负荷跟随在60%至100%额定功率范围内，速度为5%额定功率/分钟（燃料燃烧至80%时）；
- 25%至60%额定功率范围内以2.5%额定功率/分钟的速度进行负荷跟踪。

在第三代核电站中，功率从100%满负荷到25%满负荷的变化从设计之初就被考虑在内。新型核电站的功率可在1260兆瓦至630兆瓦范围内变化，变化速度约为63兆瓦/分钟。如图所示，其灵活性优于燃煤或燃气电站。

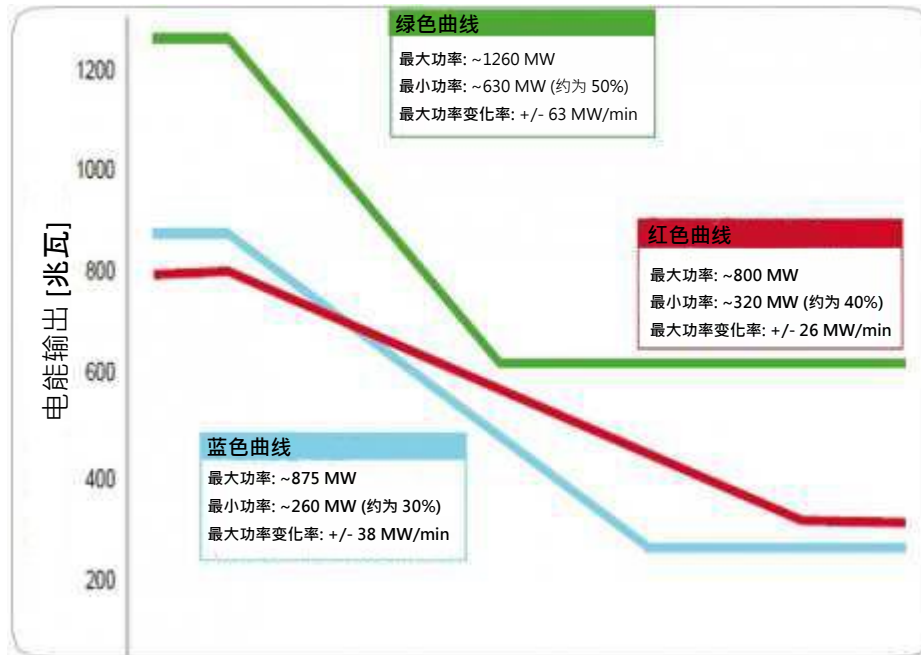


图31 不同类型系统电厂负荷（功率）变化速度对比

如图所示，系统发电厂的功率调整时间窗口大致相同。核电站可在10分钟内改变630兆瓦的功率，燃煤电厂可在12分钟内改变480兆瓦的功率，燃气联合循环发电厂（CCGT）可在21分钟内改变500兆瓦的功率。这分别相当于63兆瓦/分钟、26兆瓦/分钟和38兆瓦/分钟的功率变化速率。

如上所述，核电站不仅能够负荷跟踪系统中运行，而且比燃煤和燃气电厂表现更优。

## 5.9. 建筑部分与 道路

- 地质与工程条件描述

根据本研究报告第3.7.4条，基于公开可得的土壤勘探数据，该区域存在中等密度的细砂和中砂。地下水位约为海拔102米（约-5.30米）。

在实施前，需根据2012年4月25日交通、建设与海洋经济部长关于确定建筑物地基地质条件的条例以及2012年8月10日内阁部长关于实施建筑物地基地质条件详细范围的条例，对地基进行详细勘察。2012年4月25日关于确定建筑物地基地质条件的条例以及2012年8月10日部长理事会关于核设施选址用地评估范围的详细规定 排除该场地符合核设施选址要求的条件以及核设施选址报告要求的规定

- 施工后勤保障

施工后勤设施将由一系列用于发电厂建设的临时建筑组成。基本设施包括：

- 员工生活区及办公楼
  - 门卫室
  - 混凝土搅拌站
  - 仓库和堆放场
  - 预制件组装车间
  - 车间
  - 配电室
  - 废物处理设施
  - 临时道路
- 建筑物与构筑物描述

The Westinghouse AP1000 Plant - 西屋AP1000

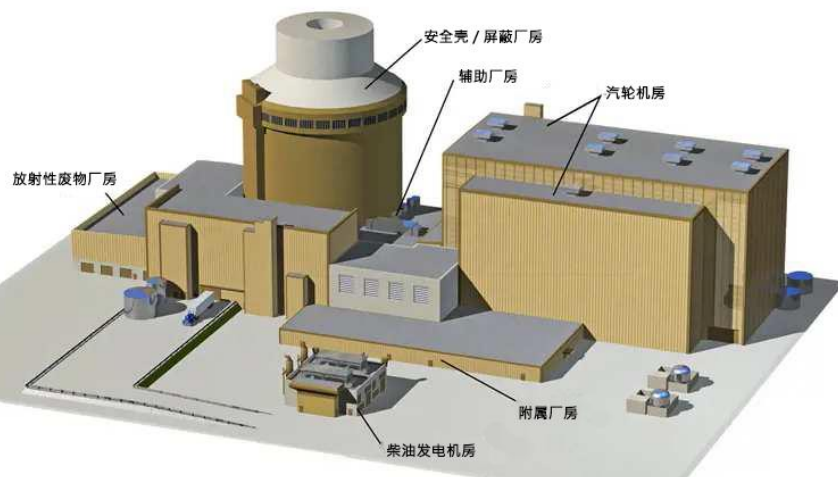


图32 基于AP 1000反应堆的核电机组主要建筑布局

根据第5.4条，发电厂的基本设施包括以下建筑物：

- 反应堆建筑

AP1000反应堆建筑采用分层结构，包括钢制安全壳、外部钢筋混凝土屏蔽层以及被动冷却系统。钢制容器（高60米，厚4.5厘米）包裹着反应堆，在发生事故时将其隔离。钢筋混凝土承重罩可防止辐射和外部损坏。顶部设有冷却水箱，冷却水通过重力下降，辅助被动冷却。基础采用沉入桩基的钢筋混凝土整体板结构，与IRWST水箱集成。内部由预制技术层构成。整个建筑设计为抗飞机撞击，并符合生物和化学防护标准。

- 辅助建筑

辅助建筑是一座抗震性能强的钢筋混凝土结构，直接毗邻反应堆建筑。该建筑内设有反应堆辅助系统，包括冷却系统、控制系统和安全系统。其结构设计旨在提供辐射防护并确保设备易于维护。内部设有技术层、控制室、维修区以及通风和电气装置。该建筑还为燃料装卸提供了通道。其结构设计确保安全系统即使在紧急情况下和断电时也能正常运行。

- 机房大楼

机房建筑是容纳蒸汽涡轮机、发电机和冷凝器的技术大厅。内部设有起重机，用于设备操作和维护。

- 反应堆后勤楼

反应堆后勤楼是一座紧邻反应堆主楼的钢筋混凝土结构建筑，内设辅助设备及支持核电机组运行的系统。该建筑内设有水处理系统、电气系统、通风系统、监测测量系统，以及工艺和维护用房等。该建筑在设计时充分考虑了抗震和抗辐射能力。楼内还设有通往反应堆大楼的通道、电缆廊道和管道系统。该设施作为技术运营后勤基地，确保关键辅助系统的可靠运行。

- 放射性废物处理厂

放射性废物建筑是一座隔离的钢筋混凝土结构，用于临时储存低放射性和中放射性的固体及液体废物。建筑内设有废物分类、处理和包装至相应防护容器的专用区域。该设施配备了HEPA过滤通风系统、辐射监测装置、检测设备以及防爆和防火安全系统。建筑物符合严格的辐射防护 and 环境保护标准，其结构确保密封性和可控的储存条件。此外还设有受控区域和技术房间。

- 柴油发电机房

柴油发电机房是一座独立的钢筋混凝土结构建筑，内置应急发电机组，可在外部能源供应中断时为关键安全系统提供电力。每台发电机组均位于独立隔离区域，最大限度降低了集体故障风险。该建筑配备通风、冷却、燃料储存及自动启动系统。应急电源由至少两台冗余发电机组提供，这些机组位于反应堆区域之外。

### 5.10. 技术平衡

针对选定的AP-1000核反应堆，使用Thermoflow软件包中的STEAM PRO程序进行了热力学计算。该模型考虑了国际原子能机构（IAEA）提供的技术参数以及Desire项目先前任务报告的结果。

该模型考虑了核反应堆的蒸汽部分，但未对反应堆进行详细分析，将其视为黑匣子。仅考虑了反应堆向蒸汽发生器传递的功率水平，该功率随后将输送至蒸汽涡轮机。该机组完全采用冷凝式冷却，冷却塔用于冷却。此外，根据西里西亚理工大学的分析，冷却系统采用了冷凝器串联连接方案，因为这可减少机组运行所需的冷却系统用水量。关于冷凝器连接方式及其对冷却水量的影响的详细比较，请参见任务3的报告。

下图展示了基于IMGW数据确定的科济涅茨地区年平均环境温度（8.7°C）下，AP-1000机组蒸汽部分的模型计算结果。

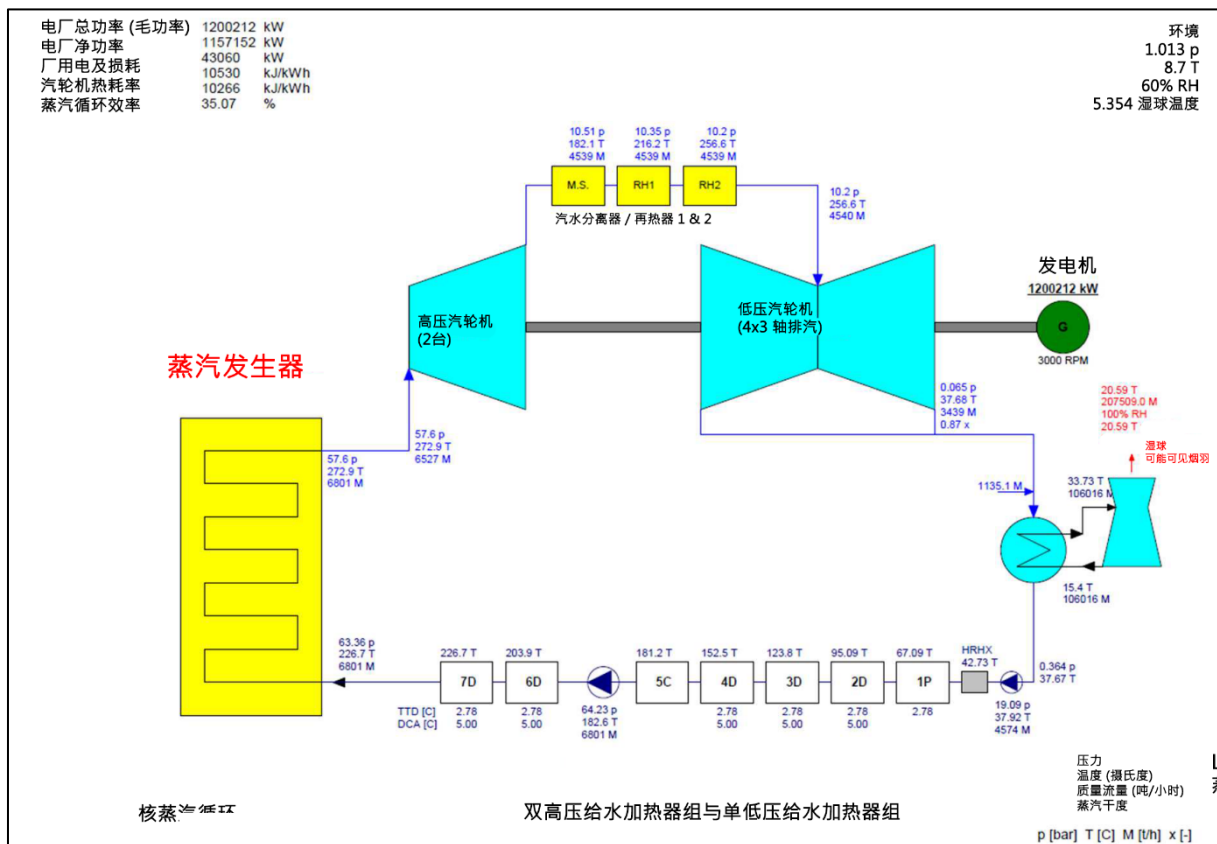


图33 AP-1000机组带冷却系统的蒸汽流程图

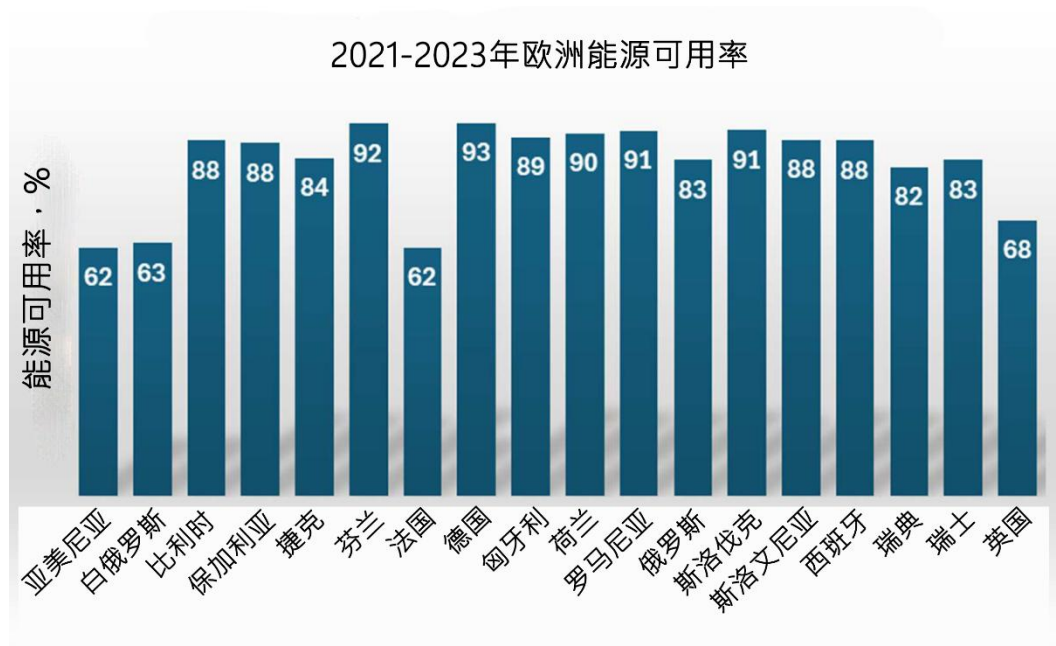
下表汇总了为科济涅茨选址模拟的AP-1000机组主要参数。相较于上述方案，自用电量水平有所提高，因为该方案未考虑电厂其他设备（蒸汽部分除外）。根据国际原子能机构数据，整个机组的自用电量水平设定为8.3%。

表16 科济涅茨地点AP-1000机组预测参数

参数	单位	1台机组	2个机组
反应堆热功率	MWt	3 423	6 845
机组总发电量brutto	MWe	1 200	2 400
净机组电功率netto	MWe	1 101	2 201
机组总效率brutto	%	35.07	35.07
冷却水流量	吨/小时	106 016	212 033
冷却系统补水	吨/小时	2 829	5 658
补充去离子水	吨/小时	20.8	41.7
核燃料	千克	2.38	4.75

核燃料消耗量按每吨核燃料**60,000兆瓦天 (Mwd)** 的燃料燃烧率计算。该燃烧率水平是国际文献中描述的第三代反应堆的典型值。核燃料的计算量基于典型核燃料制备工艺，平均每1千克燃料需消耗约8.9 千克天然氧化铀 ( $U_3O_8$ ) 形式的铀。

该机组的年度预测产量和消耗量是基于**84.2%**的可用率计算得出的。该可用率数据源自《波兰核能计划》。该水平接近欧洲平均值（82.5%），近年来捷克（83.9%）和瑞士（83.4%）等核反应堆数量相对较少的国家（分别为6座和4座）也报告了类似的可用性指标。


 图34 根据国际原子能机构数据，2021-2023年欧洲核电机组可用率指标<sup>35</sup>

<sup>35</sup> <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/ThreeYrsEnergyAvailabilityFactor.aspx>

表17 科济涅茨AP-1000机组年发电量预测数据

参数	单位	1个机组	2个机组
可用性	%	84.2	84.2%
发电量	千兆瓦时	8 853	17 705
电力销售	千兆瓦时	8 118	16 236
核燃料	吨/年	17.53	35.06
冷却系统补水	千吨/年	20 867	41 735
补充去离子水	千吨/年	153.6	307.3

上述数值将作为分析该项目经济效益的基础，该分析将在本报告的下一部分中呈现。

## 6. 投资支出估计值

### 6.1. 的资本支出结构

在国际术语中，资本支出（CAPEX）按复杂程度分为以下等级：

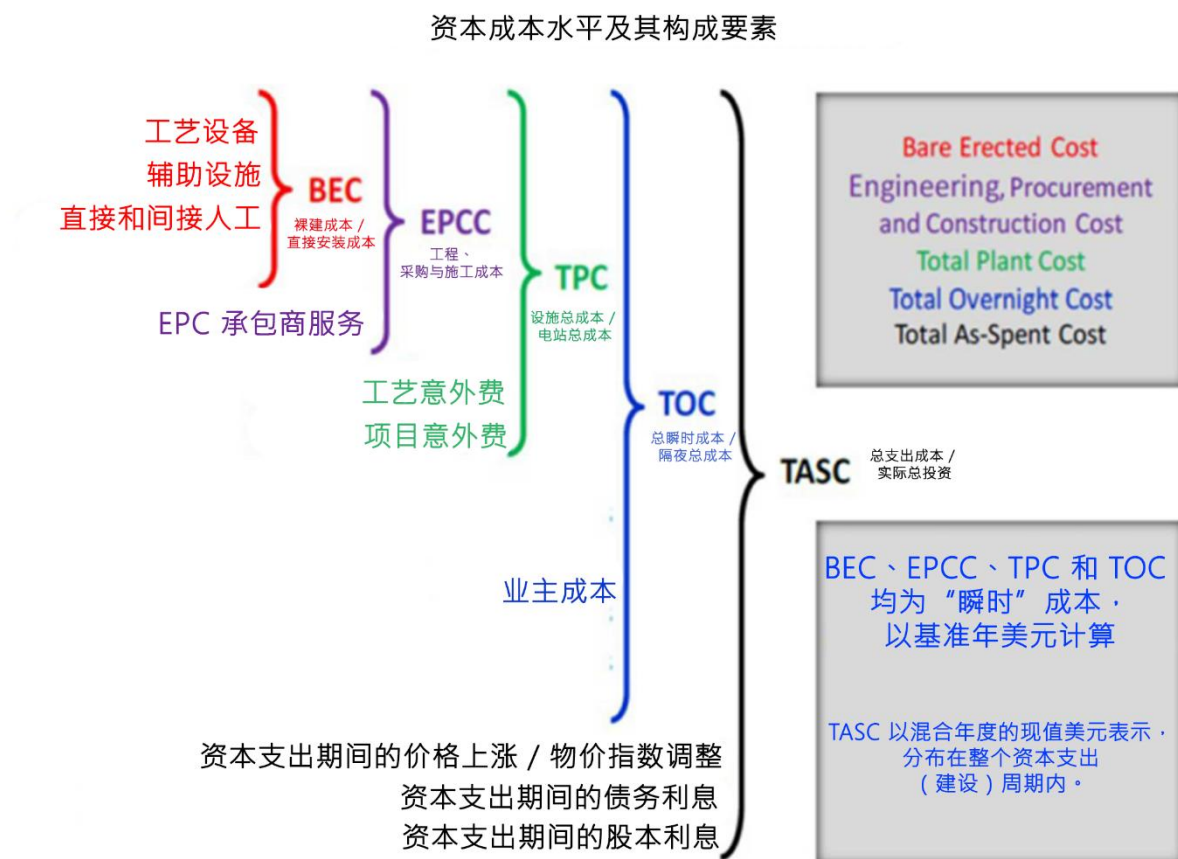


图35 CAPEX结构

数据来源：NETL，2011年4月。能源系统研究质量指南：成本估算

美国能源部国家能源技术中心，宾夕法尼亚州匹兹堡（报告编号 DOE/NETL-2011/1455）

- BEC——即所谓的“硬成本、直接成本”，涵盖材料和设备交付、人力成本及设备成本。
- EPCC——这些成本包括BEC和EPC总承包商的间接成本（例如项目协调与管理、认证和验收机构的认证与验收、施工后勤准备与维护、安装期间的公用设施、培训、保险、调试等）。
- TPC——该费用包含EPCC、承包商风险成本及项目财务储备金。
- TOC——这些成本包括TPC和投资者的成本（例如：投资者的实施团队、合同工程师服务、保修测量、费用、专家评估、咨询、保险等）。

注意：上述所有资本支出成本均以固定价格表示。

- TASC——这些成本包括TOC，并按投资期间（从设施建设到交付使用期间）的可变价格计算，包括资本成本、利息和合同指数化。

本节对TOC成本组的投资支出水平进行了估算。可变成本已纳入本报告后续部分的经济分析中。

## 6.2. 方法论

为确定在科济涅茨发电厂新建两台AP-1000机组的建设成本，采取了以下步骤：

- 根据行业研究报告，确定了各资本支出项目的成本百分比分配；
- 根据新闻报道，计算出采用绿地模式建造AP-1000机组的单位成本；
- 已估算在现有电厂内安装新AP-1000机组的其他相关成本，并考虑了由此产生的节省；
- 对在科济涅茨核电站建设两座AP-1000级机组的资本支出进行了估算。

## 6.3. 确定投资支出的百分比分布

下文基于美国能源部2022年发布的《调查退役燃煤电厂改建核电站的效益与挑战》报告，按绿地模式计算了AP-1000机组各成本组别的可能资本支出分布。

鉴于上述研究中直接成本占TOC成本的58%，而本文作者认为该数值偏高，因此决定

根据美国麻省理工学院核科学与工程系于2022年发布的《先进核电站资本成本估算》研究报告，对投资支出的百分比分配进行调整。

上述研究报告主要涉及PWR12型机组（AP-1000机组的前代产品），其中直接成本占总运营成本（TOC）的48.91%。尽管技术存在差异，但该研究作者对直接成本与间接成本的划分比美国能源部的报告更接近实际情况。

在麻省理工学院核科学与工程系的研究报告中，间接成本占比比美国能源部报告高出9.09个百分点。

美国能源部。因此，间接成本提高了9.09个百分点，而美国能源部的直接成本降低了9.09个百分点，以保持直接成本各组成部分在间接成本和直接成本组中的比例分配。结果如下表所示。

表18 AP-1000机组投资成本估算百分比分布

序号	TOC成本明细（1台AP-1000机组） 绿地	占投资资本的百分比 占投资资本
1	燃料初步盘点	8.5%
2	业主成本	11.8%
3	土地及土地使用权	0.4%
4	辅助基础设施	12.6%
5	反应堆岛	15.2%
6	涡轮岛	12.6%
7	电力岛	4.2%
8	其他仪器和设备	1.7%
9	冷凝器和散热系统	2.5%
10	间接成本总额	30.4%
11	投资资本总份额	100.0%
12	直接成本（第4-9项）% TOC	48.9
13	间接成本（第1-3项和第10项）% TOC	51.1

数据来源：基于《调查将退役燃煤电厂转换为核电站的效益与挑战》文件的自主计算；美国能源部；2022年；以及《先进核电站资本成本估算》；美国麻省理工学院核科学与工程系；2022年。

#### 6.4. 根据的新闻稿确定AP-1000机组的单位建设成本指标

在上述题为《调查将退役燃煤电厂改建为核电站的效益与挑战》的研究报告中，PWR级机组在TOC成本中的单位建设指标为**4572美元/千瓦**。本报告作者认为，由于近年来受疫情和全球地缘政治局势影响，服务和材料价格上涨，该指标可能被低估。因此，下文还引用了公开新闻报道中的估值数据。

2022年12月，媒体报道 (<https://energetyka24.com/atom/analizy-i-komentarze/ile-zaplaci-polska-za-elektrownie-jadrowa-komentarz>) 显示，AP-1000机组的单位建设成本约为**5267美元/千瓦**（按2022年10月28日4.7477波兰兹罗提兑1美元的汇率计算，1台AP1000机组成本约为312.6亿波兰兹罗提）。

而波兰核电公司（PEJ）2024年4月发布的最新新闻稿 (<https://www.money.pl/gospodarka/polski-atom-za-150-mln-zl-sa-tez-prognozyws-terminu-7018323225906112a.html>) 显示，三台AP-1000机组的总成本约为1500亿波兰兹罗提，这意味着每台AP-1000机组的单位建设成本为**10,000美元/千瓦**。该文章未详细说明该指标的具体含义——该金额是净额还是总额（含增值税），是固定价格还是浮动价格，是否包含维修服务、资本成本等。根据上述解释的不同，本文作者认为该指标可能在**6500至10000美元/千瓦**之间。

根据麻省理工学院最新研究报告《2024年下一代AP1000机组总成本预测》，目前后续AP1000机组的总拥有成本（TOC）范围在**9300至11625美元/千瓦**之间。

基于上述信息，本研究**决定将单位指标设定为10,000美元/千瓦**。该指标既符合PEJ发布的新闻稿信息，也处于麻省理工学院最新研究报告《2024年下一代AP1000总成本预测》所确定的区间范围内。

本报告后续部分的经济部分包含对资本支出水平对结果敏感性的分析，其范围涵盖在既定资本支出水平范围内可能出现的正负偏差。

#### 6.5. 确定与计划投资项目选址相关的额外成本和节省

下文列出了因投资选址于科济涅茨发电厂而产生的额外成本（增加资本支出）、节省（降低资本支出）和潜在避免成本。

##### ➤ 额外成本

在科济涅茨发电厂实施投资项目需承担以下额外及非机组相关费用

- 场地清理费用——拆除、拆卸和整平（8台200MW机组和2台500MW机组，包括排气系统、煤场和变压器站）。

此外，这些成本还包括拆除维斯瓦河上筑坝的费用。这些成本未计入资本支出计算，因为无论现有电厂区域是否新建发电机组，投资者都必须承担这些费用。 即使没有新投资，随着旧燃煤机组生命周期的结束，该区域仍需进行场地清理和设备拆除。

这些成本估计为5.2亿波兰兹罗提净额。

- 冷却水取水口、排放口和泵房的翻新成本。该成本估计为净额200万波兰兹罗提。
- 向科济涅茨变电站输送电力的成本——400千伏线路。这些成本估计为净额800万波兰兹罗提。

#### ➤ 节约

- 利用取水口、排放口和冷却水泵房建筑产生的节省——无需建造这些设施。  
该项节省费用估计为净额2700万波兰兹罗提。
- 因无需购地而节省的费用 这些节省估计为净额3.649亿波兰兹罗提。

#### ➤ 潜在避免成本（不属于核电机组建设指标范围的群体）

下表列出了在科济涅茨核电站选址与未连接现有能源物流基础设施的选址相比所节省的成本。潜在的避免成本是基于研究作者根据其他核电机组选址（其选址条件各不相同）所作的假设得出的。因此，本计算采用了平均假设的工程量估算值。

- 建设取水渠和向河流排放水渠的成本——假设取水渠长度为1公里，排放渠长度为1公里。

这些节省估计为2.2亿波兰兹罗提净额。

- 通道成本——假设为25公里。这些节省估计为1.25亿波兰兹罗提净值。
- 单轨铁路线成本——假设25公里。这些节省估计为6.25亿波兰兹罗提净值。
- 运营商能源站建设成本（当投资地点远离现有能源站时），由能源网络运营商估算，投资者在根据双边协议，可分摊相关费用。该站点的净成本约为8000万波兰兹罗提。

## 6.6. 资本支出 (CAPEX) 规划

### ➤ 假设

- 以下所有金额均不含增值税，并以2024年固定价格表示。
- AP-1000机组的单位投资成本依据第6.4节所述的新闻报道及行业出版物估算得出，净值为10,000美元/千瓦。而各项成本的百分比分配则基于行业出版物中的信息确定。
- PWR级机组建设单位指标范围外的要素、附加成本及节省金额，均基于公开市场上的工程与投资项价格公告（如Bistyp、Sekocenbud等出版物）以及B.S.P.i R价格指数进行估算。“Energoprojekt - Katowice” S.A.公司多年积累的设计经验及成本估算数据，这些数据涉及规模和技术参数相似的设备。
- 货币换算采用以下汇率：1美元=4波兰兹罗提。
- AP-1000机组的计算功率：1250 MWe（总功率）
- 本研究处于初步可行性研究阶段。根据 AACE 国际推荐实践分类系统，估值范围的预期准确度如下表所示：

表19 根据AACE国际推荐实践对资本支出估算精度的分类

估算级别	主要特征		次要特征	
	主要特征：项目定义交付物的成熟度 (以完成定义的 % 表示)	次要特征：最终用途 (典型的估算目的)	次要特征：方法论 (典型的估算方法)	次要特征：预期准确度范围 (低值与高值的典型波动范围)
5 级	0% 至 2%	概念筛选	产能系数法、参数模型、判断或类比法	L: -20% 至 -50% H: +30% 至 +100%
4 级	1% 至 15%	方案研究或可行性研究	设备系数法或参数模型	L: -15% 至 -30% H: +20% 至 +50%
3 级	10% 至 40%	预算授权或控制	带有组件级清单的半详细单价法	L: -10% 至 -20% H: +10% 至 +30%
2 级	30% 至 75%	控制或投标/标书	带有强制详细工程量清单的详细单价法	L: -5% 至 -15% H: +5% 至 +20%
1 级	65% 至 100%	校验估算或投标/标书	带有详细工程量清单的详细单价法	L: -3% 至 -10% H: +3% 至 +15%

### 流程工业成本估算分类矩阵

由此可得出概念阶段与正式可行性研究阶段之间的估值范围精度。

➤ 计算

两台AP-1000机组的总成本按以下方式计算： $1000\text{万美元}/\text{兆瓦} \times 1250\text{兆瓦} \times 2\text{台机组} = 10 \times 1250 \times 2 = 250\text{亿美元净值}$

根据波兰国家银行数据，2024年美元汇率约为4.0波兰兹罗提。为便于本报告分析，采用该统一汇率值。

将上述金额按1美元=4.0波兰兹罗提的汇率换算后，得出： $250\text{亿美元} \times 4.0\text{波兰兹罗提/美元} = 1000$

亿波兰兹罗提净值

随后，根据上述研究中基于行业信息提出的假设，将上述成本按各项组成部分进行分配。

下一步，增加了额外成本，并扣除因设施位于科津采电厂而产生的节省。

计算结果见下表。

表20 科济涅茨核电站两座AP-1000级机组建设成本估算

序号	工程明细 (2座AP-1000机组)	占指标的百分比	价值 (百万波兰兹罗提) 净值
1	燃料初步盘点	8.5%	8 515.0
2	其他费用 (所有权、运输)	11.8	11 799.4
3	土地及土地使用权	0.4%	364.9
4	辅助基础设施	12.6%	12 649.1
5	反应堆岛	15.2%	15 179.0
6	涡轮岛	12.6%	12 649.1
7	电力岛	4.2%	4 216.4
8	其他仪器和设备	1.7%	1 686.6
9	冷凝器和散热系统	2.5%	2 529.8
10	间接成本总额	30.4%	30 410.7
11	总块成本指标	100.0%	100 000.0
12	向科济涅茨变电站输送电力的成本——400千伏线路		8.0
13	利用取水口、排放口和冷却水泵房建筑产生的节约，包括必要的翻新成本 必要翻新费用		-25.0
14	因无需征地而节省的费用		-364.9
15	总投资额		99 618.1

数据来源：自主计算

上述计算未包含避免成本，因为这些成本不影响资本支出，无需承担，且不属于核电机组建设指标范畴，因此不会降低上述成本。

然而，在科济涅茨发电厂所在地实施投资项目时，避免成本构成了附加价值。其具体数额因核电站潜在选址的不同而存在显著差异。因此，无法精确计算由此产生的节省金额，因为此类计算只能针对其他具体选址进行。

下表列出了基于平均假设估算值的避免成本：

表21 基于假设的工程量清单数据计算的潜在避免成本

序号	因投资选址于科济涅茨电厂而可能避免的额外成本	价值（百万波兰兹罗提） 净值
1.	建设取水渠和向河流排放水渠的成本 - 假设取水渠长度为1公里，排水渠长度为1公里	220
2.	通道道路建设成本 - 规划25公里	125
3.	单线铁路成本 - 假设25公里	625
4.	<b>潜在避免成本总计</b>	<b>970</b>

数据来源：自主计算

## 6.7. 绿地项目与棕地项目对比分析

对科济涅茨与格林菲尔德两地建造两座AP1000机组的成本进行了比较。结果如下表所示：

表22 成本比较

序号	工程明细（2座AP-1000机组）	棕地项目 净值（百万波兰兹罗提）	绿地项目净值 净值（百万波兰兹罗提）
1	燃料初步盘点	8 515,0	8 515,0
2	其他费用（所有权、运输）	11 799,4	11 799,4
3	土地及土地使用权	0,0	364,9
4	辅助基础设施	12 649,1	12 649,1
5	反应堆岛	15 179,0	15 179,0
6	涡轮岛	12 649,1	12 649,1
7	电力岛	4 216,4	4 216,4
8	其他仪器和设备	1 686,6	1 686,6
9	冷凝器和散热系统	2 529,8	2 529,8
10	间接成本总额	30 410,7	30 410,7
11	利用取水口、排放口和冷却水泵房建筑产生的节约，包括必要的翻新成本	-25,0	0
12	电力输出成本，对于绿地项目，假设为2 x 1公里	8,0	20,0
13	建设取水渠和向河流排放水渠的成本 - 假设取水渠长度为1公里，排水渠长度为1公里	0	220,0
14	通道道路成本 - 规划25公里	0	125,0
15	单线铁路成本 - 设想25公里	0	625,0
16	总投资额	99 618,1	100 990,0

数据来源：自主计算

从上表可见，Brownfield方案的成本比Greenfield方案低约1.4%。但需指出的是，选择科济涅茨的Brownfield选址还具有

两个重要因素：

- 社会层面，即维持当地就业岗位、保留现有电厂的能源领域经验人才，以及延续能源企业的组织文化。
- 基础设施方面，即利用现有的能源基础设施（输电线路和变电站）和交通基础设施（公路、铁路），这些设施在电厂关闭后将变得多余。

## 7. 针对既定目标的经济效益分析，并扩展至投资风险分析（对法律经济环境变化的敏感性分析）。

### 7.1. 分析的对象、方法和目的

针对该项目，采用FCFF（企业自由现金流）公式构建了DCF经济模型。分析中计算了LCOE指标，该指标确定了平衡特定类型发电装置生产成本的最低电价。这也是使电力销售能够突破投资盈亏平衡点的最低价格。

未计算净现值（NPV）或内部收益率（IRR）等标准盈利指标，因为平准化度电成本（LCoE）指标能更便捷地比较不同技术，且无需对未来电价进行预测。在当前形势和市场变化下，对未来70-80年的能源价格进行预测存在较大的误差范围。

LCOE指标[PLN/MWh] 平准化能源成本——根据以下公式计算得出，指生产1 MWh电能的平均成本：

$$LCoE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

图36 LCoE的计算公式

其中：

$I_t$  - t 年的资本支出（CAPEX）

$M_t$  - t 年的运营支出（OPEX）

r - 税前贴现率

$E_t$  - t 年的热量产量

经济分析还包括对 LCoE 对经济核算关键变量的敏感性分析。

## 7.2. 假设

- 分析期为71年，包括：
  - 投资实施期：10年，考虑到第二机组投产日期推迟1年
  - 运营期：60年
  - 预计两座核电机组将在2040年后相继投入运行。
- 计算以年度为单位，采用净价（不含增值税）和实际价格（不考虑通货膨胀）进行。
- 企业所得税税率——19%
- 残值（RV）按固定资产净值计算

### 7.2.1. 投资支出

投资支出在第6章中有详细说明。下表按绿地方案和棕地方案列出了该厂区的投资支出计划。

表23 新建方案投资支出时间表（净值，百万波兰兹罗提）

年份	总计	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
资本支出——1号机组	50 495	1 010	2 777	6 059	9 973	8 206	5 554	6 059	5 302	3 408	2 146	0
资本支出——2号机组	50 495	0	1 010	2 777	6 059	9 973	8 206	5 554	6 059	5 302	3 408	2 146
<b>总资本支出 净值（百万波兰兹 罗提）</b>	<b>100 990</b>	1 010	3 787	8 837	16 032	18 178	13 760	11 614	11 361	8 710	5 554	2 146

表24 布朗菲尔德方案投资支出计划，净值（百万波兰兹罗提）

年份	总计	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
资本支出——1号机组	49 809	996	2 739	5 977	9 837	8 094	5 479	5 977	5 230	3 362	2 117	0
资本支出——2号机组	49 809	0	996	2 739	5 977	9 837	8 094	5 479	5 977	5 230	3 362	2 117
<b>总资本支出 净值（百万波兰兹 罗提）</b>	<b>99 618</b>	996	3 736	8 717	15 814	17 931	13 573	11 456	11 207	8 592	5 479	2 117

### 7.2.2. 贴现率

税前实际加权平均资本成本为**6.98%**

$$WACC_{nom} = K_W * k_W * + K_O * k_O * (1 - T_c)$$

$k_W$  - 股权资本成本（15.3%）

$k_W$  = 无风险利率（5.24%<sup>36</sup>） + 市场风险溢价（5.15%<sup>37</sup>） + 项目风险溢价（2%）

$k_W$  - 权益资本比例（30%）

<sup>36</sup> 能源监管局主席公告；2024年第三季度

<sup>37</sup> Damodaran - 波兰股权风险溢价 2024年7月1日

$K_0$  – 债务资本成本 (7.24%)

$K_0$  = 无风险利率 (5.24%) + 债务边际 (2%)

$k_0$  – 外部资本/债务占比 (70%)

$T_c$  – 企业所得税率 (19%)

$$WACC_{realny} = \frac{WACC_{nom} + 1}{CPI + 1} - 1$$

CPI – 五年期通货膨胀率 (假设为2.5%<sup>38</sup>)

### 7.2.3. 汇率

欧元兑波兰兹罗提汇率基于波兰国家银行官网nbp.pl发布的"专业预测者宏观经济预测——波兰国家银行宏观经济调查结果 (2024年3月轮次)"数据确定, 该数据为4.3, 作为2024-2026年预测的中位数, 并维持至计算期结束。

波兰国家银行 (NBP) 于2024年3月22日 (星期五) 将美元 (USD) 兑波兰兹罗提 (PLN) 汇率定为3.9928兹罗提, 四舍五入至小数点后两位后为4.00 PLN/USD。根据彭博社等机构对未来几个季度的预测, 欧元兑美元汇率将保持类似水平, 因此分析中假设该趋势将持续。

表25 汇率预测

货币	单位	数值
美元	[PLN//USD]	4.0
欧元	[PLN/EUR]	4.3

### 7.3. 运营成本

$$OPEX = \text{variable OM cost} + \text{fixed OM cost per year}$$

$$OPEX = \text{年度可变运营成本} + \text{年度固定运营成本}$$

经济分析涵盖以下运营成本：

- 燃料成本
- 废物处理成本
- 补水成本 (用于循环系统和DEMI)
- 维修和升级
- 财产保险
- 核损害民事责任保险
- 房产税
- 员工薪酬和福利费用
- 未来机组拆除费用 (拆除基金)

<sup>38</sup> 波兰国家银行和货币政策委员会的通胀目标

### 7.3.1. 燃料成本

燃料成本根据以兆瓦时（MWh）为单位计算的发电量进行核算。机组年发电量依据技术平衡表中的数据确定

5.10。在假设的基本可用性下，一个机组每年将生产**8 852 666 MWh**。

根据不同来源的数据，核燃料的单位价格历年变化情况如下图和下表所示。

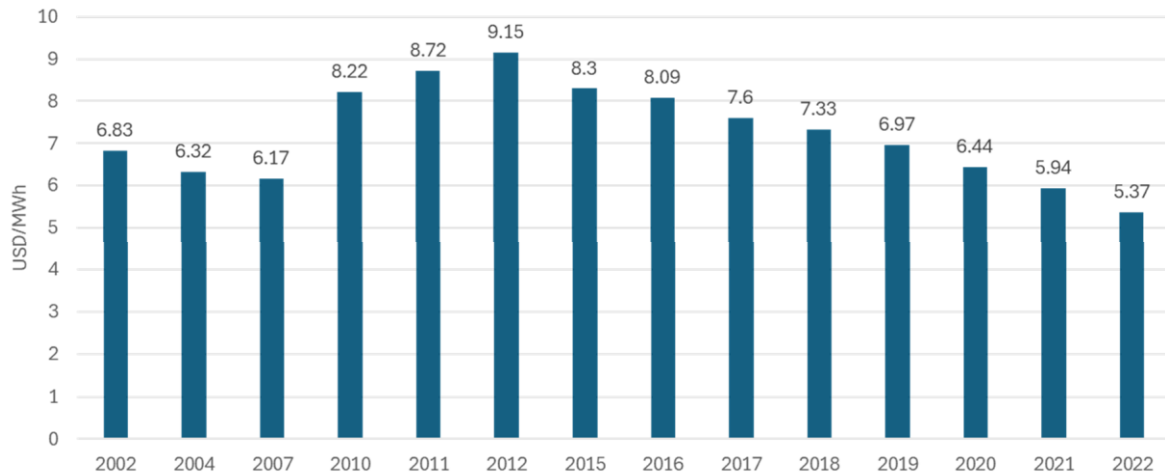


图37 历年核燃料成本 来源：NEI, 《核成本背景》，2023年

表26 核燃料价格来源

其他来源	价值	单位/年
国际原子能机构；核电站长期运营的经济评估 核电站的长期运行	7.00	美元2018/兆瓦时
麻省理工学院；下一代AP1000机组隔夜资本成本	6.15	美元2022/兆瓦时
麻省理工学院；2024年下一代AP1000总成本预测	6.25	美元2023/兆瓦时

根据核能研究所的研究<sup>39)</sup>，单位燃料成本以美元/兆瓦时为单位计算，定为**5.37美元/兆瓦时**（考虑美国通胀因素后，燃料成本将达到5.73美元/兆瓦时）。最终，每台机组的年燃料成本约为**2.03亿波兰兹罗提**。

### 7.3.2. 乏燃料处理成本

燃料处理成本也根据发电量计算得出。单位指标根据以下研究报告确定：

- A.Strupczewski, 《波兰不同能源来源的电力成本分析与评估》，NCBJ, 2015年。
- K.Kotacińska、R.Sasin, 《波兰核能实施成本效益分析》，能源市场, 2016年。

<sup>39)</sup> 下一代AP1000反应堆的隔夜资本成本；科鲁什-希尔万；2022年3月

分析采用**3.53美元/兆瓦时**的费率（经调整后的平均值）。该数值包含乏燃料的清除、储存和处置费用。按年值计算，每台机组的燃料处置成本约为**1.25亿波兰兹罗提**。

### 7.3.3. 补水成本

原水和去离子水消耗量在第5.10点中确定。根据从ENE.SA获得的科济涅茨11号机组数据，去离子水成本按**10.35波兰兹罗提/吨**计算。

对于原水，假设用于补充冷却系统的原水将从河流中取用。根据《关于取水费率的市政条例》<sup>40)</sup>，原水的单位费率定为**1.5波兰兹罗提/吨**，该数值也包含了从河流中实际取水的成本。 每年费用如下：每台机组约**160万波兰兹罗提**用于去离子水，每台机组约**3100万波兰兹罗提**用于原水。

### 7.3.4. 薪酬和员工福利成本

核能创造的工作岗位比任何其他能源都多。核电站（1 GWe反应堆）的标准雇员人数为500至800名固定员工，负责日常运营和维护。<sup>41</sup> 而其他来源<sup>42</sup> 则指出该数字为600人，但AP-1000机组在极端情况下，人员可减少至约400人。最终，分析中采用每台机组雇佣**500人**的数据。

根据收到的数据，1名员工的毛薪为**14,700波兰兹罗提/月**，该数据来自ENE.SA集团科济涅茨发电厂的薪资数据。社会保险及其他雇主承担的福利水平设定为**21%**。

每台机组的年薪酬和员工福利成本约为**1.07亿波兰兹罗提**。

### 7.3.5. 财产保险费用

财产保险费用按总投资额的**0.323%/年**计算，相当于每台机组约**1.61亿波兰兹罗提**。保险费率依据ENE.SA公司科济涅茨11号机组的数据确定。

### 7.3.6. 核损害民事责任保险

民事责任保险费用是根据设定的核损害最高保险金额及该金额的固定百分比计算得出，该费用在运营期间按年支付。最高保险金额为**13.5亿波兰兹罗提**（即根据原子能法规定的3亿特别提款权），年度保险费率（作为最高保险金额的百分比）为**0.25%**。最终保险金额按SDR=5.28波兰兹罗提的汇率计算约为**400万波兰兹罗提**。

<sup>40)</sup> 部长理事会2023年10月26日关于水务服务单项收费标准的条例

<sup>41)</sup> <https://info.westinghousenuclear.com/poland/news-and-insights/kariera-w-przemysle-jadrowym>。

<sup>42)</sup> 下一代AP1000反应堆的隔夜资本成本；科鲁什-希尔万；2022年3月

### 7.3.7. 房地产税

房地产税按建筑物价值的百分比计算，建筑物在总投资支出结构中约占13%。根据现行规定，建筑物税率为建筑物价值的2%/年。最终，每栋楼的年度**税费**约为**1.3亿波兰兹罗提**。

### 7.3.8. 维修成本（机组维护）

维修费用是根据核能研究所<sup>43</sup>的研究报告中提出的总发电成本指标计算的，该指标分为三个部分：

- 燃料成本
- 资本——资本支出，包括备件成本、改进支出和机组外基础设施支出。监管、信息通信技术和维护成本。
- 运营成本——包括材料和服务成本、燃料管理成本、外部服务成本、培训成本和薪酬成本。

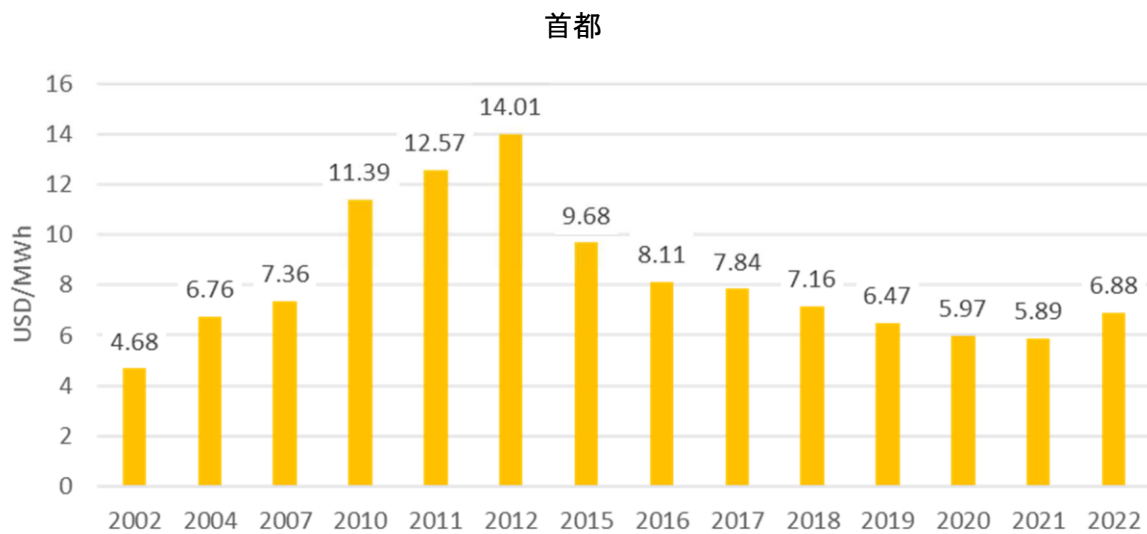


图38 单元资本成本 (Capital)

来源：NEI, 《核能成本背景分析》，2023年

<sup>43</sup> 下一代AP1000反应堆的隔夜资本成本；科鲁什-希尔万；2022年3月

## 操作

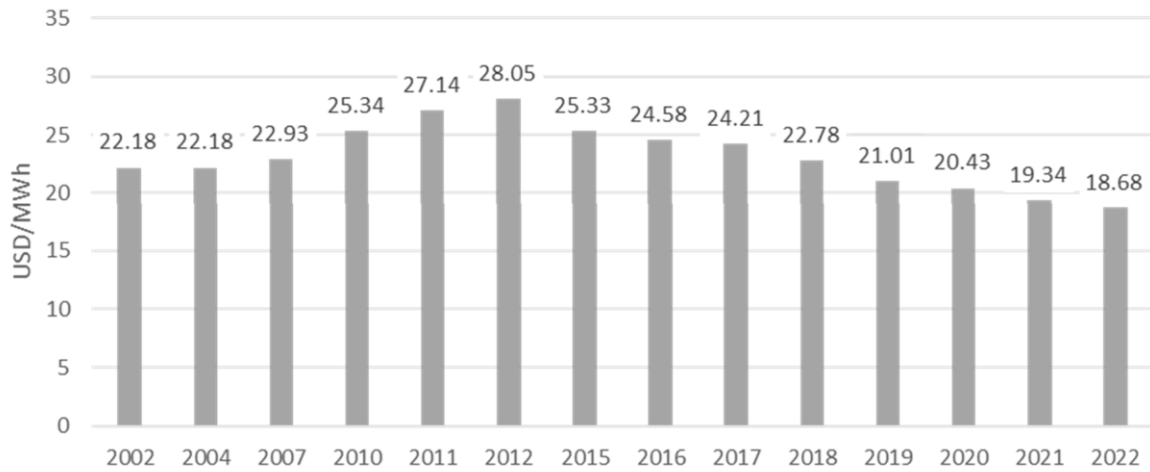


图39 单元运营成本 (Operating)

来源：NEI, 《核能成本背景分析》，2023年

作为翻新成本，全部资本支出以及部分运营成本（对应外部服务成本）均被纳入计算。总成本为12.75美元/MWh，考虑美国通胀因素后折合13.62美元/MWh。每台机组的年度维修和改造总成本约为4.83亿波兰兹罗提。

### 7.3.9. 未来设施拆除成本

根据国际原子能机构<sup>44</sup>的研究报告，核电站退役成本已获批准。该设施的退役工作将在机组运行结束后启动，预计持续六年。为此，计划在每个运行年度按等额分期方式预留资金，该金额将覆盖未来核设施退役所需的全部成本。总成本可能达到总投资额的15%左右。每台机组每年计提的维修基金约为1.25亿兹罗提。

<sup>44</sup> 核电站长期运行的经济评估：方法与经验；国际原子能机构核能系列

AP-1000机组的年运营成本总计为**13.69亿波兰兹罗提**。下图显示了AP-1000机组各项成本的占比。

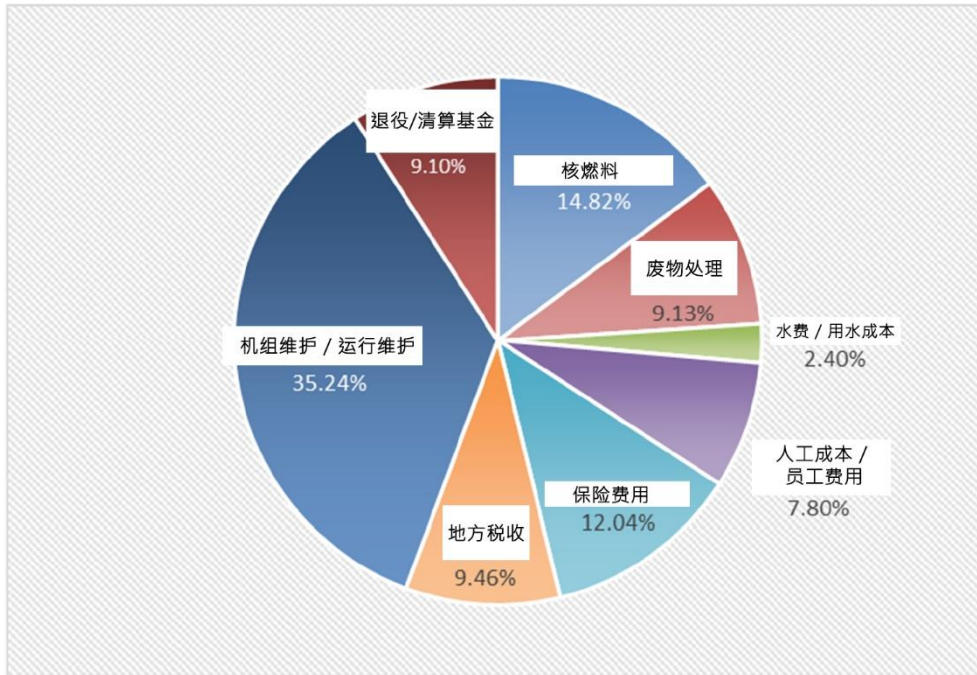


图40 单台AP-1000机组的年运营成本

#### 7.4. LCoE结果

针对前述投资支出及机组运营成本，在假设发电量前提下，分别按Brownfield和Greenfield方案为每台机组单独计算了度电成本（LCoE）。

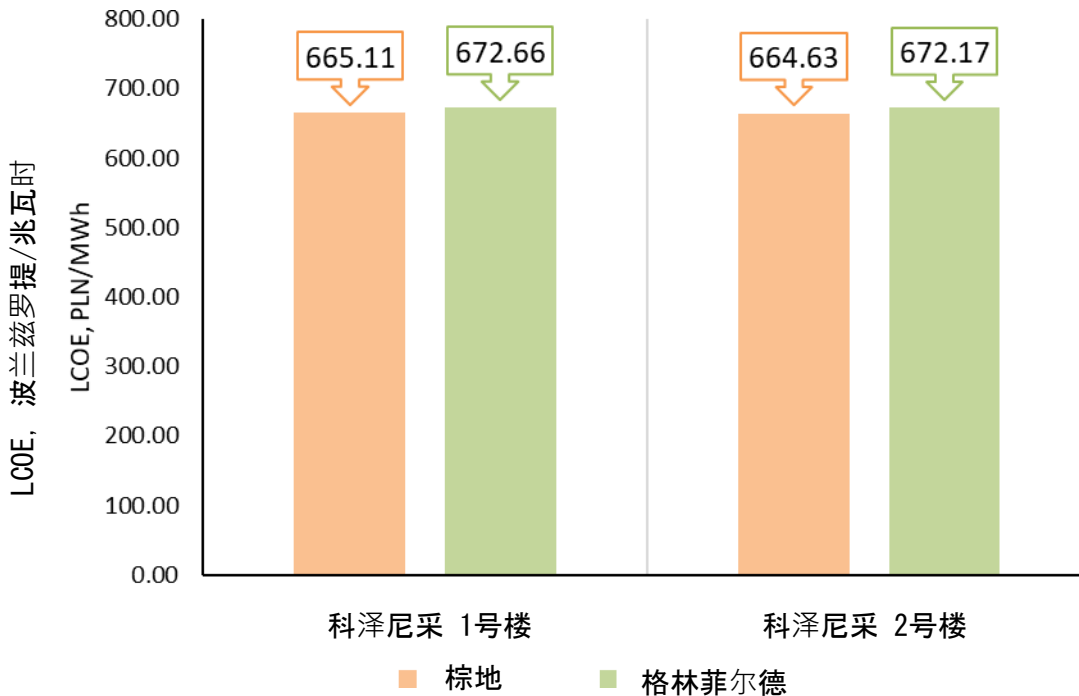


图41 两台机组Brownfield与Greenfield方案的LCoE对比

科济涅茨核电站各机组间LCOE差异源于核损害责任保险的核算方式。保险费由业主为整个设施而非单个机组支付。此外，各机组投运与退役年份不同。下图为Brownfield方案的LCOE结构。

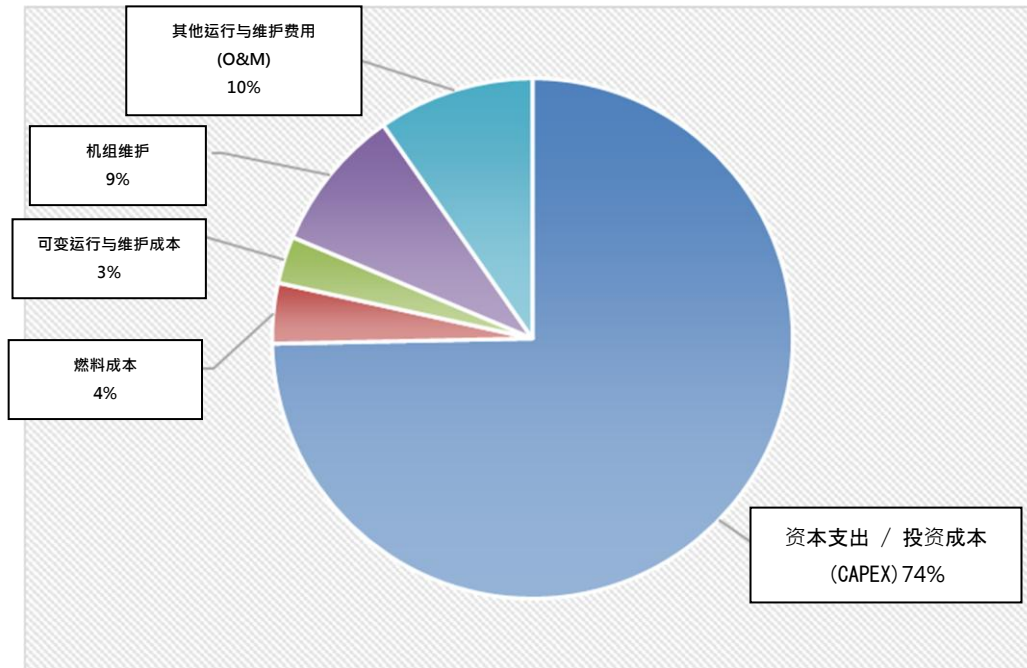


图42 AP-1000机组 (Brownfield) 的LCOE结构

## 7.5. 敏感性分析

针对Brownfield方案进行了敏感性分析，分析涵盖以下关键变量，其强度范围为±50%（前两项）或可能值区间（后两项）：

- 投资支出
- 核燃料价格、
- 机组运行/可用率指标（GCF）。
- 加权平均资本成本（WACC）

假设在特定时刻只有一个变量发生变化。其余变量保持在相同基准水平。

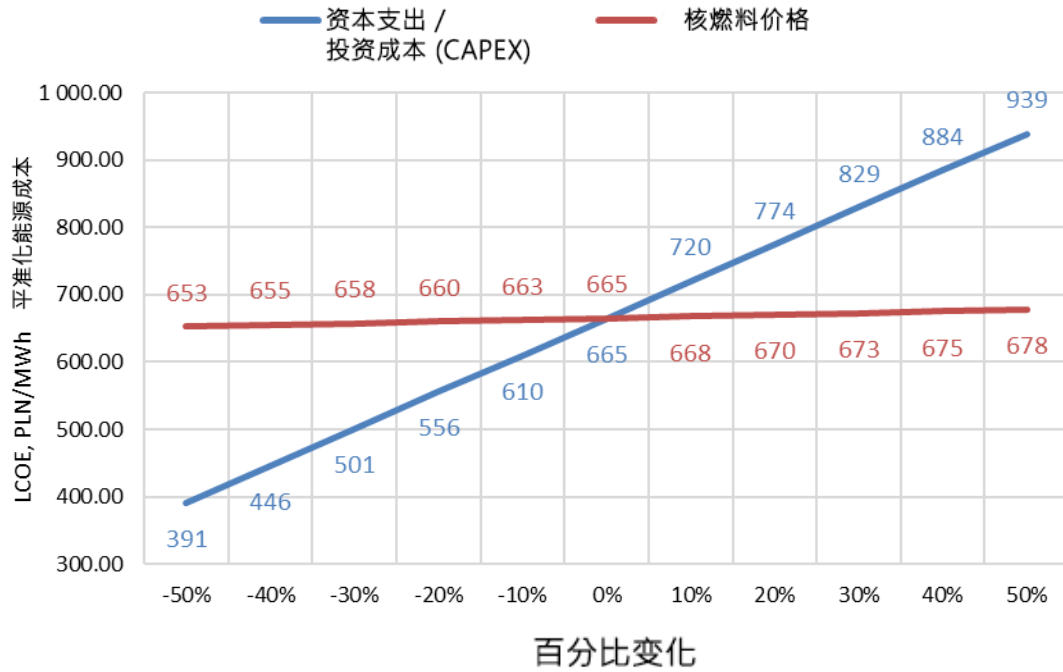


图43 敏感性分析结果——投资支出与核燃料价格

投资支出对LCoE的影响更大，而燃料成本的变化对电力生产成本的影响微乎其微。

基于额定容量利用率（GCF）在20%至93%之间的变化，进行了生产变化敏感性分析。GCF=100%的机组很可能无法达到，因此工作率的最大值为93%——这是国际原子能机构<sup>45</sup> 作为AP-1000机组的典型可用性值。

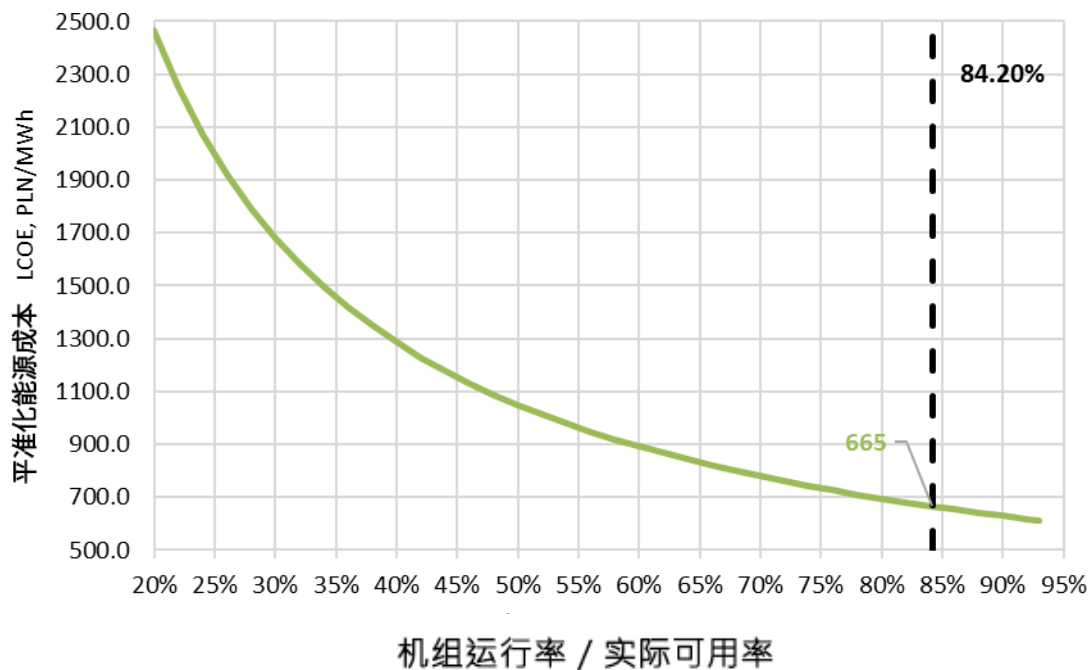


图44 敏感性分析结果——机组可用性

<sup>45</sup> IAEA, 状态报告81——先进被动式压水反应堆 (AP 1000)

图表显示了LCoE指标对发电量的强烈依赖性，在可用性极低的情况下，发电成本甚至会超过2000 PLN/MWh。

此外，还对4%-10%范围内的WACC折现率进行了敏感性分析。图中标注了假设的WACC=6.98%。

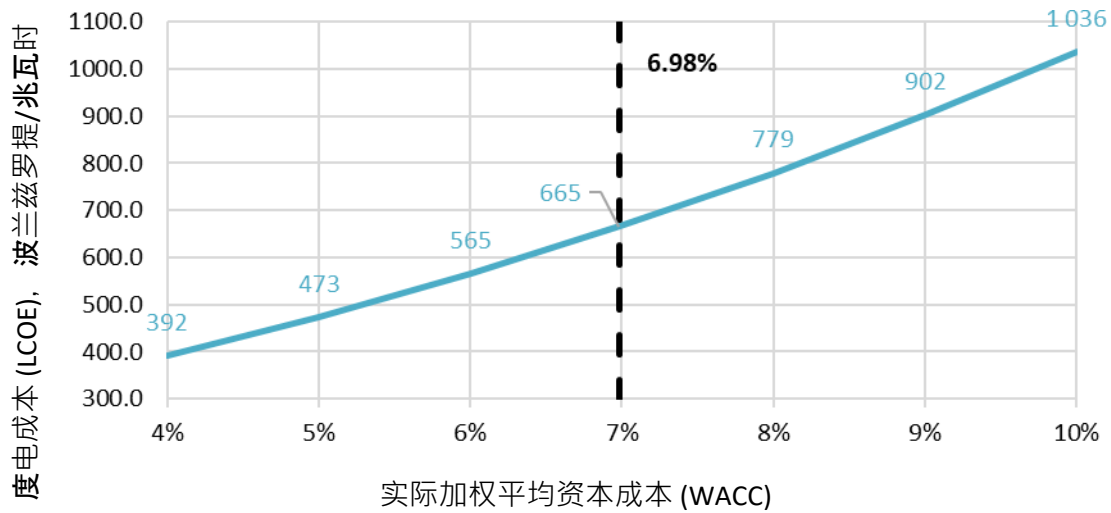


图45 变动贴现率的敏感性分析结果

WACC的变化对LCoE影响很大，但实际上其变化并不简单，取决于该国的许多宏观和微观经济因素。

## 7.6. 经济分析总结

- 根据建模假设，科济涅茨地区AP-1000技术的LCoE成本约为665-672 PLN/MWh（棕地与绿地对比）。
- 在投资过程中利用现有基础设施（棕地）可使 LCoE 降低约 7 PLN/MWh。
- LCoE结构显示，资本成本是主要成本构成部分——约占74%。
- 敏感性分析表明，该项目对投资支出的变化最为敏感。折现率（WACC）也是一个重要参数。核燃料价格对盈利指标的影响微乎其微。
- 确保机组在市场上的适当生产率至关重要，因为随着机组可用性的下降，发电成本将急剧上升。
- 在设定LCoE水平的情况下，此类投资的实施必须基于保证适当水平的收入，例如通过差价合约，以确保投资支出的回报。

## 8. 分析投资方案所涉核电机组管理与运营所需的能力（基于研究任务6得出的能力要求数据库）

从煤炭技术向核能技术（英语：‘Coal-to-Nuclear’ - C2N）的能源转型需要改变技术和工程人员的结构。在此过程中，通过利用煤炭发电厂员工在核电站的技能，也可为经济和社会创造附加值。

合理实施的发电厂转型过程可能带来以下积极效果：

- 无需裁减大量员工；
- 无需招聘大量新员工；
- 部分员工无需搬迁住所。

C2N转型对燃煤电厂员工的主要负面影响和风险包括：

- 转型过渡期内失业；
- 需要接受再培训；
- 需要获得新资质。

燃煤电厂向核电厂的转型还导致某些专业人才需求减少，同时需要招聘具备新专业技能的人才。

因此，合理规划C2N转型方案时，还应考虑如何利用燃煤电厂的技术工程人员队伍。

确定工程技术人员所需能力扩展或获取程序时，可首先明确现有规划中的发电厂及机组人员结构。发电厂或核电站的雇佣结构决定了目标人力资源及其能力构成。相关文献提供了员工职业清单及各类职位所占比例<sup>46</sup>。结合总雇员人数，这些数据有助于确定各职业的目标雇佣结构。同样，对于燃煤电厂，也可以获得职业清单及其所占比例。通过直接比较特定地点的数据，可以评估直接转岗的可能性，通常只需略微拓展技能即可实现。

为制定扩充或获取现代化发电厂及发电机组工程技术人员所需能力的程序，本文列举了若干案例研究，其核心在于确定需要全新资质或需接受再培训的岗位及岗位数量。同样，也确定了煤炭发电厂中那些因需要完全转岗而无法在新发电厂或核电机组中找到职位的员工的岗位和职位数量。

基于这些分析，可以更详细地考察核电站关键岗位的职权范围，并确定培训或转岗的可能性。

在此方面，也可提出继续培训或转岗培训的建议路径。

<sup>46</sup> 汉森J.、詹森W.、沃贝尔A.、斯托夫N.、比格尔K.、金T.、贝尔斯R.、奥米塔奥姆F.：《研究将退役燃煤电厂改建为核电站的益处与挑战》。系统分析与整合；修订版2 为美国能源部准备 2022年9月13

日；INL/RPT-22-67964

## 8.1. 扩充或获取现代化发电厂和能源单元所需工程技术人员能力的程序中最重要要素

在核电站或核反应堆中利用电厂或燃煤机组工程技术人员的资质，可带来诸多经济和社会效益。通过合理确定新电厂所需资质的扩展或获取程序，即可实现这些效益。

在设计流程时需要考虑的最重要问题包括：

- 确定新电厂或机组所需岗位；
- 确定新电厂或机组各岗位的职业数量；
- 确定即将关闭的发电厂或机组的岗位；
- 确定即将关闭的发电厂或机组中各个岗位的职业数量；
- 确定新建机组或电厂岗位及职位的设立时间表；
- 确定电厂或燃煤机组岗位及职位的撤销时间表。

基于上述信息，可确定被撤销和新建单位的岗位与职位矩阵。该矩阵有助于确定以下类型的岗位与职位：

- 需要少量或完全不需要 需要扩大员工能力范围；
- 可在相对较短的时间内进行转岗培训或获得新能力；
- 必须进行全面转岗培训的岗位。

核电站或发电厂的退役与投运时间表可为该流程提供补充，例如在建造新发电厂或机组期间，为员工指明可能的职业发展路径及提升专业能力的途径。

## 8.2. 核电站雇员最多的岗位汇总

雇员最多的岗位汇总可确定关键岗位的需求。分析首先确定了核电站十个岗位（雇员数量最多的岗位）的职业数量。

装机容量为1GW（表21）。数据基于[9]编制。该来源指出，一座基于10个小型模块化反应堆（SMR）建造的现代化核电站可提供341个直接就业岗位。该数据与同样为1GW的燃煤电厂将裁减的职位数量进行了对比。在此情况下，假设直接职位总数为145个。

表27 核电站最常见职位汇总

燃煤发电厂			职位名称	核能发电厂		
雇员比例	1GW的 职位数 量	职位百分比递增 o		雇员比例	职位数 量 1GW	职位比例累积 o
0.31	-0.45	0.31	核工程师	13.07	44.64	13.07
0.31	-0.45	0.62	核反应堆运营商 核反应堆	10.96	37.44	24.03
0.52	-0.75	1.14	安全警卫 安全	10.96	37.44	34.98
0.62	-0.9	1.75	核技术人员	7.17	24.48	42.15
4.33	-6.3	6.09	一线生产和运营管理人员 运营人员	5.06	17.28	47.21
5.37	-7.8	11.46	电气和电子设备维修工、发电 厂、变电站和 继电器	3.06	10.44	50.26
0.52	-0.75	11.97	培训与发展专员 发展	2.85	9.72	53.11
4.64	-6.75	16.62	电气工程师	2.85	9.72	55.95
0.83	-1.2	17.44	建筑与工程经理 建筑与工程	2.74	9.36	58.69
3.20	-4.6	20.64	机械维修工 工业	2.74	9.36	61.43

通过数据分析可以发现，上述十个岗位占核电站总岗位数的61%。而相同岗位在燃煤电厂仅占约21%。这些岗位包括：核工程师、核反应堆操作员、安全警卫、核技术员、培训与发展专家；建筑与工程经理，而在燃煤电厂中，这些职位的比例不到1%。可以推测，这些职位几乎全部需要从核电站外部招聘人员，或者从燃煤电厂招聘经过全面培训的人员。

由于核电站总岗位数量较多，部分岗位的岗位编制可从燃煤电厂整体转移至核电站。具体岗位包括：生产和运营一线主管；电气和电子设备维修工、发电厂、变电站和继电器维修工；电气工程师；工业机械维修工。

### 8.3. 燃煤电厂雇员最多的岗位汇总

确定工程技术人员使用程序时，汇总燃煤电厂雇佣人数最多的岗位也有助益。与前文核电站岗位需求分析类似，可确定核电站无法吸纳或需要完全或部分再培训的岗位类别。

分析中筛选出十四个雇员数量最多的岗位（表22）。研究数据基于<sup>47</sup>

表28 燃煤电厂最常见的工作岗位汇总

燃煤发电厂			职位名称	核电站		
雇员比例	职位数量 1GW	全职工工比例 累计		雇员比例	职位数量 1GW	累计百分比
17.44	25.4	17.44	发电厂运营商	0.63	2.2	0.63
7.02	10.2	24.46	电力线路安装工和维修工 电力线路	0.74	2.5	1.37
5.37	7.8	29.82	电气和电子设备维修工、发电 厂、变电站和 继电器	3.06	10.4	4.43
4.64	6.8	34.47	电气工程师	2.85	9.7	7.27
4.33	6.3	38.80	一线生产和运营管理人员 运营人员	5.06	17.3	12.33
3.61	5.3	42.41	服务代表 客户	0	0	12.33
3.20	4.7	45.61	机械师 工业	2.74	9.4	15.07
3.10	4.5	48.71	一线经理 机械师、安装工	2.53	8.6	17.60
2.37	3.4	51.08	控制系统和阀门安装工及维修工， 不包括机械门 机械门	0.21	0.7	17.81
2.06	3	53.15	电气工程师	1.69	5.8	19.49
2.06	3	55.21	电力分销商和 电力调度员	0.32	1.1	19.81
1.86	2.7	57.07	总经理和 运营经理	0.74	2.5	20.55
1.75	2.55	58.82	项目管理专员和业务运营专员， 所有其他人员	2.11	7.2	22.66
1.44	2.1	60.27	管理分析师	0.63	2.2	23.29

在燃煤电厂中，14个岗位占总岗位数的60%。这些岗位约占核电站雇员总数的23%。尽管在这些职业群体中某些岗位在核电站中仅占很小比例，这是由于核电站与燃煤电厂员工数量存在显著差异，因此该群体中只有部分人员能在核电站获得职位。

<sup>47</sup> Hansen J., Jensen W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitaomu F.: 《研究将退役燃煤电厂改建为核电站的益处与挑战》。系统分析与整合；修订版2 为美国能源部准备 2022年9月13

日；INL/RPT-22-67964

这尤其适用于：发电厂操作员、电力线路安装和维修人员 客户服务代表 控制系统和阀门安装与维修人员（机械门除外） 电力分销商和调度员

#### 8.4. 核电站最缺岗位与燃煤电厂最剩岗位对照表

通过比较燃煤电厂和核电厂各岗位的职业数量，可以确定其缺口和冗余。列出燃煤电厂职位过剩最严重的岗位以及核电厂职位短缺最严重的岗位，有助于评估部分员工转岗到新电厂工作的可能性。表23列出了1GW核电站和燃煤电厂最重要的岗位及其职位数量。

表29 煤炭发电厂和核电站主要岗位缺员与超员情况汇总

核电站	短缺	过剩	燃煤电厂
核工程师	44.19	23.19	发电厂操作员
核反应堆操作员	36.99	7.68	电力线路安装与维修人员
保安人员	36.69	5.25	客户服务代表
核技术人员	23.58	2.73	控制系统和阀门安装与维修人员 (机械门除外) 机械门
一线生产和操作员工主管 运营人员	10.98	1.92	电力分销商和调度员
培训与发展专员	8.97	1.8	运营工程师及其他建筑工人操作员 设备
建筑与工程经理 工程	8.16	1.05	水处理和污水处理厂及系统操作员 水和污水
机械师 工业机械	4.71	0.9	固定工程师和 锅炉操作员
项目管理专员和业务运营专员，所有 其他	4.65	0.78	焊工、切割工、钎焊工和钎焊工
各类一线经理、 保安人员	4.53	0.75	燃气站操作员
一线机械师、安装工和 维修人员	4.14	0.6	会计、审计和审计人员
工业工程师	4.02	0.6	巴士和卡车机械师以及柴油发动机专家 柴油发动机
安全与 职业卫生	3.57	0.6	校准技术员和工程师 以及工程技术人员

个人服务经理，所有其他；娱乐和休闲经理，除赌博和经理外，所有其他	3.42	0.6	工程技术人员，除制图员外，所有其他人员 建筑业经理
电气工程师	2.97	0.6	卡车和拖拉机操作员 工业
办公室职员，一般	2.91	0.6	计量表读数员，公用事业
电工	2.76	0.6	移动重型设备机械师 机械师，不包括发动机
生产经理	2.76	0.6	液压工、管道安装工和 蒸汽设备安装工
生产、计划和运输官员	2.76	0.45	调度员 不包括警察、消防员和急救人员) 急救
电气和电子设备维修工、 发电厂、变电站和继电器	2.64	0.45	电气和电子制图员
培训与发展经理	2.37	0.45	助理——安装、维护和修理工人 安装、维护和维修
化学家	2.07	0.45	律师
化学技术员	1.92	0.45	维护人员， 机械
机械工程师	1.86	0.45	设备和系统操作员
行政服务经理 及设施	1.83		
行政秘书和 行政助理	1.62		
工程师，其他所有	1.56		
技术作者	1.44		
合规专家	1.41		
安全分析师 信息	1.35		
工业工程师、技术员和 技术员	1.29		
检验员、测试员、分拣员、 取样员和称重员	1.14		
化学工程师	1.08		
危机管理总监 危机	1.08		
环境与安全科学技术人员 保护技术员，包括卫生服务	1.08		

根据所提供的数据可以看出，在燃煤电厂中，最大的岗位群体是电厂操作员（负责控制、操作发电设备及辅助系统），而核电站中并不存在与其对应的岗位。

在这些岗位上，人员具备与机器、设备和装置相关的专业技术知识和技能，而核电站中这类设备数量有限甚至根本不存在。鉴于其技术教育背景及相对较多的岗位数量，可考虑让他们接受补充培训，以便在完成实习后从事与反应堆操作相关的技术和工程岗位工作。这种转岗途径相当漫长，且可能伴随薪资暂时降低（再教育和实习期间），因此更适合年轻员工。在燃煤电厂转型为核电站的过程中，往往存在一段较长的过渡期：燃煤电厂已停止运行，而核电站尚未投入运营。一方面，这为部分员工的转岗提供了时间；另一方面，由于期间缺乏生活来源（培训期间就业可能困难），这种过渡期可能难以接受。

分析还揭示了另一类人群——电力线路安装工，该岗位的职业数量相对于燃煤电厂而言存在过剩。这些岗位通常由受过电气培训的人员担任，他们可以获得电工、电气和电子设备维修工或电气工程师等职位，而这些职位可能存在人员短缺。

## 8.5. 核电站部分岗位信息汇总

在文献中可以找到大量关于核电站和核工业领域工作岗位的信息汇总。

在<sup>48</sup>中，列出了包含特征描述的文獻综述，其中可找到与核能领域相关的职业分类。该综述重点列举了若干主要在核能领域具有重要意义的国家所编写的报告。这些列表在职位名称及其特征方面存在显著差异，这可能是由于不同国家往往基于自身在该领域的经验而制定的。

在<sup>49</sup>中列出了与核能领域相关的职位清单，包括核电站运营岗位。选定职位按初始资质、能力（按知识技能和责任范围划分）、额外培训和发展进行描述。在上述领域中，技术、运营、商业和人事问题被进一步区分开来。

根据<sup>50</sup>可得出结论，就职位数量和培训需求而言，重要的职位包括：核工程师和核反应堆操作员。这些职位将在后续小节中进行更详细的描述。

## 8.6. 核工程师

根据标准职业分类（SOC）<sup>51</sup>——该分类是职位与岗位矩阵分析的基础——该职位主要从事核工程项目研究，或将核科学原理与理论应用于核能释放、控制与利用以及核废料储存相关问题。

48 ERIKSSON, A. and ERIKSEN, B. 《核能领域的职位分类与分类法》，欧洲委员会，佩滕，JRC132572

49 C. Chenel Ramos, 《核能岗位分类法》最终报告，EUR 29126 EN，欧盟出版办公室，卢森堡，2018年，ISBN 978-92-79-73842-5，doi 10.2760/090414，JRC110868

50 Hansen J., Jenson W., Wrobel A., Stauff N., Biegel K., Kim T., Belles R., Omitoomu F.: 《研究将退役燃煤电厂改造为核电站的益处与挑战》。系统分析与整合；修订版2 为美国能源部准备 2022年9月13日；INL/RPT-22-67964

51 标准职业分类手册 总统行政办公室；管理与预算办公室；美国，2018年

根据<sup>52</sup> 该职位可从职能、知识和技能方面进行描述。

**职能：**

- 负责在严格遵守核安全法规的前提下，对所有涉及新燃料和乏燃料的操作进行堆芯计算。
- 计算核反应堆堆芯和乏燃料池。
- 根据授权或许可的燃料运行限值确定反应堆运行限值。符合新燃料的燃料规格要求。新燃料的验收与检查。运行期间对反应堆堆芯状态进行监测与数据采集。
- 进行计算以确保安全（核心/反应堆冷却系统在许可限值内的运行条件）和效率（中子通量分布、核心燃耗速率）。
- 确保反应堆堆芯操作符合规范。
- 燃料装载设计（燃料运动、燃料组件在反应堆堆芯/乏燃料池中的定位）。
- 在运行条件变化时对反应堆堆芯行为进行建模和预测。
- 监督燃料补充操作期间与核燃料相关的活动。
- 编制反应堆启动所需的工作文件（程序、计划、说明）。
- 准备并评估反应堆启动前的堆芯测试。
- 收集数据并监测反应堆堆芯和压力容器的辐射损伤情况。
- 核材料（即燃料组件、堆芯监测仪器）及其他与堆芯相关的设备（如燃料源、燃料接口、调节棒）的监测、数据采集与控制

**职位要求 知识（认知能力） 欧盟资格框架（EQF）级别（1-8）**

反应堆物理理论 7 核安全原则与要求 6 安全文化 6 工程制图、图纸与示意图 6 辐射防护 6 核物理学 6 核安全法规 6 核工程学 6 堆芯内外核设备（裂变室、中子通量监测） 6 反应堆设计数值方法 6 热水力设计与分析 6 核燃料（热限制、运行限制等） 6 启动前堆芯测试 6 反应堆堆芯运行、限制和设定点 6 核电站：反应堆基础、反应堆和电站工艺系统、辅助工艺系统、电离辐射、热量产生和消除系统、蒸汽供应系统、核化学、测量与控制系统、电气系统 5 国内与国际规范及标准 5 工业安全 5 运行经验 5 基本测量仪器与程序 5 目视检查 5 材料学与辐射损伤 5 工作安全与个人防护措施 4

52 C. Chenel Ramos, 《核能职业分类法》最终报告, EUR 29126 EN, 欧盟出版办公室, 卢森堡, 2018年, ISBN 978-92-79-73842-5, doi 10.2760/090414, JRC110868

质量保证与控制 4 项目管理、规划方法与工具 4 信息技术知识 4 技术文本写作 4 核安全 4

#### 技能（技术和职能能力） EQF 等级（1-8）

利用工程数据和技术文档并进行解读。7 规划、协调、实施和监控项目活动。6 确保工程规范和标准的实施。6 识别可能与其他相关学科产生的影响和交互作用。6 进行反应堆堆芯分析和燃料配置设计。6 绘制堆芯和乏燃料池中燃料组件的位置图。6 计算中子分布流图。6 计算临界性和中子学。6 收集数据并监测堆芯工作条件。6 确定反应堆工作极限。6 监测核燃料安全运行参数。6 监测反应堆堆芯性能。6 预测/模拟/分析反应堆堆芯行为。6 设计反应堆堆芯操作操作。6 制定堆芯操作程序。6 接收并检查新燃料。6 制定/验证新燃料接收和检查程序。6 协助制定新燃料的技术规范。6 解读堆芯监测仪器的读数。6 使用并更新反应堆燃料组件、连接件、调节棒、源等数据库。6 设计反应堆堆芯测试程序，分析并监控结果。6 确保符合法定法规和QSE组织要求。5 制定并提交要求规范、技术规范、程序和报告。5 识别安全要求。5 使用计算机辅助技术收集技术信息。4 监控并维护安全的工作环境。4 进行工作分析、分解活动并分配任务。4 评估绩效，确定改进或纠正绩效的措施和指标。4 维护核材料

### 8.7. 核反应堆操作员

根据标准职业分类（SOC）的分类<sup>53</sup>，该职位的主要职责包括操作或控制核反应堆；移动控制棒；启动和停止设备，监控和调节控制元件，并在日志中记录数据；必要时实施应急程序；能够应对异常情况，确定原因并建议纠正措施。该职位也被称为：核控制室操作员、核反应堆操作员、核电站操作员。

该职位可从职能、知识和技能三个方面进行描述。

#### 职能：

- 负责反应堆设施安全运行的所有方面
- 确保并控制反应堆设施按照技术规范要求安全、无故障地运行（辐射状况、化学环境、技术限制和条件）
- 对反应堆装置及其辅助系统的所有运行活动进行全面监督，并直接操作设备和系统的控制元件

<sup>53</sup> 标准职业分类手册 总统行政办公室；管理与预算办公室；美国，2018年

- 监测和控制可能影响反应堆反应性的堆芯、反应性和相关系统
- 确保并控制所有与反应堆设施运行相关的活动严格遵守核安全和辐射防护要求
- 向单位值班经理报告反应堆设施的运行状态和/或发生的事件
- 协调维护和测试活动，并在维护后启动设备
- 监控操作过程中指定设备的参数，对系统或设备异常作出响应，诊断原因，建议或实施纠正措施，并报告事件
- 负责记录并持续更新运行日志
- 在燃料供应中断期间，协调并监控受控区域内的行动
- 在异常或紧急情况下，严格遵守单元值班经理的指示，遵循应急操作规程和内部应急计划
- 在职责范围内与组织内其他部门合作
- 负责实施操作程序，如监控启动和关闭操作，包括定期测试相关设备

**职位要求：**知识（认知能力）欧洲资格框架（EQF）等级（1-8）核工程：反应堆物理学、核燃料热限制、核电站系统、反应堆热交换与流体流动 6 工作安全与个人防护措施 6 操作经验 6 核电站运行：反应堆系统运行：反应堆启动、正常运行、过渡运行、紧急运行、运行参数测量、电站动态与控制、反应堆堆芯运行、仪器与应用 6 核安全 6 物理与化学理论：热力学、流体力学 5 应用技术与工程：发电、能量转换、机械工程、电气工程、电力系统运行、电气设备、能量转换、传感器、测量、信号处理、仪表与控制、管道系统、泵和涡轮机、液压和气动装置 5 技术图纸和示意图 5 核安全文化 5 应急准备 5 核能科学 理解复杂的法规和程序 5 工厂化学 4 国家与国际法规、安全操作相关法规、准则和程序 4 辐射防护 4 人为错误预防技术 4 企业程序 4 事故分析与事故模拟 4 风险评估 3 材料科学 3.

**技能**（技术和功能能力）欧洲资格框架（EQF）级别（1-8）

确保能源设备在安全且经济高效的条件下运行，符合技术规范和操作规程。6 识别发电厂运行中的异常状况并及时上报。6 监控设备和技术系统的状态。6 预测系统和组件的运行结果，并采取可能需要的纠正措施。6 确定系统绩效指标或指标，并预测条件或操作的变化将如何影响结果。6 使用安全有效的沟通技巧传达指令。6 执行操作和应急计划及程序。6 操作和监控计算机控制设备。6 使用记录仪和显示器上的信息调节工作参数。6 阅读和解释技术图纸和图表。5 编制技术报告和操作记录。5 使用测量和测试仪器检查设备状态。5 根据标准操作规程和收到的指示纠正异常状况。5 维护和更新维修日志、跟踪系统和报告系统。4 为编制核安全文件提供数据。4 监控并维持安全的工作环境。4 执行目视检查。4 遵守法定规定和组织安全要求。4 为需求规格说明书的制定提供意见。4 使用指定软件操作计算机。4

根据<sup>54</sup>条规定，该职位可描述为：

**基本资格**：工程或相关科学领域的学位和/或严格的核能培训课程以及丰富的经验。

**职位描述**

反应堆操作员负责操作电站控制装置、监控其运行状况、指挥设备直接操作，并在启动、停机、功率调整、紧急及事故情况以及特殊配置下执行许可操作。反应堆操作员主要在控制室操作电站控制装置。

**能力要求**（技术能力（T）、监管能力（R）、商业能力（B）、个人能力（P））

反应堆操作员应能够：

- 根据厂规操作电站控制装置。（T, R）
- 将理论知识应用于实际情况。（T）
- 分析发电厂设备的运行状况，并根据工厂规程和现有信息，对正常和异常情况采取纠正措施。（T, R）
- 运用工厂规程和技术规范，在正常、异常和紧急情况下采取适当措施。（T, R）
- 在不确定或意外条件下保持发电厂的安全状态。（T, R）
- 有效控制和协调下属及其他人员的行动。（R, B）

<sup>54</sup> 标准职业分类手册 总统行政办公室；管理和预算办公室；美国，2018年

- 作为控制室轮班团队的有效成员开展工作。(B, R)
- 履行支持应急计划实施的职责。(R, P)
- 对工厂运营采取保守态度。(R, P)
- 与其他团队合作解决问题。(P, B)

*反应堆操作员应理解：*

- 反应堆操作员在反应堆活性管理和堆芯安全方面的概念、理念及职责。(T, R)
- 高级技术基础、工厂设计、系统理论及相互关系，这些都是操作员的职责范围。(T)
- 厂区各部门之间的关系——质量保证、工程、维护、培训、辐射防护。(T, B)
- 与工厂管理相关的行政程序和监管要求。(T, R)
- 概率安全评估概念及关键组件在减轻事故影响中的重要性。(T, R)
- 公司程序、计划、政策以及行业指南和最佳实践。(T, R)
- 错误预防技术与人类效能工具。(T, B)
- 如何开展术前和术后简报。(T, B)
- 如何做出保守决策，将保护人员和公众的健康与安全作为最高优先级。(P, T)

*推荐培训/CPD：(技术类(T)、法规类(R)、商业类(B)、个人类(P))：*

- 高级技术基础，例如工厂系统描述和反应堆操作员理论。(T)
- 辐射防护。(T)
- 反应堆热水力学。(T)
- 运行许可证和技术规范。(T, R)
- 模拟器培训：综合正常厂运、诊断、应急程序、事故响应及过渡工况。(T, R)
- 概率安全评估。(T, R)
- 安全分析报告。(R)
- 瞬态状态和事故的高级分析。(T, R)
- 减轻堆芯损坏的影响。(T, R)
- 错误预防技术与人类效能工具。(T, B)
- 团队合作。(P)
- 保守决策。(T, B)
- 核安全与安全文化(T, R)
- 运营经验与应急计划。(T, R)
- 工作相关政策与程序。(T, R, B)

## 9. 核反应堆发电机组现代化改造与运营领域的组织与安全风险分析（基于研究任务3的成果，该任务为选定地点制定了核安全关键要求与建议）

### 9.1. 的法律要求

#### 9.1.1. 核电站选址的一般要求

波兰法律规定了核电站选址的一般要求，旨在确保公众和环境的安全。2000年11月29日颁布的《原子能法》中的关键要求涉及核电站选址的评估、规划和选择。

##### 9.1.1.1. 辐射安全与公众健康保护

核电站的选址必须确保民众在潜在事故（包括放射性物质泄漏）中获得最大程度的安全保障。选址应考虑降低民众受辐射风险，并满足国家及国际法规规定的辐射防护要求。

##### 9.1.1.2. 地震与地质风险分析

核能法要求核电站选址必须考虑所有可能的地质风险，如地震、山体滑坡、洪水或地表变形，这些都可能影响核设施的稳定性和安全性。必须进行详细的地质和地震评估，以最大限度地降低自然力量对设施运行和安全的影响风险。

##### 9.1.1.3. 环境保护

核电站选址必须符合环境保护要求，这意味着必须进行全面的环境影响评估（EIA）。该评估将分析投资项目对空气、水、土壤、动植物群落的潜在影响。在环评过程中，还应考虑对可用于冷却反应堆的水资源以及当地气候和生态系统的影响。

##### 9.1.1.4. 符合空间规划

核电站的选址必须符合当地的空间规划方案。规划过程需要与地方政府及相关公共行政机构合作，以确保投资项目符合当地条件。还应考虑对交通基础设施的影响、交通便利性以及可能的疏散需求。

#### 9.1.1.5. 与人口密集区和关键基础设施的距离

核电站选址应远离人口密集区和关键基础设施。限制事故对周边环境的影响是首要任务，因此选址必须符合关于与居民区和战略设施最小距离的特定标准和法规。

#### 9.1.1.6. 技术基础设施的可用性

要求还涉及运营核电站所需的适当技术基础设施的可用性，包括电力连接、用于冷却反应堆的水源、交通基础设施（公路和铁路）以及应急和通信基础设施。

#### 9.1.1.7. 确保适当的物理保护水平

发电厂的选址必须能够为设施提供适当的物理防护，以抵御外部威胁，包括破坏活动、恐怖主义或空中袭击。法规要求采用现代化的防护和安全系统，以最大限度地降低外部因素带来的风险。

#### 9.1.1.8. 与当地社区的合作及公众咨询

需要开展公众咨询和宣传活动，以说明电厂选址对周边环境的影响，并收集居民和利益相关方的意见。此类活动旨在提高选址过程的透明度，并为项目争取公众支持。

#### 9.1.1.9. 遵守国际法规和国际原子能机构（IAEA）的规定

作为国际原子能机构（IAEA）的成员国，波兰必须遵守核设施选址与安全方面的国际标准和指南。在此背景下，需考虑风险评估、应急管理和环境保护方面的最佳实践。

综上所述，根据《原子能法》的要求，波兰核电站选址需经过详细分析，以确保最高安全水平、最大限度减少环境影响，并保障公众健康与安全。

### 9.1.2. 核反应堆设计和核电站的总体要求

2012年8月31日部长理事会关于核安全与辐射防护要求的条例（2012年法律公报第1048号）规定了波兰境内核设施

（包括核反应堆）的设计、建造及运营的具体要求。这些要求旨在为民众、工作人员和自然环境提供最高水平的核安全和辐射防护。

#### 9.1.2.1. 核安全基本原则

- 向内防御原则：反应堆及整个核电站的设计必须遵循向内防御原则，即采用多重物理和组织屏障防止放射性物质释放。这要求建立预防、检测和缓解潜在事故影响的系统。
- 事故防护：设计必须最大限度降低事故发生风险，并确保事故后果得到控制和限制，以防止对公众和环境造成严重影响。

#### 9.1.2.2. 安全系统设计

- 系统可靠性：所有安全系统，包括反应堆冷却系统，必须具备高可靠性。要求具备冗余性（关键部件的复制）和技术多样性，以防止因单点故障导致的事故。
- 被动与主动系统：安全系统必须能够以被动方式（无需电力供应）和主动方式运行，以确保最高安全水平。
- 安全停堆能力：设计必须考虑在紧急情况下能够安全、立即地停堆，并确保停堆后长期进行余热清除。

#### 9.1.2.3. 抵御外部和内部威胁的能力

- 抗外部因素能力：核设施的设计必须确保能够抵御各种外部因素的影响，例如地震、洪水、极端天气、火灾和飞机坠毁。
- 内部威胁：项目必须考虑防范内部威胁，例如系统故障、内部火灾、爆炸以及可能的人为失误。

#### 9.1.2.4. 辐射防护

- 辐射暴露最小化：设计必须通过物理屏障、适当的辐射防护和监测系统，确保工作人员和公众的辐射暴露最小化。
- 通风系统：必须设计符合现行标准的通风系统，能够过滤空气污染物，并可控地将放射性物质释放到大气中。

#### 9.1.2.5. 设施监测与控制

- 监测系统：电厂设计必须考虑先进的反应堆运行参数监测和控制系统，包括故障和安全违规检测系统。
- 自动化控制系统：建议采用自动化控制系统，以便快速检测异常情况并采取相应的纠正或预防措施。

#### 9.1.2.6. 物理安全与设施保护

- 物理防护：设施设计必须确保具备足够的防护能力，防止未经授权人员进入、蓄意破坏或外部攻击。
- 集成安全系统：包括监控、报警系统和访问控制，以防止可能危及设施安全的蓄意行为。

#### 9.1.2.7. 事故与危机应对措施

- 应急处理计划：发电厂的设计必须包含详细的内部和外部应急处理计划，并预见到可能需要外部服务参与救援行动的情况。
- 人员疏散和安全系统：考虑疏散通道、人员保护程序以及其他确保将潜在事故影响降至最低的要素。

#### 9.1.2.8. 放射性废物管理要求

- 废物安全储存：设计必须考虑安全收集、储存和管理电厂运行过程中产生的放射性废物的系统。
- 废物量最小化：应努力减少放射性废物量，并按照规定进行适当的储存和处理。

#### 9.1.2.9. 组件和材料的技术资质

- 符合规范与标准：所有部件和组件的设计与制造均须符合国际核安全规范与标准。
- 认证与测试：要求对所用材料和设备进行相应的测试、认证和质量验证。

2012年8月31日颁布的条例对核设施设计提出了广泛的技术要求，旨在确保最高水平的安全性、辐射防护以及对各种威胁的抗风险能力。每个项目都必须以综合方式进行设计，同时考虑技术特性、辐射安全、风险防护和危机管理。

## 9.2. 科津采核电站

### 9.2.1. 设施的总体特征

科济涅采电厂是波兰最大的燃煤发电厂。该厂位于马佐夫舍省科济涅采市斯维日上村。

该电厂是国家电力系统的重要组成部分。以下是该设施的基本技术参数：

总装机容量：4020 MWe 1972年：B1机组——200兆瓦

1973年：B2、B3、B4、B5——200兆瓦

1974年：B6、B7——200兆瓦

1975年：B8——200兆瓦

1978年：B9机组——500兆瓦

1979年：B10 – 500兆瓦

2017年：B11 – 1075兆瓦

### 9.2.2. 反应堆的总体特征 AP1000

在 DEsire 项目框架内，计划用两座配备 AP1000 反应堆的核电站取代科济涅采电厂最老的十座发电机组。

AP1000核反应堆是由西屋电气公司设计的一种现代化、技术先进的压水反应堆（PWR）。它属于第三代+反应堆的最新型号之一，具有更高的安全性、更简化的结构系统和更高的效率。

#### 9.2.2.1. 基本技术参数

- - 反应堆类型：压水反应堆（PWR）。
- - 反应堆热功率：约3400兆瓦热功率。
- - 净电功率：约1117兆瓦。
- - 电厂效率：通常约为33%（取决于运行条件）。

#### 9.2.2.2. 技术优势

AP1000反应堆采用被动安全系统，在发生事故时无需外部电力供应或操作员干预即可运行至少72小时。被动冷却和应急控制系统利用重力、对流和压差等自然物理现象，大大降低了因电源中断导致事故的风险。与老式反应堆相比，AP1000的管道系统结构更简单，泵、阀门和机械部件数量更少，从而降低了建设和维护成本，提高了可靠性。该反应堆的设计允许在施工现场外预制大型部件，从而缩短施工时间并降低成本。

### 9.2.2.3. 被动安全系统

被动式堆芯冷却系统（PCCS）：当冷却系统发生故障时，该系统利用位于反应堆上方的储水池和自然水流来冷却堆芯，防止其过热。

被动安全壳冷却系统（PCS）：利用自然空气对流和水冷压力容器，在发生故障时散发热量。

被动式停堆后热量排放系统：反应堆产生的热量可在无需泵的情况下排出，从而提高紧急情况下的冷却系统可靠性。

### 9.2.2.4. 反应堆与燃料设计

AP1000反应堆采用燃料棒形式的燃料，其铀-235同位素丰度约为4-5%，与大多数其他压水堆（PWR）反应堆类似。反应堆堆芯由燃料组件构成，这些组件的排列方式确保了燃料的高效利用和核反应的优化。燃料更换工作周期通常为18-24个月，这确保了延长运行时间，无需因更换燃料而停机。

### 9.2.2.5. 压力容器保护系统

反应堆配备双重安全壳，可在事故发生时防止放射性物质泄漏。压力容器采用高强度材料（钢材、混凝土）制造，能够抵御高压、高温以及外部威胁（如地震或飞机撞击）。

### 9.2.2.6. 自动化与控制系统

AP1000反应堆配备了先进的自动控制系统，能够实时监测和控制反应堆运行，从而提高安全性和运行效率。这些系统能最大限度地降低人为错误风险，并确保对反应堆内变化条件作出快速响应，这一点至关重要。

### 9.2.2.7. 标准与认证

AP1000符合国际原子能机构（IAEA）以及多国国家监管机构制定的国际安全规范和标准。其设计已获得美国核管理委员会（NRC）及全球众多监管机构的批准。

### 9.2.2.8. 运行与可靠性

与老式反应堆相比，AP1000凭借现代技术和简化设计，具备高可靠性、更长使用寿命和更低运营成本。该反应堆设计使用寿命为60年，且可延长使用期限。

总而言之，AP1000反应堆是一款技术先进的机组，凭借其被动冷却和保护系统以及简化的设计，具备极高的安全性。得益于这些设计，AP1000被视为一种现代化的解决方案，将在未来的核能领域发挥重要作用，既能降低对环境的影响，又能提高安全性。

### 9.2.3. 安全角度的改造评估——技术方面

用配备AP1000型核反应堆的新机组替换科济涅茨核电站现有机组涉及一系列技术安全问题。由西屋公司设计的AP1000反应堆是新一代+压水反应堆之一，其先进的安全系统尤为突出。

#### 9.2.3.1. 被动安全系统

AP1000反应堆采用先进的被动安全系统，与主要依赖电力驱动的主动系统的传统技术截然不同。该系统的核心特征包括：

- 被动堆芯冷却：发生故障时，AP1000反应堆利用冷却液的自然循环和重力来消除多余的热量，从而最大限度地减少对电力供应的依赖，并降低大规模故障的风险。
- 压力系统和凝结池：此外，AP1000还配备了冷却系统，能够将反应堆的热量传递至环境中，无需使用外部水源或能源。
- 安全壳被动冷却：AP1000反应堆的原始安全壳为钢制容器，其外围设有防护建筑，两者结构间形成两个同心垂直缝隙，通过自然循环原理强制空气流动。这是安全壳被动冷却和降低内部超压的关键要素。当冷却不足时，该系统会通过从防护建筑顶部水池引流重力水流对钢制外壳进行喷淋辅助冷却。

#### 9.2.3.2. 抗震安全与结构抗灾能力

AP1000的设计符合高标准的抗震安全和极端天气事件抗性要求。反应堆结构考虑了以下因素：

- 反应堆建筑的适当加固：结构可抵御地震、外部冲击（如飞机坠毁）及其他外部威胁。
- 多层安全壳：厚实的反应堆穹顶在内部发生事故时，可额外防止放射性物质向外部泄漏。

#### 9.2.3.3. 自动化与安全系统冗余

AP1000反应堆由先进的自动化系统控制，能够快速有效地应对故障。其突出特点包括：

- 冗余控制和安全系统：多级安全措施和关键子系统的冗余设计，最大限度地降低了人为错误或系统单个组件故障带来的风险。
- 自动反应堆停堆：必要时可自动安全停堆，从而更好地应对紧急情况。

#### 9.2.3.4. 最小化堆芯熔毁风险

AP1000安全设计的关键原则之一是降低过去曾发生（如福岛事故）的熔毁等事故风险。凭借被动冷却系统和抗断电能力，该反应堆能够长期安全冷却，这对长期断电或其他紧急情况而言至关重要。

#### 9.2.3.5. 废物管理与辐射防护

AP1000反应堆的废物管理系统也符合严格的安全要求：

- 减少放射性废物量：所采用的技术最大限度地减少了放射性废物的产生，并确保其安全储存。
- 辐射防护：反应堆基础设施提供多层辐射防护，保障工作人员和电厂周边环境的安全。

#### 9.2.3.6. 与科济涅茨现有基础设施的整合

用AP1000反应堆替换科济涅茨的机组需要改造基础设施，包括升级冷却系统、电网连接以及建设安全废物管理设施。另一个重要方面是确保对人员进行适当培训，并实施先进的操作和运行安全程序。

#### 9.2.3.7. 物理防护要求

对 AP1000 反应堆的投资必须考虑到防范恐怖主义和破坏等物理威胁的系统。采用现代化的监控系统、周边防护和防盗安全措施至关重要。

用AP1000反应堆替换科济涅茨现有发电机组在安全方面具有诸多技术优势，这主要得益于被动安全系统、结构抗性、自动化系统以及先进的辐射防护和风险管理解决方案。然而，实施此类项目需要精心规划、改造现有基础设施并满足详细的监管要求。

### 9.2.4. 安全角度的改造评估——组织方面—— 应急规划区

为位于科济涅茨现有核电站的两座AP1000反应堆核电站划定应急规划区（SPA）的过程，必须同时考虑国际标准和国家核安全法规。

#### 9.2.4.1. 内部保护区（英文：‘Exclusion Zone’）

- 这是核电站周边距离最近的区域，其出入受到严格控制，仅限于核电站工作人员和必要服务人员进入。
- 其半径通常为反应堆周围500至1000米。该区域采取了适当的安全措施，如辐射监测和物理防护系统。

#### 9.2.4.2. 应急行动规划区 (PAZ)

- PAZ涵盖在发生潜在事故时可采取快速预防措施（例如，民众避难、疏散）的区域。
- 根据国际原子能机构（IAEA）的建议以及AP1000等反应堆的实践，该区域的典型半径为电厂周边3至5公里。
- 该区域制定了详细的疏散程序和预警系统，确保在发现严重威胁时能够迅速采取行动。

#### 9.2.4.3. 紧急防护行动规划区 (UPZ)

- 该区域涵盖在发生事故导致放射性物质可能泄漏时，可能需要采取保护措施（如疏散、分发碘片或监测辐射水平）的范围。
- 对于AP1000反应堆，UPZ区域范围延伸至距电站15至20公里处。
- 该区域应制定应急管理计划，内容可包括与地方当局的合作、应急通信系统以及面向公众的信息发布措施。

#### 9.2.4.4. 扩展规划距离 (EPD)

- 在更广泛的规划范围内，可能需要采取长期措施，例如监测环境状况和人口健康状况。
- 对于AP1000反应堆，根据国际惯例，该区域可覆盖距电厂50至80公里的范围。在此区域内，监测土壤、水体和空气的潜在污染尤为重要。

紧急区域的划分应考虑科济涅茨地区的具体情况。科济涅茨周边区域的地理特征及人口分布状况可能影响紧急避难区（SPA）的具体边界和形态。必须考虑人口密度、疏散路线分布以及关键基础设施的邻近性等因素。国家原子能机构将是批准紧急避难区详细计划的关键机构，这些计划必须符合国家法规和民防标准。为确保应急响应程序的有效性，必须定期组织地方当局、救援部门和居民参与演习。

在一般情况下，初步工作涉及划定所谓的内部和外部应急规划区，如图所示。

### 9.3. 总结

从法律角度来看，在考虑地点建设核电站是可行的，分析的项目符合2012年8月31日《部长理事会条例》对核设施设计所要求的核安全和辐射防护要求（2012年法律公报第1048号）。

从组织角度评估项目安全性，原则上需在详细审阅项目文件及实施情况后方可进行。应假定该文件将依据要求及工程技术规范编制完成。

所选方案在基本安全指标方面均超额达标，尤其值得强调的是采用了被动安全系统。

## 10. 对投资过程中法律及立法障碍的诊断

尽管具有潜在效益，但实施“煤转核”类投资（即用核能替代发电领域的煤炭能源）可能面临诸多法律和立法障碍。行政程序的复杂性，以及现行法规与这类项目要求的不匹配，可能会严重阻碍项目的实施。在“煤转核”投资的初步可行性研究中，关键是要了解获得建设许可所需的程序路径，并识别主要的法律和立法障碍。

### 10.1. 核设施建设许可的程序

路径说明核设施建设许可是启动和开展施工的关键文件。在提交申请前，投资者必须准备符合法律要求的项目文件，并获取一系列正式文件和行政决定。对于核设施，该流程既包括标准建筑程序，也包含满足核活动特殊要求的额外程序。

标准建筑程序基于1994年7月7日颁布的《建筑法》（《法律公报》2024年第725号），以下简称《建筑法》。该法律规范了建筑过程，包括投资准备、取得建筑许可、实施建筑工程、移交建筑物使用以及保持其良好技术状态。该法规定了投资流程参与者的权利和义务，指明了需要建筑/拆除许可或申报的项目，描述了获取许可的程序以及公共行政机构的运作原则。此外，该法还明确了设计文件要求及建筑过程中必要的行政手续。申请建筑许可所需的技术文件包含三部分：两份建筑设计文件——土地开发设计和建筑设计。第三部分即技术设计，应在开工前准备好并存放在施工现场。所有建筑设计文件必须由具备相应资质的工程师根据文件范围签署。

核能程序路径及其附加要求与简化措施源自2000年11月29日颁布的《原子能法》（公报2024.1277号），以下简称《原子能法》，以及2011年6月29日颁布的《核能设施及配套设施投资准备与实施法》（法律公报2024年第1410条），以下简称《特别法》。负责核能领域决策的机构是国家原子能局（PAA），由PAA局长代表。

在核设施建设过程中，首要且最重要的决策之一是由能源主管部长根据投资者申请作出的**原则性决定**。该文件规定了核能设施建设项目的许可参数，也是申请后续行政许可（包括核能设施建设项目选址许可及其他设施筹建、运营和使用所需许可）的基础。基本决定旨在保障公共利益，特别是实现国家政策目标，如能源政策，并确保国家安全（《特别法》第3a条）。

号决定使投资者能够提交申请以颁发**环境条件决定**（简称：DoSU），该决定是后续获取核设施建设许可过程中必不可少的环节。环境条件决定书适用于可能对环境产生重大影响的项目，以及可能对环境产生重大影响的项目。其颁发规则由2008年10月3日颁布的法律规定。

关于环境信息公开、环境保护、公众参与环境保护及环境影响评估的法律（公报2024.1112）。环境影响评估旨在确保拟建项目对环境的影响最小化。如果投资项目可能对环境产生重大影响，在作出环境条件决定之前，将进行环境影响评估。评估依据是申请人编制的环境影响报告。该报告呈现投资项目对环境的影响数据，涵盖施工方法和运营阶段，并考虑噪音、排放及对居民的影响等因素。

对于属于第三类地质工程类别的能源设施（如核电站），还需编制**地质工程文件**（简称DGI），该文件将作为技术设计的一部分附于建筑设计方案中。编制DGI的必要性源于2011年6月9日颁布的《地质与采矿法》（法律公报2024年第1290条）及其配套法规，包括环境部长于

2016年11月18日关于水文地质文件和工程地质文件的条例（官方公报2016年第2033号）以及交通、建设与海洋经济部部长2012年4月25日关于确定建筑物地基地质条件的条例（2012年法律公报第463号）。

地质工程文件（DGI）应独立于地质技术意见书、地基勘察文件及地质技术设计书的编制义务之外。根据《地质与采矿法》规定，DGI需经主管机关批准。该流程始于地质工程设计书的编制，该文件是经协商并以行政决定形式批准。

批准后，在提交现场施工意向书后，将实施计划中的地质工作（最早在批准后两周内）、实验室研究以及编制地质调查报告所需的分析。完成文件编制后，应提交批准申请。该事项的决定由县长（在县地质学家的协助下）或省长（在省地质学家的协助下）作出。

投资流程的下一步是获得由当地省长签发的**核能设施建设选址决定**。根据《特别法》第15条第6款，在缺乏现行《地方空间规划》的情况下，该决定可替代标准程序（针对非核能投资）中要求的建设条件决定。投资选址决定赋予使用项目实施所需土地的权利。该决定包括项目涉及的房地产标识、保护第三方利益的要求以及项目实施条件，如技术、环境、保护和消防要求。申请该决定时，必须附上《特别法》第5条所指其他机构的多项意见。

核能设施投资选址决定的必要条件是事先获得环境条件决定。值得注意的是，该决定可由投资者在核能设施投资选址决定的审批程序中提交。

除基本决定和选址决定外，投资者还应获得**从事涉及核设施建造的风险活动许可**（以下简称核设施建造许可）。获得核设施建造许可的条件之一是满足核安全、辐射防护、实物保护和核材料安全方面的要求。此外，投资者必须确保有足够的资金来完成建设并维持核设施的安全（《原子能法》第38g条第1款）。该许可由原子能管理局局长在提交申请及所需文件之日起24个月内颁发。申请应包括初步安全报告、选址报告、核设施和核材料物理保护系统设计、环境条件决定、欧盟委员会根据《建立欧洲原子能共同体条约》第43条出具的意见，以及2021年8月30日部长理事会关于申请从事涉及电离辐射活动许可或申报从事此类活动所需文件的条例（Journal of Laws 2021.1667）中规定的其他文件。申请还应附上**水法许可和申报**，如果需要的话（2017年7月20日《水法》第388条第5款，公报2024.1087）。

PAA主席在收到核设施建造许可申请后，通过在公共信息公报上公布申请内容及简要安全报告，使公众能够参与该程序。所有相关方可提出意见和建议，并参与行政听证会（《原子能法》第39d条）。

根据《原子能法》第39e条，在审议许可申请期间，原子能管理局局长有权对申请所涉活动计划实施区域进行检查。

为此，可委托授权实验室和专家组织提供服务，并要求进行研究或鉴定，以核实是否符合核安全和辐射防护条件。

根据《原子能法》第39f条规定，在颁发许可前，原子能管理局局长应向核安全与辐射防护委员会提交申请，请求就许可草案发表意见。获得该意见后，草案将转交申请人，申请人有一个月时间提出意见。在审议这些意见后，原子能管理局局长将就核设施建设许可作出决定。该决定连同申请内容和简要安全报告将予以公布。

核设施建设许可证规定了许可范围内活动的实施条件，包括设计要求、组织单位在核设施安全、设备、员工、公众和环境（包括辐射防护）方面的义务、应急计划和程序、核设施管理以及运行限制和条件（《原子能法》第39g条）。

获得核设施建设许可是颁发建筑许可的必要条件。该许可可由投资者在建筑许可审批程序中提交申请。该许可的内容，连同确定投资地点的决定，对签发建筑许可的省长具有约束力（《特别法》第15条第2款）。

核设施建设许可审批流程的最后阶段是提交**建设许可**申请，同时附上建设设计方案及所有必要的正式附件。整个材料将由主管行政机关进行合规性审查。审核流程的第一步是评估申请的完整性（形式审核），根据《建筑法》第33条第6款规定，主管部门有义务在收到申请后14天内完成此项审核。若申请存在形式缺陷，主管部门将要求申请人于指定期限内予以补正。若申请人无法在规定期限内补正，有权申请延长程序期限。在此情况下，行政机关可依据《行政程序法》第64条（公报2024.572）推迟程序。在申请人作出必要修正且行政机关认定申请符合要求后，该机关将通知相关方行政程序已启动。下一步是实质审查，期间将分析申请书及附件的内容。在此阶段，建筑与规划部门亦有权要求申请人修正申请书中的错误，并设定修正期限。申请人可补充文件资料，就所采用的解决方案提供补充说明，或要求主管机关说明其要求的法律依据。在项目修正/说明后，主管机关可作出决定结案。

在获得建筑许可后，将签发施工日志，任命施工经理，准备施工文件，然后可以开始施工，从准备工作开始，然后进入实际施工阶段。

除主要决策描述在本章节，在根据投资范围和复杂性，根据单独规定可能需要其他决策和**相关许可**（例如砍伐树木许可、当投资项目位于国道或省道旁时获取公共道路通行许可等）。此类决定通常作为建筑许可申请的附件提交。

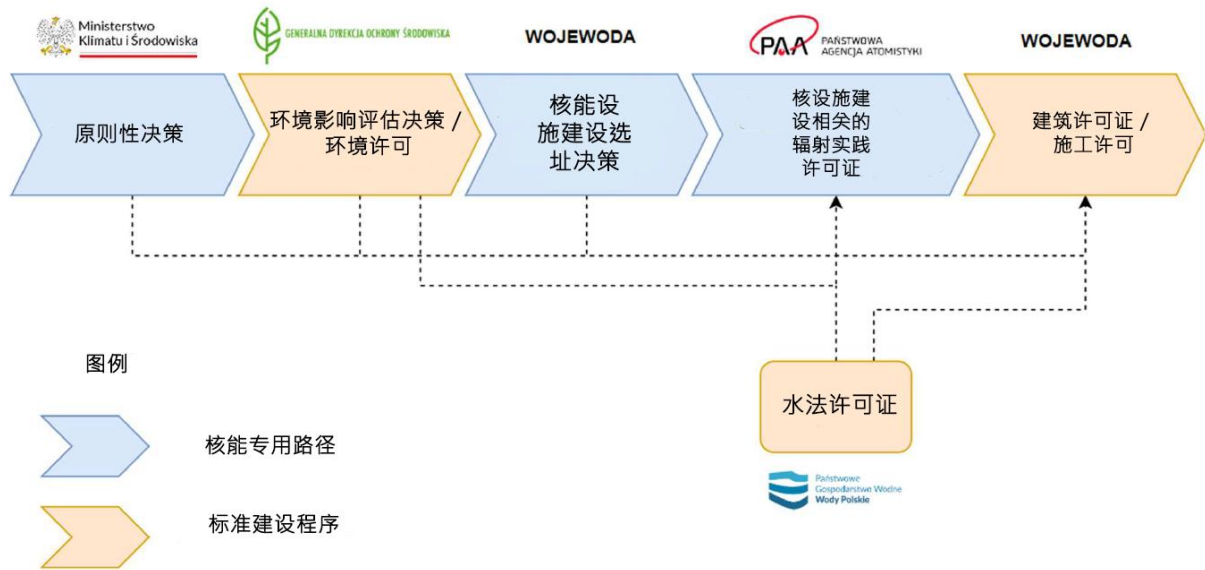


图46 简化流程图：核设施建筑许可的获取流程

## 10.2. 投资过程中法律和立法方面的障碍

在波兰获得核电站建设许可是一个复杂的过程，面临诸多法律障碍。对《原子能法》、《建筑法》和《特别法》的分析表明存在以下障碍：

### 10.2.1. 分散且不精确的法规

核设施建设许可审批流程的相关法规分散于多部法律文件中，这使得法规的解读与执行变得困难。虽然《原子能法》和《特别法》在一定程度上简化了流程，但并未消除所有障碍。此外，现行法规中存在一些表述模糊、留有较大解释空间的条款。

### 10.2.2. 参与审批必要许可和许可的行政机关缺乏经验

在波兰获取核电站建设许可的一个重要障碍是行政机构缺乏经验。迄今为止，波兰尚未实施过此类投资项目，这导致负责项目评估的官员和机构缺乏处理此类项目特殊要求的实践经验。

核电站建设许可的审批流程极为复杂，需综合考量法律、技术、环境及建筑等多重因素。其中，严格遵守核安全与辐射防护法规，以及满足国家技术建筑规范尤为关键。

缺乏此类投资评估的先例经验可能导致决策过程延长及法规解释不明确。此外，行政机构为规避潜在错误可能采取过度谨慎的态度，从而导致额外要求增加及项目实施延误。

### 10.2.3. 核电站建设项目评估的两条独立路径，以及核设施缺乏单独的豁免路径

在波兰法律体系中，核电站的建设需接受两个独立机构的评估：波兰原子能管理局局长和省长。问题在于这两个机构采用不同的评估标准。PAA主席侧重核安全和辐射防护，允许采用基于国外规范和标准的解决方案，前提是这些方案获得国际认证。这种体系在项目审批方面具有一定灵活性，特别是对于基于全球成熟解决方案且可适应波兰国情的“标准厂房”项目。而省长则必须严格遵守波兰的技术和建筑法规。

在实践中，这意味着“标准厂房”项目虽然基于公认的国外标准，但必须符合波兰建筑法的规定。特别法并未豁免遵守国家技术建筑法规的要求，这意味着“标准厂房”项目通常需要修改或获得豁免。在豁免方面，核设施没有单独的程序，因此原子能管理局局长不参与豁免批准流程。结果可能出现以下情况：项目

符合核安全要求，但因不符合当地建筑要求而未获省长批准·或反之亦然·。

#### 10.2.4. 缺乏现有设施的改造路径

在实施核电站建设相关投资的过程中，一个重要的法律障碍是缺乏关于将现有设施、设备或基础设施改造以适应此类项目要求的法规。最初设计和用于其他目的的设施可能不符合核电站运行所需的技术和形式标准。

现行法规未规定专门的程序路径，允许将现有建筑物、设施或基础设施改造和适应，使其符合核能设施建设方面的辐射防护和核安全要求。此外，也缺乏指导方针来规定此类改造所需提交的技术文件的范围和类型，以证明符合核安全要求。

#### 10.2.5. 建议：

- 制定并实施详细的法律法规，使最初为其他用途设计的设施能够按照核电站的要求进行改造。
- 制定详细指南，规定改造后的设施必须满足的技术标准，才能被纳入核电站基础设施使用范围。这些指南还应包括证明符合安全标准所需的技术文件的类型和范围。
- 引入一项程序，用于评估改造后的设施是否符合技术要求以及辐射防护和核安全要求。该过程可由监管机构（如国家原子能机构）负责实施。

## 11. 投资项目时间表

我们假设科津尼采的项目将于2026年启动，持续至2046年，总计二十年。

第一阶段是研究与分析阶段，将于2026年启动可行性研究。次年，即2027年，投资者计划就投资实施作出决定，这将为启动复杂且耗时的行政和环境审批流程铺平道路。该阶段将持续至2032年，包括准备环境影响评估文件、基本决策文件和选址文件。

自2032年起进入许可获取阶段。准备工作许可将于同年颁发，而施工设计则在2033至2034年间完成。同期还将开展与建筑许可审批相关的程序。该阶段计划于2034年正式结束，届时即可进入施工阶段。

设计和交付阶段将于2034年启动。在此期间，将进行两个机组的设计和部件采购工作。第一机组的设计和采购周期为2034至2042年，第二机组为2035至2043年，两机组之间存在一年时间差。这些流程与其他活动并行开展，从而更有效地管理投资时间。第一机组的订购和交付将在2036至2042年间进行，第二机组则在2037至2043年间进行。

自2033年起，投资区域内的准备工作已全面展开。首台机组的建设将于2034年启动，第二台机组则于次年动工。每台机组的建设周期为八年。第一机组将于2042年竣工，第二机组则于2043年完工。标志着反应堆建设正式启动的首次核混凝土浇筑，分别定于2035年和2036年进行。

建设完成后进入测试和调试阶段。第一机组的测试计划于2041至2043年进行，调试期为2042至2044年。2044年计划获得运营许可。第二台机组的测试将在2042-2044年进行，调试期为2043-2045年。该机组的运营许可将于2045年颁发，整个项目将于2046年完成。

该时间表考虑了现有燃煤机组将于2032年退役的情况。

整个进度计划的结构基于多项活动（包括技术活动和正式活动）的并行开展。该项目具有高度复杂性，尤其体现在建造两个独立但相互关联的核反应堆单元。采用长期规划，使设计、供应和施工阶段相互重叠，体现了缩短整体实施周期的战略性思路。同时，如此安排的时间表要求在资源和风险管理方面具备高度的协调性和灵活性。

该项目与其他核能项目一样，必须满足安全、施工质量以及严格法规合规性方面的特殊要求。考虑到上述因素，科津尼采项目的进度安排虽然要求极高，但仍然切实可行，为波兰能源系统的长期转型奠定了基础。

## 12. SWOT分析

表30 SWOT分析

	积极因素	消极因素
内部	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 提高能源安全</li> <li>• 将发电能力恢复到与目前相似的水平（约2200兆瓦）</li> <li>• 能够利用当地人力资源和本地企业</li> <li>• 降低电力生产源的排放强度，相对于燃煤机组而言</li> </ul>	<p><b>弱点</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 现有技术基础设施利用率较低</li> <li>• 必须腾出现有200和500兆瓦机组及其外部设施的全部用地</li> <li>• 投资计划需配合燃煤机组的关闭时间</li> <li>• 与其他技术相比投资成本较高</li> </ul>
外部	<p><b>机遇</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 根据“煤炭转核能”理念，实现波兰能源脱碳计划</li> <li>• 地方发展——电厂留在科津尼采</li> <li>• 保留/增加就业岗位，减少对维斯瓦河当地水环境的不利影响，这可能转化为与环保组织更紧密的合作</li> </ul>	<p><b>风险</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 在原燃煤电厂旧址建造核反应堆</li> <li>• 融资——融资安排困难</li> <li>• 将法规调整为煤炭转核电的方针</li> <li>• 核能投资在同一时期内叠加</li> </ul>