

火力发电固定资产投资项目节能评估 报告书编制指南

(征求意见稿)

国家节能中心
二〇一三年五月

编制说明

(1) 本指南适用于燃煤火力发电固定资产投资项目（主要包括凝汽式发电项目、低热值燃料综合利用发电项目、带一定热负荷的发电项目等）的节能评估工作。燃用其它燃料的发电项目、热电联产项目的节能评估工作可参考进行。

(2) 本指南引用了下列文件中的条款。凡是不注日期的引用文件，其有效版本适用于本指南。凡是注日期的引用文件，其随后所有的修改单或修订版均不适用于本指南。

GB/T 2589 综合能耗计算通则

GB 21258 常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额

GB/T 21369 火力发电企业能源计量器具配备和管理要求

GB/T 23331 能源管理体系 要求

GB/T 28749 企业能量平衡网络图绘制方法

GB/T 28751 企业能量平衡表编制方法

GB 50660 大中型火力发电厂设计规范

DL/T 5032 火力发电厂总图运输设计规程

DL/T 5153 火力发电厂厂用电设计技术规定

报告编写推荐目录

项目摘要表

前言

1 评估依据

1.1 评估范围

1.2 评估内容

1.3 评估依据

2 项目概况

2.1 项目建设单位概况

2.2 现有工程简况及其能效水平（如有）

2.3 项目基本情况

2.4 项目用能情况

3 项目建设方案节能评估

3.1 产业政策、节能政策符合性评估

3.2 项目选址、总平面布置节能评估

3.3 主要用能系统工艺流程、技术方案节能评估

3.4 辅助和附属生产系统工艺流程、技术方案节能评估

3.5 耗能设备节能评估

4 项目节能措施效果评估

4.1 能评前节能技术措施分析评估

4.2 能评阶段节能技术措施评估

4.3 节能管理措施分析评估

4.4 节能措施效果汇总

5 项目能源利用状况核算及能效评估

5.1 能评前项目能源利用情况

5.2 能评后项目能源利用情况

6 项目能源消费影响评估

6.1 项目所在地能源供应及消费情况

6.2 项目对所在地能源供应的影响

6.3 项目对所在地能源消费增量及完成节能目标的影响

7 存在的问题及建议

8 结论

附件

火力发电固定资产投资项目节能评估报告编制指南

项目摘要表

（1）项目摘要表中需明确项目进展情况。应说明项目处于设计、建设的哪一阶段，如可行性研究阶段、初步设计阶段、施工安装阶段、设备调试阶段等。

（2）项目年综合能源消费总量、能效指标，以及对所在地能源消费的影响等，按能评阶段的数据填写。

（3）发电煤耗、供电煤耗的新建项目准入值，选择 GB 21258 或《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》（发改能源〔2004〕864 号文件）规定的相关限值；按煤电一体化方式建设项目采用坑口电站新建准入值。

水耗指标新建准入值，选用 GB 50660 规定的设计限值。

发电煤耗、供电煤耗、厂用电率的国内先进值，采用**国家节能中心发布的同类项目设计平均值**。

（4）项目设计提出的主要节能措施，以及节能方面存在的主要问题等，应与项目进展相对应，避免与项目所处设计、建设阶段相脱节。

项目摘要表

项目概况	项目名称						
	项目建设单位		联系人电话				
	节能评估单位		联系人电话				
	项目建设地点		所属行业				
	项目性质	<input type="checkbox"/> 新建 <input type="checkbox"/> 改建 <input type="checkbox"/> 扩建		项目总投资			
	投资管理类别	<input type="checkbox"/> 审批 <input type="checkbox"/> 核准 <input type="checkbox"/> 备案					
	建设规模和主要内容						
	项目进展情况						
能源种类		计量单位	实物量	折标煤系数		折标煤量 (10 ⁴ tce/a)	
				等价值	当量值	等价值	当量值
输入能源	燃煤	10 ⁴ t/a					
	柴油	t/a					
	...						
输出能源	电力	10 ⁴ kWh/a					
	...						
项目年综合能源消费量 (10 ⁴ tce/a)							
项目能效指标比较	项目指标名称	项目指标值	新建准入值	国内先进水平	对比结果 (国内一般、国内先进)		
	发电煤耗 (gce/kWh)						
	供电煤耗 (gce/kWh)						
	厂用电率 (%)						
	水耗指标 (m ³ /s.GW)						
	...						
对所在地能源消费影响	对所在地能源消费增量的影响						
	对所在地完成节能目标的影响						
能评前项目采用的主要节能措施及其效果:							
能评前节能方面存在的主要问题:							
能评提出的主要措施及其效果:							

前言

简要叙述项目的性质、规模、建设必要性；说明主体设计单位、前期工作开展情况，以及项目建设阶段；说明能评委托单位、评估单位，以及评估工作开展情况；简要说明评估遵循的原则、评估目的等。

1 评估依据

1.1 评估范围和内容

（1）评估范围应以项目投资建设范围为准，保证评估范围的完整性。

项目依托现有工程的，应将公用系统也纳入到评估范围之内。

（2）节能评估内容应包括如下方面：分析评估项目能源利用种类及其构成的合理性；分析评估项目工艺流程、技术方案选择的合理性；确定主要耗能设备的能效指标，并分析设备选型的合理性；计算项目发电煤耗、供电煤耗、厂用电率、水耗指标等，并分析其先进性；针对项目设计在节能方面存在的问题或不足，提出补充节能措施，并评估其节能效果和经济效益；计算节能评估前、后的项目综合能源消费量，并评估项目建设对所在地能源消费的影响。

1.2 评估依据

应结合评估项目特点，选取与项目密切相关的法律、法规、部门规章、政府规范性文件、标准（含国家标准和行业标准），以及项目工程资料作为评估依据。

（1）评估依据应分类列出，应包括：法律、法规、部门规章；政府规范性文件；标准；工程资料等。

（2）评估依据应采用最新版本。

（3）法律、法规、部门规章、政府规范性文件等，应提供发布

年代、文号；标准应提供标准的准确名称及标准号、日期。

（4）按当前设计、建设阶段列出项目主要设计文件及其审查会议纪要。项目技术资料应提供详细的资料名称、编制单位和完成时间。

2 项目概况介绍

2.1 项目建设单位概况

（1）简要介绍项目建设单位名称、性质、成立时间、注册资金、经营范围，以及截止上一年度的公司全资、控股、参股电厂的装机容量，以及公司资产总额、资产负债率等。

（2）项目投资建设单位和项目经营单位分离的，还需简要介绍项目经营单位名称、性质、成立时间、注册资金、各方投资比例、经营范围、截止上一年底的公司资产总额、资产负债率，以及法定代表人、联系人及联系方式等。

2.2 现有工程简况及其能效水平（如有）

改、扩建项目，需对现有工程基本情况进行说明，并对其能效水平进行简要分析。

（1）应分期介绍现有工程机组类型、装机容量、主机型式、型号、参数等级、主机冷却方式，以及主要辅机设备的型式、型号、功率等；现有工程尚未建成的，应按当前的设计、建设阶段情况进行说明。

（2）按机组提供现有工程的发电煤耗、供电煤耗（供热项目还应包括供热煤耗等）、厂用电率、水耗指标等主要能效指标，以及设备年利用小时、平均负荷率等，并与电力行业协会发布的最近一年同类项目能效指标进行对标，分析其能效水平。

2.3 项目基本情况

主要包括项目建设条件、建设方案、发供电量（供热项目还应包括供热量）、燃料来源及品质、项目进度计划、主要技术经济指标。

（1）列表概要介绍项目基本构成，应包括建设规模、主辅系统、配套工程。

（2）项目建设条件需介绍厂址地理位置、厂址条件（包括地形地貌、地质条件、水文条件、气象条件、交通运输等）；水源；燃料种类、来源。

水源介绍，应说明供水水源的种类、设计分界线、协议（或批复）供水量。

燃煤来源介绍，应指出每个燃煤供应矿的名称、规模，以及协议供煤量等。

（3）项目建设方案主要内容应包括项目总体规划（含厂区外部规划、厂区规划及总平面布置）、装机方案、热力系统、燃烧制粉系统、电气系统、运煤系统、除灰渣系统、电厂化学、热工控制及自动化、主厂房布置、供排水系统及冷却设施、采暖通风和空气调节、烟气脱硫及脱硝系统等。

以“上大压小”方式建设的项目，应说明拟关停（或已关停）小机组所在发电厂的名称、小机组的单机容量及台数、建成投产时间、计划关停时间（或已关停时间）。

（4）带一定热负荷的发电项目（以下简称“供热项目”），需介绍热负荷（含采暖供热、工业供汽）、供热范围、供热方式等。如有“供热替代”，还需提供替代小锅炉房的名称、供热设备规模、数量，以及尖峰锅炉房的名称、供热设备规模、数量。

（5）说明项目与现有工程的能源利用关联性，明确需要依托的

公用系统。

(6) 应说明项目建设进展情况，以及项目建设计划、轮廓进度安排。

(7) 列表提供对应于项目当前设计、建设阶段的主要技术经济指标，具体内容应包括：装机容量、投资、占地、经济指标、收益等。

2.4 项目用能情况

应明确项目用能系统的边界、项目输入和输出能源的标准煤折算系数；汇总项目能源消费种类、数量及能源消费结构。

(1) 应明确项目用能系统的边界。项目与现有工程公用部分所消耗能源应包括在项目用能系统边界范围之内。计算项目能效指标（如发电煤耗、供电煤耗、厂用电率）时，公用部分所消耗的能源量需按容量进行分割，按比例分摊，但不计入项目综合能源消费量。

(2) 应提供燃料品质分析资料。煤质分析资料应为有相应资质单位出具的化验结果，要求分析化验项目完整。煤质分析资料需要由建设单位出文确认。

(3) 指出项目输入、输出能源的标准煤折算系数。各种能源的标准煤折算系数，原则上根据其低位热值和标准煤热值的比值确定。按照电力行业惯例，标准煤热值取 29271 kJ/kgce。

如果不掌握所消费能源种类的低位热值，标准煤折算系数可取 GB/T 2589 推荐的数值。GB/T 2589 未收录的能源种类，应根据其成分含量计算出低位热值，然后再计算其标准煤折算系数。

工质水的标准煤折算系数，一般取 GB/T 2589 推荐的数值。如果水源为相邻项目海水淡化系统出水时，其标准煤折算系数应取单位产水量的标准煤耗，项目海水淡化系统对外供水时，也按上述原则执行。

项目所生产电力的标准煤等价值换算系数，应取项目发电煤耗。

从电网所购电力的标准煤等价值换算系数，取上一年度全国平均供电煤耗。按照电力行业惯例，电力的当量值标准煤换算系数统一取 0.123 kgce/kWh。

（4）提供项目当前设计、建设阶段的能源消费种类、数量。燃煤消费量需提供实际入炉煤量；锅炉点火助燃用柴油量可类比同类机组确定。厂内辅助机械消耗的柴油量应计算确定，需提供计算依据；项目消费其它种类能源时，应提供所消费能源的名称、消费量等，并说明计算（或确定）依据。

3 项目建设方案节能评估

3.1 产业政策、节能政策相符性评估

根据项目特点，依据国家或项目所在地产业结构调整指导目录、节能规划、节能技术政策，以及淘汰高耗能落后设备（产品）目录等规范性文件，评估项目建设与产业政策、节能政策的相符性。

3.2 项目选址、总平面布置节能评估

（1）依据项目所在地城乡总体规划、专项规划（如循环经济规划、产业规划、供热规划等）、工业园区规划等，评估项目选址是否符合规划要求；评估项目选址是否有助于与周边企业形成循环经济链条，或者可否发展和强化循环经济产业链。

新建项目必须进行厂址比选，通过综合比较不同厂址方案的供煤、供水、生产辅助材料供应、占地、土石方量等，以及电力、热力等产品输出条件，评估推荐厂址能否使燃料供应、供水、辅助材料输入及产品输出的能源消耗得到合理优化，针对存在的问题提出进一步优化意见。

原址改、扩建项目，要从项目与现有工程之间有无建立依托关系

的条件、依托现有设施对项目节能的影响等方面入手分析评估项目选址的合理性，针对存在的问题提出优化意见。

(2)应依据 GB50660、DL/T5032 等涉及厂区总平面规划布置(包括竖向布置)标准的有关规定，分析判断厂区规划布置功能分区是否明确、生产流程是否合理、运输线路是否短捷、物流组织是否顺畅、是否作到公辅设施靠近主要负荷中心布置、是否合理利用场地高差减少生产过程中的能源消耗等。

综合比较不同总平面布置方案，分析评估推荐方案能否使能源消耗得到合理优化、是否有助于提高生产效率、减少能源消耗。针对存在的问题提出进一步优化意见。

3.3 主要用能系统工艺流程、技术方案节能评估

(1) 应依据国家及地方产业政策、节能政策、环保政策、行业准入条件、国内电站设备制造能力，以及其它相关因素，分析评估机组选型的合理性和先进性。

(2) 在阐述项目热力系统（至少应包括主蒸汽、再热蒸汽和旁路系统、给水系统、凝结水系统等）、燃烧制粉系统（至少应包括制粉系统、烟风系统）、运煤系统等主要用能系统拟选生产流程、技术方案的节能特点基础上，从节能角度分析项目主要用能系统工艺流程、技术方案选择的合理性和先进性，指出存在的问题或差距。

(3) 采用节能新工艺、新技术时，应系统介绍其基本原理和节能特点，定量评估新工艺、新技术的节能效果。

3.4 辅助和附属生产系统工艺流程、技术方案节能评估

(1) 在阐述项目电气系统、除灰渣系统、化学水处理系统、热工控制及自动化、供排水系统及冷却方式（包括主机冷却系统、给水

泵汽机冷却系统、辅机冷却系统等）、采暖通风和空气调节、烟气脱硫及脱硝等辅助和附属生产系统拟选生产流程、技术方案的节能特点基础上，从节能角度分析辅助和附属生产系统工艺流程、技术方案选择的合理性和先进性，指出存在的问题或差距。

（2）采用节能新工艺、新技术时，应系统介绍其基本原理和节能特点，定量评估新工艺、新技术的节能效果。

3.5 耗能设备节能评估

主要耗能设备的能源利用效率、耗能指标、能效水平与国内同类设备的先进水平、能效标准进行比较，判断拟选设备在节能方面的先进性，指出存在的问题或差距。

（1）在对项目机组选型、生产工艺和技术方案的节能性能进行系统评估的基础上，选择对项目节能影响较大的关键设备（如锅炉、汽轮机、发电机），以及具有代表性的辅机设备（如风机、水泵、变压器、空压机等通用设备），评述其节能特性、能源利用效率、耗能指标、能效水平，通过与国内同类设备的先进水平、能效标准等进行比较，评估其在节能方面的先进性，指出存在的问题或差距。

主要通用设备风机（至少包括一次风机、送风机、引风机、增压风机等）、水泵（至少包括给水泵、凝结水泵、循环水泵等）、空压机等的能效对标，需提供设备主要技术参数及保证效率，并与国家标准规定的能效限值进行对标，判断其能效水平。评估上述设备能效水平时，应提供能效标准限值确定的依据或详细计算过程；主要变压器（包括主变压器、从电网受电的高压厂用变压器、启动/备用变压器、主要低压配电变压器等）进行能效对标时，应提供空载损耗和负载损耗，并对照国家标准判断其能效水平。主要耗能设备的能效水平原则上必须达到国家 1 级能效或节能评价价值，建议选用《节能产品惠民工程推

广目录》推荐的产品。

计算磨煤机、一次风机、送风机、引风机、增压风机、给水泵、凝结水泵、循环水泵等主要耗电设备的耗电率，并与电力行业协会发布的最近一年同类设备耗电率指标进行对标，判断拟选设备在节能方面的先进性，指出存在的问题或差距。

(2) 在分析评估关键设备、代表性通用设备节能特性基础上，列表评估项目主要耗能设备选择的先进性或能效水平。有能效标准的设备，应指出所选设备的能效水平；暂无能效标准的设备，应选择国内同类设备的先进指标进行对标，判断其在节能方面的先进性，指出存在的问题或差距。

4 项目节能措施效果评估

4.1 能评前节能技术措施分析评估

以项目当前工作阶段的设计资料为基础介绍设计提出的主要节能措施，着重分析评估机组选型节能措施、工艺流程和技术方案选择节能措施、设备选型节能措施、材料选择节能措施、建筑节能措施等，同时还应分析项目节水措施。

4.2 能评阶段节能技术措施评估

根据对项目选址、总平面布置、生产流程、技术方案以及设备选型等进行系统评估基础上，针对项目设计在节能方面存在的问题或不足，遵循“技术上可行、经济上合理”的原则提出能评阶段的补充节能措施，并分析其节能效果和经济性。

(1) 针对项目设计中存在的问题或不足，提出具有实操性，且有量化实现目标的补充节能措施，并指出为达到该目标所要采取的具体可信措施或途径。

（2）定量评估能评阶段所提主要节能措施的节能效果。定量计算节能措施实施后的项目能效指标变化，以及节能量。提出的补充节能措施多于一项时，应逐项评估其节能效果，定量计算各项节能措施全部落实后项目能效指标的变化，以及节能量。

（3）降低厂用电率措施效果的评估，应列表对比所优化耗电设备能评前后的额定功率、运行数量、换算系数、计算负荷、耗电量，并计算优化后厂用电率的降低水平和节电量。说明能评前所优化耗电设备额定功率偏高的原因，并指出降低额定功率的具体措施或途径。

（4）应定量计算采取能评阶段所提补充节能措施后的经济效益。

如果能评阶段所提补充节能措施涉及增加设备或设施时，则应提供其初步投资估算，结合措施实施后的节能效益测算投资回收期，分析评估其经济性。补充节能措施的单位节能量投资应合理，应有合理的投资回收期。

4.3 节能管理措施分析评估

按照《节约能源法》、GB/T23331、GB/T15587、GB/T 21369 等法律、标准的要求评估项目节能管理措施。评估内容应包括节能管理机构、人员，以及计量器具等。

新建项目和改、扩建项目节能管理措施的评估侧重点应有所不同。

（1）新建项目应侧重从节能管理机构的设置、节能管理网络、制度、标准的建立、专兼职人员的配备，以及节能器具配置等方面进行评估，使项目节能管理制度满足国家现行法律、标准的要求。

能源计量器具的配备率不应低于 GB/T 21369 的要求。应结合项目特点列表提供应配备的主要能源计量器具，说明其测量范围和误差等级。

(2) 改、扩建项目，应首先分析评估项目建设单位（或项目经营单位）已设置节能管理机构，现有节能管理网络、制度、标准等是否符合国家相关法律、标准要求。针对节能管理措施中存在的问题或不足，结合项目特点提出完善意见。

改、扩建项目能源计量器具的配置和管理要求同第（1）款。

4.4 节能措施效果汇总

应列表汇总能评阶段提出节能技术措施的效果。

(1) 能评阶段提出各项补充节能技术措施的节能量及其经济效益。

(2) 能评阶段提出补充节能技术措施全部落实后的项目节能量及经济效益。

5 项目能源利用状况核算及能效评估

5.1 能评前项目能源利用情况

5.1.1 项目能效指标核算

以项目当前设计、建设阶段的主机参数、厂用电率等数据为基础计算项目主要能效指标，并与相关规定，以及国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行对标分析。

(1) 应计算能评前的项目发电煤耗。计算时，需提供锅炉保证效率、汽轮机 THA 工况热耗率等基本参数。发电煤耗采用本指南附录 A 中指定的公式计算，并提供具体计算过程。

发电煤耗需要与国家相关规定，以及国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行对标，分析项目设计发电煤耗的合理性和先进性。

(2) 应估算项目厂用电率。厂用电率估算统一采用 DL/T 5153

推荐的换算系数法，换算系数按照 DL/T 5153 附录 A3 的原则和附录 G1 的规定取值，不得任意调整或修正。厂用电率按本指南附录 B 指定的公式和相关要求进行估算。估算时，应列表提供项目主要生产系统、辅助和附属生产系统厂用电计算负荷的详细确定过程，表中应提供每个参与计算耗电设备的额定功率、运行数量、换算系数及计算负荷。

厂用电率需要与国家节能中心发布的同类项目设计平均值进行比较，评估项目设计厂用电率的合理性。

（3）应计算能评前的项目供电煤耗。计算时，需提供能评前的发电煤耗、厂用电率等基本参数。供电煤耗采用本指南附录 A 指定的公式计算，并提供具体计算过程。

供电煤耗需要与国家标准、国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行比较，分析项目设计供电煤耗的合理性和先进性。

（4）应计算项目发电热效率，计算时应提供锅炉效率、汽轮机热耗率、管道效率等。管道效率按 GB50660 的规定取 99%。

（5）供热项目应计算额定供热工况的发电煤耗、供电煤耗、供热煤耗，同时计算汽轮机按 THA 工况运行时的发电煤耗和供电煤耗。计算时，需提供锅炉效率、不同供热期额定供热工况和 THA 工况的汽轮机热耗率、热网首站换热效率、厂用电率等基本参数。发电煤耗、供电煤耗、供热煤耗采用附录 A 指定的公式进行计算。

供热项目需要估算不同供热期的发电厂用电率、供热厂用电率以及年平均发电厂用电率、年平均供热厂用电率、综合厂用电率等。厂用电率估算也按第（2）款的规定执行，核算时需提供用于热网的厂用电计算负荷、供热用热量与总耗热量的比值等，并有具体计算过程。

供热项目还要核算项目总热效率、年平均热电比、采暖期热电比，

核算时执行《关于印发〈关于发展热电联产的规定〉的通知》（国家发展和改革委员会等四部委 急计基础〔2000〕1268号文件）的规定，采用本指南附录 C 指定的公式进行计算。

5.1.2 项目能源消费量核算

以当前设计、建设阶段的资料为基础核算项目输入、输出能源量以及项目综合能源消费量，核算时需提供详细的核算过程和核算所用数据的取值依据、出处。

（1）应核算项目年总发电量、自用电量 and 年供电量。核算时，需提供核算所依据的基本数据。

（2）应核算输入系统的各种能源的标准煤量。

核算出项目标准煤消费量后，根据设计煤种的标准煤换算系数核算出设计煤种的实物量。

（3）在明确项目输入、输出能源种类及数量基础上，核算项目等价值综合能源消费量和当量值综合能源消费量。

（4）供热项目能源利用情况的核算应包括如下内容：

核算供热项目年总发电量、自用电量和年总供电量；核算不同供热期的供热量、各种能源的消费量。

核算时，应详细提供确定各项数据的依据。

5.2 能评后项目能源利用情况

5.2.1 能评后项目能效指标核算

以能评后主机参数、厂用电率等数据为基础计算项目主要能效指标，并与相关规定，以及国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行对标分析。

（1）应核算能评后的项目发电煤耗。计算时，需提供能评后锅

炉保证效率、汽轮机 THA 工况热耗率等基本参数。发电煤耗采用本指南附录 A 中指定的公式计算，并提供具体计算过程。

能评后的发电煤耗需要与国家相关规定，以及国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行对标。能评后发电煤耗必须满足国家准入限值要求，原则上也应低于同类项目的设计平均值。能评后发电煤耗高于同类项目设计平均值的项目，应分析发电煤耗数据的合理性及数值偏高的客观原因。

（2）应结合能评阶段提出的降低厂用电率措施，估算能评后的项目厂用电率。厂用电率估算要求同 5.1 条 5.1.1 款第（2）项。

能评后的厂用电率也要与国家节能中心发布的同类项目设计平均值进行比较，评估厂用电率的合理性。

（3）应计算能评后的项目供电煤耗。计算时，需提供能评后的发电煤耗、厂用电率等基本参数。供电煤耗采用本指南附录 A 指定的公式计算，并提供具体计算过程。

供电煤耗也需要与国家标准、国家节能中心发布的同类项目设计平均值等进行对标分析。能评后的供电煤耗必须满足国家准入限值要求，原则上也应低于同类项目的设计平均值。能评后供电煤耗高于同类项目设计平均值的项目，应分析发电煤耗数据的合理性及数值偏高的客观原因。

（4）应计算能评后的项目发电热效率，计算时应提供锅炉效率、汽轮机热耗率、管道效率等。管道效率按 GB50660 的规定取 99%。

（5）供热项目能评后能效指标的核算内容、核算要求等同 5.1 条 5.1.1 款第（5）项。

5.2.2 能评项目能源消费量核算

应核算能评阶段所提主要节能措施实施后的项目输入、输出能源

量和综合能源消费量。核算时，应提供详细的核算过程和核算所用数据取值的依据、出处。

（1）应核算项目年总发电量、自用电量 and 年供电量。核算时，需提供核算所依据的基本数据。

（2）应核算能评阶段所提主要节能措施实施后输入系统的各种能源标准煤量。

核算出项目标准煤消费量后，根据设计煤种的标准煤换算系数核算出设计煤种的实物量。

（3）在明确项目输入、输出能源种类及数量基础上，核算采取能评阶段所提主要节能措施后的项目等价值综合能源消费量和当量值综合能源消费量。

（4）供热项目采取能评阶段所提主要节能措施后的能源利用情况的核算要求，同第 5.1 条 5.1.2 款第（4）项。

（5）应编制项目能量平衡表，绘制能源网络图。项目能量平衡表的编制、能源网络图的绘制应符合 GB/T28751、GB/T28749 的规定，同时应体现能量在电厂锅炉、汽轮发电机组两个核心环节中的转化和损失情况。

5.2.3 估算运行能源利用情况

为便于与国内已投产同类项目实际运行指标进行对标，除核算项目设计能效指标外，非供热项目还应核算考虑变工况运行情况的估算运行指标。

（1）核算估算运行指标时，应提供项目 100%、75%、50% 负荷工况的锅炉效率、汽轮机热耗率等数据。管道效率、厂内损失、设备利用小时数、运行小时数，以及不同负荷工况的时间分配等按国家节能中心的相关规定选取，计算方法详见本指南的附录 D。

(2) 核算估算运行发电煤耗、供电煤耗、全厂热效率等主要能效指标。

项目估算运行供电煤耗需要与电力行业协会发布的最近一年同类项目实际运行供电煤耗进行比较，以达到前 5% 作为领先水平，前 20% 为先进水平，前 40% 为优良水平，高于 100% 平均值为落后水平，其余为一般水平（相关判别标准见附录 E）。

(3) 根据对应于估算运行的项目输入、输出能源种类及数量，核算项目估算运行等价值综合能源消费量和当量值综合能源消费量。

6 项目对当地能源消费的影响评估

6.1 项目所在地能源供应及消费情况

收集、整理项目所在地省级、地区级行政区近年国民经济统计及相关资料，说明项目所在地各种能源（包括煤炭、电力、柴油等）的来源、供应情况，以及全社会能源消费状况。

6.2 项目对当地能源供应的影响

(1) 应结合项目所在地省级、地区级行政区近年所消费各种能源（包括煤炭、电力、柴油等）的来源、供应情况，以及项目输出能源的去向等，分析判断项目建设对当地能源供应可能带来的影响。

(2) 应根据燃煤供应地或供应矿区的资源条件（蕴藏量、赋存状态）、开发利用现状（开发程度、设计年产量）及发展规划，结合建设单位与燃煤供应、承运等单位签订的协议（或合同），分析评估项目燃煤供应条件是否具备，燃煤供应是否落实和合理。

燃油及其它能源的供应，应结合市场供应条件或供应方的生产状况，分析评估其供应的可靠性和稳定性。

结合项目所在地供电网络结构、电力的生产和消费状况，分析评

估项目启动/备用电源选择的合理性和可靠性。

6.3 项目对所在地能源消费影响增量及完成节能目标的影响

(1) 根据项目所在地省级、地区级行政区域“五年计划”基准年的 GDP 和 GDP 能耗、GDP 的五年发展目标、GDP 能耗的五年累计下降目标核算出省级、地区级行政区域“五年计划”期的能源消费增量和“五年计划”末年的 GDP 能耗等。

省级行政区域的 GDP 和 GDP 能耗应以国家统计局发布的数据为准，地区级行政区域的 GDP 和 GDP 能耗应以各省统计部门发布的数据为准；GDP 的五年发展目标应采用当地政府主管部门正式发布的数据，GDP 能耗的五年累计下降目标，则应根据国务院、各省政府下达的目标值。

(2) 分别估算项目能评后工业增加值和估算运行工业增加值，并确定项目等价值工业增加值能耗和当量值工业增加值能耗。应提供项目工业增加值计算所依据数据的来源，以及计算过程。

项目工业增加值能耗需要与所在地省级、地区级行政区域“五年计划”末年的 GDP 能耗进行比较，分析其合理性。

(3) 计算项目能评后综合能源消费量、估算运行综合能源消费量占所在地“五年计划”期能源消费增量的比重，以判定项目建设对当地能源利用增量的影响程度；计算项目能评后工业增加值能耗、估算运行工业增加值能耗对所在地“五年计划”末年 GDP 能耗的影响程度。

对所在地能源消费增量的影响进行评估时，应分别计算项目等价值和当量值综合能源消耗量的影响；评估项目工业增加值能耗对所在地 GDP 能耗影响时，也应计算等价值能耗和当量值能耗的影响。影响程度应依据国家节能中心节的相关规定进行判别（见附录 F）。

7 存在的问题及建议

（1）列出通过评估发现，但能评阶段未能解决的项目节能方面存在的问题或不足，提出改进设计、优化工艺流程或技术方案、调整设备选型等方面的合理化建议，为项目后续设计、建设提供参考。

（2）运行管理是火电厂节能减排的重要一环，所以应重视从运行管理角度对拟建项目提出合理化建议。

8 结论

（1）系统总结项目选址与总图布置、工艺流程和技术方案选择、耗能设备选型，以及项目能效水平、综合能源消费量及其对当地能源消费的影响程度等方面的评估结论。

（2）对项目能源利用水平和程度进行综合评估基础上，明确指出项目建设从节能角度考虑是否可行。

9 附件、附图

10.1 需提供的附件

应将同意开展前期工作的函、涉及项目选址和用地、燃料供应、燃料品质、燃料运输、供水、接入系统方面的支持性文件，以及设计审查会议纪要、环评报告书的批复等与节能有关文件作为报告书的附件。

供热项目还应提供与热用户签订的供热协议、项目所在地相关政府部门承诺的取缔供热小锅炉文件等。

10.2 需提供的附图

应将拟建项目厂址规划图、厂区总平面布置图、主厂房布置图、

热平衡图（或原则性热力系统图）、烟风系统图、制粉系统图、水量平衡图等与节能有关的主要图件作为报告书的附图。

供热项目还要提供不同供热期额定供热工况的热平衡图、THA 工况热平衡图、原则性供热首站系统图等。

10.3 其它材料

已投产项目，在送审节能评估报告书时，应随报告书提供每台机组 168 小时满负荷运行试验报告、锅炉热效率试验报告、汽轮机性能考核试验报告等相关资料。

附录 A 机组设计标准煤耗的计算方法

A.1 纯凝汽式机组

A.1.1 纯凝汽式机组的设计发电标准煤耗应按下列公式计算：

发电煤耗 = THA 工况热耗/(29.271×管道效率×锅炉效率)

$$b_{fn} = \frac{q}{29.271 \times \eta_{gl} \times \eta_{gd}}$$

式中： b_{fn} ——纯凝汽式机组的设计发电煤耗，gce/kW.h；

q ——汽轮机组 THA 工况热耗率，kJ/(kW.h)；

η_{gl} ——锅炉保证热效率，%；

η_{gd} ——管道效率，%，一般取 99%。

A.1.2 纯凝汽式机组的设计供电标准煤耗应按下列公式计算：

供电煤耗 = 发电煤耗/(1-厂用电率)

$$b_{gn} = \frac{b_{fn}}{1-e}$$

式中： b_{gn} ——纯凝汽式机组的设计供电煤耗，gce/kW.h；

e ——纯凝汽式机组的厂用电率，%。

A.2 供热式机组

A.2.1 供热式机组在纯凝汽工况运行时的设计发电、供电标准煤耗计算公式同 A.1.1。

A.2.2 供热式机组在额定供热工况运行时的设计发电标准煤耗应按下列公式计算：

额定供热工况发电煤耗 = 额定供热工况热耗/(29.271×管道效率)

×锅炉效率)

$$b_{fr} = \frac{q_c}{29.271 \times \eta_{gl} \times \eta_{gd}}$$

式中： b_{fr} —— 额定供热工况运行时的设计发电煤耗，gce/kW.h；

q_c —— 额定抽汽工况汽轮机热耗率，kJ/(kW.h)；

A.2.3 供热式机组在额定供热工况运行时的设计供电标准煤耗应按下式计算：

供电煤耗 = 发电煤耗/(1-厂用电率)

$$b_{gn} = \frac{b_{fr}}{1 - e_d}$$

式中： b_{gn} —— 额定供热工况运行时的设计供电煤耗，gce/kW.h；

e_d —— 额定供热工况运行时的厂用电率，%。

A.2.4 供热式机组的设计供热标准煤耗应按下式计算：

供热煤耗 = 34.16/（锅炉效率×管道效率×热网首站换热效率）

$$b_r = \frac{34.16}{\eta_{gl} \times \eta_{gd} \times \eta_{hs}} \times 10^6$$

式中： b_r —— 设计供热标准煤耗，kgce/GJ；

η_{hs} —— 热网首站的换热效率，%。

附录 B 火力发电厂厂用电率的估算方法

B.1 纯凝汽式发电厂

纯凝汽式发电厂厂用电率应按下列公式计算：

$$e = \frac{S_c \cos \varphi_{av}}{P_e} \times 100\%$$

式中： e ——厂用电率，%；

S_c ——厂用电计算负荷，kVA；

$\cos \varphi_{av}$ ——电动机在运行功率时的平均功率因数，一般取 0.8；

P_e ——发电机的额定功率，kW。

B.2 供热式机组的热电厂

纯凝汽式发电厂厂用电率应按下列公式计算：

$$e_r = \frac{[(S_c - S_{coZW})\alpha_r + S_{coZW}]\cos \varphi_{av}}{Q_R} \times 100\%$$

$$e_d = \frac{(S_c - S_{coZW})(1 - \alpha)\cos \varphi_{av}}{P_e} \times 100\%$$

式中： e_r ——热电厂供热厂用电率，kWh/GJ；

e_d ——热电厂发电厂用电率，kWh/GJ；

S_{coZW} ——用于热网的厂用电计算负荷，kVA；

α_r ——供热用热量与总耗热量之比；

$$\alpha_r = \frac{Q_r}{Di_0 - W_g i_g}$$

D ——汽轮机主蒸汽消耗量，t/h；

i_0 ——汽轮机入口主蒸汽焓，kJ/kg；

W_g ——汽轮机高压加热器出口给水量，t/h；

i_g ——汽轮机高压加热器出口给水焓，kJ/kg；

Q_r ——供热用的热量，MJ/h；

$$Q_r = D_r i_r + W_r i_s - W_h i_h - (D_r + W_r - W_h) i_b$$

D_r ——供热蒸汽量，t/h；

i_r ——供热蒸汽焓，kJ/kg；

W_r ——供热水量，t/h；

i_s ——供热热水焓，kJ/kg；

W_h ——回水量，t/h；

i_h ——回水焓，kJ/kg；

i_b ——补充水焓，kJ/kg；

$$i_b = 4.1868 t_b$$

t_b ——补充水天然平均温度，℃。

$$i_b = 4.1868 t_b$$

B.3 换算系数取值规定

B.3.1 换算系数法

计算厂用电率的计算负荷采用换算系数法计算，换算系数的算式为：

$$S_c = \sum(KP)$$

式中： S_c ——厂用电计算负荷，kVA；

K ——换算系数，应取表 C1 数值；

P —— 电动机的计算功率，kW。

B.3.2 负荷计算原则及换算系数取值

计算厂用电率的计算负荷采用换算系数法计算，其计算原则大部分与厂用变压器的负荷计算原则相同。不同部分按如下原则处理：

- (1) 只计算经常连续运行的负荷；
- (2) 对于备用的负荷，即使由不同变压器供电也不予计算；
- (3) 全厂性的公用负荷，按机组的容量比例分摊到各机组上；
- (4) 随季节性变动的负荷（如循环水泵、通风、采暖等）按一年中的平均负荷计算；
- (5) 在 24 小时内变动大的负荷（如输煤、中间储仓制的制粉系统），可按设计采用工作班制进行修正，一班制工作的乘以系数 0.33，二班制工作的乘以系数 0.67
- (6) 照明负荷乘以系数 0.5。

计算厂用电率时，换算系数参照以上原则按表 B 选取。

表 B 换算系数表

机组容量 (MW)	≤125	≥200
给水泵及循环水泵电动机	1.0	1.0
凝结水泵电动机	0.8	1.0
其它高压电动机	0.8	0.85
其它低压电动机	0.8	0.7

附录 C 总热效率、热电比计算公式

C.1 总热效率计算公式

根据《关于印发〈关于发展热电联产的规定〉的通知》（国家发展计划委员会等四部委急计基础[2000] 1268 号）文件的规定，总热效率计算公式如下：

总热效率 = (供热量+供电量×3600kJ/kWh)/(燃料消耗量×低位热值)×100%

$$\eta = \frac{Q_r + E_g \times 3600}{B \times Q_{net.ar}} \times 100\%$$

式中： Q_r —— 供热热量，MJ/h；

E_g —— 供电量，MWh；

B —— 设计煤种燃煤量，t/h；

$Q_{net.ar}$ —— 燃料低位热值，MJ/t。

C.2 热电比计算公式

根据《关于印发〈关于发展热电联产的规定〉的通知》（国家发展计划委员会等四部委急计基础[2000] 1268 号）文件的规定，热电比计算公式如下：

热电比 = 供热量/(供电量×3600 千焦/千瓦时)×100%

$$R_d = \frac{Q_r}{E_g \times 3600} \times 100\%$$

附录 D 估算运行指标计算方法

估算运行指标计算方法

指标	单位	计算方法
发电设备利用小时数 H	h	由所处电网确定，一般取 5500。
发电设备运行小时数 H_{yx}	h	建议参考附表确定年利用小时数对应的年运行小时数，并具体分配各工况运行小时数。
额定发电功率 P_H	kW	由项目所选机组类型决定。
年发电量 P_a	kWh	$P_a = P_H \times H$
锅炉效率 η_b	%	建议参考附表分别选取不同负荷对应的数据。
汽机热耗率 q_0	kJ/kWh	同上
管道效率 η_{gd}	%	一般取 99%
厂内损失 η_{ss}	%	建议取 2%
发电标准煤耗 b_f	gce/kWh	$b_f = \frac{\sum \frac{q_0 \times H_{yx}}{29.271 \times \eta_{gt} \times \eta_{gd} \times (1 - \eta_{ss})}}{H_{yx-year}}$ 式中： q_0 、 η_b 、 H_{yx} 为不同负荷工况下的对应指标。
厂用电率 ξ	%	参照《火力发电厂厂用电设计技术规定》（DL/T 5153-2002）进行计算。 $\xi = \frac{S_c \cos \varphi_{av}}{P_e} \times 100\%$ 式中： ξ —厂用电率，%； S_c —厂用电计算负荷，kVA；（报告中应列表详述）。 $\cos \varphi_{av}$ —电动机在运行功率时的平均功率因数，一般取 0.8； P_h —发电机的额定功率，kW。
供电标准煤耗 b_g	gce/kWh	$b_g = b_f / (1 - \xi)$
全厂热效率 η_{rb}	%	$\eta_{rb} = \frac{123}{b_f} \times 100\%$

年运行小时分配表

单位：小时

年利用小时 (H)	年利用小时 ($H_{yx-year}$)	100%负荷运行小时 (H_{yx-100})	75%负荷运行小时 (H_{yx-75})	50%负荷运行小时 (H_{yx-50})
6500	7500	4500	2000	1000
6000	7500	3500	2000	2000
5500	7500	2500	2000	3000
5000	7000	2000	2000	3000
4500	6500	1500	2000	3000

附录 E 火力发电项目能效水平判断标准

火力发电项目能效水平判断表

能效水平	判断条件
国内领先	$b_g \leq P_{lx}$
国内先进	$P_{lx} < b_g \leq P_{xj}$
国内一般	$P_{xj} < b_g \leq P_{yb}$
国内落后	$b_g > P_{yb}$

表中：

b_g —— 项目估算运行供电煤耗。对标时宜采用与对比机组相同的年利用小时数来计算此项；

P_{lx} —— 火电企业最新能效对标竞赛资料中同规模、同类型机组（简称统计机组）供电煤耗过程指标前 5% 水平；

P_{xj} —— 统计机组供电煤耗过程指标前 20% 水平；

P_{yb} —— 统计机组供电煤耗过程指标平均水平。

附录 F 对所在地完成节能目标影响程度的判别标准

对所在地（省市、地市）完成节能目标影响评价指标表

项目新增能源消费量占所在地“十二五”能源消费增量控制数比例 (m%)	项目增加值能耗影响所在地单位 GDP 能耗的比例 (n%)	影响程度
$m \leq 1$	$n \leq 0.1$	影响较小
$1 < m \leq 3$	$0.1 < n \leq 0.3$	一定影响
$3 < m \leq 10$	$0.3 < n \leq 1$	较大影响
$10 < m \leq 20$	$1 < n \leq 3.5$	重大影响
$m > 20$	$n > 3.5$	决定性影响