

电力系统规划与可靠性

第一章 电力系统规划与可靠性

电力系统规划：

定义：确定在**何时、何地、投建何种类型**的电力设施，以满足规划周期内电力负荷的需要，并在满足各项技术指标的前提下使

电力系统的总费用最少；（投资、运行、用户停电损失）；

基础：国家产业和能源政策指导；

国民经济综合平衡；

角度：电力系统整体；

内容：电力系统具体发展方案；

电源、电网建设的主要技术原则；

相关配套；

分类：短期（1-5 年）、中期（5-15 年）、长期（>15 年）；

电力系统规划年度的划分一般与国民经济规划年度相对应；

短期：五年规划是编制、报批项目建议书、项目可行性研究报告的依据，是电力发展规划工作的重点；

提出五年内电源、电网结构调整和建设原则，调整建设项目的进度及顺序，进行逐年投融资、燃料及运输平衡，测

算逐年电价、环境指标等，开展相应的二次系统规划工作；

中期：研究 5~15 年内电力系统发展和建设方案；

任务是提出规划水平年电源和电网布局；

是电力项目**开展初步可行性研究工作的依据**；

受长期发展规划的约束和指导；

长期：主要研究电力发展的战略性问题；

主要内容有电力需求预测、动力资源开发、电源发展规划、电网发展规划、资源平衡、环境及社会影响分析等；

电力系统可靠性：

可靠性：一个元件/设备/系统在预定时间内、规定条件下，完成规定功能的能力；

电力系统任务：安全、可靠、经济的供电；

电力系统规划与可靠性的关系：

电力系统规划是保证一定可靠性的情况下，满足用户需求，并尽可能减缓和减少投资；

电力系统规划是在电力投资和技术性指标（如可靠性）之间找一个平衡点；

电力工程过程：

前期工作范围：电力系统规划设计、初步可行性研究、项目建议书、可行性研究（开展接入系统设计）

后期：列入国家建设计划、初步设计、施工图设计、建设、运行、项目后评价

单项电力工程设计涉及系统规划设计内容：

工程所在区域的电力负荷预测和特性分析

近区电网电源规划情况及出力分析

根据负荷预测和电源规划结果，进行电力和电量平衡

提出电力工程接入电网系统方案

对所提方案进行电气计算

分析计算结果，进行方案技术经济比较

为电力设计其他专业提供系统资料

电力系统规划的重要性及基本要求：

重要性：

电力规划的基本目标：力求建设一个安全可靠、运行灵活、节能环保、经济高效、协调发展的大电网；

电力规划的基本任务：包括安排近期或拟定远期，新建或扩建或改建的电力工程项目、研究原有系统的技术改造，使系统

不断完善和发展；

基本要求：

1. 输、变、配电比例适当，容量充裕。在各种运行方式下都能满足将电力安全经济地输送到用户，并有适当的裕度；

2. 电压支持点多，能在正常及事故情况下保证电力系统的安全及电压质量；
 - a. 单回线的送电容量不得超过受端系统容量的 35%~50%；
 - b. 对大容量、远距离输电应采用双回路或多回路，同路径或同杆塔，在中途分段并互相联接，设置中间开关站；（提高运行安全性）
 - c. 高一级电压环网形成后，低一级电压电力网络应开环（即解环）分片运行，以限制短路电流，并避免形成高低压电磁环网；
 - d. 形成手拉手式供电、双回环电力网；
3. 保证用户供电的可靠性；
 - a. 针对三级负荷供电可靠性要求的不同，设置不同的备用电源方式；
4. 系统运行的灵活性；
5. 系统运行的经济性电力网络中潮流分布合理，无迂回倒流或送电距离过长等现象；
6. 便于运行。在变动运行方式或检修时操作简便、安全，对通讯线路影响小等；

电力系统规划任务及分类：

电力系统规划的主要任务：

- a. 供电基础资料的收集；
 1. 近 5 年当地用电分类统计表（市政用电、工业用电、农业用电）；
 2. 近 5 年当地供（用）电量统计表（5 年来城市每年的供电量、用电量、线路损耗、年最大负荷）；
 3. 当地电网电气主结线系统图；
 4. 当地电网地理结线图（应明确标注现状 35kV 以上变电站的位置和输电线路的电压等级以及地理走向）详细规划应注意确定高压铁搭坐标；
 5. 当地供电部门对本市（县）电网的一些发展规划构思和今后一定期限内的负荷预测等资料；
- b. 负荷预测；

定义：从已知的用电需求出发，考虑政治、经济、气候等相关因素，对未来的用电需求做出的预测；

目的：提供负荷发展状况及水平；

确定各供电区、各规划年供电量、供用电最大负荷和规划地区总的负荷发展水平；

确定各规划年用电负荷构成；
- c. 电源规划；

目的：根据某一时期的负荷需求预测，在满足一定可靠性水平条件下寻求一个最经济的电源开发方案；

分类：短期、中长期；
- d. 电网规划：输电网规划和配网规划；

定义：根据电力系统的负荷及电源发展规划对电力系统的网架做出发展规划，分输电网规划、配电网规划；

分类：远景规划：15-30 年，通过对未来各种发展情形的简单分析，给出根据环境参数及进行技术选择的一般原则，并做出最后的初步选择，例如电压等级、输电方式等；

短期规划：1-5 年，制定网络扩展决策，确定详细的网络方案；

中长期规划：5-15 年，用于估计实际电网的长期发展或演变，起主要作用；

第二章 电力负荷预测的理论与方法

电力负荷预测：

电力负荷：安装在国家机关、企业、居民等用户处的各种用电设备；

描述上述用电设备所消耗的电力或电量的数值；

电力负荷预测：以电力负荷为对象进行的一系列预测工作；

预测对象：未来电力需求量（功率）、未来电量（能量）、负荷曲线；

用电负荷：系统内各用户在某一时刻所耗用电力的总和；

供电负荷：用电负荷+网损（线路和变压器损耗）；

发电负荷：供电负荷+发电厂厂用负荷；

日最大（小）负荷：每日 24 个整点负荷中的最大（小）值；

日平均负荷：日发（用）电量/24 小时；

日负荷率：日平均负荷/日最大负荷；

日最小负荷率：日最小负荷/日最大负荷；

日峰谷差：日最大负荷与最小负荷之差；

年平均负荷：全年 8760 小时负荷的平均值（或全年各日平均负荷的平均值）；

年负荷率 δ ：全年平均日电量/年最大负荷；

年平均日负荷率：全年各日负荷率的平均值（或全年每月最大负荷日平均负荷之和/全年每月最大负荷日最大负荷之和）；

年最大峰谷差：全年各日峰谷差的最大值；

年最大负荷利用小时数（ T_{zd} ）：年发（用）电量/年最大负荷；

电力负荷构成与特点：

1. 用电属性划分（统计分析）

第一产业（主要是农业）用电；

第二产业（主要是工业）用电；

第三产业（除第一、二产业以外的其他事业）用电和居民生活用电；

2. 按使用电力的目的划分（能源平衡分析）

动力用电、照明用电、电热用电、各种电气设备仪器的操作控制用电及通信用电

3. 按电力用户的重要性划分（电力系统的调度管理和电网计算分析）

一类负荷、二类负荷、三类负荷；

4. 按负荷的大小划分（电力系统的调度管理和电网计算分析）

最大负荷、平均负荷、最小负荷；

5. 按负荷在电网中的用电层次划分（电力系统的调度管理和用电管理以及规划计算分析）

变电所负荷、分区负荷、全网负荷；

电力负荷预测分类与特点：

作用：1. 合理安排机组检修计划；

2. 合理安排发电机组的启停计划，减少不必要的旋转储备容量；

3. 有效降低发电成本，提高经济效益和社会效益；

4. 保持电网运行的安全稳定性；

5. 合理制定发电厂和电网建设计划；

分类：

a. 时间和部门：

电网规划部分：

长期负荷预测：预测期限为 10~30 年并以年为单位的预测，用于战略规划。

中期负荷预测：指 5~10 年并以年为单位的预测，与电力工程项目的建设周期相适应。

短期负荷预测：预测期限为 1~5 年，为电力系统规划，主要是配电网规划

电网调度部分：

超短期负荷预测：跨度在 1h 内的负荷预测，调度员使用；

短期负荷预测：跨度在 24~48h 的负荷预测，编制发电计划。

中期负荷预测：跨度在一周至一月内负荷预测，用于水库调度、检修计划、交换计划和燃料计划。

b. 行业：

城市民用负荷、商业负荷、农业负荷、工业负荷、其他负荷；

c. 特性：

最高负荷、最低负荷、平均负荷、负荷峰谷差、高峰负荷平均、低谷负荷平均、平峰负荷平均、全网负荷、母线负荷、负荷率等的预测；

负荷预测方法：

性质：

不准确性：电力负荷受到复杂因素（政治、经济、气象、预测技术）影响，各种影响因素发展变化；

条件性：各种负荷预测都是在一定条件下做出；

时间性：负荷预测都有一定的时间范围；

多方案性：在一定精度范围内，采用不同的负荷预测方法，其结果不完全相同；

分类：

a. 使用的数据：

1. 自身外推法：仅通过对负荷自身的历史数据的分析，推导出代表负荷的变化规律与特性的发展模型，并用该模型推算出未来负荷；假定未来负荷的增长规律是过去历史发展的外延和继续；

2. 相关分析法：考虑负荷发展与其他社会、经济因素发展、变化的因果作用，通过寻找及建立电力负荷与影响其他变化的相关因素之间的关系或数学模型，推算出未来负荷；

b. 参考体系：

1. 确定性预测方法：用一个或一组确定的数学方程来描述电力负荷变化规律，负荷与变量之间有明确的一一对应关系，通过显式方程推算出未来负荷总量；

2. 不确定性预测方法：应用新兴的应用数学或人工智能方法和理论来描述负荷与影响负荷发展的各种不确定因素的对应和相关关系，通过类比推理得出未来负荷总量；

3. 空间负荷预测方法：根据不同供电电压和用地特点，将城市电网划分为相应大小的小区，通过分析、预测规划年这些小区的负荷发展情况、规律，推算各个小区电力用户的位置、数量和产生时间，从而预测出负荷增长的空间分布信息；

电力系统规划中负荷预测的基本内容：

a. 用电增长的因素和规律分析：

- ① 能源变化的情况与电力负荷的关系；
- ② 国民生产总值增长率与电力负荷增长率的关系；
- ③ 工业生产发展速度与电力负荷增长速度的关系；
- ④ 设备投资、人口增长与电力负荷增长的关系；
- ⑤ 电力负荷的时间序列发展过程；

b. 电力电量、负荷特性、缺电情况分析：

- ① 分析地区电力电量消费水平及其构成；
- ② 地区总的电力电量消费与工农业产值的比例关系；
- ③ 过去 5-10 年电力电量增长速度；
- ④ 对负荷特性、缺电情况做必要的分析和描述；

c. 电力负荷预测：

- ① 各年（或水平年）最大负荷；
- ② 各年（或水平年）代表月份的日负荷曲线、周负荷曲线；
- ③ 各年（或水平年）年持续负荷曲线、年负荷曲线；
- ④ 各年（或水平年）的负荷特性和参数（平均负荷率、最小负荷率、最大峰谷差、最大负荷利用小时数）；

d. 电量负荷预测

- ① 各年（或水平年）需电量；
- ② 各年（或水平年）一、二、三产业和居民生活需电量；
- ③ 各年（或水平年）分部分、分行业需电量；
- ④ 各年（或水平年）按经济区域、行政区域或供电区需电量；

电力负荷预测的基本程序：

1. 调查和选择历史负荷数据资料；

收资：

收集将来负荷发展情况，包括国民经济各行各业发展规划，作为点负荷处理的现有大用户的发展情况，可能新增的大用户用电情况等；

⑩ 城市总体规划中有关人口、用地、能源等以及各功能分区的布局改造和发展规划；

- ① 统计部门及气象部门等提供的有关历史数据和预测信息；
- ② 电力系统规划中电力、电量的平衡，电源布局等有关资料；
- ③ 全市及各分区历年用电量，高峰用电和负荷典型日负荷曲线，电网潮流图；
- ④ 各级电压变电所的负荷记录和典型负荷曲线、功率因数；
- ⑤ 当电源及供电网能力不足时，应根据有关资料估算出潜在负荷的情况；

2. 整理历史资料；

3. 预处理负荷数据；

4. 建立负荷预测模型应用预测模型；

把过去、现在的负荷进行分类分析后，再进行综合分析计算，得出：

用电结构、用电设备的需用率、分散因素、同时率、工业用户的单位产量或产值单耗
人均用电量、负荷密度、负荷增长率

5. 评价预测结果；

6. 评价预测精度；

7. 编写预测分析报告；

影响电力负荷预测的因素：

a. 经济因素（中长期负荷预测需要重点考虑）：

经济发展水平及经济结构调整

收入水平、生活水平和消费观念变化

电力消费结构变化

需求侧管理措施（移峰填谷等）

电力供应侧（电力短缺状况，电网建设与配电改造等）

政策（环保要求、低耗能行业的优惠电价等）

b. 时间、气候因素（短期负荷预测需要重点考虑）：

气候、气温

c. 随机干扰因素（准确预测的难点）：

点负荷投运、设备故障、损坏、重大事件

电力负荷预测的数据处理技术：

数据处理的必要性：

历史负荷数据和社会经济发展数据是负荷预测计算的原始数据，如果这些数据存在偏差或缺失，会造成预测模型的正确性和预测结果的可信度；

数据的前置处理可以使原始数据得到优化，降低算法的时间和空间的复杂度，利于算法实现；

数据处理的基本要求：

1. 排除录入错误和统计口径不同等人为因素带来的错误；

2. 排除因突发事件或测量仪表故障等某些特殊原因造成的“异常数据”；

3. 补全因统计口径或历史资料的保存等原因造成缺失的数据；

数据处理的基本方法：

缺失值：

1. 级比生成首端、末端数据

$$H(k) = \frac{x(k)}{x(k-1)}$$

$$x(n) = H(1) * x(n-1) = \frac{x^2(n-1)}{x(n-2)}$$

2. 光滑比生成首端、末端数据

$$S(k) = \frac{x(k)}{\sum_{i=1}^{k-1} x(i)}$$

$$S(n) = S(n-1)$$

$$x(n) = \frac{x(n-1) * \sum_{i=1}^{n-1} x(i)}{\sum_{i=1}^{n-2} x(i)}$$

3. 非邻均值生成中间数据级比

$$x(k) = \frac{x(k-1) + x(k+1)}{2}$$

数据噪声：分箱、聚类、回归、计算机与人工检查

确定性负荷预测方法：

a. 经验技术预测法

b. 经典技术预测法

1. 单耗法：根据产品用电单耗和产品数量/产值来推算电量；

总的工业用电量可按主要产品分类预测，或分行业综合预测后再进行汇总；

分产业产值单耗法：根据预测年/规划水平年各产业产值单耗指标和各产业的国内生产总值目标，分别预测出各产业预测年/规划水平年的需电量，然后与居民生活需电量的预测值叠加，便得到需预测的全社会的需电量；适用于已有生产或建设计划的中近期负荷预测；

$$A_t = \sum_{i=1}^3 g_i * b_{it} + A_t'$$

$$A_t' = K_0 P_t$$

$$P_t = P_0 (1 + \alpha)^t$$

2. 电力消费弹性系数法

关键是用类比法或其他方法得到预测水平年的电力弹性系数和国民生产总值增长率；
计算简单，但预测结果准确度不高，可用作远期规划粗线条的负荷预测；

$$k = \frac{I_x}{I_y}$$

$$\overline{I_x} = \overline{k_m I_y}$$

$$A_m = A_0 (1 + \overline{I_x})^m$$

3. 负荷密度法

用来预测城乡居民生活用电的方法；

负荷密度 D：指每平方公里土地面积上的平均负荷数值；

负荷密度法：从地区土地面积的平均耗电量出发的负荷预测方法；

$$A = SD$$

4. 最大负荷值法

利用最大负荷利用小时数法、同时率法预测最大负荷值；

最大负荷利用小时：

$$P_{\max} = \frac{E}{T_{\max}}$$

同时率：

$$P_{\max} = k \sum_i P_i$$

c. 回归分析法

包括一元线性、多元线性和非线性回归法；

样本时间至少不应短于预测期，否则预测结果不可靠；

预测对象必须具有稳定的发展过程或具有足够的“惯性”，否则结果不可靠；
回归方程建立后，必须进行检验；

$$\hat{b} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$$
$$\hat{a} = \bar{y} - \hat{b}\bar{x}$$

d. 时间序列分析法

短期规划类的负荷预测方法：

电力负荷预测通常依据电力弹性系数法、产值单耗法、回归分析法（人均用电量、GDP、分行业用电量等）、趋势外推法的预测结果进行综合分析，从而得到推荐的预测方案；

经济发展的波动性很可能造成短期电力负荷增长率的大幅变动；

大用户法：

充分考虑了宏观经济政策及地区的产业政策，采用统计分析单独预计新增大用户负荷，并用大用户负荷数据修正用一般方法预测的负荷结果；

某一地区新增大用户集中代表了该地区经济发展的热点和特点；

大用户法有坚实的宏观背景和事实依据，可以弥补其他预测预测方法的不足之处；

数据处理：

可信度高的负荷数据：用户已在供电部门报装的用电负荷容量；用户尚未报装用电，但项目已获发改委核准，且已开工建设的。已签定协议的招商项目用电负荷容量。该部分数据可全部采用；

可信度一般的负荷数据：开发区或工业园区规划的用电负荷，无明确建设项目。该部分数据需视园区建设进度逐年按比例分摊。正在洽谈的招商项目，其用电负荷数据按较低的比例逐年分摊；

电力负荷预测的综合评价：

负荷预测的误差：

短期预测的误差不应超过±3%

中期预测的允许误差为±5%

长期预测的误差也不应超过±15%

预测误差分析指标：

绝对误差：

$$E = Y - \tilde{Y}$$

相对误差：

$$E = \frac{Y - \tilde{Y}}{Y}$$

均方根误差：

$$RMSE = \sqrt{\sum_{i=1}^n (Y_i - \tilde{Y}_i)^2}$$

第三章 电力电量平衡

电力电量平衡：电力电量供应与需求之间的平衡；
是规划中传统的方法：基于简单计算和定性分析；
作用：

为电力系统规划、电源组成等提供科学依据（如电源规划、电网规划都要先进行电力电量平衡）；
计算电站容量和电量的利用程度；

要求：根据《电力系统设计内容深度规定》第 5.3.1 条，电力系统设计应编制：

目前到设计水平年的逐年电力电量平衡；
远景水平年全系统和分地区的电力电量平衡；
必要时还应列出分地区低谷负荷时的电力平衡；

主要分析和研究的问题：

1. 确定电力系统需要的发电设备容量，确定规划设计年度内逐年新增的装机容量和退役机组容量；
2. 确定系统需要的备用容量，研究在水火电厂之间的分配；
3. 确定系统需要的调峰容量，使之能满足设计年不同季节的系统调峰需要；
4. 合理安排水、火电厂的运行方式，充分利用水电，使燃料消耗最经济，并计算系统需要的燃料消耗量；
5. 确定各代表水文年各类型电厂的发电设备利用小时数，检验电量平衡；
6. 确定水电厂电量的利用程度，以论证水电装机容量的合理性；
7. 分析系统与系统之间、地区与地区之间的电力电量交换，为论证扩大联网及拟定网络方案提供依据；

代表水文年的选择：

水文年：丰、平、枯、特枯。

丰水年：保证率<10%的水文代表年，其电力电量平衡代表水电厂满载或弃水时的运行情况；

平水年：保证率 50%的来水年份。年径流量与多年平均径流量相近的年份；

枯水年：保证率>50%的水文代表年，年径流量小于多年平均年径流量的年份；

特枯水年：水电厂设计枯水年保证率以外的枯水年，接近于保证率等于 100%的水文年；

电力电量平衡内容：

运行方式：大方式、小方式；

编制内容：丰大、丰小和枯大、枯小；

水电占比例大的系统还应根据需要，对代表年按月编制丰、平、枯水文年的电力电量平衡、必要时还应编制丰水年和特枯水年的电力电量平衡；

电力平衡中的容量组成：

装机容量：系统中各类电厂安装的发电机组额定容量的总和；

必需容量：维持电力系统正常供电所必需的装机总容量，即工作容量和备用容量之和；

工作容量：发电机承担电力系统正常负荷的容量，一般指电力系统最大负荷；

受阻容量：由于各种原因，发电设备不能按装机额定容量发电的容量；

火电机组：设备缺陷、燃料发热量过低、循环水温过高等；

水电机组：

水头受阻容量：由于运行水头低于设计水头而受阻；

水量受阻容量：由于水量不足而受阻，主要发生在径流式电厂中；

对一个水电厂来说，水头受阻平均分配在每台机上；水量受阻可调度集中于一台机或几台机组，这些机组可替代本厂的检修备用和其它机组的事故备用；

备用容量：指为了保证系统不间断供电并保持在额定频率下运行而设置的装机容量；

a. 备用设备所处状态：

热备用（旋转备用）：设备处于运转状态，或是空载运行，或是带部分负荷运行；

水电站的旋转备用状态可以是空载运行；

火电站则是带最小技术出力或部分负荷运行；

系统一旦出现超预测值的负荷时，这种处于运转状态下的备用容量可以很快投入使用，即它的主要功能是能适应电力系统负荷瞬间的快速波动及一天内计划外的负荷增长；

冷备用：处于完好状态的停止运行设备，一旦满要时立即可以启动投入运行；

包括火电厂处于压火、暖机状态下的设备及水电厂停运但仍担负备用任务的设备；

要为设备的计划检修、事故停运及系统日负荷出现额外增长时提供必要的补充容量；

b. 备用的作用：

负荷备用：为了适应负荷的瞬时变化、保证供电质量及可靠性而设置的备用；

事故备用：当发电设备发生偶然事故而被迫退出运行时，为了保证电力系统正常连续供电而需设置的备用容量；

检修备用：为了保证系统中所有发电机组都能按预定计划进行周期性检修所需设置的备用；

备用容量的确定：

a. 经验法：根据系统运行经验，按系统综合的某一百分率来确定系统中各类备用的大小；

负荷备用：一般取为系统最大负荷的 2%~5%，大系统取小一些的数，小系统取大一些的数；

事故备用：一般取系统最大负荷的 5%~10%左右，且不得小于系统中最大一台机组的容量；

检修备用：视系统年负荷曲线低谷面积的太小，取检修备用容量为系统综合最大负荷的 8%~15%，年负荷曲线越平稳的系统，此值越大；

b. 概率性方法：根据元件参数和系统的概率特征，通过统计计算得到系统和各个节点的概率指标，从而对系统的可靠性有一个较为全面和客观的评估；

机组的停运概率与该机组容量大小有关，尽管两个方案的百分备用容量相同，但不同的机组可产生完全不同的风险指标，因此一个固定的百分备用不能保证各方案有协调一致的风险度；

元件原始数据中固有的不确定性。由于统计子样有限，实际的元件特性数据不是一个常数，而是服从某种概率分布的随机变量；

负荷预测中的不确定因素；

备用的分配存在季节、负荷变化这些因素影响；

备用容量的合理分配：

系统的备用容量应由哪种发电厂或机组来承担，应考虑各种备用的要求及各类电厂或机组的工作特性，在电厂间进行分配；

水电厂优先承担负荷备用：水轮发电机效率最大区是在额定容量的 70%~90%，其应变能力强，负载变动时调节损失小。因此，由没有满发的水电厂担任负荷备用最合适；

1. 担任负荷备用的水电厂，其装机容量应不小于系统或调频地区最大负荷的 15%，且存一定的调节库容作保证；

2. 径流式电站不能担负负荷备用；

3. 实际系统中负荷备用往往不是由一个电厂来担任。系统中旋转备用应进一步分散，以免事故下主干线上潮流急剧地大起大落而导致系统瓦解；

4. 系统应根据负荷分布和电源结构及机组特性，规定参加调频的电厂及其执行任务的程序；

事故备用容量分配：

可以由水电厂担任，也可由火电厂担任，一般均由水、火电厂共同承担，并参照其工作容量的比例来分配。分配时应注意下列几点：

① 调节性能良好、靠近负荷中心的水电厂应考虑担负较多的事故备用容量；

② 担任事故备用容量的水电站，必须拥有相应的事故备用库容作保证；

③ 具有较大水库、调节性能良好的水电站可在事故后，利用加大火电出力，减少水电站工作容量的办法以弥补事故下耗用的库容，事故备用库容可以适当减少；

④ 径流式或日调节水电站不能担负系统的事故备用；

⑤ 向电站分配事故备用时，必须考虑其地理位置及送电线路的输电能力；

⑥ 设置事故备用时，应将相当大部分的事故备用容量放在运转机组上，以旋转备用形式工作，并分布在系统内多个电厂中，以提高供电的可靠性；

检修备用容量分配：

分配可以相当灵活，它一般以冷备用形式存在；

实际系统中火电机组的检修一般安排在夏秋季负荷低落、水电又是丰水期间；水电机组检修则安排在枯水期。当检修备用不足而专设检修备用容量时，一般是设置在火电厂内；

电源结构的规划：

研究电力系统的合理电源结构问题，主要是研究各类型电站发电容量和电量的合理比例问题；

是做电力电量平衡的前提；

影响电源结构的因素：

1. **动力资源的种类、贮量和分布制约电源结构布局**。华北地区有丰富的煤炭资源决定了其以煤电为主的电源结构；西南地区水资源丰富，因此优先开发水电是西南地区电力建设的方针；

2. **地区或电力系统电、热负荷的需求量，特性及分布影响电源结构布局**。如果热负荷较大、集中，且持续时间长，建设热电厂是经济合理的。当负荷率较高时，大容量经济性好的火电厂具有很高的经济效果。当负荷率低，峰谷差大时，可利用水电站的调峰优势；

3. **电源本身的技术经济特性**影响电源结构布局。火电的经济性由于火电成本的上升而下降，水电虽然成本低，但建设工期长，一次投资大；
4. **国家发电能源政策**影响电源结构布局。发电能源政策的出台，势必影响各种能源的开发速度与电源结构；
5. **国家资金、物资、器材及劳动技术力量的供应能力**等影响电源结构布局；

确定合理电源结构的方法：

1. 根据负荷预测的结果，确定规划期内各个规划时段及逐年应增加的装机容量（包括备用容量）；
2. 根据地区（或电力系统）内动力资源的情况和电厂厂址条件，选择一批可能的厂址，并根据负荷增长需要合理确定电厂容量；
下列电厂需优先确定：以防洪、灌溉为主要目的的水利工程的发电容量、具有重大政治或国防意义的某些发电厂、大型工矿企业的自备电厂、因热负荷需要确定建设的热电厂的容量；
3. 剩余新增能量在各类电厂间的经济合理分配；
剩余新增能量是指系统所得新增的发电容量扣除优先确定的电厂容量后的剩余不足部分；

各类电厂的特点：

- a. 火力发电厂：
 1. 运行中需支付燃料费用，但其运行不易受自然条件的影响；
 2. 火力发电设备的效率同蒸汽参数有关；
 3. 发电设备有功出力受锅炉和汽轮机的最小技术负荷的限制；
 4. 带有热负荷的火电厂称为热电厂，它采用抽油供热，其总效率要高于一般的凝汽式火电厂。但是与热负荷相适应的那部分发电功率是不可调节的强迫功率；
- b. 水力发电厂：
 1. 不用支付燃料费用，而且水能是可以再生的资源。但其运行因水库调节性能的不同在不同程度上受自然条件（水文条件）的影响；
 2. 水轮发电机的处理调整范围较宽，负荷增减速度相当快，机组的投入和退出运行耗时都很短，操作简便安全，无需额外的损耗；
 3. 水利枢纽往往兼有防洪、发电、航运、灌溉、养殖、供水和旅游等多方面的效益。水库的发电用水量通常按水库的综合效益来考虑安排，不一定能同电力负荷的需要相一致；
- c. 核能发电厂的主要特点：
 1. 一次性投资大，运行费用小，在运行中也不宜带急剧变动的负荷；
 2. 反应堆和汽轮机组退出运行和再次投入都很耗时，且要增加能量消耗；

注意事项：

径流式水电厂的发电功率，利用防洪、灌溉、航运、供水等其他社会需要的放水量的发电功率，以及在防洪水期为避免弃水而满载运行的水电厂的发电功率，都属于水电厂的不可调节功率，必须用于承担基本负荷；热电厂应承担与热负荷相应的电负荷；核电厂应带稳定负荷。它们都必须安排在日负荷曲线的基本部分，然后对凝汽式火电厂按其效率的高低依次由下往上安排；大型工矿企业的自备电厂。这类电厂的规模一般不大，它们与电力系统的关系仅仅是调节余缺的关系，一般在电力系统容量或电量平衡中可不予考虑，但参加系统联调的自备电厂以及电力主要送入系统的自备热电厂，应该在地区电源结构中予以计算；

电力电量平衡计算：

- a) 根据规划期的负荷预测结果，确定相应年份的系统最高负荷水平及相应的年需电量；
- b) 根据系统的规模、结构及可靠性要求等条件，确定必要的备用容量；
- c) 根据系统所需发电容量和所需备用容量，确定系统所需装机容量；
- d) 确定系统规划期及逐年需新增的装机容量及年电量。注意扣除现有容量中应该退役的机组容量及年电量；
- e) 论证水电厂的装机容量、工作容量及年电量。水电厂容量及发电量取决于水电厂的工作特性及水文特性。检查水电厂的发电量是否被完全利用，若有弃水，则要重新论证水电厂的装机容量或研究设置季节性用户的可能性；
- f) 确定所需新增的火电容量及火电年发电量。它等于系统所需新增容量及年发电量与系统中新增水电容量及年发电量之差；
- g) 根据系统所需新增的火电容量及年火电发电量，求出火电机组的年利用小时数。当年利用小时数过高时，则应增大火电装机容量，以降低火电设备利用小时数；

过高的火电设备年利用小时数对安全发、供电不利，在实际规划时，往往采用反平衡的方法：先拟定火电机组的平均年利用小时数，然后，根据火电装机容量求出可能的发电量与系统所需的火电发电量相比，如不平衡，再加大火电装机容量。一般来说火电厂年利用小时数超过 5000 小时时，表示电力系统开始缺电，但如果系统中水电比重大，遇到枯水期时，允许火电年利用小时数高达 6000 小时以上；

电力电量平衡表的编制：

需准备的数据：

- | | |
|------------------|------------------|
| ① 网区负荷预测表 | ② 现有电源的装机容量表 |
| ③ 规划年网区新增电源规划表 | ④ 网区的电源规划年各方式出力表 |
| ⑤ 和其他网区的功率和电量交换表 | |

电力平衡表：

- a) 选择电源结构：根据本地区动力资源条件确定各类电厂容量，并对各类电厂在本系统中的作用，所承担的负荷进行合理分工。即选择新增容量的发电方式；
- b) 确定电源布局： 根据规划地区建厂条件，合理安排电源结构拟定的各类电厂位置，即提出科学的、能够付之实施的电源布点；
- c) 电源建设方案优化：从电力系统整体出发，对拟建的新电厂或扩建的新机组建设方案进行经济评价，根据经济评价结果，结合技术性、科学性、灵活性、可行性条件进行分析，最后推荐最佳方案；
- d) 提出电源建设项目表；

电量平衡表：

- ① 确定（预测）电力系统的需要发电量；
- ② 按枯水年及平水年计算出电厂的年发电量，电量平衡中用平水年的电量进行平衡，用枯水年的电量进行校核；
- ③ 将系统需要的发电量减去水电厂发电量及其他电源发电量，即为系统火电发电量；
- ④ 根据火电年底装机容量和当年新增容量，计算出火电年平均装机容量；
- ⑤ 火电年发电量除以火电年平均装机容量，即得火电装机利用小时数；

第四章 电力系统可靠性概述

电力系统可靠性基本概念：

可靠性：一个元件/设备/系统在预定的时间内，在规定的条件下完成其规定功能的能力；

要素：对象、功能、时间、使用条件；

失效：不可修复元件终止执行规定的功能；

故障：可修复元件终止执行规定的功能；

元件：构成系统的**基本单位**，在一个具体的系统中，元件不能再分割；

系统：元件组成的总体，若干元件组成一个子系统，若干个子系统组成一个系统；

电力系统可靠性：

对电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户供应电力和电能质量之能力的度量；

质量合格：电能的频率和电压必须保持在规定的范围；

充裕性：电力系统维持连续供给用户总的电力需求和总得电能量的能力，同时考虑到系统元件的计划停运及合理的期望非计划停运；

安全性：电力系统承受突然发生的扰动，例如突然短路或未预料到的系统元件丢失的能力；

电力系统可靠性评估：

意义：在电力系统的规划、设计、运行的全过程中，坚持系统全面的可靠性定量评估制度，是提高电力系统能效的有效方法；

用途：在可靠性评估中，除了对可能出现的故障进行故障分析，采取相应措施，以减少故障造成的影响外，还可对可靠性投资与相应的经济效益进行综合分析，以确定合理的可靠性水平，并使电力系统的综合效益达到最佳；

方法：为了实现电力系统可靠性评估，首先要确定可靠性目标，然后应用评估手段，依据可靠性准则确定故障准则并对故障严重性做出估计；

目标：保证电力系统的充裕度；

保证电力系统的安全性，采取措施使系统能经受住可能的偶发事故而不必消减负荷或停电，并避免对系统和元件造成严重损坏；

保持电力系统的完整性，限制故障扩大，减小大范围停电；

保证停电后系统迅速恢复运行，保证电力系统可靠性达到期望的水平；

各阶段可靠性评估的任务：

规划阶段：对未来的电力系统和电能需求进行预测；收集设备的技术经济数据；

制定可靠性准则和设计标准，依据准则评估系统性能，识别系统的薄弱环节；

选择最优方案；

设计阶段：重点是发输电系统的可靠性评估，其可靠性设计原则是：当遭受超过设计规程规定的大扰动时，不利影响扩散的风险最小；应使系统有足够备用容量来限制扰动后果的蔓延，避免停电范围扩大，保护运行人员免遭伤害，保护设备免遭损坏；

运行阶段：对运行系统进行可靠性评估，以便在可接受的风险度下建立和实施各种运行方式，确定运行备用容量，安排计划检修，以确定购入和售出电量，确定互联系统的输送电力和电能；

电力系统可靠性评价指标与准则：

可靠性指标：

概率指标：主要指电力系统发生故障的概率,如系统的可用度、电力不足概率；

频率指标：主要指电力系统在单位时间（如 1 年）内发生故障的平均次数；

时间指标：指电力系统发生故障的平均持续时间,如系统首次故障的平均持续时间、两次故障之间的平均持续时间、故障平均持续时间等；

期望值指标：指电力系统在单位时间（如 1 年）内发生故障的天数期望值,以及电力系统由于故障而减少供电量的期望值；

元件的可靠性指标：

故障率：元件在单位暴露时间内因故障不能执行规定的连续功能的次数；

$$\lambda = \frac{\#故障}{暴露时间}$$

修复时间：对元件实施修复所用的实际矫正性维修时间，包括故障定位时间、故障校正时间和核查时间。修复时间的倒数为修复率 u；

平均停运持续时间：元件在给定时间区间内停运事件的平均持续时间；

$$\text{平均停运持续时间} = \frac{\text{停运时间}}{\text{规定类型的停运次数}}$$

大电网的可靠性测度指标：

系统缺电概率、缺电时间期望、缺电频率、缺电持续时间
期望缺供电力、期望缺供电量、元件敏感度指标；

配电网可靠性测度指标：

用户平均停电时间/系统平均停电持续时间指标；
供电可用率/平均供电可用率指标；
用户平均停电次数/用户平均停电频率指标；
故障停电平均持续时间/用户平均停电持续时间；
（用户）平均停电缺供电量；停电用户平均停电次数/用户平均停电频率指标；

电站电气主接线可靠性测度指标：

电站出力受阻概率、电站受阻事件期望、电站出力受阻频率、电站少供（或受阻）电力期望、电站少供（或受阻）电量期望、一台至多台机组被解列的概率和频率、一回至多回出线失去电源的概率和频率、系统可靠性指标对元件故障率的敏感度、系统可靠性指标对元件故障修复时间的敏感度

电网规划的可靠性评价的基本方法：

可靠性环节：

第一层次：发电系统可靠性评估；
第二层次：发输电系统、输电系统、变电站电气主接线可靠性评估；
第三层次：配电系统可靠性评估；

电力系统可靠性评估手段：

建立可靠性信息管理系统、可靠性评估模型、重大事故监测装置

电力系统可靠性评估的基本方法：

1. 解析法（网络法、状态空间法）

思想：将设备或系统的寿命过程在假定的条件下进行合理的理想化，然后通过建立可靠性数学模型，经过数值计算获得系统各项可靠性指标；

优缺点：当系统规模大,结构复杂,并且在一些假定条件不成立的时候,采用解析法比较困难；

2. 模拟法（Monte Carlo）

思想：将系统中每台设备的概率参数在计算机上用随机数表示,建立一个概率模型或随机过程,使模型或随机过程的参数为所要求的问题的解,然后通过对模型或过程的观察或抽样试验来计算所求参数的统计特征,最后给出所求的可靠性指标近似值；

优点：更加灵活和简单；不受系统规模和复杂程度的限制；

缺点：计算时间和计算精度的精密相关,为了获取精度较高的可靠性指标，往往需要很长的计算时间；

第五章 电源规划的理论与方法

电源规划：

根据规划期内预测的电力负荷需求和负荷特性，在保证规定的供电可靠性指标前提下，调查和落实各电厂的厂址、建厂条件，充分考虑各电站运行特点与系统的协调，以及燃料来源和运输情况等因素，对各种可能的规划方案进行模拟计算、可靠性分析、技术经济分析，最终确定最合理的电源结构和最佳的电源规划方案；

任务：

1. 对省级电力系统的电源规划，需确定发电设备总容量；对以受电为主的地方电网，需确定送电电网的电源变压器总容量；
2. 选择电源结构；
3. 确定电源布局；
4. 优化电源建设方案；
5. 提出电源建设项目表，即电源规划的结论和成果，包括每一项目的建设规模、建设进度、投产年限；

分类：

- a. 短期电源规划：考虑未来 1~5 年的发展情况
 - 确定发电设备的维修计划
 - 分析推迟或提前新发电机组投产计划的效益
 - 分析与相邻电力系统互联的效益及互连方案
 - 确定燃料需求量及购买、运输、存储计划
- b. 中长期电源规划：考虑 10~30 年的发展情况
 - 何时、何地扩建新发电机组
 - 扩建什么类型及多大容量的发电机组
 - 现有发电机组的退役及更新计划
 - 燃料的需求量及解决燃料问题的策略
 - 采用新发电技术（如太阳能发电）的可能性
 - 采用负荷管理系统对系统电力、电量平衡的影响
 - 与相邻电力系统进行电力交换的可能性

投资决策原则：

1. 参与经济计算和比较的各个电源规划方案必须具有可比性；
2. 比较方案的年限一致；
3. 确定合理的经济比较标准；
4. 以同一时间为基础考虑资金的时间因素；
5. 兼顾国民经济的整体利益，与相关部门密切配合；

电源规划的方法：

传统方法：基于简单计算和定性分析的电力电量平衡法；

系统分析方法：基于数学模型和计算机算法的电源规划数学优化法；

1) 确定发电设备总容量

发电设备总容量是由预测的最高发电负荷确定。它由工作容量及备用容量组成；

2) 选择电源结构

根据规划地区动力资源的特点和国家能源政策，确定合理的电源结构（即各类电源的比重）；

对各类电厂在电力系统中的作用进行合理分工，以便正确选择各类发电厂的容量，确定其在电力系统中的作用及功能；

电源结构的选择原则：

- ① 保证发电能源的稳定供应
- ② 提高发电能源供应的经济性
- ③ 适应负荷变动的需要，满足调峰要求
- ④ 保护生态，节约能源，减少污染

不同类型电厂分工原则：

尖峰负荷主要由具有调节水库的水电厂、火电厂中的调峰机组、抽水蓄能电厂和燃气轮机电厂承担；

腰荷主要是腰荷火电厂、引水道较长且调节池较小的水电厂、抽汽供热机组；

基荷由基荷火电厂、核电厂、径流水电厂或为灌溉、航运等综合利用放水而发出的强制出力等承担；

优先吸纳新能源机组；

各电厂的工作位置应通过技术经济比较确定；

3) 确定电源布局

根据电力系统需要、负荷分布和建厂条件进行电源布局,同时考虑国家能源政策和电源建设的限制条件;
电源布局的一般原则:

- ① 水电: 结合水力资源分布, 优先开发建设具有较好调节性能的大中型水电厂, 因地制宜发展边远山区的小水电;
- ② 火电: 根据负荷需要优先建设坑口电厂, 在交通运输条件较好的地方建设路口和港口电厂, 在环境条件允许和技术条件可行、经济合理的前提下, 在负荷中心地区建设骨干电厂。在可能取得天然气的地区, 可考虑建设天然气的电厂;
- ③ 核电: 在能源资源缺乏、交通运输紧张、经济比较发达的地区, 适当发展核电厂;
- ④ 考虑环境保护和资源永续利用, 积极推进新能源发电和洁净煤燃烧技术等工程应用;

电源规划数学优化法:

根据负荷预测结果, 在已知可能开发的待选电源点的基础上, 寻求一个或几个满足运行可靠性等条件的最经济的电源开发方案, 确定何种类型和容量的发电机组在何时何处投入运行, 即提出电源建设项目表;

目标函数: 以总费用现值最小为目标函数;

- 总费用: 一部分与安装的发电机组容量有关, 如发电厂的投资费用;
另一部分与发电机组的实际出力有关, 如发电厂的运行费用, 其中主要为发电厂的燃料费用;

约束条件:

- a. 电源建设施工约束
 - 1) 待建电厂各年最大装机容量约束: 即各待建电厂某年的装机容量, 不应超过由施工、设备等条件决定的该年最大容许装机容量;
 - 2) 待建电厂总装机容量约束: 即个待建电源最大装机容量受一些具体条件限制, 在装机过程中各电源在规划期内的总装机容量不应超过规定的最大容量;
 - 3) 最早投入年限约束: 即待建电厂从实际可能的角度考虑, 其最早建成投入年限不应早于一定年限。如果某些电厂从规划年开始就可能投入, 则可不受此约束;
 - 4) 财政约束, 即某个时期内电源建设不应该超过财政支付能力;
 - 5) 待建电厂装机连续性约束, 即某个电厂第一台机组投入运行后, 后续机组应该连续安装, 否则会给施工带来麻烦;
 - 6) 建设顺序约束, 某些电厂建设有先后顺序;
- b. 系统运行约束
 - 1) 系统需求约束, 即任何时候, 系统发电容量总和要满足系统电力需求;
 - 2) 发电机机组最大最小输出功率约束;
 - 3) 火电燃料消耗约束;
 - 4) 水电水量消耗限制;
- c. 备用容量约束
- d. 可靠性约束
 - 常采用两种方法: 将可靠性指标计入约束中;
将其做某种处理, 计入目标函数;
 - 在制定可靠性指标时要考虑其经济性, 例如在建立的目标函数中综合考虑经济性和经济情况处置和停电损失的费用
这类处理方法在电源规划研究中被大量采用;
- e. 其他约束条件
 - 可能还要考虑输电能力约束、最小开发容量约束、火电年利用小时数约束、抽水蓄能电站约束、核电厂基能约束以及分布式发电机组约束等。以上列出的约束条件的表达方式在不同的模型中是不同的, 处理方式也有差异;

投资决策问题:

在电源规划数学模型中, 变量可以分为离散变量与连续变量两类, 据此可以将电源规划模型分解为电源投资决策和生产模拟两部分, 这两部分可采用不同的优化技术, 相应的电源规划过程也被分为相互关联的两个阶段;

以离散变量为主要变量, 其解反映的是方案中各项目的建设与投产年份, 以及厂址、机组类型和容量等, 同时确定方案中与投资成本对应的费用;

生产模拟问题:

- 在投资决策条件给定的前提下, 对方案中的运行成本逐年进行详细优化计算的问题;
- 随机生产模拟: 考虑规划期内可能存在诸如各机组的非计划强迫停运、未来电力负荷的随机波动、水电厂来水量变化等不确定性约束;
- 优点: 可获得方案中各机组的期望生产电能、生产费用及电源可靠性指标, 为电源规划的决策提供准确的反馈信息;

第六章 电网规划方法（主网）

电网规划的任务及分类：

任务：含输电网规划和配电网规划，根据设计期内的负荷需求及电源建设方案，确定相应的电网接线，以满足可靠、经济地输送电力的要求；

主要内容：确定输电方式、选择电网电压、确定网络结构、确定变电所布局 and 规模；

主要问题：大型发电厂接入系统设计（或称为专题研究）、大区或省级电网规划（主网架设计）、
大区或省级电网联网规划、城市电网规划、农村电网规划、大型工矿企业的供电网规划；

分类：

短期规划（1～5 年）用于制定网络扩展决策，确定详细的网络方案；

中长期规划（5～15 年）介于短期和远景规划两者之间，用于估计实际电网的长期发展或演变；

远景规划（15～30 年）是通过对未来各种发展情形的简单分析，给出根据环境参数进行技术选择的一般原则，并做出最后的初步选择；

电网规划的基本要求：

1. 输，变、配电比例适当，容量充裕，在各种运行方式下都能满足将电力安全经济地输送到用户，并有适当的裕度；
2. 电压支撑点多，能在正常及事故情况下保证电力系统的安全运行及电压质量。
3. 保证用户供电的可靠性；
4. 系统运行的灵活性；
5. 系统运行的经济性；
6. 便于运行，在变动运行方式或检修时操作简便，安全，对通讯线路影响小等等；

电网规划设计的一般技术原则：

1. 满足电力市场发展的需要并适当超前；
2. 必须坚持统一规划，以安全可靠为基础，突出整体经济效益，满足环境保护要求，加强电网结构，提出合理的电网方案；
3. 应重点研究目标网架，目标网架应达到如下要求：
 - ① 安全可靠、运行灵活、经济合理，具有一定的应变能力；
 - ② 潮流流向合理，避免网内环流；
 - ③ 网络结构简单，层次清晰，贯彻“分层分区”的原则；
 - ④ 适应大型电厂接入电网；
4. 应重视受端网络规划，建成坚强的受端网架；
5. 送端网络规划应根据送端电源所能达到的最终规模，远近结合统筹考虑。对于大型电源基地，路口、港口电厂集中的地区应作出战略性安排；

电网规划问题的特点：

离散性：线路是按整数的回路架设的，所以规划决策的取值必须是离散的或整数的。

动态性：网架规划不仅要满足规划年限内的经济、技术性能指标等要求，而且要考虑到网络的今后发展以及今后网络性能指标的实现问题；

非线性：线路电气参数与线路功率及网损等费用的关系是非线性的；

多目标性：规划方案不仅要满足经济、技术上的要求，还须考虑社会、政治及环境等因素，这些因素常常是相互冲突和矛盾的；

不确定性：负荷预测、设备有效状况及水力条件等均存在显著的不确定性；

电网规划流程：

输电网规划流程：

- ① 原始资料的收集和论证：主要内容为预测地区负荷需求，分析线路可能行径及变电站站址选择，了解电源规划方案；
- ② 制定连接系统规则：根据电源、地区负荷分布、线路路径、和变电站站址等条件，制定连接系统规划；
- ③ 环境条件分析：确定薄弱供电环节、不经济的设备、因社会环境条件变化而必须改建或迁建的送变电项目；
- ④ 制定规划方案：提出的各种送变电规划方案既要能满足系统供电要求，又应力求技术上先进；
- ⑤ 技术经济评价：社会环境的适应性、供电可靠性、运行维护条件、供电质量、经济性；

配电网规划流程：

- ① 原始资料的收集准备：用户用电需要、用户电压要求、用户供电可靠性要求、用电负荷分布、变电站站址要求、地区环境要求、现有配电网的改造计划、输电网规划；
- ② 确定可能的配电规划方案；
- ③ 经济性评价；

④ 确定最佳配电规划方案：

电网规划的方法：

- 1) 传统的规划方法：从几种给定的可行方案中，通过技术经济比较选出推荐的方案。一般，参与比较的方案是由规划人员根据经验提出的，包含相当主观的因素，因此最终推荐方案不一定是客观上的最优方案；
- 2) 数学优化规划方法：应用系统工程、运筹学以及一些先进的工程数学理论对不同的方案以数学模型来表示，并进行全面深入的分析研究，为制定各种应变规划、滚动规划创造了条件。但是，规划中有不少社会、政治因素以及一些不确定因素都难以概括到数学模型中去，因此，优化规划方法不得不采取简化假定，从而削弱了该方法的优势；

人在规划中的作用：

- 处理非技术因素和不确定因素造成的问题，以及降低数学算法的计算复杂性；
- 对各种潜在问题进行比较深入分析研究；
- a. 启发式方法：以直观分析为依据，通常基于某一性能指标对可行路径上一些线路参数的灵敏度，根据一定的原则，逐步迭代直到满足要求为止；

计算过程：

- ① 过负荷校验
 - ② 灵敏度分析
 - ③ 方案形成
 - b. 数学优化方法：将电网规划要求归纳为运筹学中的数学规划模型，通过一定的优化算法求解，从而获得满足约束条件的最优规划方案。包含要素：
 - ① 变量：决策变量和状态变量；
 - ② 目标函数：主要包括电网的输变电建设投资费用和运行费用；
 - ③ 约束条件：决策变量的建设条件、状态变量的上下界以及各变量应满足的制约关系等；
- 3) 电网规划的一般工作方法：
- 认真进行调查研究，认识电网发展的客观规律；
 - 应用辩证唯物主义基本原理和数理统计方法，进行系统的分析和论证；
 - 定性分析与定量计算相结合，局部寻优与整体寻优相结合；
 - 搞好综合平衡；

电网的电压等级选择：

我国电网等级配置：

- 华北电网等大多数电网采用 1000、500、220、110、35、10、0.4kV 电压等级；
- 南方电网采用 800、500、220、110、35、10、0.4kV 电压等级；
- 东北电网采用 500、220、66、10、0.4kV 电压等级；
- 西北电网采用 750、330、110、35、10、0.4kV 电压等级；

选择的原则：

- 1. 选定的电压等级应符合国家电压标准。
- 我国国家的标准电压系列：3、6、10、35、63、110、220、330、500、750、1000kV
- 2. 同一地区同一电网内，应尽可能简化电压等级。电压等级不宜过多，各级压差也不能太小，简化系统的结构，减少系统中元件种类及数量，减少备用部件及重复容量，降低事故率及网损，简化设备维护及运行管理，提高供电的安全经济性；
 - 110kV 及以下（配网）电压级差一般在 3 倍以上；
 - 110kV 以上电压级差一般在 2 倍左右；
 - 3. 选定的电压等级要能满足近期过渡的可能性，同时也要能适应远景系统规划发展的需要；
 - 4. 考虑到与主系统及地区系统联络的可能性，电压等级应服从于主系统及地区系统。如不能采用同一电压系列，需研究互联措施；
 - 5. 对于跨省电网之间的联络线，应考虑适应大工业区与经济体系的要求，进一步建成一个统一的联合系统，最好采用单一的合理的电压系列；
 - 6. 大容量发电厂向系统送电，考虑采用高一级电压回线还是低一级电压多回线向系统送电，与该电厂在系统中的重要性有关；
 - 7. 对于单回线供电系统，在输电电压确定后的一回线送电容量与电力系统总容量应保持合适的比例，以保证在事故情况下电力系统的安全；
 - 8. 不是越多越好，尽可能满足要求简单化；

输电电压（kV）	输送容量（MW）	传输距离（km）	适用
----------	----------	----------	----

0.38	0.1 及以下	0.6 及以下	低压配电网
3	0.1-1.0	3-1	中压配电网
6	0.1-1.2	15-4	
10	0.2-2.0	20-6	
35	2-10	50-20	高压配电网
63	3.5-30	100-30	
110	10-50	150-50	
220	100-500	300-100	省内送电
330	200-1000	600-200	省、网际输电
500	600-1500	1000-400	
1000	5000-10000	2000-1000	网际输电

电压等级选择方法：

按照送电线路的线损率不宜超过 5%选择电压。如：送电线路采用铝导线、电流密度为 0.9A/mm2 的条件下，各级电压线路每公里电力损失的相对值近似为：

$$\Delta P\% = \frac{5L}{U_N} \Rightarrow L = U_N$$

发展更高一级电压等级应考虑的因素：

选择更高一级的电压，应与现有电网的电压系列相适应，相邻两级电压之比不低于 2 倍，
第 i 级经济电压

$$U_i = \sqrt{U_{i+1}U_{i-1}}$$

当系统的短路容量达到原有断路器最大短路容量时，则需寻求更高一级的电压；
选择更高一级的电压等级，应考虑与邻近电网互联网的可能性；
要考虑国家对电气设备的研制和供应能力；
应以电力系统中、长期规划为依据；

输电网电压等级选择：

1000kV 及以上为特高压输电网；
330、500、750kV 为超高压输电网；
220kV 为高压输电网；

配电网电压等级选择：

35～110kV 为高压配电网；
10kV 为中压配电网；
380 / 220V 为低压配电网；
农网：属于配电网范畴
110、66kV 线路常称为送电线路；
10kV 称为配电线路；

变电站的站址及容量选择：

变电站站址的选择和输电线路路径的选择，是做好电网规划和改造的基础；
变电站站址选择前必须要明确该变电站的类型及其在系统中的作用；
变电站站址选择工作程序：

1) 准备工作及室内选所

对所址的地点、出线、运输、水源、地质、环保、定员、用地等进行估算；
规划选所在 1：5 万或 1：10 万、工程选所在 1：1 万或 1：5 万地形图上标出可选的所址和出线走廊；
拟定现场搜集资料提纲。例如：向当地气象、地质、文物等部门搜集资料；

2) 现场勘察研究：会同地方有关部门到可能建站的几个站址勘察。应符合以下要求：

接近负荷中心；
使地区电源布局合理；
高低压各侧进出线方便；

站址地形、地貌及土地面积应满足近期建设和发展要求；

应考虑与邻近设施的相互影响；

交通运输方便；

3) 方案比较及编写选所报告

推荐出一个供电安全可靠、基建快、年费用少、维护检修负荷发展需要的站址方案；

最后编写出选址报告，一般包括：

站址所在地、占地类型、面积；

当地风速、风向、日照、积雪、覆冰、冻土层等项目；

站内基本模式和电气布置；

进出线走廊情况和有关证明文件；

影响环保内容及解决措施；

提出选址报告，经县、(乡)土地、城建、计划等部门复查、核实、批准；

4) 站址的经济分析

投资：

① 所区开拓投资，包括土石方及场地平整、征用土地等；

② 交通运输，包括铁路、公路、水运码头及有关设施等；

③ 供水，包括取水工程、供水和排水管线、冷却设施等；

④ 输电线路；

⑤ 居住区及职工福利设施；

⑥ 其他工程，包括基础附加费用(差值)，建筑抗震(差值)，施工供水、供电等；

运行费用：

① 折旧费；

② 电能损耗；

③ 消耗性材料；

④ 人员工资；

⑤ 水费；

变电站的电气主接线及容量的选择：

变电站电气主接线：

① 变压器-线路单元接线

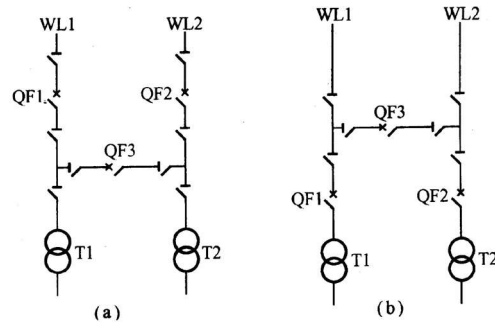
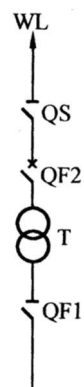
② 桥形接线

③ 角形接线

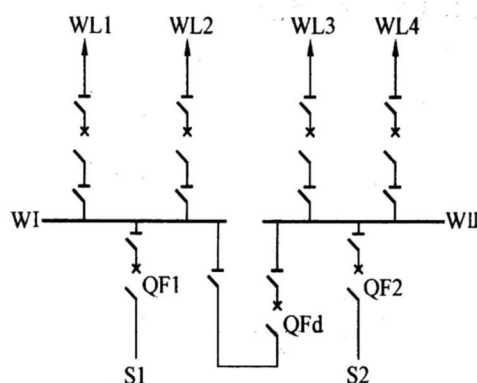
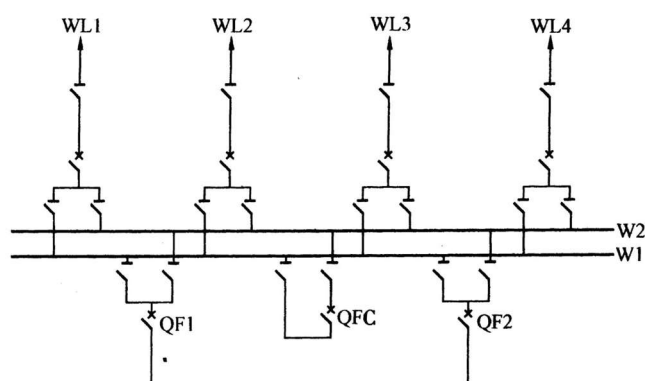
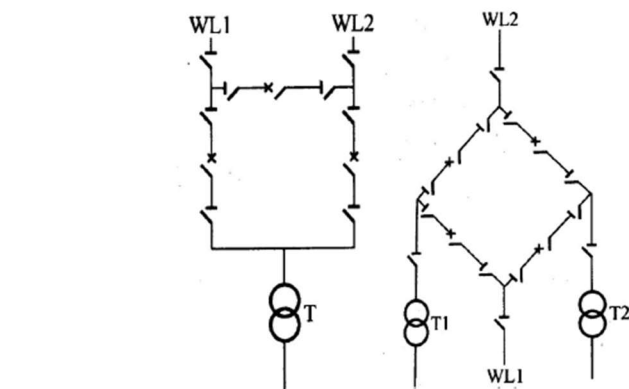
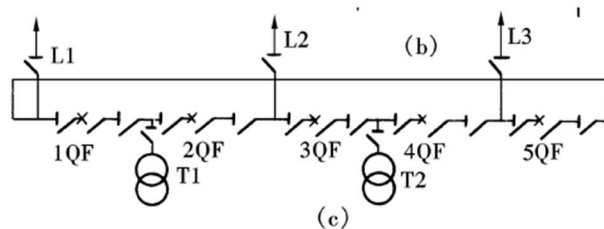
④ 单母接线及单母分段

⑤ 双母及双母分段

⑥ 1个半断路器接线



方便、满足



选择原则：根据变电站在电力系统中的地位、变电站的电压等级、出线回路数、设备特点、负荷性质等条件，以及满足运行可靠、简单灵活、操作方便和节约投资等要求决定；

变电站主变压器的选择：

确定合理的变压器的容量是变电所安全可靠供电和网络经济运行的保证；

变压器是变电所中的主要电气设备之一，其担任着向用户输送功率，或者两种电压等级之间交换功率的重要任务，同时兼顾电力系统负荷增长情况；

经济性考虑：

在生产上电力变压器制成有单相、三相、双值组、三绕组、自耦以及分裂变压器等；

在选择主变压器时，要根据原始资料和设计变电所的自身特点，在满足可靠性的前提下，要考虑到经济性选择主变压器；

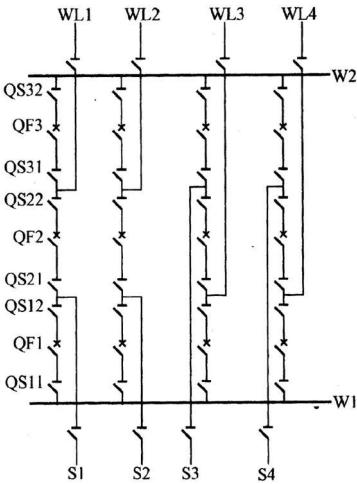
扩展性考虑：

选择主变压器的容量，同时要考虑该变电所以后的扩建情况来选择主变压器的台数及容量；

主变压器台数的选择：

1. 当装设三台及三台以上时，接线网络较复杂，且投资增大，占用面积增大，配电设备及用电保护复杂性增加，维护和倒闸操作等许多复杂化，造成中压侧短路容量过大，不宜选择轻型设备；
2. 两台主变同时发生故障机率较小。适用远期负荷的增长以及扩建，当一台主变压器故障或者检修时，另一台主变压器可承担 70%的负荷保证全变电所的正常供电。选择两台主变压器互为备用，提高可靠性；

主变压器容量的选择：



1. 主变容量一般按变电所建成近期负荷，5~10 年规划负荷选择，并适当考虑远期 10~20 年的负荷发展；
2. 对于城郊变电所主变压器容量应当与城市规划相结合，该所近期和远期负荷都给定，所以应按近期和远期总负荷来选择主变的容量；
3. 根据变电所带负荷的性质和电网结构来确定主变压器的容量；
4. 对于有重要负荷的变电所，应考虑当一台变压器停运时，其余变压器容量在过负荷能力后允许时间内，应保证用户的一级和二级负荷；对一般性能的变电所，当一台主变压器停运时，其余变压器容量应保证全部负荷的 70%~80%。该变电所是按 70%全部负荷来选择；

(1) 单台变压器容量：

35kV：10，20 （MVA）

110 kV：31.5，45，63 （MVA）

220kV：90，120，150，180 （MVA）

500 kV：500，750 （MVA）

变电容载比：

$$R = \frac{S_e}{P_{\max}}$$

是核算电网供电能力和电网规划宏观控制变电容量的依据：

容载比过大，电网建设早期投资增大；

容载比过小，电网的适应性差，发生调度困难，甚至引起限电现象；

220kV：1.6 ~ 1.9

35~110kV ： 1.8 ~ 2.1

10kV： 小于 4

(2) 变压器容量配置:

110kV 的供电负荷= 35kV 用电负荷+电网损耗 (35kV 与 10kV, 10kV 与用电设备容量同理)

$$\alpha_z \beta_z \sum S_{ze} \cos \varphi_z = \alpha_p \beta_p \sum S_{pe} \cos \varphi_p (1 + \lambda)$$

β_z	主变压器经济负荷系数 (110kV: 0.7)
β_p	配电变压器经济负荷系数 (35kV: 0.6, 10kV: 0.5)
S_{ze}	主变压器额定容量
S_{pe}	配电变压器额定容量
$\cos \varphi_z$	主变压器负荷功率因数 (110kV: 0.9)
$\cos \varphi_p$	配电变压器负荷功率因数 (35kV, 10kV: 0.8)
α	同时系数 (110kV: 1, 35kV: 0.85~1, 10kV: 0.45~0.6)
λ	配电网允许损耗电量百分数 (35kV: 3%, 10kV: 7%, 380/220V: 12%)

$$\gamma_1 = \frac{\sum S_{35kV}}{\sum S_{110kV}} = 1.35 \sim 1.58$$

$$\gamma_2 = \frac{\sum S_{10kV}}{\sum S_{35kV}} = 1.587 \sim 2.22$$

$$\gamma_3 = \frac{\sum S_{10kV}}{\sum S_y} = 1.4 \sim 1.86$$

(3) 主变压器型式的选择:

a. 主变压器相数的选择:

1. 当不受运输条件限制时, 在 330kV 以下的变电所均应选择三相变压器。而选择主变压器的相数时, 应根据原始资料以及设计变电所的实际情况来选择;
2. 单相变压器组投资大, 占地多, 运行损耗大, 同时配电装置以及断电保护和二次接线的复杂化, 也增加了维护及倒闸操作的工作量;

b. 绕组数的选择:

1. 在具有三种电压等级的变电所, 如通过主变压器的各侧绕组的功率均达到该变压器容量的 15%以上, 或低压侧虽无负荷, 但在变电所内需装设无功补偿设备, 主变宜采用三绕组变压;
2. 一台三绕组变压器的价格及所用的控制和辅助设备, 比相对的两台双绕组变压器都较少;
3. 生产及制造中三绕组变压器有: 自耦变、分裂变以及普通三绕组变压器;

c. 主变调压方式的选择 (220kV 及以上网络电压):

1. 枢纽变电所二次侧母线的运行电压控制水平应根据枢纽变电所的位置及电网电压降而定, 可为电网额定电压的 1~1.3 倍, 在日负荷最大、最小的情况下, 其运行电压控制在水平的波动范围不超过 10%, 事故后不应低于电网额定电压的 95%;
2. 电网任一点的运行电压, 在任何情况下严禁超过电网最高电压, 变电所一次侧母线的运行电压正常情况下不应低于电网额定电压的 95%~100%;
13. 调压方式分为两种, 不带电切换, 称为无激磁调压, 调整范围通常在 $\pm 5\%$ 以内, 另一种是带负荷切换称为有载调压, 调整范围可达 30%;

d. 连接组别的选择:

1. 变压器绕组的连接方式必须和系统电压相位一致, 否则不能并列运行;
2. 全星形接线虽然有利于并网时相位一致的优点, 而且全星形接法, 零序电流没有通路, 相当于和外电路断开, 即零序阻抗相当于无穷大, 对限制单相及两相接地短路都有利, 同时便于接消弧线圈限制短路电流。但是三次谐波无通路, 将引起正弦波的电压畸变, 对通讯造成干扰, 也影响保护整定的准确度和灵敏度。如果影响较大, 还必须综合考虑系统发展才能选用;

3. 我国规定 110kV 以上的电压等级的变压器绕组常选用中性点直接地系统，而且要考虑三次谐波的影响，会使电流、电压畸变。采用△接法可以消除三次谐波的影响。所以应选择 Y0/Y0/△接线方式。

e. 容量比的选择：

1. 对于 110kV 中压侧为主要受功率绕组，而 10kV 侧主要用于所用电以及无功补偿装置的变电所容量比选择为：100/100/50；

f. 主变压器冷却方式的选择：

主变压器一般采用的冷却方式有：自然风冷却，强迫油循环风冷却，强迫油循环水冷却

自然风冷却：一般只适用于小容量变压器。

强迫油循环水冷却：散热效率高，节约材料、减少变压器本体尺寸。需要一套水冷却系统和相关附件冷却器的密封性能要求高，维护工作量较大。所以，选择强迫油循环风冷却；

电力网络结构规划的常规方法：

（1）方案形成：

任务：根据输电容量和输电距离，拟定几个可比的网络方案。由技术人员完成，依赖经验；

1. 送电距离的确定：

在地形图上量得欲连接的两个变电站之间的直线距离 L_1 ，再乘以曲折系数 1.1~1.4，则为估算的规划线路长度 L ，所乘系数的大小可根据线路的地形情况确定，线路一般可沿着公路走向架设；

2. 送电容量的确定：

对待规划电网进行分层分区域的电力电量平衡计算，观察各区电力余缺，从而确定各地区间的送电量；

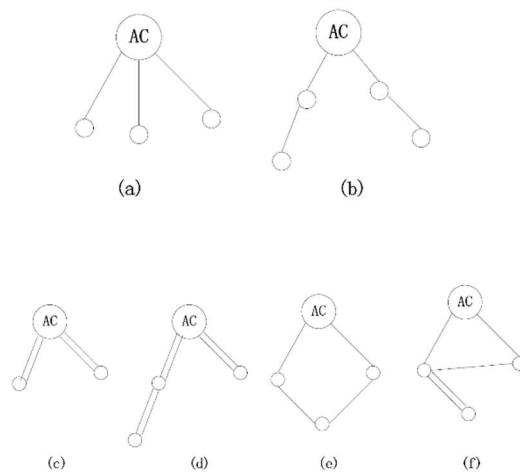
3. 确定方案：

待规划电网的送电距离和送电容量决定后，按送电线路输电能力，结合以往类似工程实例及规划者的经验，拟出几个待选的网络连接方式；

4. 网络结构：

无备用网络：a) 单回路放射式、b) 单回路链式；

有备用网络：c) 双回路放射式、d) 双回路链式、e) 环网、f) 双回路与环网混合型；



（2）方案检验：

1. 电力系统潮流计算：

检验各方案是否满足正常与事故运行方式下送电能力的需要。在正常运行方式下：

各线路的潮流一般应接近线路的经济输送容量；

各主要变压器（联变）的潮流应小于其额定容量；

满足 N-1 检验原则，即在网络中任意一条线路故障（包括检修）的情况下，各线路潮流不超过其持续允许的发热容量，各变压器没有长时间过负荷现象；

2. 调相调压计算：

检验无功补偿是否满足系统在各种正常及事故运行方式下电压水平的需要，达到经济运行的效果，原则上应使无功功率就地、分层、分区基本平衡；

3. 短路电流计算：

检验网络中所有断路器是否能承受各水平年的网络短路容量，提出今后发展新型断路器的额定断流容量，以及研究限制系统短路电流水平的措施（包括提高变压器中性点绝缘水平）；

4. 暂态稳定计算

1. 检验各方案在 SDJ161-1985《电力系统设计技术规程》中所规定的关于电网结构设计的稳定标准下，电力系统能否保持稳定。以下故障时网络结构必须满足系统稳定运行或正常供电：

- 单回线输电网络中发生单相瞬时接地故障重合成功

- 同级电压多回线和环网发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合（对于水电厂的直接送出线，必要时采用切机措施）

- 主干线路各侧变电站同级电压的相邻线路发生单相永久接地故障重合不成功及无故障断开不重合
- 核电站送出线出口及已形成回路网络结构的受端主干网络发生三相短路不重合；
- 任一台发电机（除占系统容量比例过大者外）跳闸或失磁；
- 系统中任一大负荷突然变化（如冲击负荷或大负荷突然退出）

2. 以下故障时可采取措施保持系统稳定运行，但允许损失部分负荷：

- 单回线输电网络发生单相永久接地故障重合不成功；
- 同级电压多回线，环网及网络低一级电压的线路发生三相短路不重合；

5. 经济比较

需综合考虑的因素有：主干电网结构，厂内或者变电站内接线，运行灵活性，是否便于过渡，电源、负荷变化的适应性，对国民经济其他部门的影响，国家资源利用政策，国家物资、设备的平衡，环境保护和生态平衡，工程规模 and 措施是否与现有技术水平相适应，缩短建设工期和改善技术经济指标的可能性和必要性，建设条件和运行条件，对人民生活条件的影响，对远景发展的适应情况；

电网规划的一般步骤：

① 确定负荷水平及电源安排；

② 进行电力电量平衡计算以明确输电线路的送电容量和送电方向；

③ 核定送电距离；

④ 拟定电网方案；

送电距离、送电容量、网络连接方案

⑤ 进行必要的电气计算；

技术比较（潮流、稳定、短路、调相、调压、工频过电压、潜供电流）、经济比较；

⑥ 进行技术经济比较；

⑦ 综合分析，提出推荐方案；

综合分析网络结构的安全性、经济性和灵活性（远景适应），提出推荐方案；

几种主要电网设计：

设计原则：

1. 根据规划水平年的负荷及电源分布情况分层分区

- 分层：按电压等级分层，不同容量的发电厂应根据其在系统中的地位、作用接入相应电压等级的网络，不同大小的负荷根据其大小及地理位置接入不同电压等级的网络，使电源直接向负荷中心供电，尽力避免转送；

- 分区：以枢纽变电所为核心，将其周围的负荷和电厂连在一起，使有功功率和无功功率尽可能就地平衡，成为一个自然的供电区。根据这些供电区的电力盈亏情况可以确定系统潮流的大致走向；

2. 确定发电厂、变电站的出线数目及供电区之间的联络线数目：

- 选择出线：

- ① 发电厂和变电站的出线数目不宜太多。出线过多说明电压等级偏低，应考虑选择高一级电压的可能性；

- ② 多回出线避免集中在同一出线路径上，以避免同时切除多回出线，对向不同方向送电的出线，当一个方向出线发生故障时，其余方向的出线仍应维持正常运行；

- 选择联络线。电力系统的输电线路可分为以下几类：

- ① 单电源侧供电的负荷线路；

- ② 两侧电源供电的负荷线路；

- ③ 供电区间弱联系线路；

- ④ 供电区间较大交换功率的强联系线路；

- 上述①、②两种线路的长度一般不超过 200km,通常按经济容量选择线路数目，并按允许电压损耗、无功补偿容量的合理性等条件进行修正；

- 上述③、④两种线路输送距离较远，其输送容量主要取决于系统的稳定性，其传输能力一般取静态稳定条件下输送的最大功率。在确定线路的回路数时应考虑一定的稳定储备，正常运行时通常取静态稳定储备为 20%，事故后储备为 8%；

3. 确定网络结构：

- 一般来说，网络接线愈紧凑，系统运行抗干扰能力愈强，愈容易维持稳定运行，但是短路电流也愈大，因此需要断路器的切断能力愈高。网络接线松散则情况相反；

- 对电源和负荷分布不均匀的超高压输电系统，应注意使网络结构紧凑一些，特别是应注意建立比较强的受端系统；

发电厂接入系统设计：

- 1. 接入原则：
 - 不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；
 - 主力电厂的出线，要以与主网相同的电压直接联接；
 - 大型电厂单机容量为 200MW 及以上机组的电气主接线，宜采用简单可靠的单元接线方式，直接接入高压或超高压配电装置，分别以输电线路送到受端系统并列，即所谓在负荷侧并列方式；
- 2. 机组容量：
 - 根据系统内总装机容量和备用容量、负荷增长速度、电网结构和设备制造、政策导向等因素进行选择；
 - 最大机组容量不宜超过系统总容量的 8%~10%；
- 3. 出线电压及回路数：
 - 根据电厂、电网具体情况论证确定，主要考虑的因素：
 - 规划容量，单机容量，输电方向、容量及距离，电厂在系统中的作用；
 - 简化电网结构及电厂主接线、降低网损、调度运行灵活；
 - 限制系统短路电流；
 - 系统安全稳定水平；
 - 对各种因素变化的适应性等。
 - 出线电压一般不超过两种（不包括发电机电压）；
 - 有条件时，大机组尽量以发变线单元方式直接接入枢纽变电所；

受端系统设计：

- 受端系统：以负荷集中地区为中心，包括区内和邻近电厂在内，用较密集的电力网络将负荷和这些电源连接在一起的电力系统；
 - 受端系统通过接受外部及远方电源输入的有功电力和电能，以实现供需平衡；
- 1. 电源接入：
 - 根据发电厂在系统中的地位和作用，不同规模的发电厂应分别接入相应的电压网络；受端系统主力电厂宜直接接入最高一级电压电网；
 - 外部电源宜经相对独立的送电回路接入受端系统，尽量避免电源或送端系统之间的直接联络和送电回路落点过于集中。每一组送电回路的最大输送功率所占受端系统总负荷的比例不宜过大；
 - 2. 联网：
 - 联网效益：不同的电网联网可以取得：两网错峰；水电调峰；水电补偿调节；减少备用容量；规模经济（采用大容量机组）；各种能源调剂效益；
 - 联网方式：一点联网；环形联网；大环联网；
 - 两大系统间主干联络线电压等级一般宜与主网最高一级电压一致；
 - 3. 联网规划设计：
 - 初步可行性研究：（与可行性研究内容相差不大，具体内容稍浅）
 - 可行性研究：论证联网的必要性、作用和联网效益，推荐联网输电方式（交流、直流或混合输电）、联网方案、联络线的经济输送容量、电压等级和回路数。对推荐方案做出全面技术经济分析，提出包括系统继电保护、调度控制和通信在内的工程投资估算和经济效益评价；
 - 联网工程系统专题设计：通过电气计算，提出防止联络线上功率不规则波动、低频振荡、故障后系统失步、电压崩溃和联络线过负荷的措施，确定联网工程主设备参数，对继电保护、安全自动装置、调度自动化、远动和通信方式，以及联络线的频率和负荷控制提出技术要求；
 - 4. 部分问题的解决措施：
 - 设自动调节联络线功率的装置；
 - 安装解列保护，防止事故扩大；
 - 大容量发电机上装设电力系统稳定器（PSS）；
 - 其他，如安装过负荷解列、低电压解列等保护装置；

输电线路导线截面及输电能力：

输电线路导线截面选择和检验：

1. 按经济电流密度选择截面

经济电流密度：架空线路传送电能的过程中，产生电压损失、电能损耗。此损耗的大小及其费用随导线的截面变化而变化。增大导线的截面，虽然能减少电能损耗，但增加了线路的投资。在这中间总能找到一个最理想的导线截面，使其经济效果最好，这一导线截面成为经济截面。根据经济截面推算出来的电流密度成为经济电流密度；

$$S=\frac{P}{\sqrt{3}J U_N \cos \varphi}$$

材料	最大负荷利用小时数（小时/年）		
	<3000	3000~5000	>5000
裸铝	1.65	1.15	0.9
裸铜	3	2.25	1.75
铜芯	2.5	2.25	2
铝芯	1.92	1.73	1.54

2. 按电晕条件选择截面

危害：导线产生电晕会增加输电线路的电能损失，同时也会对无线电通信和载波通信产生干扰；

校验原则：

•关于电晕损失，一般趋向于用导线最大工作电场强度(kV/cm)与全面电晕临界电场强度的比值来衡量。相关的设计手册《110～500kV 架空送电线路设计技术规程（DL/T5029-1999）》中，有不必验算电晕的导线最小界面表可查阅；

•许多国家（如瑞典、前苏联）认为，三相平均的导线表面最大工作电场强度与全面电晕临界电场强度之比若小于 0.9，则认为 是经济的；

3. 按长期容许电流校验导线截面

选定的输电导线线路的导线截面，必须根据各种不同运行方式以及事故情况下的传输容量进行发热校验，即在设计中不应是预期的 输送容量超过导线的发热极限。按容许发热条件的持续极限输送容量计算公式：

$$S_{\max} = \sqrt{3}U_N I_{\max}$$

4. 按电压损失校验导线截面

•条件：电压为 6、10kV 以下，且导线截面在 70～95mm2 以下的线路，才进行电压校验。因为界面大于 70～95mm2 的导线， 采用加大截面的方法来减小电压损失的效果并不十分显著，反而还会引起投资及有色金属较多的增加。采用经典电容器补偿或 有载调压变压器以及其它措施更为合适，不过应进行经济技术比较后确定；

•原则：线路允许电压损失的量，应视线路首端的实际电压水平确定。对于线路末端受电器，一般允许低于其额定电压的 5%。 个别情况下（如故障），允许低于额定电压的 7.5%～10%；

5. 按机械强度校验导线截面

原则：为保证架空线路必要的安全机械强度，对于跨越铁路、通航河流和运河、公路、通信线路、居民区的线路，其导线截面 不得小于 35mm2；

导线构造	架空线路等级		
	35kV 及以上	1~35kV	<1kV
单股线	不许使用	不许使用	不许使用
多股线	25	16	16

送电线路输电能力：

输电线路传输功率的大小与输送距离的远近，它与电力系统的经济、稳定运行有很大关系；

线路自然传输功率：

$$P_{\lambda} = \frac{U_N^2}{Z_{\lambda}} = 2.5 \times 10^{-3} MW$$

线路传输特性：当线路传输自然功率时，线路上没有无功功率传输，全线各点电压和电流大小一致。当传输功率小于自然功率 时，会造成线路电压由始端往末端升高；当传输功率大于自然功率时，线路电压从始端往末端降低；

超高压远距离输电线路的传输能力：

• 决定因素：主要取决于发电机并列运行的稳定性，以及为提高稳定性所采取的措施；

• 传输功率的计算公式：

$$P = P_{\lambda} \frac{\sin \delta_{\lambda}}{\sin \lambda}$$

按静稳条件决定的输送能力：

电压（kV）	输送能力 （100kmMW）	电压（kV）	输送能力 （100kmMW）
220	400~600	500	3800~4000
330	1400~1600	750	7200~7400

线路的经济输送容量：线路的经济输送容量按经济电流密度计算求得；

按负荷距计算输送能力：负荷距是指线路传输的有功功率和传输距离的乘积。若以知输送距离可求得传输容量，即传输容量=负荷距/传输距离；

第十章 配电网规划

配电网：

定义：在电力网中起电能分配作用的网络，通常是电力系统中二次降压变压器低压侧直接或降压后向用户供电的网络；

组成：架空或电缆配电线路、配电开关类设备、配电所、柱上变压器、配电箱等；

分类：电压等级：高压配电网（35-110kV）、中压配电网（6-10kV）、低压配电网（220-380V）

供电区域：城市配电网（城网）：负荷相对集中，布点多，事故影响大，短路容量大，200~300MVA 左右；

农村配电网（农网）：负荷分散，供电半径大，线路长，有的 10kV 线路长达几十千米，线路维护工作量大。

短路容量小，一般在 100~200MVA；

工厂配电网：以无备用的树状、放射状、干线式等为主，少数采用手拉手接线；

随乡镇经济的发展，农网接线有向城网接线发展的趋势；

供电分区：

供电地区分为四级，供电区分为六类；

供电地区：根据行政级别、城市重要性、经济地位和负荷密度等条件将其划分为四级；

负荷密度：某区域最高电力负荷与该区域面积的比值；

供电区：根据城市规划可将城市分为中心区、一般市区、郊区。若城市中心区低于 5 平方千米按一般市区考虑，不再单独分类。

县分为县城、城镇、乡村；

回路：电力系统中 2 个或多个端点（断路器、开关和/或熔断器）之间的元件，包括变压器、电抗器、电缆和架空线，**不包括母线**；

N-1 停运和 N-1-1 停运：

N-1 停运：是指一个回路故障停运或计划停运；

N-1-1 停运：是指一个回路计划停运的情况下，又发生了故障停运；

N-1 安全准则和 N-1-1 安全准则：正常运行方式下，电力系统中发生 N-1 停运或 N-1-1 停运时，电力系统能保持稳定运行和正常供电，其他元件不过负荷，且系统电压和频率在允许的范围之内。这种保持系统稳定和持续供电的能力和程度，分别称为“N-1 安全准则”和“N-1-1 安全准则”。其中，N 是指系统中相关的线路或元件数量。

可转供电线路：有联络关系的中压线路同时处于最大负荷运行方式下，其中某一回线路的变电站出线开关故障或计划停运时，其全部负荷可通过不超过两次（含两次）的转供电倒闸操作，转由其余线路供电；

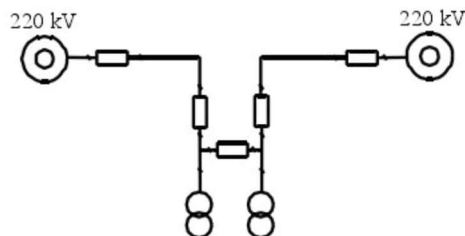
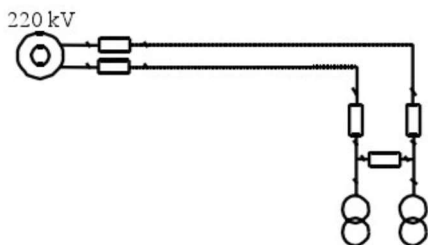
高压配电网网络接线模式及特点：

1. 单侧电源的双回辐射（同侧电源的两线一变）

- 线路的备用容量为 50%，每条线路正常运行时的最大负荷只能达到线路允许载流量的 1/2；
- 满足线路 N-1；
- 站内采用内桥接线，适用于终端站；
- 不防变电站全停；

2. 双侧电源的双回辐射（双侧电源的两线一变）

- 常适用于负荷密度较低、可靠性要求较高的供电区域，可作为地方网架规划时的初始方案；



3. 拉手结构的四线两变

- 常用于网架过渡方案，当地方负荷增长时，可由早期的两线一变（单电源、双电源）扩建致四线两变，以满足负荷的要求；

- 该接线方式经济性好，可靠性高；

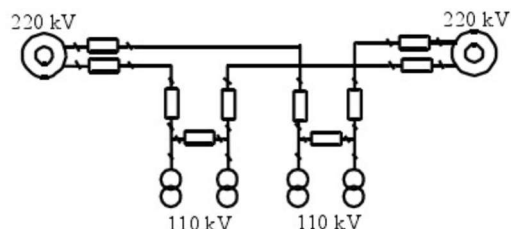
- 各地区初期均存在双回辐射接线方式

南方电网导则：过渡期内，在 110kV 主干线路尚未完全建成

110kV 变电站可先以双回路辐射的形式接入 220kV 变电站；

采用该种接线方式；

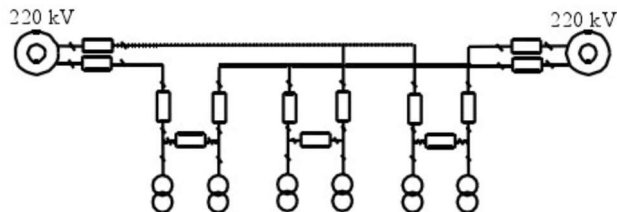
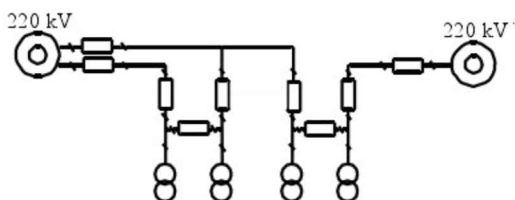
华北电网导则：B、C、D 类区域均可采用该种接线方式；



时，新建的 B、C 类区域可

4. 三线两变接线方式

- 省去一台断路器等开关设备投资，所需 T 接的输电线路长度减小，提高了线路走廊的利用率；
- 适用于输送容量较小的供电区域，可靠性要求不高的区域，可作为网架的中间过渡方案；



5. 双 T 结构的四线三变接线方式

- 该接线方式是在手拉手结构的四线两变接线基础上建立的，新建变电站可 T 接至原有线路；
- 这种接线调度灵活、电源、负荷可自由调配，安全可靠，有利于扩建。适用于可靠性要求较高、供电通道紧张的区域；
- 各地区过渡时期均存在双回辐射+T 接接线方式
- 为了提高线路走廊的利用率，在过渡方案中，新建变电站的进线电源可以从原有线路 T 接；

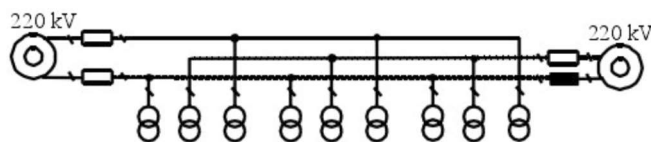
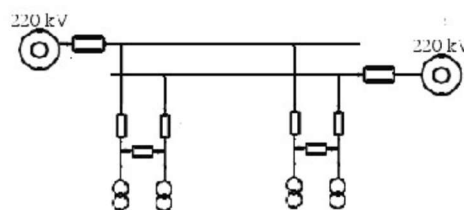
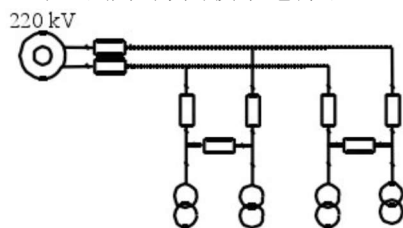
6. 单侧电源两线两变（单侧电源双 T）

- 是简单、投资省、继电保护方式简单可靠，对架空线装设自动重合闸装置，变电站装备用电源自动投切；
- 考虑到一回线路停电时的影响范围，接在每回线路上的变压器台数不宜过多；
- 适用于输送容量小、可靠性要求不高区域；

7. 双电源两线两变（双电源双“T”）

- 双电源两线两变接线方式常用于网架过渡方案，当地方负荷增长时，可由早期的两线一变扩建致两线两变，以满足负荷的要求；

- 在可靠性方面较单电源双“T”接线模式有所提高。适用于输送容量小、可靠性要求不高的区域；

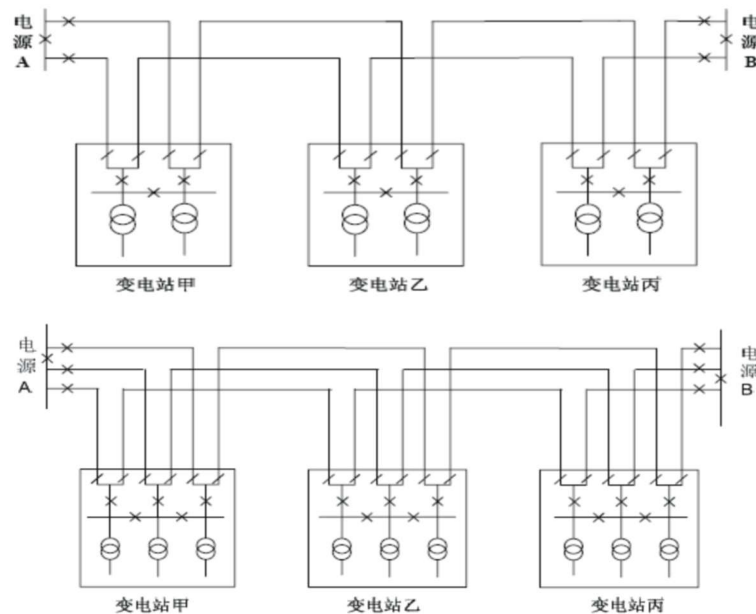


8. “三 T”结构四线三变接线方式（两侧电源，三台变）

- 提高设备利用率了，在满足主变“N-1”的条件下，变电站可用容量由 50%提高到了 67%，线路也是如此；
- 双侧电源三“T”接线的运行方式基本上跟双侧电源双“T”接线相似，每条线路带两个主变，一旦线路发生故障退出运行，该线路所带的主变将由其他线路转带，由于有三条线路，这种接线模式能够满足线路的“N-1-1”校验；
- 南方电网导则：C 类区域可采用“双 T”接线；
- 华北电网导则：C、D 类区域可采用“双 T”接线；
- 南方电网导则：A、B 类区域可采用“三 T”接线；
- 华北电网导则：A、B 类区域可采用“三 T”接线；

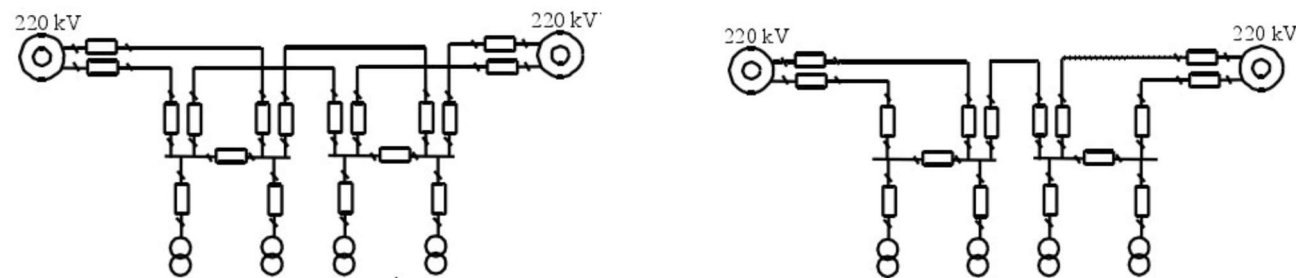
9. 双侧电源“π”型接线

- 这种接线模式的供电可靠性较高，当然所需要投入的设备也多，投资比较大。适用于城市中心对可靠性要求较高的地区；
10. 三“π”接线



11. 完全双链结构的四线两变接线方式

- 属于有备用接线方式，适用于两座 220kV 变电站之间需要强联络且运行方式经常发生变化的区域；
- 电压质量、供电可靠性高，满足 N-1、N-2，投资相对较大；



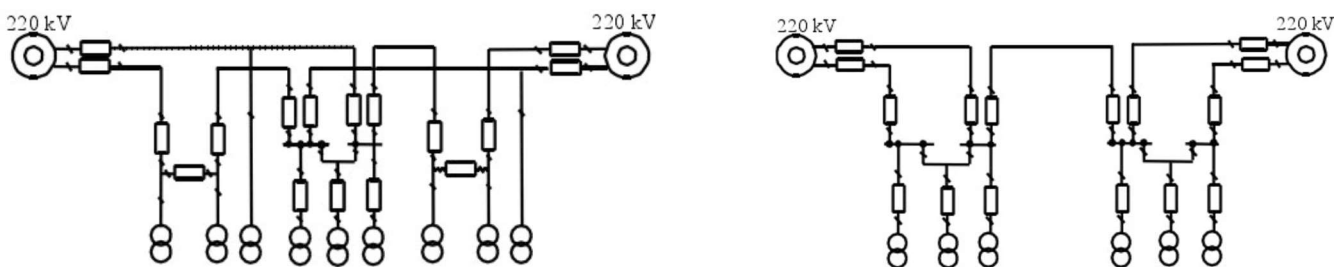
12. 不完全双链结构的四线两变接线方式

中间联络通道不再是双链而是单链

13. 四线三变链式接线方式（三台变）

站内主接线采用内桥+线变组、单母分段

14. 不完全双链结构接线方式（三台变）



- 双链接线能够满足线路“N-1-1”校验，可靠性很高，调度运行方式灵活。北京地区主要采用双链接线模式；
- 南方电网导则：A、B 类区域可采用双链或不完全双链接线；
- 华北电网导则：A、B 类区域可采用双链接线；

中压配电网网络接线模式及特点：

- 由 10kV 线路、配电所、开闭所、箱式配电站、杆架变压器等组成；
- 依据高压配电变电所位置和负荷分布分成若干相对独立分区，各个分区一般不重叠；
- 高压配电变电所中压出线开关停用时，应能通过中压电网转移负荷，对用户不停电；
- 具有足够的联络容量，正常时开环运行，异常时转移负荷；
- 市区架空配电网为沿道路架设的格子形布局网络，在道路交叉口连接。全网在适当地点用杆塔开关（即柱上开关）分断，形

成多区段（区段中又分段）、多连接的开式运行网络；

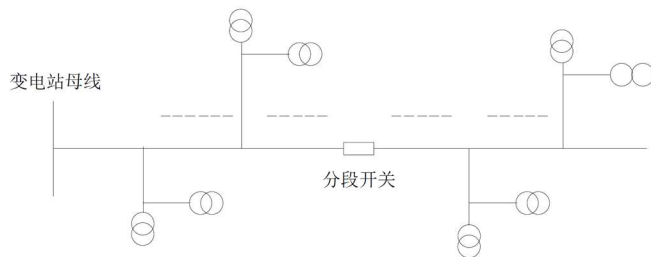
- 架空电网的供电能力有一定限度，当负荷大量增加时，中压电网可由架空线过渡为电缆；

1. 单辐射

优点：接线简单，投资省，线路利用率高，最高 100%；

缺点：供电可靠性低，故障或检修时不能满足转供电；

要求：适用于城市非重要负荷架空线和郊区季节性负荷；



2. “N-1” 单环网

• 在两个或多个辐射网之间用联络开关连接起来，组成多电源有备用的接线方式，称为环式接线，其中两个电源点之间的连接就是手拉手的接线方式；

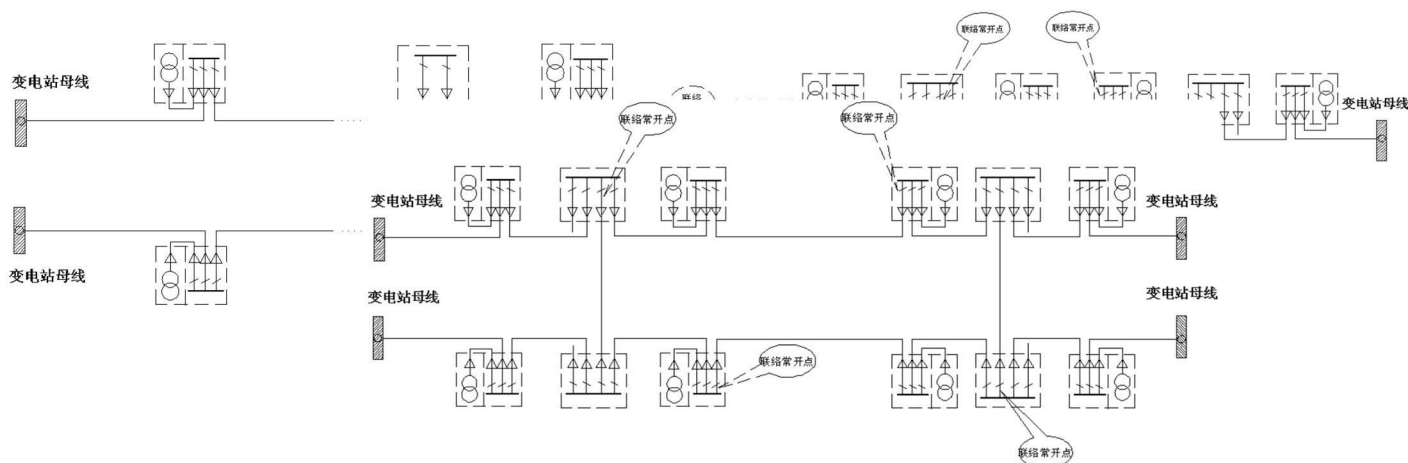
- 在配电网方面，只要有二个电源及其以上的电源都可以成为环式接线；

- 所有线路的末端通过联络开关连接，线路的平均负载率是 $N-1/N$ ；

优点：供电可靠性高，接线简单，运行方便，可满足 N-1 安全准则；

缺点：实际可转供能力受负荷分布影响较大，实际线路利用率可能不高；

N-1 准则：一条线路故障时，仍然能够通过负荷转移，将故障线路隔离，同时使得没有故障的线路继续运行；



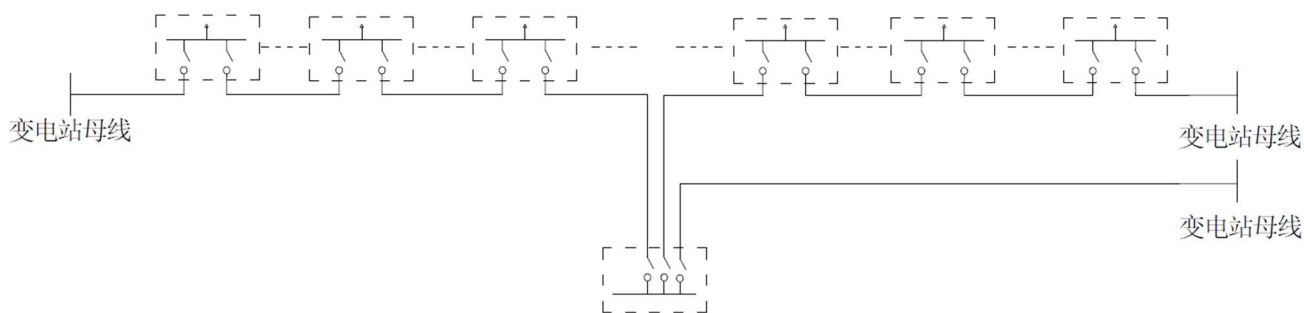
3. N 供一备

• N 条电缆线路连成电缆环网，其中有 1 条线路作为公共的备用线路正常时空载运行，其它线路都可以满载运行，若有某 1 条运行线路出现故障，则可以通过线路切换把备用线路投入运行；

- 回路电源可取自不同变电站，且由另一路变电站的线路为备用；

优点：供电可靠性高，可满足 N-1 安全准则，设备平均负载率较高，可达 $N/(N+1)$ ；

缺点：地理位置及负荷分布等因素的影响较大，供电区域应到达一定的规模；

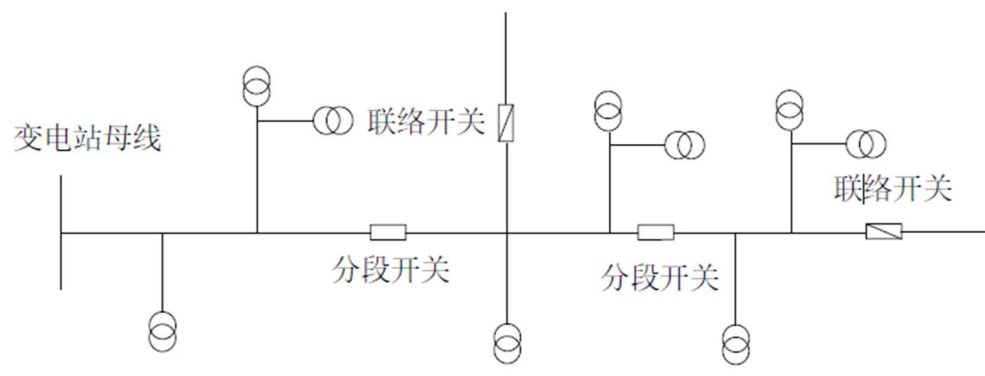


4. N 分段 N 联络

• 通过在干线上加装分段开关把每条线路进行分段，并且每一分段都有联络线与其他线路相连接，当任何一段出现故障时，均不影响另一段正常供电，这样使每条线路的故障范围缩小，提高了供电可靠性；

• 多分段多联络根据分段数和联络数的不同可分为两分段两联络，三分段两联络、三分段三联络、四分段四联络、六分段三联络等。一般分段数大于或等于联络数；

优点：供电安全可靠，经济性较好，满足 N-1 安全准则，联络开关数目越多，故障停电和检修时间越少，线路负载率较高；
缺点：接线相对较复杂，故障转供方式较多，运行调度相对困难；受地理位置，和负荷分布的影响，供电区域要达到一定的规模，且造价较高；
这种接线每条线路应留有 1/3 或 1/4 的备用容量；
这种接线模式可应用于城网大部分地区，联络线可以就近引接，但须注意要在不同变电所的出线或同一变电所的不同母线出线间建立联络；



城市中压配电网接线方式发展：

- a) 城市发展初期：一般负荷密度较低，供电可靠性总体要求不高，建设以双电源手拉手、三分段三联络接线方式为主的中压配电网，辅以单电源辐射接线；
- b) 中大型城市过渡期：以电缆线路为主，接线方式以三供一备为主，从手拉手环网、三分段三联络等接线方式基础上增加备用线路，较为方便、快速地组网；
- c) 稳定期：负荷密度处于较高并稳定的水平，供电可靠性要求高，此时的配电网应具备较高的设备装备水平、自动化水平和管理水平。中压配电网的主干线形成上述环网网络，并具有一定备用容量，能灵活地适应系统各种可能的运行方式，有利于提高供电可靠性；

城市低压配电网：

低压负荷分散，进户点多，从经济性考虑，以架空线为主；
供电半径一般不超过 400m；
当变压器故障时，可将负荷拆开，向邻近电网 2—3 个方向转移，且故障负荷转移时，导线运行率不超过 100%，线路末端电压不超过规定值；

配电网分析指标：

1. 高压配电网：

①容载比

容载比：配电网某一个供电区域中变电设备额定总容量与所供负荷的平均最高有功功率之比值；
容载比反映变电设备的运行裕度，是宏观控制变电总容量的重要指标；
地区全网容载比应按电压等级分层计算，对于区域较大，区域内负荷发展水平极度不平衡的地区，也可区分电压等级分层计算容载比；

区域特性		容载比
有发展潜力，发展初期/快速发展期	远期	1.8-2.1
	近期	1.9-2.3
复合增长率低，网络结构联系紧密	远期	1.8-2.1
	近期	1.8-2.0

② 110 千伏变电站

110 千伏变电站电源应来自两个相对独立的电源点（电源点可为 220 千伏变电站或发电厂）或同一座变电站的两条分段母线；
110 千伏变电站供电范围应考虑负荷密度、空间资源、中压配电网供电半径和整体经济性；
A 类供电区规划 110 千伏变电站供电范围宜按 3-4 km² 考虑，B 类宜按 4-6 km² 考虑，C 类宜按 6-9 km² 考虑，D 类宜按 9-16 km² 考虑；

③ 主变压器

A、B、C 类供电区宜采用双绕组有载调压变压器；
D、E、F 类供电区，宜采用双绕组有载调压变压器，也可根据当地电网特点采用三绕组有载调压变压器；

A、B 类供电区变电站首期投产主变台数不应少于 2 台；

供电分区	110/35/10kV、110/10kV	
	数量	单台容量（MVA）
A	3，4	50、63
B	3，4	50、63
C	2，3	40、50、63
D	2，3	40、50
E，F	2	20、31.5、40

④ 变电站出线回数

110kV 变电站出线：根据变电站主接线形式配 2-4 回，有电厂/大用户接入的变电站可增加 1-2 回；
35kV：4-10 回；
10kV：50，63MVA 主变 12-16 回，40MVA 主变配 10-12 回，20MVA 配 6-12 回；

⑤ 110kV 线路回数

单回 110 千伏供电线路长度不宜超过 60 千米；

供电分区	导线截面	
	架空线	电缆
A，B	300，400，500，630	630，800，1000，1200， 1400，1600
C，D	300，400，500	500，630，800，1000，1200
E，F	185，240，300	--

⑥ 供电安全准则

N-1：高压配电网发生 N-1 停运时，电网能保持稳定运行和正常供电；

⑦ 母线电压偏差率

电压等级	供电区域类型	供电安全准则
110kV	A+，A	必须满足N-1，有条件满足N-2
	B	必须满足N-1
	C，D	应满足N-1
	E	宜满足N-1
	F	可满足N-1
35kV	D	应满足N-1
	E	宜满足N-1
	F	可满足N-1

⑧ 变电站全站停电负荷转供率

⑨ 线损率

2.中压配电网：

① 线路长度和截面

中压配电线路的供电距离应满足末端电压质量的要求；

供电分区	A	B	CD	E	F
最大长度	3km	4km	6km	10km	15km

中压架空线路导线截面推荐表（mm2）：

供电分区	主干线	次干线	分支线
ABCD	240，185	150，120	95，70
EF	185，150，120	120，95	70，50

- 中压电缆截面推荐表（mm²）：
- | 供电分区 | 主干线 | 分支线 |
|------|-------------|------------|
| ABCD | 400，300，240 | 150，120，70 |
- ② 线路接线模式
- 统计当前线路的接线模型的种类与比例，特别是典型接线和非典型接线
- 辐射式比例（%）：指辐射式线路条数占“线路总条数”的比例；
- 单联络比例（%）、多联络比例（%）、典型接线率（%）、环网比例（%）；
- ③ 线路配变
- 配变利用率：线路典型日的日峰值/线路上所有配变变压器容量之和；
- $$r = \frac{P_{lmax}}{\sum S_N}$$
- 配变负载率：用配变当月（年）出现的最大视在功率除以配变的额定容量；
- | 负载情况 | 轻载 | 正常 | 重载 | 过载 |
|------|------|---------|----------|-------|
| 负载率 | <30% | 30%~80% | 80%~100% | >100% |
- ④ 线路负载率
- 线路负载率：用线路当月（年）出现的最大视在功率除以线路的额定容量；
- ⑤ 线路绝缘化率：线路中电缆和架空绝缘线占线路总长度的比例。提高供电可靠性；
- ⑥ 线损率：经济指标，应按线损“四分”管理要求控制分压技术线损；
- 线损四分管理是指对所管辖电网采取包括分压、分区、分线和分台区的线损管理在内的综合降损管理方式
- 分压管理按电压等级统计分析线损率；
- 分区管理主要按行政区域进行划分，指供电所；
- 分线管理主要针对 10kV 公用线路的管理；
- 分台区管理针对公用配变管理；
- ⑦ 电压偏差：正常情况下，最大和最小值的波动情况；
- $$\Delta U = \frac{U - U_N}{U_N}$$
- | 电压等级 | 允许电压偏差 |
|--------|--|
| 110 千伏 | 正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的 -3% ~ +7%；事故运行方式时为系统额定电压的 ±10%。 |
| 35 千伏 | 供电电压正、负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10% |
| 20 千伏 | -7%~+7% |
| 10 千伏 | -7%~+7%；
带地区供电负荷的变电站和发电厂（直供）的 10 千伏母线正常运行方式下的电压允许偏差为系统额定电压的 0% ~ +7%。 |
| 380 伏 | -7%~+7% |
| 220 伏 | -10%~+7% |
- ⑧ 电压合格率：在电网运行中，一个月内，监测点电压在合格范围内的时间总和与月电压监测总时间的百分比；
- A 类变电站 110kV 母线；B 类 35kV 及以上专线供电的用户；C 类 10kV 及以上电压供电一般用户；D 类低压用户应每百台配电变压器设一个；
- 各点电压合格率（%）=（点电压合格时间/点考核时间）×100%
- 各类电压合格率（%）=（该类各点电压合格率之和/该类电压考核点数）×100%
- 供电电压合格率（%）= [0.5A+0.5（B+C+D）/ 3]×100%
- ⑨ 供电可靠性
- 用户平均停电时间；供电可靠率；用户平均停电次数；用户平均故障停电次数；用户平均预安排停电次数；系统停电等效小时数；

第十一章 电力系统无功规划

无功补偿：

- 1. 保证电压质量的基本条件；
- 2. 对保证电力系统安全稳定与经济运行起着重要作用；

低压及配电网络：

- 1) 调整电压；
- 2) 提高功率因数，降低网络损耗；

高压输电系统：

- 1) 提高系统的稳定性；
- 2) 调整受端电压；
- 3) 抑制线路电压升高；
- 4) 降低有功损耗；
- 5) 补偿换流装置需要的无功功率；

工作内容：

- 1. 合理安排无功电源：在电网中装设适当数量的补偿电容及有载调压变压器；
- 2. 用优化方法选择合适的目标函数和控制手段，制定无功补偿方案，达到最大的经济利益；

电网电压标准：

1. 发电厂和变电站母线电压允许偏差值

- （1）发电厂和变电站 500kV 及以上母线以及发电厂和 500kV 变电站的 220kV 母线正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的 0%～+10%；事故运行方式时为系统额定电压的-5%～+10%；
- （2）220kV 公用变电站的 220kV 母线以及发电厂和变电站的 110kV～35kV 母线正常运行方式时，电压允许偏差为系统额定电压的-3%～+7%；事故运行方式时为系统额定电压的±10%；
- （3）带地区供电负荷的变电站和发电厂（直属）的 10kV 母线正常运行方式下的电压允许偏差为系统额定电压的 0%～+7%；
- （4）35kV 及以上用户供电电压正、负偏差绝对值之和不超过额定电压的 10%；
- （5）10kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%；
- （6）220V 单相供电电压允许偏差为额定电压的-10%～+7%；

各级电压容许损失值的范围

额定电压	电压损失分配值	
	变压器	线路
220kV	1.5-3	1-2
110kV	2-5	3-5
35kV	2-4.5	1.5-4.5
10kV 及以下	2-4	4-8
110kV 线路配电变压器低压线路	2-4	1.5-3，2。5-5

无功补偿规划的原则：

1. 国家相关标准

无功补偿应按《国家电网公司电力系统电压质量和无功电力管理规定》（国家电网生[2004]203 号）执行；

- ① 分（电压）层和分（供电）区的无功平衡：电力系统配置的无功补偿装置应能保证在系统有功负荷高峰和低谷运行方式下分（电压）层和分（供电）区的无功平衡。分（电压）层无功平衡的重点是：220kV 及以上电压等级层面的无功平衡；分（供电）区就地平衡的重点是 110kV 及以下配电系统的无功平衡；
- ② 无功就地平衡：集中补偿与分散补偿相结合，以分散补偿为主；高压补偿与低压补偿相结合，以低压补偿为主的原则，实行分级补偿，实现无功动态就地平衡，满足降损和调压的需要；

- ③ 避免无功交换：各级电网应避免通过输电线路远距离输送无功电力。500（330）kV 电压等级系统与下一级系统之间不应有大量的无功电力交换。500（330）kV 电压等级超高压输电线路的充电功率应按照就地补偿的原则采用高、低压并联电抗器基本予以补偿；
- ④ 受端无功备用：受端系统应自足够的无功备用容量。当受端系统存在电压稳定问题时，应通过技术经济比较，考虑在受端系统的枢纽变电站配置动态无功补偿装置；
- ⑤ 避免大量的无功电力穿越变压器：各电压等级的变电站应结合电网规划和电源建设，合理配置适当规模、类型的无功补偿装置。所装设的无功补偿装置应不引起系统谐波明显放大，并应避免大量的无功电力穿越变压器。35～220kV 变电站，在主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数应不低于 0.95，在低谷负荷时功率因数应不高于 0.95；
- ⑥ 电缆线路配置适当容量的感性无功：对于大量采用 10～220kV 电缆线路的城市电网，在新建 110kV 及以上电压等级的变电站时，应根据电缆进、出线情况在相关变电站分散配置适当容量的感性无功补偿装置；
- ⑦ 主变运行参数的采集、测量：35kV 及以下电压等级的变电站，主变压器高压侧应具备双向有功功率和无功功率（或功率因数）等运行参数的采集、测量功能；
- ⑧ 足够的事备用无功容量和调压能力：为了保证系统具有足够的事备用无功容量和调压能力，并入电网的发电机组应具备满负荷时功率因数在 0.85（滞相）～0.97（进相）运行的能力，新建机组应满足进相 0.95 运行的能力。为了平衡 500（330）kV 电压等级输电线路的充电功率，在电厂侧可以考虑安装一定容量的并联电抗器；
- ⑨ 电力用户无功补偿：电力用户应根据其负荷性质采用适当的无功补偿方式和容量。在任何情况下，不应向电网反送无功电力，并保证在电网负荷高峰时不从电网吸收无功电力；
- ⑩ 自动投切并联电容器组和并联电抗器组：并联电容器组和并联电抗器组宜采用自动投切方式；

2.按电压补偿原则

- 满足负荷对无功电力的基本需要，使电压运行在规定的范围内，以保证电力系统运行安全和可靠；
- 优点：从利用发电机无功容量考虑，按电压允许偏差进行无功补偿，可以让线路多输送些无功电力给受端。这一原则适用于无功补偿容量少，尚不能按经济补偿原则来要求的电力系统；
- 缺点：按电压原则补偿，使电网中无功流动量加大和流动距离增加，电网有功损耗也相应提高；

3.按经济原则进行补偿

- 原则：按减少电网有功损耗和年费用最小的经济原则进行补偿和配置，即就地分区分层平衡；
- 500（330）kV 与 220（110）kV 电网层间，应提高运行功率因数，甚至不交换无功。
- 一个供电企业是一个平衡区，一个 500kV 变电站可作为一个供电区，35～220kV 变电站均可作为一个平衡单位，以防止地区间和变电站间无功电力大量窜动；
- 对用户则要求最大有功负荷时，功率因数补偿到 0.98～1.0，而且要求补偿容量随无功负荷的变化及时调整平衡，不向系统倒送无功；

4.无功补偿优化

- 根据各规划年的负荷水平，通过优化计算求出电网逐年补偿电容量及有载调压变压器的最优配置方案；
- 最优配置的目标：
 - 经济目标：系统的有功损耗最小，补偿电容量最小，补偿效果最好；
 - 电压质量：各节点电压幅值偏离期望值差之和最小；
 - 电压稳定：考虑系统的电压稳定性，提高系统的电压稳定裕度；
- 作用：通过对电力系统无功电源的合理配置和对无功负荷的最佳补偿，不仅可以维持电压水平和提高系统运行的稳定性，而且可以降低有功网损和无功网损，使电力系统能够安全经济运行；

无功补偿容量的配置：

用户的补偿容量

- 要求：基本不受系统供给无功（功率因数达到 0.98～1.0）；在非最大负荷方式时，用户应及时调节补偿容量，不向系统倒送无功）进行补偿；
- 无功电力应就地平衡，用户应在提高用电自然功率因数的基础上，按有关标准设计和装置无功补偿设备，并做到随负荷和电压变动及时投入和切除以防止无功电力倒送。除电网有特殊要求的用户外，用户在当地供电企业规定的电网高峰负荷时的功率因数。应达到下列规定：
 - 100kV•A 及以上高压供电的用户功率因数为 0.95 以上；
 - 其他电力用户和大、中型电力排灌站、趸购转售电企业，功率因数为 0.90 以上；
 - 农业用电功率因数为 0.85 以上；

500（330）kV 变电站的无功补偿

- ① 500（330）kV 电压等级变电站容性无功补偿的主要作用是补偿主变压器无功损耗以及输电线路输送容量较大时电网的无功缺额。容性无功补偿应按照主变压器容量的 10%～20%配置；

- ② 500（330）kV 电压等级高压并联电抗器（包括中性点小电抗）的主要作用是限制工频过电压和降低潜供电流、恢复电压以及平衡超高压输电线路的充电功率，高压并联电抗器的容量应根据上述要求确定。主变压器低压侧并联电抗器组的作用主要是补偿超高压输电线路的剩余充电功率，其容量应根据电网结构和运行的需要而确定；
- ③ 当局部地区 500（300）kV 电压等级短线路较多时，应根据电网结构，在适当地点装设高压并联电抗器，进行无功补偿。以无功补偿为主的高压并联电抗器应装设断路器；
- ④ 500（330）kV 电压等级变电站安装有两台及以上变压器时，每台变压器配置的无功补偿容量宜基本一致；

220kV 变电站的无功补偿

- ① 220kV 变电站的容性无功补偿以补偿主变压器无功损耗为主，并适当补偿部分线路的无功损耗。补偿容量按照主变压器容量的 10%~25% 配置，并满足 220kV 主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数不低于 0.95；
- ② 当 220kV 变电站无功补偿装置所接如母线有直配负荷时，容性无功补偿容量可按上限配置；当无功补偿装置所接入母线无直配负荷或变压器各侧出线以电缆为主时，容性无功补偿容量可按下限配置；
- ③ 对进、出线以电缆为主的 220kV 变电站，可根据电缆长度配置相应的感性无功补偿装置。每一台变压器的感性无功补偿装置容量不宜大；
- ④ 220kV 变电站无功补偿装置的分组容量选择，应根据计算确定，最大单组无功补偿装置投切引起所在母线电压变化不宜超过电压额定值的 2.5%。一般情况下无功补偿装置的单组容量，接于 66kV 电压等级时小宜大于 20Mvar，接于 35kV 电压等级时不宜大于 12Mvar，接于 10kV 电压等级时不宜大于 8Mvar；
- ⑤ 220kV 变电站安装有两台及以上变压器时，每台变压器配置的无功补偿容量宜基本一致；

35~110kV 变电站的无功补偿

- ① 35~110kV 变电站的容性无功补偿装置以补偿变压器无功损耗为主，并适当兼顾负荷侧的无功补偿。容性无功补偿装置的容量按主变压器容量的 10%~30% 配置，并满足 35~110kV 主变压器最大负荷时，其高压侧功率因数不低于 0.95；
- ② 110kV 变电站的单台主变压器容量为 40MVA 及以上时，每台主变压器应配置不少于两组的容性无功补偿装置；
- ③ 110kV 变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于 6Mvar，35kV 变电站无功补偿装置的单组容量不宜大于 3Mvar，单组容量的选择还应考虑变电站负荷较小时无功补偿的需要；
- ④ 新建 110kV 变电站时，应根据电缆进出线情况配置适当容量的感性无功补偿装置；

10kV 及其它电压等级配电网的无功补偿

- ① 配电网的无功补偿以配电变压器低压侧集中补偿为主，以高压侧补偿为辅。配电变压器的无功补偿装置可按变压器最大负载率为 75%，负荷自然功率因数为 0.85 考虑，补偿到变压器最大负荷时其高压侧功率因数不低于 0.95，或按照变压器容量的 20%~40% 进行配置；
- ② 配电变压器的电容器组应装设以电压为约束条件，根据无功功率（或无功电流、进行分组自动投切的控制装置；

电缆线路电抗器的补偿

电缆线路特点：电缆线路与架空线路相比，其单位长度的电抗小，一般为架空线路的 30%~40%；正序电容大，一般为架空线路的 20~50 倍；由于散热条件不同，同样截面的导体，电缆长期允许通过的电流值一般只有架空线路的 50%；

运行特点：损耗小、充电功率多、负荷轻；

补偿原则：

- 由于 35kV 和 63kV 电缆线路的充电功率小且距负荷的电气距离近，一般情况下，即作为无功电源参与无功平衡，不进行电抗补偿；
- 对 110kV 和 220kV 电缆线路的充电功率则需根据电缆线路长度和电网的具体情况而定。电缆充电功率利用越多，无功电源的调节容量越小；
- 为更好地减少电缆线路产生的无功功率对电网运行的影响，应考虑装设定容量的电抗器，以补偿在小负荷运行方式时电缆线路多余的充电功率；

配电网无功补偿容量的确定：

确定补偿容量的方法：

1. 提高功率因数需要确定补偿容量；
2. 降低有功线损来确定补偿容量；
3. 提高运行电压水平来确定补偿容量；
4. 用补偿当量确定补偿容量；

① 从提高功率因数需要确定补偿容量

一般按电网月最大负荷的平均有功功率来计算无功补偿容量：

P_{av} ：最大负荷平均有功功率

Q_C ：所需补偿容量

$\cos \varphi_1$ ：补偿前功率因数

$\cos \varphi_2$ ：补偿后目标功率因数

$$Q_c = P_{av}(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = Q_{av}(1 - \frac{\tan \varphi_2}{\tan \varphi_1})$$
$$Q_c = P_{av}(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1})$$

理想功率因数落在 cosphi2 与 cosphi3 区间中

$$P_{av}(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1}) \leq Q_c \leq P_{av}(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_3} - 1})$$

② 从降低有功线损来确定补偿容量（有功分量为 a，无功分量为 r）

I_1 ：补偿前线路电流

I_2 ：补偿后流经网络的电流

补偿前后电网有功分量不变

$$I_{1a} = I_{2a}$$

ΔP_1 ：补偿前线损

ΔP_2 ：补偿后线损

$$\Delta P_s \% = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{3(\frac{I_{1a}}{\cos \varphi_1})^2 R - 3(\frac{I_{2a}}{\cos \varphi_2})^2 R}{3(\frac{I_{1a}}{\cos \varphi_1})^2 R} = 1 - (\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2})^2$$

ΔI_x ：补偿前后无功电流差值

U ：线路电压

P ：有功功率

无功补偿量：

$$Q_c = \sqrt{3}U\Delta I_x = \sqrt{3}U(I_1 \sin \varphi_1 - I_2 \sin \varphi_2) = \sqrt{3}UI_{1a}(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) = P(\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2)$$

③ 从提高运行电压水平来确定补偿容量

补偿电容前：

$$U_1 = U_2 + \frac{PR + QX}{U_2}$$

装设补偿电容后，U1 不变，U2 上升至 U2’

$$U_1 = U_2' + \frac{PR + (Q - Q_c)X}{U_2'}$$
$$\Delta U = U_2' - U_2 = \frac{Q_c X}{U_2'}, Q_c = \frac{U_2' \Delta U}{X}$$

U_{2L}' ：补偿后目标电压值

ΔU_L 补偿后电压增量

$$\sum Q_c = 3Q_c = \frac{\Delta U_L U_{2L}'}{X}$$

④ 用补偿当量确定补偿容量

补偿前：

$$S_1 = \sqrt{P_1^2 + Q_1^2}, \Delta P_1 = \frac{S_1^2}{U_N^2} R$$

补偿后：

$$\Delta P_2 = \frac{P_2^2 + (Q_1 - Q_c)^2}{U_N^2} R$$

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{Q_c(2Q_1 - Q_c)}{U_N^2} R$$

无功补偿当量：在电网某个节点处无功补偿后，平均每 1Kvar 无功补偿容量引起的有功损耗的减少量：

$$C_b = \frac{\Delta P}{Q_c} \times 10^{-3} = \frac{2(Q_1 - Q_c)}{U_N^2} R \times 10^{-3}, Q_c = \frac{\Delta P}{C_b}$$

设备总平均功率=各负载平均功率之和

负载平均功率=设备额定容量×负载系数

负载系数=某期间负载平均功率 / 设备额定容量

总平均功率因数=总平均功率 / 总平均视在功率

低压电网的无功补偿

补偿目标：实现无功的就地平衡，从而减轻上一级电网的无功负担，提高配电变压器的利用率，改善用户功率因数和电压质量，并有效地降低电能损失；

控制方式：手动补偿、跟踪补偿；

补偿方式：集中补偿、分散补偿、随机补偿、随器补偿、跟踪补偿；

集中补偿：将低压电容器组集中安装在配电房变压器低压侧，进行无功补偿；

分散补偿：将低压电容器组分散安装在各负荷点（车间或负荷较集中点），进行无功补偿；

随机补偿：将低压电容器组与电动机并联，通过控制、保护装置与电动机同时投切；

用电设备运行时无功补偿投入，用电设备停运时补偿设备退出；不需要频繁调整补偿容量，具有投资少、占位小、安装容易、配置方便灵活、维护简单、事故率低等优点。鉴于这些特点，农用电动机，特别是排灌电动机，应优先选用此种补偿方式。

U_N ：电动机额定电压

I_0 ：电动机空载电流

$$Q_c = (0.95 \sim 0.98) \sqrt{3} U_N I_0$$

随器补偿：将低压电容器通过低压保险接在配电变压器二次侧，以补偿配电变压器空载无功的补偿方式。配电变压器在轻载或空载时的无功负荷主要是变压器的空载励磁无功损耗

Q_0 ：变压器空载励磁无功功率

S_N ：变压器额定容量

$I_0\%$ ：空载电流百分数

$$Q_c = (0.95 \sim 0.98) Q_0$$

跟踪补偿：以无功补偿投切装置作为控制、保护装置，将低压电容器组补偿在大用户 0.4kV 母线上的补偿方式。补偿电容器的固定连接组可起到相当于随器补偿的作用，补偿用户自身的无功基荷；投切连接组用于补偿无功峰荷部分。投切方式为自动和手动投入两种。一般用户负荷都用一定的波动性，故选用自动投切方式，采用无功补偿自动投切装置。这种装置可以较准确的跟踪无功负荷变化，运行方式灵活，运行维护工作量小；