报名序号： 4193

论文题目：电源规划

电源规划

摘 要

对于问题一，运用现值比较法我们将不同投资年的现值统一折算到增装机组的第一年，算出折算后的总投资进行比较，总投资资金最小的为最经济的方案。

对于问题二，我们假定负荷增长仅发生在 2030 年，根据年最大投运台数及总装机容量限制，我们构建了一个线性规划模型，最终得到 2030 年装机类型及数量。

对于问题三，我们首先通过计算现有系统的一小时内的最优有功分配，初步建立了我们用于求解最小运行成本的算法。对于第二小问，考虑到发电成本与机组出力为非线性关系，为了简化运算，我们考虑将非线性函数化为线性函数，并分析了其可行性。基于前面问题，根据已有约束条件，我们构建了最小投资与发电成本之和的目标函数，使用 Lingo 求解得到 2030 年装机容量。

对于问题四，我们依然通过对现有系统的失负荷功率和期望失电量的计算，建立用于求解最小停电损失成本的算法。在问题四中，我们仅考虑三阶及以下的系统故障状态，因而采用枚举法求解，分析时依据故障是否造成失负荷对故障情况分类。在对电源进行十年规划时，由于考虑因素的增加，我们选择了遗传算法来求解投资成本、运行成本、停电损失成本三者之和等年值最小的新机组投建方案。

对于问题五，我们首先在原来的基础上，考虑负荷的年增长率，再次使用遗传算法来求解最佳的投建方案。之后，我们在对电力系统可靠性作出较高要求的情况，忽略发电损失成本，继续利用遗传算法求解总成本等年值最小的新机组投建方案。考虑到高阶系统故障时，由于维数过高，组合过多，造成运算过于繁杂。我们建立了一种基于蒙特卡洛模糊分析的可靠性分析方法。运用随机抽样的概念计算，虽然精度有所下降，但效率大大上升。

对于问题六，参考相应文献以及结合上述建模方法，对可再生能源出力不确定性对电力系统规划的影响以及系统元件增多在电源规划中非线性约束求解的解决方法进行了讨论分析。

关键词：电源规划；线性规划; 非线性规划；遗传算法； 蒙特卡洛模糊分析

一、 问题重述

电源规划本质上是一个多阶段数学优化问题，常通过线性规划、非线性规划、启发式优化方法（如遗传算法、模拟退火等）等进行求解。

根据题目及附件提供的相关数据，解决如下问题：

1、 问题一：

根据附录 1 所给背景知识及专业术语介绍，拟在未来十年增装 10 台发电机组，一台类型 2 的机组在各规划年的投资成本现值均为I_0=90，单位为 10^6＄。要求对题给三种方案的投资进行经济性分析。

2、 问题二：

以 2019 年为基准年，由 32 台发电机组构成的系统在 2030 年系统峰值负荷增长 30%，请规划 2030 年当年增装机组的类型和数量。规划过程中，满足发电容量备用率不低于 20%、N-1 准则。

3、 问题三：

第一问，根据附录 4.2 给出的系统典型日负荷信息，可得出典型日第 12 和第 24 小时的负荷功率，计算系统的最优负荷分配方案。

第二问，2030 年内每天的负荷标幺值同该典型日。在问题 2 的基础上，考虑机组投资费用和系统运行费用，规划 2030 年当年增装机组的类型和数量。

4、 问题四：

第一问，考虑典型日负荷，计算现有系统的可靠性指标 LOLP、EENS 和停电损失。由于负荷在典型日的 24 小时不断变化，故对 24 小时中系统的可靠性分别进行评价。

第二问，在问题 3 的基础上，包含电源的投资成本，运行(发电)成本以及停电损失成本。规划 2030 年当年增装机组的类型和数量，采用遗传算法(GA)来进行求解。

5、 问题五：

第一问，以 2019 年为基准年，假设 2020 年-2030 年，年峰值负荷增长率均为 3%。每年每天的负荷标幺值同典型日负荷，规划未来 10 年每一年增装机组的类型和数量。

第二问，考虑可靠性指标约束（LOLP≤0.5%），不考虑停电损失费用，规划未来 10 年每一年增装机组的类型和数量。

6、 问题六：

第一问，当规划大量可再生能源，特别是风力发电、光伏发电这类非水可再生能源接入电力系统时，分析其出力的不确定性将对传统电力系统规划带来什么影响？有何依据？

第二问，实际电力系统的元件众多,这对求解非线性约束,比如可靠性等约束的电源规划问题带来巨大挑战,讨论潜在的解决方案。

二、 模型假设

1、 假设增装机组使用寿命均为 30 年。

2、 资金回收系数 CFR 用于折算机组投资成本时，周期取机组使用寿命 30 年；用于折算运行成本和停电损失时，周期取规划年限。

3、 增装机组前系统已经可以满足负荷要求，即所加机组不受负荷的现值，经济比较仅与投资有关。

4、 系统的全年负荷曲线与典型日负荷相同，即系统每日的负荷特性相同，可使用一日负荷推算得到全年负荷。

5、 机组的发电成本与有功出力呈二次函数关系。

6、 系统中各元件的状态相互独立。

7、 假设不考虑其他因素影响。

三、 符号说明

I_i	第 i 种方案的投资资金折算到 增装机组第一年的总投资
r	贴现率
I	现值
A	等年值
C	机组发电成本
P_G	机组有功出力
Y	现有机组数量
P_A	机组正常运行概率
P_U	机组故障概率

四、 问题分析

问题一：

每台机组在不同规划年的投资成本现值是一样，但因为在不同时刻，不具备可比性。根据题给的三种投资方案，将不同规划年进行的投资资金折算到第一年的资金，将各规划年折算后的资金进行求和，再在第一年基础上进行比较。由投资关系，折算到第一年的总投资 Ii 越小，则说明该方案投资越少，越经济。

问题二：

问题二中提到 2030 年负荷增长 30%，假设负荷增长仅在 2030 年当年发生。根据附录 4.1，由于受到年最大投运台数限制，则需要考虑将新增机组规划为多年完成。根据相应的限制条件，构建线性规划模型，目标函数为最小投资成本，决策变量为投运机组台数。采用 Lingo 求解器对此规划问题进行分析，可以得出相应的结果。

问题三：

对于问题三的第一小问，根据附录 4.2 给出的系统典型日负荷信息，可得出典型日第 12 和第 24 小时的负荷功率。计算系统的最优负荷分配方案是一数学规划问题，此时现有机组的有功出力即是规划问题中的决策变量。而有功功率平衡，以及机组出力（最大最小）限制，即是规划问题中的约束条件。目标函数即是机组的发电成本最小。

对于第二小问，目标函数包含投资成本及运行成本，决策变量为投运机组台数和每个机组的出力情况。考虑到机组投建时间不同，由于新增机组会造成机组出力分配不同，可能会导致投资成本较低而运行成本高，同样也存在相反的情况。可以看到，投资成本与运行成本有一定的相关性。因而，考虑问题时，需要构建非线性规划，同时考虑两者的成本，因而目标函数选用投资成本及运行成本的等年值之和。同样用 Lingo 求解器获得相应结果。另外，由于发电成本成非线性，考虑到求解有一定困难，考虑将二次函数改为一次函数求解。

问题四：

对于问题四的第一小问，由于负荷在典型日的 24 小时不断变化，故我们选择对这 24 小时中系统的可靠性分别进行评价，评价方法参照附录 2。另外，根据之前的假设条件，可以通过此 24 小时的电力损失，推算得到系统全年的期望失电量 EENS，以及带来的停电损失。

对于第二小问，此时的电源规划问题将包含电源的投资成本，运行(发电)成本以及

停电损失成本。由于上述三种的贴现时长并不相同，故我们需要将三者均化为等年值后，再进行相加。在此规划问题中，决策变量是规划期中每一年新建机组的类型与数量，约束条件包括年最大投运台数约束，总装机台数约束，容量备用约束以及有功平衡等，而目标函数是每年投资、运行、停电损失成本贴现到第一年的现值对应的等年值最小。由于约束条件中非线性约束增多，故我们采用遗传算法(GA)来进行求解。

问题五：

对于第一小问，其与上一题第二小问的区别主要在于在十年的规划期中，负荷的增长情况不同。在之前的题目中，认为负荷在 2030 年突然增长 30%，而在本题中，负荷将每年保持 3%的增长速率，这一区别主要在编写代码时体现，对问题的数学模型并未改变，可沿用之前的数学模型。此外，我们还需要对高阶故障进行考虑。

对于第二小问，数学模型的区别主要在于在目标函数中减少了停电损失成本这一项，而将供电的可靠性，即失负荷概率增加到约束条件中，数学模型其余部分未变化。

问题六：

第一问：

一方面，在电力系统规划中，对于规划可再生能源并网的比例越来越大，由参考文献[1]中的 2015 年中国可再生能源装机容量与发电量占比统计图表，可知一些地区非水可再生能源装机容量所占比重也越来越大，未来呈持续上升趋势，也因此增大了电网送端和受端较大的不确定性，电力系统的运行形态和稳定机理将更加复杂；另一方面，传统电力系统大多采用确定性模型和规划方法，往往将受端负荷用年最大负荷进行描述，送端电压假设其出力恒定不变，忽略了可再生能源出力的随机性、波动性以及负荷之间的相关性。当规划大量可再生能源，特别是风力发电、光伏发电这类非水力发电的可再生能源发电接入电力系统时，其出力的种种不确定性将对传统电力系统规划带来很大的挑战。

第二问：

当电力系统元件增多，系统的状态变得更加复杂。比如在计算发电系统可靠性评估的时候系统故障状态不可避免更加高维，阶数会很高，使得计算难度大大提高。解析法虽然采用准确的数学模型，计算精度极高，但随着电网系统规模的扩大，系统状态数目随元件数目按指数规律增长，无法应用于实际电网的可靠性评估。非线性约束问题的求解迎来了巨大挑战。

五、 模型建立与求解

（一）问题一：

记 Ii 为各方案归算到增装机组第一年的总投资现值；

记f_t表示第 t 年增装的机组投资成本；

则可得到该公式

$$\mathrm{I}_i=\sum_{t=1}^{10} f_t(1+r)^{1-t}$$

由题目所给三种方案可分别计算出各自对应的 Ii：

方案一：$I_1=\sum_{t=1}^{10} f_t(1+r)^{1-t}=10\mathrm{I}_0$

方案二：$I_2=\sum_{t=1}^{10} f_t(1+r)^{1-t}=\mathrm{I}_0+\mathrm{I}_0(1+r)^{-1}+\mathrm{I}_0(1+r)^{-2}$

$$+\mathrm{I}_0(1+r)^{-3}+\mathrm{I}_0(1+r)^{-4}+\mathrm{I}_0(1+r)^{-5}\ +\mathrm{I}_0(1+r)^{-6}$$

$$+\mathrm{I}_0(1+r)^{-7}+\mathrm{I}_0(1+r)^{-8}+\mathrm{I}_0(1+r)^{-9}=7.2469\mathrm{I}_0$$

方案三：$I_3=\sum_{t=1}^{10} f_t(1+r)^{1-t}=5\mathrm{I}_0+5I_0(1+r)^{-9}=7.5012I_0$

方案种类	I_i	投资成本/$\times 10^6$ \$
方案一	$10\mathrm{I}_0$	900
方案二	$7.2469\mathrm{I}_0$	652.221
方案三	$7.5012\mathrm{I}_0$	675.108

综上，由现值比较法可知，折算到第一年的总投资 Ii 越小，则说明该方案投资越少，越经济，所以方案二最经济。

（二）问题二：

根据题意，到 2030 年时，峰值负荷将达到 3750MW，现有机组容量不足。为了满足发电容量备用率不低于 20%的条件及 N-1 准则（考虑停运最大容量的机组为最危险的情况），我们需要取总装机容量为 4446MW 或 4150MW。取大者可以得到总装机容量为 4446MW。则需要新增容量 1041MW。构建线性规划模型，定目标函数为投资成本最小，约束条件为每种机型年最大投运台数不能超过给定值，总装机台数不能超过给定值，并且总装机容量不小于计算所得新增容量 1041MW。

为了更好得衡量动态下电源的成本，我们引入等年值 A 的概念，即：

$$A=\frac{r(1+r)^{N}}{(1+r)^{N}-1}*P\triangleq CRF*P$$

在此问题中，等年值投资成本

$$A_i=\left(\sum I_k*X_k\right)*CRF$$

其中，I_k 表示第 k 种机组单台机组投资成本

根据上述分析，确定决策变量为投运机组台数 X_k，可以列出相应的目标函数，构建的线性规划模型为：

$$\begin{cases}\min=\sum_{t=0}^{T}\left(A_i*(1+r)^{-t}\right)\\ \left(X_k\right)_{per}\le\left(X_{\max}\right)_{per}\\ \left(X_k\right)_{sum}\le X_{\max}\\ \sum P_{k,G\max}*\left(X_k\right)_{sum}\ge 1041\end{cases}$$

最终，求解所得仅考虑投资成本下，每年装机台数如下图：

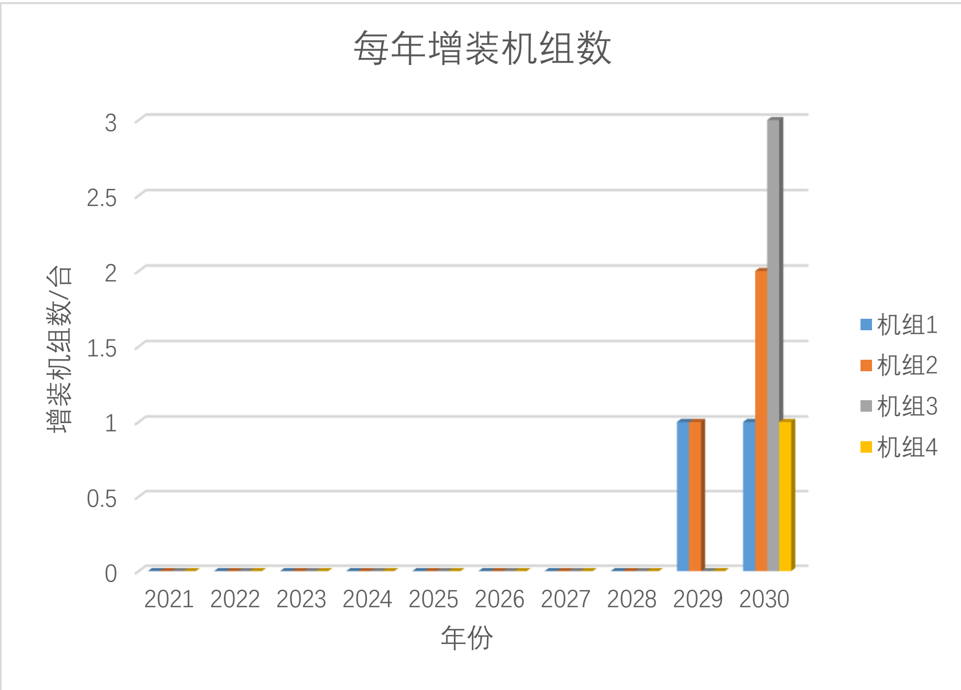

图 5.1 每年增装机组数分布图

由上图可见，2030 年增装类型 1 机组 1 台，类型 2 机组 2 台，类型 3 机组 3 台，类型 4 机组 1 台。

总投资费用为 42.87169×10^6 $。

（三）问题三：

机组的发电成本 C 与有功出力 P_G 的二次函数关系可表示为

$$C = f(P_G) = aP_G^2 + bP_G + c$$

（a、b、c 为发电成本系数）

为方便后续分析，我们将首先证明，对于同一类型的多台机组，其最优负荷分配方案是由多台机组均分负荷，证明过程如下：

设有 n 台同一类型的机组，其出力分别为 P_{G1}，P_{G2}，……，P_{Gn}，则总发电成本

$$C = \sum_{i=1}^{n} C_i = \sum_{i=1}^{n} f(P_{Gi})$$

规划目标是使总发电成本，即上式值最小。约束条件为有功功率平衡与机组出力限制，即

$$\sum_{i=1}^{n} P_{Gi} = P_{LD}$$

$$P_{Gimin} \le P_{Gi} \le P_{Gimax} \quad i = 1,2,\cdots,n$$

构造拉格朗日函数

$$\mathrm{F} = \mathrm{C} - \gamma(\sum_{i=1}^{n} P_{Gi} - P_{LD})$$

则求取发电成本 C 最小转变为求拉格朗日函数 F 的最小值。对 F 求偏导可得

$$\frac{\partial \mathrm{F}}{\partial P_{Gi}} = \frac{\partial \mathrm{L}}{\partial P_{Gi}} - \gamma \quad i = 1,2,\cdots,n$$

$$\frac{\partial \mathrm{F}}{\partial \gamma} = \sum_{i=1}^{n} P_{Gi} - P_{LD} = 0$$

当 F 取最小值时，偏导数均应等于零，可得到

$$\frac{\partial \mathrm{C}}{\partial P_{G1}} = \frac{\partial \mathrm{C}}{\partial P_{G2}} = \cdots = \frac{\partial \mathrm{C}}{\partial P_{Gi}} = \cdots = \frac{\partial \mathrm{C}}{\partial P_{Gn}} = \gamma \quad i = 1,2,\cdots,n$$

即总运行成本最小时，同类型的机组的总运行成本 C 对各机组有功出力 P_{Gi} 的偏导数相同，而由总运行成本 C 的定义得

$$\frac{\partial \mathrm{C}}{\partial P_{Gn}} = \frac{\partial}{\partial P_{Gn}} \sum_{i=1}^{n} C_i = \frac{\partial}{\partial P_{Gn}} \sum_{i=1}^{n} f(P_{Gi}) = \frac{df}{dP_G}$$

即各机组的运行成本的导数相同，而上述机组为同类型机组，有相同的运行成本

曲线——二次函数，在有功出力 $P_G>0$ 时，导数相同的必要条件是各机组有功出力相同。

◆ 对于第一小问，

其数学规划模型如下：

$$min\ \ L=\sum_{i=1}^{n}L_i=\sum_{i=1}^{n}f(P_{Gi})=\sum_{i=1}^{n}Y_i(aP_{Gi}^2+bP_{Gi}+c)$$

$$s.t.:\ \sum_{i=1}^{n}P_{Gi}=P_{LD}$$

$$P_{Gimin}\le P_{Gi}\le P_{Gimax}\ \ i=1,2,\cdots,n$$

其中 i 代表第 i 类型的机组，P_{LD} 代表负荷功率，其值在第 12 小时时为 2850*0.95MW，在第 24 小时时为 2850*0.63MW，其余符号与前述一致。

求解该线性规划问题可得到结果如下：

第 12 小时运行成本为 1.3396e+05$，第 24 小时运行成本为 9.5493e+04$

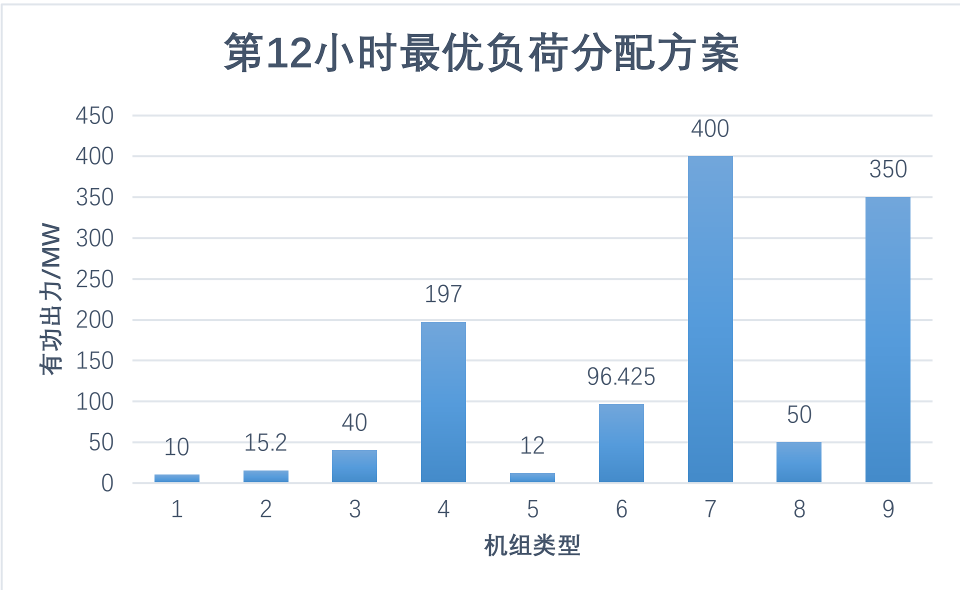

图 5.2　第 12 小时最优负荷分配直方图

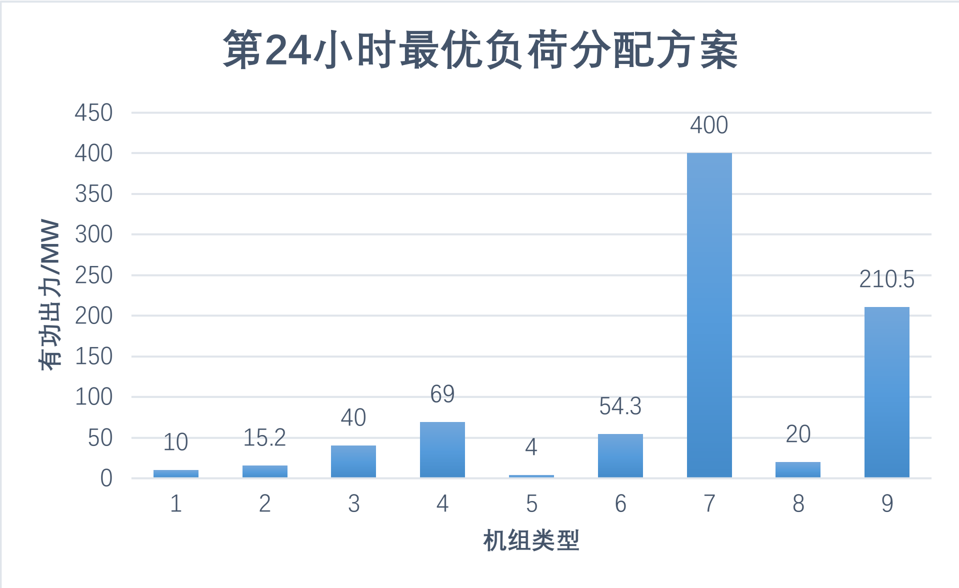

图 5.3　第 24 小时最优负荷分配直方图

◆ 对于第二小问，

需要同时考虑考虑投资费用及发电成本之和，确定决策变量为投运机组台数 X_k 和每台机组出力 P_G，且目标函数为：

$$\min = \sum_{t=0}^{T}\left(A_i * (1+r)^{-t}\right) + \mathrm{CRF}*C$$

同时考虑受到最小出力限制，功率平衡，年最大投运数，总装机数的限制，新增机组容量等限制，约束条件变为

$$\begin{cases} \sum P_{G,k} * X_k = P_{LD} \\ \left(X_k\right)_{per} \le \left(X_{\max}\right)_{per} \\ \left(X_k\right)_{sum} \le X_{\max} \\ P_{G\min} \le P_{G,k} \le P_{G\max} \\ \sum P_{k,g\max} * \left(X_k\right)_{sum} \ge 1041 \end{cases}$$

显然，这是一个非线性规划问题。考虑到求解的效率，我们考虑将成本的二次函数转换为线性函数，可行性分析如下：

首先，将非线性函数转化为线性函数，可得各类型机组发电成本线性函数的斜率和截距如下：

k	49.92	44.2768	49.42	41.862	42.248	45.6744	
b	388.2	195.8272	569	736.849	70.256	314.668	
k	35.55	42.61	38.45	37	48.53	43.02808	43.68
b	535	261	420	380	196	158.0481	88.625

分析曲线线性度如下：

非线性度	0.112	0.012	0.031	0.016	0.807	0.011	0.012	0.03	0.048	0.045	0.024	0.051	0.371

由此可见，曲线的非线性度大多数均小于 10%，在允许的范围内，可以采用线性函数进行拟合。

经求解，可以得到每年增装机组数量如下：

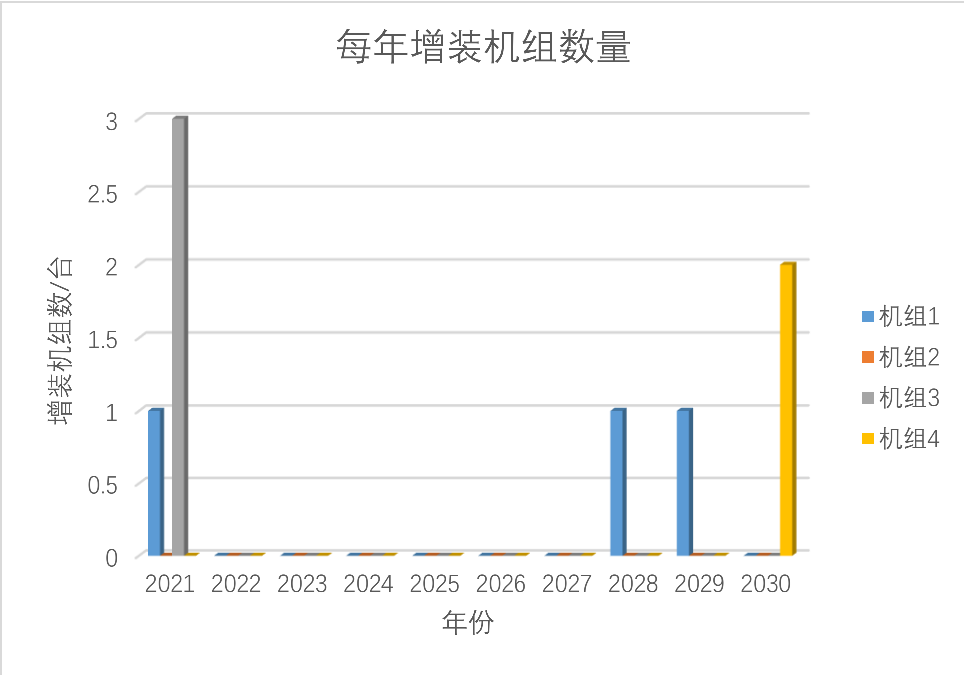

图 5.4 每年增装机组数量分布图

由图 5.4 可见，2030 年新增机组为类型 4，数量为 2。

最终得到总成本为 245×10^6 $

（四）问题四：

◆ 对于第一小问，

为计算现有系统的可靠性以及停电损失，首先计算现有系统正常运行概率和故障概率，根据附录 2 相关定义，结果如下。

机组类型	故障率 （λ，次/年）	修复时间 （r，小时/次）	修复率 （μ，次/年）	正常运行概率 P_A	故障运行概率 P_U
1	19.5	50	175.2	0.900	0.100
2	4.5	40	219	0.980	0.020
3	7.3	50	175.2	0.960	0.040
4	9.2	50	175.2	0.950	0.050
5	3.0	60	146	0.980	0.020
6	9.1	40	219	0.960	0.040
7	8.0	150	58.4	0.880	0.120
8	4.4	20	438	0.990	0.010
9	7.6	100	87.6	0.920	0.080

由假设可知，此时元件状态独立，则系统位于某种状态的概率可由排列组合的相关原理获得，以系统中发生一阶故障(即有一个元件发生故障)，使得系统不能满足负荷需求为例，其失负荷概率可由下式计算

$$LOLP_1 = \sum_{i=1}^{n}(C_{Y_i}^{1}P_{Ui}P_{Ai}^{Y_i-1}\prod_{j=1}^{n}{}_{j\neq i}P_{Aj}^{Y_j})\frac{(P_{max}-P_{imax}-P_{LD})+|P_{max}-P_{imax}-P_{LD}|}{2(P_{max}-P_{imax}-P_{LD})}$$

其中 i 代表机组类型，P_{max} 为系统总容量，P_{LD} 为负荷功率，根据典型日负荷信息，其值在 24 小时内各小时均不同。当一台机组发生故障，但剩余容量依然大于负荷时，不认为该故障使得系统不再满足负荷需求，即上式计算结果为零。同理可得到二阶及以上故障的概率，由于电力系统中同时出现多个元件故障的概率极小，故本题只考虑到三阶故障，可得到系统 24 小时的失负荷概率 LOLP 如下图：

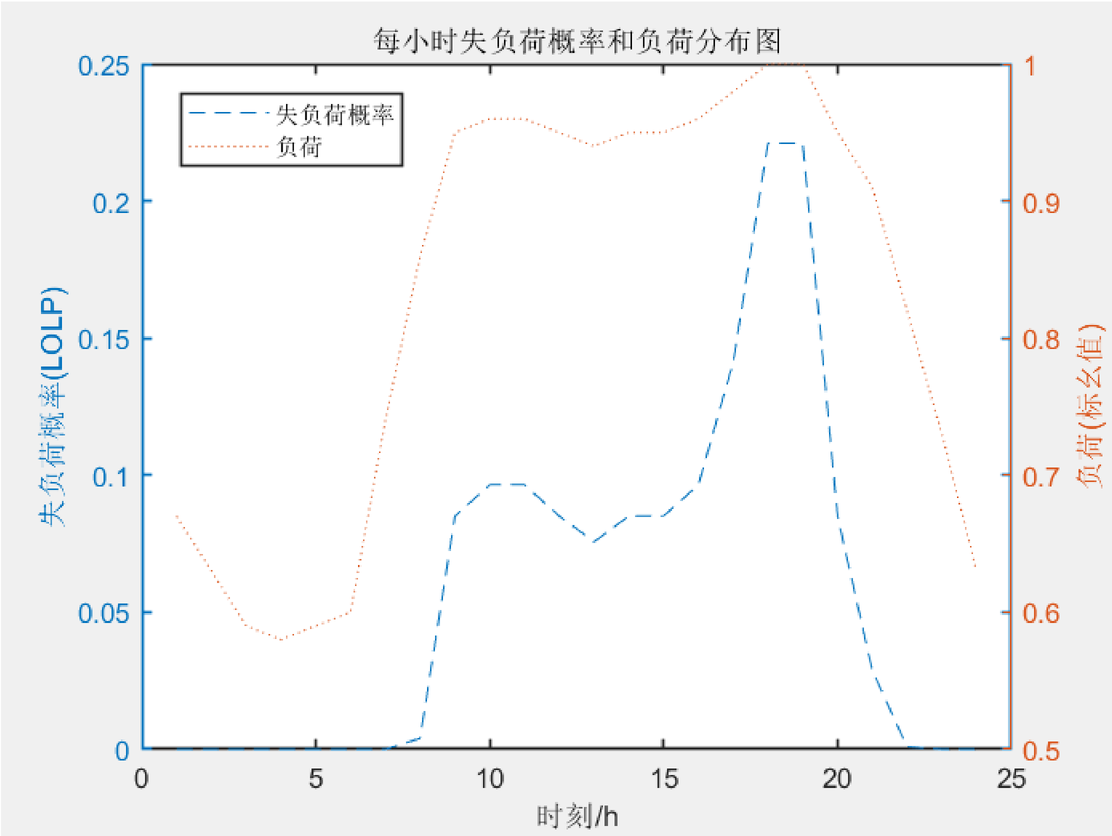

图 5.5　每小时失负荷概率和负荷分布图

从上图可以看出，当系统负荷处于低谷时，此时系统的备用容量大，即是出现三台机组的同时故障，也不会满足不了负荷需求；而当系统负荷上升，接近峰值时，备用容量减少，失负荷概率增大，在峰值负荷时概率最大。

根据失负荷概率与失负荷的数值，可得到期望失电量 EENS，对应于一阶故障的期望失电量计算公式如下：

$$EENS_1 = \sum_{i=1}^{n}(C_{Y_i}^{1} P_{Ui} P_{Ai}^{Y_i-1} \prod_{j=1\ \ j\neq i}^{n} P_{Aj}^{Y_j})\, P_{ilost}$$

其中 P_{ilost} 表示相应类型机组的失负荷数值，其余符号与前述相同。

同样考虑最高三阶故障，并根据假设，通过一天 24 小时的期望失电量可推得一年的总失电量 EENS=5.9783e+04 MW。单位停电损失为 10$/kWh，故停电损失为 $597.8329*10^6$$。

◆　对于第二小问，

由问题分析可知，我们需要建立规划问题的数学模型。

首先是问题的目标函数，对于规划期为 T 年的规划问题，其总成本的等年值可用下式表示：

$$A_{total}=A_I+A_C+A_L$$

$$A_I=CRF_I\sum_{t=1}^{T}I_t(1+r)^{1-t}$$

$$A_C=CRF_C\sum_{t=1}^{T}C_t(1+r)^{1-t}$$

$$A_L=CRF_L\sum_{t=1}^{T}L_t(1+r)^{1-t}$$

其中 A 代表等年值，I、C、L 分别表示某一年的投资成本、运行成本以及停电成本，根据附录 1，CRF 为资金回收系数，其定义式如下

$$\mathrm{CRF}=\frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N-1}$$

对于机组的投资成本，N 代表发电机寿命，取 30 年；而对于运行成本和停电成本，N 代表规划期长度，即 T。故总成本的等年值可等效为下式：

$$A_{total}=\frac{r(1+r)^{30}}{(1+r)^{30}-1}\sum_{t=1}^{T}I_t(1+r)^{1-t}+\frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T-1}\sum_{t=1}^{T}(C_t+L_t)(1+r)^{1-t}$$

而三类成本的具体计算方法在前述问题已给出，此处不再重复。

其次是问题的决策变量，用 X 表示，$X=[X_1\ \ X_2\ \ \cdots\ \ X_T]$，$X_i$表示第 i 年新建的各类型机组的数量。另外，考虑用 Y 表示现有各类型机组数量，则目标函数中投资成本 I_t 仅与 X 有关，而运行成本和停电成本与 X、Y 均有关。

最后是规划中应满足的约束条件如下：

1. 变量整数约束，即$X\in N$；
2. 年最大投运台数约束，即第 i 年新建各类型机组数量 X_i 不能超过附录 4.1 给定值；
3. 总装机台数约束，即各类型机组新建总数不能超过附录 4.1 给定值；
4. 备用容量约束，即$\frac{\sum P_{Gmax}-P_{LDmax}}{P_{LDmax}}\geq 20\%$；
5. N-1 准则约束，即切除任意一台机组后，仍能满足负荷需求；
6. 有功功率平衡约束，即$\sum P_{Gi}=P_{LD}$；
7. 发电机出力约束，即$P_{Gimin}\leq P_{Gi}\leq P_{Gimax}\quad i=1,2,\cdots,n$；

根据以上分析，可得出数学规划模型为：

$$min\ \ A_{total} = CRF_I \sum_{t=1}^{T} I_t(X)(1+r)^{1-t} + CRF_{C/L} \sum_{t=1}^{T} (C_t(X,Y)+L_t(X,Y))(1+r)^{1-t}$$

$$s.t.:\ X \in N$$

$$X_i \le X_{iset}\ \ i = 1,2,\cdots,n$$

$$X_{total} \le X_{total-set}$$

$$\frac{\sum P_{Gmax} - P_{LDmax}}{P_{LDmax}} \ge 20\%$$

$$\sum P_{Gimax} - P_{Gmax-max} \ge P_{LD}$$

$$\sum P_{Gi} = P_{LD}$$

$$P_{Gimin} \le P_{Gi} \le P_{Gimax}\ \ i = 1,2,\cdots,n$$

以上数学规划模型，采用之前的求解方法已不合适，需要更换方法。我们选择了遗传算法，遗传算法主要模仿生物界的遗传机制和自然选择——即物竞天择，是一种随机寻优方法，将这种方法应用到电源规划优化过程中，能提高求解速度，并能获得全局最优解。我们将使用 MATLAB 中的遗传算法工具箱来实现遗传算法。

另需注意到的是，在前一问中对发电机的运行成本进行了线性化处理，是为了方便进行线性规划的求解，在采用遗传算法后，运行成本恢复采用二次函数计算，相关代码可见附录，求解结果如下：

	2030 年
类型 1	0
类型 2	1
类型 3	1
类型 4	1
最小等年值	840.3463*10^6\$

（五）**问题五：**

◆ 对于第一小问，

根据问题分析，在本小问中基本沿用上一题的数学模型。此外，根据题目要求，需要考虑高阶(3 阶以上)的故障，如继续按照附录 2 提供的解析法(状态枚举法)，将使得计算量变得极为庞大，计算效率低。针对这种情况，我们提出了一种依据蒙特卡洛模糊分析对高阶故障的近似处理模型。

首先，对于一台机组，我们产生一位于(0,1)之间的随机数 r，将该数由附录 4.3 得到的该机组的故障概率作比较，当小于故障概率 p 时，即认为该机组故障。即如下表达式

$$p_{break}=\begin{cases}0, p<r\leq 1\\ 1, 0\leq r\leq p\end{cases}$$

其中，1 表示机组故障，0 表示机组正常。

对于所有机组(现有机组 Y 和新建机组 X)，均可按照该方法判断其是否故障，则可得到一次随机数产生后，故障的阶数，即总故障机组数 k 和总功率损失 P_{lost}，其中，

$$P_{lost}=P_{G\max}*X(p_{break}=1)$$

首先，在实际计算中，我们需要确定故障可能出现的最高阶数k_{set}。对于一组故障阶数 k 和总功率损失 P_{lost}，需要进行判断。判断依据为：一，故障阶数不超过设定值，即$k<k_{set}$，基于随机数的高阶故障，在实际电力系统中基本不会出现，应将其视为系统正常；二，总容量与总功率损失之差小于负荷功率，即产生失负荷，$\sum P_{Gmax}-P_{lost}<P_{LD}$，若不产生失负荷现象，即是机组故障，依然能满足负荷需求。

不满足上述依据的阶数和总功率损失应置零，但一组数据随机性太大，为减小随机性，需要多次重复以上实验，设重复次数为T_{total}。有效次数，即满足判断依据次数为T_{effect}。在重复次数足够大时，可认为失负荷概率$\mathrm{LOLP}=\frac{T_{effect}}{T_{total}}$，期望失电量按$EENS=LOLP*\overline{P_{lost}}$近似计算，$\overline{P_{lost}}$代表平均失电量，由此可估算全年期望失电量和停电损失成本。

其余部分可仿照问题四的第二小问，利用遗传算法解得结果如下：

	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	总数
类型 1	1	0	0	1	0	0	1	0	0	0	3
类型 2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
类型 3	3	0	0	3	0	0	1	0	0	3	10
类型 4	0	0	0	2	0	2	1	2	1	0	8
最小等年值	1597.00*10^6$										

◆ 对于第二小问，

同样可以由上述方法得到系统的失负荷概率 LOLP 和期望失电量 EENS，只是此时目标函数中不再含有停电损失成本项 L，而是在约束条件中增加 LOLP<=0.5%，故完整的数学模型如下：

$$min\ \ A_{total}=CRF_I\sum_{t=1}^{T}I_t(X)(1+r)^{1-t}+CRF_{C/L}\sum_{t=1}^{T}C_t(X,Y)(1+r)^{1-t}$$

$$s.t.:\ X\in N$$

$$X_i\le X_{iset}\ \ i=1,2,\cdots,n$$

$$X_{total}\le X_{total-set}$$

$$\frac{\sum P_{Gmax}-P_{LDmax}}{P_{LDmax}}\ge 20\%$$

$$\sum P_{Gimax}-P_{Gmax-max}\ge P_{LD}$$

$$\sum P_{Gi}=P_{LD}$$

$$P_{Gimin}\le P_{Gi}\le P_{Gimax}\ \ i=1,2,\cdots,n$$

$$LOLP\le 0.5\%\ \ i=1,2,\cdots,24$$

同样利用遗传算法可解得：

	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	总数
类型 1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	1	3
类型 2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	0	6
类型 3	1	2	0	0	1	2	0	0	0	0	6
类型 4	2	0	1	0	2	0	1	1	1	1	9
等年值	3280.00*10^6$										

（六）问题六：

◆ 对于第一问，

1）电力系统的核心是电力电量平衡，规划大量可再生能源接入电力系统时，其出力的不确定性将会使传统电力系统维持电力电量平衡的规划难度加大。传统的火电、水电、核电等机组能够完全满足系统电力电量的平衡要求，当可再生能源大量加入，将承担起一部分负荷平衡的责任，导致负荷的波动性，电力系统电力电量平衡以及后备容量充裕度的概念与方法将由确定性的思路向概率性的思路转化。

2）可再生能源发电比例的增加，由于其出力的不确定性、波动性，使得系统出力变化特性难以预料，导致电力系统也难以对系统发电侧进行规划。

3）规划大量可再生能源发电的同时意味着系统中电力电子装置将不断增加。电力电子装置具有低惯性、弱抗干扰性和多时间尺度响应特性，导致电力系统的稳定性发生变化、稳定机理复杂化，传统电力系统规划会出现较大偏差甚至不再适用。

◆ 对于第二问，

当电力系统元件增多，系统的状态变得更加复杂。根据上面几题的建模方法以及参考文献，提出一下三种解决方法：

1）在计算发电系统可靠性评估的时候系统故障状态的阶数会很高，我们因此可以采取忽略高阶系统故障状态，在第四题第一问的建模计算中，我们就只进行了三阶运算。

2）遗传算法：由参考文献[2]，遗传算法是模仿生物界自然选择原理和生物遗传机制的随机寻优方法，将这种方法应用到电源规划优化过程中，能提高求解速度，并能获得全局最优解，并且能够很好的解决了“维数灾”问题。在第四题第二问和第五题的建模计算中，运用遗传算法，避免了用解析法求解高阶计算难度大的问题。

3）蒙特卡洛模拟法：查阅参考文献[3]，在面临高阶系统故障时，由于维数过高，组合过多，造成运算过于繁杂。我们建立了一种基于蒙特卡洛模糊分析的可靠性分析方法。运用随机抽样的概念计算，虽然精度有所下降，但效率大大上升。

六、 参考文献

[1]康重庆,姚良忠.高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J].电力系统自动化,2017,41(09):2-11.

[2]WU Yao-wu,HOU Yun-be,A Model for Generation Expansion Planning of Power System Based on Genetic Algorithm[J].Power System Technology,1999,23(3):10-14.

[3]刘文丽,程杉.基于非时序状态抽样法的发电系统可靠性评估[J].电气应用,2016,35(18):32-36.

附录：

第二题 Lingo 程序代码：

```
model:
sets:
mach/1..10/:a,b,c,d;
endsets
@for(mach(I):@gin(a(I));@gin(b(I));@gin(c(I));@gin(d(I)));
@for(mach(I):a(i)<=1;b(i)<=2;c(i)<=3;d(i)<=2);
@for(mach(I):a(i)>=0;b(i)>=0;c(i)>=0;d(i)>=0);
@sum(mach:a)<3;
@sum(mach:b)<6;
@sum(mach:c)<10;
@sum(mach:d)<10;
250*@sum(mach:a)+100*@sum(mach:b)+65*@sum(mach:c)+50*@sum(mach:d)>=1041;
min=
(220*a(1)+90*b(1)+60*c(1)+50*d(1))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(1-1)
+(220*a(2)+90*b(2)+60*c(2)+50*d(2))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(2-1)
+(220*a(3)+90*b(3)+60*c(3)+50*d(3))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(3-1)
+(220*a(4)+90*b(4)+60*c(4)+50*d(4))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(4-1)
+(220*a(5)+90*b(5)+60*c(5)+50*d(5))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(5-1)
+(220*a(6)+90*b(6)+60*c(6)+50*d(6))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(6-1)
+(220*a(7)+90*b(7)+60*c(7)+50*d(7))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(7-1)
+(220*a(8)+90*b(8)+60*c(8)+50*d(8))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(8-1)
+(220*a(9)+90*b(9)+60*c(9)+50*d(9))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(9-1)
+(220*a(10)+90*b(10)+60*c(10)+50*d(10))*0.08*((1+0.08)^30)/((1+0.08)^30-1)/((1+0.08)^(10-1));
end
```

第三题(1)最优负荷分配 matlab 程序代码：

```
clear all;
%IEEE-RTS 参数
%已有机组参数
Y=[4 4 3 3 5 4 2 6 1];%不同类型机组数量
PYmax=[20 76 100 197 12 155 400 50 350];
PYmin=[10 15.2 40 69 4 54.3 150 20 140];%不同类型机组最大、最小出力
aY=[0.064 0014 0.053 0.007 0.328 0.008 0.001 0.023 0.005];
bY=[48 43 42 40 37 44 35 41 36];
cY=[401 212 781 832 86 382 595 284 665];%发电成本系数
%待建电机参数
PXmax=[250 100 65 50];
PXmin=[100 40 25 15];%不同类型机组最大、最小出力
aX=[0.008 0042 0.054 0.217];
bX=[34 43 38 33];
```

```
cX=[600 350 250 200];%发电成本系数
%
%典型日负荷信息
pu=[0.67 0.63 0.59 0.58 0.59 0.60 0.74 0.86 0.95 0.96 0.96 0.95 0.94 0.95 0.95 0.96 0.98 1 1 0.95 0.91 0.82
0.73 0.63];
PLDmax=2850*1.03;%峰值功率
PLD=PLDmax*pu;
%
X=[1 0 1 0];%新建机组总数
%
%求最优负荷分配
P=sdpvar(13,24,'full');%决策变量
Constraints=[];
Objective=0;
for i=1:24
    Constraints=[Constraints;[PYmin PXmin]'<=P(:,i)<=[PYmax PXmax]'];%机组有功出力限制
    Objective=Objective+[Y X]*([aY aX]*(diag(P(:,i))^2)+[bY bX]*diag(P(:,i))+[cY cX])';%24 小时发电
成本之和
end
Constraints=[Constraints;[Y X]*P==PLD];%有功功率平衡
options=sdpsettings('solver','cplex');
optimize(Constraints,Objective,options);
p=value(P);
obj=365*value(Objective)*1e-6;%年发电成本
cost=zeros(1,24);
for i=1:24
    cost(i)=[Y X]*([aY aX]*(diag(P(:,i))^2)+[bY bX]*diag(P(:,i))+[cY cX])';%每小时发电成本
end
```

第 12 小时最优负荷分配方案为

第 i 类型机组	有功出力/MW
1	10.0000
2	15.2000
3	40.0000
4	197.0000
5	12.0000
6	96.4250
7	400.0000
8	50.0000
9	350.0000

第 24 小时最优负荷分配方案为

第 i 类型机组	有功出力/MW
1	10.0000
2	15.2000
3	40.0000

4	69.0000
5	4.0000
6	54.3000
7	400.0000
8	20.0000
9	210.5000

第三题(2)Lingo 程序代码：

```
model:
sets:
load/1..24/:y1,y2,y3,y4,y5,y6,y7,y8,y9,y10;
add/1..10/:a,b,c,d;
dis_mach/1..8/:;
per_hour/1..24/:;
per_year/1..10/:;
cost/1..10/:sp;
const/1..13/:l2,l3;
aa/1..24/:m1,m2,m3,m4,m5,m6,m7,m8,m9;
aa1/1..24/:m11,m21,m31,m41,m51,m61,m71,m81,m91;
…  …  …
@for(add(I):@gin(a(I));@gin(b(I));@gin(c(I));@gin(d(I))); !取整;
@for(add(I):a(i)<=1;b(i)<=2;c(i)<=3;d(i)<=2);
@for(add(I):a(i)>=0;b(i)>=0;c(i)>=0;d(i)>=0);
@for(aa(j):@bnd(10,m1(j),20);@bnd(15.2,m2(j),76);@bnd(40,m3(j),100);@bnd(69,m4(j),197); !范围;
@bnd(4,m5(j),12);@bnd(54.3,m6(j),155);@bnd(150,m7(j),400);@bnd(20,m8(j),50);@bnd(140,m9(j),350);
);

@for(aa1(j):@bnd(10,m11(j),20);@bnd(15.2,m21(j),76);@bnd(40,m31(j),100);@bnd(69,m41(j),197); ！范围;
@bnd(4,m51(j),12);@bnd(54.3,m61(j),155);@bnd(150,m71(j),400);@bnd(20,m81(j),50);@bnd(140,m91(j),350););
…  …  …
sp(1)=
4*@sum(aa:m1)*l2(1)+l3(1)
+4*@sum(aa:m2)*l2(2)+l3(2)
+3*@sum(aa:m3)*l2(3)+l3(3)
+3*@sum(aa:m4)*l2(4)+l3(4)
+5*@sum(aa:m5)*l2(5)+l3(5)
+4*@sum(aa:m6)*l2(6)+l3(6)
+2*@sum(aa:m7)*l2(7)+l3(7)
+6*@sum(aa:m8)*l2(8)+l3(8)
+1*@sum(aa:m9)*l2(9)+l3(9)
…  …  …
min=
```

```
(220*a(1)+90*b(1)+60*c(1)+50*d(1))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(1-1)
+(220*a(2)+90*b(2)+60*c(2)+50*d(2))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(2-1)
+(220*a(3)+90*b(3)+60*c(3)+50*d(3))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(3-1)
+(220*a(4)+90*b(4)+60*c(4)+50*d(4))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(4-1)
+(220*a(5)+90*b(5)+60*c(5)+50*d(5))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(5-1)
+(220*a(6)+90*b(6)+60*c(6)+50*d(6))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(6-1)
+(220*a(7)+90*b(7)+60*c(7)+50*d(7))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(7-1)
+(220*a(8)+90*b(8)+60*c(8)+50*d(8))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(8-1)
+(220*a(9)+90*b(9)+60*c(9)+50*d(9))*0.08*(1+0.08)^30/((1+0.08)^30-1)/(1+0.08)^(9-1)
+(220*a(10)+90*b(10)+60*c(10)+50*d(10))*0.08*((1+0.08)^30)/((1+0.08)^30-1)/((1+0.08)^(10-1))
+(sp(1)+sp(2))*0.08*(1.08^10)/((1.08^10)-1);
end
```

第四题(1)失负荷概率与期望失电量：

```
clear all;
%IEEE-RTS 参数
%已有机组参数
Y=[4 4 3 3 5 4 2 6 1];%不同类型机组数量
PYmax=[20 76 100 197 12 155 400 50 350];
PAY=[0.9 0.98 0.96 0.95 0.98 0.96 0.8 0.99 0.92];%机组正常运行概率
PUY=[0.1 0.02 0.04 0.05 0.02 0.04 0.12 0.01 0.08]; %机组故障概率
%
%待建电机参数
PXmax=[250 100 65 50];
PAX=[0.912 0.967 0.979 0.968];%机组正常运行概率
PUX=[0.088 0.033 0.021 0.032];%机组故障概率
%
%典型日负荷信息
pu=[0.67 0.63 0.59 0.58 0.59 0.60 0.74 0.86 0.95 0.96 0.96 0.95 0.94 0.95 0.95 0.96 0.98 1 1 0.95 0.91 0.82
0.73 0.63];
PLDmax=2850*1.03;%峰值功率
PLD=PLDmax*pu;
%
X=[1 0 1 0];%新建机组总数
%
%求停电损失
Z=[Y X];
Pmax=[PYmax PXmax];
PA=[PAY PAX];
PU=[PUY PUX];
LOLP=zeros(1,24);%失负荷概率
EENS=0;%期望失电量
```

```
for i=1:24
    for j=1:13%一阶故障
        if(PLD(i)>([Y X]*Pmax'-Pmax(j)))
            p=1;
            for k=1:13
                if(k~=j)
                   p=p*(PA(k)^Z(k));
                else
                    p=p*Z(k)*PU(k)*(PA(k)^(Z(k)-1));
                end
            end
            LOLP(i)=LOLP(i)+p;
            EENS=EENS+p*(PLD(i)-([Y X]*Pmax'-Pmax(j)));
        end
    end
    for j=1:13%二阶故障
        for l=1:13
        if(PLD(i)>([Y X]*Pmax'-Pmax(j)-Pmax(l)))
            p=1;
            if(j==l)
                p=p*Z(j)*(Z(j)-1)/2*(PU(j)^2)*(PA(j)^(Z(j)-2));
            end
            for k=1:13
                if(k~=j&&k~=l)
                   p=p*(PA(k)^Z(k));
                else
                    if(j~=l)
                        p=p*Z(k)*PU(k)*(PA(k)^(Z(k)-1));
                    end
                end
            end
            LOLP(i)=LOLP(i)+p;
            EENS=EENS+p*(PLD(i)-([Y X]*Pmax'-Pmax(j)-Pmax(l)));
        end
        end
    end
    for j=1:13%三阶故障
        for l=1:13
            for m=1:13
            if(PLD(i)>([Y X]*Pmax'-Pmax(j)-Pmax(l)-Pmax(m)))
            p=1;
            if(j==l&&l==m)
            p=p*Z(j)*(Z(j)-1)*(Z(j)-2)/(3*2)*(PU(j)^3)*(PA(j)^(Z(j)-3));
            else
```

```
                    if(j==l)
                        p=p*Z(j)*(Z(j)-1)/2*(PU(j)^2)*(PA(j)^(Z(j)-2));
                        p=p*Z(m)*PU(m)*(PA(m)^(Z(m)-1));
                    else
                        if(j==m)
                            p=p*Z(j)*(Z(j)-1)/2*(PU(j)^2)*(PA(j)^(Z(j)-2));
                            p=p*Z(l)*PU(l)*(PA(l)^(Z(l)-1));
                        else
                            if(m==l)
                            p=p*Z(l)*(Z(l)-1)/2*(PU(j)^2)*(PA(l)^(Z(l)-2));
                            p=p*Z(j)*PU(j)*(PA(j)^(Z(j)-1));
                            end
                        end
                    end
                end
                for k=1:13
                    if(k~=j&&k~=l&&k~=m)
                        p=p*(PA(k)^Z(k));
                    else if(j~=l&&l~=m&&j~=m)
                            p=p*Z(k)*PU(k)*(PA(k)^(Z(k)-1));
                        end
                    end
                end
                LOLP(i)=LOLP(i)+p;
                EENS=EENS+p*(PLD(i)-([Y X]*Pmax'-Pmax(j)-Pmax(l)-Pmax(m)));
                end
                end
            end
        end
end
EENS=365*EENS;%年期望失电量
lost=10*EENS*1e3*1e-6;%停电损失
```

时刻/h	1	2	3	4	5	6
失负荷概率 LOLP	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
时刻/h	7	8	9	10	11	12
失负荷概率 LOLP	0.0000	0.0040	0.0851	0.0965	0.0965	0.0851
时刻/h	13	14	15	16	17	18
失负荷概率 LOLP	0.0757	0.0851	0.0851	0.0965	0.1411	0.2211
时刻/h	19	20	21	22	23	24
失负荷概率 LOLP	0.2211	0.0851	0.0288	0.0009	0.0000	0.0000

第四题(2)遗传算法

目标函数：

```
function z = power_source_planning(X)
%IEEE-RTS 参数
%已有机组参数
Y=[4 4 3 3 5 4 2 6 1];%不同类型机组数量
PYmax=[20 76 100 197 12 155 400 50 350];
PYmin=[10 15.2 40 69 4 54.3 150 20 140];%不同类型机组最大、最小出力
aY=[0.064 0014 0.053 0.007 0.328 0.008 0.001 0.023 0.005];
bY=[48 43 42 40 37 44 35 41 36];
cY=[401 212 781 832 86 382 595 284 665];%发电成本系数
% PAY=[0.9 0.98 0.96 0.95 0.98 0.96 0.8 0.99 0.92];%机组正常运行概率
PUY=[0.1 0.02 0.04 0.05 0.02 0.04 0.12 0.01 0.08]; %机组故障概率
%待建电机参数
IX=[220 90 60 50];%投资成本
PXmax=[250 100 65 50];
PXmin=[100 40 25 15];%不同类型机组最大、最小出力
aX=[0.008 0042 0.054 0.217];
bX=[34 43 38 33];
cX=[600 350 250 200];%发电成本系数
% PAX=[0.912 0.967 0.979 0.968];%机组正常运行概率
PUX=[0.088 0.033 0.021 0.032];%机组故障概率
%
%典型日负荷信息
pu=[0.67 0.63 0.59 0.58 0.59 0.60 0.74 0.86 0.95 0.96 0.96 0.95 0.94 0.95 0.95 0.96 0.98 1 1 0.95 0.91 0.82
0.73 0.63];
%
xsum=zeros(1,4);
invest=0;
cost=0;
lost=0;
for n=1:10
    x=[X(4*n-3) X(4*n-2) X(4*n-1) X(4*n)];
    xsum=xsum+x;
    %求机组投资
    invest=invest+IX*x'*((1+0.08)^(1-n));%机组投资折算值
    %
    PLDmax=2850*1.03^n;%峰值负荷
    PLD=PLDmax*pu;
    %
    %求最优负荷分配
    P=sdpvar(13,24,'full');%决策变量
```

```
Constraints=[];
Objective=0;
for i=1:24
Constraints=[Constraints;[PYmin PXmin]'<=P(:,i)<=[PYmax PXmax]'];%机组有功出力限制
Objective=Objective+[Y xsum]*([aY aX]*(diag(P(:,i))^2)+[bY bX]*diag(P(:,i))+[cY cX])';%24 小时
发电成本之和
end
Constraints=[Constraints;[Y xsum]*P==PLD];%有功功率平衡
options=sdpsettings('solver','cplex');
optimize(Constraints,Objective,options);
%p=value(P);
obj=365*value(Objective)*1e-6;%年发电成本
% cost=zeros(1,24);
% for i=1:24
%     cost(i)=[Y X]*([aY aX]*(diag(P(:,i))^2)+[bY bX]*diag(P(:,i))+[cY cX])';%每小时发电成本
% end
cost=cost+obj*((1+0.08)^(1-n));%年发电成本折算值
%
%   times=1000;%发电损失成本
%   Z=[Y xsum];
%   PU=[PUY PUX];
%   Pmax=[PYmax PXmax];
%   k=sum(Z);
%   K=zeros(times,k);
%   W=cumsum(Z);
%   bool=zeros(times,24);
%   Plost=zeros(times,24);
%   for l=1:times
%       for i=1:24
%           K(l,:)=rand(1,k);
%           count=0;
%           for m=1:W(1)
%               if(K(l,m)<PU(1))
%                   count=count+1;
%                   Plost(l,i)=Plost(l,i)+Pmax(1);
%               end
%           end
%           for j=2:13
%               for m=(W(j-1)+1):W(j)
%                   if(K(l,m)<PU(j))
%                   count=count+1;
%                   Plost(l,i)=Plost(l,i)+Pmax(j);
%                   end
%               end
```

```
%                       end
%                       if(count<=5&&(Z*Pmax'-Plost(l,i)<PLD(i)))
%                             bool(l,i)=1;
%                       else
%                             bool(l,i)=0;
%                             Plost(l,i)=0;
%                       end
%                 end
%           end
%           LOLP=cumsum(bool);
%           LOLP=LOLP(times,:)/1000;
%           EENS=cumsum(Plost);
%           EENS=LOLP*(EENS(times,:)/1000)';
%           EENS=365*EENS;%年期望失电量
%           lost=lost+10*EENS*1e3*1e-6;%*((1+0.08)^(1-n));%停电损失折算值
      %
end
z=0.08883*invest+0.14903*(cost+lost);%等年值
end
```

约束条件：

```
function [c,ceq] = power_source_planning_constraints(X)
xsum=zeros(1,4);
c=[];
ceq=[];
Y=[4 4 3 3 5 4 2 6 1];%不同类型机组数量
PYmax=[20 76 100 197 12 155 400 50 350];
PAY=[0.9 0.98 0.96 0.95 0.98 0.96 0.8 0.99 0.92];%机组正常运行概率
PUY=[0.1 0.02 0.04 0.05 0.02 0.04 0.12 0.01 0.08]; %机组故障概率
PXmax=[250 100 65 50];
PAX=[0.912 0.967 0.979 0.968];%机组正常运行概率
PUX=[0.088 0.033 0.021 0.032];%机组故障概率
%典型日负荷信息
pu=[0.67 0.63 0.59 0.58 0.59 0.60 0.74 0.86 0.95 0.96 0.96 0.95 0.94 0.95 0.95 0.96 0.98 1 1 0.95 0.91 0.82
0.73 0.63];
%
for n=1:10
      x=[X(4*n-3) X(4*n-2) X(4*n-1) X(4*n)];
      xsum=xsum+x;
      PLDmax=2850*1.03^n;%峰值负荷
      PLD=PLDmax*pu;
      %求停电损失
      times=1000;%发电损失成本
      Z=[Y xsum];
      PU=[PUY PUX];
```

```
        Pmax=[PYmax PXmax];
        k=sum(Z);
        K=zeros(times,k);
        W=cumsum(Z);
        bool=zeros(times,24);
        Plost=zeros(times,24);
        for l=1:times
            for i=1:24
                K(l,:)=rand(1,k);
                count=0;
                for m=1:W(1)
                   if(K(l,m)<PU(1))
                       count=count+1;
                       Plost(l,i)=Plost(l,i)+Pmax(1);
                   end
                end
                for j=2:13
                    for m=(W(j-1)+1):W(j)
                        if(K(l,m)<PU(j))
                        count=count+1;
                        Plost(l,i)=Plost(l,i)+Pmax(j);
                        end
                    end
                end
                if(count<=5&&(Z*Pmax'-Plost(l,i)<PLD(i)))
                    bool(l,i)=1;
                else
                    bool(l,i)=0;
                    Plost(l,i)=0;
                end
            end
        end
        LOLP=cumsum(bool);
        LOLP=LOLP(times,:)/1000;
%          EENS=cumsum(Plost);
%          EENS=LOLP*(EENS(times,:)/1000)';
%          EENS=365*EENS;%年期望失电量
%          lost=lost+10*EENS*1e3*1e-6;%*((1+0.08)^(1-n));%停电损失折算值
        %
        c=[c;PLDmax*1.2-[Y xsum]*[PYmax PXmax]';PLDmax-([Y xsum]*[PYmax PXmax]'-400)];
        c=[c;(LOLP-0.005*ones(1,24))'];
end
c=[c;xsum'-[3;6;10;10];-xsum'];
end
```

	第 1 年	第 2 年	第 3 年	第 4 年	第 5 年	第 6 年	第 7 年	第 8 年	第 9 年	第 10 年	总数
类型 1	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	3
类型 2	1	1	0	0	0	1	2	0	0	1	6
类型 3	1	2	1	2	0	0	1	0	2	1	10
类型 4	1	2	2	0	0	1	1	1	0	1	9
最小等年值	$840.3463*10^6$\$										