

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Белгородский государственный технологический университет  
им. В.Г. Шухова

## **НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению практических работ  
для студентов очной и заочной форм обучения  
специальности 140211 – Электроснабжение и направления  
бакалавриата 140200 «Электроэнергетика»

Белгород  
2012

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Белгородский государственный технологический университет  
им. В.Г. Шухова  
Кафедра электроэнергетики

Утверждено  
научно-методическим советом  
университета

## **НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению практических работ  
для студентов очной и заочной форм обучения  
специальности 140211 – Электроснабжение и направления бакалавриата 140200  
«Электроэнергетика»

Белгород  
2012

УДК 621.31(07)  
ББК 31.2 я7  
Н17

Составители: канд. техн. наук, проф. *М.Н. Нестеров*  
ассистент *Р.С. Сингатулин*  
ассистент *С.В. Килин*

Рецензент канд. техн. наук, доц. Харьковской национальной академии городского хозяйства *А.В. Сапрыка*

**Надежность** электроснабжения: методические указания к выполнению  
Н17 практических работ для студентов очной и заочной форм обучения специальности 140211 – Электроснабжение/сост.: М.Н. Нестеров, Р.С. Сингатулин, С.В. Килин. – Белгород: Изд-во БГТУ, 2012. – 32 с.

В данной работе рассмотрены общие положения схемно-режимной надёжности электроснабжения электроэнергетических систем. Даны методические подходы к расчёту надёжных показателей различных элементов и устройств электроэнергетических систем.

Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения специальности 140211 – Электроснабжение и направления бакалавриата 140200 «Электроэнергетика»

Издание публикуется в авторской редакции.

**УДК 621.31(07)**  
**ББК 31.2 я7**

© Белгородский государственный  
технологический университет  
(БГТУ) им. В.Г. Шухова, 2012

## Содержание

Введение.....	4
Практическое занятие № 1. Расчет показателей надёжности распределительного устройства на основе упрощённой модели отказов выключателей.....	5
Практическое занятие № 2. Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов» .....	16
Практическое занятие № 3. Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний .....	21
Практическое занятие № 4. Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний .....	26
Библиографический список .....	32

## Введение

В данных методических указаниях пособия представлены расчётно-практические занятия по дисциплине «Надёжность электроснабжения» в четырёх наименованиях, каждое из которых включает:

- цель занятия;
- пояснения к занятию;
- задания для самостоятельной работы студента.

В ходе выполнения практических заданий студенты должны изучить: в первом задании рассчитываются показатели надёжности схемы распределительных устройств; во втором и третьем задании используется методика определения недоотпуска электроэнергии у потребителей; четвертое задания дают студентам представление о выборе аварийного резервов мощности в энергосистеме.

Приведенные в методических указаниях теоретические сведения охватывают минимум материала, необходимый для подготовки к практическим занятиям.

## Практическое занятие № 1

### Расчет показателей надежности распределительного устройства на основе упрощенной модели отказов выключателей (4 часов)

Расчет схемной надежности энергосистем или их отдельных частей сводится к определению частот возникновения и продолжительностей или вероятностей (коэффициентов) их различных состояний, в которых не обеспечивается полное удовлетворение спроса на электроэнергию. При этом может использоваться ряд формул, позволяющие найти вероятности различных состояний групп идентичных элементов, например генерирующих агрегатов электростанций, а также частоты и средние продолжительности одно-временного простоя двух элементов при совпадений их отказов или при наложении отказа одного элемента на плановый ремонт второго. Эти формулы принципиально позволяют рассчитывать надежность в большинстве практических задач. Методы, основанные на этих формулах, относятся к аналитическим и рассматривающим функционирование объектов как совокупность различных состояний.

Заметим, что вообще методы расчета надежности энергосистем можно разделить на аналитические и использующие статистическое моделирование. Каждая из этих групп методов может быть разделена в зависимости от того, рассматривается процесс функционирования объекта или лишь его отдельные состояния. Полученные таким образом четыре группы методов охватывают все многочисленные методы, разработанные для решения частных задач. Однако наиболее широко используются аналитические методы на уровне случайных состояний

Излагаемые в данной главе методы предназначены для расчета надежности РУ таких электрических сетей, в которых можно не считаться с опасностью нарушения устойчивости параллельной работы станций или нагрузок. Это в основном питающие и распределительные сети.

В упрощенной модели выключателя различаются два вида отказов — внезапный, когда отключаются все выключатели, смежные с отказавшим, и обнаруживаемые персоналом при обходах или осмотрах и требующие лишь вывода данного выключателя во внеплановый ремонт. При этом под выключателем понимается все оборудование, находящееся в его ячейке РУ, — сам выключатель, разъединители, участок сборных шин, измерительные трансформаторы, разрядники. В распределительных устройствах радиального типа, в которых каждая цепь защищена одним выключателем, внезапные отказы приводят к отключению всех цепей, присоединенных к той же системе (секции) сборных шин, что и отказавший выключатель.

В РУ с одиночной секционированной системой сборных шин или двойной системой сборных шин и с фиксированным присоединением цепей при этом отключается половина всех цепей, коммутируемых в РУ.

В РУ кольцевого типа, в которых каждая цепь защищена двумя выключателями, отказы этого вида особенно опасны в ремонтных режимах работы, когда схема РУ ослаблена выводом отдельных выключателей в плановый ремонт. Здесь возможно одновременное отключение двух-трех цепей.

Последствия отказов второго вида менее опасны, так как распространяются лишь на защищаемую данным выключателем цепь, приводя к вынужденному простоя ее в схемах радиального типа без обходного выключателя или к ослаблению схемы РУ при выводе отказавшего выключателя во внеплановый ремонт.

Расчет надежности схем РУ заключается в определении математических ожиданий чисел отключений элементов (линий, трансформаторов, генераторов) и делений РУ на электрически не связанные части, а также длительностей вынужденного простоя отключившихся элементов или работы с делением РУ вследствие отказов выключателей РУ в нормальном и ремонтном режимах работы РУ. Далее излагается формализованный метод расчета указанных характеристик надежности РУ, основанный на идее табличного метода В. Д. Таривердиева [1].

Исходными данными для расчета являются схема РУ (рис. 1.1) и показатели надежности выключателей — частота внезапных отказов выключателей РУ  $\omega'_{в,и}$ , 1/год, время восстановления выключателей  $T_{в}$ , ч, периодичность и длительность плановых ремонтов  $\mu$ , 1/год, и  $T_{п}$ , ч, а также время, необходимое для выявления отказавшего выключателя,  $T_{о}$ , ч, и время для отключения (включения) разъединителя  $T_{р}$ , ч. В схеме РУ все элементы и сборные шины обозначены порядковыми номерами, а выключатели — парами номеров, соответствующих объединяемым ими элементам и сборным шинам.

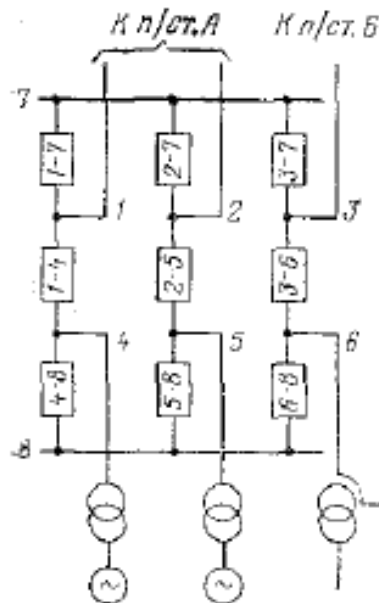


Рис. 1.1. Схема распределительного устройства

Расчет ведется по форме табл. 1.1, где в первых двух левых столбцах указаны выключатели, последствия отказов которых рассматриваются, и соответствующие частоты отказов, а в шапке ремонтируемые выключатели и соответствующие коэффициенты режимов работы РУ  $K_j$ , вычисляемые по формуле:

$$K_{II} = \frac{\mu T_{II}}{8760} \quad (1.1)$$

где  $\mu$  – частота плановых ремонтов, 1/год;

$T_{II}$  – средняя продолжительность планового ремонта, ч.

Нормальному режиму работы РУ присвоен индекс 0; коэффициент нормального режима равен:

$$K_0 = 1 - nK_j \quad (1.2)$$

где  $n$  – количество выключателей в РУ.

Для каждого режима (нормального и ремонтных) производится оценка последствий отказов поочередно каждого выключателя, а именно выявляются отключающиеся элементы (генераторы, трансформаторы, линии) и деления РУ на электрически не связанные части, а также вычисляется частота таких отказов, 1/год,

$$\omega_{i,j} = \omega_i K_j \quad (1.3)$$

и длительность вынужденного простоя отключенных элементов или работы с делением РУ, ч.

Результаты анализа последствий отказов – «аварийной ситуации» – и расчета записываются в три строки клеток на пересечении соответствующих строк и столбцов. Аварийная ситуация записывается в виде группировки элементов, получающейся после отказов выключателей. В записи группировки знаком / выделены отключившиеся элементы или выделившиеся группы элементов. Основная часть элементов, оставшихся объединёнными, в записи опущена.



Таблица 1.1

Отказавший выключатель	Частота отказов, 1/год	Группировка элементов, частота отказов и длительность восстановления при ремонте выключателя и коэффициентов режима $K_j$ , отн.ед.									
		Нормальный режим, 0,847	1-7, 0,017	2-7, 0,017	3-7, 0,017	4-1, 0,017	5-2, 0,017	6-3, 0,017	8-4, 0,017	8-5, 0,017	8-6, 0,017
1-7	0,039	1/ 0,0330 0,5	–	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 0,5	1/ 0,0007 188	1/2/ 0,0007 0,5	1/3/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/2,5/ 0,0007 0,5	1/3,6/ 0,0007 0,5
2-7	0,039	2/ 0,0330 0,5	2/ 0,0007 0,5	–	2/ 0,0007 0,5	1/2/ 0,0007 0,5	2/ 0,0007 188	2/3/ 0,0007 0,5	2/1,4/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/3,6/ 0,0007 0,5
3-7	0,039	3/ 0,0330 0,5	3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 0,5	–	1/3/ 0,0007 0,5	2/3/ 0,0007 0,5	3/ 0,0007 188	3/1,4/ 0,0007 0,5	3/2,5/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5
4-1	0,039	1/4/ 0,0330 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	–	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5; 188	1/4/ 0,0007 0,5	1/4/ 0,0007 0,5
5-2	0,039	2/5/ 0,0330 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	–	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5	2/5/ 0,0007 0,5; 188	2/5/ 0,0007 0,5
6-3	0,039	3/6 0,0330 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	–	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5	3/6/ 0,0007 0,5; 188
8-4	0,024	4/ 0,0203 0,5	1/4/ 0,0004 0,5	4/2,5/ 0,0004 0,5	4/3,6/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 188	4/5/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	–	4/ 0,0004 0,5	4/ 0,0004 0,5
8-5	0,024	5/ 0,0203 0,5	5/1,4/ 0,0004 0,5	2/5/ 0,0004 0,5	5/3,6/ 0,0004 0,5	4/5/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 188	5/6/ 0,0004 0,5	5/ 0,0004 0,5	–	5/ 0,0004 0,5
8-6	0,024	6/ 0,0203 0,5	6/1,4/ 0,0004 0,5	6/2,5/ 0,0004 0,5	3/6/ 0,0004 0,5	4/6/ 0,0004 0,5	5/6/ 0,0004 0,5	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 188	6/ 0,0004 0,5	–

Таблица 1.2

Последствия отказов	Частота отказов, 1/год	Коэффициент вынужденного простоя $K_B \cdot 10^{-6}$ , отн. ед.
Отключение двух генераторов	0,0008	0,046
Разрыв связи с подстанцией А	0,0014	0,080
Отключение линий 1 и 2 или 2 и 3	0,0028	0,160
Отключение автотрансформатора	0,0808	27,9

Суммируя математические ожидания отказов, имеющих одинаковые последствия, можно сделать по форме табл. 1.2 выборку, характеризующую надежность рассматриваемого РУ. Объем выборки может быть различным в зависимости от цели исследования надежности РУ, например оценка числа отключений генераторов, разрывов связей с приемными системами или источниками питания, чисел и значений набросов мощности и а электропередачи и т. п.

Время вынужденного простоя элементов, которые отключаются при отказах выключателей или линий, определяется либо временем, необходимым для отделения отказавшего выключателя или линии:

$$T_{пер} = T_0 + T_p n_p, \quad (1.4)$$

где  $T_0$  – постоянная составляющая, равная времени, необходимому для того, чтобы обслуживающий персонал мог прийти в РУ и установить характер повреждения (для станций и подстанций с обслуживанием  $T_0 = 0,1 \div 0,3$  ч);

$T_p = 0,1$  ч – время для отключения (включения) разъединителя;

$n_p$  – число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

Либо длительностью одновременного простоя отказавшего и планово-ремонтируемого выключателей.

$$T_{B2,П1} = T_{B2} \frac{T_{П1} - T_{B2}}{T_{П1}} + \frac{T_{B2}}{2} \frac{T_{B2}}{T_{П1}} = T_{B2} - \frac{T_{B2}^2}{2T_{П1}} \quad (1.5)$$

При расчетах времени, необходимого для отделения отказавших выключателя или линии, принято  $T_0 = 0,3$  ч. Отказавший выключатель отделяется двумя разъединителями, линия — одним.

В клетках табл. 1.1, где указаны две длительности вынужденного простоя, первая соответствует длительности одновременного простоя обоих отключившихся элементов, вторая — длительности вынужденного простоя одного из них, а именно присоединенного между отказавшим и ремонтируемым выключателями. В табл. 1.2 выделены лишь отказы с отключением двух генераторов, с разрывом связи с подстанцией А, с одновременным отключением линии 3 и одной из линий 1 или 2, а также с отключением автотрансформатора.

Следует оговорить некоторые допущения, принятые в предлагаемом методе:

1. Отказы выключателей частично являются следствием КЗ на линиях электропередачи. Отдельный учет отказов линий и отказов выключателей приводит к некотором завышению числа простоев линий, однако несущественному, так как параметр потока отказов выключателей на порядок меньше параметра потока отказов линий.

2. Плановый ремонт сборных шин не учитывается в рассмотренном примере, так как коэффициент соответствующего режима весьма мал ( $<0,001$ ).

3. Обычно плановый ремонт выключателей присоединений генераторов (блоков) производится одновременно с ремонтом турбоагрегатов. Поэтому в таких ремонтных режимах отключения генераторов, присоединенных к ремонтируемому выключателю, можно не учитывать при анализе надежности схем РУ.

## **Самостоятельная работа**

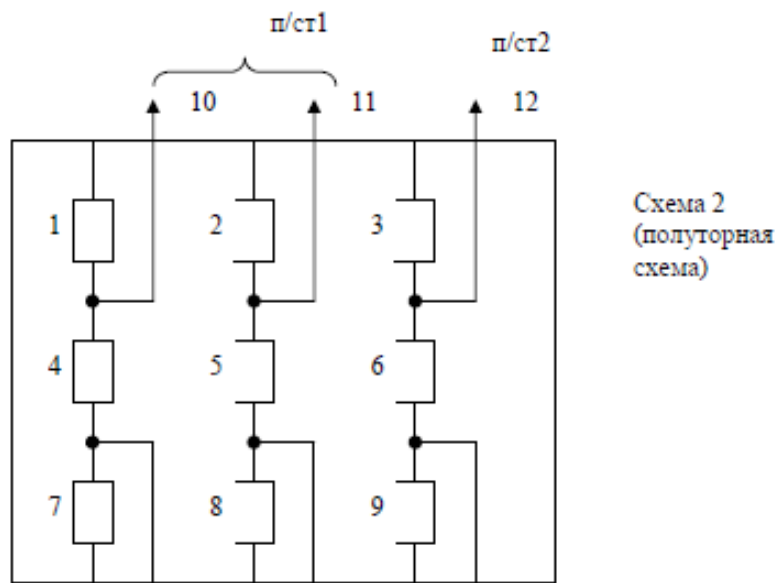
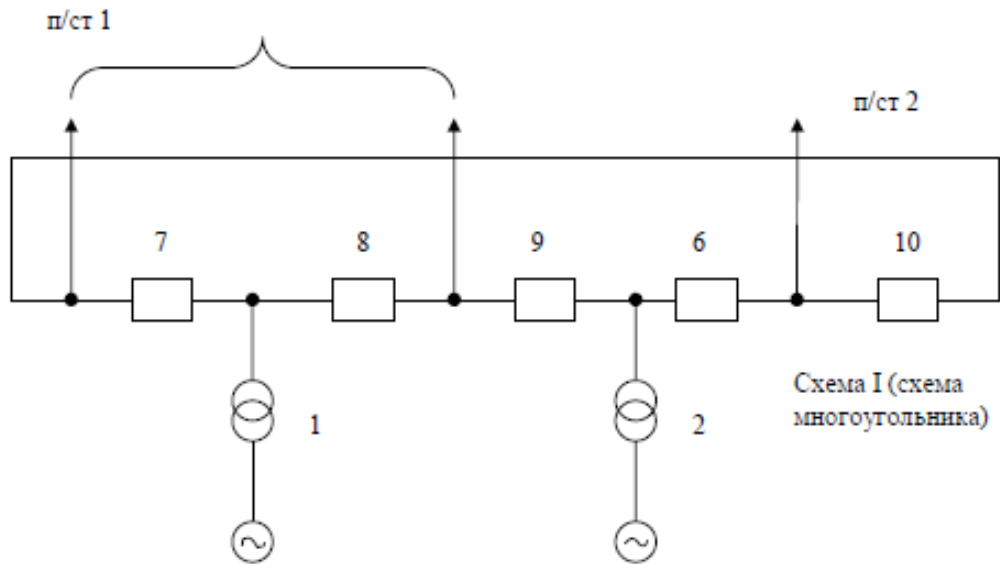
### **Задание 1**

#### **РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА**

**Цель:** составить таблицу расчетных связей событий, режимов и аварий для заданной схемы РУ без учета отказов устройств РЗА; рассчитать показатели надежности схемы РУ для наиболее тяжелых видов аварий.

#### **Исходные данные**

1. Схема главных электрических соединений РУ.



## 2. Показатели надежности элементов схем (для двух схем).

### а) основные показатели надежности выключателя

Ва- рианты	$\omega_1$ , 1/год	$\omega_2$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_n$ , ч
1	0,04	0,01	250	0,3	500
2	0,03	0,01	200	0,3	350
3	0,025	0,01	150	0,3	250
4	0,02	0,012	100	0,3	180

## б) основные показатели надежности генераторов и ЛЭП

Элемент	Показатели надежности			
	$\omega_1$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_n$ , ч
Блок	0,25	600	1	500
ЛЭП	0,5	18	8	80

в)  $t_p = 3$  года (расчетный период существования данной схемы РУ)

Таблица 1.3

Вариант	Номер варианта по выключателям	Длина ЛЭП в (км)	Схема (номер)
1	1	120	1
2	2	120	1
3	3	120	1
4	4	120	1
5	1	290	1
6	2	290	1
7	3	290	1
8	4	290	1
9	1	180	2
10	2	180	2
11	3	180	2
12	4	180	2
13	1	410	2
14	2	410	2
15	3	410	2
16	4	410	2
17	1	320	1

### 3. Расчетные виды аварий для схем РУ:

Для схемы 1

A=1 - потеря блока.

A=2 - потеря одной ЛЭП (п/ст 1).

A=3 - потеря ЛЭП на п/ст 2.

A=4 - потеря блока и линии на п/ст 2.

A=5 - потеря блока и линии на п/ст 1.

A=6 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2.

A=7 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и ЛЭП п/ст 2 и блока.

A=8 - потеря одного блока (при ремонте второго).

A=9 - потеря транзита на п/ст 1.

A=10 - погашение всей схемы.

Для схемы 2.

A=1 - потеря ЛЭП на п/ст (Л1, Л2).

A=2 - потеря ЛЭП на п/ст 2 (Л3).

A=3 - потеря транзита с п/ст 1 (Л1+Л2).

A=4 - потеря одной ЛЭП п/ст 1 и источника (Л1+Г или Л2+Г).

A=6 - потеря ЛЭП п/ст 2 и источника (Л3+Г).

A=7 - потеря одного источника (Г1, Г2, Г3).

A=8 - потеря двух источников.

### Указания к выполнению

Основной информацией для расчета надежности схемы РУ является матрица расчетных связей событий (i), аварий ( $A_l$ ) и режимов (j).

Вид этой матрицы следующий:

i	j				
	0	1	2	...	m
1	$A_l$	-	$A_l$	...	$A_l$
2	$A_l$	$A_l$	-	...	$A_l$
...	...	...	...	...	...
n	$A_l$	$A_l$	$A_l$	...	-

Под событием i понимается отказ элемента РУ. Под режимом j понимается состояние элемента РУ, то есть находится он в ремонте или в нормальном режиме.

Под аварией понимается последствие наложения отказа i-го элемента РУ на ремонт (нормальный режим) i-го элемента РУ.

Коэффициент ремонтного режима определяется как

$$K_j = \frac{\omega_i \cdot T_{ei} + \mu_i \cdot T_{ni}}{8760}, \quad (1.6)$$

а коэффициент нормального режима:

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^m K_j. \quad (1.7)$$

После заполнения матрицы расчетных связей определяется математическое ожидание числа аварий вида  $A_l$  без учета отказа устройств релейной защиты и автоматики:

$$M(N_{A_l}) = t_p \cdot \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n K_j \cdot \omega_{ij} \cdot X_{ij}^{A_l}, \quad (1.8)$$

где  $X_{ij}^{A_l} = 1$ , если в матрице на пересечение i-й строки и j-го столбца находится номер расчетной аварии  $A_l$ ;

$X_{ij}^{A_i} = 0$ , - в остальных случаях.

Затем определяется среднее время восстановления схемы РУ после аварии вида  $A_l$  (без учета отказов устройств РЗА)

$$T_B^{A_l} = \frac{t_p}{M(N_{A_l})} \cdot (M(N_{A_l}) T_{Bij}), \quad (1.9)$$

где  $T_{Bij}$  - время восстановления нормальной работы РУ при повреждении  $i$ -го элемента и ремонте  $j$ -го элемента.



## Практическое занятие № 2

### Определение математического ожидания недоотпуска электроэнергии в концентрированной системе методом «перебора коэффициентов» (4 часа)

Исходными данными для расчета математического ожидания ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям вследствие дефицита мощности в концентрированной системе, т.е. в система, связи между отдельными узлами которой не накладывают ограничений на потоки мощности в нормальных и аварийных режимах работы, являются:

количество групп идентичных агрегатов  $l$  и число агрегатов в каждой из групп  $n$ ;

коэффициент вынужденного простоя  $K_в$  и длительность планового простоя  $t_n$ , мес, агрегатов каждой из групп; суточные графики нагрузки  $P_H(t)$  для рабочих дней отдельных  $k$  периодов года и длительности этих периодов  $t$ , мес, и  $d$ , дни;

среднеквадратичное отклонение нагрузки от графиков  $\sigma$ , определяющее нерегулярные изменения нагрузку подчиняющиеся нормальному закону распределения.

Расчет математического ожидания ущерба, так же как в простейшем случае, заключается в определении рядов распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов и мощности нагрузки, но которым рассчитывается ряд распределения коэффициентов дефицита мощности, позволяющий найти математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, а при заданном удельном ущербе и математическое ожидание ущерба.

Отличие заключается в том, что при расчете ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов учитывается различие номинальных мощностей к коэффициентов вынужденного простоя по группам агрегатов, а при расчете ряда распределения коэффициентов мощностей нагрузки - различие суточных графиков отдельных периодов года, нерегулярные отклонения нагрузки от графиков и плановые ремонты агрегатов.

Для расчета ряда распределения коэффициентов располагаемой мощности генераторов предварительно рассчитываются ряды распределения для каждой из групп агрегатов.

Ряд распределения для  $i$ -й группы агрегатов можно записать в виде многочлена:

$$K_G^{n_i P_{H,i}} + K_G^{(n_i-1)P_{H,i}} + K_G^{(n_i-2)P_{H,i}} + \dots, \quad (2.1)$$

где  $n_i$  — число агрегатов  $i$ -и группы;

$P_{H,i}$  — номинальная мощность агрегата.

Ряд распределений коэффициентов для всех агрегатов системы равен произведению многочленов отдельный групп:

$$\prod_{i=1}^l (K_G^{n_i P_{H,i}} + K_G^{(n_i-1)P_{H,i}} + K_G^{(n_i-2)P_{H,i}} + \dots). \quad (2.2)$$

При перемножении коэффициентов мощности, указанные в верхнем индексе, суммируются.

Для сокращения объема расчетов можно предварительно перестроить ряды каждой из групп, округлив значения располагаемых мощностей до кратных расчетной ступени мощности и просуммировав коэффициенты с одинаковым мощностями. Кроме того, в рядах распределения каждой из групп, а также при их перемножении можно пренебрегать коэффициентами, меньшими  $1 \cdot 10^{-5}$ , т. е. не учитывать коэффициенты состояний агрегатов, имеющих продолжительность, меньшую примерно 0,1 ч.

Полученный ряд распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов системы рассчитан исходя из полного числа агрегатов системы, т. с. не учитывает того, что часть из них может находиться в плановом простое, причем количество последних изменяется в течение года.

Расчет рядов распределения по действительным числам агрегатов, находящихся в работе, приводит к увеличению объема расчетов на порядок. Поэтому целесообразен приближенный учет влияния плановых ремонтов агрегатов на ряд распределения. Исследования показали, что приближенно учесть плановые ремонты можно, рассчитывая ряды распределения для отдельных групп, исходя из полного числа агрегатов группы, но при уменьшенном коэффициенте вынужденного простоя в  $\left(1 - \frac{t_{H,i}}{12}\right)$  раз.

При этом снижение располагаемой мощности агрегатов при выводе части их в плановый ремонт можно учесть соответственным увеличением мощности нагрузки.

Для определения мощностей агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, вычисляется суммарный объем плановых ремонтов за год, равный:

$$\sum_{i=1}^l P_{H,i} n_i t_{\Pi,i}. \quad (2.3)$$

Распределение его по периодам года приближенно можно произвести по условию равенства сумм максимумов нагрузки и мощности агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов. Этому условию отвечают уравнения:

$$\left. \begin{aligned} P_{H,\max,j} + P_{\Pi,j} &= const; \\ \sum_{j=1}^k P_{\Pi,j} t_j &= \sum_{i=1}^l P_{H,i} n_i t_{\Pi,i}, \end{aligned} \right\} \quad (2.4)$$

где  $P_{H,\max,j}$  — максимум нагрузки  $j$ -го периода;

$P_{\Pi,j}$  — мощность агрегатов, находящихся в плановом ремонте в

$j$ -й период;

$t_j$  — длительность  $j$ -го периода, мес.;

$k$  — общее число периодов года.

Просуммировав нагрузки по суточным графикам с мощностью агрегатов, выведенных в плановый ремонт, для каждого из периодов и округлив полученные величины до ступеней, кратных расчетной ступени, получим расчетные графики нагрузок, учитывающие и плановые простои агрегатов.

По полученным суточным графикам рассчитывается ряд распределения коэффициентов мощностей нагрузок (без учета ее нерегулярных колебаний) по формуле:

$$K_H^{jP_0} = \frac{1}{8760} \sum_{i=1}^l t_i (jP_0) d_i, \quad (2.5)$$

где  $t_i(jP_0)$  - число часов с нагрузкой  $jP_0$   $i$ -го периода;  $d_i$  – число рабочих дней в  $i$ -м периоде.

Ряд распределения коэффициентов нерегулярных отклонений нагрузки, подчиняющихся нормальному закону распределения, вычисляется по выражению:

$$\begin{aligned} K_{неp}^{iP_0} &= K_{неp} [(i-0,5)P_0 < \Delta P_{неp} < (i+0,5)P_0] = \\ &= 0,5 \left[ \Phi \frac{(i+0,5)P_0}{\sqrt{2}\sigma} - \Phi \frac{(i-0,5)P_0}{\sqrt{2}\sigma} \right], \end{aligned} \quad (2.6)$$

где  $\Phi$  – функция Лапласа.

Перемножая ряды распределения коэффициентов мощностей нагрузки, получаем ряд распределения мощности нагрузки, учитывающей ее изменения в соответствии с суточными графиками, нерегулярные колебания и плановые простои агрегатов.

Полученные ряды распределения коэффициентов располагаемых мощностей генераторов и нагрузок позволяют рассчитать ряд распределения коэффициентов дефицита мощности:

$$K_D^{kP_0} = \sum_i K_H^{iP_0} K_G^{iP_0} \quad (2.7)$$

при  $i=j-k$ ,

математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = 8760 P_0 \sum_k k K_D^{kP_0}. \quad (2.8)$$

и ущерба:

$$Y = \Delta \mathcal{E} y_0 \quad (2.9)$$

**Самостоятельная работа**  
**Задание 2**  
**ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО**  
**ОЖИДАНИЯ НЕДООТПУСКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В**  
**СИСТЕМЕ**

**Цель:** определить математическое ожидание недоотпуска электроэнергии в системе методом "перебора коэффициентов", подсчитать математическое ожидание ущерба от недоотпуска.

**Исходные данные**

1. Единичная мощность агрегатов в системе 100 МВт.
2. Расчетная ступень мощности  $p_0 = 50$  МВт.
3. Количество агрегатов в системе  $n$  и коэффициент вынужденного простоя  $K_B$  :

Вариант	n	кВ	Вариант	n	кВ
1	5	0,04	11	7	0,035
2	6	0,04	12	8	0,035
3	7	0,04	13	5	0,045
4	8	0,04	14	6	0,045
5	5	0,05	15	7	0,045
6	6	0,05	16	8	0,045
7	7	0,05	17	5	0,055
8	8	0,05	18	6	0,055
9	5	0,035	19		
10	6	0,035	20		

4. Суточный график нагрузки:

а) для вариантов 1,5,9,13 (для  $n=5$ )

Нагрузка, МВт	150	200	250	350	400	450
Продолжит., $t(j, P_0)$ , ч	8	5	3	3	2	3

б) для  $n=6$

Нагрузка, МВт	150	250	350	400	450	500	550	600
Продолжит., $t(j, P_0)$ , ч	5	7	4	1	2	2	2	1

в) для  $n=7$

Нагрузка, МВт	200	250	350	450	500	550	600	650
Продолжит., $t(j, P_0)$ , ч	6	2	5	2	3	1	2	3

г) для  $n=8$

Нагрузка, МВт	200	300	400	450	500	550	650	700	750
Продолжит., $t(j, P_0)$ , ч	3	2	2	5	4	3	1	2	2

5. Величина удельного ущерба по системе:

- а)  $U_0 = 1,0$  руб/кВт·ч для  $n=5$  и  $6$ ;  
 б)  $U_0 = 1,3$  руб/кВт·ч для  $n=7$  и  $8$ .

#### Указания к выполнению

Принимается величина расчетной ступени мощности  $P_0$ , равной единичной мощности агрегатов в системе, или в целое число раз меньшее ее.

Определим коэффициент готовности  $m$  элементов из  $n$  для рассматриваемых ступеней мощности

$$K_z^{m=P_0} = C_n^m \cdot K_z^m \cdot K_B^{n-m}, \quad (2.10)$$

где  $C_n^m = \frac{n!}{m!(n-m)!}$ .

Суточный график нагрузки перестроим таким образом, чтобы все его ступени были равны выбранной величине  $P_0$ .

Величину коэффициента  $K_H$  (коэффициент, характеризующий продолжительность нагрузки) определим как

$$K_H^{j \cdot P_0} = \frac{t(j \cdot P_0)}{24}, \quad (2.11)$$

где  $t(j \cdot P_0)$  - длительность существования нагрузки, равной величине  $j \cdot P_0$  в часах.

Дефицит мощности в системе может возникнуть только в случае, если мощность нагрузки системы будет превышать генерирующую мощность, то есть

$$D = j \cdot P_0 - i \cdot P_0 = K \cdot P_0, \quad (2.12)$$

где  $K$  - коэффициент дефицита мощности.

Тогда вероятность появления в энергосистеме дефицита мощности, равного  $K \cdot P_0$ , определится как произведение коэффициентов готовности генерирующих источников  $K_z^{m=i \cdot P_0}$  и коэффициентов состояния нагрузок  $K_h^{j \cdot P_0}$ :

$$K_g^{K \cdot P_0} = \sum_l K_z^{i \cdot P_0} \cdot K_h^{j \cdot P_0} \quad \text{при } K = i - j, \quad (2.13)$$

где  $l$  - число вариантов генерации и потребления энергии, в которых выполняется условие, что  $K = i - j$ .

Математическое ожидание величины недоотпуска электроэнергии за год вследствие дефицита мощности выразится как

$$\Delta \mathcal{E}_g = 8760 \cdot P_0 \sum_K k K_g^{k \cdot P_0}. \quad (2.14)$$

Математическое ожидание ущерба от недоотпуска электроэнергии определится следующим образом:

$$M(Y) = y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}_g, \quad (2.15)$$

где  $y_0$  - удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии.

### Практическое занятие № 3

#### Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний (4 часа)

Сущность метода расчета математического ожидания ущерба базируется на методе статистических испытаний (методе Монте-Карло) и заключается в многократной выборке на ЭВМ случайных величин располагаемой мощности агрегатов системы и отклонения мощности нагрузки от графиков, соответствующих заданным законам распределения, и определении среднестатистических значений годового недоотпуска электроэнергии и ущерба в предположении, что каждая из случайных величин (располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки) действует на протяжении всего года.

Пусть в энергосистеме имеется  $l$  групп по  $n$  агрегатов, заданных номинальными мощностями, коэффициентами вынужденных простоев и длительностями плановых ремонтов. Нагрузка задана средними суточными графиками и числами рабочих дней для каждого из  $k$  периодов года и среднеквадратичным отклонением от графиков. Предварительно вычисляются мощности агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции Распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, функция распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

Само вычисление математического ожидания ущерба Методом Монте-Карло на ЭВМ сводится к следующему.

1. Берется случайное число  $R$  от датчика или подпрограммы случайных чисел, равномерно распределенных в интервале  $0; 1$ , и по функции распределения располагаемых мощностей генераторов первой группы агрегатов определяется случайная располагаемая мощность генераторов этой группы.

Подобная операция повторяется  $l$  раз. В результате получаем суммарную располагаемую мощность генераторов системы  $P_{\Sigma}$ .

2. Берется новое случайное число  $R$  и по функции распределения нерегулярных отклонений определяется случайное отклонение нагрузки от графика  $\Delta P_n$ .

3. Подсчитываются часовые дефициты мощности для графика нагрузки первого периода:

$$P_d(t) = P_n(t) + \Delta P_n + P_{\Pi} - P_{\Sigma}, \quad (3.1)$$

и вычисляется недоотпуск электроэнергии за сутки:

$$\Delta \mathcal{E}_c = \sum_{t=1}^{24} [P_d(t) > 0] \quad (3.2)$$

4. Расчет по п. 1 — 3 повторяется  $k$  раз, т. е, для каждого из периодов с различными графиками нагрузки.

5. Вычисляется ущерб за год:

$$\Delta \mathcal{E}_T = \sum_{i=1}^k \Delta \mathcal{E}_{c,i} d_i, \quad (3.3)$$

где  $d_i$  — число рабочих дней в каждом периоде.

6. Операции по п. 1—5 повторяются  $N$  раз, и вычисляется математическое ожидание недоотпуска электроэнергии:

$$\Delta \mathcal{E} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \Delta \mathcal{E}_T = \Delta \bar{\mathcal{E}}_{T(N-1)} + \frac{\Delta \mathcal{E}_{T,N} - \Delta \bar{\mathcal{E}}_{T,(N-1)}}{N}. \quad (3.4)$$

При определении математического ожидания ущерба объединение энергосистем можно рассматривать как группу концентрированных энергосистем, связанных между собой линиями электропередачи переменного тока с заданной пропускной способностью. Под пропускной способностью будем понимать наибольшую передаваемую мощность, допустимую по условию статической и динамической устойчивости.

Для упрощения решения задачи определения математического ожидания ущерба примем, что пропускная способность каждой из связей может использоваться полностью, независимо от загрузки остальных связей. В отдельных случаях, в частности для схем межсистемных связей, содержащих замкнутые контуры, такое допущение будет приводить к определенной погрешности, однако допустимой, если учесть, что само определение пропускной способности Сдельных связей между системами не может быть выполнено с высокой точностью.

Кроме пропускных способностей связей и их конфигурации для каждой из объединяемых энергосистем должны быть заданы все характеристики, перечисленные выше, а также удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии  $y_0$ , руб/(кВт·ч).

Ниже излагается алгоритм расчета математического ожидания ущерба в объединении энергосистем с ограниченными пропускными способностями межсистемных связей.

Предварительно для каждой из энергосистем вычисляется мощность агрегатов, находящихся в плановом ремонте в каждый из периодов года, функции распределения располагаемых мощностей генераторов каждой из групп, учитывающие аварийные простои агрегатов и функции распределения нерегулярных отклонений нагрузки.

При определении математического ожидания ущерба в объединении энергосистем, так же как и в концентрированной системе, многократно выбираются случайные величины располагаемой мощности агрегатов и отклонения мощности нагрузки для каждой из систем, но при расчете годовых значений недоотпуска электроэнергии и ущерба учитывается взаимопомощь систем в пределах пропускной способности межсистемных связей. Расчет математического ущерба в



объединении энергосистем методом статистических испытаний состоит из следующих операций:

1. Для каждой из систем определяются случайные величины суммарной располагаемой мощности генераторов и отклонения нагрузки от графика  $P_{\Sigma i}$  и  $\Delta P_{n,i}$ .

2. Для каждой из систем для первого часа суточного графика первого периода вычисляется небаланс мощности по выражению:

$$P_{\Sigma,i} = P_{\Sigma i} - P_{II,i} - P_{n,i} - \Delta P_{n,i}. \quad (3.5)$$

3. Вычисляется часовой ущерб вследствие дефицита мощности в объединении энергосистем в целом путем минимизации функции:

$$Y_{\text{ч}} = \sum_{i=1}^S (P_{D,i} > 0) y_{0i}, \quad (3.6)$$

где  $P_{D,i} = -P_{ii} + \sum_{j=1}^S P_{ij}$  при  $|P_{ij}| \leq \bar{P}_{ij}$ .

где  $P_{D,i}$  - — дефицит мощности;

$P_{ij}$  — мощность, передаваемая по связи между системами  $i$  и  $j$ ;

$\bar{P}_{ij}$  — пропускная способность связи между системами  $i$  и  $j$ .

Минимизация функции обеспечивает выполнение условия взаимопомощи между системами в пределах пропускных способностей связей.

4. Расчет по п. 3 повторяется для остальных часов суток первого периода и всех часов последующих периодов, и вычисляется ущерб за год:

$$Y_{\Gamma} = \sum_1^k d_i \sum_1^{24} Y_{\text{ч}}. \quad (3.7)$$

5. Операции по п. 1—4 повторяются  $N$  раз до получения математического ожидания ущерба:

$$Y_{\Gamma} = \frac{1}{N} \sum_1^N Y_{\Gamma} \quad (3.8)$$

с контролем степени точности, как показано ранее.

### Самостоятельная работа

#### Задание 3

### РАСЧЕТ МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОЖИДАНИЯ УЩЕРБА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МЕТОДОМ СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

**Цель:** определить математическое ожидание ущерба потребителей методом статистических испытаний.

### Исходные данные

1. Функция распределения отказов ( $F(\tau_n)$ ) по часам суток.

$\tau_n$ , ч	0	4	8	12	16	20	24
$F(\tau_n)$	0	0,17	0,36	0,58	0,7	0,86	1,0

2. Зависимость величины удельных ущербов от недоотпуска мощности.

$Y_{OA,OB}$ ; руб.кВт	0	4	4
$T_\phi$ , ч	0	17	24

3. Суточный график нагрузки потребителей (одинаковый для всего года).

$T$ , ч	0-4	5-6	7-8	9-12	13-15	16-20	21-24
$P_n$ , МВт	100	120	170	190	90	150	70

4. Время восстановления ( $T_B$ ).

5. Мощность потребителя Б ( $P_B$ ).

6. Параметр потока отказов ЛЭП ( $\omega$ ).

7. Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителя А и Б ( $y_{OA}, y_{OB}$ ).

8. Ряд псевдослучайных чисел для определения времени начала перерыва электроснабжения - R/

Исходные данные с 4 по 8 приведены в таблице.

#### Указания к выполнению

Имея ряд псевдослучайных чисел R, моделирующих функции распределения отказов по часам суток, можно определить, пользуясь зависимостью

$F(\tau_n) = f(\tau_n)$ , момент наступления аварии  $\tau_n$ , имея в виду, что  $F(\tau_n) = R$ .

Вариант	$T_{Б,ч}$	$P_{Б}$ МВт	$\omega$ , 1/год	$y_{ОА}''$ , руб/кВт*ч	$y_{ОБ}''$ , руб/кВт*ч	$R \approx F(\tau_n)$
1	12	70	0,3	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
2	9	65	0,35	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
3	7	50	0,4	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
4	14	45	0,25	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
5	10	30	0,2	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
6	6	35	0,45	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8
7	8	40	0,5	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95
8	13	40	0,55	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
9	9	35	0,6	0,25	0,45	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
10	10	30	0,15	0,35	0,5	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8
11	11	45	0,15	0,5	0,35	0,1;0,3;0,5;0,7;0,9
12	8	50	0,6	0,45	0,25	0,2;0,4;0,6;0,8;1,0
13	6	65	0,55	0,3	0,2	0,1;0,2;0,4;0,6;0,9
14	12	35	0,5	0,4	0,65	0,15;0,25;0,3;0,55;0,9
15	10	70	0,45	0,55	0,6	0,25;0,3;0,4;0,5;0,85
16	9	25	0,2	0,6	0,55	0,2;0,4;0,45;0,5;0,8
17	8	40	0,25	0,65	0,4	0,25;0,4;0,6;0,7;0,95
18	7	55	0,4	0,2	0,3	0,1;0,25;0,3;0,55;0,8
19	16	60	0,3	0,25	0,5	0,15;0,3;0,55;0,75;0,9
20	10	55	0,35	0,35	0,45	0,1;0,25;0,35;0,65;0,8

Затем, используя суточный график потребителей А и Б и зная время восстановления схемы электроснабжения после аварии, определим дефициты мощности и энергии потребителей А и Б  $\Delta P_A$ ,  $\Delta P_B$ ,  $\Delta \mathcal{E}_A$  и  $\Delta \mathcal{E}_B$ .

Далее рассчитывается величина суммарного ущерба в первом опыте

$$Y = \Delta P_A \cdot y_{OA}' \cdot (T_{\phi}) + \Delta P_B \cdot y_{OB}' \cdot (T_{\phi}) + \Delta \mathcal{E}_A \cdot y_{OA}'' + \mathcal{E}_B \cdot y_{OB}'' \quad (3.9)$$

Расчеты повторяются N раз, после чего рассчитывается математическое ожидание суммарного ущерба потребителей

$$M(Y) = \frac{\omega}{N} \cdot \sum_{i=1}^N y_i, \quad (3.10)$$

где  $\omega$  - параметр потока отказов элементов электроснабжения потребителей.

## Практическое занятие № 4

### Расчет математического ожидания ущерба потребителей методом статистических испытаний (4 часа)

Рациональное значение аварийного резерва зависит от многих факторов. Поэтому методически целесообразно начать изучение с простейшей системы — концентрированной, для которой количество влияющих факторов и связей существенно меньше.

*Концентрированная система.* Оптимальное значение аварийного резерва прежде всего зависит от таких факторов, как состав и структура генерирующего оборудования, его показатели надежности, график нагрузки, затраты на создание и содержание резервной мощности и характеристики ущерба потребителей или нормируемый уровень надежности. В практических расчетах обычно принимается условие постоянства состава генерирующего оборудования в течение расчетного периода (года). Это обосновывается, с одной стороны, относительно небольшим его колебанием, в основном из-за проведения плановых ремонтов. С другой стороны, даже имеющиеся колебания состава (отключение агрегатов в ремонтной кампании) приближенно учитываются искусственным увеличением нагрузки на соответствующую ремонтную мощность. Другими словами, при расчете аварийного резерва состав генерирующего оборудования принимается постоянным, а в нагрузке в основном учитывается только суточная неравномерность электропотребления. Как показали специальные расчетные исследования, это допущение практически не дает погрешности. При таких предпосылках оптимальное значение аварийного резерва определим из общего критерия (3.1):

$$\left. \begin{aligned} Z &= E_H K_{np}(H) + I_{np}(H) + Y_{np}(H) \rightarrow \min; \\ J_i(H) &\begin{cases} > \\ < \end{cases} J_{иддо}, i = \overline{1, m}. \end{aligned} \right\} \quad (4.1)$$

где  $K_{np}$ ,  $I_{np}$ ,  $Y_{np}$  — приведенные капитальные затраты, издержки в систему и ущерб соответственно, зависящие от уровня надежности  $H$  (набор показателей надежности);

$J_i(H)$  — некоторые функции надежности, отражающие ограничения, не поддающиеся денежному выражению (нормативы).

Который примет вид

$$Z = Z_{cm}(R_a) + Y(R_a) \rightarrow \min \quad (4.2)$$

где  $Z_{cm}(R_a)$  — приведенные затраты в электрические станции на создание резерва  $R_a$ .

Приравнивая производную (6.56) по  $R_a$  нулю, получаем основное соотношение

$$-dY(R_a)/d(R_a) = dZ_{cm}(R_a)/dR_a = z, \quad (4.3)$$

где  $z$  — удельные приведенные затраты на резервную мощность.

Рассмотрим однородную систему, для которой рассчитан дискретный ряд дефицитов  $F_d^D$  при условии отсутствия в ней резерва. Предположим, что устанавливается первый резервный агрегат, мощностью равной мощности единичного агрегата системы  $\omega$ . Вероятность того, что он не будет использоваться, очевидно, равна  $F_0^D$ , а вероятность его использования равна  $1 - F_0^D$ . Следовательно, в течение периода  $T$  он проработает  $(1 - F_0^D)T$  времени и выработает энергию, равную  $(1 - F_0^D)T\omega$ . Эта энергия будет компенсировать частично ту, которую аварийно недодали другие генераторы системы, т. е. энергию, которую не получили бы потребители без этого резервного агрегата. Если удельный ущерб составляет  $y_0$ , то установка первого резервного агрегата снизит ущерб потребителей на величину

$y_0\omega(1 - F_0^D)T$ . Аналогично установка  $k$ -го резервного агрегата снизит ущерб на величину  $y_0\omega(1 - F_{k-1}^D)T$ .

Как видно, каждый последующий резервный генератор оказывается все менее эффективным, так как уменьшается время его использования ( $1 - F_k^D < 1 - F_{k-1}^D$ ). Очевидно, что установка  $k$ -го резервного агрегата будет эффективна в том случае, если снижаемый им ущерб будет больше затрат, связанных с его установкой и эксплуатацией. Если удельные приведенные затраты за период  $T$  на резервную мощность составляют  $z$  (руб/кВт), то последнее условие можно записать как

$$y_0\omega(1 - F_{k-1}^D)T \geq z\omega. \quad (4.4)$$

В то же время число резервных генераторов  $k$  будет оптимальным, если установка последующего ( $k + 1$ ) окажется нецелесообразной, т. е.

$$y_0\omega(1 - F_k^D)T \leq z\omega. \quad (4.5)$$

Объединяя два последних условия в одно, после небольших преобразований получаем критерий того, что  $k$  резервных агрегатов являются оптимальными:

$$F_{k-1}^D \leq 1 - \frac{z}{y_0T} \leq F_k^D. \quad (4.6)$$

Найдем выражение оптимального аварийного резерва в более общем случае, в частности, когда система неоднородна, а закон распределения дефицитов является непрерывной функцией  $F^D(D)$ . Пусть ущерб оценивается по

$$Y = \omega T y_0 \sum_{d=0}^{n-r} (1 - F_d^D) = y_0 \Delta \mathcal{E}. \quad (4.7)$$

Если же воспользоваться выражением

$$\Delta \mathcal{E} = T \int_0^{W_n^{\max}} D dF^D(D). \quad (4.8)$$

для определения недоотпуска энергии, то при введении резерва генерирующей мощности  $R_a$  функция распределения дефицитов сместится влево по оси  $D$  на  $R_a$ , а недоотпуск энергии составит

$$\Delta \mathcal{E}_2(R_a) = T \int_{R_a}^{W_{a\max}} (D - R_a) dF^D(D) = \quad (4.9)$$

$$= T \int_{R_a}^{W_{a\max}} D dF^D(D) - TR_a \int_{R_a}^{W_{a\max}} dF^D(D) = T \int_{R_a}^{W_{a\max}} D dF^D(D) - TR_a [1 - F^D(R_a)]$$

По правилу дифференцирования интеграла с переменным нижним пределом, получаем

$$y_0 TR_a \frac{dF^D(R_a)}{dR_a} + y_0 T [1 - F^D(R_a)] - y_0 TR_a \frac{dF^D(R_a)}{dR_a} = 3, \quad (4.10)$$

Откуда

$$F^D(R_{a.onm}) = 1 - 3/(y_0 T); \quad (4.11)$$

$$R_{a.onm} = F^{D(-1)} [1 - 3/(y_0 T)], \quad (4.12)$$

где  $F^{D(-1)}$  — функция, обратная  $F^D$ .

Обычно значение дроби  $3/(y_0 T)$  ( $T = 8760$  ч) равно 0,01—0,001 и целесообразный уровень надежности генерирующей части системы составляет 0,99—0,999. В отдельных случаях уровень надежности может задаваться нормативно. В частности, в существующих руководящих указаниях по проектированию энергосистем устанавливается, что уровень надежности генерирующей части системы, оцениваемый вероятностью отсутствия дефицита  $F_0^D$ , должен быть не менее  $F_{0\text{дон}}^D = 0,999$ .

Для систем, содержащих большое количество генераторов и допускающих эквивалентирование функции распределения дефицитов нормальным законом,

$$F^D(D) = \Phi[(D - \bar{D})/\sigma_D] \quad (4.13)$$

и выражение (4.13) принимает вид

$$1 - \Phi[(R_{a.onm} - \bar{D})/\sigma_D] = 3/(y_0 T), \quad (4.14)$$

откуда

$$R_{a.onm} = \bar{D} + \sigma_D \Phi^{(-1)} [1 - 3/(y_0 T)] \quad (4.15)$$

Обозначая значение обратной функции  $\Phi^{(-1)}$  через

$$\gamma = \Phi^{(-1)} [1 - 3/(y_0 T)], \quad (4.16)$$

можно записать

$$R_{a.onm} = \mathfrak{R} + \gamma \sigma_D,$$

где, учитывая

$$\bar{W}_C = \sum_{i=1}^n \omega_i - \sum_{l=1}^n q_l \omega_l, \quad (4.17)$$

$$\bar{W}_H = W_{H\max} \beta; \quad (4.18)$$

$$f(D) = \frac{1}{\sigma_D \sqrt{2\pi}} e^{-(D-\bar{D})^2 / (2\sigma_D^2)}, \quad (4.19)$$

и условие  $W_{H.\max} = \sum_k \omega_k$ ,

$$\bar{D} = \bar{W}_H - \bar{W}_C = \sum_k q_k \omega_k - (1-\beta)W_{H.\max}. \quad (4.20)$$

При значениях  $F_0^D = 0,99 \div 0,999$  параметр  $\gamma$  принимает соответственно значения  $\gamma = 2,3 \div 3,1$ .

#### Задание 4

#### ВЫБОР АВАРИЙНОГО РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ В ЭЭС

**Цель:** определить оптимальную величину аварийного резерва мощности в энергосистеме.

#### Исходные данные

1. Единичная мощность агрегата в ЭЭС  $N_a$  равна 100 МВт.
2. Количество агрегатов в системе ( $n$ ), тип суточного графика нагрузки и коэффициент вынужденного простоя агрегата  $K_v$

Вариант	n	Тип сут. граф. нагрузки	Кв	Вариант	n	Тип сут. граф. нагрузки	Кв
1	40	1	0,04	11	60	3	0,045
2	50	2	0,03	12	70	4	0,05
3	60	3	0,05	13	40	1	0,06
4	70	4	0,035	14	50	2	0,04
5	40	1	0,05	15	60	3	0,055
6	50	2	0,04	16	70	4	0,04
7	60	3	0,04	17	40	1	0,03
8	70	4	0,04	18	50	2	0,06
9	40	1	0,035	19	60	3	0,06
10	50	2	0,05	20	70	4	0,06

#### 4. Суточные графики нагрузки

#### Тип 1

Нагрузка, МВт	1500	2000	2500	3000	3500	4000
Продолжительность, час	8	5	3	3	2	3

Тип 2

Нагрузка, МВт	1500	2000	2500	3000	4000	4500	5000
Продолжительность, час	5	7	4	2	2	3	1

Тип 3

Нагрузка, МВт	2000	2500	3000	3500	4500	5000	6000
Продолжительность, час	6	3	5	2	3	2	3

Тип 4

Нагрузка, МВт	2500	3000	4000	4500	5000	6000	7000
Продолжительность, час	6	5	4	3	2	2	2

4. Величина удельного ущерба от недоотпуска электрической энергии в целом по системе составляет 6 руб./ КВтч.
5. Стоимость одного резервного агрегата в ЭЭС равна 150 млн. руб.
6. Заданный срок окупаемости равен 8 лет.

#### Указания к выполнению

Определим вероятность простоя  $m$  агрегатов из  $n$  по формуле:

$$P_n^m = \frac{a^m e^{-a}}{m!}, \quad (4.21)$$

где  $a$  - математическое ожидание числа агрегатов, находящихся в аварийном простое.

Составим ряд вероятностей вида

$$P_n^0, P_n^1, P_n^2, \dots, P_n^m \quad (4.22)$$

Если резерв в ЭЭС отсутствует, то можем рассчитать дефицит мощности как

$$D_o = aN_a = nK_\delta N_a. \quad (4.23)$$

При наличии в ЭЭС одного резервного агрегата средняя величина дефицита мощности будет составлять

$$D_1 = N_a \sum_{m=2}^n P_n^m, \quad (4.24)$$



а при  $r$  резервных агрегатов

$$D_r = N \sum_{m=r-1}^n P_n^m, \quad (4.25)$$

Для расчета величины недопуска электроэнергии за год необходимо перестроить суточные графики нагрузки в график нагрузки по продолжительности и по нему определить изменение величины недопуска энергии при переходе от варианта с  $r$  резервными агрегатами к варианту с  $(r+1)$  резервными агрегатами.

Далее рассчитывается изменение ущерба при переходе в общем случае от варианта с  $r$  резервными агрегатами к варианту с  $(r+1)$  резервными агрегатами (см.рис.4.1).

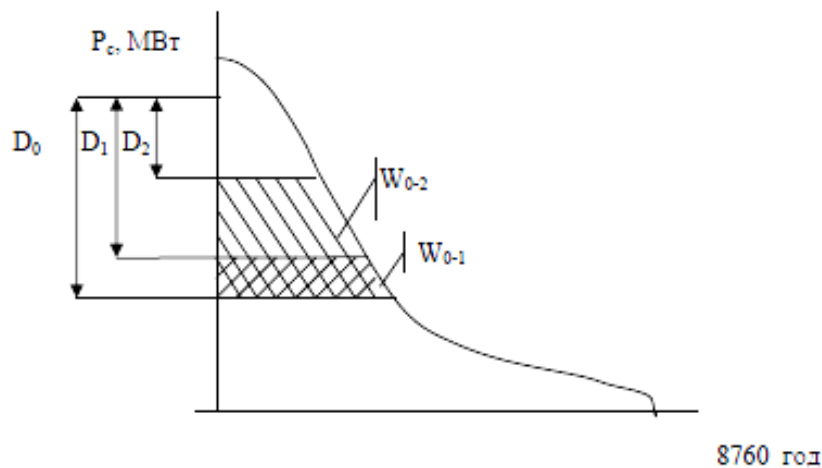


Рис. 4.1. Изменение ущерба от числа резервных агрегатов

$$M(Y_{0-1}) = y_0 W_{0-1}, \quad M(Y_{1-2}) = y_0 W_{1-2}, \quad \dots, \quad M(Y_{r, r+1}) = y_0 W_{r, r+1}. \quad (4.26)$$

Рассчитав ряд сроков окупаемости и сравнив его с нормативным, можно выбрать вариант с оптимальным количеством резервных агрегатов в ЭЭС

$$T_{r, r+1} = (K_{y0} \cdot N_a) / M(Y_{r, r+1}), \quad (4.27)$$

где  $K_{y0}$  – удельные капиталовложения в 1 Мвт резервной мощности;

$N_a$  – мощность резервного агрегата;

$\Delta M(Y)$  – изменение математического ожидания ущерба от недоотпуска энергии, определяемого как это показано на рисунке.

Оптимальным следует считать тот вариант установки резервных агрегатов, который удовлетворяет следующему условию.

Если  $T_{r, r+1} < T_H$ , а  $T_{r+1, r+2} > T_H$  то оптимальным следует признать вариант с установкой числа резервных агрегатов, равных  $(r+1)$ .

### Библиографический список

1. Розанов М.Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергия. –1974. – 176с.
2. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок, Л.:Энергоатомиздат, 1988. – 224с.
3. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – Новосибирск :Изд-во Новосибирского государственного технического университета школа, 2003. – 255с.
4. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. – М.:Высшая школа,1984. – 339с.
5. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – М.: Академия, 2007. - 448 с.

## **НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Методические указания к выполнению практических работ  
для студентов очной и заочной форм обучения  
специальности 140211 – Электроснабжение и направления  
бакалавриата 140200 «Электроэнергетика»

Составители: **Нестеров** Михаил Никитович  
**Сингатулин** Роман Сергеевич  
**Кишин** Станислав Витальевич

Подписано в печать 30.05.12. Формат 60 x 84/16. Усл. печ. л. 1,9. Уч.-изд. л. 2,1.

Тираж 119 экз.      Заказ      Цена

Отпечатано в Белгородском государственном технологическом университете  
им. В.Г. Шухова

308012, г. Белгород, ул. Костюкова, 46