

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ АЭС-880 МВт

Бондарева А.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей, необходимо производить расчет надежности, который включает в себя расчет вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчета надежности в данной работе была использована программа «ТОPAS».

Наиболее эффективным подходом при моделировании надежности схем электрических соединений является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий проводить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоемкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчетов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей, для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью.

В соответствии с намеченными расчетными множествами аварийных состояний схемы, рассматриваются конкретные пути их реализации в нормальном, плановом или аварийном ремонте.

Для расчета надежности станции используются такие показатели как:

- частота отказов;
- время послеаварийного восстановления;
- частота планового ремонта;
- длительность планового ремонта;
- вероятность отказов в срабатывании при отключении КЗ (для выключателей);
- вероятность отказов в срабатывании релейной защиты при возникновении КЗ;

Исходная схема для расчета представлена на рис. 1.

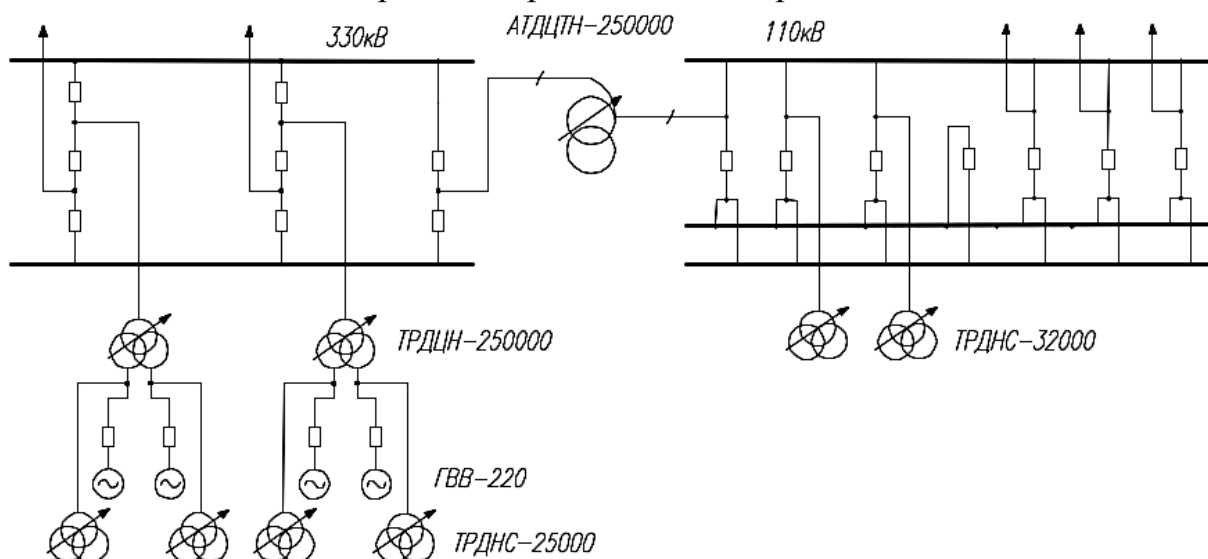


Рисунок 1. Главная схема электрических соединений АЭС – 880 МВт

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования:

$$C(k) = \sum L(k) \quad (1)$$

$L(k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -ого вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum q(j) \lambda(i) \min\left\{\frac{t(j)}{2}; t(i); to.п.\right\} Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k) \quad (3)$$

$q(j)$ – относительная длительность j -ого ремонтного режима (о.е.);

$\lambda(i)$ – частота повреждения i -ого элемента схемы (1/год);

$t(i)$ – длительность послеаварийного i -ого элемента схемы (ч);

$t(j)$ – длительность j -ого ремонтного режима работы схемы (ч);

$to.п.$ – время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании s -ого устройства релейной защиты или коммутационного аппарата;

Подготовка исходных данных начинается с описания структуры анализируемой главной схемы. Для этого исходная схема представляется в виде расчетной схемы, представленной на рис. 2. Расчетная схема состоит из узлов и ветвей, где ветвями являются коммутационные аппараты, а узлами – остальные элементы. Далее все узлы нумеруются последовательно, начиная с 1 в порядке:

- генераторы;
- линии электропередачи;
- трансформаторы собственных нужд;
- автотрансформаторы, трансформаторы связи;
- блочные трансформаторы;
- сборные шины;
- коммутационные аппараты (выключатели, разъединители);

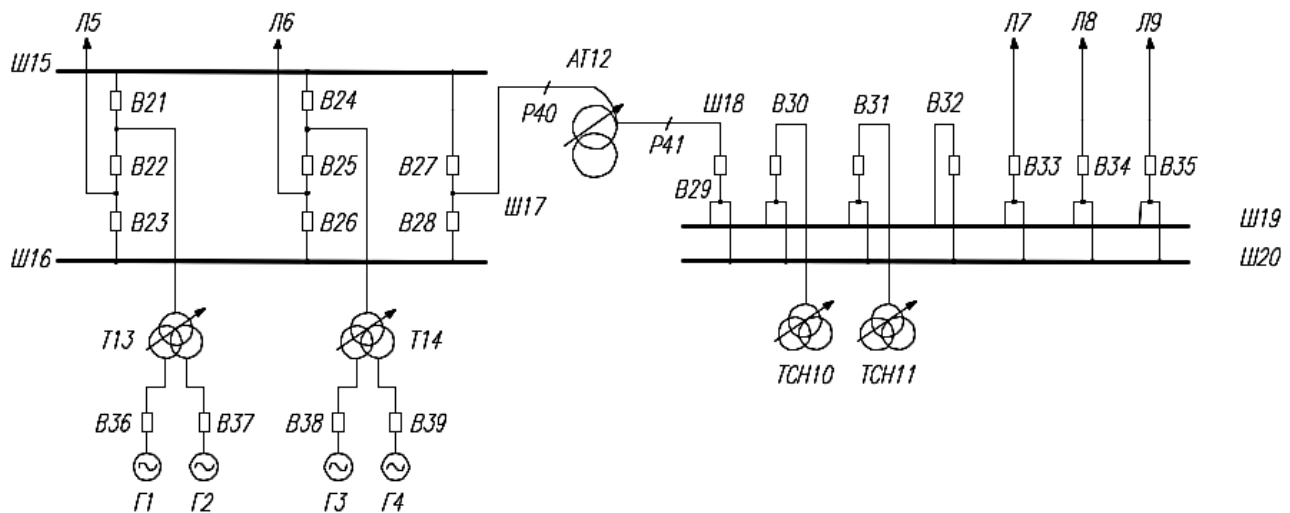


Рисунок 2. Расчетная схема исследуемой станции

Затем составляется матрица связей узлов и ветвей, в которой для каждой ветви в порядке увеличения их номеров записываются номера двух примыкающих к ней узлов.

Таблица 1 – Матрица связей

Номер КА	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
1 узел	13	5	5	6	6	14	15	16	18	10	11
2 узел	15	13	16	15	14	16	17	17	19	20	19
Номер КА	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	
1 узел	19	7	8	9	1	2	3	4	12	12	
2 узел	20	20	20	20	13	13	14	14	17	18	

Следующим шагом является выбор показателей надежности электрооборудования схемы. Показатели надежности сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Показатели надежности

Элементы схемы.	частота отказов 1/год	время п-а восстановления ч	частота планового ремонта 1/год	Длит. планового ремонта ч	Вероятность отказа при откл. КЗ о.е.	Вероятность отказа в сраб. РЗ о.е.
Генераторы	0.87	58	1	600	-	0.001
ЛЭП 330 кВ	0.0009	4.9	0.3	14.1	-	0.001
ЛЭП 110 кВ	0.001	10.3	0.4	13	-	0.001
ТСН	0.014	76	1	30	-	0.001
АТ	0.04	45	0.5	9.5	-	0.001
Тр-ры	0.04	45	0.5	9.5	-	0.001
Сборные шины 330 кВ	0.039	15	0.498	9	-	0.001
Сборные шины 110 кВ	0.048	3	0.498	12	-	0.001
Элег. выкд. 330 кВ	0.005	80	0.2	80	0.002	-
Элег. выкд. 330 кВ	0.005	25	0.2	25	0.002	-
Генер. выкл.	0.009	10	0.5	10	0.003	-

Для анализа результатов надежности рассмотрим несколько вариантов плановых и аварийных отключений. Расчет частоты и длительности аварийных отключений сведем в таблицу 3. А также по окончанию расчетов определим коэффициент неготовности:

$$K = \frac{\lambda \cdot T}{8760}$$

Таблица 3 – Результаты анализа надежности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Коэффициент неготовности
1	2	3	4
1Г	3.5	58.5	0.023
2Г	0.145	28.09	$4.65 \cdot 10^{-1}$
2Г 1Л	$0.108 \cdot 10^{-1}$	1.72	$2.121 \cdot 10^{-1}$
1Г 3Л	$0.446 \cdot 10^{-1}$	55.24	$2.812 \cdot 10^{-1}$
2Г 3Л	$0.242 \cdot 10^{-1}$	5.83	$1.611 \cdot 10^{-1}$
1Г 1ТСН	$0.42 \cdot 10^{-1}$	58.5	$2.805 \cdot 10^{-1}$
2Г 1ТСН	$0.164 \cdot 10^{-1}$	5.15	$9.642 \cdot 10^{-1}$
1Г 1Л	$0.624 \cdot 10^{-1}$	57.91	$4.125 \cdot 10^{-1}$
3Г	$0.163 \cdot 10^{-1}$	3.86	$7.182 \cdot 10^{-1}$
1Л	0.03	14.94	$5.116 \cdot 10^{-1}$
2Г 4Л	$0.323 \cdot 10^{-1}$	1	$3.687 \cdot 10^{-1}$
4Г 5Л	$0.152 \cdot 10^{-1}$	1	$1.735 \cdot 10^{-1}$
4Л	$0.919 \cdot 10^{-1}$	1.11	$1.926 \cdot 10^{-1}$
1Л 1ТСН	$0.102 \cdot 10^{-1}$	42.51	$4.95 \cdot 10^{-1}$
2Г 1Л 1ТСН	$0.121 \cdot 10^{-1}$	1	$1.381 \cdot 10^{-1}$
2Л	$0.419 \cdot 10^{-4}$	7.46	$3.568 \cdot 10^{-8}$
2Г 2Л	$0.183 \cdot 10^{-4}$	1	$2.089 \cdot 10^{-9}$
3Г 1Л	$0.12 \cdot 10^{-4}$	1	$1.37 \cdot 10^{-9}$
3Л 1ТСН	0.126	3.33	$4.79 \cdot 10^{-5}$
3Л	0.147	19.89	$3.338 \cdot 10^{-4}$
3Л 2ТСН	$0.535 \cdot 10^{-2}$	1.05	$6.413 \cdot 10^{-7}$
1Г 3Л 1ТСН	$0.294 \cdot 10^{-3}$	3.28	$1.101 \cdot 10^{-7}$
1ТСН	$0.379 \cdot 10^{-1}$	63.4	$2.743 \cdot 10^{-4}$
2ТСН	$0.222 \cdot 10^{-4}$	60.29	$1.528 \cdot 10^{-7}$
2Г 4Л 1ТСН	$0.149 \cdot 10^{-6}$	1	$1.701 \cdot 10^{-11}$
1Г 3Л 2ТСН	$0.122 \cdot 10^{-4}$	1	$1.393 \cdot 10^{-9}$
2Г 3Л 1ТСН	$0.144 \cdot 10^{-6}$	1	$1.644 \cdot 10^{-11}$
3Г 3Л	$0.461 \cdot 10^{-7}$	1	$5.263 \cdot 10^{-12}$
4Л 1ТСН	$0.144 \cdot 10^{-6}$	1	$1.644 \cdot 10^{-11}$
1Г 4Л	$0.925 \cdot 10^{-7}$	1	$1.056 \cdot 10^{-11}$

Как видно из результатов расчет наиболее вероятным считается отказы:

- одного генератора;
- двух генераторов;
- одной линии;
- трех линий;
- трех линий и одного трансформатора собственных нужд.

Это необходимо учитывать при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы и в частности станции. Применение элегазовых выключателей позволило снизить частоту отказов.

Литература

1. Рожкова Л. Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций Энергоатомиздат, 1987 г.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под ред. В. Г. Герасимова, А. И. Попова. – 9-е изд. Издательство МЭИ, 2004.