

УДК.621.321

РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КЭС-800 МВт

Белько А.И., Кушнер Д.А.

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

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации энергосистем и электрических сетей необходимо производить расчёт надёжности, который включает в себя расчёт вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Моделирование, анализ множества состояний схемы и вычисление показателей надёжности осуществляются в соответствии с учётом характеристик повреждаемости, ремонтпригодности, профилактики основного электрического оборудования и возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А).

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчётов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей [В], для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью. Таким образом, являясь максимально заполненной, матрица [В] имеет размерность $[N,2]$, где N - число ветвей графа.

В соответствии с намеченными расчётными множествами аварийных состояний схемы рассматриваются конкретные пути их возможной реализации в j -м режиме работы (нормальном, плановом или аварийном ремонте) при повреждениях её i -го оборудования с последующей нормальной локализацией аварии и при отказах в срабатывании устройств РЗ и А, КА, а также при переходе к его аварийному восстановлению после проведения оперативных переключений персоналом станции.

Для расчёта надёжности 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 РЗ при возникновении КЗ

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

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

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

$$\lambda(k) = \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) Q(S/i) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_j \sum_i q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q(S/i) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ - относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е.);

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

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

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

$t_{0.п.}$ - время оперативных переключений (ч);

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе был выполнен расчёт надёжности для КЭС мощностью 800 МВт. КЭС состоит из 4 блоков, мощностью по 200 МВт каждый, выдача электроэнергии производится по блочной схеме (генератор - трансформатор) по двум напряжениям - 330 и 110 кВ: 520 МВт генерируемой мощности отдаётся потребителям по 11 ВЛ-110 кВ, а оставшаяся мощность выдаётся на напряжении 330 кВ в энергосистему по двухцепной линии. Между РУ 110 и 330 кВ предусмотрена связь через два автотрансформатора связи (АТС), мощностью по 200 МВА каждый. Блочные трансформаторы выполнены на мощность 250 МВА. В качестве коммутационных аппаратов используются элегазовые выключатели (в т.ч. и для генераторных выключателей). Схема КЭС отображена на рисунке 1.

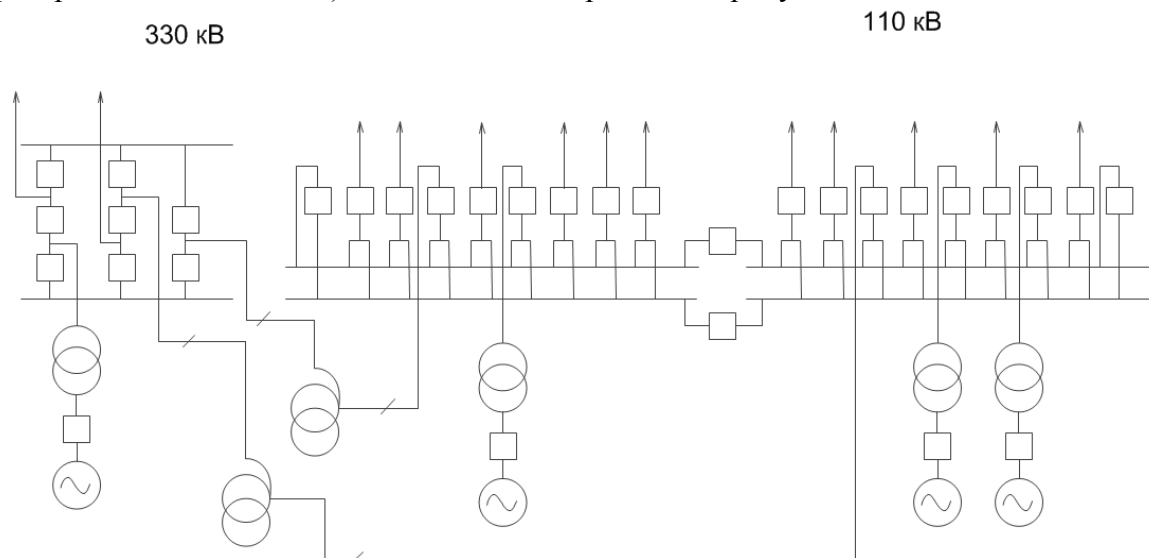


Рисунок 1. Структурная схема КЭС

РУ-330 кВ конструктивно выполнено в виде ОРУ по схеме «три выключателя на два присоединения» (т.н. «полупорционная» схема). В данном случае установлено 8 выключателей на 5 присоединений (см. схему). Эта схема обладает следующими достоинствами:

При ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе

Высокая надёжность (все цепи остаются в работе даже при повреждениях на сборных шинах)

Ремонт оборудования происходит без нарушения работы цепей

Количество необходимых операций разъединителями значительно меньше, чем в схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Однако такая схема обладает и недостатками:

Отключение КЗ на линии производится двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;

Удорожание конструкции РУ при нечётном числе присоединений;

Снижение надёжности в случае, когда число линий не совпадает количеству трансформаторов (возможное отключение одновременно двух линий (трансформаторов));

Усложнение цепей РЗ;

Увеличение количества выключателей в схеме.

Тем не менее, именно данная схема чаще всего применяется в РУ 330-750 кВ благодаря высокой её надёжности.

РУ-110 кВ выполнено в виде КРУЭ по схеме «две рабочие секционированные системы шин». Так как здесь используются элегазовые выключатели, для этого РУ не предусматривается установка обходной системы шин, однако данная система шин

применяется для других типов выключателей (воздушные, маломасляные). Также необходимо отметить, что в данной схеме секционируются обе системы шин, поскольку число присоединений равняется 16. Такая схема позволяет производить ремонт одной системы шин, сохраняя в работе все присоединения. Помимо этого, секционирование систем шин позволяет уменьшить токи КЗ, а также уменьшает количество отключаемых цепей в случае возникновения КЗ на секции. Однако эта схема обладает следующими недостатками:

Большое количество коммутационных аппаратов (в частности разъединителей);

Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединённых к данной системе шин;

Повреждение ШСВ равноценно КЗ на обеих системах шин (например, в данном случае отказ выключателя В43 (рисунок 2) равноценен КЗ на шинах Ш28, Ш29);

Увеличение затрат на РУ вследствие необходимости установки ШСВ, ОВ;

При применении элегазовых выключателей (для схемы «две рабочие секционированные системы шин без обходной системы шин») вывод выключателя в ремонт приводит к обесточиванию цепи.

При наличии обходной системы шин такая схема является основной для РУ 110-220 кВ.

Перед расчётом необходимо пронумеровать все элементы (генераторы, линии, АТС, блочные трансформаторы, шины, выключатели, разъединители) (рисунок 2), а также указать связь узлов и ветвей (для КА) (таблица 1).

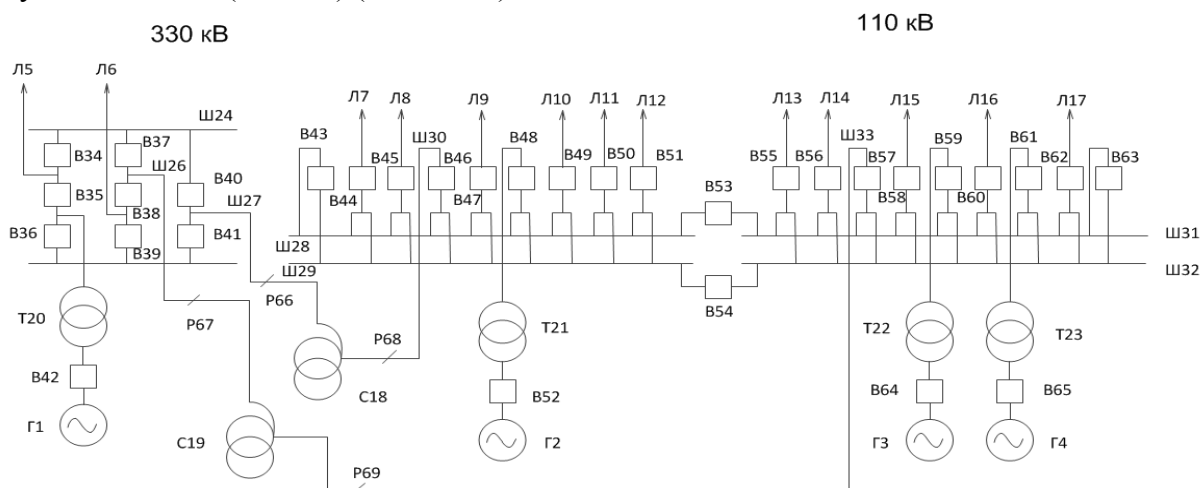


Рисунок 2. Схема с пронумерованными элементами

Таблица 1 - Матрица связей узлов и ветвей

Номер КА	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
1 узел	5	5	20	24	6	25	24	27	1	28	7	8
2 узел	24	20	25	26	26	6	27	25	20	29	28	29

Номер КА	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57
1 узел	30	9	21	10	11	12	2	28	29	13	14	33
2 узел	28	29	28	29	28	29	21	31	32	31	32	31

Номер КА	58	59	60	61	62	63	64	65	66	67	68	69
1 узел	15	22	16	23	17	31	3	4	27	26	30	33
2 узел	32	31	32	32	31	32	22	23	18	19	18	19

Чтобы рассчитать надёжность станции необходимо использовать эти показатели по каждому элементу (берутся со справочных данных) (таблица 2). Для определения частот отказов и времени восстановления будем считать, что в плановый и аварийный ремонты будет уходить один из выключателей.

Таблица 2 - Показатели надёжности элементов схемы

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время п-авар. восст., ч	Частота план. рем-та, 1/год	Длитель. план-го рем-та, ч	Вероятн. отказа при откл. КЗ, о.е.	Вероятн. отказа в срабат. РЗ, о.е.
Генератор 200 МВт	0.87	58	1.0	600.0	-	0.001
ЛЭП 330 кВ	0.002	9.0	0.5	20.0	-	0.001
ЛЭП 110 кВ	0.005	7.0	0.5	14.0	-	0.001
АТС 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 330 кВ	0.04	45.0	0.5	9.5	-	0.001
Тр-р 110 кВ	0.005	40.0	0.25	7.5	-	0.001
СШ 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9.0	-	0.001
СШ 110 кВ	0.096	8.0	0.996	24.0	-	0.001
Элег. выкл. 330 кВ	0.005	80.0	0.2	80.0	0.002	-
Элег. выкл. 110 кВ	0.005	25.0	0.2	25.0	0.003	-
Генер. выкл.	0.009	10.0	0.5	10.0	0.003	-

Для анализа результатов расчёта надёжности рассмотрим несколько вариантов: отказ одного генератора, двух генераторов; отказ одной линии; отказ одного генератора и одной линии; отказ двух генераторов и шести линий; полное погашение станции (отказ всех генераторов и линий). Сведём данные расчётов в таблицу 3.

Таблица 3 - Результаты анализа надёжности (частоты и длительности аварийных отключений):

Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восст., ч	Коэф. неготовности
1Г	3.56	57.55	0.0234
1Г 1Л	0.0289	46.01	$1.52 \cdot 10^{-4}$
2Г	0.011	56.87	$7.14 \cdot 10^{-5}$
1Л	0.132	14.4	$2.17 \cdot 10^{-4}$
2Г 6Л	$3.5 \cdot 10^{-5}$	0.5	$2 \cdot 10^{-9}$
4Г 13Л	$1.14 \cdot 10^{-8}$	0.5	$6.5 \cdot 10^{-12}$

Как видно из результатов, наиболее вероятным считается отказ одного генератора и отказ одной линии (по отдельности). Это необходимо учитывать при краткосрочном и долгосрочном планировании режимов работы энергосистемы и станции, в частности. Также можно отметить преимущество полуторной схемы над схемой «две рабочие секционированные системы шин»: частоты отказов при отключении линий Л5 и Л6 меньше, чем частоты для линий Л7-Л17. Применение элегазовых выключателей также позволило снизить частоту отказов. Для повышения надёжности рекомендуется для РУ-110 кВ использовать схему «одна рабочая (секционированная) система шин».

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - 3-е изд. - М., Энергоатомиздат, 1987 г.

Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. редактор А.И. Попов). - 9-е изд. - М.: Издательство МЭИ, 2004. - 964 с.