

УДК 621.315

## РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ 730 МВт

Болзан В.А.

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

Конденсационные электростанции (КЭС) проектируются с агрегатами мощностью 100, 160, 200, 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт, имеющими номинальное напряжение генераторов (генераторное напряжение) 10,5 – 24 кВ. Установленная мощность типовых электростанций составляет 2400 – 6400 МВт.

В последнее время в связи с переходом к рыночным отношениям наметилась тенденция к снижению мощности отдельных электростанций и их агрегатов с широким использованием парогазовых (ПГУ) и газотурбинных (ГТУ) установок.

Схемы КЭС на генераторном напряжении строятся по блочному принципу с питанием собственных нужд блока от своей сети генераторного напряжения.

Дадим оценку показателей надежности схемы электрических соединений станций КЭС таблично-логистическим методом с помощью программы TOPAS, разработанной в Санкт-Петербургском государственном техническом университете на кафедре «Электрические станции».

Пакет прикладных программ «TOPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Данная программа предназначена для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающимся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связей и др.

Функциональная модель расчета установившихся режимов генерации мощности учитывает пропускные способности трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных линий связи с системой (по критерию запаса статической устойчивости работы генераторов).

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций)  $C(k)$ , приводящих к отказу ее функционирования  $k$ -го вида [1, с.59]

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

где  $L(i, j, s, k)$  – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

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

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

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

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;  $t_{\text{оп}}$  – время оперативных переключений, ч;  $Q(s/i)$  – вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Коэффициент неготовности потребителей  $K_n$  вычисляется по выражению [1, с. 73]

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} \quad (4)$$

Эффективный способ описания схем электрических соединений достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты различных типов, а узлами – остальные связываемые ими элементы схемы. Достоинство главного графа состоит в том, что он обеспечивает необходимую точность топологической модели, простоту описания состояния схемы и возможность перехода к любому другому графу в конкретных задачах исследования схем.

Схема расчета и ее описание

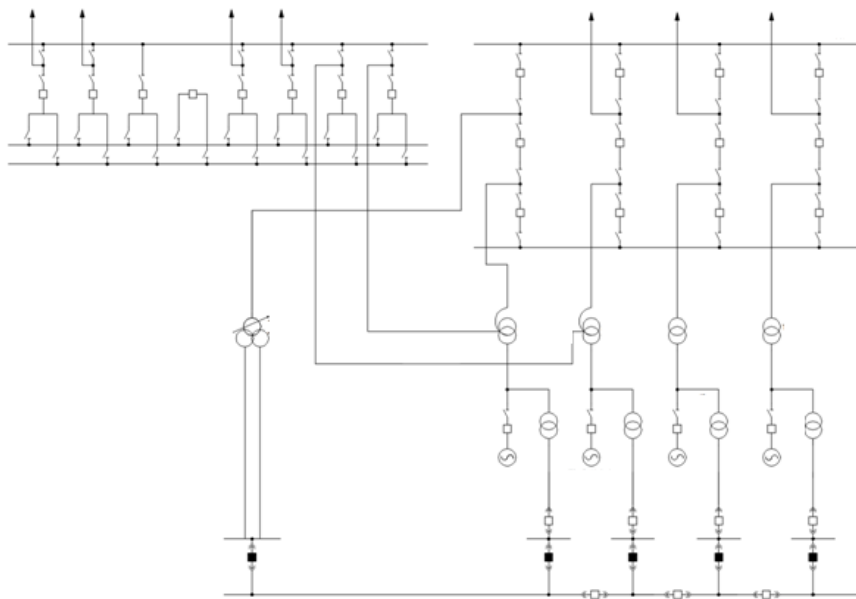


Рисунок 1 Схема КЭС 730

На станции установлено 4 генератора: два мощностью 165 МВт и два мощностью 220 МВт. Два генератора соединены в блоки с блочными масляными трансформаторами, два других подсоединены в трансформаторам связи (автотрансформаторы). От каждого генератора отпайками подсоединены трансформаторы собственных нужд. Резервный трансформатор подключен к шинам 330кВ.

Для ОРУ 110 кВ принята схема с двумя рабочими и обходной системой шин, в которой все выключатели размещаются в один ряд, что облегчает их обслуживание. К ОРУ 110 кВ присоединены 4 линии, питающих нагрузку, два блочных автотрансформатора. Все выключатели элегазовые, колонковые.

Для ОРУ 330 кВ принята схема 3 выключателя на 2 присоединения (полупортальная схема). К ОРУ 330 кВ присоединены два блочных автотрансформатора, 2 линии связи с системой, 1 линия нагрузки и 2 блочных трансформатора связи. На РУ используются выключатели – элегазовые, колонковые.

На собственных нуждах напряжении 6 кВ распределение электроэнергии осуществляется комплектным распределительным устройством (КРУ) внутренней установки с вакуумным выключателем. КРУ выполнено по схеме с одиночной секционированной системой сборных шин. Секции питаются от четырех трансформаторов собственных нужд.

При формировании исходных данных для программы, следует в определенном порядке пронумеровать элементы и сформировать матрицу узловых связей, в которой представлены данные какой коммутационный аппарат связывает какие элементы. Все показатели надежности, для всех элементов, требуемые для расчета примем из базы данных программы TOPAS. В качестве плановых ремонтов примем ремонты каждого выключателя. для получения корректных результатов в этой программе указываем что в аварийных ремонтах одновременно участвует только один элемент.

По результатам расчеты были выявлены наиболее все различные сочетания факторов, при которых в той или иной степени происходит погашение станции. Результаты наиболее тяжелых приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Частоты и длительности аварийных отключений:

Код аварии	Суммарная частота, 1\год	Среднее время восстановления, ч
3Г 4Л	2,78	61,8
4Г 7Л	1	52,86
4Г 7Л 1Н	0,000779	10,55
3Г 4Л 1Н	0,0609	50,25

Примечание: В укрупненных кодах запись 3Г означает потерю любых трех генераторов, запись 3Г 4Л – отключение одновременно трех любых генераторов и четырех воздушных линий; 1Н – одного трансформатора собственных нужд.

Посчитаем коэффициент неготовности потребителей  $K_n$ :

1. Отключены 3Г 4Л

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{61,8 \cdot 2,78}{8760} = 0,01961$$

2. Отключены 4Г 7Л

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{1 \cdot 52,86}{8760} = 0,00603$$

3. Отключены 4Г 7Л 1Н

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{10,55 \cdot 0,000779}{8760} = 0,000009381$$

4. Отключены 3Г 4Л 1Н

$$K_n = \frac{T(k)\lambda}{8760} = \frac{0,0609 \cdot 50,25}{8760} = 0,000349$$

По результатам проделанной работы можно сделать вывод, что вероятность погашения всей станции крайне мала, о чем и свидетельствует малый коэффициент неготовности потребителей.

### Литература

1. Черновец, А.К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А.К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. ун-т, 1992. -89 с.
2. 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.