

УДК 620.09

СТРУКТУРА КАТЕГОРИИ И ПАРАМЕТРЫ АНАЛИЗА И ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС.

Сибирцев Е.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Надежность - Есть вероятность того что элемент будет выполнять свои функции в течение промежутка времени при заданных условиях работы. [1]

Надежность ЭЭС - Свойство обеспечивать потребителей электрической энергией при отклонении частоты и напряжения в определенных пределах, оговоренных в Гост и ПУЭ, и исключение ситуаций опасных для людей. [1]

Структура ЭЭС

1. Элемент – оборудование, аппаратура и конструкции-включает в себя электросетевое силовое оборудование, коммутационную аппаратуру, элементы и конструкции линий электропередачи и электропотребителей, аппаратуру систем автоматики релейной защиты и управления. Все перечисленное относится к заводским изделиям, как правило, серийного выпуска; [2, с. 5]

2. Объект – Электросетевые объекты, фрагменты и узлы электрической сети – к данному уровню относятся большинство типовых технических решений, которые могут повторяться при проектировании линий электропередачи, узлов электроподстанций(сборных шин, систем собственных нужд, трансформаторного блока и другого), внешнего электроснабжения выделенного узла нагрузки, комплекса релейной защиты и автоматики и другого; [2, с. 6]

3. Система – электрическая сеть в целом – представляет собой уникальный объект рассмотрения. [2, с.6]

Свойства характеризующие надежность ЭЭС

Безотказность – Свойство объекта непрерывно сохранять состояние в течение некоторого времени или наработки. [3, с.10]

Ремонтопригодность – способность восстановления после ремонта. . [3, с.10]

Сохраняемость – Свойство об объекта сохранять значения безотказности, долговечности и ремонтпригодности втечении и после хранения и транспортировки. . [3, с.11]

Устойчивоспособность – свойство сохранять устойчивость втечении некоторого времени. . [3, с.11]

Режимная управляемость – Свойство объекта поддерживать нормальный режим по средствам управления. . [3, с.12]

Живучесть – Свойство объекта противостоять возмущению недопуская их каскадного развития с массовым нарушениям питания. . [3, с.12]

Безопасность – свойтво объекта не допускать ситуации опасных для людей. . [3, с.12]

Состояние характеризующее надежность объекта в энергосистеме

Работоспособное состояние – способность выполнять все или часть функций. . [1, с.20]

Рабочее состояние – способность выполнять все или часть функций в полном или частичном объеме. [1,с.20]

Нерабочее состояние – состояние объекта при котором он не выполняет свои функции. [1,с.21]

Предельное состояние – состояние при котором дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена. [1,с.21]

Резервное состояние – рабочее состояние объекта, при котором он резервирует другие объекты. [1,с.21]

Показатели надежности

1) Вероятность какого-либо события, например, отказа; [1,с.25]

2) Интенсивность событий, например, число отказов в единицу времени; [1,с.25]

3) Средняя продолжительность события(математическое ожидание), например средняя продолжительность времени между отказами, средняя продолжительность времени восстановления после отказа. [1,с.25]

Определение надежности главной схемы электрических соединений смоленской АЭС



Рисунок 1 – Смоленская АЭС.

Главные схемы электрических соединений АЭС выбираются на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и ее участка, к которому подключается данная АЭС, с учетом единичной мощности агрегатов и суммарной мощности станции в целом. Схема присоединения к энергосистеме должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу в нормальных режимах полной введенной мощности станции и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме при отключении любой отходящей электропередачи или трансформатора связи. Основными критериями при выборе главной схемы являются: надежность; экономичность; маневренность; ремонтпригодность; возможность расширения; наглядность и простота. Наиболее важными из перечисленных являются надежность и экономичность. [4]

В качестве примера расчета рассмотрю главную схему Смоленской АЭС, которая включает в себя:

- 3 энергоблока с реакторами РБМК-1000. В состав двух из них, работающих на сеть 500 кВ, входят по два турбогенератора ТВВ-500-2У3 каждый со своим повышающим трехфазным двухобмоточным трансформатором. Так же в состав третьего, работающий на сеть 750 кВ, входят также два турбогенератора ТВВ-500-2У3 и один повышающий трехфазный трехобмоточный трансформатор.

- ОРУ 750, 500 и 330 кВ;
- 4 автотрансформатора связи;
- 1 РТСН;
- 22 сборных шины и ошиновки;
- 43 выключателя;
- 8 разъединителей;

- 2 линии электропередач 750кВ протяженностью 350 км, 2 линии электропередач 500кВ протяженностью 300 км, 3 линии электропередач 330кВ протяженностью 170 км.

Для расчета использовал программный пакет TOPAS.

Алгоритм расчета в программе TOPAS:

Эффективный способ описания схем электрических соединения достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого является КА различных типов, а узлами- остальные связываемые ими элементы схемы.

Для описания надежности основного электрического оборудования используются показатели:

- Частоты отказов (I/год);
- Длительности послеаварийного восстановления (Ч);
- Частоты плановых ремонтов (I/год);
- Длительности плановых ремоты(ч);

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

-количество комбинаций событий; $L(k)$ -логическая функция, принимающая значения 0 или 1.

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

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

где $\lambda(k), T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

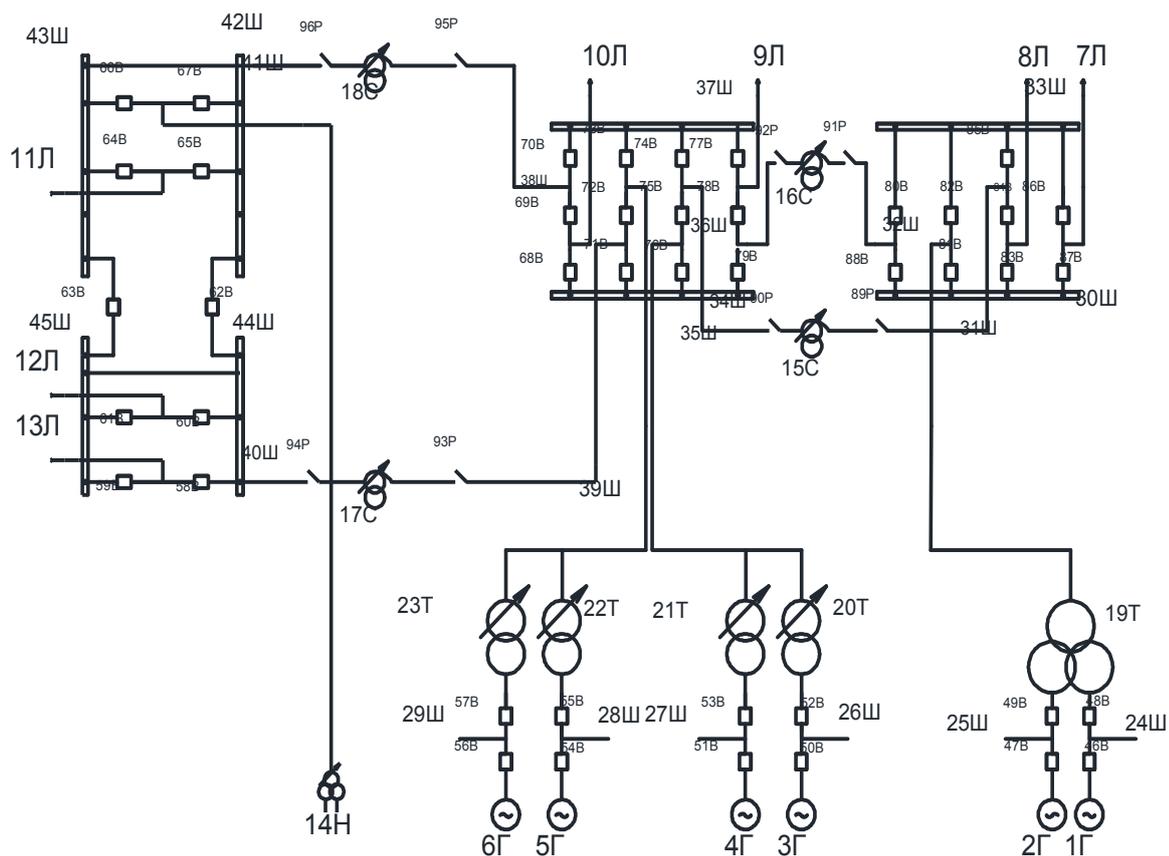


Рисунок. 2 – Расчетная схема с нумерацией ветвей и узлов,

Таблица 1 – Показатели надежности элементов собственных нужд электростанции.

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Блочный турбогенератор	0.84	136.0	1.0	880.0
Линия электропередач 750кВ на 350км	0.007	20.0	0.17	20
Линия электропередач 550кВ на 300км	0.0045	12	1	18
Линия электропередач 330кВ на 170км	0.0034	9	0.5	20

Автотрансформатор 750 кВ	0.04	220	0.5	10
Автотрансформатор 500 кВ	0.04	220	0.5	10
РТСН 330кВ	0.04	45	0.5	9.5
Блочный трансформатор 10 кВ	0.008	60	0.25	6.0
Сборные шины 10 кВ	0.09	2.0	0.498	15
Сборные шины 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9
Сборные шины 500 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Сборные шины 750 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Генераторный выключатель	0.009	10.0	0.5	10
Воздушный выключатель 330 кВ	0.02	48.0	0.2	90
Воздушный выключатель 500 кВ	0.04	60	0.2	120
Воздушный выключатель 750 кВ	0.04	60	0.2	120

Таблица 2. Результаты анализа надежности

	Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч
№1	3Г 5Л	0,0136	0,5
№2	2Г 3Л	0.448	37.37
№3	6Г 7Л 1Н	0.00419	105.86

В полученных результатах запись 3Л обозначает потерю любых трех линий и т.д.

Также критерием надежности является коэффициент неготовности:

$$K_H = \frac{T(k)\lambda}{8760}$$

где K_H - коэффициент неготовности;

$T(k)$ - среднее время восстановления, ч ;

λ - частота отказов, 1/год.

Посчитаем K_H для трех вариантов аварии :

1. Отключены 1 генератор и 5 линий :

$$K_{H1} = \frac{T(k)_1 \lambda_1}{8760} = \frac{0,0136 \cdot 0,5}{8760} = 7 \cdot 10^{-7}$$

2. Отключены 2 генератора и 3 линии :

$$K_{H2} = \frac{T(k)_2 \lambda_2}{8760} = \frac{0,448 \cdot 37,37}{8760} = 0,0019$$

3. Отключены 6 генераторов 7 линий и 1 РТСН :

$$K_{H3} = \frac{T(k)_3 \lambda_3}{8760} = \frac{0,00419 \cdot 105,86}{8760} = 0,00005$$

Выводы

1) При выборе состава показателей надежности электрической сети (особенно показателей, подлежащих нормированию) следует учитывать иерархический уровень рассмотрения, степень ответственности объекта, условия его эксплуатации, характер отказов, Возможные последствия от них. При этом целесообразно, чтобы число нормируемых показателей надежности было минимально, они имели простой физический смысл, допускали возможность получения расчетной оценки на этапе проектирования и получения статической оценки по результатам испытаний или данным эксплуатации.

2) Оценка надежности электроснабжения должна производиться на стадиях разработки элементов, планирования развития электроэнергетических систем, проектирования отдельных систем и объектов, а также в процессе эксплуатации. Даже при хорошем качестве оборудования и высоком уровне эксплуатации отказы оборудования в работе неизбежны в силу ряда объективных причин случайного характера и, прежде всего, из-за того, что в условиях эксплуатации оборудование может подвергаться нерасчетным воздействиям, учет которых при его разработке потребовал бы введения неоправданно больших запасов.

3) Проблема оценки и выбора рациональной степени надежности электрических станций и электроэнергетических систем является одной из наиболее важных проблем на современном уровне развития электроэнергетики, так как нужно рассматривать надежность всей системы как единое целое.

4) В данном докладе рассмотрел надежность главной схемы Смоленской АЭС. Как видно из результатов расчета, что отключение двух генераторов и трех линий в среднем может погаснуть раз в два года; три генераторы и 5 линий раз в 73 года; шесть генераторов, семь линий и 1 резервный трансформатор собственных нужд раз в 238 лет. Данные значения говорят о высокой надежности схемы. По полученным данным выяснил что полное погашение АЭС является крайне маловероятным. Так же исходя из полученных результатов сделал вывод, что Смоленская АЭС удовлетворяет по одному из важных критериев: надежность.

Литература

1. Электротехнический справочник: Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред профессоров МЭИ.- М.:Издательство МЭИ,2004,964с.
2. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для ВУЗов.- Л.:Энергоатомиздат,1990-208 с.
3. Фокин Ю. А., Туфанов В.А Оценка надежности систем электроснабжения. М.:Энергоиздат,1981-224 с.
4. Старжинский А.Л. Определение надежности схем электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции. *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2015;(3):34-31.