

УДК 621.311

**ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ
ФАКТОРОВ НА СИНХРОННУЮ ДИНАМИЧЕСКУЮ
УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (ЭЭС)****ГУСЕЙНОВ А.М.***АзНИ и ПИИ Энергетики, АО «Азерэнерджи»*

Оценена степень влияния различных факторов на величину предельного времени отключения короткого замыкания (к.з.) по условию сохранения синхронной динамической устойчивости в многомашинной регулируемой электроэнергетической системе (ЭЭС).

Показано, что наибольшее влияние на предельное время отключения оказывает способ представления нагрузок узлов (статическими или динамическими характеристиками, постоянным сопротивлением, $S_H = \text{const}$).

Показана недопустимость замены генераторов с быстродействующим (тиристорным или высокочастотным возбуждением) и АРВ сильного действия постоянной ЭДС E'_d за реактансом X'_d .

Показано также, что для большей точности ближайшую к месту к.з. электростанцию следует заменить не менее, чем двумя эквивалентными генераторами.

Ключевые слова: энергосистема, синхронная динамическая устойчивость, динамические и статические характеристики нагрузок, автоматический регулятор возбуждения.

В литературе [1-4] описаны многочисленные исследования по учету влияния различных факторов на точность расчета электромеханических переходных процессов. Однако эти исследования относятся, в основном, к ограниченным по размеру электрическим системам (в ряде случаев к простейшей системе: генератор-шины бесконечной мощности или двухмашинной), и выводы имеют в большей степени методический характер. Проведение многофакторных исследований по сохранению синхронной динамической устойчивости в сложной ЭЭС дает возможность сделать конкретные практические выводы для последующих эксплуатационных, и, особенно, оперативных расчетов, когда введение обоснованных упрощений (в зависимости от назначения расчета), не влияющих существенно на результат, может дать значительную экономию времени расчета и подготовки исходных данных, а также качественно и количественно правильно оценить реальные физические процессы, происходящие в сложной ЭЭС.

Расчеты, выполненные на ЭВМ по различным программам, разработанным в Институте электродинамики Украины (г.Киев), Научно-исследовательском институте энергетики (г.Москва), базирующиеся на методах численного интегрирования дифференциальных уравнений многомашинной регулируемой ЭЭС, а также по прямому методу Ляпунова (по первому вылету взаимного угла) для анализа динамической устойчивости энергосистемы в государственном университете (США) [5], где автор проводил научно-исследовательскую работу. Результаты расчетов качественно и количественно совпали с экспериментами по определению предельного времени отключения к.з. в сложной системе АзЭНЕРГО.

Была поставлена задача определить, в пределах возможностей программ, насколько изменится величина предельного времени отключения к.з. при:

1. Различном учете относительного движения генераторов электростанций, находящихся вблизи (электрически) от места к.з.;
2. Различном учете характеристик нагрузки;
3. Различном учете регулирования возбуждения генераторов;
4. Вариации параметров эквивалентного асинхронного двигателя при учете нагрузки динамическими характеристиками;
5. Вариации величины коэффициента демпфирования;
6. Различном учете объединенной энергосистемы (ОЭС).

Результаты данной работы (выводы и рекомендации) целесообразно использовать при эксплуатационных расчетах синхронной динамической устойчивости.

В работе приняты следующие основные допущения:

1. Не учитываются трансформаторные ЭДС и ЭДС скольжения в уравнениях Парка-Горева синхронных машин;
2. Не учитываются активные сопротивления в цепях статора и ротора синхронных машин;
3. Действия систем регулирования возбуждения и скорости учитываются упрощенно;
4. Не учитывается влияние насыщения магнитных цепей синхронных машин;
5. Не учитываются переходные электромагнитные процессы в цепях роторов асинхронных машин и насыщения их магнитных цепей.

При принятии этих допущений расчет синхронной динамической устойчивости проводится с некоторым запасом.

Поскольку программные возможности, алгоритмы программ [4-10] общеизвестны, здесь математические модели элементов ЭЭС не приведены. Следует отметить, что при одних и тех же исходных данных математические модели элементов в ЭЭС выбраны с учетом вышеуказанных допущений.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Исходные данные делятся на две группы:

- Данные, требуемые для расчета до аварийного режима;
- Данные для расчета динамической устойчивости.

Первая группа данных состоит из различных массивов информации: о схеме и параметрах сети, о величинах напряжений и нагрузок узлов. А вторая группа, включающая общие данные для расчета динамической устойчивости: параметры АРВ и АРС синхронных машин с переменной ЭДС; коэффициенты демпфирования генераторов; динамические и статические характеристики нагрузок. (см.таблицы 1 ÷ 6). Ниже приводятся результаты расчетов для эквивалентной схемы сложной системы АзЭНЕРГО.

Схема системы состоит из 30 узлов, 40 ветвей, в том числе, 9 трансформаторов. В схеме имеются 10 эквивалентных генераторов станции (номера которых в схеме соответствуют 11, 14, 19, 24, 39, 40, 52, 64, 75, 78), 6 синхронных компенсаторов и 22 нагрузки. Величины нагрузок соответствуют зимнему максимуму.

Данные по АРВ (см. табл. 1)

На гидрогенераторах (Г 64) установлены АРВ пропорционального действия на основе компаундирования по току и коррекции по напряжению (1-й тип АРВ).

Таблица 1 .Данные по АРВ сильного и пропорционального действия

№№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	Величина			Примеч.
				I тип	II тип	IV тип	
1.	Коэффициент регулирования по отклонению напряжения	В	ев/ен	-3	-25	-5	Коэффициенты регулирования в

2.	Коэффициент регулирования по отклонению напряжения по первой производной напряжения	v'	ев/ен/сек	-	-2	-	о.е. приведены к $U_{ном}, E_{дном}, I_{ном}$
3.	Коэффициент регулирования по отклонению тока	k	ев/ет	0,3	0	0,7	
4.	Коэффициент регулирования по первой производной тока	k''	ев/ет/сек	-	0	-	
5.	Коэффициент регулирования по второй производной тока	k'''	ев/ет/сек	-	0	-	
6.	Коэффициент регулирования по отклонению частоты	c'	ев/Гц	-	4,0	-	
7.	Коэффициент регулирования по первой производной	c''	ев/ет/сек	-	0,9	-	
8.	"Потолочное" значение э.д.с. при форсировке	$E_{дф}$	о.е.	2,0	2,6	2,0	
9.	Время запаздывания введения форсировки	Δt_1	сек.	0,1	0,2	0,17	
10.	Время запаздывания снятия форсировки	Δt_2	сек.	0,02	0,04	0,03	

На блоках 150 МВт (Г 19, Г 39, Г 40) установлены АРВ сильного действия с тиристорной системой возбуждения - II тип АРВ.

На остальных турбогенераторах установлены АРВ пропорционального действия (IV-й тип АРВ).

Параметры АРС и коэффициенты демпфирования (см. табл. 2) :

1-й тип АРС относится к гидрогенераторам (Г 64), 2-й тип - к блокам ТЭС 150 МВт (Г19, Г 39, Г 40), 3-й тип используется при АРВ релейного действия (Г 75) и 4-й тип относится к остальным турбогенераторам (табл. 3). Для 3-го типа АРС взяты фиктивные величины параметров так, чтобы обеспечить $P_{T75} = \text{const}$.

Таблица 2. Данные по коэффициентам демпфирования и АРС.

№№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед.изм.	Величина				Примечание
				I тип	II тип	III тип ^{x)}	IV тип	
1.	Коэффициент демпфиров. турбины	d	о.е.	0	2,0	10	3,0	
2.	Доля регулирования	$\gamma_{рег.}$	-	1,0	0,3	0	1,0	
3.	Статизм	σ	о.е.	0,06	0,03	1,0	0,04	
4.	Постоянная времени сервомотора на открытие	T_{si}	сек.	5,0	0,78	1000	0,4	
5.	То же на закрытие	T_{s2}	сек.	5,0	0,23	1000	0,3	
6.	Постоянная времени парового объёма	T_{11}	сек.	0,06	0,06	1000	0,06	Для гидротурбин гидравлического

X) Величины параметров для этого типа АРС — фиктивные, взяты так, чтобы обеспечить для эквивалентного генератора ОЭС $P_{Г} = P_{ТО} = \text{п ост.}$

Таблица 3. Данные по синхронным машинам с переменной э.д.с.

№№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерен	ВЕЛИЧИНА										Примечание
				11	14	19	24	39	40	52	64	75	78	
1.	Номер узла	№	-	11	14	19	24	39	40	52	64	75	78	
2.	Номинальное напряжение	$U_{ном}$	кВ	115	115	115	115	230	115	115	13,8	330	115	
3.	Номинальная мощность	$P_{ном}$	МВт	180	400	265	114	780	300	49	370	4800	60	
4.	Номинальный коэффициент мощности	$\cos \varphi_{ном}$	-	0,8	0,8	0,85	0,74	0,85	0,85	0,8	0,85	0,83	0,8	
5.	Условное сопротивление	$X_{усл}$	Ом	6,3	3,7	4,9	12,3	7,64	4,73	30,2	0	0	22,9	Для АРВ
6.	Пост. времени обмотки возбуждения	$T_{до}$	сек.	4,6	9,34	8,7	9,5	5,86	6,53	9,75	6,75	$10^{3x)}$		
7.	Пост. времени возбудителя при	$T_{во}$	сек	1,0	1,0	0,9	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	$10^{3x)}$	10,3	
8.	То же при введённой форсировке	$T_{вф}$	сек	1,0	1,0	0,7	1,0	0,7	0,7	1,0	1,0	$10^{3x)}$	1,0	
9.	То же при введённом развозбуждении или пост. времени регулятора	$T_{врв}$ или T_p	сек	1,0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	$10^{3x)}$	1,0	
10.	Постоянная инерции (суммарная)	M	Сек-МВт	1285	3559	2553	1040	7250	3160	509	2680	83 300	465	

X) Величины постоянных времени взяты такими, чтобы обеспечить для эквивалентного генератора ОЭС $E'_d = \text{пост.}$

Таблица 4. Данные о динамических характеристиках нагрузки

п/п	Наименование параметра	Обозначение	Ед.изм.	Величина		Примечание
				I тип	II тип	
1	Суммарное сопротивление статора и ротора асинхронного двигателя	x_e	о.е.	0,185		
2	Сопротивление ветви намагничивания асинхронного двигателя	X_μ	о.е.	1,67		
3	Активное сопротивление ротора асинхронного двигателя	R	о.е.	0,0185		
4	Постоянная инерции на валу двигателя	M_m	сек.	5,0	-	
5	Коэффициент загрузки двигателя	$K_{загр.}$	-	0,55	-	
6	Номинальный коэффициент мощности	$\cos \varphi_{ном}$	-	0,85	-	
7	Сопротивление связи	$R_{св}$	о.е.	0,015	-	Для нагрузки на шинах 110 кВ
8		$X_{св}$	о.е.	0,12		
9	Начальный тормозной момент на валу двигателя	$P_{тнач.}$	о.е.	0,4	-	
10	Удельный вес асинхронной нагрузки	$K_{ас}$	-	0,44	0,8	
11	Удельный вес осветительной нагрузки	$K_{осв}$	-	0,50	0,15	
12	Удельный вес прочей нагрузки	$K_{пр}$	-	0,06	0,05	

Статические и динамические характеристики нагрузки (см. табл. 4):

Статические характеристики нагрузок по напряжению учитываются в виде полиномов второй степени [4-10].

При учете нагрузки по динамическим характеристикам эквивалентный асинхронный двигатель, входящий в состав комплексной нагрузки, вводится упрощенной схемой замещения на основе использования уравнения движения ротора машины [4-10].

В состав комплексной нагрузки включается также осветительная и другие виды нагрузки (печная и выпрямительная нагрузки) [12-17]. Синхронная нагрузка учитывается синхронным двигателем.

Эквивалентный асинхронный двигатель подключается к узлу нагрузки через сопротивление ($R_{св} + jX_{св}$), характеризующее его электрическую удаленность от этой точки.

Данные о возмущениях в системе.

В качестве расчетного возмущения, согласно методическому указанию по расчету устойчивости, принималось двухфазное короткое замыкание на землю у шин 220 кВ узловой подстанции - уз. 38 (рис.1).

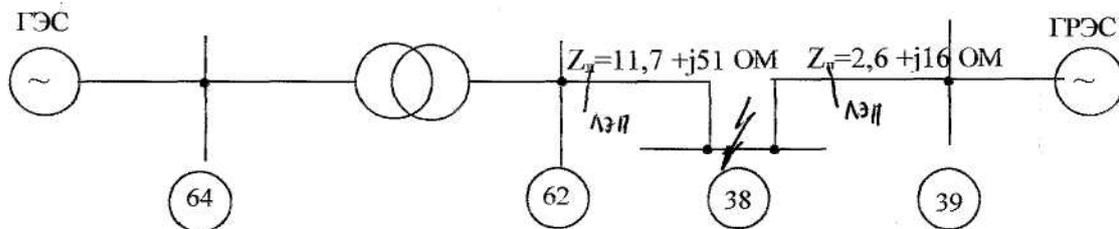


Рис.1. Выделенный участок исследуемой части ЭЭС.

В момент t_1 на одной из 2-х параллельных ЛЭП-220 кВ (ветвь 38-39) у шин подстанции (узел 38) происходит двухфазное к.з. на землю.

В момент $t_2 = var$ поврежденная ЛЭП и к.з. отключаются. Рассчитываются два-три цикла (приблизительно 4 сек.) изменений углов векторов ЭДС генераторов относительно вектора базисной ЭДС (в узловой точке примыкания энергосистемы к ОЭС - узел 75) и по изменениям этих относительных углов определяется сохранение синхронной динамической устойчивости энергосистемы.

Повторением расчетов определяем величину $t_2 = t_{откл.пред.}$, при которой устойчивость еще сохраняется, с точностью до 0.1 сек., достаточной для эксплуатационных расчетов.

Расчеты повторяются при различном учете факторов, указанных выше.

В соответствии с постановкой задачи, в момент времени $t_1 = 0.04$ сек. к значениям (перед моментом t_1) действительной и мнимой составляющих проводимости шунта в узле 38 добавляются величины $\Delta y_1'$ и $\Delta y_1''$ такие, чтобы новые значения $y_1' = y_1' + \Delta y_1'$ и $y_1'' = y_1'' + \Delta y_1''$ соответствовали шунту двухфазного к.з. на землю в узле 38 - $y^{(1.1)1} + jy^{(1.1)11}$. Поскольку принято, что $y_1' = y_1'' = 0$ то и $\Delta y_1' = y^{(1.1)1}$ и $\Delta y_1'' = y^{(1.1)11}$.

Далее, в момент времени $t_2 = var$ заменяются параметры (g, x, x_c) ветви 38-39, что соответствует отключению одной цепи, а к проводимости шунта в узле 38 добавляются величины $\Delta y_2'' = -\Delta y_1'$ и $\Delta y_2'' = -\Delta y_1''$ с тем, чтобы восстановить прежнее значение шунта в узле 38, что соответствует исчезновению к.з.

Величина шунта к.з. была определена расчетом по полной схеме энергосистемы при помощи программы расчета токов к.з. и подпрограммы расчета шунтов.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

А. Учет взаимного движения генераторов

Обычно при расчетах динамической устойчивости ЭЭС электростанции замещаются эквивалентными генераторами. При этом на эквивалентируемой электростанции не учитывается взаимное движение роторов генераторов.

Было исследовано влияние различного представления ГЭС и ГРЭС на величину предельного времени отключения.

ГРЭС (Г 39) и ГЭС (Г 64) замещались последовательно одним эквивалентным генератором каждая, двумя эквивалентными генераторами каждая и всеми генераторами.

Расчетные схемы ГРЭС представлены на рис.2, а ГЭС- на рис.3. Соответствующие параметры схем и синхронных машин приведены в таблицах 5 и 6.

Результаты расчетов при различном учете относительного движения генераторов ГРЭС и ГЭС представлены в таблице А и на рис. 4, 5, 6.

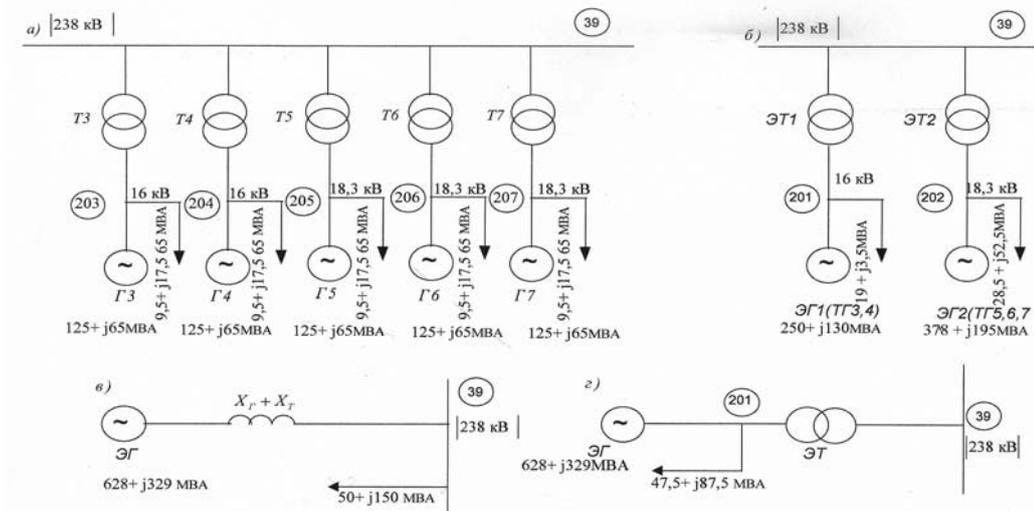


Рис.2. Расчетные схемы ГРЭС (Г - 39)

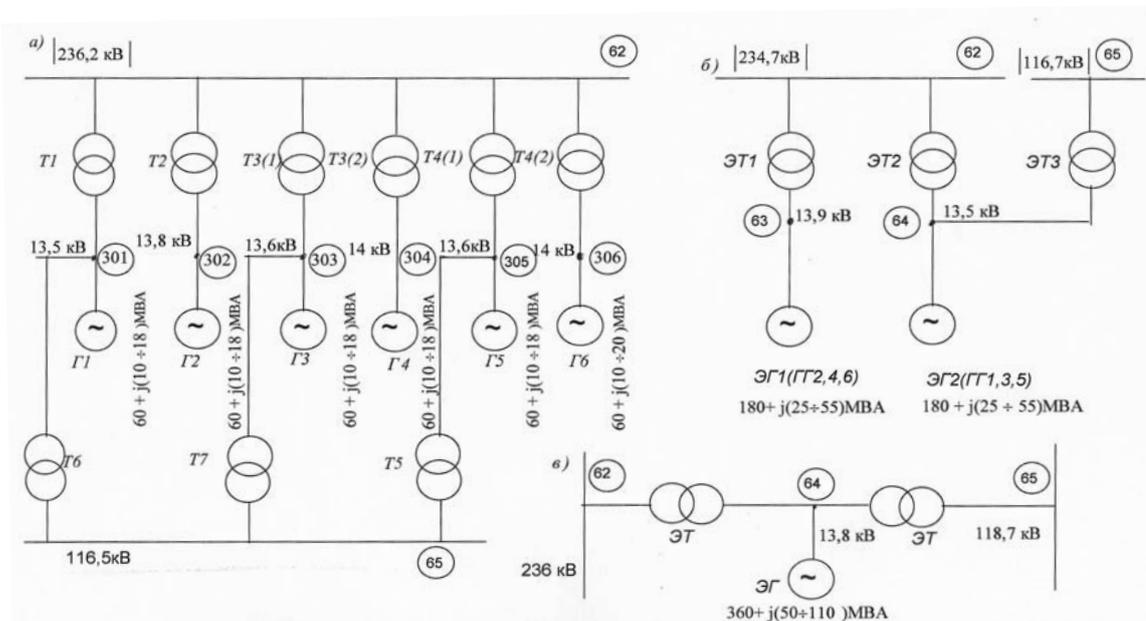


Рис.3. Расчетные схемы ГЭС (Г - 64)

Таблица А

ГРЭС представлена		ГЭС представлена		
		Одним ЭГ (рис.3а)	Двумя ЭГ (рис.3б)	Всеми ГГ (рис.3в)
Одним ЭГ (рис.2а)	№ варианта	0	А1	А2
	$t_{откл.пр.}$, сек	1,4	1,4	1,3
	При $t_{откл.} > t_{откл.пр.}$, наруш. устойчивости	ГЭС	ГЭС-ЭС №2	ГЭС-ГГ №2 и ГГ №3,4
Двумя ЭГ (рис.2б)	№ варианта	А3	А4	А5
	$t_{откл.пр.}$, сек	1,2	1,2	1,1
	При $t_{откл.} > t_{откл.пр.}$, наруш. устойчивости	Всех ЭС	Всех ЭС кроме Г78	ГЭС-ГГ №4
Всеми ГГ (рис.2в)	№ варианта	А6	А7	А8
	$t_{откл.пр.}$, сек	1,2	1,2	1,1
	При $t_{откл.} > t_{откл.пр.}$, наруш. устойчивости	Всех ЭС	Всех ЭС кроме Г78	ГЭС-ГГ №4
Блоком генератор-трансформатор	№ варианта	А9		
	$t_{откл.пр.}$, сек	1,4		
	При $t_{откл.} > t_{откл.пр.}$, наруш. устойчивости	ГЭС		

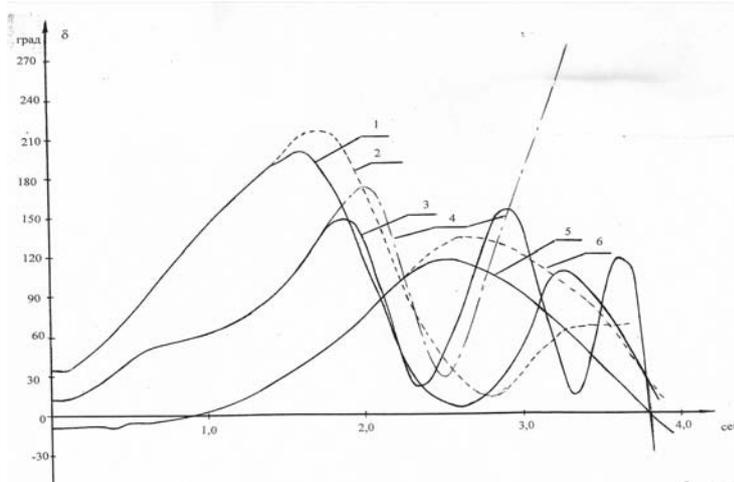


Рис.4, а. УГЛЫ относительно синхронной оси (в уз.75). Вариант 0. $\delta=f(t)$.

1- δ_{39} при $t_{откл.} = 1.4$ сек;
 2- δ_{39} при $t_{откл.} = 1.5$ сек; 3- δ_{64} при $t_{откл.} = 1.4$ сек; 4- δ_{64} при $t_{откл.} = 1.5$ сек; 5- δ_{75} при $t_{откл.} = 1.4$ сек; 6- δ_{75} при $t_{откл.} = 1.5$ сек.

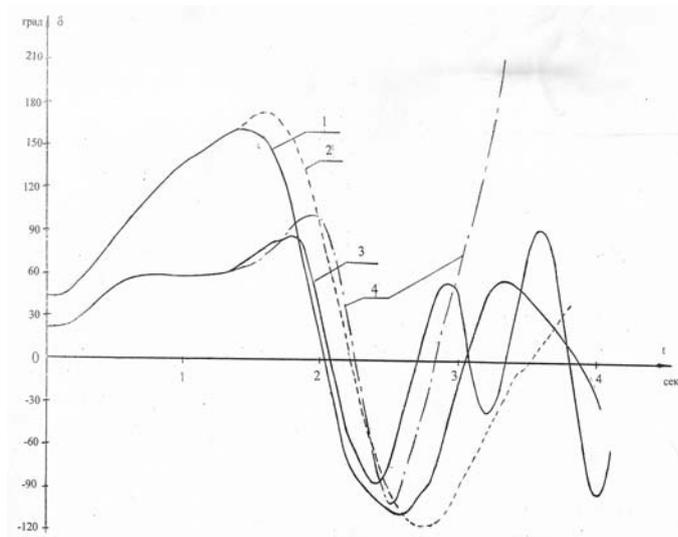


Рис.4, б Вариант 0. относительные углы $\delta=f(t)$.

1- δ_{39-75} при $t_{откл.} = 1.4$ сек;
 2- δ_{39-75} при $t_{откл.} = 1.5$ сек; 3- δ_{64-75} при $t_{откл.} = 1.4$ сек; 4- δ_{64-75} при $t_{откл.} = 1.5$ сек

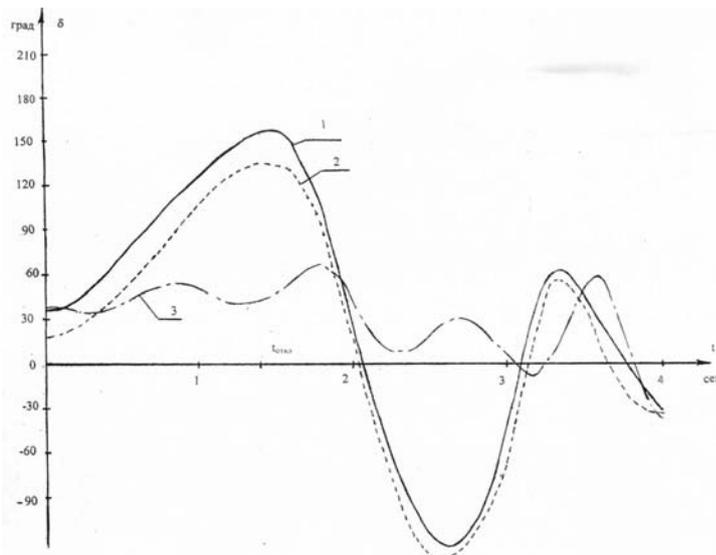


Рис.4, в Вариант 0.
Относительные углы $\delta=f(t)$.
при $t_{откл.} = t_{откл.пред.} = 1.4$ сек;
1- δ_{14-75} ; 2- δ_{24-75} ; 1- δ_{78-75} .

На рис.4.а показано изменение условно-абсолютных (относительно синхронной оси) углов ЭДС электростанции Г39, Г64 и Г75 для варианта №0 (основной) при $t_{откл.} = t_{откл.пред.} = 1.4$ сек. и $t_{откл.} = 1.5$ сек.

На рис. 4.б - изменение взаимных (относительно угла ЭДС Г75) углов ЭДС электростанций Г39 и Г64 для тех же случаев. В первом случае (рис. 4.а) условно – абсолютные углы рассчитаны относительно напряжения базисного узла \dot{U}_{75} (эквивалентный генератор ОЭС), а во втором варианте (рис. 4.б) взаимные углы (δ_{ij}) определяются относительно $E'_{d(75)}$, т.к в отличие от \dot{U}_{75} вектор E'_d является инерционной величиной и в течение переходного процесса изменяется не значительно.

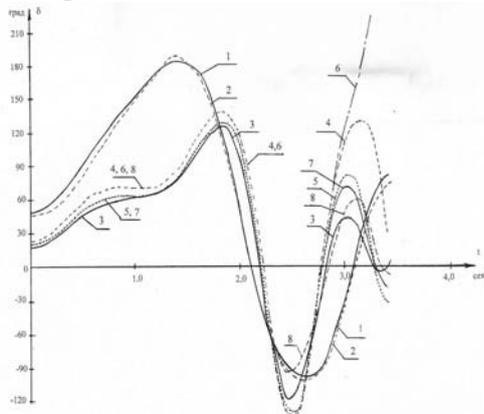


Рис.5. Вариант А8.
Относительные углы генераторов
при $t_{откл.} = 1,2$ сек.
Для ГРЭС: 1- δ_{203-75} (δ_{204-75}); 2- δ_{205-75}
(δ_{206-75} , δ_{207-75}).

Для ГЭС: 3- δ_{301-75} ; 4- δ_{302-75} ; 5- δ_{303-75} ; 6-
 δ_{304-75} , 7- δ_{305-75} ; 8- δ_{306-75} .

Сравнительный анализ указанных рисунков показывает, что качественная картина переходного процесса остается примерно одинаковой. Поэтому в дальнейших исследованиях в качестве оси расчета принят угол вектора ЭДС E'_d эквивалентного генераторного узла Г75.

На рис. 4.в показано изменение относительных углов ЭДС электростанций Г14, Г24 и Г78 удаленных электрически от места к.з. для варианта №0 при $t_{откл.} = 1.4$ сек. Колебания роторов генераторов Г14 и Г24(а также не показанных на рис. Г11, Г19, Г40 и Г52), синфазны с колебаниями ротора генератора Г39. Это объясняется близким взаимным расположением указанных электростанций (Г39 и Г40 -одна электростанция) и наличием большого числа связей между ними.

На рис. 5 показано изменение относительных углов ЭДС генераторов ГРЭС и ГЭС для варианта А 8 при $t_{откл.} = 1.2$ сек.

На рис.6 показано изменение относительных углов ЭДС двух эквивалентных генераторов ГРЭС (Г 201, Г 202) и эквивалентных генераторов ГЭС (Г64), электростанций Г14, Г24, Г 78 для варианта А3 при $t_{откл.} = 1,4$ сек.

Влияние замещения группы генераторов одним эквивалентным на результаты расчета устойчивости зависит от близости величин параметров замещаемых

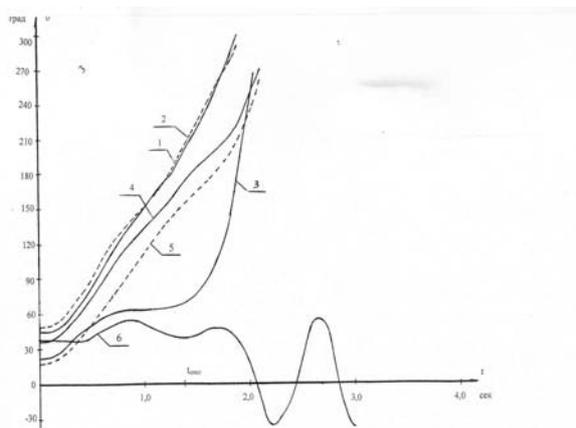


Рис.6. Вариант А3. Относительные углы

$\delta = f(t)$ при $t_{откл}=1,4$ сек.

Для ГРЭС: 1- δ_{201-75} ; 2- δ_{202-75} .

Для ГЭС: 3- δ_{64-75} ; 4- δ_{14-75} ; 5- δ_{24-75} ; 6- δ_{78-75} .

110 кВ и 220 кВ, а генераторы 2, 4 и 6 - только на шины 220 кВ. Таким образом, условно образуются две группы генераторов (условность состоит еще в том, что фактически «трансформаторы» Т-3 (1) и Т-3 (2), Т-4 (1) и Т-4 (2) являются расщепленными обмотками низкого напряжения реальных трансформаторов Т-3 и Т-4).

Из сказанного можно предположить, что расхождение углов ЭДС генераторов ГРЭС между собой будет незначительным, а для генераторов ГЭС - не очень большим внутри групп (особенно для Г 301, Г 303, Г 305) и более существенными между группами. Результаты расчета, представленные на рис.5, подтверждают это предположение.

Наиболее полный учет относительного движения генераторов ГРЭС и ГЭС осуществлен в варианте А8, где ГРЭС и ГЭС представлены всеми генераторами.

Неучет относительного движения генераторов (вариант № 0) приводит к увеличению $t_{откл.пред}$ на 0.3 сек., что составляет 27.2 % от величины $t_{откл.пред}$ для варианта А8.

Таблица 5. Параметры генераторов и расчетных, схем. ГРЭС (рис. 2)

№	параметры	Ед. измер.	Рис.2а					Рис.2б		Рис.2в	Рис.2г
			Г203	Г204	Г205	Г206	Г207	ЭГ201 (ТГ3,4)	ЭГ201 (ТГ5,6,7)	ЭГ39 (ТГ3-7)	ЭГ201
1	X_d	Ом	1,95	1,95	3,15	3,15	3,15	0,975	1,05	101	0,514
2	X'_d	Ом	0,285	0,285	0,557	0,557	0,557	0,142	0,186	22,5	0,0816
3	U_G	кВ	15,75	15,75	18,0	18,0	18,0	15,75	18,0	230	18,0
4	$P_{ном}$	МВт	150	150	160	160	160	300	480	780	780
5	$\cos \varphi$	-	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
6	$X_{усл}$	Ом	0	0	0	0	0	0	0	7,64	0
7	T_{do}	сек	6,53	6,53	5,4	5,4	5,4	6,53	5,4	5,86	5,86
8	T_{bo}	сек	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
9	T_{bv}	сек	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
10	T_d	сек	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
11	M	сек МВт	1580	1580	1365	1365	1365	3160	4095	7250	7250
12	r_T	Ом	1,41	1,39	1,47	1,51	1,50	0,7	0,5	-	-
13	X_T	Ом	38,7	38,5	38,1	38,3	38,4	19,3	12,6	-	-
14	K_T	U_H/U_B	0,0651	0,0651	0,0744	0,0744	0,0744	0,065	0,0744	-	-

Примечание: Сопротивления генераторов (X_d , X'_d , $X_{усл}$) приведены к напряжению генератора U_G , сопротивления трансформаторов (r_T , x_T)- к высшему напряжению трансформатора.

генераторов и одинаковости схемы подключения их к сети.

На ГРЭС можно выделить две группы однотипных генераторов. В одну входят генераторы 3 и 4 (на схеме рис.2.а, соответственно, Г 203 и Г204), в другую - 5,6 и 7 (Г205, Г206, Г207). Разница в параметрах генераторов, входящих в разные группы невелика, а схема подключения всех генераторов одинакова.

На ГЭС имеется пять одинаковых генераторов 1-5 (на схеме рис. 3.а - Г301, Г302, Г 303, Г 304 и Г305) и один Г6-306 другого типа.

Для данной работы принято, что генераторы 1, 3 и 5 работают на шины

Замещение ГРЭС двумя эквивалентными генераторами (вар. А3) существенно меняет картину электромеханического переходного процесса (рис.6) по сравнению с вар. №0. Величина $t_{откл.пред}$ при этом больше, чем в вар. А8 на 0.1 сек., т.е. на 9.1% (определение $t_{откл.пред}$ производилось с точностью до 0.1 сек.).(см. Таблицу А)

Такой результат вполне согласуется с общепринятым выводом о достаточности для учета относительного движения внутри группы однотипных генераторов замещения их двумя эквивалентными генераторами. Дальнейшее уточнение-представление ГРЭС всеми генераторами не приводит к изменению результатов (вар. А3 и А6, А4 и А7, А5 и А8). Замена ГЭС двумя эквивалентными генераторами практически не приводит к изменению результата (вар.№ 0 и А1, А3 и А4, А6 и А7). Представление же ГЭС всеми генераторами существенно меняет картину электромеханического переходного процесса и приводит к уменьшению величины $t_{откл.пред}$ на 0.1 сек. (вар. А1 и А2, А4 и А5, А7 и А8).

Интересно, что в ряде случаев (вар.0, А1, А2, А5, А8) при $t_{откл.} > t_{откл.пред}$ близко расположенная к месту к.з. ГРЭС сохраняет устойчивость по отношению к остальным генераторам, а ГЭС, которая значительно удалена от места к.з., ее теряет, причем не в первом, а во втором цикле качаний (рис.4.б.). Подобные случаи описаны в литературе [11]. Колебательное нарушение устойчивости ГЭС можно объяснить наличием на генераторах АРВ пропорционального действия и слабодемпфированными медленными колебаниями взаимных углов генераторов по связи 39-38-62 и относительно меньшими демпфирующими асинхронными моментами в гидрогенераторах. Потеря синхронизма ГГ 4 при сохранении устойчивости работы остальных генераторов (вар. А5 и А8) объясняется схемой его подключения к системе (по отношению к ГГ №№ 1,3,5) и большими реактивными сопротивлениями. ($X_{d4} > X_{d2} > X_{d6}$; $X'_{d4} = X'_{d2} > X'_{d6}$; $X_{q4} > X_{q2} > X_{q6}$ (см. табл. 6).

Таблица 6. Параметры генераторов и расчетных схем ГЭС (рис. 3)

№	Параметры	Ед. измер.	Рис.3а						Рис.3б		Рис.3в
			Г301	Г302	Г303	Г304	Г305	Г306	ЭГ63 (ТГ2,4, 6)	ЭГ64 (ТГ1,3,5)	ЭГ64
1	X_q	Ом	0,706	0,755	0,91	0,792	0,846	0,547	0,227	0,27	0,123
2	X_d	Ом	1,76	1,82	2,27	1,98	2,12	1,37	0,56	0,676	0,307
3	X'_d	Ом	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,71	0,294	0,333	0,156
4	U_r	кВ	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
5	$P_{ном}$	МВт	59,5	59,5	59,5	59,5	59,5	72,5	190	180	360
6	$\cos \varphi$	-	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
7	$X_{всл}$	Ом	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	$T_{до}$	сек	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
9	$T_{во}$	сек	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
10	$T_{вф}$	сек	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
11	T_p	сек	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
12	M	сек МВт	590	590	590	590	590	600	1780	1770	3540
13	r_T	Ом	2,1	2,26	3,9	3,9	3,98	3,98	1,05	1,01	0,59
14	X_T	Ом	90,6	90,6	99,2	99,2	99,2	99,2	32	32	21,1
15	K_T	13,8/20	0,0574	0,0574	0,0585	0,0585	0,0585	0,0585	0,0585	0,0585	0,0585
16	r_T	Ом	1,04	-	1,09	-	1,1	-	-	0,36	0,36
17	X_T	Ом	27	-	24,63	-	27	-	-	8,74	8,74
18	K_T	13,8/110	0,1115	-	0,1115	-	0,1115	-	-	0,111	0,111

Сопротивления генераторов (x_q, x_d, x'_d) приведены к напряжению генератора $U_r=13.8$ кВ, сопротивления трансформаторов (r_T, x_T) - к высшему напряжению.

В [2] указывается, что при эквивалентировании следует избегать перенесения нагрузок с шин генераторного напряжения на шины более высокого напряжения п/ст., т.к. такой перенос оказывает значительное влияние на результаты расчетов динамической устойчивости.

Для проверки, насколько это влияние значительно в нашем случае, был проделан расчет (вар.9) при замещении ГРЭС эквивалентным блоком генератор-трансформатор (рис.2.г.). Нагрузка собственных нужд при этом была приложена к генераторным шинам. Расчет показал, что величина $t_{откл.пред}$ (по сравнению с вар.0) не изменилась.

ВЫВОДЫ

Проведенные расчеты позволяют сделать следующие выводы о влиянии исследованных факторов на величину предельного времени отключения короткого замыкания ($t_{откл.пред}$) по условию сохранения синхронной динамической устойчивости энергосистемы.

1. Учет взаимного движения генераторов на ближайших к месту к.з. электростанциях приводит к уменьшению величины $t_{откл.пред}$ на 0.3 сек. или на 27.2 %.

Если при этом генераторы электростанции однотипны (или имеют близкие значения параметров) и одинаково подключены к сети, то замещение электростанции двумя эквивалентными генераторами дает ту же величину $t_{откл.пред}$, что и представление ее всеми генераторами.

Таким образом, взаимное движение генераторов на ближайших к месту к.з. электростанциях необходимо учитывать, представляя электростанцию всеми генераторами. В некоторых случаях можно ограничиться замещением электростанции двумя эквивалентными генераторами.

2. Колебательное нарушение устойчивости ГЭС (которая значительно более удалена от места к.з., чем ГРЭС) не в первом, а во втором цикле синхронных качаний, сопровождающихся слабодемпфированными медленными колебаниями взаимных углов генераторов, объясняется наличием на генераторах АРВ пропорционального действия и относительно меньшими демпфирующими асинхронными моментами в гидрогенераторах, а также схемой его подключения к системе и большими реактивными сопротивлениями синхронных машин на ГЭС.

1. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учебник для вузов М.: Высшая школа, 1985.

2. *Азарьев Д.И.* Математическое моделирование электрических систем, ГЭИ, 1962.

3. *Гусейнов Ф.Г.* Некоторые вопросы энергетических систем и их режимов. Баку, 1963.

4. *Поздняков А.Ю.* Применение ЦВМ для расчетов синхронной динамической устойчивости сложных энергосистем (обзор). БТИ, ОР ГРЭС, Москва, 1967.

5. *Pai M.A.* Power system stability Analysis by the Direct Method of Lyapunov-North Holland Publishing Company, Amsterdam, 1981.

6. *Авраменко В.Н., Умедян В.В., Пукерник Л.В.* Опыт применения ЦВМ для расчетов динамической устойчивости в сложных энергосистемах. – В кн. доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., Энергия, 1969.

7. *Лоханин Е.К., Васильева Г.В., Галактионов Ю.Н.* Математическая модель энергосистем для расчета и анализа переходных процессов и устойчивости. – Труды ВНИИЭ, 1976, в кн.

8. Общая характеристика комплексной программы расчета устойчивости сложных энергосистем / Лоханин Е.К., Усков А.В., Васильева, и др. – Труды ВНИИЭ,

1976, вып.51.

9. *Портной М.Г., Рабинович Р.С.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978

10. Применение цифровых вычислительных машин в электроэнергетике: Учебное пособие для вузов/ Шербачев О.В., Зейлигер А.Н., Кадомская К.П. и др. – Л.: Энергия, Ленинград, отд-ние, 1980.

11. *Гусейнов А.М.* Демпфирующие свойства электроэнергетических систем, объединенных слабыми межсистемными связями. - Электричество, 1999, №8.

12. *Авраменко В.Н.* Методика учета динамических характеристик нагрузки при расчетах динамической устойчивости энергосистемы на ЭЦВМ, Изв. АН СССР, «Энергетика и Транспорт», 1963, №6.

13. *Гуревич Ю.Е.* Влияние параметров нагрузки на динамическую устойчивость генераторов. – Электричество, 1969, №1.

14. *Гусейнов Ф.Г.* Расчет на ЦВМ электромеханических переходных процессов эквивалентной асинхронной нагрузки электрической системы. Изв.вузов, Энергетика 1969, М8.

15. *Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А.* Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

16. *Гуревич Ю.Е. и др.* Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981.

17. *Гусейнов Ф.Г., Рахманов Н.Р.* Эквивалентирование нагрузок электрических систем при исследованиях статической и динамической устойчивости. – Электричество 1973, №6.

18. *Вайнер Н.Г.* Уточнение моделирования турбогенераторов в расчетах динамической устойчивости. Труды ВНИИЭ, вып. 37, 1970.

19. *Китушин В.Г.* Практический критерий запаса динамической устойчивости системы в книге: Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. Тбилиси, 1969.

20. *Авраменко В.Н., Цукерник Л.В.* Об учете моментов, зависящих от частоты вращения машин при расчете синхронной динамической устойчивости энергосистем. В сб. «Проблемы технической электродинамики», Вып. 42, 1973.

21. *Литкенс И.В., Пуго В.И.* Колебательные свойства электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

22. *Веников В.А., Литкенс И.В., Пуго В.И.* Демпферные коэффициенты. М.:МЭИ, 1979.

23. *Качанова Н.А., Юрковская Е.М.* Модификация программы расчета установившегося режима сложных энергосистем. В сб. «Проблемы технической электродинамики», вып.36, Киев, 1972.

ELEKTROENERGETİK SİSTEMDƏ (EES) SİNXRON DİNAMİKİ DAYANIQLIĞA MÜXTƏLİF FAKTORLARIN TƏSİR DƏRƏCƏSİNİN QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ

HÜSEYNOV A.M.

Elektroenergetik sistemdə (EES) sinxron dinamiki dayanıqlığın saxlanma şərti daxilində qısa qapanmanın (q.q.) açılma vaxtının buraxıla bilən hesabat qiymətinə müxtəlif faktorların təsir dərəcəsi qiymətləndirilmişdir.

Açılma vaxtının buraxıla bilən qiymətinə yük düyünlərinin verilmə üsullarının (statiki və ya dinamiki xarakteristika ilə, sabit muqavimət, $S_{yük} = \text{const}$) ən böyük təsir etməsi göstərilmişdir.

Teztəsirli (tristor və ya yüksək tezlikli təsirləndiricili) və cəld təsiredici TAT-lı generatorların E'_d sabit EHQ – ni X'_d əvəz edilməsinin buraxıla bilməməsi göstərilmişdir.

Həmçinin göstərilmişdir ki, elektrik stansiyasının yaxınlığındakı q.q. zamanı böyük dəqiqlik əldə etmək üçün elektrik stansiyası iki ekvivalent generatorla əvəz edilməlidir.

**EVALUATION OF DEGREE OF DIFFERENT FACTORS
INFLUENCE ON SYNCHRONOUS DYNAMIC STABILITY
ELECTRICAL POWER SYSTEM (EPS)**

HUSEYNOV A.M.

The degree of different factors influence on calculated value of bound time of short circuit switching off to keep synchronous dynamic stability electrical power system (EPS) has been evaluated.

It was shown that the way of elements loads representation (by means of static and dynamic characteristics, constant resistances , $S = \text{const}$) had the maximal influence on bound time of switching off.

It was shown that substitution of generators with fast run excitement (thyristor or high frequent) and automatical regulators of excitement of powerful (strong) action with constant E.M.F. E_d after X_d reactances.

It was shown that the most precise calculation might be achieved at the expense of substitution of nearest to the short circuit point electrical station with two equivalent generators at least.