

Акционерное общество
«Научно-технический центр Единой энергетической системы»
АО «НТЦ ЕЭС»

ПРОГРАММА АВТОНОМНОГО РАСЧЕТА СМЗУ

ИНСТРУКЦИЯ ПО РАБОТЕ

Санкт-Петербург 2015

РЕФЕРАТ

АЛГОРИТМ, ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ, УПРАВЛЯЮЩЕЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА, ПЕРЕХОДНЫЙ ПРОЦЕСС, ПОСЛЕАВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ, ВЕКТОР ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА, ОПАСНОЕ СЕЧЕНИЕ, КОНТРОЛИРУЕМОЕ СЕЧЕНИЕ, АВАРИЙНЫЙ ПРОЦЕСС, МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ПЕРЕТОК.

Приведена инструкция по работе с автономным модулем расчета МДП, созданным в среде разработки C++. Описана методика и приведены результаты тестирования составляющих программу алгоритмов, а также автономного модуля в целом.

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. Инструкция по работе с Автономной программой расчета МДП	6
1.1 Назначение.....	6
1.2 Состав программы.....	6
1.3. Исходные данные.....	6
1.4. Пользовательский интерфейс и порядок работы.....	19
1.5. Результаты.....	21
2. Условия тестирования отдельных компонентов модуля расчета МДП.....	22
3. Тестирование алгоритма определения допустимости текущего и утяжеленного режима по условиям статической устойчивости	25
4. Тестирование алгоритма коррекции исходного предаварийного режима энергосистемы для обеспечения сохранения динамической устойчивости	28
5. Тестирование алгоритма расчета значений МДП по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости утяжеленных исходного и послеаварийного режимов вдоль заданных ВИР с учетом действия АПНУ	38
6. Комплексное тестирование Автономной программы расчета МДП	43
Выводы.....	50
Список использованных источников.....	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение А Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Допустимый режим)	51
Приложение Б Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Недопустимый режим по ВИР).....	54
Приложение В Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Недопустимый ПАР)	56
Приложение Г Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию динамической устойчивости (Допустимый режим)	63
Приложение Д Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию динамической устойчивости (Недопустимый режим).....	66

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

АП –	Аварийный процесс. Описывает временную последовательность событий для расчета динамической устойчивости. Порождает пусковой орган для расчета установившегося режима – отключаемые элементы (ветви) и/или изменения потребления в узлах расчетной схемы
АПНУ –	Автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ВИР –	Вектор Изменения Режима. Состоит из двух заданных противоположных половин. К одной половине относятся узлы и районы, в которых происходит увеличение генерации и уменьшение потребления. Ко второй половине относятся узлы и районы, в которых происходит уменьшение генерации и увеличение потребления
КПР –	Контроль предшествующего режима
КС –	Контролируемое сечение – заданный фиксированный набор ветвей расчетной модели энергосистемы, по которым, в прямом и обратном направлении, накладываются ограничения (МДП и АДП) на суммарный переток активной мощности
МДП –	Максимально допустимый переток мощности
НО	Нерегулярные отклонения
ОГ –	Отключение генерации
ОН –	Отключение нагрузки
ОС –	Опасное сечение – выявленное программой сечение, по которому наступает предел по данному ВИР.
ПАР –	Послеаварийный режим
ПК –	Программный комплекс
ЦСПА	Централизованная система противоаварийной автоматики

ВВЕДЕНИЕ

Созданный автономный модуль расчета МДП обеспечивает расчет МДП в заданных контролируемых и найденных опасных сечениях по условиям допустимости исходного и послеаварийного режима (ПАР) и динамического перехода к нему с учетом заданного перечня аварийных отключений и действия ЦСПА или ЛАПНУ. Алгоритмы, заложенные в модуль расчета, условно можно разделить на четыре основные категории:

- определение допустимости исходного режима по условиям обеспечения статической устойчивости для заданных ВИР с учетом действия АПНУ,
- коррекция исходного предаварийного режима энергосистемы для обеспечения сохранения динамической устойчивости при аварийных возмущениях с учетом действия АПНУ,
- расчет значений МДП по условиям обеспечения статической устойчивости утяжеленных исходного и послеаварийного режимов вдоль заданных ВИР с учетом действия АПНУ,
- коррекция утяжеленного предаварийного режима энергосистемы для обеспечения сохранения динамической устойчивости при аварийных возмущениях с учетом действия АПНУ.

Приведена инструкция по работе с автономным модулем, созданным в среде разработки C++, в котором реализованы указанные алгоритмы. Описана методика и приведены результаты тестирования составляющих программу алгоритмов, а также автономного модуля расчета МДП в целом.

1. Инструкция по работе с Автономной программой расчета МДП

1.1 Назначение

Программа расчета МДП предназначена для тестирования технологических алгоритмов расчета МДП в заданных контролируемых сечениях по условиям допустимости ПАР и динамического перехода к нему с учетом действия АПНУ. Программа работает на основе данных об исходной схеме и режиме энергосистемы, информации об аварийных возмущениях, АПНУ, ВИР, формируемых в программном комплексе «Мустанг» версии 5.7. и (или) текстовых файлов формата базы данных ЦСПА.

1.2 Состав программы

В состав программы входят 3 компонента: исполняемый модуль CMZY_autonom.exe, обеспечивающий пользовательский интерфейс, библиотеки Static_SMZU.dll, Dynamic_SMZU.dll, содержащие расчетные модули по статической устойчивости и динамической устойчивости соответственно. Для работы программы на компьютере пользователя должны быть установлен Matlab® Compiler Runtime R2014a, содержащий необходимые библиотеки Matlab (нужные файлы устанавливаются с помощью MCRInstaller.exe, содержащейся в папке с программой).

1.3. Исходные данные

Исходными данными для программы являются файлы данных программы «Мустанг»: исходный режим(*.ssp) и синхронные машины(*.sm), СХН для динамики (*.dld), а также текстовые файлы, сформированные пользователем: управляемые генераторы (*.txt), управляемые нагрузки (*.txt), константы (*.txt), балансирующие узлы (*.txt), аварийные процессы (*.txt), токовые ограничения (*.txt), ВИР избыточной части (*.txt), ВИР дефицитной части (*.txt), контролируемые сечения (*.txt), сечения АПНУ (*.txt), АПНУ (*.txt).

Возможна также загрузка исходных данных с использованием внутреннего формата данных программы (базы данных ЦСПА). При таком способе задания исходными данными являются файлы папки IN, которые должны включать в себя текстовые файлы: узлы (*.txt), ветви (*.txt), генераторы (*.txt), форсировки возбуждения (*.txt), возбудители (*.txt), APВ (*.txt), СХН (*.txt), управляемые нагрузки (*.txt), константы (*.txt), балансирующие узлы (*.txt), аварийные процессы (*.txt), токовые ограничения (*.txt), ВИР избыточной части (*.txt), ВИР дефицитной части (*.txt), контролируемые сечения (*.txt), сечения АПНУ (*.txt), АПНУ (*.txt).

Исходный режим

Информация по исходному установившемуся режиму сети (рис .1.1,1.2) может быть задана с помощью ПК "Mustang", (файл *.ssp), либо текстовых файлов: узлы (*.txt), ветви (*.txt). Файлы создаются путем ручного ввода данных, либо с использованием импорта из других ПК расчета режима. Информация о режиме сети должна быть сформирована по правилам ПК «Mustang». Подготовленная информация должна соответствовать сбалансированному установившемуся режиму сети. Корректировка информации по исходному режиму из программы расчета МДП не предусмотрена.

— Расчет управляющих воздействий

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Уном	Nсхн	Уном	Pr	Qr	Уша	Ушр	Qmin	Qmax	Uкр	Umin1	Umin2
Узлы	1	0	220	220	15.574521	0	0	220	0	220	150	72.753269	0	0	-100	120	154	181.176470	171.111110
Ветви	2	0	220	220	15.574521	0	0	220	0	220	150	72.753269	0	0	-100	120	154	181.176470	171.111110
Генераторы	3	0	220	220	15.574521	0	0	220	0	220	150	72.753269	0	0	-100	120	154	181.176470	171.111110
APB	4	0	220	220	15.930740	0	0	220	0	220	300	74.152142	0	0	-100	120	154	181.176470	171.111110
СВ	5	0	219.342845	219.342845	15.218316	0	0	219.342845	0	220	0	0	0	0	0	0	154	181.176470	171.111110
Управляемые генераторы	6	0	206.761038	206.761038	3.957230	290	70	206.761038	0	220	0	0	0	0	0	0	154	181.176470	171.111110
Управляемые нагрузки	7	0	208.560147	208.560147	3.749616	400	100	208.560147	0	220	0	0	0	0	0	0	154	181.176470	171.111110
Аварийные процессы	8	0	219.997623	219.997623	0.000710	0	0	219.997623	0	220	0	0	0	0	0	0	154	181.176470	171.111110
Номера СХН для динамики	9	0	220	220	0	0	0	220	0	220	-60	52.289282	0	0	-100	200	154	181.176470	171.111110
Коэффициенты СХН																			
Константы																			
Балансирующий узел																			
Токовые ограничения																			
Контролируемые сечения																			
ВИР 1																			
ВИР 2																			
АПНУ																			
КПР																			

Рис. 1.1 Режимная информация по узлам

Название1	Название2	Ni	Nj	Npar	LineID	Rij	Xij	Gij	Bij	Ktr_a	Ktr_r	Gpi	Bpi	Gpj	Bpj
—	—	1	5	0	—	0	2	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	2	5	0	—	0	2	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	3	5	0	—	0	2	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	4	5	0	—	0	2	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	5	6	0	—	0	30	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	5	7	0	—	0	20	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	6	7	0	—	0	30	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	7	8	0	—	0	50	0	0	1	-0	0	0	0	0
—	—	8	9	0	—	0	0.010000	0	0	1	-0	0	0	0	0

Рис. 1.2 Режимная информация по ветвям

Синхронные машины

Информацию о параметрах генераторов, систем возбуждения, АРВ и форсировок возбуждения (рис. 1.3,1.4,1.5), может быть задана с помощью ПК «Mustang» (*.sm), либо набора текстовых файлов: генераторы (*.txt), форсировки возбуждения (*.txt), возбудители (*.txt), АРВ (*.txt). Все параметры должны быть заданы по правилам ПК «Mustang». Корректировка информации по генераторам непосредственно из программы расчета МДП не предусмотрена.

Название	N	Блок	Угном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X'd	X'q	T'd0	T'q0	PG_MIN	PG_MAX
—	1	0	220	1200	0.850000	0	7644	11.089000	65.298000	65.298000	7.349000	0	6.450000	0	0	0
—	2	0	220	1200	0.850000	0	7644	11.089000	65.298000	65.298000	7.349000	0	6.450000	0	0	0
—	3	0	220	1200	0.850000	0	7644	11.089000	65.298000	65.298000	7.349000	0	6.450000	0	0	0
—	4	0	220	300	0.850000	0	1911	44.355488	261.190090	261.190090	29.396892	0	6.450000	0	0	0
—	9	0	220	999999	0.850000	0	998999001	0.000411	0	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 1.3 Информация по генераторам

N	Trv	Urv+	Urv-	Ku	Ku'	Kf	Kf'	Tt	Альфа	Kp	Kq	Kfi	Kla	Klp	Ku	U11	U22
1	0.040	4	-4	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0.040	4	-4	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0.040	4	-4	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0.040	4	-4	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 1.4 Информация по АРВ

N	Nf	Nсист	Tв	Eqe+	Eqe-	Eq+	Eq-	KI	Kf	Uкр	Kтв
1	0	4	0.300	2	0	0	0	0	0	0	0
2	0	4	0.300	2	0	0	0	0	0	0	0
3	0	4	0.300	2	0	0	0	0	0	0	0
4	0	4	0.300	2	0	0	0	0	0	0	0

Рис. 1.5 Информация по СВ

Тип	Uвф	Uсф	Uврасф	Uсрасф	Kф	Kрасф	Tв(ф)	Tв(расф)	T1	T2

Рис. 1.6 Информация по форсировкам

Коэффициенты СХН, номера СХН для динамики

Информация о статических характеристиках нагрузки и их привязке к узлам схемы создается при помощи ПК «Mustang» (*.ssp*.dld), либо в виде

текстового файла СХН (*.txt). Если информация о СХН для динамики не задана, в программе при расчете динамической устойчивости будут приняты характеристики нагрузки $R_{нагр}$ – постоянная величина, $Q_{нагр}$ – квадратичная зависимость от напряжения. Если информация о СХН не задана для статики, в программе при расчете статической устойчивости будут приняты характеристики нагрузки $R_{нагр}$ – постоянная величина, $Q_{нагр}$ – постоянная величина.

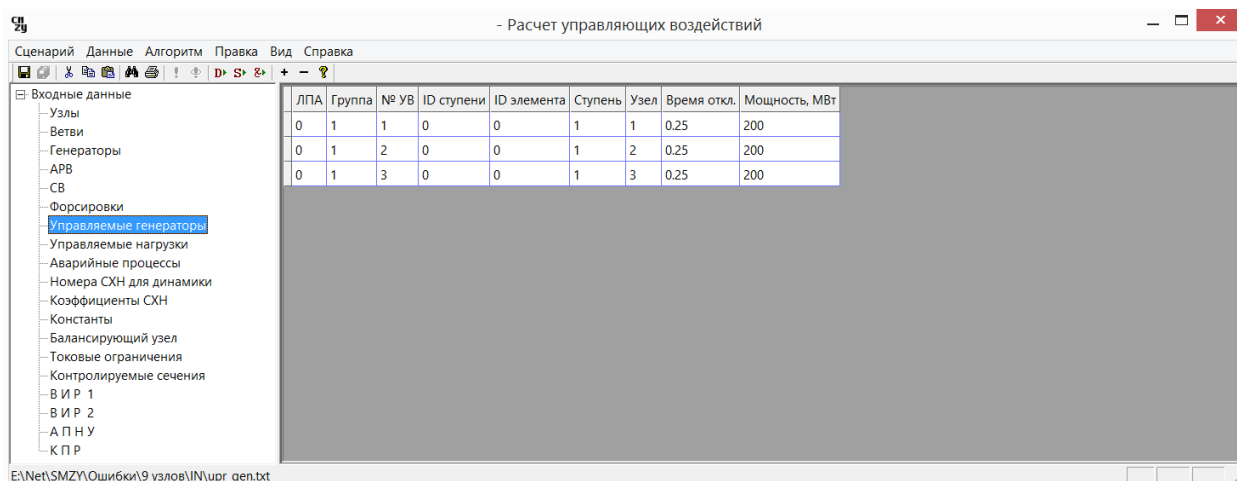
Коэффициенты СХН должны быть заданы по правилам ПК "Mustang".

Управляемые генераторы, управляемые нагрузки

Файлы с информацией об управляющих воздействиях ПА типа ОГ и ОН (рис.1.7, рис 1.8) создаются при помощи текстового редактора с расширением .txt. и могут быть скорректированы непосредственно из программы расчета МДП.

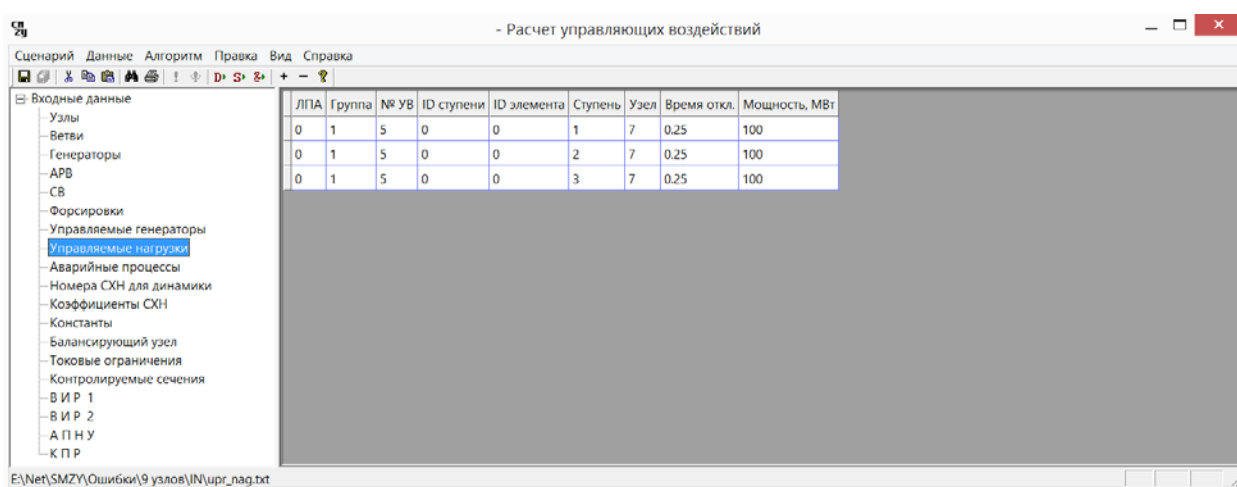
Структура данных о ОГ:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	LPA_ID	int	Идентификатор низового устройства
2	GROUP_UV_ID	int	Идентификатор группы УВ
3	UV_ID	int	Идентификатор УВ
4	UV_STEP_ID	int	Идентификатор ступени УВ
5	SUBSTEP_ID	int	Идентификатор подступени ступени УВ
6	STEP_NUM	int	Номер ступени управления, на которой отключается генератор
7	NODE_ID	int	Номер узла, в котором находится генератор
8	T_OTKL	float	Время отключения генератора [с]
9	P_OTKL	float	Объем отключаемой генерации
10	VES	float	Цена ступени УВ



ЛПА	Группа	№ УВ	ID ступени	ID элемента	Степень	Узел	Время откл.	Мощность, МВт
0	1	1	0	0	1	1	0.25	200
0	1	2	0	0	1	2	0.25	200
0	1	3	0	0	1	3	0.25	200

Рис. 1.7 Информация по ОГ



ЛПА	Группа	№ УВ	ID ступени	ID элемента	Степень	Узел	Время откл.	Мощность, МВт
0	1	5	0	0	1	7	0.25	100
0	1	5	0	0	2	7	0.25	100
0	1	5	0	0	3	7	0.25	100

Рис. 1.8 Информация по ОН

Константы

На данный момент задание констант пользователем не предусмотрено, однако при создании текстового файла, необходимо наличие заголовка и произвольных значений параметров (рис 1.9).

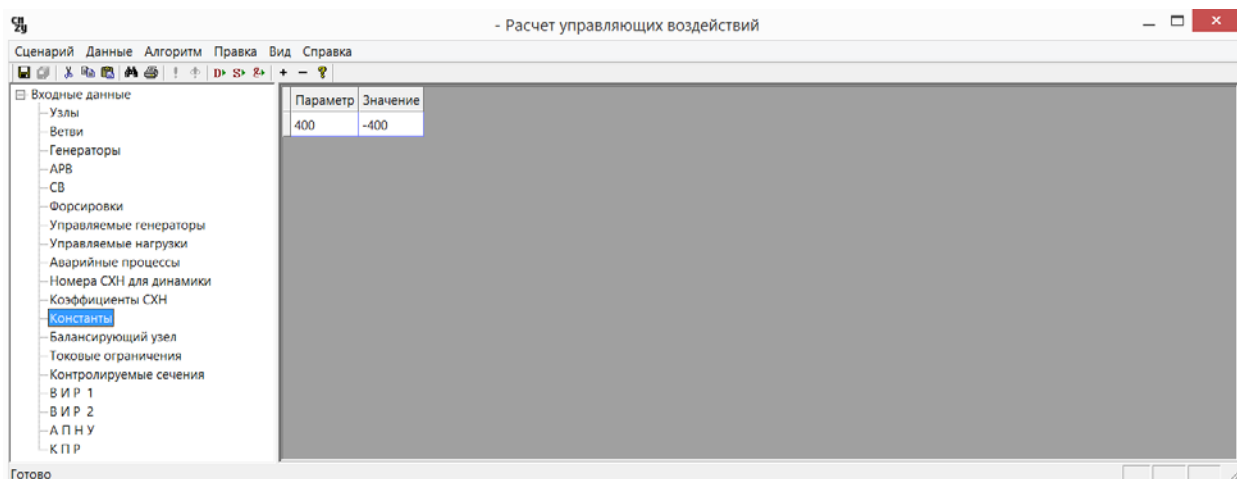


Рис. 1.9 Информация по Константам

Балансирующий узел

Файл с информацией об узлах, которые могут определены как опорные в нормальном и послеаварийных режимах (рис 1.10) создается в текстовом редакторе или непосредственно из окна программы .

Структура данных о балансирующих узлах:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	NODE_ID	int	Идентификатор балансирующего узла
2	PRIORITY	int	Приоритет использования узла (1 - наивысший)

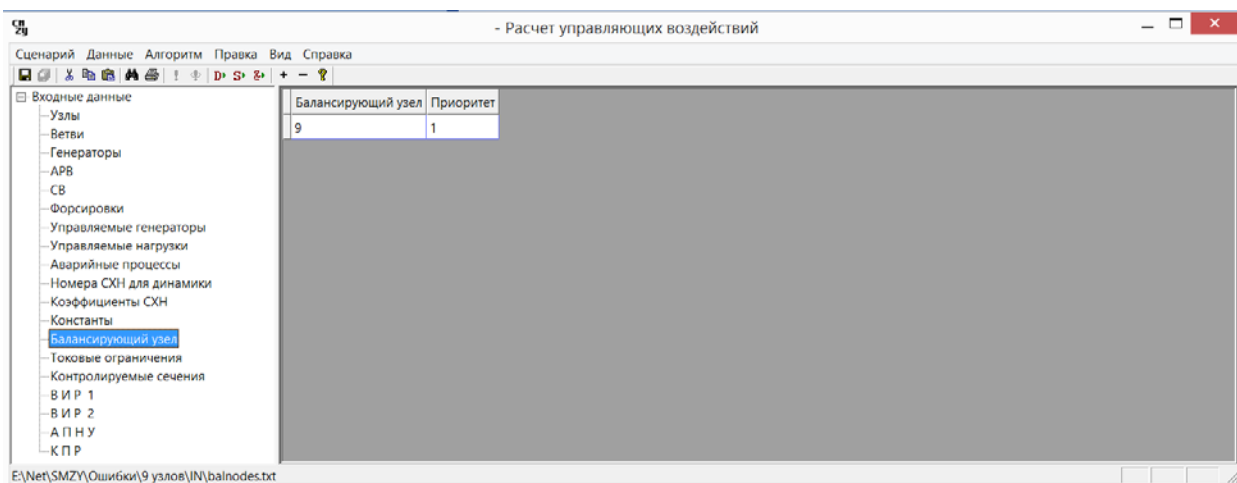


Рис. 1.10 Информация по БУ

Аварийные процессы

Файл с информацией об аварийных процессах, для которых производится расчет (рис 1.11) может быть создан из редактора программы

или с помощью текстового редактора в формате .txt. В программе предусмотрено четыре типа аварии 6-шунт короткого замыкания, 4 – отключение ветви, 8,9 отключение нагрузки или генерации.

Структура данных об аварийных возмущениях:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	GROUP_UV_ID	int	Идентификатор группы УВ
2	AP_ID	int	Идентификатор аварийного процесса
3	LPA_ID	int	Идентификатор низового устройства
4	TIME_EVENT	int	Время от начала аварийного процесса [с]
5	TIME_SIGN	int	Время, за которое передается сигнал о начале аварийного процесса (сигнал подает одна из аварий процесса) на низовое устройство
6	TYPE	int	Тип аварии (классификатор типов приведен ниже)
7	OBJ_ID	int	Идентификатор объекта аварии: • Если TYPE=3 – номер узла (NODE_ID) • Если TYPE=4 – идентификатор ветви (LINE_ID) • Если TYPE=8, 9 – идентификатор пускового органа (PO_ID), реализующего УВ
8	NODE_ID1	int	Номер узла (для ветви узла начала)
9	NODE_ID2	int	Номер узла конца ветви
10	N_PAR	int	• Если TYPE=4 – номер цепи верви • Если TYPE=8, 9 – номер пускового органа, реализующего УВ
11	R	float	• Если TYPE=3 – величина воздействия в узле [МВт] • Если TYPE=6 - реактивное сопротивление шунта короткого замыкания [Ом] • Если TYPE=8, 9 – идентификатор простого аварийного процесса, выдающего УВ
12	X	float	• Если TYPE=6 - реактивное сопротивление шунта короткого замыкания [Ом]

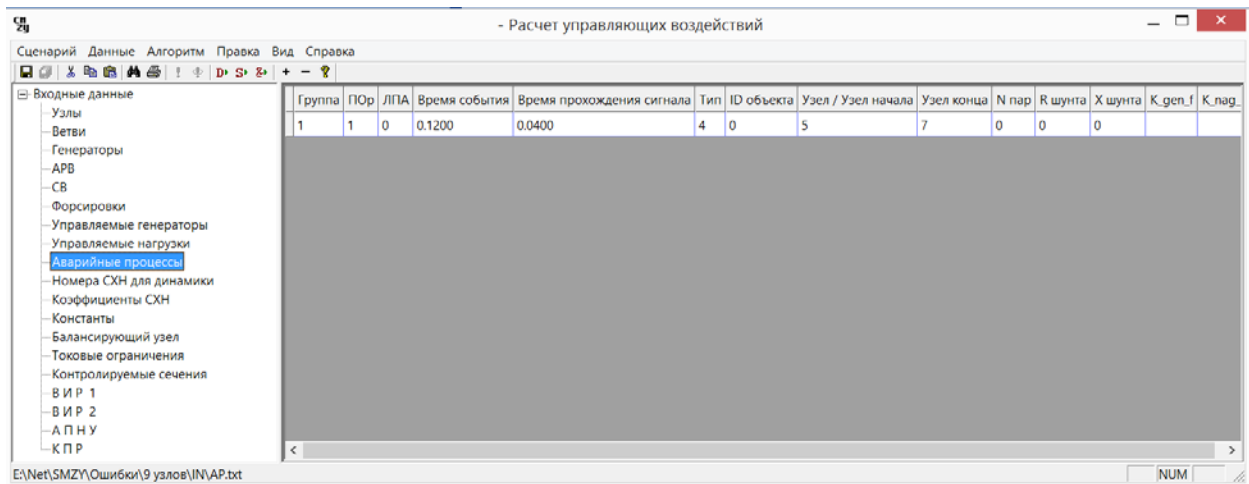


Рис. 1.11 Информация по аварийным процессам

Токовые ограничения

Файл с информацией о допустимой токовой нагрузке элементов сети в послеаварийном режиме (рис 1.12) создается в текстовом редакторе или в редакторе программы и сохраняется с расширением .txt . Файл токовых ограничений должен содержать информацию по допустимой токовой нагрузке "на фазу". Для ветвей, по которым токовые ограничения отсутствуют, допустимый ток задается равным нулю или не задается. Если файл Токовые ограничения не задан, в программе при расчете статической устойчивости токовые загрузки оборудования учитываться не будут.

Структура данных о токовых ограничениях:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	Ni	int	Номер начала ветви
2	Nj	int	Номер конца ветви
3	N_par	int	Номер параллельности ветви
4	I_ogr	float	Допустимая токовая нагрузка

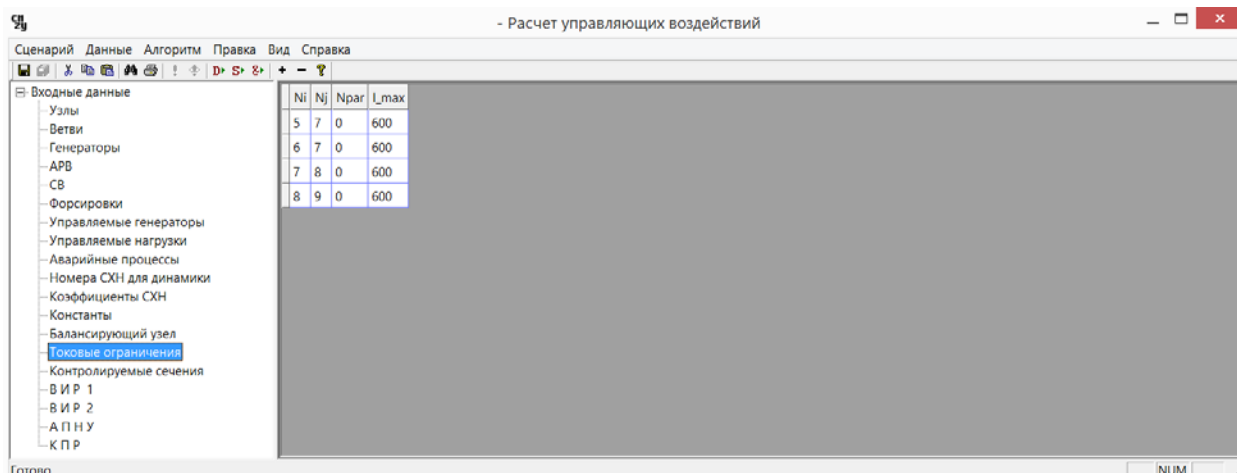


Рис. 1.12 Информация по токовым ограничениям

Контролируемые сечения

Файл с информацией о полных и частичных КС, по которым в программе должен быть определен МДП (рис 1.13), создается в текстовом редакторе или в редакторе программы и сохраняется с расширением .txt. Кроме того, в файле задается информация по НО в КС.

Структура данных о контролируемых сечениях:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	SECH_ID	int	Идентификатор КС полного
2	NODE_ID1	int	Идентификатор узла начала ветви
3	NODE_ID2	int	Идентификатор узла конца ветви
4	N_PAR	int	Номер параллельной цепи
5	SECH_CH_ID	int	Идентификатор КС частичного
6	P_NO_SECH_ID	float	Амплитуда нерегулярных отклонений в полном

			КС [МВт]
7	P_NO_SECH_CH_ID	float	Амплитуда нерегулярных отклонений в частичном КС [МВт]

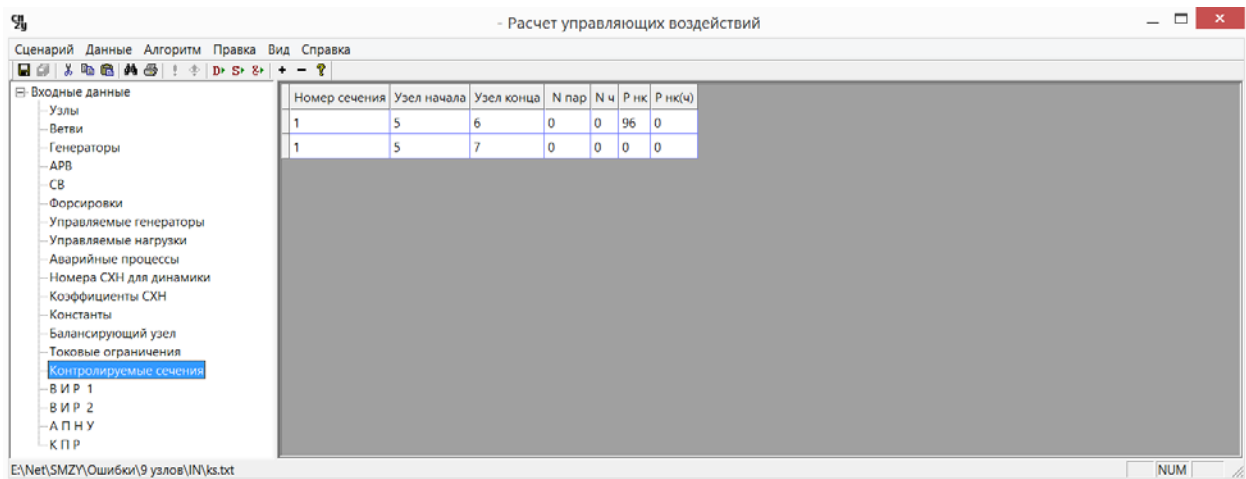


Рис. 1.13 Информация по КС

ВИР избыточной части, ВИР дефицитной части

Файлы с информацией о векторах изменения режима избыточной и дефицитной части (рис 1.14, рис. 1.15) создаются в текстовом редакторе или в редакторе программы и сохраняется с расширением .txt . В файле должны быть указаны коэффициенты участия узлов в ВИР по генерации и нагрузке и ограничения на мощность генерации и нагрузки в узле. Сумма коэффициентов участия в дефицитном и в избыточном ВИР должна равняться единице.

Структура данных о ВИР:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	VIR_ID	int	Идентификатор ВИР
2	NODE_ID	int	Номер узла, в котором находится генератор
3	Pg_MIN	float	Минимальная загрузка генератора

4	Pg_MAX	float	Максимальная нагрузка генератора
5	Kg_U	float	Коэффициент участия
6	Pn_MIN	float	Минимальная величина нагрузки
7	Pn_MAX	float	Максимальная величина нагрузки
8	Kn_U	float	Коэффициент участия

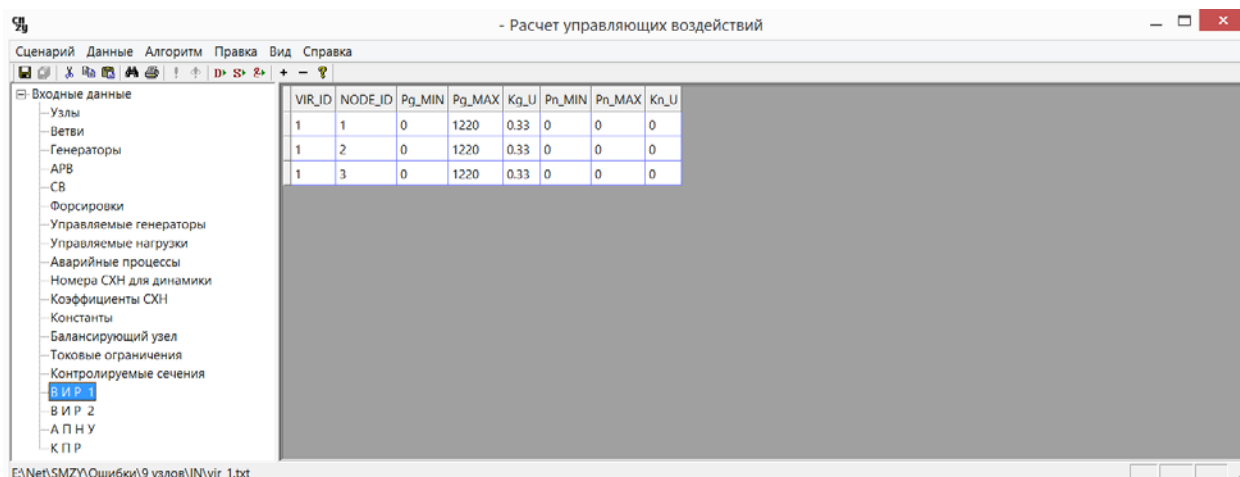


Рис. 1.14 Информация по ВИР избыточной части

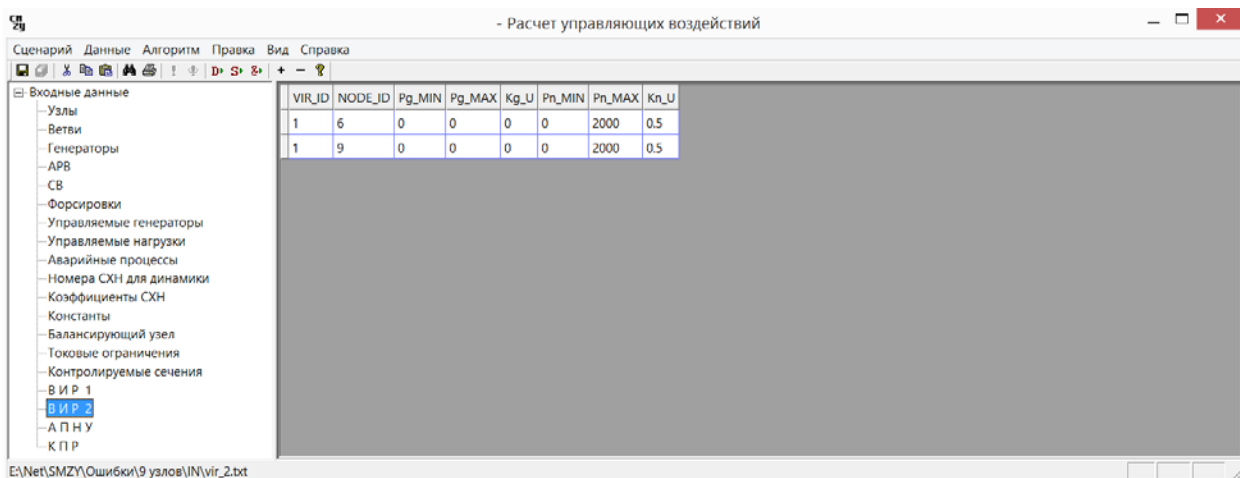


Рис. 1.15 Информация по ВИР дефицитной части

АПНУ

Файл, содержащий информацию об АПНУ, действие которой должно учитываться при определении МДП по условию статической и динамической устойчивости (рис 1.16), создается в текстовом редакторе или в редакторе программы и сохраняется с расширением .txt. Файл должен содержать следующую информацию:

- привязка к сечению КПР, которое контролирует АПНУ;
- величина КПР в сечении, при котором АПНУ срабатывает;
- привязка к ОГ и ОН, которые реализует АПНУ;
- привязка к аварийным процессам, при которых срабатывает АПНУ.

Структура данных АПНУ:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	GROUP_UV_ID	int	Идентификатор группы УВ
2	LPA_ID	int	Идентификатор низового устройства
3	AP_ID	int	Идентификатор аварийного процесса (ПОр)
4	KPR_ID	int	Идентификатор КПР
5	KPR	float	Величина КПР [МВт]
6	UV_ID	int	Идентификатор УВ
7	STEP_NUM	int	Номер ступени управления УВ

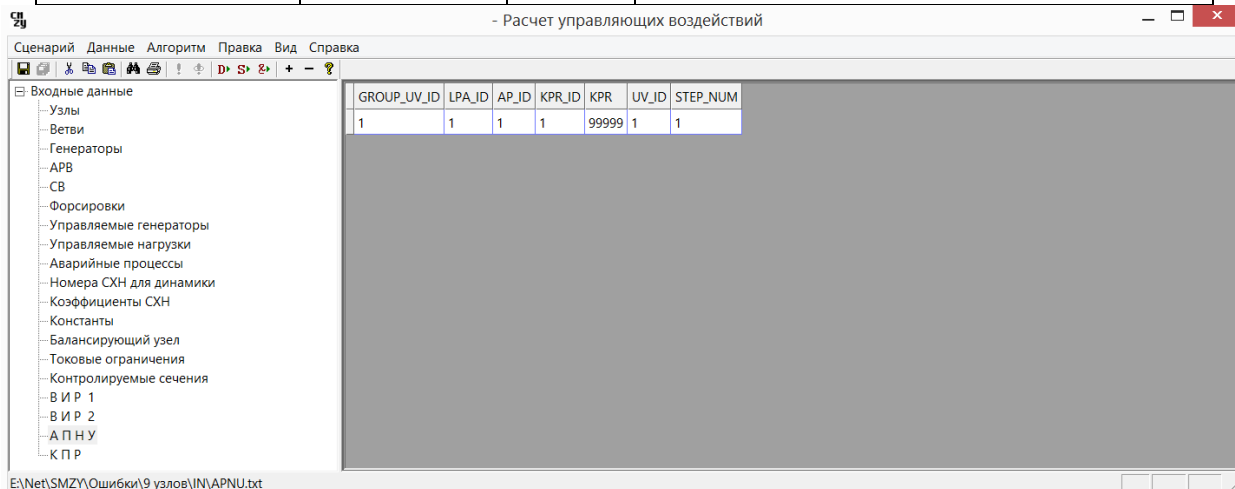


Рис. 1.16 Информация по АПНУ

КПР

В файле, содержащем информацию о сечении, которое контролирует АПНУ, должны быть указаны номера узлов начала и конца ветвей и номер параллельности ветвей сечения АПНУ (рис. 1.17).

Структура данных КПП:

№ в строке пакета	Усл. обоз.	Формат	Описание
1	KPR_ID	int	Идентификатор КПП
2	NODE_ID1	int	Номер узла начала ветви
3	NODE_ID2	int	Номер узла конца ветви
4	N_par	int	Номер параллельности

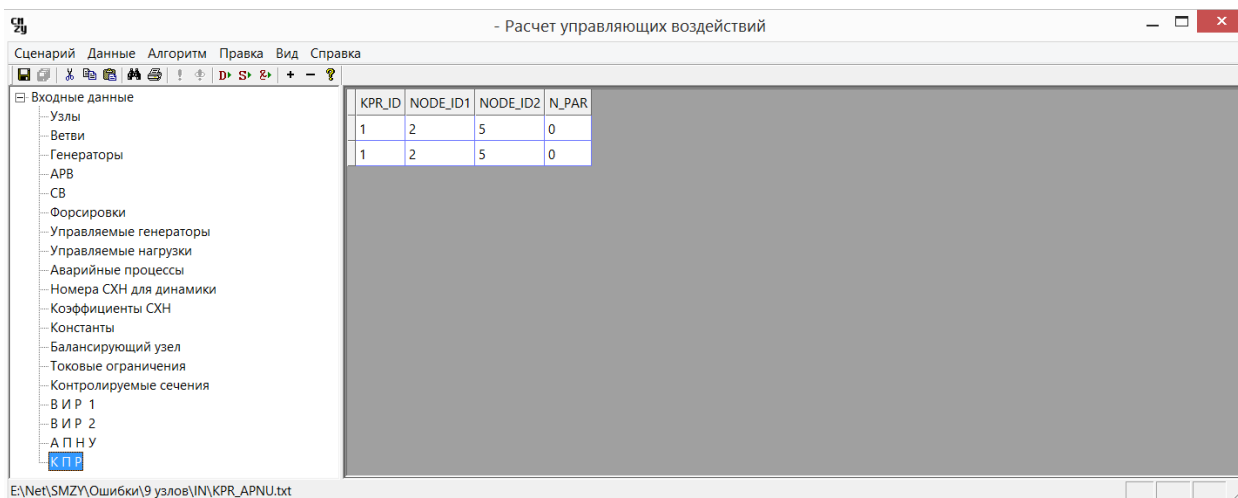


Рис. 1.17 Информация по КПП

1.4. Пользовательский интерфейс и порядок работы

При запуске программы появляется окно диалога, предназначенное для выбора файлов исходных данных: «файлы формата Mustang 5.7» либо «текстовые файлы формата базы данных ЦСПА» (рис 1.18,1.19).

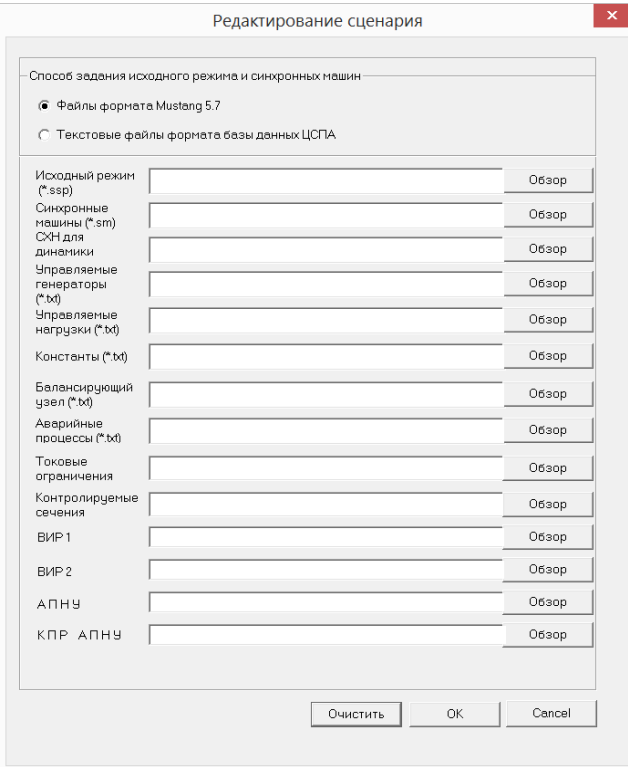


Рис. 1.18

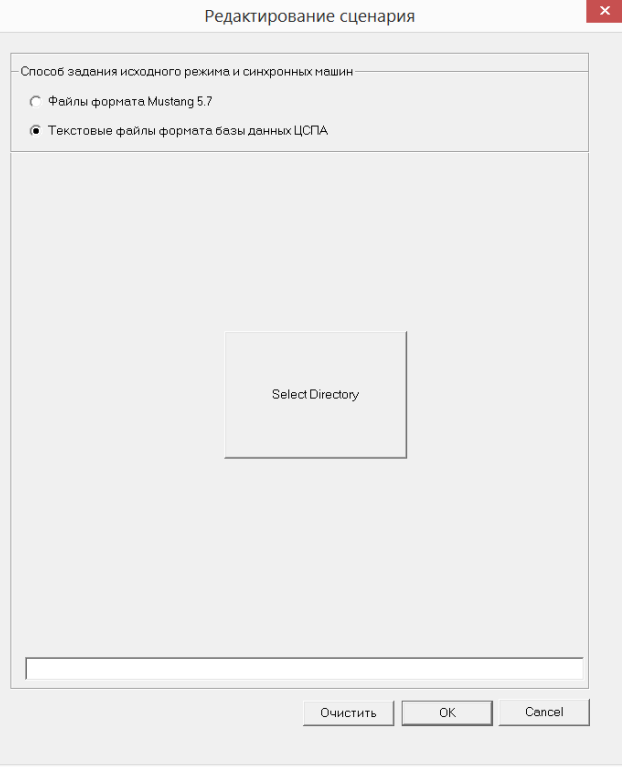


Рис. 1.19

После задания информация из выбранных файлов загружается в программу и становится доступна для просмотра в главном окне, рис. 1.20.

Название	N	Код	Устар	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Unom	Nn	Unom	Pr	Qr	Yua	Yur	Qmin	Qmax	Ukp	Umin1	Umin2
Узлы	1	0	350.041969	350.041969	3.866395	4700	950	350.041969	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
Ветви	2	0	770.194833	770.194833	12.153973	200	100	770.194833	202	750	0	0	0	0	0	0	525	617.647059	583.333333
Генераторы	3	0	323.780463	323.780463	-8.182163	300	50	323.780463	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
АРВ	4	0	349.817754	349.817754	-17.765251	11500	750	349.817754	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
СВ	5	0	732.617891	732.617891	1.405958	0	0	732.617891	0	750	0	0	0	0	0	0	525	617.647059	583.333333
Форсировки	6	0	330.384459	330.384459	-0.361418	100	50	330.384459	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
Управляемые генераторы	7	0	314.414119	314.414119	-3.436825	1500	750	314.414119	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
Управляемые нагрузки	8	0	322.054546	322.054546	-9.494123	500	250	322.054546	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
Аварийные процессы	9	0	323.331977	323.331977	-6.412422	1000	500	323.331977	202	330	0	0	0	0	0	0	231	271.764705	256.666667
Номера СХН для динамики	10	0	751.750936	751.750936	-2.443043	9700	4900	751.750936	202	750	0	0	0	0	0	0	525	617.647059	583.333333
Коэффициенты СХН	99	0	24.100000	24.100000	0	0	0	24.100000	0	24	10940.460972	5844.997951	0	0	-100000	100000	16.800000	19.764706	18.666667
Константы	100	0	16.250000	16.250000	7.609939	0	0	16.250000	0	15.75	3930	2031.793140	0	0	0	2400	11.025000	12.970587	12.250000
Балансирующий узел	200	0	24.350000	24.350000	17.475309	0	0	24.350000	0	24	1980	257.261875	0	0	0	1000	16.800000	19.764706	18.666667
Токосые ограничения	201	0	24.350000	24.350000	17.192366	0	0	24.350000	0	24	750	99.097333	0	0	0	500	16.800000	19.764706	18.666667
Контролируемые сечения	202	0	24.350000	24.350000	16.182814	0	0	24.350000	0	24	600	87.203519	0	0	0	500	16.800000	19.764706	18.666667
ВИР 1	203	0	24.350000	24.350000	16.182814	0	0	24.350000	0	24	600	87.203519	0	0	0	500	16.800000	19.764706	18.666667
ВИР 2	204	0	24.350000	24.350000	16.451893	0	0	24.350000	0	24	400	56.322020	0	0	0	300	16.800000	19.764706	18.666667
АПНУ	205	0	24.350000	24.350000	17.529217	0	0	24.350000	0	24	200	25.913422	0	0	0	133	16.800000	19.764706	18.666667
КЛР	206	0	24.350000	24.350000	17.529217	0	0	24.350000	0	24	100	12.956711	0	0	0	60	16.800000	19.764706	18.666667
	300	0	18.500000	18.500000	-3.805181	0	0	18.500000	0	20	400	14.792852	0	0	-40	300	14	16.470587	15.555555
	400	0	24.250000	24.250000	-13.709380	0	0	24.250000	0	24	10000	1900.940873	0	0	-200	15000	16.800000	19.764706	18.666667
	401	0	24.250000	24.250000	-13.709380	0	0	24.250000	0	24	200	38.018816	0	0	-20	133	16.800000	19.764706	18.666667
	402	0	24.250000	24.250000	-14.724461	0	0	24.250000	0	24	150	34.918349	0	0	-20	133	16.800000	19.764706	18.666667

Рис. 1.20

Корректировка данных возможна путем двойного щелчка левой кнопки мыши по соответствующему полю в выбранной вкладке (Узлы, Ветви и т.д.), некоторая информация не может быть изменена из окна программы. Для

запуска расчета нужно выбрать пункт меню «Алгоритм \ Запуск расчета полностью» или нажать кнопку «&» на панели инструментов в верхней части окна.

1.5. Результаты

Результатами расчета в программе являются лог-файлы с результатами, которые включают в себя определенные МДП для текущего режима в КС, либо требования к ослаблению текущего режима, если по какому-либо из условий текущий режим недопустим. Результаты могут быть просмотрены с помощью вкладки «Просмотр лога-файла статики». Результаты расчета представлены в приложениях А–Д.

2. Условия тестирования отдельных компонентов модуля расчета МДП

Тестирование проводилось в схеме энергосистемы, представленной на рис. 2.1. Исходные данные режима в рассматриваемой схеме подготавливались на основании методики тестирования по отдельным алгоритмам (компонентам) модуля.

Тестовая схема энергосистемы

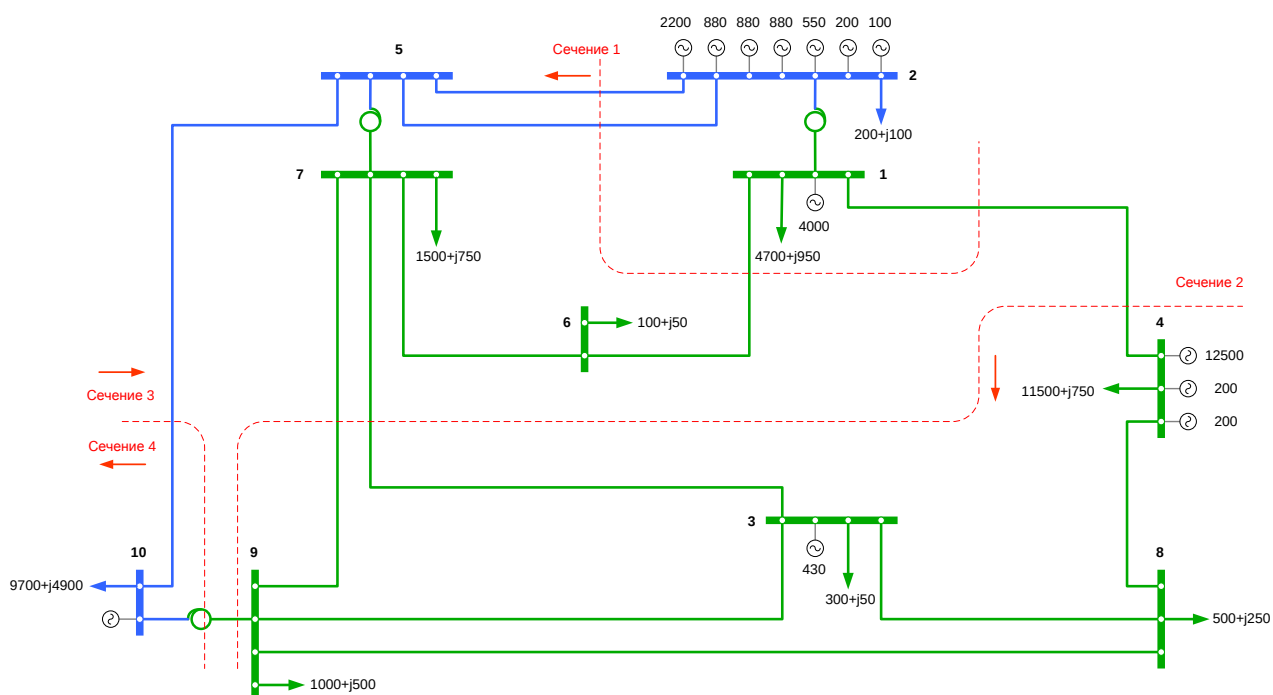


Рис. 2.1

Контролируемые сечения, аварийные процессы и описание ВИР, по которым производилось утяжеление исходного режима представлены в таблице 1. На этапе тестирования компонентов модуля расчеты проводились без учета АПНУ, поэтому данные по автоматике не задавались.

Таблица 1

Контролируемое сечение	Линии контролируемого сечения	Аварийный процесс	ВИР							
			Описание ВИР	№ узла	$P_{\text{генmin}}$, МВт	$P_{\text{генmax}}$, МВт	$K_{\text{г-U}}$	$P_{\text{нагmin}}$, МВт	$P_{\text{нагmax}}$, МВт	$K_{\text{н-U}}$
Сечение 1	ВЛ 750 кВ (2 – 5(1)) ВЛ 750 кВ (2 – 5(2)) ВЛ 330 кВ (1 – 6) ВЛ 330 кВ (1 – 4)	Двухфазное КЗ с отключением ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1))	Увеличение мощности генераторов в узлах 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206.	200		3300	0,143	0	0	0
				201		880	0,143	0	0	0
				202		880	0,143	0	0	0
				203		880	0,143	0	0	0
				204		550	0,143	0	0	0
				205		200	0,143	0	0	0
		Двухфазное КЗ с отключением ВЛ 330 кВ (1 – 4)	Увеличение нагрузки в узлах 6 и 7.	206		100	0,143	0	0	0
				6	0	0	0	0	200	0,286
			Уменьшение мощности генераторов в узлах 400, 401, 402	7	0	0	0	0	2000	0,286
				400	5000	12500	0,143	0	0	0
				401	20	200	0,143	0	0	0
				402	20	200	0,143	0	0	0
Сечение 2	АТ 750/330 кВ (10 – 9) ВЛ 330 кВ (7 – 9) ВЛ 330 кВ (3 – 7) ВЛ 330 кВ (1 – 4)	Двухфазное КЗ с отключением ВЛ 330 кВ (1 – 4)	Увеличение мощности генераторов 200, 201, 202, 203, 204, 206.	200		2200	0,125	0	0	0
				201		880	0,125	0	0	0
				202		880	0,125	0	0	0
				203		880	0,125	0	0	0
				204		550	0,125	0	0	0
				206		100	0,125	0	0	0
		Двухфазное КЗ с отключением АТ 750 кВ (9 – 10)	Уменьшение нагрузки в узлах 1 и 7.	1	0	0	0	2700	4700	0,125
				7	0	0	0	0	1500	0,125
			Увеличение нагрузки в узлах 3 и 9.	3	0	0	0	0	2300	0,125
				9	0	0	0	0	2500	0,125
			Уменьшение мощности генераторов в узле 400	400	5000	12500	0,75	0	0	0

Контролируемое сечение	Линии контролируемого сечения	Аварийный процесс	ВИР							
Сечение 3	АТ 750/330 кВ (10-9) ВЛ 750 кВ (5-10)	Двухфазное КЗ с отключением ВЛ 750 кВ (5 – 10)	Уменьшение нагрузки в узле 10.	10	0	0	0	1000	9700	1
		Двухфазное КЗ отключением АТ 750 кВ (9 – 10)	Увеличение нагрузки в узлах 7 и 9.	7 9	0 0	0 0	0 0	0 0	5000 9000	0,5 0,5
Сечение 4	АТ 750/330 кВ (10-9) ВЛ 750 кВ (5-10)	Двухфазное КЗ с отключением ВЛ 750 кВ (5 – 10)	Увеличение мощности генераторов в узле 207	207	1000	4400	1	0	0	0
		Двухфазное КЗ с отключением АТ 750 кВ (9 – 10)	Уменьшение мощности генераторов в узле 99	99	2000	11000	1	0	0	0

3. Тестирование алгоритма определения допустимости текущего и утяжеленного режима по условиям статической устойчивости

Алгоритм определения допустимости текущего режима по условию статической устойчивости сводится к проверке удовлетворения режима следующим параметрам: 20%-й запас по активной мощности с учетом НО в КС (при утяжелении режима по заданному ВИР), 8%-й запас по активной мощности в ОС с учетом НО (при утяжелении режима по аварийному ВИР). При этом в исходном режиме и в ПАР должен обеспечиваться запас по напряжению и допустимая токовая загрузка ветвей схемы, кроме того в ПАР должно учитываться действие заданной противоаварийной автоматики. В случае, если исходный режим не соответствует одному из параметров, алгоритм должен выдать рекомендации по ослаблению текущего режима.

Тестирование составляющих алгоритма проверки допустимости текущего режима по току и напряжению не проводилась. Расчеты с учетом действия АПНУ в ПАР выполнены на этапе комплексной проверки модуля расчета МДП. Таким образом, в данном разделе описаны результаты тестирования функций алгоритма проверки текущего режима по критериям 20%-го и 8%-го запаса статической-апериодической устойчивости.

Для проверки корректной работы алгоритма использовался ПК "RastrWin". Для проверки использовался следующий подход:

1 В ПК "RastrWin" подготавливается режим, допустимый по критерию статической-апериодической устойчивости. Допустимость подготовленного режима определяется 20%-м запасом по статической-апериодической устойчивости в КС при утяжелении по заданному ВИР (табл.1) и 8%-м запасом по статической-апериодической устойчивости в ОС при утяжелении по аварийному ВИР. Подготовленный режим подается на модуль расчета МДП.

В модуле расчета МДП должно быть зафиксировано, что текущий режим допустим. Определен предельный и допустимый переток в КС для заданного ВИР, определен предельный и допустимый переток в ОС для аварийного ВИР.

2 В ПК "RastrWin" подготавливается режим с превышением 20%-го запаса по статической-апериодической устойчивости в КС при утяжелении по заданному ВИР. Подготовленный режим подается на модуль расчета МДП.

В модуле расчета МДП должно быть зафиксировано, что исходный режим не соответствует 20% по ВИР. Определен предельный и допустимый переток в КС для заданного ВИР.

3 В ПК "RastrWin" подготавливается режим с превышением 8%-го запаса по статической-апериодической устойчивости в ОС при утяжелении по аварийному ВИР. Подготовленный режим подается на модуль расчета МДП.

В модуле расчета МДП должно быть зафиксировано, что исходный режим необходимо ослабить с указанием узлов и объемов ослабления по генерации и нагрузке. Определен предельный и допустимый переток в КС для заданного ВИР, определен предельный и допустимый переток в ОС для аварийного ВИР.

Лог-файлы с результатами работы программы по П 1-3 представлены в приложениях А–В соответственно. Анализ результатов показывает, что по всем пунктам тестирования достигается ожидаемый результат. В таблице 2 приведены результаты сравнения пределов передаваемой мощности по КС и ОС для заданного и аварийного ВИР, полученные при расчете в ПК "Rastr" и модуле расчета МДП. Как видно из таблицы пределы совпадают с разницей менее 3%. Разница в значениях $P_{\text{пред}}$ по опасному сечению объясняется неточностью моделирования аварийного ВИР, при расчетах в ПК "RastrWin".

Таблица 2

Контролируемое сечение	$P_{\text{пред}}$, МВт в контролируемом сечении		$P_{\text{пр}} * 0,8$ до балансировки по опорному узлу	Аварийный процесс	Опасное сечение	$P_{\text{пред}}$, МВт в опасном сечении		$P_{\text{пр}} * 0,92$ до балансировки по опорному узлу
	ПК "RastrWin"	Модуль расчета МДП				ПК "RastrWin"	Модуль расчета МДП	
Сечение 1	5128	5080	4498	отключение ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1))	ВЛ 750 кВ (2 – 5 (2)) ВЛ 330 кВ (1 – 4) ВЛ 330 кВ (6 – 7)	4745	4743	4364
				отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4)	ВЛ 330 кВ (4 – 8)	1806	1767	1626
Сечение 2	5581	5560	4485	отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4)	ВЛ 330 кВ (4 – 8)	1845	1806	1662
				отключение АТ 750 кВ (9 – 10)	ВЛ 330 кВ (1 – 4) ВЛ 330 кВ (3 – 7) ВЛ 330 кВ (7 – 9)	2722	2726	2508
Сечение 3	5136	5131	3501	отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10)	ВЛ 330 кВ (1 – 4) ВЛ 330 кВ (3 – 7) ВЛ 330 кВ (7 – 9)	2741	2741	2522
				отключение АТ 750 кВ (9 – 10)	ВЛ 330 кВ (1 – 4) ВЛ 330 кВ (3 – 7) ВЛ 330 кВ (7 – 9)	2840	2779	2557
Сечение 4	3725	3730	2760	отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10)	ВЛ 330 кВ (1 – 4) ВЛ 330 кВ (3 – 7) ВЛ 330 кВ (7 – 9)	3549	3557	3272
				отключение АТ 750 кВ (10 – 9)	ВЛ 750 кВ (5 – 10)	3100	3126	2876

4. Тестирование алгоритма коррекции исходного предаварийного режима энергосистемы для обеспечения сохранения динамической устойчивости

Алгоритм осуществляет проверку сохранения динамической устойчивости для всех рассматриваемых (заданных) АП в исходном режиме. При этом если динамическая устойчивость не обеспечивается, должны быть даны рекомендации по ослаблению исходного режима, которые обеспечат устойчивый динамический переход.

Для проверки корректной работы алгоритма использовался ПК "Mustang". Для проверки использовался следующий подход:

1. В ПК "Mustang" подготавливается режим с перетоком мощности в КС, при котором разность углов роторов генераторов в переходном процессе для рассматриваемых АП (табл.1) не превышает 180 эл.гр. (устойчивый переход). Подготовленный режим подается на модуль расчета МДП.

В модуле расчета МДП должно быть зафиксировано, что исходный режим допустим.

2. В ПК "Mustang" подготавливается режим с перетоком мощности в КС, при котором разность углов в переходном процессе для рассматриваемых АП превышает 180 эл.гр. (неустойчивый переход). Подготовленный режим подается на модуль расчета МДП.

В модуле расчета МДП должно быть зафиксировано, что исходный режим необходимо ослабить с указанием ОС, а также узлов и объемов ослабления по генерации и нагрузке.

Лог-файлы с результатами работы программы по П 1-2 представлены в приложениях Г–Д соответственно. Анализ результатов показывает, что для всех рассматриваемых режимов и АП достигается ожидаемый результат. На рис. 4.1-4.8 показаны осциллограммы переходных процессов для подготовленных режимов с устойчивым и неустойчивым переходом. На последних осциллограммах всех рисунков показан переходный процесс,

когда исходный режим с неустойчивым переходным процессом был ослаблен в соответствии с рекомендациями по изменению нагрузки и генерации в узлах, выданными в модуле расчета МДП. Как видно из рисунков, ослабления режима, рекомендованные в модуле, позволяют добиться сохранения динамической устойчивости во всех случаях. По приведенным на рисунках перетокам активной мощности в КС можно судить о высокой степени точности с которой алгоритм определяет предельный режим в котором динамическая устойчивость сохраняется.

Рис. 4.1 – Сечение 1. Отключение ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1)) при двухфазном КЗ на землю

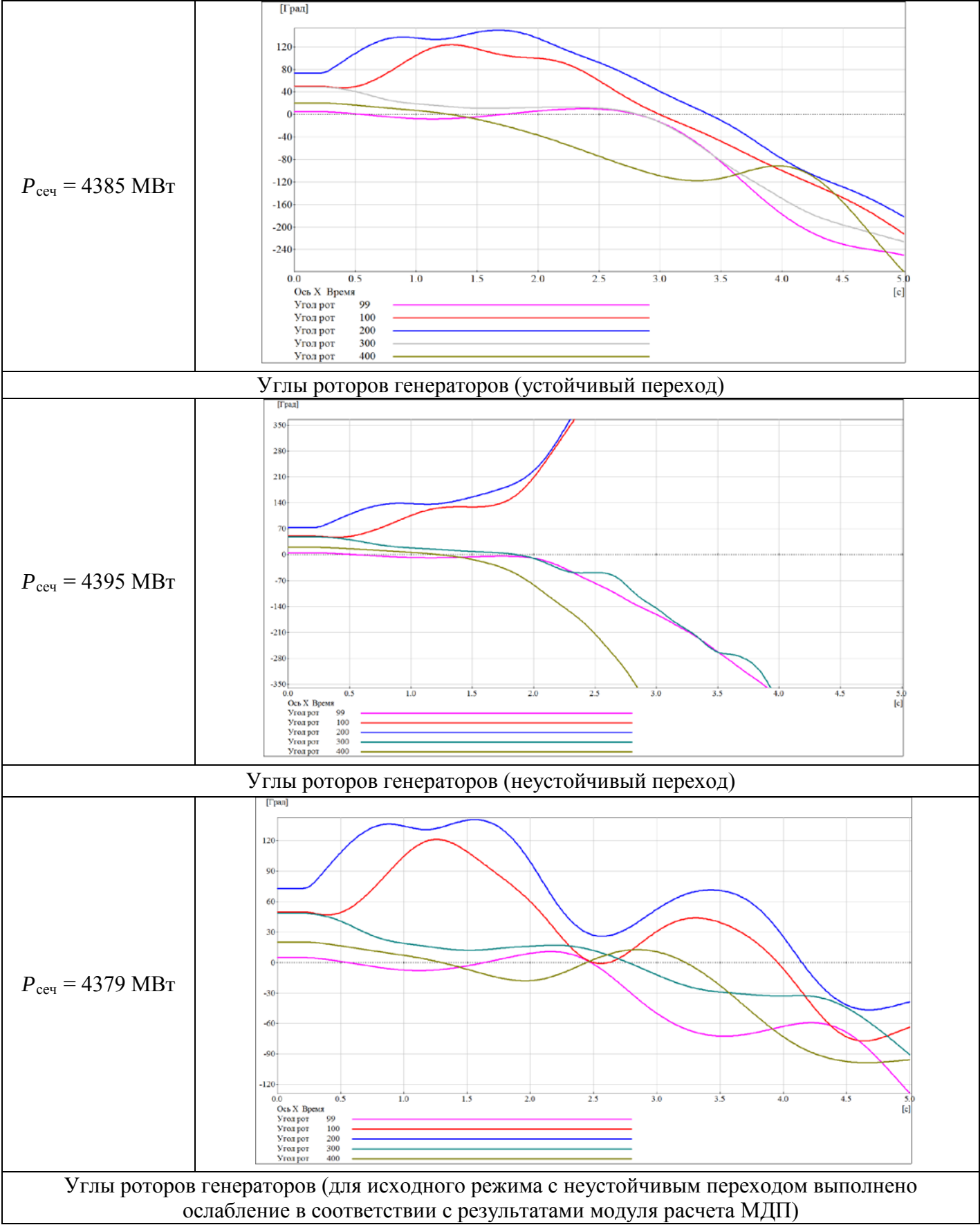


Рис. 4.2 – Сечение 1. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

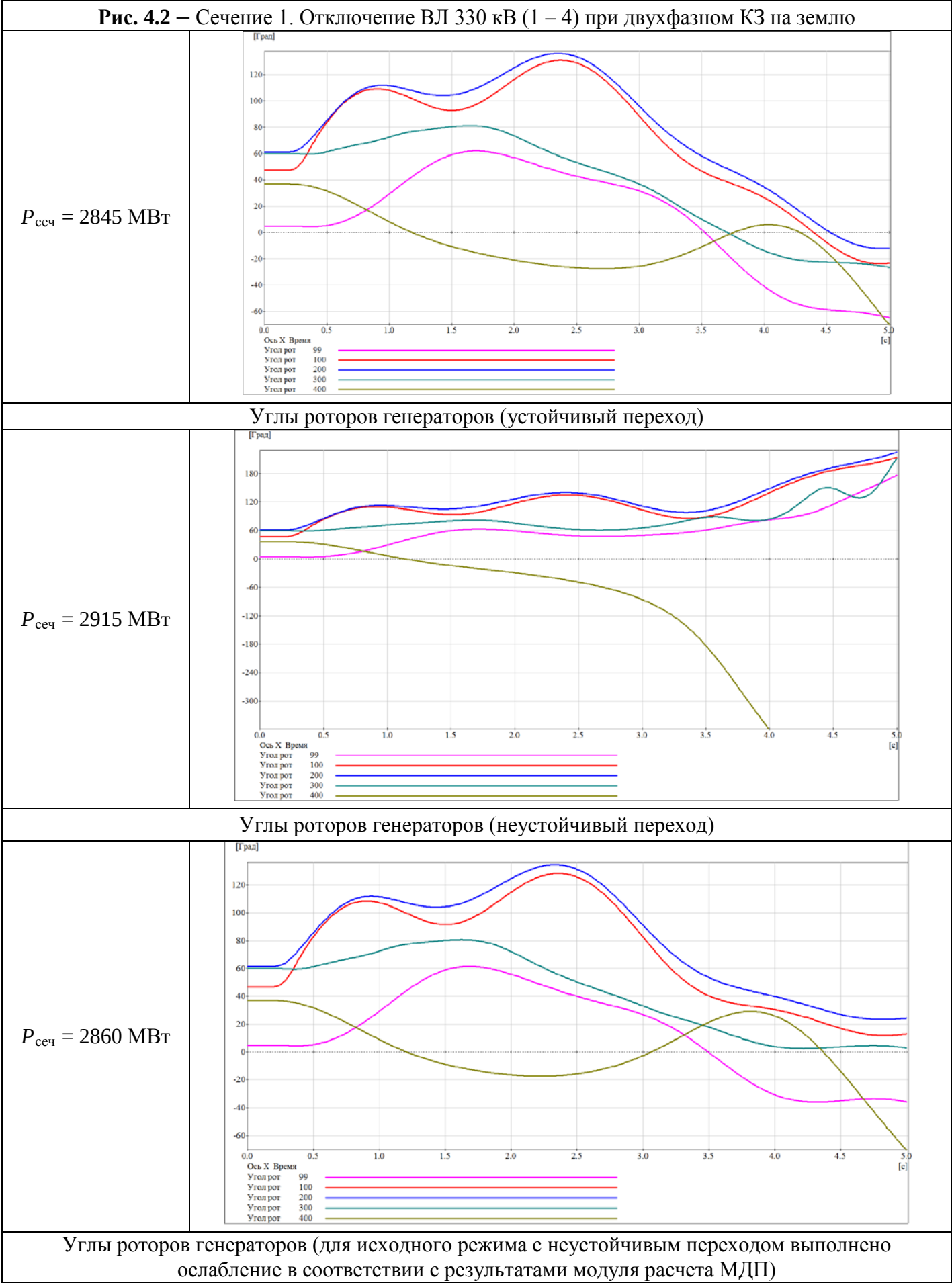


Рис. 4.3 – Сечение 2. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

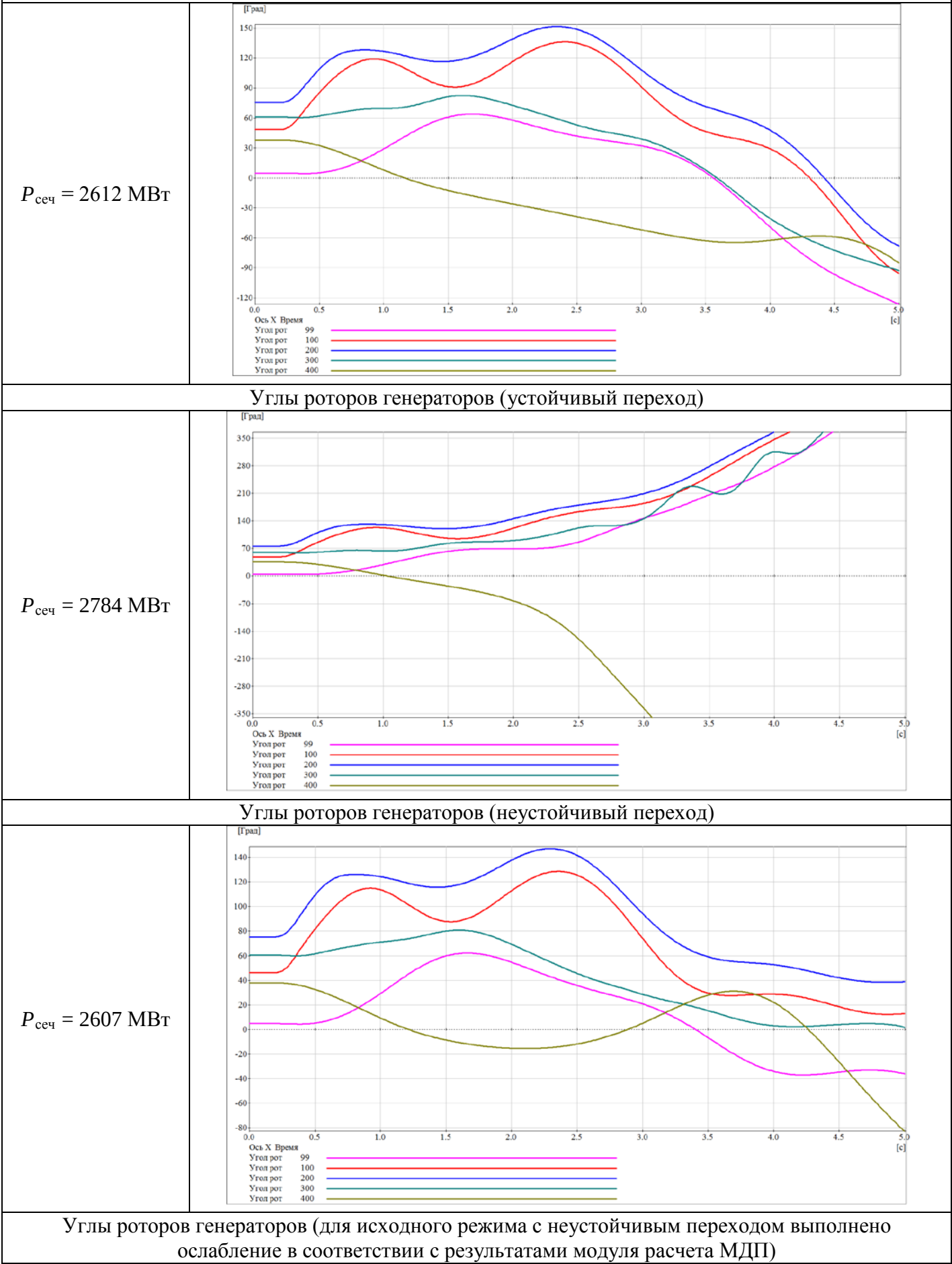


Рис. 4.4 – Сечение 2. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

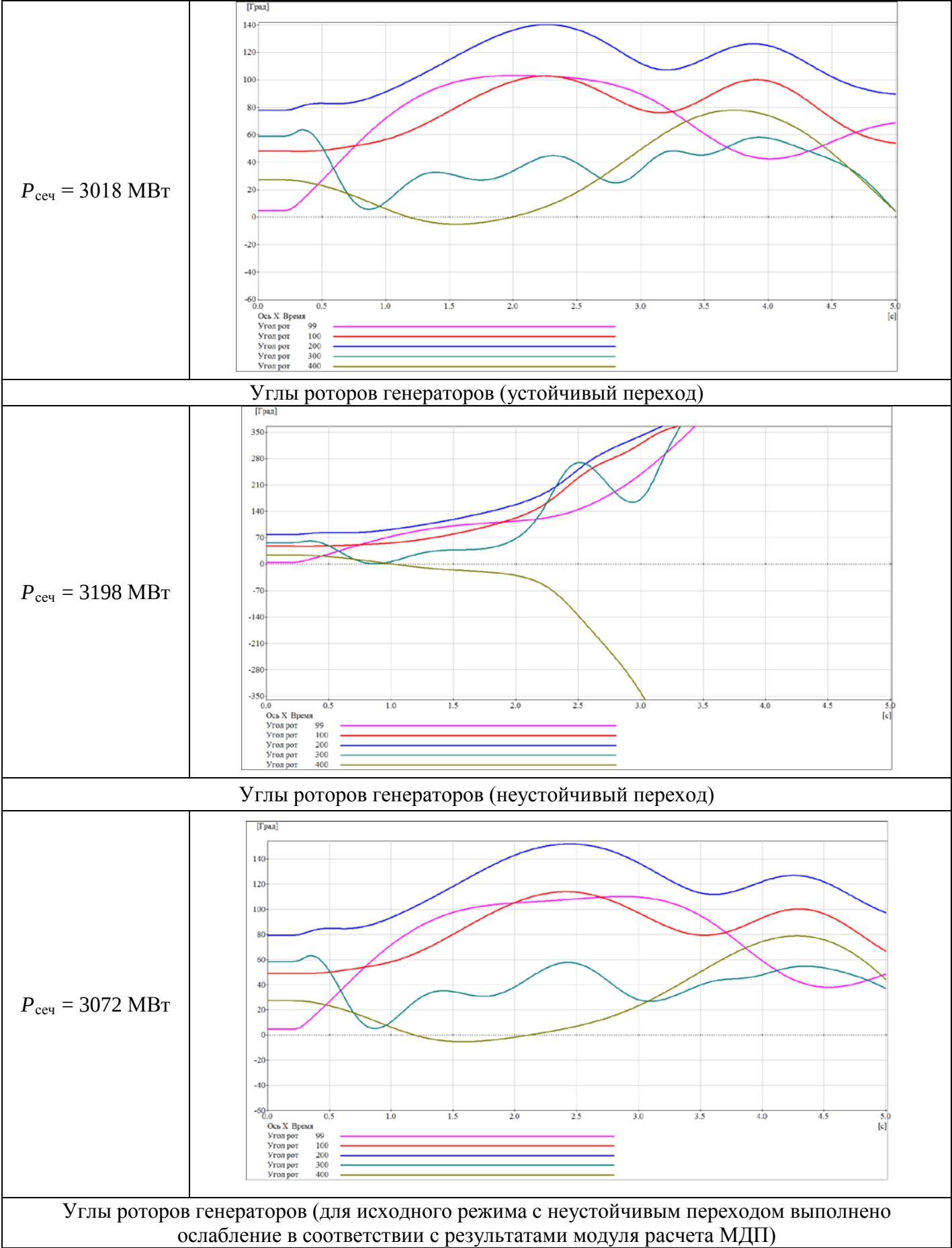


Рис. 4.5 – Сечение 3. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

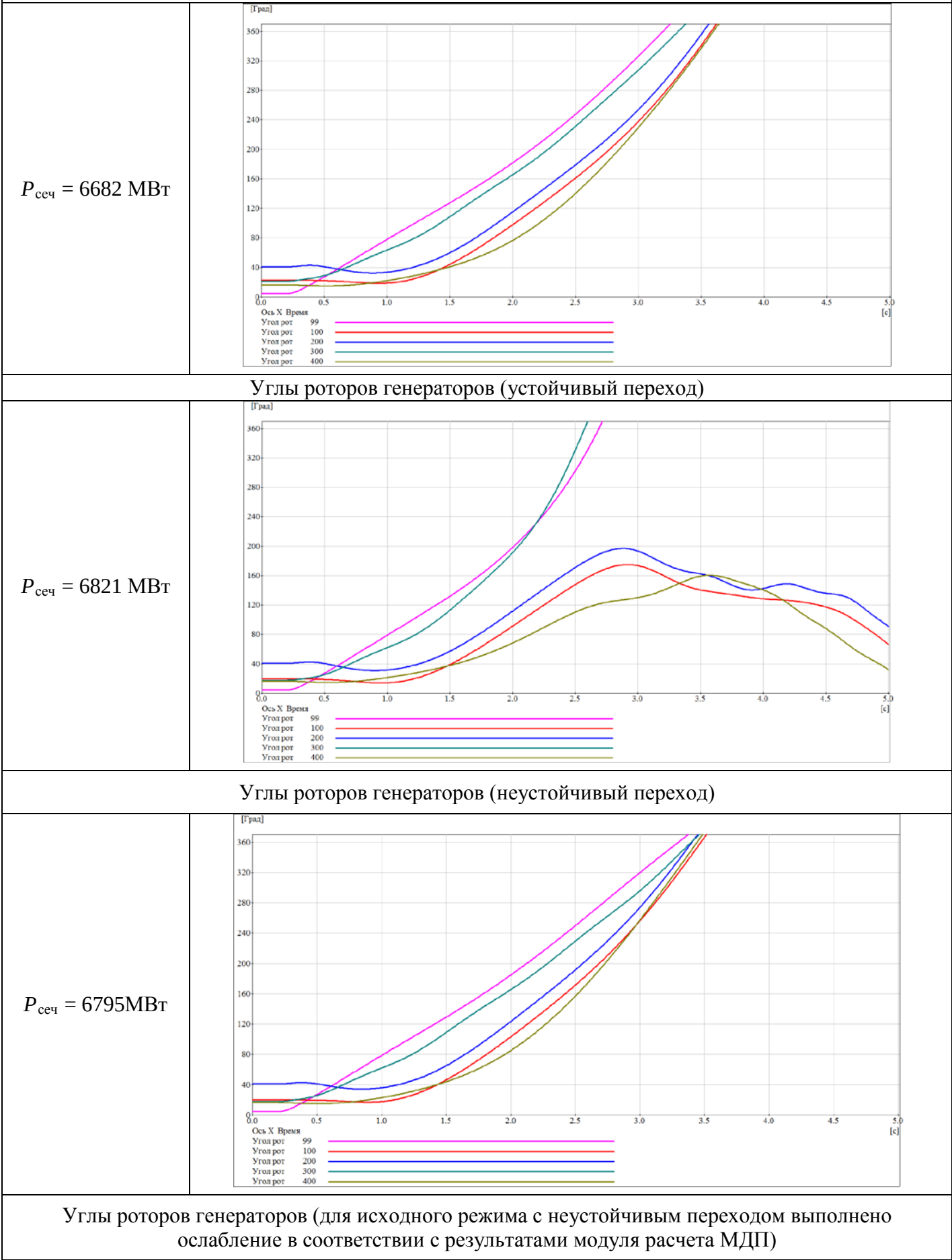


Рис. 4.6 – Сечение 3. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

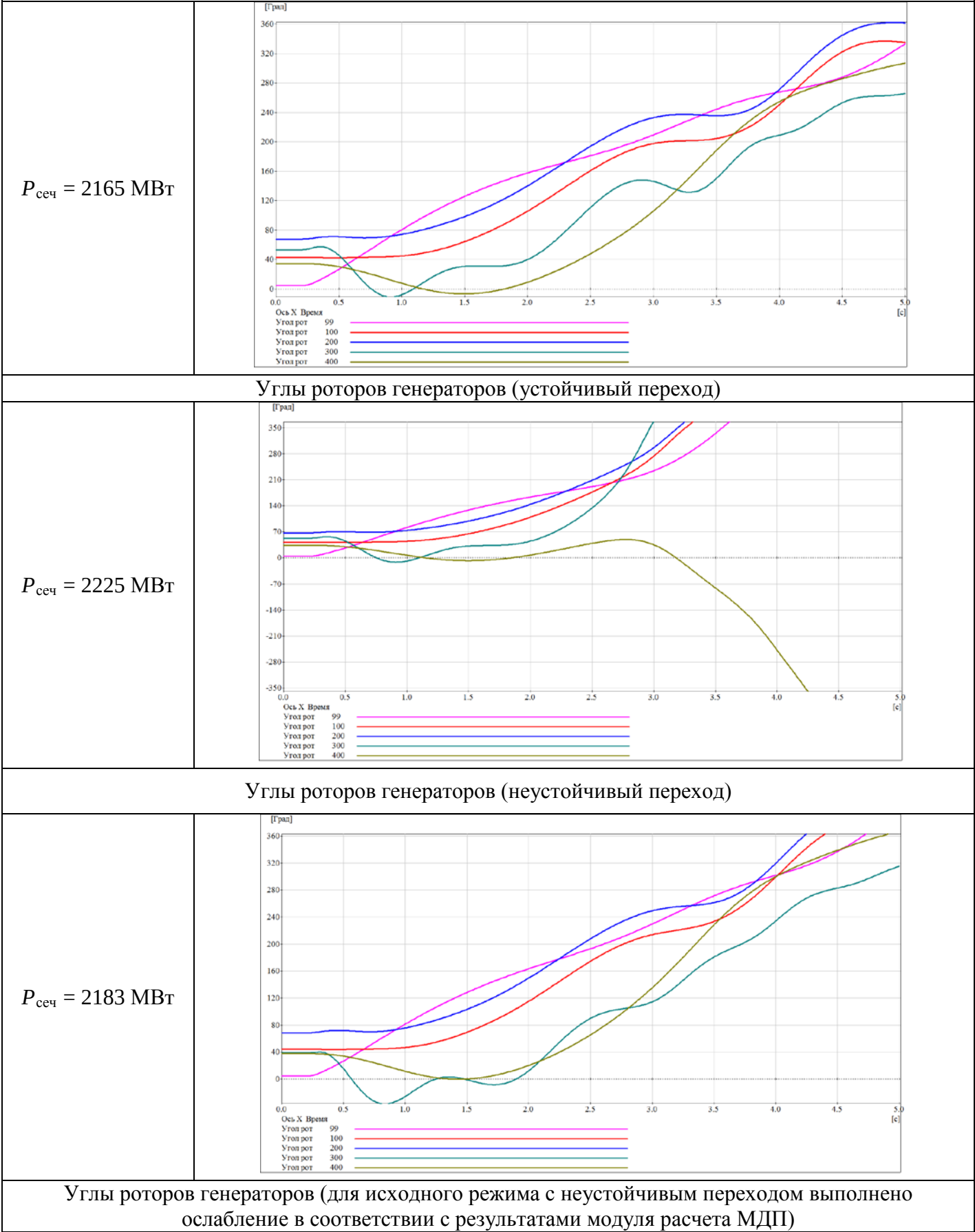


Рис. 4.7 – Сечение 4. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

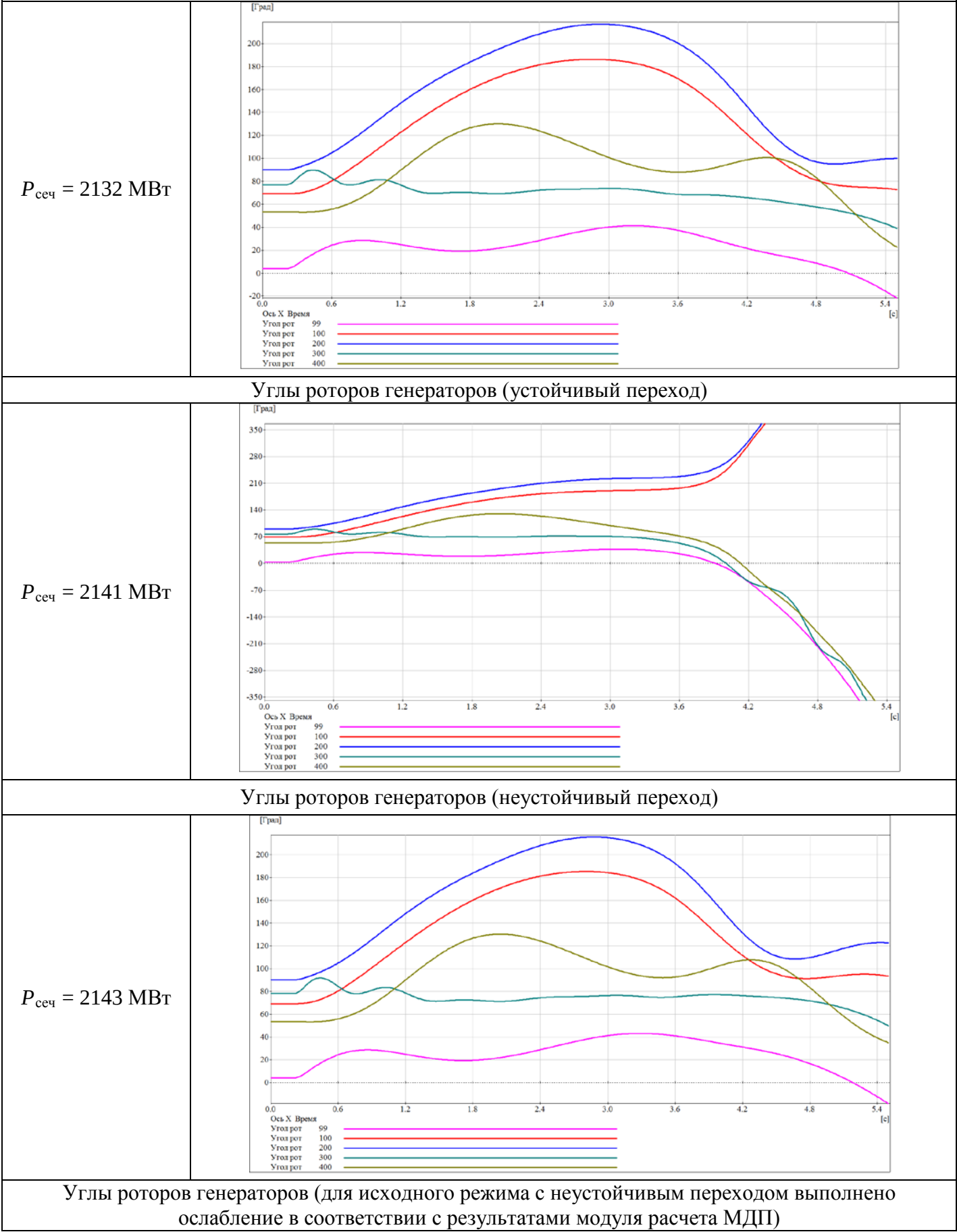
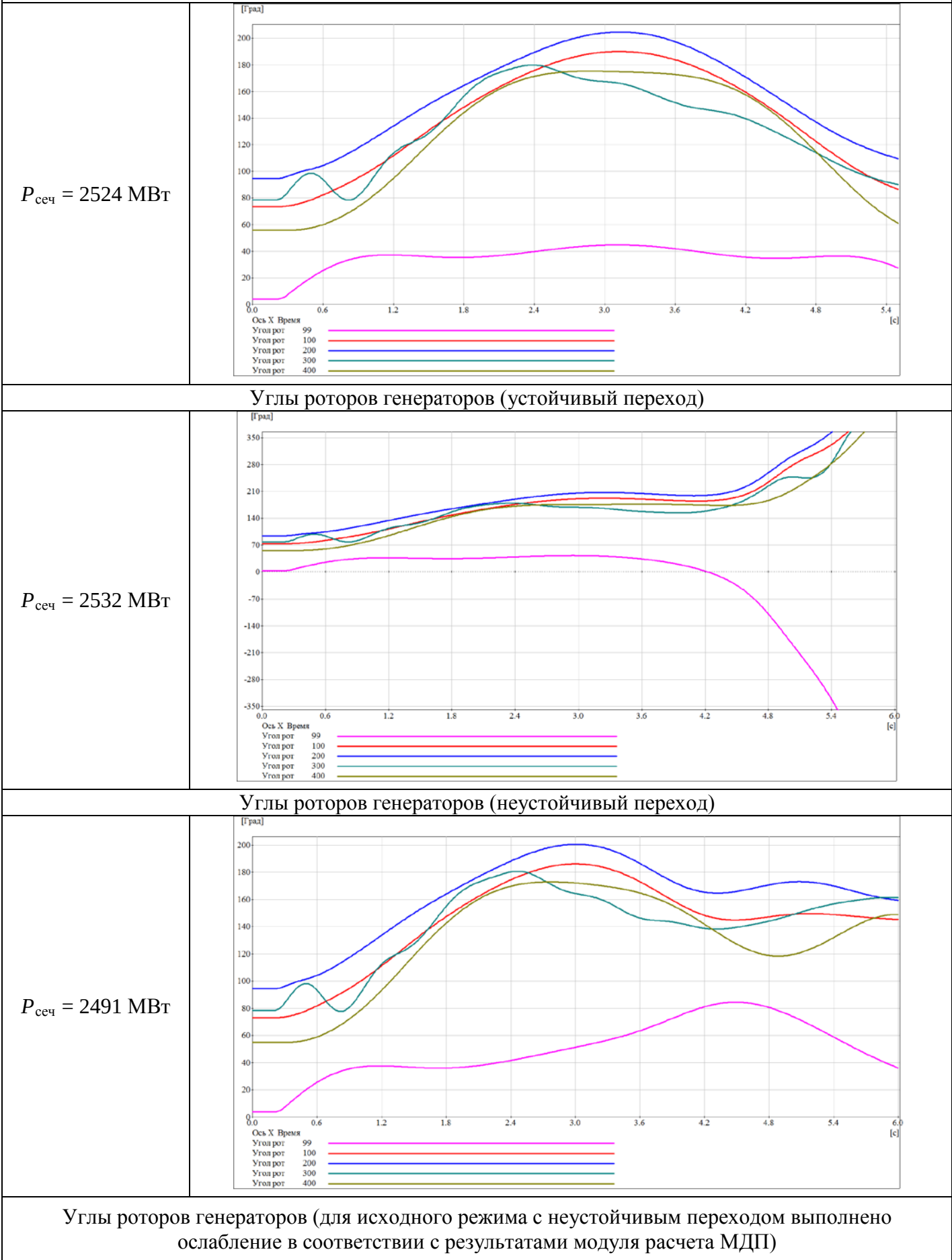


Рис. 4.8 – Сечение 4. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю



5. Тестирование алгоритма расчета значений МДП по условиям обеспечения статической и динамической устойчивости утяжеленных исходного и послеаварийного режимов вдоль заданных ВИР с учетом действия АПНУ

После проверки текущего режима по критерию статической и динамической устойчивости, в модуле расчета должен быть определен максимальный режим, допустимый по всем критериям при заданном ВИР и АП. Структура модуля такова, что максимально допустимый режим по заданному ВИР по условию статической-динамической устойчивости определяется на этапе проверки исходного режима. Остается сбалансировать определенный допустимый режим по опорному узлу и ослабить его вдоль заданного ВИР, в случае, если такое ослабление необходимо по одному из АП. Совпадение предельных режимов по условию статической и динамической устойчивости в программе расчета МДП с программными комплексами "Мустанг" и "Rastr" уже было подтверждено на этапе тестирования в п. 2,3, но необходимо проверить, соответствует ли рассчитанный сбалансированный по опорному узлу допустимый режим заданному ВИР (с учетом его обработки в модуле расчета МДП).

Данная проверка осуществлялась путем изменения исходного режима вдоль заданных участков ВИР в ПК "Rastr", до получения режима с $R_{пр} \cdot 0.8$ в КС (см. табл.2). Полученный режим должен полностью соответствовать по всем параметрам (нагрузки, генерации в узлах, перетоки по ветвям схемы) результирующему режиму модуля расчета МДП. Для корректной проверки исходные данные по режимам были подготовлены таким образом, чтобы не требовать ослабления режима по АП ни по "статике" ни по "динамике". Максимально допустимый режим при этом будет определяться исключительно заданным вектором утяжеления.

В табл. 3-6 представлены активные мощности в узлах утяжеления при изменении режима по участкам заданного ВИР в ПК "Rastr" и результирующие мощности в узлах утяжеления соответствующие режиму с $P_{пр} \cdot 0.8$, полученные в автономной программе расчета МДП, кроме того в таблице указан переток мощности в КС для результирующего режима. Как видно из данных таблиц параметры режимов в ПК "Rastr" и модуле расчета МДП на последнем участке утяжеления идентичны.

Следует отметить, что утяжеление режима с помощью встроенной функции в ПК "RastrWin" существенно отличается от утяжеления режима в модуле расчета МДП, а именно:

Вектор утяжеления в ПК "RastrWin" задается в МВт, в то время как в модуле расчета МДП в долях.

Если в процессе утяжеления в ПК "RastrWin" по одному из узлов было достигнуто ограничение, этот узел выбрасывается из ВИР, его долю участия в ВИР берет на себя балансирующий узел. В модуле расчета МДП, если такое ограничение было достигнуто доля участия распределяется равномерно по оставшимся узлам ВИР.

На последнем участке ВИР в модуле СМЗУ происходит перераспределение мощностей узлов участвующих в ВИР таким образом, чтобы в итоговом утяжеленном режиме мощность опорного узла оставалась такой же, как в исходном режиме. в ПК "RastrWin" весь небаланс возникающий при утяжелении всегда ложится на опорный узел.

При сравнении режимов по участкам ВИР эти особенности учитывались. При расчетах в ПК "RastrWin" участки ВИР моделировались точно так же, как в модуле расчета МДП.

Таблица 3 – Участки ВИР сечение 1

№ узла	Мощность нагрузки (генерации) в узле на участке ВИР										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Участок достижения $P_{пр} * 0,8$ после балансировки по опорному узлу Rastr/ Модуль МДП
	$P_{наг} (P_{ген}), \text{МВт}$										
6	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200/200
7	1500	1600	1628	1760	1775	1800	1840	1860	2000	2000	2000/2000
200	1876	1926	1936	1991	1996	2006	2026	2039	2109	2156	2882/2883
201	750	800	810	865	870	880	880	880	880	880	880/880
202	600	650	660	715	720	730	750	763	833	880	880/880
203	600	650	660	715	720	730	750	763	833	880	880/880
204	400	450	460	515	520	530	550	550	550	550	550/550
205	100	150	160	215	220	220	220	220	220	220	220/220
206	50	100	110	110	110	110	110	110	110	110	110/110
400	10000	9950	9936	9870	9863	9850	9830	9820	9750	9610	9179/9178
401	200	150	136	70	63	50	30	20	20	20	20/20
402	150	100	86	20	20	20	20	20	20	20	20/20
Модуль ВИР (изб/деф)	0/0	350/350	70/70	330/330	30/30	50/50	80/80	40/40	210/210	140/140	2026/1731
200 – выход на ограничение и исключение узла из ВИР						Переток в контролируемом сечении (Rastr), МВт			Переток в контролируемом сечении (Модуль МДП), МВт		
						4895			4895		

Таблица 4 – Участки ВИР сечение 2

№ узла	Мощность нагрузки (генерации) в узле на участке ВИР						Участок достижения Р _{пр} *0,8 после балансировки по опорному узлу Rastr/ Модуль МДП
	0	1	2	3	4	5	
	Р _{наг} (Р _{ген}), МВт						
1	4700	4690	4570	4550	4480	4420	3 996/3996
3	294	304	409	424	468	498	555/555
7	1500	1490	1370.	1350	1280	1220	796/796
9	646	656	761	776	820	850	907/907
200	1980	1990	2110	2130	2200	2200	2 200/2200
201	750	760	880	880	880	880	880/880
202	600	610	730	750	820	880	880/880
203	600	610	730	750.00	820	880	880/880
204	400	410	530	550	550	550	550/550
206	100	110	110	110	110	110	110/110
400	10105	10045	9415	9325	9063	8883	8 542/8542
Модуль ВИР (изб/деф)	0/0	80/80	840/840	120/120	350/350	240/240	2478/2084
110 – выход на ограничение и исключение узла из ВИР				Переток в контролируемом сечении (Rastr), МВт		Переток в контролируемом сечении (Модуль МДП), МВт	
				4629		4628	

Таблица 5 – Участки ВИР сечение 3

№ узла	Мощность нагрузки в узле на участке ВИР	
	0	Участок достижения $P_{пр} * 0,8$ после балансировки по опорному узлу Rastr/ Модуль МДП
	$P_{наг}$, МВт	
7	1500	2919/2919
9	500	1919/1919
10	9700	6819/6819
Модуль ВИР (изб/деф)	0/0	2881/2838
Переток в контролируемом сечении (Rastr), МВт		Переток в контролируемом сечении (Модуль МДП), МВт
3621		3621

Таблица 6 – Участки ВИР сечение 4

№ узла	Мощность генерации в узле на участке ВИР	
	0	Участок достижения $P_{пр} * 0,8$ после балансировки по опорному узлу Rastr/ Модуль МДП
	$P_{ген}$, МВт	
207	2000	2918/2918
99	9302	8568/8568
Модуль ВИР (изб/деф)	0/0	918/734
Переток в контролируемом сечении (Rastr), МВт		Переток в контролируемом сечении (Модуль МДП), МВт
2886		2886

6. Комплексное тестирование Автономной программы расчета МДП

Для комплексного тестирования Автономной программы расчета МДП были подготовлены исходные режимы, основанные на результатах расчета п. 3, 4. Исходные режимы были подготовлены таким образом, чтобы полученные в них перетоки по КС были максимально, приближены к значениям $R_{пр} \cdot 0.8$, определенными в табл. 2. В точности добиться этого невозможно, так как при определении предельных режимов в КС не учитывалось взаимное влияние перетоков в сечениях.

Подготовленные режимы характеризуются следующими параметрами:

Режим 1

$R_{сеч1}=3927 \text{ МВт}$, $R_{сеч2}=4203 \text{ МВт}$, $R_{сеч3}=3262 \text{ МВт}$, $R_{сеч4}=-3256 \text{ МВт}$

Режим 2

$R_{сеч1}=4677 \text{ МВт}$, $R_{сеч2}=3259 \text{ МВт}$, $R_{сеч3}=-1695 \text{ МВт}$,
 $R_{сеч4}=1795 \text{ МВт}$

Подготовленные режимы не требуют ослабления по ВИР для обеспечения критериев статической устойчивости, но требуют ослабления для обеспечения устойчивости в ПАР как по условию статической так и по условию динамической устойчивости. Режимы обладают малыми запасами устойчивости и при рассмотрении АП требуют реализации АПНУ с большими объемами УВ. Некоторые из АП приводят к разделению системы на три несинхронные части.

Для того чтобы обеспечить устойчивость в ПАР в указанной схеме была определена автоматика АПНУ. Объемы и места приложения автоматики были определены в "Автономной программе ЦСПА", основываясь на расчете указанных режимов и заданных АП при "непрерывном" выборе УВ в программе, когда во всех узлах схемы заданы ступени управления по ОН и ОГ [6]. Сечения КПР выбраны такие же, как заданные КС, уставки КПР для автоматики определены основываясь на

данных предыдущих расчетов как минимальное значение $R_{пр} \cdot 0.92$ для каждого из сечений. Данные по автоматике АПНУ сведены в табл. 7

Перечень рассматриваемых аварийных процессов расширен. Для наиболее полного рассмотрения функциональности алгоритма рассмотрены отключения всех продольных элементов, представленных в расчетной схеме, с предшествующим двухфазным КЗ на землю. Перечень ВИР оставлен без изменений (см. табл. 1).

Результаты расчетов в Автономной программе расчета МДП в Режиме 1 и Режиме 2 по условию проверки динамической устойчивости исходного режима сведены в табл. 8, 9 соответственно. Итоговые цифры рассчитанных МДП по условию статической и динамической устойчивости приведены в табл. 10.

Комплексное тестирование Автономной программы расчета МДП свидетельствует о корректной обработке в программе всех заданных ВИР и АП. В случаях, когда исходный режим требует ослабления по одному из факторов, узлы и объемы ослабления выбираются корректно. Отдельно стоит отметить правильный выбор мест ослабления в случае, когда в результате АП образуется два опасных сечения (АП с отключением ветви 1-2 или 1-4). Объемы УВ, выбранные в Автономной программе ЦСПА, в точности коррелируются с расчетами в программе определения МДП. Во всех случаях при их реализации в виде АПНУ по заданному режиму дополнительных ослаблений не требуется.

Как показали исследования, особенностью расчетного комплекса является зависимость итогового объема ослабления исходного режима от порядка задания АП. Так для Режиме 2 если поставить АП, которые требуют наибольшего объема УВ на первое место в очередь расчета, то без учета АПНУ требуется ослабление режима на 3450 МВт, если эти же АП поставить на последнее место в очереди, требуется ослабление на 3850 МВт.

Еще одна особенность расчетного модуля заключается в том, что при рассмотрении АП по условию статической устойчивости запасы и объемы

УВ определяются относительно опасного, а не заданного контролируемого сечения. В результате выбранные по КС объемы УВ локальной автоматики в некоторых случаях могут оказаться недостаточными, а в большинстве случаев избыточными. Вектор изменения режима по АП может значительно отличаться от заданного ВИР, что оказывает влияние на конечную величину определенного МДП и необходимую величину ослабления режима. Из этих соображений реализация автоматики АПНУ проводилась на основании расчетов в Автономной программе ЦСПА, а не по рассчитанным МДП и АДП в контролируемых сечениях.

Таблица 7

Сечение КПП	Р _{пр} *0,8	Аварийный процесс	Уставка КПП	Объем УВ статика, МВт		Объем УВ динамика	
				Режим1	Режим2	Режим1	Режим2
Сечение 1	4498	Отключение ВЛ 750 кВ 2 – 5 (1) при 2фКЗ	2843	360 ОГ			
		Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 4 при 2фКЗ	2843		3300 ОГ 1200 ОН		2100 ОГ 2000 ОН
		Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 6 при 2фКЗ	2843	100 ОН			
		Отключение ВЛ 330 кВ 7 – 6 при 2фКЗ					
		Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 2 при 2фКЗ	2843	2100 ОГ	2600 ОГ 3600 ОН	2100 ОГ	2600 ОГ 3800 ОН
		Отключение ВЛ 330 кВ 4 – 8 при 2фКЗ	2843		1000 ОН		1000 ОН
Сечение 2	4485	Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 4 при 2фКЗ	2347		3300 ОГ 1200 ОН		2100 ОГ 2000 ОН
		Отключение АТ 750 кВ 9 – 10 при 2фКЗ	2347			700 ОН	
		Отключение ВЛ 330 кВ 7 – 9 при 2фКЗ					
		Отключение ВЛ 330 кВ 7 – 3 при 2фКЗ					
		Отключение ВЛ 330 кВ 3 – 8 при 2фКЗ					
		Отключение ВЛ 330 кВ 3 – 9 при 2фКЗ					
		Отключение ВЛ 330 кВ 8 – 9 при 2фКЗ	2347		200 ОН		
		Отключение ВЛ 330 кВ 5 – 7 при 2фКЗ	2347	1500 ОН			
		Отключение ВЛ 330 кВ 4 – 8 при 2фКЗ	2347		1000 ОН		1000 ОН
Сечение 3	3501	отключение ВЛ 750 кВ 5 – 10 при 2фКЗ					
		отключение АТ 750 кВ 9 – 10 при 2фКЗ	805	2600 ОН		700 ОН	
Сечение 4	2760	отключение ВЛ 750 кВ 5 – 10 при 2фКЗ	2097		1300 ОГ		1400 ОГ
		отключение АТ 750 кВ 9 – 10 при 2фКЗ	2097		100 ОН		

Таблица 8

Аварийный процесс	Необходимый объем разгрузки исходного режима	Ветви ОС
Без автоматики		
Отключение АТ 750 кВ 9 – 10 при двухфазном КЗ на землю в узле 10	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 300 на 114 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 594 МВт снижение загрузки генератора в узле 99 на 516 МВт увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20 МВт увеличение загрузки генератора в узле 402 на 20 МВт	1 – 4 4 – 8
Отключение АТ 750 кВ 1 – 2 при двухфазном КЗ на землю в узле 1	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 202 на 450 МВт снижение загрузки генератора в узле 203 на 170 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 585 МВт	2 – 5 2 – 5 5 – 7 5 – 10
Остальные АП	ПП устойчив. Управление не требуется	
С АПНУ		
Все АП	ПП устойчив. Управление не требуется	

Таблица 9

Аварийный процесс	Необходимый объем разгрузки	Ветви ОС
Без автоматики		
Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 4 при двухфазном КЗ на землю в узле 1	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 100 на 1598 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 1138 МВт увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20 МВт увеличение загрузки генератора в узле 402 на 120 МВт	3 – 7 5 – 10 7 – 9
Отключение ВЛ 750 кВ 5 – 10 при двухфазном КЗ на землю в узле 10	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 205 на 36 МВт увеличение загрузки генератора в узле 300 на 31 МВт	1 – 4 3 – 7 7 – 9
Отключение ВЛ 330 кВ 4 – 8 при двухфазном КЗ на землю в узле 4	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 100 на 56 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 50 МВт	1 – 4
Отключение АТ 750 кВ 1 – 2 при двухфазном КЗ на землю в узле 1	Неустойчиво. Рекомендуется: увеличение загрузки генератора в узле 100 на 873 МВт снижение загрузки генератора в узле 200 на 675 МВт снижение загрузки генератора в узле 201 на 413 МВт снижение загрузки генератора в узле 202 на 329 МВт снижение загрузки генератора в узле 203 на 329 МВт снижение загрузки генератора в узле 204 на 226 МВт снижение загрузки генератора в узле 205 на 88 МВт снижение загрузки генератора в узле 206 на 62 МВт снижение загрузки генератора в узле 207 на 895 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 1946 МВт	3 – 7 5 – 7 5 – 10 6 – 7 7 – 9
Отключение ВЛ 330 кВ 1 – 4 при двухфазном КЗ на землю в узле 1	Неустойчиво. Рекомендуется: снижение загрузки генератора в узле 100 на 1598 МВт увеличение загрузки генератора в узле 400 на 1138 МВт увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20 МВт увеличение загрузки генератора в узле 402 на 120 МВт	3 – 7 5 – 10 7 – 9
С АПНУ		
Все АП	ПП устойчив. Управление не требуется	

Таблица 10

Контролируемое сечение	$P_{\text{пред}}$ (из табл.1)	$P_{\text{пред}}$, МВт (с учетом утяжеления по всем ВИР и анализа всех АП из Режим 1(2))	$P_{\text{мдп}}$, МВт
ВИР 1			
Сечение 1	5128	5168 (5812)	4034 (4549)
ВИР 2			
Сечение 2	5581	7457 (4494)	5765 (3395)
ВИР 3			
Сечение 3	5136	5722 (-3493)	4477 (-2694)
ВИР 4			
Сечение 4	3725	-5722 (3493)	-4477 (2794)

Выводы

Проведено тестирование отдельных алгоритмов составляющих модуля расчета МДП. Проведено комплексное тестирование автономной программы определения МДП, созданной в среде разработки C++. Приведена инструкция по работе с автономной программой.

Результаты испытаний компонентов модуля показывают, что все алгоритмы отвечают заявленным функциям по проверке исходного режима по заданным критериям и определения МДП для заданных ВИР и АП. Определенные МДП соответствуют расчетам в ПК "Rastr" и ПК "Mustang".

Комплексные испытания модуля подтверждают работоспособность модуля при расчете большого количества ВИР, АП и АПНУ, когда полученные решения по одному ВИР (АП) могут вступать в противоречия с результатами по другому ВИР (АП).

Приложение А Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Допустимый режим)

Сечение 1

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 1

Ni	Nj	Npar
2	5	1
2	5	2
1	6	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

$P_0 = 2845.2348$

$P_{pr} = 5080.5395$

$P_{pr} \cdot 8 = 4594.2257$

$P(U) = 4594.2257$

$P(I) = 4594.2257$

$P_{mdp} = 4498.2257$

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-1	4	0
-2	5	2
-6	7	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = -1909.6353$

$P_{par} = -2732.1162$

$P_{pr} = -4743.1865$

АП 2

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = 320.2371$

$P_{par} = 1269.1533$

$P_{pr} = 1767.2998$

Текущий(оцененный) режим обеспечен ЛАПНУ по статике

Сечение 2

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 2

Ni	Nj	Npar
10	9	0
7	9	0
-7	3	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

$P_0 = 2201.2647$

$P_{np} = 5560.0887$

$P_{np} \cdot 8 = 4613.4449$

$P(U) = 4613.4449$

$P(I) = 4613.4449$

$P_{mdp} = 4485.4449$

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Ветви опасного сечения

N_i	N_j	N_{par}
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = 318.7774$

$P_{par} = 1255.5899$

$P_{pr} = 1805.5651$

АП 2

Ветви опасного сечения

N_i	N_j	N_{par}
1	4	0
-3	7	0
7	9	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = 1014.6661$

$P_{par} = 2324.9174$

$P_{pr} = 2726.3492$

Текущий(оцененный) режим обеспечен ЛАПНУ по статике

Сечение 3

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 3

N_i	N_j	N_{par}
-10	5	0
10	9	0

Перетоки в контролируемом сечении

$P_0 = 739.8926$

$P_{np} = 5131.6948$

$P_{np} \cdot 8 = 3630.1227$

$P(U) = 3621.3701$

$P(I) = 3621.3701$

$P_{mdp} = 3501.3701$

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Ветви опасного сечения

N_i	N_j	N_{par}
-1	4	0
3	7	0
-7	9	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = -1040.6853$

$P_{par} = -1373.2519$

P_pr = -2741.5192

АП 2

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
1	4	0
-3	7	0
7	9	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = 1040.3638

P_par = 2205.6268

P_pr = 2778.6949

Текущий(оцененный) режим обеспечен ЛАПНУ по статике

Сечение 4

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 4

Ni	Nj	Npar
5	10	0
-9	10	0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 2097.094

Pпр = 3730.8064

Pпр*.8 = 2886.3089

P(U) = 2886.3089

P(I) = 2886.3089

Pmdp = 2760.3089

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-1	4	0
3	7	0
-7	9	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -1774.966

P_par = -3266.0282

P_pr = -3557.3683

АП 2

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-5	10	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -1472.9089

P_par = -2120.5975

P_pr = -3126.7286

Текущий(оцененный) режим обеспечен ЛАПНУ по статике

Приложение Б Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Недопустимый режим по ВИР)

Сечение 1

Текущий режим не обладает 20проц запасом для ВИР номер 1

Опасное сечение:

Ni	Nj	N_par
1	4	0
-4	8	0

Предельный переток в опасном сечении $P_{pr} = 3061.465$

Переток в текущем режиме в опасном сечении $P_0 = 2455.4323$

Переток с запасом 20проц в опасном сечении $P_{pr} * 0.8 = 2449.172$

Модуль ВИР в избыточной части 446.9106

Модуль ВИР в дефицитной части 446.9106

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим НЕдопустим по ВИР1

Допустимый переток $P_{dop_vir} = 2449.172$

Переток в текущем режиме $P0_sech_vir = 2455.4323$

Модуль ВИР в избыточной части 0

Модуль ВИР в дефицитной части 0

Сечение 2

Текущий режим не обладает 20проц запасом для ВИР номер 1

Опасное сечение:

Ni	Nj	N_par
1	4	0
-4	8	0

Предельный переток в опасном сечении $P_{pr} = 3828.6324$

Переток в текущем режиме в опасном сечении $P_0 = 3381.5317$

Переток с запасом 20проц в опасном сечении $P_{pr} * 0.8 = 3062.9059$

Модуль ВИР в избыточной части 299.8535

Модуль ВИР в дефицитной части 299.8535

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим НЕдопустим по ВИР1

Допустимый переток $P_{dop_vir} = 3062.9059$

Переток в текущем режиме $P0_sech_vir = 3381.5317$

Модуль ВИР в избыточной части 0

Модуль ВИР в дефицитной части 0

Текущий(оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Сечение 3

Текущий режим не обладает 20проц запасом для ВИР номер 1

Опасное сечение:

Ni	Nj	N_par
3	7	0
5	7	0
6	7	0
-7	9	0

Предельный переток в опасном сечении $P_{pr} = 3680.5523$

Переток в текущем режиме в опасном сечении $P_0 = 2961.9087$

Переток с запасом 20проц в опасном сечении $P_{pr} * 0.8 = 2944.4418$

Модуль ВИР в избыточной части 1317.55

Модуль ВИР в дефицитной части 1317.55

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим НЕдопустим по ВИР1

Допустимый переток $P_{dop_vir} = 2944.4418$

Переток в текущем режиме $P0_sech_vir = 2961.9087$

Модуль ВИР в избыточной части 0

Модуль ВИР в дефицитной части 0

Текущий(оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Сечение 4

Текущий режим не обладает 20проц запасом для ВИР номер 1

Опасное сечение:

Ni	Nj	N_par
-1	4	0
3	7	0
-5	10	0
-7	9	0

Предельный переток в опасном сечении $P_{pr} = -5105.7961$

Переток в текущем режиме в опасном сечении $P_0 = -4090.4444$

Переток с запасом 20проц в опасном сечении $P_{pr} * 0.8 = -4084.6369$

Модуль ВИР в избыточной части 1208.8232

Модуль ВИР в дефицитной части 1208.8232

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим НЕдопустим по ВИР1

Допустимый переток $P_{dop_vir} = -4084.6369$

Переток в текущем режиме $P0_sech_vir = -4090.4444$

Модуль ВИР в избыточной части 0

Модуль ВИР в дефицитной части 0

Текущий(оцененный) режим обеспечен ЛАПНУ по статике

Приложение В Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию статической устойчивости (Недопустимый ПАР)

Сечение 1. Отключение ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1))

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 1

Ni	Nj	Npar
2	5	1
2	5	2
1	6	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 4373.5729

Pпр = 5146.936

Pпр*.8 = 4669.6414

P(U) = 4669.6414

P(I) = 4669.6414

Pmdp = 4573.6414

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -75.4928

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-1	4	0
-2	5	2
-6	7	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -2916.416

P_par = -4165.6242

P_pr = -4443.4582

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-1	4	0
-2	5	2
-6	7	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -2865.8817

P_par = -4087.9561

P_pr = -4454.5558

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

200	23.6765
201	12.9699
202	12.9699
203	12.9699

Требуемые снижения нагрузки в узлах

3	3.2496
4	9.6812
7	31.766
8	8.05

204	8.1062	9	16.0999
205	3.2425	10	6.7655
206	1.6212		
402	9.9411		

Сечение 1. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 1

Ni	Nj	Npar
2	5	1
2	5	2
1	6	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 2843.3997

Pпр = 4914.6496

Pпр*.8 = 4421.3742

P(U) = 4421.3742

P(I) = 4421.3742

Pmdp = 4325.3742

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -57.5917

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = 520.9381

P_par = 1774.709

P_pr = 1793.2633

Шаг расчета = 9

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = 560.0239

P_par = 1644.3058

P_pr = 1786.4057

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

100	245.6971
200	46.0233
201	42.9372
202	24.4986
203	24.4986
204	18.3844
400	2.2753
402	-326.6554

Требуемые снижения нагрузки в узлах

4	60.4273
---	---------

Сечение 2. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР
 Результаты расчетов по контролируемым сечениям
 Контролируемое сечение 2

Ni	Nj	Npar
10	9	0
7	9	0
-7	3	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 2551.2175

Pпр = 5438.9083

Pпр*.8 = 4493.8191

P(U) = 4493.8191

P(I) = 4493.8191

Pmдp = 4365.8191

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -17.088

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = 513.8847

P_par = 1701.1673

P_pr = 1817.3005

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni	Nj	N_par
-4	8	0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = 506.3717

P_par = 1672.5553

P_pr = 1817.8254

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

100	8.1908
200	4.2905
201	1.5322
402	2.4703

Требуемые снижения нагрузки в узлах

4	17.1017
---	---------

Сечение 2. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 2

Ni	Nj	Npar
10	9	0
7	9	0
-7	3	0
1	4	0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 2476.2389

Pпр = 5534.1512

Pпр*.8 = 4590.1569

P(U) = 4590.1569

P(I) = 4590.1569

$P_{mdp} = 4462.1569$

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -119.2945

Ветви опасного сечения

$N_i \quad N_j \quad N_{par}$

1 4 0

-3 7 0

7 9 0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = 1194.7783$

$P_{par} = 2708.5333$

$P_{pr} = 2708.5333$

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

$N_i \quad N_j \quad N_{par}$

1 4 0

-3 7 0

7 9 0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = 1123.9921$

$P_{par} = 2491.5267$

$P_{pr} = 2816.4278$

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

200 54.7995

201 20.6795

202 12.5469

203 12.5469

204 9.8453

205 5.4156

206 3.25

402 10.4265

Требуемые снижения нагрузки в узлах

3 5.7438

4 28.7341

8 34.4306

9 50.6411

Сечение 3. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 3

$N_i \quad N_j \quad N_{par}$

-10 5 0

10 9 0

Перетоки в контролируемом сечении

$P_0 = -395.9218$

$P_{pr} = 3474.7674$

$P_{pr} \cdot 0.8 = 2085.3911$

$P(U) = 1943.3542$

$P(I) = 1943.3542$

$P_{mdp} = 1823.3542$

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -24.597

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_par

-1 4 0

3 7 0

-7 9 0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -1560.0768

P_par = -2548.3869

P_pr = -2744.3368

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_par

-1 4 0

3 7 0

-7 9 0

Перетоки в опасном сечении

P_0 = -1547.8453

P_par = -2525.1095

P_pr = -2745.2339

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

200 7.7167

201 4.1429

202 2.9518

203 2.9517

204 2.5646

205 2.1765

206 1.784

402 3.7588

Требуемые снижения нагрузки в узлах

4 1.2843

8 5.9433

9 5.9429

10 11.2243

Сечение 3. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 3

Ni Nj Npar

-10 5 0

10 9 0

Перетоки в контролируемом сечении

P0 = 831.7874

Pпр = 5211.1908

Pпр*.8 = 3729.2215

P(U) = 3705.072

P(I) = 3705.072

Pmdp = 3585.072

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем 0

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_par

1 4 0

-3 7 0

7 9 0

Перетоки в опасном сечении

P₀ = 1316.5949

P_{par} = 2747.9279

P_{pr} = 2824.3664

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_{par}

1 4 0

-3 7 0

7 9 0

Перетоки в опасном сечении

P₀ = 1299.9272

P_{par} = 2599.6339

P_{pr} = 2876.3035

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

400 1.2

402 89.9591

Требуемые снижения нагрузки в узлах

3 5.1492

4 23.8269

8 28.2828

9 31.1228

Сечение 4. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10)

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОСТИ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО ВИР

Текущий режим допустим по статике по всем ВИР

Результаты расчетов по контролируемым сечениям

Контролируемое сечение 4

Ni Nj N_{par}

5 10 0

-9 10 0

Перетоки в контролируемом сечении

P₀ = 2235.9863

P_{pr} = 3730.5419

P_{pr}*.8 = 2885.7375

P(U) = 2885.7375

P(I) = 2885.7375

P_{mdp} = 2759.7375

Количество частичных сечений 0

АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТЕКУЩЕМ РЕЖИМЕ

КОНТРОЛЬ ТЕКУЩЕГО РЕЖИМА ПО АП ПО СТАТИКЕ

Шаг расчета = 1

АП 1

Текущий режим по стат устойчивости требует ослабление с модулем -153.2542

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_{par}

-1 4 0

3 7 0

-7 9 0

Перетоки в опасном сечении

P₀ = -1842.9216

P_{par} = -3411.8512

P_{pr} = -3554.0105

Шаг расчета = 2

АП 1

Ветви опасного сечения

Ni Nj N_{par}

-1	4	0
3	7	0
-7	9	0

Перетоки в опасном сечении

$P_0 = -1777.1823$

$P_{par} = -3271.2625$

$P_{pr} = -3557.8694$

Текущий (оцененный) режим НЕ обеспечен ЛАПНУ по статике

Требуемые снижения генерации в узлах

200	58.1602
201	26.7091
202	18.4411
203	18.4411
204	14.2694
205	10.1961
206	5.8855
402	27.4755

Требуемые снижения нагрузки в узлах

10	153.2019
----	----------

Приложение Г Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию динамической устойчивости (Допустимый режим)

Сечение 1. Отключение ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1)) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 4385 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив t

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.4485

Сечение 1. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2845 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив t

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.7817

Сечение 2. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2612 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.2109

Сечение 2. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 3018 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.2878

Сечение 3. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 6682 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.7144

Сечение 3. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2165 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.5089

Сечение 4. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2132 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 1.8614

Сечение 4. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

Рсеч = 2524 МВт

Проход №1

Аварийный процесс № 1

t=0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=2.3,

t=0.1 Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=-2.3,

Итерация 1 - Переходный процесс устойчив

Управление не требуется

Количество итераций - 1

Все устойчиво. Изменения исходного режима не требуется

Время расчета = 2.2111

Приложение Д Лог-файлы с результатами проверки текущего режима по условию динамической устойчивости (Недопустимый режим)

Сечение 1. Отключение ВЛ 750 кВ (2 – 5 (1)) при двухфазном КЗ на землю

$P_{сеч} = 4395 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

1 4

4 8

Итерация 1 Изм. реж. 190.4909

Снижение загрузки генератора в узле 200 на 223.3781 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 177.8075 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 2 - Переходный процесс устойчив

Итерация 2 Изм. реж. -95.2454

Увеличение загрузки генератора в узле 200 на 111.0586 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 400 на 89.1469 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 3 - Переходный процесс устойчив

Итерация 3 Изм. реж. -47.6227

Увеличение загрузки генератора в узле 200 на 55.5293 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 400 на 44.5734 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 4 - Переходный процесс устойчив

Итерация 4 Изм. реж. -23.8114

Увеличение загрузки генератора в узле 200 на 27.7646 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 400 на 22.2867 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 5 - Переходный процесс устойчив

Итерация 5 Изм. реж. -11.9057

Увеличение загрузки генератора в узле 200 на 13.8823 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 400 на 11.1434 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=7$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 2 - 5 - 1 Шунт КЗ в узл. 2 $R=0$ $X=-7$,

Итерация 6 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 6

Снижение загрузки генератора в узле 200 на 15.1433 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 10.657 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 10.657 МВт
 Снижение загрузки генератора в узле 200 на 15.1433 МВт
 Время расчета = 4.7336

Сечение 1. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2915 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

4 8

Итерация 1 Изм. реж. 49.9793

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 53.4765 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 48.6305 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 2 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 2

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 53.4765 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 48.6305 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 48.6305 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 53.4765 МВт

Время расчета = 2.4156

Сечение 2. Отключение ВЛ 330 кВ (1 – 4) при двухфазном КЗ на землю

$P_{\text{сеч}} = 2784 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

4 8

Итерация 1 Изм. реж. 165.9215

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 179.1979 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 90.6599 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0016 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=1.5$,

$t=0.14$ Откл. ветв. 1 - 4 - 0 Шунт КЗ в узл. 1 $R=0$ $X=-1.5$,

Итерация 2 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 2

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 179.1979 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 90.6599 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0016 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 90.6599 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0016 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 100 на 179.1979 МВт

Время расчета = 1.6798

Сечение 2. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{сеч} = 3198 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

1 4

4 8

Итерация 1 Изм. реж. 84.0697

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 61.4761 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 90.6119 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0015 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 2 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

1 4

4 8

Итерация 2 Изм. реж. 29.0695

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 28.17 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 31.3317 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 0.0032653 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 3 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 3

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 89.6461 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 121.9436 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0048 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 89.6461 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0048 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 121.9436 МВт

Время расчета = 2.3082

Сечение 3. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{сеч} = 6821 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

3 7

4 8

7 9

Итерация 1 Изм. реж. 24.8606

Увеличение загрузки генератора в узле 202 на 25.1751 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 24.5495 МВт

t=0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=2.3,

t=0.1 Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=-2.3,

Итерация 2 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 2

Увеличение загрузки генератора в узле 202 на 25.1751 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 24.5495 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 202 на 25.1751 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 24.5495 МВт

Время расчета = 2.9976

Сечение 3. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю $P_{\text{сеч}} = 2225 \text{ МВт}$

Проход №1

Аварийный процесс № 1

t=0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=2.3,

t=0.1 Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=-2.3,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

3 7

3 8

3 9

7 9

8 9

10 9

Итерация 1 Изм. реж. 143.5589

Снижение загрузки генератора в узле 300 на 143.6145 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 47.0001 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0016 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0016 МВт

t=0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=2.3,

t=0.1 Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=-2.3,

Итерация 2 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

1 4

4 8

Итерация 2 Изм. реж. 40.9344

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 40.336 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 42.3301 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 0.014073 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 0.031379 МВт

t=0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=2.3,

t=0.1 Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 R=0 X=-2.3,

Итерация 3 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 3

Снижение загрузки генератора в узле 300 на 143.6145 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 87.3361 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 42.3301 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0157 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0329 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 400 на 87.3361 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 401 на 20.0157 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 402 на 70.0329 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 300 на 143.6145 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 99 на 42.3301 МВт

Время расчета = 3.7625

Сечение 4. Отключение ВЛ 750 кВ (5 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{сеч} = 2141$ МВт

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

1 4

3 7

7 9

Итерация 1 Изм. реж. 36.9997

Снижение загрузки генератора в узле 206 на 38.6829 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 300 на 33.2224 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 2 - Переходный процесс устойчив

Итерация 2 Изм. реж. -18.4998

Увеличение загрузки генератора в узле 206 на 19.3415 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 300 на 16.6112 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 5 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 3 - Переходный процесс устойчив

Управление выбрано

Количество итераций - 3

Снижение загрузки генератора в узле 206 на 19.3415 МВт

Увеличение загрузки генератора в узле 300 на 16.6112 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 300 на 16.6112 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 206 на 19.3415 МВт

Время расчета = 2.4827

Сечение 4. Отключение АТ 750 кВ (9 – 10) при двухфазном КЗ на землю

$P_{сеч} = 2532$ МВт

Проход №1

Аварийный процесс № 1

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,

Итерация 1 - Неустойчиво

Ветви аварийных сечений

5 10

Итерация 1 Изм. реж. 38.5222

Увеличение загрузки генератора в узле 99 на 38.0736 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 401 на 39.1098 МВт

$t=0$ Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=2.3$,

$t=0.1$ Откл. ветв. 10 - 9 - 0 Шунт КЗ в узл. 10 $R=0$ $X=-2.3$,
Итерация 2 - Переходный процесс устойчив
Управление выбрано
Количество итераций - 2
Увеличение загрузки генератора в узле 99 на 38.0736 МВт
Снижение загрузки генератора в узле 401 на 39.1098 МВт

Проход №2

Для обеспечения динамической устойчивости рекомендуется:

Увеличение загрузки генератора в узле 99 на 38.0736 МВт

Снижение загрузки генератора в узле 401 на 39.1098 МВт

Время расчета = 2.1095