

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

А. А. Капанский

**ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ
ПРОЦЕССЫ**

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2022

УДК 621.311.018.782.3(075.8)
ББК 31.27-016.4я73
К20

Рецензенты: профессор каф. «Электротехника» БелГУТа д-р техн. наук,
проф. *А. Б. Невзорова*;
доц. каф. «Информационные технологии» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *В. И. Токочаков*

Капанский, А. А.
К20 Электромеханические переходные процессы : учеб.-метод. пособие / А. А. Капанский. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2022. – 132 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.
ISBN 978-985-535-486-5.

Учебно-методическое пособие предназначено для формирования навыков проведения исследований и анализа установившихся и переходных режимов в электрической сети при возникновении внешних возмущений, моделирования сложных сценариев развития аварийных ситуаций, формирования умений и компетенций анализа устойчивости электроэнергетической системы. Освоение учебного материала направлено на развитие способностей выбора моделей и методов для оценки качества переходных процессов в электроэнергетических системах с использованием ручного счета и специального программного обеспечения RastWin3.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.311.018.782.3(075.8)
ББК 31.27-016.4я73

ISBN 978-985-535-486-5

© Капанский А. А., 2022
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2022

Оглавление

Предисловие	5
Глава 1. Расчет и анализ установившегося режима электрической сети	7
1.1. Теоретические сведения	7
1.2. Практическая часть	14
1.2.1. Порядок выполнения работы	17
1.2.2. Пример выполнения работы	22
Глава 2. Расчет предела передаваемой мощности и анализ статической устойчивости электроэнергетической системы	38
2.1. Теоретические сведения	38
2.2. Практическая часть	43
2.2.1. Порядок выполнения работы	43
2.2.2. Пример выполнения работы	48
Глава 3. Расчет токов короткого замыкания и сопротивления аварийного шунта	64
3.1. Теоретические сведения	64
3.2. Практическая часть	68
3.2.1. Порядок выполнения работы	69
3.2.2. Пример выполнения работы	72
Глава 4. Определение предельного времени отключения короткого замыкания	78
4.1. Теоретические сведения	78
4.2. Практическая часть	82
4.2.1. Порядок выполнения работы	82
4.2.2. Пример выполнения работы	84
Глава 5. Влияние автоматического повторного включения на динамическую устойчивость системы	91
5.1. Теоретические сведения	91
5.2. Практическая часть	93
5.2.1. Порядок выполнения работы	94
5.2.2. Пример выполнения работы	97
Глава 6. Самозапуск асинхронных двигателей	107
6.1. Теоретические сведения	107
6.2. Практическая часть	109
6.2.1. Порядок выполнения работы	112
6.2.2. Пример выполнения работы	114

Глава 7. Пуск синхронных двигателей	118
7.1. Теоретические сведения	118
7.2. Практическая часть	120
7.2.1. Порядок выполнения работы.....	122
7.2.2. Пример выполнения работы	124
Литература	127
Приложение	129

ПРЕДИСЛОВИЕ

Надежность систем электроснабжения обеспечивается комплексом мероприятий, разработка и организация которых невозможна без понимания физических процессов, функционирующих в электроэнергетических системах (ЭЭС) в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Нарушение нормального функционирования энергетической системы приводит к отрицательным последствиям, которые сопровождаются потерей устойчивости параметров режима электроэнергетической системы. Поэтому расчеты и анализ режимов и устойчивости электроэнергетической системы являются неотъемлемой частью при проектировании и в процессе эксплуатации для обоснования пропускной способности линий электропередач, выбора оптимальных параметров сети и параметров релейной защиты и автоматики.

Целью изучения дисциплины «Электромеханические переходные процессы» является углубление знаний по физическим процессам, протекающим в элементах электроэнергетических систем в установившихся и переходных режимах, методам моделирования работы электрической сети при возникновении внешних возмущающих воздействий, а также формирование умений и компетенций анализа устойчивости электроэнергетической системы.

Книга состоит из семи глав и способствует усвоению физики изучаемых явлений, содержит теоретические сведения о средствах и способах управления электромеханическими переходными процессами.

Изучение данного учебно-методического пособия позволяет выработать у студентов навыки практических расчетов и моделирования устойчивости электроэнергетических систем.

В первой главе рассматриваются вопросы расчета и анализа установившегося режима электрической сети в программном комплексе RastrWin3 на примере схемы электрической сети. Подготовленная схема используется во всех остальных работах как базовая расчетная схема электрической сети, в которой происходят различные исследуемые возмущающие воздействия.

Во второй главе изучаются методы моделирования статической устойчивости электроэнергетической системы, выполняется расчет предельного значения передаваемой мощности системы с генераторами без автоматических регуляторов возбуждения, а также с регуляторами пропорционального и сильного действия.

В третьей главе выполняется расчет сопротивления аварийного шунта, который в дальнейшем используется для анализа электродинамической устойчивости работы синхронных генераторов электростанции. Рассматривается методика расчета токов короткого замыкания исследуемой схемы.

В четвертой главе проводится оценка динамической устойчивости электроэнергетической системы при возникновении короткого замыкания, определяется предельное время отключения аварийного режима.

В пятой главе изучаются способы построения моделей для сложных сценариев схемы, исследуется влияние автоматического повторного включения на динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

В шестой и седьмой главах ставятся задачи приобретения навыков моделирования режимов работы асинхронных и синхронных двигателей после возникновения короткого замыкания, исследуются процессы пуска и самозапуска электродвигателей.

Освоение учебного материала направлено на развитие способностей выбора моделей и методов для оценки качества переходных процессов в электроэнергетических системах с использованием ручного счета и специального программного обеспечения.

ГЛАВА 1

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В первой главе рассматриваются вопросы расчета и анализа установившегося режима электрической сети в программном комплексе RastrWin3 на примере схемы электрической сети, которая используется в последующих главах как базовая расчетная схема электрической сети, в которой происходят и анализируются различные исследуемые возмущающие воздействия.

1.1. Теоретические сведения

В настоящее время основными программными комплексами для решения электроэнергетических задач являются [1]:

- 1) RastrWin3. ООО «Фонд кафедры АЭС им. Д. А. Арзамасцева», г. Екатеринбург, Россия;
- 2) Mustang. ВДЦ Балтии, Латвия;
- 3) EUROSTAG. Компания Tractebel Engineering, Бельгия;
- 4) dWRES. НИИЛ «Электроэнергетические системы и их автоматизация», г. Минск, Беларусь;
- 5) DAKAR. ELEKS Software Представительство в СНГ – г. Львов, Украина;
- 6) АНАРЭС-2000. ООО «ИДУЭС», г. Новосибирск, Россия и ЗАО «Энергетические технологии», г. Иркутск, Россия;
- 7) PSS/E. Компания Siemens, Германия;
- 8) DigSilent. Компания DIgSILENT GmbH, Германия;
- 9) Космос. ЗАО «Институт энергетических систем», г. Москва, Россия.

Установившимся режимом электрической цепи при постоянных источниках тока и напряжения называют такое состояние, при котором ток в любой ветви и напряжения в любом узле остаются неизменными в течение длительного времени [2]–[4]. В данном учебно-методическом пособии для моделирования установившегося и переходного режима использован программный комплекс RastrWin3, предназначенный для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. Программный комплекс используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Сербии [5].

В расчетах установившихся режимов источники и приемники электрической энергии, включенные в узлах схемы, могут быть представлены реальными источниками ЭДС, реальными источниками тока, идеальными источниками тока (задающими токами) и шунтами сопротивления или проводимости [6].

Источники электрической энергии. Источники, соответствующие генераторам электрических станций, могут задаваться при расчетах на ЭВМ установившихся режимов следующим образом [7], [8]:

1. Постоянные активная и реактивная мощности:

$$P_r = \text{const}; Q_r = \text{const}. \quad (1.1)$$

Задание постоянной активной мощности соответствует реальному режиму работы электростанции в электрической схеме и поддерживается за счет регулирования частоты на генераторах. Задание постоянной реактивной мощности не соответствует реальному управлению режимом в электрической системе, так как на генераторах нет регуляторов реактивной мощности. Задание $Q_r = \text{const}$ часто бывает необходимо при расчетах установившихся или оптимальных режимов, например, в тех случаях, когда Q_r необходимо принять равным его предельному допустимому значению. Обычно для генерирующих узлов при фиксированных P_r и Q_r не известны модуль и фаза напряжения узла U_r и δ_r .

2. Постоянные активная мощность и модуль напряжения:

$$P_r = \text{const}; U_r = \text{const}. \quad (1.2)$$

Регулируемый генератор с заданными уставками активной мощности и модуля напряжения в узле, в котором активная мощность генератора постоянна и не зависит от режима сети. Для поддержания заданного модуля напряжения изменяется реактивная мощность генератора в пределах регулировочного диапазона от Q_{\min} до Q_{\max} . Свободными параметрами режима являются реактивная мощность генератора Q_r и угол напряжения узла δ_r . Располагаемая реактивная мощность генераторов ограничивается сверху двумя факторами:

а) ток статора не должен превышать максимально допустимого значения;

б) ток возбуждения не должен превышать максимально допустимого значения (при номинальной частоте этому соответствует ограничение величины ЭДС, генерируемой в статоре).

При расчете режима необходимо стремиться поддерживать коэффициент мощности близким к номинальному, в котором минимальное значение реактивной мощности генератора Q_{\min} ограничивается по минимальному току ротора генератора и определяется максимальным $\cos \varphi_{\max}$ ($\sim 0,95$), а максимальное значение, как правило, соответствует $\cos \varphi_{\min} = 0,85$ (для некоторых турбогенераторов минимальное значение $\cos \varphi = 0,80$). Дальнейшее снижение тока возбуждения генератора привело бы к значительному снижению ЭДС статорной обмотки и снижению выдачи генератором активной мощности генератора ниже номинальной. Следует отметить, что в реальных условиях предельные эксплуатационные режимы по активной и реактивной мощности генерирующих установок определяются PQ-диаграммами, которые предоставляются производителями оборудования. В программном комплексе RastrWin3 существует возможность задать PQ-диаграмму генератора в виде кусочно-линейной функции в меню Открыть \rightarrow Генератор (УР) \rightarrow Диаграмм PQ.

3. Постоянные модуль и фаза напряжения:

$$U_r = \text{const}; \delta_r = \text{const}. \quad (1.3)$$

Свободными параметрами режима являются активная P_r и реактивная мощность генератора Q_r . Этот способ задания исходных данных соответствует узлам, балансирующим по активной и реактивной мощности. В расчетах установившегося режима возможно задание нескольких балансирующих узлов, каждый из которых соответствует станции, участвующей в регулировании частоты, принимающей на себя небалансы активной мощности.

Линии электропередач. Воздушную линию напряжением 110 кВ и выше длиной до 300–400 км обычно представляют П-образной схемой замещения, приведенной на рис. 1.1.

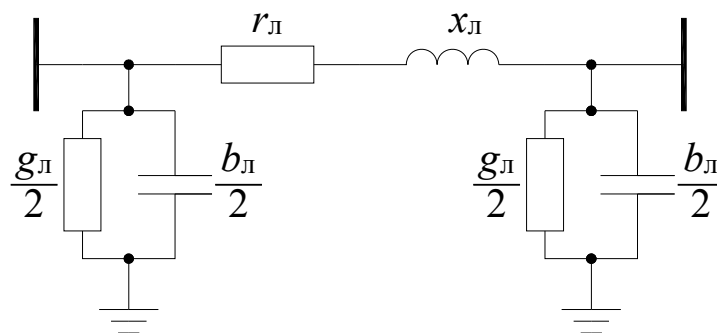


Рис. 1.1. Схема замещения воздушной линии электропередач

Активное $r_{\text{л}}$ и реактивное $x_{\text{л}}$ сопротивление линии, Ом, определяется по формулам:

$$r_{\text{л}} = r_0 l; \quad (1.4)$$

$$x_{\text{л}} = x_0 l, \quad (1.5)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км; x_0 – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км; l – длина линии, км.

Активная и реактивная проводимость линии, См, определяется по формулам:

$$g_{\text{л}} = g_0 l; \quad (1.6)$$

$$b_{\text{л}} = b_0 l, \quad (1.7)$$

где g_0 – удельная активная проводимость линии, См/км; b_0 – удельная реактивная проводимость линии, См/км.

Двухобмоточный трансформатор можно представить в виде Г-образной схемы замещения, приведенной на рис. 1.2.

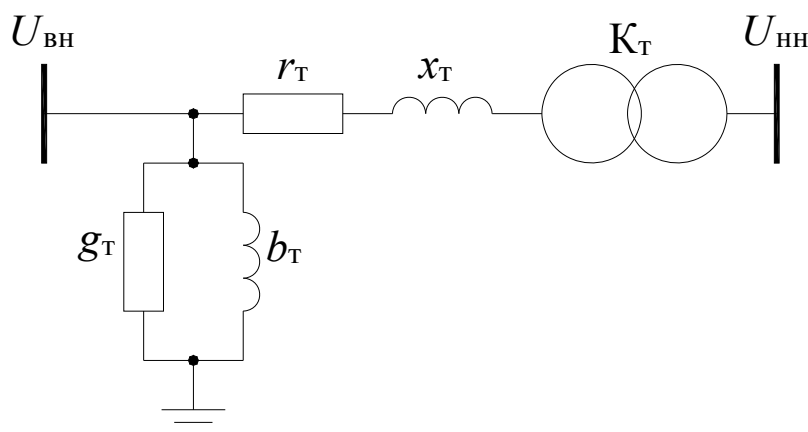


Рис. 1.2. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Эквивалентное активное $r_{\text{т}}$ и реактивное $x_{\text{т}}$ сопротивление для n параллельно подключенных трансформаторов, Ом, определяется по формулам:

$$r_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{BH}}^2}{n S_{\text{т.ном}}^2} 10^{-3}; \quad (1.8)$$

$$x_T = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{n S_{T.HOM}}, \quad (1.9)$$

где ΔP_K – потери мощности короткого замыкания, кВт; n – количество параллельно подключенных трансформаторов; $S_{T.HOM}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ · А; $U_{K\%}$ – напряжения короткого замыкания, %.

Эквивалентная активная g_T и реактивная b_T проводимость для n параллельно подключенных трансформаторов, См, определяется по формулам:

$$g_T = \frac{n \Delta P_x}{U_{BH}^2} 10^{-3}; \quad (1.10)$$

$$b_T = \frac{n I_{x\%} S_{T.HOM}}{100 U_{BH}^2}, \quad (1.11)$$

где U_{BH} – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ; ΔP_x – потери активной мощности холостого хода, кВт; $I_{x\%}$ – ток холостого хода трансформатора, %.

Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор можно представить в виде схемы трехлучевой звезды, приведенной на рис. 1.3.

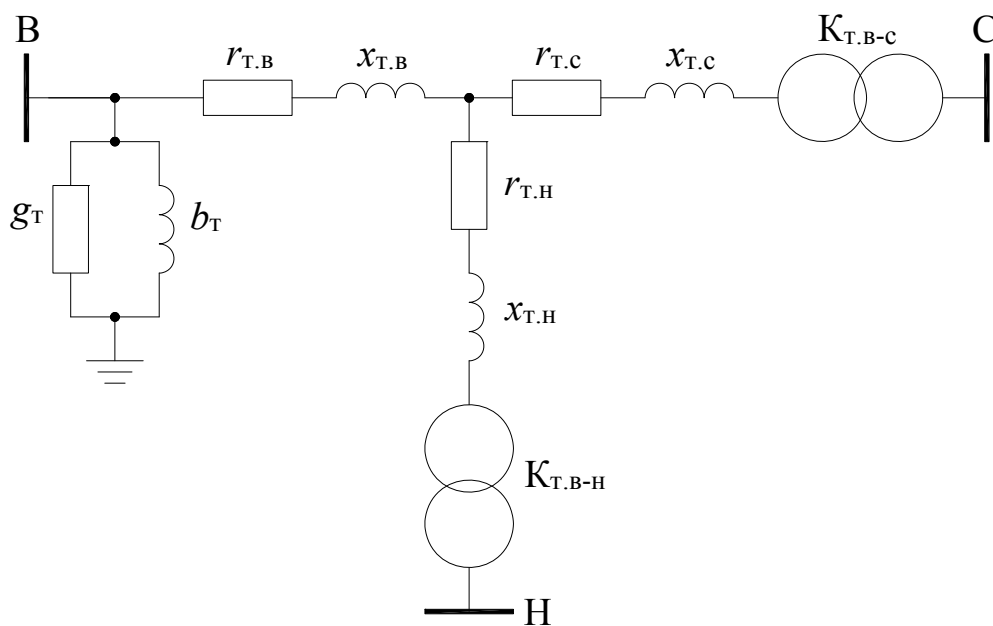


Рис. 1.3. Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора

В отличие от двухобмоточного трансформатора у трехобмоточного трансформатора напряжение нормируется и определяется для каждой пары его обмоток. Определение напряжения короткого замыкания на соответствующей стороне напряжения трансформатора осуществляется по формулам:

$$U_{к.в} = 0,5(U_{к.в-н} + U_{к.в-с} - U_{к.н-с}), \quad \% \quad (1.12)$$

$$U_{к.с} = 0,5(U_{к.в-с} + U_{к.н-с} - U_{к.в-н}), \quad \% \quad (1.13)$$

$$U_{к.н} = 0,5(U_{к.н-с} + U_{к.в-н} - U_{к.в-с}), \quad \% \quad (1.14)$$

где $U_{к.в-с}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками высшего и среднего напряжения, %; $U_{к.в-н}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками высшего и низшего напряжения, %; $U_{к.н-с}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора между обмотками среднего и низшего напряжения, %.

Реактивные сопротивления, Ом, для n параллельно подключенных трехобмоточных трансформаторов или автотрансформатора стороны высокого, среднего и низкого напряжения определяются по формулам:

$$x_{т.в} = \frac{U_{к.в\%}}{100} \cdot \frac{U_{вн}^2}{nS_{т.ном}}; \quad x_{т.с} = \frac{U_{к.с\%}}{100} \cdot \frac{U_{вн}^2}{nS_{т.ном}}; \quad x_{т.н} = \frac{U_{к.н\%}}{100} \cdot \frac{U_{вн}^2}{nS_{т.ном}}. \quad (1.15)$$

Активные сопротивления, Ом, для n параллельно подключенных трехобмоточных трансформаторов или автотрансформатора стороны высокого, среднего и низкого напряжения определяются по формулам:

$$r_{т.в} = \frac{\Delta P_{к.в} U_{вн}^2}{nS_{т.ном}^2} 10^{-3}; \quad r_{т.с} = \frac{\Delta P_{к.с} U_{вн}^2}{nS_{т.ном}^2} 10^{-3}; \quad r_{т.н} = \frac{\Delta P_{к.н} U_{вн}^2}{nS_{т.ном}^2} 10^{-3}. \quad (1.16)$$

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов задаются три значения потерь короткого замыкания по парам обмоток $\Delta P_{к.в-с}$, $\Delta P_{к.в-н}$ и $\Delta P_{к.с-н}$. Каждое из каталожных значений $\Delta P_{к}$ относится к одному из трех возможных опытов короткого замыкания. При этом потери короткого замыкания каждой обмотки определяются по формулам:

$$\Delta P_{к.в} = 0,5(\Delta P_{к.в-н} + \Delta P_{к.в-с} - \Delta P_{к.н-с}); \quad (1.17)$$

$$\Delta P_{к.с} = 0,5(\Delta P_{к.в-с} + \Delta P_{к.н-с} - \Delta P_{к.в-н}); \quad (1.18)$$

$$\Delta P_{к.н} = 0,5(\Delta P_{к.н-с} + \Delta P_{к.в-н} - \Delta P_{к.в-с}). \quad (1.19)$$

При наличии в каталожных данных одного значения потерь короткого замыкания ΔP_K определяется общее сопротивление рассматриваемых обмоток по формуле

$$r_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_K U_{\text{ВН}}^2}{n S_{\text{Т.НОМ}}^2} 10^{-3}. \quad (1.20)$$

Если мощности обмоток трансформатора одинаковы, тогда активные сопротивления рассматриваемых обмоток определяются по формуле

$$r_{\text{Т.В}} = r_{\text{Т.С}} = r_{\text{Т.Н}} = 0,5 r_{\text{общ}}. \quad (1.21)$$

Если у автотрансформатора в каталожных данных указано значение потерь активной мощности, приведенное только для одной пары обмоток высшего и среднего напряжения, тогда сопротивления рассматриваемых обмоток определяются по формулам:

$$r_{\text{Т.В}} = r_{\text{Т.С}} = \frac{\Delta P_{\text{К.В-С}} U_{\text{ВН}}^2}{2n S_{\text{Т.НОМ}}^2} 10^{-3}; \quad (1.22)$$

$$r_{\text{Т.Н}} = r_{\text{Т.В}} \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{S_{\text{Т.Н.НОМ}}}, \quad (1.23)$$

где $S_{\text{Т.Н.НОМ}}$ – номинальная мощность обмотки низкого напряжения автотрансформатора, МВ · А.

Электрическая нагрузка. В зависимости от характера потребителя различают следующие виды задания нагрузки:

- Нагрузка задана постоянным сопротивлением шунта $r_H = \text{const}$, $x_H = \text{const}$. В этом случае мощность нагрузки является квадратичной функцией от напряжения:

$$P_H = \frac{U_H^2}{r_H}; \quad Q_H = \frac{U_H^2}{x_H}, \quad (1.24)$$

где U_H – напряжение на шинах нагрузки, кВ.

- Нагрузка задана постоянным током $I_H = \text{const}$, тогда мощность является линейной функцией от напряжения:

$$P_H = U_H I_{\text{н.а}}; \quad Q_H = U_H I_{\text{н.р}}, \quad (1.25)$$

где $I_{\text{н.а}}$, $I_{\text{н.р}}$ – активная и реактивная составляющие тока нагрузки, кА.

• Нагрузка задана постоянной мощностью $P_H = \text{const}$, $Q_H = \text{const}$, т. е. мощность не зависит от напряжения.

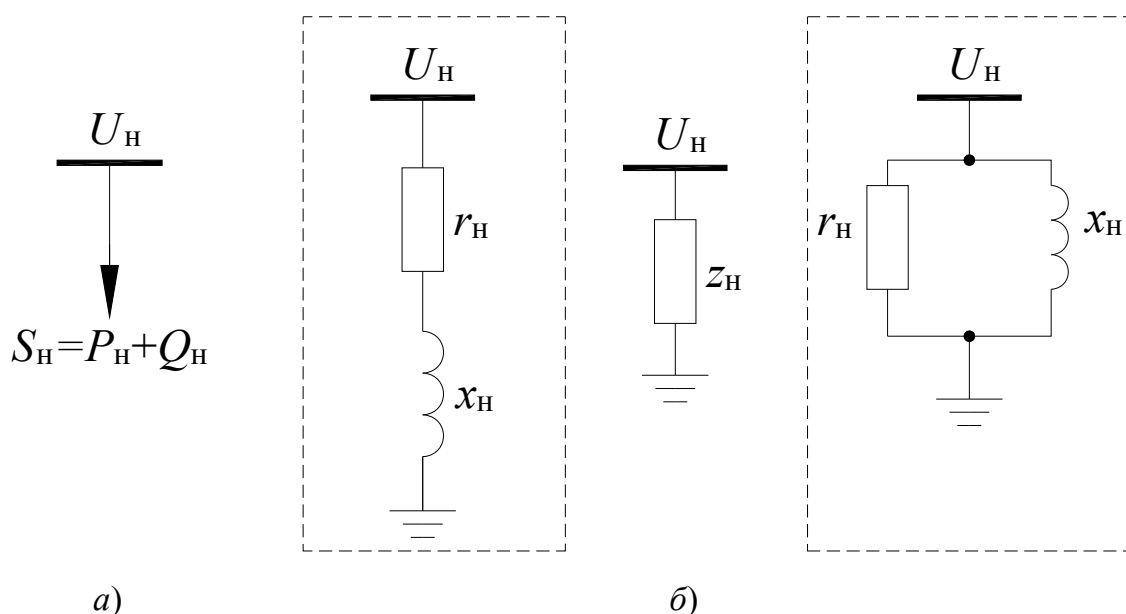


Рис. 1.4. Представления электрической нагрузки:
 а – в виде постоянной мощности; б – в виде $Z_H = \text{const}$
 с различными вариантами соединения сопротивления

На рис. 1.4 приведены различные варианты представления нагрузки в схемах электрической сети.

1.2. Практическая часть

Исследуемая схема электрической сети

В учебно-методическом пособии рассматривается пример расчета установившегося и переходного режима электрической сети, приведенной на рис. 1.5.

Расчетная схема электрической сети состоит из электрической станции «Ст» с установленными синхронными турбогенераторами, электрической системы «ЭС», двухобмоточного повышающего и понижающего трансформатора Т1 и Т4 соответственно, трехобмоточного трансформатора Т3, автотрансформатора связи с энергосистемой Т2 и электрических нагрузок S_1-S_8 , состояние которых задается на схеме электрическим ключом.

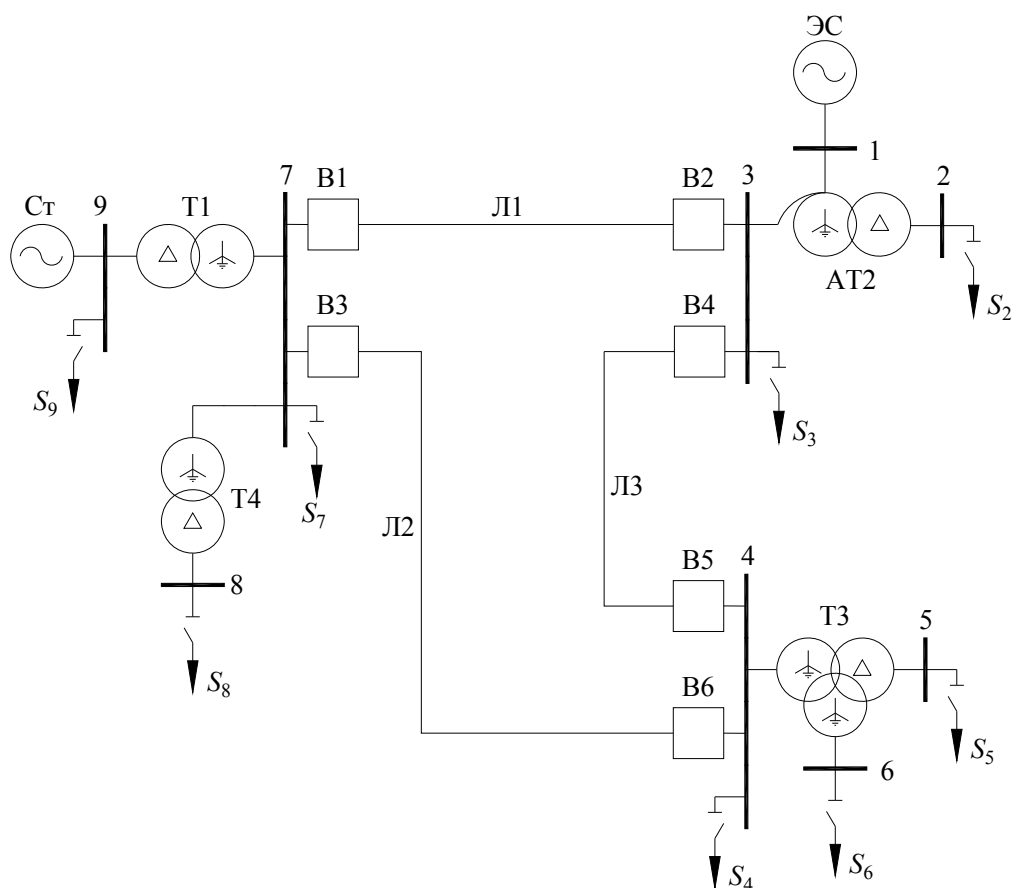


Рис. 1.5. Расчетная схема электрической сети

Варианты заданий для самостоятельной работы

Вариант задания на выполнение исследования электрической сети для самостоятельной работы состоит из двух цифр: номера варианта по журналу и последней цифры номера паспорта. Первая цифра определяет варианты из табл. 1.1, задающие технические характеристики элементов электрической схемы (рис. 1.5).

Таблица 1.1

Номер вариантов задания по таблицам приложения

Номер варианта по журналу	Таблица П.1 (Ст.)	Таблица П.2 (ЭС)	Таблица П.3 (Т1)	Таблица П.4 (Т2)	Таблица П.5 (Т3)	Таблица П.6 (Т4)	Таблица П.7 (S1–S9)	Таблица П.8 (Л1–Л3)
1	1	2	1	1	1	2	4	1
2	2	3	2	2	2	1	2	2
3	3	1	4	3	2	3	4	3
4	4	4	4	3	2	1	2	4
5	5	1	5	3	2	2	3	1
6	1	2	1	3	1	3	1	2
7	2	1	1	2	1	1	2	3

Окончание табл. 1.1

Номер варианта по журналу	Таблица П.1 (Ст.)	Таблица П.2 (ЭС)	Таблица П.3 (Т1)	Таблица П.4 (Т2)	Таблица П.5 (Т3)	Таблица П.6 (Т4)	Таблица П.7 (S1–S9)	Таблица П.8 (Л1–Л3)
8	3	4	4	3	2	2	3	4
9	4	2	5	2	2	3	4	1
10	5	4	5	3	2	2	2	2
11	1	3	1	3	2	1	1	3
12	2	2	2	1	1	2	5	4
13	3	1	5	2	2	3	4	1
14	4	5	4	3	1	2	5	2
15	5	3	5	3	2	2	1	3
16	1	3	1	3	2	1	2	4
17	2	1	1	2	1	2	2	1
18	3	2	4	3	2	3	2	2
19	4	4	4	1	2	2	3	3
20	5	1	5	3	2	2	2	4
21	1	2	1	3	1	2	3	1
22	2	2	2	3	2	2	2	2
23	3	2	4	2	1	2	4	3
24	4	4	4	2	1	3	2	4
25	5	1	5	3	2	3	1	1

В табл. 1.2 в соответствии с последней цифрой паспорта определяются состояния ключей в электрической схеме, приведенной на рис. 1.5.

Таблица 1.2

Состояние ключей электрической нагрузки

Последняя цифра паспорта	Нагрузка S_2	Нагрузка S_3	Нагрузка S_4	Нагрузка S_5	Нагрузка S_6	Нагрузка S_7	Нагрузка S_8	Нагрузка S_9
0	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.
1	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.
2	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.
3	ВКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.
4	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.
5	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.
6	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.
7	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.
8	ВКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.
9	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.	ОТКЛ.	ВКЛ.

1.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. В соответствии с вариантом задания работы в табличной форме подготовьте исходные данные расчетной схемы электрической сети с указанием номинальных параметров всех элементов расчетной схемы.

2. Нарисуйте схему электрических соединений, используя систему автоматизированного проектирования AutoCAD, при этом на схеме рис. 1.5 необходимо указать заданное состояние электрического ключа (табл. 1.2) и убрать неиспользуемые электрические нагрузки.

3. Нарисуйте схему замещения электрической сети с указанием всех узлов и ветвей. Пронумеруйте все узлы электрической сети, включая промежуточные, к которым относятся, к примеру, дополнительный узел, соединяющий обмотки высокого, среднего и низкого напряжения модели трехмоточного трансформатора, который представляется трехлучевой звездой (рис. 1.3). Номер узла должен быть уникальным положительным числом, сквозная нумерация необязательна. Для простоты ориентации в схеме узлам, относящимся к одному объекту, целесообразно давать похожие номера (7, 17, 107, 1007 и т. д.). Выбранные номера узлов следует нанести на схему сети.

Для каждого узла определите его номинальное напряжение и нанесите на схему замещения. Полученную схему замещения, нарисованную в среде AutoCAD, необходимо включить в отчет работы.

4. Выполните подготовительные расчеты по определению параметров электрической сети в системе именованных единиц в соответствии с расчетными формулами, приведенными в параграфе 1.1.

5. Запустите программный комплекс RastrWin3. Выполните действия Файлы → Новый. В открывшемся окне выберите шаблон «режим. rg2» и сохраните в рабочую директорию с указанием в качестве названия номера работы, фамилии автора и двух цифр варианта задания (Например: Иванов ИИ_ЛР1_вар25, вар. rg2). В дальнейшем этот файл будет использоваться при выполнении следующих самостоятельных работ.

6. В меню Открыть → Узлы → Узлы и Открыть → Ветви → Ветви введите соответствующие параметры схемы, рассчитанные в п. 4. Ввод схемы рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер и номинальное

напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления.

7. Для узлов с генераторами или компенсаторами дополнительно задайте пределы изменения реактивной мощности. Для этого в соответствии с вариантом задания необходимо определить суммарную активную мощность генерации по формуле

$$P_{\Gamma\Sigma} = P_{\Gamma.H} n, \quad (1.26)$$

где $P_{\Gamma.H}$ – номинальная активная мощность генератора электростанции, МВт; n – количество генераторов.

Определите пределы регулирования реактивной мощности электростанции:

$$Q_{\Gamma \min \Sigma} = P_{\Gamma.H} \cdot n \cdot \operatorname{tg}(\operatorname{acos} \varphi_{\max}), \quad Q_{\Gamma \max \Sigma} = P_{\Gamma.H} \cdot n \cdot \operatorname{tg}(\operatorname{acos} \varphi_{\min}), \quad (1.27)$$

где $\operatorname{cos} \varphi_{\min}$ – минимальный (0,80) и максимальный (0,95) коэффициенты активной мощности электростанции соответственно.

Для подготовки информации по генераторам существует форма Открыть → Генераторы (Ур) → Генераторы (Ур), в которой необходимо указать **N узла**, суммарную активную мощность $P (P_{\Gamma\Sigma})$ и Q_{\min} , Q_{\max} ($Q_{\Gamma \min \Sigma}$, $Q_{\Gamma \max \Sigma}$), минимальную и максимальную реактивную генерацию.

Для генераторов также задается желаемый (фиксированный) модуль напряжения V_{zd} (Открыть → Узлы → Узлы). Особенности задания исходных данных для таких узлов объясняются действием регуляторов возбуждения синхронных машин (СМ). Обычно СМ поддерживает неизменным модуль напряжения на шинах высокого напряжения (за трансформатором) или на шинах генераторного напряжения за счет регулирования реактивной мощности, выдаваемой СМ.

В ходе расчета режима ПО RastrWin3 контролирует реактивную мощность и при нарушении одного из заданных пределов фиксирует реактивную мощность на его значении и освобождает модуль напряжения.

Наименования наиболее встречаемых параметров узла в ПО RastrWin3 приведены в табл. 1.3, ветви – в табл. 1.4, генераторы УР – в табл. 1.5.

Таблица 1.3

Параметры узлов (Открыть → Узлы → Узлы)

Наименование параметра	Описание
Состояние узла	Отключен/включен
Номер	Номер узла
N_сxn	Номер статической характеристики нагрузки
Название	Название узла
U_ном	Номинальное напряжение
P_н, Q_н	Мощность нагрузки
P_г, Q_г	Мощность генерации
Q_min, Q_max, V_зд	Пределы генерации реактивной мощности и заданный модуль напряжения. В узле фиксируется модуль V_зд, если он не равен нулю и задано $q_{min} < q_{max}$
G_ш, B_ш	Проводимость шунта на землю (ШР или БСК), мкСм
V, Delta	Расчетный модуль и угол напряжения. Для базисных узлов – исходные данные, для остальных – расчетные величины

Таблица 1.4

Параметры узлов (Открыть → Ветви → Ветви)

Наименование параметра	Описание
N_кон, N_нач	Номера узлов, ограничивающих ветвь
N_п	Номер ветви в группе параллельных
R, X	Соответствующие сопротивления
G, B	Проводимости, мкСм. Для ЛЭП – общая проводимость шунтов П-образной схемы ($B < 0$), для трансформатора – проводимость шунта холостого хода для Г-образной схемы ($B > 0$)
K_T/r, K_T/i	Вещественная и мнимая составляющие коэффициента трансформации

Таблица 1.5

**Параметры генераторов установившегося режима
(Открыть → Генераторы (УР) → Генераторы (УР))**

Наименование параметра	Описание
Название	Название генератора
N узла	Номер узла, в который подсоединен генератор
P	Активная мощность генерации
Pmin, Pmax	Минимальная/максимальная активная генерация
Qmin, Qmax	Минимальная/максимальная реактивная генерация
N_PQ	Номер PQ-характеристики (диаграмма мощности генератора)

8. Выполните контроль исходной информации, необходимый для проверки допустимости введенных данных (Расчет → Контроль). Расчет установившегося режима можно выполнять после исправления всех ошибок, обнаруженных программой контроля. Для выполнения расчета установившегося режима нужно перейти в меню «Расчеты» и выбрать команду «Режим». В процессе расчета в протокол выводится таблица сходимости, в которой отображаются величины, характеризующие итерационный процесс метода Ньютона.

Режим может разойтись. Причины расходимости расчета указываются в протоколе, в зависимости от чего выбирается способ балансировки режима. Параметрами расчета режима можно управлять с помощью меню Расчеты → Параметры → Режим.

9. При расчете режима определяются напряжения узлов, токи, потоки мощности, углы сдвига между расчетными векторами напряжений. Напряжения узлов должны находиться в допустимых пределах (табл. 1.6) [9], [10].

Таблица 1.6

Допустимые пределы напряжений

Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Пределы допустимых напряжений для узлов с нагрузкой $U_{доп}$, кВ	
	Минимальное	Максимальное
10	10,5	11
110	115	121
220	220	252
330	330	363

При отклонении напряжений сети от допустимых значений необходимо выполнить регулирование параметров режима путем [10], [11]:

а) изменения напряжения в балансирующем узле в пределах от 115 до 121 кВ;

б) изменения напряжения генераторов в пределах от $U_{н.г}$ до $1,05U_{н.г}$;

в) регулирования напряжения на трансформаторных подстанциях путем изменения коэффициента трансформации в соответствии с пределами устройства регулирования под нагрузкой (РПН) или устройства переключения без возбуждения (ПБВ):

$$K_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}} \pm n\Delta U}, \quad (1.28)$$

где n – шаг регулирования; ΔU – степень регулирования напряжения, кВ, определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{\%}}{100} U_{\text{вн}}, \quad (1.29)$$

где $\Delta U_{\%}$ – степень регулирования напряжения, %; $U_{\text{вн}}$ – номинальное напряжения обмотки высокого напряжения, кВ.

Стоит учесть, что повышающие трансформаторы электростанций, как правило, оснащаются устройствами ПБВ, в связи с чем в расчетах установившегося режима принятая в исходном режиме величина коэффициента трансформации в дальнейшем не регулируется;

г) регулирования напряжения изменением потоков реактивной мощности. Для изменения потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства – батареи конденсаторов (БК), синхронные компенсаторы (СК), а также шунтирующие реакторы (ШР).

10. После балансировки проведите анализ расчетных значений параметров режима. Для этого следует сравнить фактические напряжения с номинальными, определить загрузку линии и потери активной и реактивной мощности, провести анализ перетоков мощности и углов напряжений в узлах электрической сети.

11. Постройте графическое отображение расчетной схемы в RastrWin3, для чего в меню Файлы → Новый необходимо выбрать шаблон «графика.grf». После выполнения работы по подготовке схемы шаблон необходимо сохранить с соответствующим расширением (Файлы → Сохранить как... и выбрать тип файла «графика (*.grf)»). В качестве названия файла следует также указать номер работы, фамилию и два варианта задания (Например: Иванов ИИ_ЛР1_вар25, var.grf).

Построение схемы выполняется в меню программы Открыть → → Графика. Для отображения на графике необходимых узлов и ветвей расчетной модели необходимо воспользоваться окном ввода узлов. Для отображения всех ветвей, связанных с узлом, нужно, удерживая необходимый узел левой кнопкой мыши, нажать клавишу «Пробел». Для изменения ориентации шин необходимо воспользоваться левой кнопкой мыши и нажать клавишу «Alt» или «Shift». Полное описание работы с графикой описано в Руководстве пользователя программы [5].

1.2.2. Пример выполнения работы

Рассмотренный ниже пример расчета может использоваться в качестве шаблона оформления самостоятельной работы.

Вариант задания:

- по табл. 1.1 – 25 (параметры оборудования);
- по табл. 1.2 – 9 (состояние ключа в электрической схеме).

На рис. 1.6 приведена расчетная схема электрической сети для вариантов 25 (табл. 1.1) и 9 (табл. 1.2).

В табл. 1.7 приведены номера вариантов задания для определения параметров элементов расчетной схемы электрической сети.

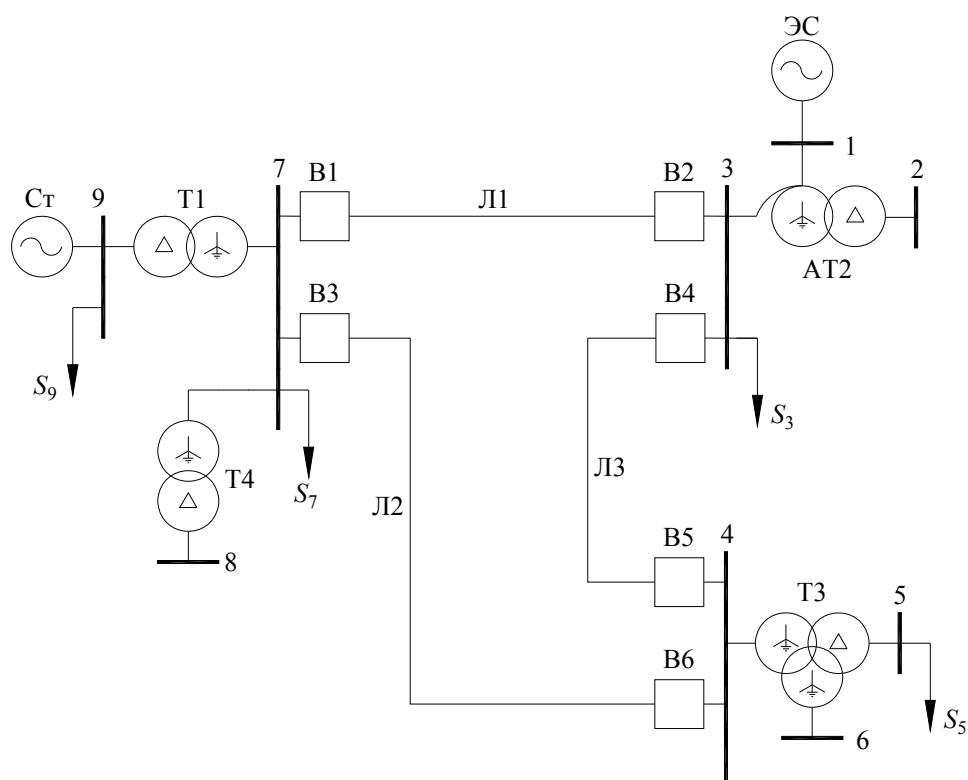


Рис. 1.6. Расчетная схема электрической сети для вариантов 25 (табл. 1.1) и 9 (табл. 1.2)

Таблица 1.7

Номера вариантов задания для расчетной схемы электрической сети

Номер таблицы	Таблица П.1 (Ст.)	Таблица П.2 (ЭС)	Таблица П.3 (Т1)	Таблица П.4 (Т2)	Таблица П.5 (Т3)	Таблица П.6 (Т4)	Таблица П.7 (S1–S9)	Таблица П.8 (Л1–Л3)
Вариант	5	1	5	3	2	3	1	1

На рис. 1.7 приведена схема замещения электрической сети для вариантов 25 (табл. 1.1) и 9 (табл. 1.2).

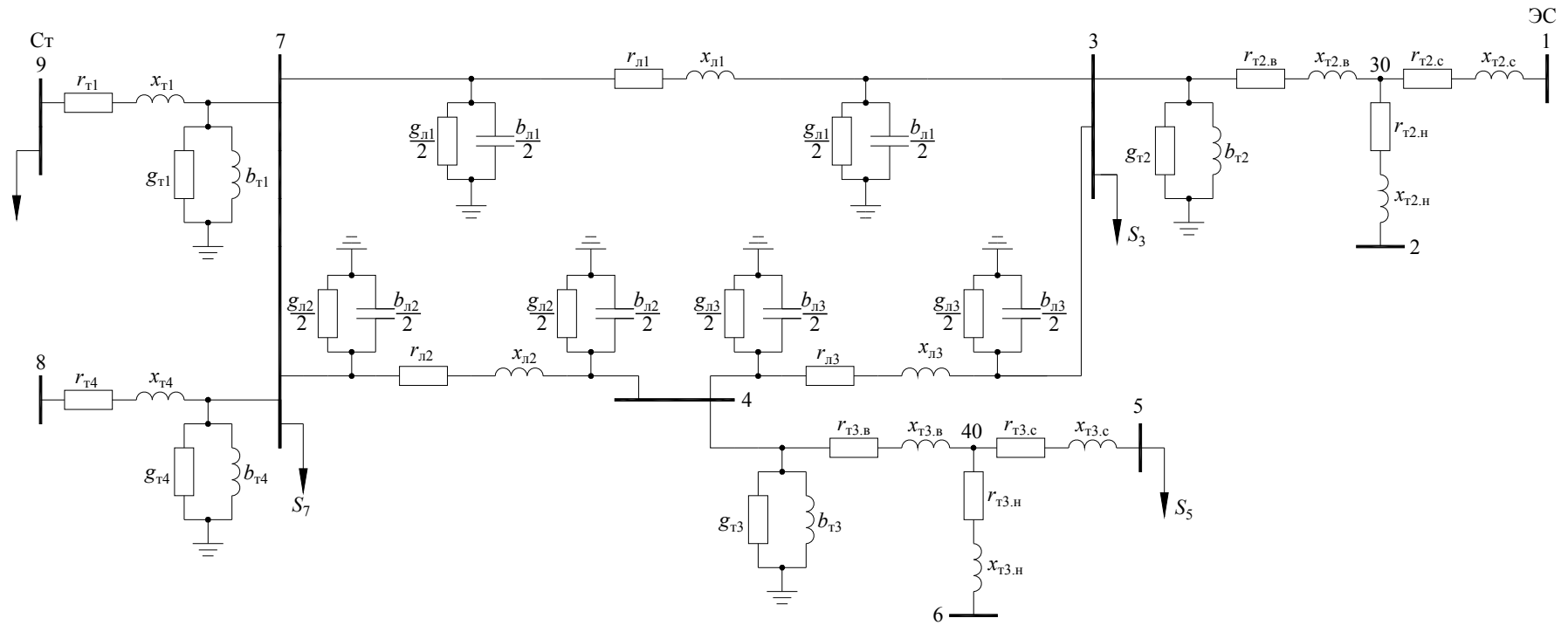


Рис. 1.7. Схема замещения электрической сети для вариантов 25 (табл. 1.1) и 9 (табл. 1.2)

В табл. 1.8 приведены параметры элементов схемы электрической сети.

Таблица 1.8

Номинальные параметры трансформаторов

Наименование параметра	Единица измерения	Номер трансформатора			
		T1	AT2	T3	T4
Тип трансформатора	–	ТЦ-630000/330	АТДЦТН-250000/330/110	Изготавливается под заказ	ТДЦ-250000/330
Номинальная мощность $S_{НОМ}$	МВ · А	630	250	200	250
Номинальная мощность обмотки НН $S_{Н.НОМ}$	МВ · А	–	100	–	–
Пределы регулирования	–	$\pm 8 \times 1,5 \%$	$\pm 8 \times 1,5 \%$	$\pm 8 \times 1,5 \%$	$\pm 8 \times 1,5 \%$
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$, на стороне:	кВ	–	–	–	–
ВН	кВ	347	330	330	347
СН	кВ	–	115	115	–
НН	кВ	20	10,5	10,5	10,5
Напряжение короткого замыкания $U_{к}$, на стороне:	%	11,0	–	–	11,0
В-С	%	–	10,5	10,5	–
В-Н	%	–	54	38	–
С-Н	%	–	42	25	–
Мощность короткого замыкания $\Delta P_{к}$	кВт	1300	–	–	605
В-С	–	–	660	560	–
В-Н	–	–	490	–	–
С-Н	–	–	400	–	–
Мощность холостого хода $\Delta P_{х}$	кВт	405	165	155	240
Ток холостого хода $I_{х}$	%	0,35	0,55	0,45	0,45
Количество, шт.	шт.	2	3	2	2

Номинальные параметры генераторов и электрической сети приведены в табл. 1.9. Номинальные параметры линий электропередачи приведены в табл. 1.10.

Таблица 1.9

Номинальные параметры генераторов и электрической сети

Наименование параметра	Единица измерения	Тип источника питания	
		генератор	система
Тип генератора	–	ТВВ-320	–
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$	МВт	320	8000
Коэффициент мощности $\cos\varphi$	–	0,85	0,85
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	кВ	20	110
Сверхпереходное сопротивление x_d''	о. е.	0,173	–
Переходное сопротивление x_d'	о. е.	0,258	0,25
Сопротивление по продольной оси x_d	о. е.	1,698	–
Сопротивление обратной последовательности x_2	о. е.	0,211	–
Сопротивление нулевой последовательности x_0	о. е.	0,088	–
Постоянная инерции T_j	с	6,4	–
Постоянная инерции по продольной оси T_{d0}	с	6,87	–
Количество	шт.	2	–

Таблица 1.10

Номинальные параметры линий Л1–Л3

Наименование параметра	Единица измерения	Номер линии		
		Л1	Л2	Л3
Марка и число проводов в фазе	–	2×АС-240/32	2×АС-240/32	2×АС-240/32
Удельное активное сопротивление r_0	Ом/км	0,06	0,06	0,06
Удельное реактивное сопротивление x_0	Ом/км	0,331	0,331	0,331
Удельная активная проводимость g_0	См/км · 10 ⁻⁶	0,0345	0,0345	0,0345

Наименование параметра	Единица измерения	Номер линии		
		Л1	Л2	Л3
Удельная реактивная проводимость b_0	См/км · 10 ⁻⁶	3,38	3,38	3,38
Допустимый ток $I_{\text{доп}}$	кА	1,21	1,21	1,21
Длина провода l	км	180	90	100

Определяем параметры схемы замещения (рис. 1.7) в именованных единицах.

Синхронные генераторы электростанции представляем в расчетах постоянной активной мощностью $P_{\Gamma} = \text{const}$ и постоянным напряжением на шинах генератора $U_{\Gamma} = \text{const}$. Суммарная активная мощность электростанции:

$$P_{\Gamma\Sigma} = P_{\Gamma.н} \cdot n = 320 \cdot 2 = 640 \text{ МВт.}$$

Номинальная суммарная реактивная мощность электростанции:

$$Q_{\Gamma\Sigma} = P_{\Gamma.н} \cdot n \cdot \text{tg}(\text{acos } \varphi_{н.г}) = 320 \cdot 2 \text{tg}(\text{acos}(0,85)) = 397 \text{ Мвар.}$$

Пределы регулирования реактивной мощности:

$$Q_{\Gamma\text{min}\Sigma} = P_{\Gamma.н} \cdot n \cdot \text{tg}(\text{acos } \varphi_{\text{max}}) = 320 \cdot 2 \text{tg}(\text{acos}(0,95)) = 210 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\Gamma\text{max}\Sigma} = P_{\Gamma.н} \cdot n \cdot \text{tg}(\text{acos } \varphi_{\text{min}}) = 320 \cdot 2 \text{tg}(\text{acos}(0,80)) = 480 \text{ Мвар.}$$

Двухобмоточный трансформатор Т1. Эквивалентное активное r_{Γ} и реактивное x_{Γ} сопротивление для двух параллельно подключенных трансформаторов определяется по формулам (1.8) и (1.9) соответственно:

$$r_{\Gamma 1} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{вн}}^2}{n S_{\Gamma.н\text{ом}}^2} 10^{-3} = \frac{1300 \cdot 347^2}{2 \cdot 630^2} 10^{-3} = 0,197 \text{ Ом.}$$

$$x_{\Gamma 1} = \frac{U_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{n S_{\Gamma.н\text{ом}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{347^2}{2 \cdot 630} = 10,51 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная активная g_{Γ} и реактивная b_{Γ} проводимость для двух параллельно подключенных трансформаторов определяется по формулам (1.10) и (1.11) соответственно:

$$g_{T1} = \frac{n\Delta P_x}{U_{BH}^2} 10^{-3} = \frac{2 \cdot 405}{347^2} 10^{-3} \cdot 10^6 = 6,73 \text{ мкСм};$$

$$b_{T2} = \frac{nI_{x\%} S_{T.HOM}}{100U_{BH}^2} = \frac{2 \cdot 0,35 \cdot 630}{100 \cdot 347^2} 10^6 = 36,63 \text{ мкСм}.$$

В соответствии с документацией пользователя программного комплекса RastrWin3 коэффициент трансформации равен отношению низшего номинального напряжения к высшему. Таким образом, при формировании табличной формы параметров схемы в RastrWin3 коэффициент трансформации будет всегда меньше единицы:

$$K_{T1} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{20}{347} = 0,058.$$

Автотрансформатор АТ2. Напряжение короткого замыкания на стороне высокого, среднего и низкого напряжения трансформатора определяется по формулам (1.12), (1.13) и (1.14) соответственно:

$$U_{K.B} = 0,5(U_{K.B-H} + U_{K.B-C} - U_{K.H-C}) = 0,5(54 + 10,5 - 42) = 11,25 \text{ \%};$$

$$U_{K.C} = 0,5(U_{K.B-C} + U_{K.H-C} - U_{K.B-H}) = 0,5(10,5 + 42 - 54) = -0,75 \text{ \%};$$

$$U_{K.H} = 0,5(U_{K.H-C} + U_{K.B-H} - U_{K.B-C}) = 0,5(42 + 54 - 10,5) = 42,75 \text{ \%}.$$

Потери короткого замыкания для обмотки высокого, среднего и низкого напряжения автотрансформатора определяются по формулам (1.17), (1.18) и (1.19) соответственно:

$$\Delta P_{K.B} = 0,5(\Delta P_{K.B-H} + \Delta P_{K.B-C} - \Delta P_{K.H-C}) = 0,5(490 + 660 - 400) = 375 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K.C} = 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.H-C} - \Delta P_{K.B-H}) = 0,5(660 + 400 - 490) = 285 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{K.H} = 0,5(\Delta P_{K.H-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.B-C}) = 0,5(490 + 400 - 660) = 115 \text{ кВт}.$$

Эквивалентное активное r_T и реактивное x_T сопротивление для трех параллельно подключенных автотрансформаторов определяется по формулам (1.15) и (1.16) соответственно:

$$r_{ат2.в} = \frac{\Delta P_{K.B} U_{BH}^2}{nS_{T.HOM}^2} 10^{-3} = \frac{375 \cdot 330^2}{3 \cdot 250^2} 10^{-3} = 0,218 \text{ Ом};$$

$$r_{ат2.с} = \frac{\Delta P_{K.C} U_{BH}^2}{nS_{T.HOM}^2} 10^{-3} = \frac{285 \cdot 330^2}{3 \cdot 250^2} 10^{-3} = 0,166 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{ат2.н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.н}} U_{\text{вн}}^2}{n S_{\text{т.ном}}^2} 10^{-3} = \frac{115 \cdot 330^2}{3 \cdot 250^2} 10^{-3} = 0,067 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ат2.в}} = \frac{U_{\text{к.в}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{n S_{\text{т.ном}}} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{330^2}{3 \cdot 250} = 16,34 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ат2.с}} = \frac{U_{\text{к.с}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{n S_{\text{т.ном}}} \approx 0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{ат2.н}} = \frac{U_{\text{к.н}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{вн}}^2}{n S_{\text{т.ном}}} = \frac{42,75}{100} \cdot \frac{330^2}{3 \cdot 250} = 62,07 \text{ Ом}.$$

Эквивалентная активная $g_{\text{т}}$ и реактивная $b_{\text{т}}$ проводимость для трех параллельно подключенных автотрансформаторов определяется по формулам (1.10) и (1.11) соответственно:

$$g_{\text{ат2}} = \frac{n \Delta P_{\text{х}}}{U_{\text{вн}}^2} 10^{-3} = \frac{3 \cdot 165}{330^2} 10^{-3} \cdot 10^6 = 4,55 \text{ мкСм};$$

$$b_{\text{ат2}} = \frac{n I_{\text{х}\%} S_{\text{т.ном}}}{100 U_{\text{вн}}^2} = \frac{3 \cdot 0,5 \cdot 250}{100 \cdot 330^2} 10^6 = 34,44 \text{ мкСм}.$$

Коэффициент трансформации обмотки высокого и низкого напряжения:

$$K_{\text{ат2.в-н}} = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{10,5}{330} = 0,032.$$

Коэффициент трансформации обмотки высокого и среднего напряжения:

$$K_{\text{ат2.в-с}} = \frac{U_{\text{сн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{115}{330} = 0,348.$$

Трехобмоточный трансформатор ТЗ. Напряжение короткого замыкания на стороне высокого, среднего и низкого напряжения трансформатора определяется по формулам (1.12), (1.13) и (1.14) соответственно:

$$U_{\text{к.в}} = 0,5(U_{\text{к.в-н}} + U_{\text{к.в-с}} - U_{\text{к.н-с}}) = 0,5(38 + 10,5 - 25) = 11,75 \%;$$

$$U_{\text{к.с}} = 0,5(U_{\text{к.в-с}} + U_{\text{к.н-с}} - U_{\text{к.в-н}}) = 0,5(10,5 + 25 - 38) = -1,25 \%;$$

$$U_{\text{к.н}} = 0,5(U_{\text{к.н-с}} + U_{\text{к.в-н}} - U_{\text{к.в-с}}) = 0,5(25 + 38 - 10,5) = 26,25 \%.$$

В паспортных данных трансформатора приведено одно значение потерь короткого замыкания, тогда в соответствии с формулой (1.20) определяем общее сопротивление обмоток:

$$r_{\text{общ}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{ВН}}^2}{n S_{\text{Т.НОМ}}^2} 10^{-3} = \frac{560 \cdot 330^2}{2 \cdot 200^2} 10^{-3} = 0,762 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления обмоток высокого, среднего и низкого напряжения в соответствии с формулой (1.21) составят:

$$r_{\text{Т3.В}} = r_{\text{Т3.С}} = r_{\text{Т3.Н}} = 0,5 r_{\text{общ}} = 0,5 \cdot 0,762 = 0,381 \text{ Ом.}$$

Реактивные сопротивления обмоток высокого, среднего и низкого напряжения в соответствии с формулой (1.21) составят:

$$x_{\text{Т3.В}} = \frac{U_{\text{к.В}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{n S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{11,75}{100} \cdot \frac{330^2}{3 \cdot 200} = 31,99 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{Т3.С}} = \frac{U_{\text{к.С}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{n S_{\text{Т.НОМ}}} \approx 0 \text{ Ом;}$$

$$x_{\text{Т3.Н}} = \frac{U_{\text{к.Н}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{n S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{26,25}{100} \cdot \frac{330^2}{3 \cdot 200} = 74,47 \text{ Ом.}$$

Эквивалентная активная $g_{\text{Т}}$ и реактивная $b_{\text{Т}}$ проводимость для трех параллельно подключенных трансформаторов определяется по формулам (1.10) и (1.11) соответственно:

$$g_{\text{Т3}} = \frac{n \Delta P_{\text{к}}}{U_{\text{ВН}}^2} 10^{-3} = \frac{2 \cdot 155}{330^2} 10^{-3} \cdot 10^6 = 2,85 \text{ мкСм;}$$

$$b_{\text{Т3}} = \frac{n I_{\text{к}\%} S_{\text{Т.НОМ}}}{100 U_{\text{ВН}}^2} = \frac{2 \cdot 0,45 \cdot 200}{100 \cdot 330^2} 10^6 = 16,53 \text{ мкСм.}$$

Коэффициент трансформации обмотки высокого и низкого напряжения:

$$K_{\text{Т3.В-Н}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{115}{330} = 0,348.$$

Коэффициент трансформации обмотки высокого и среднего напряжения:

$$K_{\text{Т3.В-С}} = \frac{U_{\text{СН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{330} = 0,032.$$

Двухобмоточный трансформатор Т4. Эквивалентное активное r_T и реактивное x_T сопротивление для двух параллельно подключенных трансформаторов определяется по формулам (1.8) и (1.9) соответственно:

$$r_{T4} = \frac{\Delta P_K U_{BH}^2}{n S_{T.HOM}^2} 10^{-3} = \frac{605 \cdot 347^2}{2 \cdot 250^2} 10^{-3} = 0,583 \text{ Ом};$$

$$x_{T4} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{n S_{T.HOM}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{347^2}{2 \cdot 250} = 26,49 \text{ Ом}.$$

Эквивалентная активная g_T и реактивная b_T проводимость для двух параллельно подключенных трансформаторов определяется по формулам (1.10) и (1.11) соответственно:

$$g_{T4} = \frac{n \Delta P_X}{U_{BH}^2} 10^{-3} = \frac{2 \cdot 240}{347^2} 10^{-3} \cdot 10^6 = 3,99 \text{ мкСм};$$

$$b_{T4} = \frac{n I_{X\%} S_{T.HOM}}{100 U_{BH}^2} = \frac{2 \cdot 0,45 \cdot 250}{100 \cdot 347^2} 10^6 = 18,69 \text{ мкСм}.$$

Коэффициент трансформации трансформатора Т4:

$$K_{T4} = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{10,5}{347} = 0,030.$$

Линия электропередачи Л1. Активное и реактивное сопротивление линии, Ом, определяется по формулам (1.4), (1.5) соответственно:

$$r_L = r_0 l = 0,06 \cdot 180 = 10,80 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,331 \cdot 180 = 59,58 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная проводимость линии, мкСм, определяется по формулам (1.6), (1.7) соответственно:

$$g_L = g_0 l = 0,0345 \cdot 180 = 6,21 \text{ мкСм};$$

$$b_L = b_0 l = 3,38 \cdot 180 = 608,40 \text{ мкСм}.$$

Линия электропередачи Л2:

$$r_L = r_0 l = 0,06 \cdot 90 = 5,40 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,331 \cdot 90 = 29,79 \text{ Ом};$$

$$g_{\text{л}} = g_0 l = 0,0345 \cdot 90 = 3,11 \text{ мкСм};$$

$$b_{\text{л}} = b_0 l = 3,38 \cdot 90 = 304,20 \text{ мкСм}.$$

Линия электропередачи ЛЗ:

$$r_{\text{л}} = r_0 l = 0,06 \cdot 100 = 6,0 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{л}} = x_0 l = 0,331 \cdot 100 = 33,10 \text{ Ом};$$

$$g_{\text{л}} = g_0 l = 0,0345 \cdot 100 = 3,45 \text{ мкСм};$$

$$b_{\text{л}} = b_0 l = 3,38 \cdot 100 = 338,0 \text{ мкСм}.$$

Подготовка исходных данных для расчета

В табл. 1.11 приведены исходные данные для расчета по узлам схемы. В качестве балансирующего узла принимается узел 1 (шины системы ЭС). Для определения узла в качестве балансирующего в меню Открыть → Узлы → Узлы необходимо в качестве типа узла 1 указать «база».

Таблица 1.11

Результаты расчета параметров схемы по узлам

Номер узла	Название узла	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Активная мощность нагрузки $P_{\text{н}}$, МВт	Реактивная мощность нагрузки $Q_{\text{н}}$, Мвар	Активная мощность генерации $P_{\text{г}}$, МВт	Минимальная генерация реактивной мощности $Q_{\text{гmin}}$, Мвар	Минимальная генерация реактивной мощности $Q_{\text{гmax}}$, Мвар	Заданный модуль напряжения $V_{\text{зд}}$, кВ
1	СН АТ2 и ЭС	110						115,0
2	НН АТ2	10	0	0				
3	ВН АТ2	330	50	35				
30	Узел АТ2	330						
4	ВН Т3	330	0	0				
40	Узел Т3	330						
5	СН Т3	115	50	40				
6	НН Т3	10	0	0				
7	ВН Т1 и Т4	330	30	25				
8	НН Т4	10	0	0				
9	НН Т1 и УГ	20,0	10	8	640	210	480	20,0

В табл. 1.12 приведены исходные данные для расчета по ветвям схемы.

Таблица 1.12

Результаты расчета параметров схемы по ветвям

Номер начала $N_{нач}$	Номер конца $N_{кон}$	Сопротивление $R, \text{ Ом}$	Сопротивление $X, \text{ Ом}$	Активная проводимость $G, \text{ мкСм}$	Реактивная проводимость $B, \text{ мкСм}$	Коэффициент трансформации K_T	Примечание
30	1	0,166	0,00			0,348	Авто-трансформатор АТ2
30	2	0,067	62,07			0,032	
3	30	0,218	16,34	4,55	34,44		
3	4	6,00	33,10	3,45	-338,00		Линия Л3
4	40	0,381	31,99	2,85	16,53		Трансформатор Т3
40	5	0,381	0,00			0,348	
40	6	0,381	71,47			0,032	
3	7	10,80	59,58	6,21	-608,40		Линия Л1
4	7	5,40	29,79	3,11	-304,20		Линия Л2
7	8	0,583	26,49	3,99	18,69	0,030	Трансформатор Т4
7	9	0,197	10,51	6,73	36,63	0,058	Трансформатор Т1

В табл. 1.13 приведены исходные данные по генераторам схемы электрической сети.

Таблица 1.13

Результаты расчета параметров генерирующих узлов

Номер генератора	Название	Номер узла	Активная мощность генерации P_G , МВт	Минимальная генерация реактивной мощности $Q_{Гmin}$, Мвар	Максимальная генерация реактивной мощности $Q_{Гmax}$, Мвар
1	Ст	9	640	210	480

Сформированные табл. 1.11–1.13 по узлам и ветвям расчетной схемы переносятся в программный комплекс RastrWin3 в соответствии с алгоритмом, изложенном в п. 5–7 параграфа 1.3. На рис. 1.8 приведены результаты подготовки исходных данных расчетной

схемы в RastrWin3 и результаты расчета режима по узлам (расчетный модуль V , угол напряжения δ , перетоки мощности в энергосистему и реактивная мощность генерации).

№	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-488,5	-84,7	115,0	-84,7	-84,7		115,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							336,17	4,11
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Узел АТ2	330											330,71	-0,01
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ВН Т3	330											346,57	8,04
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Узел Т3	330											342,66	7,28
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							119,23	7,28
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НН Т3	10											10,97	7,28
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ВН Т1 и Т4	330			30,0	25,0							358,68	12,04
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НН Т4	10											10,76	12,04
11	<input type="checkbox"/>		Ген-	9	Ur, ННТ1	20					640,0	210,0	20,0	210,0	480,0		21,15	14,97

Рис. 1.8. Подготовка исходных данных схемы по узлам в RastrWin3 и результаты расчета режима

На рис. 1.9 приведены результаты подготовки исходных данных расчетной схемы в RastrWin3 и результаты расчета режима по ветвям (потoki мощности в начале ветви и максимальный ток по участку).

№	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	dP
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	1			Узел АТ2 - СН АТ2 и ЭС	0,17							0,348			866	0,37
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	2			Узел АТ2 - НН АТ2	0,07	62,07						0,032				
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	30			ВН АТ2 - Узел АТ2	0,22	16,34	34,4	4,6				-490	-125		868	0,49
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ВН АТ2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0	3,5				251	71		448	3,49
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5	2,9				-50	-43		110	0,01
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38							-50	-40		108	0,01
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	6			Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47						0,032				
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	7			ВН АТ2 - ВН Т1 и Т4	10,80	59,58	-608,4	6,2				289	89		520	8,30
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т4	5,40	29,79	-304,2	3,1				305	94		531	4,44
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т4 - НН Т4	0,58	26,49	18,7	4,0	0,030			-1	-2		4	
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т4 - Ur, ННТ1	0,20	10,51	36,6	6,7	0,058			638	169		1063	0,67

Рис. 1.9. Подготовка исходных данных схемы по ветвям в RastrWin3 и результаты расчета режима

На рис. 1.10 приведен пример ввода исходных данных для генерирующих узлов схемы и результаты расчета режима.

№	S	ПГ	N_арг	Название	N узла	P	Q	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	N_PQ
1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	1	Ст	9	640,00	210,00			210,00	480,00	
2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	2	ЭС	1	-488,46	-84,68					

Рис. 1.10. Подготовка исходных данных схемы для генераторов в RastrWin3 и результаты расчета (выделены серым цветом)

В табл. 1.14 сведены результаты расчета параметров узлов схемы с указанием расчетных значений напряжений, их допустимых границ и расчетных углов.

Таблица 1.14

Результаты расчета параметров узлов схемы

Номер генератора	Название узла	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	Пределы допустимых напряжений для узлов с нагрузкой $U_{доп}$, кВ		Расчетное напряжение U_p , кВ	Расчетный угол напряжения δ , град.
			минимальное	максимальное		
1	СН АТ2 и ЭС	110	115	121	115,0	0,0
2	НН АТ2	10	10,5	11	10,58	-0,01
3	ВН АТ2	330	330	363	336,17	4,11
30	Узел АТ2	330	330	363	330,71	-0,01
4	ВН Т3	330	330	363	346,56	8,04
40	Узел Т3	330	330	363	342,66	7,27
5	СН Т3	115	115	121	119,23	7,28
6	НН Т3	10	10,5	11	10,97	7,27
7	ВН Т1 и Т4	330	330	363	358,67	12,0
8	НН Т4	10	10,5	11	10,76	12,04
9	НН Т1 и УГ	20,0	20,0	21	21,15	14,97

Расчетное напряжение на шинах генератора составило $U_p = 21,15$ кВ, что выше максимально допустимого $U_{доп} = 21$ кВ. Для доведения напряжения в допустимые диапазоны изменим коэффициент трансформации трансформатора Т1 марки ТЦ-630000/330, имеющего РПН на стороне высокого напряжения с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1,5$ %. Номинальное напряжения высокой стороны трансформатора составляет $U_{вн} = 347$ кВ, степень регулирования напряжения в соответствии с формулой (1.29):

$$\Delta U = \frac{\Delta U_{\%}}{100} U_{вн} = \frac{1,5}{100} 330 = 4,95 \text{ кВ.}$$

Определим коэффициент трансформации с учетом изменения ответвления на одну ступень:

$$K_T = \frac{U_{нн}}{U_{вн} + n\Delta U} = \frac{20}{347 + 1 \cdot 4,95} = 0,057.$$

В результате напряжение на шинах генератора в узле 9 снизилось и составило 20,78 кВ, что находится в допустимых пределах (рис. 1.11). На рис. 1.12 приведены результаты расчета режима по ветвям схемы с добавлением вывода информации по потерям активной мощности.

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	В_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>	База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-488,5	-84,7	115,0	-84,7	-84,7		115,00	
2	<input type="checkbox"/>	Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input type="checkbox"/>	Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							336,17	4,11
4	<input type="checkbox"/>	Нагр	30	Узел АТ2	330											330,71	-0,01
5	<input type="checkbox"/>	Нагр	4	ВН Т3	330											346,56	8,04
6	<input type="checkbox"/>	Нагр	40	Узел Т3	330											342,66	7,28
7	<input type="checkbox"/>	Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							119,23	7,28
8	<input type="checkbox"/>	Нагр	6	НН Т3	10											10,97	7,28
9	<input type="checkbox"/>	Нагр	7	ВН Т1 и Т4	330			30,0	25,0							358,67	12,04
10	<input type="checkbox"/>	Нагр	8	НН Т4	10											10,76	12,04
11	<input type="checkbox"/>	Ген-	9	Ur, ННТ1	20					640,0	210,0	20,0	210,0	480,0		20,78	14,97

Рис. 1.11. Результаты расчета режима по узлам после изменения коэффициента трансформации трансформатора Т1

O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_л	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max	dP
1	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	1			Узел АТ2 - СН АТ2 и ЭС	0,17				0,348			-489	-85		866	0,37
2	<input type="checkbox"/>	Тр-р	30	2			Узел АТ2 - НН АТ2	0,07	62,07			0,032							
3	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	30			ВН АТ2 - Узел АТ2	0,22	16,34	34,4	4,6				-490	-125		868	0,49
4	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	4			ВН АТ2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0	3,5				251	71		447	3,48
5	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5	2,9				-50	-43		110	0,01
6	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38				0,348			-50	-40		108	0,01
7	<input type="checkbox"/>	Тр-р	40	6			Узел Т3 - ННТ3	0,38	71,47			0,032							
8	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	3	7			ВН АТ2 - ВН Т1 и Т4	10,80	59,58	-608,4	6,2				289	89		520	8,30
9	<input type="checkbox"/>	ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т4	5,40	29,79	-304,2	3,1				305	94		531	4,44
10	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т4 - ННТ4	0,58	26,49	18,7	4,0	0,030			-1	-2		4	
11	<input type="checkbox"/>	Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т4 - Ur, ННТ1	0,20	10,51	36,6	6,7	0,057			638	169		1063	0,67

Рис. 1.12. Результаты расчета режима по ветвям после изменения коэффициента трансформации трансформатора Т1

Для отображения на графике необходимых узлов и ветвей расчетной модели необходимо воспользоваться окном ввода узлов в меню программы Открыть → Графика. Результаты построения схемы электрической сети приведены на рис. 1.13.

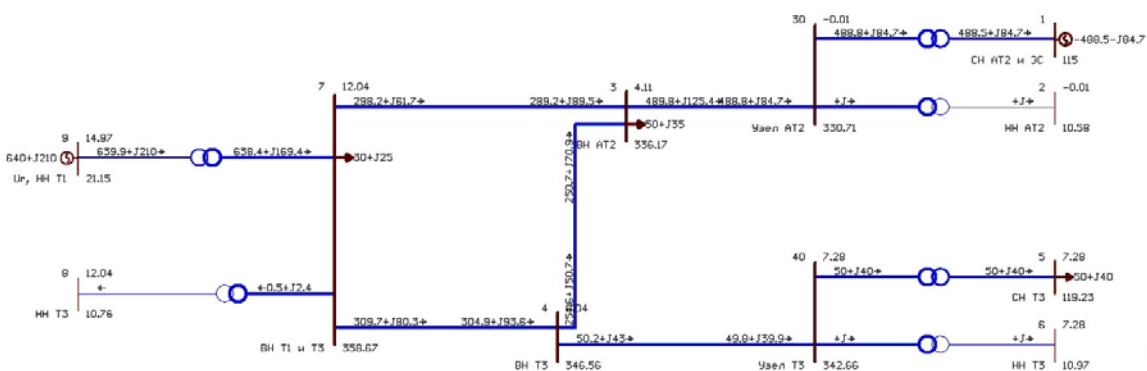


Рис. 1.13. Отображение узлов и ветвей расчетной модели на графике RastWin3

В табл. 1.12 приведены исходные данные для расчета по ветвям схемы.

Таблица 1.15

Результаты расчета потерь мощности и токовой загрузки по ветвям схемы

Номер начала $N_{нач}$	Номер конца $N_{кон}$	Допустимый ток по линии, А	Расчетный ток, А	Потеря активной мощности, МВт
30	1	–	866	0,37
30	2	–	–	–
3	30	–	869	0,49
3	4	1210	448	3,49
4	40	–	109	0,01
40	5	–	108	0,01
40	6	–	–	–
3	7	1210	520	8,30
4	7	1210	531	4,44
7	8	–	4	–
7	9	–	1063	8,67
<i>Итого</i>				25,78

Таким образом, по результатам расчета можно сделать следующие выводы:

1. Расчетный модуль напряжения на шинах генератора в исходной схеме составил 21,15 кВ, что не удовлетворяло требованиям (предельное значение напряжения 21 кВ), в связи с чем уменьшен коэффициент трансформации на одну ступень с 0,058 до 0,057. В результате расчетное напряжение составило 20,78 кВ и расчетный угол напряжения (угол между вектором напряжения системы и вектором напряжения генератора) составил $\delta_{c0} = 14,97^\circ$.

Токовая нагрузка линий электропередач составляет 520, 448 и 531 А соответственно, что соответствует 43,0, 37,0 и 43,9 % допустимой загрузки.

Суммарные потери активной мощности в электрической сети составляют 25,78 МВт или 4,0 % при активной мощности транспортировки 640 МВт. Реактивная мощность генерации составила 210 Мвар.

Контрольные вопросы

1. Какие схемы замещения применяются для трансформаторов и автотрансформаторов?
2. Как задаются генераторы при расчетах установившихся режимов?
3. Чем отличаются параметры режима от параметров системы?
4. Какие программные комплексы используются для расчета режимов электрической сети?
5. Как моделируется линия электропередачи и нагрузка?
6. Какие особенности подготовки данных для расчета режима в RastrWin3?

ГЛАВА 2

РАСЧЕТ ПРЕДЕЛА ПЕРЕДАВАЕМОЙ МОЩНОСТИ И АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Во второй главе изучаются методы моделирования статической устойчивости электроэнергетической системы, приводится пример расчета предельного значения передаваемой мощности в программном комплексе RastrWin3 для системы с генераторами без автоматических регуляторов возбуждения, а также с регуляторами пропорционального и сильного действия.

2.1. Теоретические сведения

Для анализа статической устойчивости электроэнергетической системы необходимо определить предельную передаваемую мощность от генератора в систему и коэффициент запаса по мощности. При наличии синхронного генератора в исследуемой схеме модель электрической сети определяется наличием и видом автоматического регулятора возбуждения.

Для простейшей системы, в которой синхронный генератор без АРВ подключен через повышающий трансформатор, линию электропередач и трансформатор связи к шинам энергосистемы бесконечной мощности угловая характеристика мощности неявнополюсного генератора определяется по формуле

$$P_{E_q}(\delta) = \frac{E_q U_c}{x_{d\Sigma}} \sin \delta = P_M \sin \delta, \quad (2.1)$$

где E_q – синхронная ЭДС генератора; U_c – напряжения шины бесконечной мощности (системы); $x_{d\Sigma} = x_d + x_c$ – сопротивление передающей сети, которое определяется суммой сопротивления генератора x_d и сопротивлением остальной части сети x_c ; P_M – предел передаваемой мощности генератора, о. е.

Коэффициент запаса статической устойчивости по мощности определяется по формуле

$$k_P = \frac{P_M - P_c}{P_c}, \quad (2.2)$$

где P_M – предел мощности; P_c – мощность, передаваемая в энергосистему.

В соответствии с [12] коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальных режимах должен быть не менее 20 и 8 % в кратковременных послеаварийных режимах [13].

Современные синхронные генераторы оснащены устройствами автоматического регулирования возбуждения (АРВ). Под системой АРВ понимают аппараты для управления током возбуждения с помощью регулирующих устройств. Выделяют систему АРВ пропорционального действия (ПД) и сильного действия (СД).

Характеристика мощности генератора, оснащенного устройством АРВ ПД, определяется по формуле [14], [15]:

$$P_{E'_q}(\delta) = \frac{E'_q U_c}{x'_{d\Sigma}} \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{x_d - x'_d}{x'_{d\Sigma} x_{d\Sigma}} \sin 2\delta, \quad (2.3)$$

где E'_q – поперечная составляющая переходной ЭДС генератора; x'_d – переходное сопротивление генератора по продольной оси; $x'_{d\Sigma} = x'_d + x_c$ – суммарное сопротивление сети с учетом переходного сопротивления генератора по продольной оси.

Характеристика мощности генератора, оснащенного устройством АРВ СД, определяется по формуле [14]:

$$P_{U_{rq}}(\delta) = \frac{U_{rq} U_c}{x_c} \sin \delta - \frac{U_c^2}{2} \cdot \frac{x_d}{x_{d\Sigma} x_c} \sin 2\delta, \quad (2.4)$$

где U_{rq} – поперечная составляющая напряжения генератора U_r .

Для сложных схем электрической сети аналитическое определение зависимостей $P_{E_q}(\delta)$, $P_{U_{rq}}(\delta)$ и $P_{E'_q}(\delta)$, необходимых для проведения анализа статической устойчивости синхронного генератора и определения предельного значения мощности, не представляется возможным, в связи с чем применяются программно-вычислительные комплексы утяжеления режима по мощности в узле генератора (т. е. увеличение мощности передачи от генератора в систему), при этом наблюдают за изменением угла δ . Критерием нахождения предельного режима может служить достижение экстремума (максимума) по отмеченным контролируемым величинам (к примеру, активной мощности или напряжению).

Способ задания синхронного генератора в расчетной схеме RastrWin3 существенно зависит от наличия и вида АРВ.

Модель генератора без АРВ

При отсутствии на генераторе АРВ можно считать, что в первый момент времени переходного процесса ток возбуждения не изменяется. Поэтому в расчетах генератор учитывается синхронной ЭДС по поперечной оси E_q и синхронным сопротивлением по продольной оси x_d .

Эквивалентное реактивное сопротивление x_d для n параллельно подключенных генераторов, Ом, определяется по формуле

$$x_d = x_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}}, \quad (2.5)$$

где x_{*d} – индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о. е.; $U_{н.г}$ – номинальное напряжение генератора, кВ; $P_{н.г}$ – номинальная активная мощность генератора, МВт; $\cos \varphi_{н.г}$ – номинальный коэффициент мощности.

Синхронная ЭДС E_q , кВ, неявнополюсного генератора без АРВ при известном напряжении на шинах генератора U_Γ определяется по формуле

$$E_q = \sqrt{(U_\Gamma + \Delta U)^2 + (\delta U)^2}, \quad (2.6)$$

где ΔU – продольная составляющая падения напряжения, кВ, определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{P_\Gamma r_\Gamma + Q_\Gamma x_d}{U_\Gamma}, \quad (2.7)$$

δU – поперечная составляющая падения напряжения, кВ, определяется по формуле

$$\delta U = \frac{P_\Gamma x_d - Q_\Gamma r_\Gamma}{U_\Gamma}, \quad (2.8)$$

где r_Γ – активное сопротивление синхронного генератора, Ом.

Активное сопротивление синхронного генератора принимается равным нулю, тогда синхронная ЭДС, кВ, определяется по формуле

$$E_q = \sqrt{\left(U_\Gamma + \frac{Q_\Gamma x_d}{U_\Gamma}\right)^2 + \left(\frac{P_\Gamma x_d}{U_\Gamma}\right)^2}. \quad (2.9)$$

Угол сдвига между вектором напряжения U_r и E_q при известных составляющих падения напряжения определяется по формуле

$$\delta = \operatorname{arctg}\left(\frac{\delta U}{U_r + \Delta U}\right). \quad (2.10)$$

Потеря реактивной мощности, Мвар, на сопротивлении x_d определяется по формуле

$$\Delta Q = \frac{P_r^2 + Q_r^2}{U_r^2} x_d. \quad (2.11)$$

Модель генератора с АРВ пропорционального действия

Автоматическое регулирование возбуждения пропорционального действия изменяет ток возбуждения пропорционально отклонению какого-либо параметра, в качестве которого, как правило, выступает напряжение генератора и в конечном счете изменяет ЭДС генератора.

В расчетах статической устойчивости для построения схемы электрической сети в RastrWin3 генератор учитывается поперечной составляющей переходной ЭДС E'_q и переходным сопротивлением по продольной и x'_d , Ом, которое рассчитывается по формуле

$$x'_d = x'_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos\varphi_{н.г}}, \quad (2.12)$$

где x'_{*d} – паспортное значение переходного сопротивления по продольной оси, о. е.

Переходная ЭДС генератора, кВ, определяется по формуле

$$E' = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x'_d}{U_r}\right)^2 + \left(\frac{P_r x'_d}{U_r}\right)^2}. \quad (2.13)$$

При расчете режима в программном комплексе RastrWin3 и представлении сопротивления генератора величиной переходного сопротивления x'_d полученный угол в узле подключения генератора отражает угол между переходной ЭДС генератора E'_q и напряжением балансирующего узла (системы) U_c . В соответствии с векторной диаграммой электрической сети, приведенной на рис. 2.1, угол δ_0 , который используется для построения угловой характеристики мощности генератора $P(\delta)$ и оценки статической устойчивости, определяется по формуле

$$\delta_0 = \delta'_0 + \Delta\delta_0, \quad (2.14)$$

где δ'_0 – угол между E' и U_c ; $\Delta\delta_0$ – угол между вектором E' и E_q , определяется по формуле

$$\Delta\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{P_\Gamma(x_d - x'_d)}{E'^2 + Q_\Gamma(x_d - x'_d)} \right). \quad (2.15)$$

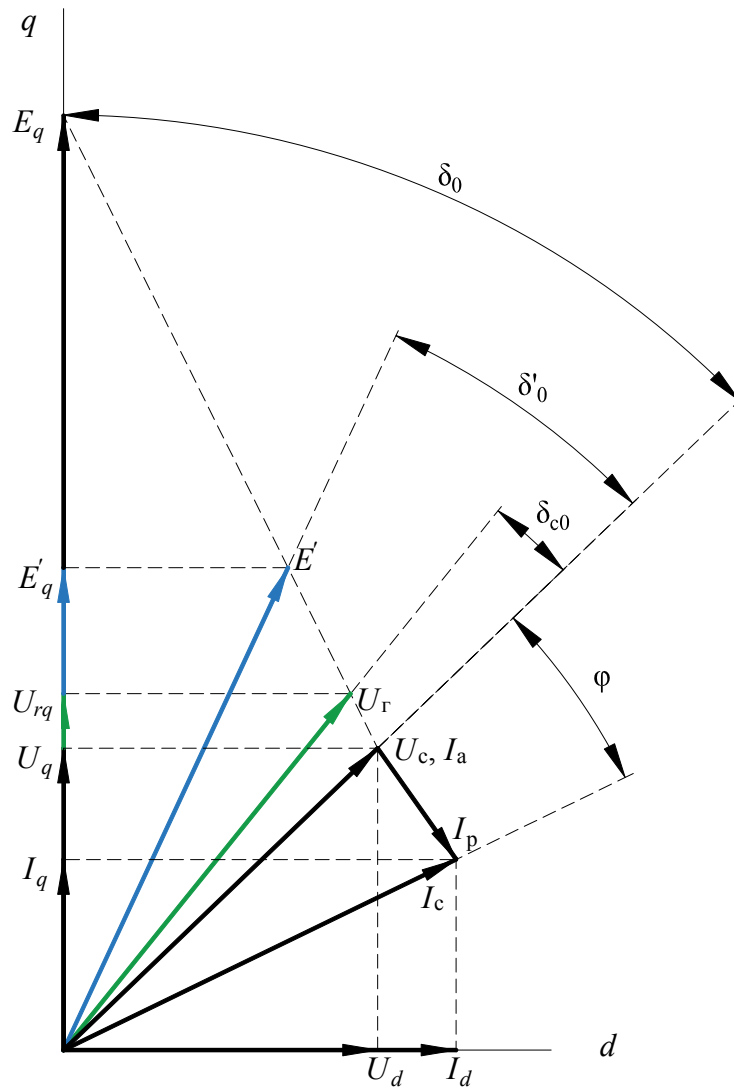


Рис. 2.1. Векторная диаграмма электрической сети при различных видах АРВ синхронного генератора

Модель генератора с АРВ сильного действия

Регуляторы сильного действия позволяют поддерживать постоянство напряжения на шинах генератора U_Γ , в связи с чем при составлении схемы замещения переходное сопротивление генератора x'_d принимается равным нулю.

При расчете режима в программном комплексе RastrWin3 полученный угол в узле подключения генератора отражает угол между вектором напряжения генератора U_{Γ} и напряжением балансирующего узла (системы) U_c . В соответствии с векторной диаграммой электрической сети, приведенной на рис. 2.1, угол δ , который используется для построения угловой характеристики мощности генератора $P(\delta)$ и оценки статической устойчивости, определяется по формуле

$$\delta = \delta_{c0} + \Delta\delta_{\Gamma}, \quad (2.16)$$

где δ_{c0} – угол между вектором U_{Γ} и U_c ; $\Delta\delta_{\Gamma}$ – угол между вектором E' и E_q , определяется по формуле

$$\Delta\delta_{\Gamma} = \arctg\left(\frac{P_{\Gamma}x_d}{U_{\Gamma}^2 + Q_{\Gamma}x_d}\right). \quad (2.17)$$

2.2. Практическая часть

Для анализа статической устойчивости и определения предела передаваемой мощности синхронного генератора без АРВ, с АРВ ПД и АРВ СД используется схема и результаты расчета работы, приведенной в гл. 1 «Расчет и анализ установившегося режима электрической сети».

2.2.1. Порядок выполнения работы

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора без АРВ

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.
2. Запустите программный комплекс RastrWin3. Откройте сохраненные файлы работы № 1 («режим.rg2» и «графика.grf»), выполнив действия Файлы → Загрузить. Дополнительно откройте шаблоны «контролируемые величины» и «траектория утяжеления» Файлы → Новый (выделить «контр-е величины.ktr» и «траектория утяжеления.ut2»).
3. Определите сопротивления генератора x_d в именованных единицах в соответствии с формулой (2.5).
4. В меню Открыть → Узлы → Узлы введите дополнительный узел 10, который будет определять величину синхронной ЭДС генератора E_q (рис. 2.8, а). Перенесите данные генерации активной мощ-

ности из узла 9 в узел 10. В узле 9 удалите данные генерации реактивной мощности, заданный модуль напряжения и диапазон изменения реактивной нагрузки. В меню Открыть → Ветви → Ветви для ветви 9–10 указать рассчитанное в п. 3 реактивное сопротивление.

5. Рассчитайте предполагаемое значение реактивной мощности в узле 10 как сумму реактивной мощности узла 9 и потери реактивной мощности на сопротивлении x_d по формуле (2.11).

6. Установите мощность генерации в узле 10 в соответствии с рассчитанным значением п. 5. Диапазоны изменения реактивной мощности Q_{\min} , Q_{\max} укажите значительно больше рассчитанной в п. 5, к примеру $Q_{\min} = -10000$ квар и $Q_{\max} = 10000$ квар.

7. Определите предполагаемое значение синхронной ЭДС генератора по формуле (2.9) и установите полученное значение в виде заданного модуля напряжения узла 10. Предполагается, что поддержание заданного модуля напряжения в узле 10 будет за счет изменения реактивной мощности в границах Q_{\min} , Q_{\max} , заданных в п. 6.

8. Перейдите в меню Открыть → Генераторы (Ур) → Генераторы (Ур) и измените номер узла генератора электростанции с 9 на 10, установите диапазоны изменения реактивной мощности Q_{\min} , Q_{\max} , определенные в п. 6, и установите мощность генерации в узле 10 в соответствии с рассчитанным значением п. 5.

9. Измените графическое отображение расчетной схемы в RastrWin3 (Открыть → Графика), добавив дополнительно введенный узел 10.

10. Выполните расчет установившегося режима (Расчет → Режим). При правильном задании параметров расчетный модуль напряжения в узле 9 не должен существенно отличаться от значения, полученного в примере, рассмотренном в гл. 1.

11. Выполните процедуру утяжеления режима.

На первом этапе утяжеление производится посредством увеличения генерации активной мощности эквивалентного генератора в узле 10. Для этого необходимо перейти в раздел Открыть → Генераторы (УР) → Генераторы (УР), выделить ячейку активной мощности генерации электростанции, нажать правой кнопкой мыши и выбрать из выпадающего списка «Добавить в утяжеление» (рис. 2.2). Добавьте активную мощность генерации в контролируемые величины, нажав «Добавить в КВ».

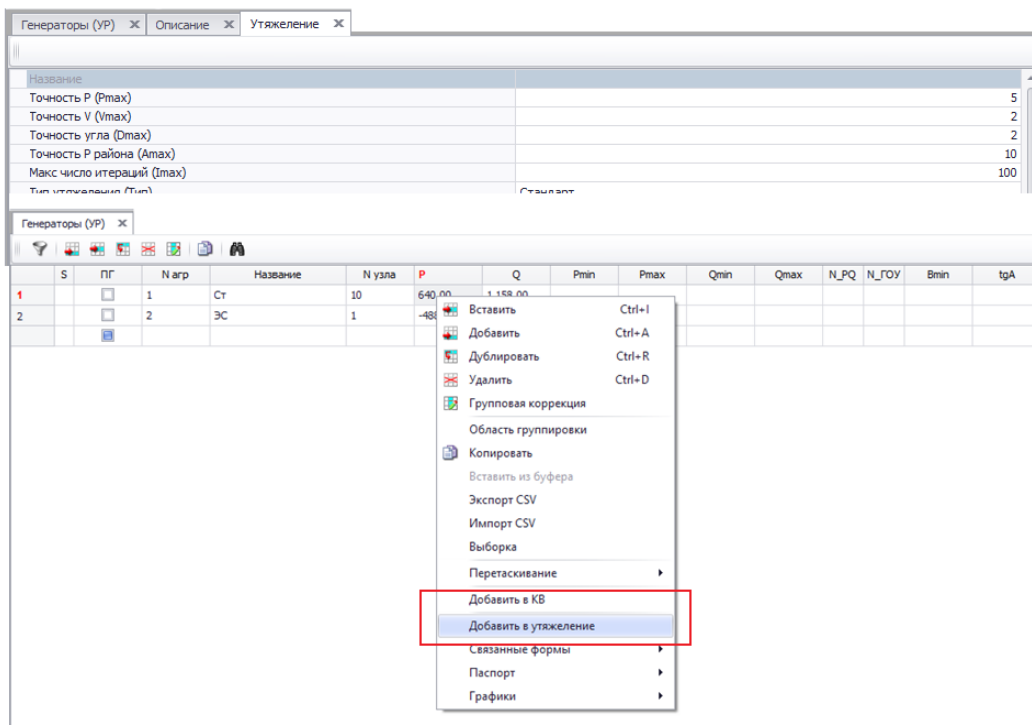


Рис. 2.2. Выбор режима утяжеления активной мощности

Далее необходимо открыть вкладку Открыть → Контролируемые величины → Описание. В ней появится добавленный контролируемый параметр (рис. 2.3).

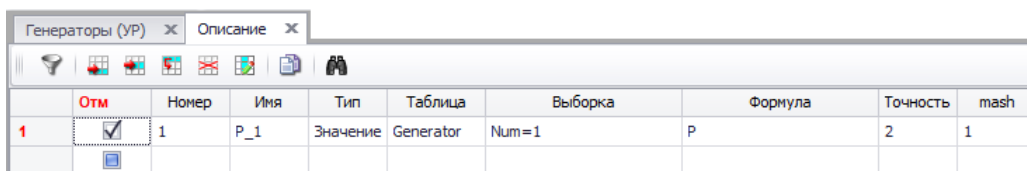


Рис. 2.3. Описание контролируемых величин

Перейдите во вкладку Расчеты → Параметры → Утяжеление и произведите настройку утяжеления, изменив «Формировать описание контр. величин: (ФормКВ:)» и выберите из выпадающего списка «нет» (рис. 2.4).

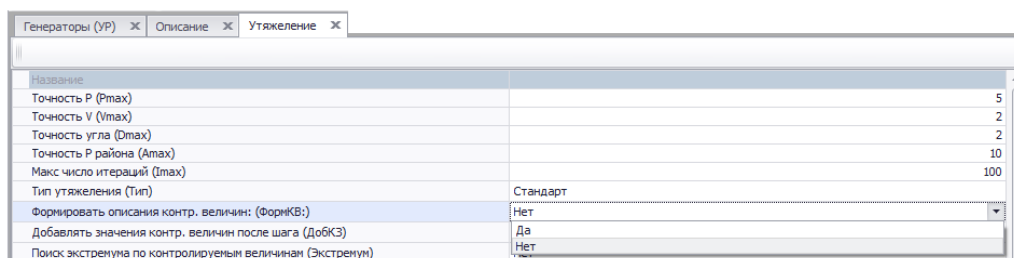


Рис. 2.4. Настройки утяжеления

Перейдите во вкладку Открыть → Узлы → Узлы и включите дополнительно в контролируемый параметр (правой кнопкой мыши «Добавить в КВ») расчетный модуль напряжения узла 9 и 10, расчетный угол напряжения узла 10 и реактивную мощность генерации в узле 10.

Перейдите во вкладку Открыть → Контр-е величины → Значения и проверьте наличие контролируемых величин (рис. 2.5).


Номер	Название	V_10	Delta_10	P_1
1				

Рис. 2.5. Проверка значений контролируемых величин

Откройте вкладку Открыть → Траектория → Приращения_Узлы и введите шаг приращения генерации в узел в ячейку dP. Обратите внимание на границы изменения параметра утяжеления, которые не должны быть ниже предела мощности, который вычисляется.

S	Тип.	Номер	dP	dQ	Tg	dP_ген	dQ_ген	dV_зад	dQ_min	dQ_max	Имя	Таблица	Выборка	Параметр	Min	Max
1	Объект	1	50,000		<input type="checkbox"/>						[Генерат...	Generator	Num=1	P		10 000,000

Рис. 2.6. Настройка приращения узла

Запустите процесс утяжеления, перейдя в Расчеты → Утяжеления → Начать или нажав на панели инструментов кнопку «Начать утяжеление» .

В результате расчета в форме Открыть → Контр-е величины → Значения в соответствии с контролируемыми величинами в табличном виде сформируется массив значений изменения модуля и угла напряжения при увеличении активной мощности перетока электростанции в узле 10 (рис. 2.7).

Примечание. При некорректном вводе шага приращения мощности генерации необходимо вернуться в исходное значение мощности до приращения и провести заново режим утяжеления.

	Номер	Название	P_1	Q_1	V_10	Delta_10	V_9
1		инициализация	5,00	815,00	40,81	-2,76	22,80
2	1	Шаг [1]-[1.0000]	55,00	815,00	40,81	-2,76	22,80
3	2	Шаг [2]-[2.0000]	105,00	814,75	40,81	1,26	22,83
4	3	Шаг [3]-[3.0000]	155,00	818,05	40,81	5,29	22,85
5	4	Шаг [4]-[4.0000]	205,00	824,94	40,81	9,34	22,84
6	5	Шаг [5]-[5.0000]	255,00	835,53	40,81	13,44	22,80
7	6	Шаг [6]-[6.0000]	305,00	850,00	40,81	17,62	22,73
8	7	Шаг [7]-[7.0000]	355,00	868,61	40,81	21,90	22,64
9	8	Шаг [8]-[8.0000]	405,00	891,71	40,81	26,31	22,51
10	9	Шаг [9]-[9.0000]	455,00	919,83	40,81	30,90	22,35
11	10	Шаг [10]-[10.0000]	505,00	953,70	40,81	35,74	22,15
12	11	Шаг [11]-[11.0000]	555,00	994,44	40,81	40,90	21,89
13	12	Шаг [12]-[12.0000]	605,00	1 043,79	40,81	46,51	21,57
14	13	Шаг [13]-[13.0000]	655,00	1 104,78	40,81	52,81	21,15
15	14	Шаг [14]-[14.0000]	705,00	1 183,59	40,81	60,26	20,60
16	15	Шаг [15]-[15.0000]	755,00	1 297,39	40,81	70,18	19,74
17	16	Шаг [16]-[15.0000]	755,00	1 297,39	40,81	70,18	19,74

Рис. 2.7. Описание контролируемых величин

Постройте графики изменения контролируемых величин, перейдя в раздел Расчет → Контр-е величины → График и указав в качестве осей X и Y соответствующие параметры (мощность и напряжение, мощность и угол δ).

12. Запишите предельную мощность перетока и угол δ (последнее значение таблицы, приведенной на рис. 2.7), и по формуле (2.2) определите коэффициент запаса, сравнив его с нормативным. Сделайте вывод о запасе устойчивости.

13. Сохраните шаблоны расчетов («режим.rg2», «графика.grf», «контр-е величины.kpr» и «траектория утяжеления.ut2») с указанием в качестве названия номера работы, фамилии автора, двух цифр варианта задания.

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора с АРВ ПД

Процедура подготовки данных аналогична рассмотренной в п. 2–13 за исключением:

– для ветви 9–10 заносятся данные переходного сопротивления генератора x'_d в именованных единицах в соответствии с формулой (2.12);

– в узле 10 ввести данные переходной ЭДС генератора E' , рассчитанной по формуле (2.13);

– провести процедуру утяжеления режима (см. п. 11);

– в результате расчета полученный угол напряжения в узле 10 δ' необходимо пересчитать по формуле (2.14) и привести к δ , необходимому для анализа статической устойчивости;

– сохранить результаты расчета в отдельном файле.

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора с АРВ СД

Процедура подготовки данных аналогична рассмотренной в п. 2–13 за исключением:

– необходимо удалить узел 10 и ветвь 9–10;

– в узле 9 выставить фиксированный модуль напряжения и мощность генерации, рассчитанный в работе № 1;

– диапазоны изменения реактивной мощности в узле 9 $Q_{\min} = -10000$ квар и $Q_{\max} = 10000$ квар (изменить в Открыть → Генераторы (Ур) → Генераторы (Ур) и Открыть → Узлы → Узлы);

– провести процедуру утяжеления режима (см. п. 11);

– в результате расчета полученный угол напряжения в узле 10 δ_c необходимо пересчитать по формуле (2.16) и привести к δ , необходимому для анализа статической устойчивости.

2.2.2. Пример выполнения работы

Вариант задания

Исходные данные схемы принимаются в соответствии с вариантом задания работы № 1:

– по табл. 1.1 – 25 (параметры оборудования);

– по табл. 1.2 – 9 (состояние ключа в электрической схеме).

В зависимости от наличия и вида АРВ синхронного генератора схема замещения работы № 1 изменяется введением дополнительного узла 10 для генераторов без АРВ и с АРВ ПД (рис. 2.8, а, б) или остается без изменений для генератора с АРВ ПД (рис. 2.8, в).

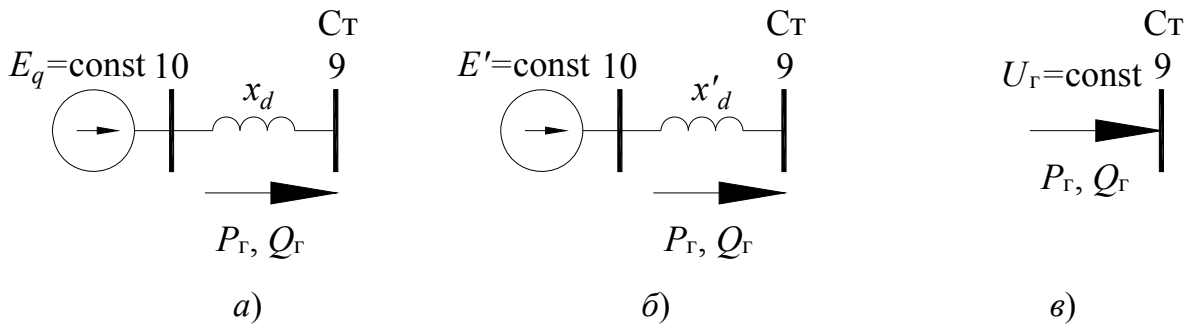


Рис. 2.8. Схема замещения синхронного генератора для анализа статической устойчивости:
 а – синхронный генератор без АРВ; б – синхронный генератор с АРВ ПД; в – синхронный генератор с АРВ СД

Исходные данные синхронного генератора в соответствии с вариантом задания (табл. П.1 – 5 вариант) сведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Номинальные параметры синхронного генератора

Наименование параметра	Единица измерения	Синхронный генератор
Тип генератора	–	ТВВ-320
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$	МВт	320
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	МВА	0,85
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	кВ	20
Сверхпереходное сопротивление x''_d	о. е.	0,173
Переходное сопротивление x'_d	о. е.	0,258
Сопротивление по продольной оси x_d	о. е.	1,698
Количество	шт.	2

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора без АРВ

Определяем эквивалентное сопротивление станции для двух параллельно подключенных генераторов по формуле (2.5):

$$x_d = x_{*d} \frac{U_{\text{н.г}}^2}{nP_{\text{н.г}} / \cos \varphi_{\text{н.г}}} = 1,698 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,902 \text{ Ом.}$$

В соответствии с результатами расчета работы № 1 расчетный модуль напряжения на шинах генератора (узел № 9) составил 20,78 кВ, активная мощность генерации составила 640 МВт, реактивная мощность генерации – 210 Мвар.

Определяем синхронную ЭДС генератора (расчетный модуль напряжения узла 10) по формуле (2.9):

$$E_q = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x_d}{U_r}\right)^2 + \left(\frac{P_r x_d}{U_r}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(20,78 + \frac{210 \cdot 0,90}{20,78}\right)^2 + \left(\frac{640 \cdot 0,902}{20,78}\right)^2} = 40,81 \text{ кВ.}$$

Фиксируем рассчитанную ЭДС в виде заданного модуля напряжения в узле 10 (рис. 2.9).

Определяем потерю реактивной мощности на участке 9–10 по формуле (2.11):

$$\Delta Q_{9-10} = \frac{P_r^2 + Q_r^2}{U_r^2} x_d = \frac{640^2 + 210^2}{20,78^2} 0,902 = 948 \text{ Мвар.}$$

Определяем предполагаемую генерацию реактивной мощности в узле 10:

$$Q_{10} = Q_9 + \Delta Q_{9-10} = 210 + 948 = 1158 \text{ Мвар.}$$

На рис. 2.9 и 2.10 приведены результаты расчета режима по узлам и ветвям в RastrWin3. На рис. 2.11 приведен пример задания исходных данных для генератора. На рис. 2.12 приведена расчетная схема исследуемой электрической сети в RastrWin3.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-488,5	-84,8	115,0	212,3	212,3		115,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							336,18	4,11
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Узел АТ2	330											330,71	-0,01
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ВН Т3	330											346,57	8,04
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Узел Т3	330											342,67	7,27
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							119,23	7,28
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НН Т3	10											10,97	7,27
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ВН Т1 и Т3	330			30,0	25,0							358,69	12,04
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НН Т3	10											10,76	12,04
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Уг, НН Т1	20											20,78	14,97
12	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЭДС СГ	41					640,0	1 157,4	40,8	-10 000,0	10 000,0		40,81	57,86

Рис. 2.9. Результаты расчета режима по узлам

	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/r	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	1			Узел AT2 - СН AT2 и ЭС	0,17			0,348			-489	-85		866
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	2			Узел AT2 - НН AT2	0,07	62,07		0,032						
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	30			ВН AT2 - Узел AT2	0,22	16,34	34,4				-490	-126		868
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ВН AT2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0				251	71		447
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5				-50	-43		110
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38			0,348			-50	-40		108
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	6			Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47		0,032						
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	7			ВН AT2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	-608,4				289	90		520
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	-304,2				305	94		531
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	18,7	0,030			-1	-2		4
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т3 - Ур, НН Т1	0,20	10,51	36,6	0,057			638	170		1 063
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Ур, НН Т1 - ЭДС СГ		0,90					640	210		18 711

Рис. 2.10. Результаты расчета режима и исходные данные по ветвям

	S	ПГ	N arg	Название	N узла	P	Q	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
1		<input type="checkbox"/>	1	Ст	10	640,00	1 157,45			-10 000,00	10 000,00
2		<input type="checkbox"/>	2	ЭС	1	-488,46	-84,81				

Рис. 2.11. Исходные данные генераторов схемы

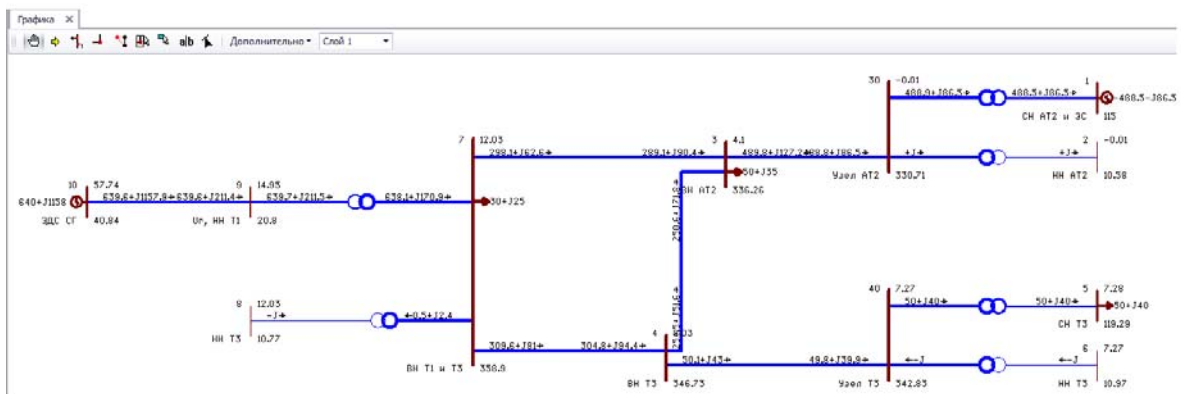


Рис. 2.12. Расчетная схема электрической сети в RastrWin3

В качестве контролируемых параметров принимаем активную и реактивную мощность генерации в узле 10, напряжение в узле 10, напряжение в узле 9 и расчетный угол напряжения в узле 10. Утяжеление осуществляем в соответствии с порядком выполнения, приведенным в параграфе 2.3. Результаты утяжеления сведены в табл. 2.2.

Результаты утяжеления режима для синхронного генератора без АРВ

Номер	Активная мощность генерации в узле 10, МВт	Реактивная мощность генерации в узле 10, МВт	Напряжение в узле 10, кВ	Напряжение в узле 9, кВ	Угол δ
0	5	815	40,8	22,80	-2,8
1	55	815	40,8	22,80	-2,8
2	105	815	40,8	22,83	1,3
3	155	818	40,8	22,85	5,3
4	205	825	40,8	22,84	9,3
5	255	836	40,8	22,80	13,4
6	305	850	40,8	22,73	17,6
7	355	869	40,8	22,64	21,9
8	405	892	40,8	22,51	26,3
9	455	920	40,8	22,35	30,9
10	505	954	40,8	22,15	35,7
11	555	994	40,8	21,89	40,9
12	605	1044	40,8	21,57	46,5
13	640	1158	40,8	20,78	57,9
14	705	1184	40,8	20,60	60,3
15	755	1297	40,8	19,74	70,2
15	755	1297	40,8	19,74	70,2

Исходная мощность перетока системы от электростанции составляет $P_c = 640$ МВт. Предельная мощность перетока от электростанции составляет $P_m = 755$ МВт. Коэффициент запаса статической устойчивости составляет:

$$k_P = \frac{P_m - P_c}{P_c} = \frac{755 - 640}{640} 100 \% = 18,0 \%$$

Электрическая сеть с генератором без АРВ не обладает требуемым запасом устойчивости, поскольку в нормальном режиме коэффициент запаса менее 20 %. На рис. 2.13 и 2.14 приведены графики изменения угла δ и напряжения на шинах генератора при увеличении перетока активной мощности генерации в узле 10.

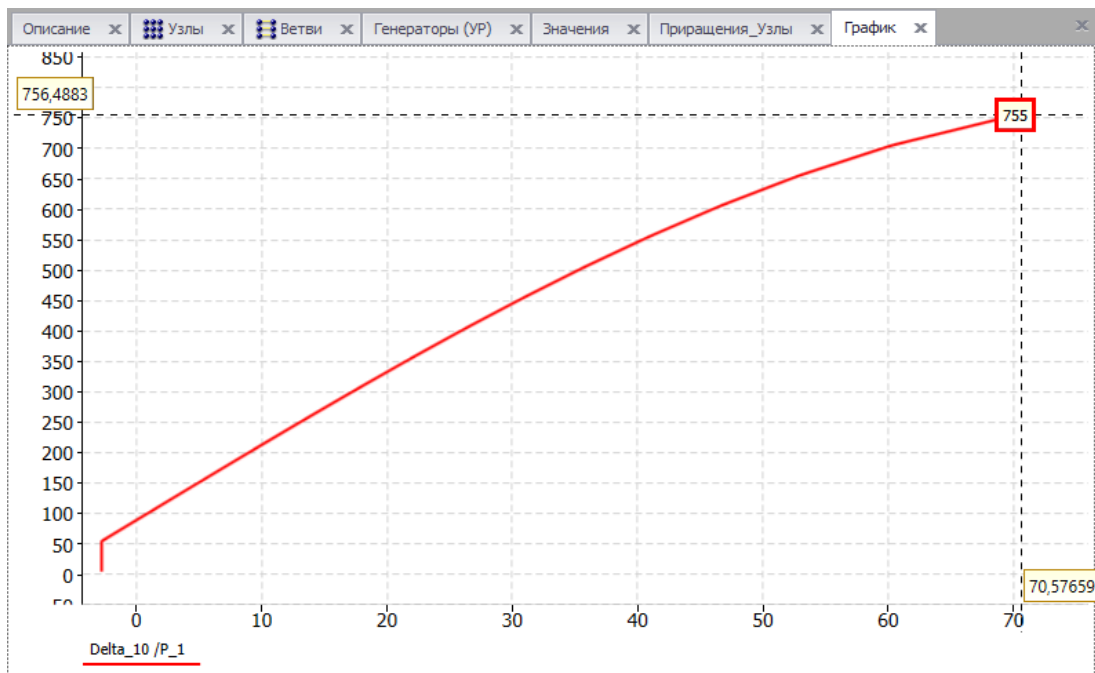


Рис. 2.13. Угловая характеристика мощности генератора без АРВ (изменения активной мощности P при изменении угла δ)

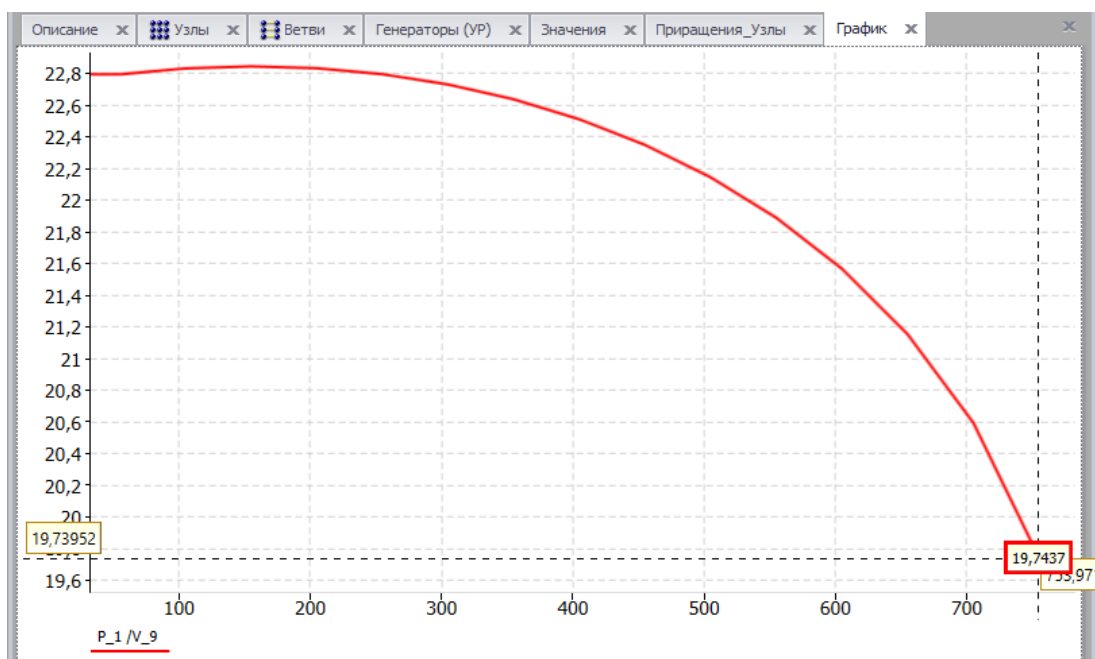


Рис. 2.14. Изменение напряжения на шинах генератора при изменении активной мощности перетока

При достижении предела мощности напряжение на шинах генератора снижается с 20,78 до 19,74 кВ. Отклонение напряжения на шинах генератора в предельном режиме составило $-5,0\%$. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_M = 70,2^\circ$.

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора с АРВ пропорционального действия

Определяем эквивалентное сопротивление станции для двух параллельно подключенных генераторов по формуле (2.5):

$$x'_d = x'_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos\varphi_{н.г}} = 0,258 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,137 \text{ Ом.}$$

В соответствии с рассчитанным сопротивлением корректируем параметры ветви по участку 9–10 (рис. 2.15). В соответствии с результатами расчета работы № 1 расчетный модуль напряжения на шинах генератора (узел 9) составил 20,78 кВ, активная мощность генерации составила 640 МВт, реактивная мощность генерации – 210 Мвар.

№	О	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/л	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1			Тр-р	30	1			Узел AT2 - СН AT2 и ЭС	0,17			0,348			-489	-85		866
2			Тр-р	30	2			Узел AT2 - НН AT2	0,07	62,07		0,032						
3			ЛЭП	3	30			ВН AT2 - Узел AT2	0,22	16,34	34,4				-490	-126		868
4			ЛЭП	3	4			ВН AT2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0				251	71		447
5			ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5				-50	-43		110
6			Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38			0,348			-50	-40		108
7			Тр-р	40	6			Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47		0,032						
8			ЛЭП	3	7			ВН AT2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	-608,4				289	90		520
9			ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	-304,2				305	94		531
10			Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	18,7	0,030			-1	-2		4
11			Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т3 - Ur, ННТ1	0,20	10,51	36,6	0,057			638	170		1 063
12			ЛЭП	9	10			Ur, ННТ1 - ЭДС СГ		0,14					640	210		18 709

Рис. 2.15. Результаты расчета режима и исходные данные по ветвям

Определяем переходную ЭДС генератора (расчетный модуль напряжения узла 10) по формуле (2.13):

$$E' = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x'_d}{U_r} \right)^2 + \left(\frac{P_r x'_d}{U_r} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(20,78 + \frac{210 \cdot 0,14}{20,78} \right)^2 + \left(\frac{640 \cdot 0,14}{20,78} \right)^2} = 22,57 \text{ кВ.}$$

Фиксируем расчетный модуль напряжения в узле 10 (рис. 2.16).

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-488,5	-85,0	115,0	-85,0	-85,0		115,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							336,19	4,10
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Узел АТ2	330											330,71	-0,01
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ВН Т3	330											346,59	8,04
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Узел Т3	330											342,69	7,27
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							119,24	7,28
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НН Т3	10											10,97	7,27
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ВН Т1 и Т3	330			30,0	25,0							358,72	12,04
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НН Т3	10											10,76	12,04
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Уг, НН Т1	20											20,79	14,97
12	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЭДС СГ	23					640,0	354,3	22,6	-10 000,0	10 000,0		22,57	25,74

Фиксирование модуля
напряжения

Рис. 2.16. Результаты расчета режима и исходные данные

Определим потерю реактивной мощности на участке 9–10 по формуле (2.11):

$$\Delta Q_{9-10} = \frac{P_{\Gamma}^2 + Q_{\Gamma}^2}{U_{\Gamma}^2} x_d = \frac{640^2 + 210^2}{20,78^2} 0,137 = 144 \text{ Мвар.}$$

Определяем предполагаемую генерацию реактивной мощности в узле 10:

$$Q_{10} = Q_9 + \Delta Q_{9-10} = 210 + 144 = 354 \text{ Мвар.}$$

Изменяем выдаваемую реактивную мощность генератора станции (рис. 2.17) и пределы мощности генерации в диапазоне $Q_{\min} = -10000$ Мвар и $Q_{\max} = 10000$ Мвар.

	S	ПГ	N агр	Название	N узла	P	Q	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax
1		<input type="checkbox"/>	1	Ст	10	640,00	354,00			-10 000,00	10 000,00
2		<input type="checkbox"/>	2	ЭС	1	-488,45	-85,02				

Рис. 2.17. Исходные данные генераторов схемы

В качестве контролируемых параметров принимаем активную и реактивную мощность генерации в узле 10, напряжение в узле 10, напряжение в узле 9 и расчетный угол напряжения в узле 10. Утяжеление осуществляем в соответствии с порядком выполнения, приведенным в параграфе 2.3. Отличительная особенность расчета заключается в том, что в результате полученный угол напряжения в узле 10 δ' необходимо пересчитать по формуле (2.14) и привести к δ , необходимому для анализа статической устойчивости.

При активной и реактивной мощности генерации 640 МВт и 354 Мвар угол δ' составил $25,7^\circ$, тогда в соответствии с (2.14) угол δ :

$$\Delta\delta_0 = \arctg\left(\frac{P_r(x_d - x'_d)}{E'^2 + Q_r(x_d - x'_d)}\right) =$$

$$= \arctg\left(\frac{640(0,902 - 0,14)}{22,57^2 + 354(0,902 - 0,14)}\right) = 32,04.$$

$$\delta_0 = \delta'_0 + \Delta\delta_0 = 25,7 + 32,04 = 57,74^\circ.$$

Примечание! Во вкладке Расчеты → Параметры → Утяжеление «Формировать описание контр. величин: (ФормКВ:)» необходимо указать «нет» (рис. 2.4).

Утяжеление режима выполним при изменении мощности генерации в узле 10 от 0 МВт с шагом 50 МВт. Для этого необходимо обнулить мощность генерации в узле 9 в меню Открыть → Генераторы (Ур) → Генераторы (Ур). Результаты утяжеления сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Результаты утяжеления режима для синхронного генератора с АРВ ПД

Номер	Активная мощность генерации в узле 10, МВт	Реактивная мощность генерации в узле 10, МВт	Напряжение в узле 10, кВ	Напряжение в узле 9, кВ	Угол δ'	Угол $\Delta\delta$	Расчетный угол δ
0	0	249	22,6	21,1	-2,7	0,00	-2,7
1	50	249	22,6	21,1	-2,7	3,12	0,4
2	100	246	22,6	21,1	-0,5	6,24	5,7
3	150	244	22,6	21,1	1,7	9,33	11,0
4	200	244	22,6	21,1	3,8	12,36	16,2
5	250	247	22,6	21,1	6,0	15,28	21,3
6	300	251	22,6	21,1	8,2	18,07	26,3
7	350	257	22,6	21,1	10,4	20,71	31,1
8	400	265	22,6	21,1	12,6	23,19	35,8
9	450	276	22,6	21,0	14,8	25,49	40,3
10	500	288	22,6	21,0	17,0	27,60	44,6
11	550	302	22,6	21,0	19,3	29,54	48,8
12	600	319	22,6	20,9	21,6	31,29	52,8
13	640	354	22,6	20,8	25,7	32,04	56,7
14	700	359	22,6	20,8	26,2	34,27	60,5

Номер	Активная мощность генерации в узле 10, МВт	Реактивная мощность генерации в узле 10, МВт	Напряжение в узле 10, кВ	Напряжение в узле 9, кВ	Угол δ'	Угол $\Delta\delta$	Расчетный угол δ
15	750	383	22,6	20,7	28,6	35,51	64,1
16	800	409	22,6	20,6	31,0	36,59	67,6
17	850	438	22,6	20,5	33,5	37,53	71,1
18	900	471	22,6	20,4	36,1	38,31	74,4
19	950	506	22,6	20,2	38,8	38,96	77,7
20	1000	546	22,6	20,1	41,5	39,48	81,0
21	1050	589	22,6	19,9	44,3	39,86	84,2
22	1100	637	22,6	19,8	47,3	40,12	87,4
23	1150	692	22,6	19,5	50,5	40,20	90,7
24	1200	753	22,6	19,3	53,9	40,17	94,1
25	1250	822	22,6	19,0	57,6	39,98	97,5
26	1300	902	22,6	18,7	61,6	39,61	101,2
27	1350	998	22,6	18,3	66,2	39,01	105,2
28	1400	1118	22,6	17,8	71,7	38,08	109,8
29	1450	1300	22,6	17,0	79,8	36,38	116,1
30	1450	1300	22,6	17,0	79,8	36,38	116,1

Исходная мощность перетока системы от электростанции составляет $P_c = 640$ МВт. Предельная мощность перетока от электростанции для генераторов с АРВ ПД составляет $P_m = 1450$ МВт. Коэффициент запаса статической устойчивости составляет:

$$k_P = \frac{P_m - P_c}{P_c} = \frac{1450 - 640}{640} 100 \% = 126 \%$$

Электрическая сеть с генератором с АРВ ПД обладает требуемым запасом устойчивости, поскольку в нормальном режиме коэффициент запаса больше 20 %. На рис. 2.18 приведен график изменения напряжения на шинах генератора при увеличении перетока активной мощности генерации в узле 10. При достижении предела мощности напряжение на шинах генератора снижается с 20,78 до 17,0 кВ. Отклонение напряжения на шинах генератора в предельном режиме составило $-18,2$ %. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_m = 116,1$.

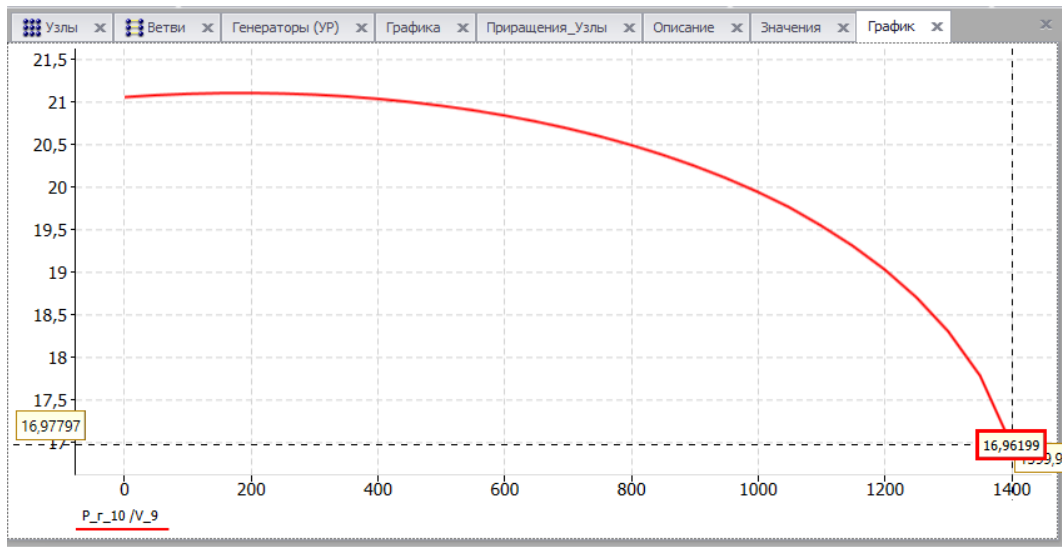


Рис. 2.18. Изменение напряжения на шинах генератора при изменении активной мощности перетока

Для построения угловой характеристики мощности воспользуемся расчетными значениями активной мощности генерации и угла δ , используя данные табл. 2.3. На рис. 2.19 приведена угловая характеристика мощности генератора с АРВ ПД, построенная в редакторе MS Excel.

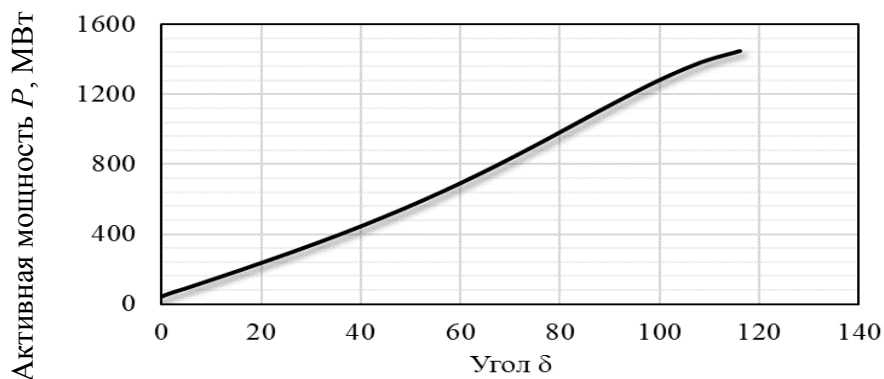
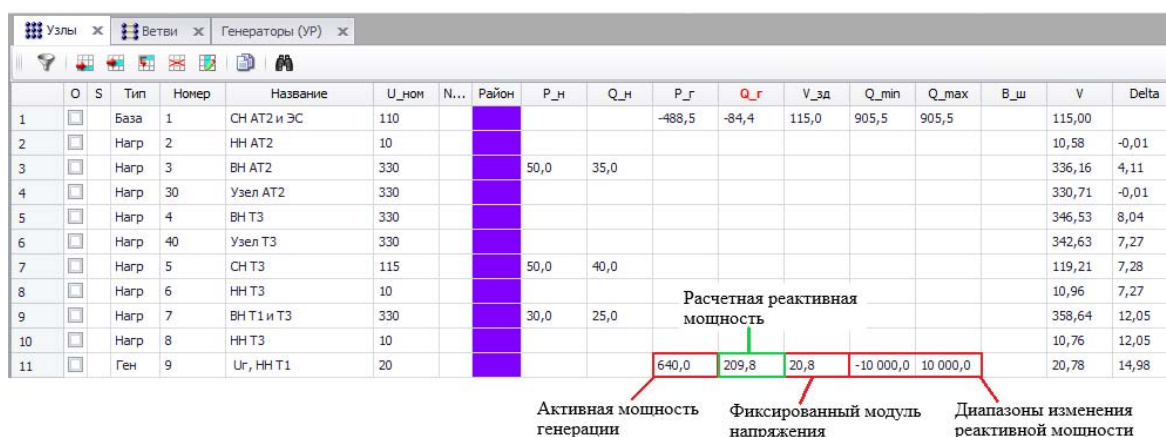


Рис. 2.19. Угловая характеристика мощности генератора с АРВ пропорционального действия

Исследование устойчивости ЭЭС для генератора с АРВ сильного действия

Расчет предела мощности генераторов с АРВ СД выполняется, принимая за основу файл, сохраненный после расчета предела мощности синхронного генератора с АРВ ПД. В соответствии с результатами расчета работы № 1 расчетный модуль напряжения на шинах генератора (узел 9) составил 20,78 кВ, активная мощность генерации составила 640 МВт.

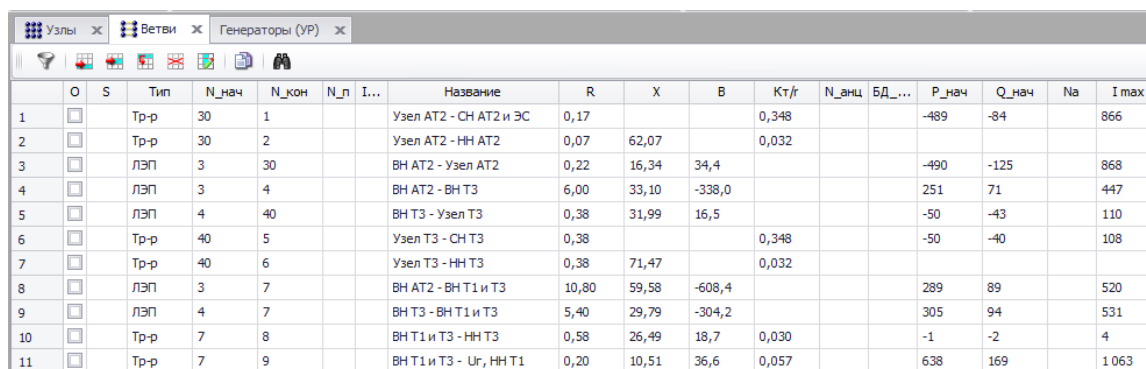
Регуляторы сильного действия позволяют поддерживать неизменный модуль напряжения в узле 9 (напряжение генератора), в связи с чем узел 10 и связь ветви 9–10 удаляем, фиксируем модуль напряжения в узле 9 на уровне 20,78 кВ. Активную мощность генерации в узле 9 устанавливаем 640 МВт. Для поддержания заданного модуля напряжения расширяем границы изменения реактивной мощности в диапазоне $Q_{\min} = -10000$ Мвар и $Q_{\max} = 10000$ Мвар. Выполним расчет режима. Результаты расчета по узлам, ветвям и генераторам (УР) приведены на рис. 2.20–2.22 соответственно.



	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-488,5	-84,4	115,0	905,5	905,5		115,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							336,16	4,11
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Узел АТ2	330											330,71	-0,01
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	ВН Т3	330											346,53	8,04
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Узел Т3	330											342,63	7,27
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							119,21	7,28
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НН Т3	10											10,96	7,27
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	ВН Т1 и Т3	330			30,0	25,0							358,64	12,05
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НН Т3	10											10,76	12,05
11	<input type="checkbox"/>		Ген	9	Ur, ННТ1	20											20,78	14,98

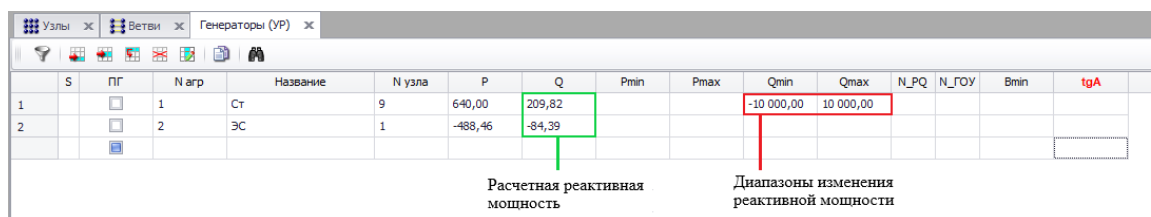
Расчетная реактивная мощность
 640,0 209,8 20,8 -10 000,0 10 000,0
 Активная мощность генерации Фиксированный модуль напряжения Диапазоны изменения реактивной мощности

Рис. 2.20. Результаты расчета режима по узлам схемы



	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I_max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	1			Узел АТ2 - СН АТ2 и ЭС	0,17			0,348			-489	-84		866
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	2			Узел АТ2 - НН АТ2	0,07	62,07		0,032						
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	30			ВН АТ2 - Узел АТ2	0,22	16,34	34,4				-490	-125		868
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ВН АТ2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0				251	71		447
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5				-50	-43		110
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38			0,348			-50	-40		108
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	6			Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47		0,032						
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	7			ВН АТ2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	-608,4				289	89		520
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	-304,2				305	94		531
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	18,7	0,030			-1	-2		4
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т3 - Ur, ННТ1	0,20	10,51	36,6	0,057			638	169		1 063

Рис. 2.21. Результаты расчета режима по ветвям схемы



	S	ПГ	N_агр	Название	N узла	P	Q	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	N_PQ	N_GOV	Bmin	tgA
1	<input type="checkbox"/>		1	Ст	9	640,00	209,82			-10 000,00	10 000,00				
2	<input type="checkbox"/>		2	ЭС	1	-488,46	-84,39								

Расчетная реактивная мощность Диапазоны изменения реактивной мощности

Рис. 2.22. Результаты расчета и исходные данные генераторов схемы

В качестве контролируемых параметров принимаем активную и реактивную мощность генерации, напряжение и расчетный угол напряжения в узле 9. Утяжеление осуществляем в соответствии с порядком выполнения, приведенным в параграфе 2.3. Отличительная особенность расчета заключается в том, что в результате полученный угол напряжения в узле 9 δ_{c0} необходимо пересчитать по формуле (2.16) и привести к δ , необходимому для анализа статической устойчивости. При активной и реактивной мощности генерации 640 МВт и реактивной мощности 210 Мвар угол δ_{c0} составил $14,98^\circ$, тогда в соответствии с формулой (2.16) угол δ_0 :

$$\Delta\delta_r = \arctg\left(\frac{P_r x_d}{U_r^2 + Q_r x_d}\right) = \arctg\left(\frac{640 \cdot 0,902}{20,78 + 210 \cdot 0,902}\right) = 42,9^\circ.$$

$$\delta_0 = \delta_{c0} + \Delta\delta_r = 14,98 + 42,90 = 57,9.$$

Утяжеление режима выполним при изменении мощности генерации в узле 9 от 0 МВт с шагом 100 МВт. Для этого необходимо обнулить мощность генерации в узле 9 в меню Открыть → Генераторы (Ур) → Генераторы (Ур). Результаты утяжеления представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Результаты утяжеления режима для синхронного генератора с АРВ СД

Номер	Активная мощность генерации в узле 9, МВт	Реактивная мощность генерации в узле 10, МВт	Напряжение в узле 9, кВ	Угол δ_c	Угол $\Delta\delta$	Расчетный угол δ
0	0	199	20,8	-2,62	0,00	-2,6
1	100	188	20,8	0,14	8,53	8,7
2	200	181	20,8	2,89	16,86	19,7
3	300	180	20,8	5,63	24,50	30,1
4	400	183	20,8	8,37	31,17	39,5
5	500	210	20,8	11,11	35,98	47,1
6	640	210	20,8	14,98	42,90	57,9
7	700	221	20,8	16,64	45,01	61,7
8	800	244	20,8	19,45	47,91	67,4
9	900	272	20,8	22,28	50,16	72,4
10	1000	306	20,8	25,15	51,89	77,0
11	1100	345	20,8	28,08	53,17	81,3

Номер	Активная мощность генерации в узле 9, МВт	Реактивная мощность генерации в узле 10, МВт	Напряжение в узле 9, кВ	Угол δ_c	Угол $\Delta\delta$	Расчетный угол δ
12	1200	390	20,8	31,07	54,09	85,2
13	1300	442	20,8	34,13	54,69	88,8
14	1400	503	20,8	37,31	54,96	92,3
15	1500	570	20,8	40,58	55,03	95,6
16	1600	647	20,8	43,99	54,88	98,9
17	1700	733	20,8	47,56	54,52	102,1
18	1800	831	20,8	51,36	53,95	105,3
19	1900	944	20,8	55,43	53,17	108,6
20	2000	1076	20,8	59,88	52,15	112,0
21	2100	1232	20,8	64,86	50,84	115,7
22	2200	1429	20,8	70,81	49,07	119,9
23	2300	1700	20,8	78,54	46,55	125,1
24	2400	1700	20,8	78,54	47,77	126,3

Исходная мощность перетока системы от электростанции составляет $P_c = 640$ МВт. Предельная мощность перетока от электростанции для генераторов с АРВ ПД составляет $P_m = 2400$ МВт. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_m = 126,3^\circ$. Коэффициент запаса статической устойчивости составляет:

$$k_P = \frac{P_m - P_c}{P_c} = \frac{2400 - 640}{640} 100 \% = 275 \%$$

Электрическая сеть с генератором с АРВ СД обладает требуемым запасом устойчивости, поскольку в нормальном режиме коэффициент запаса больше 20 %.

Для построения угловой характеристики мощности воспользуемся расчетными значениями активной мощности генерации и угла δ , используя данные табл. 2.2. На рис. 2.23 приведены угловые характеристики мощности для генератора без АРВ, с АРВ ПД и с АРВ СД, построенные в редакторе MS Excel.

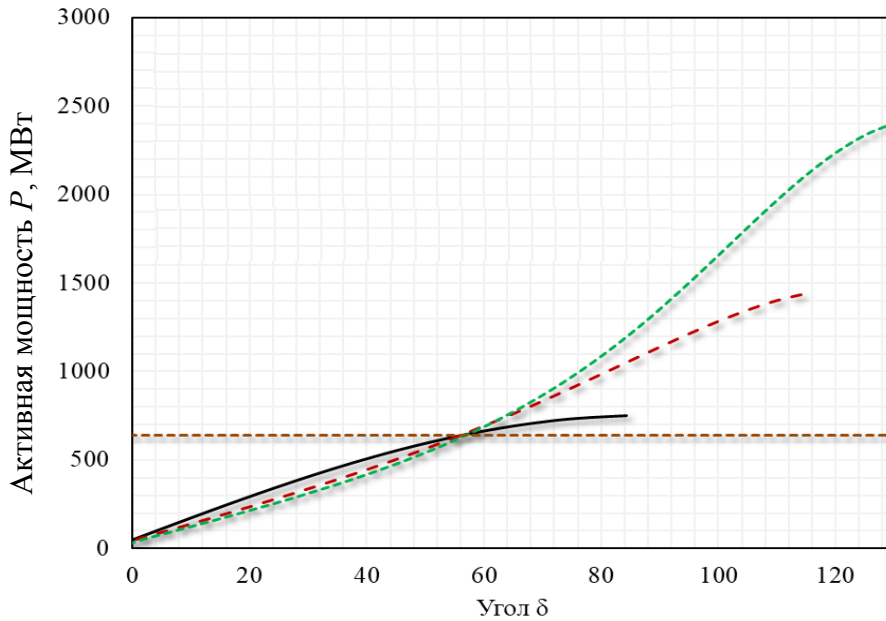


Рис. 2.23. Угловые характеристики мощности генератора:

- — номинальная мощность станции;
- - - синхронный генератор с АРВ ПД;
- · - синхронный генератор с АРВ СД;
- · - номинальная мощность генерации

Выводы по результатам расчета:

1. При отсутствии АРВ предельная мощность системы составляет 755 МВт при номинальной мощности станции 640 МВт. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_m = 70,2^\circ$. Коэффициент запаса статической устойчивости составил 18,0 %, что не удовлетворяет требованиям эксплуатации. При достижении предела мощности напряжение на шинах генератора снизилось с 20,78 до 19,74 кВ.

2. При использовании АРВ ПД предельная мощность системы составляет 1450 МВт при номинальной мощности станции 640 МВт. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_m = 116,1^\circ$. Коэффициент запаса статической устойчивости составил 126 %, что удовлетворяет требованиям эксплуатации. При достижении предела мощности напряжение на шинах генератора снизилось с 20,78 до 17,0 кВ.

3. При использовании АРВ СД предельная мощность системы составляет 2400 МВт при номинальной мощности станции 640 МВт. Предел мощности электростанции достигается при угле $\delta_m = 126,3^\circ$. Коэффициент запаса статической устойчивости составил 275 %, что удовлетворяет требованиям эксплуатации.

Контрольные вопросы

1. Назовите назначение АРВ.
2. Что такое угловая характеристика мощности?
3. Что такое статическая устойчивость электроэнергетической системы?
4. Перечислите критерии статической устойчивости системы.
5. Какие виды АРВ существуют?
6. Чем АРВ пропорционального действия отличается от АРВ сильного действия?
7. Как определить предел передаваемой мощности для генераторов без АРВ, с АРВ пропорционального и сильного действия?
8. Как моделируются генераторы без АРВ, с АРВ пропорционального и сильного действия в электрических схемах для расчета установившегося режима?
9. В чем заключается суть утяжеления режима электрической системы при поиске пределов мощности?
10. Каким уравнением описывается угловая характеристика мощности для генераторов без АРВ, с АРВ пропорционального и сильного действия?
11. Как определяется коэффициент запаса статической устойчивости электроэнергетической системы?
12. Какие требования предъявляются к коэффициенту запаса статической устойчивости?
13. Какие особенности анализа статической устойчивости в программном комплексе RastrWin3?
14. Какие способы задания синхронного генератора в расчетной схеме RastrWin3 в зависимости от вида АРВ?
15. Как определяется синхронная и переходная ЭДС генератора?

ГЛАВА 3

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И СОПРОТИВЛЕНИЯ АВАРИЙНОГО ШУНТА

В третьей главе рассматриваются вопросы моделирования электрической сети в программном комплексе RastrWin3 при возникновении короткого замыкания, приводится пример расчета сопротивления аварийного шунта, который в дальнейшем используется для анализа электродинамической устойчивости работы синхронных генераторов электростанции.

3.1. Теоретические сведения

Расчеты токов короткого замыкания и исследование динамической устойчивости осуществляются с помощью метода симметричных составляющих. Для применения данного метода необходимо расчетную схему электроэнергетической сети при несимметричном режиме представить в виде схем замещений трех последовательностей: прямой, обратной и нулевой. Комплексную схему замещения можно смоделировать по-другому – в виде схемы замещения прямой последовательности, в которой в месте короткого замыкания включается поперечное сопротивление, называемое аварийным шунтом. Значения шунта зависят от вида короткого замыкания и параметров эквивалентных сопротивлений обратной z_2 и нулевой z_0 последовательности [16]. При сопротивлении дуги $r_d = 0$ сопротивление шунта в зависимости от вида короткого замыкания составит:

- при однофазном коротком замыкании (K^1) – $z_{ш} = z_2 + z_0$;
- при двухфазном коротком замыкании (K^2) – $z_{ш} = z_2$;
- при двухфазном коротком замыкании на землю ($K^{1,1}$) – $z_{ш} = z_2 z_0 / (z_2 + z_0)$;
- при трехфазном коротком замыкании (K^3) – $z_{ш} = 0$.

На рис. 3.1 приведен рассматриваемый вариант представления схемы замещения электрической сети при возникновении короткого замыкания.

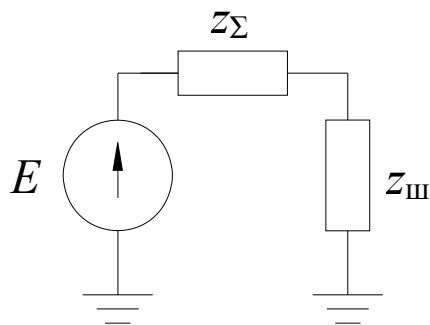


Рис. 3.1. Комплексная схема замещения при коротком замыкании

Схема замещения прямой последовательности является обычной схемой замещения, которая составляется для любого симметричного процесса, т. е. все сопротивления, которыми характеризуются отдельные элементы в нормальном симметричном режиме, по существу, являются сопротивлениями прямой последовательности [16].

Схема замещения обратной последовательности по структуре сходна со схемой прямой последовательности, однако при ее составлении все генерирующие и нагрузочные источники исключаются, а между точкой короткого замыкания и нулевой точкой схемы (землей) устанавливается гипотетический источник напряжения (рис. 3.2), по отношению к которому определяют эквивалентное значение сопротивлений обратной последовательности z_2 .

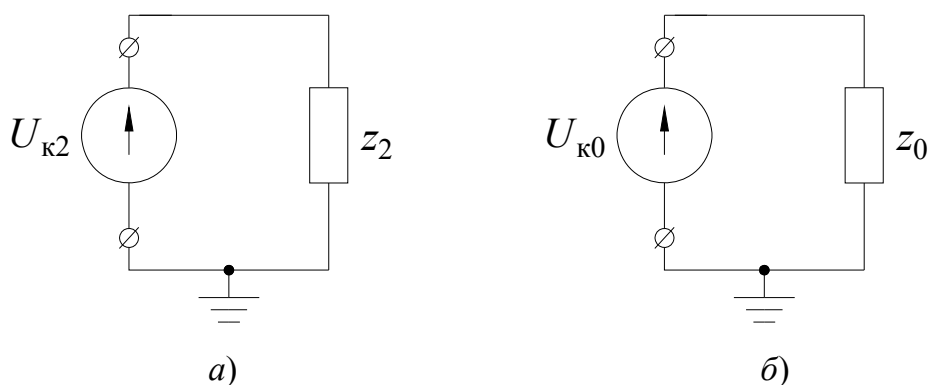


Рис. 3.2. Эквивалентные схемы замещения обратной (а) и нулевой (б) последовательности

Для трансформаторов, воздушных и кабельных линий, реакторов сопротивления прямой и обратной последовательности равны.

Для синхронных генераторов значения реактивного сопротивления обратной последовательности приводятся в каталогах и справоч-

никах как параметры машины. При отсутствии таких данных в качестве приближенных значений можно принимать:

– для турбогенераторов и машин с демпферными обмотками [16]:

$$x_2 = 1,22x_d''; \quad (3.1)$$

– для машин без демпферных обмоток:

$$x_2 = 1,45x_d'. \quad (3.2)$$

При составлении *схемы замещения нулевой последовательности* учитываются только те элементы схемы, по которым могут протекать токи нулевой последовательности, что определяется соединением обмоток трансформатора.

Сопротивление нулевой последовательности линии значительно отличается от составляющей прямой последовательности и зависит от количества цепей линии, наличия заземленных тросов и т. д. Так, сопротивление нулевой последовательности для одноцепных линий со стальными заземленными тросами в 3,0 раза больше сопротивления линии прямой последовательности.

Реактивность нулевой последовательности трансформаторов зависит от схемы соединения обмоток и их конструкции. Для трехстержневого трансформатора с соединением обмоток Y_0/Y_0 $x_0 \approx x_1$. Для автотрансформатора в схеме замещения участвуют все обмотки, так как через автотрансформатор токи нулевой последовательности могут переходить со стороны высшего напряжения на сторону среднего напряжения и наоборот, так как они имеют общую нейтраль.

Синхронные и асинхронные машины в *схему замещения для расчета токов короткого замыкания должны быть введены сверхпереходными сопротивлениями и ЭДС*. Для синхронных генераторов и электродвигателей, которые до короткого замыкания работали с перевозбуждением, фазное значение сверхпереходной ЭДС определяется по формуле

$$E'' = \sqrt{(U_r + I_r x_d'' \sin \varphi)^2 + (I_r x_d'' \cos \varphi)^2} = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x_d''}{U_r}\right)^2 + \left(\frac{P_r x_d''}{U_r}\right)^2}, \quad (3.3)$$

где U_r – фазное напряжение на выводах машины в момент, предшествующий короткому замыканию, кВ; I_r – ток статора в момент, предшествующий короткому замыканию, кА; φ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий короткому замыканию, град.

Эквивалентное реактивное сопротивление x_d'' для n параллельно подключенных генераторов, Ом, определяется по формуле

$$x_d'' = x_{*d}'' \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos\varphi_{н.г}}, \quad (3.4)$$

где x_{*d}'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси, о. е.

При моделировании короткого замыкания, кроме установившихся значений токов короткого замыкания, определенный интерес представляет нахождение следующих величин:

- постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока [17], [18]:

$$T_{a.эк} = \frac{\text{Im}(Z_{эк})}{\omega_c \cdot \text{Re}(Z_{эк})}, \quad (3.5)$$

где $Z_{эк}$ – эквивалентное сопротивление цепи короткого замыкания; ω_c – синхронная угловая частота сети;

- аperiodическая составляющая тока [17], [18]:

$$i_{at} = \sqrt{2}I_{п0} e^{-\frac{t}{T_{a.эк}}}, \quad (3.6)$$

где t – время переходного процесса; $I_{п0}$ – амплитуда периодической составляющей тока в начальный момент короткого замыкания;

- угол сдвига по фазе между периодической составляющей тока короткого замыкания и напряжением [19]:

$$\varphi_k = \arctg\left(\frac{x_{эк}}{r_{эк}}\right), \quad (3.7)$$

где $x_{эк}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление цепи короткого замыкания; $r_{эк}$ – эквивалентное активное сопротивление цепи короткого замыкания;

- время от начала короткого замыкания до появления ударного тока [18], [19]:

$$t_{уд} = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi}; \quad (3.8)$$

- ударный коэффициент [17], [18]:

$$K_{уд} = 1 + e^{-\frac{t_{уд}}{T_{а.эк}}}; \quad (3.9)$$

- ударный ток [17], [18]:

$$i_{уд} = \sqrt{2}I_{п0}K_{уд}. \quad (3.10)$$

3.2. Практическая часть

Для проведения расчетов токов короткого замыкания и величины аварийного шунта короткого замыкания используется схема и результаты расчета работы, приведенные в гл. 1. Точки короткого замыкания отмечены на рис. 3.3.

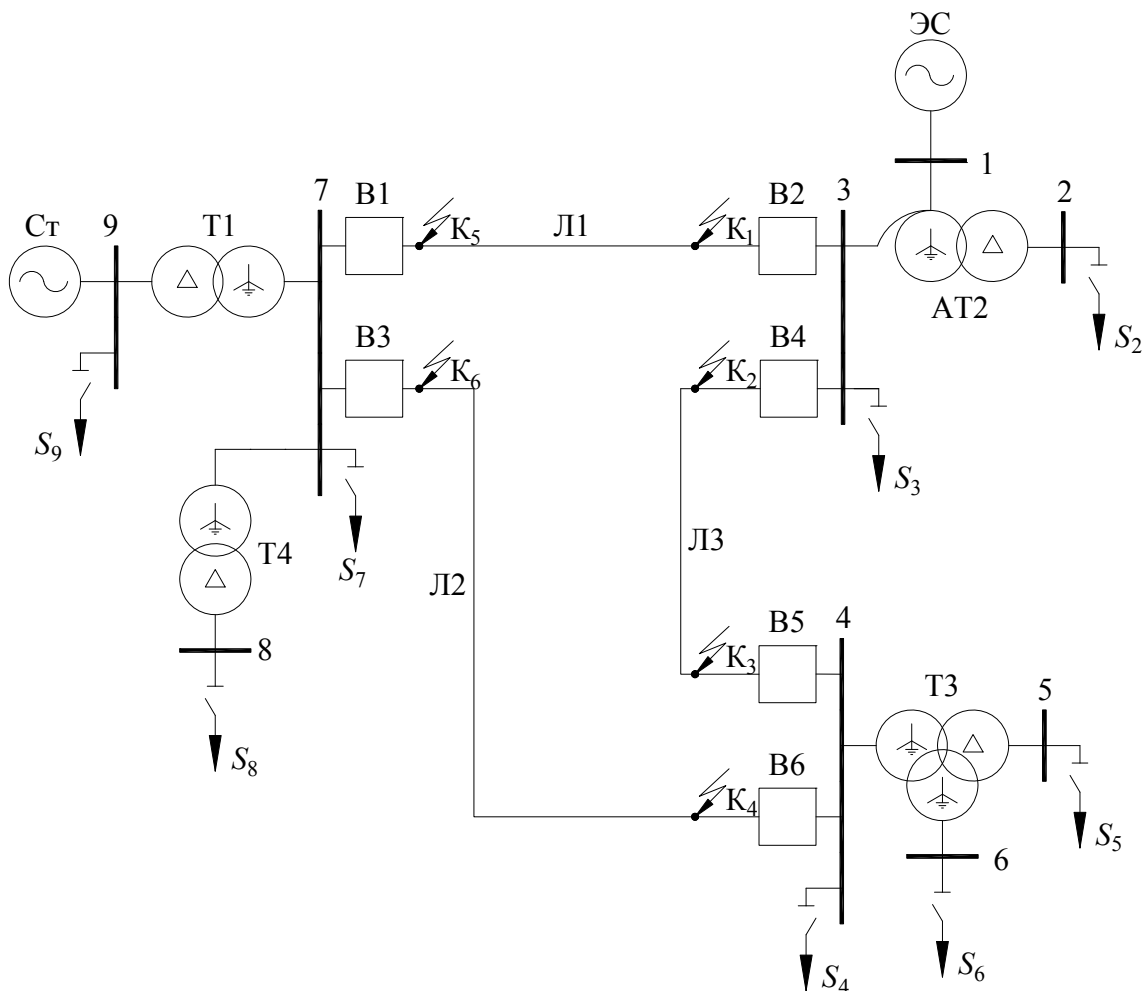


Рис. 3.3. Расчетная схема электрической сети с указанием места короткого замыкания

3.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.
2. Запустите программный комплекс RastWin3. Загрузите шаблон динамики (Файлы → Новый выбрать «динамика.rst»).
3. Добавьте к шаблону результаты сохраненного файла работы № 1 («режим.rg2» и «графика.grf»), выполнив действия Файлы → Дополнительно → Присоединить.
4. Постройте схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности. С учетом схемы соединения обмоток трансформатора определите пути циркуляции токов и сопротивления, входящие в схему замещения нулевой последовательности.
5. В меню Открыть → Несимметрия открыть таблицы «Узлы/Несим/ИД», «Ветви/Несим/ИД», «Генератор/Несим». Параметры схем замещения электрической сети введите в именованных единицах. Исходные данные задайте с помощью стандартного табличного ввода RastWin3.
6. Рассчитайте сверхпереходное сопротивление и сопротивления обратной и нулевой последовательности в именованных единицах для генератора и системы расчетной схемы по формуле (3.4). Рассчитайте ЭДС генератора и системы по формуле (3.3).
7. Введите расчетные сопротивления и ЭДС генератора и системы в таблицу меню Открыть → Несимметрия → Генератор/Несим. В качестве реактивного сопротивления прямой последовательности для генераторов используется сверхпереходное сопротивление.
8. В меню Открыть → Несимметрия откройте таблицу «Ветви/Несим/ИД» (рис. 3.4, а). Сопротивления прямой последовательности перенесутся из данных исходной схемы для расчета установившегося режима. Для генерации приблизительных сопротивлений обратной и нулевой последовательности используется макрос «MakeNonSym.rbs» (Расчеты → Выполнить → ТКЗ → MakeNonSym). После запуска макроса таблица заполнится исходными данными, необходимыми для оценочных расчетов (рис. 3.4, б).
9. В колонке «Тип0» меню Открыть → Несимметрия → Узлы/Несим/ИД укажите состояние узлов для описания схемы замещения нулевой последовательности («зак» – земля; «у» – узел). В соответствии с группой соединения обмоток трансформатора укажите:

- для узлов 2, 5, 8 и 9 – «зак»;
- для остальных узлов – «у».

10. Выполните расчеты трехфазного короткого замыкания в узлах 3, 4 и 7 схемы электрической сети (рис. 3.3). Для этого в меню Открыть → Несимметрия → Состав/Несим укажите номер несимметрии, номер составляющей несимметрии, в колонке «Тип» выберите вид короткого замыкания «3ф». Для указания места короткого замыкания необходимо в колонке «П1» задать номер узла точки короткого замыкания и выполнить расчет 🚀.

№	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Kт/г	r0	x0	g0	b0
1		Тр-р		30	1			Узел AT2 - СН AT2 и ЭС	0,17						0,348				
2		Тр-р		30	2			Узел AT2 - НН AT2	0,07	62,07					0,032				
3		ЛЭП		Выкл	3	30		ВН AT2 - Узел AT2	0,22	16,34	4,6	34,4							
4		ЛЭП		Выкл	3	4		ВН AT2 - ВН Т3	6,00	33,10	3,5	-338,0							
5		ЛЭП		Выкл	4	40		ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	2,9	16,5							
6		Тр-р		Тр-р	40	5		Узел Т3 - СН Т3	0,38						0,348				
7		Тр-р		Тр-р	40	6		Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47					0,032				
8		ЛЭП		Выкл	3	7		ВН AT2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	6,2	-608,4							
9		ЛЭП		Выкл	4	7		ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	3,1	-304,2							
10		Тр-р		Тр-р	7	8		ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	4,0	18,7			0,030				
11		Тр-р		Тр-р	7	9		ВН Т1 и Т3 - Уг, НН Т1	0,20	10,51	6,7	36,6			0,057				

а)

№	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	БД...	N_анц	Kт/г	r0	x0	g0	b0	
1		Тр-р		30	1			Узел AT2 - СН AT2 и ЭС	0,17						0,348	0,166				
2		Тр-р		30	2			Узел AT2 - НН AT2	0,07	62,07					0,032	0,067	62,070			
3		ЛЭП		ЛЭП	3	30		ВН AT2 - Узел AT2	0,22	16,34	4,6	34,4				0,654	49,020	-4,550	59,926	
4		ЛЭП		ЛЭП	3	4		ВН AT2 - ВН Т3	6,00	33,10	3,5	-338,0				18,000	99,300	3,450	-588,120	
5		ЛЭП		ЛЭП	4	40		ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	2,9	16,5				1,143	95,970	2,850	28,762	
6		Тр-р		Тр-р	40	5		Узел Т3 - СН Т3	0,38						0,348	0,381				
7		Тр-р		Тр-р	40	6		Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47					0,032	0,381	71,466			
8		ЛЭП		ЛЭП	3	7		ВН AT2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	6,2	-608,4				32,400	178,740	6,210	-1 058,...	
9		ЛЭП		ЛЭП	4	7		ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	3,1	-304,2				16,200	89,370	3,110	-529,308	
10		Тр-р		Тр-р	7	8		ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	4,0	18,7			0,030	0,583	26,490	3,990	18,690	
11		Тр-р		Тр-р	7	9		ВН Т1 и Т3 - Уг, НН Т1	0,20	10,51	6,7	36,6			0,057	0,197	10,510	6,730	36,630	

б)

Рис. 3.4. Результаты выполнения макроса MakeNonSym

Результаты расчета представляются в табличной форме (рис. 3.5) или в консоли скрипта (рис. 3.7) в килоамперах.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	
1	1	1	3ф	3					13,7275	87,98									

Результаты расчета токов K3

Рис. 3.5. Задание номера узла и вида короткого замыкания в схеме

11. Определите постоянную времени затухания апериодической составляющей тока $T_{a.эк}$, ударный коэффициент $K_{уд}$ и время от начала короткого замыкания до появления ударного тока $t_{уд}$. Для этого необходимо выделить отмеченные узлы в меню Открыть → Несимметрия Узлы/Несим/ИД (рис. 3.6).

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	СН АТ2 и ЭС		110				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	НН АТ2		10				
3	<input checked="" type="checkbox"/>			у	3	ВН АТ2		330				
4	<input type="checkbox"/>			у	30	Узел АТ2		330				
5	<input checked="" type="checkbox"/>			у	4	ВН Т3		330				
6	<input type="checkbox"/>			у	40	Узел Т3		330				
7	<input type="checkbox"/>			у	5	СН Т3		115				
8	<input type="checkbox"/>			зак	6	НН Т3		10				
9	<input checked="" type="checkbox"/>			у	7	ВН Т1 и Т3		330				
10	<input type="checkbox"/>			зак	8	НН Т3		10				
11	<input type="checkbox"/>			зак	9	Уг, НН Т1		20				

Рис. 3.6. Выбор узлов для определения параметров короткого замыкания

В меню Расчеты → Макро запустить макрос Расчеты → Выполнить → ТКЗ → «Расчеты в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ Та Куд» (рис. 3.7). Результаты расчета приведите в табличной форме.

```


Растр Макро - Расчет в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ Та Куд.rbs
1 //////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
2 CONST g_ALIGN_STR_LEN = 60 ' длина строки названия строки, для выравнивания её длины
3 CONST g_PathToOutPutFile = "c:\temp\rast_r_kz_out.txt" ' путь к файлу с результатами
4 //////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////////
5
6 'R ek = -1

!!!trying calc node -> 7
Узел КЗ
-----
[ 3 ] [ ВН АТ2 ]
-----
< Шунт >
-----
U = 347,21/_0,064
Z1 = 0,499+j14,594
Z2 = 0,484+j15,363
Z0 = 2,222+j32,624
-----
< 3ф >
-----
I_1 = 13,727/_-87,976 I_2 = 0/_0 3xI_0 = 0/_0
-----
[ 3 : 30 : 0 ] [ ВН АТ2 - Узел АТ2 ] I_a = -10,492/_-88,795 I_1 = -1
[ 3 : 4 : 0 ] [ ВН АТ2 - ВН Т3 ] I_a = -1,58/_-85,354 I_1 = -1,58/
[ 3 : 7 : 0 ] [ ВН АТ2 - ВН Т1 и Т3 ] I_a = -1,66/_-85,299 I_1 = -1,66/
-----
< 1ф >
-----
I_1 = 3,199/_-87,003 I_2 = 3,199/_-87,003 3xI_0 = 9,597/_-87,003
[ 3 : 30 : 0 ] [ ВН АТ2 - Узел АТ2 ] I_a = -6,792/_-88,432 I_1 = -2,066
[ 3 : 4 : 0 ] [ ВН АТ2 - ВН Т3 ] I_a = -1,438/_-83,796 I_1 = -0,555
[ 3 : 7 : 0 ] [ ВН АТ2 - ВН Т1 и Т3 ] I_a = -1,374/_-83,29 I_1 = -0,579
-----
[ 4 ] [ ВН Т3 ]

```

Рис. 3.7. Результаты работу макроса «Расчеты в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ Та Куд»

12. Определите значения аварийного шунта схемы для различных видов и места короткого замыкания. Для этого необходимо:

- на панели инструментов выбрать  «расчет шунта» (рис. 3.8);
- в отрывшемся окне указать поочередно узлы 3, 4 и 7 и из выпадающего списка несимметрии выбрать: «1ф» – однофазное короткое замыкание; «2ф» – двухфазное короткое замыкание; «1,1» – двухфазное короткое замыкание на землю; «3ф» – трехфазное короткое замыкание;
- результаты расчета аварийного шунта представить в табличном виде в зависимости от места и вида короткого замыкания.

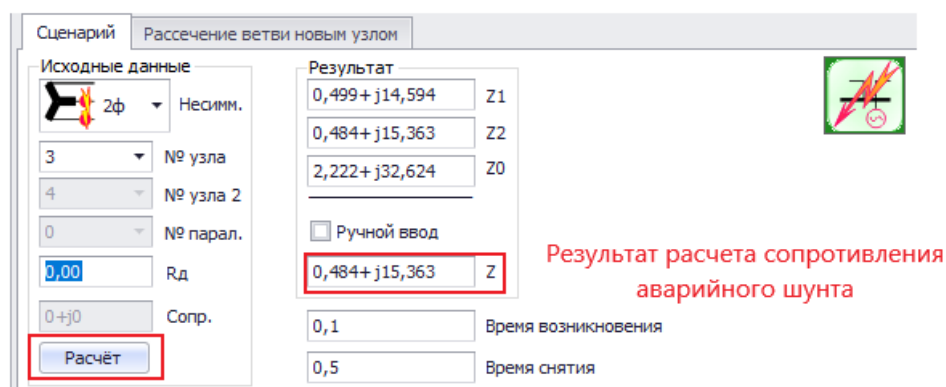


Рис. 3.8. Расчет сопротивления аварийного шунта

3.2.2. Пример выполнения работы

Расчет токов короткого замыкания

Определяем недостающие параметры схемы замещения. Номинальные данные источников питания схемы приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Номинальные параметры источников питания схемы

Наименование параметра	Единица измерения	Тип источника питания	
		Генератор	Система
Тип генератора	–	ТВВ-320	–
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$	МВт	320	8000
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	МВ · А	0,85	0,85
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$	кВ	20	110
Сверхпереходное сопротивление x''_d	о. е.	0,173	0,13
Переходное сопротивление x'_d	о. е.	0,258	0,25

Наименование параметра	Единица измерения	Тип источника питания	
		Генератор	Система
Сопротивление по продольной оси x_d	о. е.	1,698	–
Сопротивление обратной последовательности x_2	о. е.	0,211	0,18
Сопротивление нулевой последовательности x_0	о. е.	0,088	0,08

Номинальные параметры синхронного генератора в именованных единицах:

$$x_d'' = x_{*d}'' \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,173 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,0902 \text{ Ом};$$

$$x_2 = x_{*2} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,211 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,112 \text{ Ом};$$

$$x_0 = x_{*0} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,088 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,047 \text{ Ом}.$$

Определяем сверхпереходную ЭДС генератора:

$$E_r'' = \sqrt{\left(U_r + \frac{Q_r x_d''}{U_r} \right)^2 + \left(\frac{P_r x_d''}{U_r} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(20,78 + \frac{210 \cdot 0,0902}{20,78} \right)^2 + \left(\frac{640 \cdot 0,0902}{20,78} \right)^2} = 21,87 \text{ кВ}.$$

Номинальные параметры системы в именованных единицах:

$$x_c'' = x_{*c}'' \frac{U_{н.с}^2}{P_{н.с} / \cos \varphi_{н.с}} = 0,13 \frac{110^2}{8000 / 0,85} = 0,231 \text{ Ом};$$

$$x_2 = x_{*2} \frac{U_{н.с}^2}{P_{н.с} / \cos \varphi_{н.с}} = 0,18 \frac{110^2}{8000 / 0,85} = 0,231 \text{ Ом};$$

$$x_0 = x_{*0} \frac{U_{н.с}^2}{P_{н.с} / \cos \varphi_{н.с}} = 0,08 \frac{110^2}{8000 / 0,85} = 0,142 \text{ Ом}.$$

В соответствии с результатами расчета установившегося режима мощность в узле 1 системы составляет $P_c = 488,5$ МВт, $Q_c = 84,7$ Мвар, напряжение системы $U_c = 115$ кВ. Значение сверхпереходной ЭДС системы составит:

$$E_c'' = \sqrt{\left(U_c + \frac{Q_c x_c''}{U_r}\right)^2 + \left(\frac{P_c x_c''}{U_r}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(115 + \frac{84,7 \cdot 0,231}{115}\right)^2 + \left(\frac{488,5 \cdot 0,231}{115}\right)^2} = 115,43 \text{ кВ.}$$

На рис. 3.9 приведены результаты ввода исходных данных сопротивлений различных последовательностей генератора и системы расчетной схемы электрической сети.

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол
1			1	Ст	9		0,090		0,112		0,306	21,870	
2			2	ЭС	1		0,231		0,231		0,142	115,430	

Рис. 3.9. Исходные данные сопротивлений различных последовательностей для генераторов схемы

На рис. 3.4, б приведены результаты заполнения сопротивлений для различных последовательностей, используя макрос «MakeNonSym.rbs». На рис. 3.6 приведены результаты заполнения данных по узлам схемы для расчета несимметрии.

Используя макрос «Расчеты в отмеченных узлах 3ф 1ф КЗ Та Куд», определены значения токов, постоянной времени, ударного тока и время от начала короткого замыкания до появления ударного тока в отмеченных точках схемы. Результаты расчета трехфазного короткого замыкания приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Результаты расчета трехфазного короткого замыкания для различных точек короткого замыкания

Наименование параметра	Единица измерения	Точка короткого замыкания		
		Узел 3	Узел 4	Узел 7
Установившееся значение тока КЗ $I_{по}$	кА	13,727	7,047	9,697
Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_{а.э}$	с	0,093	0,029	0,056

Наименование параметра	Единица измерения	Точка короткого замыкания		
		Узел 3	Узел 4	Узел 7
Время от начала КЗ до появления ударного ток $t_{уд}$	с	0,0099	0,0097	0,0098
Ударный коэффициент $K_{уд}$	–	1,899	1,719	1,84

Расчет сопротивлений аварийного шунта

Поочередно для узлов 3, 4 и 7 определяем величину активной и реактивной составляющей аварийного шунта. Полное сопротивление шунта и угол сдвига φ на примере однофазного короткого замыкания в узле 3 составляет:

$$z_{ш} = \sqrt{r_{ш}^2 + x_{ш}^2} = \sqrt{2,707^2 + 47,987^2} = 48,06 \text{ Ом.}$$

$$\varphi = \arctg\left(\frac{x_{ш}}{r_{ш}}\right) = \arctg\left(\frac{47,987}{2,707}\right) = 86,77 \text{ Ом.}$$

Результаты расчета для остальных узлов схемы сведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты расчета сопротивления аварийного шунта

Вид короткого замыкания	Обозначение	Единица измерения	Точка короткого замыкания		
			Узел 3	Узел 4	Узел 7
Однофазное	1ф	Ом	$2,707 + j47,987 = 48,06e^{86,77}$	$8,545 + j74,800 = 75,296e^{83,48}$	$1,617 + j31,099 = 31,14e^{87,02}$
Двухфазное	2ф	Ом	$0,484 + j15,363 = 15,37e^{88,20}$	$3,233 + j30,586 = 30,76e^{83,67}$	$1,432 + j24,012 = 24,05e^{86,59}$
Двухфазное на землю	1,1	Ом	$0,452 + j10,448 = 10,46e^{87,52}$	$2,018 + j18,080 = 18,19e^{83,63}$	$0,184 + j5,473 = 5,48e^{88,07}$
Трехфазное	3ф	Ом	$0,0 + j0,0$	$0,0 + j0,0$	$0,0 + j0,0$

Выводы по результатам расчета:

1. Наибольшее значение тока трехфазного короткого замыкания наблюдается в узле 3 вблизи электрической системы, которое составило 13,727 кА. Минимальное значение тока короткого замыкания в узле 4, который отдален от источников питания. Найдено наибольшее значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока

короткого замыкания в узле 3, которое составило 0,093 кА. Наибольший ударный ток наблюдается в узле 3, который составляет $i_{уд} = K_{уд} I_{по} = 1,899 \cdot 13,727 = 26,07$ кА.

2. При трехфазном коротком замыкании сопротивление аварийного шунта в независимости от расположения повреждения в схеме составляет 0,0 Ом. Наименьшее значение сопротивления в узле 7 при двухфазном коротком замыкании на землю составляет 5,48 Ом, наибольшее значение сопротивления в узле 4 при однофазном коротком замыкании – 75,296 Ом.

Контрольные вопросы

1. Что такое аварийный шунт короткого замыкания?
2. Как сопротивление аварийного шунта зависит от вида короткого замыкания?
3. Как моделируется синхронный генератор при коротком замыкании?
4. Какие особенности при построении схемы замещения обратной последовательности?
5. Какие особенности при построении схемы замещения нулевой последовательности?
6. Как зависят сопротивления элементов схемы от вида последовательностей симметричных составляющих?
7. Какие особенности построения комплексной схемы замещения при коротком замыкании?
8. Как определяется шунт короткого замыкания при однофазном, двухфазном, двухфазном на землю виде короткого замыкания?
9. Чему равен шунт короткого замыкания при трехфазном коротком замыкании?
10. Какие значения сопротивлений обратной последовательности используются в приближенных расчетах при отсутствии данных синхронного генератора?
11. Почему при двухфазном коротком замыкании отсутствует схема обратной последовательности?
12. Как определяется сверхпереходная ЭДС электростанции?
13. Как определяется постоянная времени затухания и апериодическая составляющая тока короткого замыкания?
14. Как определяются угол сдвига по фазе между периодической составляющей тока короткого замыкания и напряжением?

15. Как определяются угол времени от начала короткого замыкания до появления ударного тока, ударный коэффициент и ударный ток?

16. Как выполняется расчет токов короткого замыкания в ПО RastrWin3?

17. Какие особенности моделирования схемы замещения нулевой последовательности в ПО RastrWin3?

18. Как используются встроенные в ПО RastrWin3 макросы для расчета токов короткого замыкания в различных точках схемы электрической сети?

ГЛАВА 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТКЛЮЧЕНИЯ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В четвертой главе подробно рассматривается порядок моделирования схем электрической сети для расчета предельного времени отключения короткого замыкания в промышленном программном комплексе RastrWin3, дается представление о математических моделях синхронного генератора, необходимых для анализа динамической устойчивости, приводятся примеры создания простейших сценариев для расчета электродинамики.

4.1. Теоретические сведения

Динамическая устойчивость синхронного генератора оценивается с точки зрения способности сохранения режима выдачи в сеть активной мощности без нарушения синхронизма после значительных изменений режима (отключение линий электропередач, возникновение коротких замыканий и т. д.) [6]. Для оценки устойчивости системы используют метод площадей, в соответствии с которым определяется площадка ускорения и торможения на характеристике мощности генератора (рис. 4.1).

В общем случае критерием нарушения динамической устойчивости является увеличение разности между углами δ_{ij} любых двух синхронных машин на 360° и более [9].

Движение ротора синхронного генератора подчиняется уравнению динамического равновесия:

$$T_j \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_T - P_G = \pm \Delta P, \quad (4.1)$$

где T_j – постоянная инерции ротора генератора; δ – угол сдвига между ЭДС генератора и вектором напряжения балансирующего узла; t – время переходного процесса; P_T , P_G – мощность турбины и мощность генератора соответственно; ΔP – небаланс мощностей.

На рис. 4.1 величина $F_{\text{уск}}$ в физическом понимании определяет ускорение ротора в момент возникающего положительного небаланса ΔP в результате разницы между постоянной мощностью турбины P_T и элек-

трической мощностью в момент трехфазного короткого замыкания на шинах генератора P_{II} . Величина $F_{\text{торм}}$ определяет потенциальную энергию торможения в результате отрицательного небаланса мощностей ΔP .

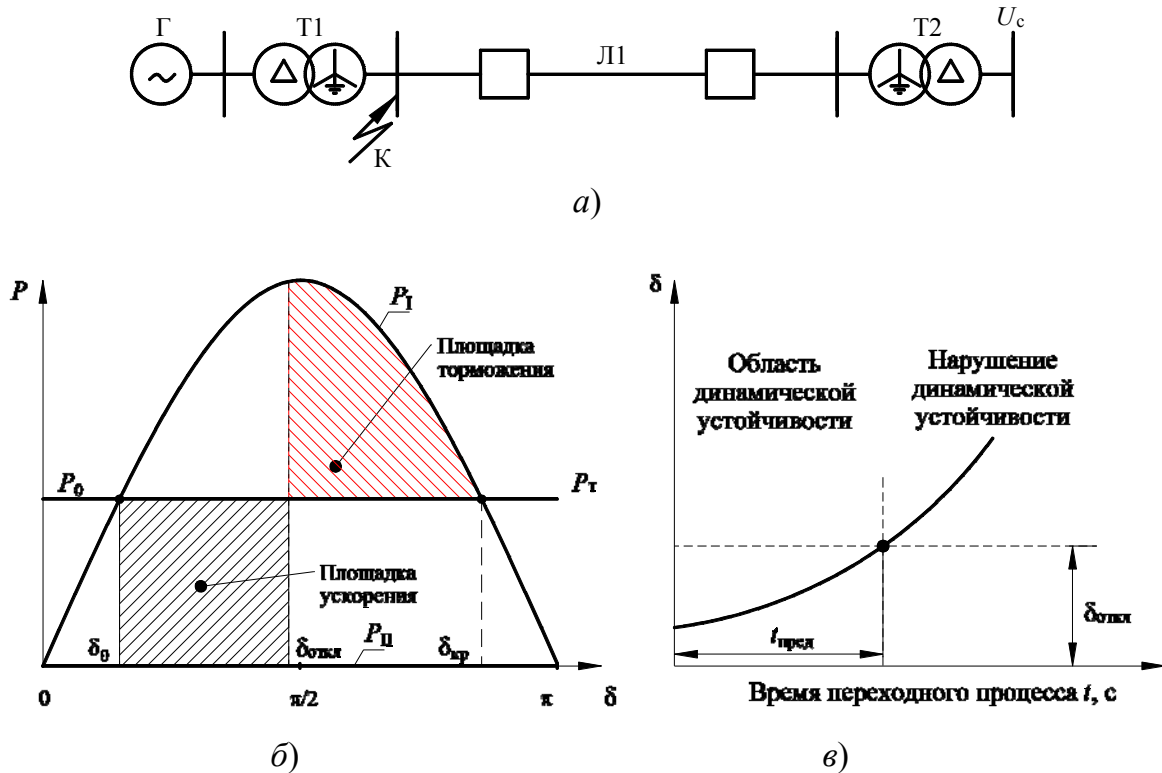


Рис. 4.1. К пояснению нарушения динамической устойчивости:
 а – характеристика мощности синхронного генератора в нормальном режиме $P_1(\delta)$ и в момент трехфазного короткого замыкания $P_{II}(\delta)$;
 б – Изменение угла δ во времени в момент трехфазного короткого замыкания

Моделирование синхронного генератора для анализа динамической устойчивости в простейшем случае основано на решении уравнения движения (4.1), в котором электрическая мощность генератора вычисляется через ЭДС и напряжение [5]:

$$P_{\Gamma}(\delta) = \frac{E'_q U_{\Gamma}}{x'_d} \sin \delta. \quad (4.2)$$

Отличительной особенностью простейшей модели динамической устойчивости является представление в схеме замещения генератора величиной ЭДС E'_q за переходным индуктивным сопротивлением x'_d . Величина E'_q отражает результирующее магнитное поле

генератора, которое в соответствии с законом электромагнитной индукции не может мгновенно изменить свою величину при внезапном изменении токов в любой из обмоток [6]. Необходимо отметить, что генератор при анализе динамической устойчивости в схеме замещения не может быть представлен величиной E_q'' за сверхпереходным индуктивным сопротивлением x_d'' , как это представляется для анализа токов короткого замыкания, что связано с незначительной длительностью протекания сверхпереходного тока по сравнению с длительностью перемещения ротора генератора [20].

Постоянная инерции ротора электрического агрегата (двигателя, генератора) доходит до десятков секунд и определяется в зависимости от справочных данных по формуле [21]:

$$T_j = J \frac{\omega_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{GD^2 (2\pi n_{\text{НОМ}} / 60)}{4 S_{\text{НОМ}}} = \frac{2,74 \cdot GD^2 n_{\text{Н}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ с}, \quad (4.3)$$

где J – момент инерции ротора синхронной машины, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$; $\omega_{\text{НОМ}}$ – номинальная угловая скорость вращения ротора, рад/с ; $GD = GD_{\text{д}} + GD_{\text{м}}$ – суммарный маховый момент двигателя $GD_{\text{д}}$ и механизма $GD_{\text{м}}$, $\text{т} \cdot \text{м}^2$; $n_{\text{НОМ}}$ – номинальная скорость вращения, об/мин ; $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная полная мощность, $\text{кВ} \cdot \text{А}$.

В паспортных данных зарубежных генераторов задается постоянная инерции (inertia constant) H , для ее преобразования в T_j используется формула

$$T_j = \frac{2H}{\cos \varphi_{\text{НОМ}}}, \text{ с}. \quad (4.4)$$

В программном комплексе RastrWin3 для моделирования динамической устойчивости генератора используется постоянная механическая инерции, $\text{МВт} \cdot \text{с}$, которая определяется по формуле

$$M_j = n T_j P_{\text{ГН}}, \text{ с}. \quad (4.5)$$

В программном комплексе RastrWin3 уравнение движение синхронной машины позволяет учесть эффект демпфирования переходного процесса, в связи с чем уравнение (4.1) представляется системой:

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \frac{1}{T_j P_{н.г}} \left(\frac{P_T P_{н.г}}{1+s} - \frac{P_\Gamma}{1+s_u} - DP_{н.г} s \right), \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_0 s \end{cases}, \quad (4.6)$$

где s – скольжение; s_u – скольжение модуля напряжения; ω_0 – синхронная угловая скорость; D – коэффициент демпфирования. В расчетах принимается в диапазоне от 2,0 до 18,0 о. е.

Модели синхронных генераторов, реализованные в программном комплексе RastrWin3 и расположенные в порядке повышения сложности, сведены в табл. 4.1. Каждая более сложная модель дополняет все предыдущие как по исходной информации, так и по результатам расчета.

Таблица 4.1

Модели синхронных генераторов и требуемая исходная информация

Наименование модели	Описание	Исходные данные	Параметры по умолчанию	Расчеты	Внешние переменные
ШБМ	Генератор бесконечной мощности	x'_d	–	P, Q, V, I	–
Уравнения движения	Классическая модель – ЭДС за сопротивлением	M_j D	–	δ, s	P_T, s_u
1к-Е'q	Контур обмотки возбуждения (1 контур)	x_d x_q T'_{d0}	$x_d = x'_d$ $x_q = x_d$ $T'_{d0} = 5$	E'_q E_q	E_{qe}
3к-ЭДС	3-контурная модель в форме ЭДС	x''_d x''_q T''_{d0} T''_{q0}	$x''_d = 0,1 \cdot x'_d$ $x''_q = x''_d$ $T''_{d0} = 0,2$ $T''_{q0} = 0,5$	E''_q E''_d	–
3к-Mustang	3-контурная модель Mustang	–	–	–	–
3к-Парк	3-контурная модель в форме Парка	x_σ	$x_\sigma = 0,8 \cdot x''_d$	–	–
4к-Парк	4-контурная модель в форме Парка	x'_q	$x'_q = x_q$	E_d	–

Коэффициент демпфирования D используется в уравнениях движения для моделей 2 и 3. В старших моделях он принудительно обнуляется по умолчанию [5].

4.2. Практическая часть

Для анализа динамической устойчивости и определения предельного времени отключения короткого замыкания используются расчетные файлы и результаты расчета работы, приведенные в гл. 3 «Расчет токов короткого замыкания и сопротивления аварийного шунта».

4.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.


2. Запустите программный комплекс RastrWin3. Откройте сохраненные файлы работы № 3 («динамика.rst» и «графика.grf»), выполнив действия Файлы → Загрузить. Дополнительно откройте шаблоны «автоматика.dfw» и «сценарий.scn» Файлы → Новый (выделите «автоматика.dfw» и «сценарий.scn»).

3. Определите постоянную механической инерции генератора по формуле (4.5).

4. В меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «Генераторы (ИД)». Выберите для модели электрической станции «1к-Е'q», а для модели электрической системы – «ШБМ». Заполните форму таблицы «Динамика (ИД)» номинальными параметрами в соответствии с вариантом задания.

Коэффициент демпфирования примите равным $D = 18$ о. е. Рассчитайте переходное и сверхпереходное сопротивление генератора и системы по формуле (2.5) работы № 2.

5. Сформируйте сценарий трехфазного короткого замыкания на шинах вблизи станции (узел 7). Для этого необходимо (рис. 4.2):

- на панели инструментов выбрать «расчет шунта» ;
- в отрывшемся окне выбрать узел 7 и из выпадающего списка несимметрии выбрать «3ф» – трехфазное короткое замыкание;
- указать время возникновения короткого замыкания, равное 0,1 с после начала переходного процесса.

Время снятия нагрузки является варьируемым параметром, которое подбирается на границе между устойчивым и неустойчивым режимом работы синхронного генератора.

Сформированный сценарий заносится в формы таблиц «Логика (t)» и «Действия (t)» в меню Открыть → Сценарий.

6. Выполните расчет переходного процесса в соответствии со сформированным сценарием. Для этого в меню «Расчеты» и на панели инструментов выберите «Начать расчет переходного процесса» .

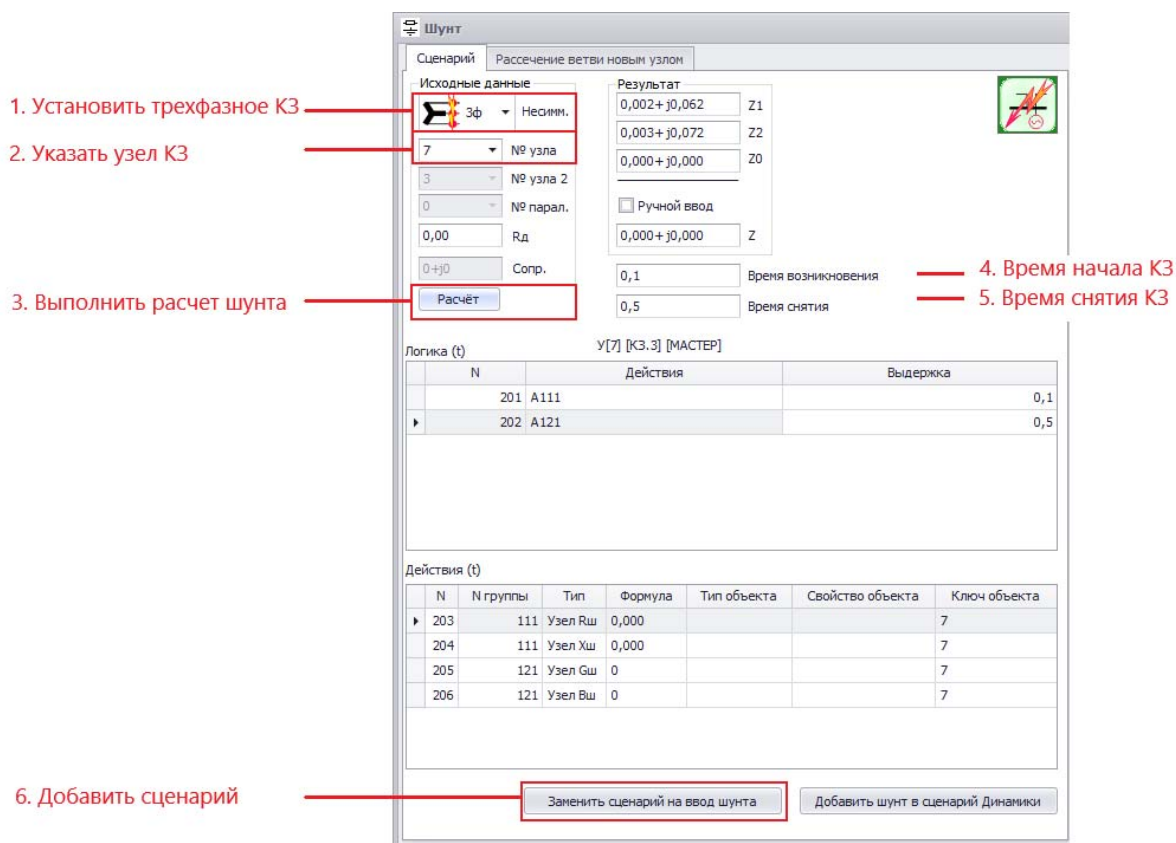


Рис. 4.2. Последовательность действия для моделирования трехфазного короткого замыкания в узле 7

7. После расчета переходного процесса перейдите к таблице «Динамика (ИД)» и, нажав правкой кнопкой мыши на генератор исследуемой станции (узел 9), выберите Графики → Угол ротора генератора (рис. 4.3).

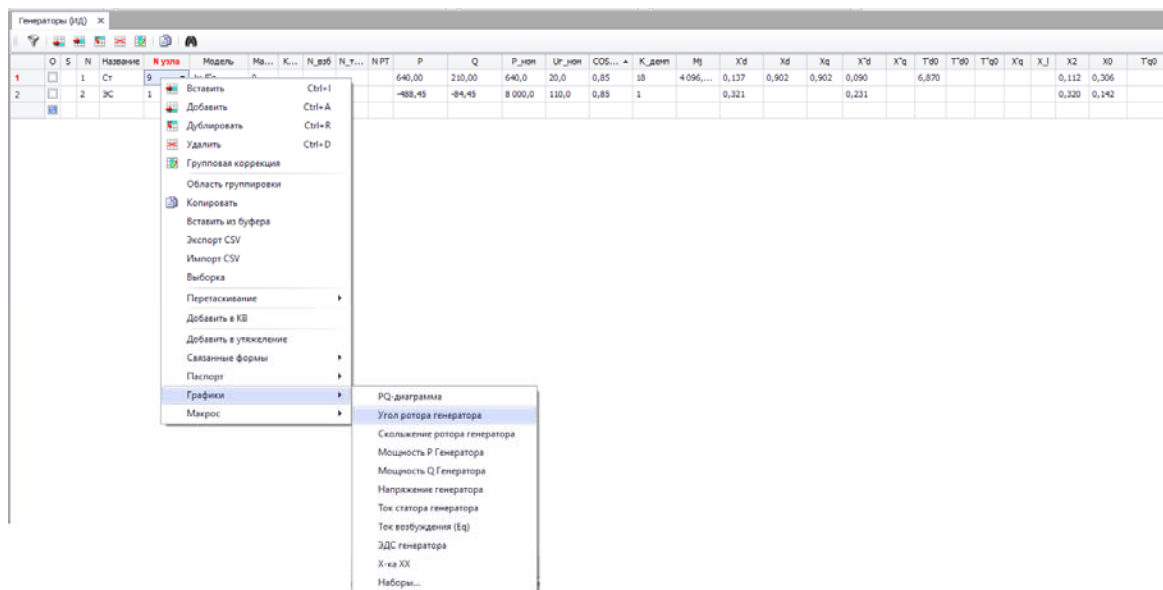



Рис. 4.3. Вывод результатов расчета угла положения ротора синхронного генератора

8. Превышение угла выше 360° свидетельствует о нарушении устойчивой работы генератора. Для определения границы между устойчивой и неустойчивой работой генератора необходимо интуитивно уменьшить время снятия короткого замыкания (рис. 4.2) и повторить действия п. 6 и 7. Выполнение повторных сценариев отражается в окне результата  (панель инструментов), в котором отмеченные действия можно удалять или отключать отображение при выводе графиков.

Расчеты переходных процессов необходимо выполнять до тех пор, пока не удастся найти границу между устойчивым и неустойчивым режимом работы станции.

9. Выполните аналогичные расчеты п. 6–8 для узлов 3 и 4. Результаты расчета предельного времени и угла отключения короткого замыкания приведите в табличной форме, и выполните анализ проделанной работы.

10. Для случая устойчивой и неустойчивой работы станции при коротком замыкании в узле 7 выведите графики напряжений, мощности, угла сдвига между векторами напряжений.

4.2.2. Пример выполнения работы

Вариант задания

Исходные данные схемы принимаются в соответствии с вариантом задания работы № 1:

- по табл. 1.1 – 25 (параметры оборудования);
 - по табл. 1.2 – 9 (состояние ключа в электрической схеме).
- Постоянная механической инерции генератора составит:

$$M_j = nT_j P_{г.н} = 2 \cdot 6,4 \cdot 320 = 4096 \text{ МВт} \cdot \text{с.}$$

Определяем эквивалентное сопротивление станции для двух параллельно подключенных генераторов по формуле (2.5):

$$x_d = x_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 1,698 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,902 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление станции для двух параллельно подключенных генераторов по формуле (2.7):

$$x'_d = x'_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,258 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,137 \text{ Ом.}$$

Сверхпереходное сопротивление станции для двух параллельно подключенных генераторов по формуле (3.4):

$$x''_d = x''_{*d} \frac{U_{н.г}^2}{nP_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,173 \frac{20^2}{2 \cdot 320 / 0,85} = 0,0902 \text{ Ом.}$$

Определяем переходное сопротивление электрической сети:

$$x'_c = x'_{*c} \frac{U_{нс}^2}{P_{н.г} / \cos \varphi_{н.г}} = 0,25 \frac{110^2}{8000 / 0,85} = 0,321 \text{ Ом.}$$

Сгруппируем исходные данные генераторов для расчета электродинамики в виде табл. 4.2.

Таблица 4.2

Исходные данные генераторов для расчета динамической устойчивости

Наименование	Генератор	Система
Модель	1к-Е'q	ШБМ
Номинальная мощность $P_{ном}$, МВт	$2 \cdot 320 = 640$	8 000
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,85	0,85
Коэффициент демпфирования D	18,0	–
Постоянная механической инерции M_j , МВт · с	4096	–

Наименование	Генератор	Система
Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси x_d , Ом	0,902	—
Переходное реактивное сопротивление по продольной оси x'_d , Ом	0,137	0,308
Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси x''_d , Ом	0,092	—
Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси x_q , Ом	Принимается равным x_d 0,902	—
Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T'_{d0} , с	6,87	—

На рис. 4.4 приведены исходные данные генераторов для расчета динамики.

О	С	N	Название	N узла	Модель	Ма...	К...	N_гос	N_т...	NPT	P	Q	P_ном	U_ном	COS...	K_деп	M	Xd	Xd'	Xq	Xq'	T'd0	T'd0'	T'q0	X'j	X2	X0
1		1	Ст	9	3s-E'q	0					640,00	210,00	640,0	20,0	0,85	18	4 096...	0,137	0,902	0,902	0,090		6,870			0,112	0,306
2		2	ЭС	1	ШБМ	0					-488,45	-84,45	8 000,0	110,0	0,85	1		0,321			0,231					0,320	0,142

Рис. 4.4. Исходные данные генераторов для расчета динамики

Выполним расчет переходного процесса при трехфазном коротком замыкании узла 7. В первом расчете время снятия короткого замыкания оставляем исходное – 0,5 с (рис. 4.2). При этом длительность короткого замыкания составляет 0,4 с (разница между временем снятия и временем начала переходного процесса). После выполнения расчета переходного процесса угол генератора превысил цикл 360° .

Дальнейшая процедура расчета связана со снижением времени снятия короткого замыкания. Зависимость изменения угла ротора генератора при коротком замыкании в момент сохранения и нарушения динамической устойчивости системы приведена на рис. 4.5. Граница между устойчивой и неустойчивой работой достигнута при времени снятия короткого замыкания, равном 0,33 с, при этом время короткого замыкания составляет $t_{\text{откл}} = 0,33 - 0,1 = 0,23$ с, а предельный угол – $\delta_{\text{откл}} = 117^\circ$.

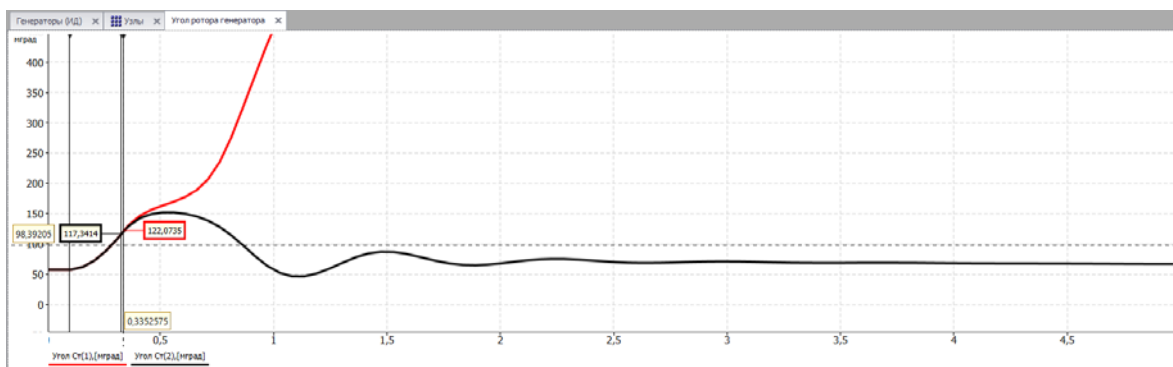


Рис. 4.5. Изменение угла ротора генератора при коротком замыкании с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

На рис. 4.6 приведены зависимости изменения скольжения генератора при коротком замыкании в узле 7 в момент сохранения и нарушения динамической устойчивости системы. При нарушении устойчивости станции скольжение генератора циклично изменяется с пиковым значением 5,74 %.

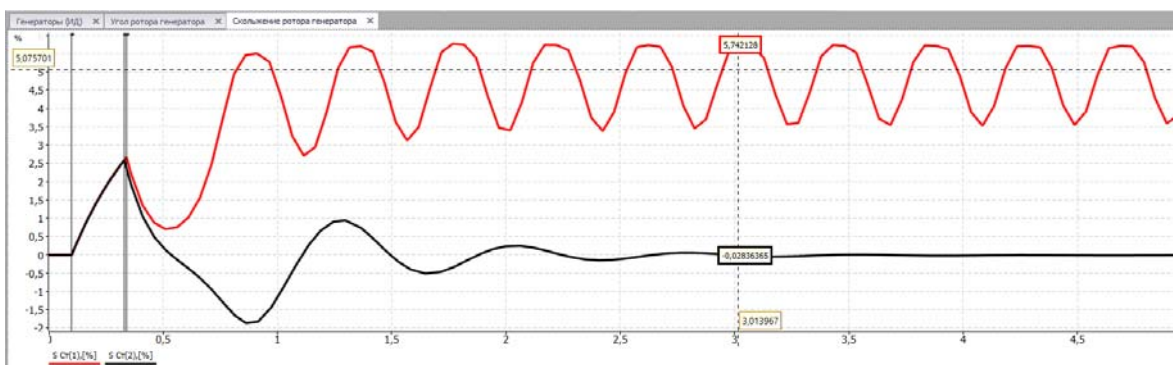


Рис. 4.6. Изменение скольжения генератора при коротком замыкании в узле 7 с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

На рис. 4.7 приведены графики изменения угла напряжения в узле 9 при коротком замыкании в узле 7 в момент сохранения и нарушения динамической устойчивости системы.

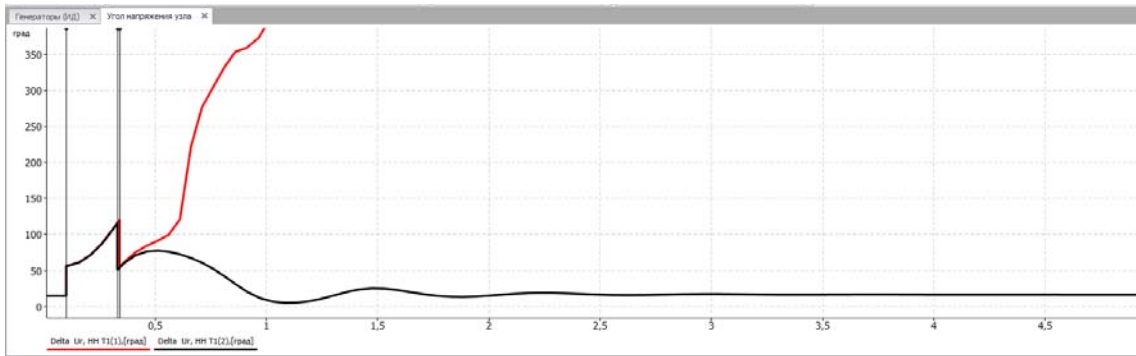


Рис. 4.7. Изменение угла напряжения в узле 9 при коротком замыкании в узле 7 с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

На рис. 4.8 приведен график изменения активной мощности станции при коротком замыкании в узле 7 в момент сохранения и нарушения динамической устойчивости системы. В исходном режиме станция обеспечивала выработку активной мощности на уровне 640 МВт. В момент короткого замыкания активная мощность снизилась до 7 МВт.

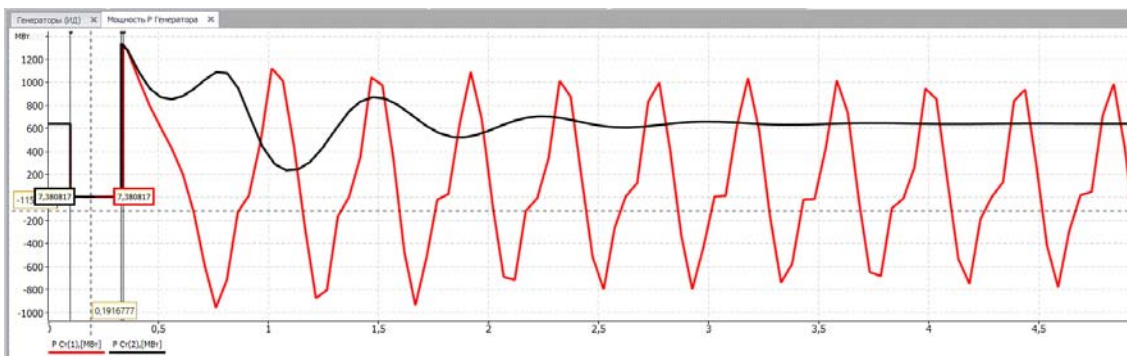


Рис. 4.8. Изменение активной мощности станции при коротком замыкании в узле 7 с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

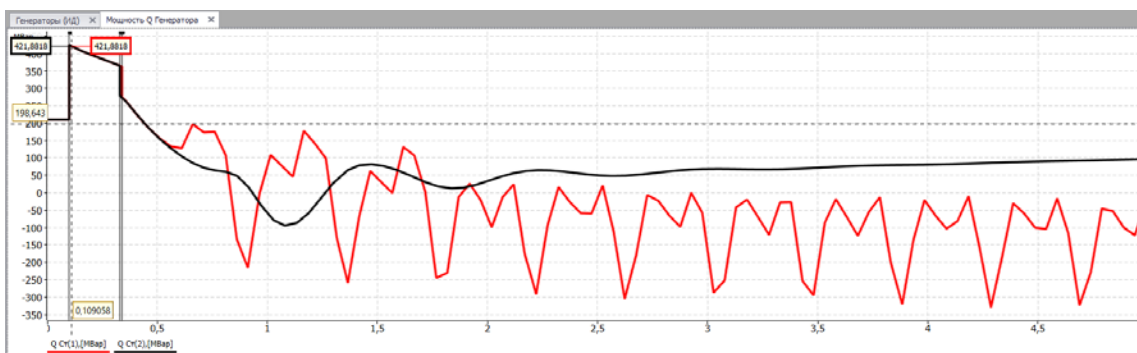


Рис. 4.9. Изменение реактивной мощности станции при коротком замыкании в узле 7 с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

На рис. 4.10 приведен график изменения напряжения на шинах генераторного напряжения в узле 9 при коротком замыкании в узле 7. Напряжение на шинах генератора составило 20,78 кВ, в переходном режиме напряжение снизилось до 3,48 кВ.

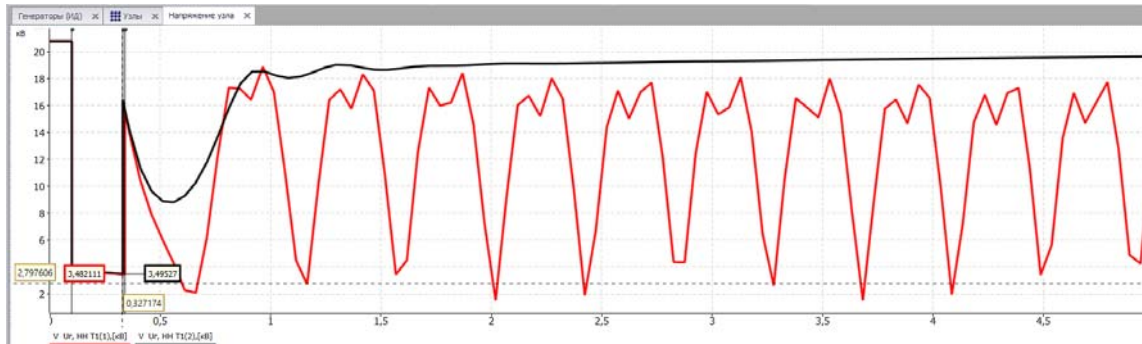


Рис. 4.10. Изменение напряжения на шинах генераторного напряжения в узле 9 при коротком замыкании в узле 7 с сохранением и нарушением динамической устойчивости системы

Результаты расчета переходного процесса для остальных узлов сведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Результаты расчета переходного процесса

Наименование	Место короткого замыкания		
	Узел 3	Узел 4	Узел 7
Предельное время отключения КЗ $t_{откл}$, с	0,26	0,39	0,23
Предельный угол отключения КЗ $\delta_{откл}$, град	122	136	117
Разница между активной мощностью станции в нормальном и аварийном режиме $\Delta P_{Г}$, МВт	$640 - 96 = 544$	$640 - 306 = 334$	$640 - 7 = 633$
Разница между реактивной мощностью станции в нормальном и аварийном режиме $\Delta Q_{Г}$, Мвар	$210 - 655 = -445$	$210 - 646 = -436$	$210 - 421 = -211$
Разница между генераторным напряжением станции в нормальном и аварийном режиме $\Delta U_{Г}$, кВ	$20,78 - 9,2 = 11,48$	$20,78 - 6,9 = 13,88$	$20,78 - 3,48 = 17,3$

Выводы по результатам расчета:

1. Наименьшее время отключения короткого замыкания для сохранения устойчивости наблюдалось в узле 7 вблизи электростанции и составило 0,23 с, при этом предельный угол генератора составил 117° . В наиболее удаленной точке от источников питания (узел 4) предельное время отключения короткого замыкания составило 0,39 с.

2. Наибольшее снижение активной мощности передачи от станции в систему наблюдалось при коротком замыкании в узле 7. Электрическая мощность генерации снизилась с 640 до 7 МВт, т. е. на 633 МВт.

3. Наиболее напряжение на шинах генератора при трехфазном коротком замыкании в узле 7 снизилось с 20,78 до 3,48 кВ.

Контрольные вопросы

1. Что такое динамическая устойчивость электроэнергетической системы?

2. Какой критерий динамической устойчивости системы?

3. Что означает площадка ускорения и торможения?

4. Что такое постоянная инерции ротора электрического агрегата?

5. Какие математические модели используются для расчета электродинамики синхронного генератора?

6. Что такое предельное время и угол отключения короткого замыкания?

ГЛАВА 5

ВЛИЯНИЕ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОВТОРНОГО ВКЛЮЧЕНИЯ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ

В пятой главе изучаются способы построения моделей для сложных сценариев схемы, исследуется влияние автоматического повторного включения на динамическую устойчивость электроэнергетической системы.

5.1. Теоретические сведения

Значительная часть однофазных коротких замыканий, появляющихся на линиях электропередач, может быть ликвидирована, если отключить поврежденный участок от источника напряжения. Такие аварии связаны, например, с появлением дуги на изоляторах одного из проводов (фаз) высоковольтной линии электропередач. На рис. 5.1 приведен пример устойчивого и неустойчивого режима ЭЭС без АПВ.

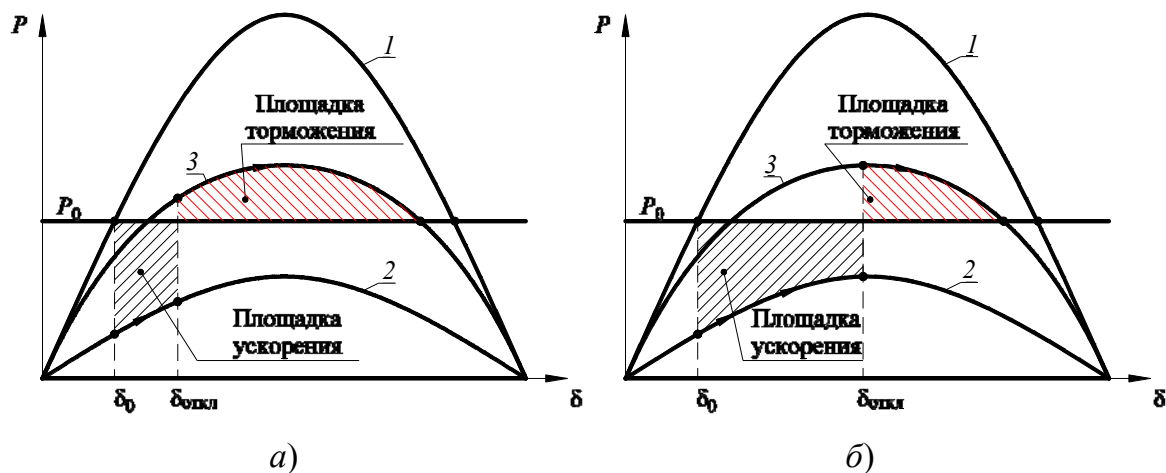


Рис. 5.1. Угловые характеристики мощности:

a – устойчивый режим без АПВ; *б* – неустойчивый режим без АПВ:

1 – нормальный режим; *2* – режим при коротком замыкании;

3 – режим при отключении поврежденной ЛЭП

Средство автоматики, повторно отключающее и включающее выключатель через определенное время ($t_{\text{АПВ}}$), называют автоматическим повторным включением (АПВ). При таком способе работы электрической сети повышается вероятность, что дуга может погаснуть, а фаза снова включиться в нормальную работу.

Автоматическое повторное включение считается *успешным*, если за время отключения линии короткое замыкание ликвидируется и восстанавливается нормальный режим работы линии. Автоматическое повторное включение считается *неуспешным*, если повторное включение производится на сохранившееся короткое замыкание [22].

Применение АПВ ограничивается возможным появлением неустойчивости системы [23]. На рис. 5.2, а показан результат неуспешной работы АПВ с увеличением площадки ускорения, а на рис. 5.2, б приведен устойчивый режим при успешном АПВ.

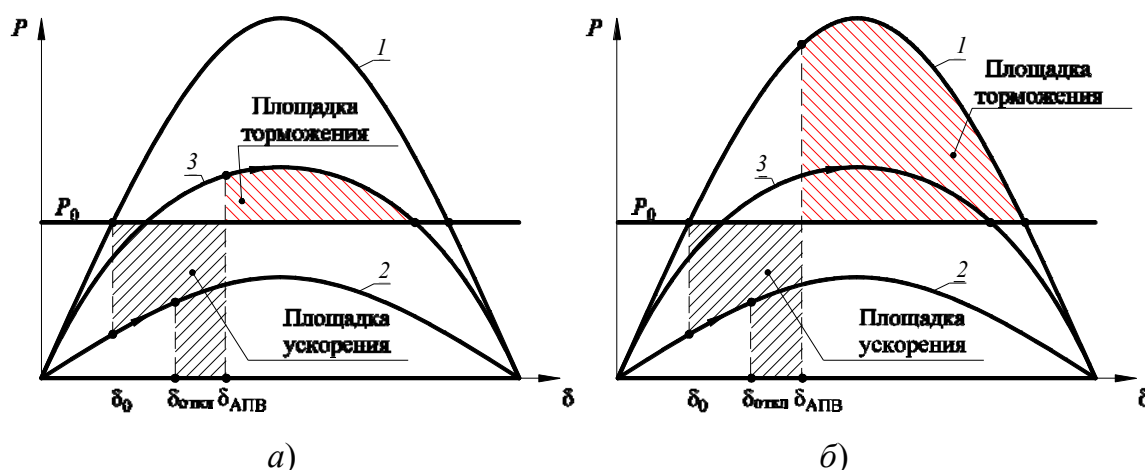


Рис. 5.2. Угловые характеристики мощности:
 а – неустойчивый режим с АПВ; б – устойчивый режим с АПВ:
 1 – нормальный режим; 2 – режим при коротком замыкании;
 3 – при отключении поврежденной ЛЭП

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на следующие виды:

- однофазное АПВ – включает одну отключенную фазу;
- трехфазное АПВ – включает все три фазы участка цепи;
- комбинированные – включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

В зависимости от количества срабатываний выделяют АПВ однократного действия, двукратного и т. д.

Моделирование сложных сценариев аварийных ситуаций

В ПК RUSTab (модуль RastrWin3) предусмотрена возможность моделирования событий, которые описываются пользователем в таблицах «Пусковые органы», «Логика» и «Действия» [5].

Таблицы «Пусковые органы» и «Действия» оперируют с параметрами (токи, мощности, состояние) объектов (генератор N, узел N, Ветвь N1, N2) [5].

Таблица «Пусковые органы» предназначена для измерения параметров электрической сети. Таблица «Действие» необходима для изменения параметров расчетной модели. Таблица «Логика» описывает логические выражения для активизации «Действий» на основании значений контролируемых параметров, задаваемых в таблице «Пусковые органы» [5].

Каждая строка этих таблиц описывает некоторое элементарное измерение/логику/действие, называемое элементом, которые можно объединять в группы, что позволяет задавать сложные действия, одновременно изменяющие параметры нескольких объектов модели. Элементы логики также могут объединяться в группы. Действия не привязаны ко времени и выполняются только по команде от элемента «Логика» [5].

5.2. Практическая часть

Для анализа динамической устойчивости и определения предельного времени отключения короткого замыкания используются расчетные файлы и результаты расчета значений сопротивления аварийного шунта в зависимости от вида короткого замыкания работы № 3.

Точки короткого замыкания в зависимости от варианта задания (табл. 5.1) отмечены на рис. 5.3.

Таблица 5.1

Место короткого замыкания в схеме и время срабатывания устройств релейной защиты и автоматики

Последняя цифра паспорта	Точка КЗ	Время возникновения КЗ $t_{кз}$, с	Время действия релейной защиты $t_{рз}$, с	Время срабатывания выключателя $t_{св}$, с	Время действия АПВ $t_{апв}$, с
0	К1	0,1	0,05	0,08	2,1
1	К2	0,1	0,05	0,1	1,95
2	К3	0,1	0,05	0,09	1,97
3	К4	0,1	0,05	0,08	2
4	К5	0,1	0,05	0,12	1,78
5	К6	0,1	0,05	0,1	1,8
6	К1	0,1	0,05	0,08	1,84
7	К2	0,1	0,05	0,1	2
8	К3	0,1	0,05	0,09	1,9
9	К4	0,1	0,05	0,08	1,87

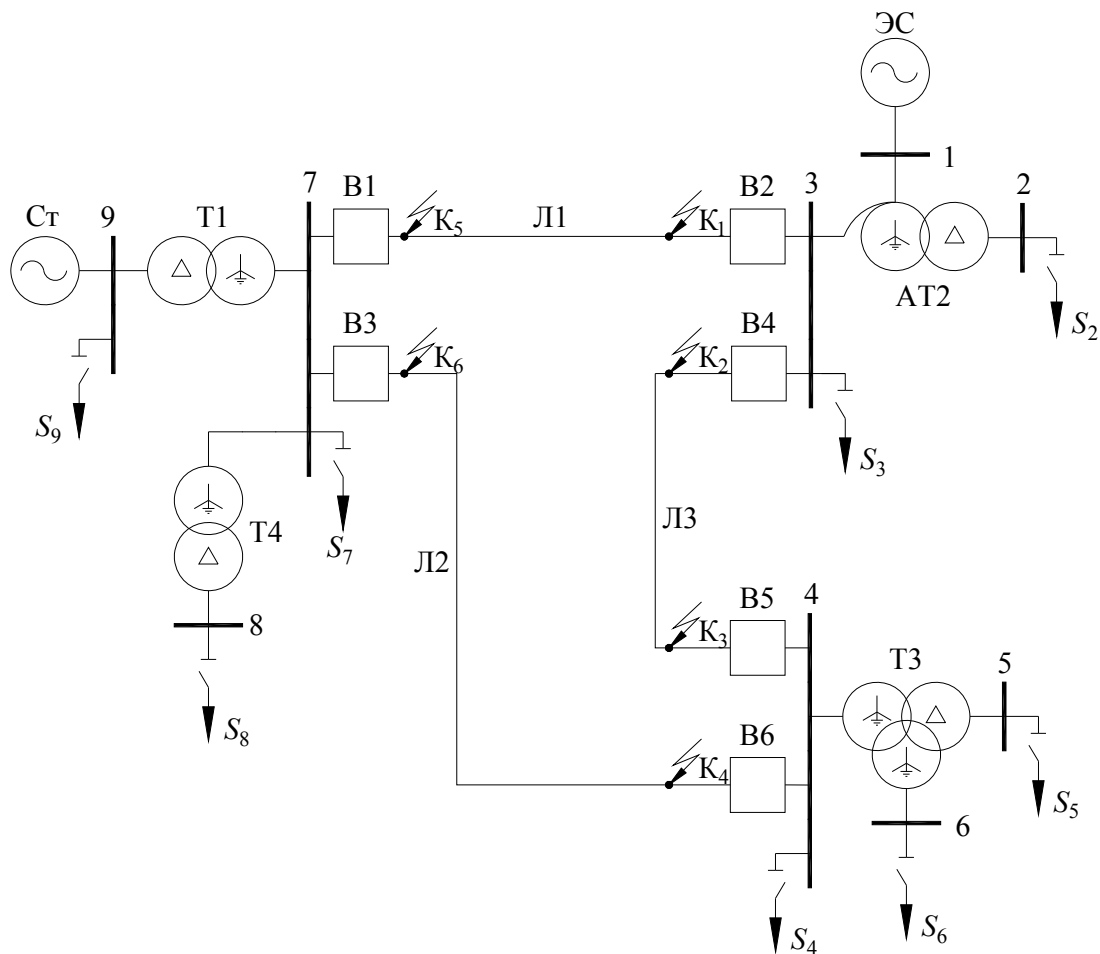


Рис. 5.3. Расчетная схема электрической сети с указанием места короткого замыкания

5.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.
2. Запустите программный комплекс RastrWin3. Откройте сохраненные файлы работы № 4 («динамика.rst», «сценарий.scn», «автоматика.dfw» и «графика.grf»), выполнив действия Файлы → Загрузить.
3. Смоделируйте сценарий возникновения трехфазного короткого замыкания и успешного срабатывания АПВ, которое описывается следующими действиями: ввод шунта; отключение поврежденного участка ЛЭП; снятие шунта; включение участка ЛЭП.

3.1. Выполните расчет времени последовательности действий при возникновении трехфазного короткого замыкания и успешном срабатывании АПВ в соответствии с вариантом задания табл. 5.1 (пример расчета приведен в табл. 5.6).

3.2. В меню Открыть → Сценарий загрузите таблицу «Действия (t)». При необходимости очистите таблицу, запустив новый шаблон «сценарий.scn» (Файлы → Новый). В таблице «Действия» обязательными для заполнения являются поля: номер действия (N); номер группы (N группы); тип; название; формула; ключ объекта; количество срабатываний (N сраб). Действие должно иметь собственный уникальный идентификатор в поле «N» и идентификатор группы, в которую оно входит в поле «N группы» (рис. 5.4).

3.3. Создайте группу действий «Ввод шунта».

Короткое замыкание в схеме моделируется путем ввода шунта в точке повреждения расчетной схемы электрической сети. Значения сопротивлений шунта в зависимости от места и вида короткого замыкания определены в работе № 3 темы «Расчет токов короткого замыкания и сопротивления аварийного шунта». Необходимо создать два действия под разными номерами «N». В поле «Тип» из выпадающего списка выбрать «Узел Хш» и «Узел Rш». Числовой номер узла указать в поле «Ключ объекта». Значение сопротивления шунта задается выражением в поле «Формула» в Омах. При моделировании трехфазного короткого замыкания активное и реактивное сопротивление шунта задается равным нулю (табл. 5.2).

Таблица 5.2

Описание действий при возникновении короткого замыкания

N	N группы	Тип	Название	Формула	Ключ объекта	N сраб
1	10	Узел Хш	Ввод шунта X	0	Номер узла КЗ	1
2	10	Узел Rш	Ввод шунта R	0	Номер узла КЗ	1

3.4. Создайте группу действий «Снятие шунта».

В отличие от группы «Ввод шунта» в поле «Тип» необходимо установить активную и реактивную проводимость в узле. Для этого выберите в поле «Тип» параметр «Узел Вш» и «Узел Gш», а в поле «Формула» укажите значение 0 мкСм (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Описание действий при возникновении короткого замыкания

N	N группы	Тип	Название	Формула	Ключ объекта	N сраб
3	20	Узел Вш	Снятие шунта X	0	Номер узла КЗ	1
4	20	Узел Gш	Снятие шунта R	0	Номер узла КЗ	1

3.5. Создайте группу действия «Отключение линии».

Выберите в поле «Тип» из выпадающего списка «Сост ветви». В поле «Формула» установите значение 0, что соответствует отключенному состоянию ветви. В поле «Ключ объекта» укажите номера начала и конца узлов отключаемой цепи (табл. 5.4).

3.6. Создайте группу действия «Включение ветви». В отличие от группы «Отключение линии» в поле «Формула» необходимо установить значение 1, что соответствует включенному состоянию ветви (табл. 5.4).

Таблица 5.4

Описание действий при возникновении короткого замыкания

N	N группы	Тип	Название	Формула	Ключ объекта	N сраб
5	30	Сост ветви	Отключение ЛЭП	0	Номер начала и конца узла	1
6	40	Сост ветви	Включение ЛЭП	1	Номер начала и конца узла	1


3.7. Для указания времени срабатывания действий загрузите таблицу «Логика (t)» (в меню Открыть → Сценарий → Логика (t)). В открывшейся таблице необходимо заполнить поля: номер элемента логики («N»); название; тип; формула; список действия элемента («Действия»); выдержка времени («Выдержка»). Остальные поля оставить по умолчанию (рис. 5.5).

При возникновении короткого замыкания через промежуток времени t_1 должна сработать группа действий 10. Ссылка на группу действий указывается в таблице логики в связке с переменной A (англ. A10, A20, A30 и т. д., где 10, 20 и 30 номер группы таблице «Действия (t)»). Группа действий выполняется не мгновенно, а с выдержкой времени, что указано в поле «Выдержка» (*в качестве разделителя числовых значений времени необходимо использовать точку*). Пример описания таблицы «Логика (t)» приведен в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Описание таблицы «Логика» при возникновении короткого замыкания

N	Название	Тип	Формула	Действие	Выдержка
1	Ввод шунта	Формула	1	A10	t_1
2	Снятие шунта	Формула	1	A20	t_2
3	Отключение ЛЭП	Формула	1	A30	t_3
4	Включение ЛЭП	Формула	1	A40	t_4

4. Выполните расчет переходного процесса («Начать расчет переходного процесса» ). Отобразите графики зависимости тока в поврежденном участке цепи, напряжение, мощность и механический угол δ станции. Определите:

- максимальное значение тока в нормальном и аварийном режиме поврежденного участка линии;
- глубину снижения напряжения электрической станции при коротком замыкании;
- глубину снижения активной мощности при коротком замыкании;
- максимальное качание угла δ станции и длительность переходного процесса с начала возникновения короткого замыкания до установившегося значения режима.

Сделайте вывод на основании полученных результатов.

5. По аналогии с п. 3 создайте сценарий возникновения трехфазного короткого замыкания и *неуспешного срабатывания АПВ*. Сделайте вывод на основании полученных результатов.

6. По аналогии с п. 3 создайте сценарий возникновения однофазного короткого замыкания с последующим переходом в двухфазное и трехфазное замыкание и с дальнейшим снятием возмущения в результате действия релейной защиты и срабатывания АПВ. Промежуток времени между короткими замыканиями принять равным $\Delta t = 0,05$ с.

При моделировании аварийной ситуации необходимо учесть, что срабатывание релейной защиты наступает в момент возникновения однофазного короткого замыкания. Учесть в модели успешное срабатывание АПВ.

Сделайте вывод на основании полученных результатов.

Примечание. По умолчанию время расчета переходного процесса составляет 5 с. При необходимости увеличения этого значения в настройках программы следует изменить параметр «время расчета (Т_расч)» в меню Расчеты → Параметры → Динамика.

5.2.2. Пример выполнения работы

Вариант задания

Вариант задания по табл. 5.1 – 9. Короткое замыкание происходит в конце линии Л2 в точке K_4 вблизи узла 4. При срабатывании РЗА предусматриваем отключение связи 4–7 в схеме.

Моделирование сценария с успешным автоматическим вторным включением

Выполним расчет времени последовательности действий при возникновении трехфазного короткого замыкания вблизи узла 4 с последующим отключением и включением поврежденного участка ЛЭП с ликвидацией аварийного возмущения. Результаты представим в табличной форме (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Расчет времени последовательности действий при возникновении трехфазного короткого замыкания и успешном срабатывании АПВ

Время переходного процесса	Действие	Примечание
$t_1 = t_{кз} = 0,1$	Ввод шунта	Возникновение КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_2 = t_1 + t_{рз} + t_{св} = 0,1 + 0,05 + 0,08 = 0,23$ с	Отключение линии Л2	Время срабатывания релейной защиты и выключателя, отключение поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7
$t_3 = t_2 = 0,23$ с	Вывод шунта	Снятие КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_4 = t_3 + t_{апв} + t_{св} = 0,23 + 1,87 + 0,08 = 2,18$ с	Включение линии Л2	Время срабатывания АПВ и выключателя, включение поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7

В соответствии с расчетными значениями времени появления событий составим таблицы «Действия (t)» и «Логика(t)», описывающие переходной процесс в расчетной схеме электрической сети. Результаты ввода исходных данных для моделирования сценария с успешным АПВ приведены на рис. 5.4 и 5.5.

Сост	N	N группы	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	Режим	N сраб	Вреня на...	Длительн...
1	1	10	Узел Xш	Ввод шунта X в узел 4	0			4	0	1		
2	2	10	Узел Rш	Ввод шунта R в узел 4	0			4	0	1		
3	3	20	Узел Bш	Снятие шунта X в узел 4	0			4	0	1		
4	4	20	Узел Gш	Снятие шунта R в узел 4	0			4	0	1		
5	5	30	Сост ветви	Отключение линии 4-7	0			4,7	0	1		
6	6	40	Сост ветви	Включение линии 4-7	1			4,7	0	1		

Рис. 5.4. Фрагмент таблицы «Действия (t)» при моделировании режима с успешным срабатыванием АПВ

N	Название	N мод...	Тип	Формула	Действия	Выдержка	ПО мод	Const...	Дейс...	Режим
1	Ввод шунта в узел 4		Формула	1	A10	0.1				Нормальный
2	Снятие шунта в узел 4		Формула	1	A20	0.23				Нормальный
3	Отключение линии 4-7		Формула	1	A30	0.23				Нормальный
4	Включение линии 4-7		Формула	1	A40	2.18				Нормальный

Значение 1 в поле "Формула" обеспечивает выполнение группы действий

Выдержка времени с начала переходного процесса

Рис. 5.5. Фрагмент таблицы «Логика(t)» при моделировании режима с неуспешным срабатыванием АПВ

На рис. 5.6 приведен переходной процесс тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7). Значение тока в нормальном режиме составило 531 А. При трехфазном коротком замыкании величина тока возрастает до 2562 А при допустимой токовой нагрузке линии Л2 1210 А.

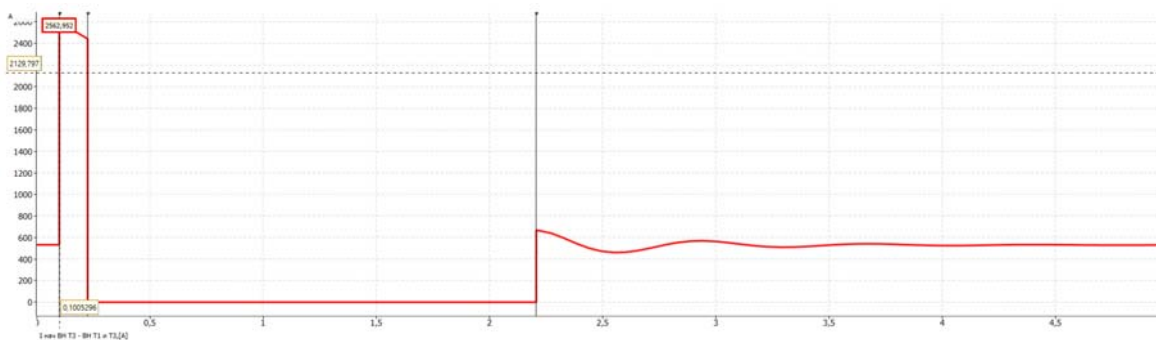


Рис. 5.6. Переходной процесс тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7)

На рис. 5.7 приведен переходной процесс напряжения на шинах электростанции (узел 9). Значение напряжения в нормальном режиме составило 20,78 кВ. При трехфазном коротком замыкании напряжение снизилось до 9,43 кВ.

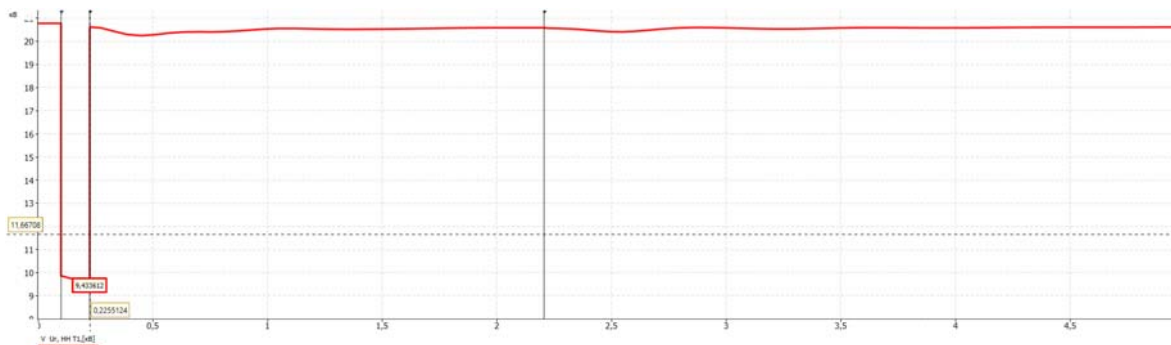


Рис. 5.7. Переходной процесс напряжения станции (узел 9)

На рис. 5.8 приведен переходной процесс мощности генерации станции. Значение мощности в нормальном режиме составило 640 МВт. При трехфазном коротком замыкании мощность снизилась до 308 МВт.

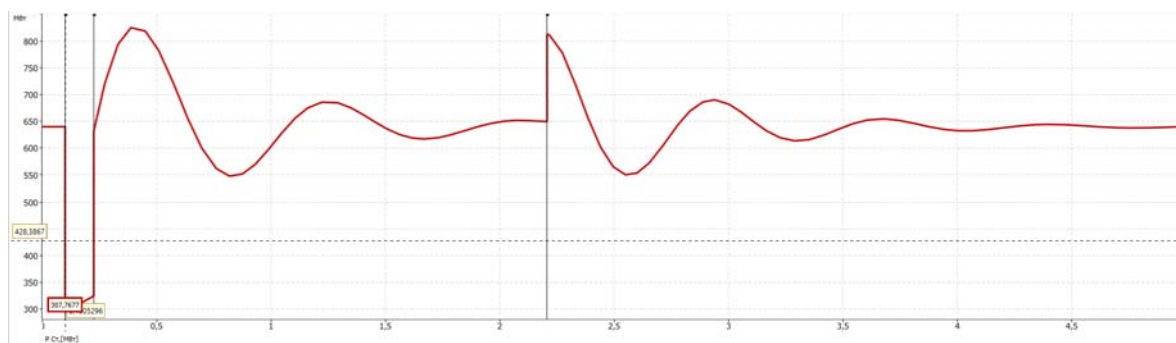


Рис. 5.8. Переходной процесс мощности генерации станции

На рис. 5.9 приведен переходной процесс изменения механического угла δ электростанции (узел 9). Максимальное отклонение угла наступает через $(0,429 - 0,1) = 0,329$ с после возникновения короткого замыкания и составляет 84° . Предельное отклонение угла $\delta_{\text{откл}}$ при коротком замыкании в узле 4 составляет 136° (результаты расчета примера приведены в гл. 4). Время переходного процесса составляет около 4,4 с.

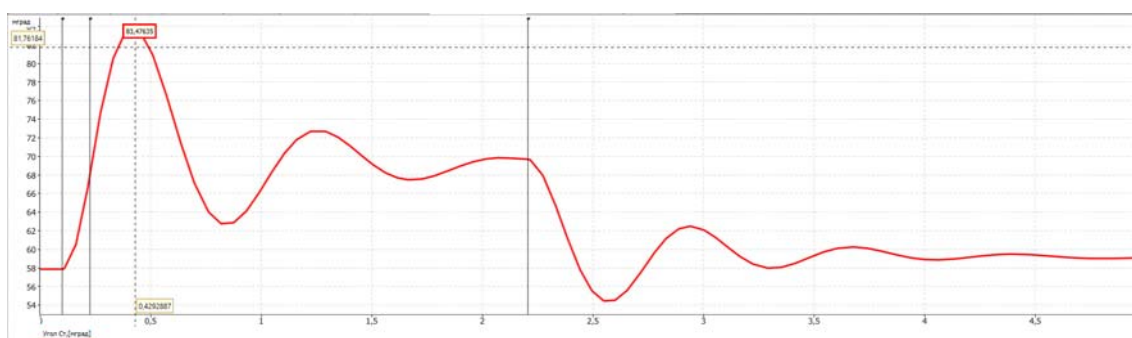


Рис. 5.9. Переходной изменения механического угла δ станции

Моделирование сценария с неуспешным автоматическим повторным включением

Выполним расчет времени последовательности действий при возникновении трехфазного короткого замыкания вблизи узла 4 с последующим отключением и включением поврежденного участка ЛЭП без ликвидации аварийного возмущения. Результаты представим в табличной форме (табл. 5.7).

**Расчет времени последовательности действий при возникновении
трехфазного короткого замыкания и неуспешном срабатывании
автоматического повторного включения**

Время переходного процесса	Действие	Примечание
$t_1 = t_{кз} = 0,1 \text{ с}$	Ввод шунта	Возникновение КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_2 = t_1 + t_{рз} + t_{св} =$ $= 0,1 + 0,05 + 0,08 = 0,23 \text{ с}$	Отключение линии Л2	Время срабатывания релейной защиты и выключателя, отключе- ние поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7
$t_3 = t_2 = 0,23 \text{ с}$	Вывод шунта	Снятие КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_4 = t_3 + t_{апв} + t_{св} =$ $= 0,23 + 1,87 + 0,08 = 2,18 \text{ с}$	Включение линии Л2	Время срабатывания АПВ и выключателя, включение поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7
$t_5 = t_4 = 2,18 \text{ с}$	Ввод шунта	Восстановление КЗ в узле 4. Ключ объект 4

Для моделирования сценария повторного появления трехфазного короткого замыкания после включения поврежденной линии создадим дополнительно группу действий 50 (таблица «Действия (t)») и элемент логики A50, который ссылается на эту группу действия (таблица «Логика (t)»). Результаты заполнения исходных данных сценария представлены на рис. 5.10 и 5.11.

Сост	N	N гру...	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	Режим	N сраб	Время на...	Длительн...
	1	10	Узел Xш	Ввод шунта X в узел 4	0			4	0	2		
	2	10	Узел Rш	Ввод шунта R в узел 4	0			4	0	2		
	3	20	Узел Bш	Снятие шунта X в узел 4	0			4	0	1		
	4	20	Узел Gш	Снятие шунта R в узел 4	0			4	0	1		
	5	30	Сост ветви	Отключение линии 4-7	0			4,7	0	1		
	6	40	Сост ветви	Включение линии 4-7	1			4,7	0	1		
	7	50	Узел Rш	Ввод шунта X в узел 4	0			4	0	1		
	8	50	Узел Xш	Ввод шунта X в узел 4	0			4	0	1		

Рис. 5.10. Фрагмент таблицы «Действия (t)» при моделировании режима с неуспешным срабатыванием АПВ

N	Название	N модуля	Тип	Формула	Действия	Выдержка	ПО мод	Const мод	Дейст мод	Режим
1	Ввод шунта в узел 4		Формула	1	A10	0.1				Нормальный
2	Снятие шунта в узел 4		Формула	1	A20	0.23				Нормальный
3	Отключение линии 4-7		Формула	1	A30	0.23				Нормальный
4	Включение линии 4-7		Формула	1	A40	2.18				Нормальный
5	Восстановление КЗ в узле 4		Формула	1	A50	2.18				Нормальный

Рис. 5.11. Фрагмент таблицы «Логика(t)» при моделировании режима с неуспешным срабатыванием АПВ

На рис. 5.12–5.14 приведены результаты расчета переходного процесса тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7), напряжения и мощности на шинах станции при нарушении устойчивости после повторного включения ЛЭП на короткое замыкание.

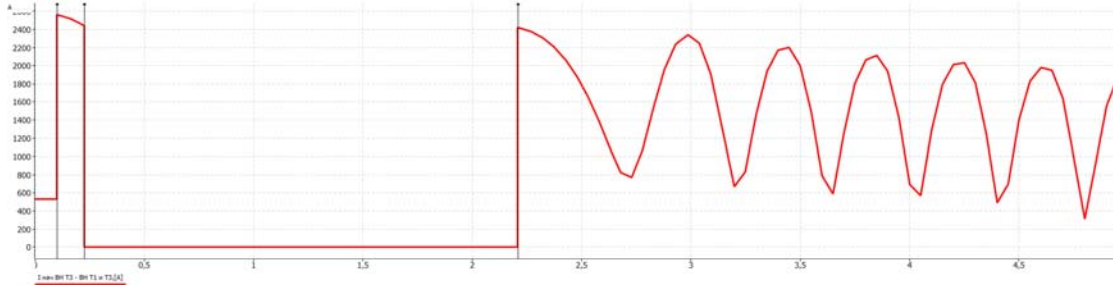


Рис. 5.12. Переходной процесс тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7) при неуспешном срабатывании АПВ

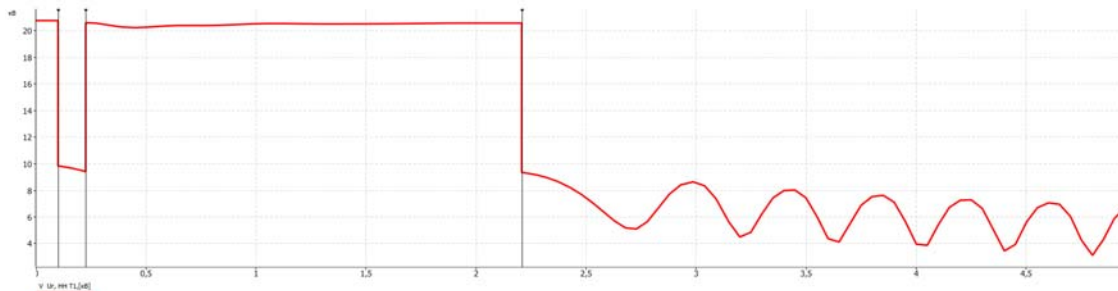


Рис. 5.13. Переходной процесс напряжения станции (узел 9) при неуспешном срабатывании АПВ

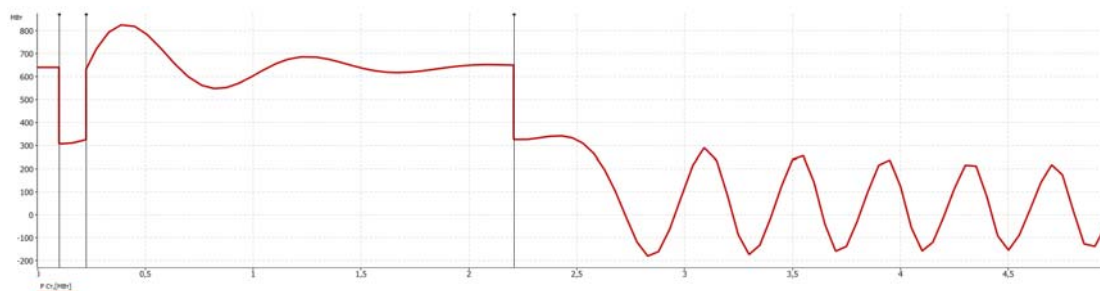


Рис. 5.14. Переходной процесс мощности генерации станции при неуспешном срабатывании АПВ

На рис. 5.15 приведен переходной процесс изменения механического угла δ электростанции (узел 9). В момент времени $t_5 = 2,18$ с схема включается на повторное короткое замыкание, при этом угол δ возрастает и через 0,32 с достигает своего предельного значения $\delta_{\text{откл}} = 136^\circ$. Электростанция теряет устойчивую работу.

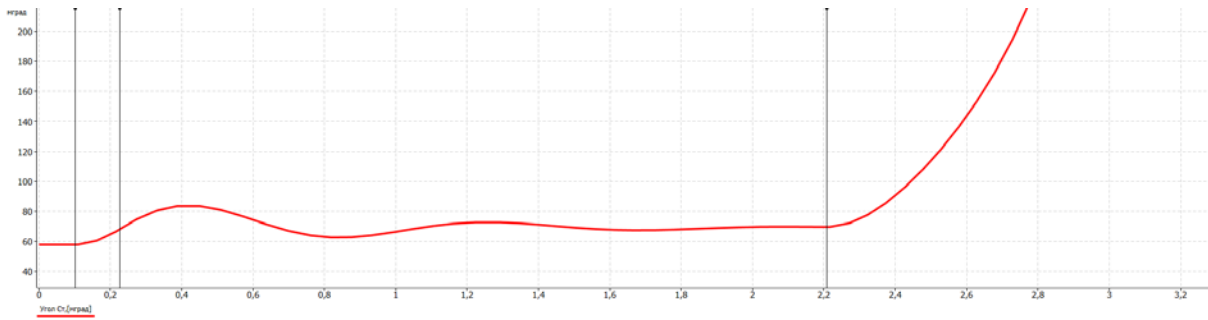


Рис. 5.15. Переходной изменения механического угла δ станции при неуспешном срабатывании АПВ

Моделирование сценария с изменением видов короткого замыкания

В соответствии с результатом работы № 3 сопротивление аварийного шунта в узле 4 составляет:

- для однофазного КЗ: $R_{ш} = 8,545 \text{ Ом}$; $X_{ш} = 74,800 \text{ Ом}$;
- для двухфазного КЗ: $R_{ш} = 3,233 \text{ Ом}$; $X_{ш} = 30,586 \text{ Ом}$;
- для трехфазного КЗ: $R_{ш} = 0,0 \text{ Ом}$; $X_{ш} = 0,0 \text{ Ом}$.

Выполним расчет времени последовательности действий при возникновении однофазного короткого замыкания с последующим переходом в двухфазное и трехфазное замыкание и снятием возмущения в результате действия релейной защиты и срабатывания АПВ. Промежуток времени между короткими замыканиями принят равным $\Delta t = 0,05 \text{ с}$. Результаты расчета представим в табличной форме (табл. 5.8).

Таблица 5.8

Расчет времени последовательности действий при моделировании сложного сценария

Время переходного процесса	Действие	Примечание
$t_1 = t_{кз} = 0,1 \text{ с}$	Ввод шунта однофазного КЗ	Возникновение однофазного КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_2 = t_1 + \Delta t = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$	Ввод шунта двухфазного КЗ	Переход от однофазного к двухфазному КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_3 = t_2 + \Delta t = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ с}$	Ввод шунта трехфазного КЗ	Переход от двухфазного к трехфазному КЗ в узле 4. Ключ объект 4

Время переходного процесса	Действие	Примечание
$t_4 = t_1 + t_{pz} + t_{cb} =$ $= 0,1 + 0,05 + 0,08 = 0,23 \text{ с}$	Отключение линии Л2	Время срабатывания релейной защиты и выключателя, отключение поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7
$t_5 = t_4 = 0,23 \text{ с}$	Вывод шунта	Снятие КЗ в узле 4. Ключ объект 4
$t_6 = t_4 + t_{авв} + t_{cb} =$ $= 0,23 + 1,87 + 0,08 = 2,18 \text{ с}$	Включение линии Л2	Время срабатывания АПВ и выключателя, включение поврежденного участка ЛЭП. Ключ объект 4, 7

На рис. 5.16–5.18 приведены результаты расчета переходного процесса тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7), напряжения и мощности на шинах станции при нарушении устойчивости после повторного включения ЛЭП на короткое замыкание.

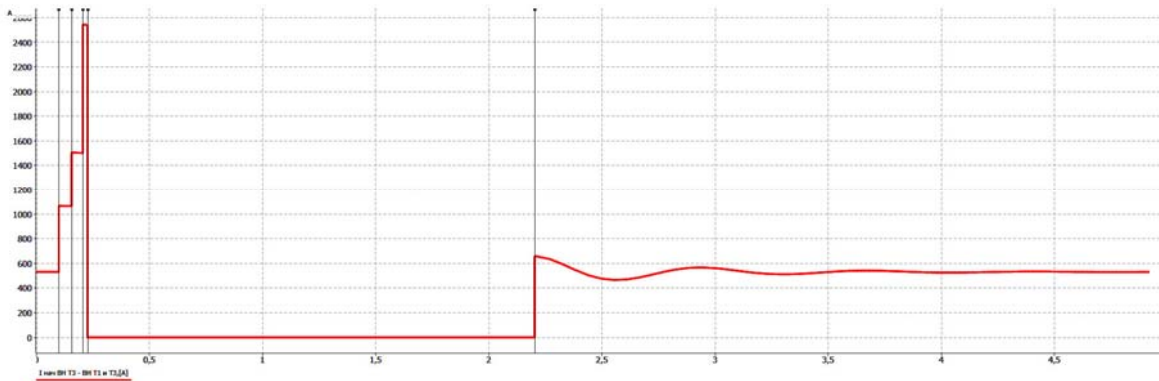


Рис. 5.16. Переходной процесс тока в поврежденном участке линии Л2 (связь 4–7)

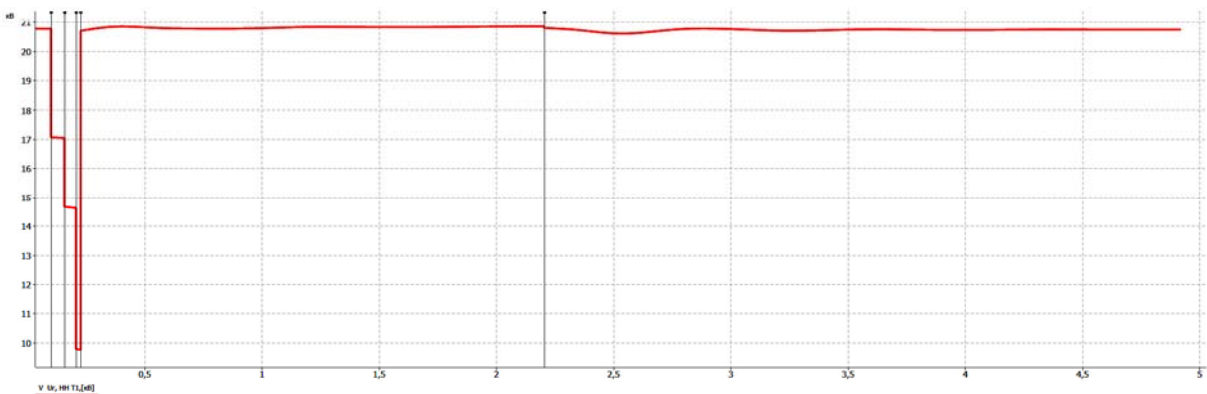


Рис. 5.17. Переходной процесс напряжения станции в узле 9

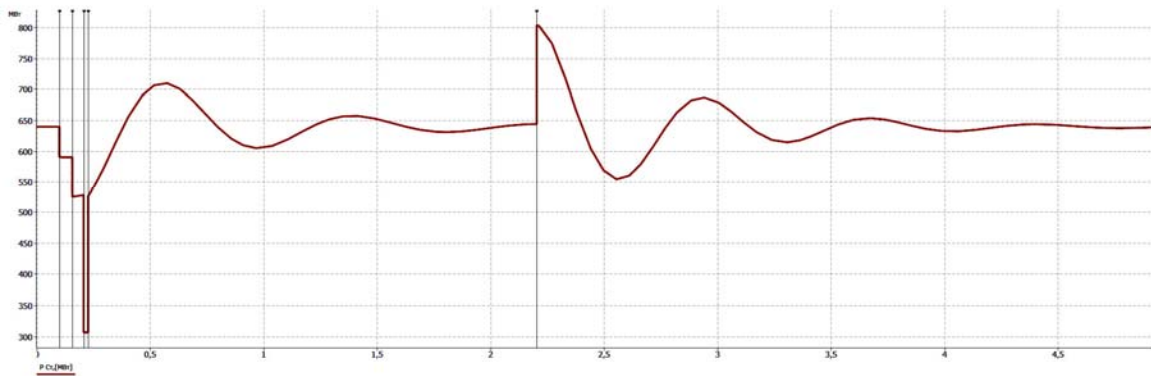


Рис. 5.18. Переходной процесс мощности генерации станции при моделировании сценария с изменением вида короткого замыкания

Переход короткого замыкания от одного к другому виду приводит к ступенчатому изменению параметров режима (напряжения, тока, активной мощности). После включения поврежденной ЛЭП короткое замыкание ликвидируется, активная мощность генерации станции резко возрастает до 804 МВт и после окончания переходного процесса восстанавливается до исходного аварийного уровня 640 МВт.

Механический угол δ не изменяется скачком из-за наличия инерционности ротора генератора. Максимальное отклонение угла составило $\delta = 73^\circ$. Предельное отклонение угла $\delta_{\text{откл}}$ при КЗ в узле 4 составляет 136° (результаты расчета примера приведены в гл. 4). Окончание переходного процесса происходит через 2,8 с после включения поврежденной ЛЭП и снятия короткого замыкания в узле 4. При этом система сохраняет устойчивость (рис. 5.19).

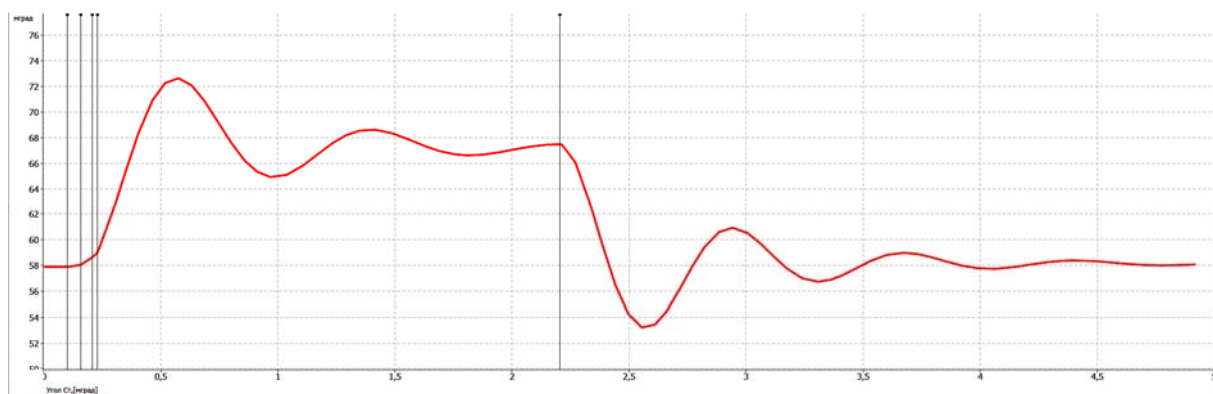


Рис. 5.19. Переходной процесс изменения механического угла δ станции при моделировании сценария с изменением вида короткого замыкания

Выводы по результатам расчета:

1. При успешном срабатывании АПВ максимальное отклонение угла δ составило 84° .
2. При неуспешном срабатывании АПВ устойчивость электростанции нарушается.
3. При моделировании сценария с переходом от одного вида короткого замыкания к другому с отключением поврежденного участка цепи и ликвидацией повреждения после срабатывания АПВ максимальное отклонение угла составило 73° .

Контрольные вопросы

1. Что означает успешное АПВ?
2. Что означает неуспешное АПВ?
3. Как моделируется АПВ в RastrWin3?
4. Объясните физику протекания процесса нарушения устойчивости электроэнергетической системы на примере построения площадок ускорения и торможения.
5. В каких случаях работа АПВ может привести к снижению коэффициента запаса динамической устойчивости системы?
6. Объяснить принцип моделирования сценария в RastrWin3.
7. Как АПВ влияет на устойчивость системы?
8. Какие выделяют виды АПВ в зависимости от количества фаз срабатывания?
9. Как моделируются сложные сценарии в ПО RastrWin3?
10. За что отвечают таблицы «Действие», «Логика» и «Пусковые органы» при моделировании сценария в RastrWin3?
11. Как моделируется выдержка времени срабатывания событий в ПО RastrWin3?
12. Как по результатам моделирования определяется длительность переходного процесса?

ГЛАВА 6

САМОЗАПУСК АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В шестой главе дается представление о моделировании режимов работы асинхронных двигателей после возникновения короткого замыкания в программном комплексе RastrWin3 и определении предельной длительности времени срабатывания АПВ для обеспечения условий самозапуска.

6.1. Теоретические сведения

Самозапуск – это процесс восстановления нормального режима работы двигателей после кратковременного отключения источника питания [13]. Основная задача расчета самозапуска заключается в том, чтобы не допустить массового отключения потребителей из-за значительного снижения напряжения, вызванного большими пусковыми токами. Самозапуск отличается от пуска тем, что [13]:

- одновременно пускается целая группа двигателей;
- в момент восстановления питания какая-то часть или все двигатели вращаются с некоторой скоростью;
- самозапуск происходит под нагрузкой.

Переходной процесс после нарушения электроснабжения может быть представлен двумя этапами [9]:

1. Выбег двигателей – процесс остановки двигателя, при котором действуют лишь силы трения и запасенная кинетическая энергия.

2. Самозапуск, наступающий после восстановления напряжения.

При моделировании комплексной нагрузки асинхронные двигатели (АД), имеющиеся в составе нагрузки, моделируются некоторым эквивалентным двигателем, мощность которого задается процентом мощности АД от суммарной мощности нагрузки, заданной в узле.

Процесс движения ротора двигателя описывается дифференциальным уравнением

$$T_d \frac{ds_R}{dt} = M_{\text{сопр}} - M_{\text{эм}}(s), \quad (6.1)$$

где T_d – механическая постоянная инерции АД вместе с приводимым механизмом; s_R – скольжение ротора относительно вектора, вращающегося с номинальной частотой; $M_{\text{сопр}}$ – механический момент сопротивления на валу двигателя; $M_{\text{эм}}(s)$ – электромагнитный момент, развиваемый двигателем:

$$M_{\text{эм}}(s) = \frac{P_{\text{дв}}}{1-s}, \quad (6.2)$$

где s – скольжение ротора, относительно вектора напряжения.

Схема замещения двигателя для моделирования переходных процессов в RastrWin3 приведена на рис. 6.1.

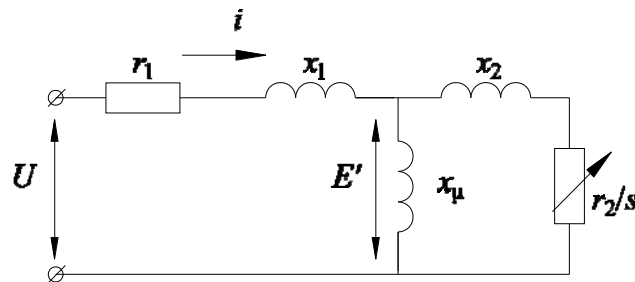


Рис. 6.1. Расчетная схема электрической сети

Условия самозапуска выполняются, если в момент восстановления напряжения электромагнитный момент будет больше механического (рис. 6.2). Математически выраженное условие успешного самозапуска АД определяется неравенством:

$$s_{\text{в}} \geq s_{\text{пр}}, \quad (6.3)$$

где $s_{\text{в}}$ – скольжение в момент восстановления электроснабжения; $s_{\text{пр}}$ – предельно-допустимое скольжение.

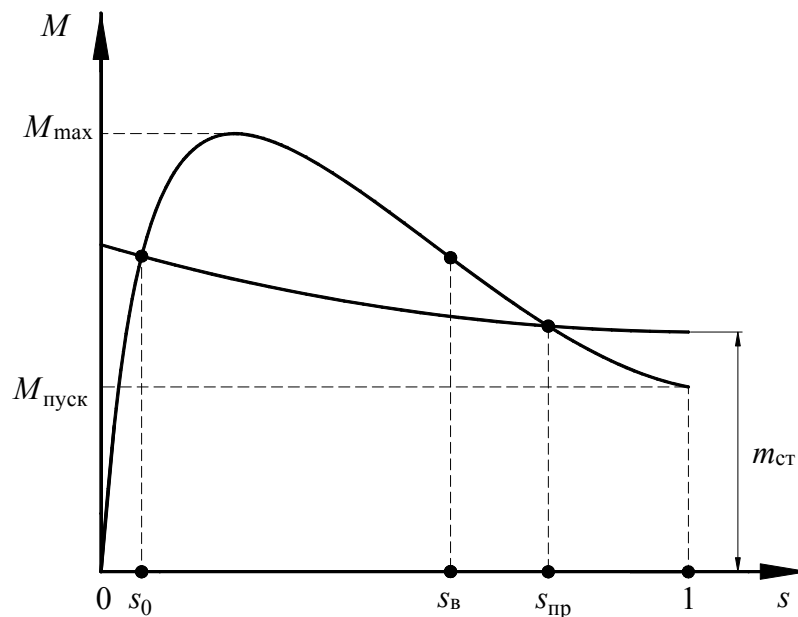


Рис. 6.2. Механическая характеристика асинхронного двигателя для пояснения условия самозапуска

Следует отметить, что в момент восстановления напряжения электродвигатель потребляет повышенные активную и реактивную мощности, что приводит к увеличению потерь напряжения в питающей сети и, следовательно, к уменьшению напряжения, питающего двигатель, в результате чего предельное скольжение $s_{пр}$ уменьшается, что приводит к ухудшению условия самозапуска.

6.2. Практическая часть

Для анализа процессов пуска и самозапуска АД используются расчетные файлы работы № 4. Расчетная схема электрической сети с дополнительной кабельной линией и нагрузкой S_{11} приведена на рис. 6.3. В табл. 6.1–6.4 приведены исходные кабельной линии, параметры нагрузки в узле 11, время действия релейной защиты и выключателя и параметры АД соответственно.

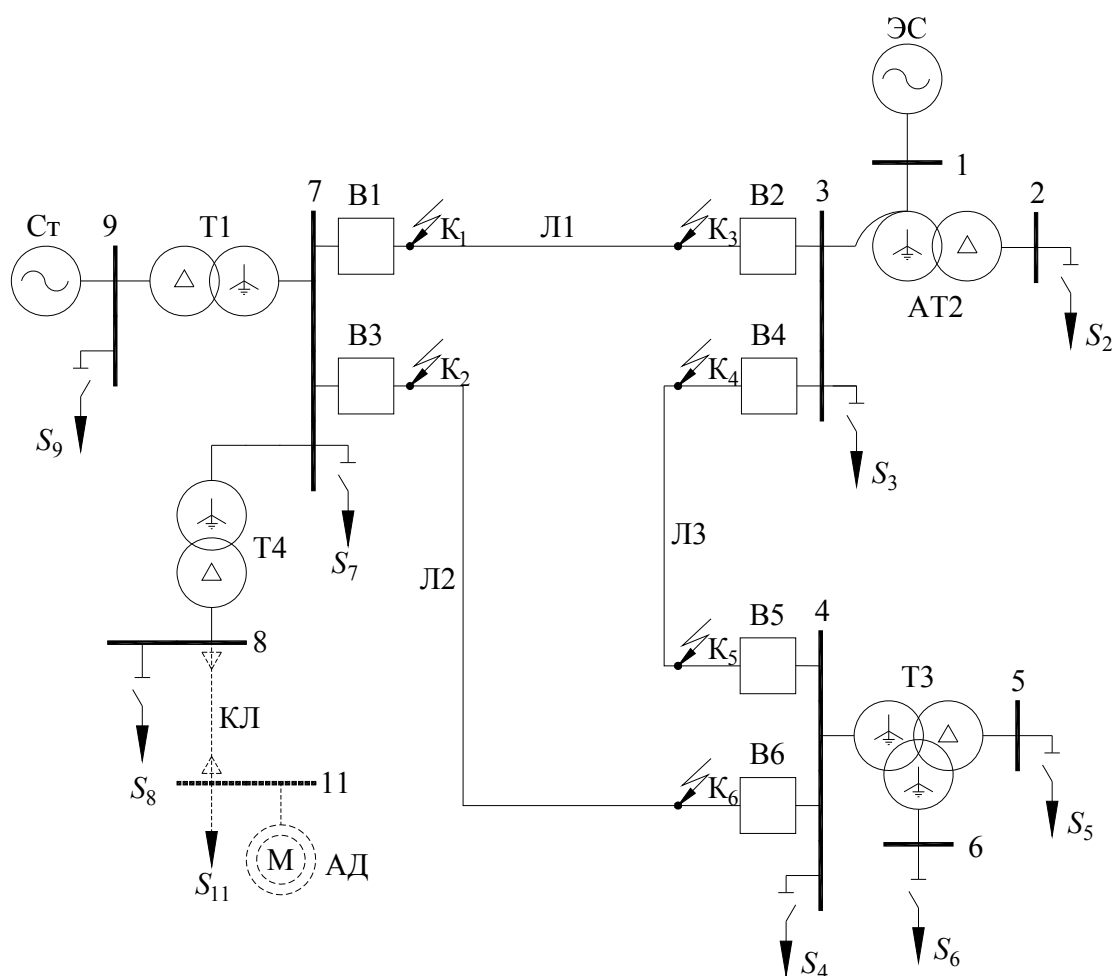


Рис. 6.3. Расчетная схема электрической сети

Таблица 6.1

Параметры кабельной линии

Последняя цифра паспорта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	0,62	0,443	0,62	0,326	0,443	0,62	0,443	0,326	0,62	0,443
Удельное реактивное сопротивление x_0 , Ом/км	0,09	0,086	0,09	0,083	0,086	0,09	0,086	0,083	0,09	0,086
Удельная емкостная проводимость b_0 , См/км · 10 ⁻⁶	91	97,5	91	110	97,5	91	97,5	110	91	97,5
Длина кабельной линии, км	0,5	0,4	0,2	0,3	0,7	0,6	0,8	0,9	0,5	0,4

Таблица 6.2

Параметры нагрузки в узле 11

Последняя цифра паспорта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Активная мощность узла 11, МВт	25	20	18	23	27	24	21	26	28	20
Реактивная мощность узла 11, Мвар	12	14	12	13	15	14	12	14	15	12

Таблица 6.3

Время действия релейной защиты и выключателя

Последняя цифра паспорта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Время действия релейной защиты $t_{рз}$, с	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Время срабатывания выключателя $t_{св}$, с	0,08	0,1	0,09	0,08	0,12	0,1	0,08	0,1	0,09	0,08
Время действия АПВ $t_{апв}$, с	2,1	1,95	1,97	2,0	1,78	1,8	1,84	2	1,9	1,87

Таблица 6.4

Исходные данные асинхронного двигателя

Последняя цифра паспорта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Процент мощности АД в узле 11, %	70	80	60	65	75	50	65	70	80	85
Механическая постоянная инерции АД вместе с приводимым механизмом $T_{дв}$, с	0,7	0,72	0,75	0,76	0,75	0,76	0,76	0,82	0,75	0,8
Номинальный коэффициент мощности АД $\cos\varphi$	0,8	0,82	0,81	0,78	0,84	0,8	0,78	0,79	0,78	0,8
Коэффициент загрузки АД $K_{заг}$	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8
Статический момент сопротивления $m_{ст}$, о. е.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Дополнительный момент сопротивления при трогании $m_{трог}$, о. е.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Показатель степени зависимости Q_{xx} от U, K_M	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Расчетное напряжение двигателей в долях номинального $U_{дв}/U_n$	Определяется отношением значения напряжения узла 11 в установившемся режиме к номинальному напряжению, равному $U_n = 10$ кВ									
Максимальной момент в долях номинального M_{max} , о. е.	1,8	1,7	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	1,8	1,9	1,7
Пусковой момент в долях номинального $M_{пуск}$, о. е.	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
Пусковой ток в долях номинального $I_{п}$, о. е.	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6
Номинальное скольжение $s_{ном}$, %	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
Скольжение, начиная с которого вводится учет вытеснения s_R , %	В модели ДХН-1 принять значение $s_R = 70$ %									

6.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении самостоятельной работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.

2. Запустите программный комплекс RastrWin3. Загрузите шаблон динамики работы № 4 (Файлы → Загрузить). Дополнительно откройте шаблоны «автоматика.dfw» и «сценарий.scn» Файл → Новый (выделите «автоматика.dfw» и «сценарий.scn»).

3. В меню Открыть → Узлы → Узлы добавьте узел 11. Укажите номинальное напряжение, активную и реактивную мощность нагрузки узла в соответствии с вариантом задания табл. 6.2.


Рассчитайте параметры схемы замещения кабельной линии в соответствии с вариантом задания табл. 6.1. В меню Открыть → Ветви → Ветви создайте ветвь 8–11 и введите рассчитанные параметры схемы замещения.

4. Выполните расчет установившегося режима (Расчеты → Режим). При отклонении напряжений в узле 11 от допустимых значений (U_n до $1,05U_n$) необходимо выполнить регулирование напряжения путем изменения коэффициента трансформации по формуле (1.28).

5. В меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «АД(ИД)». Примите модель асинхронного двигателя «ДХН-1». Заполните форму таблицы «АД(ИД)» номинальными параметрами в соответствии с вариантом задания табл. 6.4. В качестве номера узла нагрузки асинхронного двигателя укажите созданный узел 11.

Примечание. Мощность двигателя задается или процентом мощности (%) от активной нагрузки узла, или непосредственно мощностью нагрузки (P , Q). Приоритет имеет процент мощности узла (%). Мощность подключенных к узлу двигателей не должна превышать суммарную активную нагрузку узла.

6. Рассчитайте суммарное время срабатывания релейной защиты и выключателя, используя исходные данные табл. 6.3.

7. Смоделируйте трехфазное короткое замыкание в узле 8 (на шинах низкого напряжения трансформатора Т4) через 0,1 с после начала расчета переходного процесса, используя редактор упрощенного сценария, расположенный на панели инструментов .

Примечание. Редактор позволяет ввести в расчетную модель до 16 независимых действий, каждое из которых связано с отдельной «дорожкой», которая разделена на две части: заголовок и шкалу времени (рис. 6.4). Заголовок предна-

значен для отображения параметров действия и для их настройки. На шкале времени расположен прямоугольник, отображающий параметры времени действия. Время в редакторе отсчитывается в миллисекундах.

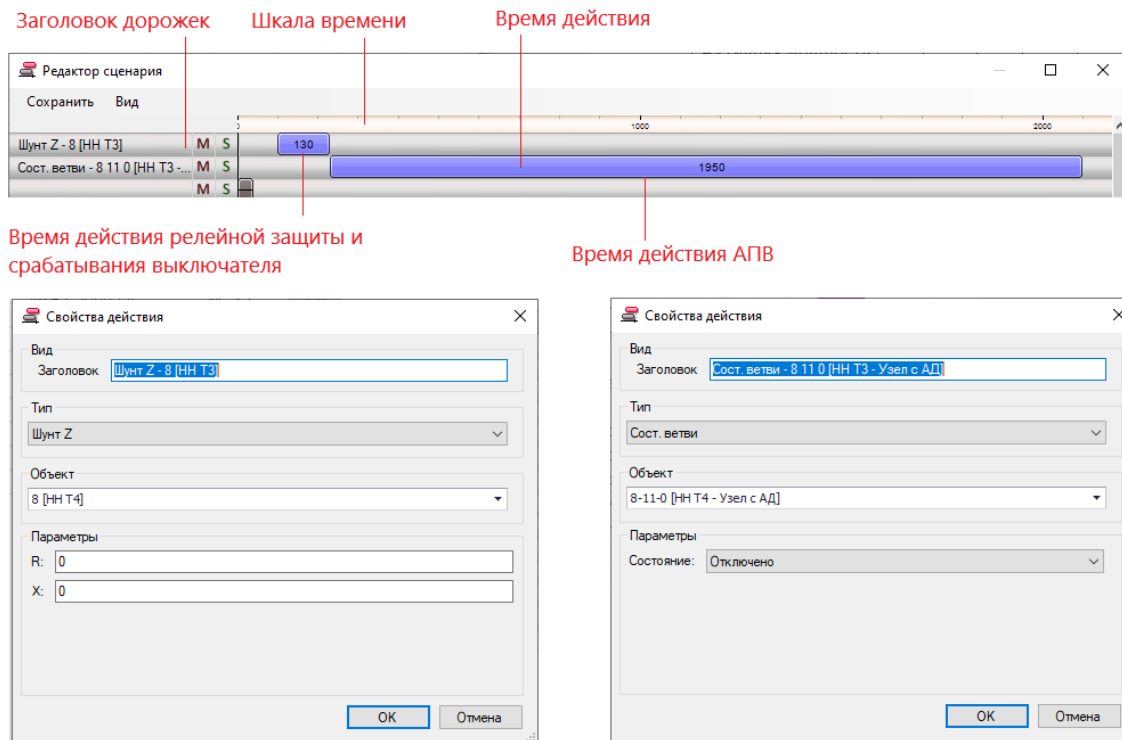


Рис. 6.4. Управление редактором упрощенного сценария

Для моделирования трехфазного короткого замыкания в окне заголовка редактора создайте сценарий «Шунт Z» в узле 8 с параметрами $R = 0$ и $X = 0$. Для отключения связи 8–11 за счет действия АПВ необходимо добавить сценарий «Сост. ветви» и указать состояние «Отключено».

Время действия сценария (рис. 6.5) задается в соответствии с исходными данными табл. 6.3 и результатами расчета п. 6.

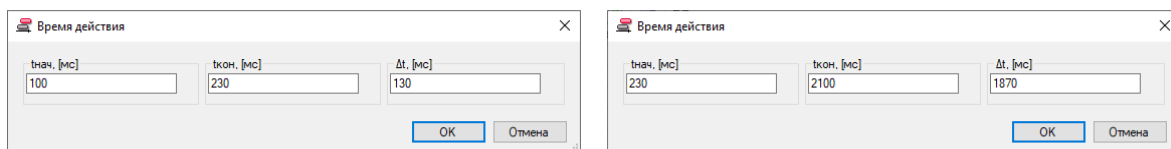



Рис. 6.5. Управление временем действия сценария

После формирования сценария расчетной схемы электрической сети необходимо сохранить и выйти из редактора.

8. Выполните расчет переходного процесса («Начать расчет переходного процесса» ).

Примечание. При необходимости время расчета переходного процесса можно изменить в настройках программы (Расчеты → Параметры → Динамика → Время расчета (T_расч)).

Отобразите графики зависимости скольжения, активной и реактивной мощности двигателя, момента сопротивления, напряжения в узле 11 и тока по ветви 8–11.

9. Увеличьте выдержку времени срабатывания АПВ до обеспечения полного останова двигателя (скольжение к концу переходного процесса $s = 1$).

10. Сделайте вывод по результатам расчета.

6.2.2. Пример выполнения работы

Вариант задания

По табл. 6.1–6.4 вариант задания – 9.

Определяем параметры схемы замещения кабельной линии.

Активное и реактивное сопротивление линии, Ом, определяется по формулам (1.4), (1.5) соответственно:

$$r_{л} = r_0 l = 0,443 \cdot 0,4 = 0,18 \text{ Ом};$$

$$x_{л} = x_0 l = 0,086 \cdot 0,4 = 0,03 \text{ Ом}.$$

Активная проводимость для кабельной линии ниже 110 кВ не учитывается. Реактивная проводимость линии, мкСм, определяется по формуле (1.7):

$$g_{л} = g_0 l = 97,5 \cdot 0,4 = 39 \text{ мкСм}.$$

В соответствии с вариантом задания мощность нагрузки узла 11 составляет: $P_{н} = 20$ МВт, $Q_{н} = 12$ Мвар.

На рис. 6.6 и 6.7 приведены результаты подготовки исходных данных по узлам и ветвям схемы и расчета установившегося режима после добавления узла 11.

Напряжение в установившемся режиме в узле 11 составило 10,3 кВ, что входит в допустимые диапазоны.

На рис. 6.8 приведены результаты подготовки исходных данных АД.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	СН АТ2 и ЭС	110					-468,7	-80,3	115,0	-82,4	-82,4		115,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	НН АТ2	10											10,58	-0,01
3	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	3	ВН АТ2	330			50,0	35,0							335,86	3,94
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	30	Узел АТ2	330											330,70	-0,01
5	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	4	ВН Т3	330											345,68	7,74
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	40	Узел Т3	330											341,76	6,97
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	СН Т3	115			50,0	40,0							118,91	6,98
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	НН Т3	10											10,94	6,97
9	<input checked="" type="checkbox"/>		Нагр	7	ВН Т1 и Т3	330			30,0	25,0							357,21	11,65
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	НН Т3	10											10,69	11,40
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Ur, НН Т1	20					640,0	210,0		210,0	480,0		20,70	14,60
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	11	Узел с АД	10			20,0	12,0							10,30	12,21

Рис. 6.6. Подготовка исходных данных схемы по узлам в RastrWin3 и результаты расчета установившегося режима

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	G	Кт/г	N_енц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	1			Узел АТ2 - СН АТ2 и ЭС	0,17				0,348			-469	-80		831
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р	30	2			Узел АТ2 - НН АТ2	0,07	62,07			0,032						
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	30			ВН АТ2 - Узел АТ2	0,22	16,34	34,4	4,6				-470	-118		833
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			ВН АТ2 - ВН Т3	6,00	33,10	-338,0	3,5				241	67		430
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	40			ВН Т3 - Узел Т3	0,38	31,99	16,5	2,9				-50	-43		111
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	5			Узел Т3 - СН Т3	0,38				0,348			-50	-40		108
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	40	6			Узел Т3 - НН Т3	0,38	71,47			0,032						
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	7			ВН АТ2 - ВН Т1 и Т3	10,80	59,58	-608,4	6,2				279	86		502
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	7			ВН Т3 - ВН Т1 и Т3	5,40	29,79	-304,2	3,1				295	89		515
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	8			ВН Т1 и Т3 - НН Т3	0,58	26,49	18,7	4,0	0,030			-21	-15		42
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	9			ВН Т1 и Т3 - Ur, НН Т1	0,20	10,51	36,6	6,7	0,057			638	169		1 068
12	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	11			НН Т3 - Узел с АД	0,18	0,03		39,0				-21	-12		1 307

Рис. 6.7. Подготовка исходных данных схемы по ветвям в RastrWin3 и результаты расчета установившегося режима

	O	S	N	Название	N узла	Модель	Марка	%	P	Q	Тав	Соэф	Кзар	Мст	Мтрор	Ки	Цав(У...	Иmax	Ипуск	Ипуск	s_ном	s_r	
1	<input type="checkbox"/>		1	Асинхронный двигатель	11	ДНН-1	0	85,000			0,800	0,800	0,800	0,300	0,100	4,000	1,300	1,700	1,100	6,000	3,000		70,000

Рис. 6.8. Подготовка исходных данных асинхронного двигателя

Расчет времени последовательности действий для моделирования упрощенного сценария возникновения трехфазного КЗ с последующим срабатыванием АПВ:

1. Возникновение КЗ в узле 8:

$$t_1 = t_{\text{КЗ}} = 0,1 \text{ с.}$$

2. Длительность срабатывания релейной защиты и выключателя:

$$\Delta t_1 = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,05 + 0,08 = 0,13 \text{ с.}$$

3. Время отключения короткого замыкания в узле 8:

$$t_2 = t_1 + \Delta t_1 = 0,1 + 0,13 = 0,23 \text{ с.}$$

4. Длительность срабатывания АПВ и выключателя:

$$\Delta t_2 = t_{\text{АПВ}} + t_{\text{СВ}} = 1,87 + 0,08 = 1,95 \text{ с.}$$

5. Время включение связи 8–11:

$$t_3 = t_2 + \Delta t_2 = 0,23 + 1,95 = 2,18 \text{ с.}$$

По результатам расчета сформирована модель упрощенного сценария, приведенная на рис. 6.4. Результаты расчета переходного процесса представлены на рис. 6.9.

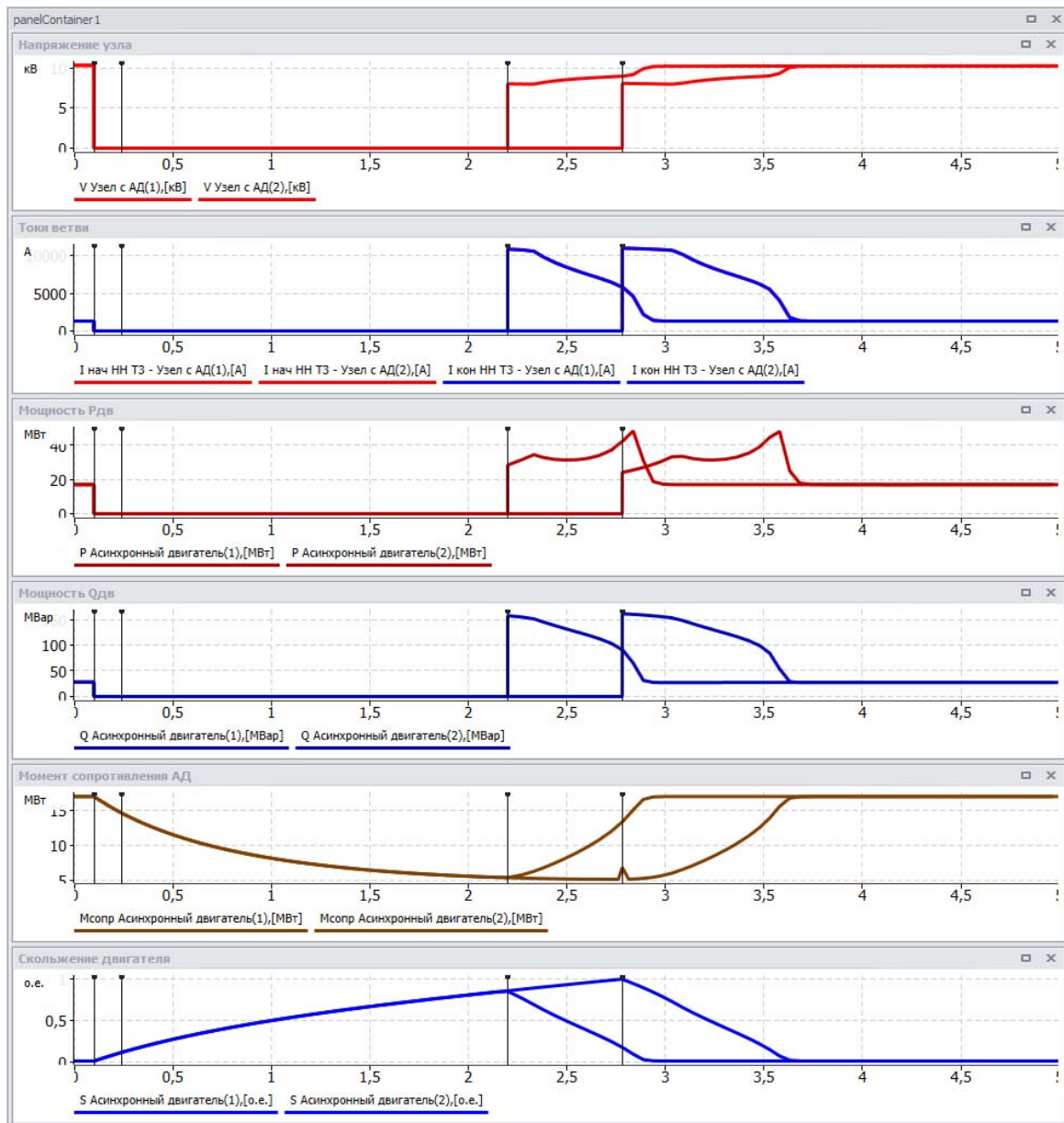


Рис. 6.9. Результаты расчета переходного процесса при заданных условиях срабатывания АПВ и при увеличении выдержки времени до обеспечения полного останова двигателя

Выводы по результатам расчета:

1. При длительности перерыва электроснабжения узла 11: $\Delta t = t_3 - t_1 = 2,18 - 0,1 = 2,08$ с скольжение к концу переходного процесса составило $s = 0,85$ о. е., максимальный ток по связи 8–11 в процессе самозапуска достигает $I_{8-11} = 10863$ А. После восстановления электроснабжения и окончания переходного процесса двигатель разгоняется до рабочей частоты вращения. В момент включения питающей линии значительно увеличивается потребление реактивной мощности двигателя, что приводит к увлечению потери напряжения на линии 8–11, в результате чего напряжение, питающее двигатель, восстанавливается до номинального только к концу переходного процесса.

2. Полный останов двигателя достигается при времени перерыва электроснабжения $\Delta t = 2,78$ с, при этом максимальный ток по линии 8–11 увеличивается до $I_{8-11} = 11000$ А. В связи с тем, что момент сопротивления двигателя после полного останова меньше пускового момента, двигатель после восстановления напряжения разгоняется до рабочей частоты и восстанавливает исходный режим работы.

Контрольные вопросы

1. Что означает самозапуск асинхронного двигателя?
2. Назовите условие успешного самозапуска асинхронного двигателя.
3. Чем самозапуск отличается от пуска двигателя?
4. Назовите основные этапы переходного процесса после нарушения электроснабжения асинхронного двигателя.
5. Какое уравнение определяет процесс движения ротора асинхронного двигателя?
6. Как моделируется асинхронный двигатель в RastrWin3?

ГЛАВА 7 ПУСК СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

В седьмой главе дается представление о способах моделирования пуска синхронных двигателей в программном комплексе RastrWin3.

7.1. Теоретические сведения

Пуск синхронных двигателей осуществляется в невозбужденном режиме, для чего их обмотки возбуждения замыкаются накоротко или через сопротивление [2]:

$$\Delta R \approx (5 \div 10)R_f, \quad (7.1)$$

где R_f – сопротивление обмотки возбуждения.

Разгоняясь как асинхронные, они достигают скорости, близкой к синхронной (подсинхронная скорость), после чего двигателям подается возбуждение и они, приобретая свойства синхронного двигателя, входят в синхронизм [2].

Процесс пуска синхронного двигателя можно разбить условно на два этапа [2]:

1) разгон до подсинхронной скорости ($s \approx 0,05$) под действием среднего асинхронного момента;

2) вхождение в синхронизм под влиянием моментов, обусловленных возбуждением и зависящих от угла между осью ротора и вектором вращающегося поля статора.

На первом этапе пуска существенное влияние оказывает начальный толчок тока:

$$I \approx \frac{U_c}{x''_{d\Sigma}}, \quad (7.2)$$

где U_c – напряжение балансирующего узла; $x''_{d\Sigma} = x''_d + x_c$ – суммарное сопротивление сети, учитывающее переходное сопротивление генератора x''_d и внешнее сопротивление сети x_c .

Длительность разгона до подсинхронной скорости определяется так же, как и для асинхронных двигателей.

На втором этапе пуска на несинхронно вращающийся ротор синхронного двигателя кроме асинхронного момента действует синхронный момент, зависящий от угла δ и обусловленный возбуждением, а также момент сопротивления механизма.

Самозапуск синхронных двигателей возникает в момент кратковременного нарушения электроснабжения при полном или частичном снижении напряжения на шинах двигателя, не отключенного от сети и не выпавшего из синхронизма. При выпадении двигателя из синхронизма к моменту восстановления напряжения он работает как асинхронный со скольжением s_1 . Такой процесс самозапуска надо рассматривать как пуск асинхронного двигателя. Самозапуск отличается от пуска еще и тем, что возбужденный двигатель включается без дополнительных сопротивлений в цепи статора.

В задачу расчета самозапуска входит [2]:

1) проверка влияния самозапуска на нормальную работу потребителей, подсоединенных к шинам нагрузки, и на перегрузку элементов сети;

2) определение необходимого для разворачивания агрегатов значения остаточного напряжения на выводах двигателей;

3) установление момента двигателя, необходимого для надежного втягивания в синхронизм;

4) определение времени пуска и перегрева двигателя.

Во время перерыва питания напряжение на выводах двигателя зависит от его ЭДС, которая уменьшается по мере выбега. Уменьшение скорости до 80 % от синхронной приводит к значительному (до 60–70 %) понижению напряжения. При форсировке возбуждения, которая обычно включается при снижении напряжения на 20–25 %, этого не происходит и напряжение остается в пределах нормального.

Наиболее тяжелыми оказываются условия самозапуска при скольжении 0,02–0,08. Если в этой зоне самозапуск обеспечивается, то в большинстве случаев он будет обеспечен по условию необходимого момента и при других скольжениях. В тех случаях, когда самозапуск неосуществим, можно применять автоматическую ресинхронизацию двигателя. Вхождение в синхронизм должно обеспечиваться действием форсировки возбуждения, повышающей максимальный синхронный момент. Облегчение синхронизации двигателя может быть достигнуто отключением обмотки возбуждения и кратковременным замыканием ее на разрядное сопротивление с последующим (через 2–3 с) включением форсированного возбуждения (на 1 с). Обеспечить ресинхронизацию иногда помогает разгрузка привода (механизма) [2].

Допустимое снижение напряжения на шинах нагрузки во время самозапуска приближенно определяется следующими требованиями:

- 1) при совместном питании двигателей и освещения $U \geq 0,9$ при частых и длительных пусках; $U \geq 0,8 \div 0,85$ – при редких и кратковременных пусках и самозапусках;
- 2) при раздельном питании двигателей и освещения $U \geq 0,75 \div 0,8$ независимо от частоты и длительности пусков и самозапусков;
- 3) при люминесцентном освещении $U \geq 0,9$;
- 4) при питании двигателей через блок-трансформаторы напряжение U ограничивается минимальным значением момента, требуемого для разгона агрегата.

7.2. Практическая часть

Для анализа процессов пуска используются расчетные файлы работы № 6, где асинхронный двигатель заменяется синхронным. Расчетная схема приведена на рис. 7.1.

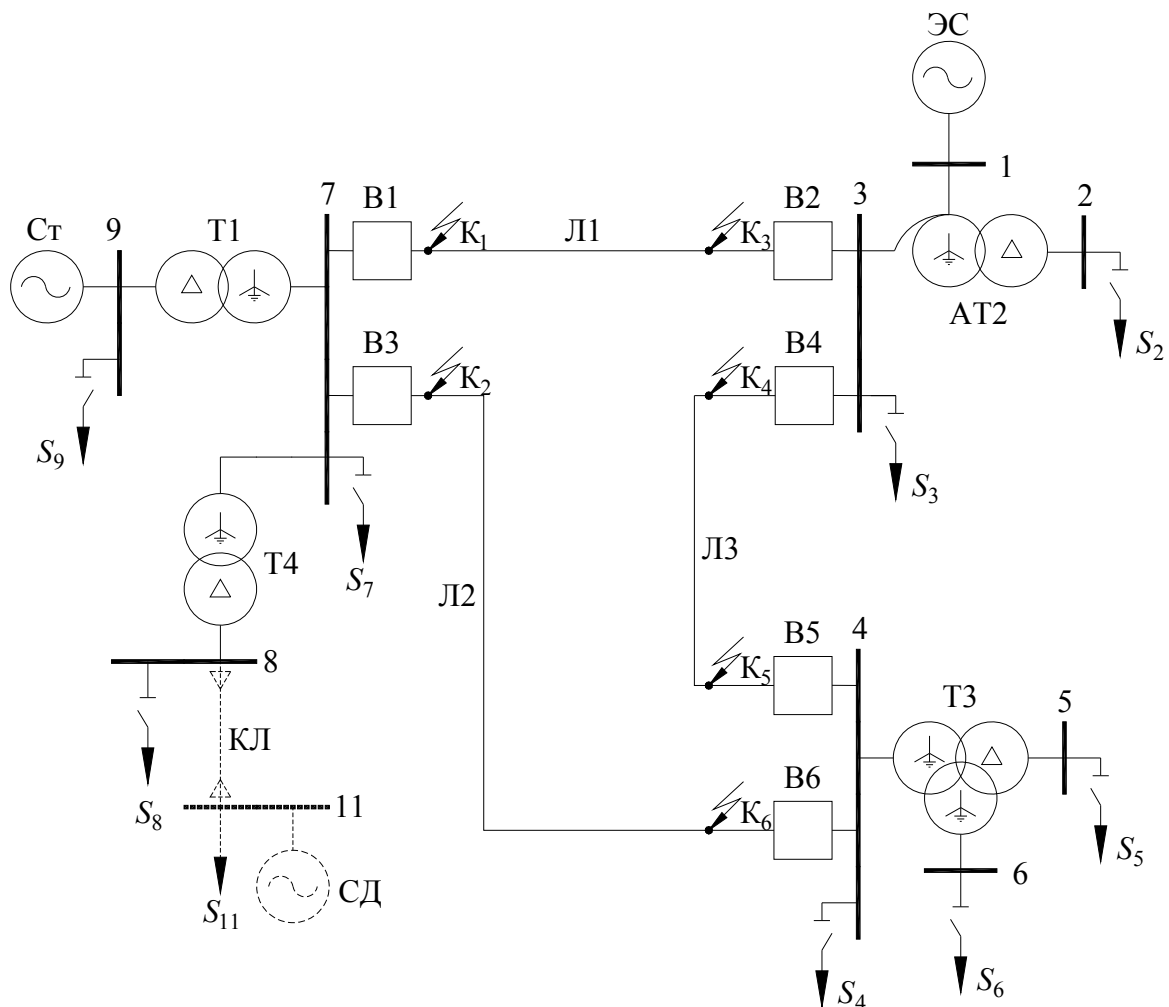


Рис. 7.1. Расчетная схема электрической сети

Исходные данные синхронного двигателя в соответствии с вариантом задания приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Исходные данные синхронного двигателя

Последняя цифра паспорта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Рабочий коэффициент мощности СД, $\cos \varphi_p$	0,8	0,82	0,81	0,78	0,84	0,8	0,78	0,79	0,78	0,8
Активная мощность двигателя P , МВт	10	20	15	20	15	20	25	15	20	25
Номинальная мощность двигателя $P_{ном}$, МВт	50	55	50	40	40	50	60	45	55	45
Номинальное напряжение двигателя U_n , кВ	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Номинальный коэффициент мощности СД, $\cos \varphi$	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Статический момент сопротивления $m_{ст}$, о. е.	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Дополнительный момент сопротивления при трогании $m_{трог}$, о. е.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Пусковой момент в долях номинального $M_{пуск}$, о. е.	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1
Скольжение, начиная с которого вводится учет вытеснения s_R , %	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Механическая постоянная инерции двигателя M_j , МВт · с	2	4	3	4	3	4	5	3	4	5
Переходное сопротивление $x_{d'}$, Ом	0,22	0,20	0,23	0,21	0,24	0,22	0,23	0,24	0,20	0,21
Синхронное сопротивление x_d , Ом	1,5	1,6	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,6	1,5	1,5
Сверхпереходное сопротивление $x_{d''}$, Ом	0,15	0,16	0,15	0,14	0,15	0,16	0,14	0,15	0,16	0,14
Переходная постоянная времени T'_{d0} , с	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

7.2.1. Порядок выполнения работы

При выполнении работы необходимо выполнить следующие действия:

1. Изучите теоретические сведения.

2. Запустите программный комплекс RastrWin3. Загрузите шаблон динамики работы № 6 (Файлы → Загрузить). Дополнительно откройте шаблоны «автоматика.dfw» и «сценарий.scn» Файл → Новый (выделить «автоматика.dfw» и «сценарий.scn»).

3. В меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «АД(ИД)» и отключите асинхронную нагрузку (столбец «Состояние нагрузки»).

4. Введите параметры АРВ. Для этого в меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «АРВ(ИД)». В качестве исходных данных принять:

- модель АРВ – пропорционального типа;
- постоянная времени регулятора возбуждения $T_{рв} = 0,04$ с;
- коэффициент регулирования по отклонению напряжения $K_U = 50$ ед. ном. возб./ед. напр.

Укажите произвольный числовой номер АРВ в столбце «N».

5. Введите параметры возбудителя. Для этого в меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «Возбудитель(ИД)». В качестве исходных данных принять:

- модель возбудителя – Мустанг;
- постоянная времени возбудителя $T_{возб} = 0,04$ с.

Укажите произвольный числовой номер возбудителя в столбце «N» и свяжите возбудитель с регулятором, указав в столбец «N_АРВ» номер АРВ, заданной в п. 4.

6. В меню Открыть → Динамика (ИД) откройте таблицу «СД(ИД)». Примите модель синхронного двигателя «3-k Mustang». Заполните форму таблицы «СД(ИД)» номинальными параметрами в соответствии с вариантом задания табл. 7.1. В качестве номера узла нагрузки синхронного двигателя укажите узел 11. Введите номер возбудителя «N_взб», созданный в п. 5.

7. Смоделируйте процесс пуска синхронного двигателя. Перед запуском двигатель должен находиться в отключенном состоянии (таблица «СД(ИД)» столбец «Состояние нагрузки»).

В меню Открыть → Сценарий загрузите таблицу «Действия (t)». Действия определены в две группы (рис. 7.2):

1 группа: включает двигатель; задает в нем мощность P_0 и исходное скольжение $S_0 = -1$.

2 группа: включает возбудитель и АРВ.

Примечания:

1. Синхронный генератор: Тип объекта – SynchronousMotor.
2. Возбудитель: Тип объекта – Exciter.
3. АРВ: Тип объекта – ExcControl.

Свойство объекта sta – определяет изменение состояние объекта, если в позиции «Формула» $sta = 1$ – объект включен.

Сост	N	N гру...	Тип	Название	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта	Режим	N сраб
1	1	1	Объект		1	SynchronousMotor	sta	2	0	1
2	2	1	Объект		25	SynchronousMotor	P_0	2	0	1
3	5	1	Объект		-1	SynchronousMotor	S_0	2	0	1
4	3	2	Объект		1	Exciter	sta	1	0	1
5	4	2	Объект		1	ExcControl	sta	1	0	1


Рис. 7.2. Фрагмент таблицы «Действия (t)» при моделировании пуска синхронного двигателя

В меню Открыть → Сценарий загрузите таблицу «Логика (t)» и свяжите созданные действия. Двигатель пускается невозбужденным, подача возбуждения осуществляется при достижении скольжения $s = 5\%$. Логика определяет два действия: первое происходит безусловно, с задержкой времени 0,2 с; второе – при скольжении СД, превышающем 5% (рис. 7.3).

Примечание. Условие «SynchronousMotor[2].S>-0.05» определяет срабатывание действия А2 при условии превышения 5% скольжения двигателя № 2.

N	Название	N мод...	Тип	Формула	Действия	Выде...	ПО мод	Const...	Дейс...	Режим
1			Формула	1	A1	.2				Нормал...
2			Формула	SynchronousMotor[2].S...	A2					Нормал...

Рис. 7.3. Фрагмент таблицы «Логика (t)» при моделировании пуска синхронного двигателя

8. Выполните расчет переходного процесса («Начать расчет переходного процесса» ). Отобразите графики зависимости скольжения, активной и реактивной мощности двигателя, напряжения и тока двигателя. По полученным результатам сделайте вывод.

Примечание. При возникновении ошибок расчета необходимости в настройках динамики (Расчеты → Параметры → Динамика):

- увеличить время расчета (T_расч);
- начальный, минимальный шаг интегрирования и шаг печати до 0,001 с;
- максимальный шаг интегрирования на 0,01 с.

9. Сделайте вывод по результатам расчета.

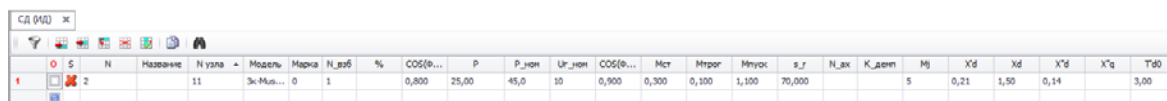
7.2.2. Пример выполнения работы

Вариант задания

По табл. 7.1 вариант задания – 9.

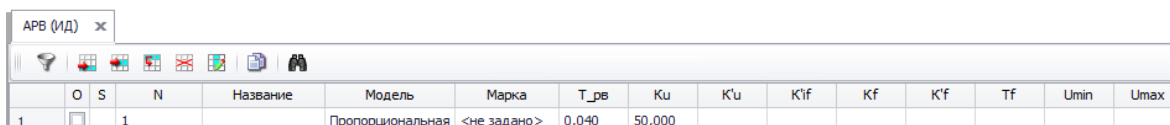
В соответствии с вариантом задания мощность нагрузки узла 11 составляет: $P_H = 20$ МВт, $Q_H = 12$ Мвар.

На рис. 7.4–7.6 приведены результаты подготовки исходных данных синхронного двигателя, АРВ и возбудителя.



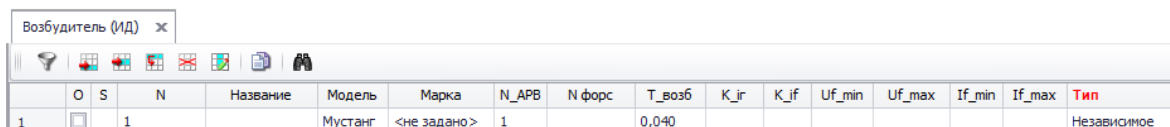
O	S	N	Название	N узла	Модель	Марка	N_взб	%	cos(φ)...	P	P_ном	Uг_ном	cos(φ)...	Мст	Мтрот	Мпуск	ε_г	N_ак	K_двиг	Mj	Xd	Xd	X'd	X'q	Td0
1	<input type="checkbox"/>	2		11	Эк-Мил...		0	1	0,800	25,00	45,0	10	0,900	0,300	0,100	1,100	70,000			5	0,21	1,50	0,14		3,00

Рис. 7.4. Подготовка исходных данных синхронного двигателя



O	S	N	Название	Модель	Марка	T_рв	Ku	K'u	K'if	Kf	K'f	Tf	Umin	Umax
1	<input type="checkbox"/>	1		Пропорциональная	<не задано>	0,040	50,000							

Рис. 7.5. Подготовка исходных данных АРВ синхронного генератора



O	S	N	Название	Модель	Марка	N_АРВ	N форс	T_возб	K_г	K_jf	Uf_min	Uf_max	If_min	If_max	Тип
1	<input type="checkbox"/>	1		Мустанг	<не задано>	1		0,040							Независимое

Рис. 7.6. Подготовка исходных данных возбудителя синхронного генератора

Результаты расчета переходного процесса представлены на рис. 7.7–7.11.

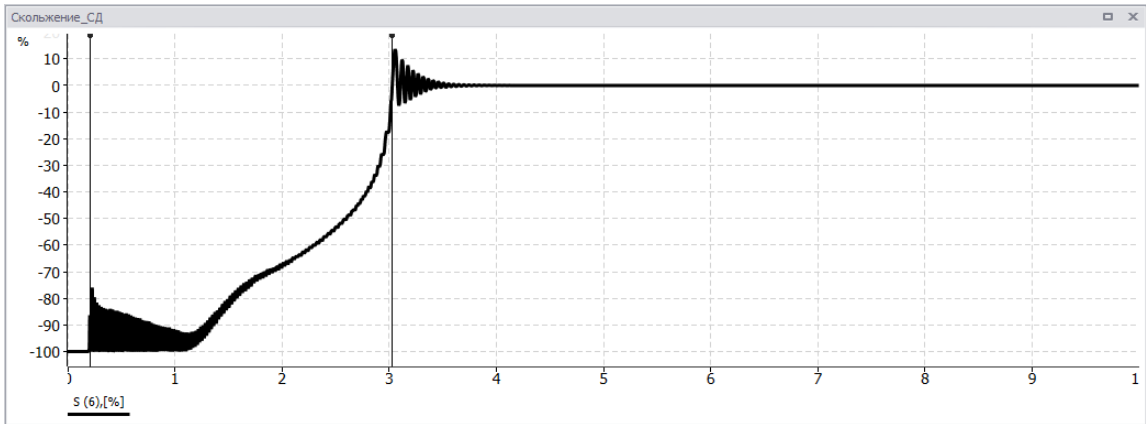


Рис. 7.7. Зависимость скольжения синхронного двигателя в момент пуска

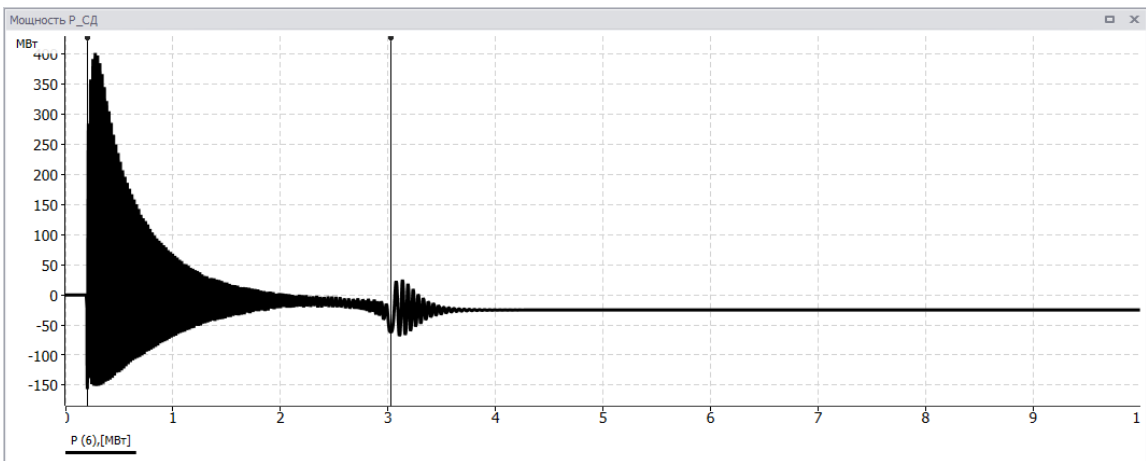


Рис. 7.8. Зависимость активной мощности синхронного двигателя в момент пуска

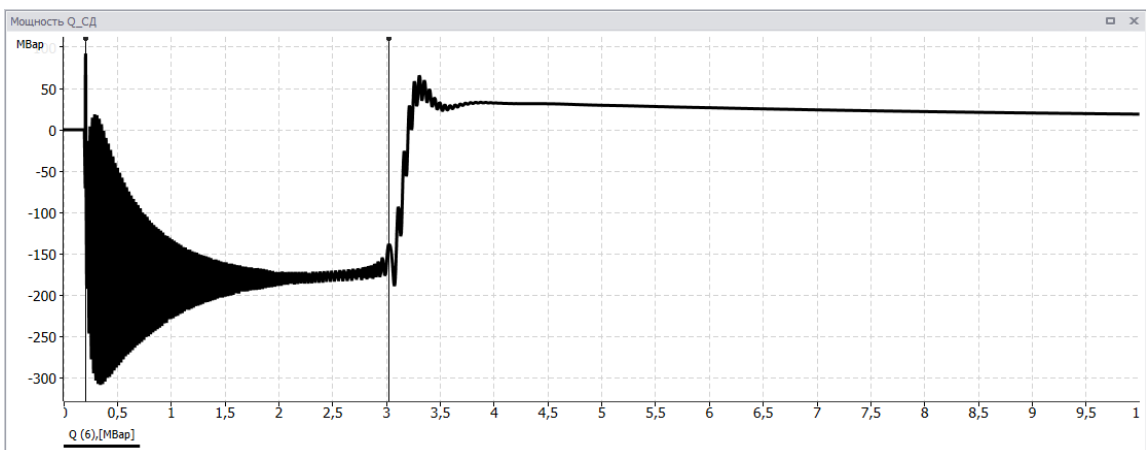


Рис. 7.9. Зависимость реактивной мощности синхронного двигателя в момент пуска

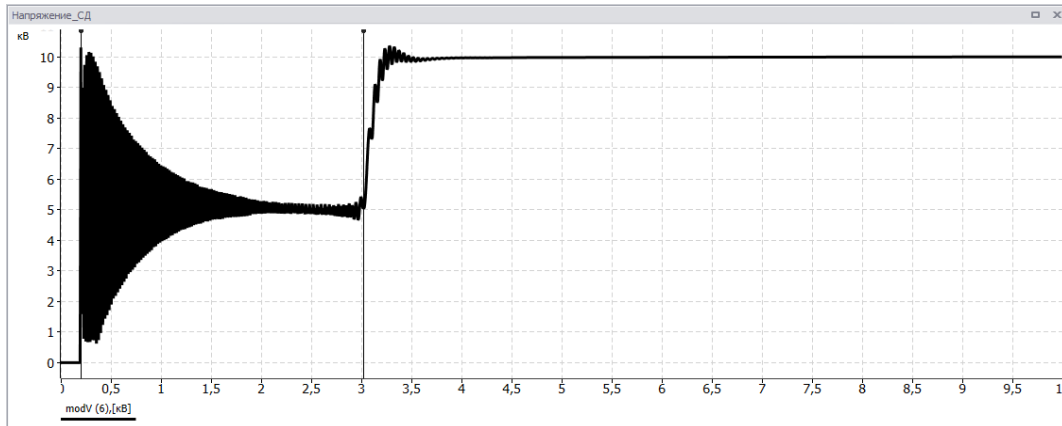


Рис. 7.10. Зависимость напряжения на шинах синхронного двигателя в момент пуска

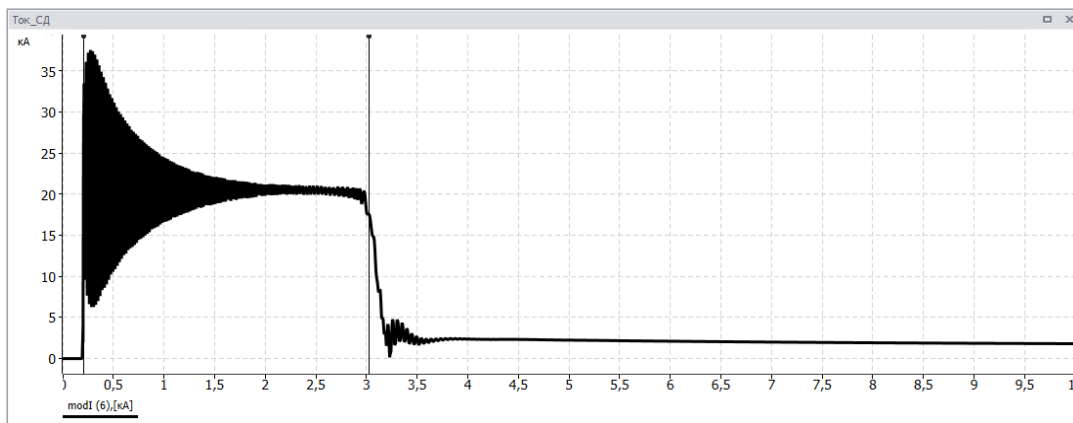


Рис. 7.11. Зависимость тока синхронного двигателя в момент пуска

Выводы по результатам расчета:

1. Включение невозбужденного двигателя наступает через $0,2\text{ с}$ после начала переходного процесса. Длительность разгона синхронного двигателя до понсинхронной скорости ($s \approx 0,05$) составила $\approx 2,8\text{ с}$. Переходной процесс заканчивается через $3,8\text{ с}$ после пуска двигателя.

2. Максимальное значение тока в момент пуска составило до 37 кА , активной мощности 402 МВт .

Контрольные вопросы

1. Назовите этапы пуска синхронного двигателя.
2. Назовите основные задачи расчета самозапуска синхронного двигателя.
3. Назовите допустимые снижения напряжения на шинах двигателя в момент самозапуска.
4. Как моделируется асинхронный двигатель в RastrWin3?

Литература

1. Непша, Ф. С. Сравнение функциональных возможностей существующих программных средств расчета и анализа электрических режимов / Ф. С. Непша, Г. В. Отдельнова, О. А. Савинкина // Вестн. Кузбас. гос. техн. ун-та. – 2013. – № 2. – С. 116–118.
2. Веников, В. А. Электрические системы. Т. II. Электрические сети / под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1971. – 592 с.
3. Долгов, А. П. Переходные электромеханические процессы электрических систем : учеб. пособие / А. П. Долгов. – Новосибирск : Новосиб. гос. техн. ун-т, 2019. – 236 с. : ил., табл. – Режим доступа: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=574679>.
4. Кобелев, А. В. Режимы работы электроэнергетических систем : учеб. пособие / А. В. Кобелев. – Тамбов : Тамб. гос. техн. ун-т, 2015. – 81 с. : ил., схемы. – Режим доступа: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=444929>.
5. Программный комплекс «RastrWin3». Руководство пользователя / В. Г. Неуймин [и др.], 2019. – 324 с.
6. Мелешкин, Г. А. Устойчивость энергосистем. Теория / Г. А. Мелешкин, Г. В. Меркурьев. – СПб. : Центр подготовки кадров энергетики. – 2006. – Кн. 1. – 369 с.
7. Хрущев, Ю. В. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах : учеб. пособие / Ю. В. Хрущев, К. И. Заповодников, А. Ю. Юшков. – Томск : Изд-во Том. политехн. ун-та, 2010. – 168 с.
8. Электромеханические волны и устойчивость энергосистем : практ. пособие / Н. Н. Лизалек [и др.] ; под ред. В. П. Горелова. – 2-е изд. стер. – М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. – 418 с. : ил. – Режим доступа: <https://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=441787>.
9. Калентионок, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем : лаборатор. практикум по дисциплинам «Устойчивость электроэнергетических систем», «Переходные процессы в электроэнергетических системах» / Е. В. Калентионок, А. А. Волков ; Белорус. нац. техн. ун-т. – Минск : БНТУ, 2019.
10. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
11. Калентионок, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем : лаборатор. практикум по дисциплинам «Устойчивость электроэнергетических систем», «Переходные процессы в электроэнергетических системах» / Е. В. Калентионок, А. А. Волков ; Белорус. нац. техн. ун-т, каф. «Электрические системы». – Минск : БНТУ, 2019. – 142 с.

12. Руководящие указания по устойчивости систем. – Минск : Белэнерго, 2005. – 19 с.

13. Голованов, И. Г. Переходные процессы в ЭЭС. Ч. 2. Электромеханические переходные процессы : метод. указания по практ. занятиям и самостоят. работе студентов / И. Г. Голованов. – Ангарск, 2014. – 90 с.

14. Устойчивость электроэнергетических систем : сб. задач и примеры их решения / Е. В. Калентионок [и др.] ; под ред. Е. В. Калентионок ; Белорус. нац. техн. ун-т, каф. «Электрические системы». – Минск : БНТУ, 2007. – 130 с. : ил.

15. Козлов, А. Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах : учеб.-метод. пособие к курсовому проектированию / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. С. Степанов. – Благовещенск : Амур. гос. ун-т, 2013. – 111 с.

16. Евминов, Л. И. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения : пособие для практ. занятий по одному курсу для студентов энергет. специальностей днев. и заоч. форм обучения / Л. И. Евминов. – Гомель, 2009. – 304 с.

17. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98. – Введ. 23.03.1998. – М. : МЭИ, 1998. – 131 с.

18. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ : ГОСТ Р 52735-2007. – Введ. 01.07.2008. – М. : Стандартинформа, 2008. – 39 с.

19. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ : ГОСТ 28249-93. – Введ. 01.01.1995. – Минск : Межгос. совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1995. – 44 с.

20. Лебедев, С. А. Устойчивость параллельной работы электрических систем / С. А. Лебедев, П. С. Жданов. – М. ; Л. : ГЭИ, 1934. – 387 с.

21. Эрнст, А. Д. Электромеханические переходные процессы в электрических системах : курс лекций / А. Д. Эрнст. – Нижневартовск : Изд-во НВГУ, 2013. – 130 с.

22. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : учеб. для электроэнергет. специальностей вузов / В. А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Высш. шк., 1985. – 536 с.

23. Калентионок, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем / Е. В. Калентионок. – Минск : Техноперспектива, 2008. – 375 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1

Параметры генераторов электростанции

Номер варианта	Тип	Номинальная мощность $P_{нг}$, МВт	Коэффициент мощности $\cos\varphi_{нг}$	Номинальное напряжение $U_{нг}$, кВ	Сопротивление генератора, о. е.					Постоянные времени, с		Количество, шт.
					$x_{d''}$	$x_{d'}$	x_d	x_2	x_0	T_j	T_{d0}	
1	ТВФ-63	63	0,8	10,5	0,153	0,224	1,199	0,183	0,088	7,8	2	6
2	ТВФ-110	110	0,8	10,5	0,189	0,271	2,04	0,23	0,106	7,8	6,7	4
3	ТВФ-160	160	0,85	18,0	0,213	0,304	1,713	0,25	0,1	7,4	5,42	4
4	ТВВ-220	220	0,85	15,75	0,19	0,275	1,88	0,232	0,086	7,4	6,38	3
5	ТВВ-320	320	0,85	20	0,173	0,258	1,698	0,211	0,088	6,4	6,87	2

Таблица П.2

Параметры электрической системы

Номер варианта	Мощность системы $P_{нс}$, МВт	Коэффициент мощности системы $\cos\varphi_{нс}$	Номинальное напряжение системы $U_{нс}$, кВ	Сопротивление системы, о. е.			
				$x_{d''}$	$x_{d'}$	x_2	x_0
1	8000	0,85	110	0,13	0,25	0,18	0,08
2	9000	0,8	110	0,14	0,27	0,25	1,05
3	10000	0,8	110	0,16	0,31	0,27	0,12
4	11000	0,85	110	0,14	0,27	0,23	0,082
5	12000	0,85	110	0,13	0,26	0,215	0,075

Таблица П.3

Параметры трехфазного двухобмоточного трансформатора Т1

Номер варианта	Тип	Номинальная мощность $S_{т.ном}$, МВ · А	Пределы регулирования	Напряжение стороны ВН $U_{вн}$, кВ	Напряжение стороны НН $U_{нн}$, кВ	Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	Мощность короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	Мощность холостого хода ΔP_x , кВт	Ток холостого хода I_x , %	Количество, шт.
1	ТДЦ-125000/330	125	$\pm 8 \times 1,5$ %	347	Принимается равным $U_{нг}$	11	365	145	0,5	5
2	ТДЦ-200000/330	200	$\pm 8 \times 1,5$ %	347		11	560	220	0,45	3
3	ТДЦ-250000/330	250	$\pm 8 \times 1,5$ %	347		11	605	240	0,45	3
4	ТДЦ-400000/330	400	$\pm 8 \times 1,5$ %	347		11	810	365	0,4	2
5	ТЦ-630000/330	630	$\pm 8 \times 1,5$ %	347		11	1300	405	0,35	2

Таблица П.4

Параметры трехфазного автотрансформатора Т2

Номер варианта	Тип	Номинальная мощность $S_{т.ном}$, МВ · А	Номинальная мощность обмотки НН $S_{н.ном}$, МВ · А	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ			Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %			Мощность короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт			Мощность холостого хода ΔP_x , кВт	Ток холостого хода I_x , %	Количество, шт.
				ВН	СН	НН	В-С	В-Н	Н-С	В-С	В-Н	Н-С			
1	АТДЦТН-125000/330/110	125	$0,5S_{ном}$	330	115	10,5	10	35	24	370	–	–	115	0,5	5
2	АТДЦТН-200000/330/110	200	$0,4S_{ном}$	330	115	10,5	10	34	22,5	600	–	–	180	0,5	4
3	АТДЦТН-250000/330/110	250	$0,4S_{ном}$	330	115	10,5	10,5	54	42	660	490	400	165	0,5	3

Таблица П.5

Параметры трехфазного трехобмоточного трансформатора Т3

Номер варианта	Тип	Номинальная мощность $S_{т.ном}$, МВ · А	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ			Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %			Мощность короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт			Мощность холостого хода ΔP_x , кВт	Ток холостого хода I_x , %	Количество, шт.
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н			
1	Изготавливается	125	330	115	10	10	35	24	345	–	–	100	0,45	3
2	под заказ	200	330	115	10,5	10,5	38	25	560	–	–	155	0,45	2

Таблица П.6

Параметры трехфазного двухобмоточного трансформатора Т4

Номер варианта	Тип	Номинальная мощность $S_{т.ном}$, МВ · А	Пределы регулирования	Напряжение стороны ВН $U_{вн}$, кВ	Напряжение стороны НН $U_{нн}$, кВ	Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, %	Мощность короткого замыкания $\Delta P_{кз}$, кВт	Мощность холостого хода ΔP_x , кВт	Ток холостого хода I_x , %	Количество, шт.
1	ТДЦ-125000/330	125	$\pm 8 \times 1,5 \%$	347	10,5	11	365	145	0,5	2
2	ТДЦ-200000/330	200	$\pm 8 \times 1,5 \%$	347	10,5	11	560	220	0,45	2
3	ТДЦ-250000/330	250	$\pm 8 \times 1,5 \%$	347	10,5	11	605	240	0,45	2

Таблица П.7

Параметры электрических нагрузок

Номер варианта	Мощность нагрузки, МВ · А							
	Нагрузка S_2	Нагрузка S_3	Нагрузка S_4	Нагрузка S_5	Нагрузка S_6	Нагрузка S_7	Нагрузка S_8	Нагрузка S_9
1	$15 + j10$	$50 + j35$	$35 + j30$	$50 + j40$	$55 + j35$	$30 + j25$	$60 + j40$	$10 + j8$
2	$25 + j17$	$55 + j40$	$39 + j35$	$55 + j44$	$60 + j37$	$35 + j29$	$65 + j43$	$12 + j10$
3	$29 + j20$	$60 + j45$	$45 + j37$	$70 + j50$	$65 + j40$	$45 + j35$	$70 + j48$	$15 + j12$
4	$35 + j20$	$65 + j55$	$47 + j39$	$75 + j55$	$67 + j45$	$47 + j37$	$75 + j55$	$17 + j15$
5	$37 + j25$	$67 + j57$	$55 + j45$	$80 + j60$	$70 + j50$	$50 + j40$	$80 + j70$	$25 + j20$

Таблица П.8

Параметры проводов воздушной линии электропередач

Номер варианта	Марка и число проводов в фазе	Удельное активное сопротивление r_0 , Ом/км	Удельное реактивное сопротивление x_0 , Ом/км	Удельная активная проводимость g_0 , См/км · 10^{-6}	Удельная емкостная проводимость b_0 , См/км · 10^{-6}	Допустимый ток нагрузки $I_{доп}$, кА	Длина провода, км		
							Л1	Л2	Л3
1	2×АС-240/32	0,06	0,331	0,0345	3,38	1,21	180	90	100
2	2×АС-300/39	0,048	0,328	0,0271	3,38	1,42	150	75	80
3	2×АС-400/51	0,0375	0,323	0,0202	3,46	1,65	130	65	70
4	2×АС-500/64	0,03	0,32	0,0152	3,5	1,89	120	60	65

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Капанский Алексей Александрович

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ

Учебно-методическое пособие

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. Г. Мансурова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 15.02.22.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Цифровая печать. Усл. печ. л. 7,90. Уч.-изд. л. 8,59.

Изд. № 25.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение
Гомельский государственный
технический университет имени П. О. Сухого.
Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя
печатных изданий за № 1/273 от 04.04.2014 г.
пр. Октября, 48, 246746, г. Гомель