

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический  
университет имени Петра Великого»

*На правах рукописи*



Соколова Ольга Николаевна

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЙСТВИЙ ГЕОМАГНИТНЫХ  
ТОКОВ НА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО  
ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ

05.09.05. - Теоретическая электротехника

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, проф. Коровкин Н.В.

Санкт-Петербург - 2016

# Содержание

Введение	1
1 Геомагнитные бури и их влияние на режим работы энергосистем мира и России	7
1.1 Внешние возмущения как характерная особенность режимов энергосистемы	7
1.2 Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время геомагнитных бурь	9
1.3 Особенности воздействия геомагнитных бурь на режим работы энергосистемы	14
1.4 Анализ геомагнитных бурь как специфического возмущения режима энергосистемы	18
1.5 Анализ современного состояния научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время появления геомагнитных бурь	22
1.6 Выводы	24
2 Методика исследования воздействий электромагнитных эффектов от геомагнитных бурь на элементы энергосистемы	27
2.1 Постановка задачи расчета токов малой частоты, индуктированных геомагнитными бурями в протяженных электротехнических системах	27
2.2 Алгоритм расчета геоэлектрического поля на поверхности Земли	29
2.3 Алгоритм расчета геомагнитных токов в наземных электротехнических системах	33
2.4 Принципы анализа вторичных электромагнитных эффектов от геомагнитных бурь	35

---

2.5	Выводы . . . . .	36
3	Воздействие геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы. Оценка надежности . . . . .	37
3.1	Задача оценки эффектов от геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы . . . . .	37
3.2	Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы . . . . .	39
3.2.1	Силовые трансформаторы . . . . .	40
3.2.1.1	Схема магнитной цепи силовых трансформаторов . . . . .	42
3.2.1.2	Схема соединения обмоток . . . . .	45
3.2.1.3	Деградация изоляции силового трансформатора в результате воздействия геомагнитно индуцированных токов . . . . .	46
3.2.2	Синхронные машины . . . . .	47
3.2.3	Измерительные трансформаторы . . . . .	52
3.2.4	Прочее оборудование . . . . .	58
3.3	Особенности расчета режима энергосистемы при наличии геомагнитно индуцированных токов . . . . .	61
3.4	Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь . . . . .	63
3.5	Выводы . . . . .	69
4	Принципы управления энергосистемой во время сильных геомагнитных бурь . . . . .	71
4.1	Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы . . . . .	71
4.1.1	Параметры геомагнитной бури . . . . .	71
4.1.1.1	Характер геомагнитной бури . . . . .	71
4.1.1.2	Проводимость подстилающей породы . . . . .	74
4.1.1.3	Геомагнитная широта . . . . .	74
4.1.2	Параметры энергосистемы . . . . .	76
4.1.2.1	Топология и режим работы энергосистемы . . . . .	76
4.1.2.2	Схемы заземления . . . . .	91

---

4.1.2.3	Параметры сетевого оборудования . . . . .	92
4.1.3	Информированность практики энергосистем . . . . .	93
4.2	Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь . . . . .	96
4.3	Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь . . . . .	107
4.4	Выводы . . . . .	113
5	Методы межсистемного взаимодействия для предупреждения и ликвидации последствий геомагнитных бурь . . . . .	115
5.1	Анализ энергосистемы как критической инфраструктуры . . . . .	115
5.2	Фазы энергоаварии . . . . .	121
5.3	Принципы организации межсистемного взаимодействия во время гео- магнитных бурь . . . . .	125
5.4	Выводы . . . . .	130
	Заключение . . . . .	131
	Список сокращений . . . . .	136
	Словарь терминов . . . . .	139
	Литература . . . . .	141
	Список иллюстраций . . . . .	154
	Список таблиц . . . . .	158
	Приложение А Солнечные циклы . . . . .	160
	Приложение В Система геомагнитных индексов . . . . .	161
	Приложение С Пределы допустимых погрешностей трансформаторов тока . . . . .	162
	Приложение D Параметры схемы замещения энергосистемы Скандинавии . . . . .	163
	Приложение E Данные о проводимости подстилающей породы в Скандинавии . . . . .	169

Приложение F Результаты расчета геомагнитно индуцированных токов в энергосистеме Скандинавии	170
Приложение G Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии	180
Приложение H Данные о параметрах графа схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии	182

## Введение

### **Актуальность темы исследования и степень её разработанности**

Развитие технических систем, в частности электроэнергетических систем (ЭЭС) и усложнение технических процессов и алгоритмов контроля усиливает влияние тех факторов на их функционирование, которыми раньше можно было пренебречь. Одним из таких факторов являются геомагнитные бури (ГМБ). ГМБ, связанные с изменением магнитносферно-ионосферной токовой системы, оказывают воздействие на протяженные электротехнические системы путем создания кондуктивной помехи ультранизкой частоты, так называемых геомагнитно индуцированных токов. ГИТ, протекая по сетевым элементам, приводят к нарушению симметрии передачи энергии по фазам, появлению ненормированного распределения тока высших гармоник и, соответственно, дополнительному термическому нагреву сетевого оборудования. Несмотря на полученные результаты выполненных исследований по данной проблеме, практике ЭЭС не удалось предотвратить межсистемные аварии, вызванные ГМБ, что показывает актуальность данной задачи.

Впервые сбои в работе технологических систем, связанные с геомагнитными вариациями, были зарегистрированы в 1859 году. ГМБ длилась с 28 августа по 2 сентября 1859 и является наибольшим изменением магнитным полем Земли за всю историю регистраций. ГМБ привело к отказу телеграфа на территориях Северной Америки и Европы. Полярные сияния наблюдались на территориях, находящихся значительно южнее традиционных, а именно на территориях Франции, Испании, Карибского бассейна [1]. Вехой в исследованиях влияния ГМБ на ЭЭС стала Hydro-Quebec blackout. Изменение геомагнитного поля 13-14 марта 1989 года спровоцировало лавину напряжения в ЭЭС Квебека, приведшей к потере 9,5 ГВт нагрузки (40% от суммарной нагрузки). Электроснабжение 6 миллионов потребителей было прервано

---

на срок до 9 часов. Экономический ущерб от аварии был также связан с прекращением электроснабжения непрерываемых производств [2]. Hydro-Quebec blackout стала аварией, изменивший статус исследования воздействий ГМБ на ЭЭС с фундаментального на фундаментально-прикладной. В США начали выполняться целевые программы, а проблема получила статус критической [3]. Меньшее по силе возмущение магнитносферно-ионосферной токовой системы 29-30 октября 2003 года послужило причиной множественного отказа разнообразных технологических систем не только в так называемых зонах высокого риска, но и на территориях умеренного риска (Россия, ЮАР, страны Скандинавии, Северной Америки). На основании анализа последствий можно сделать вывод о том, что применяемые меры по повышению качества и надежности электроснабжения в нормальных и более изученных аварийных режимах повышают уязвимость ЭЭС к менее изученным аварийным возмущениям - ГМБ.

Одним из факторов, определяющих устойчивость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам ГМБ, являются параметры самой ГМБ. Значительный вклад в разработку методов корректного моделирования геомагнитного поля при различных сценариях возмущений магнитносферно-ионосферной токовой системы внесли ученые Финского метеорологического института (Risto Pirjola, Ari Viljanen), Министерства Природных ресурсов Канады (David Boteler, Larisa Trichtchenko), Британского геологического общества (Alan Thomson), Национального агентства по воздухоплаванию и исследованию космического пространства (Antti Pulkkinen). Неоценимы труды отечественных ученых Научно-исследовательского центра 26 ЦНИИ МО РФ, Центра физико-технических проблем энергетики севера (ЦФТПЭС) и Полярного геофизического института (ПГИ) Кольского научного центра (КНЦ) РАН (г. Апатиты), Арктического и антарктического научно-исследовательского института, Института земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн имени Н.В. Пушкова РАН.

Вторая группа факторов, влияющих на уязвимость ЭЭС к электромагнитным эффектам ГМБ, связана с параметрами оборудования ЭЭС. Исследованием данного вопроса занимались группы исследователей в университете Кейп-Тауна (Charles Trevor Gaunt), компании АВВ и Siemens, Svenska Kraftnat. В 2003-2007 годах учеными ЦФТПЭС и ПГИ КНЦ РАН в рамках целевых исследований были выполнены оценки

---

надежности эксплуатации и использования высоковольтного оборудования энергосистем с учетом процессов его старения и повышения требований к электромагнитной совместимости. Под руководством Я.А. Сахарова была разработана и установлена в ЭЭС Кольского полуострова система регистрации ГИТ в нейтральных трансформаторов магистральной линии.

Тем не менее в масштабах страны не ведется регулярный контроль воздействий ГМБ на объекты ЭЭС. Влияние ГМБ на оборудование ЭЭС России не подкреплено целенаправленно собранными массивами экспериментальных данных, ориентированных на анализ и выявление закономерностей. Дополнительной сложностью является малый опыт эксплуатации ЭЭС при появлении ГМБ у современной электроэнергетики. Выявлены лишь качественные закономерности о росте стоимости ущерба от ГМБ по мере развития и усложнения ЭЭС и других инфраструктурных. Проблема исследований действий ГМБ на ЭЭС и мероприятий по предотвращению системных аварий является междисциплинарной и определяется группой факторов разной природы. Отсюда следуют цели и задачи данной диссертационной работы.

**Цель и задачи исследования** Целью настоящей диссертационной работы является совершенствование методики анализа негативных эффектов ГМБ на ЭЭС с целью предупреждения крупных межсистемных аварий. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Сбор, систематизация и обобщение данных о ГМБ и их воздействии на ЭЭС России и мира;
2. Составление и обоснование методики расчета квазипостоянных токов, индуцированных ГМБ, в протяженных электротехнических системах и разработка алгоритма численных исследований;
3. Анализ надежности действующего силового и измерительного оборудования ЭЭС к геомагнитным воздействиям;
4. Оценка и ранжирование критических факторов по степени влияния на режим и оборудование ЭЭС;
5. Разработка критериев и алгоритмов оценки воздействия ГМБ;
6. Разработка рекомендаций и мероприятий по прогнозированию сценариев межсистемных аварий и координации действий технических служб с целью их

---

недопущения.

**Научная новизна работы** заключается в том, что:

1. Впервые выполнено ранжирование критических факторов разной природы, влияющих на устойчивость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам ГМБ.
2. Предложен и обоснован качественно новый метод анализа устойчивости ЭЭС к ГМБ, учитывающий многофакторный характер их влияния.
3. Разработана модель анализа межинфраструктурных аварий вследствие потери электроснабжения при появлении ГМБ.
4. Разработана модель межинституциональных взаимодействий с целью предотвращения межсистемных аварий, вызванных геомагнитными возмущениями.

**Теоретическая и практическая значимость работы** Теоретическая значимость работы заключается в обосновании составленной методики оценки устойчивости ЭЭС к геомагнитным воздействиям, учитывающей совокупность факторов разной природы, а также в разработке модели анализа межсистемных аварий, вызванных ГМБ.

Практической значимостью работы является выявление географических районов в ЕЭС России, в которых, с учетом актуальных схем энергорайонов, влияние ГМБ значительно. Результаты проведенных исследований могут быть использованы для уменьшения негативных электромагнитных эффектов ГМБ на режим и оборудование ЭЭС.

**Методология и методы диссертационного исследования** Исследование базируется на методах математического моделирования элементов и режимов ЭЭС, методах обработки экспериментальных данных, методах работы с базами данных, методами анализа сложных систем и методах коммуникационных взаимодействий между организациями, работающими в разных предметных технических областях. Расчеты производились с использованием разработанных алгоритмов и программ, реализованных в программных продуктах Matlab и ArcGIS.

**Основные положения диссертации, выносимые на защиту**

1. Систематизация и анализ воздействий сценариев воздействий зарегистрированных ГМБ на режим и оборудование ЭЭС.

- 
2. Численные методы исследования электрофизических и тепловых процессов в элементах электрических цепей при действии ГМБ. Оценка устойчивости ЭЭС к эффектам ГМБ, позволившая установить относительную уязвимость силового и измерительного оборудования ЭЭС и системный эффект от потери N-1 элемента одного типа.
  3. Ранжирование критических факторов различной природы, определяющих устойчивость ЭЭС к ГМБ, дающих комплексную оценку робастности цепи. На основании полученных данных разработаны методы выявления географических районов со значительным влиянием ГМБ.
  4. Алгоритм графической визуализации рисков ГМБ для ЕЭС России, дающий возможность адаптации схем перспективного развития ЭЭС с учетом воздействий ГМБ. Предлагаемые мероприятия по предотвращению межсистемных аварий, обеспечивающих равноправное участие 5 участников рынка.

**Степень достоверности и апробация результатов** Основные результаты работы докладывались и обсуждались на IV Всероссийском форуме студентов, аспирантов и молодых ученых "Наука и инновация в технических университетах" (Санкт-Петербург, 2010 г.); 1-ой Международной научно-практической конференции "Научные и технические средства обеспечения энергоэффективности и энергосбережения в экономике РФ" (Санкт-Петербург, 2011 г.); 3rd International and scientific conference "Actual trends in development of power system protection and optimization" (Санкт-Петербург, 2011 г.); 17th International conference of the Society for Design and Process Science (Берлин, Германия, 2012 г.); 7th International conference on Deregulated electricity market issues in South-Eastern Europe (Бухарест, Румыния, 2012 г.); Workshop on Ground effects of solar storm impact on terrestrial infrastructure and adaptation measures (Берлин, Германия, 2013 г.); Workshop on Geomagnetically induced currents in power systems with emphasis on mid- and low-latitude regions (Кейптаун, ЮАР, 2014 г.); European Safety and Reliability Conference (Вроцлав, Польша, 2014 г.); 12th European Space Weather Week (Оостенде, Бельгия, 2015 г.); 2015 Annual conference SCCER-FURIES Shaping the Future Swiss Electrical Infrastructure (Лозанна, Швейцария, 2015 г.); 2016 Workshop on Complexity in Engineering (Катания, Италия, 2016 г.).

Основные теоретические и практические результаты диссертации отражены в 12

---

печатных работах, в том числе 3 статьи в изданиях, входящих в список рекомендуемых в перечне ВАК РФ, 2 статьи в базе Scopus и одной статьи в базе Web of Science.

Работы выполнялись при поддержке Стипендии Правительства Швейцарии в 2011-2012 учебном году (Swiss Government Excellence Scholarships for Foreign Scholars and Artists for the Academic Year 2011-2012); Гранта Президента Российской Федерации для обучения за рубежом студентов и аспирантов российских вузов в 2012/2013 учебном году (приказ Минобрнауки России о назначении стипендии № 539 от 17.07.2012г.); Стипендии Президента Российской Федерации молодым ученым и аспирантам, осуществляющим перспективные исследования и разработки по приоритетным направлениям модернизации российской экономики, на 2015/2017 годы (приказ Минобрнауки России о назначении стипендии № 184 от 10.03.2015г.).

**Структура и объем работы** Диссертация состоит из введения, пяти глав с выводами, заключения, библиографического списка, включающего 150 наименований, и пяти приложений. Основная часть работы изложена на 135 страницах машинописного текста. Работа содержит 61 рисунок и 17 таблиц.

# 1 **Геомагнитные бури и их влияние на режим работы энергосистем мира и России**

Надежность электроснабжения определяют качество и надежность функционирования связанных энергосистем. В настоящий момент ведется мониторинг состояния окружающей среды и его возможного влияния на режим и оборудование ЭЭС. Источником электромагнитных полей ультранизкой частоты являются ГМБ. Во второй главе приводится статистика возмущений режима ЭЭС и последствий от перерывов электроснабжения. Уточняется понятие ГМБ и даются отличительные характеристики ГМБ как ещё одного типа возмущений природного характера.

## 1.1 **Внешние возмущения как характерная особенность режимов энергосистемы**

Характерным свойством режима работы энергосистемы является непрерывный поток различных возмущений, часть из которых представляет угрозу для устойчивой работы ЭЭС. Под возмущением понимается изменение состояние сетевого элемента, которое не могло быть предусмотрено заранее. Разветвлённые мощные энергосистемы с сильными межсистемными связями создавались на протяжении последних 60 лет с целью повышения качества и надежности электроснабжения. Только в 2014 году в ЭЭС России было введено в эксплуатацию 69 линий электропередач с учетом отпаяк напряжением 220 кВ и выше [4].

В работе выполнен анализ частоты возникновения энергоаварий в мире за последние 50 лет (рис. 1.1) и связанного с ним ущерба от недоотпуска электроэнергии (рис. 1.2). В данной работе учитывались сбои в электроснабжении, удовлетворяющие следующим критериям:

## 1.1. Внешние возмущения как характерная особенность режимов энергосистемы

- а) перерыв в электроснабжении не был запланирован системным оператором;
- б) от недоотпуска электроэнергии пострадали как минимум 1000 потребителей;
- в) перерыв в электроснабжении длился более чем один час.

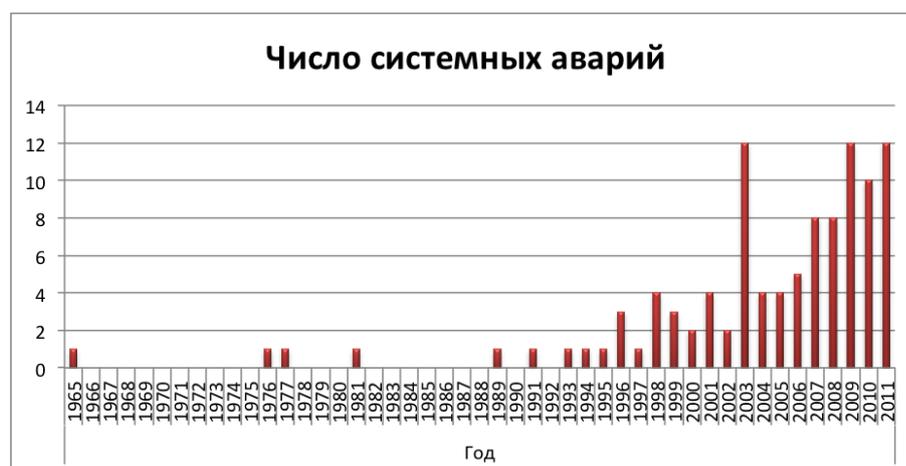


Рисунок 1.1. Статистика числа системных аварий в ЭЭС мира за последние 50 лет



Рисунок 1.2. Число людей (в миллионах человек), пострадавших от недоотпуска электроэнергии

Аварии могут быть вызваны сбоями в работе оборудования, природными явлениями, ошибкой технического персонала или техногенными факторами. Крупнейшая энергоавария в истории - блэкаут в Индии 31 июля 2012 года - была вызвана сбоем в работе оборудования вследствие перегруженности сети. В результате аварии 9% мирового населения остались без электричества. Возмущение природного характера (падение дерева на линию электропередач 400 кВ) привело к обрыву связи между

## 1.2. Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время геомагнитных бурь

ЭЭС Италии и Швейцарии и спровоцировало лавину напряжения, затронувшую ЭЭС Италии, Швейцарии и Франции. Электроснабжение было прервано у 56 миллионов потребителей. Природные явления также привели к авариям в ЭЭС Бразилии в 1999 году (97 миллионов потерпевших) и аварии в Индонезии в 2005 году (100 миллионов потерпевших), и т.д. Ошибкой персонала были вызваны аварии в ЭЭС США и Канады в 2003 году (55 миллионов потерпевших). Суммарная стоимость ущерба оценивается в 8 миллиардов долларов США. ГМБ, инициированные изменением магнито-ионосферной токовой системы, являются одним из возмущений природного характера, приводящих к крупным авариям. Увеличение стоимости ущерба при блэкаутах, вызванных ГМБ, усугублено ошибкой персонала вследствие отсутствия разработанных и внедренных методик предупреждения и ликвидации негативных эффектов.

## 1.2 Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время геомагнитных бурь

Негативные явления в работе технических систем, совпадающие по времени с периодами повышенной геомагнитной активности, стали отмечаться с начала применения систем, имеющих гальваническую связь. Обзор последствий наиболее сильных ГМБ за последние 150 лет приведен в Табл. 1.1. ГМБ оказывают воздействие и на другие технологические системы: радио, системы коммуникации, авиасообщение и прочие. В Табл. 1.1 приведены только примеры воздействий ГМБ непосредственно на ЭЭС и иные токопроводящие системы (без учета транзитивного воздействия на другие инфраструктурные и технические системы).

1.2. Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем  
во время геомагнитных бурь

Таблица 1.1. Перечень геомагнитных бурь, приведших к существенным сбоям в работе технических систем

Дата	Название	Последствия
28.08- 02.09.1859	The Carrington Event	Мощнейшая из когда-либо зарегистрированных геомагнитных бурь. Отказ телеграфных систем в Америке и Европе. Северные сияния по всему миру, включая Испанию, Францию, Англию и Карибский бассейн
13.05.1921	The New York Railroad Storm	Отказ системы контроля и управления железной дорогой в Нью-Йорке; отказ телеграфа на большей части США и Европы [5],[6]
25.01.1938	The Fatima Storm	Северные сияния в Европе, включая Сицилию и Португалию, в Америке до территории Бермудов и южной Калифорнии, южной Австралии; сбой в трансатлантическом радиовещании; сбой в системе контроля и управления железной дорогой Англии [7]
25.03.1940	The Easter Sunday Storm	Колебания напряжения на шинах генераторов 3-х электростанций в энергосистеме штата Нью-Йорк; практически все телефонные и телеграфные станции США испытали частичный или полный отказ; отказ трансатлантического кабеля между Шотландией и Ньюфаундлендом; прекращение работы береговых станций [8]
11.02.1958		Радио блэкаут «отсоединил» США от остального мира. Полярные сияния на территории от Лос-Анджелеса до Ньюфаундленда
02.08.1972	The Space Age Storm	Сбой в работе телефонных станций США и Канады
21.03.1991		Ложное срабатывание средств РЗиА в ЭЭС Швеции, приведшее к отключению 9 линий 220 кВ и одного трансформатора [9]

1.2. Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем  
во время геомагнитных бурь

Продолжение таблицы 1.1

13- 14.03.1989	The Quebec	Hydro Blackout	Лавина напряжения в ЭЭС Квебека привела к потере 9,5 МВт нагрузки (40% от суммарной нагрузки). Электроснабжение 6 млн. потребителей было прервано на 9 часов. Около 200 событий было зарегистрировано в Северной Америке, включая отказ повышающего трансформатора на АЭС Салем, США в результате термического разрушения [2]. Отключение 5 линий 130 кВ в ЭЭС Швеции [9]
29- 30.10.2003	The blackout	Halloween	ГМБ инициировало лавину напряжения на юге Швеции; потеря спутника Мидри-2 стоимостью 450 млн. долларов США; сбой в работе системы GPS в течении 30 часов [10]; ускоренное старение силового трансформатора в ЮАР, приведшее у его разрушению [11]
11.2004- 08.2005			Во время 7 ГМБ было зарегистрировано недопустимое повышение температуры обмоток однофазных трансформаторов мощностью 750 МВА на ПС Шанхэ и Чифенг [12]

Качественно новым этапом в решении научно-технической проблемы стали мероприятия, проводимые в рамках 1го международного геофизического года (01.07.1957 – 31.12.1958) [13]. Была создана единая международная сеть геофизических обсерваторий, которая вела непрерывную регистрацию всех мощных ГМБ в 57-58 гг. В то же время были запущены первые искусственные спутники Земли. Это положило начало эры прямых измерений параметров межпланетного пространства (МПП). В 1968 году Электротехнический Институт Эдисона в сотрудничестве с университетом штата Миннесота и фирмой Дженерал Электрик начал реализацию программы по регистрации токов, индуцированных ГМБ, в заземленных нейтралях трансформаторных подстанций [14]. В 1975-88 годах в США и Канаде были продолжены теоретические и экспериментальные исследования по оценки влияния ГМБ на режим работы ЭЭС [15]. В 1977 году Финским метеорологическим институтом, Хельсинки, была начата программа исследования влияния ГМБ на системы электроснабжения. Проект существует и в настоящее время [16]. В 1986-86 гг. ВНИИ «Энергосетьпроект» совместно с институтом Физико-технических Проблем Севера (КНЦ РАН, г. Апатиты) осуществила попытку исследования воздействия ГМБ на ЭЭС Севера. К сожалению,

## 1.2. Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время геомагнитных бурь

---

этот проект не получил продолжения. Стационарная система мониторинга ГМБ в России так и не была создана.

К 1989 году мировая энергетика обладала более чем двадцатилетним опытом изучения научно-технической проблемы, но его оказалось недостаточно для предотвращения катастрофических последствий Hydro-Quebec Blackout 13-14 марта 1989 и ряда других ГМБ в 22м солнечном цикле. Hydro-Quebec blackout стала аварией, которая изменила статус исследований о ГМБ с фундаментального на фундаментально-прикладной. В 1992 и 1993 гг. соответственно создаются две рабочие группы под эгидой IEEE: первая группа по изучению влияния Солнца на потребительские коммуникации (Solar Effects on Utility Communications Systems Working Group), а фокусом второй группы стало изучение влияния геомагнитных возмущений на ЭЭС (Working Group on Geomagnetic Disturbances and Power Systems). В 1994 году в США начались комплексные исследования на постоянной основе эффектов влияния ГМБ на ЭЭС.

В 1994 году по инициативе члена-корреспондента РАН, проф. М. В. Костенко была создана неформальная группа по изучению воздействия ГМБ на ЭЭС Северо-Запада России, в которую вошли представители Центра Физико-технических проблем энергетики Севера и Полярного геофизического института Кольского научного центра РАН (г. Апатиты), Арктического и Антарктического научного института, Научно-Исследовательского Центра 26 ЦНИИ МО РФ. В период с 1994 по 2004 год участники группы разрабатывали научно-методические основы оценки воздействий и обеспечения защиты электроэнергетических систем при воздействии ГМБ [17], [18], [19].

В 2003-2007 гг. в рамках программы НИР «Исследование комплексных физико-технических проблем надёжности эксплуатации и использования высоковольтного оборудования энергосистем с учетом процессов его старения и повышения требований к электромагнитной совместимости» учёными ЦФТПЭС и ПГИ КНЦ РАН были проведены исследования по воздействию ГМБ на электроэнергетические системы. В рамках проекта была разработана и установлена система мониторинга геомагнитных возмущений в электроэнергетической системе Кольского полуострова, не имеющая аналогов в ЕЭС России [20]. Система представляет собой сеть датчиков (рис. 1.3), регистрирующих ток, индуцированный ГМБ и протекающий в глухо заземлённой

1.2. Этапы исследования научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время геомагнитных бурь

нейтрали автотрансформатора. Выбор точек измерения был сделан так, чтобы регистрировать развитие ГМБ по широте на магистральной линии, ориентированной с юга на север, а также в линии, направленной с запада на восток.



Рисунок 1.3. Схема расположения точек измерения в ЭЭС Кольского полуострова [21]

В процессе изучения не было зарегистрировано сбоев в оперировании системообразующих сетей напряжением 330 кВ Колэнерго, вызванных воздействием ГМБ [22]. Тем не менее в период 23го солнечного цикла были проведены работы по оценке воздействия ГМБ на железные дороги, которые показали зависимость между сбоями в системах работы автоматики, произошедших без видимой причины и периодами геомагнитной активности [23],[24]. Также были зарегистрированы сбои в работе ЭЭС Хакасии [25].

Полученные данные подтвердили гипотезу о нарушении функционирования ЭЭС во время ГМБ на территории. Важным результатом является факт регистрации нарушений не только в ЭЭС Северо-Запада России, но и в средних широтах.

### 1.3 Особенности воздействия геомагнитных бурь на режим работы энергосистемы

Солнце - основной источник энергии в Солнечной системе. Его магнитное поле определяет так называемую космическую погоду. Поле генерируется в конвективной зоне потоками плазмы, модифицированными дифференциальным вращением Солнца. Периодичность изменений глобального поля равна 22 года. Солнечный цикл составляет в среднем 11 лет (Приложение В). Максимум активности связан с переполюсовкой поля. Вблизи максимума распределение магнитного поля сильно неоднородно, что приводит к образованию солнечных пятен - меры солнечного цикла. Числа Вольфа  $R_z$  (цюрихское число солнечных пятен) определяются как

$$R_z = k(10G + n) \quad (1.1)$$

где  $k$  - калибровочный коэффициент,  $G$  - число групп солнечных пятен,  $n$  - полное число пятен.

В минимуме активности число Вольфа близко к нулю, а в районе максимума активности превышает сотни (рис.1.4).

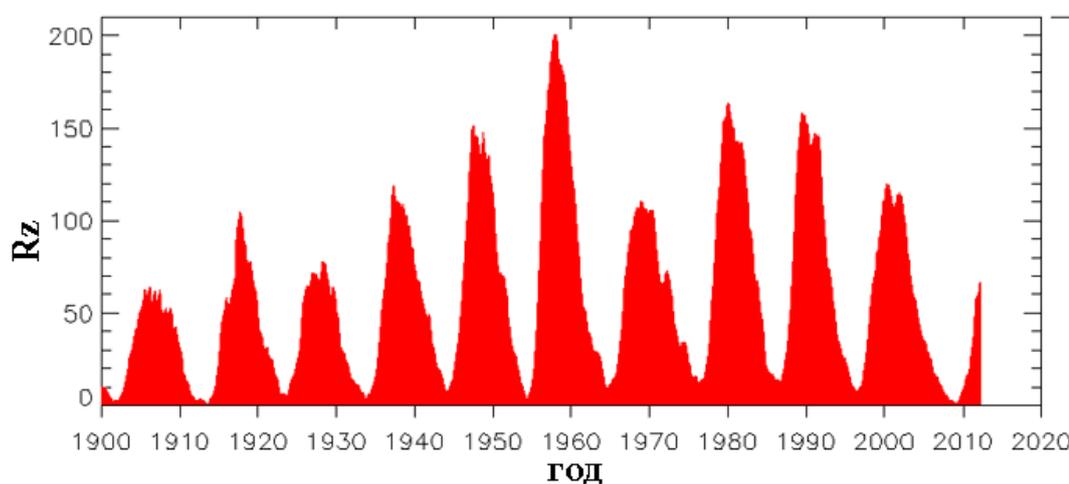


Рисунок 1.4. Характер изменения числа Вольфа в солнечных циклах [26]

Одним из проявлений роста солнечной активности являются корональные выбросы массы. Магнитные облака, связанные с ними, могут распространяться на фоне спокойного (фонового) солнечного ветра со скоростями до 2000 км/с и иметь

### 1.3. Особенности воздействия геомагнитных бурь на режим работы энергосистемы

сильное и упорядоченное магнитное поле в десятки нТл. Если скорость выброса превышает скорость основного потока на локальную скорость звука, то перед ним образуется ударная волна, в переходной области за которой магнитное поле усилено сжатием. Именно такие образования вызывают самые мощные бури [27].

Варьирующиеся условия в солнечном ветре проявляются на поверхности Земли в виде нерегулярных геомагнитных вариаций. Экстремальные геомагнитные вариации свидетельствуют о магнитных бурях. Наблюдаемые более часто магнитные вариации в полярных широтах названы суббурями. Магнитные бури обладают значительно большей энергией и вызываются солнечным ветром аномально большой скорости. Одним из общепринятых критериев начала бури считается наличие южной компоненты межпланетного магнитного поля более 10 нТл в течение не менее чем 3 ч. Усиленное внешнее воздействие приводит к интенсификации магнитосферных токов и к распространению их влияния вглубь магнитосферы, что проявляется в возрастании суббуревой активности (АЕ до тысяч нТл). Поэтому во время бурь авроральная зона, в которую проецируются внешние зоны магнитосферы, сдвигается к экватору (до 40–50<sup>0</sup> магнитной широты во время очень сильных событий), что приводит к распространению зоны сияний и авроральных геомагнитных вариаций в умеренные широты [27].

По силе и характеру воздействия вариации классифицируются с помощью систем индексов (Приложение А). Наиболее употребимым является представление силы ГМБ с помощью индекса  $K_p$ . Национальное управление океанических и атмосферных исследований, США, предложило ассоциировать характер ГМБ и соответствующих ей сбоев в оперировании ЭЭС, как показано в (Табл. 1.2) [28].

ГМБ оказывают влияние на режим работы ЭЭС за счёт индуцирования так называемых ГИТ. Протекая по сетевым элементам (рис.1.5, 1.6), ГИТ приводят к нарушению симметрии передачи энергии по фазам, появлению ненормированного распределения тока высших гармоник и, соответственно, дополнительному термическому нагреву сетевого оборудования.

По сравнению с основной частотой ЭЭС, равной 50 Гц, частоты ГИТ малы и находятся в диапазоне ( $10^{-5}$ – $10^0$  Гц). Таким образом, квазипостоянные токи, протекая через заземленные обмотки, вызывает дополнительное подмагничивание трансформа-

### 1.3. Особенности воздействия геомагнитных бурь на режим работы энергосистемы

Таблица 1.2. Воздействия геомагнитных бурь на режим энергосистемы как функция силы геомагнитных бурь

Величина К-индекса	Степень воздействия	Эффект	Средняя частота
К <sub>p</sub> =9	Глубокая (Extreme)	Лавина напряжения на большой территории, сбой в работе РЗиА, термическое разрушение трансформаторов, блэкаут	4дня/цикл
К <sub>p</sub> =8	Тяжелая (Severe)	Значительные колебания уровня напряжений в узлах нагрузки, сбой в работе РЗиА	100дней/цикл
К <sub>p</sub> =7	Сильная (Strong)	Возможны колебания уровня напряжений в узлах нагрузки, сбой в работе РЗиА	200дней/цикл
К <sub>p</sub> =6	Умеренная (Moderate)	ЭЭС, расположенные в высоких широтах, могут испытывать проблемы с поддержанием уровня напряжения в узлах нагрузки, продолжительные ГМБ могут приводить к термическому износу трансформаторов	600дней/цикл
К <sub>p</sub> =5	Слабая (Minor)	Незначительные колебания параметров режима ЭЭС	1700дней/цикл

торов. ГИТ относительно небольшой величины (от долей процентов до нескольких процентов номинального рабочего тока) способен вызвать однополупериодное подмагничивание стального сердечника трансформатора. В результате однополупериодного подмагничивания сердечника амплитуда тока возбуждения трансформатора увеличивается, а форма кривой фазного тока и тока в линейных проводах становится несинусоидальной. Следовательно, штатный режим работы ЭЭС меняется. Наблюдается ряд вторичных эффектов:

- а) рост величины потребляемой трансформатором реактивной мощности;
- б) рост активных потерь трансформаторов;
- в) изменение рабочих характеристик трансформаторов тока;
- г) изменение гармонического состава тока;
- д) изменение режима работы генераторов электростанций и уменьшение их эф-

### 1.3. Особенности воздействия геомагнитных бурь на режим работы энергосистемы

- фактивной мощности;
- е) ложное срабатывание средств релейной защиты и автоматики;
- ж) перегрев трансформаторов.

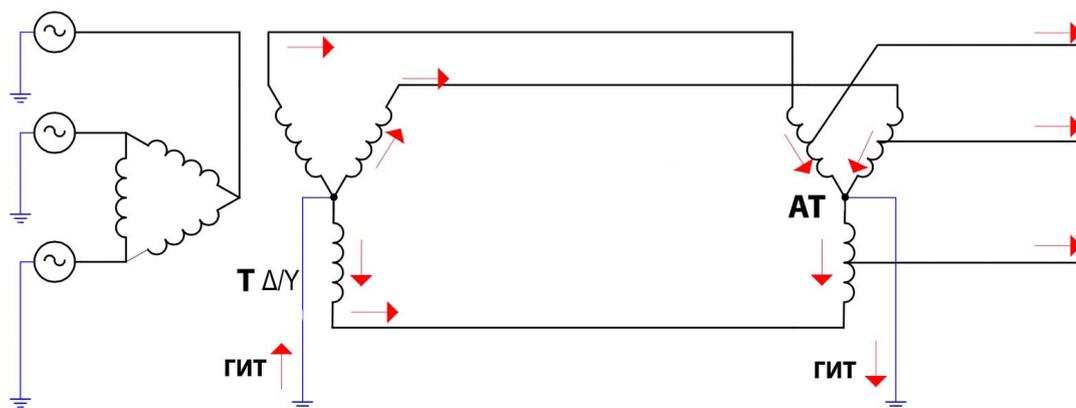


Рисунок 1.5. Пути протекания ГИТ в контурах энергосистемы

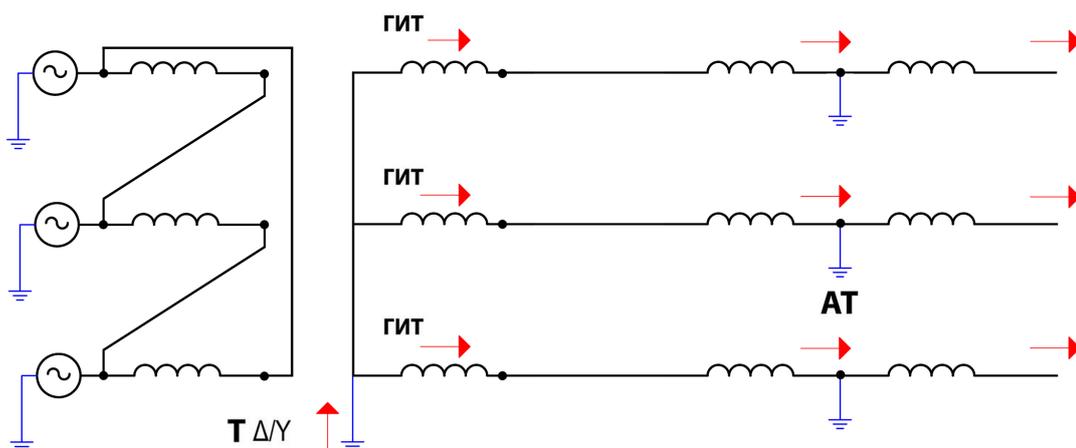


Рисунок 1.6. Пути протекания ГИТ в контурах энергосистемы при установке группы однофазных трансформаторов

При значительной интенсивности вторичных электромагнитных эффектов ГМБ могут происходить нестационарные электромеханические процессы в ЭЭС, связанные со снижением частоты генераторов, нарушение динамической и статической устойчивости вплоть до полного развала ЭЭС. Количественный и качественный масштаб вторичных эффектов зависит от совокупности природных (характер ГМБ) и техногенных факторов (параметры ЭЭС).

## 1.4 Анализ геомагнитных бурь как специфического возмущения режима энергосистемы

В отличие от других возмущений природного характера (молнии, ледяной дождь, землетрясения, итд) современная электроэнергетика имеет малый опыт целенаправленной эксплуатации ЭЭС при воздействии ГМБ, что увеличивает сложность систематического сбора данных для выявления закономерностей. К отличительным чертам ГМБ можно отнести следующие характеристики:

- а) ГМБ оказывают воздействие на ЭЭС на больших расстояниях, меняя параметры геомагнитного поля Земли на больших площадях (сотни километров), что приводит к одновременному отключению нескольких сетевых элементов.
- б) ГМБ не могут быть визуализированы без применения специальных технических средств. Непосредственным сигналом о начале ГМБ являются показания датчиков геомагнитных обсерваторий. Превентивным сигналом являются данные о параметрах солнечного ветра, зарегистрированные спутниками, расположенными в первой точке либрации (L1) [29].
- в) Частота возникновения ГМБ зависит от периода солнечного цикла. В районе солнечного максимума может следовать ряд бурь раз в несколько дней ( $K_p = 5$ ). Супер ГМБ ( $K_p = 9$ ) могут возникать несколько раз за солнечный цикл.
- г) ГМБ могут длиться в интервале от нескольких минут до нескольких дней с постоянно изменяющейся амплитудой. Пример изменения параметров ГМБ во время системной аварии в Квебеке 13-14 марта 1989 приведен в [2].
- д) Временной промежуток между моментом изменения геомагнитного поля и началом развития системной аварии недостаточен для применения осмысленных управляющих воздействий (УВ) диспетчерами ЭЭС. Например, временной промежуток при системной аварии в ЭЭС Квебека в 1989 году был равен 92 секундам [2].
- е) Главное отличие ГИТ от постоянной составляющей тока короткого замыкания заключается в длительности протекания. Результаты регистрации величин ГИТ в глухозаземленных нейтралях силовых трансформаторов показал, что величина ГИТ непостоянна и изменяется во время ГМБ. Обычно умеренные ГИТ, равные нескольким Амперам, протекают в период от нескольких минут до нескольких

#### 1.4. Анализ геомагнитных бурь как специфического возмущения режима энергосистемы

часов. Всплески ГИТ большой амплитуды (десятки Ампер) регистрируются на промежутках в несколько минут во время периодов протекания умеренных токов. За время регистрации ГИТ в нейтралях трансформаторов ПС ЭЭС Кольского полуострова не наблюдались сильные ГМБ. Ниже приведен график тока в нейтрали трансформатора на ПС Выходной во время ГМБ уровня  $K_p = 7$  1 июня 2013 года. ГМБ протекала в период с 3 часов ночи до 6 утра (рис. 1.7).

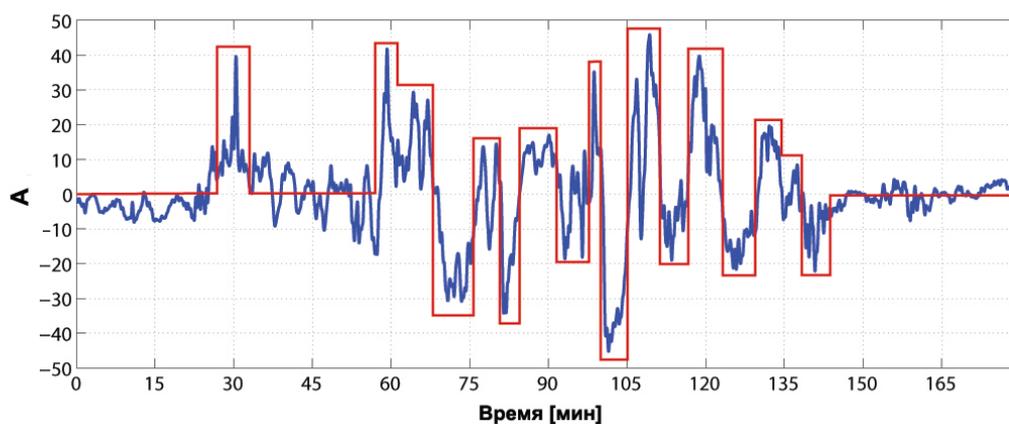


Рисунок 1.7. График изменения тока в глухозаземленной нейтрали трансформатора на ПС 330 кВ Выходной 1 июня 2013 года

ж) Частота токов, индуцируемых ГМБ, мала по сравнению с номинальной частотой ЭЭС, равной 50 Гц, что позволяет рассматривать их как квазипостоянные токи. За период регистрации ГИТ в нейтралях трансформаторов в ЭЭС Кольского полуострова регистрировался ряд ГМБ по тяжести возмущения до уровня  $K_p = 7$  включительно. Для детального анализа гармонического состава ГИТ были выбраны две ГМБ: буря от 16го июля 2012 года силой  $K_p = 6$ , длившейся с полночи до трёх часов утра, и ГМБ от 1го июня 2013 года силой  $K_p = 7$ , продолжавшейся с двух по пяти утра. Были обработаны данные регистрации ГИТ на ПС 330 кВ Кондопога с координатами  $62^{\circ}22'N$   $34^{\circ}36'E$ , ПС 330 кВ Лоухи с координатами  $66^{\circ}08'N$   $33^{\circ}12'E$ , ПС 330 кВ Выходной с координатами  $68^{\circ}83'N$   $33^{\circ}08'E$ . Данные анализа гармонического состава сведены в Табл. 1.3.

1.4. Анализ геомагнитных бурь как специфического возмущения режима энергосистемы

Таблица 1.3. Гармонический состав геомагнитно индуцированных токов в нейтральных силовых трансформаторов на ПС 330 кВ Кондопога: ПС 330 кВ Лоухи и ПС 330 кВ Выходной во время геомагнитных бурь 17 июля 2012 года и 1 июня 2013 года

Порядок гармоники	Частота гармоники, мГц					
	ПС Кондопога		ПС Лоухи		ПС Выходной	
	17.07.12	01.06.13	17.07.12	01.06.13	17.07.12	01.06.13
1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
2	0.2	0.2	0.24	0.2	0.18	0.27
3	0.3	0.3	0.3	0.27	0.24	0.3
4	0.33	0.4	0.36	0.33	0.3	0.4
5	0.4	0.5	0.4	0.5	0.35	0.5

Ниже приведен пример анализа гармонического состава ГИТ, зарегистрированного на ПС 330 кВ Лоухи во время ГМБ 16 июля 2012 года (рис. 1.8).

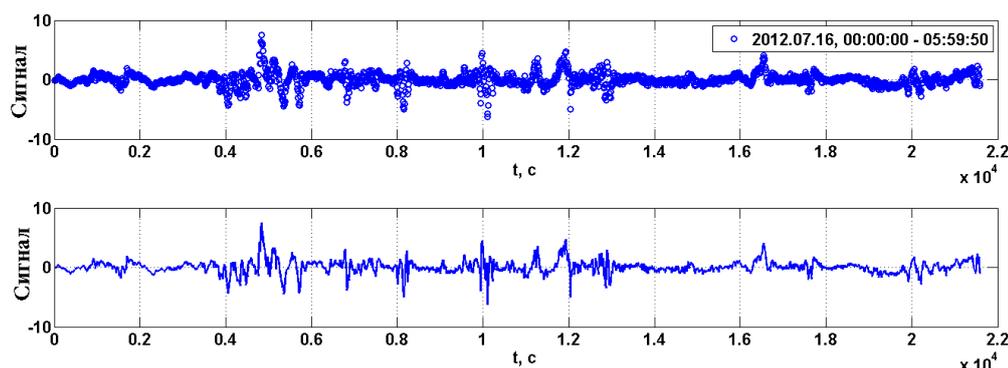


Рисунок 1.8. График тока на ПС 330 кВ Лоухи во время геомагнитной бури 17.07.2012 года (наверху); сигнал после удаления постоянной составляющей (внизу)

На следующем шаге была выполнена интерполяция сигнала. График тока после интерполяции показан на рис. 1.9, а на рис.1.10 приведена кусок предыдущего сигнала в увеличенном масштабе.

Для улучшения частотного спектра на разрыве границ окна было использовано оконное преобразование Фурье, а именно окно Кайзера (рис. 1.11). Аппроксимация Кайзера записывается в виде  $\omega(n) = \frac{I_0(\beta \sqrt{1 - (\frac{1-2n}{N-1})^2})}{|I_0(\beta)|}$ , где  $\beta$  - константа, определяющая соотношение между максимальным уровнем боковых лепестков и шириной главного лепестка (доли общей энергии в главном лепестке) частотной характеристики окна [30]. В расчетах  $\beta$  равняется 20.

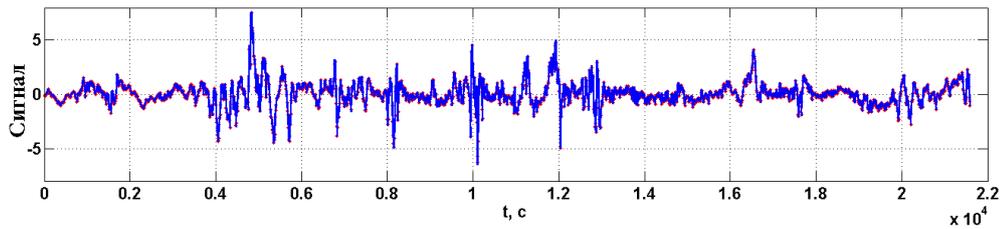


Рисунок 1.9. График тока на ПС 330 кВ Лоухи во время геомагнитной бури 17.07.2012 года после интерполяции сигнала

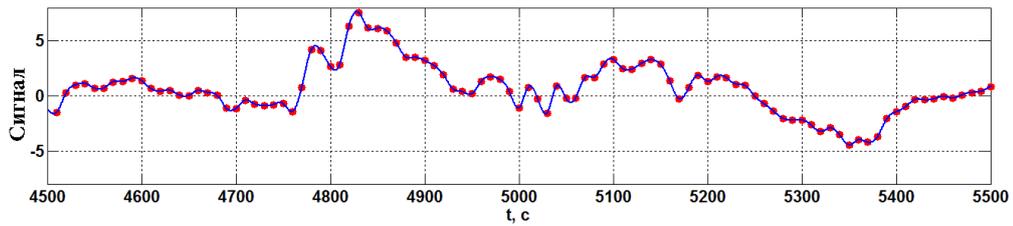


Рисунок 1.10. Оригинал тока после интерполяции: красным цветом обозначены данные измерений, синему цвету соответствуют точки «разглаженного» сигнала

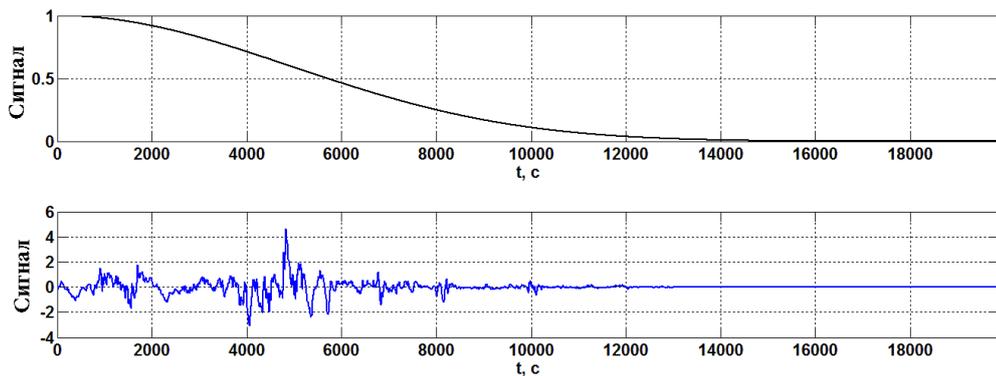


Рисунок 1.11. Функция Кейзера при величине константы  $\beta$  равной 20 (наверху)  
Оригинал тока после применения оконного преобразования (внизу)

Гармонический спектр ГИТ в нейтрали силового трансформатора на ПС 330 кВ Лоухи представлен на рис. 1.12.

## 1.5. Анализ современного состояния научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время появления геомагнитных бурь

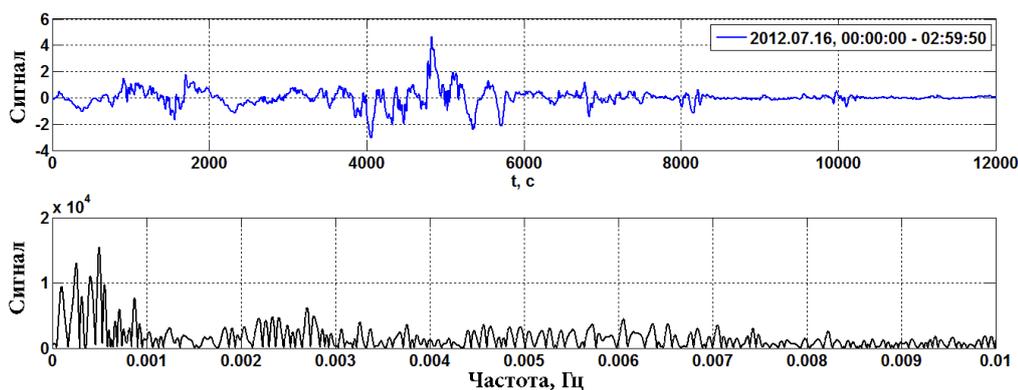


Рисунок 1.12. Гармонический спектр тока

## 1.5 Анализ современного состояния научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время появления геомагнитных бурь

Наука о физических процессах на поверхности Солнца, магнито-ионосфере является молодой и динамично развивающейся. Развитие этой науки связано с появлением новых технических средства наблюдения за космосом и обработки полученных данных. Несомненно важную роль сыграл фактор смещения приоритетов к мирному освоению космоса, что позволило расширить спектр проводимых исследований. Одновременное развитие теоретической базы и повышение общественной осведомленности расширяет карту зон риска ГМБ. Одновременно, принципы развития и оперирования современных ЭЭС также претерпевают значительные изменения: усложнение архитектуры, применение нового оборудования, и т.д. Риск появления аварии, вызванной ГМБ, обусловлен совокупностью факторов технического и природного характера.

Современные инфраструктуры имеют сильные межсистемные связи, таким образом полная потеря и сбой электроснабжения может привести к снижению качества функционирования сразу нескольких систем. На рис. 1.13 показана упрощенная схема межсистемных взаимодействий инфраструктур. Анализ полной схемы приведен в шестой главы.

На рис. 1.13 показано, что каждая из представленных систем зависит от электроснабжения. Например, нефте-газодобывающая отрасль поставляет топливо для

### 1.5. Анализ современного состояния научно-технической проблемы эксплуатации энергосистем во время появления геомагнитных бурь

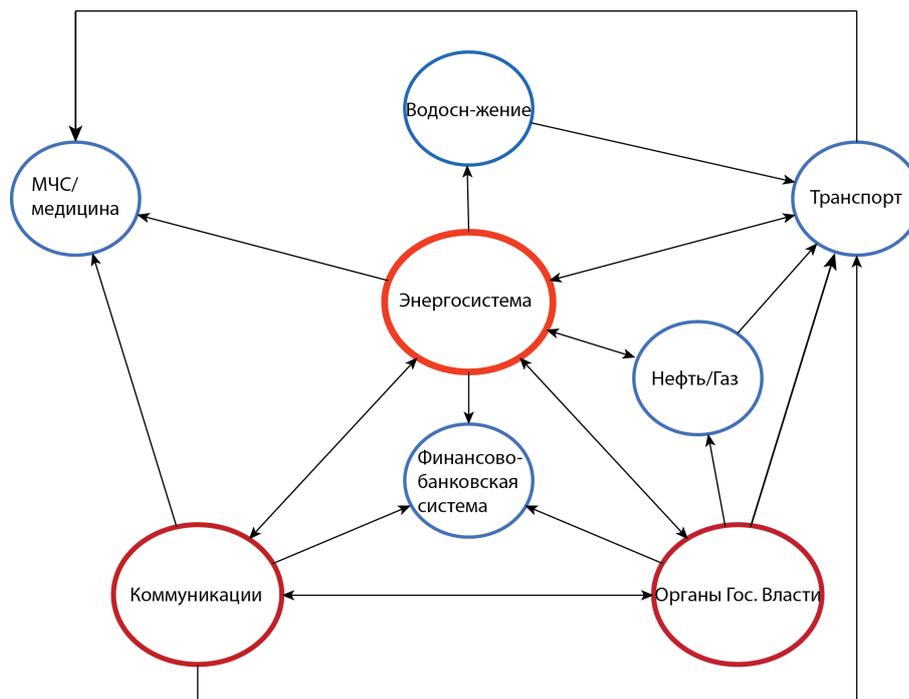


Рисунок 1.13. Схематичное изображение межсистемного характера оперирования энергосистемы

электрических станции, при этом бесперебойное электроснабжение необходимо для функционирования компрессорных станций. Нефте-газодобывающая отрасль контролируется органами государственной власти, работа которых возможна при наличии источников электроснабжения и средств коммуникации, оперирование которых в свою очередь зависит от качества электроэнергии.

Ущерб от авария в ЭЭС США и Канады 2003 года оценивается в величину 8 миллиардов долларов, что соответствует наибольшему ущербу за всю современную мировую историю. Сбой в электроснабжении привел к следующим издержкам во многих отраслях. Ниже приведены некоторые примеры [31]:

- а) Четырнадцать из тридцати одного предприятия автомобильного концерна "Даймлер Крайслер" остались без электроэнергии. Производственный цикл на шести из этих заводах был связан с покраской корпуса и частей автомобилей. Концерн заявил о потере 10 тысяч машин в связи с некачественной покраской.
- б) Перерыв в электроснабжении привел к потере оборудования сталлилитейной фабрики Компании "Форд" в Брук Парк. Огайо.
- в) Компания "Нова Кемикалс" предъявила иск о потере 10 миллионов долларов

- прибыли в третьем квартале в связи с вынужденной остановкой производства.
- г) Крупнейшая аптечная сеть Нью-Йорка была вынуждена прекратить обслуживание в 237 магазинах, что привело к потере 3,3 миллионов долларов прибыли.
  - д) Суммарно более тысячи полетов были отменены в аэропортах Торонто, Нью-Йорка, Детройта, Монреаля, Оттавы и других городах.
  - е) Метрополия Нью-Йорка анонсировала издержки в размере 1 миллиарда долларов. Только закрытие 22 тысяч ресторанов и точек общественного питания стоило бюджету 75 миллионов долларов.

За последние 10 лет в ЕЭС России произошли две крупные энергоаварии, приведшие к деградации связанных систем: энергоавария в Москве 25 мая 2005 года и энергоавария в Санкт-Петербурге 20 августа 2010 года. Подробный анализ последствий этих аварий приведен в шестой главе (Табл. 5.1).

Имеет место тенденция к ужесточению требований по качеству и надежности электроснабжения в связи с повышением стоимости ущерба от недоотпуска электроэнергии. Представляется сложным оценить ущерб от повторения ГМБ, перечисленных в Табл.1.1, в современных условиях в связи с недостаточностью статических данных и невозможностью классификации зависимости - построения кривой  $f-N$  (частота - последствия).

Несмотря на анализ воздействий ГМБ на режим работы ЭЭС в течение последних 60 лет, специалистам не удалось предотвратить крупные системные аварии 22го и 23го солнечного циклов. Текущий 24й цикл характеризуется как наиболее спокойный за последние 100 лет [32]. На рис. 1.14 показано отношение числа солнечных пятен в предыдущем 23м цикле и текущем 24м. В рамках 23го цикла были зарегистрированы множественные сбои в работе технологических систем. Однако, для предотвращения крупных межсистемных аварийны детальный анализ особенностей функционирования ЭЭС и связанных с ней инфраструктур априори.

## 1.6 Выводы

Анализ литературы и обобщение разрозненных сведений о сбоях в работе ЭЭС показал, что имеет место тренд увеличения числа аварий и связанных с ними издержек от недоотпуска электроэнергии. При этом одним из специфических возмущений,

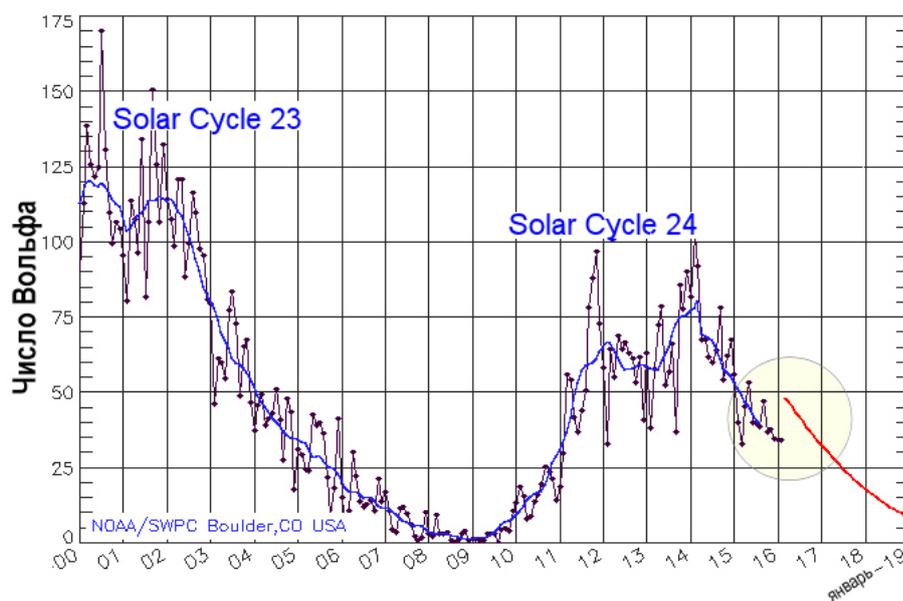


Рисунок 1.14. График изменения числа солнечных пятен в 23м и 24м солнечных циклах [33]

приводящим к крупным межсистемным авариям, являются ГМБ. Практика ЭЭС имеет малый опыт эксплуатации при ГМБ, что увеличивает сложность анализа их негативных электромагнитных эффектов. В отличие от других возмущений природного характера ГМБ характеризуются низкой вероятностью. Это накладывает ограничения на использования классического метода на базе кривой  $f - N$  (частота - последствия).

Известно, что вероятность появления ГМБ выше в периоды максимума солнечного цикла или на спаде, но они могут происходить в любой части солнечного цикла. Например, Hydro Quebec blackout произошел на фазе роста. Величина ГИТ, являющиеся реакцией на изменение магнито-ионосферной системы во времени и пространстве, различна на разных геомагнитных широтах. Протекая по сетевым элементам (рис.1.5), ГИТ приводят к нарушению симметрии передачи энергии по фазам.

Анализ показал, что развитие ЭЭС, связанное с усложнением архитектуры и адаптацией принципов управления ими к условиям либерального рынка, повышает уязвимость ЭЭС к ГМБ. В свою очередь совершенствование теоретической базы о физических процессах на поверхности Солнца и в магнито-ионосфере позволяет получить более точные прогнозы о времени появления и районах воздействия ГМБ.

Прямым следствием является повышение общественной осведомленности об эффектах геомагнитных токов на ЭЭС. Постреконструирующий анализ режима ЭЭС в Греции во время Hydro-Quebec blackout, выполненный в 2011 году, показал, что ГИТ повлияли на работу силовых трансформаторов [34]. Таким образом, имеет место расширение карты зон высокого риска негативного воздействия ГМБ на режим и оборудование ЭЭС.

Полная информация о силе и характере ущерба, связанного с ГМБ, возможна только при комплексном анализе совокупности факторов, определяющих уязвимость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам полей ультранизкой частоты. Совокупность факторов природного и техногенного характера можно разделить на четыре группы: параметры ГМБ, параметры ЭЭС, параметры сетевого оборудования и информированность практики ЭЭС.

ГМБ приводят к отключения сразу нескольких сетевых элементов, что делает неэффективными современные методы противоаварийного управления, основанные на методе  $N - 1$ . Современные инфраструктуры имеют сильные межсистемные связи. Таким образом, полная потеря или сбой в электроснабжении могут привести к полной или частичной деградации сразу нескольких систем (рис. 1.13). Предложено проводить комплексный анализ сложной инфраструктуры с применением методов системного анализа, последовательной декомпозиции.

## **2 Методика исследования воздействий электромагнитных эффектов от геомагнитных бурь на элементы энергосистемы**

Практика ЭЭС имеет малый опыт целенаправленной эксплуатации при ГМБ, что увеличивает сложность анализа и систематизации негативных электромагнитных эффектов ГМБ на режим и оборудование ЭЭС. Данная глава посвящена вопросам разработки методологии анализа влияния ГМБ на протяженные электротехнические системы. В первой части главы будет выбран метод расчета квазипостоянных токов, индуцированных ГМБ в протяженных электротехнических системах. Вторая часть главы посвящена критериям оценки влияния ГМБ на режимы и оборудование ЭЭС.

### **2.1 Постановка задачи расчета токов малой частоты, индуцированных геомагнитными бурями в протяженных электротехнических системах**

В работе задача определения воздействий квазипостоянных токов, наводимых в протяженных электротехнических системах ГМБ на элементы электрической цепи, решается в три этапа 2.1:

1. «Геофизический», включающий в себя расчет геоэлектрического поля, вызванного геомагнитной бурей с заданными характеристиками на заданной географии;
2. «Электротехнический», состоящий в определении собственно геомагнитных токов, индуцированных геоэлектрическим полем в заданной системе проводников.
3. «Системный», на котором оценивается влияние негативных электромагнитных эффектов ГИТ на режим и оборудование ЭЭС.

Первый этап является одной из важных задач прикладной геофизики. Создание

## 2.1. Постановка задачи расчета токов малой частоты, индуцированных геомагнитными бурями в протяженных электротехнических системах

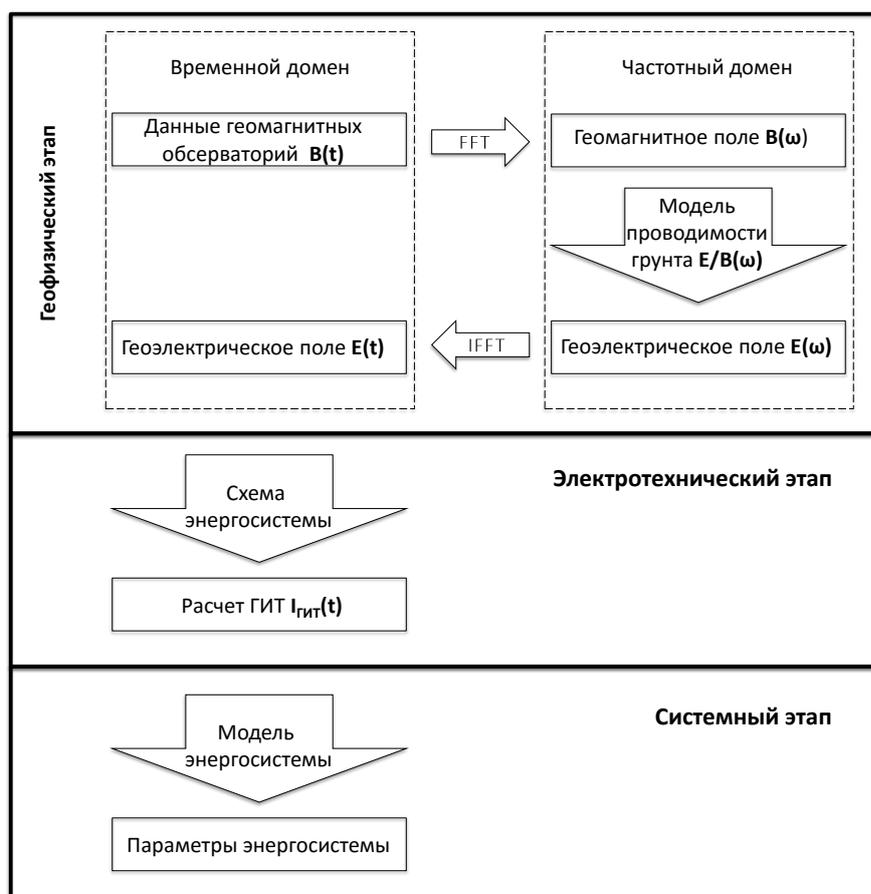


Рисунок 2.1. Алгоритм расчета ГИТ

полное теоретической модели затруднено значительной вариативностью взаимосвязанных факторов, а именно::

- амплитудно-пространственное распределение магнитносферно-ионосферной токовой системы имеет сложный характер. Выбор физико-математической модели для анализа зависит от геомагнитной широты: ГМБ в авроральной зоне лучше всего могут быть представлены линейным током, ГМБ в экваториальной зоне - плоским настилом тока.
- проводимость подстилающей породы не однородна как в горизонтальном, так и в вертикальном измерении;
- токи, индуцируемые в земной коре, создают вторичные электромагнитные поля, определяющиеся характеристиками первичной токовой системы и проводимостью подстилающих пород.

Поскольку прямые измерение величин геоэлектрического поля затруднены

по техническим причинам, обычно для расчетов используют данные измерений геомагнитных обсерваторий. Геоэлектрическое поле вычисляется исходя из данных геомагнитных измерений и электропроводимости грунта исследуемого региона.

ГИТ, наводимые в протяженных электротехнических системах при появлении ГМБ, являются первичным электромагнитным эффектом. На электротехническом этапе непосредственно вычисляются ГИТ в заданной ЭЭС с использованием методов на основе законов электрических цепей. Вторичные негативные электромагнитные эффекты вызваны изменением режима работы оборудования ЭЭС при воздействии ультранизкой кондуктивной помехи. Амплитуда вторичных электромагнитных эффектов и степень их влияния оценивается на третьем этапе.

## 2.2 Алгоритм расчета геоэлектрического поля на поверхности Земли

Для расчета индуцированного геоэлектрического поля применяют две основные модели:

- а) Модель линейного тока, в которой напряженность электрического поля на поверхности Земли вычисляется как производная по времени от векторного потенциала тока электроджета в виде тонкого линейного тока 2.2.

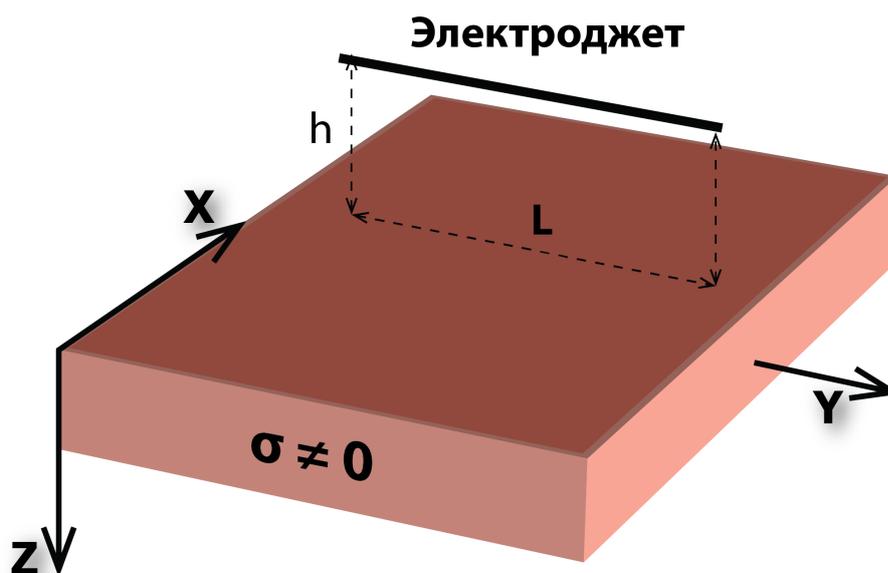


Рисунок 2.2. Модель линейного тока

- б) Модель настила тока, в которой источником магнитного поля является плоскостной ток длины  $L$ , расположенный на высоте  $h$  от поверхности Земли. Магнитное поле представлено плоской волной, падающей на поверхность Земли.

Реальный ток электроджета занимает промежуточное положение между моделями линейного и плоскостного тока. Геоэлектрическое поле, индуцируемое линейным током, будет являться нижним пределом, а индуцируемое плоскостным током - верхним пределом при одинаковой скорости изменения магнитносферно-ионосферной токовой системы.

Фактически вариации геомагнитного поля, измеряемые наземными магнитометрами, являются суммой магнитного поля магнитносферно-ионосферной токовой системы и магнитного поля теллурических токов, индуцированных в поверхностных слоях Земли. Большинство ГМБ можно характеризовать как региональное явление. Это позволяет принять допущение о "плоскости" Земли, то есть пренебречь её реальной сферической формой. Принят случай вертикального распространения магнитного поля в декартовой системе координат, где ось  $X$  направлена на север,  $Y$  - на восток и  $Z$  - к центру Земли. Таким образом, решение задачи по расчету геоэлектрического поля производится на основе метода комплексных изображений. Метод комплексных изображений для решения геофизических задач был адаптирован в [35]. В [36] показано, что метод комплексных изображений можно использовать для анализа ГМБ как в высоких, так и в средних и низких широтах.

Сутью метода комплексных изображений является представление вклада Земли в виде идеального проводника, расположенного на глубине  $p$ , определяемой по формуле (2.1).

$$p = \frac{Z}{i\omega\mu_0} \quad (2.1)$$

где  $\omega$  - угловая частота,  $Z$  - поверхностный импеданс.

Характер изменения магнитносферно-ионосферной токовой системы влияет на характер индуцированных электрических и магнитных полей. Проводимость подстилающей коры, с другой стороны, определяет характер распределения индуцированных полей в земной коре. Разветвленные ЭЭС с длинными межсистемными связями по-

строены на больших географических территориях, характеризующиеся различными значениями проводимости подстилающей породы. Адекватное моделирование геоэлектрического поля требует представления проводимости подстилающей породы с достаточной точностью. Эквивалентная глубина проникновения  $\delta_e$  монохроматической электромагнитной волны в толщу проводящего грунта определяется (2.2). В табл. 2.1 представлены полученные автором результаты расчета эквивалентной глубины проникновения как функции частоты волны и величины проводимости.

$$\delta_e = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu_0 \sigma}} \quad (2.2)$$

Таблица 2.1. Эквивалентная глубина проникновения электромагнитной волны в метрах как функция частоты и проводимости грунта

Проводимость грунта, См	Частота, Гц				
	1	0.1	0.01	0.001	0.0001
1	503.29	1591.55	5032.92	15915.49	50329.21
10	159.15	503.29	1591.55	5032.92	15915.49
100	50.33	159.15	503.29	1591.55	5032.92
1000	15.92	50.33	159.15	503.29	1591.55

По данным в Табл. 2.1 видно, что важность корректного моделирования проводимости возрастает при анализе волн ультранизкой частоты, распространяющихся в средах с низкой проводимостью. Современные представления о проводимости подстилающей коры на больших глубинах приближительны, что накладывает ограничения на точность моделирования. Принимается для расчетов следующая модель грунта: блочная 1-D модель, учитывающая изменение проводимости в вертикальном измерении. Изменения проводимости в горизонтальном измерении учитываются в виде дискретных блоков (рис. 2.3).

Модель (рис. 2.3) представляет с собой полусферу  $z > 0$ , состоящую из  $N$  слоев, каждый из которых характеризуется проводимостью  $\sigma_i$  и толщиной слоя  $d_i = z_{i+1} - z_i$ , ( $z_1 = 0$ ,  $z_{n+i} = \infty$ ). Недостатком этой модели является невозможность точного отраже-

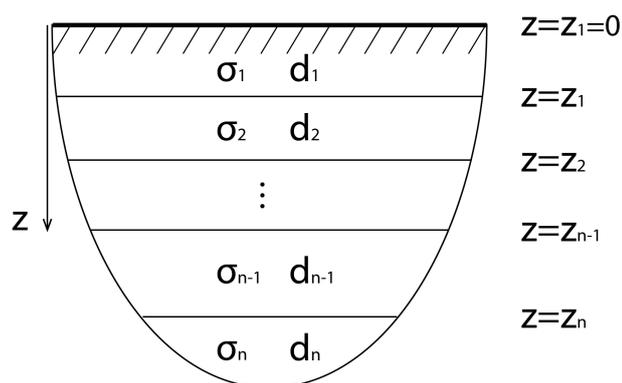


Рисунок 2.3. 1-D модель проводимости подстилающей породы

ния изменения проводимости на границе двух сред (вода-грунт, итд) [37]. Подобная модель проводимости была реализована в рамках проекта EURISGIC. Отличительной чертой этой модели является оценка значения проводимости в вертикальном измерении [38]. На данном этапе развития науки и технологии более точное представление анизотропности проводимости подстилающей породы не требуется. Блочная 1-D модель даёт достаточную адекватность результатов.

Геометрическая модель задачи с землей в виде полупространства со слоистой проводимостью показана на рис. 2.4.

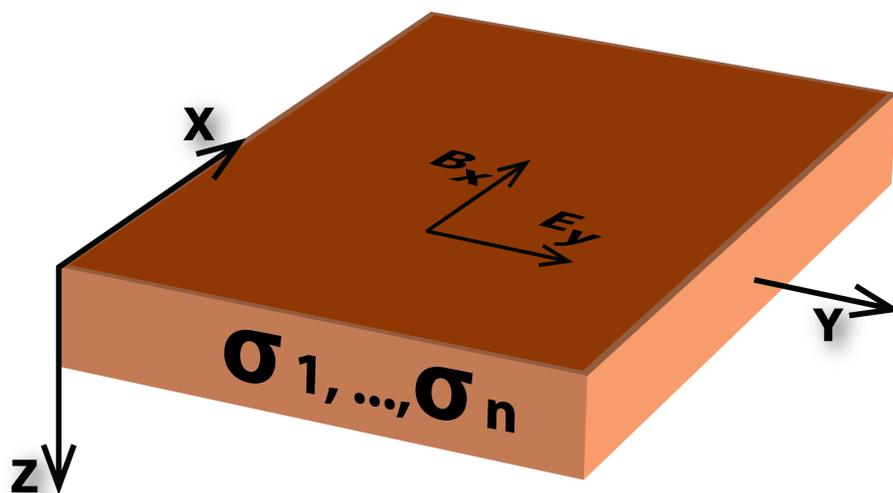


Рисунок 2.4. Геометрическая модель задачи

При допущении о пренебрежении токами смещения ( $J = 0$ ) выражения для горизонтальных компонент электрического и магнитного полей могут быть записаны

как:

$$\frac{\partial^2 E_x}{\partial z^2} = i\omega\mu\sigma E_x \quad \frac{\partial^2 H_y}{\partial z^2} = i\omega\mu\sigma H_y \quad (2.3)$$

Решениями в общем виде являются:

$$E = A(e^{-kz} + Re^{kz}) \quad H = \frac{A}{Z}(e^{-kz} - Re^{kz}) \quad (2.4)$$

где  $A, R$  - амплитуда и коэффициент отражения,  $k$  - волновое число ( $k_z = \sqrt{i\omega\mu_0\sigma_0}$ ),  $Z$  - импеданс.

Поверхностный импеданс определяется с учетом реальной проводящей структуры подстилающей породы. Импеданс горизонтальной слоистой структуры находится по рекуррентной формуле (2.5) [39].

$$Z_n = i\omega\mu_0 \left( \frac{1 - r_n e^{-2k_n d_n}}{k_n(1 + r_n e^{-2k_n d_n})} \right) \quad (2.5)$$

где  $d_n$  - толщина слоя,  $r_n$  - коэффициент отражения слоя  $n$  ( $r_n = \frac{1 - k_n \frac{Z_{n+1}}{i\omega\mu_0}}{1 + k_n \frac{Z_{n+1}}{i\omega\mu_0}}$ ).

Во временной области можно выразить геоэлектрическое поле, используя обратное преобразование Фурье. Адекватный временной интервал принимается в промежутке от 10 секунд до 1 минуты. При расчете вариаций ГМБ методом комплексных изображений удобно разбиение региона ГМБ на квадраты, стороны которых ориентированы строго по сторонам света, размером  $50 \times 50$  км [40]. Следовательно, полученные значения токов могут быть декомпозированы на восточную и северную компоненты.

## 2.3 Алгоритм расчета геомагнитных токов в наземных электротехнических системах

Электромагнитные поля, проникая вглубь проводящего грунта, создают токи ультранизкой частоты. На поверхности Земли они создают разность электрических

потенциалов между пространственно разнесенными точками. При наличии системы проводников, имеющих кондуктивную связь с грунтом, в ней будет протекать ток, называемый ГИТ. Следующим этапом анализа является определение ГИТ в сетевых элементах. Только один природный параметр определяет величину ГИТ - величина геоэлектрического поля. Топология и параметры наземной электротехнической системы также оказывают влияние на распределение ГИТ. Важным отличием схемы электрической цепи для расчета ГИТ является привязка узлов цепи к географическим координатам с целью учета величины геоэлектрического поля, зависящего от геомагнитной широты и проводимости подстилающей породы.

Метод, используемый для расчета ГИТ, представлен в [41]. Метод позволяет рассматривать воздействие внешних полей на дискретно заземленную сеть. Токи спусков могут быть определены следующим образом (2.6):

$$I_e = (1 + Y_n Z_e)^{-1} J_e \quad (2.6)$$

где  $1$  - единичная матрица размеров  $N \times N$  and  $R$  ( $N$  - количество узлов рассматриваемой сети),  $Y_n$  - матрица проводимостей,  $Z_e$  - матрица сопротивлений заземлений,  $J_e$  - вектор-столбец источников тока, определяемый как  $J_e = \frac{V_0}{Z_e}$ , где  $V_0$  - значения геоэлектрического поля вдоль проводника.

Матрица проводимостей  $Y_n$  является симметричной, так как узлы находятся на значительном расстоянии друг от друга и их взаимным влиянием можно пренебречь. Критическим расстоянием является дистанция в 50 км [42]. Диагональные элементы матрицы проводимостей  $Y_n$  суть сумма собственных проводимостей узла  $Y_{ii} = y_i + \sum_{k=1}^N y_{ik} (i \neq k)$ . Остальные элементы суть взаимные проводимости узлов, взятые со знаком минус  $Y_{ij} = -\frac{1}{R_{ij}}$ .

Сопротивления сетевых элементов представлены только своей резистивной частью в силу допущения о квазипостоянности ГИТ. Сопротивления многоцепных проводов представляют собой одну треть омического сопротивления провода воздушной линии длиной  $l_{ij}$  между точками спусков  $p_i$  и  $p_j$  (2.7):

$$R_{ij}^n = \frac{R_0^n l_{ij}^n}{3N_i} \quad (2.7)$$

## 2.4. Принципы анализа вторичных электромагнитных эффектов от геомагнитных бурь

где  $R_0^n$  - погонное омическое сопротивление провода воздушной линии;  $l_{ij}^n$  - длина сегмента;  $N_i$  - число цепей передачи.

В качестве защитной меры от грозových перенапряжений устанавливается грозозащитный тросс на линиях класса напряжения 330 кВ и выше. По аналогии с фазными проводами ВЛ грозозащитный тросс является путем для протекания ГИТ. Грозозащитные троссы выполняются из стали и, следовательно, характеризуются большей резистивностью, чем фазные провода. Вклад грозозащитных троссов в распределение ГИТ мал, и им можно пренебречь [43].

Одной из мер повышения статической устойчивости ЭЭС является установка батарей статических конденсаторов (БСК). БСК препятствуют протеканию квазипостоянных ГИТ. Ветви электрической цепи с установленными в них БСК представляют собой разрыв электрической цепи. Следовательно, они не учитываются при составлении матрицы проводимостей.

## 2.4 Принципы анализа вторичных электромагнитных эффектов от геомагнитных бурь

ГИТ оказывают глубокое и многостороннее воздействие на режим и оборудование ЭЭС. Вторичные электромагнитные эффекты ГМБ могут привести к возникновению функциональных нарушений в работе оборудования ЭЭС и глубоким системным авариям. В свою очередь ЭЭС должна обеспечивать надлежащее качество электроэнергии и уровень надежности электроснабжения при работе оборудования в длительно допустимых режимах, определяемых ограничениями на его технические параметры.

Режим, реализуемый в энергосистеме, характеризуется рядом параметров: активные  $P_T$  и реактивные  $Q_T$  мощности станций и потребителей ( $P_H, Q_H$ ), перетоки мощностей  $P_i, Q_i$ , токи  $I_i$  элементов электрической сети, напряжения  $U_i$  узлов. Для обеспечения надлежащего уровня надежности электроснабжения, при работе оборудования в длительно допустимых режимах регламентируется набор величин  $\mathbf{M}$  ( $U, P, I$ , и т. д.) по числу характерных и наиболее вероятных режимов ЭЭС с учетом технических ограничений эксплуатации. После воздействия аварийного возмущения режим ЭЭС характеризуется новым набором величин  $\mathbf{M}'$  отличного от  $\mathbf{M}$ , часть

которых превышает допустимые значения. Наравне с техническими характеристиками оборудования ЭЭС, архитектура ЭЭС также определяет максимально допустимые пределы изменений параметров режима.

Анализ вторичных электромагнитных эффектов основывается на оценке электромагнитных и тепловых нагрузок на оборудование ЭЭС и влияния внештатной работы оборудования на режим ЭЭС. Допустимые величины параметров определены в соответствии с действующими нормативными стандартами.

## 2.5 Выводы

Эффективность моделей исследования электромагнитных эффектов на элементы ЭЭС в значительной степени определяются адекватностью представления физических процессов. Характер распределения магнитносферно-ионосферной системы зависит от геомагнитной широты. Следовательно, способ физико-математического моделирования также зависит от широты, на которой расположена исследуемая электротехническая система. Глубина проникновения поля зависит от частоты и от проводимости земли. Ограничения при создании расчетных моделей на "геофизическом" этапе связаны с объемом обработанной и систематизированной информации, полученной с помощью космических миссий по изучению гелиомагнитосферы.

Основной причиной возникновения ГИТ в ЭЭС является изменение электромагнитного поля Земли во времени. Сопротивление элементов схемы электрической цепи при расчете ГИТ представлены только активной составляющей. ГМБ приводят к изменению параметров геомагнитного поля на больших площадях и, следовательно, оказывают воздействие на элементы электрической цепи географически удаленных друг друга. В связи с этим необходимо выполнять оценку системного эффекта от появления ГМБ и сопоставление фактического режима ЭЭС с нормативными параметрами. Сравнение рекомендуется проводить по таким параметрам режима как, как уровни напряжения в узлах нагрузки  $U_i$ , перетоки мощности по сечения ЭЭС  $P_i$ ,  $Q_i$ , токовой нагрузке элементов ЭЭС  $I_i$ .

### **3 Воздействие геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы. Оценка надежности**

Данная часть диссертации посвящена анализу электромагнитных, и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования ЭЭС. На основе полученных данных предложены рекомендации по учету особенностей режима ЭЭС при наличии ГИТ в вопросах обеспечения статической устойчивости. В заключительной части главы выполнена сравнительная оценка алгоритмов обеспечения устойчивости в ЕЭС России и Объединенной ЭЭС Европы по критерию уменьшения негативного влияния ГИТ на режим и оборудование ЭЭС.

#### **3.1 Задача оценки эффектов от геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы**

ГИТ, наводимые при воздействии ГМБ, оказывают глубокое и многостороннее воздействие на режим работы наземных электротехнических систем. Принципы воздействий и примеры (Таблица 1.1) приведены во второй главе. ГИТ, как правило, не являются самостоятельным фактором, способным вызвать заметные нарушения. Основная опасность заключается в том, что под воздействием ГИТ изменяются характеристики оборудования, содержащего ферромагнитные элементы, что приводит к количественному и качественному изменению режима ЭЭС. Наиболее уязвимы к воздействию ГИТ силовые и измерительные трансформаторы.

Существо процесса состоит в том, что ГИТ, протекая через заземленные обмотки силовых трансформаторов вместе с рабочими токами промышленной частоты (50 Гц), вызывают дополнительное однополупериодное подмагничивание и размагничивание магнитопровода. В зависимости от конструктивных особенностей трансформатора

### 3.1. Задача оценки эффектов от геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

относительно небольшое значение ГИТ, соизмеримое с величиной тока холостого хода  $I_{x.x.}$  трансформатора, способно вызвать сильное насыщение стального сердечника. В результате резко возрастает амплитуда тока возбуждения трансформатора, а форма кривой тока в каждой из фаз трансформатора и, следовательно, форма кривой тока в линейных проводах воздушных линий становятся несинусоидальными и содержит в своём составе высшие гармоники (рис. 3.1). На рис. 3.1 принято, что насыщение имеет место в положительной полуволне. Веб-амперные характеристики магнитопроводов сетевого оборудования имеют нелинейный характер. Поскольку характеристики ГМБ носят сугубо индивидуальный характер, то получение общего аппарата расчета затруднено.

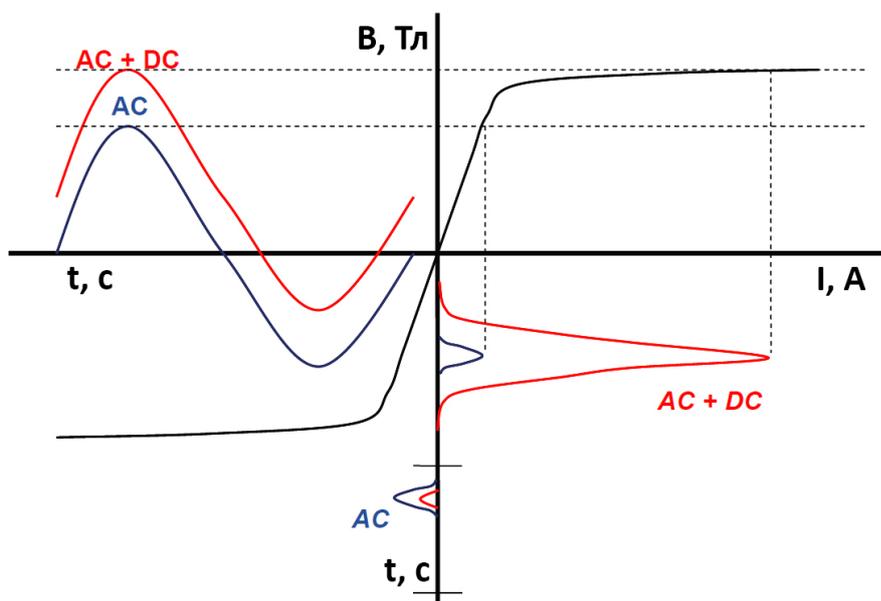


Рисунок 3.1. Вид магнитной индукции  $B$  и тока возбуждения  $I$  силового трансформатора при наличии геомагнитно индуцированного тока [44]

Насыщение магнитопроводов силовых трансформаторов инициирует ряд негативных вторичных электромагнитных эффектов, приводящих к деградации прочего оборудования ЭЭС. К вторичным электромагнитным эффектам относятся:

- а) резкое увеличение тока возбуждения трансформатора. ГИТ, равный по величине току холостого хода однофазного трансформатора напряжением 400 кВ, приводит к скачкообразному росту тока возбуждения трансформатора в 15 раз (до величины в 78 А) [45];
- б) ненормированное распределение высших гармоник. При насыщении однофазного

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

---

силового трансформатора напряжением 400 кВ величиной ГИТ, соизмеримой с током холостого хода трансформатора, коэффициент нелинейности равен 71.4 % [46];

- в) рост дефицита реактивной мощности. В частности, в нормальных режимах величина реактивной мощности, в ЭЭС Hydro-Quebec составляет 100 МВАр. Во время энергоаварии 1989 года, вызванной ГМБ, величина реактивной мощности равнялась 8000 МВАр [47];
- г) увеличение активных потерь в трансформаторе. В работе [48] представлены результаты моделирования активных потерь в обмотках однофазного трансформатора при наличии и отсутствии ГИТ. При фазном ГИТ, равному 15 А, рост активных потерь в трансформаторе составляет 31.1 %, а при фазном ГИТ в 50 А - 45,5 %.

При значительной амплитуде и продолжительности негативных электромагнитных эффектов может наблюдаться сбой режима ЭЭС и деградация оборудования ЭЭС.

### 3.2 **Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы**

Оборудование энергосистемы, спроектированное для эксплуатации в номинальном режиме, должны удовлетворять условиям надежной и беспереывной работы в ряде нормированных режимов, при которых часть или все параметры режима отличны от номинальных. Максимально допустимые отклонения параметров выбираются с учетом нормированного уровня надежности, определяющего объем затрат на проектирование и производство с учетом издержек от недоотпуска электроэнергии в случае потери оборудования. Современная практика ЭЭС не учитывает негативные электромагнитные эффекты ГМБ при проектировании и эксплуатации оборудования ЭЭС, которые способны причинить значительный ущерб, хотя их вероятность возникновения ниже, чем у прочих природных катастроф.

### 3.2.1 Силовые трансформаторы

С целью передачи электроэнергии на большие расстояния от крупных электростанций к маломощным электроприемникам производится многократная трансформация электроэнергии. Суммарная установленная мощность трансформаторов в ЕЭС составляет почти 900 ГВА, что более чем в четыре раза превышает суммарную установленную генерацию, равную 235 ГВт [49]. Силовые трансформаторы являются ключевым элементом, обеспечивающий качественное и надежное электроснабжения. Требования к надежности трансформатора определяются степенью его влияния на работу конкретной ЭЭС в целом. Особенно высокие требования предъявляются к трансформаторам большой мощности на межсистемных связях и узловых подстанциях, а также к трансформаторам, входящим в блок "генератор - трансформатор" мощных электростанций.

Парк трансформаторов в магистральных сетях ЕЭС России представлен трансформаторами мощностью от 63 МВА до 1200 МВА, установленными в сетях напряжением 110 - 1150 кВ (рис. 3.2) [50].

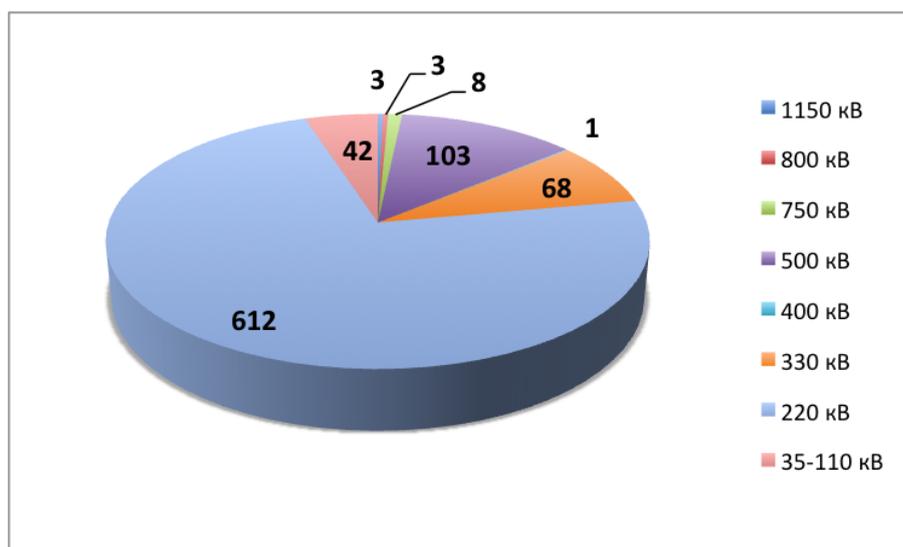


Рисунок 3.2. Количественное распределение трансформаторов в ЕЭС России по классам напряжения

Надежность трансформатора существенно зависит от срока его службы. Срок службы трансформатора определяется ГОСТ 11677-85 и равен 25 годам [51]. В [50] дана характеристика состояния парка трансформаторов на конец 2013 года. Доля

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

основного оборудования ПС, находящегося в эксплуатации более 25 лет в разрезе классов напряжения показана на рис. 3.3.

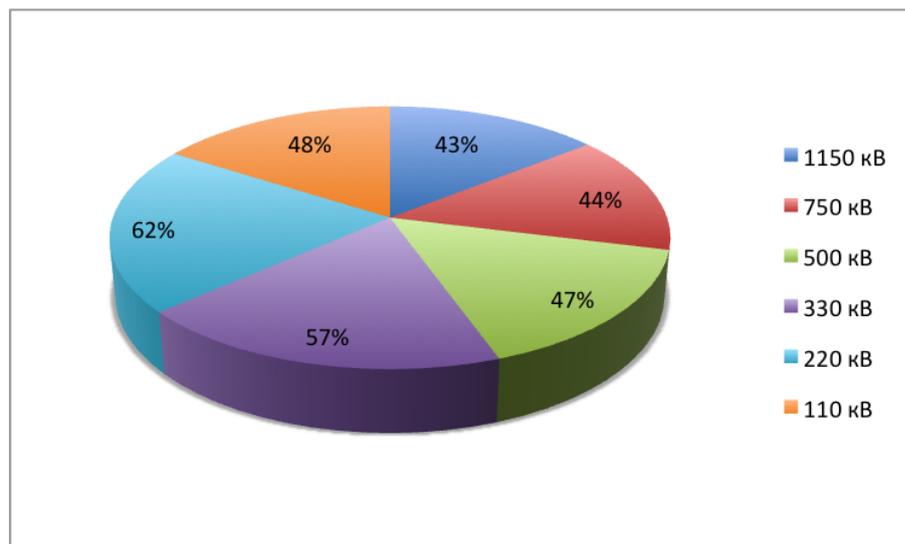


Рисунок 3.3. Соотношение количества силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации более 25 лет в разрезе классов напряжения

Одним из важнейших критериев выбора нормативного срока службы трансформаторов является возможный тепловой износ витковой изоляции за период эксплуатации. Накопленный опыт показывает, что износ целлюлозной изоляции за номинальный срок службы оказывается существенным [52]. Значительное влияние оказывают фактические условия эксплуатации. Тем не менее проектирование трансформаторов должно быть выполнено также с учетом аварийных воздействий, имеющих низкую вероятность (раз в десятки лет). Таким аварийным возмущением являются ГМБ. На данный момент этот тип возмущения не учитывается в нормах проектирования и эксплуатации.

По конструкции магнитопровода трансформаторы делятся на броневые и стержневые. Меньший расход конструктивных материалов при производстве стержневого трансформатора делает его предпочтительным для средних и больших мощностей [53]. Стоимость активных материалов при производстве стержневого трансформатора на 20-30 % меньше, чем у броневого. В дальнейшем в диссертации рассмотрены однофазные и трёхфазные силовые трансформаторы стержневого типа. Трансформаторы могут быть как однофазного, так и трехфазного исполнения. Магнитопровод одно-

## 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

фазного стержневого трансформатора имеет два стержня, на которых размещаются обмотки, и два ярма для создания замкнутого магнитопровода [54]. Стержневые трансформаторы трёхфазного исполнения могут быть трёх- и пятистержневыми.

Устойчивость силовых трансформаторов к геомагнитным бурям определяется совокупностью трёх факторов:

- а) схемой магнитной цепи.
- б) схемой соединения обмоток.
- в) изоляцией трансформаторов.

### 3.2.1.1 Схема магнитной цепи силовых трансформаторов

Восприимчивость трансформаторов к воздействиям ГИТ в значительной степени определяется схемой магнитной цепи.

Наибольшей уязвимостью к электромагнитным эффектам ГМБ обладают однофазные стержневые трансформаторы. Пути протекания потоков нулевой и прямой последовательности совпадают у однофазных трансформаторов. Магнитный поток полностью замыкается в сердечнике по пути основного потока намагничивания. Магнитное сопротивление нулевой последовательности чрезвычайно мало. Таким образом, ГИТ, равный величине тока намагничивания, может вызвать однополупериодное подмагничивание сердечника.

Наибольшей устойчивостью к негативным эффектам ГИТ обладают трёхфазные трёхстержневые трансформаторы. Постоянные магнитные потоки, индуцируемые ГИТ, компенсируют друг друга в стержнях и прилегающих ярмах. Это соответствует разным путям протекания потоков нулевой и прямой последовательности у трёхфазных трёхстержневых трансформаторов. Поток нулевой последовательности замыкается через воздушный зазор. Следовательно, магнитное сопротивление нулевой последовательности велико. Из этого следует, что однополупериодное подмагничивание такого трансформатора может быть вызвано большим по величине ГИТ. Магнитная цепь трёхфазного трёхстержневого трансформатора показана на рис. 3.4.

Трёхфазный пятистержневой трансформатор занимает промежуточное положение между рассмотренными типами трансформаторов. Хотя токи трёх фаз взаимокompенсируются в основных стержнях и прилегающих ярмах, они увеличивают друг друга в обратных стержнях, что приводит к насыщению сердечника.

3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

У пятистержневых и у трёхстержневых трансформаторов пути потоков нулевой и прямой последовательности не совпадают. Тем не менее поток нулевой последовательности замыкается в сердечнике у пятистержневого трансформатора (с использованием обратных стержней). Магнитная цепь трёхфазного пятистержневого трансформатора показана на рис. 3.5.

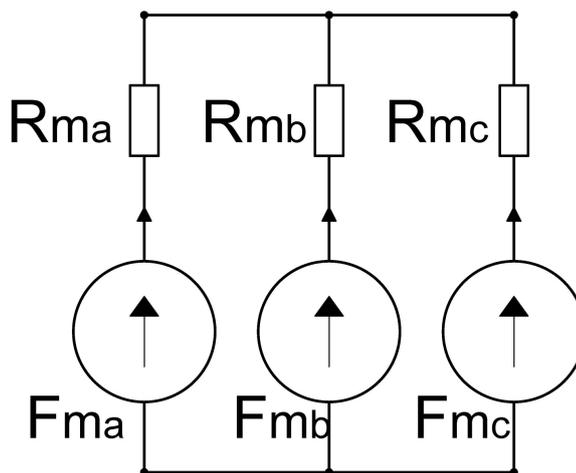


Рисунок 3.4. Магнитная цепь трёхфазного трёхстержневого трансформатора

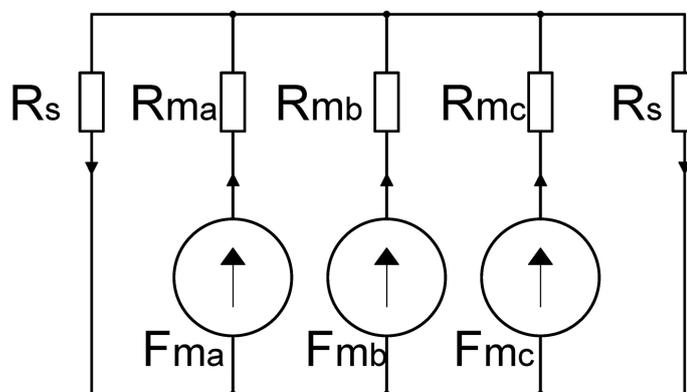


Рисунок 3.5. Магнитная цепь трёхфазного пятистержневого трансформатора

Для аналитического расчета физического процесса однополупериодного подмагничивания трансформаторов требуется заводская информация о габаритах магнитопровода (длина и диаметр сердечников и прилегающих ярм), данные о магнитных свойствах активных материалов и прочая информация, отсутствующая в открытом доступе. В [9] предложена следующая градация относительной восприимчивости

3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы различных типов трансформаторов к эффектам ГМБ, который придерживается и автор диссертации (рис. 3.6).

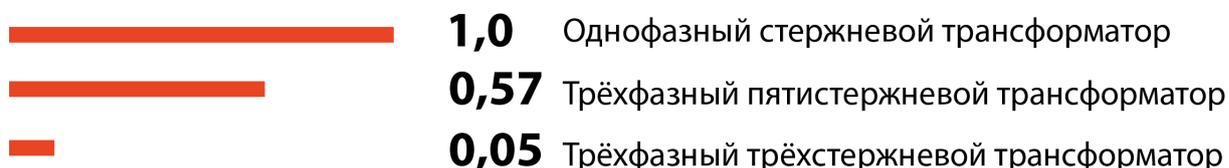


Рисунок 3.6. Относительная восприимчивость силовых трансформаторов к негативным электромагнитным эффектам геомагнитных бурь как функция конструкции

Связь между током возбуждения и током ГИТ для однофазного повышающего трансформатора можно выразить следующим образом. Источник постоянного тока (ток ГИТ) находится на стороне низкого напряжения, так как трансформатор повышающий. Ток намагничивания силового трансформатора в режиме насыщения и в нормальном режиме работы может быть описан как (3.1):

$$I_{\text{нам}} = \begin{cases} L_k^{-1}(B(t) - B_{\text{н}}) & B > B_{\text{н}} \\ 0 & B \leq B_{\text{н}} \end{cases} \quad (3.1)$$

где  $B_{\text{н}}$  - магнитная индукция, при которой имеет место насыщение;  $L_k$  - коэффициент пропорциональности между индукцией и током намагничивания.

При отсутствии тока ГИТ магнитная индукция определяется как (3.2)

$$B(t) = B_m \cos(\omega t), \quad (3.2)$$

С учетом выражения (3.2) система уравнений (3.1) получим

$$I_{\text{нам}} = \begin{cases} L_k^{-1}(B_m \cos(\omega t) - B_m \cos(\alpha)) & -\alpha < \omega t < \alpha \\ 0 & \text{иначе} \end{cases} \quad (3.3)$$

где  $\alpha$  - угол насыщения.

Рост магнитной индукции после насыщения моделируется как  $\Delta B = B_m \cos(\alpha)$ , а магнитная индукция, вызванная ГИТ,  $B_{\text{ГИТ}} = B_{\text{н}} - B_m + \Delta B$ .

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

Так как ток намагничивания при переменном напряжении соответствует току ГИТ, то, интегрируя (3.3), получаем:

$$L_k \frac{I_{\text{ГИТ}}}{B_m} = \frac{(\sin(\alpha) - \alpha \cos(\alpha))}{\pi}, \quad (3.4)$$

При расчете угла насыщения  $\alpha$  в радианах связь между током возбуждения трансформатора и током ГИТ описывается как

$$I_B = L_k^{-1} B_m [1 - \cos(\alpha)] = \frac{\pi(1 - \cos(\alpha))}{\sin(\alpha) - \alpha \cos(\alpha)} I_{\text{ГИТ}}, \quad (3.5)$$

#### 3.2.1.2 Схема соединения обмоток

При приложении ГИТ к обмоткам низкого напряжения трансформатора, соединенного по схеме  $Y/\Delta$ , наблюдается следующее распределение токов и магнитных потоков. На стороне низкого напряжения гармоники, кратные трём, будут отсутствовать. Поток будет резко несинусоидальным и будет содержать наравне с основной гармоникой высшие гармоники рис. 3.7. Высшие гармоники потока  $\Phi_Y$  будут индуцировать во вторичной обмотке, соединенной треугольником ЭДС, равные по значению и совпадающие по фазе ЭДС. Под действием этих ЭДС возникают токи индуктивного характера. Создаваемые этими токами потоки  $\Phi_\Delta$  будут почти полностью компенсировать потоки  $\Phi_Y$ . Результирующий поток будет практически синусоидальным.

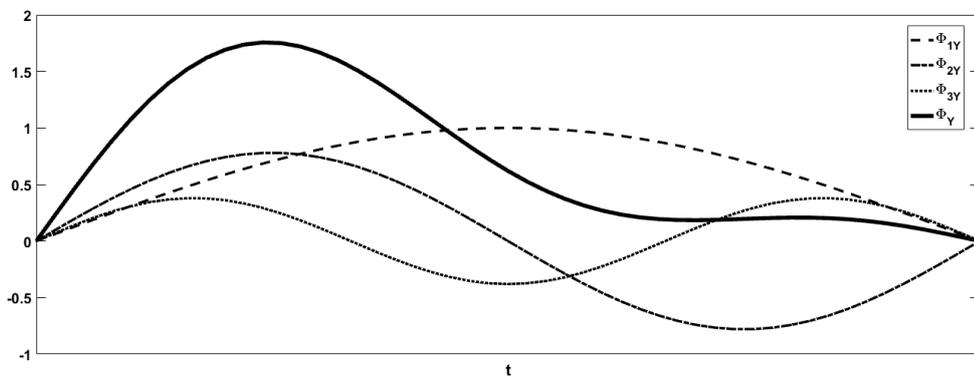


Рисунок 3.7. Форма кривой потока

При приложении ГИТ к обмотке низшего напряжения, соединенной в треуголь-

## 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

ник, в линейных токах гармоник, кратные трём, будут отсутствовать. Токи этих гармоник будут циркулировать внутри замкнутого треугольника, образуя циркуляционный ток. Таким образом, соединение одной из обмоток трансформатора в треугольник позволяет обеспечить разные ЭДС и напряжения практически синусоидальными при насыщении сердечника трансформатора. Магнитные потоки первой и второй гармоник первичной обмотки будут компенсированы магнитными потоками вторичной обмотки.

### 3.2.1.3 Деградация изоляции силового трансформатора в результате воздействия геомагнитно индуцированных токов

ГМБ могут приводить как к мгновенному выходу из строя трансформатора в результате термического нагрева, так и к кумулятивной деградации его изоляции. Примером первого типа отказа является силовой повышающий трансформатор на АЭС Salem (США) мощностью 406 МВА. Стоимость ущерба аварии составила 10 миллионов долларов. Насыщение трансформатора ГИТ привело к разрушению обмоток низшего напряжения, термическому разрушению изоляции всех трех фаз и расплавлению проводников [55].

Главной угрозой для силового оборудования ЭЭС, расположенного в низких геомагнитных широтах, является увеличение уровня частичных разрядов во время ГМБ. Частичный разряд (ЧР) - электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами [56]. Серия ГМБ в конце 2003 года и начале 2004 года привела к разрушению изоляции 4х силовых трансформаторов на напряжение 400 кВ и мощностью 700 МВА трёхфазного исполнения [11]. Результаты последующей диагностики показали повышенное содержание газов с низкой молекулярной массой. Например, концентрация углекислого газа  $CO_2$ , являющегося продуктом разложения целлюлозной изоляции, была превышена в 10 раз. На рис. 3.8 показан процесс деградации повышающего трансформатора в ЮАР [57]. На осях треугольника отложена концентрации низкомолекулярных газов в изоляции трансформатора (водород  $H_2$ , метан  $CH_4$ , монооксид углерода  $CO$ ), соответствующие ГМБ 23го солнечного цикла. Водород и метан являются продуктами разложения минерального масла во время ЧР.

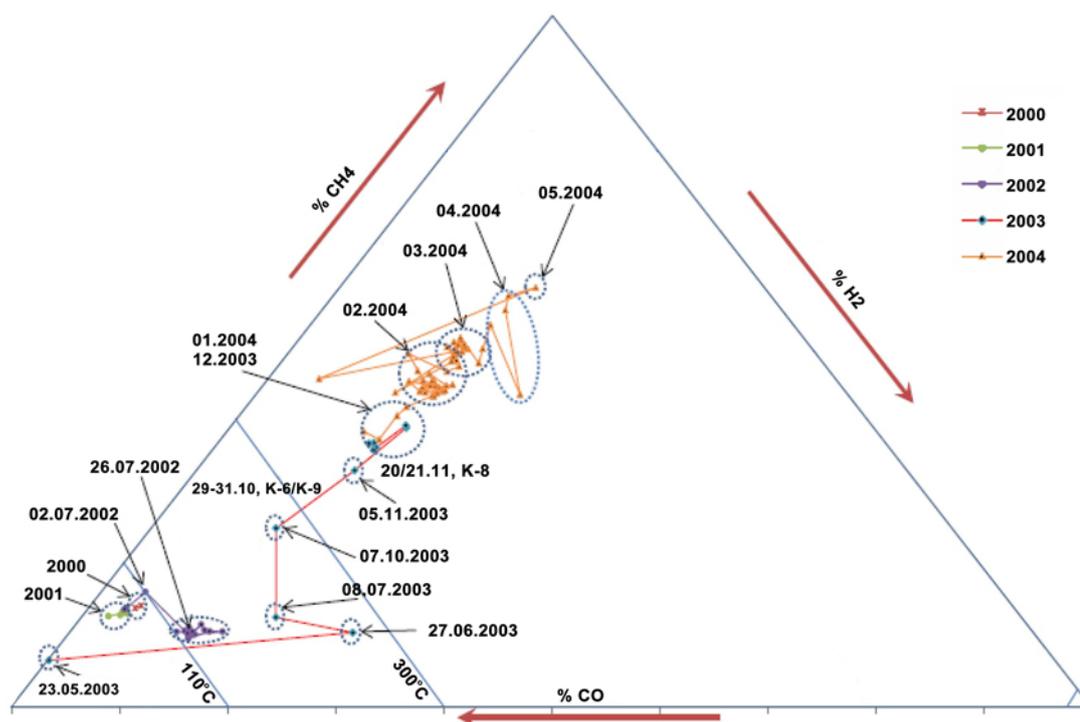


Рисунок 3.8. Треугольник деградации изоляции трансформатора

### 3.2.2 Синхронные машины

Синхронная машина (СМ) спроектированная для эксплуатации в номинальном режиме, должна удовлетворять условиям надежной и беспереывной работы и в ряде нормированных режимов, при которых часть или все параметры режимы отличны от номинальных. В [58] установлен минимальный срок службы турбогенератора в 25 лет. По аналогии с силовыми трансформаторами проектирование СМ должно быть выполнено с учетом воздействий, имеющих низкую вероятность. ГМБ в виде ГИТ оказывают как непосредственное влияние на СМ, так и косвенное за счет изменения параметров режима ЭЭС.

Оценим характер влияния ГИТ, которые могут возникать в отечественных ЭЭС. Для оценочных расчетов примем величину ГИТ, равную 70 А, в соответствии с [59]. Для получения количественных оценок, приведен анализ применительно к отечественному турбогенератору (ТГ) со следующими параметрами:  $P_H = 200$  МВт,  $I_H = 8.6$  кА.

Анализ прямого влияния ГИТ на режим СМ выполнен при допущении, что индуцированные ГИТ равны пофазно. Это соответствует допущению, что размеры СМ

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

бесконечно малы по сравнению с размерами поля, вызванного геомагнитным возмущением. В этом случае при равенстве ГИТ в фазах обмотки статора результирующая МДС статора будет равна нулю, следовательно, магнитное поле в воздушном зазоре отсутствует, а значит обмотка возбуждения не воспринимает никаких воздействий. Остается только поле рассеяния обмотки статора (фазового и лобового), оказывающее тепловое и механическое воздействие на обмотку статора. Допустим, что по фазной обмотке статора протекает ГИТ  $I_{ГИТ}$ , равный 70 А. С другой стороны, номинальный ток рассматриваемой СМ  $I_{НОМ}$  равен 8,6 кА. Таким образом, отношение  $I_{НОМ}/I_{ГИТ}$  равно 122. Нормальное значение магнитной индукции в зазоре СМ равно 0,9 Тл, а значение магнитной индукции от ГИТ равно 0,0074 Тл, что позволяет сделать вывод о пренебрежительно малом воздействии ГИТ на работу СМ в случае симметричного распределения ГИТ по фазам статора.

С другой стороны, нелинейное искажение гармонического состава переменного тока приводит к уменьшению допустимой мощности СМ. Величина коэффициента нелинейных искажений регулируется стандартом ГОСТ [58]. Его величина не должна превышать  $k_{нл} < 0.05$ . Одним из негативных эффектов однополупериодного насыщения силовых трансформаторов является изменение содержания высших гармоник в сети. На рис. 3.9 показано распределение гармоник при насыщении однофазного стержневого трансформатора (голубой цвет), а красному цвету соответствует распределение гармоник, нормированное ГОСТ 533-86 [58].

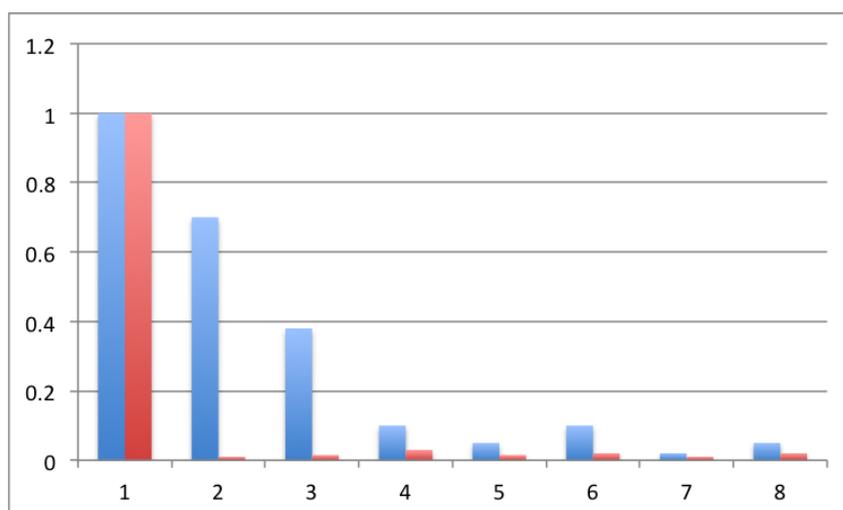


Рисунок 3.9. Распределение высших гармоник при насыщении однофазного стержневого трансформатора

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

Допустимая мощность  $P_{\text{доп}}$  по условиям влияния высших временных гармоник определяется по выражению 3.6:

$$P_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{K_{F1}}{\sum Q_{\text{осн, n}}^* + \sum Q_{\text{осн, n}}^{**}}}, \quad (3.6)$$

где  $K_{F1}$  - коэффициент Фильда,  $\sum Q_{\text{осн, n}}^*$  - сумма основных потерь,  $\sum Q_{\text{осн, n}}^{**}$  - сумма дополнительных потерь.

Анализ выполнен для турбогенератора модели ТВВ-200. Ниже определены основные размеры, электромагнитные нагрузки и обмоточные данные статора. Внешний радиус расточки статора  $D_1$  равен 1295 мм [60]. Число пар полюсов  $p$  равно одному. Длина лобовой части стержня

$$l_{s1} = \frac{2,5D_1}{p} = 2,5 * 1295 = 3237,5 \text{ мм} \quad (3.7)$$

Число последовательно соединенных витков в фазе  $w_1$

$$w_1 = \frac{s_{п1} Z_1}{2ma} = \frac{2 * 72}{2 * 3 * 2} = 12, \quad (3.8)$$

где  $s_{п1}$  - число активных проводников в обмотке, равное двум при двухслойной обмотке;  $Z_1$  - число пазов статора, равно 72;  $m$  - число фаз;  $a$  - число параллельных ветвей, равно двум для СМ с естественным охлаждением мощностью 200 МВт.

Обмоточный коэффициент  $k_{об1}$ , определенный по Табл. 5.4 "Обмоточные коэффициенты трехфазных обмоток" для первой гармоники  $k_{об1}$  равен 0.675 [60]. Таким образом, магнитный поток в зазоре при холостом ходе и номинальном напряжении

$$\Phi_0 = \frac{2.6U_H}{w_1 k_{об1}} \frac{50}{f_H} = \frac{2.6 * 13.4 * 10^3}{12 * 0.675} = 4300 \text{ Вб}, \quad (3.9)$$

где  $f_H$  - номинальная частота, равная 50 Гц.

Полная длина сердечника статора

$$l_1 = \frac{\Phi_0 p}{B_\delta(D_2 + \delta)} - 2\delta = \frac{4.3 * 10^6}{0.9(1000 + 147.5)} - 295 = 3800 \text{ мм}, \quad (3.10)$$

где  $D_2$  - диаметр ротора, равный 1000 мм в соответствии с рис. 3.4 [60]; магнитная

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

индукция в зазоре  $B_\delta$  равна 0.9 Тл; ширина воздушного зазора  $\delta = (D_1 - D_2)/2$  равна 147.5 мм.

Длина витка обмотки статора

$$l_{w1} = 2(l_1 + l_{s1}) = 2(3800 + 326.5) = 14075 \text{ мм} \quad (3.11)$$

Площадь сечения стержня  $q_{a1} = 775 \text{ мм}^2$ . На основании рассчитанных значений получаем сопротивление обмотки статора постоянному току при  $15 \text{ C}^0$

$$r_{1(15)} = \frac{w_1 l_{w1}}{57 q_{a1} a} = \frac{12 * 14075}{57 * 735 * 2} 10^{-3} = 0.001917 \text{ Ом} \quad (3.12)$$

Сопротивление обмотки статора постоянному току при температуре  $75 \text{ C}^0$   
 $r_{1(75)} = 1.24 r_{1(15)} = 0.0023705 \text{ Ом}$ .

Мощность основных потерь в выражении (3.6) определяется соотношением

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{осн}, n}^* &= Q_{\text{осн},1} + Q_{\text{осн},2} + Q_{\text{осн},3} + \dots + Q_{\text{осн},n} = \\ &= \frac{1}{2} m (K_1 I)^2 r_{1(75)} + \frac{1}{2} (K_2 I)^2 r_{1(75)} + \dots + \frac{1}{2} (K_n I)^2 r_{1(75)}, \end{aligned} \quad (3.13)$$

где  $K_1, K_2, \dots, K_n$  - коэффициенты разложения кривой тока в гармонический ряд;  $I$  - амплитуда тока кривой, содержащей гармоники. В расчетах используется ток обмотки статора на переменном напряжении, так как величина тока ГИТ несоизмеримо мала.

Мощность добавочных потерь в выражении (3.6) определяется соотношением

$$\begin{aligned} \sum Q_{\text{осн}, n}^{**} &= \Delta Q_{\text{осн},1} + \Delta Q_{\text{осн},2} + \Delta Q_{\text{осн},3} + \dots + \Delta Q_{\text{осн},n} = \\ &= \frac{1}{2} m (K_1 I)^2 r_{1(75)} \Delta K_{\Phi 1} + \frac{1}{2} (K_2 I)^2 r_{1(75)} \Delta K_{\Phi 2} + \dots + \frac{1}{2} (K_n I)^2 r_{1(75)} \Delta K_{\Phi n}, \end{aligned} \quad (3.14)$$

где  $\Delta K_{\Phi 1}, \Delta K_{\Phi 2}, \dots, \Delta K_{\Phi n}$  - коэффициенты добавочных потерь, вызванных явлением поверхностного эффекта в элементарных проводниках обмотки статора. Рассмотрены три варианта коэффициентов  $\Delta K_{\Phi} \{0.075; 0.15; 0.25\}$  [61].

Для первых пяти высших гармоник, показанных на рис. 3.9 величины основных и добавочных потерь представлены в (Табл. 3.1).

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

Таблица 3.1. Величины основных и добавочных потерь от высших гармоник

Основные потери, ВАр	Добавочные потери, ВАр		
	0.075	0.15	0.25
262000	19650	39300	65500
640000	48000	96000	160000
289940	21745	43491	72485
42000	3150	6300	10500
16436	1232	2465	4109

Пример расчета первой строки. Основные потери от тока первой гармоники

$$Q_{\text{осн}, 1} = \frac{1}{2} m(K_1 I)^2 r_{1(75)} = \frac{1}{2} * 3 * 8.6^2 * 0.0023705 * 10^6 = 262000 \text{ ВАр}, \quad (3.15)$$

Добавочные потери от тока первой гармоники при  $\Delta K_{\Phi}$  равном 0.075

$$\Delta Q_{\text{осн}, 1} = \frac{1}{2} m(K_1 I)^2 r_{1(75)} \Delta K_{\Phi 1} = \frac{1}{2} * 3 * 8.6^2 * 0.0023705 * 10^6 * 0.075 = 19650 \text{ ВАр}, \quad (3.16)$$

Используя данные (Табл. 3.1), получаем допустимую мощность синхронной машины по выражению (3.6), исходя из потерь в обмотке статора и её перегрева. Мощность СМ следует ограничить на 50 %. Аналогичные соотношения были получены для турбогенератора ТВВ-500.

Трёхфазный пятистержневой трансформатор характеризуется большей робастностью к негативным электромагнитным ГМБ. Насыщение его магнитопровода происходит при большей величине ГИТ. Распределение высших гармоник показано на рис. 3.10. По аналогии с рис. 3.9 красный цвет соответствует нормативному распределению гармоник, а голубой реальному распределению. В этом случае в соответствии с выражением 3.6 следует ограничить допустимую мощность СМ на 25 %.

Группы однофазных трансформаторов устанавливаются на выходе крупных электростанций и на межсистемных связях класса напряжения более 500 кВ. В схемах выдачи мощности крупных АЭС и КЭС генератор и соединенный последовательно с ним повышающий трансформатор заведены под общий выключатель на стороне высокого напряжения. В некоторых случаях с целью удешевления конструкции распределительных устройств (РУ) класса напряжения 330-750 кВ применяется

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

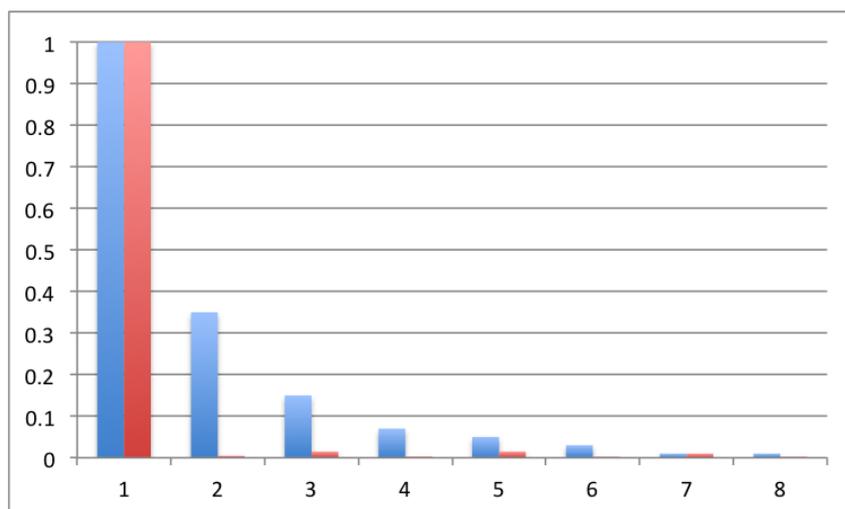


Рисунок 3.10. Распределение высших гармоник при насыщении трёхфазного пятистержневого трансформатора

объединение двух блоков трансформаторов под общий выключатель. Для ГЭС также характерно применение укрупненных блоков, так как они строятся вместе со сложной топографией и ограниченной площадью для сооружения РУ. В [62] внезапное отключение генератора или блока генераторов, подключенных к РУ общим выключателем, рассматривается как аварийное возмущение II группы. Нормативные возмущения II группы учитываются при выборе настроек ПА при работе в ремонтных схемах. Таким образом, ограничение мощности СМ, вызванное насыщением силового трансформатора во время ГМБ, является нормативным возмущением, учитываемым действующими стандартами по эксплуатации ЭЭС.

#### 3.2.3 Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы применяются для уменьшения первичных тока и напряжения до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для гальванического отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [63]. Существуют измерительные трансформаторы двух типов: тока (ТТ) и напряжения (ТН). Несмотря на то что функциональное предназначение у ТТ и ТН одинаковое, условия работы различаются. Соответственно, ТТ и ТН имеют разную уязвимость к ГМБ.

ТТ характеризуется номинальным коэффициентом трансформации - соотно-

3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

шение между номинальным током первичной обмотки и вторичным номинальным током (3.17).

$$K_I = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}} \quad (3.17)$$

где  $I_{1\text{НОМ}}$  - номинальный ток первичной обмотки,  $I_{2\text{НОМ}}$  - номинальный ток вторичной обмотки.

Эквивалентная схема замещения ТТ представлена на рис. 3.11.

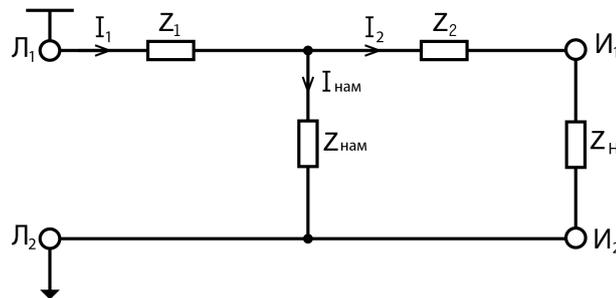


Рисунок 3.11. Схема замещения трансформатора тока

Коэффициент трансформации ТТ (3.17) не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения в связи с наличием тока намагничивания ( $I_{\text{нам}}$ ). Токовая погрешность определяется по выражению (3.18):

$$\Delta I_{\%} = \frac{K_I I_2 - I_1}{I_1} 100 \quad (3.18)$$

Погрешность ТТ (3.18) зависит от следующих параметров [64]:

- а) площади поперечного сечения магнитопровода  $A_{Fe}$ ;
- б) магнитной проницаемости материала магнитопровода  $\mu$ ;
- в) магнитной индукции насыщения  $B_{\text{нас}}$ ;
- г) величины подключенной вторичной нагрузки  $R_{Cu}$ ;
- д) типа возмущения (кратность первичного тока по отношению к номинальному);
- е) средней длины магнитопровода  $l_{Fe}$ ;
- ж) угла потерь  $\delta$  как функции намагничивания;
- з) колебания температур при эксплуатации.

Таким образом, токовая и фазовая погрешности определяются по формулам (3.19) и (3.20) соответственно. Угловая погрешность ТТ есть угол между вектором

3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы  


---

тока первичной обмотки и повернутым на 180 градусов вектором тока вторичной обмотки.

$$\operatorname{tg}\phi = \frac{R}{\omega L} \cos\delta \quad (3.19)$$

$$F(I) = -\frac{R}{\omega L} \sin\delta \quad (3.20)$$

при чем  $R = R_{CU} + R_B$ ,  $L = N_{\text{втор}}^2 (\mu \cdot 12,57 \cdot \frac{A_{Fe}}{l_{Fe}})$ ,  $\omega = 2\pi f$ , где  $R_B$  - входное сопротивление.

Выбор материала магнитопровода обусловлен технологической функцией ТТ. В [65] прописаны классы точности, допускаемые к установке в ЕЭС России, и технологические функции ТТ в соответствии с классом точности. ТТ классов точности 0,2S и 0,5S используются для коммерческого учета электроэнергии, а классов точности 0,2; 0,5; 1; 3; 5; 10 для подключения технических измерительных приборов и средств релейной защиты. Указанные цифры являются токовой погрешностью в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током в соответствии с Приложением С.

Магнитопровод ТТ для коммерческого учета электроэнергии классов точности 0,2S и 0,5S изготавливается из сплава  $Ni - Fe$ , а магнитопровод ТТ для подключения средств измерения и релейной защиты выполнен из сплава  $Si - Fe$ . ГМБ в виде ГИТ приводит к насыщению ТТ так же, как и силовых трансформаторов. Кривые намагничивания  $Ni - Fe$  и  $Si - Fe$  показан на рис. 3.12 и рис. 3.13 соответственно.

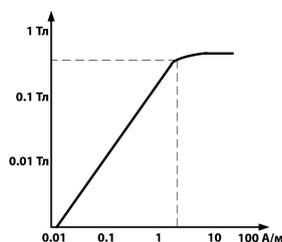


Рисунок 3.12. Кривая намагничивания сплава Ni-Fe

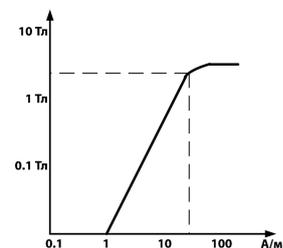


Рисунок 3.13. Кривая намагничивания сплава Si-Fe

Как показано на рис.3.12 и рис. 3.13, ТТ для подключения средств измерения

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

и релейной защиты насыщается при ГИТ, равном 20А. Величина критического ГИТ для ТТ классов 0,2S и 0,5S в 10 раз меньше. Насыщение ТТ приводит к неточному измерению величины тока вторичной обмотки, что влияет на надежность работы последующих средств релейной защиты:

#### а) Максимальная токовая защита (МТЗ)

Принцип действия МТЗ основан на фиксации увеличения тока защищаемого элемента сверх установленного значения. Структурная схема трёхфазной МТЗ показана на рис. 3.14. Измерительные органы - токовые реле (КА) - предусматриваются в каждой фазе. Они питаются вторичными токами соответствующих фаз ТТ, соединенных в звезду. Сигнал от ТР поступает на логический элемент ИЛИ (DW), передающий команду на реле времени (КТ), создающего выдержку времени ( $t$ ). РВ обычно устанавливается одно на 3 фазы. Команда с реле времени поступает на сигнальное реле (КН). Исполнительный орган (КЛ), выполняемый посредством промежуточного реле или тиристорной схемы, передаёт команду на отключение выключателя Q.

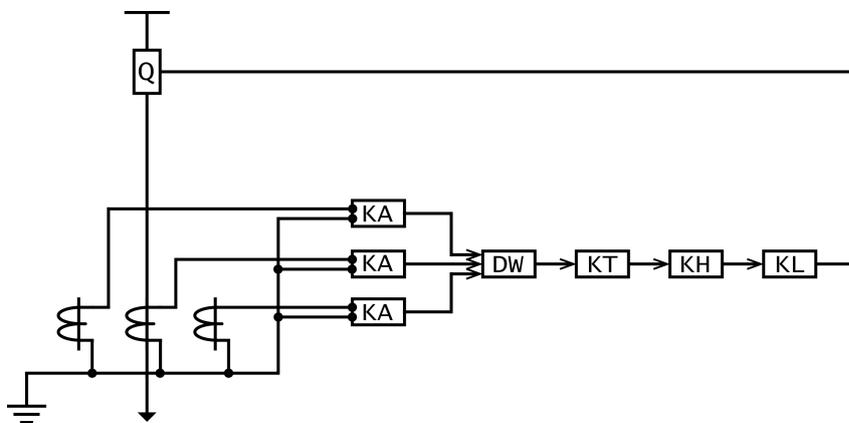


Рисунок 3.14. Структурная схема трёхфазной максимальной токовой защиты

Селективность действия МТЗ достигается с помощью выдержки времени. Наиболее удаленный от источника питания сетевой элемент имеет минимальное время срабатывания. Насыщение ТТ (увеличение  $I_{\text{нам}}$ ) приводит к потере координации МТЗ по времени и, следовательно, к отключению большего участка ЭЭС, что также приводит к дополнительному нагреву поврежденного сетевого элемента.

#### б) Дифференциальная токовая защита

Наибольшую опасность насыщение ТТ оказывает на работу дифференциальной

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

защиты, логика которой построена на законе Кирхгофа. Дифференциальная защита используется для отключения КЗ в пределах всех защищаемой ЛЭП без выдержки времени. Выделяют продольные и поперечные. Принцип действия продольных дифференциальных защит основан на сравнении значений токов и фаз в начале и конце защищаемой ЛЭП (рис. 3.15). Вторичные обмотки ТТ устанавливаются по концам защищаемой ЛЭП (ТТ А и ТТ В). ТТ имеют одинаковые коэффициенты трансформации. Посредством соединительного кабеля обмотки ТТ подключаются к дифференциальному реле (ДР). Таким образом, при КЗ вне защищаемой ЛЭП ток, регистрируемый ДР, равен нулю, а при КЗ на защищаемом элементе ток отличается от нуля.

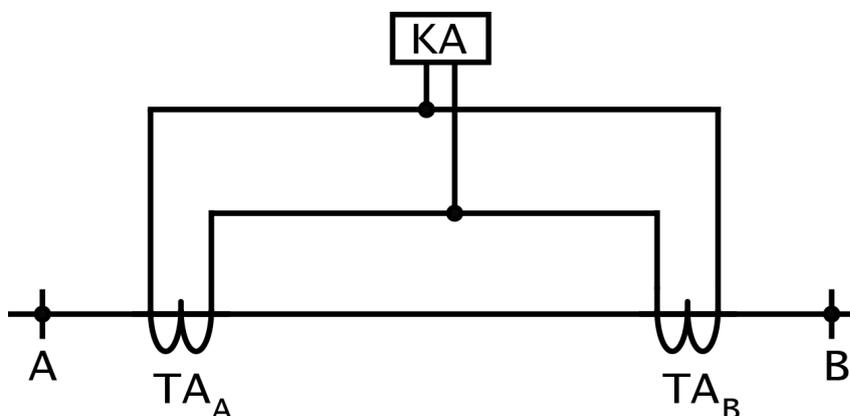


Рисунок 3.15. Структурная схема дифференциальной токовой защиты

Дифференциальное реле включается параллельно вторичным обмоткам ТТ. В реальных условиях эксплуатации ТТ работают с погрешностью, поэтому для исключения неселективной работы ток срабатывания защиты  $I_{с.з.}$  должен превышать максимальное значение тока небаланса  $I_{с.з.} > I_{нб.}$ . Значение тока небаланса определяется разностью значений токов намагничивания ТТ А и ТТ В ( $I_{нб.} = I_{ТТВ_{нам}} - I_{ТТА_{нам}}$ ). Поперечная дифференциальная защита применяется для защиты параллельных ЛЭП, имеющих одинаковое сопротивление. Принцип работы основан на сравнении значений и фаз токов, протекающих по обеим ЛЭП. Ухудшение работы ТТ во время ГМБ приводит к неудовлетворительной работе продольной дифференциальной защиты.

#### в) Дистанционная токовая защита

Дистанционные токовые защиты обеспечивают селективное отключение КЗ в

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

сложных кольцевых сетях. Их принцип действия основан на контроле изменения сопротивления. Выдержка времени  $t_3$  зависит от дистанции между местом установки реле и местом КЗ  $t_3 = f(l_{рк})$  [66]. Ближайшая к месту повреждения дистанционная защита имеет меньшую выдержку времени, чем более удаленные. В качестве дистанционного измерительного органа используется реле сопротивления (РС). Для контроля сопротивления к зажимам РС подводятся вторичные значения  $U_p$  и  $I_p$  от установленных ТН и ТТ (рис. 3.16).

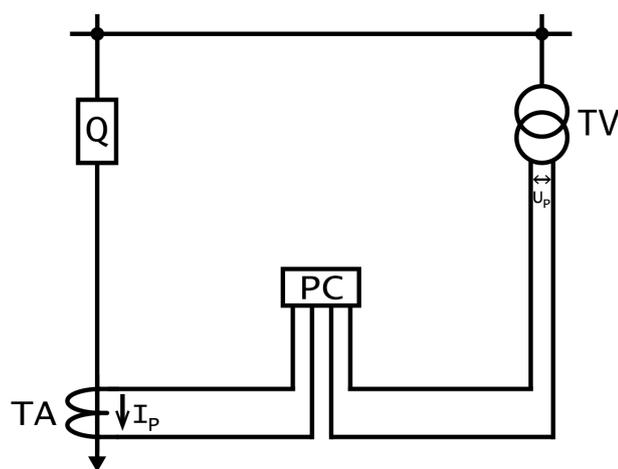


Рисунок 3.16. Структурная схема дистанционной токовой защиты

Дистанционная защита выполняется трёхступенчатой. Первая ступень охватывает 85 % длины защищаемой линии. При КЗ в зоне действия защита работает без выдержки времени. Функциональной задачей второй ступени является защита всей линии. Её зона действия попадает на следующую линию. Следовательно, вводится замедление на срабатывание для исключения неселективного срабатывания защиты при КЗ на отходящих линиях. Третья ступень предназначена для ближнего и дальнего резервирования. Время выдержки принимается на  $\Delta t$  больше выдержки второй ступени. Критическим следствием насыщения измерительного трансформатора является ложное срабатывание защиты при КЗ в первой зоне.

Регистрация контролируемых напряжений производится с помощью ТН. Эквивалентная схема ТН представлена на рис. 3.17. Основными параметрами ТН являются [66]:

- а) номинальное первичное номинальное напряжение  $U_{1ном}$ , равное номинальному

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

напряжению контролируемого элемента сети;

- б) номинальное вторичное напряжение  $U_{2\text{ном}}$ , значение которого обычно принимается равным 100 или  $100/\sqrt{3}$  В;
- в) коэффициент трансформации

$$K_U = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} \quad (3.21)$$

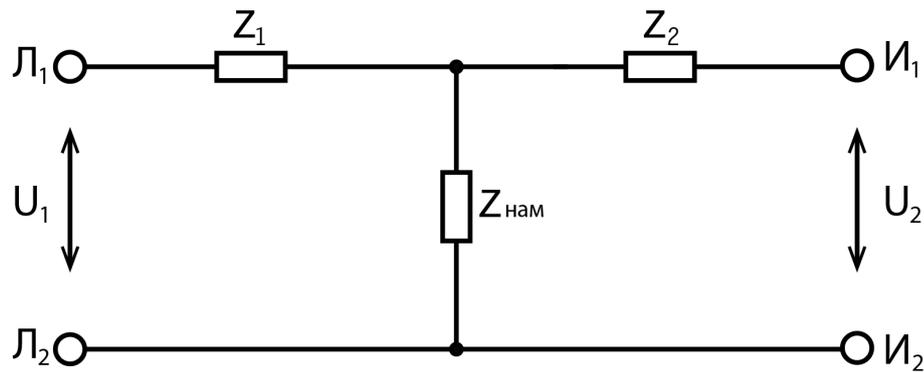


Рисунок 3.17. Схема замещения трансформатора напряжения

Насыщение ТН вызывает рост падения напряжения в обмотках ТН, что обуславливает появление погрешности измерения (3.22).

$$\Delta U = I_{\text{ном}}^2 Z_1' + I_2 \cdot (Z_1' + Z_2) \quad (3.22)$$

Поскольку сопротивления  $Z_1$  и  $Z_2$  определяют конструкцию трансформатора, контроль погрешности трансформатора в эксплуатационных условиях осуществляется с помощью тока вторичной обмотки  $I_2$  и тока намагничивания  $I_{\text{нам}}$ . Один и тот же ТН может работать в разных классах точности в зависимости от значения нагрузки. Классы точности ТН определены в [67]. Независимо от класса точности ТН изготавливаются из сплава  $Si - Fe$ , характеристика намагничивания которого представлена на рис. 3.13.

#### 3.2.4 Прочее оборудование

ГМБ влияют на работу прочего оборудования ЭЭС как непосредственно в виде ГИТ, так и косвенно, в виде вторичных эффектов ГИТ. Шунтирующие реакторы

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

(ШР) и выключатели суть оборудование, содержащее магнитопровод, наравне с силовыми и измерительными трансформаторами. Экстремальные ГМБ могут привести к их нештатной работе. Тем не менее магнитопровод ШР характеризуются большими воздушными промежутками, чем силовые трансформаторы. В [68] выполнен анализ значений ГИТ, способных привести к повреждению ШР. Полученные величины значительно превышают значения ГИТ даже во время экстремальных бурь. Выключатели характеризуются ещё большими воздушными промежутками, что позволяет сделать вывод об их чрезвычайно малой уязвимости к эффектам ГМБ.

В последнее время получило широкое распространение использование вставок постоянного тока (ВПТ) как меры по повышению устойчивости ЭЭС [69]. Такие преимущества ВПТ над линиями переменного тока как разделение ЭЭС на несинхронно работающие части, отсутствие тока подпитки КЗ, гибкость управления определили данную тенденцию. С позиции ГИТ, ВПТ не имеют преимуществ над линиями переменного тока: они не являются барьером для протеканием ГИТ в ЭЭС. При этом ГМБ в виде ГИТ не оказывают непосредственного влияния на работу ВПТ. Ток ГИТ (десятки Ампер) несоизмеримо мал по сравнению с номинальным током ВПТ (кА).

Отдельный спектр проблем связан с влиянием высших гармоник на функционирование ВПТ. Распределение высших гармоник при однополупериодном насыщении однофазного стержневого трансформатора показано на рис. 3.9, а при однополупериодном насыщении трёхфазного пятистержневого трансформатора на рис. 3.10. Из рисунков видно, что наравне с 3й и 5й гармониками тока наблюдаются четные гармоники большой амплитуды. В эксплуатируемых одномостовых схемах преобразователей предусмотрены меры по компенсации канонических гармоник, то есть гармоник с номерами  $m = 6k \pm 1$ , где  $m = 1, 2, 3, \dots$ . Вторичный ток преобразователя  $i_2$  можно разложить на две составляющие как функция угла зажигания,  $\alpha$ , и угла коммутации,  $\gamma$ , (3.23) [70].

$$i_2(\alpha, \gamma) = \frac{\sqrt{3}E_{2m}}{2X_\gamma}(\cos\alpha - \cos(\alpha + \gamma)) \quad (3.23)$$

С учетом угла сдвига для пятых гармоник получаем, что токи пятых гармоник

### 3.2. Исследование электромагнитных и тепловых процессов в обмотках силового и измерительного оборудования энергосистемы

равны по величине, но находятся в противофазе. Токи пятой гармоники циркулируют внутри схемы, между двумя трансформаторами преобразователя. Аналогичные соотношения можно получить для токов седьмой гармоники. Для компенсации некачественных гармоник применяются высокочастотные фильтры, который широко применяются на существующих ВПТ для компенсации 2й и 4й гармоники ([71] - [72]).

Батареи конденсаторов (БК) подвержены вторичным эффектам ГМБ, а именно ненормативному распределению высших гармоник напряжений и тока. Уменьшение сопротивления БК при увеличении частоты приводит к росту действующего значения тока. Это может привести к перенапряжениям. БК, включенные по схеме "звезда с изолированной нейтралью" обладают большей устойчивостью к ГМБ за счет блокировки гармоник нулевой последовательности, чем БК с заземленной нейтралью.

В первую очередь, предельный режим линии электропередач (ЛЭП) определяется допустимой термической нагрузкой, а именно величиной "стрелы провеса". В [73] приводятся допустимые токовые нагрузки на провода воздушных линий. Выполненный в работе расчет показал, что отключение ВЛ 330 кВ по термическим условиям может быть вызвано ГИТ, равному 2 кА. Эта величина также значительно превышает возможные величины ГИТ. С другой стороны, однополупериодное подмагничивание и размагничивание сердечника силового трансформатора приводит к генерации высших гармоник. Следствием этого является неравномерное распределение тока в сечении проводника. Другими словами, ток будет стремиться протекать ближе к поверхности проводника. Соответственно, имеет место неравномерное распределение тепла в проводнике. Мощность потока электромагнитной энергии, проникающей внутрь проводника сквозь его поверхность и выделяющейся в проводнике в форме тепла  $P$ , можно определить по выражению (3.24) [74]:

$$P = \frac{l}{u} \sqrt{\frac{\omega \mu}{2\gamma}} I^2 \quad (3.24)$$

где  $l$  - поверхность проводника, сквозь которую проникает электромагнитная волна,  $u$  - периметр сечения проводника,  $\omega$  - частота гармоники тока,  $\mu$  - магнитная проницаемость,  $\gamma$  - коэффициент распространения,  $I$  - действующее значение тока в

### 3.3. Особенности расчета режима энергосистемы при наличии геомагнитно индуцированных токов

проводе.

На основании полученных данных автором приводится сводная характеристика устойчивости оборудования ЭЭС к первичным и вторичным эффектам ГМБ (Табл. 3.2). Под системным эффектом понимается кумулятивный эффект на режим ЭЭС от потери более чем  $N - 1$  элемента одного типа. Параметр "стоимость" учитывает суммарную стоимость ремонта/ замены поврежденного оборудования.

Таблица 3.2. Устойчивость оборудования энергосистемы к эффектам геомагнитных бурь

Наименование оборудования	Устойчивость к ГМБ	Системный эффект	Стоимость
Силовой трансформатор	низкая	большой	высокая
Измерительный трансформатор	низкая	большой	низкая
Синхронная машина	средняя	большой	высокая
Шунтирующий реактор	высокая	большой	высокая
Выключатель	высокая	средний	средняя
Батарея конденсаторов	высокая	большой	высокая
Вставка постоянного тока	высокая	большой	высокая
Линия электропередач	высокая	большой	средняя

### 3.3 Особенности расчета режима энергосистемы при наличии геомагнитно индуцированных токов

Возбуждение силовых трансформаторов во время ГМБ приводит к росту дефицита реактивной мощности в сети и ненормированному распределению высших гармоник. Оба этих аспекта следует учитывать при расчете режима ЭЭС во время ГМБ.

Связь между между ГИТ  $I_{ГИТ}$  и реактивной мощностью, потребляемой силовым трансформатором  $Q_{ГИТ}$ , определяется соотношением (3.25):

$$Q_{ГИТ} = U_{ном} K I_{ГИТ} \quad (3.25)$$

где  $U_{ном}$  - номинальное напряжение трансформатора,  $K$  - коэффициент пропорцио-

### 3.3. Особенности расчета режима энергосистемы при наличии геомагнитно индуцированных токов

нальности, имеющий [МВАр/А],  $I_{\text{ГИТ}}$  - величина ГИТ на фазу.

Коэффициент пропорциональности  $K$  зависит от конструктивных параметров и магнитных свойств силовых трансформаторов. В [75] приведены величины коэффициента как функция конструкции силового трансформатора: для однофазных стержневых трансформаторов величина  $K$  равна 1,18; трёхфазных пятистержневых - 0,66; трёхфазных трёхстержневых - 0,29.

Уравнение (3.25) было разработано для расчета реактивной мощности потребляемой двухобмоточным силовым трансформатором с заземлением "звезда". В этом случае  $I_{\text{ГИТ}}$  соответствует фазному току, регистрируемому на ПС в заземленных нейтралях трансформатора. При анализе трансформаторов, имеющих сложные схемы заземления, и автотрансформаторов ток  $I_{\text{ГИТ}}$  рассчитывается с учетом тока в обоих обмотках:

$$I_{\text{ГИТ}} = \frac{K_T I_{\text{ВН}} + I_{\text{НН}}}{K_T} \quad (3.26)$$

где  $K_T$  - коэффициент трансформации,  $I_{\text{ВН}}$  - постоянный ток, протекающий в обмотке высшего напряжения или совмещенной обмотке автотрансформатора,  $I_{\text{НН}}$  - постоянный ток, протекающий в обмотке низшего напряжения или совмещенной обмотке автотрансформатора. Таким образом, ток в совмещенной обмотке автотрансформатора  $I_{\text{ГИТ}} = I_{\text{ГИТ}} \text{ вН} + I_{\text{ГИТ}} \text{ нН}$  [76].

Вторым аспектом одновременно возбуждения мощных трансформаторов является генерация высших гармоник. Гармоническая реакция является сложной функцией конструктивных особенностей трансформатора. Примеры гармонического состава при однополупериодном подмагничивании сердечника магнитопровода однофазного стержневого и трёхфазного пятистержневого трансформаторов представлены на рис. 3.9 и 3.10 соответственно. С учетом наличия высших гармоник в ЭЭС выражение (3.25) преобразуется в:

$$Q_{\text{ГИТ}} = U_{\text{НОМ}} K \left( \sum_{i=1}^n I_i^2 \right)^{1/2} \quad (3.27)$$

где  $I_i$  - среднеквадратичное значение тока  $i$ -й гармоники,  $i$  - номер гармоники.

Совокупность выражений (3.25) и (3.27) позволяет определить амплитуды

### 3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

возрастающих реактивных нагрузок при ГМБ. При анализе статической устойчивости ЭЭС учет дополнительной реактивной мощности производится за счет учета увеличения реактивной мощности в модели трансформатора. На каждой шине, на которой установлены трансформаторы, уязвимые к ГИТ, изменение нагрузки может быть смоделировано через отношение полной мощности в МВА к постоянному импедансу и квадрату напряжения на шинах. Это соотношение является функцией циркулирующего тока ГИТ.

Регулирование реактивной мощности в ЭЭС осуществляется в том числе за счет регулирования реактивной мощности СМ. В разделе 4.2.2. было показано, что ГМБ накладывают ограничения на величину допустимой мощности СМ. В свою очередь условия эксплуатации СМ накладывают ограничения на величину тока возбуждения СМ  $i_f$  в соответствии с допустимыми электромагнитными и термическими нагрузками.

## 3.4 Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

Ранее было показано, что негативными эффектами однополупериодного подмагничивания и размагничивания сердечников трансформаторов токами низкой частоты, ГИТ, являются дефицит реактивной мощности в ЭЭС и рост высших гармоник. При значительной амплитуде и продолжительности негативных электромагнитных эффектов может наблюдаться сбой режима ЭЭС и деградация оборудования ЭЭС. Таким образом, алгоритмы управления ЭЭС должны быть направлены в первую очередь на минимизацию данных эффектов.

Нормативными стандартами регламентируются такие показатели режима как минимальные  $U_{н\ min}$  и максимальные  $U_{н\ max}$  напряжения в узлах нагрузки, максимально допустимые токовые нагрузки сетевых элементов  $I_{доп}$ , максимально допустимые перетоки мощности  $P_M$  и частота  $f$ . ГМБ, как возмущение режима ЭЭС, приводит к недопустимому снижению уровня напряжений в узлах нагрузки и росту токовых нагрузок сетевых элементов. Величины допустимых пределов и используемые методы управления определяются архитектурой сети. ЭЭС России представлена длинными линиями электропередач и слабыми межсистемными связями. В свою очередь в ЭЭС

### 3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

Европы (ENTSOE-E) преваляют короткие линии электропередач, что делает возможным использование принципа  $N-1$ . Принцип работы ЭЭС  $N-1$  гарантирует, что в случае аварийного отключения одного сетевого элемента устойчивая работа ЭЭС не нарушится и значения параметров режима не превысят допустимых значений (с учетом возможных управляющих воздействий (УВ)) [77]. Устойчивая работа ЭЭС России основывается на использовании коэффициента запаса по активной мощности  $K_y$  и по напряжению  $K_u$  [62].

Максимальная токовая нагрузка сетевых элементов регламентируется в [78] в ЭЭС России и [77] в Объединенной ЭЭС Европы. Общими параметрами при определении допустимой токовой нагрузки силовых трансформаторов в ЭЭС России и Европы являются погодные условия и температура окружающего воздуха. В практике ЭЭС России дополнительно учитываются тип изоляции, температура масла и срок эксплуатации силового трансформатора. В случае недопустимой токовой перегрузки трансформатора предусмотрена команда на отключение перегруженного сетевого элемента в ENTSOE-E. В отечественной практике применяется более гибкое управление: многоступенчатое устройство противоаварийного управления по контролируемому току и выдержке времени, осуществляющее ввод последующих ступеней по току/времени до достижения по контролируемому элементу сети длительно допустимого значения тока.

Устойчивая работа ЭЭС должна обеспечиваться при воздействии трёх групп нормативных возмущений, которые подразделены на группы исходя из тяжести их воздействия на режим ЭЭС. В нормальном режиме УВ выбираются с целью восстановления сбалансированного режима ЭЭС после трёх групп аварийных возмущений; в ремонтных - только первой и второй группы. В [77] степень тяжести возмущения определяется в соответствии с региональными особенностями ЭЭС и может отличаться от одного Регионального Диспетчерского Управления (РДУ) к другому. Возмущения подразделены на следующие группы: нормативные (normal), особые (exceptional) и ненормативные (out-of-range). Список особых возмущений составляется каждым РДУ в дополнение к перечню нормативных возмущений в соответствии с принципом отсутствия лавины напряжения и частоты за границами зоны диспетчеризации. В Табл. 3.3 приведен сравнительный анализ нормативных возмущений. Зеленым цветом

### 3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

выделены возмущения, которые относятся к особым в [77].

Таблица 3.3. Анализ перечня нормативных возмущений в ЕЭС России и Объединенной энергосистемы Европы

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях			
	110-220 кВ	330-500 кВ	750 кВ	1150 кВ
КЗ на сетевом элементе, кроме системы (секции) шин				
Отключение сетевого элемента основными защитами при однофазном КЗ с успешным АПВ (для сетей 330 кВ и выше - ОАПВ, 110-220 кВ - ТАПВ)	I	I	I	I
То же, но с неуспешным АПВ	I	I	I,II	II
Отключение сетевого элемента основными защитами при трехфазном КЗ с успешным и неуспешным АПВ	II	-	-	-
Отключение сетевого элемента резервными защитами при однофазном КЗ с спешным и неуспешным АПВ	II	-	-	-
Отключение сетевого элемента основными защитами при двухфазном КЗ на землю с неуспешным АПВ	-	II	III	III
Отключение сетевого элемента действием УРОВ при однофазном КЗ с отказом одного выключателя	II	II	III	III
То же, но при двухфазном КЗ на землю	-	II	III	-
То же, но при трёхфазном КЗ	III	-	-	-
Одновременное отключение двух ВЛ, расположенных в общем коридоре более, чем на половине длины более короткой линии в результате возмущения группы I	III	III	III	III

В действующих нормативных стандартах не учитывается сбой режима ЭЭС в результате воздействия ГМБ. Тем не менее, потеря одной единицы трансформаторного оборудования вследствие насыщения сердечника магнитопровода токами ГИТ соответствует следующим нормативным возмущениям "отключение сетевого

3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

Продолжение Табл. 3.3

Возмущения	Группы нормативных возмущений в сетях			
	110-220 кВ	330-500 кВ	750 кВ	1150 кВ
Возмущения групп I и II с отключением элемента сети или генератора, которые вследствие ремонта одного из выключателей, приводят к отключению другого элемента или генератора, подключенного к тому же РУ	III	III	III	III
КЗ на системе (секции) шин				
Отключение СШ с однофазным КЗ, не связанное с разрывом связей между узлами сети	I	I	II	II
То же, но с разрывом связей	III	III	-	-
Значение аварийного небаланса мощности				
Мощность генератора или блока генераторов, подключенных к сети общими выключателями	II	II	-	-
Мощность двух генераторов АЭС, подключенных к одному реакторному блоку	II	II	-	-

элемента сети основными защитами с неуспешным АПВ" и "отключение сетевого элемента действием УРОВ с отказом одного выключателя". Данные возмущения относятся к возмущениям III группы для классов напряжения 750 кВ и выше. Потеря силового трансформатора с полуторной схеме РУ является возмущением III группы. Тем не менее существующие стандарты противоаварийного управления не учитывают потерю более, чем одной единицы трансформаторного оборудования при появлении ГИТ. Рассчитанное ограничение допустимой мощности СМ при воздействии ГМБ соответствует возмущению II группы.

Для обеспечения устойчивой работы ЭЭС используются УВ, влияющие на потокораспределение мощностей в ЭЭС. В практике ENTSO-E используются два вида УВ:

- а) Восстанавливающие (curative remedial actions). Объем и место действия восста-

### 3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

навливающих УВ должны быть определена заранее и их эффективность должна быть обеспечена тестовыми расчетами. Они применяются сразу после воздействия нормативного возмущения с целью восстановления сбалансированного режима ЭЭС. После нормативного возмущения режима  $N'$  характеризуется тем, что не все параметры режима находятся в области допустимых значений. По факту применения восстанавливающих УВ регистрируется новый нормальный режим  $N_{\text{нов}}$ , отвечающий всем требованиям по надежности эксплуатации и качеству электроснабжения.

- б) Предупреждающие (preventive remedial actions), которые применяются в случае неэффективности или невозможности применения восстанавливающих УВ.

В Табл. 3.4 приведен сравнительный анализ УВ, их характеристик и сфер применения. Первая строка соответствует параметрам УВ в Объединенной ЭЭС Европы, а вторая - ЭЭС России. Используются следующие обозначения: **В** соответствует восстанавливающему УВ; **П** - предупреждающему УВ; **А** - автоматической подаче команде на использование УВ; **Р** - ручному управлению диспетчера ЭЭС. В последнем столбце Табл. 3.4 указывается параметр сети, который контролируется рассматриваемым УВ.

При выборе УВ необходимо сравнение стоимости реализации УВ и суммарной стоимости ущерба в случае системной аварии. С целью обеспечения качественного электроснабжения сначала необходима реализация УВ наименьшей стоимости. При использовании УВ отключение нагрузки (ОН) следует помнить, что это средство является наименее желательным, так как снижает основной показатель надежности электроснабжения потребителей и увеличивает экономический ущерб. Вместе с тем, в современных условиях во многих случаях отказаться от ОН практически невозможно. В [77] предусмотрен ОН в объеме 50 % от суммарной нагрузки ЭЭС, что равно нагрузке, при которой ЭЭС может функционировать без использования УВ и с обеспечением принципа  $N-1$ . В США после блэкаута в 2003 году этот объем нагрузки был снижен до 30 %. Несмотря на то, что вероятность использования полного объема нагрузки, заведенного под ОН, низка, возможность его реализации всегда должна быть обеспечена. Для выполнения принципа  $N-1$  в Объединенной ЭЭС Европы используется "циркулярная" разгрузка. В ЭЭС России под систему автоматического

### 3.4. Анализ эффективности алгоритмов управления энергосистем при появлении геомагнитных бурь

Таблица 3.4. Сравнительный анализ управляющих воздействий в ЕЭС России и ENTSO-E

Тип УВ	Время действия	В/П	А/Р	Контролируемый параметр сети
1	2	3	4	5
Деление сети	Несколько секунд	$\frac{В/П}{-}$	$\frac{Р}{А/Р}$	Мощность, напряжение
Фазовое управление мощностью электропередач переменного тока	Несколько минут	$\frac{В/П}{-}$	$\frac{А/Р}{Р}$	$\frac{Мощность, напряжение}{Напряжение}$
Форсировка возбуждения синхронных машин	Несколько минут	$\frac{-}{-}$	$\frac{Р}{А/Р}$	Мощность, напряжение
Ввод резерва генерирующей мощности	Зависит от типа генератора	$\frac{П}{-}$	$\frac{Р}{А/Р}$	Мощность, напряжение
Отключение генераторов	Несколько секунд	$\frac{П}{-}$	$\frac{Р}{А/Р}$	Мощность, напряжение
Отключение нагрузки	Несколько миллисекунд	$\frac{В}{-}$	$\frac{А/Р}{А/Р}$	Мощность, напряжение
Ограничение продажи э/э	Несколько минут	$\frac{П}{-}$	$\frac{Р}{-}$	$\frac{Мощность, напряжение}{-}$
Форсировка устройств продольной компенсации ЛЭП, включение/отключение шунтирующих реакторов	Несколько минут	$\frac{П}{-}$	$\frac{Р}{А/Р}$	Напряжение

отключения нагрузки заводятся крупные нагрузочные фидеры, что понижает гибкость управления.

Анализ зарегистрированных энергоаварий (Табл. 1.1) показал, что существующие меры противоаварийного управления не являются оптимальными при воздействии на режим ЭЭС электромагнитных полей ультранизкой частоты. В Табл. 3.4 показано, что в практике ЕЭС России используется УВ "Деление сети обеспечивающие деление сети на несинхронно работающие части. Представляется целесообразным введения в практику ENTSO-E данного УВ, направленного на выделение электростанции на сбалансированную нагрузку, что позволит локализовать лавину напряжения и снизить экономический ущерб от недоотпуска электроэнергии. Команду на деление сети следует подавать по получению информации от геомагнитных обсерваторий о критическом изменении параметров геомагнитного поля Земли. В дополнении рекомендуется увеличить число генераторов электростанции, находящихся в горячем

резерве.

В настоящее время устойчивая работа ЭЭС обеспечивается при потере одного сетевого элемента. При этом в [62] указывается, что допускается неэффективная работа средств противоаварийной автоматики в случае потери двух сетевых элементов. В виду того что ГМБ могут приводить к одновременному отключению нескольких сетевых элементов на больших географических расстояниях, рекомендуется предусмотреть разработку стандартов оперирования, основанного на принципе  $N-2$ , как минимум в ЭЭС мегаполисов во время сильных ГМБ.

### 3.5 Выводы

Оборудование энергосистемы, спроектированное для эксплуатации в номинальном режиме, должно удовлетворять условиям надежной и непрерывной работы в ряде нормированных режимов, при которых часть или все параметры режима отличны от номинальных. Максимально допустимые отклонения параметров выбираются с учетом нормированного уровня надежности, определяющего объем затрат на проектирование и производство и возможный объем издержек от недоотпуска электроэнергии в случае потери оборудования. Оборудование энергосистемы проектируется на длительный срок эксплуатации (нормативный срок равен 25 годам), поэтому должна обеспечиваться устойчивость оборудования и к возмущениям с низкой вероятностью. ГМБ как один из видов аварийных возмущений не учитывается в современной практике ЭС.

Наибольшей уязвимостью к электромагнитным эффектам ГИТ обладают силовые трансформаторы, которые являются ключевым элементов современных ЭЭС. Относительная уязвимость силовых трансформаторов определяется конструктивной схемой магнитной цепи. ИТ, протекая через заземленные обмотки силовых трансформаторов вместе с рабочими токами промышленной частоты (50 Гц), вызывают дополнительное однополупериодное подмагничивание и размагничивание магнитопровода. В зависимости от конструктивных особенностей трансформатора относительно небольшое значение ГИТ (соизмеримое с величиной тока холостого хода  $I_{x.x.}$  трансформатора) способно вызвать сильное насыщение стального сердечника. Анализ показал, что наиболее уязвимы однофазные стержневые трансформаторы. Трёхфаз-

ные трёхстержневые трансформаторы характеризуются максимальной устойчивостью к ГИТ. Это объясняется разной конфигурацией контуров протекания магнитных потоков нулевой и прямой последовательности.

Прочее оборудование, содержащее магнитопровод, также подвержено электромагнитным эффектам ГИТ. Степень уязвимости определяется конструкцией оборудования и материалом магнитопровода. Материал сердечника является ключевым фактором, определяющим устойчивость ТТ к ГМБ. Шунтирующие реакторы и выключатели характеризуются большими воздушными промежутками в магнитопроводах. Величина ГИТ, необходимая для насыщения данного оборудования, превосходит возможные величины ГИТ даже во время ГМБ уровня  $K_p = 9$ .

Вторичным следствием насыщения силовых трансформаторов является рост дефицита реактивной мощности и рост амплитуд высших гармоник. Оба этих фактора должны учитываться при анализе статической и динамической устойчивости ЭЭС. Сравнение операционных лимитов и применяемых УВ в ЕЭС России и Объединенной ЭЭС Европы показало, что ЭЭС Европы характеризуется более жесткими нормами эксплуатации, в то время как алгоритмы управления в ЕЭС России характеризуются большей гибкостью. Этот факт упрощает адаптацию алгоритмов управления во время сильных ГМБ.

## **4 Принципы управления энергосистемой во время сильных геомагнитных бурь**

В предложенной главе рассматривается совокупность критических факторов как природного, так и техногенного характера, влияющих на устойчивость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам ГМБ. Выполнен поиск и ранжирование критических факторов. По результатам ранжирования критических факторов приводится методика определения узких мест ЭЭС к негативным эффектам ГМБ и осуществляется моделирование алгоритма. В качестве тестовой схемы выбрана схема ЭЭС России. В заключении рассмотрены методы и меры по уменьшению негативных электромагнитных эффектов ГМБ на режим и оборудование ЭЭС.

### **4.1 Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы**

Считается, что ЭЭС, расположенные в северных широтах и состоящие из длинных высоковольтных линий, наиболее подвержены воздействию ГМБ. В действительности анализ энергоаварий показал (Таблица 1.1), что устойчивость ЭЭС к ГМБ обусловлена целым рядом факторов, которые удобно разделить на четыре большие группы (рис. 4.1). Ниже приводится детальный анализ факторов каждой группы.

#### **4.1.1 Параметры геомагнитной бури**

##### **4.1.1.1 Характер геомагнитной бури**

Каждая ГМБ носит сугубо индивидуальный характер. Изменения магнитного поля зависят от фазы бури (начальная, главная, восстановления), характера

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

---



Рисунок 4.1. Группы факторов, определяющих устойчивость энергосистемы к геомагнитным бурям

временных вариаций и энергетического спектра захваченных в магнитосфере и высypающих в атмосферу зараженных частиц:

- а) При обтекании магнитосферы плазмой солнечного ветра на магнитопаузе и внутри магнитосферы формируются трехмерные токовые системы. При развитии ГМБ развиваются симметричный кольцевой ток, асимметричный частично-кольцевой ток и токи поперек хвоста магнитосферы. Последние два типа поперечных к силовым линиям токов замыкаются продольными токами вдоль силовых линий к авроральному овалу в атмосфере и от него. Продольный ток переносится электронами, провоцирующими авроральную эмиссию. Продольные токи замыкаются в ионосфере, образуя вдоль овала полярных сияний интенсивные восточный (в дневном секторе) и западный (вблизи полуночи) электроджеты. Западный электроджет обычно сильнее ориентированного на восток.

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

- б) Взрывная вспышка (breakup) суть взрывная вспышка полярных сияний, следующая за быстрым и одновременным ростом потоков электронов и ионов во время суббурь.
- в) Внезапный импульс (Sudden Impulse) соответствует развитию магнитной бури с задержкой после прихода магнитогидродинамической ударной волны.
- г) Пульсации (Pulsations) имеют место в восстановительную фазу бури, когда  $B_z$ -компонента межпланетного магнитного поля (ММП) становится положительной и прекращается поступление энергии из солнечного ветра. Пульсации могут наблюдаться и при отрицательной фазе, что говорит о сложной морфологии процесса [79]. Пульсации суть короткопериодные колебания с квазипериодической структурой.

ГИТ обычно вызваны электроджетами восточного направления [80]. Тем не менее в [81] показано, что ГИТ большой амплитуды не всегда вызваны электроджетом. Согласно систематическим измерениям на геомагнитных обсерваториях в 22м солнечном цикле, наибольшие амплитуды ГИТ были зарегистрированы как следствие высокочастотных вариаций магнитносферно-ионосферной токовой системы. В Табл. 4.1 приведены систематические данные измерений за период 06.1991-05.1992 на геомагнитных обсерваториях Финляндии, отражающие связь между амплитудой ГИТ и типом возмущения магнитносферно-ионосферной токовой системы [59]. Под "прочим" понимается геомагнитное явление, которое не может быть однозначно классифицировано как электроджеты различной направленности, внезапные импульсы, взрывные вспышки или пульсации.

Таблица 4.1. Наибольшие значения ГИТ за период июнь 1991 - май 1992 на линии 400 кВ Нурмиярви - Ловииса

Тип возмущения	ГИТ, А	$dX/dt$ , нТл/с	Количество явлений
Восточный электроджет	50	7.9	12
Западный электроджет	52	5.2	13
Взрывная вспышка	60	8.8	14
Пульсации	49	12.6	6
Внезапный импульс	36	7.8	4
Прочее	74	17.7	6

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

---

Современное состояние прикладной геофизики не позволяет дать точные морфологические характеристики разным видам ГМБ. Дополнительной сложностью является отсутствие корреляции между данными измерения магнитного поля Земли, сделанными в 22м солнечном цикле и в текущем, 24м. Это обусловлено развитием магнитометров и внедрением стандартов на ведения измерений с меньшим шагом по времени. Тем не менее данные Табл. 4.1 показывают, что при эксплуатации ЭЭС требуется обеспечить информирование о возможной угрозе не только при высокой вероятности появления электроджета различной направленности.

##### 4.1.1.2 Проводимость подстилающей породы

Распределение электрического поля, индуктированного ГМБ, зависит в том числе от проводимости земной коры в районе развития ионосферных токов. При прочих равных условиях индуктированные поля на поверхности Земли имеют большую величину в регионах с подстилающими породами, имеющими низкую проводимость. В этом случае наведенный потенциал между двумя точками заземления трансформаторов выше. Следовательно, величины ГИТ также выше.

Геомагнитные вариации сильно искажены при береговом расположении в силу разницы в проводимостях подстилающей породы в горизонтальном направлении. Это явление известно как береговой эффект. Наиболее сильно эффект проявляется в изменении вертикальной компоненты магнитного поля. В [82] показан скачок в величине электрического поля на границе "земля/море" при учете 2-D модели проводимости.

##### 4.1.1.3 Геомагнитная широта

Технологические системы, расположенные в высоких геомагнитных широтах, подвергаются воздействию ГМБ чаще, но при высоком уровне геомагнитной активности центр электроджета смещается в более низкие широты. В северном полушарии наиболее подвержены воздействию ГМБ технологические системы центральной и восточной Канады, Скандинавии. В меньшей степени подвержены системы в северо-восточной части США и Великобритании. Системы, расположенные на территории РФ, характеризуются ещё меньшей периодичностью воздействия. Такое распределение обусловлено тем, что северный геомагнитный полюс находится в Канаде, недалеко от полярного круга. В свою очередь южный магнитный полюс смещен в сторону

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

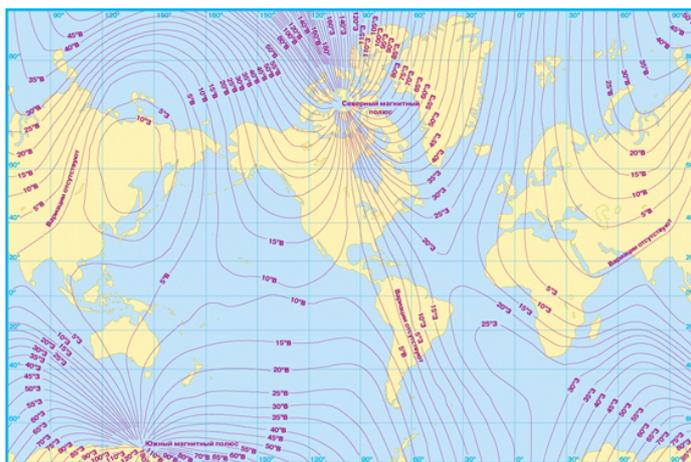


Рисунок 4.2. Мировая карта изогон [83]

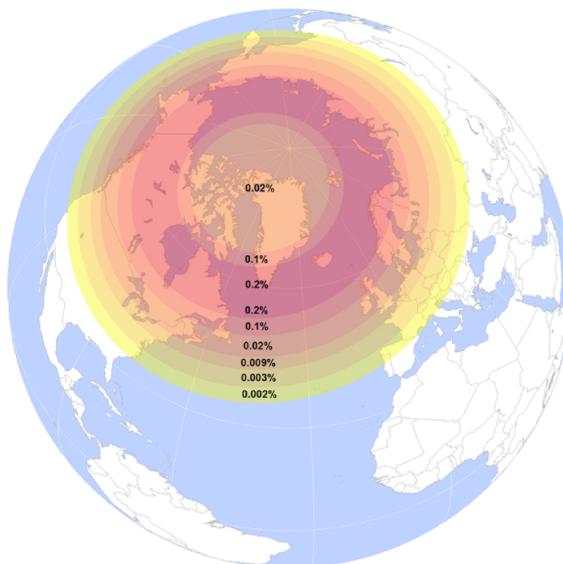


Рисунок 4.3. Карта вероятности возникновения геомагнитной бури интенсивностью выше 300нТл/мин

Австралии. Карта мировых изогон представлена на рис. 4.2.

Специалистами NASA была разработана карта (рис. 4.3) распределения вероятности возникновения супер ГМБ интенсивностью более 300нТл/мин [84]. Тем не менее практика показывает, что данная карта не учитывает особенностей берегового эффекта. Статистика исков страховых компаний говорит о том, что данный эффект оказывает преобладающее влияние над фактором "геомагнитная широта".

С 1970-х годов наблюдается смещение северного магнитного полюса в направлении российского сектора Арктики со скоростью 46 км/год [85]. Экстраполяция координат этого полюса при сохранении существующего тренда предсказывает, что к

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

2050 году магнитный полюс будет располагается между архипелагом Северная Земля и Новосибирскими островами, что приведет к смещению зоны высокого риска на территорию России. ГИТ большой величины смогут регистрироваться практически на всей территории России вплоть до  $40^{\circ}$  с.ш. [86].

Одновременное повышение общественной осведомленности и развитие науки о физических процессах воздействия ГМБ на режим ЭЭС позволило зарегистрировать примеры ненормативной работы оборудования ЭЭС в средних и низких широтах. Недопустимые уровни вибрации и нагрева силовых трансформаторах были зарегистрированы на ПС 500 кВ в Китае [12]. ПС находились в диапазоне с  $32^{\circ}$  по  $41^{\circ}$  с.ш. Разрушение изоляции силовых трансформаторов в ЮАР в 2003-2004 годах произошло в результате воздействия ГИТ, равных по величине ГИТ, одновременно зарегистрированным в Англии [11]. Аварийные отключения сетевых элементов в результате ГМБ были также зарегистрированы в Новой Зеландии [87]. В разделе 2.3 упоминалось о негативном воздействии ГМБ на системы электроснабжения Октябрьской железной дороги. Это позволяет сделать вывод о преобладающем влиянии параметров ЭЭС и оборудования на устойчивость режима во время ГМБ.

### 4.1.2 Параметры энергосистемы

#### 4.1.2.1 Топология и режим работы энергосистемы

Такие параметры ЭЭС как длина системообразующих связей, их класс напряжения и географическое расположение оказывают влияние на устойчивость ЭЭС к воздействиям ГМБ. Характер их влияния рассмотрен на примере схемы ЭЭС Скандинавии, которая была выбрана в качестве тестовой схемы исходя из следующих соображений:

- а) В ЭЭС Скандинавии накоплен достаточный массив данных о регистрации негативных эффектов ГМБ на режим и оборудование ЭЭС. ЭЭС Скандинавии, представляющая собой объединение ЭЭС Финляндии, Швеции, Норвегии и Северной Дании, находится в зоне высокого риска ГМБ (см. раздел 5.1.1.3. Геомагнитная широта). Параметры ГМБ, имеющей место в ЭЭС Скандинавии, одинаковы или почти одинаковы. Тем не менее анализ зарегистрированных сбоев

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

---

у работе ЭЭС показал, что наибольшей уязвимостью обладает ЭЭС Швеции, что показывает необходимость учета параметров ЭЭС и выявления критических закономерностей.

- б) Открытость информации. Для расчета распределения ГИТ в ЭЭС требуются данные о конфигурации сети, координаты узлов, параметры ВЛ, установленная генерация и параметры установленного оборудования.

Обобщенная модель ЭЭС Скандинавии (рис. 4.4) имеет реалистичное число узлов. Расчетная модель составлена автором на базе модели ENTSO-E 2014 года [88]. Параметры схемы замещения, составленной автором, представлены в Приложении D.

Согласно [42], достоверное распределение ГИТ может быть получено при расчете неполной модели. В модели сделаны следующие допущения:

- а) не все ПС учтены;
- б) учтены все электрические станции;
- в) учтены системообразующие ВЛ 400 кВ и заполярный транзит 150-220 кВ;
- г) при отсутствии точной информации координаты узлов даны с погрешностью  $\pm 20$  км ( $0.2^0$ );
- д) при отсутствии точной информации принято, что трассы ВЛ являются прямыми. В реальности при выборе трасс ВЛ учитываются особенности рельефа и картографические ограничения. Соответственно, реальные значения ГИТ ниже расчетных, но различия находятся в рамках погрешности;
- е) все узлы достаточно отдалены друг от друга. Их взаимным влиянием друг на друга можно пренебречь [89].

Расчет ГИТ выполнен методом, выбранным в Главе 3 "Анализ методов расчета квазипостоянных токов, индуктированных геомагнитными бурями в протяженных электротехнических системах". Для анализа ГМБ на ЭЭС необходима информация о проводимости подстилающей породы, характере ГМБ и параметры ЭЭС. В рамках проекта EUROНОМ была составлена 1-D блочная карта проводимости почв Европы. Значения проводимости подстилающей породы Скандинавии указаны в Приложении E. Параметры ГМБ определяются её фазой и геомагнитной широтой. Схема ЭЭС Скандинавии, на которой расположение узлов представлено как функция геомагнитной широты, показана на рис. 4.5.

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

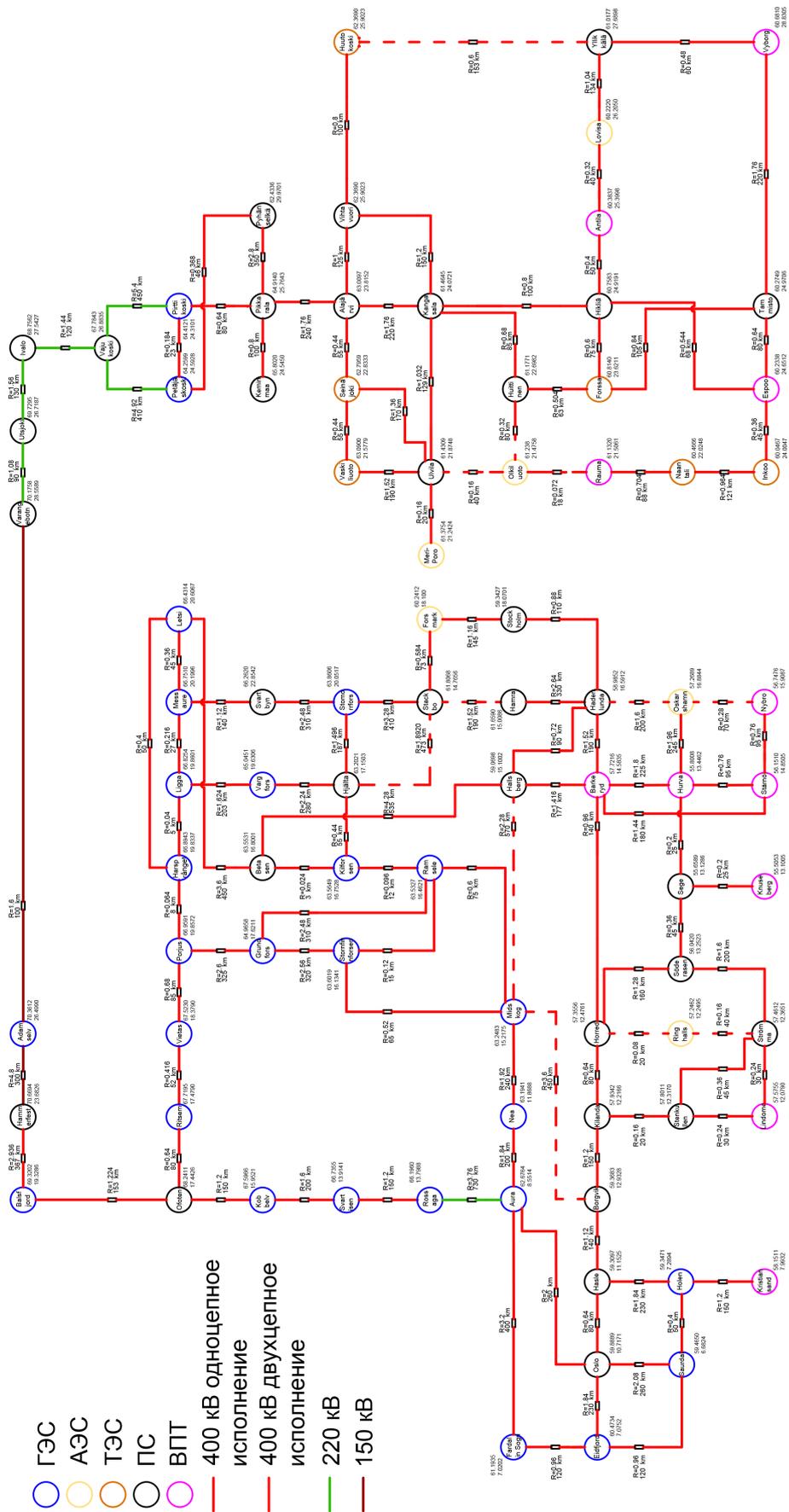


Рисунок 4.4. Эквивалентная схема ЭЭС Скандинавии

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

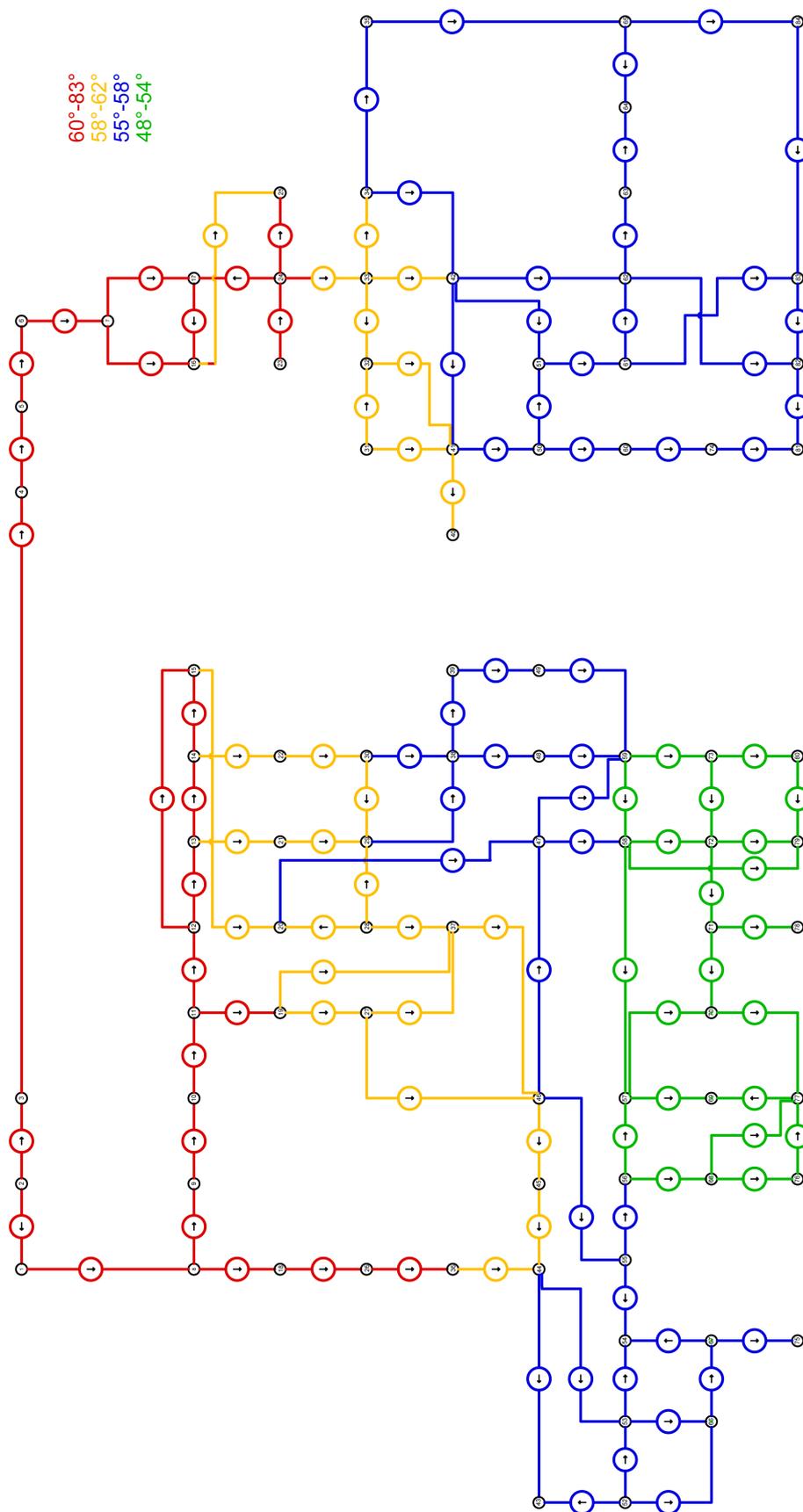


Рисунок 4.5. Эквивалентная схема ЭЭС Скандинавии как функция геомагнитной широты

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Интенсивность магнитной индукции  $B$ , [нТл] во время ГМБ силой  $K_p = 9$  как функция геомагнитной широты может быть выражена следующим образом. В высоких геомагнитных широтах (около  $80^0$ ) представлена значением магнитной индукции равной 1000 нТл. Величина магнитной индукции падает на 250 нТл при уменьшении широты на  $20^0$ . Магнитная индукция на широте  $56^0$  снижается до величины 675 нТл и равна 550 нТл на широте  $51^0$ . Анализ литературы показал, что следует рассматривать интервалы геомагнитных широт в соответствии с иллюстрацией на рис. 4.6. Принятые значения магнитной индукции для каждого интервала также показаны на рис. 4.6.

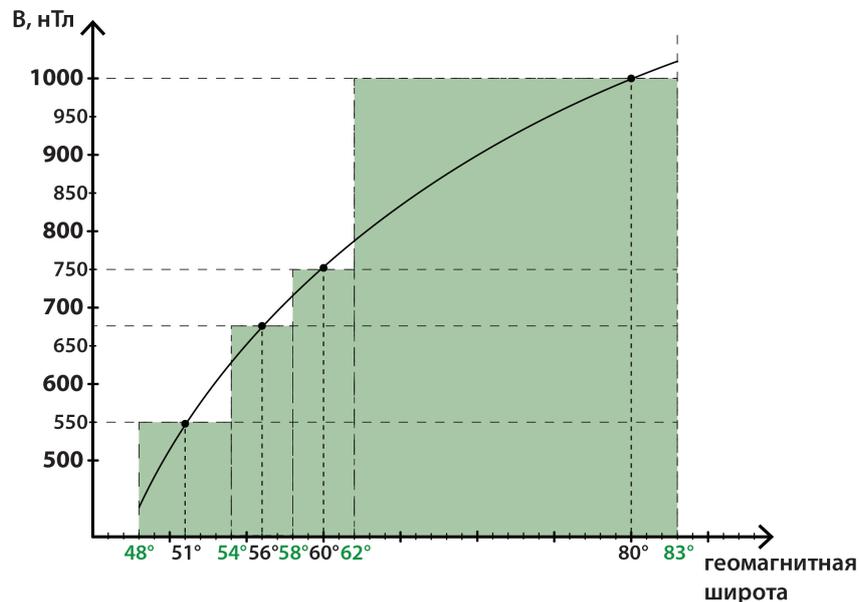


Рисунок 4.6. Иитенсивность магнитной индукции  $B$ , нТл для ГМБ силой  $K_p = 9$  как функция геомагнитной широты

ЭЭС Скандинавии представлена связями классов напряжений 110-400 кВ. В расчете учитывались системообразующие связи напряжением 400 кВ и полярный транзит напряжением 150-220 кВ. ЭЭС Норвегии и Швеции сбалансированы и характеризуются незначительными перетоками мощности с соседними ЭЭС. ЭЭС Финляндии дефицитна. Недостающую мощность (порядка 25 %) она получает от ЭЭС России, Эстонии и Швеции. Генерация ЭЭС Финляндии представлена АЭС. Общая протяженность ВЛ 14400 км, среди которых ВЛ класса напряжения 400 кВ - 4600 км, ВЛ класса напряжения 220 кВ - 2200 км, ВЛ класса напряжения 110 кВ - 7600 км. Генерация ЭЭС Швеции и Норвегии представлена в основном ГЭС. С целью эффективного использования водных ресурсов страны, ГЭС ЭЭС Швеции располо-

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

жены в северной части страны. Для связи центров генерации с крупными узлами нагрузки в южной и центральной части страны построены транзиты напряжением 400 кВ средней протяженности 190 км. Собственная генерация ЭЭС Норвегии покрывает нагрузку на 90 %. 99 % генерирующих мощностей представлены в виде ГЭС. В последние 20 лет ведутся интенсивные работы в ЭЭС Норвегии по строительству транзита 400 кВ, соединяющего крупные ГЭС в береговой части страны. При расчете приняты равными следующие значения сопротивлений  $\rho = 0.008$  Ом/км,  $\rho = 0.012$  Ом/км и  $\rho = 0.016$  для линий 400 кВ, 220 кВ и 150 кВ соответственно [90]. Параметры силовых трансформаторов выбраны в соответствии с [73]. Расчет был выполнен для частот геомагнитного возмущения  $10^{-5} - 1$  Гц силой  $K_p = 9$ . Величины токов описаны в Приложении F. Результаты расчета для частоты  $10^{-3}$  Гц приведены в Табл. 4.2.

Анализ результатов расчета ГИТ показывает, что распределение ГИТ в большей степени определяется топологией ЭЭС, чем параметрами ГМБ. Наибольшие величины ГИТ были получены на ГЭС Рухänselkä и ПС 220 кВ Vajukoski. Обе ПС являются угловыми, и высокие величины ГИТ объясняются ограничениями, наложенными расчетной схемой. Далее следуют токи в нейтрали силовых трансформаторов на ГЭС Midskog и ПС 400 кВ Hallsberg. Данные узлы характеризуется большим числом связей  $n = 5$  и  $n = 4$  соответственно. ПС 400 кВ Hammerfest самого высокого геомагнитного расположения характеризуется только седьмым по величине ГИТ. Большие значения ГИТ также были получены на ПС-ях на юге Финляндии, что обусловлено береговым эффектом. На ПС 400 кВ Rauma был зарегистрирован 24 марта 1991 года наибольший ГИТ в ЭЭС Финляндии, равный 201 А.

Таблица 4.2. Результаты расчета ГИТ в ЭЭС Скандинавии

Узел	Наименование	$I_{ГИТ}, А$	Узел	Наименование	$I_{ГИТ}, А$
1	ПС 400 кВ Balsfjord	25.38	43	ГЭС Fordal in Sogn	55.73
2	ПС 400 кВ Hammerfest	52.63	44	ГЭС Aura	45.23
3	ПС 150 кВ Adamselv	15.69	45	ГЭС Nea	37.46
4	ПС 220 кВ Varangebotn	23.39	46	ГЭС Midskog	59.81

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Продолжение табл. 4.2

Узел	Наименование	$I_{ГИТ}$ , А	Узел	Наименование	$I_{ГИТ}$ , А
5	ПС 220 кВ Utsjoki	26.64	47	ПС 400 кВ Hallsberg	53.38
6	ПС 220 кВ Ivalo	27.48	48	ПС 400 кВ Hamra	26.01
7	ПС 220 кВ Vajukoski	63.24	49	ПС 400 кВ Stockholm	16.76
8	ПС 400 кВ Ofoten	14.43	50	ГЭС Olkiluoto	9.14
9	ГЭС Ritsem	8.46	51	ПС 400 кВ Huittinen	5.53
10	ГЭС Vietas	21.21	52	ГЭС Eidfjord	19.93
11	ГЭС Porjus	33.64	53	ПС 400 кВ Oslo	17.33
12	ГЭС Harspranget	41.11	54	ПС 400 кВ Hasle	19.98
13	ГЭС Ligga	41.77	55	ПС 400 кВ Borgvik	10.59
14	ГЭС Measure	40.40	56	ПС 400 кВ Kilanda	15.99
15	ГЭС Letsi	30.55	57	ПС 400 кВ Horred	13.92
16	ГЭС Petäjäsoski	40.88	58	ВПТ 400 кВ Barkeryd	16.72
17	ГЭС Pertikkoski	33.98	59	ПС 400 кВ Hadenlunda	18.67
18	ГЭС Koblev	5.68	60	ВПТ 400 кВ Rauma	7.2
19	ГЭС Grundfors	16.15	61	ГЭС Forssa	7.53
20	ПС 400 кВ Betasen	8.05	62	ПС 400 кВ Hikilä	9.53
21	ГЭС Vagfors	1.78	63	ВПТ 400 кВ Antilla	16.34
22	ПС 400 кВ Svartbyn	41.67	64	АЭС Lovisa	21.23
23	ПС 400 кВ Keminmaa	58.54	65	ПС 400 кВ Yllickälä	2.98
24	ПС 400 кВ Pikkarala	35.99	66	ГЭС Saurdal	11.09
25	ПС 400 кВ Pyhänselkä	95.58	67	ГЭС Holen	3.29
26	ГЭС Svartisen	1.81	68	ПС 400 кВ Stenkullen	16.02
27	ГЭС Stornfinsforsen	26.76	69	АЭС Ringhalls	13.95

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Продолжение табл. 4.2

Узел	Наименование	$I_{ГИТ}, А$	Узел	Наименование	$I_{ГИТ}, А$
28	ГЭС Kilforsen	8.31	70	ПС 400 кВ Séderasen	40.42
29	ПС 400 кВ Hjälta	16.98	71	ПС 400 кВ Sege	39.62
30	ГЭС Stomorrfors	2.35	72	ВПТ 400 кВ Hurva	46.39
31	ТЭЦ Vaskiliuoto	41.63	73	АЭС Oskarshamn	13.45
32	ТЭЦ Seinäjoki	26.69	74	ВПТ 400 кВ Naantali	14.89
33	ПС 400 кВ Alajärvi	27.87	75	ВПТ 400 кВ Kristiansand	32.77
34	ПС 400 кВ Vihtavuori	11.69	76	ВПТ 400 кВ Lindome	13.35
35	ТЭЦ Huotokoski	19.10	77	ПС 400 кВ Strömma	11.81
36	ГЭС Rossage	4.15	78	ВПТ 400 кВ Knuseberg	35.08
37	ГЭС Ramsele	11.94	79	ВПТ 400 кВ Stårmö	39.84
38	ПС 400 кВ Stackbo	17.95	80	ВПТ 400 кВ Nybro	18.19
39	АЭС Forsmark	7.38	81	ТЭЦ Inkoo	21.82
40	АЭС Neri Poro	14.99	82	ВПТ 400 кВ Espoo	18.92
41	ПС 400 кВ Ulvila	16.38	83	ПС 400 кВ Tammisto	19.99
42	ПС 400 кВ Kangasala	15.52	84	ВПТ 400 кВ Vyborg	7.13

Выполненный анализ показал, что ЭЭС Швеции является наименее устойчивой. Предопределяющим фактором является большая протяженность системных связей. Таким образом, чем выше концентрация протяженных ВЛ, тем выше уязвимость ЭЭС к негативным эффектам ГМБ. Другими словами, топология ЭЭС является доминирующим фактором над геомагнитной широтой. Высоковольтные ВЛ обладают меньшим сопротивлением, что делает их предпочтительным путем протекания ГИТ. Одним из технических решений по повышению устойчивости ЭЭС являются установка статических конденсаторов с целью регулирования перетоков реактивной мощности.

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Вторичным эффектом этого решения является повышение устойчивости ЭЭС к ГМБ. Статические конденсаторы препятствуют протеканию ГИТ, представляющих собой квазипостоянные токи. Серия батарей статических конденсаторов установлена на системных связях на севере ЭЭС Финляндии. Данное технологическое решение значительно повысило робастность ЭЭС Финляндии.

Режим работы ЭЭС является ещё одним фактором, влияющим на устойчивость ЭЭС к ГМБ. В данной работе приводится сравнительная характеристика режима зимнего максимума и летнего минимума нагрузки Центрального энергорайона ЭЭС Якутии. В энергорайоне присутствует два источника генерации: Каскад Вилийских ГЭС (КВГЭС) с установленной мощностью  $P_y = 680$  МВт и Мирнинская государственная районная электрическая станция с установленной мощностью  $P_y = 160$  МВт. Электрическая схема представлена подстанциями классов напряжений 220 и 110 кВ и связующими их ВЛ. Принципиальные схемы энергорайона, соответствующие зимнему максимуму и летнему минимуму представлены в Приложении G.

Расчет выполнен при следующих принятых допущениях:

- а) Из-за габаритных ограничений на крупных межсистемных ПС-ях классов напряжений 220-330 кВ обычно устанавливаются трёхфазные пятистержневые силовые трансформаторы. В рассматриваемой схеме такими трансформаторами являются трансформаторы на ПС 220 кВ Рабочая, ПС 220 кВ Городская и ПС 220 кВ Сунтар.
- б) В [2] указано, что супер ГМБ может привести к одновременной потере нескольких силовых трансформаторов. Анализ выполнен при допущении, что ГМБ приводит к потере обоих силовых трансформаторов на одной из ПС. Рассматривается воздействие ГМБ, приводящее к потере только трёхфазных пятистержневых трансформаторов, как трансформаторов, обладающих меньшей устойчивостью к ГМБ по сравнению с трёхфазными трёхстержневыми.

Граф схемы электрических соединений центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума показан на рис. 4.7. На рис. 4.8, рис. 4.9 и рис. 4.10 показаны графы, характеризующие режимы при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая, ПС 220 кВ Городская и ПС 220 кВ Сунтар соответственно. Графы, соответствующие режиму летнего минимума нагрузки 2014

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы года центрального энергорайона ЭЭС Якутии (рис. 4.11, 4.12, 4.13, 4.14). Узлы графа соотносятся с узлами схемы на рис. G.1 следующим образом (Табл. 4.3).

Таблица 4.3. Характеристики подстанций центрального энергорайона энергосистемы Якутии

Узел	Наименование	Класс напряжения	Схема распределительного устройства
1	ПС Районная	220 кВ	Две системы шин
2	КВГЭС	220 кВ	Две секционированных системы шин
3	ПС Городская	220/110 кВ	Две секционированных системы шин
4	ПС НПС 13	220 кВ	Секционированная система шин
5	ПС Олекминск	220 кВ	Секционированная система шин
6	ПС Сунтар	220/110 кВ	Две секционированных системы шин
7	ПС Эльгыяй	110 кВ	Секционированная система шин
8	ПС Кюндядя	110 кВ	Секционированная система шин
9	ПС Нюрба	110 кВ	Секционированная система шин
10	ПС Тайбохой	110 кВ	Секционированная система шин
11	ПС Мурья	110 кВ	Секционированная система шин
12	ПС Сев. Нюя	110 кВ	Секционированная система шин
13	ПС Дорожная	110 кВ	Секционированная система шин
14	ПС Заря	110 кВ	Секционированная система шин
15	ПС Ленск	110 кВ	Секционированная система шин
16	ПС Ярославская	110 кВ	Секционированная система шин
17	ПС Пеледуй	220/110 кВ	Две секционированных системы шин
18	ПС Мирный	220/110 кВ	Две секционированных системы шин
19	МРГРЭС	110 кВ	Секционированная система шин

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

---

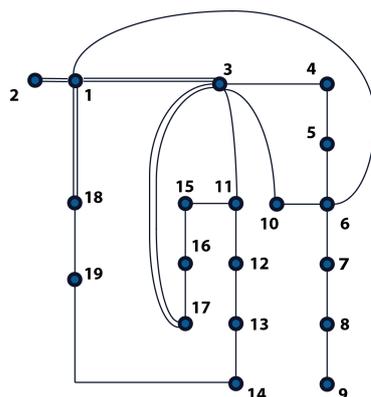


Рисунок 4.7. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году

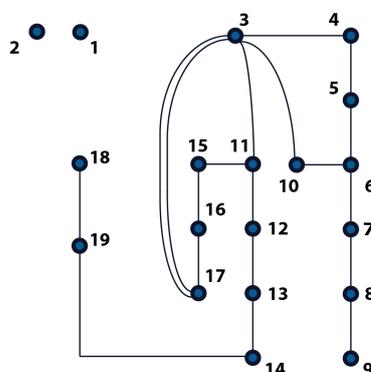


Рисунок 4.8. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая

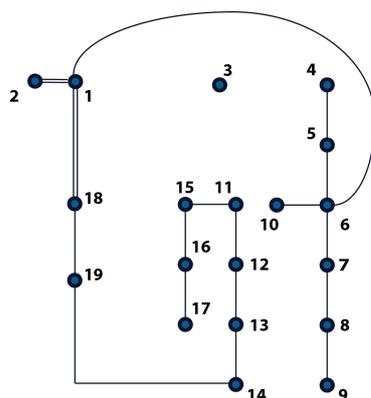


Рисунок 4.9. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

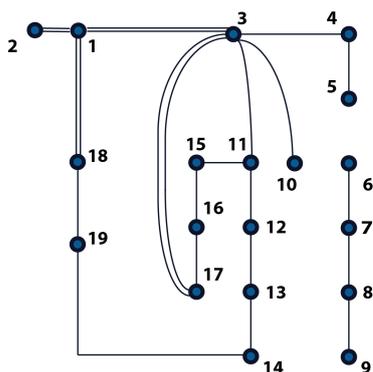


Рисунок 4.10. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтар

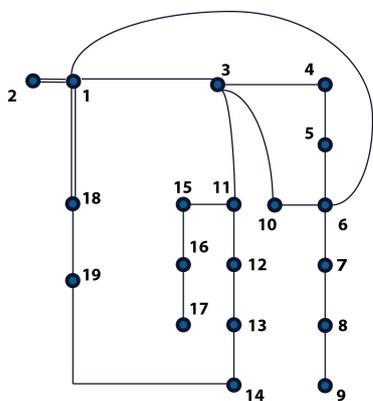


Рисунок 4.11. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году

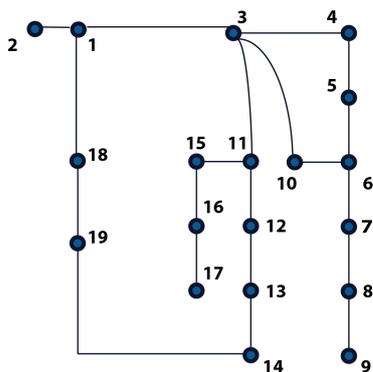


Рисунок 4.12. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

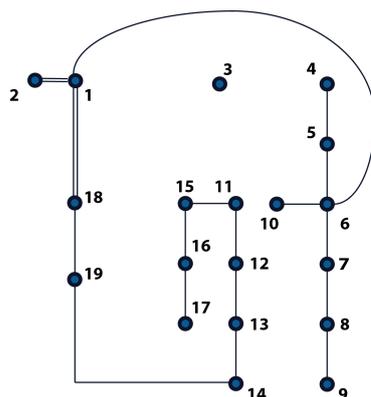


Рисунок 4.13. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская

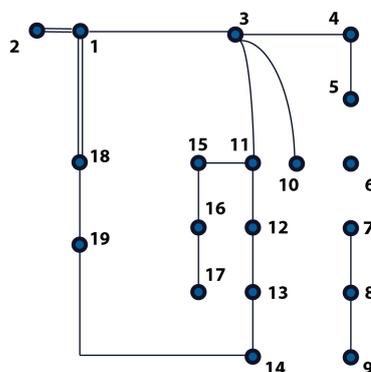


Рисунок 4.14. Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтар

В режиме летнего минимума нагрузки часть параллельных связей отключена в связи со сниженными перетоками мощности. Это позволяет использовать отключенные трансформаторные единицы в качестве замены поврежденных ГМБ. Такое возмущение соответствует нормативному - потеря одного сетевого элемента (например, силового трансформатора). На ПС-ях 35 кВ и выше обычно устанавливаются два трансформатора, мощность которых выбирается из следующего условия  $S = 0,6 \div 0,7 S_{max}$ . Это позволяет обеспечить питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформатора  $60 \div 70\%$ . В аварийном режиме оставшийся в работе трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной и систематической перегрузки.

До полного восстановления парка трансформаторов в режиме зимнего макси-

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

схема будет иметь вид как на рис. 4.11 при авариях на ПС 220 кВ Районная и ПС 220 кВ Городская. В случае аварии на ПС 220 кВ Сунтар схема имеет следующий вид (рис. 4.14). При этом электроснабжение энергорайона будет ограничено на период проведения восстановительных работ. По [91] нормируется допустимая аварийная перегрузка силовых трансформаторов на период не более суток.

Возмущения приводят к изменению схемы электрических соединений системы и, как следствие, к изменению параметров сети. Основными параметрами узла являются степень вершины  $k_i$ , кластерный коэффициент  $C$ , дистанция  $d_{ij}$ . При уменьшению степени узла и коэффициента связности уменьшается эффективность сети. Коэффициент связности может варьироваться от нуля до единицы. При чем коэффициент связности, равной нулю, соответствует схеме "звезда а равный единице соответствует схеме "клика. "Анализируемая схема является звездой, что соответствует коэффициенту связности  $C$ , равному нулю (4.1).

$$C = \frac{1}{N} \sum_N C_i = \frac{1}{N} \sum_N \frac{e_i}{k_i(k_i - 1)}, \quad (4.1)$$

где  $N$  - общее число узлов;  $i$  - рассматриваемый узел;  $k_i$  - степень узла;  $e_i$  - число непосредственных связей соседей  $i$ -го узла.

Параметры графа, соответствующего нормальной схеме режима зимнего максимума, представлены в Табл. 4.4.

Таблица 4.4. Параметры графа нормальной режима зимнего максимума нагрузки 2014 года

Узел	Степень узла	Коэффициент связности	Узел	Степень узла	Коэффициент связности
1	7	0	10	1	0
2	2	0	11	3	0
3	6	0	12	2	0
4	2	0	13	2	0
5	2	0	14	3	0
6	4	0	15	1	0
7	2	0	16	1	0
8	2	0	17	3	0
9	1	0	18	4	0
			19	2	0

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Оценка эффективности сети была впервые предложена в [92]. Эффективность сети  $E$  определяется в соответствии с выражением (4.2).

$$E = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i \neq j} \frac{1}{d_{ij}} \quad (4.2)$$

В Табл. 4.5 приведены значения эффективности рассматриваемых схем центрального энергорайона ЭЭС Якутии.

Таблица 4.5. Эффективность схемы сети центрального энергорайона ЭЭС Якутии

Схема	Зимний максимум нагрузки	Летний минимум нагрузки
Нормальная схема	0.20245	0.19362
Потеря оборудования на ПС 220 кВ Рабочая	0.16496	0.18370
Потеря оборудования на ПС 220 кВ Городская	0.162016	0.158690
Потеря оборудования на ПС 220 кВ Сунтар	0.162037	0.149867

Отключение узла электрической сети вследствие аварийного возмущения приводит к уменьшению эффективности сети. Каждый узел сети характеризуется своим уникальным удельным вкладом. Уязвимость электрической сети  $V_E$  в результате отключения узла сети  $l$  определяется выражением (4.3).

$$V_E(l) = \frac{E - E_l}{E} \quad (4.3)$$

Наибольшая уязвимость имеет место при потере трансформаторного оборудования в режиме летнего минимума ( $V_E(6) = 0.225$ ). Это объясняется тем, что в режимах минимальных нагрузок в эксплуатации находится оборудование, составляющее "хребет" системы генерация - передача - распределение. В рассматриваемой схеме ГМБ в период летнего минимума нагрузки приводит к большим прямым и "отложенным" потерям от недоотпуска электроэнергии. Ремонт силового трансформатора не может быть произведен на месте. Суммарная длительность производства новой

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы трансформаторной единицы с учетом транспортировки составляет срок порядка 18 месяцев при условии наличия свободных производственных мощностей [93].

#### 4.1.2.2 Схемы заземления

По требованиям безопасности электроснабжения высоковольтное оборудование ЭЭС должны быть эффективно заземлено [94]. Обратным эффектом данного технологического решения является уязвимость силового оборудования ЭЭС во время ГМБ в результате возникновения контуров ГИТ. В качестве меры по ограничению ГИТ в обмотках силовых трансформаторов возможна установка в нейтрали трансформатора токоограничивающего резистора или конденсатора, что приводит к перераспределению ГИТ в ЭЭС.

Рассмотрены два варианта установки токоограничивающих резисторов в нейтралях силовых трансформаторов. Величина сопротивления резистора принята, равной 1 Ом в соответствии с [95].

- а) Вариант I. Токоограничивающие резисторы установлены в десяти узлах с наибольшим расчетными значениями ГИТ. Таким узлами являются ГЭС Pyhänselkä, ПС 220 кВ Vajukoski, ГЭС Midskog, ПС 400 кВ Keminmaa, ГЭС Fordal in Sogn, ПС 400 кВ Hallsberg, ПС 400 кВ Hammerfest, ППТ 400 кВ Hurva, ГЭС Aura, ГЭС Ligga.
- б) Вариант II. Токоограничивающие резисторы установлены в восьми узлах с наибольшим числом связей. Таким узлами являются ГЭС Aura, ГЭС Midskog, ПС 400 кВ Kangasala, ГЭС Ramsele, ПС 400 кВ Ulvila, ПС 400 кВ Oslo, ПС 400 кВ Stömna, ППТ 400 кВ Barkeryd.

Результаты оценочного расчета представлены в Табл. 4.6.

Резисторы, устанавливаемые в нейтралях трансформаторов, суть дорогое техническое решение. По данным Табл. 4.6 видно, что места установки и величины резисторов должны выбираться на базе анализа  $N$  характерных режимов ЭЭС и  $M$  характерных сценариев ГМБ. Поиск оптимального расположения должен быть выполнен с помощью аналитических зависимостей параметров режима ( $y$ ) от параметров управления ( $x$ ) по критериям недопустимых для электрооборудования режимов [96] и [97].

4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

Таблица 4.6. Значения ГИТ в нейтральных силовых трансформаторах как функция места установки токоограничивающего резистора

Узел	ГИТ, А		
	Эффективное заземление	Вариант I	Вариант II
ПС 400 кВ Hammerfest	52.6	13.7	52.6
ГЭС Porjus	33.6	37.7	34.3
ГЭС Petäjäskoski	40.9	54.2	40.9
ГЭС Pyhänselkä	95.6	13.3	95.6
ПС 400 кВ Hjalta	17.0	14.7	13.0
ПС 400 кВ Vihtavuori	11.7	12.0	10.1
ПС 400 кВ Stackbo	17.9	17.9	17.1
ГЭС Aura	45.2	6.7	38.7
ГЭС Midskog	53.4	6.6	51.3
ПС 400 кВ Oslo	17.3	16.4	1.6
ГЭС Saurdal	11.0	14.3	10.4

4.1.2.3 Параметры сетевого оборудования

Устойчивость ЭЭС к ГМБ как целого зависит от устойчивости оборудования ЭЭС к ГМБ как частного. Уязвимость сетевого оборудования к воздействиям ГИТ определяется в первую очередь его конструктивными особенностями. Сравнительный анализ сетевого оборудования разных типов был приведен в Табл. 3.2. Первичный анализ воздействий ГМБ в целом выполняется методом критической компоненты при допущении, что надежность системы в целом зависит от надежности наиболее уязвимого элемента - критической компоненты (рис. 4.15).



Рисунок 4.15. Графическое представление метода критической компоненты

### 4.1.3 Информированность практики энергосистем

Информированность практики ЭЭС о процессах солнечно-земной физики включает в себя два аспекта: информированность как общественная осведомленность и информированность как прогнозирование изменения магнитносферно-ионосферной токовой системы.

Прогнозирование космической погоды подразделяется в зависимости от временного интервала, на который делается прогноз [98]:

- а) Текущая диагностика. Осуществляется в реальном масштабе времени с целью идентификации событий. Прогноз на 3-7 дней выполняется с помощью сведений о видимой в данной момент поверхности Солнца, полученной с помощью спутников. Активные пятна живут на Солнце больше, чем один оборот, поэтому на основании наблюдений составляется карта пятен на последующие 1-2 оборота.
- б) Краткосрочный прогноз. Выполняется за 1-3 дня до эмиссии заряженных частиц, которые могут представлять угрозу режиму ЭЭС.
- в) Предупреждение. Оценивается вероятность события в период одного дня. Определяется доза заряженных частиц.

Прогнозирование осуществляется методом экспертных оценок, так как отсутствует определенная функциональная зависимость между магнитносферно-ионосферными токовыми вариациями геомагнитного поля, индуктируемыми электрическими полями в Земле и электрофизическими характеристиками структурных элементов земной коры. Прогнозирование выполняется экспертами Центра прогнозов космической погоды (ИЗМИРАН) на основе данных, полученных со спутников NASA и Европейского Космического Агенства (ESA). На рис. 4.16 показаны текущие и планируемые миссии по прогнозированию и исследованию космической погоды. Для оценки космической погоды используются наблюдения спутников GOES, ACE, SDO, STEREO-A и STEREO-B, материалы Центра прогнозирования космической погоды Национального управления океанических и атмосферных исследований (SWPC/NOAA) и европейского Центра влияния Солнца (Solar Influence Data Center).

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

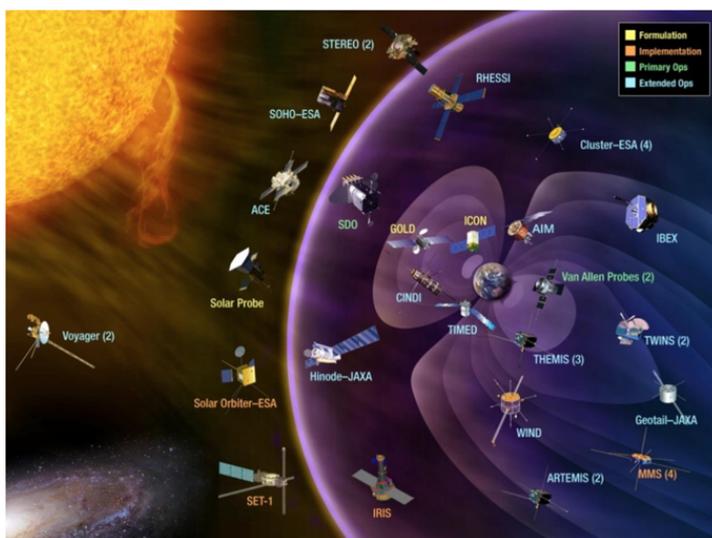


Рисунок 4.16. Текущие и планируемые космические миссии по прогнозированию и изучению космической погоды [99]

1 января 2009 года был запущен отечественный спутник КОРОНАС-ФОТОН с космодрома Плесецк с установленным на нём комплексом космических телескопов для исследования структуры и динамики солнечной короны (ТЕСИС) [100]. Через 11 месяцев была выключена аппаратура спутника. 18 апреля 2010 года Лаборатория рентгеновской астрономии Солнца констатировала его окончательную потерю [101].

Краткосрочный прогноз выполняется, используя данные спутника ACE (Advanced Composition Explorer), расположенного в точке либрации L1, в которой гравитационные силы притяжения к Солнцу и к Земле равны и противоположно направлены. Спутник ACE способен предупреждать о надвигающихся магнитосферно-ионосферных возмущениях за 40-60 минут до их возникновения на Земле. Практика показывает, что, во-первых, не все потоки заряженных частиц, зарегистрированных ACE, достигают Земли, во-вторых, временной промежуток может быть и меньше. В целом информация доступная практике ЭЭС о состоянии космической погоды выглядит следующим образом (рис. 4.17).

Вторым фактором обеспечения надежной работы ЭЭС во время ГМБ наравне с прогнозированием является повышение общественной осведомленности о характере влияния ГМБ на ЭЭС и другие сферы. Космическая погода оказывает воздействие не только на ЭЭС в виде ГИТ, но и на авиасообщение и космическую технику в виде радиации. В то время как последние две технологии подвержены непрерывному

#### 4.1. Критические факторы и оценка их влияния на силу воздействия геомагнитных бурь на режим и оборудование энергосистемы

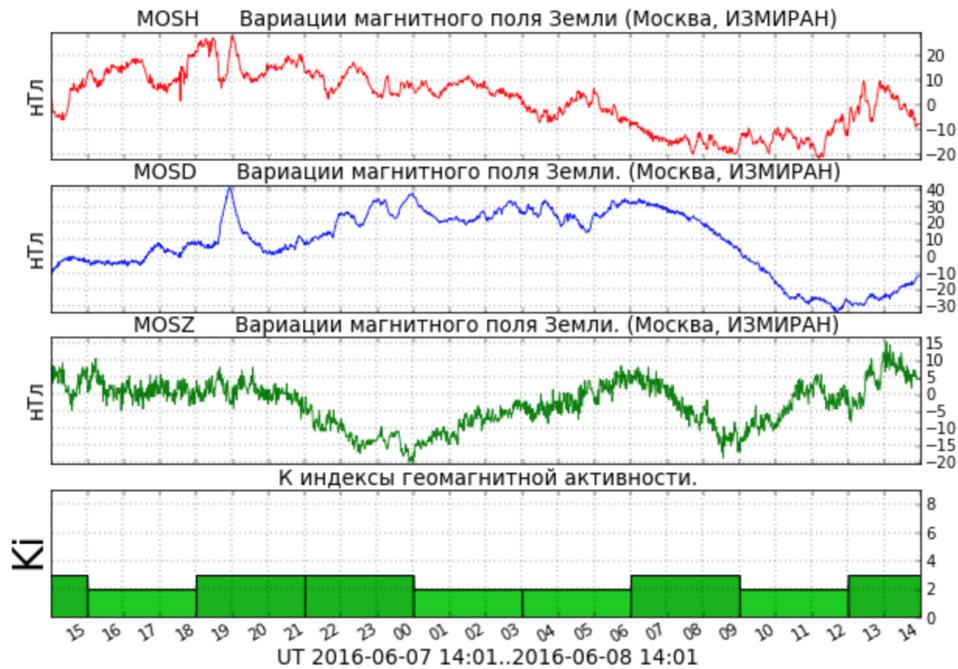


Рисунок 4.17. Пример представления данных о состоянии космической погоды, представляемой ИЗМИРАН [102]

воздействию космической погоды, возможные последствия воздействий космической погоды прописаны в нормативных стандартах и учитываются при проектировании и эксплуатации (single event effect) [103]. Эпизодическое воздействие космической погоды на ЭЭС смещает фокус при разработке планов противоаварийного управления в сторону природных явлений большей периодичности (молнии, землетрясения, ледяной дождь, итд).

Европейское космическое агенство сотрудничает с диспетчерами Европейской ЭЭС (ENTSO-E) в рамках двух программ:

- а) SSA (Space Situational Awareness), обеспечивающей корректной и своевременной информацией о состоянии магнито-ионосферы и представляющей информацию о возможных угрозах [104]. Данные об изменении геомагнитного поля Земли и о возможном уровне ГИТ рассчитываются экспертами в Финском Метеорологическом институте (Finish Meteorological Institute) и геофизической лабораторией Тромсё (Tromso Geophysical Laboratory). В рамках программы также проводятся ежегодные обучающие семинары для практики ЭЭС [105].
- б) AFFECTS, позволяющей получать своевременную информацию о космической

погоде или на сайте программы (<http://www.affects-fp7.eu>) или в мобильном приложении [106]. Целью программы обеспечение легкого доступа к корректной и своевременной информации о космической погоде для группы потребителей, выходящей за рамки практики ЭЭС.

ЭЭС США и Канады организуют взаимодействие между центрами прогнозирования космической погоды и практикой ЭЭС в рамках программы Solar Shield [107]. Целью программы является не только обеспечения своевременной и корректной информацией о состоянии космической погоды, но и разработка базы решений по защите ЭЭС США от ГИТ разной интенсивности. Программа основана совместно NASA и Electric Power Research Institute. В настоящее время ЭЭС России на настоящий момент не сотрудничает с Центром прогнозов космической погоды (ИЗМИРАН).

## 4.2 Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

На базе результатов анализа совокупности факторов, определяющих устойчивость ЭЭС к воздействиям ГМБ далее выполнен поиск узких мест в ЭЭС России. Разработанный алгоритм представлен на рис. 4.18. Подробное описание алгоритма приведено ниже.

ЭЭС России состоит из шести параллельно работающих объединенных энергетических систем (ОЭС): ОЭС Северо-Запада, ОЭС Сибири, ОЭС Урала, ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, ОЭС Центра и ОЭС Востока. В электроэнергетический комплекс ЭЭС России входит около 700 электростанций единичной мощностью свыше 5 МВт. На конец 2015 года общая установленная мощность электростанций ЭЭС России составила 235 305,56 МВт [108]. Параллельная работа электростанций в масштабе единой ЭЭС позволяет оптимизировать регулирование суточных графиков нагрузки потребителей. Существует возможность максимального использования источников энергии, имеющих территориальную привязку (ГЭС), и увеличения единичной мощности агрегатов электростанций. Электроснабжение центров нагрузки, географически удаленных от центров генерации, осуществляется с использованием межсистемных высоковольтных линий классов напряжений 220-750 кВ.

ОЭС Северо-Запада располагается на территории 10 субъектов РФ: г. Санкт-

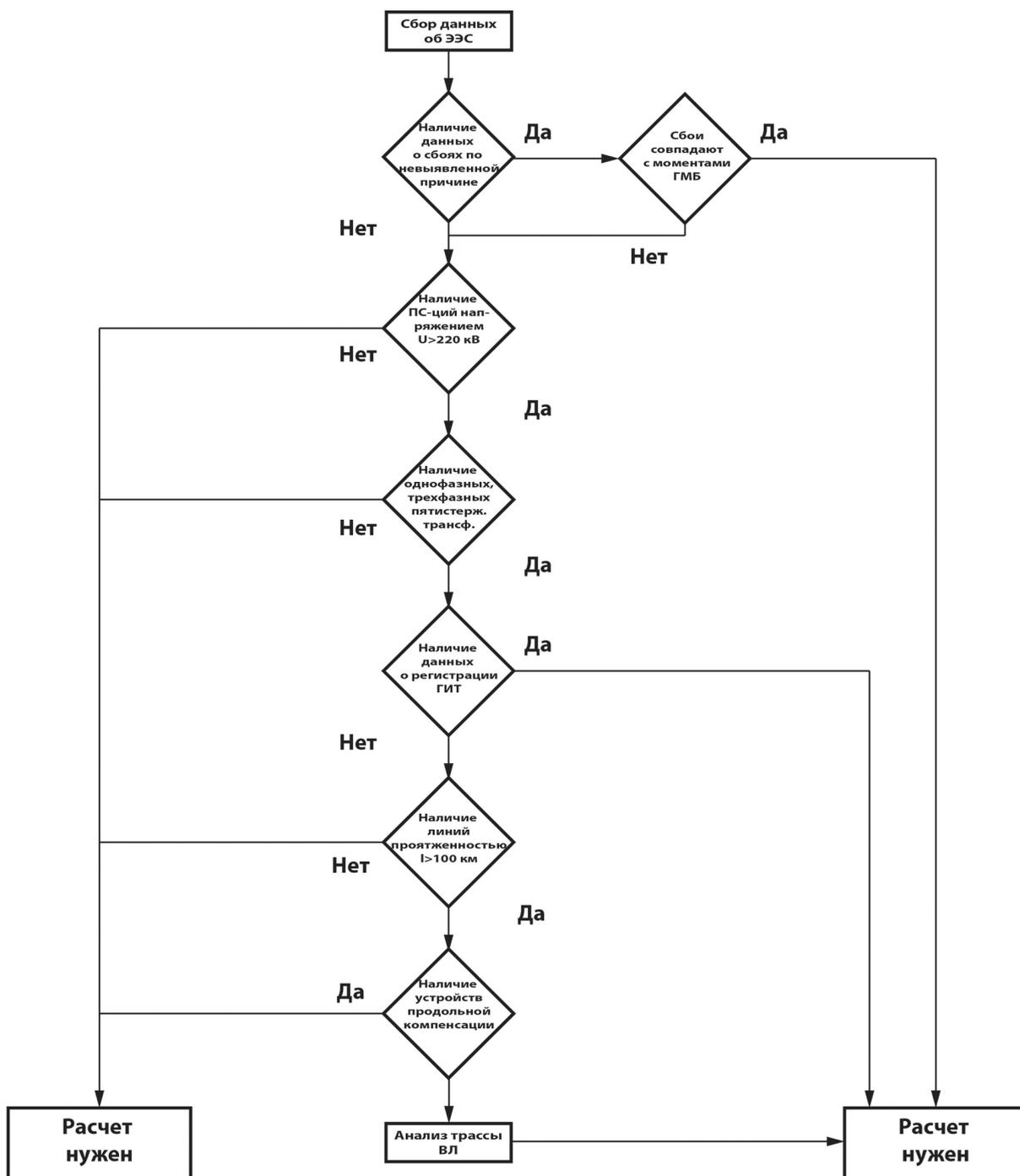


Рисунок 4.18. Алгоритм поиска узких мест энергосистемы к негативным электромагнитным эффектам геомагнитных бурь

Петербург, Мурманской, Калининградской, Новгородской, Псковской, Архангельской и Ленинградской областей, республики Карелии и Коми и Ненецкого автономного округа. Суммарная площадь территории составляет 1708 км<sup>2</sup>. Электроэнергетический комплекс образуют 104 электростанции мощностью 5 МВт и выше, имеющие

#### 4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

---

суммарную установленную мощность 23,143 ГВт (по данным на 01.01.2016), Связь осуществлена 1476 линиями электропередач 110-750 кВ, общей протяженностью 44209,2 км. (по данным на 01.01.2016) в одноцепном исполнении [109]. Суммарная нагрузка составляет 17 ГВт.

ОЭС Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа площадью 5 миллионов км<sup>2</sup>. Тем не менее площадь территории ОЭС Сибири 4944,3 тысяч км<sup>2</sup>. ОЭС Сибири занимает первое место по величине установленной мощности (51808,33 МВт по данным от 1 января 2016 г.). Портфель генерации представлен 102 станциями мощностью 5 МВт и выше. Доля ГЭС составляет 47 %. Прочая генерация представлена ТЭС. Основная электрическая сеть ОЭС Сибири сформирована на базе линий электропередачи в габаритах класса напряжения 110, 220, 500 и 1150 кВ. Общая протяженность линий электропередачи составляет 97 350 км (по состоянию на 01.01.2016). Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн кВт по транзиту Сибирь — Урал — Центр [110].

ОЭС Урала располагается на территории Уральского и части Приволжского Федеральных округов общей площадью 2,8 миллионов км<sup>2</sup>. ОЭС Урала занимает четвертое место по установленной мощности генерации. Генерация представлена 171 электростанциями мощностью 5 МВт и выше преимущественно ТЭС. Электроэнергетический комплекс соединен 1919 линиями электропередач 110-1150 кВ, общей протяженностью более 100 тыс. км. Архитектура ОЭС Урала суть кольцевая схема, представленная ВЛ 500 кВ.

ОЭС Средней Волги располагается на большей части Приволжского Федерального округа (Пензенская, Самарская, Саратовская, Ульяновская и Нижегородская области, республики Чувашии, Марий Эл, Мордовии и Татарстана) общей площадью 379 тысяч км<sup>2</sup>. Генерация представлена 64 электростанциями с суммарной установленной мощностью 27 ГВт. Передача электроэнергии осуществляется с помощью 1105 линий электропередачи 110-500 кВ, общей протяженностью 35911 км.

ОЭС Юга располагается на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов. Энергетический комплекс образует 129 электростанций, суммарной установленной мощностью 20,117 тыс. МВт (по данным на 01.01.2016), 1591 электри-

#### 4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

ческих подстанций 110 – 500 кВ и 1940 линий электропередачи 110-500 кВ общей протяженностью 56412,9 км [111].

ОЭС Центра располагается на территории 19 субъектов Российской Федерации: г. Москва, Белгородская, Владимирская, Вологодская, Воронежская, Ивановская, Костромская, Курская, Орловская, Липецкая, Брянская, Калужская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ярославская и Московская области. ОЭС Центра является крупнейшим районом энергопотребления. В состав ОЭС входит узел Московской энергосистемы, имеющий стратегическое значение. Кроме того, в ОЭС присутствуют узлы нагрузки, в которых размещены предприятия черной металлургии и крупные промышленные городские центры (Вологодско-Череповецкий, Липецкий, Белгородский). Электроэнергетический комплекс образуют 136 электростанций мощностью 5 МВт и выше, имеющие суммарную установленную мощность 53306,92 МВт (по данным на 01.01.2016), 2233 электрических подстанции 110-750 кВ и 2670 линий электропередачи 110-750 кВ, общей протяженностью 87798 км [112].

ОЭС Востока располагается на территории Дальневосточного Федерального округа, а именно на территории следующих субъектов: Приморского и Хабаровского края, Еврейская автономная область и южная часть Республики Саха. В ОЭС Востока работают 19 электростанции мощностью 5 МВт и выше с суммарной установленной мощностью 9,2 МВт. Общая протяженность линий электропередач 110-500 кВ 25407 км. Основные генерирующие источники размещены в северо-западной части, а основные районы потребления — на юго-востоке ОЭС, что обуславливает большую протяженность линий электропередачи [113].

В разделе 5.1.2. "Параметры энергосистемы" показано, что в значительной степени уязвимость ЭЭС к воздействиям ГМБ определяется архитектурой рассматриваемой ЭЭС. ЭЭС, преимущественно состоящие из длинных межсистемных связей высокого напряжения, являются предпочтительным путем протекания ГИТ. Дополнительно длинные ВЛ оказываются под воздействием нескольких локальных возмущений геомагнитного поля разной интенсивности. Протяженность ВЛ по классам напряжений по территориям ОЭС показана в Табл. 4.7 [114].

Наибольшая протяженность линий электропередач класса напряжения 500 кВ в ОЭС Сибири (почти 15,5 тысяч км.). На втором месте находится ОЭС Центра с

#### 4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

Таблица 4.7. Протяженность ВЛ по классам напряжений в ОЭС по состоянию на 31 декабря 2008 года

ОЭС	750-1150 кВ	500 кВ	330-400 кВ	220 кВ
ОЭС Центра	2448 км	8681 км	1792 км	20687 км
ОЭС Северо-Запада	799 км	74 км	6569 км	6597 км
ОЭС Юга	206 км	2127 км	2698 км	4607 км
ОЭС Волги	-	3798 км	-	7839 км
ОЭС Урала	130 км	6100 км	-	12213 км
ОЭС Сибири	818 км	15644 км	-	32033 км
ОЭС Востока	-	2998 км	-	15196 км

8681 км ВЛ класса напряжения 500 кВ. С другой стороны, в ОЭС Центра также эксплуатируется 2448 км ВЛ классов напряжений 750-1150 кВ против 818 км в ОЭС Сибири. Несмотря на это, архитектура ОЭС Центра представлена в основном короткими линиями. Средняя протяженность ВЛ в ОЭС Центра всех классов напряжений 60 км.

Режиму ОЭС Сибири характерны перетоки мощности по сечениям, близким к предельно допустимым. Недостаточная пропускная способность электрических связей между ОЭС Сибири и европейской частью России не обеспечивает полноценное использование мощности генерации. Внешние электрические связи Саяно-Шушенской ГЭС с ОЭС Сибири представлены четырьмя ВЛ 500 кВ, которые не обеспечивают выдачу в систему полной располагаемой мощности ГЭС. Величина "запертой" мощности ГЭС составляет порядка 2400 МВт. Транзит 500 кВ Гусиноозерская ГРЭС - Чита в различных режимах работает с пониженным запасом устойчивости [115].

Ещё одним фактором, определяющим силу воздействия ГМБ, является проводимость подстилающей породы. В Едином государственном реестре почвенных ресурсов России приведен оценка почвенных ресурсов с привязкой к административным субъектам России. Трассы межсистемных связей ОЭС связи проложен на территориях с преобладанием подзолистых, дерново-подзолистых и мерзлотных почв. Подстилающая кора в регионе ОЭС Центра также представлена дерново-подзолистыми почвами, а в ОЭС Северо-Запада - подзолистой почвой. Трассы ВЛ в ОЭС Сибири пролегают вдоль или через водные артерии России, что повышает влияние берегового эффекта. В Табл. 1.1 указано, что во всех этих регионах регистрировались сбои в

работе электротехнических систем, вызванные ГМБ.

Ранее было показано, что наибольшей уязвимостью к воздействию ГИТ обладают однофазные трансформаторы. Относительно небольшое значение ГИТ (соизмеримое с величиной тока холостого хода  $I_{х.х.}$ ) способно вызвать сильное насыщение магнитопровода сердечника однофазного силового трансформатора. Ниже приведен перечень однофазных трансформаторов, допущенных к применению на объектах ЕЭС России:

- а) Силовые трансформаторы производства "Электрозавод г. Москва, моделей АОДЦТ-417000/750/500, АОДЦТ-167000/500/220, АОДЦТ-267000/500/220;
- б) Силовые трансформаторы Запорожского трансформаторного завода "Запорожтрансформатор" моделей АОДТН-333000/750/330, АОДЦТН-267000/500/220, АОДЦТН-167000/500/220;
- в) Однофазный автотрансформатор модели АОДЦТН-167000/500/220 производства ООО "Тольятинский трансформатор".

На базе совокупности факторов для последующего анализа выбрана ОЭС Сибири, а именно сеть класса 500 кВ. Также рассмотрена уязвимость сети 220 кВ Ямало-Ненецкого автономного округа, расположенная на 57-й геомагнитной широте. Полный список факторов, учитываемых для оценки узких мест ОЭС Сибири и энергосистемы Ямало-Ненецкого автономного округа, с учетом ранжирования по степени значимости приведен ниже:

- а) класс напряжения;
- б) длина линии;
- в) степень износа оборудования;
- г) режим работы энергообъекта;
- д) трасса ВЛ;
- е) географическое расположение объекта.

Длины и координаты наиболее протяженных связей показаны в Табл. 4.8. Трансформаторный парк рассматриваемых энергорайонов представлен преимущественно оборудованием, находящегося в эксплуатации более нормированного срока в 25 лет. Процент износа трансформаторного парка ОЭС Сибири более 50 % [114]. В период до 2021 года планируется ввести в эксплуатацию следующие ПС:

4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

- а) ПС 500 кВ Святогор ( $60^{\circ}29'41''N$   $72^{\circ}31'26''E$ );
- б) ПС 500 кВ Усть-Кут ( $56^{\circ}48'17''N$   $105^{\circ}56'17''E$ );
- в) ПС 500 кВ Озерная ( $55^{\circ}59'24''N$   $98^{\circ}6'14''E$ );
- г) ПС 500 кВ Володино ( $57^{\circ}67'0''N$   $83^{\circ}54'10''E$ );
- д) ПС 500 кВ Витязь ( $56^{\circ}9'35''N$   $69^{\circ}30'28''E$ );
- е) ПС 220 кВ Салехард ( $66^{\circ}1'58''N$   $78^{\circ}4'52''E$ );
- ж) ПС 500 кВ Нижнеангарск (координаты не известны).

Оборудование части подстанций и электростанций, расположенных в высоких геомагнитных широтах, была введена в эксплуатацию относительно недавно (после 2006 года). Этот фактор повышает их кумулятивную устойчивость к ГМБ. Такими узлами являются:

- а) ПС 220 кВ Надым ( $65^{\circ}18'38''N$   $73^{\circ}2'42''E$ ), введена в эксплуатацию в 2015 году;
- б) ПС 500 кВ Пересвет ( $61^{\circ}36'7''N$   $72^{\circ}18'21''E$ ), введена в эксплуатацию в 2010 году;
- в) Уренгойская ГРЭС ( $66^{\circ}1'58''N$   $78^{\circ}52'0''E$ ), введена в эксплуатацию в 2012 году;
- г) Няганская ГРЭС ( $62^{\circ}12'20''N$   $65^{\circ}31'22''E$ ), введена в эксплуатацию в 2013 году;
- д) Сургутская ГРЭС ( $61^{\circ}16'46''N$   $73^{\circ}29'12''E$ ), введена в эксплуатацию в 2006 году.

Также на транзите 500 кВ Холмогорская ( $63^{\circ}7'52''N$   $74^{\circ}36'54''E$ ) - Тарко-Сале ( $64^{\circ}26'26''N$   $76^{\circ}24'19''E$ ) - Муравленская ( $63^{\circ}59'22''N$   $64^{\circ}26'26''E$ ), введенного в эксплуатацию в начале 80-х годов, была завершена реконструкция в 2015 году.

Таблица 4.8. Протяженность связей в ОЭС Сибири, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком энергорайонах

Начальный узел	Координаты	Конечный узел	Координаты	Длина, км
ПС 500 кВ Чита	$52^{\circ}4'34''N$ $113^{\circ}13'58''E$	Гусиноозерская ГРЭС	$51^{\circ}17'57''N$ $106^{\circ}29'7''E$	480 км
ПС 500 кВ Нелым	$61^{\circ}2'38''N$ $69^{\circ}3'14''E$	ПС 500 кВ Тюмень	$57^{\circ}12'1''N$ $65^{\circ}37'30''E$	450 км
ПС 500 кВ Луговая	$59^{\circ}35'1''N$ $65^{\circ}49'9''E$	ПС 500 кВ Тюмень	$57^{\circ}12'1''N$ $65^{\circ}37'30''E$	370 км
ПС 220 кВ Надым	$65^{\circ}18'38''N$ $73^{\circ}2'42''E$	ПС 220 кВ Салехард	$66^{\circ}32'1''N$ $66^{\circ}45'31''E$	358 км
ПС 500 кВ Заря	$55^{\circ}2'14''N$ $83^{\circ}27'34''E$	ПС 500 кВ Баранбинская	$55^{\circ}26'21''N$ $78^{\circ}25'27''E$	340 км

4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

Продолжение табл. 4.8

Начальный узел	Координаты	Конечный узел	Координаты	Длина, км
Саяно-Шушинская ГЭС	52 <sup>0</sup> 49'36"N 91 <sup>0</sup> 22'21"E	ПС 500 кВ Новокузнецкая	53 <sup>0</sup> 53'55"N 86 <sup>0</sup> 50'2"E	330 км
ПС 500 кВ Восток	55 <sup>0</sup> 0'28"N 74 <sup>0</sup> 9'59"E	ПС 500 кВ Вишня	56 <sup>0</sup> 9'35"N 69 <sup>0</sup> 30'28"E	320 км
ПС 500 кВ Барнаульская	53 <sup>0</sup> 35'23"N 83 <sup>0</sup> 45'39"E	ПС 500 кВ Рубцовская	51 <sup>0</sup> 18'35"N 81 <sup>0</sup> 7'46"E	310 км
ПС 500 кВ Ильков	61 <sup>0</sup> 33'50"N 66 <sup>0</sup> 28'49"E	ПС 500 кВ Пересвет	61 <sup>0</sup> 36'7"N 72 <sup>0</sup> 18'21"E	307 км
Няганская ГРЭС	62 <sup>0</sup> 12'20"N 65 <sup>0</sup> 31'22"E	ПС 500 кВ Луговая	59 <sup>0</sup> 35'1"N 65 <sup>0</sup> 49'9"E	300 км
ПС 500 кВ Ангара	58 <sup>0</sup> 1'58"N 113 <sup>0</sup> 13'58"E	ПС 500 кВ Камала	56 <sup>0</sup> 6'18"N 94 <sup>0</sup> 30'6"E	300 км
ПС 500 кВ Барабинская	55 <sup>0</sup> 26'21"N 78 <sup>0</sup> 25'27"E	ПС 500 кВ Восток	55 <sup>0</sup> 0'28"N 74 <sup>0</sup> 9'59"E	280 км
ПС 500 кВ Итатская	55 <sup>0</sup> 26'9"N 89 <sup>0</sup> 4'23"E	ПС 500 кВ Томская	56 <sup>0</sup> 40'23"N 85 <sup>0</sup> 20'28"E	270 км
ПС 500 кВ Итатская	55 <sup>0</sup> 26'9"N 89 <sup>0</sup> 4'23"E	ПС 500 кВ Абаканская	53 <sup>0</sup> 37'52"N 91 <sup>0</sup> 10'53"E	270 км
ПС 500 кВ Вишня	56 <sup>0</sup> 9'35"N 69 <sup>0</sup> 30'28"E	ПС 500 кВ Иртыш	58 <sup>0</sup> 15'50"N 68 <sup>0</sup> 20'5"E	250 км
Ново-зиминская ТЭЦ	54 <sup>0</sup> 1'58"N 102 <sup>0</sup> 2'6"E	Братская ГЭС	56 <sup>0</sup> 17'25"N 101 <sup>0</sup> 46'5"E	250 км
Братская ГЭС	56 <sup>0</sup> 17'25"N 101 <sup>0</sup> 46'5"E	ПС 500 кВ Тайшет	55 <sup>0</sup> 54'39"N 98 <sup>0</sup> 3'32"E	240 км
ПС 500 кВ Камала	56 <sup>0</sup> 6'18"N 94 <sup>0</sup> 30'6"E	ПС 500 кВ Тайшет	55 <sup>0</sup> 54'39"N 98 <sup>0</sup> 3'32"E	240 км
Братская ГЭС	56 <sup>0</sup> 17'25"N 101 <sup>0</sup> 46'5"E	ПС 500 кВ Озерная	55 <sup>0</sup> 59'24"N 98 <sup>0</sup> 6'14"E	235 км
ПС 500 кВ Ангара	58 <sup>0</sup> 1'58"N 113 <sup>0</sup> 13'58"E	ПС 500 кВ Озерная	55 <sup>0</sup> 59'24"N 98 <sup>0</sup> 6'14"E	230 км

Ранее показано, что устойчивость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам ГМБ определяется группой факторов разной природы. Классические методы анализа устойчивости ЭЭС с использованием параметров режима ЭЭС ( $P_G$ ,  $Q_G$  - активная и реактивная мощность генерации,  $P_H$ ,  $Q_H$  - активная и реактивная мощность нагрузки,  $U_H$  - напряжения в узлах нагрузки,  $I_i$  - токи в сетевых элементах) недостаточны в данном случае. Комплексная оценка может быть выполнена в гео-

информационной системе (ГИС).

ГИС позволяет комбинировать слои различных классов, что делает возможным одновременный анализ геоинформационных данных о состоянии технологических систем и данных бизнес-аналитики. Для работы выбран программный продукт ArcGIS Map, который обеспечивает полный набор необходимых инструментов. В рассматриваемой задаче учитываются такие слои как:

- а) физическая карта рассматриваемого региона;
- б) схема соединений энергорайона;
- в) расположение и параметры узлов нагрузки;
- г) расположение и параметры узлов генерации;
- д) карта проводимости подстилающей породы;
- е) параметры ГМБ.

Вследствие ограниченности информации в свободном доступе в примере, приведенной в данной диссертации, не активированы слои с картой проводимости подстилающей породы и параметров ГМБ. Учет данных параметров произведен в рамках аналитического изучения. На рис. 4.19 представлен список использованных слоев. Интерфейс, представляющий схему слоёв и географическую визуализацию в программе ArcGIS Map отображен на рис. 4.20.

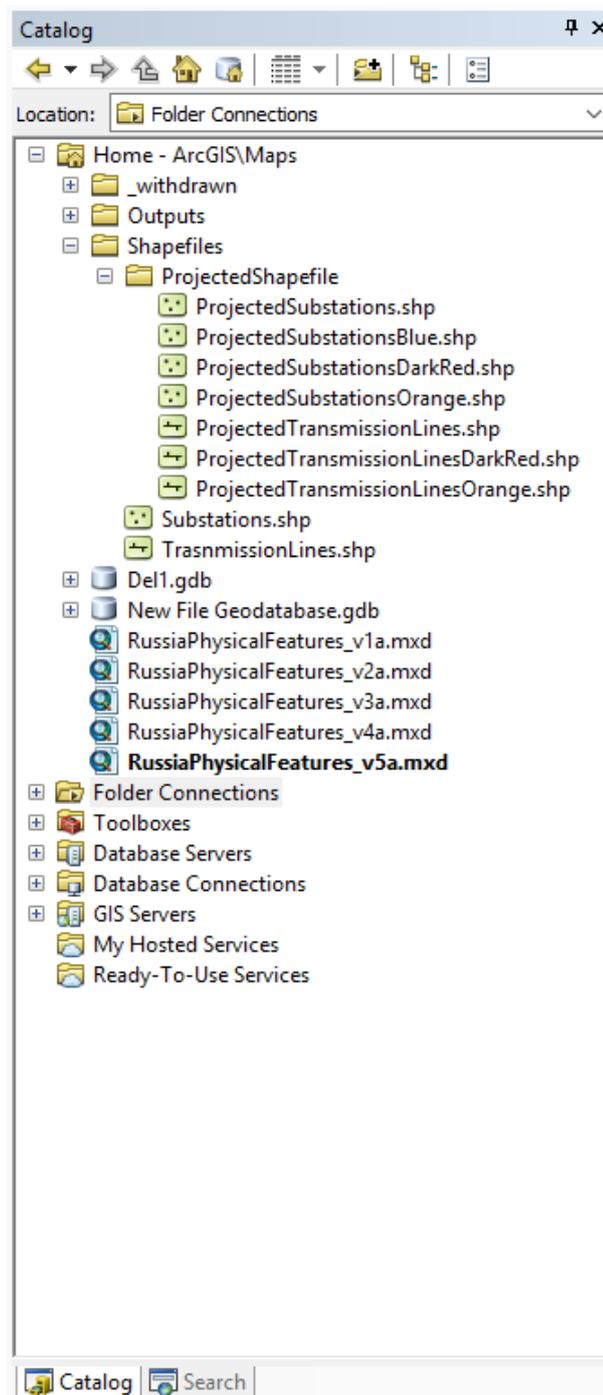


Рисунок 4.19. Описание структуры слоев

Результат графической визуализации в программном продукте ArcGIS Map показан на рис. 4.21. Градация цвета от красного до оранжевого соответствует уменьшению риска негативного воздействия ГМБ на оборудование узлов. Голубым цветом отмечены проектируемые узлы.

## 4.2. Анализ уязвимости Единой Энергосистемы России к воздействиям геомагнитных бурь

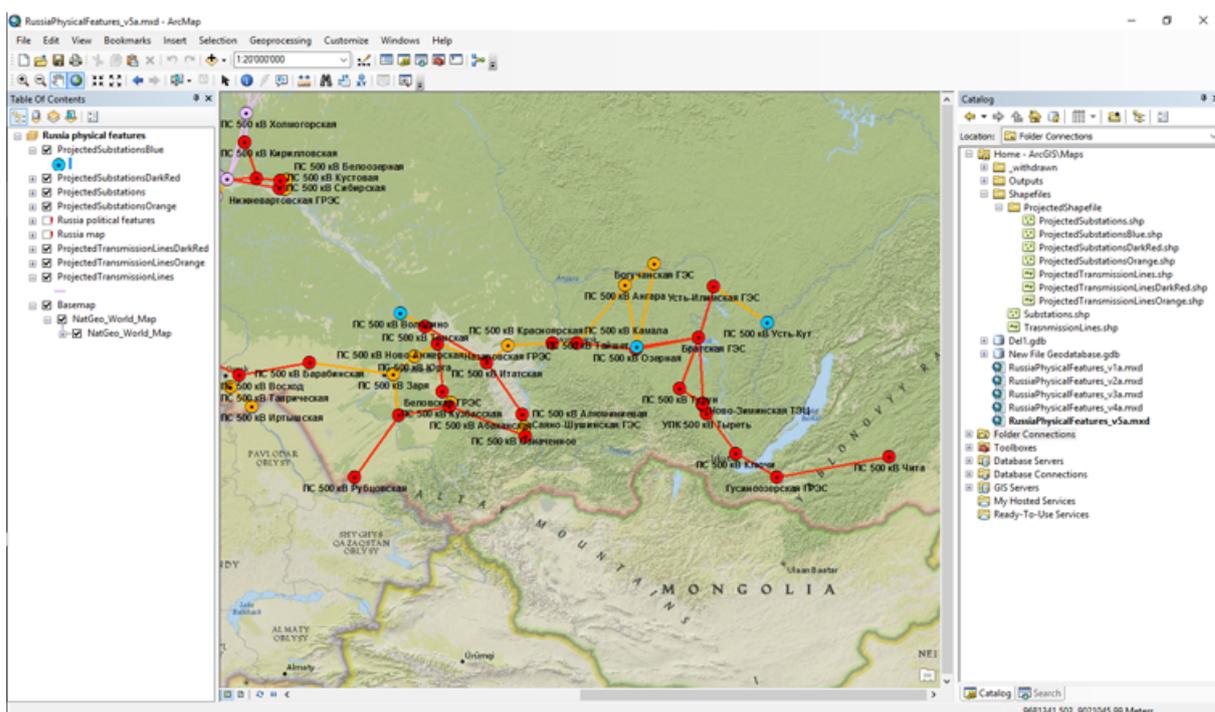


Рисунок 4.20. Описание структуры слоев и графической визуализации

Создание подобных моделей (рис. 4.21) позволяет при проектировании ЭЭС учитывать уязвимость энергорайона не только с позиции обеспечения статической и динамической устойчивости режима при заданных параметрах нагрузки и генерации, но и с позиций изменения состояния экономических показателей узлов нагрузки, физических параметров трассы ВЛ, физических параметров узлов нагрузки и генерации. Такой подход позволяет обоснованно рассчитать и снизить затраты на проектирование и эксплуатацию устойчивой к ГМБ ЭЭС.

#### 4.3. Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

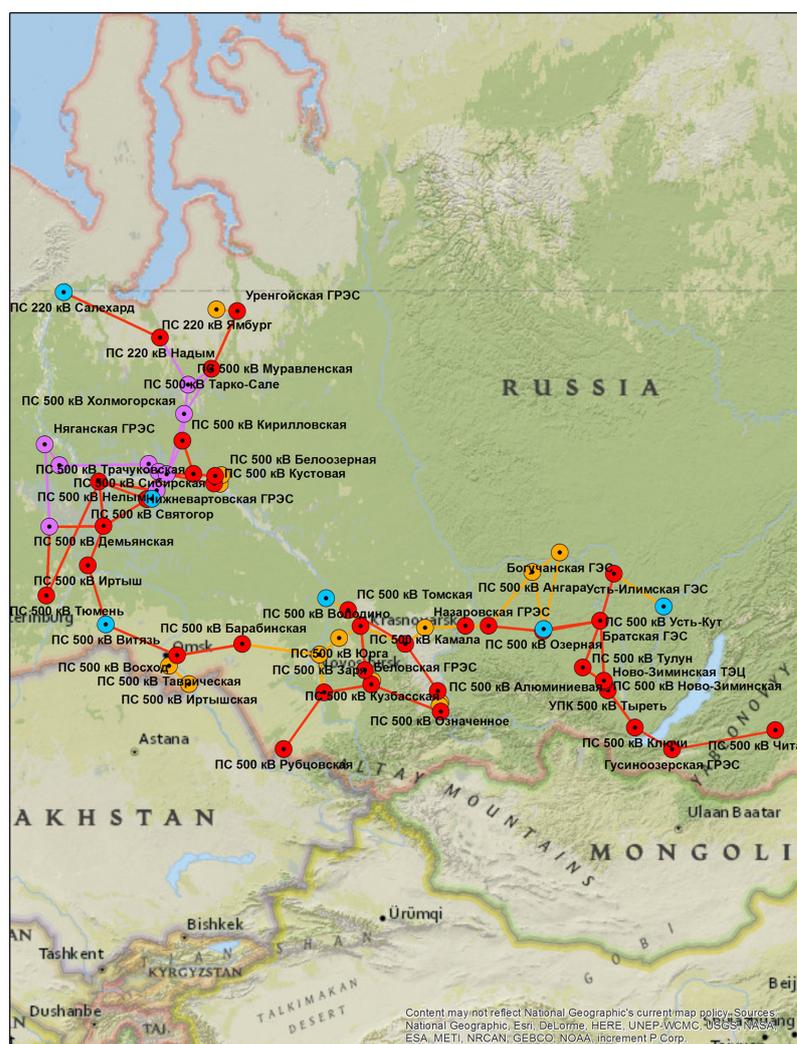


Рисунок 4.21. Графическая визуализация узких мест ОЭС Сибири при воздействии сильных геомагнитных бурь

### 4.3 Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

Методы и средства, предназначенные для защиты электротехнических систем от воздействий полей ультранизкой частоты можно разделить на три группы в соответствии с предлагаемым автором соотношением "риск-инвестиция" (рис. 4.22). К первой группе относятся меры так называемые "Предупреждение". Такие меры включают выбор конструкции, монтажной схемы и технологии изготовления элементов сети и выбор архитектуры сети, при которой достигается максимальная устойчивость

#### 4.3. Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

энергосистемы в целом и оборудования в частности к электромагнитным эффектам ГМБ. Внедрение этих мер сводит риск ГМБ к минимально возможному, но требует максимальный уровень инвестиций. Важно отметить, что существует точка насыщения, при достижении которой увеличение уровня инвестиций не уменьшает риск. Ко второй группе - "Принятие" - относятся пассивные и активные технические решения, связанные с внедрением специальных изменений в традиционных принципиальных схемах отдельных узлов сети. В третью группу, "Ликвидация", требующую минимальный уровень инвестиций, но сохраняющую высокий риск негативного воздействия ГМБ на режим ЭС, входят меры, направленные на адаптацию алгоритмов управления функциональных узлов и электрооборудования для уменьшения негативных электромагнитных эффектов ГМБ.

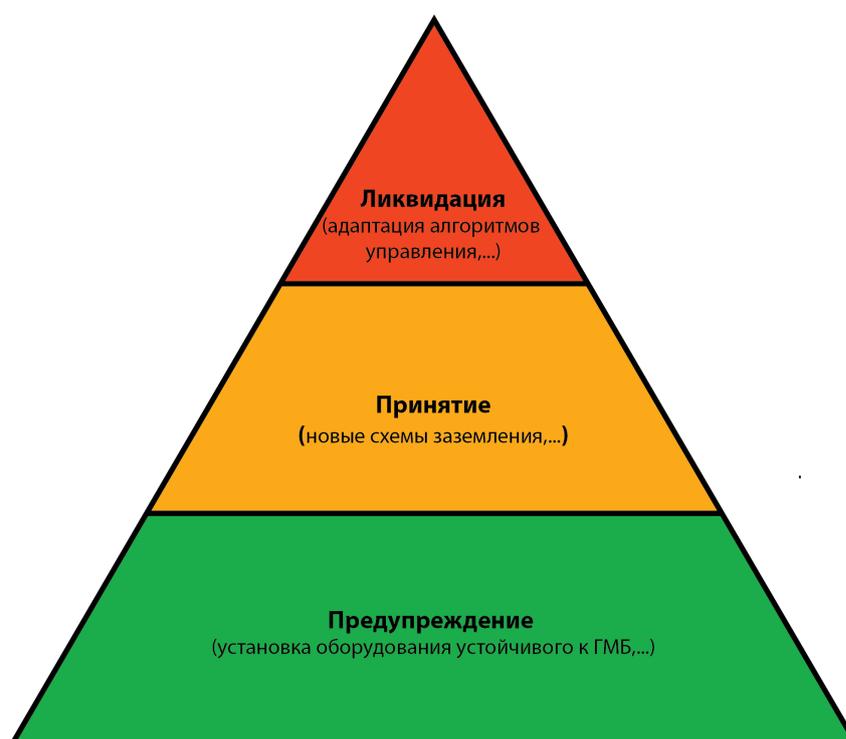


Рисунок 4.22. Диаграмма мер защиты энергосистем от воздействий геомагнитных бурь

Силовые трансформаторы являются ключевым элементом, обеспечивающим качественное и надежное электроснабжение. Особенно жесткие требования предъявляются к надежности трансформаторов большой мощности на межсистемных связях и повышающим трансформаторам большой мощности. В данной работе показано,

#### 4.3. Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

что ГМБ в виде ГИТ оказывают как прямое, так и косвенное влияние на режим ЭЭС. Прямые эффекты выражены в однополупериодном подмагничивании электрооборудования, содержащего магнитный сердечник. Частным следствием такого эффекта является мгновенный или отложенный выход оборудования из строя вследствие недопустимой электромагнитной и термической нагрузки. Системными (косвенными) эффектами являются рост дефицита реактивной мощности и ненормированное распределение гармоник. Таким образом, меры защиты протяженных электротехнических систем от негативных эффектов ГМБ должны быть направлены в первую очередь на защиту парка трансформаторов.

Мера из первой группы направлена на выбор силовых трансформаторов с конструкцией магнитной цепи, имеющей наименьшую уязвимость к эффектам ГИТ. Исследование показало, что максимальную относительную уязвимость имеют однофазные силовые трансформаторы. Подобные трансформаторы используются для составления трёхфазных трансформаторных групп на мощных электростанциях и ключевых узловых ПС-ях. Внедрение этой меры имеет не только экономические, но и технические ограничения. Производство трёхфазных трёхстержневых трансформаторов, имеющих наилучшую устойчивость к воздействиям ГИТ, невозможно на напряжения выше 500 кВ. Вторым ограничением являются габаритные размеры узловых ПС-ций. В этом случае существует практика установки трёхфазных пятистержневых трансформаторов. В прочих случаях автор рекомендует предусмотреть к установке трёхфазные трёхстержневые трансформаторы особенно в регионах, имеющих высокий риск негативного воздействия ГМБ, найденных с помощью методики, описанной в предыдущем разделе. В первую очередь, это относится к проектируемым подстанциям.

При анализе уязвимости оборудования уже существующих ПС следует руководствоваться следующими принципами. Замена парка трансформаторов, в первую очередь, рекомендуется в узлах, обеспечивающих электроснабжение потребителей первой категории и особой группы первой категории. Потеря электроснабжения в этих узлах приводит к значительному экономическому ущербу. Электроснабжение потребителей этой категории предусматривает два независимых источника питания. С позиции защиты потребителей первой категории от ГМБ следует исполнение

#### 4.3. Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

схемы электрических соединений по крайней мере одного из источников питания с применением оборудования, устойчивого к ГМБ. Вторыми по значимости ПС-ми, в которых должна производиться ревизия трансформаторного оборудования, являются ключевые узловые ПС. Предлагается выделить ряд ПС-ий, замена оборудования в которых приведет к адекватному повышению устойчивости системы в целом.

При невозможности установки трансформаторного оборудования с максимальной относительной устойчивостью к ГМБ по техническим ограничениям возможно использование ещё одной меры из первой группы - изменение архитектуры сети за счет установки устройств продольной компенсации реактивной мощности. В разделе 5.1.2 "Параметры энергосистемы" показано, что ёмкостная компенсация, установленная на связях на севере ЭЭС препятствует протеканию ГИТ в ЭЭС, тем самым уменьшая суммарный риск.

Установки поперечной компенсации не препятствуют протеканию ГИТ по проводам линий электропередач и обмоткам силового оборудования. В то же время установки продольной компенсации блокируют возможность протекания ГИТ. Hydro-Quebec блэкаут 1989 года был спровоцирован ложным отключением устройств поперечной компенсации. Под влиянием наведенных ГИТ в сети появились гармоники высоких порядков, что привело к токовой перегрузке цепей токовой защиты статических конденсаторов. Меньше чем за 1 одну минуту произошло отключение 7 статических конденсаторов, что привело к развалу ЭЭС по условиям статической устойчивости. Во время мощной бури 1991 года также имело место ложное отключение одной батареи статических конденсаторов. По результатам детального анализа было принято решение о смене архитектуры ЭЭС путем замены устройств поперечной компенсации на продольные. Проект был выполнен АВВ. Реализованная схема показана на рис. 4.23. Мощность установленных устройств компенсации варьируется от 240 до 400 МВАр. Степень компенсации находится в пределах от 16 до 44 %. Интеграция такой меры требует пересчет  $N$  нормальных и  $N'$  аварийных режимов ЭЭС по условиям статической и динамической устойчивости в новом состоянии.

Ко второй группе относятся меры, направленные на повышение устойчивости ЭЭС к эффектам ГМБ за счет полного или частичного устранения ГИТ в узлах ЭЭС. Эта группа мер не предусматривает замены парка электрооборудования или

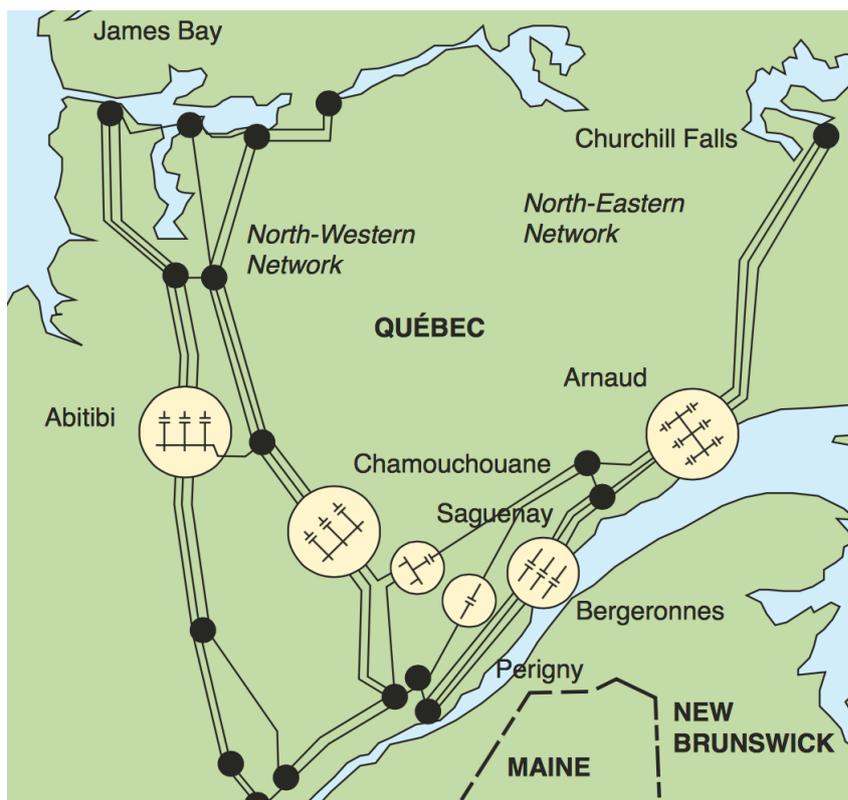


Рисунок 4.23. Общая схема размещения устройств продольной компенсации на линиях 735 кВ системы Hydro Quebec [116]

изменение архитектуры ЭЭС. Такой мерой является установка токоограничивающего реактора в нейтралях силовых трансформаторов. Повсеместная установка ограничивающих резисторов в нейтралях трансформаторов нецелесообразна. Рекомендуется выделить оптимальный сценарий. В разделе 5.1.2.2 "Схемы заземления" показано, что применение этой меры приводит к перераспределению ГИТ в ЭЭС. Одновременно с полным или частичным блокированием ГИТ в нейтралях определенных трансформаторов они вызывают рост амплитуд ГИТ в других. Решение о местах установки и величинах резисторов должны приниматься на базе анализа  $N$  характерных режимов ЭЭС и  $M$  характерных сценариев ГМБ. В табл. 4.1 приведена зависимость между типом геомагнитного сценария и величиной индуцируемых ГИТ. Теоретические знания о моделировании ГИТ в различных ионосферных сценариях постоянно пополняются. Следовательно, принятая схема установки токоограничивающих резисторов может быть не эффективна при прочих ионосферных условиях. Ещё одним недостатком такого технологического решения является высокая стоимость эксплуатации токоограничивающих резисторов.

#### 4.3. Меры и средства защиты электротехнических систем от воздействий геомагнитных бурь

---

В третьей группе находятся меры алгоритмического характера. Так как насыщение трансформатора приводит к росту реактивной мощности и высших гармоник, меры защиты должны быть направлены на соответствующую адаптацию алгоритмов управления и логики релейной защиты. Список возможных управляющих воздействий включает в себя:

- а) уменьшение величины перетока мощности по сечениям, работающих в режимах, близких к предельно допустимым по условиям статической устойчивости;
- б) отключение шунтирующих реакторов с целью увеличения запаса реактивной мощности;
- в) отключение уязвимых силовых трансформаторов;
- г) включение батарей статических конденсаторов.

Алгоритмы управления ЭЭС во время ГМБ различной интенсивности должны быть прописаны в руководствах по эксплуатации электротехнических систем. Особо требуется прописать детальный алгоритм применения такой меры как отключение ЭЭС или части ЭЭС, так как применение данной меры связано со значительными прямыми и косвенными издержками от перерыва электроснабжения. Реализация данной меры возможно только при наличии адекватной точности прогноза о состоянии магнито-ионосферы. Дополнительно требуется организация и проведение испытаний электрооборудования на устойчивость к воздействиям ГИТ. На базе результатов испытаний составляются руководства по эксплуатации агрегатов ЭЭС во время ГМБ разной интенсивности.

Поскольку действие ГИТ на трансформаторы зависит от их конструктивного исполнения, то невозможно рекомендовать общую логику элементов РЗА. Независимо от конструктивного исполнения трансформатора рекомендуется к установке газовые реле Бухольца, которые срабатывают при появлении горячих зон в сердечнике трансформатора. Горячие зоны зарождаются в местах пробоя масляной изоляции. Постреконструирующий анализ выявил, что срабатывание реле Бухольца предотвратило потерю силового трансформатора на напряжение 150 кВ в ЭЭС Греции во время ГМБ, приведшей к Hydro-Quebec blackout [34].

## 4.4 Выводы

Устойчивость ЭЭС к ГМБ обусловлена рядом факторов, которые автор предложил разделить на 4 группы: параметры ГМБ, параметры ЭЭС, параметры сетевого оборудования и информированность практики ЭЭС. Параметры ГМБ включают в себя характер ГМБ, проводимость подстилающей породы и геомагнитная широта. При существующем географическом расположении северного магнитного полюса ЭЭС России не находится в зоне высокого геомагнитного риска. Тем не менее анализ групп факторов "Параметры ЭЭС" и "Параметры сетевого оборудования" на примере схемы ЭЭС Скандинавии показал, что они имеют детерминирующее значение при оценке устойчивости ЭЭС, расположенных в высоких и средних геомагнитных широтах. ЭЭС России представлена в основном длинными межсистемными связями высокого напряжения (220-500 кВ). В главе было показано, что именно такие электрические цепи имеют наибольшую уязвимость к ГМБ. Дополнительным критерием, уменьшающим робастность таких электрических цепей к ГМБ, является применение силовых трансформаторов на классах напряжения 220 кВ, имеющих относительно высокую восприимчивость к ГИТ.

На базе выполненного анализа автор разработал методику поиска "узких мест" к негативным эффектам ГМБ. Полностью детерминированный алгоритм определения узких мест невозможно представить в связи с отсутствием представительной выборки. Ниже приводятся рекомендации по последовательности действий и по возможным критериям оценки:

1. Анализ представленных классов напряжений в рассматриваемого энергообъекта. Рекомендуется проведение последующего анализа при наличии оборудования напряжением выше чем 330 кВ.
2. Анализ конструктивных схем оборудования ЭЭС. В первую очередь требуется экспертиза парка трансформаторов. Наличие однофазных стержневых и трёхфазных трёхстержневых трансформаторов, обладающих низкой относительной устойчивостью к ГМБ, является основанием для последующего анализа.
3. Анализ степени износа оборудования ЭЭС. Оборудование, отработавшее или почти отработавшее нормативный срок эксплуатации, более подвержено негативным эффектам ГМБ.

4. Анализ топологии ЭЭС. Определение протяженностей длинных линий, оценка средней длины линии.
5. Анализ установленных средств регулирования реактивной мощности. Продольные средства ёмкостной компенсации блокируют протекание ГИТ, что повышает устойчивость энергообъекта.
6. Сбор информации о сбоях в работе энергообъекта, вызванных ГИТ, и данных регистрации ГИТ в глухозаземленных нейтралях силовых трансформаторов. Согласно результатам лабораторных испытаний Siemens, ГИТ, равный 5 А на фазу приводит к увеличению температуры пластин на 15<sup>0</sup>С. Деградация трансформатора в ЮАР была вызвана ГИТ величиной в 16,7 А на фазу. При высоком уровне общественной осведомленности и развитой системе регистрации этот пункт является первым шагом алгоритма оценки.
7. Анализ возможных геомагнитных сценариев. В настоящее время превалирует версия, что сильные ГИТ имеют место во время электроджетов восточного направления.
8. Анализ трасс ВЛ, включающий в себя данные о проводимости подстилающей породы, степень влияния берегового эффекта, геомагнитная широта.

Точное определение узких мест ЭЭС к воздействиям ЭЭС является базой для организации мер по защите ЭЭС от негативных электромагнитных эффектов ГМБ. По факту определения "узких мест" выполняется расчет режимов ЭЭС по известным методам анализа статической и динамической устойчивости по заданным параметрам ГМБ. Другими словами, предложенный алгоритм позволяет пересмотреть методы и алгоритмы обеспечения устойчивости ЭЭС с учетом воздействий, имеющих высокий риск, но низкую вероятность. Автором описаны группы мероприятий по предотвращению системных аварий от ГМБ, в соответствии с тремя соотношениями пропорции "риск-инвестиции".

## **5 Методы межсистемного взаимодействия для предупреждения и ликвидации последствий геомагнитных бурь**

Современные инфраструктуры имеют сильные межсистемные связи, таким образом, полная потеря или сбой в электроснабжении в результате ГМБ может привести к деградации сразу нескольких систем. С другой стороны, устойчивость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам ГМБ определяется рядом критических факторов разной природы. В связи с этим в данной части диссертации предлагается комплекс мероприятий и рекомендаций по обеспечению коммуникационного взаимодействия между организациями, работающими в разных предметных технических областях. Предварительно выполнен анализ связей между критическими инфраструктурами при потере или сбое в электроснабжении. Приводится возможный сценарий энергоаварии в случае появления сильной ГМБ.

### **5.1 Анализ энергосистемы как критической инфраструктуры**

До настоящего времени в практике отечественной и мировой энергетики не проводились достаточные исследования в области межсистемных аварий при воздействии природных явлений (катастроф). В [117] Чарльз Перров вводит термин «нормативная авария», относящийся к систематической уязвимости технологий высокого риска (атомные электростанции, технологии геной инженерии, авиасообщение итд). Ключевой характеристикой определения, введенного Перровым, является отрицание возможности межсистемной аварии, когда сбой в оперировании одной системы приводит к аварии в другой взаимозависимой системе. Стремительное развитие ин-

фраструктурных систем и опыт их эксплуатации потребовали ревизии подхода по оценке их надежности. В 1996 году была создана Комиссия при Президенте США по анализу межсистемных аварий (President's Commission on Critical Infrastructure Protection). Год спустя вводится понятие критических систем жизнеобеспечения и приводится их перечень в [118]:

- а) системы телекоммуникации;
- б) энергосистемы;
- в) системы водоснабжения;
- г) системы по добыче, транспортировке и переработке нефти и газа;
- д) банковские и финансовые системы;
- е) системы органов государственной власти;
- ж) системы предотвращения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.

Впоследствии этот список был расширен [119]. В 2008 году Организация Экономического Сотрудничества и Развития дала наиболее полное определение критической инфраструктуры, используемое по настоящее время [120]. Позднее профессор В.А. Васенин, МГУ, дал своё определение понятию критической инфраструктуры [121]. В отечественной практике отсутствует нормативное определение этого понятия. Ниже автор приводит своё определение, являющееся совокупностью определений [120], [121].

Критическая инфраструктура – набор взаимодействующих элементов, поддерживающих национальную экономику и общественную безопасность, частичная или полная деградация которых способна повлиять на состояние национальной безопасности, привести к чрезвычайным ситуациям определенного уровня и масштаба.

Основополагающими документами, определяющими политику России в области обеспечения национальной безопасности являются: Стратегия национальной безопасности [122], Указ об утверждении приоритетных направлений развития науки, техники и технологии в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской Федерации [123]. Перечень системообразующих предприятий [124]. На основании вышеуказанных документов автор предлагает следующий состав критических инфраструктур России:

- а) инфраструктура органов государственной власти;
- б) инфраструктура органов финансов-кредитной и банковской деятельности;

- в) инфраструктура по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- г) географическая и навигационная инфраструктура;
- д) инфраструктура водоснабжения;
- е) энергосистема;
- ж) инфраструктура добычи, транспортировки и переработки нефти, нефтепродуктов и газа;
- з) инфраструктура управления транспортным сообщением (наземным, воздушным, морским);
- и) сельскохозяйственная инфраструктура;
- к) машиностроение;
- л) инфраструктура обеспечения продовольствием;
- м) инфраструктура горнодобывающей/горнообработывающей отрасли;
- н) инфраструктура целлюлозно-бумажной отрасли;
- о) фармацевтические технологии;
- п) железные дороги;
- р) инфраструктура золотодобычи;
- с) инфраструктура Почты России;
- т) Радио и телевидение;
- у) сотовая и магистральная связь.

Первичная оценка предлагаемых критических инфраструктур показывает, что их бесперебойное функционирование возможно только при наличии качественного и надежного электроснабжения. Иначе говоря, энергосистема – суть хребет критических инфраструктур. В предыдущих главах было показано, что в зависимости от характера ГМБ, свойств подстилающей породы и совокупных характеристик ЭЭС возможен один из трёх вариантов энергоаварии:

- а) системная авария с повреждением сетевого оборудования;
- б) системная авария без повреждения сетевого оборудования;
- в) повреждение сетевого оборудования, не сопровождающееся развитием системной аварии.

Таким образом, ГМБ оказывают косвенное воздействие на оперирование критических инфраструктур. Методика количественной оценки косвенного ущерба яв-

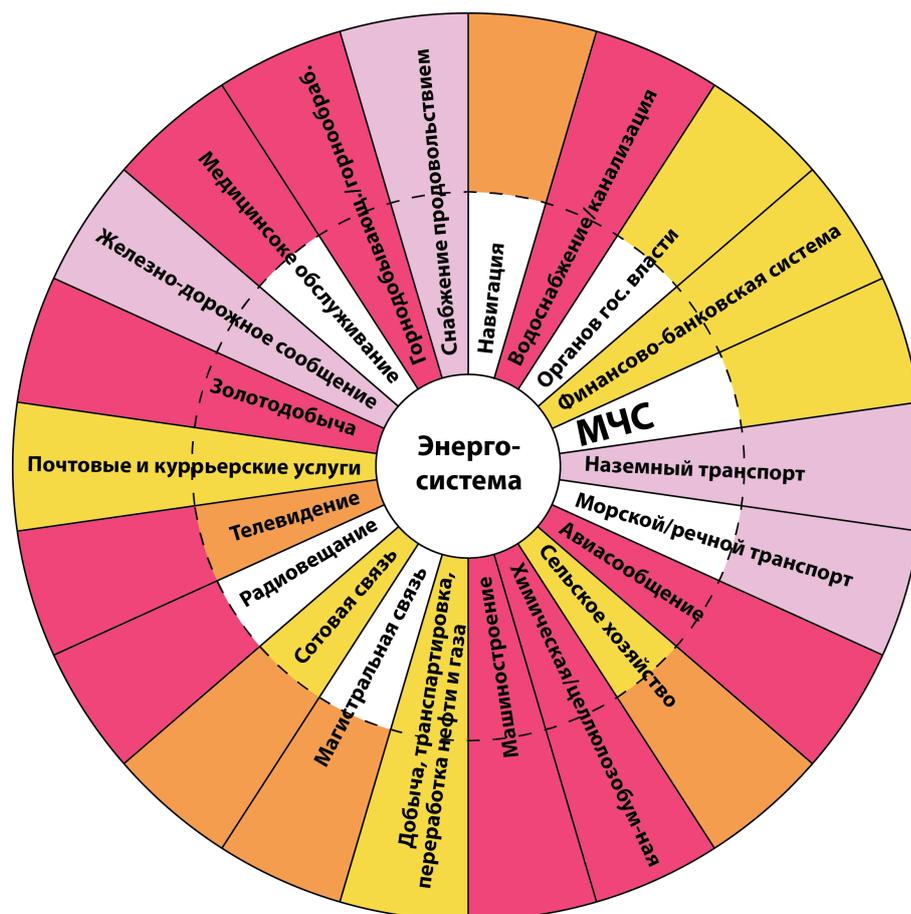


Рисунок 5.1. Характер и степень косвенного воздействия геомагнитных бурь на критические инфраструктуры

ляется одной из наиболее важных и сложных проблем управления рисками. Ущерб от косвенного воздействия может быть соизмерим или даже превышать ущерб от непосредственного воздействия ГМБ на ЭЭС. В первом приближении необходимо составить каталог критических систем, взаимозависимых с ЭЭС. На рис. 5.1 графически показан возможный характер ущерба критических инфраструктур при потере электроснабжения. Рассмотрены 2 временных промежутка: мгновенное воздействие и состояние инфраструктур спустя сутки после ГМБ. Принято допущение, что ГМБ приводит к единовременному отключению и повреждению больше, чем N-1 сетевого элемента. Следовательно, мгновенная замена оборудования невозможна в связи с ограниченностью запаса и необходимостью производства и транспортировки новых единиц. Также на рис. 5.1 показана тяжесть воздействия: малиновый цвет соответствует повсеместному отказу, розовый цвет – локализованному отказу, оранжевый – повсеместной деградации функций, желтый цвет – локальной деградации.

## 5.1. Анализ энергосистемы как критической инфраструктуры

В последнее десятилетие в ЕЭС России произошли две крупные энергоаварии, имевшие серьёзный межсистемный резонанс: авария в энергосистеме Москвы 25 мая 2005 года и авария в энергосистеме Санкт-Петербурга 20 августа 2010 года. Ниже приводится характеристика межсистемных последствий этих двух аварий (Таблица 5.1).

Таблица 5.1. Сравнительная характеристика воздействия энергоаварий в Москве 25 мая 2005г и Санкт-Петербурге 20 августа 2010г на взаимозависимые критические инфраструктуры

Параметр	Авария в Москве 25.05.2005	Авария в Санкт-Петербург 20.08.2010
Предпосылка аварии	Термическое разрушение 6 силовых трансформаторов на ПС 500 кВ Чагино [125]	Отключение 6 секций шин на ПС 330кВ Восточная из-за нештатных действий дифференциальной защиты шин [126]
Пораженная территория	5 административных округов Москвы, ряд районов южного Подмосковья, Тульской, Рязанской, Смоленской и Калужской области [125]	Выборгский, Приморский, Петроградский, Василеостровский и Центральный районы СПб, часть Лен. области
Число отключенных потребителей	7 миллионов потребителей [125]	40% жителей СПб (2,2 миллиона), 350 тыс. жителей Лен. области [127]
Медицинское обслуживание	Отключения электроэнергии произошли в 28 медучреждениях, включая 3 родильных дома, онкологический центр, центр переливания крови и морг. Были задействованы автономные источники питания [125]	Отключения электроэнергии произошли в 19 медучреждениях, включая федеральные. Были задействованы автономные источники питания [128]
Система добычи, транспортировки и переработки нефти и газа	Отключение электроснабжения на Московском НПЗ в Каптоне [129]	нет данных
Интернет	Отключился российский узел обмен интернет-трафика М9 [129]	нет данных
Радио и телевидение	Нет данных	Не работали телеканалы, в эфире отсутствовали FM-радиостанции [130]

Продолжение Табл. 5.1

Транспорт	Сбой в движении метро и наземного электрического транспорта. Только на участке "Серпуховская - бульвар Дмитрия Донского" встали 43 состава с 20000 пассажирами. Тяжелая дорожная обстановка, вызванная отключением светофоров [131], [129]	Сбой в движении метро и наземного электрического транспорта; тяжелая дорожная обстановка, вызванная отключением светофоров [132], [133]
Система органов гос. власти	нет данных	нет данных
Водоснабжение / канализация	Остановлена работы Западной водопроводной станции, Люберецкой, Курьяновской и Южно-Бутово станций аэрации. Был несанкционированный сброс сточных вод в Москва реку [125]	Были обесточены водонапорные станции "Главная" и "Северная" проблемы с водой испытывали жители Северных районов города; возникли очереди за водой в продуктовых магазинах [134]
Ж/д сообщение	На железных дорогах Курского, Павелецкого, Киевского, Рижского и Рязанского направлений остановились 37 пассажирских, 700 пригородных и 125 товарных поездов [125]	Были обесточены Финляндский, Московский и Ладожский вокзалы СПб и вокзал г. Выборг, что привело к остановке поездов на соотв. направлениях; были задержаны 6 пассажирских поездов дальнего следования [135]
Снабжение продовольствием	На птицефабриках Петелино и Тульская погибли более 1 млн кур [125]. Были обесточены холодильные установки на складах и магазинах Юга Москвы [136]. Были остановлены Таганский мясоперерабатывающий завод, Микояновский мясокомбинат, Сервис-Ходл и Нидан-Гросс [137]	нет данных

Продолжение Табл. 5.1

Промышленность	Не работало производство ЗИЛ и Московского подшипникового завода [138]. В доменных печах Ступинского металлургического комбината из-за обесчуживания застыл расплавленный никель (стоимость ремонта печей позднее была оценена в 1 млн долларов) [125]	Были обесточены предприятия промзоны "Парнас" [130]. На несколько часов было остановлено производство на заводе Форд [139]
Мобильная связь	Проблемы коснулись 30% клиентов Московского региона [137]	нет данных
МЧС	Задействованы резервные источники питания [137]	Задействованы резервные источники питания [140]
Финансово-банковская система	Центральный Банк России сместил время транзакций, биржи РТС и ММВБ приостановили торги, так как 80% участников торгов не имели доступ к интернету [137]	Привело к отключению 17% банкоматов [141]

Необходимо отметить, что одним из следствий глобализации рынка является глобализация последствий энергоаварии - сбой или перерыв в производственном процессе на предприятии, расположенном вне зоны поражения. Характерным примером такого рынка является рынок автомобилестроения, характеризующийся логистической концепцией "точно в срок". В [142] показано распределение производителей автодеталей как по странам, так и по типу производимого товара.

## 5.2 Фазы энергоаварии

Энергоавария суть чрезвычайная ситуация - обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей [143]. Геомаг-

нитные бури имеет природный характер. В [144] приводятся источники природного характера, учитываемые при разработке планов по обеспечению надежной работы критических инфраструктур. Анализ показал, что геомагнитные бури не учитываются в действующих нормативных документах. Ранее было показано необходимость в обратном. Ниже приводится возможный сценарий энергоаварии, вызванной ГМБ, в густонаселенном районе.

Четыре основных параметра определяют тяжесть последствий энергоаварии: частоты явления, время происшествия, зона поражения и принятые алгоритмы по предупреждению и ликвидации. В зависимости от характера последствий, обобщенную энергоаварию А можно разделить на 5 фаз: зарождение, инициализация, насыщение, кульминация и затишье. На рис. 5.2 приводится обобщенная диаграмма фаз энергоаварии с указанием временных промежутков.

Первая фаза - фаза зарождения - характеризуется ущербом, связанным с непосредственным отказом энергетического оборудования. Фаза зарождения длится первые два часа с момента энергоаварии и описывается как начальный хаос. Сбой в электроснабжении потребителей III категории [145] происходит незамедлительно, что в том числе приводит к тяжелой дорожной обстановке вследствие отключения светофоров, прекращения водоснабжения из-за потери электропитания насосных станций. В первый момент времени парализовано движение составов на железной дороге и в метро. Несмотря на наличие резервных источников питания на системах связи, наблюдается сбой их функционирования в связи с лавинообразным ростом нагрузки. Тем не менее сохраняется электроснабжения потребителей первой и второй категории.

Вторая фаза, фаза инициализации, длится последующие 6 часов. С одной стороны, имеет место некоторая нормализация ситуации, а, с другой, граждане допускают мысль о возможности длительной энергоаварии. На протяжении первой и второй фаз органы государственной власти и МЧС предпринимают действия в соответствии с планом ликвидации чрезвычайных ситуаций [146], при этом эффективность этих действий уменьшается в связи с односторонним характером связи. Резервные источники питания, установленные сотовыми и телекоммуникационным операторами, не функционируют к концу второй фазы. В обеспечении резервными ис-

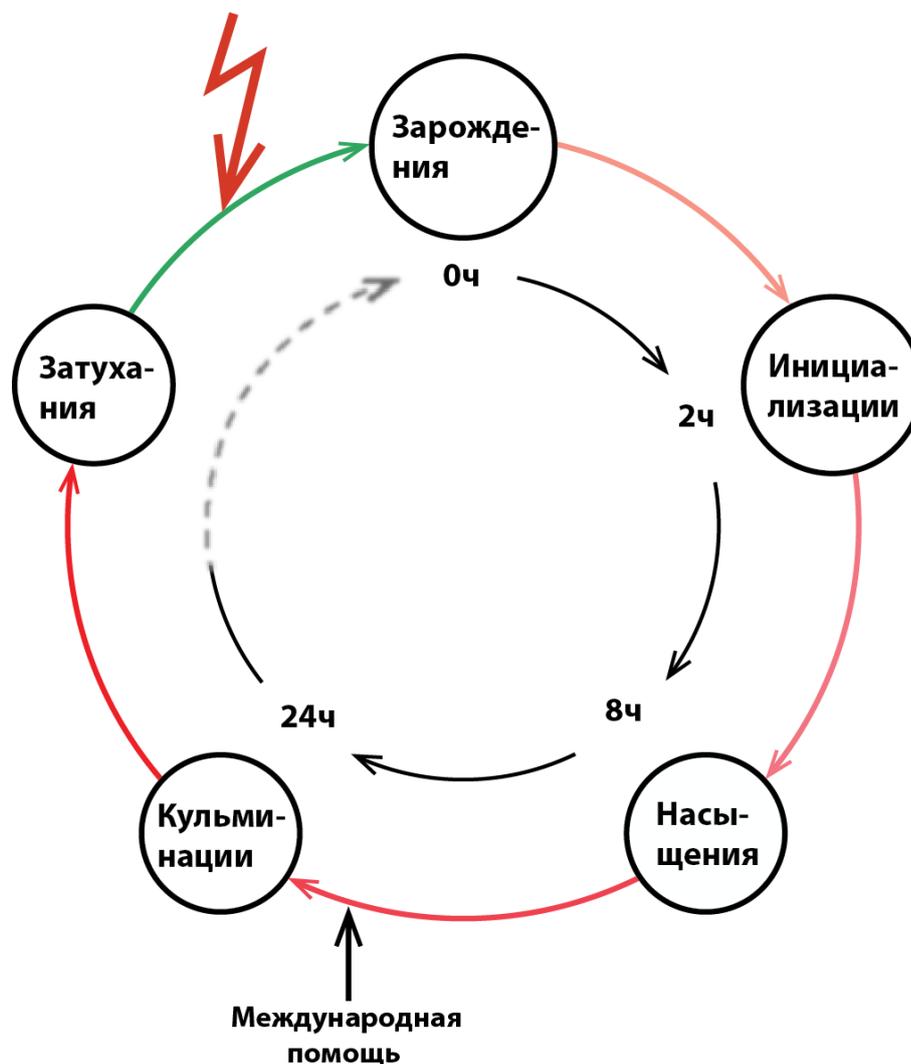


Рисунок 5.2. Диаграмма развития фаз энергоаварии

точниками питания нуждаются не только операторы связи, но и прочие критические инфраструктуры. Наряду с этим имеет место веерное отключение автозаправок, что затрудняет логистические процессы. Дополнительная нагрузка ложится на больницы ввиду двух основных причин:

- а) Возросшего числа жертв аварий.
- б) Перевода пациентов из медицинских учреждений III категории. аварии.

В [147] нормированы степени надежности электроснабжения медицинских помещений. К особой I категории относится электрооборудования системы безопасности, прекращение (сбой) электроснабжения которых представляет опасность для жизни пациента и электроприемники систем пожарной безопасности. К I группе относится прочее оборудование. В целом автономные источники электроэнергии должна

поддерживать электропитание в течение 24 часов. Требование поддерживать электропитание в течение 24 ч может быть уменьшено до минимального, равного 3 ч, если специфика медицинского учреждения позволяет в течение этого времени закончить все необходимые процедуры и провести эвакуацию.

Во время второй фазы имеет место отказ или деградация взаимозависимых критических инфраструктур (рис. 5.1), который усугубляется в рамках третьей фазы, фазы насыщения. Завершение третьей фазы соответствует окончанию первых суток после энергоаварии. Большинство критических инфраструктур испытывают нехватку топлива для резервных дизель-генераторов. Органы государственной власти и МЧС определяют ключевые автозавправки, которые снабжаются резервными источниками питания с целью возобновления их работы и, как следствие, продолжения работы прочих объектов инфраструктур. К концу первых суток приходит понимание, что энергоавария имеет статус чрезвычайной ситуации федерального уровня [148] и необходима помощь международных организаций для ликвидации её последствий.

Четвертая фаза, фаза кульминации, является фазой, во время которой наступает конечное состояние в соответствии с рис. 5.1. Из сектора здравоохранения только больницы продолжают своё функционирование, хотя они и испытывают нехватку в медикаментах и операционных материалах. Запас фармацевтических средств у потребителей рассчитан на 2 недели. Тяжелая логистическая обстановка и деградация фармацевтической отрасли в районе энергоаварии усложняют ситуацию. Схожая ситуация у системы обеспечения населения питьевой и производственной водой и продовольствием. Централизованная подача воды прекратилась ещё во время фазы зарождения. Запас продовольствия потребителей в больших городах рассчитан на период от двух до пяти дней. Фермерские хозяйства деградируют локально или полностью в связи с отсутствием электроснабжения для обеспечения технологических процессов (охлаждение, обогрев, итд). В тяжелой ситуации находится и система розничной торговли. Кумулятивным результатом может являться спекуляция на рынке товаров жизнеобеспечения. Дополнительной сложностью является нехватка денежных знаков в обращении в следствии сбоя в работе банкоматов.

В пятой фазе, фазе затухания, производится локализация ситуации и ликвидация её прямых и косвенных последствий. Продолжительность фазы различна и

может варьироваться от нескольких дней до десятилетий.

### **5.3 Принципы организации межсистемного взаимодействия во время геомагнитных бурь**

Практика ЭЭС имеет значительный опыт обеспечения оптимальных и близких к оптимальным алгоритмов управления при воздействии аварийных возмущений, имеющих высокую периодичностью (молнии, ошибка персонала, и т.д.). Аналогично разработаны рекомендации по усилению современных ЭЭС с целью уменьшения ущерба от энергоаварий, вызванных этими воздействиями. Мировые страховые компании оценивают возможные убытки от сильных ГМБ в районе 4 % от ВВП [149]. При этом ежегодные инвестиции на проектирование и строительство ЭЭС, устойчивой к ГМБ, оцениваются в 0,16% в год. Предполагаемая программа рассчитана на 20 лет. Согласно [50], при эксплуатации ЭЭС необходимо руководствоваться следующими критериями:

- а) надежность - ЭЭС должна обеспечивать выдачу мощности электрических станций, передачу электрической энергии и снабжение потребителей в нормальной и основных ремонтных схемах при воздействии нормативных аварийных возмущений;
- б) доступность - электрическая сеть должна обеспечивать доступ всех субъектов рынка к электрической энергии;
- в) экономичность - должна обеспечиваться максимальная экономичность при заданном уровне надежности;
- г) необслуживаемость - минимизация участия персонала в процессах эксплуатации и управления;
- д) гибкость - ЭЭС должна иметь достаточную гибкость к адаптации при изменениях внешних условий;
- е) эффективность - развитие и эксплуатация ЭЭС должны осуществляться с достижением наилучших экономических показателей и при оптимальном использовании имеющихся активов;
- ж) инновационность - проектирование и эксплуатация ЭЭС осуществляется с учетом последних достижений науки и техники;

### 5.3. Принципы организации межсистемного взаимодействия во время геомагнитных бурь

---

- з) экологичность - проектирование и эксплуатация ЭЭС должны соответствовать требованиям минимизации воздействия объектов ЭЭС на окружающую среду;
- и) безопасность - проектирование и эксплуатация ЭЭС должна выполняться с учетом обеспечения энергобезопасности ЕЭС России.

Анализ перечня показал, что достижение вышеуказанных критериев достигается путем одностороннего взаимодействия между операторами ЭЭС и потребителями, регулируемого нормативными актами и техническими условиями. В классической схеме отсутствует обратная связь от потребителя.

Обратная ситуация имеет место при определении алгоритмов управления во время ГМБ. ГМБ оказывают равное воздействие на всех участников рынка (рис. 5.3). Элементами системы являются:

- а) практика ЭЭС - расчет наведенных ГИТ в ЭЭС и анализ их воздействий на режим и оборудование ЭЭС;
- б) центры прогнозирования космической погоды - моделирование процессов в магнитно и ионосфере, определение силы и зоны поражения ГМБ;
- в) промышленность - проектирование оборудования устойчивого к воздействиям ГИТ в соответствии с нуждами ЭЭС;
- г) нормативные стандарты - разработка норм по управлению ЭЭС во время ГМБ с учетом вышеуказанных требований оперирования ЭЭС;
- д) потребители - повышение информированности об эффектах ГМБ (учитываются потребители мощностью как более, так и менее 50 МВт).

Ключевым элементом систем являются "нормативные стандарты". Рекомендуется создание такой структуры взаимодействия между прочими элементами системы, чтобы она удовлетворяла следующим условиям. Система не должна быть строго иерархальной, а должна обеспечивать равный обмен информацией как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях. На базе нормативных стандартов корректируются алгоритмы управления в нормальном и аварийном режиме ЭЭС с целью:

- а) сохранение сечений, отключение которых приводит к полному разделению ЭЭС на изолированные части;
- б) сохранение генераторных узлов большой мощности с учетом типа электростан-

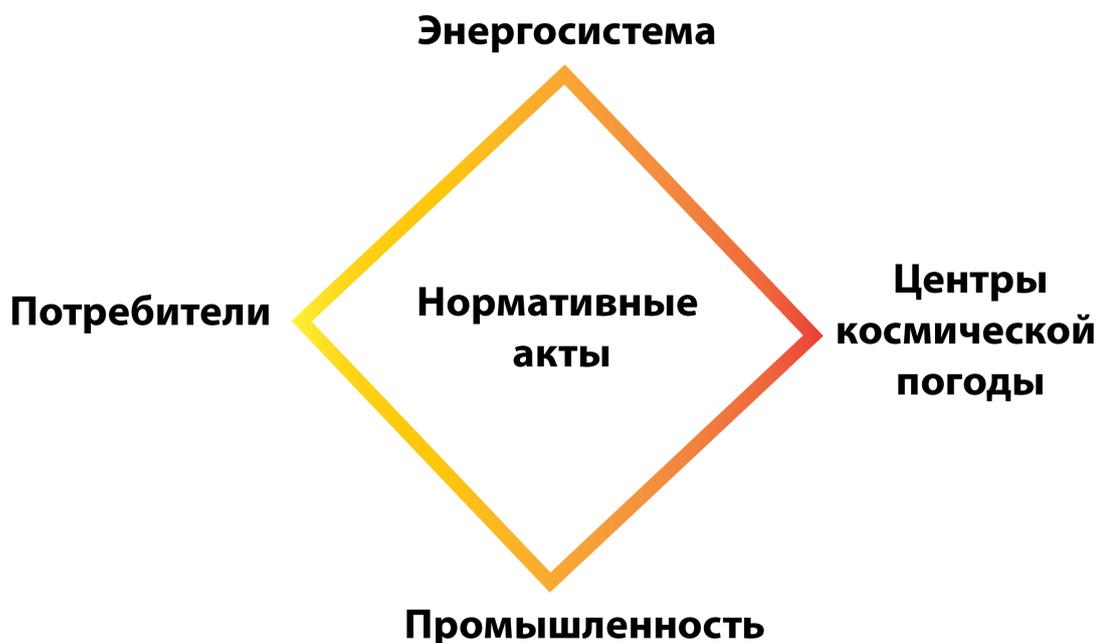


Рисунок 5.3. Звезда выбора алгоритма управления энергосистемой во время геомагнитных бурь

ции. Доля вырабатываемой электроэнергии на ТЭС составляет в России 67 %. Запас топлива на ТЭС регламентируется [150]. Запас топлива обычно рассчитан на период до 1 месяца, что позволяет использовать генераторы ТЭС для горячего старта после ГМБ. ГЭС также робастны. Эксплуатация современных ПГТУ и АЭС осуществляется с использованием электронных схем контроля, что делает их работу менее предпочтительной в период ликвидации последствий ГМБ.

- в) сохранение каналов связи и управления. Наиболее важным является сохранение каналов связи между географически удаленными операторами диспетчерских узлов, обеспечивающих ручное восстановление ЭЭС. Далее следуют системы обеспечения автоматического контроля генерации, нагрузки и перетоков мощности.
- г) обеспечение запасов резервных единиц оборудования в географических районах, где влияние ГМБ значительно для проведения ремонтно-восстановительных работ;
- д) уточнение при необходимости нормативных запасов топлива на электростанциях;
- е) разработку стандартов и процедур по полевому тестированию устойчивости

оборудования ЭЭС к ГМБ;

ж) проведение обучающих практик с привлечением всех пятерых участников.

Так как ГМБ приводят к деградации или сбою нескольких критических инфраструктур одновременно, взаимодействие между элементами системы управления (рис. 5.3) должно быть выполнено с учетом эффектов на взаимосвязанные критические инфраструктуры, вызванные сбоем в электроснабжении. Первоочередным является организация надежного управления для сохранения узлов нагрузки, в которых присоединены потребители, для которых потеря электроснабжения приводит к повсеместному отказу или деградации в соответствии с рис. 5.1.

Постреконструирующий анализ энергоаварий в России должен выполняться в соответствии с правилами, прописанными в [151]. Правилами предусмотрено расследование аварий, вызванных рядом техногенных и природных возмущений, включая:

- а) массовые отключения или повреждения объектов электросетевого хозяйства (высший класс напряжения 6-35 кВ), вызванные неблагоприятными природными явлениями, если они привели к прекращению электроснабжения потребителей общей численностью 200 тыс. человек и более;
- б) разделение энергосистемы на части, выделение отдельных энергорайонов РФ на изолированную от Единой энергетической системы России работу (при отключении всех электрических связей с Единой энергетической системой России;
- в) применение графиков временных отключений суммарным объемом 100 МВт и более или прекращение электроснабжения на величину 25 и более процентов общего объема потребления в операционной зоне диспетчерского центра;
- г) внеплановое ограничение выдачи мощности электростанцией на срок более 1 суток на величину 100 МВт и более;
- д) отключение объектов электросетевого хозяйства (высший класс напряжения 110 кВ и выше), генерирующего оборудования мощностью 100 МВт и более на 2 и более объектах электроэнергетики, вызвавшее прекращение электроснабжения потребителей электрической энергии, суммарная мощность потребления которых составляет 100 МВт и более, продолжительностью 30 минут и более;
- е) нарушения в работе противоаварийной или режимной автоматики, в том числе

### 5.3. Принципы организации межсистемного взаимодействия во время геомагнитных бурь

---

обусловленные ошибочными действиями персонала, вызвавшие отключение объекта электросетевого хозяйства (высший класс напряжения 110 кВ и выше), отключение (включение) генерирующего оборудования, суммарная мощность которого составляет 100 МВт и более, или прекращение электроснабжения потребителей электрической энергии, суммарная мощность потребления которых составляет 100 МВт и более;

- ж) нарушение в работе электрических сетей, приведшее к отклонению частоты на шинах распределительного устройства атомной электростанции (высший класс напряжения 110-750 кВ) от пределов нормальной эксплуатации, установленных технологическим регламентом эксплуатации атомных электростанций (49,0 - 50,5 Гц);
- з) нарушение работы средств диспетчерского и технологического управления, приводящее к прекращению связи (диспетчерской связи, передачи телеметрической информации или управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики) между диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, объектом электроэнергетики и (или) энергопринимающей установкой продолжительностью 1 час и более.

ГМБ, как возмущение природного характера, может являться причиной любого из вышеперечисленных сценариев аварийного режима ЭЭС. Комиссия по расследованию причин катастрофы состоит из представителей: уполномоченного органа в сфере энергетики, федерального органа исполнительной власти, осуществляющего выработку и контроль нормативно-правового регулирования по защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций, организации по управлению ЭЭС, генерирующих компаний, субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, потребителей электрической энергии, присоединенная мощность которых превышает 50 МВт. Автор рекомендует включение в этот список представителей центров космической погоды и промышленности и других инфраструктур, испытавших полную или частичную деградацию, при расследовании последствий энергоаварий, вызванных ГМБ.

## 5.4 Выводы

Надежное и качественное электроснабжение является краеугольным камнем функционирования современного общества. Потеря или сбой в электроснабжении в результате ГМБ может приводить к деградации сразу нескольких систем, которые автор называет критическими. В существующей нормативной базе РФ отсутствует понятие критическая инфраструктура и их перечень. Автор вводит своё определение критической инфраструктуры как набора взаимодействующих элементов, поддерживающих национальную экономику и общественную безопасность, частичная или полная деградация которых способна повлиять на состояние национальной безопасности, привести к чрезвычайным ситуациям определенного уровня и масштаба. На основании свода нормативных документов автором был составлен перечень национальных критических инфраструктур и рассмотрен сценарий межсистемной аварии, вызванной потерей электроснабжения в результате ГМБ при отключении более чем  $N - 1$  сетевого элемента. Рассмотрено мгновенное состояние инфраструктур после потери электроснабжения и спустя 24 часа. На основании полученных данных разработана подробная модель энергоаварии с указанием её фаз (зарождение, инициализация, насыщение, кульминация, затухание) и соответствующих временных промежутков.

Тяжесть энергоаварии, вызванной электромагнитными полями ультранизкой частоты, определена в первую очередь низкой информированностью общества и практики ЭЭС. В существующих правовых нормах отсутствуют требования по учету эффектов ГМБ при планировании и диспетчиризации режимов ЭЭС. Тем не менее ГМБ могут приводить к авариям, прямой и косвенный ущерб от которых соизмерим с ущербом от прочих природных катастроф, учет которых предусмотрен существующими нормами. В главе определены меры межорганизационного взаимодействия с учетом эффектов на взаимосвязанные критические инфраструктуры. Специфическим свойством данных мер является их равноправная координация между пятью участниками рынка.

## Заключение

В диссертационной работе исследованы негативные электромагнитные эффекты ГМБ на режим и оборудование ЭЭС. Предложены и рассмотрены мероприятия по предотвращению системных аварий от ГМБ. ГМБ, обусловленные изменением магнитносферно-ионосферной токовой системы, оказывают воздействие на протяженные электротехнические системы путем создания кондуктивной помехи ультранизкой частоты. В работе рассмотрены три сценария воздействий:

- а) ГМБ, приводящие к системным авариям и повреждению высоковольтного оборудования ЭЭС (Hydro Quebec blackout, 1989 г.);
- б) ГМБ, приводящие к системным авариям, но не приводящие к повреждению высоковольтного оборудования ЭЭС (Halloween blackout, 2003 г.);
- в) ГМБ, не приводящие к системным авариям, но приводящее к повреждению высоковольтного оборудования ЭЭС (деградация силового трансформатора в ЮАР, 2003-2004 гг.).

Анализ литературы и обобщение разрозненных сведений о сбоях в работе ЭЭС показал, что имеет место тренд увеличения числа аварий и связанных с ними издержек от недоотпуска электроэнергии. При этом одним из специфических возмущений, приводящим к крупным межсистемным авариям, являются ГМБ. Практика ЭЭС имеет малый опыт эксплуатации при ГМБ, что усложняет анализ их негативных электромагнитных эффектов. В отличие от других возмущений природного характера ГМБ характеризуются низкой вероятностью. Это накладывает ограничения на использования классических методов анализа на базе кривой  $f - N$  (частота - последствия). Анализ показал, что развитие ЭЭС, связанное с усложнением архитектуры и адаптацией принципов управления ими к условиям либерального рынка, повышает уязвимость ЭЭС к ГМБ. В свою очередь совершенствование теоретической базы

---

о физических процессах на поверхности Солнца и в магнито-ионосфере позволяет получить более точные прогнозы о времени появления и районах воздействия ГМБ. Прямым следствием этого является повышение общественной осведомленности об эффектах геомагнитных токов на ЭЭС, возможность проведения постреконструирующих анализов режимов ЭЭС во время сильных ГМБ. Показано, что имеет место расширение карты зон высокого риска негативного воздействия ГМБ на режим и оборудование ЭЭС.

Полная информация о силе и характере ущерба, связанного с ГМБ, возможна только при комплексном анализе совокупности факторов, определяющих уязвимость ЭЭС к негативным электромагнитным эффектам полей ультранизкой частоты. Автором определена совокупность факторов различной природы, определяющих устойчивость ЭЭС к воздействиям ГМБ. Факторы удобно разделить на четыре группы: параметры ГМБ, параметры ЭЭС, параметры оборудования, информированность. По результатам расчета схемы ЭЭС Скандинавии и некоторых схем энергорайонов ЕЭС России выполнено ранжирование критических факторов разной природы. Показано, что факторы техногенной природы (параметры ЭЭС и параметры оборудования) имеют доминирующее значение при оценке уязвимости ЭЭС. Несмотря на то, что ЕЭС России не находится в зоне высокого геомагнитного риска, её структура представлена в основном длинными (более 150 км) межсистемными связями высокого напряжения (220-500 кВ), что понижает её устойчивость к эффектам ГМБ. Дополнительным критерием, уменьшающим робастность ЕЭС России, является применение силовых трансформаторов на классах напряжения 220 кВ и выше, имеющих относительно высокую восприимчивость к ГИТ.

На основании данных анализа был предложен качественно новый метод анализа устойчивости ЭЭС к ГМБ. Метод позволяет выполнить поиск «узких мест» в ЭЭС с позиции трёх возможных сценариев воздействия ГМБ на ЭЭС. Метод был апробирован на актуальной схеме ЕЭС России. Были выявлены географические области, в которых влияние ГМБ значительно.

По результатам проведенных исследований был разработан комплекс мер и рекомендаций по уменьшению негативных эффектов ГМБ. Комплекс мер направлен на решение трёх уровней проблемы, обусловленной ГМБ:

- 
- а) внешний - меры, связанные с коррекцией архитектуры ЭЭС и заменой силового оборудования ЭЭС на модели, обладающие большей устойчивостью к ГМБ ;
  - б) внутренний - меры, направленные на повышение общественной осведомленности;
  - в) эксплуатационный - рекомендации по корреляции алгоритмов управления с нормированными методами контроля режима ЭЭС.

Отличительной особенностью предложенных мер и рекомендаций является межорганизационный характер их применения. В работе предложены методы коммуникационных взаимодействий между организациями, работающими в разных предметных технических областях при решении проблем ГМБ. Система взаимодействия построена с учетом возможности равного обмена информацией как в вертикальном, так и горизонтальном направлениях. Результаты выполненного исследования являются хорошей базой для практики при планировании, расчете и диспетчеризации ЭЭС во время мировых ГМБ.

По результатам данной диссертационной работы выполнены следующие публикации, в том числе в изданиях, рекомендованных ВАК и состоящих в международных базах цитирования Scopus и Web of Science:

1. ***Методика оптимизации управляющих воздействий в послеаварийных режимах энергосистемы мегаполиса / Волков А.И., Коровкин Н.В., Соколова О.Н., Сорокин Е.В., Фролов О.В. // Электрические станции : ежемесячный производственно-технический журнал / Министерство промышленности и энергетики РФ [и др.] .— М., 2010 .— №11 .— С. 33-36.***
2. ***Method for Optimizing Control Actions Following Emergencies in Large-city Electric Power Systems / Oleg V. Frolov, [et. all.] // Power Technology and Engineering. — Springer. — 2011. – Vol. 45 No. 1 — pp. 50-52***
3. ***О.Н. Соколова. Сравнение эффективности методов управления в энергосистемах России и Европы при геомагнитных бурях // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, — СПб., 2016 .— №12(243) .— С. 88-98.***
4. ***O. Sokolova, P. Burgherr, W. Collenberg, "Solar Storm Impact on Critical Infrastructure", Safety and Reliability: methods and applications, CRS Press, 2014, pp. 1515-1521***
5. ***O. Sokolova, P. Burgherr, W. Collenberg, A. Schwerzmann, The Impact of Solar Storms***

---

***on Power Systems, Swiss Re, 2014***

6. Соколова О.Н. Оптимизация управления режимом энергосистемы по критериям качества и надежности электроснабжения. // Сборник научных трудов 1-й Международной научно-практической конференции «Научные и технические средства обеспечения энергосбережения и энергоэффективности в экономике РФ». – СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2011. С. 15-22
7. Principles of the Control Action Optimization for the Emergency Control System [Электронный ресурс] / Oleg V. Frolov [et. all.] // 3d International Scientific and Technical Conference «Actual in Development of Power System Protection and Automation» 30.05 – 03.06.2011. — St.-Petersburg, 2011. — электрон. опт. диск (CD-ROM).
8. Sokolova O. N., Korovkin N.V. Optimization Principles of the Control Actions in the Postemergency State of the Power System [Электронный ресурс] / Olga Sokolova, Nikolay Korovkin, // SDPS 2012, 10-14.06.2012. – Berlin, Germany, 2012— электрон. опт. диск (CD-ROM).
9. Sokolova O. N. The comparison of Principles of Security Ensuring in ENTSOE and UPS of Russia [Электронный ресурс] / Olga Sokolova, Nikolay Korovkin, Rachid Cherkaoui // IEEE 7th International Workshop on Deregulated Electricity Market Issues in South-Eastern Europe. 20-21.09.2012. – Bucharest, Romania, 2012— электрон. опт. диск (CD-ROM).
10. O. Sokolova. An analytical method for evaluation of solar impact on power system operation [Электронный ресурс] / Olga Sokolova, N. Korovkin, V. Popov // 12th European Space Weather Week. 23-27.11.2015. – Oostende, Belgium, 2015— электрон. опт. диск (CD-ROM).
11. O. Sokolova. Assessing the impact of space weather on the large-scale power grid [Электронный ресурс] // 2015 Annual conference SCCER-FURIES Shaping the Future Swiss Electrical Infrastructure. November 25th 2015. – Lausanne, Switzerland, 2015— электрон. опт. диск (CD-ROM).
12. O. Sokolova, N. Korovkin. Power grid sustainability to solar storm effects as a function of state parameters [Электронный ресурс] // IEEE Workshop on Complexity in Engineering COMPENG 2016. July 4th-7th 2016. – Catane, Italy, 2016— электрон.

---

опт. диск (CD-ROM).

## Список сокращений

АПВ	Автоматическое повторное включение
АЭС	Атомная электростанция
БК	Батарея конденсаторов
ВЛ	Воздушная линия
ВПТ	Вставка постоянного тока
ГИТ	Геоманнитно индуцированный ток
ГИС	Географическая информационная система
ГМБ	Геоманнитная буря
ЕЭС	Единая Энергосистема России
КЗ	Короткое замыкание
ЛЭП	Линия электропередач
МДС	Магнитодвижущая сила
ММП	Межпланетное магнитное поле
МТЗ	Максимальная токовая защита
МЧС	Министерство Чрезвычайных ситуаций
ОАПВ	Однофазное автоматическое повторное включение
ОДУ	Объединенное диспетчерское управление

---

ПС	Подстанция
РДУ	Региональное диспетчерское управление
РУ	Распределительное устройство
РФ	Российская Федерация
СШ	Система шин
США	Соединенные Штаты Америки
ТАПВ	Трёхфазное автоматическое повторное включение
ТН	Трансформатор напряжения
ТТ	Трансформатор тока
УВ	Управляющее воздействие
ЧР	Частичный разряд
ШР	Шунтирующий реактор
ЭС	Энергосистема
ЮАР	Южно-Африканская республика
ACE	Advanced Compositon Explorer
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESA	European Space Agency
EURISGIC	European Risk from Geomagnetically Induced Currents
GOES	Geostational Operational Environmental Satellite
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NOAA	National Oceanic and Athmospheric Administration
SOHO	Solar and Heliospheric Observatory

STEREO Solar Terrestrial Relations Observatory

SWPC Space Weather Prediction Center

## Словарь терминов

**Авроральная зона** (Auroral zone) область атмосферы, в которой наиболее часто наблюдаются ночные полярные сияния

**Геомагнитная буря** (Geomagnetic disturbance) представляют собой возмущение геомагнитного поля, охватывающее всю магнитосферу и длящееся несколько суток, приводящее в частности в низких широтах на поверхности Земли к уменьшению магнитной индукции на 50нТл и больше (по ГОСТ25645.109-84)

**Геомагнитные вариации** (Geomagnetic variations) представляют собой изменение магнитного поля Земли во времени под действием различных факторов

**Корональные выбросы массы** (Coronal mass ejection) - выбросы больших объемов солнечного вещества в межпланетное пространство из атмосферы Солнца в результате происходящих в ней активных процессов

**Кластерный коэффициент** (Cluster coefficient) характеризует степень взаимодействия между собой ближайших соседей. Другими словами, кластерный коэффициент есть вероятность того, что два ближайших соседа узла сами есть ближайшие соседи

**Космическая погода** (Space weather) - это изменение условий на Солнце, в солнечном ветре, магнитосфере и ионосфере, которые могут повлиять на работу и надежность бортовых и наземных технологических систем и угрожать здоровью и жизни людей

**Магнитосферная суббуря** (Magnetospheric substorm) - возмущение гео-

магнитного поля длительностью 1-2 часа, связанное с усиленной диссипацией энергии в магнитосфере  $> 10^{11}$  Вт

**Природная катастрофа** (Natural hazard) - это событие, вызываемое природными причинами, разрушительное действие которого проявляется в рамках достаточно обширных пространственно-временных параметров и вызывает гибель и/или ранение людей, а также существенные временные или постоянные изменения в живых сообществах, которые оно поражает

**Сечение** - совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению ЭЭС на две изолированные части

**Солнечный ветер** (Cluster coefficient) - поток плазмы, истекающей из солнечной короны в межпланетное пространство и состоящий в основном из электронов, протонов и ядер гелия

**Солнечные пятна** (Sunspot) - это области на поверхности Солнца, которые темнее окружающей их фотосферы, за счет подавления конвекции плазмы сильным магнитным полем, что приводит в свою очередь к снижению температуры примерно на 2000 К

**Степень вершины** (Node degree) - это количество ребер, выходящих из этой вершины

**Точки Либрации** (Точки Лагранжа) - точки в системе из двух массивных тел, в которых третье тело с пренебрежимо малой массой, не испытывающее воздействие никаких других сил, кроме гравитационных, со стороны первых двух тел, может оставаться неподвижным относительно этих тел.

## Литература

- [1] Townsend L.W. Carrington flare of 1859 as a prototypical worst-case energetic particle event / L.W. Townsend [et al.] // IEEE Transactions on Nuclear Science. - 2003. - 50(6). P.2307-2309
- [2] Kappenman J. Geomagnetic storms and their impacts on the US power grid. – CA, 2010.
- [3] Tretkoff E. Legislation seeks to protect power grid from space weather // Space Weather. - 2010. - 8(5)
- [4] Отчет о функционировании ЕЭС России в 2014 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru> (30.03.2016).
- [5] Sunspot aurora paralyzes wires // New York Times. – 1925. – 15 мая.
- [6] Sunspot credited with rail tie-up // New York Times. – 1921. – 16 мая.
- [7] Aurora borealis startles Europe // New York Times. – 1938. – 26 января.
- [8] New York Times. – 1940. – 25 марта.
- [9] Geomagnetically induced currents in the Nordic power system and their effects on equipment, control, protection and operation / J. Elovaara [et al.] // Theses of international conference on large high voltage electric machines. – 1992. – Vol. 2. – P. 36–301.
- [10] Severe Space Weather Events – Understanding Societal and Economic Impacts: A Workshop Report. – National Academies Press. – 2008.
- [11] Gaunt C. T. Transformer failures in regions incorrectly considered to have low GIC-risk / C. T. Gaunt, G. Coetzee // IEEE Lausanne Power Tech. – 2007. – P. 807-812.
- [12] Chun-Ming Liu. Geomagnetically induced currents in the high-voltage power grid in China / Chun-Ming Liu, Lian-Guang Liu, Risto Pirjola // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – 24(4). – P. 2368–2374.
- [13] Барсуков О. М. Советские станции земных токов / О. М. Барсуков, В. А.

Троицкая. – Москва : Изд-во АН СССР. – 1959. – 24 с.

[14] Гершенгорн А. И. Воздействие геомагнитных бурь на электроэнергетические системы // Энергохозяйство за рубежом. – 1974. – № 3. – С. 1–5.

[15] Гершенгорн А. И. Исследование нарушений в электроэнергетических системах, называемые геомагнитными бурями // Энергохозяйство за рубежом. – 1982. – № 5 – С. 28–35.

[16] Kikuchi H. Environmental and space electromagnetic / H. Kikuchi. – Tokyo : Springer. – 2012. – 615 p.

[17] Гизлер В. А. Магнитно-ионосферные возмущения в высших широтах и их воздействие на наземные технические коммуникации / В. А. Гизлер, О. А. Тропичев // Тез. докл. 3-й науч.-техн. конф. «Электромагнитная совместимость технических средств» 8-10 сентября 1994 г., Санкт-Петербург. – 1994. – С. 30–31.

[18] Остафийчук Р. М. Классификация методов и средств защиты систем электрооборудования от воздействия электромагнитных полей УНЧ / Р. М. Остафийчук, А. А. Бригадир, С. А. Блинов // Тез. докл. 3-й науч.-техн. конф. «Электромагнитная совместимость технических средств» 8-10 сентября 1994 г., Санкт-Петербург. – 1994. – С. 34–35.

[19] Научные и технические аспекты обеспечения электромагнитной совместимости электроэнергетических систем при воздействии мировых геомагнитных бурь / М. В. Костенко [и др.] // Тез. 4-й рос. науч.-техн. конф. «Электромагнитная совместимость технических средств» ЭМС-96, 18-20 сентября 1996 г., Санкт-Петербург. – 1996. – С. 116–117.

[20] Система регистрации геоиндуцированных токов в нейтралях силовых автотрансформаторов / Ю. В. Каткалов [и др.] // Приборы и техника эксперимента. – 2012. – № 1. – С. 118–123.

[21] Ефимов Б. ГЕОМАГНИТНЫЕ ШТОРМЫ.. Исследование воздействий на энергосистемы Карелии и Кольского полуострова / Б. Ефимов. Я. Сахаров. В. Селиванов // Новости электротехники . – 2016. – № 80(2). –С. 5-29.

[22] Исследование влияния геомагнитных возмущений на гармонический состав токов в нейтралях автотрансформаторов / В. Н. Селиванов [и др.] // Тр. Кольского науч. центра РАН. – 2012. – № 4 (1). – С 60-68.

- [23] Effects of strong geomagnetic storms on northern railways in Russia / E. A. Eroshenko [et al.] // *Advances in Space Research*. – 2010. – N 46 (9). – P.1 102–1110.
- [24] Effects of geomagnetic disturbances on Oktyabrskaya railway in Russia / Y. Yaroshenko [et al.] // *Proceedings of ESWW7, 15-19 November 2010*. – Brugge, Belgium, 2010.
- [25] Разработка системы мониторинга геомагнитоиндуцированных токов в магистральных линиях 330 кВ «Колэнерго» / Я. А. Сахаров [и др.] // *Тр. Кольского научного центра РАН*. – 2004. – С. 7-8.
- [26] Solar cycles, sunspots, solar flares, the global climate & the evaluation of human consciousness [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.lunarplanner.com/SolarCycles.html> (30.03.2016).
- [27] Плазменная гелиофизика / под ред.: Зеленого Л. М., Веселовского И. С. – Москва : Физматлит. – 2008. – 490 с.
- [28] Dorman L. I. Space weather and dangerous phenomena on the earth: principles of great geomagnetic storms forecasting by online cosmic ray data // *Annales Geophysicae*. – 2005. – Vol. 23. – P. 2997–3002.
- [29] Influence of the interplanetary driver type on the durations of the main and recovery phases of magnetic storms / Y. I. Yermolaev [et al.] // *Journal of Geophysical Research: Space Physics*. – 2014. – Vol. 119(10). – P. 8126–8136.
- [30] Рабинер Л. Теория и применение цифровой обработки сигналов / Л. Рабинер, Б. Гоулд. - Рипол Классик, 1978. - 848с.
- [31] The economic impacts of the august 2003 blackout [Электронный ресурс] / Electricity Consumers Resource Council. – Washington, 2004. – Режим доступа: <http://www.elcon.org/Documents/Profiles20and20Publications/Economic20Impacts20of20August20200320Blackout.pdf> (22.09.2016).
- [32] Jiang J. The cause of the weak solar cycle 24 / J. Jiang, R. H Cameron, M. Schuessler // *The Astrophysical Journal Letters*. – 2015. – № 808 (1). – L28 (arXiv: 1507.01764).
- [33] The solar cycle is crashing [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://news.spaceweather.com/the-solar-cycle-is-crashing/> (30.03.2016).
- [34] Zois I.A. Solar activity and transformer failures in the Greek national electric

grid // Journal of Space Weather and Climate. - 2013. - 3(A32).

[35] Thomson D.J. The complex image approximation for induction in a multilayered Earth / D.J. Thomson, J.T. Weaver // Journal of Geophysical Research. - 1975. - 80(1). - P.123-129

[36] Pulkkinen A. Electromagnetic source equivalence and extension of the complex image method for geophysical applications / A. Pulkkinen [et al.] // Progress in Electromagnetic Research B. - 2009. - 16. - P.57-84

[37] Pirjola R. Practical model applicable to investigating the coast effect on the geoelectric field in connection with studies of geomagnetically induced currents // Advances in Applied Physics. - 2013. - N 1(1). - P. 9–28.

[38] Adam A. Estimation of the electric resistivity distribution (EURHOM) in the European lithosphere in the frame of the EURISGIC WP2 project / A. Adam, E. Pracser, V. Wesztergom // Acta Geodaetica et Geophysica Hungarica. - 2012. - 47 (4). - P. 377–387.

[39] Weaver J. T. Mathematical methods for geo-electromagnetic induction / J. T. Weaver. - Taunton : Research studies, 1994. - 316 p.

[40] Stone W. R. Review of Radio Science: 1999-2002 URSI. - John Wiley & Sons, 2002. - 978 p.

[41] Lehtinen M. Currents produced in earthed conductor networks by geomagnetically-induced electric fields / M. Lehtinen, R. Pirjola // Annales Geophysicae. - 1985. - Vol. 3. - P. 479–484.

[42] Pirjola R. Study of effects of changes of earthing resistances on geomagnetically induced currents in an electric power transmission system // Radio Science. - 2008. - № 43(1). - P. 1-13.

[43] Pirjola R. Calculation of geomagnetically induced currents (GIC) in a high-voltage electric power transmission system and estimation of effects of overhead shield wires on GIC modeling // Journal of atmospheric and solar-terrestrial physics. - 2007. - № 69(12). - P. 1305–1311.

[44] Girgis R. Effects of GIC on power transformers and power systems / R. Girgis, K. Vedante // Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D). - IEEE, 2012. - P. 1–8.

- [45] Mousavi S. A. Comprehensive study on magnetization current harmonics of power transformers due to GICs / S. A. Mousavi, C. Carrander, G. Engdahl // International Conference on Power Systems Transients (IPST2013), Vancouver, Canada, July 18-20, 2013. – 2013.
- [46] Patel J. A. Analysis of geomagnetically induced current in transformer / J. A. Patel [et al.] // International conference on electrical, electronics and optimization techniques (ICEEOT). – IEEE, 2016.
- [47] Schrijver C. J. Heliophysics: Space Storms and Radiation: Causes and Effects / C. J. Schrijver, G. L. Siscoe. – Cambridge University Press, 2010.
- [48] Girgis R. Methodology for calculating the impact of GIC and GIC capability for power transformer design / R. Girgis, K. Vedante // IEEE Power & Energy Society General Meeting, 21-25 July 2013. – 2013.
- [49] Отчет о функционировании ЕЭС России в 2015 году [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.so-ups.ru> (30.03.2016).
- [50] Козулин В. С. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе / В. С. Козулин, Л. Д. Рожкова. – Москва : Энерго, 1980.
- [51] ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. – Минск, 2001.
- [52] Львов М. Силовые трансформаторы на 110 кВ и выше. Будущее определит диагностика // Новости электротехники. – 2003. – № 6 (24).
- [53] Бальман Р.Х. Трансформаторы малой мощности. - Судпромгиз, 1961
- [54] Вольдек А. И. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока. Трансформаторы / А. И. Вольдек, В. В. Попов. – Москва : Питер, 2008. – 319 с.
- [55] Electric utility experience with geomagnetic disturbances / P. R. Barnes [et al.]. – Tennessee: Oak Ridge, 1991.
- [56] ГОСТ 20074-83. Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов. – Москва, 1983. – 22 с.
- [57] Moodley N. Developing a power transformer low energy degradation assessment triangle / N. Moodley, C. T. Gaunt // Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa (PowerAfrica), 2012. – 2012. – P. 1–6.

- [58] ГОСТ 533-85. Машины электрические (вращающиеся). Турбогенераторы. Общие технические условия. – Москва, 1985. – 16 с.
- [59] Viljanen A. Modeling geomagnetically induced currents during different ionospheric situations / A. Viljanen, O. Amm, R. Pirjola // Journal of Geophysical Research: Space Physics. – 1999. – № 104. – P. 28059–28071.
- [60] Хуторецкий Г. М. Проектирование турбогенераторов / Г. М. Хуторецкий, М. И. Токов, Е. В. Толвинская. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
- [61] Рихтер Р. Электрические машины. Т. 1 / Р. Рихтер, Ю. С. Чечет. – Рипол Классик, 2013.
- [62] Методические указания по устойчивости энергосистем. Правила и инструкции. – 2004. – 14 с.
- [63] Электрооборудование станций и подстанций / ОАО "Россети". – Москва, 2013.
- [64] Ozgonenel O. Correction of saturated current from measurement current transformer // Electric Power Applications, IET. – 2013. – № 7. – P. 580–585.
- [65] ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. – Минск, 2001.
- [66] Чернобровов Н. В. Релейная защита. – Москва : Энергия, 1971. – 624 с.
- [67] ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия. – Минск, 2001.
- [68] Behaviour of transformers under dc/gic excitation: Phenomenon, impact on design/design evaluation process and modelling aspects in support of design / T. Ngnegueu [et al.] // Proceedings of the CIGRE, 2012. – 2012.
- [69] Tagare D. M. Electricity Power Generation: The Changing Dimensions. – Hoboken : Wiley, 2011. – 374 p.
- [70] Поссе А.В. Схема и режимы электропередач постоянного тока. – Москва: Энергия, 1973.
- [71] Hammad A.E. Analysis of second harmonic instability for the Chateaguay HVDC/SVC scheme // IEEE Transactions on Power Delivery. - 1992. - 7(1). - P.410-415
- [72] Chen S. HVDC converter transformer core saturation instability: a frequency domain analysis / S. Chen [et al.] // IEEE Proceedings on Generation, Transmission and

Distribution. - 1996. - 143(1).- P.75-81

[73] Карапетян И. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Карапетян, Д. Файбисович, И. Шапиро. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энас, 2012. – 377 с.

[74] Нейман Л.Р. Теоретические основы электротехники / Л.Р. Нейман, П.Л. Колонтаров / Москва: Госэнергоиздат, 1948.

[75] Dong X. Comparative analysis of exciting current harmonics and reactive power consumption from GIC saturated transformers / S. Chen, Y. Liu, J.G. Kappenman // IEEE 2001 Power Engineering Society Winter Meeting. - 2001. - 1. - P.318-322.

[76] Power grid sensitivity analysis of geomagnetically induced currents / T. J. Overbye [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. – 2013. – № 28. – P. 4821–4828.

[77] UCTE Operation Handbook final v. 2.5 E, 24.06.2004. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.ucte.org> (20.05.2016)

[78] Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика жнергосистем. Условия организация процесса. Условия организация объекта. Нормы и требования: стандарт организации ОАО "СО ЕЭС" от 19 апреля 2011 года СТО 59012820.29.240.001.2011. – Москва, 2011.

[79] Клейменова Н. Г. Проникновение геомагнитных пульсаций РС5 на необычно низкие широты во время восстановительной фазы суперсильной магнитной бури 31 октября 2003 г. / Н. Г. Клейменова, О. В. Козырева // Солнечно-земная физика. – 2008. – № 1(12).

[80] Beggan C. D. Sensitivity of geomagnetically induced currents to varying auroral electrojet and conductivity models // Earth, Planets and Space. – 2015. – № 67 (1). –P. 1–12.

[81] Viljanen A. The relation between geomagnetic variations and their time derivatives and implications for estimation of induction risks // Geophysical research letters. – 1997. – № 24 (6). – P. 631–634.

[82] Boteler D. H. Coast effect on electric fields [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://goo.gl/COcNv8> (30.03.2016).

[83] Энциклопедия Кольера. Геомагнетизм [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://goo.gl/cl6zMY> (30.03.2016).

- [84] Molinski T. Solar storms / T. Molinski, W. E. Feero, B. Damsky. – IEEE Spectrum, 2000. – November.
- [85] Manda M. Assymmetric behaviour of magnetic dip poles / M. Monda, E. Dormy // Earth, Planets and Space. - 2003. - 55(3). - P.153-157
- [86] Влияние магнитных бурь на аварийность систем электроэнергетики, автоматики и связи / Воронин Н. А. [и др.] // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. – 2012. – № 2. – С. 253-266.
- [87] Geomagnetically induced currents in the New Zealand power network / R. A. Marshall [et al.] // Space Weather. – 2012. – № 10 (8).
- [88] Svenska Kraftnat. Statnett: Swedish Norwegian grid development – three scenarios. – News archive. – 2010.
- [89] Pirjola R. Effects of interactions between stations on the calculation of geomagnetically induced currents in an electric power transmission system // Earth, planets and space. – 2008. – № 60(7). – P. 743–751.
- [90] Continental scale modelling of geomagnetically induced currents / A. Viljanen [et al.] // Journal of Space Weather and Space Climate. –2012. – № 2.
- [91] ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с изменением n1). – Москва, 1985
- [92] Latora V. Efficient behavior of small-world networks / V. Latora, M. Marchiori // Physical review letters. – 2001. – № 87 (19).
- [93] Sokolova O. Safety and reliability: Methodology and applications / O. Sokolova, P. Burgherr, W. Collenberg. – 2014.
- [94] Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей : приказ Мин-ва энергетики РФ от 13 января 2003 года № 6. – Москва, 2003.
- [95] Power world grid modeling with gic and neutral blocking [Presentation at Powerworld client conference, January 22, 2013] [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.powerworld.com/files/06Emprimus.pdf>
- [96] Method for optimizing control actions following emergencies in large-city electric power systems / A .I. Volkov [et al.] // Power Technology and Engineering [formerly Hydrotechnical Construction]. – 2011. – № 45 (1). – P. 50–52.

- [97] Методика оптимизации управляющих воздействий в послеаварийных режимах энергосистемы мегаполиса / Коровкин Н. В. [и др.] // Электрические станции. – 2010. – № 11. – С. 33-36.
- [98] Мониторинг и прогнозирование космической погоды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://nuclphys.sinp.msu.ru/cosmw/cosmw4.htm> (30.03.2016).
- [99] ТЕСИС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.thesis.lebedev.ru/about\\_tesis.html](http://www.thesis.lebedev.ru/about_tesis.html) (30.03.2016).
- [100] Солнце не смогло оживить научный спутник "Коронас-Фотон" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ria.ru/science/20100418/223944222.html> (30.03.2016).
- [101] Baker D. N. Predicting and mitigating socio-economic impacts of extreme space weather: benefits of improved forecasts / D. N. Baker, J. M. Jackson, L. K. Thompson // Extreme Natural Events, Disaster Risks and Societal Implications. – 2014. – P. 113–125.
- [102] Центр прогнозов космической погоды (ИЗМИРАН) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forecast.izmiran.ru> (30.03.2016).
- [103] Single event effect [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://radhome.gsfc.nasa.gov/radhome/see.htm> (30.03.2016).
- [104] Space situational awareness, esa [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.esa.int/Our\\_Activities/Operations/Space\\_Situational\\_Awareness](http://www.esa.int/Our_Activities/Operations/Space_Situational_Awareness) (30.03.2016).
- [105] Review of mitigation technologies for terrestrial power grids against space weather effects / M. Johnson [et al.] // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2016. – № 82. – P. 382–391.
- [106] Affects [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.affects-fp7.eu> (30.03.2016).
- [107] Solar shield: forecasting and mitigating space weather effects on high-voltage power transmission systems / A. Pulkkinen [et al.] // Natural hazards. – 2010. – № 53 (2). – P. 333–345.
- [108] Единая энергетическая система России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/index.php?id=ees> (30.03.2016).
- [109] Объединенная энергосистема Северо-Запада [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=oes\\_northwest](http://so-ups.ru/index.php?id=oes_northwest) (30.03.2016).
- [110] Объединенная энергосистема Сибири [Электронный ресурс]. – Режим

доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=oes\\_siberia](http://so-ups.ru/index.php?id=oes_siberia) (30.03.2016).

[111] Объединенная энергосистема Юга [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=oes\\_south](http://so-ups.ru/index.php?id=oes_south) (30.03.2016).

[112] Объединенная энергосистема Центра [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=oes\\_center](http://so-ups.ru/index.php?id=oes_center) (30.03.2016).

[113] Объединенная энергосистема Востока [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://so-ups.ru/index.php?id=oes\\_east](http://so-ups.ru/index.php?id=oes_east) (30.03.2016).

[114] Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2008 году. – Москва, 2009. – 329 с.

[115] Характеристика ограничений передачи электрической мощности в ЕНЭС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/media/File/evolution/Prill1.doc> (30.03.2016).

[116] Improved availability of 735 kV transmission system by means of series capacitors [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://library.e.abb.com/public/ab1c846e5c820bf2c1256fda003b4d51/A02-01460E\\_HQ\\_LR.pdf](https://library.e.abb.com/public/ab1c846e5c820bf2c1256fda003b4d51/A02-01460E_HQ_LR.pdf)

[117] Perrow C. Normal accidents / C. Perrow. – 1999. – 464 p.

[118] Clinton W. J. Executive order 13010-critical infrastructure protection // Federal Register. – 1996. – № 61 (138). – P. 37347–37350.

[119] Pursiainen C. The challenges for European critical infrastructure protection // European Integration. – 2009. – № 31 (6). – P. 721–739.

[120] Gordon K. Protection of 'critical infrastructure' and the role of investment policies relating to national security. Investment Division, Directorate for Financial and Enterprise Affairs, Organisation for Economic Co-operation and Development / K. Gordon, M. Dion. – Paris, 2008.

[121] Васенин В.А. Критическая энергетическая инфраструктура: кибертеррористическая угроза и средства противодействия. [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.iisi.msu.ru/UserFiles/File/bayern2009/vasenin\\_pres.ppt](http://www.iisi.msu.ru/UserFiles/File/bayern2009/vasenin_pres.ppt) (20.05.2016)

[122] О Стратегии национальной безопасности Российской Федерации до 2020 года : указ Президента РФ от 12.05. 2009 № 537 // Российская газета. – 2009. – № 19.

[123] Об утверждении приоритетных направлений развития науки, технологий и техники в Российской Федерации и перечня критических технологий Российской

Федерации : указ Президента РФ от 7 июля 2011 г. № 899. – Москва, 2011.

[124] Перечень системообразующих предприятий от 8 февраля 2015 / Минэкономразвития России. – Москва, 2015.

[125] Авария в энергосистеме Москвы 25 мая 2005 года. Досье [Электронный ресурс]. – Режим доступа: // <http://tass.ru/info/1992764> (23.09.2016).

[126] Энергоколлапса, подобного пятничному, в России еще не было [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://goo.gl/Vctxff> (30.03.2016).

[127] Отключение электроэнергии затронуло 40% территории Петербурга. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://goo.gl/OMrfg9l> (30.03.2016).

[128] Отключения электроэнергии произошли в 19-ти медучреждениях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://goo.gl/6rfjKi> (30.03.2016).

[129] Техногенная катастрофа в Москве - отключилось все электричество [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.newsru.com/russia/25may2005/mnpz.html> (30.03.2016).

[130] В Санкт-Петербурге произошел масштабный блэкаут [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://www.vedomosti.ru/library/articles/2010/08/20/v\\_sankt-peterburge\\_proizoshel\\_masshtabnyj\\_blekaut](https://www.vedomosti.ru/library/articles/2010/08/20/v_sankt-peterburge_proizoshel_masshtabnyj_blekaut) (30.03.2016).

[131] В Москве на регулирование дорожного движения выведен весь личный состав ГИБДД [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.newsru.com/russia/25may2005/gibdd.html> (30.03.2016).

[132] Отключение электричества в Петербурге вызвало сбой в работе метро [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ria.ru/incidents/20100820/267351546.html> (30.03.2016).

[133] Санкт-Петербург остался без электричества [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://lenta.ru/news/2010/08/20/piter/> (30.03.2016).

[134] Питьевая вода в Петербурге стала дефицитом из-за энергетического коллапса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.gazeta.ru/news/lenta/2010/08/20/n\\_1536745.html](http://www.gazeta.ru/news/lenta/2010/08/20/n_1536745.html) (30.03.2016).

[135] Из-за энергетической аварии в Петербурге было задержано 68 электричек и 6 поездов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.baltinfo.ru/2010/08/21/Iz-za-energeticheskoi-avarii-v-Peterburge-bylo-zaderzhano-68-elektrichek-i-6-poezdov-158829>

(30.03.2016).

[136] На юге Москвы начали таять промышленные "холодильники" с продовольствием [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.newsru.com/russia/25may2005/meat.html> (30.03.2016).

[137] Конец света [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.newizv.ru/accidents/2005-05-26/24973-konec-sveta.htm> (30.03.2016).

[138] Пояков А. 10 лет после Чагино // Корпоративный бюллетень ОАО Системный оператор Единой энергетической системы. – 2015. – № 17 (1). – С. 1–7.

[139] Блэкаут унес миллионы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazeta.ru/business/2010/08/23/3409948.shtml> (30.03.2016).

[140] Взаимодействие диспетчеров Ленинградского РДУ с региональным подразделением МЧС в ходе устранения последствий аварии на ПС Восточная осуществлялось в полном соответствии с действующими регламентирующими документами [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.so-ups.ru/index.php?id=odu\\_northwest\\_news\\_view&tx\\_ttnews5Btt\\_news5D=2094](http://www.so-ups.ru/index.php?id=odu_northwest_news_view&tx_ttnews5Btt_news5D=2094) (30.03.2016).

[141] Энергосбой в Петербурге затронул 300 банкоматов Сбербанка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www.gazeta.ru/news/lenta/2010/08/22/n\\_1537164.shtml](http://www.gazeta.ru/news/lenta/2010/08/22/n_1537164.shtml) (30.03.2016).

[142] Worldwide index of the automotive industry [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.automotive-index.com> (30.03.2016).

[143] О внесении изменений в статью 16 Федерального закона «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации : указ Президента РФ. Федеральный закон от 30.12.2008 № 309-ФЗ. – Москва, 2008.

[144] ГОСТ Р22.0.06-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники природных чрезвычайных ситуаций. Поражающие факторы. Номенклатура параметров поражающих воздействий. – Москва, 1996.

[145] Правила устройства электроустановок / Минэнерго России. – 7-е изд. – Москва : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002.

[146] О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций : постановление от 30 декабря 2003 г. № 794. – Москва, 2003.

[147] Проектирование зданий медицинских учреждений : приказ Минрегио-

развития России : СНиП 2.08.02-89. – Москва, 2011.

[148] О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера : постановление Правительства РФ от 21 мая 2007 г. № 304. – Москва, 2007.

[149] Maynard T. Solar storm risk to the North American electric grid / T. Maynard [et al.] // Lloyd's, 2013

[150] Об утверждении порядка создания и использования тепловыми электростанциями запаса топлива, в том числе в отопительный сезон : приказ Минэнерго РФ от 22 августа 2013 года № 469. – Москва, 2013.

[151] Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике : постановление Правительства РФ от 28 октября 2009 г. № 846. – Москва, 2009.

## Список иллюстраций

1.1	Статистика числа системных аварий в ЭЭС мира за последние 50 лет .	8
1.2	Число людей (в миллионах человек), пострадавших от недоотпуска электроэнергии . . . . .	8
1.3	Схема расположения точек измерения в ЭЭС Кольского полуострова [21]	13
1.4	Характер изменения числа Вольфа в солнечных циклах [26] . . . . .	14
1.5	Пути протекания ГИТ в контурах энергосистемы . . . . .	17
1.6	Пути протекания ГИТ в контурах энергосистемы при установке группы однофазных трансформаторов . . . . .	17
1.7	График изменения тока в глухозаземленной нейтрали трансформатора на ПС 330 кВ Выходной 1 июня 2013 года . . . . .	19
1.8	График тока на ПС 330 кВ Лоухи во время геомагнитной бури 17.07.2012 года (наверху); сигнал после удаления постоянной составляющей (внизу) . . . . .	20
1.9	График тока на ПС 330 кВ Лоухи во время геомагнитной бури 17.07.2012 года после интерполяции сигнала . . . . .	21
1.10	Оригинал тока после интерполяции: красным цветом обозначены данные измерений, синему цвету соответствуют точки "разглаженного" сигнала	21
1.11	Функция Кейзера при величине константы $\beta$ равной 20 (наверху) Оригинал тока после применения оконного преобразования (внизу) . . . . .	21
1.12	Гармонический спектр тока . . . . .	22
1.13	Схематичное изображение межсистемного характера оперирования энергосистемы . . . . .	23
1.14	График изменения числа солнечных пятен в 23м и 24м солнечных циклах [33] . . . . .	25

---

2.1	Алгоритм расчета ГИТ . . . . .	28
2.2	Модель линейного тока . . . . .	29
2.3	1-D модель проводимости подстилающей породы . . . . .	32
2.4	Геометрическая модель задачи . . . . .	32
3.1	Вид магнитной индукции $B$ и тока возбуждения $I$ силового трансформатора при наличии геомагнитно индуцированного тока [44] . . . . .	38
3.2	Количественное распределение трансформаторов в ЕЭС России по классам напряжения . . . . .	40
3.3	Соотношение количества силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации более 25 лет в разрезе классов напряжения . . . . .	41
3.4	Магнитная цепь трёхфазного трёхстержневого трансформатора . . . . .	43
3.5	Магнитная цепь трёхфазного пятистержневого трансформатора . . . . .	43
3.6	Относительная восприимчивость силовых трансформаторов к негативным электромагнитным эффектам геомагнитных бурь как функция конструкции . . . . .	44
3.7	Форма кривой потока . . . . .	45
3.8	Треугольник деградации изоляции трансформатора . . . . .	47
3.9	Распределение высших гармоник при насыщении однофазного стержневого трансформатора . . . . .	48
3.10	Распределение высших гармоник при насыщении трёхфазного пятистержневого трансформатора . . . . .	52
3.11	Схема замещения трансформатора тока . . . . .	53
3.12	Кривая намагничивания сплава Ni-Fe . . . . .	54
3.13	Кривая намагничивания сплава Si-Fe . . . . .	54
3.14	Структурная схема трёхфазной максимальной токовой защиты . . . . .	55
3.15	Структурная схема дифференциальной токовой защиты . . . . .	56
3.16	Структурная схема дистанционной токовой защиты . . . . .	57
3.17	Схема замещения трансформатора напряжения . . . . .	58
4.1	Группы факторов, определяющих устойчивость энергосистемы к геомагнитным бурям . . . . .	72

4.2	Мировая карта изогон [83] . . . . .	75
4.3	Карта вероятности возникновения геомагнитной бури интенсивностью выше 300нТл/мин . . . . .	75
4.4	Эквивалентная схема ЭЭС Скандинавии . . . . .	78
4.5	Эквивалентная схема ЭЭС Скандинавии как функция геомагнитной широты . . . . .	79
4.6	Интенсивность магнитной индукции $B$ , нТл для ГМБ силой $K_p = 9$ как функция геомагнитной широты . . . . .	80
4.7	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году . . . . .	86
4.8	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая . . . . .	86
4.9	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская . . . . .	86
4.10	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтар . . . . .	87
4.11	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году . . . . .	87
4.12	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая . . . . .	87
4.13	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская . . . . .	88
4.14	Граф схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтар . . . . .	88
4.15	Графическое представление метода критической компоненты . . . . .	92

---

4.16	Текущие и планируемые космические миссии по прогнозированию и изучению космической погоды [99] . . . . .	94
4.17	Пример представления данных о состоянии космической погоды, представляемой ИЗМИРАН [102] . . . . .	95
4.18	Алгоритм поиска узких мест энергосистемы к негативным электромагнитным эффектам геомагнитных бурь . . . . .	97
4.19	Описание структуры слоев . . . . .	105
4.20	Описание структуры слоев и графической визуализации . . . . .	106
4.21	Графическая визуализация узких мест ОЭС Сибири при воздействии сильных геомагнитных бурь . . . . .	107
4.22	Диаграмма мер защиты энергосистем от воздействий геомагнитных бурь	108
4.23	Общая схема размещения устройств продольной компенсации на линиях 735 кВ системы Hydro Quebec [116] . . . . .	111
5.1	Характер и степень косвенного воздействия геомагнитных бурь на критические инфраструктуры . . . . .	118
5.2	Диаграмма развития фаз энергоаварии . . . . .	123
5.3	Звезда выбора алгоритма управления энергосистемой во время геомагнитных бурь . . . . .	127
E.1	Блочная модель проводимости подстилающей породы в Европе . . . . .	169
G.1	Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году . . . . .	180
G.2	Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году . . . . .	181

## Список таблиц

1.1	Перечень геомагнитных бурь, приведших к существенным сбоям в работе технических систем . . . . .	10
1.2	Воздействия геомагнитных бурь на режим энергосистемы как функция силы геомагнитных бурь . . . . .	16
1.3	Гармонический состав геомагнитно индуцированных токов в нейтральных силовых трансформаторов на ПС 330 кВ Кондопога: ПС 330 кВ Лоухи и ПС 330 кВ Выходной во время геомагнитных бурь 17 июля 2012 года и 1 июня 2013 года . . . . .	20
2.1	Эквивалентная глубина проникновения электромагнитной волны в метрах как функция частоты и проводимости грунта . . . . .	31
3.1	Величины основных и добавочных потерь от высших гармоник . . . . .	51
3.2	Устойчивость оборудования энергосистемы к эффектам геомагнитных бурь . . . . .	61
3.3	Анализ перечня нормативных возмущений в ЕЭС России и Объединенной энергосистемы Европы . . . . .	65
3.4	Сравнительный анализ управляющих воздействий в ЕЭС России и ENTSO-E . . . . .	68
4.1	Наибольшие значения ГИТ за период июнь 1991 - май 1992 на линии 400 кВ Нурмиярви - Ловииса . . . . .	73
4.2	Результаты расчета ГИТ в ЭЭС Скандинавии . . . . .	81
4.3	Характеристики подстанций центрального энергорайона энергосистемы Якутии . . . . .	85

---

4.4	Параметры графа нормальной режима зимнего максимума нагрузки 2014 года . . . . .	89
4.5	Эффективность схемы сети центрального энергорайона ЭЭС Якутии .	90
4.6	Значения ГИТ в нейтральных силовых трансформаторов как функция места установки токоограничивающего резистора . . . . .	92
4.7	Протяженность ВЛ по классам напряжений в ОЭС по состоянию на 31 декабря 2008 года . . . . .	100
4.8	Протяженность связей в ОЭС Сибири, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком энергорайонах . . . . .	102
5.1	Сравнительная характеристика воздействия энергоаварий в Москве 25 мая 2005г и Санкт-Петербурге 20 августа 2010г на взаимозависимые критические инфраструктуры . . . . .	119
A.1	Хронология 11-летних циклов солнечной активности . . . . .	160
C.1	Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для измерения и учета в рабочих условиях при установившихся режимах . . . . .	162
D.1	Параметры схемы замещения энергосистемы Скандинавии . . . . .	163
E.1	Параметры блоков . . . . .	169
F.1	Геомагнитно индуцированные токи в энергосистеме Скандинавии при различных геомагнитных сценариях . . . . .	170

## А Солнечные циклы

Количественные данные о солнечной активности стали фиксироваться около 1750 года. Отчет первого солнечного цикла ведется с 1755 года. Средняя продолжительность цикла принята, равной 11 годам. Мерой оценки фазы солнечного цикла являются солнечные пятна – числовой показатель солнечной активности, введенный Рудольфом Вольфом, профессором Высшей Технической школы Цюриха, Швейцария, в 1848 году. Таким образом, характер и интенсивность появления и исчезновения солнечных пятен является основой для отсчета солнечных циклов. Цикл характеризуется быстрым (около 4 лет) увеличением числа солнечных пятен, и последующим его уменьшением.

Таблица А.1. Хронология 11-летних циклов солнечной активности

№ цикла	Начало	Конец	№ цикла	Начало	Конец
1	1755	1766	13	1887	1898
2	1766	1777	14	1898	1909
3	1777	1788	15	1909	1920
4	1788	1799	16	1920	1931
5	1799	1810	17	1931	1942
6	1810	1821	18	1942	1953
7	1821	1832	19	1953	1964
8	1832	1843	20	1964	1975
9	1843	1854	21	1975	1986
10	1854	1865	22	1986	1997
11	1865	1876	23	1997	2008
12	1876	1887	24	2008	2019

## В Система геомагнитных индексов

Каждая ГМБ по своим основным характеристикам является сугубо индивидуальной по силе и характеру воздействия. Для оценки возмущения используется система индексов, так называемые магнитные индексы. Наиболее популярными из них являются следующие.

$K$ -индекс, логарифмически ранжированный от 1 до 9 на подобии шкалы Рихтера, используемой для оценки силы землетрясения. Индекс соответствует отклонению (среднего за 3-часовой период)  $H$ -компоненты магнитного поля от некоторого среднего значения в спокойных условиях.

$K_p$  - индекс, планетарное представление  $K$ -индекс, получаемое осреднением значений, измеренных на 13 выбранных геомагнитных станциях (11 в северном полушарии и 2 в южном). Индекс вычисляется с 1932 года в Институте Геофизики в Геттингене (Германия).

$D_{st}$ , индекс, характеризующий меру интенсивности кольцевого тока, проявляющегося во внутренней магнитосфере только во время ГМБ. Индекс вычисляется ежечасно в университете Киото (Япония) по данным вариации  $H$ -компоненты магнитного поля, на четырёх станциях в низкоширотной зоне. Он показывает уменьшение горизонтальной составляющей магнитного поля.

$AE$  – индекс, характеризующий силу авральных токов (электроджет), также вычисляемый в университете Киото

## С Пределы допустимых погрешностей трансформаторов тока

Таблица С.1. Пределы допускаемых погрешностей вторичных обмоток для измерения и учета в рабочих условиях при установившихся режимах

Класс точности	Переменный ток, % номинального значения	Предел допускаемой погрешности		
		Токовой %	Угловой	
0.1	5	$\pm 0.4$	$\pm 15'$	$\pm 0.45$ срад
	20	$\pm 0.2$	$\pm 8'$	$\pm 0.24$ срад
	100-120	$\pm 0.1$	$\pm 5'$	$\pm 0.15$ срад
0.2	5	$\pm 0.75$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
	20	$\pm 0.35$	$\pm 15'$	$\pm 0.45$ срад
	100-120	$\pm 0.2$	$\pm 10'$	$\pm 0.3$ срад
0.2S	1	$\pm 0.75$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
	5	$\pm 0.35$	$\pm 15'$	$\pm 0.45$ срад
	20	$\pm 0.2$	$\pm 10'$	$\pm 0.3$ срад
	100	$\pm 0.2$	$\pm 10'$	$\pm 0.3$ срад
	120	$\pm 0.2$	$\pm 10'$	$\pm 0.3$ срад
0.5	5	$\pm 1.5$	$\pm 90'$	$\pm 2.7$ срад
	20	$\pm 0.75$	$\pm 45'$	$\pm 0.35$ срад
	100-120	$\pm 0.5$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
0.5S	1	$\pm 1.5$	$\pm 90'$	$\pm 2.7$ срад
	5	$\pm 0.75$	$\pm 45'$	$\pm 1.35$ срад
	20	$\pm 0.5$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
	100	$\pm 0.5$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
	120	$\pm 0.5$	$\pm 30'$	$\pm 0.9$ срад
	1	$\pm 1.5$	$\pm 90'$	$\pm 2.7$ срад
1	5	$\pm 3.0$	$\pm 180'$	$\pm 5.4$ срад
	20	$\pm 1.5$	$\pm 90'$	$\pm 2.7$ срад
	100-120	$\pm 1.0$	$\pm 60'$	$\pm 1.8$ срад

## D Параметры схемы замещения энергосистемы Скандинавии

Таблица D.1. Параметры схемы замещения энергосистемы Скандинавии

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
1	ПС 400 кВ Balsfjord	69 <sup>0</sup> 32'02"N 19 <sup>0</sup> 32'86"E	2	ПС 400 кВ Hammerfest	70 <sup>0</sup> 66'94"N 23 <sup>0</sup> 68'26"E	367	2.936
2	ПС 400 кВ Hammerfest	70 <sup>0</sup> 66'94"N 23 <sup>0</sup> 68'26"E	3	ПС 150 кВ Adamselv	70 <sup>0</sup> 36'12"N 26 <sup>0</sup> 49'99"E	300	4.8
3	ПС 150 кВ Adamselv	70 <sup>0</sup> 36'12"N 26 <sup>0</sup> 49'99"E	4	ПС 150 кВ Varngelotn	70 <sup>0</sup> 17'58"N 28 <sup>0</sup> 55'89"E	100	1.6
4	ПС 150 кВ Varngelotn	70 <sup>0</sup> 17'58"N 28 <sup>0</sup> 55'89"E	5	ПС 220 кВ Utsjoki	69 <sup>0</sup> 72'95"N 26 <sup>0</sup> 71'87"E	90	1.08
5	ПС 220 кВ Utsjoki	69 <sup>0</sup> 72'95"N 26 <sup>0</sup> 71'87"E	6	ПС 220 кВ Ivalo	68 <sup>0</sup> 75'62"N 27 <sup>0</sup> 54'27"E	130	1.56
6	ПС 220 кВ Ivalo	68 <sup>0</sup> 75'62"N 27 <sup>0</sup> 54'27"E	7	ПС 220 кВ Vajukoski	67 <sup>0</sup> 78'43"N 26 <sup>0</sup> 88'35"E	120	1.44
1	ПС 400 кВ Balsfjord	69 <sup>0</sup> 32'02"N 19 <sup>0</sup> 32'86"E	8	ПС 400 кВ Ofoten	68 <sup>0</sup> 24'11"N 17 <sup>0</sup> 44'26"E	153	1.224
8	ПС 400 кВ Ofoten	68 <sup>0</sup> 24'11"N 17 <sup>0</sup> 44'26"E	9	ГЭС Ritsen	67 <sup>0</sup> 71'95"N 17 <sup>0</sup> 47'90"E	80	0.64
9	ГЭС Ritsen	67 <sup>0</sup> 71'95"N 17 <sup>0</sup> 47'90"E	10	ГЭС Vietas	67 <sup>0</sup> 52'30"N 18 <sup>0</sup> 37'90"E	52	0.416
10	ГЭС Vietas	67 <sup>0</sup> 52'30"N 18 <sup>0</sup> 37'90"E	11	ГЭС Porjus	66 <sup>0</sup> 95'91"N 19 <sup>0</sup> 85'72"E	85	0.68
11	ГЭС Porjus	66 <sup>0</sup> 95'91"N 19 <sup>0</sup> 85'72"E	12	ГЭС Harspranget	66 <sup>0</sup> 89'43"N 19 <sup>0</sup> 83'37"E	8	0.064
12	ГЭС Harspranget	66 <sup>0</sup> 89'43"N 19 <sup>0</sup> 83'37"E	13	ГЭС Ligga	66 <sup>0</sup> 82'54"N 19 <sup>0</sup> 88'01"E	5	0.04
13	ГЭС Ligga	66 <sup>0</sup> 82'54"N 19 <sup>0</sup> 88'01"E	14	ГЭС Messaure	66 <sup>0</sup> 75'10"N 20 <sup>0</sup> 19'96"E	27	0.216

Продолжение Табл. D.1

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
14	ГЭС Messauve	66°75'10"N 20°19'96"E	15	ГЭС Letsi	66°43'14"N 20°60'67"E	45	0.36
12	ГЭС Harspranget	66°89'43"N 19°83'37"E	15	ГЭС Letsi	66°43'14"N 20°60'67"E	50	0.4
7	ПС 220 кВ Vajukoski	67°78'43"N 26°88'35"E	16	ГЭС Petäjaskoski	64°25'99"N 24°59'28"E	410	4.92
7	ПС 220 кВ Vajukoski	67°78'43"N 26°88'35"E	17	ГЭС Pirttikoski	64°41'21"N 24°31'01"E	450	5.4
16	ГЭС Petäjaskoski	64°25'99"N 24°59'28"E	17	ГЭС Pirttikoski	64°41'21"N 24°31'01"E	23	0.184
8	ПС 400 кВ Ofoten	68°24'11"N 17°44'26"E	18	ГЭС Koblev	67°59'66"N 15°95'21"E	150	1.2
11	ГЭС Porjus	66°95'91"N 19°85'72"E	19	ГЭС Grundfors	64°96'58"N 17°62'11"E	325	2.6
15	ГЭС Letsi	66°43'14"N 20°60'67"E	20	ПС 400 кВ Betasen	63°55'31"N 16°80'01"E	450	3.6
13	ГЭС Ligga	66°82'54"N 19°88'01"E	21	ГЭС Vargfors	65°04'51"N 19°63'06"E	203	1.624
14	ГЭС Messauve	66°75'10"N 20°19'96"E	22	ПС 400 кВ Svartbyn	66°26'20"N 22°85'42"E	140	1.2
23	ПС 400 кВ Keminmaa	65°80'20"N 24°54'50"E	24	ПС 400 кВ Pikkarala	64°91'40"N 25°76'43"E	100	0.8
24	ПС 400 кВ Pikkarala	64°91'40"N 25°76'43"E	25	ПС 400 кВ Pyhänselkä	62°43'36"N 29°97'01"E	350	2.8
16	ГЭС Petäjaskoski	64°25'99"N 24°59'28"E	25	ПС 400 кВ Pyhänselkä	62°43'36"N 29°97'01"E	46	0.368
17	ГЭС Pirttikoski	64°41'21"N 24°31'01"E	24	ПС 400 кВ Pikkarala	64°91'40"N 25°76'43"E	80	0.64
18	ГЭС Koblev	67°59'66"N 15°95'21"E	26	ГЭС Svartisen	66°73'55"N 13°91'41"E	200	1.6
19	ГЭС Grundfors	64°96'58"N 17°62'11"E	27	ГЭС Stornfinnforsen	63°60'19"N 16°13'41"E	320	2.56
20	ПС 400 кВ Betasen	63°55'31"N 16°80'01"E	28	ГЭС Kilforsen	63°56'49"N 16°75'28"E	3	0.024
21	ГЭС Vargfors	65°04'51"N 19°63'06"E	29	ПС 400 кВ Hjalta	63°20'21"N 17°15'03"E	280	2.24
22	ПС 400 кВ Svartbyn	66°26'20"N 22°85'42"E	30	ГЭС Stomorrfors	63°86'06"N 20°05'17"E	310	2.48
65	ПС 400 кВ Yillikälä	61°01'77"N 27°68'98"E	84	БИТ 400 кВ Vyborg	60°68'10"N 28°83'05"E	60	0.48

Продолжение Табл. D.1

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
28	ГЭС Kilforsen	63°56'49"N 16°75'28"E	29	ПС 400 кВ Hjalta	63°20'21"N 17°15'03"E	55	0.44
29	ПС 400 кВ Hjalta	63°20'21"N 17°15'03"E	30	ГЭС Stomorrfors	63°86'06"N 20°05'17"E	187	1.496
24	ПС 400 кВ Pikkarala	64°91'40"N 25°76'43"E	33	ПС 400 кВ Alajärvi	63°00'97"N 23°81'52"E	240	1.76
31	ТЭС Vaskiliuoto	63°09'00"N 21°57'79"E	32	ТЭС Seinäjoki	62°79'59"N 22°83'33"E	55	0.44
32	ТЭС Seinäjoki	62°79'59"N 22°83'33"E	33	ПС 400 кВ Alajärvi	63°00'97"N 23°81'52"E	55	0.44
33	ПС 400 кВ Alajärvi	63°00'97"N 23°81'52"E	34	ПС 400 кВ Vihtavuori	62°36'90"N 25°90'23"E	125	1
34	ПС 400 кВ Vihtavuori	62°36'90"N 25°90'23"E	35	ТЭС Huutokoski	62°24'71"N 27°50'44"E	100	0.8
26	ГЭС Svartisen	66°73'55"N 13°91'41"E	36	ГЭС Rossaga	66°19'60"N 13°79'88"E	150	1.2
27	ГЭС Stornfinnforsen	63°60'19"N 16°13'41"E	37	ГЭС Ramsele	63°53'27"N 16°46'21"E	15	0.12
19	ГЭС Grundfors	64°96'58"N 17°62'11"E	37	ГЭС Ramsele	63°53'27"N 16°46'21"E	310	2.48
29	ПС 400 кВ Hjalta	63°20'21"N 17°15'03"E	38	ПС 400 кВ Stackbo	61°80'68"N 14°76'56"E	473	1.892
38	ПС 400 кВ Stackbo	61°80'68"N 14°76'56"E	39	АЭС Forsmark	60°24'12"N 18°10'0"E	73	0.584
40	АЭС Meri- Poro	61°370'54"N 21°24'24"E	41	ПС 400 кВ Ulvila	61°43'09"N 21°87'48"E	20	0.16
31	ТЭС Vaskiliuoto	63°09'00"N 21°57'79"E	41	ПС 400 кВ Ulvila	61°43'09"N 21°87'48"E	190	1.52
32	ТЭС Seinäjoki	62°79'59"N 22°83'33"E	41	ПС 400 кВ Ulvila	61°43'09"N 21°87'48"E	170	1.36
41	ПС 400 кВ Ulvila	61°43'09"N 21°87'48"E	42	ПС 400 кВ Kangasala	61°46'45"N 24°07'21"E	129	1.032
33	ПС 400 кВ Alajärvi	63°00'97"N 23°81'52"E	42	ПС 400 кВ Kangasala	61°46'45"N 24°07'21"E	220	1.76
34	ПС 400 кВ Vihtavuori	62°36'90"N 25°90'23"E	42	ПС 400 кВ Kangasala	61°46'45"N 24°07'21"E	150	1.2
43	ГЭС Fordal in Sogn	61°19'35"N 7°02'02"E	44	ГЭС Aura	62°67'64"N 8°55'14"E	400	3.2
36	ГЭС Rossaga	66°19'60"N 13°79'88"E	44	ГЭС Aura	62°67'64"N 8°55'14"E	730	3.76

Продолжение Табл. D.1

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
44	ГЭС Aura	62 <sup>0</sup> 67'64"N 8 <sup>0</sup> 55'14"E	45	ГЭС Nea	63 <sup>0</sup> 19'41"N 11 <sup>0</sup> 86'88"E	200	1.84
45	ГЭС Nea	63 <sup>0</sup> 19'41"N 11 <sup>0</sup> 86'88"E	46	ГЭС Midskog	63 <sup>0</sup> 24'83"N 15 <sup>0</sup> 21'75"E	240	1.92
27	ГЭС Stornfinnforsen	63 <sup>0</sup> 60'19"N 16 <sup>0</sup> 13'41"E	46	ГЭС Midskog	63 <sup>0</sup> 24'83"N 15 <sup>0</sup> 21'75"E	65	0.52
37	ГЭС Ramsele	63 <sup>0</sup> 53'27"N 16 <sup>0</sup> 46'21"E	46	ГЭС Midskog	63 <sup>0</sup> 24'83"N 15 <sup>0</sup> 21'75"E	75	0.6
46	ГЭС Midskog	63 <sup>0</sup> 24'83"N 15 <sup>0</sup> 21'75"E	47	ПС 400 кВ Hallsberg	59 <sup>0</sup> 06'98"N 15 <sup>0</sup> 10'02"E	570	2.28
20	ПС 400 кВ Betasen	63 <sup>0</sup> 55'31"N 16 <sup>0</sup> 80'01"E	47	ПС 400 кВ Hallsberg	59 <sup>0</sup> 06'98"N 15 <sup>0</sup> 10'02"E	535	4.28
38	ПС 400 кВ Stackbo	61 <sup>0</sup> 80'68"N 14 <sup>0</sup> 76'56"E	48	ПС 400 кВ Hamra	61 <sup>0</sup> 65'90"N 15 <sup>0</sup> 08'86"E	190	1.52
39	АЭС Forsmark	60 <sup>0</sup> 24'12"N 18 <sup>0</sup> 10'0"E	49	ПС 400 кВ Stocholm	59 <sup>0</sup> 34'27"N 18 <sup>0</sup> 07'01"E	145	1.16
41	ПС 400 кВ Ulvila	61 <sup>0</sup> 43'09"N 21 <sup>0</sup> 87'48"E	50	АЭС Olkiluoto	61 <sup>0</sup> 23'8"N 21 <sup>0</sup> 47'57"E	40	0.16
50	АЭС Olkiluoto	61 <sup>0</sup> 23'8"N 21 <sup>0</sup> 47'57"E	51	ПС 400 кВ Huitinnen	61 <sup>0</sup> 17'71"N 22 <sup>0</sup> 69'82"E	80	0.32
42	ПС 400 кВ Kangasala	61 <sup>0</sup> 46'45"N 24 <sup>0</sup> 07'21"E	51	ПС 400 кВ Huitinnen	61 <sup>0</sup> 17'71"N 22 <sup>0</sup> 69'82"E	85	0.68
43	ГЭС Fordal in Sogn	61 <sup>0</sup> 19'35"N 7 <sup>0</sup> 02'02"E	52	ГЭС Eidsfjord	60 <sup>0</sup> 47'34"N 7 <sup>0</sup> 07'52"E	120	0.96
52	ГЭС Eidsfjord	60 <sup>0</sup> 47'34"N 7 <sup>0</sup> 07'52"E	53	ПС 400 кВ Oslo	59 <sup>0</sup> 88'89"N 10 <sup>0</sup> 71'71"E	230	1.84
44	ГЭС Aura	62 <sup>0</sup> 67'64"N 8 <sup>0</sup> 55'14"E	53	ПС 400 кВ Oslo	59 <sup>0</sup> 88'89"N 10 <sup>0</sup> 71'71"E	260	2
52	ПС 400 кВ Oslo	59 <sup>0</sup> 88'89"N 10 <sup>0</sup> 71'71"E	54	ПС 400 кВ Hasle	59 <sup>0</sup> 30'97"N 11 <sup>0</sup> 15'25"E	80	0.64
54	ПС 400 кВ Hasle	59 <sup>0</sup> 30'97"N 11 <sup>0</sup> 15'25"E	55	ПС 400 кВ Borgvik	59 <sup>0</sup> 36'83"N 12 <sup>0</sup> 93'28"E	140	1.2
46	ГЭС Midskog	63 <sup>0</sup> 24'83"N 15 <sup>0</sup> 21'75"E	55	ПС 400 кВ Borgvik	59 <sup>0</sup> 36'83"N 12 <sup>0</sup> 93'28"E	450	3.6
55	ПС 400 кВ Borgvik	59 <sup>0</sup> 36'83"N 12 <sup>0</sup> 93'28"E	56	ПС 400 кВ Kilanda	57 <sup>0</sup> 93'42"N 12 <sup>0</sup> 21'66"E	150	1.2
56	ПС 400 кВ Kilanda	57 <sup>0</sup> 93'42"N 12 <sup>0</sup> 21'66"E	57	ПС 400 кВ Horred	57 <sup>0</sup> 35'36"N 12 <sup>0</sup> 47'61"E	80	0.64
57	ПС 400 кВ Horred	57 <sup>0</sup> 35'36"N 12 <sup>0</sup> 47'61"E	58	БИТ 400 кВ Barkeryd	57 <sup>0</sup> 72'16"N 14 <sup>0</sup> 53'86"E	140	0.96

Продолжение Табл. D.1

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
47	ПС 400 кВ Hallsberg	59 <sup>0</sup> 06'98"N 15 <sup>0</sup> 10'02"E	58	ВПТ 400 кВ Barkeryd	57 <sup>0</sup> 72'16"N 14 <sup>0</sup> 53'86"E	177	1.416
58	ВПТ 400 кВ Barkeryd	57 <sup>0</sup> 72'16"N 14 <sup>0</sup> 53'86"E	59	ПС 400 кВ Hadenlunda	58 <sup>0</sup> 98'52"N 16 <sup>0</sup> 59'12"E	190	1.52
47	ПС 400 кВ Hallsberg	59 <sup>0</sup> 06'98"N 15 <sup>0</sup> 10'02"E	59	ПС 400 кВ Hadenlunda	58 <sup>0</sup> 98'52"N 16 <sup>0</sup> 59'12"E	90	0.72
48	ПС 400 кВ Hamra	61 <sup>0</sup> 65'90"N 15 <sup>0</sup> 08'86"E	59	ПС 400 кВ Hadenlunda	58 <sup>0</sup> 98'52"N 16 <sup>0</sup> 59'12"E	330	2.64
49	ПС 400 кВ Stocholm	59 <sup>0</sup> 34'27"N 18 <sup>0</sup> 07'01"E	59	ПС 400 кВ Hadenlunda	58 <sup>0</sup> 98'52"N 16 <sup>0</sup> 59'12"E	110	0.88
50	АЭС Olkiluoto	61 <sup>0</sup> 23'8"N 21 <sup>0</sup> 47'57"E	60	ВПТ 400 кВ Rauma	61 <sup>0</sup> 13'20"N 21 <sup>0</sup> 50'61"E	18	0.072
51	ПС 400 кВ Huitinnen	61 <sup>0</sup> 17'71"N 22 <sup>0</sup> 69'82"E	61	ТЭС Forssa	60 <sup>0</sup> 81'40"N 23 <sup>0</sup> 62'11"E	63	0.504
61	ТЭС Forssa	60 <sup>0</sup> 81'40"N 23 <sup>0</sup> 62'11"E	62	ПС 400 кВ Hikliä	60 <sup>0</sup> 75'83"N 24 <sup>0</sup> 91'91"E	75	0.6
42	ПС 400 кВ Kangasala	61 <sup>0</sup> 46'45"N 24 <sup>0</sup> 07'21"E	62	ПС 400 кВ Hikliä	60 <sup>0</sup> 75'83"N 24 <sup>0</sup> 91'91"E	100	0.8
62	ПС 400 кВ Hikliä	60 <sup>0</sup> 75'83"N 24 <sup>0</sup> 91'91"E	63	ВПТ 400 кВ Antila	60 <sup>0</sup> 38'37"N 25 <sup>0</sup> 39'38"E	50	0.4
63	ВПТ 400 кВ Antila	60 <sup>0</sup> 38'37"N 25 <sup>0</sup> 39'38"E	64	АЭС Lovisa	60 <sup>0</sup> 22'20"N 26 <sup>0</sup> 20'50"E	40	0.32
64	АЭС Lovisa	60 <sup>0</sup> 22'20"N 26 <sup>0</sup> 20'50"E	65	ПС 400 кВ Yillikälä	61 <sup>0</sup> 01'77"N 27 <sup>0</sup> 68'98"E	134	1.04
35	ТЭС Huutokoski	62 <sup>0</sup> 24'71"N 27 <sup>0</sup> 50'44"E	65	ПС 400 кВ Yillikälä	61 <sup>0</sup> 01'77"N 27 <sup>0</sup> 68'98"E	153	0.6
52	ГЭС Eidsfjord	60 <sup>0</sup> 47'34"N 7 <sup>0</sup> 07'52"E	66	ГЭС Saurdal	59 <sup>0</sup> 46'50"N 6 <sup>0</sup> 68'24"E	120	0.96
53	ПС 400 кВ Oslo	59 <sup>0</sup> 88'89"N 10 <sup>0</sup> 71'71"E	66	ГЭС Saurdal	59 <sup>0</sup> 46'50"N 6 <sup>0</sup> 68'24"E	260	2.08
66	ГЭС Saurdal	59 <sup>0</sup> 46'50"N 6 <sup>0</sup> 68'24"E	67	ГЭС Holen	59 <sup>0</sup> 34'71"N 7 <sup>0</sup> 28'94"E	50	0.4
54	ПС 400 кВ Hasle	59 <sup>0</sup> 30'97"N 11 <sup>0</sup> 15'25"E	67	ГЭС Holen	59 <sup>0</sup> 34'71"N 7 <sup>0</sup> 28'94"E	230	1.84
75	ВПТ 400 кВ Kristiansand	58 <sup>0</sup> 15'11"N 7 <sup>0</sup> 99'32"E	67	ГЭС Holen	59 <sup>0</sup> 34'71"N 7 <sup>0</sup> 28'94"E	230	1.84
56	ПС 400 кВ Kilanda	57 <sup>0</sup> 93'42"N 12 <sup>0</sup> 21'66"E	68	ПС 400 кВ Stenkullen	57 <sup>0</sup> 80'11"N 12 <sup>0</sup> 31'70"E	20	0.16
57	ПС 400 кВ Horred	57 <sup>0</sup> 35'36"N 12 <sup>0</sup> 47'61"E	69	АЭС Ringhalls	57 <sup>0</sup> 24'62"N 12 <sup>0</sup> 24'95"E	20	0.08

Продолжение Табл. D.1

Номер узла	Наименование	Координаты	Номер узла	Наименование	Координаты	Длина линии, км	Сопротивление, Ом
57	ПС 400 кВ Horred	57 <sup>0</sup> 35'36"N 12 <sup>0</sup> 47'61"E	70	ПС 400 кВ Söderasen	56 <sup>0</sup> 04'20"N 13 <sup>0</sup> 25'23"E	160	1.28
70	ПС 400 кВ Söderasen	56 <sup>0</sup> 04'20"N 13 <sup>0</sup> 25'23"E	71	ПС 400 кВ Sege	55 <sup>0</sup> 65'89"N 13 <sup>0</sup> 12'86"E	45	0.36
71	ПС 400 кВ Sege	55 <sup>0</sup> 65'89"N 13 <sup>0</sup> 12'86"E	72	ВПТ 400 кВ Hurva	55 <sup>0</sup> 80'08"N 13 <sup>0</sup> 44'62"E	25	0.2
71	ПС 400 кВ Sege	55 <sup>0</sup> 65'89"N 13 <sup>0</sup> 12'86"E	78	ВПТ 400 кВ Knuseberg	55 <sup>0</sup> 50'53"N 13 <sup>0</sup> 10'05"E	25	0.2
72	ВПТ 400 кВ Hurva	55 <sup>0</sup> 80'08"N 13 <sup>0</sup> 44'62"E	73	АЭС Oskarshavn	57 <sup>0</sup> 26'89"N 16 <sup>0</sup> 88'44"E	245	1.96
60	ВПТ 400 кВ Rauma	61 <sup>0</sup> 13'20"N 21 <sup>0</sup> 50'61"E	74	ТЭС Naantali	60 <sup>0</sup> 46'66"N 22 <sup>0</sup> 02'48"E	88	0.704
68	ПС 400 кВ Stenkullen	57 <sup>0</sup> 80'11"N 12 <sup>0</sup> 31'70"E	76	ВПТ 400 кВ Lindome	57 <sup>0</sup> 57'55"N 12 <sup>0</sup> 07'90"E	30	0.24
76	ВПТ 400 кВ Lindome	57 <sup>0</sup> 57'55"N 12 <sup>0</sup> 07'90"E	77	ПС 400 кВ Strömna	57 <sup>0</sup> 46'12"N 12 <sup>0</sup> 36'51"E	30	0.24
68	ПС 400 кВ Stenkullen	57 <sup>0</sup> 80'11"N 12 <sup>0</sup> 31'70"E	77	ПС 400 кВ Strömna	57 <sup>0</sup> 46'12"N 12 <sup>0</sup> 36'51"E	45	0.36
69	АЭС Ringhalls	57 <sup>0</sup> 24'62"N 12 <sup>0</sup> 24'95"E	77	ПС 400 кВ Strömna	57 <sup>0</sup> 46'12"N 12 <sup>0</sup> 36'51"E	40	0.16
70	ПС 400 кВ Söderasen	56 <sup>0</sup> 04'20"N 13 <sup>0</sup> 25'23"E	77	ПС 400 кВ Strömna	57 <sup>0</sup> 46'12"N 12 <sup>0</sup> 36'51"E	200	1.6
58	ВПТ 400 кВ Barkeryd	57 <sup>0</sup> 72'16"N 14 <sup>0</sup> 53'86"E	79	ВПТ 400 кВ Stårnö	56 <sup>0</sup> 15'10"N 14 <sup>0</sup> 85'05"E	180	1.44
72	ВПТ 400 кВ Hurva	55 <sup>0</sup> 80'08"N 13 <sup>0</sup> 44'62"E	79	ВПТ 400 кВ Stårnö	56 <sup>0</sup> 15'10"N 14 <sup>0</sup> 85'05"E	95	0.76
80	ВПТ 400 кВ Nybro	56 <sup>0</sup> 74'76"N 15 <sup>0</sup> 90'87"E	79	ВПТ 400 кВ Stårnö	56 <sup>0</sup> 15'10"N 14 <sup>0</sup> 85'05"E	95	0.76
80	ВПТ 400 кВ Nybro	56 <sup>0</sup> 74'76"N 15 <sup>0</sup> 90'87"E	73	АЭС Oskarshavn	57 <sup>0</sup> 26'89"N 16 <sup>0</sup> 88'44"E	70	0.28
74	ТЭС Naantali	60 <sup>0</sup> 46'66"N 22 <sup>0</sup> 02'48"E	81	ТЭС Inkoo	60 <sup>0</sup> 04'67"N 24 <sup>0</sup> 00'47"E	121	0.964
81	ТЭС Inkoo	60 <sup>0</sup> 04'67"N 24 <sup>0</sup> 00'47"E	82	ВПТ 400 кВ Espoo	60 <sup>0</sup> 23'38"N 24 <sup>0</sup> 65'12"E	45	0.36
62	ПС 400 кВ Hikliä	60 <sup>0</sup> 75'83"N 24 <sup>0</sup> 91'91"E	82	ВПТ 400 кВ Espoo	60 <sup>0</sup> 23'38"N 24 <sup>0</sup> 65'12"E	68	0.544
82	ВПТ 400 кВ Espoo	60 <sup>0</sup> 23'38"N 24 <sup>0</sup> 65'12"E	83	ПС 400 кВ Tamisto	60 <sup>0</sup> 27'49"N 24 <sup>0</sup> 97'06"E	80	0.64
61	ТЭС Forssa	60 <sup>0</sup> 81'40"N 23 <sup>0</sup> 62'11"E	83	ПС 400 кВ Tamisto	60 <sup>0</sup> 27'49"N 24 <sup>0</sup> 97'06"E	105	0.84
83	ПС 400 кВ Tamisto	60 <sup>0</sup> 27'49"N 24 <sup>0</sup> 97'06"E	84	ВПТ 400 кВ Vyborg	60 <sup>0</sup> 68'10"N 28 <sup>0</sup> 83'05"E	220	1.76

## Е Данные о проводимости подстилающей породы в Скандинавии

В рамках Европейского проекта EURISGIC по комплексному изучению вопросов влияния космической погоды на энергосистемы группой ученых была составлена карта проводимости почв Европы (рис. Е.1). В Табл. Е.1 приведены параметры блоков, расположенных на территории Скандинавии.

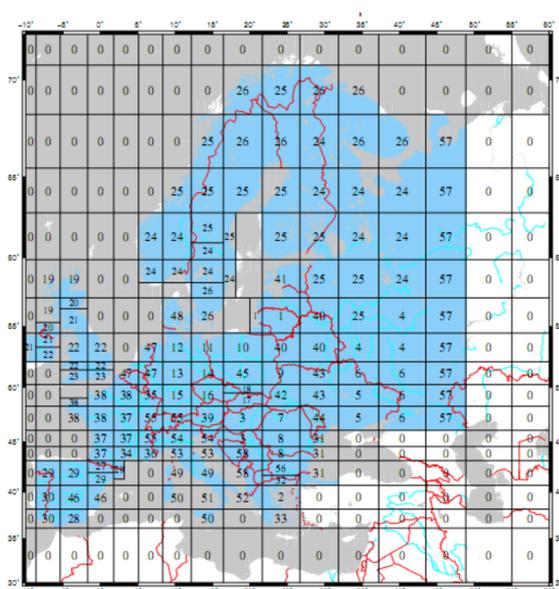


Рисунок Е.1. Блочная модель проводимости подстилающей породы в Европе

Таблица Е.1. Параметры блоков

№ блока	Проводимость, Ом
24	5000
25	5000
26	5000

## Результаты расчета геомагнитно индуцированных токов в энергосистеме Скандинавии

Таблица F.1. Геомагнитно индуцированные токи в энергосистеме Скандинавии при различных геомагнитных сценариях

Номер узла	$K_p$ $\omega, \text{рад/с}$	9	8	7	6	5
ПС 400 кВ Balsfjord						
1	$10^{-1}$	253.8	196.134	143.319	101.518	60.9133
	$10^{-2}$	80.2586	62.0229	45.3216	32.1029	19.2625
	$10^{-3}$	25.38	19.6134	14.3319	10.1518	6.09133
	$10^{-4}$	8.02586	6.20229	4.53216	3.21029	1.92625
	$10^{-5}$	2.538	1.96134	1.43319	1.01518	0.60913
ПС 400 кВ Hammerfest						
2	$10^{-1}$	526.313	405.425	295.011	210.525	126.315
	$10^{-2}$	166.435	128.207	93.2907	66.5737	39.9444
	$10^{-3}$	52.6313	40.5425	29.5011	21.0525	12.6315
	$10^{-4}$	16.6435	12.8207	9.32907	6.65737	3.99444
	$10^{-5}$	5.26313	4.05425	2.95011	2.10525	1.26315
ПС 150 кВ Adamselv						
3	$10^{-1}$	156.975	120.933	88.0106	62.7898	37.674
	$10^{-2}$	49.6398	38.2423	27.8314	19.8559	11.9136
	$10^{-3}$	15.6975	12.0933	8.80106	6.27898	3.7674
	$10^{-4}$	4.96398	3.82423	2.78314	1.98559	1.19136
	$10^{-5}$	1.56975	1.20933	0.88011	0.6279	0.37674
ПС 220 кВ Varangebotn						
4	$10^{-1}$	233.909	180.238	131.205	93.5638	56.1383
	$10^{-2}$	73.9687	56.9963	41.4905	29.5875	17.7525
	$10^{-3}$	23.3909	18.0238	13.1205	9.35638	5.61383
	$10^{-4}$	7.39687	5.69963	4.14905	2.95875	1.77525
	$10^{-5}$	2.33909	1.80238	1.31205	0.93564	0.56138
ПС 220 кВ Utsjoki						
5	$10^{-1}$	266.443	205.471	149.73	106.577	63.9463
	$10^{-2}$	84.2565	64.9756	47.3489	33.7026	20.2216
	$10^{-3}$	26.6443	20.5471	14.973	10.6577	6.39463
	$10^{-4}$	8.42565	6.49756	4.73489	3.37026	2.02216
	$10^{-5}$	2.66443	2.05471	1.4973	1.06577	0.63946

ΠС 220 κВ Ivalo						
6	$10^{-1}$	274.827	212.674	155.684	109.931	65.9589
	$10^{-2}$	86.9079	67.2536	49.2317	34.7632	20.858
	$10^{-3}$	27.4827	21.2674	15.5684	10.9931	6.59589
	$10^{-4}$	8.69079	6.72536	4.92317	3.47632	2.0858
	$10^{-5}$	2.74827	2.12674	1.55684	1.09931	0.65959
ΠС 220 κВ Vajukoski						
7	$10^{-1}$	632.432	490.243	359.67	252.973	151.785
	$10^{-2}$	199.992	155.028	113.738	79.997	47.9986
	$10^{-3}$	63.2432	49.0243	35.967	25.2973	15.1785
	$10^{-4}$	19.9992	15.5028	11.3738	7.9997	4.79986
	$10^{-5}$	6.32432	4.90243	3.5967	2.52973	1.51785
ΠС 400 κВ Ofoten						
8	$10^{-1}$	144.352	112.952	83.8684	57.7363	34.6478
	$10^{-2}$	45.6481	35.7184	26.5215	18.2578	10.9566
	$10^{-3}$	14.4352	11.2952	8.38684	5.77363	3.46478
	$10^{-4}$	4.56481	3.57184	2.65215	1.82578	1.09566
	$10^{-5}$	1.44352	1.12952	0.83868	0.57736	0.34648
ΓЭС Ritsem						
9	$10^{-1}$	84.6175	68.3484	52.7605	33.8369	20.312
	$10^{-2}$	26.7584	21.6137	16.6843	10.7002	6.42323
	$10^{-3}$	8.46175	6.83484	5.27605	3.38369	2.0312
	$10^{-4}$	2.67584	2.16137	1.66843	1.07002	0.64232
	$10^{-5}$	0.84617	0.68348	0.52761	0.33837	0.20312
ΓЭС Vietas						
10	$10^{-1}$	212.112	168.752	127.916	84.8269	50.9126
	$10^{-2}$	67.0756	53.3642	40.4507	26.8246	16.1
	$10^{-3}$	21.2112	16.8752	12.7916	8.48269	5.09126
	$10^{-4}$	6.70756	5.33642	4.04507	2.68246	1.61
	$10^{-5}$	2.12112	1.68752	1.27916	0.84827	0.50913
ΓЭС Porjus						
11	$10^{-1}$	336.488	271.862	209.923	134.552	80.7699
	$10^{-2}$	106.407	85.9704	66.3834	42.5492	25.5417
	$10^{-3}$	33.6488	27.1862	20.9923	13.4552	8.07699
	$10^{-4}$	10.6407	8.59704	6.63834	4.25492	2.55417
	$10^{-5}$	3.36488	2.71862	2.09923	1.34552	0.8077
ΓЭС Harspranget						
12	$10^{-1}$	411.111	338.685	267.48	164.4	98.6863
	$10^{-2}$	130.005	107.102	84.5847	51.988	31.2074
	$10^{-3}$	41.1111	33.8685	26.748	16.44	9.86863
	$10^{-4}$	13.0005	10.7102	8.45847	5.1988	3.12074
	$10^{-5}$	4.11111	3.38685	2.6748	1.644	0.98686
ΓЭС Ligga						
13	$10^{-1}$	417.722	344.728	272.787	167.045	100.274
	$10^{-2}$	132.095	109.013	86.2628	52.8242	31.7093
	$10^{-3}$	41.7722	34.4728	27.2787	16.7045	10.0274
	$10^{-4}$	13.2095	10.9013	8.62628	5.28242	3.17093
	$10^{-5}$	4.17722	3.44728	2.72787	1.67045	1.00274
ΓЭС Messaure						
14	$10^{-1}$	404.018	335.285	266.979	161.56	96.9887
	$10^{-2}$	127.762	106.026	84.4262	51.0899	30.6705
	$10^{-3}$	40.4018	33.5285	26.6979	16.156	9.69887
	$10^{-4}$	12.7762	10.6026	8.44262	5.10899	3.06705
	$10^{-5}$	4.04018	3.35285	2.66979	1.6156	0.96989

ГЭЦ Letsi						
15	$10^{-1}$	305.533	262.224	216.494	122.152	73.3536
	$10^{-2}$	96.618	82.9226	68.4614	38.628	23.1964
	$10^{-3}$	30.5533	26.2224	21.6494	12.2152	7.33536
	$10^{-4}$	9.6618	8.29226	6.84614	3.8628	2.31964
	$10^{-5}$	3.05533	2.62224	2.16494	1.22152	0.73354
ГЭЦ Petäjäsoski						
16	$10^{-1}$	408.8892	298.4762	201.41	163.5557	98.12747
	$10^{-2}$	129.3021	94.38646	63.69142	51.72084	31.03063
	$10^{-3}$	40.88892	29.84762	20.141	16.35557	9.812747
	$10^{-4}$	12.93021	9.438646	6.369142	5.172084	3.103063
	$10^{-5}$	4.088892	2.984762	2.0141	1.635557	0.981275
ГЭЦ Perttikoski						
17	$10^{-1}$	339.8681	246.8433	165.3069	135.9473	81.56096
	$10^{-2}$	107.4757	78.0587	52.27464	42.9903	25.79184
	$10^{-3}$	33.98681	24.68433	16.53069	13.59473	8.156096
	$10^{-4}$	10.74757	7.80587	5.227464	4.29903	2.579184
	$10^{-5}$	3.398681	2.468433	1.653069	1.359473	0.81561
ГЭЦ Kobbelv						
18	$10^{-1}$	56.8627	46.2065	35.9219	22.7428	13.6554
	$10^{-2}$	17.9816	14.6118	11.3595	7.1919	4.31822
	$10^{-3}$	5.68627	4.62065	3.59219	2.27428	1.36554
	$10^{-4}$	1.79816	1.46118	1.13595	0.71919	0.43182
	$10^{-5}$	0.56863	0.46206	0.35922	0.22743	0.13655
ГЭЦ Grundfors						
19	$10^{-1}$	161.577	162.642	154.797	64.3878	38.8258
	$10^{-2}$	51.095	51.4319	48.951	20.3612	12.2778
	$10^{-3}$	16.1577	16.2642	15.4797	6.43878	3.88258
	$10^{-4}$	5.1095	5.14319	4.8951	2.03612	1.22778
	$10^{-5}$	1.61577	1.62642	1.54797	0.64388	0.38826
ИЦ 400 кВ Betasen						
20	$10^{-1}$	80.5643	69.212	57.0398	31.6574	19.5207
	$10^{-2}$	25.4767	21.8867	18.0376	10.011	6.17299
	$10^{-3}$	8.05643	6.9212	5.70398	3.16574	1.95207
	$10^{-4}$	2.54767	2.18867	1.80376	1.0011	0.6173
	$10^{-5}$	0.80564	0.69212	0.5704	0.31657	0.19521
ГЭЦ Vargfors						
21	$10^{-1}$	17.8569	14.0519	10.4777	7.03609	4.33736
	$10^{-2}$	5.64685	4.44359	3.31333	2.22501	1.37159
	$10^{-3}$	1.78569	1.40519	1.04777	0.70361	0.43374
	$10^{-4}$	0.56469	0.44436	0.33133	0.2225	0.13716
	$10^{-5}$	0.17857	0.14052	0.10478	0.07036	0.04337
ИЦ 400 кВ Svartbyn						
22	$10^{-1}$	416.763	346.766	276.918	166.637	100.088
	$10^{-2}$	131.792	109.657	87.5693	52.6954	31.6507
	$10^{-3}$	41.6763	34.6766	27.6918	16.6637	10.0088
	$10^{-4}$	13.1792	10.9657	8.75693	5.26954	3.16507
	$10^{-5}$	4.16763	3.46766	2.76918	1.66637	1.00088
ИЦ 400 кВ Keminmaa						
23	$10^{-1}$	585.465	462.181	347.015	234.186	140.522
	$10^{-2}$	185.14	146.155	109.736	74.0561	44.4368
	$10^{-3}$	58.5465	46.2181	34.7015	23.4186	14.0522
	$10^{-4}$	18.514	14.6155	10.9736	7.40561	4.44368
	$10^{-5}$	5.85465	4.62181	3.47015	2.34186	1.40522

PIC 400 κB Pikkarala						
24	$10^{-1}$	359.963	297.643	236.058	143.985	86.409
	$10^{-2}$	113.83	94.123	74.648	45.5321	27.3249
	$10^{-3}$	35.9963	29.7643	23.6058	14.3985	8.6409
	$10^{-4}$	11.383	9.4123	7.4648	4.55321	2.73249
	$10^{-5}$	3.59963	2.97643	2.36058	1.43985	0.86409
PIC 400 κB Pyhänselkä						
25	$10^{-1}$	955.8488	750.699	560.0256	382.3395	229.3982
	$10^{-2}$	302.2659	237.3919	177.0956	120.9064	72.54208
	$10^{-3}$	95.58488	75.0699	56.00256	38.23395	22.93982
	$10^{-4}$	30.22659	23.73919	17.70956	12.09064	7.254208
	$10^{-5}$	9.558488	7.50699	5.600256	3.823395	2.293982
ΓЭС Svartisen						
26	$10^{-1}$	18.15847	6.267567	2.82313	7.266465	4.327116
	$10^{-2}$	5.742213	1.981979	0.89275	2.297858	1.368354
	$10^{-3}$	1.815847	0.626757	0.28231	0.726646	0.432712
	$10^{-4}$	0.574221	0.198198	0.08928	0.229786	0.136835
	$10^{-5}$	0.181585	0.062676	0.02823	0.072665	0.043271
ΓЭС Stornfinforsen						
27	$10^{-1}$	267.653	226.072	183.336	106.371	64.3308
	$10^{-2}$	84.6392	71.4904	57.976	33.6376	20.3432
	$10^{-3}$	26.7653	22.6072	18.3336	10.6371	6.43308
	$10^{-4}$	8.46392	7.14904	5.7976	3.36376	2.03432
	$10^{-5}$	2.67653	2.26072	1.83336	1.06371	0.64331
ΓЭС Kilforsen						
28	$10^{-1}$	83.1161	71.3862	58.8242	32.6875	20.1247
	$10^{-2}$	26.2836	22.5743	18.6019	10.3367	6.364
	$10^{-3}$	8.31161	7.13862	5.88242	3.26875	2.01247
	$10^{-4}$	2.62836	2.25743	1.86019	1.03367	0.6364
	$10^{-5}$	0.83116	0.71386	0.58824	0.32687	0.20125
PIC 400 κB Hjalta						
29	$10^{-1}$	169.8458	140.7139	111.9673	68.37008	40.55214
	$10^{-2}$	53.70996	44.49765	35.40717	21.62052	12.82371
	$10^{-3}$	16.98458	14.07139	11.19673	6.837008	4.055214
	$10^{-4}$	5.370996	4.449765	3.540717	2.162052	1.282371
	$10^{-5}$	1.698458	1.407139	1.119673	0.683701	0.405521
ΓЭС Stomorrfors						
30	$10^{-1}$	23.57851	19.61167	15.7383	9.71381	5.342331
	$10^{-2}$	7.456179	6.201755	4.976886	3.071777	1.689393
	$10^{-3}$	2.357851	1.961167	1.57383	0.971381	0.534233
	$10^{-4}$	0.745618	0.620176	0.497689	0.307178	0.168939
	$10^{-5}$	0.235785	0.196117	0.157383	0.097138	0.053423
ТЭЦ Vaskiliuoto						
31	$10^{-1}$	416.319	346.829	277.373	166.527	99.9718
	$10^{-2}$	131.651	109.677	87.713	52.6606	31.6138
	$10^{-3}$	41.6319	34.6829	27.7373	16.6527	9.99718
	$10^{-4}$	13.1651	10.9677	8.7713	5.26606	3.16138
	$10^{-5}$	4.16319	3.46829	2.77373	1.66527	0.99972
ТЭЦ Seinäjoki						
32	$10^{-1}$	266.973	222.312	177.704	106.789	64.1421
	$10^{-2}$	84.4244	70.3014	56.1949	33.7698	20.2835
	$10^{-3}$	26.6973	22.2312	17.7704	10.6789	6.41421
	$10^{-4}$	8.44244	7.03014	5.61949	3.37698	2.02835
	$10^{-5}$	2.66973	2.22312	1.77704	1.06789	0.64142

PIC 400 kB Alajärvi						
33	$10^{-1}$	278.717	231.923	185.237	111.487	66.9958
	$10^{-2}$	88.1381	73.3406	58.5772	35.2552	21.1859
	$10^{-3}$	27.8717	23.1923	18.5237	11.1487	6.69958
	$10^{-4}$	8.81381	7.33406	5.85772	3.52552	2.11859
	$10^{-5}$	2.78717	2.31923	1.85237	1.11487	0.66996
PIC 400 kB Vihtavuori						
34	$10^{-1}$	116.982	97.3753	77.803	46.7929	28.4317
	$10^{-2}$	36.993	30.7928	24.6035	14.7972	8.99088
	$10^{-3}$	11.6982	9.73753	7.7803	4.67929	2.84317
	$10^{-4}$	3.6993	3.07928	2.46035	1.47972	0.89909
	$10^{-5}$	1.16982	0.97375	0.77803	0.46793	0.28432
TÖI Huotokoski						
35	$10^{-1}$	191.032	159.15	127.282	76.4128	46.3032
	$10^{-2}$	60.4096	50.3277	40.2501	24.1639	14.6423
	$10^{-3}$	19.1032	15.915	12.7282	7.64128	4.63032
	$10^{-4}$	6.04096	5.03277	4.02501	2.41639	1.46423
	$10^{-5}$	1.91032	1.5915	1.27282	0.76413	0.46303
ΓЭС Rossage						
36	$10^{-1}$	41.4899	52.4472	57.7585	16.5887	10.0406
	$10^{-2}$	13.1202	16.5853	18.2648	5.24579	3.17512
	$10^{-3}$	4.14899	5.24472	5.77585	1.65887	1.00406
	$10^{-4}$	1.31202	1.65853	1.82648	0.52458	0.31751
	$10^{-5}$	0.4149	0.52447	0.57758	0.16589	0.10041
ΓЭС Ramsele						
37	$10^{-1}$	119.423	102.321	84.1588	47.1663	28.8146
	$10^{-2}$	37.765	32.3566	26.6134	14.9153	9.11196
	$10^{-3}$	11.9423	10.2321	8.41588	4.71663	2.88146
	$10^{-4}$	3.7765	3.23566	2.66134	1.49153	0.9112
	$10^{-5}$	1.19423	1.02321	0.84159	0.47166	0.28815
PIC 400 kB Stackbo						
38	$10^{-1}$	179.579	150.4574	121.4178	72.99663	43.94713
	$10^{-2}$	56.78785	47.5788	38.39569	23.08356	13.8973
	$10^{-3}$	17.9579	15.04574	12.14178	7.299663	4.394713
	$10^{-4}$	5.678785	4.75788	3.839569	2.308356	1.38973
	$10^{-5}$	1.79579	1.504574	1.214178	0.729966	0.439471
AЭС Forsmark						
39	$10^{-1}$	73.80317	62.91945	52.08569	31.23947	18.82022
	$10^{-2}$	23.33861	19.89688	16.47094	9.878787	5.951477
	$10^{-3}$	7.380317	6.291945	5.208569	3.123947	1.882022
	$10^{-4}$	2.333861	1.989688	1.647094	0.987879	0.595148
	$10^{-5}$	0.738032	0.629194	0.520857	0.312395	0.188202
AЭС Neri Poro						
40	$10^{-1}$	149.9323	124.9796	100.0155	59.9729	35.90293
	$10^{-2}$	47.41274	39.522	31.62767	18.9651	11.3535
	$10^{-3}$	14.99323	12.49796	10.00155	5.99729	3.590293
	$10^{-4}$	4.741274	3.9522	3.162767	1.89651	1.13535
	$10^{-5}$	1.499323	1.249796	1.000155	0.599729	0.359029
PIC 400 kB Ulvila						
41	$10^{-1}$	163.8272	136.5645	109.2885	65.53089	39.22479
	$10^{-2}$	51.80672	43.18547	34.56006	20.72269	12.40397
	$10^{-3}$	16.38272	13.65645	10.92885	6.553089	3.922479
	$10^{-4}$	5.180672	4.318547	3.456006	2.072269	1.240397
	$10^{-5}$	1.638272	1.365645	1.092885	0.655309	0.392248

ΠС 400 κВ Kangasala						
42	$10^{-1}$	155.2489	129.4387	103.6081	62.09956	37.19071
	$10^{-2}$	49.09401	40.93212	32.76376	19.63761	11.76074
	$10^{-3}$	15.52489	12.94387	10.36081	6.209956	3.719071
	$10^{-4}$	4.909401	4.093212	3.276376	1.963761	1.176074
	$10^{-5}$	1.552489	1.294387	1.036081	0.620996	0.371907
ΓЭС Fordal in Sogn						
43	$10^{-1}$	557.3517	464.3069	371.3227	222.9834	134.6336
	$10^{-2}$	176.2501	146.8267	117.4226	70.51354	42.57488
	$10^{-3}$	55.73517	46.43069	37.13227	22.29834	13.46336
	$10^{-4}$	17.62501	14.68267	11.74226	7.051354	4.257488
	$10^{-5}$	5.573517	4.643069	3.713227	2.229834	1.346336
ΓЭС Aura						
44	$10^{-1}$	452.38	377.975	303.228	180.85	109.763
	$10^{-2}$	143.055	119.526	95.8891	57.1898	34.71
	$10^{-3}$	45.238	37.7975	30.3228	18.085	10.9763
	$10^{-4}$	14.3055	11.9526	9.58891	5.71898	3.471
	$10^{-5}$	4.5238	3.77975	3.03228	1.8085	1.09763
ΓЭС Nea						
45	$10^{-1}$	374.602	312.805	250.734	149.588	90.3227
	$10^{-2}$	118.459	98.9176	79.2891	47.3039	28.5625
	$10^{-3}$	37.4602	31.2805	25.0734	14.9588	9.03227
	$10^{-4}$	11.8459	9.89176	7.92891	4.73039	2.85625
	$10^{-5}$	3.74602	3.12805	2.50734	1.49588	0.90323
ΓЭС Midskog						
46	$10^{-1}$	598.165	499.961	401.027	238.372	143.974
	$10^{-2}$	189.156	158.101	126.816	75.3797	45.5287
	$10^{-3}$	59.8165	49.9961	40.1027	23.8372	14.3974
	$10^{-4}$	18.9156	15.8101	12.6816	7.53797	4.55287
	$10^{-5}$	5.98165	4.99961	4.01027	2.38372	1.43974
ΠС 400 κВ Hallsberg						
47	$10^{-1}$	533.8342	449.0168	364.4125	218.8023	131.8463
	$10^{-2}$	168.8132	141.9916	115.2374	69.19136	41.69346
	$10^{-3}$	53.38342	44.90168	36.44125	21.88023	13.18463
	$10^{-4}$	16.88132	14.19916	11.52374	6.919136	4.169346
	$10^{-5}$	5.338342	4.490168	3.644125	2.188023	1.318463
ΠС 400 κВ Hamra						
48	$10^{-1}$	260.151	214.637	169.081	101.566	61.3634
	$10^{-2}$	82.2671	67.8741	53.468	32.1181	19.4048
	$10^{-3}$	26.0151	21.4637	16.9081	10.1566	6.13634
	$10^{-4}$	8.22671	6.78741	5.3468	3.21181	1.94048
	$10^{-5}$	2.60151	2.14637	1.69081	1.01566	0.61363
ΠС 400 κВ Stockholm						
49	$10^{-1}$	167.6986	144.0179	120.3815	71.88948	43.51878
	$10^{-2}$	53.03096	45.54246	38.06796	22.73345	13.76185
	$10^{-3}$	16.76986	14.40179	12.03815	7.188948	4.351878
	$10^{-4}$	5.303096	4.554246	3.806796	2.273345	1.376185
	$10^{-5}$	1.676986	1.440179	1.203815	0.718895	0.435188
ТЭЦ Olkiluoto						
50	$10^{-1}$	91.46408	76.24978	61.0261	36.58563	21.86099
	$10^{-2}$	28.92348	24.1123	19.29815	11.56939	6.913051
	$10^{-3}$	9.146408	7.624978	6.10261	3.658563	2.186099
	$10^{-4}$	2.892348	2.41123	1.929815	1.156939	0.691305
	$10^{-5}$	0.914641	0.762498	0.610261	0.365856	0.21861

PIC 400 κB Huittinen						
51	$10^{-1}$	55.31979	46.12926	36.92944	22.12792	13.17733
	$10^{-2}$	17.49365	14.58735	11.67811	6.997462	4.167037
	$10^{-3}$	5.531979	4.612926	3.692944	2.212792	1.317733
	$10^{-4}$	1.749365	1.458735	1.167811	0.699746	0.416704
	$10^{-5}$	0.553198	0.461293	0.369294	0.221279	0.131773
ΓЭС Eidfjord						
52	$10^{-1}$	199.334	166.16	132.951	79.6677	48.1762
	$10^{-2}$	63.035	52.5443	42.0428	25.1931	15.2347
	$10^{-3}$	19.9334	16.616	13.2951	7.96677	4.81762
	$10^{-4}$	6.3035	5.25443	4.20428	2.51931	1.52347
	$10^{-5}$	1.99334	1.6616	1.32951	0.79668	0.48176
PIC 400 κB Oslo						
53	$10^{-1}$	173.3556	144.4311	115.5747	69.54287	41.9362
	$10^{-2}$	54.81986	45.67311	36.54792	21.99139	13.26139
	$10^{-3}$	17.33556	14.44311	11.55747	6.954287	4.19362
	$10^{-4}$	5.481986	4.567311	3.654792	2.199139	1.326139
	$10^{-5}$	1.733556	1.444311	1.155747	0.695429	0.419362
PIC 400 κB Hasle						
54	$10^{-1}$	199.804	166.7529	133.7515	80.36539	48.52928
	$10^{-2}$	63.18356	52.7319	42.29594	25.41377	15.3463
	$10^{-3}$	19.9804	16.67529	13.37515	8.036539	4.852928
	$10^{-4}$	6.318356	5.27319	4.229594	2.541377	1.53463
	$10^{-5}$	1.99804	1.667529	1.337515	0.803654	0.485293
PIC 400 κB Borgvik						
55	$10^{-1}$	105.9825	89.47331	73.05576	43.96909	26.60258
	$10^{-2}$	33.51461	28.29395	23.10226	13.90425	8.412474
	$10^{-3}$	10.59825	8.947331	7.305576	4.396909	2.660258
	$10^{-4}$	3.351461	2.829395	2.310226	1.390425	0.841247
	$10^{-5}$	1.059825	0.894733	0.730558	0.439691	0.266026
PIC 400 κB Kilanda						
56	$10^{-1}$	159.969	137.6986	115.4622	68.89539	41.77367
	$10^{-2}$	50.58664	43.54412	36.51236	21.78664	13.20999
	$10^{-3}$	15.9969	13.76986	11.54622	6.889539	4.177367
	$10^{-4}$	5.058664	4.354412	3.651236	2.178664	1.320999
	$10^{-5}$	1.59969	1.376986	1.154622	0.688954	0.417737
PIC 400 κB Horred						
57	$10^{-1}$	139.2186	117.5116	95.82812	57.40099	34.70191
	$10^{-2}$	44.02478	37.16042	30.30351	18.15179	10.97371
	$10^{-3}$	13.92186	11.75116	9.582812	5.740099	3.470191
	$10^{-4}$	4.402478	3.716042	3.030351	1.815179	1.097371
	$10^{-5}$	1.392186	1.175116	0.958281	0.57401	0.347019
BIIT 400 κB Barkeryd						
58	$10^{-1}$	167.287	146.0475	124.861	74.3434	45.08809
	$10^{-2}$	52.90078	46.18427	39.48452	23.50945	14.25811
	$10^{-3}$	16.7287	14.60475	12.4861	7.43434	4.508809
	$10^{-4}$	5.290078	4.618427	3.948452	2.350945	1.425811
	$10^{-5}$	1.67287	1.460475	1.24861	0.743434	0.450881
PIC 400 κB Hadenlunda						
59	$10^{-1}$	186.7614	165.8242	144.9658	86.09297	52.28092
	$10^{-2}$	59.05915	52.43821	45.8422	27.22499	16.53268
	$10^{-3}$	18.67614	16.58242	14.49658	8.609297	5.228092
	$10^{-4}$	5.905915	5.243821	4.58422	2.722499	1.653268
	$10^{-5}$	1.867614	1.658242	1.449658	0.86093	0.522809

BIIT 400 κB Rauma						
60	$10^{-1}$	72.00258	60.02864	48.04634	28.80103	17.18457
	$10^{-2}$	22.76922	18.98272	15.19359	9.107686	5.434237
	$10^{-3}$	7.200258	6.002864	4.804634	2.880103	1.718457
	$10^{-4}$	2.276922	1.898272	1.519359	0.910769	0.543424
	$10^{-5}$	0.720026	0.600286	0.480463	0.28801	0.171846
ΓΩΙ Forssa						
61	$10^{-1}$	75.30788	62.77432	50.23515	30.12315	18.09277
	$10^{-2}$	23.81444	19.85098	15.88575	9.525776	5.721436
	$10^{-3}$	7.530788	6.277432	5.023515	3.012315	1.809277
	$10^{-4}$	2.381444	1.985098	1.588575	0.952578	0.572144
	$10^{-5}$	0.753079	0.627743	0.502352	0.301232	0.180928
ΠC 400 κB Hikilä						
62	$10^{-1}$	95.32626	79.45825	63.58401	38.13051	22.93294
	$10^{-2}$	30.14481	25.1269	20.10703	12.05792	7.252033
	$10^{-3}$	9.532626	7.945825	6.358401	3.813051	2.293294
	$10^{-4}$	3.014481	2.51269	2.010703	1.205792	0.725203
	$10^{-5}$	0.953263	0.794582	0.63584	0.381305	0.229329
BIIT 400 κB Antilla						
63	$10^{-1}$	163.4506	136.2217	108.9887	65.38023	39.43693
	$10^{-2}$	51.68761	43.07707	34.46526	20.67504	12.47105
	$10^{-3}$	16.34506	13.62217	10.89887	6.538023	3.943693
	$10^{-4}$	5.168761	4.307707	3.446526	2.067504	1.247105
	$10^{-5}$	1.634506	1.362217	1.089887	0.653802	0.394369
ΑC Lovisa						
64	$10^{-1}$	212.3622	176.98	141.5942	84.94486	51.26936
	$10^{-2}$	67.15481	55.96598	44.77601	26.86192	16.2128
	$10^{-3}$	21.23622	17.698	14.15942	8.494486	5.126936
	$10^{-4}$	6.715481	5.596598	4.477601	2.686192	1.62128
	$10^{-5}$	2.123622	1.7698	1.415942	0.849449	0.512694
ΠC 400 κB Yliskälä						
65	$10^{-1}$	29.87603	24.91582	19.94956	11.95041	7.154427
	$10^{-2}$	9.44763	7.879073	6.308606	3.779052	2.262429
	$10^{-3}$	2.987603	2.491582	1.994956	1.195041	0.715443
	$10^{-4}$	0.944763	0.787907	0.630861	0.377905	0.226243
	$10^{-5}$	0.29876	0.249158	0.199496	0.119504	0.071544
ΓC Saurdal						
66	$10^{-1}$	110.9096	92.42749	73.9683	44.44622	26.82786
	$10^{-2}$	35.07271	29.22814	23.39083	14.05513	8.483713
	$10^{-3}$	11.09096	9.242749	7.39683	4.444622	2.682786
	$10^{-4}$	3.507271	2.922814	2.339083	1.405513	0.848371
	$10^{-5}$	1.109096	0.924275	0.739683	0.444462	0.268279
ΓC Holen						
67	$10^{-1}$	32.90532	27.45281	22.01907	13.26153	7.995245
	$10^{-2}$	10.40558	8.681342	6.96304	4.193665	2.528318
	$10^{-3}$	3.290532	2.745281	2.201907	1.326153	0.799524
	$10^{-4}$	1.040558	0.868134	0.696304	0.419367	0.252832
	$10^{-5}$	0.329053	0.274528	0.220191	0.132615	0.079952
ΠC 400 κB Stenkullen						
68	$10^{-1}$	160.2669	137.3935	114.5544	68.41214	41.44267
	$10^{-2}$	50.68084	43.44763	36.2253	21.63382	13.10532
	$10^{-3}$	16.02669	13.73935	11.45544	6.841214	4.144267
	$10^{-4}$	5.068084	4.344763	3.62253	2.163382	1.310532
	$10^{-5}$	1.602669	1.373935	1.145544	0.684121	0.414427

AÖC Ringhalls						
69	$10^{-1}$	139.5163	117.4784	95.46296	57.20928	34.57588
	$10^{-2}$	44.11892	37.14993	30.18804	18.09116	10.93385
	$10^{-3}$	13.95163	11.74784	9.546296	5.720928	3.457588
	$10^{-4}$	4.411892	3.714993	3.018804	1.809116	1.093385
	$10^{-5}$	1.395163	1.174784	0.95463	0.572093	0.345759
PIC 400 κB Söderasen						
70	$10^{-1}$	404.2936	326.4858	248.6902	150.3862	90.35898
	$10^{-2}$	127.8489	103.2439	78.64274	47.55629	28.57402
	$10^{-3}$	40.42936	32.64858	24.86902	15.03862	9.035898
	$10^{-4}$	12.78489	10.32439	7.864274	4.755629	2.857402
	$10^{-5}$	4.042936	3.264858	2.486902	1.503862	0.90359
PIC 400 κB Sege						
71	$10^{-1}$	396.2772	319.5809	242.8952	146.9297	88.26144
	$10^{-2}$	125.3139	101.0603	76.81022	46.46324	27.91072
	$10^{-3}$	39.62772	31.95809	24.28952	14.69297	8.826144
	$10^{-4}$	12.53139	10.10603	7.681022	4.646324	2.791072
	$10^{-5}$	3.962772	3.195809	2.428952	1.469297	0.882614
BIIT 400 κB Hurva						
72	$10^{-1}$	463.904	374.3473	284.8046	172.2576	103.4831
	$10^{-2}$	146.6993	118.379	90.06311	54.47264	32.72423
	$10^{-3}$	46.3904	37.43473	28.48046	17.22576	10.34831
	$10^{-4}$	14.66993	11.8379	9.006311	5.447264	3.272423
	$10^{-5}$	4.63904	3.743473	2.848046	1.722576	1.034831
AÖC Oskarshamn						
73	$10^{-1}$	134.5767	111.9262	89.29564	53.65829	32.35938
	$10^{-2}$	42.55688	35.39417	28.23776	16.96824	10.23294
	$10^{-3}$	13.45767	11.19262	8.929564	5.365829	3.235938
	$10^{-4}$	4.255688	3.539417	2.823776	1.696824	1.023294
	$10^{-5}$	1.345767	1.119262	0.892956	0.536583	0.323594
BIIT 400 κB Naantali						
74	$10^{-1}$	148.9638	124.1502	99.33222	59.58554	35.89323
	$10^{-2}$	47.1065	39.25974	31.41161	18.8426	11.35044
	$10^{-3}$	14.89638	12.41502	9.933222	5.958554	3.589323
	$10^{-4}$	4.71065	3.925974	3.141161	1.88426	1.135044
	$10^{-5}$	1.489638	1.241502	0.993322	0.595855	0.358932
BIIT 400 κB Kristiansand						
75	$10^{-1}$	327.756	273.1444	218.5414	131.1476	79.2273
	$10^{-2}$	103.6455	86.37585	69.10884	41.47251	25.05387
	$10^{-3}$	32.7756	27.31444	21.85414	13.11476	7.92273
	$10^{-4}$	10.36455	8.637585	6.910884	4.147251	2.505387
	$10^{-5}$	3.27756	2.731444	2.185414	1.311476	0.792273
BIIT 400 κB Lindome						
76	$10^{-1}$	133.5698	113.7493	93.95461	56.18049	34.00461
	$10^{-2}$	42.23849	35.97067	29.71106	17.76583	10.7532
	$10^{-3}$	13.35698	11.37493	9.395461	5.618049	3.400461
	$10^{-4}$	4.223849	3.597067	2.971106	1.776583	1.07532
	$10^{-5}$	1.335698	1.137493	0.939546	0.561805	0.340046
PIC 400 κB Strömma						
77	$10^{-1}$	118.0989	100.7404	83.40551	49.85739	30.1828
	$10^{-2}$	37.34616	31.8569	26.37514	15.76629	9.544638
	$10^{-3}$	11.80989	10.07404	8.340551	4.985739	3.01828
	$10^{-4}$	3.734616	3.18569	2.637514	1.576629	0.954464
	$10^{-5}$	1.180989	1.007404	0.834055	0.498574	0.301828

BIIT 400 κB Knuseberg						
78	$10^{-1}$	350.8599	282.8205	214.79	129.9428	78.05205
	$10^{-2}$	110.9517	89.4357	67.92257	41.09152	24.68223
	$10^{-3}$	35.08599	28.28205	21.479	12.99428	7.805205
	$10^{-4}$	11.09517	8.94357	6.792257	4.109152	2.468223
	$10^{-5}$	3.508599	2.828205	2.1479	1.299428	0.780521
BIIT 400 κB Stärmö						
79	$10^{-1}$	398.4532	322.7634	247.0912	149.3175	89.74799
	$10^{-2}$	126.002	102.0667	78.1371	47.21833	28.38081
	$10^{-3}$	39.84532	32.27634	24.70912	14.93175	8.974799
	$10^{-4}$	12.6002	10.20667	7.81371	4.721833	2.838081
	$10^{-5}$	3.984532	3.227634	2.470912	1.493175	0.89748
BIIT 400 κB Nybro						
80	$10^{-1}$	181.9102	149.0096	116.125	70.00239	42.13637
	$10^{-2}$	57.52506	47.12097	36.72195	22.1367	13.32469
	$10^{-3}$	18.19102	14.90096	11.6125	7.000239	4.213637
	$10^{-4}$	5.752506	4.712097	3.672195	2.21367	1.332469
	$10^{-5}$	1.819102	1.490096	1.16125	0.700024	0.421364
TЭЦ Inkoo						
81	$10^{-1}$	218.2684	181.8995	145.5278	87.30735	52.68951
	$10^{-2}$	69.02252	57.52169	46.01993	27.60901	16.66189
	$10^{-3}$	21.82684	18.18995	14.55278	8.730735	5.268951
	$10^{-4}$	6.902252	5.752169	4.601993	2.760901	1.666189
	$10^{-5}$	2.182684	1.818995	1.455278	0.873074	0.526895
BIIT 400 κB Espoo						
82	$10^{-1}$	189.2897	157.7523	126.2115	75.71589	45.68301
	$10^{-2}$	59.85867	49.88567	39.91158	23.94347	14.44624
	$10^{-3}$	18.92897	15.77523	12.62115	7.571589	4.568301
	$10^{-4}$	5.985867	4.988567	3.991158	2.394347	1.444624
	$10^{-5}$	1.892897	1.577523	1.262115	0.757159	0.45683
ИС 400 κB Tammisto						
83	$10^{-1}$	199.9031	166.5964	133.2864	79.96125	48.25202
	$10^{-2}$	63.21492	52.68241	42.14886	25.28597	15.25863
	$10^{-3}$	19.99031	16.65964	13.32864	7.996125	4.825202
	$10^{-4}$	6.321492	5.268241	4.214886	2.528597	1.525863
	$10^{-5}$	1.999031	1.665964	1.332864	0.799613	0.48252
BIIT 400 κB Vyborg						
84	$10^{-1}$	71.36661	59.48472	47.59886	28.54664	17.20049
	$10^{-2}$	22.5681	18.81072	15.05208	9.027241	5.439271
	$10^{-3}$	7.136661	5.948472	4.759886	2.854664	1.720049
	$10^{-4}$	2.25681	1.881072	1.505208	0.902724	0.543927
	$10^{-5}$	0.713666	0.594847	0.475989	0.285466	0.172005

## Г Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии

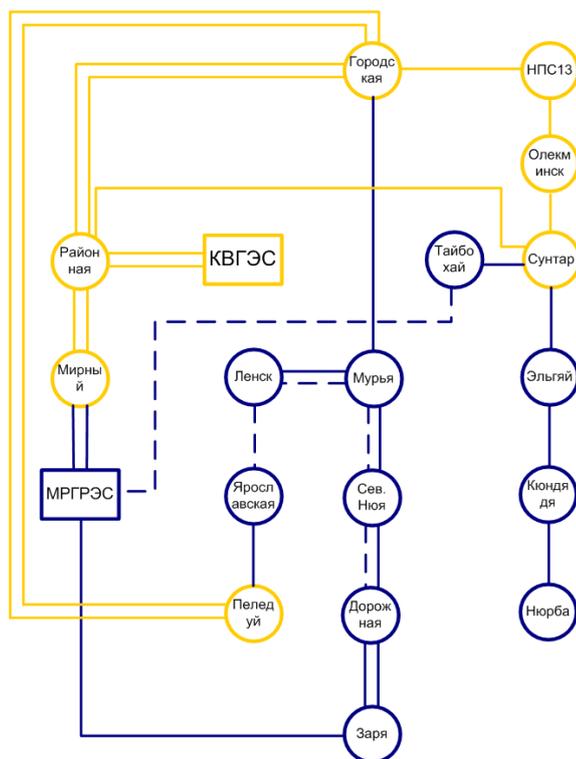


Рисунок Г.1. Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме зимнего максимума нагрузки в 2014 году

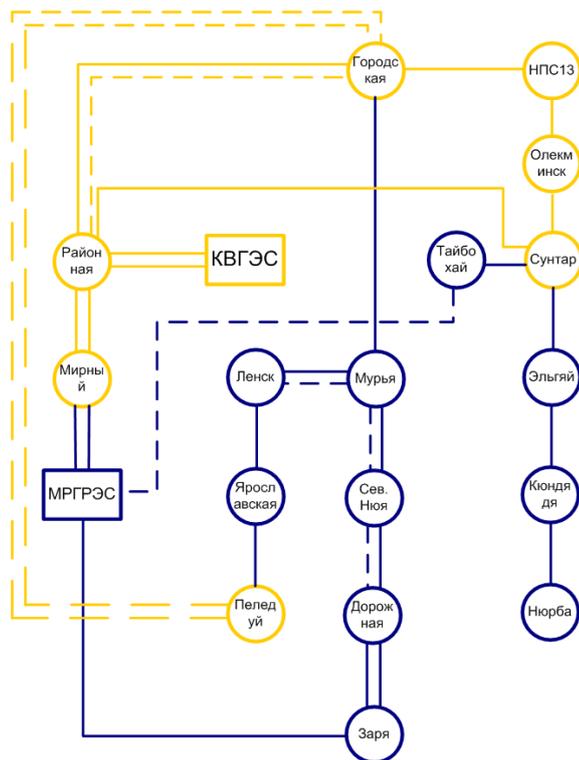


Рисунок G.2. Схема Центрального энергорайона ЭЭС Якутии в режиме летнего минимума нагрузки в 2014 году

## **И Данные о параметрах графа схемы центрального энергорайона ЭЭС Якутии**

Ниже приведены кратчайшие длины пути  $d_{ij}$  для графов схем центрального энергорайона ЭЭС Якутии для следующих режимов: вариант I - нормальная схема сети режима зимнего максимума нагрузки 2014 года; вариант II - схема сети в режиме зимнего максимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая; вариант III - схема сети режиме зимнего максимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская; вариант IV - схема сети режиме зимнего максимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтур; вариант V - нормальная схема сети режима летнего минимума нагрузки 2014 года; вариант VI - схема сети в режиме летнего минимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Рабочая; вариант VII - схема сети в режиме летнего минимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Городская; вариант VIII - схема сети в режиме летнего минимума нагрузки при потере трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ Сунтур.

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{1-2}$	1	-	1	1	1	1	1	1
$d_{1-3}$	1	-	-	1	1	1	-	1
$d_{1-4}$	2	-	3	2	2	2	3	2
$d_{1-5}$	3	-	2	3	2	3	2	3
$d_{1-6}$	1	-	1	-	1	3	1	-
$d_{1-7}$	2	-	2	-	2	4	2	-
$d_{1-8}$	3	-	3	-	3	5	3	-
$d_{1-9}$	4	-	4	-	4	6	4	-
$d_{1-10}$	2	-	2	2	2	2	2	2
$d_{1-11}$	2	-	6	2	2	2	6	2
$d_{1-12}$	3	-	5	3	3	3	5	3
$d_{1-13}$	4	-	4	4	4	4	4	4
$d_{1-14}$	3	-	3	3	3	3	3	3
$d_{1-15}$	3	-	7	3	2	3	7	3
$d_{1-16}$	3	-	8	3	3	4	8	4
$d_{1-17}$	2	-	9	2	4	5	9	5
$d_{1-18}$	1	-	1	1	1	1	1	1
$d_{1-19}$	2	-	2	2	2	2	2	1

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{2-3}$	2	-	-	2	2	2	-	2
$d_{2-4}$	3	-	4	3	3	3	4	3
$d_{2-5}$	4	-	3	4	3	4	3	4
$d_{2-6}$	5	-	2	-	2	4	2	-
$d_{2-7}$	3	-	3	-	3	5	3	-
$d_{2-8}$	4	-	4	-	4	6	4	-
$d_{2-9}$	5	-	5	-	5	7	5	-
$d_{2-10}$	3	-	3	3	3	3	3	3
$d_{2-11}$	3	-	7	3	3	3	7	3
$d_{2-12}$	4	-	6	4	4	4	6	4
$d_{2-13}$	5	-	5	5	5	5	5	5
$d_{2-14}$	4	-	4	5	4	4	4	4
$d_{2-15}$	4	-	8	4	5	4	8	4
$d_{2-16}$	4	-	9	4	6	5	9	5
$d_{2-17}$	3	-	10	3	7	6	10	6
$d_{2-18}$	2	-	2	2	2	2	2	2
$d_{2-19}$	3	-	3	3	3	3	3	3

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{3-4}$	1	1	-	1	1	1	-	1
$d_{3-5}$	2	2	-	2	2	2	-	2
$d_{3-6}$	2	2	-	-	2	2	-	-
$d_{3-7}$	3	3	-	-	3	3	-	-
$d_{3-8}$	4	4	-	-	4	4	-	-
$d_{3-9}$	5	5	-	-	5	5	-	-
$d_{3-10}$	1	1	-	1	1	1	-	1
$d_{3-11}$	1	1	-	1	1	1	-	1
$d_{3-12}$	2	2	-	2	2	2	-	2
$d_{3-13}$	3	3	-	3	3	3	-	3
$d_{3-14}$	4	4	-	4	4	4	-	4
$d_{3-15}$	2	2	-	2	2	2	-	2
$d_{3-16}$	2	2	-	2	3	3	-	3
$d_{3-17}$	1	1	-	1	4	4	-	4
$d_{3-18}$	2	6	-	2	2	2	-	2
$d_{3-19}$	3	5	-	3	3	3	-	3

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{4-5}$	2	1	1	1	1	1	1	1
$d_{4-6}$	2	2	2	-	2	2	2	-
$d_{4-7}$	3	3	3	-	3	3	3	-
$d_{4-8}$	4	4	4	-	4	4	4	-
$d_{4-9}$	5	5	5	-	5	5	5	-
$d_{4-10}$	2	2	3	2	2	2	3	2
$d_{4-11}$	2	2	9	2	2	2	9	2
$d_{4-12}$	3	3	8	3	3	3	8	3
$d_{4-13}$	4	4	7	4	4	4	7	4
$d_{4-14}$	5	5	6	5	4	5	6	5
$d_{4-15}$	3	3	10	3	3	3	10	3
$d_{4-16}$	3	3	11	3	4	4	11	4
$d_{4-17}$	2	2	12	2	5	5	12	5
$d_{4-18}$	3	7	4	3	3	3	4	3
$d_{4-19}$	4	6	5	4	4	4	5	4

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{5-6}$	1	1	1	-	1	1	1	-
$d_{5-7}$	2	2	2	-	2	2	2	-
$d_{5-8}$	3	3	3	-	3	3	3	-
$d_{5-9}$	4	4	4	-	4	4	4	-
$d_{5-10}$	2	2	2	3	2	2	2	3
$d_{5-11}$	3	4	8	3	3	3	8	3
$d_{5-12}$	4	5	7	4	4	4	7	4
$d_{5-13}$	5	6	6	5	5	5	6	5
$d_{5-14}$	6	7	5	6	5	6	5	6
$d_{5-15}$	4	4	9	4	4	4	9	4
$d_{5-16}$	4	4	10	4	5	5	10	5
$d_{5-17}$	3	3	11	3	6	6	11	6
$d_{5-18}$	4	8	3	4	3	4	4	4
$d_{5-19}$	5	7	4	5	4	5	5	5

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{6-7}$	1	1	1	1	1	1	1	-
$d_{6-8}$	2	2	2	2	2	2	2	-
$d_{6-9}$	3	3	3	3	3	3	3	-
$d_{6-10}$	1	1	1	-	1	1	1	-
$d_{6-11}$	2	3	7	-	3	3	8	-
$d_{6-12}$	3	4	6	-	4	4	6	-
$d_{6-13}$	5	5	5	-	5	5	5	-
$d_{6-14}$	4	6	4	-	4	6	4	-
$d_{6-15}$	4	4	8	-	4	4	8	-
$d_{6-16}$	4	4	9	-	5	5	9	-
$d_{6-17}$	3	3	10	-	6	6	10	-
$d_{6-18}$	2	8	2	-	2	4	2	-
$d_{6-19}$	3	7	3	-	3	5	3	-

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{7-8}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{7-9}$	2	2	2	2	2	2	2	2
$d_{7-10}$	2	2	2	-	2	2	2	-
$d_{7-11}$	3	4	8	-	4	4	8	-
$d_{7-12}$	4	5	7	-	5	5	7	-
$d_{7-13}$	5	6	6	-	6	6	6	-
$d_{7-14}$	5	7	5	-	5	7	5	-
$d_{7-15}$	5	5	9	-	5	5	9	-
$d_{7-16}$	5	5	10	-	6	6	10	-
$d_{7-17}$	4	4	11	-	7	7	11	-
$d_{7-18}$	3	9	3	-	3	5	3	-
$d_{7-19}$	4	8	4	-	4	6	4	-

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{8-9}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{8-10}$	3	3	3	-	3	2	3	-
$d_{8-11}$	4	5	9	-	5	5	9	-
$d_{8-12}$	5	6	8	-	6	6	8	-
$d_{8-13}$	6	7	7	-	7	7	7	-
$d_{8-14}$	6	8	6	-	6	8	6	-
$d_{8-15}$	6	6	10	-	6	6	10	-
$d_{8-16}$	6	6	11	-	7	7	11	-
$d_{8-17}$	5	5	12	-	8	8	12	-
$d_{8-18}$	4	10	4	-	4	6	4	-
$d_{8-19}$	5	9	5	-	5	7	5	-

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{9-10}$	4	4	4	-	4	4	4	-
$d_{9-11}$	5	6	10	-	6	6	10	-
$d_{9-12}$	6	7	9	-	7	7	9	-
$d_{9-13}$	7	8	8	-	8	8	8	-
$d_{9-14}$	7	9	7	-	7	9	7	-
$d_{9-15}$	7	7	11	-	7	7	11	-
$d_{9-16}$	7	7	12	-	8	8	12	-
$d_{9-17}$	6	6	13	-	9	9	13	-
$d_{9-18}$	5	11	5	-	5	7	5	-
$d_{9-19}$	6	10	6	-	6	8	6	-

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{10-11}$	2	2	8	2	2	2	8	2
$d_{10-12}$	3	3	7	3	3	3	7	3
$d_{10-13}$	4	4	6	4	4	4	6	4
$d_{10-14}$	5	5	5	5	5	5	5	5
$d_{10-15}$	3	3	9	3	3	3	9	3
$d_{10-16}$	3	3	10	3	4	4	10	4
$d_{10-17}$	2	2	11	2	5	5	11	5
$d_{10-18}$	3	7	3	3	3	3	3	3
$d_{10-19}$	4	6	4	4	4	4	4	4

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{11-12}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{11-13}$	2	2	2	2	2	2	2	2
$d_{11-14}$	3	3	3	3	3	3	3	3
$d_{11-15}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{11-16}$	2	2	2	2	2	2	2	2
$d_{11-17}$	2	3	3	3	3	3	3	3
$d_{11-18}$	4	5	5	3	3	3	3	3
$d_{11-19}$	3	4	4	4	4	4	4	4

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{12-13}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{12-14}$	2	2	2	2	2	2	2	2
$d_{12-15}$	2	2	3	3	2	2	2	3
$d_{12-16}$	3	3	3	3	3	3	3	3
$d_{12-17}$	3	3	4	3	4	4	4	4
$d_{12-18}$	4	4	4	4	4	4	4	4
$d_{12-19}$	3	3	3	3	3	3	3	3

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{13-14}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{13-15}$	3	3	3	3	2	3	3	3
$d_{13-16}$	4	4	4	4	4	4	4	4
$d_{13-17}$	4	4	5	4	5	5	5	5
$d_{13-18}$	3	3	3	2	3	3	3	3
$d_{13-19}$	2	2	2	3	2	2	2	2

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{14-15}$	4	4	4	4	4	4	4	4
$d_{14-16}$	5	5	5	5	5	5	5	5
$d_{14-17}$	5	5	6	4	6	6	6	6
$d_{14-18}$	2	2	2	3	2	2	2	2
$d_{14-19}$	1	1	1	2	1	1	1	1

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{15-16}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{15-17}$	2	2	2	2	2	2	2	2
$d_{15-18}$	4	6	6	4	4	4	6	4
$d_{15-19}$	5	5	5	5	5	5	5	5

---

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{16-17}$	1	1	1	1	1	1	1	1
$d_{16-18}$	4	7	7	4	5	5	7	5
$d_{16-19}$	5	6	6	5	6	6	6	6

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{17-18}$	3	7	8	3	6	6	8	6
$d_{18-19}$	4	6	7	4	7	7	7	7

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$d_{18-19}$	1	1	1	1	1	1	1	1