

Содержание

	Введение.....	6
1.	Общие сведения об электроэнергетических системах.....	7
1.1.	Структурная схема производства, передачи и распределения электрической энергии.....	8
1.2.	Условное обозначение основных элементов сети.....	9
1.3.	Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей.....	10
2.	Линии электропередачи переменного и постоянного тока....	12
2.1.	Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока.....	12
2.2.	Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе.....	13
3.	Понижающие и преобразовательные подстанции.....	15
3.1.	Классификация и назначение подстанций.....	15
3.2.	Понижающие и повышающие подстанции.....	16
3.3.	Преобразовательные подстанции.....	16
3.4.	Способы присоединения подстанций к сети.....	18
3.5.	Схемы электрических соединений подстанций.....	19
4.	Характеристики оборудования линий и подстанций.....	25
4.1.	Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура.....	25
4.2.	Двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы.....	29
4.3.	Типы трансформаторов, назначение, классификация.....	32
5.	Типы конфигурации электрических сетей.....	34
5.1.	Магистральные и радиальные сети. Разомкнутые и замкнутые сети.....	34
5.2.	Режимы работы нейтрали электрических сетей.....	35
5.3.	Выбор конфигурации сети с учетом надежности.....	37
6.	Электрические нагрузки узлов электрических сетей.....	41
6.1.	Графики электрических нагрузок.....	41
6.2.	Основные показатели графиков электрических нагрузок.....	42
6.3.	Время использования максимальных нагрузок.....	43
6.4.	Время максимальных потерь.....	44
6.5.	Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП.....	44
6.6.	Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь.....	46
6.7.	Потери мощности на корону.....	49
6.8.	Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке.....	50
6.9.	Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах.....	51
6.10.	Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов.....	54
6.11.	Статические характеристики нагрузок по напряжению и	

	частоте.....	56
7.	Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов.....	59
7.1.	Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.....	59
7.2.	Расщепление фазных проводов.....	64
7.3.	Транспозиция проводов.....	65
7.4.	Параметры двухобмоточного трансформатора.....	66
7.5.	Параметры трехобмоточного трансформатора.....	68
7.6.	Автотрансформатор в электрических сетях.....	71
7.7.	Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП.....	72
7.8.	Падение и потеря напряжения.....	74
7.9.	Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками.....	75
8.	Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.....	77
8.1.	Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки...	77
8.2.	Расчет в два этапа.....	79
8.3.	Расчетные нагрузки подстанций.....	80
8.4.	Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций.....	82
8.5.	Расчет сети с разными номинальными напряжениями.....	83
8.6.	Расчет кольцевой сети.....	86
8.7.	Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов.....	90
8.8.	Расчет замкнутых сетей методом контурных мощностей	92
8.9.	Метод узловых напряжений.....	94
8.10.	Метод преобразования сети.....	95
9.	Балансы активной и реактивной мощности в энергосистеме, качество электроэнергии.....	99
9.1.	Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением.....	99
9.2.	Баланс активной мощности и его связь с частотой.....	100
9.3.	Основные показатели качества электроэнергии.....	102
9.4.	Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников.....	104
9.5.	Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения.....	105
9.6.	Несинусоидальность в электрических сетях.....	108
9.7.	Средства компенсации высших гармоник.....	110
9.8.	Колебания напряжения и мероприятия по их снижению.....	112
10.	Регулирование напряжения и частоты в электроэнергетической системе.....	117
10.1.	Встречное регулирование напряжения.....	117
10.2.	Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов.....	118
10.3.	Трансформаторы с ПБВ и с РПН.....	119
10.4.	Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточного трансформатора.....	121

10.5.	Особенности выбора ответвлений трансформаторов с ПБВ..	123
10.6.	Выбор регулировочных ответвлений трёхобмоточных трансформаторов.....	124
10.7.	Выбор регулировочных ответвлений автотрансформаторов.	126
10.8.	Регулирование напряжения на электростанциях.....	127
10.9.	Компенсация реактивной мощности.....	128
10.10.	Устройства регулирования реактивной мощности.....	131
10.11.	Продольная компенсация сопротивления линии.....	134
10.12.	Сравнение способов регулирования напряжения.....	135
10.13.	Способы регулирования частоты в энергосистеме.....	135
10.14.	Регулирование частоты вращения турбины.....	136
11.	Общие вопросы проектирования систем передачи и распределения электроэнергии.....	138
11.1.	Выбор конфигурации и номинального напряжения сети.....	138
11.2.	Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях.....	140
11.3.	Экономические режимы работы трансформаторов.....	140
11.4.	Выбор сечения проводников по экономической плотности тока.....	142
11.5.	Выбор сечения ЛЭП по экономическим токовым интервалам.....	144
	Заключение.....	146
	Литература.....	147

Введение

Электроэнергетические системы являются важнейшей составляющей промышленной инфраструктуры, поскольку обеспечивают электрической энергией (ЭЭ) подавляющее большинство потребителей. При этом обеспечение нормального функционирования электроэнергетических систем и их отдельных элементов требует от современного инженера чёткого понимания принципов их функционирования и управления.

Учебное пособие предназначено для изучения студентами специальностей 140205.65 «Электроснабжение» и 140211.65 «Электроэнергетические системы и сети» лекционного материала по дисциплине «Передача и распределение электроэнергии».

Целью создания данного учебного пособия является обобщение теоретической и практической информации, необходимой для подготовки будущих инженеров электриков к освоению ряда профессиональных дисциплин специализации, таких как «Электроснабжение»; «Электрические сети»; «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения» и многих других.

Результатом изучения студентами материала учебного пособия является формирование следующих профессиональных компетенций:

1. готовность участвовать в исследовании объектов и систем электроэнергетики и электротехники;
2. готовность изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования;
3. готовность планировать экспериментальные исследования.

Считаю своим приятным долгом отметить вклад к.т.н., профессора Ванюкова А.П. и к.т.н., профессора Игнатьева И.В., лекционные наработки которых способствовали повышению качества настоящего учебного пособия.

Братск 2012

1. Общие сведения об электроэнергетических системах

В настоящее время электроэнергетические системы обеспечивают электрической энергией подавляющее большинство потребителей и являются важнейшей составляющей промышленной инфраструктуры.

Электроэнергетическая система (рис.1.1) это совокупность элементов, предназначенных для выработки, преобразования, передачи, распределения и потребления электрической энергии [1].

В свою очередь электрическая сеть является частью электроэнергетической системы, которая служит для надежного и экономичного снабжения потребителей электроэнергией высокого качества. Она состоит из подстанций, распределительных устройств, токопроводов и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

Электрические сети входят также в состав энергетических систем, которые содержат, системы выработки и потребления тепловой энергии.

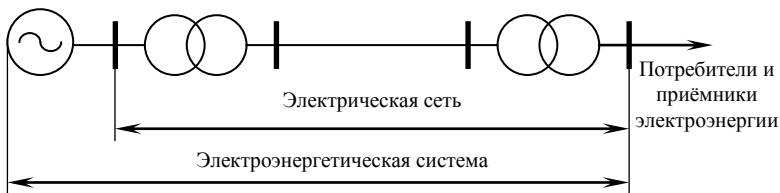


Рис.1.1. Общая структура электроэнергетической системы.

Потребитель электроэнергии это электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории [1].

Приемником электроэнергии называется аппарат, агрегат и т. д., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии [2].

К электрическим сетям предъявляются следующие требования:

4. Надежность функционирования, которая регламентируется тремя категориями.
5. Экономичность, определяемая по критерию приведенных затрат.
6. Высокое качество электроэнергии (КЭ). В общем виде КЭ характеризуется уровнем напряжения в сети, уровнем частоты в энергосистеме, симметрией системы напряжений, синусоидальностью питающего напряжения. Согласно требованиям [2] регламентируются 11 показателей КЭ.
7. Безопасность и удобство эксплуатации.

По функциональному назначению электрические сети классифицируются следующим образом:

- Системообразующие, к которым относятся высоковольтные линии электропередачи (ЛЭП) 330÷500кВ, соединяющие крупные станции и узлы потребления.
- Питающие, соединяющие подстанции системообразующей сети и распределительные подстанции 220÷500 кВ.
- Распределительные – прочие сети 6, 10, 35, 110 кВ.

В настоящее время в России и некоторых странах СНГ объединённые энергосистемы (ОЭС) представляют собой единую энергосистему (ЕЭС), которая позволяет реализовать следующие преимущества совместной работы (рис.1.2.) [3,4]:

- Повышение надежности системы в целом.
- Более низкие резервные мощности в каждой из энергосистем.
- Более полное использование маневренных возможностей ГЭС.
- Большая единичная мощность агрегатов.

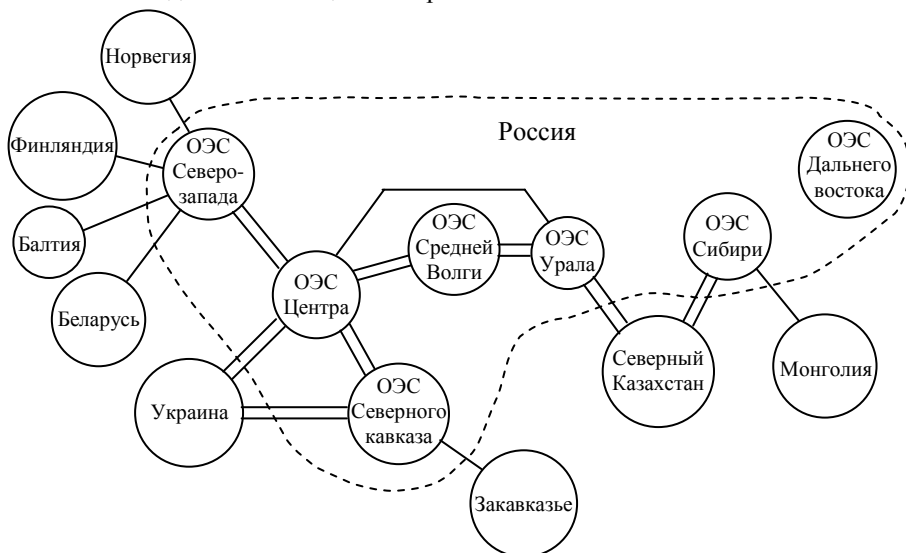


Рис.1.2. Схема ЕЭС России и стран СНГ.

Единая энергосистема России и стран СНГ также связана с Европейским энергообъединением «Nordel System», через вставку постоянного тока (ВПТ), расположенную в г.Выборге (ОЭС Северо-запада). Применение ВПТ при транзите электроэнергии в Европу позволяет снизить зависимость сетей «Nordel System» от КЭ в сетях России и обеспечивает несинхронную работу этих сетей.

Следует также отметить, что в настоящее время ОЭС Дальнего востока не имеет сильных связей с ЕЭС России и работает обособленно.

1.1. Структурная схема производства, передачи и распределения электрической энергии

Более детально электроэнергетическая сеть (рис.1.1) может быть представлена следующим образом (рис.1.3):

Электрическая энергия вырабатывается генераторами электростанций, на напряжениях, недостаточных для транспортировки ЭЭ на дальние расстояния, поскольку потери мощности и напряжения в ЛЭП обратно пропорциональны квадрату напряжения. Поэтому, для передачи по ЛЭП больших мощ-

ностей на дальние расстояния, уровень напряжения повышается трансформаторами до необходимого высокого [5,6].

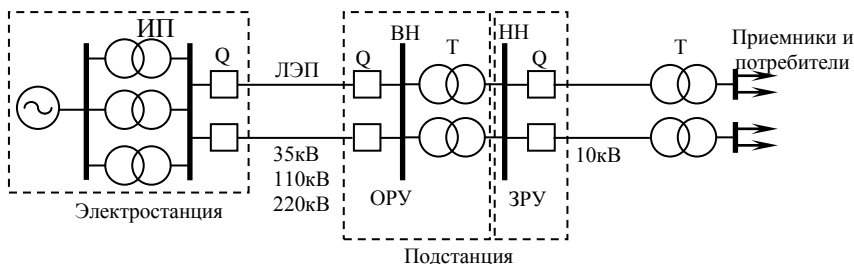


Рис.1.3. Типовая структурная схема производства передачи и распределения электроэнергии

Далее ЭЭ поступает на понижающие подстанции, задачей которых является снижение уровня напряжения до значений, необходимых для распределения ЭЭ к подстанциям потребителей. Эти подстанции производят окончательную трансформацию напряжения до уровней, необходимых конкретным потребителям и приёмникам. В подавляющем большинстве случаев, на пути от генератора к приёмнику ЭЭ проходит 3÷6 ступеней трансформации.

1.2. Условное обозначение основных элементов сети

Для представления схем электрических сетей используются следующие условные обозначения основных элементов:

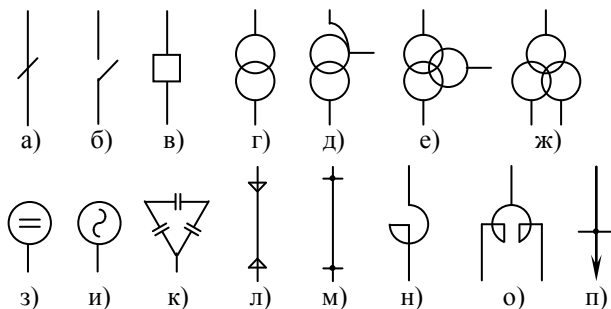


Рис.1.4. Условные обозначения основных элементов электрических сетей.

На рисунке 1.4 представлены следующие элементы:

- а) разьединитель (упрощенное обозначение);
- б) разьединитель (стандартное обозначение);
- в) выключатель;
- г) двухобмоточный трансформатор;
- д) автотрансформатор;
- е) трёхобмоточный трансформатор;
- ж) трансформатор с расщеплённой обмоткой низкого напряжения;
- з) синхронный компенсатор;

- и) синхронный генератор;
- к) конденсаторные батареи для компенсации РМ;
- л) кабельная линия электропередачи;
- м) воздушная линия электропередачи;
- н) реактор;
- о) сдвоенный реактор;
- п) электрическая нагрузка.

1.3. Назначение, классификация и номинальные напряжения электрических сетей

В общем случае, номинальное напряжение электрических сетей определяется номинальным напряжением потребителей, которые от этих сетей питаются.

Номинальным напряжением называют такое напряжение, на которое потребитель рассчитан и при котором он имеет наилучшие технико-экономические характеристики.

Для обеспечения компенсации потерь напряжения в питающих линиях и трансформаторах номинальные напряжения источников выше, чем сети. В частности, вторичное напряжение трансформаторов выше номинального напряжения сети на 5%, а у генераторов на 10%.

В настоящее время в России принята следующая шкала междуфазных (линейных) номинальных напряжений [7]:

Таблица 1.1. - Междофазные номинальные напряжения

Группа напряжений	Переменный ток		Постоянный ток
	Приемники	Источники +10% (трансформаторы +5%)	
1	2	3	4
Низкие номинальные напряжения (до 1 кВ), В	220	230	110
	380	400	220
	660	690	400
			500 трамвай
			750 метро
			800 электролиз
Средние номинальные напряжения, кВ	(3)	3,3	1,5
	6	6,6	3
	10	11; (10,5)	
	20	22	
	25	27,5	
	35	38,5	
Высокие номинальные напряжения, кВ	110	121; (115)	200 (±100)
	(150)	165; (158)	
	220	242; (230)	

Продолжение таблицы 1.1.

1	2	3	4
Сверхвысокие, кВ	330	347	800 (± 400)
	500	525	
	750	787	
Ультравысокие, кВ	1150	1210	1500 (± 750)

Следует отметить, что не все производители электротехнического оборудования придерживаются международных стандартных шкал номинальных напряжений. Исходя из экономических соображений, некоторые крупные компании разработали собственные шкалы номинальных напряжений [3,8].

2. Линии электропередачи переменного и постоянного тока

В настоящее время производство, передача и распределения электроэнергии во всех странах мира осуществляется преимущественно на переменном токе частотой 50 или 60 Гц. Это обусловлено тем, что основными потребителями электроэнергии являются простые и надёжные трёхфазные асинхронные двигатели.

В общем случае производство электроэнергии возможно как на переменном, так и на постоянном токе, однако для обеспечения экономичности передачи электроэнергии необходимо использование высоких напряжений, значительно превышающих номинальные напряжения генераторов. Поскольку прямая трансформация постоянного тока невозможна, то для повышения напряжения используются повышающие трансформаторы переменного тока, использующие явление электромагнитной индукции. С другой стороны, потребление электроэнергии целесообразно осуществлять на относительно низких напряжениях, поэтому на приёмном конце электропередачи также необходимо использовать трансформаторы. Эти причины создают предпосылки для повсеместного применения переменного тока [3,6].

2.1. Особенности линий электропередачи переменного и постоянного тока

Особенности линий электропередачи и электрических сетей переменного тока рассматриваются в следующих главах.

Для передачи электроэнергии постоянным током сооружаются преобразовательные подстанции [1,3] – выпрямительная (ВПС) на питающем конце электропередачи, преобразующая переменный ток в постоянный и инверторная (ИПС) на приёмном конце с обратным преобразованием постоянного тока в переменный (рис.2.1).

Для обеспечения работы ИПС необходима значительная реактивная мощность, примерно 50% от передаваемой активной. Эта мощность покрывается генераторами системы, источниками реактивной мощности (ИРМ) или компенсирующими устройствами большой мощности, устанавливаемыми вблизи ИПС.

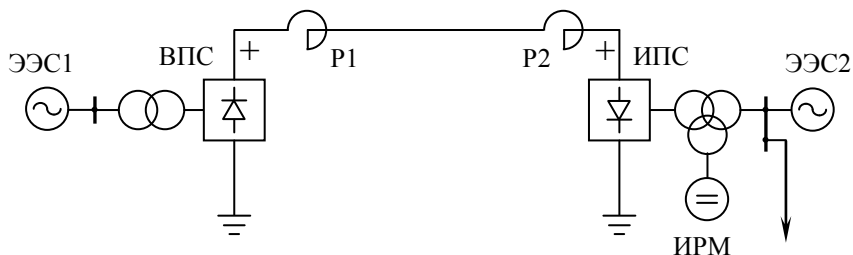


Рис.2.1. Принципиальная схема униполярной передачи постоянным током

Для сглаживания пульсаций выпрямленного тока и ограничения скорости его возрастания при повреждениях в линию включают реакторы Р.

До настоящего времени не созданы выключатели постоянного тока высокого напряжения удовлетворительной конструкции [9,11], и отключение линий постоянного тока (ЛПТ) производится закрытием вентилей ВПС. Поэтому электропередача постоянного тока имеет блоковую схему ВПС – ЛПТ – ИПС без присоединения других ИПС в промежуточных пунктах линии. Технические сложности создания разветвлённых линий электропередачи обусловлены также особенностями их режимного регулирования, обеспечения устойчивости, необходимости локализации аварий и т. д.

При передаче энергии по ЛПТ реактивные элементы себя никак не проявляют, а сопротивление линий ограничивается только омическим. Поэтому наибольшая мощность, передаваемая по ЛПТ, ограничена пропускной способностью преобразовательных подстанций и допустимым нагревом проводов, кабелей и других элементов [3].

Схема передачи, представленная на рисунке 2.1 имеет низкую надёжность, поскольку при повреждении ЛПТ система оказывается неработоспособной. Поэтому чаще применяется биполярная схема электропередачи постоянного тока (ЭППТ) (рис.2.2).

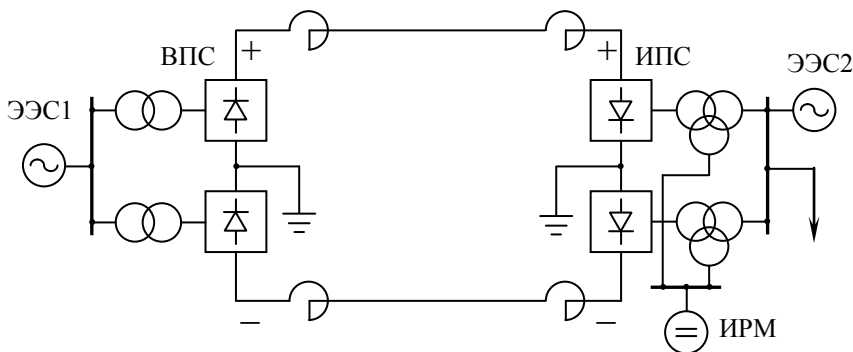


Рис.2.2. Принципиальная схема биполярной передачи постоянным током

В нормальном режиме работы биполярной схемы постоянный ток через заземление не протекает, в результате чего уменьшается уровень воздействия коррозии на подземные инженерные коммуникации [3,12]. При повреждении одной из ЛПТ пропускная способность ЭППТ снижается в два раза, и передача продолжает функционировать как униполярная.

2.2. Сравнение способов передачи электроэнергии на постоянном и переменном токе

Наиболее важным качеством ЭППТ является возможность соединения ЭЭС, работающих с разной частотой, т. е. возможно выполнить несинхронную связь различных систем и, в частности, передачу мощности от ГЭС при пониженных напоре и частоте, объединение маломощной системы с более мощной без замены оборудования по параметрам режима короткого замыкания [3].

Наличие двух подстанций (выпрямительной и инверторной) – дорогих и сложных в эксплуатации – сдерживает широкое применение ЭПТТ. Использование постоянного тока для передачи электроэнергии может быть альтернативой переменному току для сверхдальних линий (от 1500 км и выше и передаче мощности свыше 2000 МВт). ЭПТТ меньшей протяженности применяются при решении технических задач формирования объединённых энергосистем, не решаемых с помощью электропередач переменного тока (обеспечение устойчивости параллельной работы, несинхронная связь ЭЭС большой мощности, кабельные линии большой протяженности) [3,13], а также в тех случаях, когда сооружение воздушных и кабельных ЛЭП переменного тока экономически нецелесообразно, например для пересечения морского пространства.

3. Понижающие и преобразовательные подстанции

Согласно [1] главная схема электрических соединений подстанции это совокупность основного электрооборудования (генераторов, трансформаторов, линий), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

3.1. Классификация и назначение подстанций

В общем случае подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или крупного района, для частей энергосистемы или различных энергосистем. Назначение подстанции определяет её схему, положение в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей.

Шины высшего напряжения электростанций и подстанций могут быть узловыми точками энергосистемы, осуществляя объединение на параллельную работу нескольких электростанций. При этом, через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую – транзит мощности, а подстанция называется узловой [10,14] .

Также подстанции могут быть тупиковыми, проходными и отпаечными, причём их схемы могут быть различными даже при одном и том же числе трансформаторов одинаковой мощности [14].

Электрическая схема подстанции также зависит от категории потребителей по степени надёжности электроснабжения. Все электроприёмники с точки зрения надёжности разделяют на три категории [1]:

Электроприёмники первой категории, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, повреждение дорогостоящего основного оборудования, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушения работы особо важных элементов коммунального хозяйства и т.д. Электроприёмники первой категории в нормальном режиме должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания и перерыв в питании может быть допущен на время автоматического восстановления питания.

В первой категории выделяется особая группа электроприёмников, безаварийная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Такие приёмники требуют третий независимый источник.

Электроприёмники второй категории, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовому простоям рабочей силы, транспорта и др. Для электроприёмников второй категории питание должно обеспечиваться от двух независимых, взаимно резервируемых источников питания. Допускается перерыв в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания действием дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Электроприёмники третьей категории, это все остальные электроприёмники, не подходящие под определения первой и второй категорий. Для

электроприемников третьей категории электроснабжение может осуществляться от одного источника питания при условии, что время ремонта или замены поврежденного элемента не превысит 1 суток.

3.2. Понижающие и повышающие подстанции

В зависимости от местоположения и назначения подстанции разделяются на повышающие и понижающие. Повышающие подстанции обычно располагаются на электростанциях, где производится повышение уровня напряжения для передачи мощности на расстояние. В свою очередь понижающие подстанции, предназначенные для понижения уровня напряжения до пригодного для потребления уровня, располагаются около потребителя [6,10].

В общем случае подстанция состоит из двух и более распределительных устройств (РУ) и связывающих их трансформаторов (рис.3.1).

Распределительное устройство это электроустановка, предназначенная для приёма и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства [1].

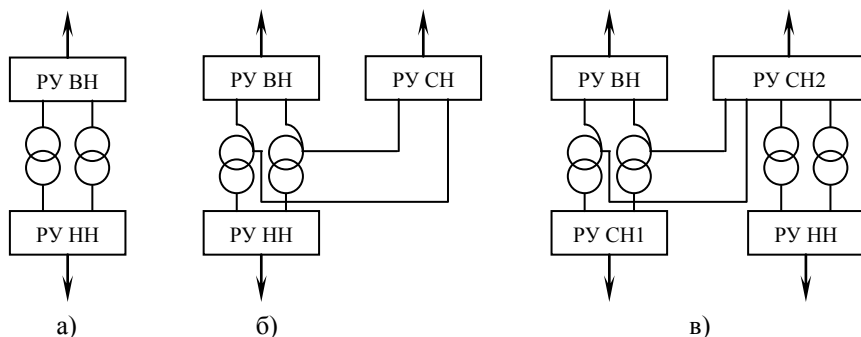


Рис.3.1. Структурные схемы подстанций.

На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис.3.1.а) электроэнергия поступает от системы в РУ высокого напряжения (ВН), затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низкого напряжения (НН). На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис.3.1.б). Возможно также сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения (СН), РУ ВН и РУ НН. На таких подстанциях устанавливают два автотрансформатора и два двухобмоточных трансформатора (рис.3.1.в) [14].

3.3. Преобразовательные подстанции

Преобразовательные подстанции предназначены для связи сетей переменного и постоянного тока. Кроме создания электропередач и вставок постоянного тока такие подстанции могут использоваться на предприятиях цветной металлургии для электроснабжения электролизного производства.

К основному оборудованию преобразовательных подстанций [3] (рис.3.2.) относятся преобразовательные трансформаторы (Т), преобразовательные мосты (ПМ), фильтры токов высших гармоник (Ф), линейные (сглаживающие) реакторы (Р), синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы и конденсаторные батареи.

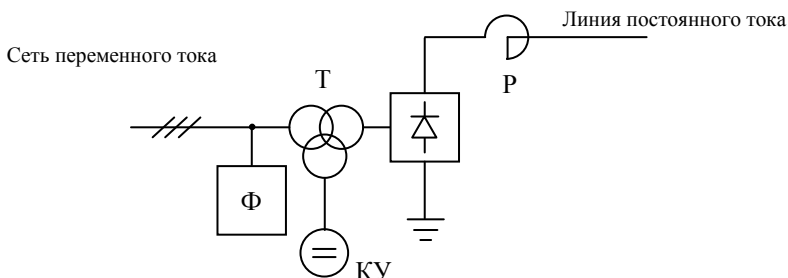


Рис.3.2. Структурная схема преобразовательной подстанции.

Преобразовательные трансформаторы предназначены для передачи мощности в сеть от преобразовательных мостов и наоборот. При этом осуществляется согласование номинального напряжения и гальваническая развязка сетей переменного и постоянного тока. Отличительной особенностью преобразовательных трансформаторов является усиленная изоляция, больший расход активных материалов и как следствие более высокая стоимость (примерно в 1,5 раза) по сравнению с обычными трансформаторами эквивалентной мощности. Максимальная мощность преобразовательных трансформаторов, достигнутая в настоящее время, составляет около 500 МВА на фазу [3].

Одним из основных устройств преобразовательной подстанции является преобразовательный мост [3,15] и его главный элемент – высоковольтный управляемый вентиль. В настоящее время все электропередачи и вставки постоянного тока сооружаются на основе кремниевых управляемых вентилей-тириستоров. Все современные высоковольтные тиристорные вентили, входящие в состав преобразовательного моста имеют оптическое управление, что позволяет значительно повысить надёжность экономичность и безопасность таких аппаратов.

Важным специфическим явлением, связанным с работой преобразовательных мостов является генерация ими в смежную сеть токов высших гармоник, которые оказывают негативное влияние на условия работы электрооборудования. Снижение уровней высших гармоник в сетях переменного тока осуществляется фильтрами токов высших гармоник, которые устанавливаются непосредственно на преобразовательных подстанциях.

Линейные (сглаживающие) реакторы включаются в каждый полюс линии и являются многофункциональными элементами электропередачи. Они не только сглаживают пульсации тока полюса, но и обеспечивают заданную скорость изменения тока линии при коротких замыканиях в ней и нарушениях работы инвертора.

Работа преобразовательной подстанции сопровождается потреблением около 0,5квар/кВт реактивной мощности, что часто требует установки на таких подстанциях дополнительных компенсирующих устройств (КУ) и соответственно дополнительных затрат. В качестве КУ могут использоваться статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и конденсаторные батареи [10,16].

3.4. Способы присоединения подстанций к сети

В зависимости от расположения подстанции в сети можно классифицировать способы присоединения подстанций к сети следующим образом (рис.3.3) [5,6]:

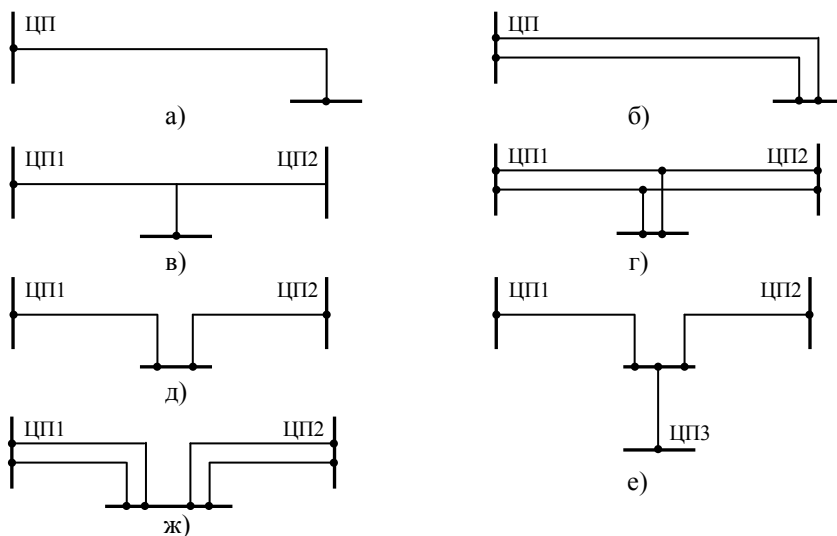


Рис.3.3. Способы присоединения подстанции к сети

- Тупиковые (рис.3.3.а,б). Питаются по одной или двум радиальным ВЛ. Являются первым этапом развития с последующим преобразованием в схемы (рис.3.3.б,д)
- Ответвительные (рис.3.3.в,г). Присоединяемые к одной (рис.3.3.в) или двум (рис.3.3.г) подходящим воздушным линиям. Схема (рис.3.3.в) является первым этапом развития с последующим преобразованием в (рис.3.3.г) или (рис.3.3.д)
- Проходные (рис.3.3.д). Присоединяются к сети путём захода одной линии с двухсторонним питанием.
- Узловые (рис.3.3.е,ж). Присоединяемые к сети более чем по трём питающим линиям.

Ответвительные и проходные подстанции называются также промежуточными подстанциями, то есть размещаемыми между двумя центрами питания сети.

Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощностей между отдельными участками сети называются транзитными подстанциями.

3.5. Схемы электрических соединений подстанций

При выборе схем распределительных устройств подстанции необходимо учитывать число присоединений линий и трансформаторов, требования надёжности электроснабжения потребителей и обеспечения транзита мощности через подстанцию в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах, а также возможность их поэтапного развития.

К схемам подстанций предъявляются также требования простоты, наглядности и экономичности, что достигается за счёт унификации конструктивных решений подстанции путём применения типовых схем электрических соединений распределительных устройств [10,14].

Наиболее простыми схемами являются блочные схемы линия – трансформатор с разъединителем (рис.3.4, а) и выключателем (рис.3.4, б)

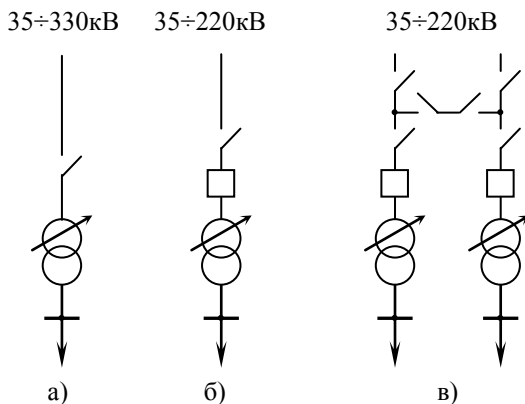


Рис.3.4. Блочные схемы подстанций.

Схема (рис.3.4, а) применяется для подстанций, присоединяемых к линиям без ответвлений, а схема (рис.3.4, б) используется для выполнения ответвлений от линий. Для двухтрансформаторных подстанций, питающихся от двухцепных линий рекомендуется схема с двумя блоками с выключателями в цепи трансформаторов и перемычкой, содержащей два последовательно включённых разъединителя (рис.3.4, в).

Схема мостика с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий показана на рисунке 3.5, а.

Мостиковые схемы применяются в радиальных линиях и линиях с двухсторонним питанием с заходом их на подстанцию.

На подстанциях с двумя линиями и двумя трансформаторами может быть также использована схема четырёхугольника (рис.3.5, б).

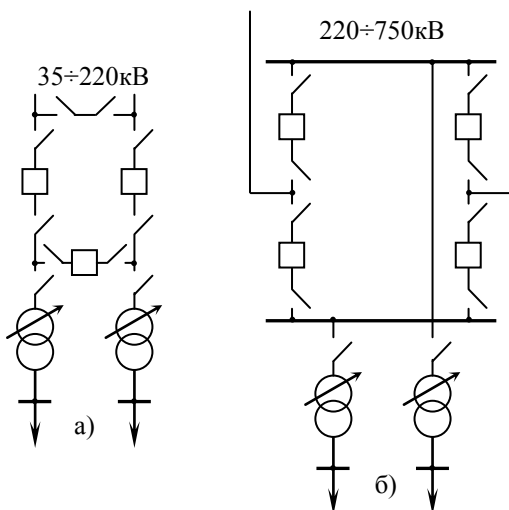


Рис.3.5. Схема мостика (а) и четырёхугольника (б).

К недостаткам схемы (рис.3.5, б) относится невозможность увеличения количества присоединяемых линий.

При числе линий три и более рекомендуется ряд типовых схем РУ со сборными системами шин. Наиболее простая схема выполняется с одной секционированной системой шин (рис.3.6).

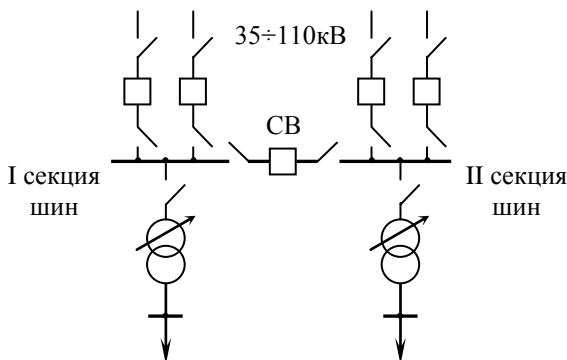


Рис.3.6. Схема подстанции с одной секционированной системой шин.

В этой схеме каждая линия и каждый трансформатор подключены к одной из секций шин, между которыми установлен секционный выключатель (СВ).

Более сложная схема содержит дополнительную обходную систему шин и имеет обходной выключатель (ОВ) (рис.3.7).

Такая схема позволяет использовать ОВ для замены выключателя любого присоединения при необходимости вывода его в ремонт.

В соответствии с [14] схема (рис.3.7) применяется при количестве радиальных линий не более одной на секцию. При невыполнении этого условия с числом линий до 13 применяют схему с двумя несекционированными системами и обходной системой шин (рис.3.8), в которой I и II рабочие системы шин соединены между собой с помощью шиносоединительного выключателя (ШСВ).

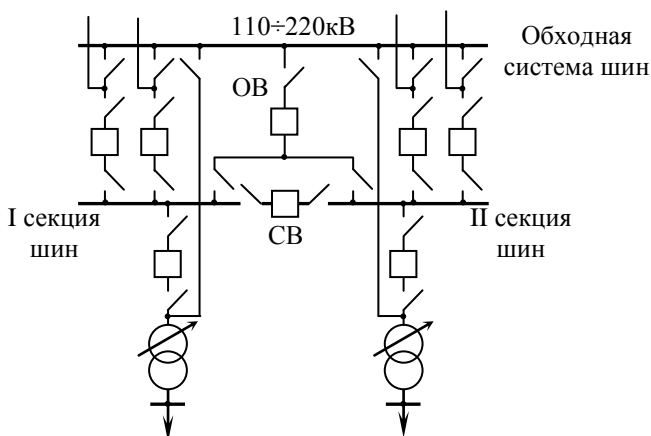


Рис.3.7. Схема подстанции с одной секционированной системой и обходной системой шин.

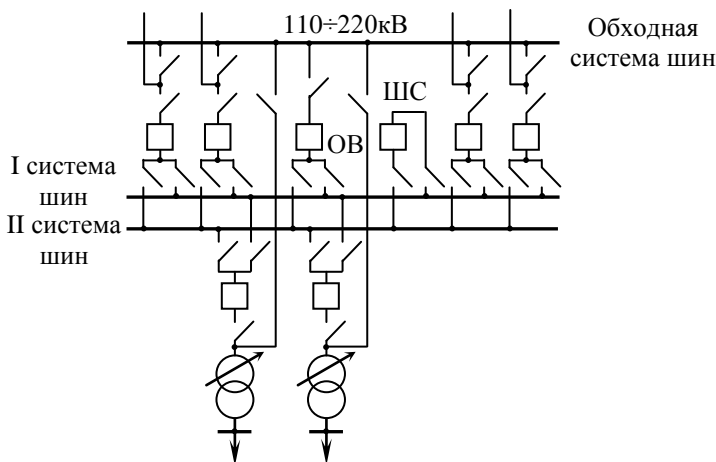


Рис.3.8. Схема подстанции с двумя несекционированными системами и обходной системой шин.

При числе линий более 13 по схеме (рис.3.8) применяют секционирование I и II рабочей системы шин и дополнительно предусматривают второй обходной выключатель.

В настоящее время наметилась тенденция применения элегазовых и вакуумных выключателей, не требующих ремонта практически в течение

всего срока службы, вместо масляных и воздушных. Очевидно, это позволит использовать упрощенные схемы распределительных устройств с двумя несекционированными системами шин без обходной (рис.3.9).

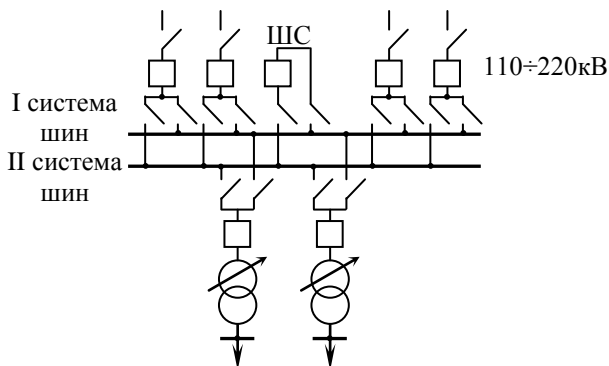


Рис.3.9. Схема подстанции с двумя несекционированными системами шин.

Для ответственных системообразующих подстанций напряжением $330\div 750\text{кВ}$ применяется схема, предусматривающая подключение присоединений к шинам двумя выключателями (рис.3.10). При этом трансформаторы подключаются непосредственно к шинам. Таким образом, отключение любой линии производится двумя выключателями, а любого трансформатора – числом линейных выключателей, подключенных к соответствующей системе шин.

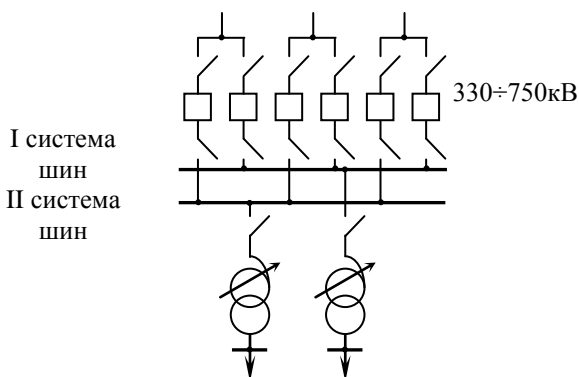


Рис.3.10. Схема с двумя выключателями на линию.

В полуторной схеме на каждое присоединение приходится 1,5 выключателя (рис.3.11). Её применяют в распределительных устройствах $330\div 750\text{кВ}$ при числе линий 6 и более. Отключение любой линии и любого трансформатора производится двумя выключателями. При этом связь между I и II системами шин сохраняется.

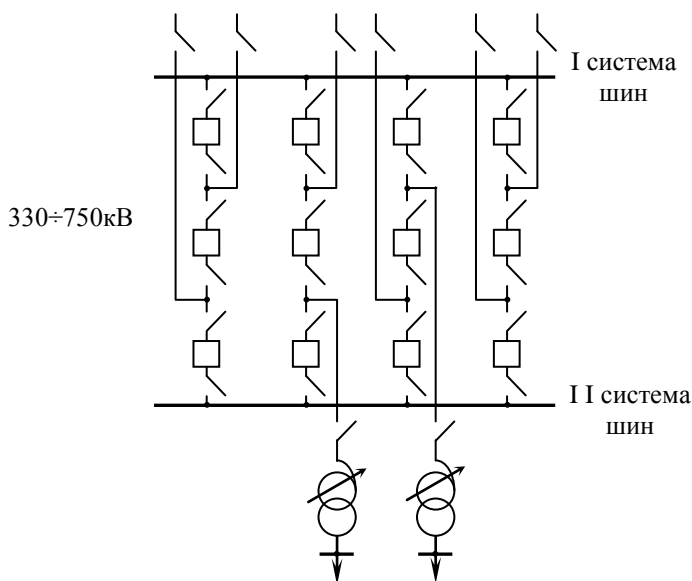


Рис.3.11. Схема с полутора выключателями на присоединение.

Наиболее характерные схемы распределительных устройств 10(6)кВ, присоединяемых к распределительным устройствам высшего и среднего напряжений подстанций 35÷750кВ, показаны на рисунке 3.12.

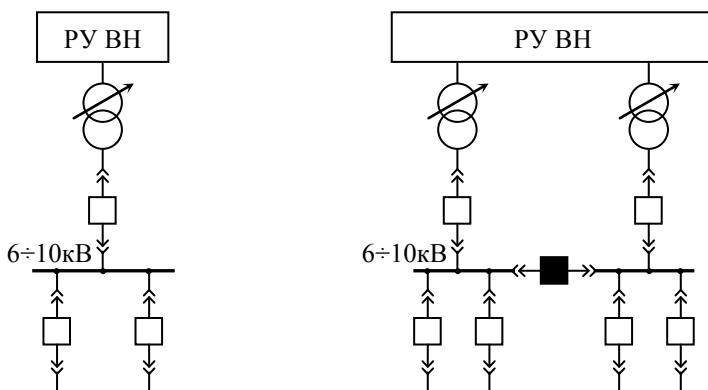


Рис.3.12. Схемы РУ 10(6)кВ.

В настоящее время широкое распространение получают трансформаторы с расщеплёнными обмотками низкого напряжения, каждое плечо которых подключается на отдельную систему шин (рис.3.13).

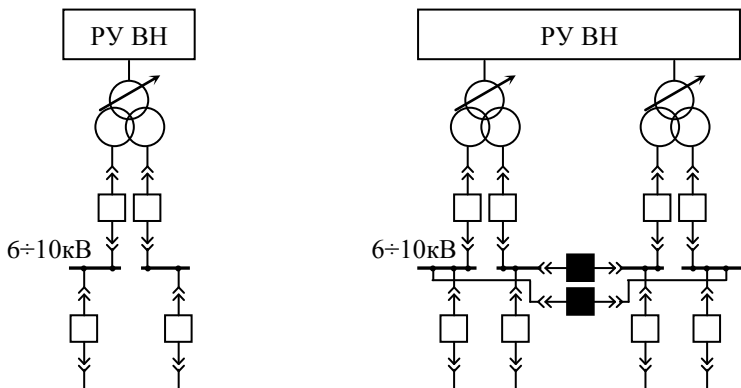


Рис.3.13. Схемы РУ 10(6)кВ при использовании трансформаторов с расщеплённой обмоткой.

Такая схема подключения обеспечивает снижение токов коротких замыканий на шинах 10(6)кВ.

4. Характеристики оборудования линий и подстанций

В общем случае любая электрическая сеть состоит из подстанций и связывающих их линий электропередачи.

Линии электропередачи выполняются преимущественно воздушными и кабельными [1,6,10,11]. Воздушные линии электропередачи (ВЛ) предназначены для передачи и распределения электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов.

В свою очередь, как отмечалось ранее, на большинстве подстанций осуществляется преобразование электроэнергии из одного класса напряжения в другой, причём ключевыми элементами такой подстанции являются трансформаторы.

4.1. Типы опор воздушных линий электропередачи, провода и тросы, линейная арматура

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

По конструктивному исполнению опор наиболее распространены одно и двухцепные ВЛ. Одна цепь высоковольтной линии объединяет три провода трёхфазной линии, в низковольтной от четырёх до пяти проводов. В целом конструктивная часть ВЛ характеризуется типом опор, длинами пролётов, габаритными размерами, конструкцией фаз и количеством изоляторов [1,6,10] (рис.4.1.).

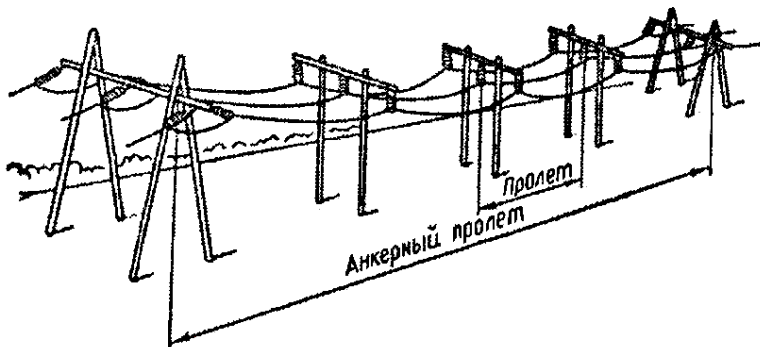


Рис.4.1. Конструкционная схема одноцепной воздушной линии

Длины пролётов ВЛ выбираются по экономическим соображениям, поскольку с увеличением длины пролёта ℓ возрастает провис проводов. При этом необходимо увеличить высоту опор H , чтобы не нарушить допу-

стимый габарит линии h (рис.4.2). Это приведёт к уменьшению количества опор и изоляторов на линии.

Габарит линии – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли, воды или полотна дороги. Величина габарита выбирается такой, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией.

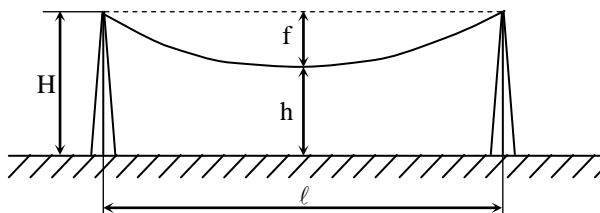


Рис.4.2. Основные характеристики габаритного пролёта ВЛ.

Расстояние между соседними фазами линии зависит главным образом от её номинального напряжения [1].

Конструкция фазы определяется количеством проводов в фазе. Если фаза выполнена несколькими проводами, то она называется расщеплённой.

Опоры ВЛ предназначены для поддержания проводов на определённой высоте. Кроме того на опорах могут подвешиваться стальные тросы, предназначенные для защиты линии от ударов молнии и связанных с этим перенапряжений. В зависимости от назначения опоры подразделяются на анкерные и промежуточные [1,10,18].

Промежуточные опоры наиболее просты и служат для поддержания проводов на прямых участках линии [10,18]. На таких опорах используется поддерживающие гирлянды изоляторов.

В свою очередь анкерные опоры устанавливаются в местах жёсткого крепления проводов и подразделяются на концевые, угловые, промежуточные и специальные [10,18]. Такие опоры рассчитываются на продольные и поперечные составляющие тяжения проводов, которые крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

В настоящее время разработано множество конструкций опор линий электропередачи (рис.4.3) [6,10]

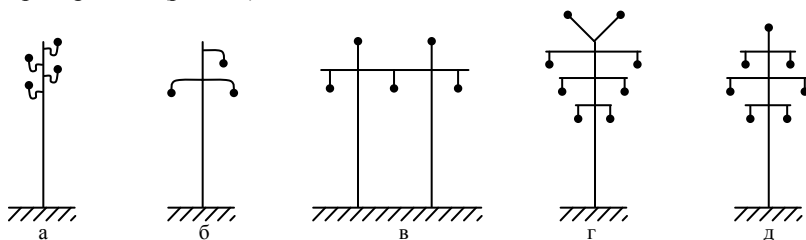


Рис.4.3. Расположение проводов и тросов на опорах: а, б – треугольное; в – горизонтальное; г – обратной ёлкой; д – шестиугольное (бочкой).

В зависимости от материала опоры ВЛ бывают деревянными (рис.4.4.а), железобетонными (рис.4.4.б) и металлическими (рис.4.4.в).

Более подробная информация об особенностях разных типов опор ВЛ рассматривается в курсе дисциплины «Монтаж и эксплуатация электрических сетей» [10,11].

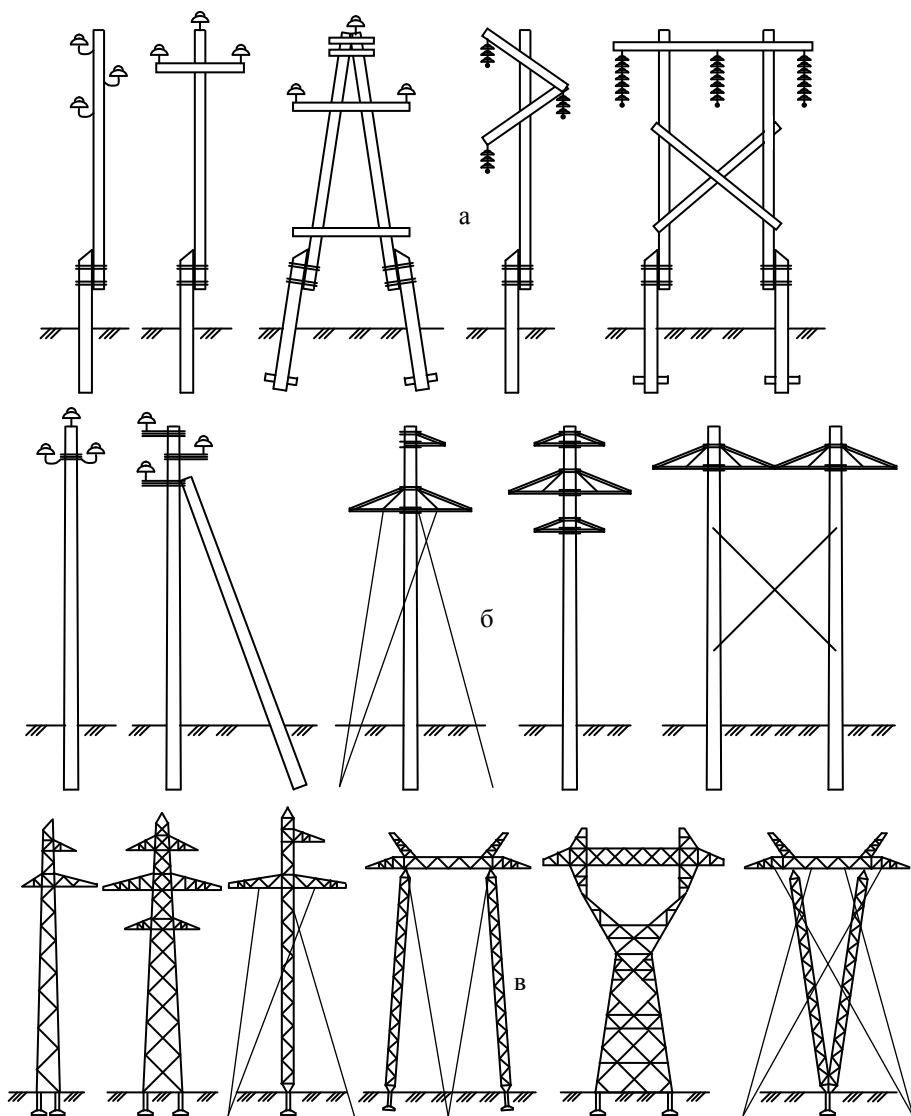
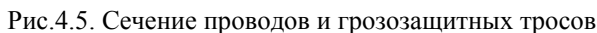


Рис.4.4. Применение деревянных (а) железобетонных (б) и металлических (в) опор на ВЛ

Провода воздушных линий электропередачи предназначены для передачи электроэнергии. В подавляющем большинстве случаев в качестве мате-

Грозозащитные тросы применяются на ВЛ для защиты от прямых разрядов молнии в провода ВЛ [1,19,20]. Конструктивно тросы выполняются из стальных проволок (рис.4.5.в).



штыревой 6÷10кВ

штыревой 35кВ

подвесной

стержневой полимерный

Рис.4.6. Изоляторы воздушных линий

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы [10,11]: зажимы (рис.4.6), соединители, дистанционные распорки, сцепную арматуру (серьги, ушки, скобы, коромысла), гасители вибрации и др.

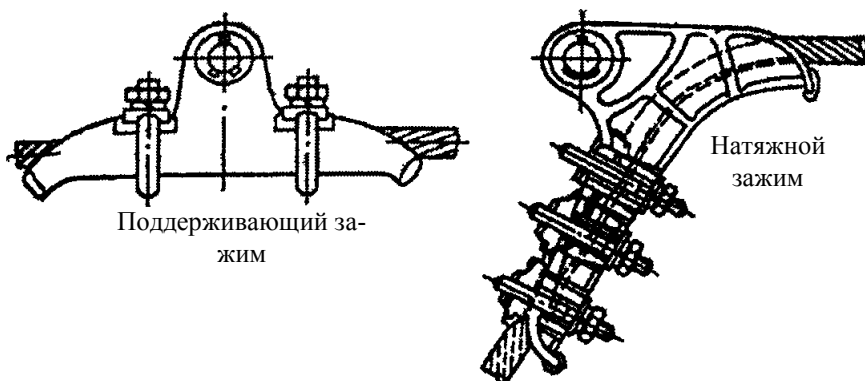


Рис.4.6. Болтовые зажимы

Помимо воздушных линий электропередачи стандартной конфигурации разработаны различные варианты компактных ЛЭП, характеризующиеся меньшими расстояниями между фазами [3,6]. Конструктивные особенности таких линий и их преимущества рассматриваются в курсе «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения».

4.2. Двухобмоточные, трехобмоточные трансформаторы, автотрансформаторы

Известно, что трансформаторы предназначены для связи сетей переменного тока разного класса напряжения [1]. В настоящее время в электрических сетях используются двухобмоточные, трёхобмоточные и автотрансформаторы [1,6,21].

Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора представлена на рисунке 4.7. Обмотки высокого и низкого напряжения этого трансформатора гальванически изолированы друг от друга

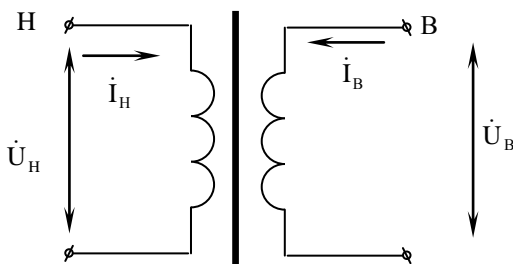


Рис.4.7. Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора.

В справочной литературе приводятся следующие основные паспортные данные двухобмоточного трансформатора:

S_H – номинальная мощность трансформатора, [кВА];

U_H – номинальное междуфазное (линейное) напряжение первичной обмотки трансформатора, [кВ];

P_K – потери активной мощности короткого замыкания, [кВт];

U_K – относительное значение напряжения короткого замыкания, [%];

I_X – относительное значение тока холостого хода, [%];

P_X – потери активной мощности холостого хода, [кВт];

Двухобмоточные трансформаторы позволяют передавать мощность между сетями с двумя классами напряжения. Для связи сетей с тремя классами напряжения могут использоваться схемы, представленные на рисунке 4.8.

Следует отметить, что варианты б) и в), на рисунке 4.8 являются более экономичными по сравнению с вариантом а). В подавляющем большинстве случаев применение двух двухобмоточных трансформаторов для связи сетей с тремя классами напряжения является вынужденной мерой при неконтролируемом развитии электрической сети.

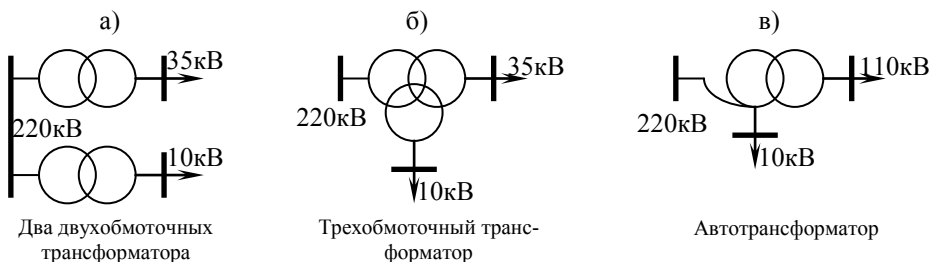


Рис.4.8. Способы связи сетей с тремя классами напряжения.

Трёхобмоточные трансформаторы имеют обмотки, электрически изолированные друг от друга, что позволяет объединять сети с разными режимами работы нейтрали. Однолинейная схема трёхобмоточного трансформатора представлена на рисунке 4.9. Как и у двухобмоточного, все обмотки этого трансформатора гальванически изолированы друг от друга

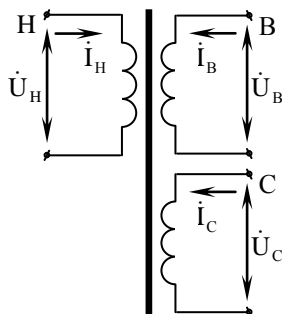


Рис.4.9. Однолинейная схема двухобмоточного трансформатора.

Однако в практике проектирования электрических сетей существуют случаи, когда вместо трехобмоточного трансформатора целесообразно использовать автотрансформатор.

Автотрансформатор – это такой трансформатор, у которого обмотки среднего напряжения являются частью обмоток высокого напряжения (рис.4.10).

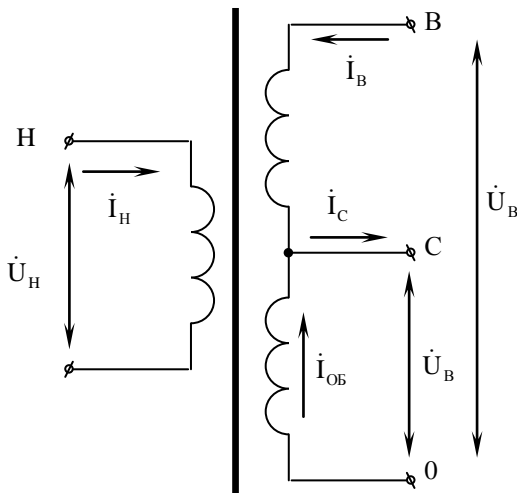


Рис.4.10. Однолинейная схема соединения обмоток автотрансформатора.

В схеме (рис.4.10) можно выделить три обмотки: - Н – обмотка низкого напряжения; ВС – повышающая обмотка и С0 – общая обмотка, которая является обмоткой среднего напряжения и одновременно частью обмотки высокого напряжения.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для обмоток ВС и С0 можно записать:

$$I_{\text{ОБ}} = I_{\text{C}} - I_{\text{B}} \quad (4.1)$$

Для автотрансформаторов различают номинальную и типовую мощность S_{H} и S_{T} .

Номинальная мощность это максимальная мощность, которую автотрансформатор может передать из сети высокого напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот:

$$S_{\text{H}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{B}} \cdot I_{\text{B}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{C}} \quad (4.2)$$

В правой части выражения (4.1) вынесем за скобку величину I_{C} :

$$I_{\text{ОБ}} = I_{\text{C}} \left(1 - \frac{I_{\text{B}}}{I_{\text{C}}} \right) \quad (4.3)$$

Умножив обе части (4.3) на величину $\sqrt{3} \cdot U_{\text{C}}$ получим значение типовой мощности автотрансформатора, которая характеризует максимальную мощность, передаваемую по общей обмотке:

$$\sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{ОБ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{C}} \cdot I_{\text{C}} \left(1 - \frac{I_{\text{B}}}{I_{\text{C}}} \right) \quad (4.4)$$

Выразив из (4.2) токи I_B , I_C и подставив их в скобки (4.4) получим выражение типовой мощности:

$$S_T = \sqrt{3} \cdot U_C \cdot I_C \cdot \left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right) = S_H \cdot \left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right) \quad (4.5)$$

Введя коэффициент выгодности автотрансформатора $\alpha = \left(1 - \frac{U_C}{U_B}\right)$ получим:

$$S_T = S_H \cdot \alpha \quad (4.6)$$

Размеры, масса и габариты автотрансформатора определяются величиной типовой мощности, при этом $S_T < S_H$.

Автотрансформатор выгодно применять, если $U_{CH} < U_{BH}$, т.е. чем меньше α , тем более целесообразно применение автотрансформатора. По сравнению с автотрансформатором, трехобмоточный трансформатор той же мощности имеет большие габариты и массу.

К недостаткам автотрансформаторов относится, прежде всего, электрическая связь между обмотками высокого и среднего напряжений. Т.е. если сеть высокого напряжения имеет глухозаземленную нейтраль, то сеть среднего напряжения также должна иметь глухозаземленную нейтраль.

Номинальная мощность обмотки низкого напряжения:

$$S_{НОМ.Н} = \alpha_{НН} \cdot S_H \quad (4.7)$$

где $\alpha_{НН}$ - коэффициент обмотки низкого напряжения, который может быть равен 0,2; 0,4; 0,5.

4.3. Типы трансформаторов, назначение, классификация

В настоящее время промышленностью выпускается большое число типоразмеров силовых трёхфазных и однофазных трансформаторов, различаемых по мощности, номинальному напряжению, числу обмоток и способу охлаждения. Тип трансформатора имеет условное обозначение, по которому можно определить количество фаз, систему охлаждения, число обмоток, наличие регулировочного устройства, грозоупорность изоляции трансформатора, номинальную мощность и класс напряжения обмотки ВН [6,21].

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТС, ТСЗ, ТД, ТДЦ, ТМН, ТДН, ТЦ, ТДГ, ТДЦГ, ОЦ, ОДГ, ОДЦГ, АТДЦТНГ, АОТДЦН и т. д. Первая буква обозначает число фаз (Т – трёхфазный, О – однофазный); далее следует обозначение системы охлаждения: М – естественная циркуляция масла; С – сухой с естественной циркуляцией воздуха открытого исполнения; СЗ – то-же, но закрытого исполнения; Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха, т.е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц – принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ – принудительная циркуляция масла и воздуха. Буква Р после числа фаз в обозначении указывает, что обмотка низшего напряжения представлена двумя (тремя) обмотками (расщеплена). Наличие второй буквы Т означает, что трансформатор трёхобмоточный, двухобмоточный специального обозначения не имеет. Следующие буквы указывают: Н – регулирование напряже-

ния под нагрузкой (РПН), отсутствие-наличие переключения без возбуждения (ПБВ); Г – грозоупорный; А – автотрансформатор (в начале условного обозначения).

За буквенными обозначениями следует номинальная мощность трансформатора (кВА) и через дробь – класс номинального напряжения обмотки ВН (кВ). В автотрансформаторах также добавляют класс напряжения обмотки СН.

Современная шкала номинальных мощностей высоковольтных трансформаторов построена так, чтобы существовали значения мощности, кратные десяти: 20, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВА и т. д. Некоторое исключение составляют мощности 32000, 80000, 125000, 200000, 500000 кВА. Существуют также трансформаторы, выпущенные до 1967 г., имеющие другую шкалу номинальных мощностей: 5, 10, 20, 30, 50, 100, 180, 320, 560, 750, 1000, 1800, 5600, ..., 31500, 40500 кВА и т. д.

Возможность регулирования и изменения напряжения определяется параметрами РПН и ПБВ. Их характеристики задаются в виде максимального числа положительных и отрицательных по отношению к основному выводу обмотки ВН или СН регулировочных ответвлений с указанием шага коэффициента трансформации Δk_T в виде $\pm n \times \Delta k_T$. Например, для РПН: $\pm 6 \times 1,5\%$, $\pm 8 \times 1,5\%$, $\pm 10 \times 1,5\%$, $\pm 9 \times 1,78\%$, $\pm 12 \times 1\%$; для ПБВ: $\pm 2 \times 2,5\%$.

5. Типы конфигурации электрических сетей

Конфигурация электрической сети определяет её основные возможности, связанные со степенью надёжности электроснабжения, экономичностью, возможностью дальнейшего расширения и прочее.

5.1. Магистральные и радиальные сети. Разомкнутые и замкнутые сети

В зависимости от схемы различают следующие типы конфигурации электрических сетей (рис.5.1.) [5,6]:

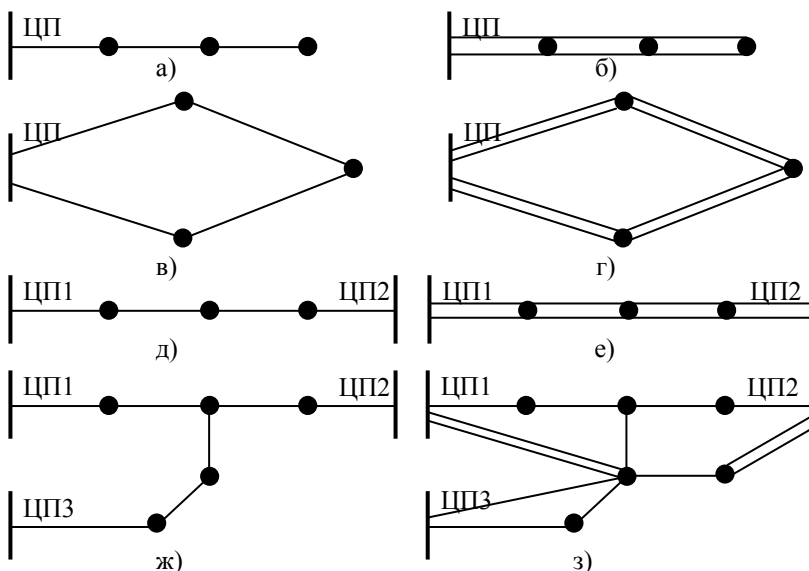


Рис.5.1.Основные типы конфигурации электрических сетей.

- Одинарная радиальная сеть (рис.5.1.а). Является наиболее дешёвой, и наименее надёжной. Проектируется, как правило, при малых мощностях нагрузок и при наличии возможности резервирования по сети среднего или низкого напряжений.
- Двойная радиальная сеть(рис.5.1.б). Две линии, построенные на одних или разных опорах позволяют обеспечить резервирование питания потребителей. Равномерная загрузка обеих линий такой сети способствует минимизации потерь. При этом, за счёт раздельной работы линий не наблюдается увеличения токов коротких замыканий на смежных участках сети.
- Одинарная и двойная замкнутые кольцевые сети (рис.5.1.в,г). Применяются при электроснабжении района от одного центра питания. В таких схемах не наблюдается роста токов коротких замыканий в примыкающих сетях. Также обеспечивается возможность использования простых схем присоединения подстанций.

- Замкнутая одинарная сеть (рис.5.1.д). Соединяет два центра питания и является результатом поэтапного развития сети между ними. Основным достоинством такой конфигурации является возможность охвата сетями большой территории при малой суммарной длине линий. Однако в таких сетях наблюдается неэффективное потокораспределение при соединении центров питания разных напряжений. Высокие значения токов коротких замыканий требуют секционирования такой сети в нормальных режимах.
- Замкнутая двойная сеть (рис.5.1.е). Применяется при высокой плотности нагрузок.
- Узловая сеть. Имеет большую степень надёжности по сравнению с (рис.5.1.д,е) за счёт присоединения к трём ЦП. Однако плохо управляется и требует сложной узловой подстанции. Такая сеть является вынужденной мерой при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования (рис.5.1.д).
- Многоконтурная сеть. Является следствием неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения центров питания. К недостаткам таких сетей относятся, прежде всего, сложность обеспечения оптимального режима и повышенные уровни токов коротких замыканий.

5.2. Режимы работы нейтрали электрических сетей

Под режимом работы нейтрали электрической сети понимается способ заземления нейтральной точки трансформатора, от которого данная сеть питается. Известны следующие режимы работы нейтрали [1]:

- Глухозаземлённая нейтраль в сетях до 1 кВ, применяется для обеспечения безопасности человека. Нейтральная точка трансформаторов соединяется с системой заземления (рис.5.2), при этом соединение фазы и заземлённого корпуса электрооборудования приводит к возникновению больших токов, которые способствуют немедленному срабатыванию устройств защиты и отключению повреждённой электроустановки.

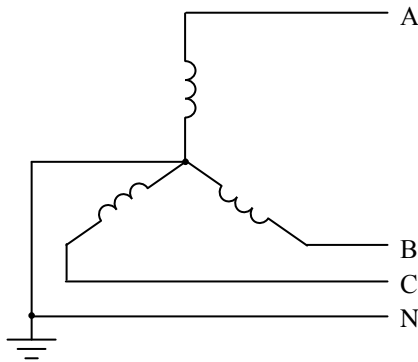


Рис.5.2. Схема сети с глухозаземлённой нейтралью напряжением до 1кВ.

Сети напряжением до 1 кВ выполняются четырёх и пяти проводными. В последнем случае пятый провод, называемый защитным проводником, используется вместе с устройством защитного отключения [1,22].

- Изолированная нейтраль в сетях $6 \div 35$ кВ применяется в целях повышения надёжности работы этих сетей. Так как протяженность таких сетей очень велика, и поскольку зачастую сети $6 \div 10$ кВ имеют кабельное исполнение, то вероятность замыкания фазы с землёй велика. Для обеспечения работоспособности сетей $6 \div 35$ кВ в таких условиях необходимо чтобы замыкание фазы и земли не приводило к отключению сети защитными устройствами, поэтому нейтральная точка трансформатора изолируется от земли (рис.5.3).

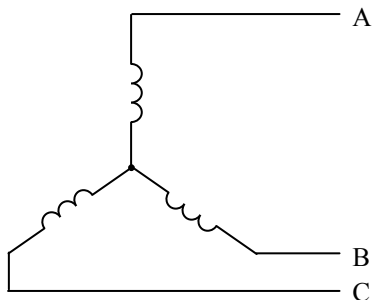


Рис.5.3. Схема сети с изолированной нейтралью напряжением $6 \div 35$ кВ.

Следует отметить, что при однофазном замыкании напряжение относительно земли в двух других неповреждённых фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз. Поэтому фазная изоляция сетей $6 \div 35$ кВ рассчитывается и проектируется на линейное напряжение. Кроме того, для таких сетей характерно протекание в точке замыкания фазы на землю небольшого тока, который обусловлен наличием электрической ёмкости между фазами и землёй. Величина этого тока зависит, прежде всего, от длины линии и её типа.

- Глухозаземлённая нейтраль в сетях 110 кВ и выше, применяется по экономическим соображениям. При отсутствии заземления нейтрали в таких сетях замыкание фазы на землю приводило бы к росту напряжения относительно земли до линейного в неповреждённых фазах. Однако изготовление фазной изоляции, рассчитанной на линейное напряжение, в таких сетях экономически не оправдано. По этой причине в сетях напряжением 110 кВ и выше недопустимы перенапряжения, аналогичные сетям с глухозаземлённой нейтралью. Для защиты от подобных режимов нейтраль трансформаторов заземляется (рис.5.4), и замыкание фазы с землёй приводит к возникновению больших токов, которые отключаются устройствами защиты.

Сети 110 кВ и выше выполняются трёх проводными, причём в подавляющем большинстве случаев линии электропередачи выполняются воздушными, поэтому их надёжность достаточно велика.

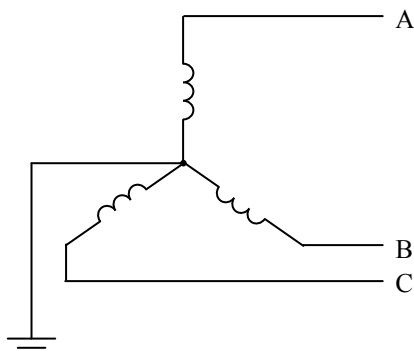


Рис.5.4. Схема сети с глухозаземлённой нейтралью напряжением 110кВ и выше.

- Компенсированная нейтраль в сетях $6 \div 35$ кВ применяется в случаях, если величина емкостного тока однофазного замыкания на землю достаточно велика, что может приводить к возникновению дуги, способной вызывать повреждение оборудования или пожар. Для компенсации емкостного тока в нейтраль трансформатора включается специальный регулируемый реактор (рис.5.5).

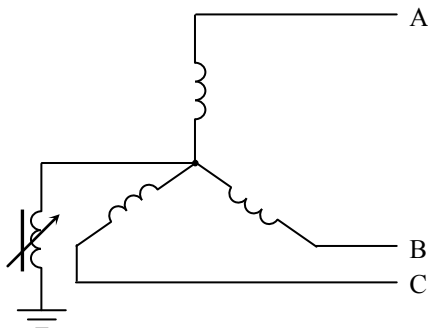


Рис.5.5 Схема сети с компенсированной нейтралью напряжением $6 \div 35$ кВ.

Компенсация нейтрали применяется при наличии длинных линий с большими токами замыкания на землю, а также в пожароопасных и взрывоопасных электроустановках [1].

5.3. Выбор конфигурации сети с учетом надежности

В общем случае, при выборе конфигурации электрической сети на этапе проектирования необходимо обеспечить требуемую категорию надежности электроснабжения потребителей [1,6,10].

Известно [1,23], что надёжность это свойство сети снабжать потребителей электрической энергией при заданных показателях качества, объёмах и условиях её потребления.

Если существует несколько вариантов электрической сети, соответствующих требуемой категории надёжности электроснабжения потребителей, и необходимо выбрать один вариант, обеспечивающий наилучшую степень надёжности, то можно воспользоваться методом ущербов [6,24] или нормативным методом.

Метод ущербов заключается в определении годового ущерба от недоотпуска электроэнергии Y , который используется при расчётах статического критерия выбора оптимальных вариантов:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} + Y \rightarrow \min \quad (5.1)$$

где Z – приведённые затраты; E_H – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; K_{Σ} – суммарные капиталовложения в вариант схемы; I_{Σ} – ежегодные эксплуатационные издержки.

Составляющая Y зависит от количества резервных элементов в электрической сети, поэтому можно определить оптимальное соотношение между приведёнными затратами на резервные элементы сети $Z_{РЕЗ}$ и величиной Y (рис.5.6).

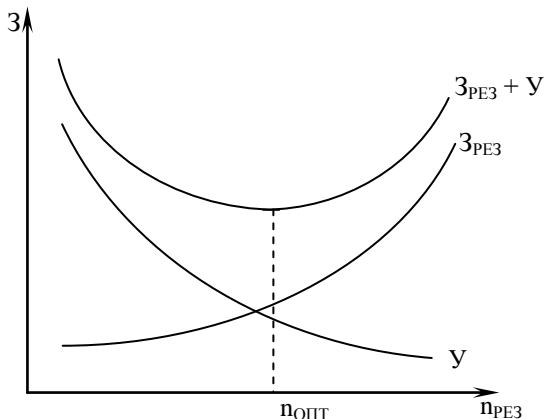


Рис.5.6. Определение оптимальной величины резерва.

Например, при питании потребителя по двум линиям составляющая $Y=0$ при отключении одной линии. С другой стороны, вариант питания по одной линии имеет меньшие капиталовложения, однако ущерб от недоотпуска электроэнергии $Y \neq 0$.

Как отмечалось ранее, электроприёмники делятся на три категории по надёжности, и метод ущербов применяется только для потребителей 2 и 3 категорий, поскольку исходя из специфики потребителей первой категории величина ущерба $Y=0$ из-за обязательного наличия резерва.

Сущность нормативного метода основана на определении для каждого из рассматриваемых вариантов отдельных показателей надёжности и сравнении их с нормативными значениями [23]. При этом варианты, не удовлетворяющие нормативным показателям надёжности, исключаются. Оставшиеся варианты в дальнейшем могут сравниваться по критерию приведённых затрат.

К нормативным показателям надёжности относятся:

- вероятность безотказной работы;
- параметр потока отказов (удельная повреждаемость);
- среднее время восстановления элемента сети (среднее время аварийного простоя).

Параметр потока отказов характеризует среднее количество отказов за год и определяется по выражению:

$$w = \frac{m}{n \cdot T}, \left[\frac{\text{отказ}}{\text{год}} \right] \quad (5.2)$$

где m – число отказов n наблюдаемых однотипных элементов за T лет.

Среднее время восстановления элемента сети $T_B, \left[\frac{\text{лет}}{\text{отказ}} \right]$ характеризует среднее время простоя сети по причине отказа элемента сети.

Коэффициент вынужденного аварийного простоя рассчитывается как:

$$K_B = w \cdot T_B, \text{ о.е.} \quad (5.3)$$

Коэффициент планового простоя определяется по выражению:

$$K_\Pi = \mu \cdot T_\Pi, \text{ о.е.} \quad (5.4)$$

где μ – периодичность плановых ремонтов.

Коэффициент ограничения нагрузки потребителей определяется как отношение аварийно отключаемой мощности нагрузки $P_{\text{ОТК}}$ к мощности нормального режима $P_{\text{МАХ}}$:

$$\xi = \frac{P_{\text{ОТК}}}{P_{\text{МАХ}}} \quad (5.5)$$

Ущерб от перерыва в электроснабжении определяется как сумма ущерба от аварийного Y_A и планового Y_Π простоев оборудования:

$$Y = Y_A + Y_\Pi \quad (5.6)$$

$$Y_A = y_{0,A} \cdot W_{\text{НД},A} \quad (5.7)$$

$$Y_\Pi = y_{0,\Pi} \cdot W_{\text{НД},\Pi} \quad (5.8)$$

$$W_{\text{НД},A} = P_{\text{МАХ}} \cdot \xi_A \cdot T_B \cdot w \quad (5.9)$$

$$W_{\text{НД},\Pi} = P_{\text{МАХ}} \cdot \xi_\Pi \cdot K_\Pi \quad (5.10)$$

где $y_{0,A}$, $y_{0,\Pi}$ – удельный ущерб при аварийных и плановых простоях; $W_{\text{НД},A}$, $W_{\text{НД},\Pi}$ – количества недоотпущенной электроэнергии при аварийных и плановых простоях.

Для расчёта показателей надёжности сложных электрических сетей составляется их блок-схема (рис.5.7.б), в которой элементы сети соединяются последовательно и параллельно. При этом отказ последовательного элемента приводит к нарушению электроснабжения потребителя, а отказ параллельного не нарушает работоспособности сети.

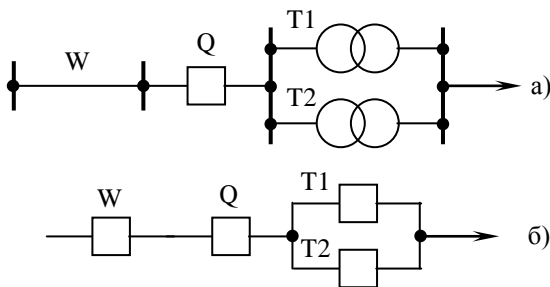


Рис.5.7. Составление схемы для расчёта надёжности электрической сети.

Для сети в целом рассчитываются значения суммарных коэффициентов вынужденного и планового простоя по выражениям:

$$K_{B,\Sigma} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot T_{B,i} \quad (5.11)$$

$$K_{B,\Sigma} = K_{\Pi,i,MAX} \quad (5.12)$$

где w_i - параметр потока отказов элемента i ; $T_{B,i}$ - среднее время восстановления элемента i ; $K_{\Pi,i,MAX}$ - максимальное значение коэффициента планового простоя среди множества коэффициентов планового простоя всех элементов сети.

6. Электрические нагрузки узлов электрических сетей

При расчётах режимов электрических сетей должны быть учтены характеристики электрических нагрузок потребителей, основными из которых являются величины активной P и реактивной мощности Q .

В подавляющем большинстве случаев мощности нагрузок электрической сети изменяются во времени. Кроме этого величина нагрузок определяется параметрами электрического режима – напряжением U и частотой f сети.

При проектировании развития электроэнергетических систем изменение электрических нагрузок учитывается только во времени. При анализе нормальных установившихся эксплуатационных режимов, сбалансированных по активной мощности, осуществляется учёт зависимости нагрузок по напряжению.

Аналитическое описание зависимостей электрических нагрузок от времени может быть представлено в виде двухмерных графиков электрических нагрузок.

6.1. Графики электрических нагрузок

Изменение электропотребления во времени является одной из основных естественных характеристик электрических нагрузок [6,10]. Оно определяется технологическими процессами производства и бытовым ритмом жизни населения. Изменение электрических нагрузок во времени может представляться графически, аналитически или в виде таблиц. Графики изменения нагрузок могут представлять собой плавные (рис.6.1.а), ломаные или ступенчатые кривые (рис.6.1.б), построенные в прямоугольной системе координат. Графики нагрузок могут отражать изменение во времени тока или активной, реактивной и полной мощности. В зависимости от поставленной цели они могут быть построены для часа, суток, месяца или года.

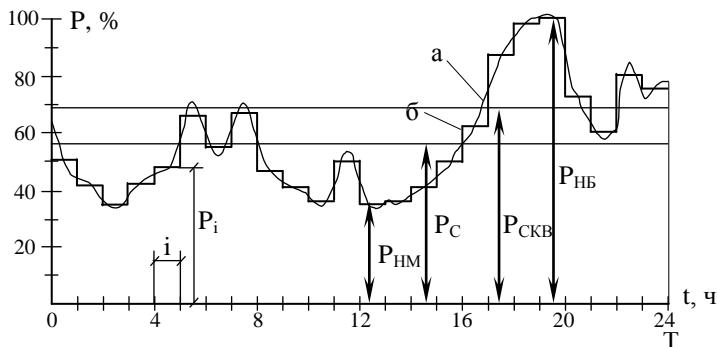


Рис.6.1. Суточный график активной мощности

Основной характеристикой графика электрических нагрузок является «греющий» максимум $P_{НБ}$, который определяет нагрев элемента системы электроснабжения – линии, трансформатора и т. д. В настоящее время вели-

чина «греющего» максимума, с учётом постоянной времени нагрева, принимается как среднее значение нагрузки за время 30 минут [1,6].

Используя график электрической нагрузки, заданный в аналитическом $P(t)$ или численном P_i виде можно определить потреблённую электроэнергию:

$$W_P = \int_0^T P(t) dt \quad (6.1)$$

$$W_P = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (6.2)$$

где n – количество интервалов осреднения на ступенчатом графике нагрузок. Чем больше интервалов n на осреднённом графике, тем ближе значение (6.2) к точному значению (6.1).

6.2. Основные показатели графиков электрических нагрузок

Неравномерность электропотребления характеризуется коэффициентом неравномерности, равным отношению наименьшей нагрузки $P_{\text{НМ}}$ к наибольшей $P_{\text{НБ}}$ [9]:

$$k_{\text{НР}} = \frac{P_{\text{НМ}}}{P_{\text{НБ}}} \quad (6.3)$$

Важной характеристикой электропотребления является средняя нагрузка за интервал времени T . Значения активной и реактивной мощности в аналитическом и численном виде соответственно можно определить как:

$$P_C = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = \frac{W_P}{T} \quad (6.4)$$

$$Q_C = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T Q(t) dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (6.5)$$

Аналогично (6.4-6.7) можно определить среднюю полную мощность $S_{\text{Ср}}$ и средний ток $I_{\text{Ср}}$.

Для оценки величины потерь энергии в элементах электрических сетей используется величина среднеквадратичной нагрузки за интервал времени T :

$$P_{\text{СКВ}}^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T P^2(t) dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i \quad (6.6)$$

и соответствующий среднеквадратичный ток:

$$I_{\text{СКВ}}^2 = \frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2(t) dt = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i \quad (6.7)$$

Для оценки равномерности и плотности электропотребления используются также коэффициент заполнения графика нагрузок:

$$k_3 = \frac{P_C}{P_{\text{НБ}}} \leq 1 \quad (6.8)$$

и коэффициент формы:

$$k_{\phi} = \frac{P_{\text{СКВ}}}{P_{\text{С}}} \geq 1 \quad (6.9)$$

Анализ выражений (6.8) и (6.9) показывает, что чем равномернее электропотребление, тем ближе коэффициенты заполнения и формы к единице.

6.3. Время использования максимальных нагрузок

Если перестроить реальный годовой график нагрузки в порядке уменьшения ординат, в независимости от времени их появления, то полученный график будет соответствовать годовому графику по продолжительности [6,10] (рис.6.2.).

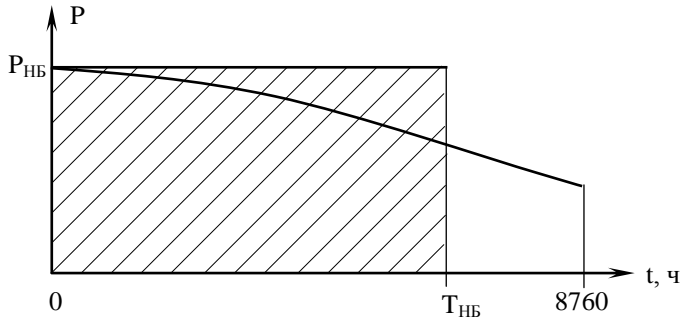


Рис.6.2. Годовой график по продолжительности

Исходя из рисунка 6.2, площадь криволинейной фигуры, ограниченной годовым графиком по продолжительности равна потреблённой за год энергии, и равна площади заштрихованной фигуры. Тогда можно записать:

$$P_{\text{НБ}} \cdot T_{\text{НБ}} = \int_0^T P(t) \cdot dt \quad (6.10)$$

откуда:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\int_0^T P(t) \cdot dt}{P_{\text{НБ}}} \quad (6.11)$$

где: $T_{\text{НБ}}$ – время использования наибольших нагрузок – это условное время, в течение которого элемент сети, работая с максимальной нагрузкой, передает такое же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузки.

Выражение (1.67) можно переписать для токов, с использованием численного интегрирования:

$$T_{\text{НБ}} = \frac{\sum_{i=1}^n I_i \cdot t_i}{I_{\text{НБ}}} \quad (6.12)$$

где: $I_{\text{НБ}}$ – наибольшее значение тока нагрузки.

В инженерных расчётах величина $T_{\text{НБ}}$ используется для выбора площади сечения проводов вместе с экономической плотностью тока [10].

6.4. Время максимальных потерь

Наряду с временем максимальных нагрузок $T_{\text{НБ}}$ в практике проектирования электрических сетей используется время максимальных потерь τ – условное время, в течение которого элемент электрической сети, работая с максимальной нагрузкой, будет иметь такие же потери энергии за год, что и при работе по реальному графику нагрузки.

В численном виде время максимальных потерь:

$$\tau = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i}{I_{\text{НБ}}^2} \quad (6.13)$$

В случае криволинейного графика выполняется условие $\tau < T_{\text{НБ}}$, однако если график нагрузки постоянен во времени, тогда $\tau = T_{\text{НБ}}$.

Для определения величины времени максимальных потерь часто используется эмпирическое выражение [6]:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (6.14)$$

или [6]:

$$\tau = 2T_{\text{MAX}} - 8760 + \frac{8760 - T_{\text{MAX}}}{1 + \frac{T_{\text{MAX}}}{8760} - 2 \frac{P_{\text{MIN}}}{P_{\text{MAX}}}} \left(1 - \frac{P_{\text{MIN}}}{P_{\text{MAX}}} \right) \quad (6.15)$$

Выражение (6.14) применяется для расчетов линий районных электрических сетей 35÷220кВ.

6.5. Расчет потерь мощности и энергии в ЛЭП

В общем случае, потери активной мощности в линии электропередачи можно определить согласно выражению [6,25]:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (6.16)$$

где R – активное сопротивление ЛЭП.

Если дана полная мощность, то (6.16) можно записать как:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R \quad (6.17)$$

С другой стороны полная мощность равна:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (6.18)$$

Тогда выражение (6.17) с учетом (6.18) примет вид:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R \quad (6.19)$$

Потери реактивной мощности равны:

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X \quad (6.20)$$

Аналогично (6.19) получим:

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} \cdot X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X \quad (6.21)$$

При расчетах полная мощность подставляется в [МВА], напряжение - в [кВ], сопротивление в [Ом], тогда потери полной, активной и реактивной мощности будут измеряться в [МВА]; [МВт] и [Мвар] соответственно.

В соответствии с (6.19), (6.21) можно определить способы снижения потерь активной и реактивной мощности:

- повышение номинального напряжения линии;
- уменьшение активного сопротивления линии R , путем использования провода более толстого сечения;
- разгрузка линии от потоков реактивной мощности, путем установки компенсирующих устройств.

Область применения (6.19), (6.21) – симметричная сеть, с одинаковой нагрузкой по фазам и равными сопротивлениями фаз. При этом не учитывается волновой характер передачи энергии. Данные выражения применяются для сетей напряжением до 220 кВ включительно при всех длинах линий, и для сетей напряжением 330÷500 кВ при длинах линий до 400 км.

Для расчета потоков мощности в линии с учетом потерь рассмотрим схему, представленную на рисунке 6.3.

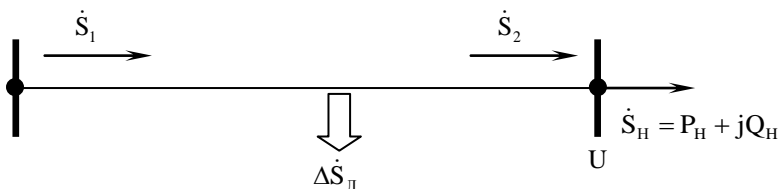


Рис.6.3. Потоки мощности в линии с учетом потерь.

Согласно рис.6.3, мощность, потребляемая нагрузкой \dot{S}_H равна потоку мощности \dot{S}_2 в конце линии. Тогда для потока в начале линии можно записать:

$$\dot{S}_1 = \dot{P}_1 + j\dot{Q}_1 = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S}_L = (\dot{P}_2 + \Delta P_L) + j(\dot{Q}_2 + \Delta Q_L) \quad (6.22)$$

Если линия состоит из n участков с разными характеристиками (рис.6.4), то суммарные потери активной и реактивной мощности в линии определяются следующим образом:

$$\Delta P_\Sigma = \sum_{i=1}^n P_i \quad (6.23)$$

$$\Delta Q_\Sigma = \sum_{i=1}^n Q_i \quad (6.24)$$

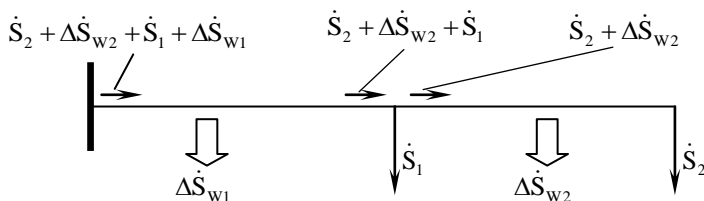


Рис.6.4. Расчет потоков мощности в линии с двумя участками.

Потери мощности в ЛЭП связаны с нагревом проводников и расходом энергии на ионизацию воздуха при короне. Потери делятся на нагрузочные и потери холостого хода. Нагрузочные потери – потери в сопротивлениях, величина которых зависит от протекающего тока. Потери холостого хода – потери в проводимостях. Их величина зависит от квадрата напряжения, приложенного к этим проводимостям. В целом сумма нагрузочных потерь и потерь холостого хода представляет собой технические потери [6,25]. Существуют также коммерческие потери [6,25], в которые входят потери при воровстве электроэнергии, а также потери, обусловленные погрешностью средств учета (счетчиков).

В общем виде, при постоянной нагрузке ЛЭП, потери активной энергии определяются согласно выражению:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t \quad (6.25)$$

где $\Delta P = \text{const}$ – потери активной мощности при неизменной нагрузке; t – время работы ЛЭП.

Однако в подавляющем большинстве случаев линии работают с переменным во времени графиком нагрузки, поэтому использование выражения (6.25) невозможно и необходимо применять один из следующих методов расчета [6,10]:

- метод графического интегрирования;
- метод среднеквадратичного тока;
- метод времени максимальных потерь.

6.6. Методы графического интегрирования, среднеквадратичного тока и времени максимальных потерь

Если представить в графическом виде зависимость квадрата тока элемента электрической сети от времени, то площадь ограниченной графиком $I^2(t)$ фигуры пропорциональна величине потерь энергии в данном элементе (рис.6.5) [6,10].

Согласно методу графического интегрирования, потери энергии за период времени, изменяющийся от 0 до T , для общего случая, определяются по выражению [6,10,25]:

$$\Delta W = 3 \cdot R \int_0^T I^2(t) dt \quad (6.26)$$

где $I(t)$ – ток в момент времени t .

В случае невозможности аналитического описания функции $I(t)$, используется численное интегрирование:

$$\Delta W = 3 \cdot R \sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot t_i \quad (6.27)$$

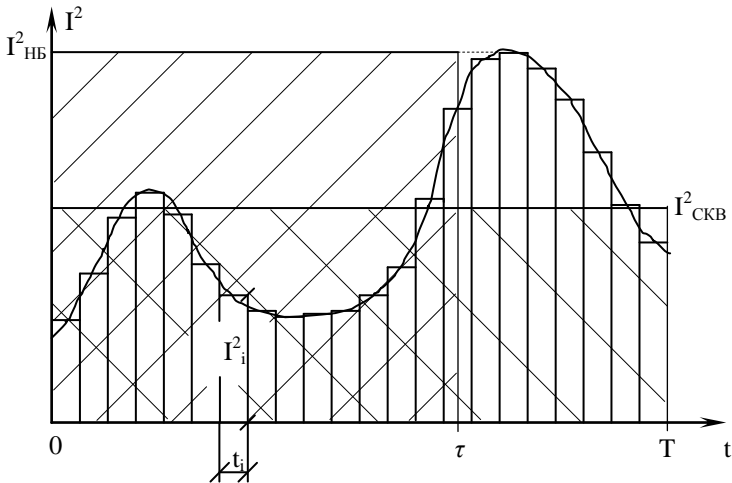


Рис.6.5 Аналитическое и численное представление зависимости квадрата тока ЛЭП от времени.

Если известна зависимость полной мощности от времени, тогда выражение (6.27) примет вид:

$$\Delta W = R \sum_{i=1}^n \frac{S_i^2}{U_i^2} \cdot t_i \quad (6.28)$$

где S_i , U_i — полная мощность и напряжение в момент времени i .

При использовании (6.28) желательно использовать напряжение U_i из той же точки схемы, где снималось значение мощности S_i . Однако вместо U_i может быть использовано значение номинального напряжения U_H . При этом точность определения ΔW может незначительно снижаться.

Среди прочих методов определения потерь энергии, метод графического интегрирования является самым точным, однако он также является и самым трудоемким [25]. Наиболее часто этот метод применяется при расчетах на ЭВМ. Метод графического интегрирования используется как эталонный метод, для проверки точности других методов.

Среднеквадратичный ток $I_{СКВ}^2$ — условный ток, неизменный по величине, который, протекая по линии, в течение времени T , создает такие же потери, что и реальный ток, соответствующий графику нагрузок. Аналитически это можно выразить как:

$$3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) \cdot dt = 3 \cdot R \cdot I_{СКВ}^2 \cdot T$$

Отсюда можно выразить среднеквадратичный ток:

$$I_{\text{СКВ}} = \sqrt{\frac{\int_0^T I^2(t) \cdot dt}{T}} \quad (6.29)$$

Тогда потери энергии по методу среднеквадратичного тока равны:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{\text{СКВ}}^2 \cdot T \quad (6.30)$$

Если известна среднеквадратичная мощность $S_{\text{СКВ}}$, то (6.30) можно переписать в виде:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{СКВ}}^2}{U^2} \cdot R \cdot T \quad (6.31)$$

Для облегчения расчётов потерь энергии $I_{\text{СКВ}}$ можно определять по эмпирическим зависимостям, в частности для сетей напряжением 6÷35 кВ применяется следующее выражение [6]:

$$I_{\text{СКВ}} = I_{\text{НБ}} \cdot (0,12 + T_{\text{НБ}} \cdot 10^{-4}) \quad (6.32)$$

Физический смысл $I_{\text{СКВ}}$ заключается в том, что это такой условный ток, который дает потери энергии, что и реальный изменяющийся во времени ток. Таким образом, площадь фигуры, ограниченной графиком квадрата тока изменяющейся нагрузки равна площади прямоугольника, ограниченной $I_{\text{СКВ}}^2$ и T (рис.6.5).

В соответствии с определением времени максимальных потерь можно записать следующее равенство:

$$3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) \cdot dt = 3 \cdot R \cdot I_{\text{НБ}}^2 \cdot \tau \quad (6.33)$$

Откуда, в аналитическом виде:

$$\tau = \frac{\int_0^T I^2(t) \cdot dt}{I_{\text{НБ}}^2} \quad (6.34)$$

Таким образом, потери энергии в линии равны:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot I_{\text{НБ}}^2 \cdot \tau \quad (6.35)$$

При заданной полной мощности:

$$\Delta W = \frac{S_{\text{НБ}}^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau \quad (6.36)$$

Метод времени максимальных потерь с использованием выражений (6.35) и (6.36) является самым распространенным, однако его точность определяется погрешностью расчёта τ , при этом использование выражения (6.13) эквивалентно применению метода графического интегрирования и имеет минимальную погрешность при высокой трудоёмкости. С другой стороны выражения (6.14) и (6.15) имеют увеличенную погрешность при меньших затратах.

6.7. Потери мощности на корону

Известно [6,26], что потери энергии холостого хода воздушной линии электропередачи преимущественно состоят из потерь на корону, а также потерь от токов утечки по изоляторам.

В общем случае корона это один из видов самостоятельного электрического разряда в газах в резко неоднородном электрическом поле. При этом на поверхности проводов воздушных линий высокого и сверхвысокого напряжения возникает высокая напряженность электрического поля [26], величина которой может превышать значение электрической прочности воздуха и как следствие вблизи проводов зажигаются многочисленные частичные разряды [26]. Эта ионизированная зона, насыщенная электронами, называемая чехлом короны, внешне проявляется в виде свечения вдоль всего провода, хорошо заметного в сумерках или в темное время суток [26]. Если коронирование охватывает провод по всей его длине, это явление называется общей короной [3,26].

В чехле короны за счет процессов ударной ионизации происходит непрерывное образование и перемещение заряженных частиц обоих знаков. Этот процесс обуславливает ток короны, который на несколько порядков превышает ток утечки по изоляторам линии. Поскольку перемещение заряда в электрическом поле требует затрат энергии, то коронирование проводов сопровождается потерями энергии, которые определяются значением тока короны. Эти потери в определенных условиях (при плохой погоде) могут достигать больших значений и быть соизмеримыми с потерями энергии на нагрев проводов [3,26].

Таким образом, коронирование проводов линии приводит к дополнительным потерям активной мощности и энергии, что снижает КПД линии и вызывает значительные радиопомехи в зоне, прилегающей к линии [3].

Для снижения тока короны необходимо увеличить поверхность провода [3,26]. Это может быть достигнуто как за счет увеличения радиуса одиночного провода, так и путем распределения заряда фазы по нескольким проводам, т.е. применением так называемых расщепленных проводов. На практике используются оба пути, для линий 110—220 кВ, как известно, ограничивается минимально допустимое сечение (радиус провода) по условиям короны, для линий более высокого напряжения применяются расщепленные провода [3,6,26].

Величина потерь мощности на корону зависит от площади сечения провода, рабочего напряжения, конструкции фазы и вида погоды (хорошая, влажная, сухой снег, изморозь). Фактические значения удельных потерь на корону $\Delta P_{к_0}$ $\left[\frac{\text{кВт}}{\text{км}} \right]$ находят экспериментальным путём с учётом продолжи-

тельности различных видов погоды в соответствующих регионах и приводят в справочниках [27]. Полное значение потерь мощности на корону ВЛ длиной ℓ определяется по выражению:

$$\Delta P_{\text{КОР}} = \Delta P_{к_0} \cdot \ell \quad (6.37)$$

Детальное рассмотрение процессов коронирования осуществляется в курсах дисциплин «Техника высоких напряжений», «Изоляция и перенапряжения» и «Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения».

6.8. Потери мощности при равномерно распределенной нагрузке

В процессе проектирования электрических сетей систем электроснабжения возникают задачи, связанные с расчётом потерь мощности при равномерно распределённой нагрузке [5,6]. Такая задача особенно актуальна при оценке технико-экономических показателей систем освещения. Схема сети длиной L , имеющей равномерно распределённую с шагом $d\ell$ нагрузку Δi представлена на рисунке 6.6.

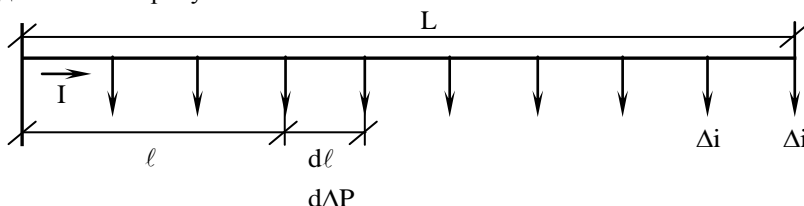


Рис.6.6. Линия с равномерно распределенной по длине нагрузкой.

Ток в линии I_ℓ на расстоянии ℓ от начала линии равен:

$$I_\ell = \Delta i \cdot (L - \ell) \quad (6.38)$$

Суммарные потери мощности в линии равны:

$$\Delta P = 3 \int_0^L d(\Delta P) \quad (6.39)$$

где $d\Delta P$ – потери активной мощности на участке линии $d\ell$.

При этом:

$$d(\Delta P) = I_\ell^2 \cdot r_0 \cdot d\ell \quad (6.40)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии.

Тогда (6.39) с учетом (6.38) и (6.40) можно переписать как:

$$\Delta P = 3 \cdot \Delta i^2 \cdot r_0 \int_0^L (L - \ell)^2 d\ell \quad (6.41)$$

Проинтегрировав (6.41) по $d\ell$ получим:

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3 \cdot \Delta i^2 \cdot r_0 \left. \frac{(L - \ell)^3}{3} \right|_L^0 = \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot L^3 - \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot 0 = \\ &= \Delta i^2 \cdot r_0 \cdot L^3 = \frac{I^2}{L^2} \cdot r_0 \cdot L^3 = I^2 \cdot R_{\text{л}} \end{aligned} \quad (6.42)$$

С другой стороны при сосредоточенной нагрузке:

$$\Delta P = 3 \cdot I^2 \cdot R_{\text{л}} \quad (6.43)$$

Таким образом, потери мощности при равномерно распределенной нагрузке в 3 раза меньше чем потери при той же нагрузке, сосредоточенной в конце линии.

6.9. Расчет потерь мощности и энергии в двухобмоточных, трехобмоточных и автотрансформаторах

Как отмечалось ранее, потери в двухобмоточном трансформаторе определяются нагрузочной составляющей и потерями холостого хода (рис.6.7).

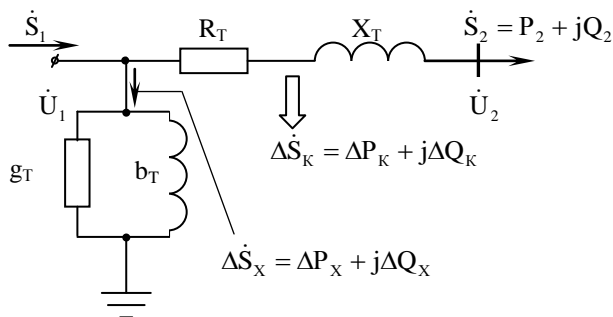


Рис.6.7. К вопросу определения потерь мощности и энергии в двухобмоточном трансформаторе.

На рис.6.7. показаны следующие величины: \dot{U}_1 – первичное напряжение трансформатора; \dot{U}_2 – вторичное напряжение, приведенное к первичной обмотке; ΔP_K – активные потери короткого замыкания на нагрев обмоток (потери в меди); ΔP_X – активные потери холостого хода на перемагничивание стали и создание вихревых токов (потери в стали); ΔQ_K – реактивные потери, определяющиеся намагничивающей мощностью трансформатора; ΔQ_X – реактивные потери короткого замыкания на создание потоков рассеяния.

Тогда составляющие активных и реактивных потерь мощности в трансформаторе равны [5,6]:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_K + \Delta P_X \quad (6.44)$$

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_K + \Delta Q_X \quad (6.45)$$

Потери полной мощности в трансформаторе определяются как сумма (6.44) и (6.45):

$$\Delta \dot{S}_{TP} = \Delta P_{TP} + j\Delta Q_{TP} \quad (6.46)$$

Тогда мощность, потребляемая трансформатором из сети равна:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{TP} \quad (6.47)$$

В общем случае расчёт потерь может осуществляться как по параметрам схемы замещения, так и по паспортным данным трансформатора:

– по параметрам схемы замещения:

Потери активной и реактивной мощности соответственно:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_1^2} \cdot R_T + n \cdot U_1^2 \cdot g_T \quad (6.48)$$

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_1^2} \cdot X_T + n \cdot U_1^2 \cdot b_T \quad (6.49)$$

где: n – число параллельно соединенных трансформаторов на подстанции

– по паспортным данным:

Потери активной мощности:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K.HOM} \cdot \frac{S_2^2}{S_{HOM}^2} + n \cdot \Delta P_{X.HOM} \quad (6.50)$$

где $\Delta P_{K.HOM}$, $\Delta P_{X.HOM}$ – паспортные значения активных потерь короткого замыкания и холостого хода.

Учитывая, что величина $\frac{S_2}{S_{HOM}}$ представляет собой коэффициент загрузки

трансформатора K_3 , выражение (6.50) можно переписать в виде:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K.HOM} \cdot K_3^2 + n \cdot \Delta P_{X.HOM} \quad (6.51)$$

Аналогично (6.51) потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \Delta Q_{K.HOM} \cdot K_3^2 + n \cdot \Delta Q_{X.HOM} \quad (6.52)$$

Применительно к паспортным данным двухобмоточного трансформатора:

$$\Delta Q_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{K\%}}{100} \cdot S_{HOM} \cdot K_3^2 + n \cdot \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{HOM} \quad (6.53)$$

В отличие от двухобмоточного трансформатора величина потерь в трехобмоточном складывается из нагрузочных потерь в трёх обмотках и потерь холостого хода (рис.6.8).

Без учета потерь выражение баланса мощностей для обмоток имеет вид:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \dot{S}_3$$

Активные потери в трансформаторе по параметрам схемы замещения:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T1} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T2} + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{BH}^2} \cdot R_{T3} \right) + n \cdot U_{BH}^2 \cdot g_T \quad (6.54)$$

где U_{BH} – номинальное напряжение обмотки ВН.

Выразив (6.54) через паспортные данные получим:

$$\Delta P_{TP} = \frac{1}{n} \cdot \left(\Delta P_{KB} \cdot K_{31}^2 + \Delta P_{KC} \cdot K_{32}^2 + \Delta P_{KH} \cdot K_{33}^2 \right) + n \cdot \Delta P_X \quad (6.55)$$

где $K_{31}; K_{32}; K_{33}$ – коэффициенты загрузки обмоток высокого, среднего и низкого напряжений.

Если в паспортных данных трансформатора указано только одно значение $\Delta P_{\text{к.в-н}}$, то в (6.55) потери короткого замыкания обмоток принимаются равными между собой:

$$\Delta P_{\text{кв}} = \Delta P_{\text{кк}} = \Delta P_{\text{кн}} = 0,5 \Delta P_{\text{к.в-н}} \quad (6.56)$$

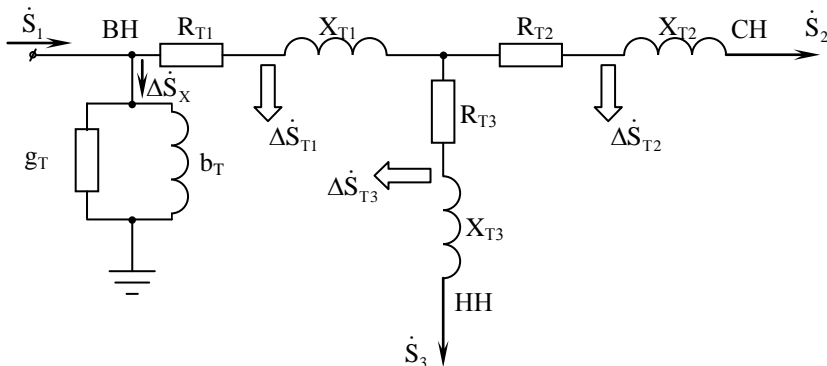


Рис.6.8. К вопросу определения потерь мощности и энергии в трехобмоточном трансформаторе.

Реактивные потери в трансформаторе, выраженные через параметры схемы замещения:

$$\Delta Q_{\text{TP}} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{\text{BH}}^2} \cdot X_{T1} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{BH}}^2} \cdot X_{T2} + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{\text{BH}}^2} \cdot X_{T3} \right) + n \cdot U_{\text{BH}}^2 \cdot b_T \quad (6.57)$$

Аналогично для паспортных величин:

$$\Delta Q_{\text{TP}} = \frac{1}{n} \cdot \left(\frac{U_{\text{KB}}}{100} \cdot K_{31}^2 + \frac{U_{\text{KC}}}{100} \cdot K_{32}^2 + \frac{U_{\text{KH}}}{100} \cdot K_{33}^2 \right) \cdot S_{\text{НОМ}} + n \cdot \frac{I_{\text{X\%}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} \quad (6.58)$$

Для расчетов потерь мощности в автотрансформаторе используются выражения, аналогичные (6.54) – (6.58).

Потери энергии в трансформаторах можно представить как сумму двух слагаемых:

$$\Delta W_{\text{TP}} = \Delta W' + \Delta W'' \quad (6.59)$$

где $\Delta W'$ – потери, зависящие от загрузки трансформатора (потери в меди); $\Delta W''$ – потери, не зависящие от загрузки трансформатора (потери в стали). Тогда выражение для расчета активных потерь энергии в n параллельно включенных двухобмоточных трансформаторах будет иметь вид:

$$\Delta W_{\text{TP}} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к.НОМ}} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \cdot \tau + n \cdot \Delta P_{\text{х.НОМ}} \cdot T_P \quad (6.60)$$

где S – мощность, передаваемая через один трансформатор; T_P – время работы трансформатора.

Если трансформатор работает без перерывов в течении года, то $T_P = 8760$ ч.

Таким образом, исходя из (6.60), при увеличении количества трансформаторов потери в стали увеличиваются, а потери в меди уменьшаются. Расчёт потерь активной энергии в трёхобмоточных и автотрансформаторах можно осуществить по выражению, полученному из (6.55):

$$\Delta W_{TP} = \frac{1}{n} \cdot (\Delta P_{KB} \cdot K_{31}^2 \cdot \tau_1 + \Delta P_{KC} \cdot K_{32}^2 \cdot \tau_2 + \Delta P_{KH} \cdot K_{33}^2 \cdot \tau_3) + n \cdot \Delta P_X \cdot T_P \quad (6.61)$$

где $\tau_1; \tau_2; \tau_3$ – время максимальных потерь для обмоток высокого, среднего и низкого напряжений.

6.10. Задание нагрузок и генераторов при расчете установившихся режимов

Известно, что при расчёте электрических режимов, одной из основных характеристик электрической нагрузки является её статическая характеристика по напряжению (СХН) (рис.6.9; рис.6.10. кривые 1,2) [6,13]. Учёт этой характеристики необходим в случаях, когда наблюдаются значительные отклонения напряжения от номинального значения, и использование упрощенных способов задания нагрузки может дать значительную погрешность при расчётах режимов. К таким режимам относятся тяжёлые, послеаварийные (ремонтные) режимы в сетях с трансформаторами без РПН и иных средств регулирования напряжения [13].

Однако в большинстве эксплуатационных и проектных расчётов нормальных режимов достаточная степень точности может быть достигнута упрощенными способами задания нагрузок [6]:

- Неизменным по модулю и фазе током;
- Неизменной активной и реактивной мощностью;
- Неизменными проводимостью и сопротивлением нагрузки.

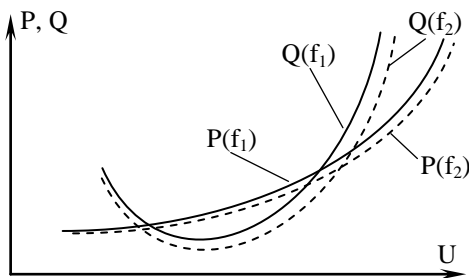


Рис.6.9. Статические характеристики нагрузки по напряжению при различных значениях частоты.

При задании нагрузки неизменным по модулю и фазе током ($I = \text{const}$) мощность нагрузки определяется как (рис.6.10. кривая 3):

$$\underline{S} = \sqrt{3} \cdot \dot{U} \cdot \dot{I}^* \quad (6.62)$$

где $\dot{I} = \text{const}$ – сопряжённый комплекс тока, задаваемый неизменной величиной; \dot{U} – расчётное значение напряжения в узле.

Такая форма задания нагрузки рекомендуется при расчёте режимов низковольтных сетей с номинальным напряжением до 35 кВ [6]. В сетях 110 кВ и

выше, этот способ приводит к существенным погрешностям при вычислении режимов.

В случае задания нагрузки неизменной активной и реактивной мощностью (рис.6.10. кривая 4) используется выражение[6]:

$$\underline{S} = P + jQ = \text{const} \quad (6.63)$$

Такой вариант не учитывает изменения нагрузки при изменении напряжения, поэтому он применяется только при расчётах режимов сетей, имеющих незначительные отклонения напряжения от номинальных значений, при наличии средств стабилизации напряжения на шинах нагрузки. При значительных отклонениях напряжения в сети данный способ учёта нагрузок не рекомендован вследствие возникновения значительных погрешностей[6].

Последний способ задания нагрузки предполагает её моделирование постоянными сопротивлениями или проводимостями (рис.6.10. кривая 5) в соответствии с выражениями:

$$P = \frac{U^2}{R_H} = G_H \cdot U^2 \quad (6.64)$$

$$Q = \frac{U^2}{X_H} = B_H \cdot U^2 \quad (6.65)$$

где $(R_H; X_H; G_H; B_H) = \text{const}$ – активные и реактивные сопротивления и проводимости, задаваемые постоянными величинами; U – напряжение на нагрузке. Использование постоянных сопротивлений и проводимостей даёт более точные результаты, чем учёт нагрузки в виде неизменных мощностей [6].

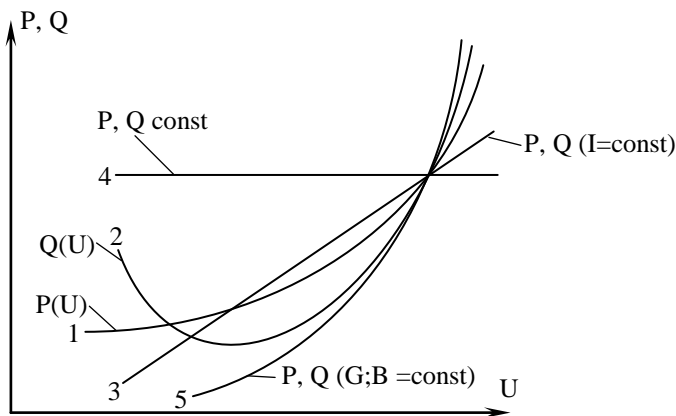


Рис.6.10. Виды статических характеристик нагрузок по напряжению.

Таким образом, выбор статической характеристики нагрузки по напряжению определяется видом расчётного режима и требуемой точностью вычислений. Следует отметить, что подавляющее большинство современных программно-вычислительных комплексов для расчёта электрических режимов на ЭВМ позволяют использовать реальные СХН, задаваемые при помощи полиномов.

Генераторы при расчёте установившихся режимов могут задаваться двумя различными способами:

- Неизменной генерацией ($-P=\text{const}$; $-Q=\text{const}$);
- Балансирующими по мощности ($P=\text{var}$; $Q=\text{var}$) и базисными по напряжению ($U=\text{const}$).

При расчётах установившихся режимов один из генерирующих узлов всегда представляется как базисный по напряжению, а остальные генерирующие узлы должны быть определены как узлы с неизменной генерацией. Если в ходе итерационного расчёта в базисном узле наблюдается увеличение генерации/потребления активной или реактивной мощности свыше допустимых для данного узла пределов, то возникает необходимость смены базисного по напряжению узла, после чего расчёт продолжается.

6.11. Статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте.

Как отмечалось ранее, зависимости активной и реактивной мощности нагрузки от напряжения называются СХН по напряжению (рис.6.11). Также существуют зависимости мощности от частоты, которые называют СХН по частоте (рис.6.12).

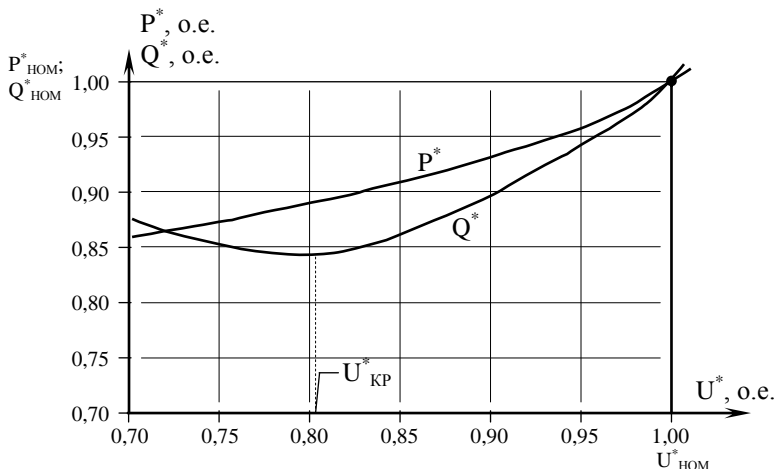


Рис.6.11. Статические характеристики нагрузки 110–220 кВ по напряжению

Согласно рис.6.11. при небольшом снижении напряжения у потребителя в диапазоне от номинального напряжения $U^*_{\text{ном}}$ до критического $U^*_{\text{кр}}$ возникает уменьшение потребления нагрузкой активной P^* и реактивной Q^* мощности. При этом потери напряжения между источником и нагрузкой также снижаются, что приводит к остановке дальнейшего снижения напряжения. Этот эффект называется регулирующий эффект нагрузки по напряжению.

Однако если напряжение на шинах нагрузки снижается ниже критического значения $U^*_{\text{кр}}$, то потребление нагрузкой реактивной мощности резко возрастает, что приводит также к увеличению потерь напряжения на пути от

источника до нагрузки. Это способствует дальнейшему снижению напряжения на шинах нагрузки и росту потребления Q^* . Такое явление называется «лавиной напряжения» и сопровождается резким снижением напряжения в системе, росту токов, срабатыванием противоаварийной автоматики и отключением нагрузок от источников. В подавляющем большинстве случаев величина критического напряжения находится в диапазоне $(0,65 \div 0,75) \cdot U_{\text{НОМ}}$.

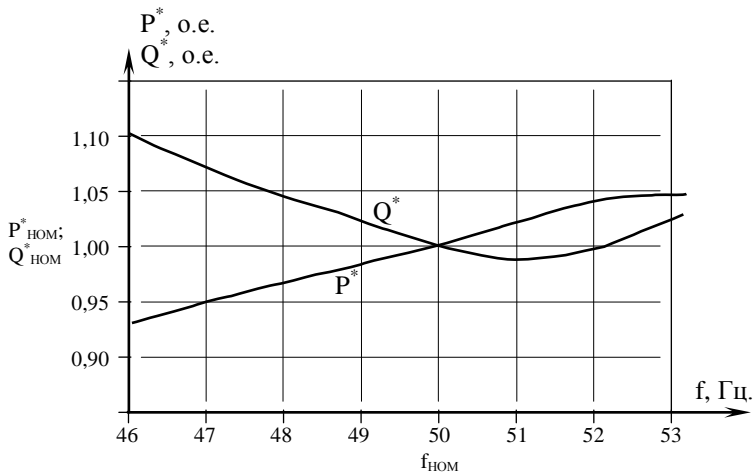


Рис.6.12. Статические характеристики нагрузки 110÷220 кВ по частоте

Для обеспечения точного учета нагрузок в электрических сетях при расчётах электрических режимов применяются модели СХН, которые в общем виде представляют собой полиномы. В большинстве практических расчётов достаточную точность моделирования СХН обеспечивают полиномы второй степени вида:

$$P^* = a_0 + a_1 \cdot U^* + a_2 \cdot (U^*)^2 \quad (6.66)$$

$$Q^* = b_0 + b_1 \cdot U^* + b_2 \cdot (U^*)^2 \quad (6.67)$$

где a_0, a_1, a_2, b_0, b_1 и b_2 – коэффициенты полиномов второй степени; U^* – относительное значение напряжения.

Коэффициенты полиномов (6.66) и (6.67) определяются составом потребителей и приводятся в литературе [5,6] (табл.6.1).

Таблица 6.1. - Коэффициенты статических характеристик нагрузок по напряжению.

$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2
6-10 кВ	0,83	-0,30	0,47	4,9	-10,1	6,2
110-220 кВ				3,7	-7,0	4,3

Относительные единицы связаны с реальными выражениями:

$$P^* = \frac{P}{P_{H.0}} \quad (6.68)$$

$$Q^* = \frac{Q}{Q_{H.0}} \quad (6.69)$$

$$U^* = \frac{U}{U_{НОМ}} \quad (6.70)$$

где U – текущее значение напряжения; P и Q – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой при текущем значении напряжения; $P_{H.0}$ и $Q_{H.0}$ – активная и реактивная мощности, потребляемые нагрузкой при номинальном напряжении.

В подавляющем большинстве случаев при проектировании электрических сетей рассматриваются сбалансированные по активной мощности режимы, для которых характерны номинальные значения частоты, поэтому при анализе таких режимов СХН по частоте не учитывается. Однако, в случае расчёта тяжёлых переходных режимов учёт СХН по частоте необходим.

7. Схемы замещения линий, трансформаторов и автотрансформаторов

В практике инженерных расчётов элементы электрических сетей представляются в виде соответствующих схем замещения, вид которых определяется как типом элемента, так и требуемой степенью точности расчёта. К основным элементам электрических сетей относят линии электропередачи и трансформаторы.

7.1. Расчет параметров элементов схемы замещения линии электропередачи.

Для расчета режимов работы большинства электрических сетей используется «П»-образная схема замещения ЛЭП (рис.7.1), которая не учитывает волнового характера распределения электроэнергии [3,6].

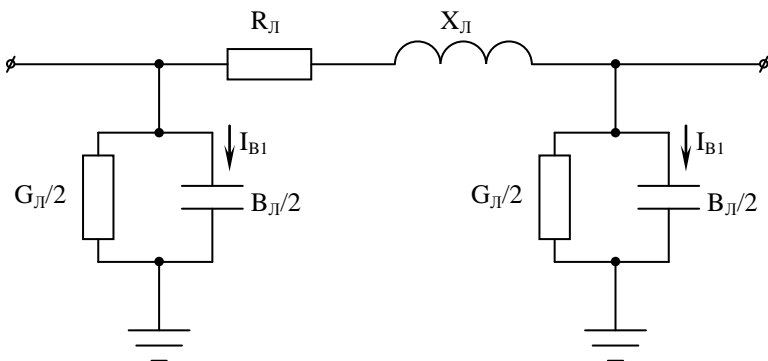


Рис.7.1. «П» - образная схема замещения ЛЭП.

Схема замещения состоит из ветви активного и индуктивного сопротивлений $R_{\text{Л}}$ и $X_{\text{Л}}$, а также активной и емкостной проводимостей на землю $G_{\text{Л}}$ и $B_{\text{Л}}$. Для повышения точности расчётов проводимость линии на землю разделена на две части – в начале и в конце линии. Такая схема (рис.7.1) называется схемой с сосредоточенными параметрами и даёт приемлемую точность расчётов при длинах линии до 400 км [6].

Активное сопротивление ЛЭП обуславливает потери энергии на нагрев проводников. Различают омическое сопротивление постоянному току $R_{\text{ОМ}}$ и переменному току R , величины которых неодинаковы. При этом в большинстве случаев $R > R_{\text{ОМ}}$. Для цветных металлов разница сопротивлений не превышает 2%, поэтому в инженерных расчетах принимается, что $R_{\text{Л}} = R_{\text{ОМ}}$.

$$R_{\text{ОМ}} = \rho \cdot \frac{\ell}{F} = r_0 \cdot \ell \quad (7.1)$$

где: ℓ - длина ЛЭП [км]; ρ - удельное сопротивление проводника $\left[\frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}} \right]$; F - площадь поперечного сечения проводника [мм²]; r_0 - удельное (погонное) сопротивление проводника $\left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right]$.

Величина удельного сопротивления зависит от материала проводника, в частности для меди $\rho_{\text{Cu}} = 18,8 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$, а для алюминия $\rho_{\text{Al}} = 31,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$.

С увеличением температуры активное сопротивление также увеличивается в соответствии с зависимостью вида:

$$R_t = R_{20^\circ\text{C}} \cdot (1 + \alpha \cdot \Delta t) \quad (7.2)$$

где: α - температурный коэффициент сопротивления (ТКС), который зависит от материала проводника [град⁻¹]; $R_{20^\circ\text{C}}$ - активное сопротивление проводника при температуре 20°C [Ом]; R_t - активное сопротивление проводника при температуре t [Ом]; Δt - разность температур [°C].

Величина ТКС алюминия и меди незначительна, поэтому в большинстве практических расчетов этими изменениями пренебрегают.

В зависимости от сечения проводника его активное сопротивление может изменяться в широких пределах (рис.7.2):

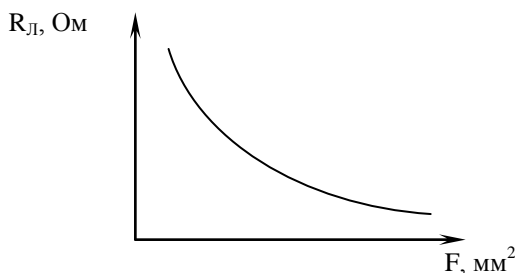


Рис.7.2. Зависимость активного сопротивления проводника от сечения

Индуктивное сопротивление линии обусловлено противо-ЭДС, возникающей при протекании по линии переменного тока. Величина индуктивного сопротивления линии X_L определяется согласно выражениям:

$$X_L = x_0 \cdot \ell \quad (7.3)$$

где: x_0 - удельное (погонное) индуктивное сопротивление линии $\left[\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right]$.

Для большинства воздушных ЛЭП с с нерасщеплёнными фазами величина x_0 может быть определена по выражению[6]:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \ell g \frac{D_{\text{cp}}}{r} + 12,5 \cdot \mu \quad (7.4)$$

где ℓ - длина линии [км]; $D_{\text{ср}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами [м]; r – радиус проводника [м]; μ - магнитная проницаемость проводника [Гн/м].

Для цветных металлов $\mu = 1,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Гн}}{\text{м}}$, поэтому (7.4) можно переписать в виде [3]:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r} + 0,0157 \tag{7.5}$$

Логарифм в выражениях (7.4) и (7.5) делает величину x_0 практически не зависимой от сечения проводника (рис.7.3.)

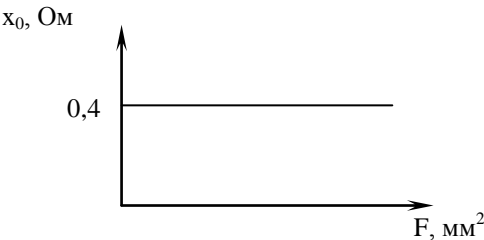


Рис.7.3. Зависимость удельного сопротивления линии от сечения.

При разных способах подвески фазных проводов (рис.7.4) среднегеометрическое расстояние между ними может быть определено согласно выражению:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_1 \cdot D_2 \cdot D_3} \tag{7.6}$$

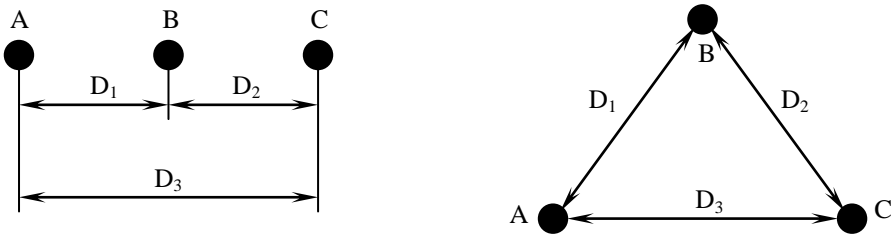


Рис.7.4. К вопросу определения среднегеометрического расстояния между фазными проводами ЛЭП.

В таблице 7.1. приведены типичные значения среднегеометрических расстояний для различных классов напряжения.

Таблица 7.1. – Среднегеометрические расстояния ЛЭП

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	150	220	500	750
$D_{\text{ср}}, \text{м}$	5	6,5	8	15,1	19,5

Емкостная проводимость линии обусловлена наличием электрической ёмкости между проводниками линии и землей (рис.7.5.) и определяется согласно выражению:

$$B_{\text{Л}} = b_0 \cdot \ell \quad (7.7)$$

где: b_0 – удельная (погонная) емкостная проводимость линии на землю $\left[\frac{\text{СМ}}{\text{км}} \right]$; ℓ – длина линии [км];

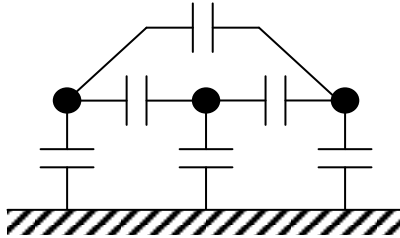


Рис.7.5. Емкости между проводами линии и землей.

При подключении линии к источнику переменного напряжения по емкостям начинает протекать емкостной ток линии I_B , который также называется зарядным током линии. Величина удельной емкостной проводимости b_0 для ЛЭП с нерасщеплёнными фазными проводами может быть определена по выражению:

$$b_0 = \frac{7,58}{\ell g \left(\frac{D_{\text{CP}}}{r} \right)} \cdot 10^{-6} \quad (7.8)$$

Удельная емкостная проводимость b_0 , как и удельное индуктивное сопротивление x_0 , слабо зависит от сечения проводника и составляет около $2,6 \cdot 10^{-6} \frac{\text{СМ}}{\text{км}}$.

В общем виде, суммарный зарядный ток линии является функцией от напряжения и длины линии $I_B = f(U; \ell)$. Для «П» - образной схемы замещения, величины зарядных токов в начале и конце линии не равны между собой $I_{B1} \neq I_{B2}$ (рис.7.1). Это следует из выражений (7.9) и (7.10), поскольку в большинстве случаев фазные напряжения $U_{\phi 1}$ в начале и $U_{\phi 2}$ в конце различаются.

$$I_{B1} = U_{\phi 1} \cdot \frac{B_{\text{Л}}}{2} \quad (7.9)$$

$$I_{B2} = U_{\phi 2} \cdot \frac{B_{\text{Л}}}{2} \quad (7.10)$$

В практике расчёта режимов электрических сетей вместо зарядного тока линии обычно используется величина генерации емкостной реактивной мощности Q_B которая обусловлена наличием $B_{\text{Л}}$:

$$Q_B = U^2 \cdot B_{\text{Л}} \quad (7.11)$$

где U – величина линейного напряжения.

Активные потери электрической энергии ЛЭП, вызванные несовершенством изоляции и потерями на корону обуславливают активную проводимость линии $G_{\text{Л}}$:

$$G_{\text{Л}} = g_0 \cdot \ell \quad (7.12)$$

где g_0 – удельная (погонная) активная проводимость линии на землю.

На практике величина $G_{\text{Л}}$ определяется по значению среднегодовых потерь мощности на корону:

$$G_{\text{Л}} = \frac{\Delta P_{\text{КОР}}}{U^2} \quad (7.13)$$

Как отмечалось ранее, величина $\Delta P_{\text{КОР}}$ зависит от множества факторов, наиболее значимыми из которых являются сечение провода, напряжение и атмосферные условия, поэтому аналитический расчет величины потерь на корону невозможен, в связи с чем $\Delta P_{\text{КОР}}$ определяют экспериментально на холостом ходу линии.

В общем случае уменьшение сечения провода F , либо увеличение напряжения U приводит к росту $\Delta P_{\text{КОР}}$.

Величина потерь на корону становится весьма заметна при напряжении 330кВ и выше, поэтому в большинстве проектных расчётов электрических сетей напряжением до 220 кВ включительно активной проводимостью ЛЭП на землю пренебрегают. При этом схема замещения ЛЭП с сосредоточенными параметрами принимает следующий вид:

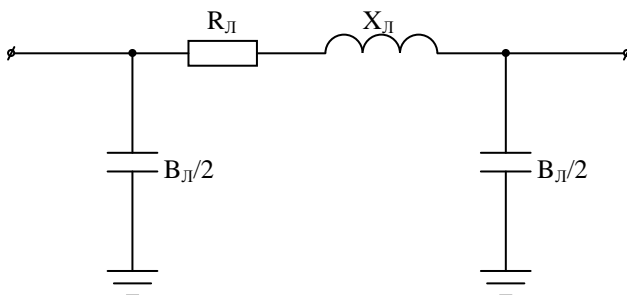


Рис.7.6. Упрощенная схема замещения ЛЭП.

Для обеспечения низких уровней потерь на корону ЛЭП в практике проектирования приняты минимально допустимые сечения по условиям короны (табл.7.2) [1].

Таблица 7.2. – Минимально допустимые сечения ЛЭП с нерасщеплёнными проводами для различных классов напряжения.

$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	110	150	220
$F, \text{ мм}^2$	70	120	240

7.2. Расщепление фазных проводов

В случае проектирования ЛЭП высоких и сверхвысоких напряжений, т.е. 330кВ и выше, увеличение сечения фаз для снижения потерь на корону становится экономически нецелесообразным [3], поэтому для экономии проводникового материала, используется расщепление фазных проводов. Одна фаза такой линии может состоять из двух и более одиночных проводников (табл.7.3), удерживаемых на заданном расстоянии друг от друга дистанционными распорками.

Таблица 7.3. – Конструкции фазы для освоенных в России классов напряжений

Напряжение, кВ	330	500	750
Количество проводников в расщеплённой фазе	2	3	4-5

Удельные погонные параметры ЛЭП с фазами, расщеплёнными на n одиночных проводников, определяются согласно выражениям [3,6,10,27]:

$$r_0 = \frac{r_{0np}}{n} \quad (7.14)$$

$$x_0 = 0,1445 \cdot \ell g \frac{D_{CP}}{r_3} + \frac{0,0157}{n} \quad (7.15)$$

$$b_0 = \frac{7,58}{\ell g \left(\frac{D_{CP}}{r_3} \right)} \cdot 10^{-6} \quad (7.16)$$

$$g_0 = \frac{\Delta P_{K_0}}{U^2} \quad (7.17)$$

где r_{0np} – удельное активное сопротивление одиночного провода; r_3 – эквивалентный радиус расщеплённого провода (рис.7.7).

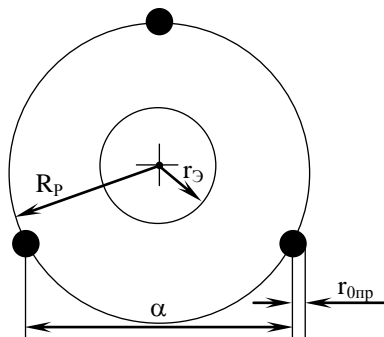


Рис.7.7. Геометрические характеристики расщеплённой фазы ЛЭП
В свою очередь, величина r_3 может быть определена как:

$$r_{\odot} = \sqrt[n]{n \cdot r_{\text{ГП}} \cdot R_{\text{P}}^{n-1}} \quad (7.18)$$

где $r_{\text{ГП}}$ – радиус одиночного провода; R_{P} – радиус расщепления.

Связь между радиусом расщепления и шагом расщепления α определяется выражением:

$$R_{\text{P}} = \frac{\alpha}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (7.19)$$

Таким образом, согласно (7.15) и (7.18), увеличение количества проводников в расщепленной фазе приводит к уменьшению величины x_0 . Например, если вместо одного проводника использовать два, то x_0 уменьшается на 19%, при использовании трех проводов x_0 уменьшается на 28% [5]. Однако в практике строительства ЛЭП основной целью расщепления фазных проводов является уменьшение потерь энергии на корону.

7.3. Транспозиция проводов

Как отмечалось ранее, ЛЭП генерирует реактивную мощность, которая в общем случае определяется согласно (7.11). Однако на практике суммарные емкостные проводимости отдельных фаз ЛЭП различаются между собой. Такое явление, называемое несимметрией, наблюдается при любом расположении фаз относительно земли (рис.7.8) [10,28].

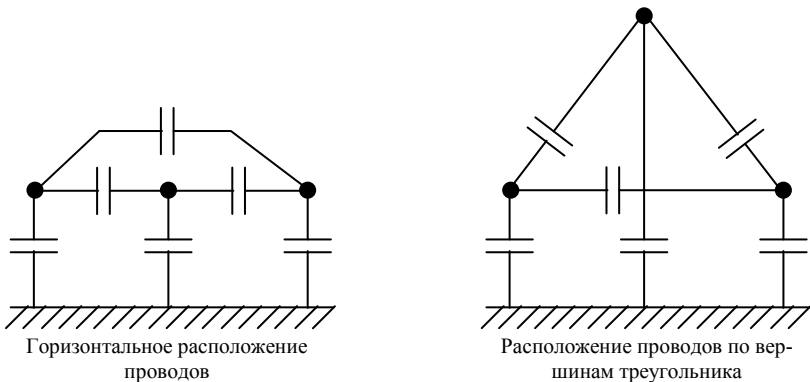


Рис.7.8. Схемы расположения проводов относительно земли.

В соответствии с рисунком 7.8 при горизонтальном расположении проводов ёмкости между фазами различаются, а в случае расположения фаз по вершинам треугольника разными оказываются ёмкости между фазами и землёй. Таким образом все известные способы расположения фаз ВЛ относительно земли не могут обеспечить одновременного равенства ёмкости между фазными проводами, и между проводом и землей.

В результате генерации реактивной мощности отдельных фаз оказываются неравными между собой, что приводит к возникновению несиммет-

рии напряжений линии. С увеличением класса напряжения проблема усугубляется, поскольку генерация (7.11) зависит от квадрата напряжения.

Одним из эффективных способов обеспечения симметрии суммарных емкостей фаз является транспозиция проводов [10]. При этом на протяжении линии устанавливают специальные транспозиционные опоры, на которых меняется чередование фаз (рис.7.9).

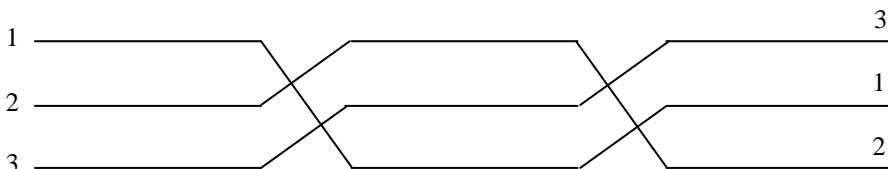


Рис.7.9. Схема транспозиции проводов ВЛ.

В практике строительства ВЛ количество транспозиций на протяжении трассы увеличивают с ростом класса напряжения линий.

Таким образом, при правильном выполнении транспозиции, несимметрия напряжений, вызванная неравенством емкостей минимальна.

7.4. Параметры двухобмоточного трансформатора

Для расчетов электрических режимов применяют «Т» - образную (рис.7.10) и «Г» - образную (рис.7.11) схемы замещения двухобмоточного трансформатора [6].

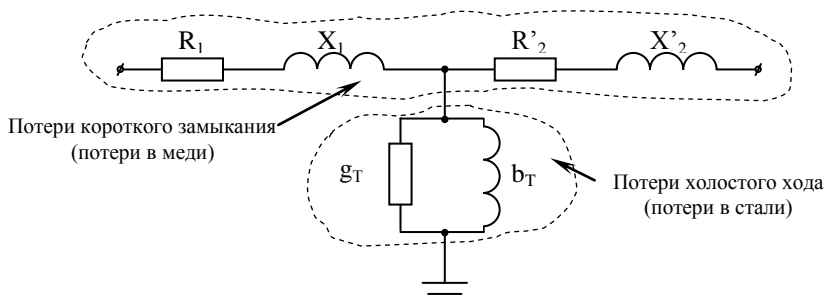


Рис.7.10. «Т» - образная схема замещения трансформатора.

Коэффициент трансформации можно определить согласно выражению (7.20):

$$K_{TP} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{W_1}{W_2} \quad (7.20)$$

где U_1 , U_2 – номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток [кВ]; W_1 , W_2 – количество витков первичной и вторичной обмоток.

Используя коэффициент трансформации можно определить величины «Т» - образной схемы замещения, приведенные к напряжению первичной обмотки:

$$R_2' = R_2 \cdot K_{TP}^2 \quad (7.21)$$

$$X_2' = X_2 \cdot K_{\text{ТР}}^2 \quad (7.22)$$

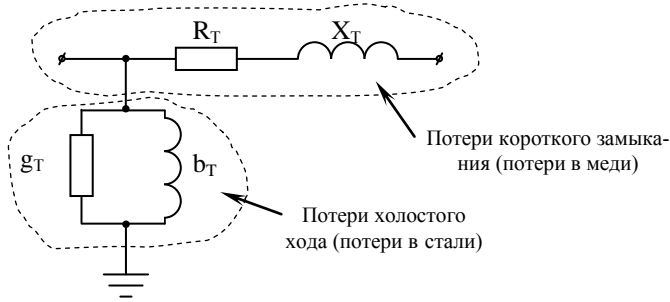


Рис.7.11. «Г» - образная схема замещения трансформатора.

где: R_2 , X_2 – активное и индуктивное сопротивления вторичной обмотки.

В большинстве инженерных расчётов используется «Г» - образная схема замещения, как более простая, при этом параметры схем (рис.7.10 и 7.11) связаны между собой следующим образом:

$$R_T = R_1 + R_2' \quad (7.23)$$

$$X_T = X_1 + X_2' \quad (7.24)$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора R_T и X_T определяются из опыта короткого замыкания:

$$P_K = 3 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.25)$$

При этом номинальная мощность трансформатора определится как:

$$S_H = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_H \quad (7.26)$$

Перепишем (7.25), используя (7.26):

$$P_K = \frac{S_H^2}{U_H^2} \cdot R_T$$

Отсюда выразим активное сопротивление трансформатора:

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.27)$$

С другой стороны напряжение короткого замыкания определится следующим образом:

$$U_K = \frac{\sqrt{3} \cdot I_H \cdot X_T}{U_H} \cdot 100 \quad (7.28)$$

Выразим из (7.28) ток, и, подставив его в (7.26) получим:

$$S_H = \frac{U_K \cdot U_H^2}{X_T \cdot 100}$$

Отсюда выразим индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.29)$$

Нетрудно показать, что активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются следующим образом:

$$g_T = \frac{P_X}{U_H^2} \quad (7.30)$$

$$b_T = \frac{I_X \cdot S_H}{100 \cdot U_H^2} \quad (7.31)$$

Таким образом, выражения (7.27), (7.29), (7.30) и (7.31) позволяют определить параметры «Г» - образной схемы замещения по паспортным данным двухобмоточного трансформатора.

7.5. Параметры трехобмоточного трансформатора

Для моделирования трехобмоточных и автотрансформаторов используется схема, представленная на рисунке 7.12.

В настоящее время выпускают трехобмоточные трансформаторы с одинаковой мощностью обмоток, то есть $S_{BH}=S_{CH}=S_{BC}$, при этом активные сопротивления обмоток равны (рис.7.12): $R_1=R_2=R_3=R_T$.

Для определения R_T необходимо провести опыт короткого замыкания (рис.7.13) и определить три величины P_K^{BH} , P_K^{BC} и P_K^{CH} . В справочных данных завода изготовителя дается наибольшая величина, которая соответствует наихудшему случаю.

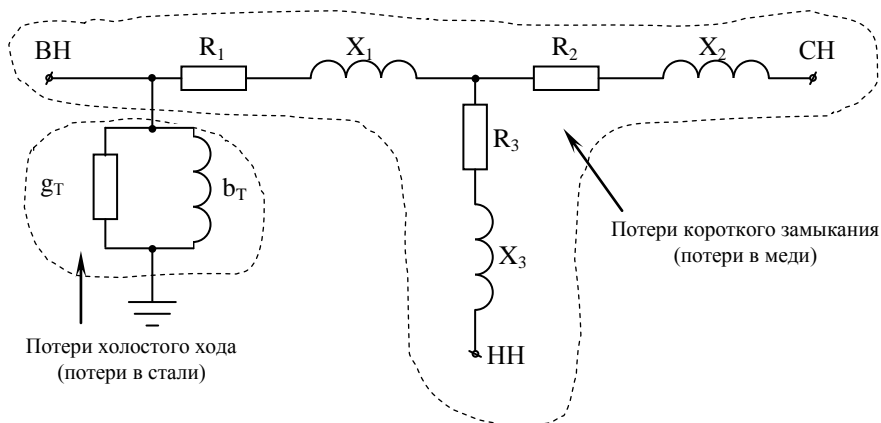


Рис.7.12. Схема замещения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора.

Согласно рисунку 7.14 возможно два предельных варианта проведения опыта короткого замыкания. Первый способ подразумевает полную загрузку двух обмоток, при этом третья обмотка работает на холостом ходу. Тогда для первого варианта (рис.7.14.а) мощность, рассеиваемая в обмотках равна:

$$P = I_H^2 \cdot R_1 + I_H^2 \cdot R_2 = 2 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.32)$$

Аналогично для второго варианта (рис.7.14.б) при равномерной загрузке двух обмоток:

$$P = I_H^2 \cdot R_1 + 0,25 \cdot I_H^2 \cdot R_2 + 0,25 \cdot I_H^2 \cdot R_3 = 1,5 \cdot I_H^2 \cdot R_T \quad (7.33)$$

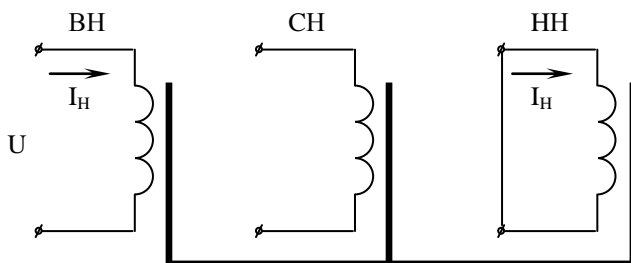


Рис.7.13 Схема проведения опыта короткого замыкания для определения P_K^{BH}

Таким образом, для дальнейших расчетов используется первый вариант (рис.7.14.а), как самый наихудший случай, т.е. $P_{\max,K} = 2 \cdot I_H^2 \cdot R_T$.

Аналогично выражению (7.27) получим зависимость, для определения активного сопротивления трехобмоточного трансформатора.

$$R_T = \frac{P_K \cdot U_H^2}{2 \cdot S_H^2} \quad (7.34)$$

Для определения индуктивных сопротивлений трехобмоточного трансформатора необходимо использовать напряжения короткого замыкания для каждой из ветвей схемы замещения трансформатора «звезда» (рис.7.12). В справочных данных современных трансформаторов приводятся величины напряжений короткого замыкания $U_{K,BC}$, $U_{K,BH}$ и $U_{K,CH}$ для схемы замещения «треугольник» (рис.7.15):

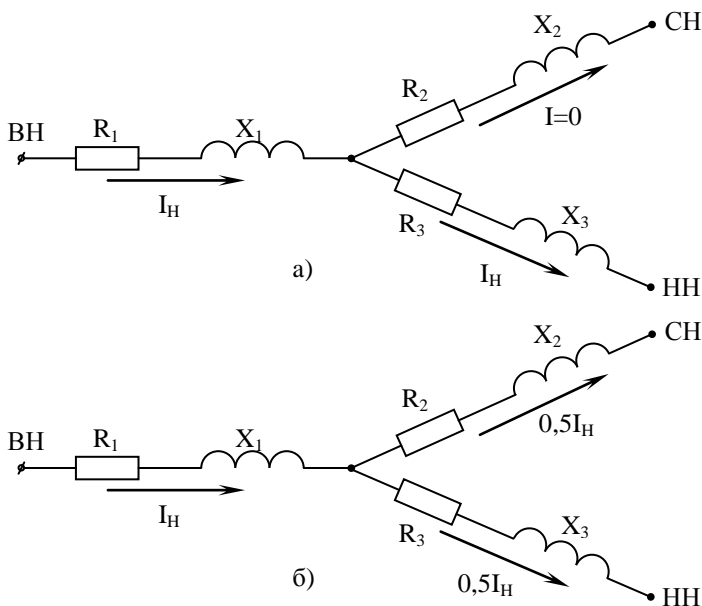


Рис.7.14. Варианты проведения опыта короткого замыкания.

Согласно схеме (рис.7.15) можно записать систему уравнений:

$$\begin{cases} U_{K.BC} = U_{K.B} + U_{K.C} \\ U_{K.BH} = U_{K.B} + U_{K.H} \\ U_{K.CH} = U_{K.C} + U_{K.H} \end{cases} \quad (7.35)$$

Решив (7.35) относительно трех неизвестных $U_{K.B}$, $U_{K.C}$ и $U_{K.H}$ получим:

$$U_{K.B} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.BC} + U_{K.BH} - U_{K.CH}) \quad (7.36)$$

$$U_{K.C} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.BC} + U_{K.CH} - U_{K.BH}) \quad (7.37)$$

$$U_{K.H} = \frac{1}{2} \cdot (U_{K.CH} + U_{K.BH} - U_{K.BC}) \quad (7.38)$$

Тогда по аналогии с выражением (7.29) индуктивные сопротивления схемы замещения трехобмоточного трансформатора (рис.7.12) определяются как:

$$X_1 = \frac{U_{K.B} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.39)$$

$$X_2 = \frac{U_{K.C} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.40)$$

$$X_3 = \frac{U_{K.H} \cdot U_H^2}{S_H \cdot 100} \quad (7.41)$$

В большинстве выпускаемых серийно силовых трансформаторов индуктивное сопротивление значительно превышает активное, т.е. $X \gg R$.

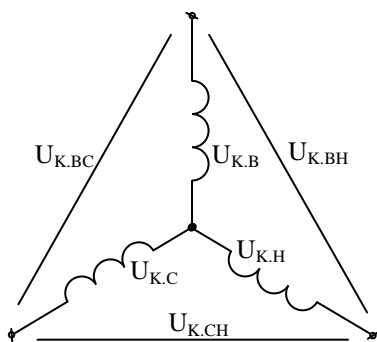


Рис.7.15. К вопросу о преобразовании схемы замещения «треугольник» в схему замещения «звезда».

Активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются также как и для двухобмоточного трансформатора, согласно выражениям (7.30) и (7.31).

7.6. Автотрансформатор в электрических сетях

Как отмечалось ранее схемы замещения автотрансформатора и трёхобмоточного трансформатора одинаковы (рис.7.12) [6]. Однако в отличие от трёхобмоточного, активные сопротивления схемы замещения автотрансформатора не равны между собой.

Для определения активных сопротивлений схемы замещения автотрансформатора используются приводимые в паспортных данных мощности короткого замыкания P_K^{BH} ; P_K^{BC} ; P_K^{CH} , измеренные по схеме «треугольник». Расчет мощностей короткого замыкания осуществляется по выражениям:

$$P_K^B = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{BC} + P_K^{BH} - P_K^{CH}) \quad (7.42)$$

$$P_K^C = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{BC} + P_K^{CH} - P_K^{BH}) \quad (7.43)$$

$$P_K^H = \frac{1}{2} \cdot (P_K^{CH} + P_K^{BH} - P_K^{BC}) \quad (7.44)$$

Иногда величины P_K^{BH} и P_K^{CH} даются в справочниках приведенные к типовой мощности, т. е.: $P_K'^{BH}$ и $P_K'^{CH}$, поэтому при расчетах их необходимо привести к номинальной мощности автотрансформатора:

$$P_K^{BH} = \frac{P_K'^{BH}}{\alpha_{HH}^2} \quad (7.45)$$

$$P_K^{CH} = \frac{P_K'^{CH}}{\alpha_{HH}^2} \quad (7.45)$$

Тогда активные сопротивления схемы замещения определяются следующим образом:

$$R_T^B = \frac{P_K^B \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.46)$$

$$R_T^C = \frac{P_K^C \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.47)$$

$$R_T^H = \frac{P_K^H \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (7.48)$$

где U_H – номинальное напряжение на высокой стороне (U_{BH}).

Величины U_K^{BH} и U_K^{CH} также могут приводиться в некоторых справочниках к типовой мощности, т. е.: $U_K'^{BH}$ и $U_K'^{CH}$, поэтому при расчетах их необходимо привести к номинальной мощности автотрансформатора:

$$U_K^{BH} = \frac{U_K'^{BH}}{\alpha_{HH}} \quad (7.49)$$

$$U_K^{CH} = \frac{U_K'^{CH}}{\alpha_{HH}} \quad (7.50)$$

Напряжения короткого замыкания для схемы звезда определяются по выражениям (7.36) - (7.38), а индуктивные сопротивления по (7.39) - (7.41). Активная и индуктивная проводимости g_T и b_T обусловленные потерями холостого хода определяются также как и для двухобмоточного трансформатора, согласно выражениям (7.30) и (7.31).

7.7. Векторная диаграмма напряжений и токов ЛЭП

Для пояснения взаимосвязей между напряжениями и токами в начале и конце линии электропередачи, рассмотрим упрощенную схему её замещения с распределёнными параметрами:

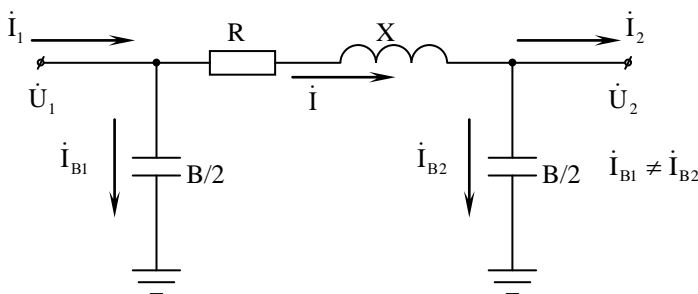


Рис.7.16. К вопросу построения векторной диаграммы линии.

В качестве известных полагаем величины \dot{U}_2 , \dot{I}_2 , R , X , и B , с помощью которых определим \dot{U}_1 и \dot{I}_1 . Все токи и напряжения полагаем фазными.

Векторная диаграмма может быть построена двумя способами, причём первый способ (рис.7.17) предполагает определение тока \dot{I} , который обуславливает падение напряжения в ветвях сопротивлений R и X .

Ток емкостной проводимости на землю в конце линии опережает напряжение на 90° и равен:

$$\dot{I}_{B2} = j \cdot \dot{U}_2 \cdot \frac{B}{2} \quad (7.51)$$

Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа ток линии определится:

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{B2} \quad (7.52)$$

Для величин напряжения можно записать:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot (R + jX) = \dot{U}_2 + \dot{I} \cdot R + j \cdot \dot{I} \cdot X \quad (7.53)$$

Ток емкостной проводимости на землю в начале линии равен:

$$\dot{I}_{B1} = j \cdot \dot{U}_1 \cdot \frac{B}{2} \quad (7.54)$$

Ток в начале линии равен:

$$\dot{I}_1 = \dot{I} + \dot{I}_{B1} \quad (7.55)$$

При втором способе построения падение напряжения на сопротивлении определяется через составляющие тока \dot{I} (рис.7.18).

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + (\dot{I}_2 + \dot{I}_{B2}) \cdot (R + j \cdot X)$$

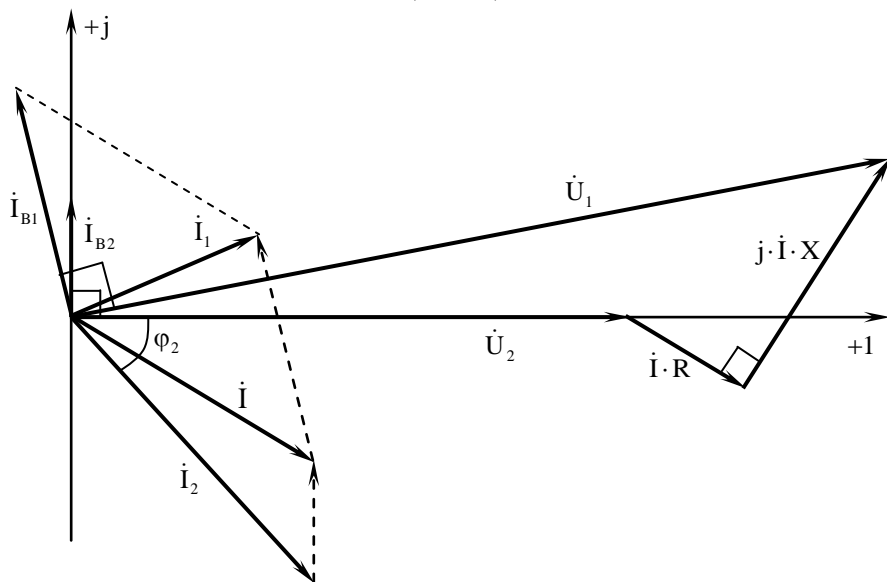


Рис.7.17. Векторная диаграмма линии, построенная первым способом.

или раскрыв скобки:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_{B2} \cdot R + j \cdot \dot{I}_{B2} \cdot X + \dot{I}_2 \cdot R + j \cdot \dot{I}_2 \cdot X \quad (7.56)$$

Ток в начале линии:

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{I}_{B2} + \dot{I}_{B1} \quad (7.57)$$

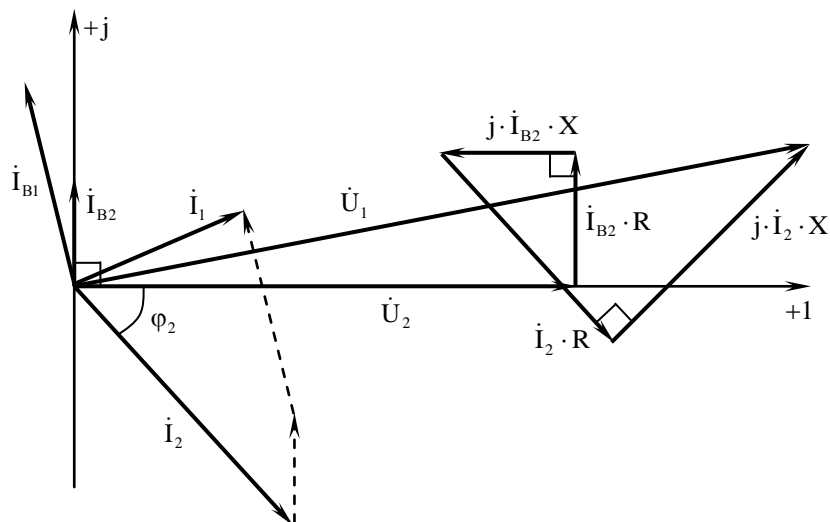


Рис.7.18. Векторная диаграмма линии, построенная вторым способом.

Рассмотрим векторную диаграмму линии на холостом ходу. При этом $\dot{I}_2 = 0$, а ток линии будет обуславливаться только наличием емкостной проводимости на землю.

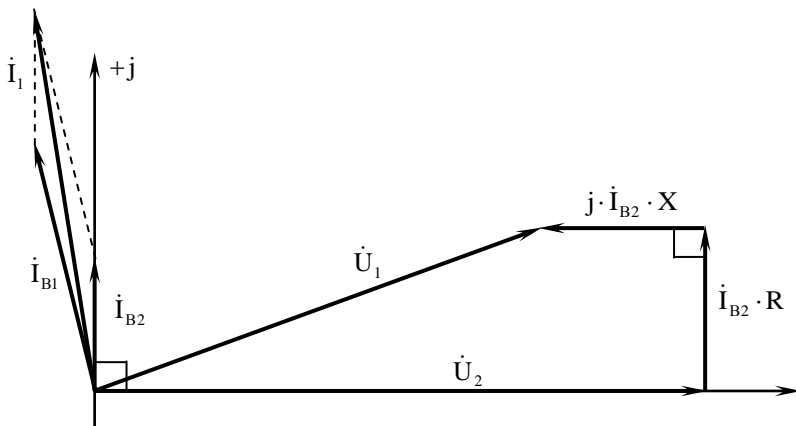


Рис.7.19. Векторная диаграмма линии на холостом ходу

Таким образом, согласно рисунку 7.19, напряжение в конце линии \dot{U}_2 , работающей на холостом ходу, больше напряжения в начале линии \dot{U}_1 . В результате, при больших классах напряжений и большой протяженности линии на холостом ходу уровень напряжения в конце линии может превысить предельное по электрической прочности значение [3].

7.8. Падение и потеря напряжения

В общем случае вектора напряжения в начале и в конце линии сдвинуты между собой на некоторый угол. Кроме того, они различаются по абсолютной величине (рис.7.20) [5,6].

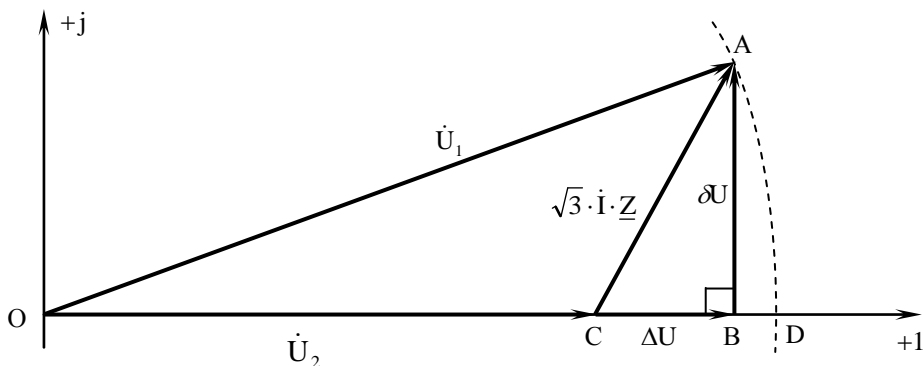


Рис. 7.20. Вектора напряжений в начале и в конце линии.

Вектор $\overline{AC} = \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \underline{Z} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2$ - представляет собой падение напряжения, т.е. геометрическую разность между комплексами напряжения в начале и в конце линии. Это падение напряжения может быть представлено геометрической суммой между векторами продольной $\overline{CB} = \Delta \dot{U}$ и поперечной составляющей падения напряжения $\overline{AB} = \delta U$:

$$\overline{AC} = \Delta \dot{U} + \delta \dot{U}$$

Из рисунка 7.20. видно, что величина OD равна модулю вектора \dot{U}_1 , т.е. $OD = U_1$. Тогда потеря напряжения, равная величине CD - определится как алгебраическая разность между модулями напряжения в начале и в конце линии $CD = U_1 - U_2$.

В общем виде, величина падения напряжения может быть записана как:

$$\begin{aligned} \overline{AC} &= \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot \underline{Z} = \frac{\dot{S}^*}{U} \cdot \underline{Z} = \frac{P - j \cdot Q}{U} \cdot (R + j \cdot X) = \frac{1}{U} \cdot (P \cdot R + Q \cdot X - j \cdot Q \cdot R + j \cdot P \cdot X) = \\ &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} + j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} \end{aligned} \quad (7.58)$$

При этом действительная часть выражения (7.58) представляет собой продольную составляющую падения напряжения, а мнимая часть соответствует поперечной составляющей, т.е.:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} \quad (7.59)$$

$$\delta U = j \frac{P \cdot X - Q \cdot R}{U} \quad (7.60)$$

Согласно рисунку 7.20 величина вектора напряжения в начале линии равна:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{\Pi})^2 + \delta U^2} \quad (7.61)$$

Для линий класса напряжения 110 кВ включительно δU можно не учитывать [6], тогда:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{\Pi}$$

или:

$$U_1 - U_2 \approx \Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U} \quad (7.62)$$

Величина (7.62) используется для оценки отклонения напряжения в электрической сети на этапе проектирования.

7.9. Векторная диаграмма линии с несколькими нагрузками

Линия электропередачи с несколькими нагрузками может быть разделена на участки, для каждого из которых можно определить режимные параметры (рис.7.21).

Для построения векторной диаграммы (рис.7.22) полагаем известными следующие величины: $U_{\text{ип}}$ – напряжение источника питания; R_1, X_1, R_2, X_2 –

активные и индуктивные сопротивления участков линии 1 и 2; $I_1, \cos \varphi_1, I_2, \cos \varphi_2$ - токи и коэффициенты мощности нагрузок 1 и 2. Напряжения на нагрузках \dot{U}_1 и \dot{U}_2 и токи участков \dot{I} и \dot{I}_2 считаем неизвестными.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для токов в линии можно записать:

$$\dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \quad (7.63)$$

Активные составляющие токов:

$$I_{2a} = I_2 \cdot \cos \varphi_2 \quad (7.64)$$

$$I_{1a} = I_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad (7.65)$$

$$I_a = I_{2a} + I_{1a} \quad (7.66)$$

Реактивные составляющие токов:

$$I_{2p} = I_2 \cdot \sin \varphi_2 \quad (7.67)$$

$$I_{1p} = I_1 \cdot \sin \varphi_1 \quad (7.68)$$

$$I_p = I_{2p} + I_{1p} \quad (7.69)$$

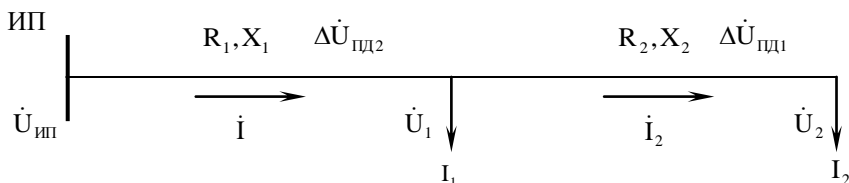


Рис.7.21. ЛЭП с двумя нагрузками.

Модуль полного тока от источника питания:

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2} \quad (7.70)$$

Угол между током и напряжением на начальном участке:

$$\varphi = \arctg \frac{I_a}{I_r} \quad (7.71)$$

Сопротивления линий обуславливают падения напряжения $\Delta \dot{U}_{ПД1}$ и $\Delta \dot{U}_{ПД2}$.

Суммарная величина продольной составляющей падения напряжения равна:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 \quad (7.72)$$

Суммарная величина поперечной составляющей падения напряжения равна:

$$\delta U = \delta U_1 + \delta U_2 \quad (7.73)$$

Тогда для напряжения в конце линии можно записать (рис.7.22):

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_{ИП} - \Delta U - j\delta U \quad (7.74)$$

Модуль вектора напряжения в конце линии:

$$U_2 = \sqrt{(U_{ИП} - \Delta U)^2 + \delta U^2} \quad (7.75)$$

Согласно векторной диаграмме (рис.7.22) для суммарной продольной составляющей падения напряжения можно записать:

$$\Delta U = I_2 \cdot R_2 \cdot \cos \varphi_2 + I_2 \cdot X_2 \cdot \sin \varphi_2 + I \cdot R_1 \cdot \cos \varphi + I \cdot X_1 \cdot \sin \varphi \quad (7.76)$$

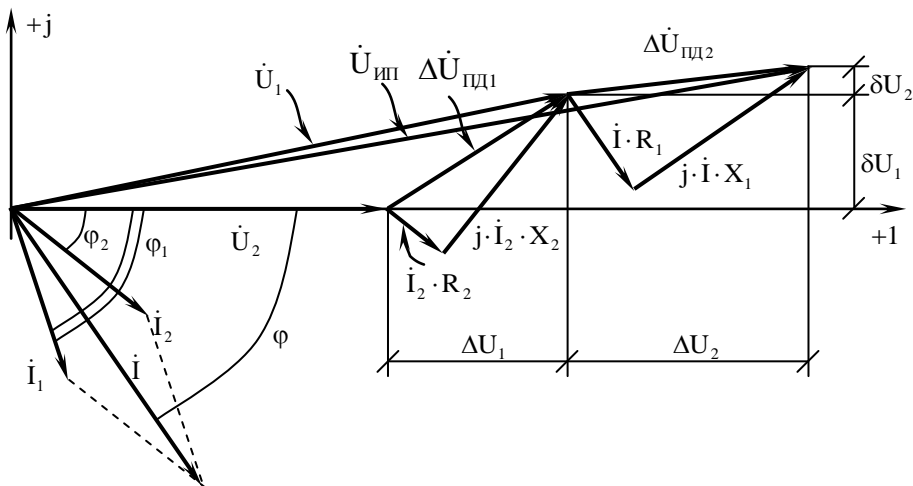


Рис.7.22. Векторная диаграмма ЛЭП с двумя нагрузками.

Аналогично для суммарной поперечной составляющей:

$$\delta U = I_2 \cdot X_2 \cdot \cos \varphi_2 - I_2 \cdot R_2 \cdot \sin \varphi_2 + I \cdot X_1 \cdot \cos \varphi - I \cdot R_1 \cdot \sin \varphi \quad (7.77)$$

Таким образом, падение напряжения линии с несколькими нагрузками определяется их режимом работы и сопротивлениями линии.

8. Расчет режимов линий электропередачи и электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах

Важным этапом при проектировании и анализе работы электрических сетей является расчёт электрических режимов. К основным целям расчёта режимов относятся [13].

1. Оценка уровней напряжения в узлах электрической сети на соответствие номинальным значениям;
2. Определение загрузки элементов сети для проверки их по условиям нагрева и оценки резервов по мощности;
3. Анализ возможности функционирования электрических сетей в условиях нормальных, утяжелённых, ремонтных и послеаварийных режимах.

Для расчёта режимных параметров простой электрической сети могут быть использованы соотношения, известные из курса «ТОЭ» [29], однако при анализе сложных электрических сетей целесообразно использовать специальные алгоритмы расчёта, реализуемые на ЭВМ [30,31].

8.1. Расчет напряжений в линии по току и мощности нагрузки

В зависимости от постановки задачи, расчёт режимов можно производить как в величинах токов, так и мощностей. Вариант определения режима линии по данным тока нагрузки в соответствии с выражениями (7.51) – (7.57) рассмотрен ранее. Следует отметить, что режимные параметры в форме мощностей $P+jQ$ имеют более наглядное представление, поэтому расчёт режима в величинах мощностей применяется чаще.

Рассмотрим схему замещения, с нанесенными на неё напряжениями и мощностями (рис.8.1). Известными величинами считаем напряжение и мощность в конце линии \dot{U}_2 и \dot{S}_2 , а также параметры линии R , X и B . Все величины напряжений полагаем линейными. Двигаясь от нагрузки к источнику питания, определим параметры режима \dot{S}_1 и \dot{U}_1 в начале ЛЭП.

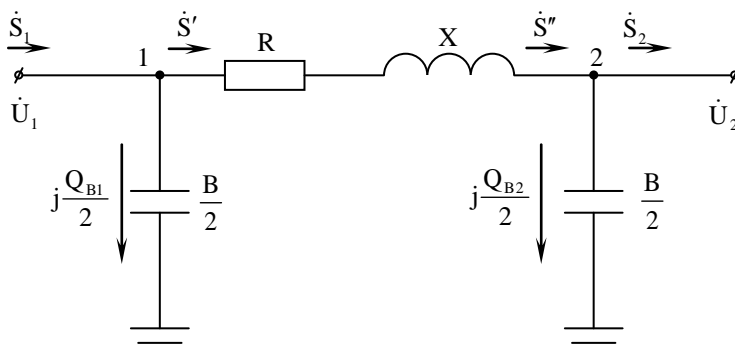


Рис.8.1. Параметры схемы замещения для расчета режима.

В соответствии с I законом Кирхгофа поток мощности перед узлом 2 равен:

$$\dot{S}'' = \dot{S}_2 - j \frac{Q_{B2}}{2} \quad (8.1)$$

При этом:

$$j \frac{Q_{B2}}{2} = j \cdot \dot{U}_2^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.2)$$

Тогда поток мощности после узла 1 можно определить как:

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S} \quad (8.3)$$

Потери мощности в линии между узлами 1 и 2 определяются через R и X:

$$\Delta \dot{S} = \frac{\dot{S}''^2}{\dot{U}_2^2} (R + jX) \quad (8.4)$$

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot (R + j \cdot X) = \dot{U}_2 + \frac{\dot{S}''}{\dot{U}_2} (R + j \cdot X) \quad (8.5)$$

где \dot{S}'' , \dot{U}_2 - сопряженные векторы мощности и напряжения в конце линии.

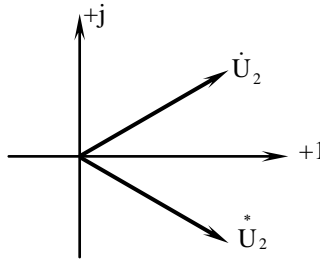


Рис.8.2. Сопряженный комплекс напряжения

Зарядная мощность в начале линии:

$$j \frac{Q_{B1}}{2} = j \cdot \dot{U}_1^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.6)$$

Тогда мощность в начале линии равна:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}' - j \frac{Q_{B1}}{2} \quad (8.7)$$

Однако в практике расчета режимов бывают случаи, когда мощности нагрузок известны, а напряжения в конце линии нет. Тогда необходимо пользоваться итерационным методом в два этапа [6].

8.2. Расчет в два этапа

В подавляющем большинстве случаев, при расчёте режимов известными являются следующие величины: \dot{U}_1 , \dot{S}_2 , R, X и B. Соответственно

необходимо определить величины мощности в начале линии \dot{S}_1 и напряжения в конце \dot{U}_2 . В этом случае расчет производится методом “в два этапа”.

На первом этапе напряжение в конце линии принимается равным номинальному, т.е. $\dot{U}_2 = \dot{U}_H$. При этом необходимо определить \dot{S}' (рис.8.1).

Зарядная мощность в конце линии равна:

$$j \frac{Q_{B2}}{2} = j \cdot \dot{U}_H^2 \cdot \frac{B}{2} \quad (8.8)$$

Поток мощности перед узлом 2:

$$\dot{S}'' = \dot{S}_2 - j \frac{Q_{B2}}{2} \quad (8.9)$$

Поток мощности после узла 1:

$$\dot{S}' = \dot{S}'' + \Delta \dot{S} = \dot{S}'' + \frac{S''^2}{U_H^2} \cdot (R + j \cdot X) \quad (8.10)$$

На втором этапе по закону Ома определяется новое значение напряжения \dot{U}_2 через величину \dot{S}'

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}'}{U_1^*} \cdot (R + j \cdot X) \quad (8.11)$$

Полученную величину \dot{U}_2 необходимо подставить в выражение (8.8) и (8.10) вместо \dot{U}_H . При этом подстановка и расчет \dot{U}_2 производится до тех пор, пока его величина не перестанет изменяться в пределах заданной погрешности.

Величина мощности \dot{S}_1 в начале линии определяется согласно выражениям (8.6) и (8.7).

Таким образом, основным недостатком метода расчёта “в два этапа” в форме мощностей является то, что результаты итерационного расчёта определяются с некоторой погрешностью. Это обусловлено тем, что на первом этапе в качестве исходного приближения используется номинальное напряжение вместо реального [6].

8.3. Расчетные нагрузки подстанций

Для облегчения расчёта режимов сложных электрических сетей можно упростить схему замещения путём преобразования проводимостей на землю в соответствующие им нагрузки, и объединения их с нагрузками трансформаторов.

Рассмотрим линию электропередачи с тремя подстанциями (рис.8.3):

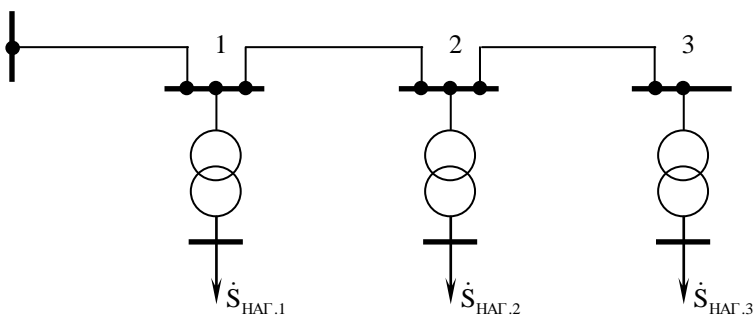


Рис.8.3. Схема участка электрической сети.

Полная схема замещения для рис.8.3 имеет как ветви сопротивлений, так и ветви проводимостей, которые обозначены как нагрузки (рис.8.4).

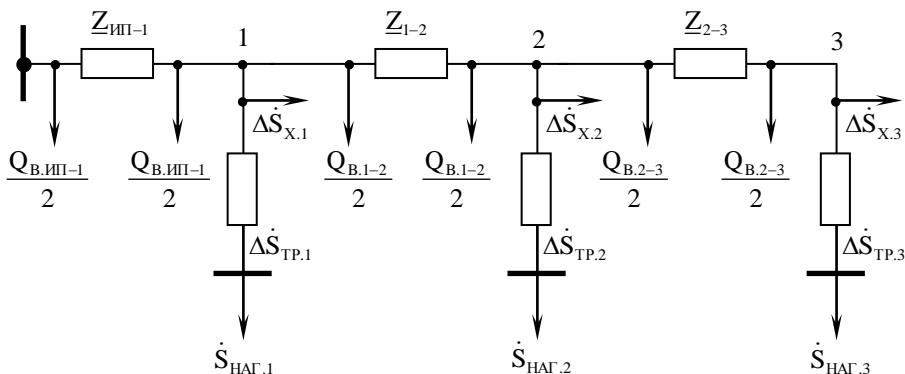


Рис.8.4. Полная схема замещения участка электрической сети.

Объединив нагрузки в каждом узле в расчётные нагрузки можно получить упрощённую схему замещения электрической сети (рис.8.5).

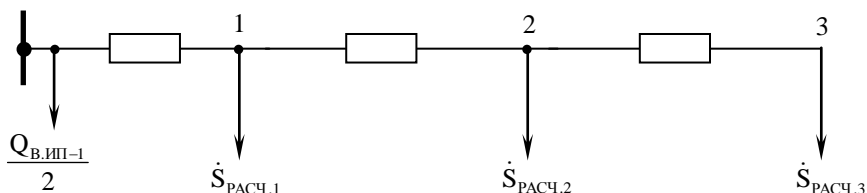


Рис.8.5. Упрощённая схема замещения участка электрической сети.

Расчётная нагрузка подстанций будет определяться как сумма нагрузок в соответствующих узлах. Например, для узла 2 можно записать:

$$\dot{S}_{РАСЧ.2} = \dot{S}_{НАГ.2} + \Delta \dot{S}_{ТР.2} + \Delta \dot{S}_{X.2} - j \cdot \left(\frac{Q_{B.1-2}}{2} + \frac{Q_{B.2-3}}{2} \right) \quad (8.12)$$

При этом величина нагрузочных потерь в трансформаторе равна:

$$\Delta \dot{S}_{\text{ТР.2}} = \frac{S_{\text{НАГ.2}}^2}{U_{\text{H}}^2} \cdot (R_{\text{Т.2}} + j \cdot X_{\text{Т.2}}) \quad (8.13)$$

Результат расчета (8.12) будет иметь некоторую погрешность, так как при определении (8.13) во всех узлах расчетной схемы используется номинальное напряжение вместо реального.

Таким образом, для упрощенной схемы можно использовать методы расчётов, не учитывающие узловые проводимости на землю, например методы контурных токов или узловых напряжений [5,6,29].

8.4. Определение напряжения на стороне низкого напряжения подстанций

При расчёте режимов подавляющего большинства электрических сетей возникает задача расчёта напряжений на низкой стороне подстанций [6]. Такая задача обычно возникает после расчёта потоков мощности в сети с учётом потерь. Рассмотрим трансформаторную подстанцию, которая подсоединена к линии (рис.8.6) и соответствующую ей схему замещения (рис.8.7)

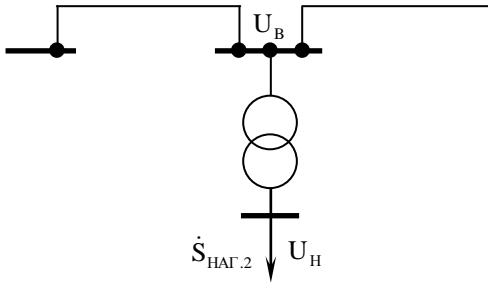


Рис.8.6. Схема участка электрической сети.

Величина U'_H , на рисунке 8.7. представляет собой напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенное к высокому напряжению. Задача расчёта сводится к определению напряжения на низкой стороне U_H , при известном напряжении на высокой стороне U_B и расчетной мощности узла $S_{\text{РАСЧ.2}}$.

Величина мощности $\dot{S}'_{\text{Т.2}}$ (рис.8.7) определяется через расчетную мощность следующим образом:

$$\dot{S}'_{\text{Т.2}} = \dot{S}_{\text{РАСЧ.2}} + j \cdot \left(\frac{Q_{\text{Б.1-2}}}{2} + \frac{Q_{\text{Б.2-3}}}{2} \right) - \Delta \dot{S}_{\text{Х.2}} \quad (8.14)$$

Напряжение на низкой стороне, приведенное к напряжению на высокой:

$$U'_H = U_B - \frac{P'_2 \cdot R_{\text{Т}} + Q'_2 \cdot X_{\text{Т}}}{U_B} = U_B - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (8.15)$$

Тогда искомое напряжение на низкой стороне равно:

$$U_H = \frac{U'_H}{K_{\text{ТР}}} = U'_H \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = (U_B - \Delta U_{\text{ТР}}) \cdot \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \quad (8.16)$$

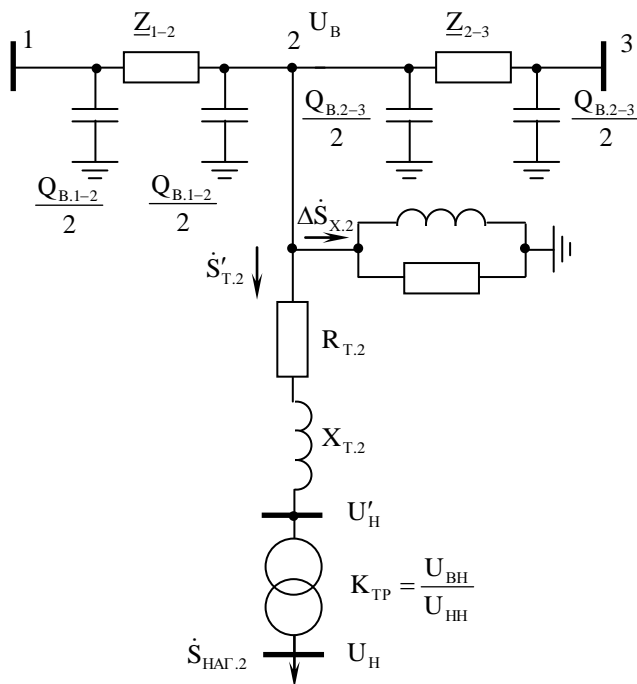


Рис.8.7. Схема замещения участка электрической сети.

Правильность расчёта (8.14 – 8.16) можно оценить по соответствию U_H величине номинального напряжения на низкой стороне трансформатора.

8.5. Расчет сети с разными номинальными напряжениями

подавляющее большинство электрических сетей имеют несколько номинальных напряжений, что требует учёта коэффициентов трансформации. Для пояснения принципа такого расчёта рассмотрим схему фрагмента электрической сети с двумя линиями электропередачи и трёхобмоточным трансформатором (рис.8.8) и соответствующую схему замещения (рис.8.9).

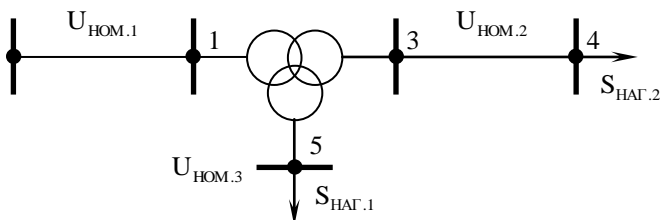


Рис.8.8. Фрагмент электрической сети с тремя номинальными напряжениями.

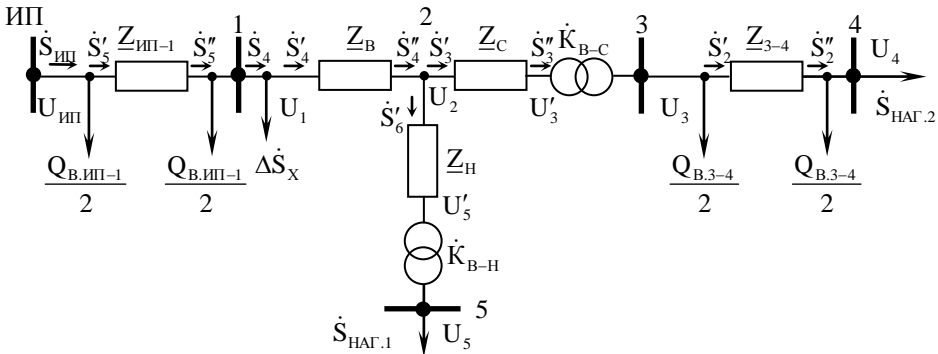


Рис.8.9. Схема замещения фрагмента электрической сети.

Расчёт режима сети с несколькими номинальными напряжениями осуществляем методом “в два этапа” в выражениях для мощностей. При этом на первом этапе, двигаясь от нагрузок к источнику питания, производится определение потоков мощностей в элементах сети с учётом потерь в соответствии с первым законом Кирхгофа. В качестве напряжений в узлах для первого приближения используются номинальные значения:

$$\dot{S}_2'' = \dot{S}_{НАГ.2} - j \frac{Q_{B.3-4}}{2} \quad (8.17)$$

где:

$$j \frac{Q_{B.3-4}}{2} = j \cdot U_{НОМ.2}^2 \cdot \frac{B_{3-4}}{2} \quad (8.18)$$

$$\dot{S}_2' = \dot{S}_2'' + \frac{S_2''^2}{U_{НОМ.2}^2} \cdot Z_{3-4} \quad (8.19)$$

$$\dot{S}_3'' = \dot{S}_2' - j \frac{Q_{B.3-4}}{2} \quad (8.20)$$

$$\dot{S}_3' = \dot{S}_3'' + \frac{S_3''^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot Z_C \quad (8.21)$$

При определении потерь мощности в обмотках трансформатора (8.21) необходимо использовать напряжение, приведённое к напряжению высокой стороны, поскольку сопротивления обмоток трансформатора приведены к этому напряжению. В данном случае, на первой итерации можно использовать $U_{НОМ.1}$.

$$\dot{S}_6' = \dot{S}_{НАГ.1} + \frac{S_{НАГ.1}^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot Z_H \quad (8.22)$$

$$\dot{S}_4'' = \dot{S}_3' + \dot{S}_6' \quad (8.23)$$

$$\dot{S}_4' = \dot{S}_4'' + \frac{S_4''^2}{U_{НОМ.1}^2} \cdot Z_B \quad (8.24)$$

$$\dot{S}_4 = \dot{S}_4' + \Delta S_X \quad (8.25)$$

$$\dot{S}_5'' = \dot{S}_4 - j \frac{Q_{B, \text{ИП-1}}}{2} \quad (8.26)$$

где:

$$j \frac{Q_{B, \text{ИП-1}}}{2} = j \cdot U_{\text{НОМ.1}}^2 \cdot \frac{B_{\text{ИП-1}}}{2} \quad (8.27)$$

$$\dot{S}_5' = \dot{S}_5'' + \frac{S_5''^2}{U_{\text{НОМ.1}}^2} \cdot \underline{Z}_{\text{ИП-1}} \quad (8.28)$$

Поток мощности, вытекающий из источника питания:

$$\dot{S}_{\text{ИП}} = \dot{S}_5' - j \frac{Q_{B, \text{ИП-1}}}{2} \quad (8.29)$$

На втором этапе расчёта, двигаясь от источника питания можно определить уровни напряжения в узлах. При этом напряжение питания источника $\dot{U}_{\text{ИП}}$ считается известным.

Напряжение на высокой стороне трёхобмоточного трансформатора

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_{\text{ИП}} - \frac{\dot{S}_5'}{U_{\text{ИП}}^*} \cdot \underline{Z}_{\text{ИП-1}} \quad (8.30)$$

В средней точке трёхобмоточного трансформатора:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{\dot{S}_4'}{U_1^*} \cdot \underline{Z}_B \quad (8.31)$$

Напряжение на средней стороне, приведённое к высокой:

$$\dot{U}_3' = \dot{U}_2 - \frac{\dot{S}_3'}{U_2^*} \cdot \underline{Z}_C \quad (8.32)$$

Приводим напряжение \dot{U}_3' к реальному значению:

$$\dot{U}_3 = \frac{\dot{U}_3'}{\underline{K}_{B-C}} \quad (8.33)$$

где \underline{K}_{B-C} – величина комплексного коэффициента трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений.

В большинстве инженерных расчётов коэффициенты трансформации полагаются вещественными, в результате чего не учитывается группа соединений обмоток трансформаторов.

$$\dot{U}_4 = \dot{U}_3 - \frac{\dot{S}_2'}{U_3^*} \cdot \underline{Z}_{3-4} \quad (8.34)$$

Аналогичным образом определяется напряжение \dot{U}_5 на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора:

$$\dot{U}_5' = \dot{U}_4 - \frac{\dot{S}_6'}{U_4^*} \cdot \underline{Z}_H \quad (8.35)$$

$$\dot{U}_5 = \frac{\dot{U}'_5}{\underline{K}_{B-H}} \quad (8.36)$$

Далее необходимо повторить первый этап, подставляя полученные на втором этапе напряжения в выражения (8.18), (8.19), (8.21), (8.22), (8.24), (8.27) и (8.28). Расчёт проводится пока изменения напряжения в узлах, для каждой новой итерации, превышают пределы заданной погрешности расчёта.

При расчетах распределительных сетей напряжением до 35 кВ включительно принято использовать следующие допущения [6]:

- не учитывается зарядная мощность линий, т.е. $Q_B = 0$;
- в схемах замещения кабельных линий $X_K = 0$, так как $X_K \ll R_K$;
- при расчете потоков распределения не учитываются потери мощности в сопротивлениях;
- не учитываются потери мощности в стали трансформаторов, т.е.:

$$\Delta S_X = \Delta P_X + j \cdot \Delta Q_X = 0 \quad (8.37)$$

- При расчете потерь напряжения используется номинальное напряжение вместо реального:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_H} \quad (8.38)$$

- При расчете потерь напряжения не учитывают поперечную составляющую падения напряжения, т.е. $\delta U = 0$. Тогда падение напряжения равно:

$$\Delta U_{\text{пд}} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 \approx U_1 - U_2$$

8.6. Расчет кольцевой сети

При расчёте режимов простых кольцевых сетей возникает проблема определения потоков мощности в ветвях сети, входящих в кольцо (рис.8.10).

Для расчёта токораспределения в такой сети [5,6] необходимо разрезать её по источнику питания и развернуть, преобразовав в сеть с двумя источниками питания (рис.8.11). При этом должно выполняться условие равенства напряжений источников, т.е. $U_A = U'_A$

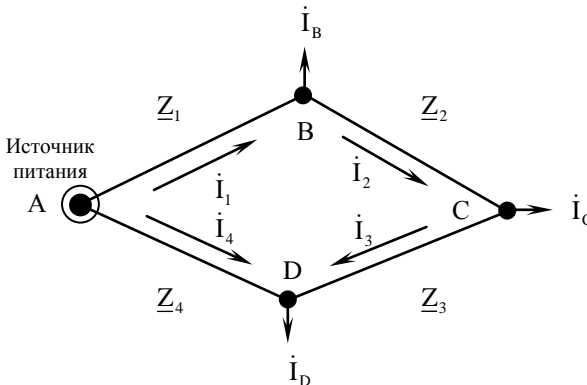


Рис.8.10 Схема кольцевой сети

В соответствии со вторым законом Кирхгофа для схемы (рис.8.11) можно записать:

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 + \dot{I}_2 \cdot \underline{Z}_2 + \dot{I}_3 \cdot \underline{Z}_3 - \dot{I}_4 \cdot \underline{Z}_4 = 0 \quad (8.39)$$

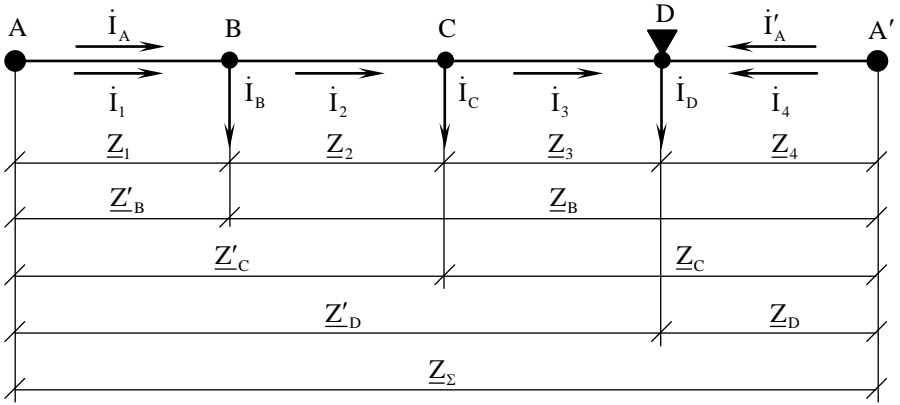


Рис. 8.11. Схема кольцевой сети, разрезанной по источнику питания.

Обозначим токи в линиях через ток головного участка \dot{I}_1 и мощности нагрузок \dot{I}_B , \dot{I}_C и \dot{I}_D :

$$\dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{I}_B \quad (8.40)$$

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_1 - \dot{I}_B - \dot{I}_C \quad (8.41)$$

$$\dot{I}_4 = -\dot{I}_1 + \dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_D \quad (8.42)$$

Подставим (8.40)-(8.42) в (8.39):

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 + (\dot{I}_1 - \dot{I}_B) \cdot \underline{Z}_2 + (\dot{I}_1 - \dot{I}_B - \dot{I}_C) \cdot \underline{Z}_3 + (\dot{I}_1 - \dot{I}_B - \dot{I}_C - \dot{I}_D) \cdot \underline{Z}_4 = 0,$$

перегруппировав получим:

$$\dot{I}_1 \cdot (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_B \cdot (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_C \cdot (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_4) - \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_4 = 0.$$

В соответствии с рис.8.11 можно записать:

$$\dot{I}_1 \cdot \underline{Z}_\Sigma - \dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B - \dot{I}_C \cdot \underline{Z}_C - \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_D = 0$$

Откуда ток на головном участке равен:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{I}_B \cdot \underline{Z}_B + \dot{I}_C \cdot \underline{Z}_C + \dot{I}_D \cdot \underline{Z}_D}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.43)$$

Или в общем виде для m нагрузок:

$$\dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{I}_i \cdot \underline{Z}_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.44)$$

Аналогично для перетока мощности на противоположном головном участке:

$$\dot{I}_4 = \frac{\dot{I}_B \cdot \underline{Z}'_B + \dot{I}_C \cdot \underline{Z}'_C + \dot{I}_D \cdot \underline{Z}'_D}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.45)$$

В общем виде:

$$\dot{I}'_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{I}_i \cdot \underline{Z}'_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.46)$$

Величины токов могут быть представлены как:

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_{\Phi,i}^*}{U_\Phi^*} \quad (8.47)$$

Умножив обе части (8.44) и (8.46) на величину $3 \cdot U_\Phi^*$, подставив в них (8.47), учитывая, что $3 \cdot \dot{S}_{\Phi,i} = \dot{S}_{Л,i}$ и выполнив операцию сопряжения, получим:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i^* \cdot \underline{Z}_i}{\underline{Z}_\Sigma^*} \quad (8.48)$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i^* \cdot \underline{Z}'_i}{\underline{Z}_\Sigma^*} \quad (8.49)$$

Полученные выражения не учитывают потерь мощности в кольце, поскольку они получены с учётом того, что напряжения во всех узлах кольца одинаковы и равны U_Φ .

Для проверки правильности определения (8.48) и (8.49) необходимо выполнение условия:

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_4 = \dot{S}_B + \dot{S}_C + \dot{S}_D \quad (8.50)$$

Или в общем виде

$$\dot{S}_A + \dot{S}'_A = \sum_{i=1}^m \dot{S}_i \quad (8.51)$$

В ряде случаев применение выражений (8.48) и (8.49) не представляет возможным, поскольку на начальном этапе расчета неизвестны величины сопротивлений линий, т.е. выбор сечения линий не произведен. В этом случае необходимо принять кольцевую сеть однородной, считая сечение всех участков одинаковым. При этом полное удельное сопротивление линий также одинаково. Тогда (8.45) примет вид:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i^* \cdot \underline{Z}_0 \cdot \ell_i}{\underline{Z}_0 \cdot \ell_\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^m \dot{S}_i^* \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.52)$$

Если разделить выражение (8.52) на вещественную и мнимую составляющие, то для активной мощности можно записать:

$$P_A = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.53)$$

Аналогично для реактивной мощности:

$$Q_A = \frac{\sum_{i=1}^m Q_i \cdot \ell_i}{\ell_\Sigma} \quad (8.54)$$

При анализе режимов кольцевых сетей важным понятием является точка потококораздела – точка, в которую потоки мощности втекают с двух сторон и полностью потребляются. Точка потококораздела по активной мощности обозначается на схемах символом \blacktriangledown , а по реактивной: ∇ .

В общем случае, точки потококораздела для активной и реактивной мощности могут не совпадать (рис.8.12):

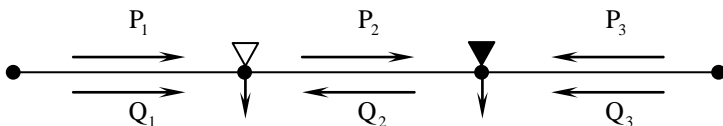


Рис.8.12. Пример несовпадения точек потококораздела для активной и реактивной мощности.

Расчет потококораспределения в кольцевой сети с учетом потерь мощности может быть выполнен методом “в два этапа”. Предварительно необходимо найти расчётные нагрузки в узлах кольца.

Для схемы (Рис.8.13.) определим перетоки мощности с учетом потерь. На первом этапе, по выражениям (8.45) и (8.47) с использованием первого закона Кирхгофа необходимо определить потоки мощности без учёта потерь с двух сторон от точки потококораздела, т.е. \dot{S}_3 и \dot{S}_4 . При этом выполняется условие: $\dot{S}_3 + \dot{S}_4 = \dot{S}_D$.

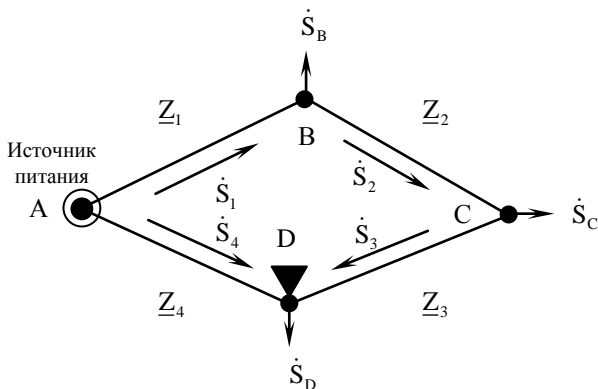


Рис.8.13. Схема кольцевой сети.

Далее необходимо разрезать кольцо по точке потококораздела по активной мощности, преобразовав его в схему с двумя радиальными участками и общим источником питания (рис.8.14). Далее схема рассчитывается с учётом

потерь как две радиальные схемы. Результатом расчёта первого этапа являются потоки мощности, вытекающие из источника питания \dot{S}'_1 и \dot{S}'_4 .

Расчёт напряжений в узлах кольцевой схемы на втором этапе ничем не отличается от расчёта радиальной схемы.

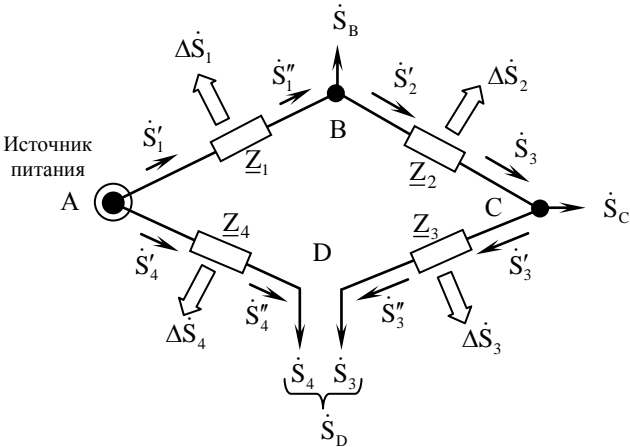


Рис.8.14. Схема разомкнутой кольцевой сети

По окончании второго этапа расчёта необходимо снова выполнить первый этап, используя полученные на II этапе уровни напряжения. Итерационный расчёт необходимо продолжать пока изменения напряжения в узлах для каждой новой итерации превышают пределы заданной погрешности расчёта.

8.7. Расчет сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов

Главной отличительной особенностью сети с двухсторонним питанием при разном напряжении питающих пунктов являются уравнивательные токи, протекающие между источниками [6]. Поэтому потери мощности будут выше, нежели в схеме с одинаковыми напряжениями питающих участков.

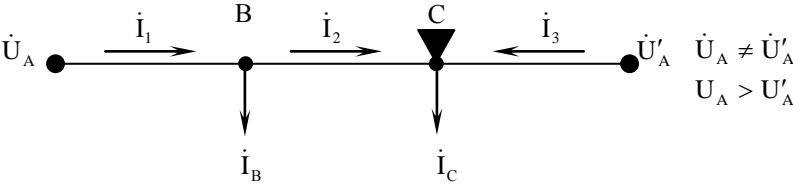


Рис.8.15. Схема с двумя источниками питания.

Расчет режима для данной схемы можно осуществить методом наложения, в соответствии с которым необходимо отдельно рассчитать два режима, и просуммировать их. В первом режиме определяется токораспределение

при одинаковых напряжениях источников питания с учетом нагрузок (рис.8.16):

$$\dot{I}'_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \cdot \underline{Z}_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.55)$$

$$\dot{I}'_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \cdot \underline{Z}'_i}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.56)$$

$$\dot{I}'_2 = \dot{I}'_1 - \dot{I}_B \quad (8.57)$$

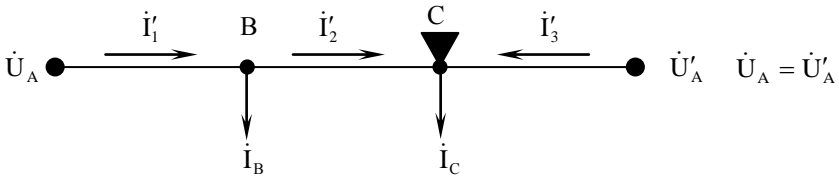


Рис.8.16. Определение токов в сети при равенстве напряжений источников питания.

Во втором режиме необходимо найти уравнильный ток при разных напряжениях источников питания без учета нагрузок (рис.8.17):

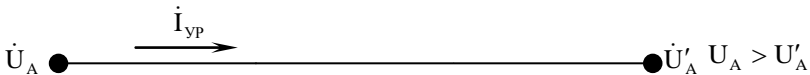


Рис.8.17. Определение уравнильного тока в схеме с двумя источниками питания.

Величина уравнильного тока может быть получена по выражению:

$$\dot{I}_{yp} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}'_A}{\sqrt{3} \cdot \underline{Z}_\Sigma}$$

или для значений фазных напряжений:

$$\dot{I}_{yp} = \frac{\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}'_{\Phi A}}{\underline{Z}_\Sigma} \quad (8.58)$$

Таким образом, согласно методу наложения, токи в линиях схемы (Рис.8.15):

$$\dot{I}_1 = \dot{I}'_1 + \dot{I}_{yp} \quad (8.59)$$

$$\dot{I}_2 = \dot{I}'_2 + \dot{I}_{yp} \quad (8.60)$$

$$\dot{I}_3 = \dot{I}'_3 - \dot{I}_{yp} \quad (8.61)$$

При необходимости можно пересчитать (8.59) – (8.61) к значениям полной мощности используя выражение (8.47).

Уравнильный поток мощности:

$$\dot{S}_{yp} = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{cp} \cdot I_{yp}^* = \dot{U}_{cp} \cdot \frac{Z_A^* - Z_A'^*}{Z_\Sigma^*} \quad (8.62)$$

где $\dot{U}_{cp} = \frac{1}{2} \cdot (\dot{U}_A + \dot{U}_A')$ – среднее значение напряжения источников питания.

Потоки мощности в линиях без учёта потерь (Рис.8.15):

$$\dot{S}_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z_i^*}{Z_\Sigma^*} + \dot{S}_{yp} \quad (8.63)$$

$$\dot{S}_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z_i^*}{Z_\Sigma^*} - \dot{S}_B + \dot{S}_{yp} \quad (8.64)$$

$$\dot{S}_3 = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \cdot Z_i'^*}{Z_\Sigma^*} - \dot{S}_{yp} \quad (8.65)$$

Выражения (8.63) – (8.65) не учитывают потери мощности в линиях, поскольку при переходе к величинам мощностей, напряжения в узлах принимались одинаковыми. Дальнейший расчёт режима такой сети осуществляется методом «в два этапа» путём разделения схемы в точке потокоораздела, т.е. аналогично замкнутой кольцевой сети. При этом на втором этапе имеются два источника питания.

8.8. Расчет замкнутых сетей методом контурных мощностей

В практике проектирования электрических сетей часто возникает необходимость расчёта потокораспределения в замкнутых сетях, имеющих несколько контуров. Для решения такой задачи можно использовать метод контурных мощностей [29].

Для примера рассмотрим методику расчета потокораспределения методом контурных мощностей в схеме, представленной на рисунке 8.18. При этом заданными будем считать величины нагрузок в узлах \dot{S}_B , \dot{S}_C , \dot{S}_D , \dot{S}_F и сопротивления ветвей $Z_1 \div Z_7$.

Для расчёта потокораспределения необходимо выполнить следующие этапы:

- Определяется число независимых контуров, как разность между числом ветвей В и числом узлов Y:

$$K = B - Y = 7 - 4 = 3$$

- Выбирается направление обхода контура.
- Произвольно выбираются неизвестные потоки мощности, причём их количество должно быть равно количеству независимых контуров, например \dot{S}_1 , \dot{S}_2 и \dot{S}_3 .

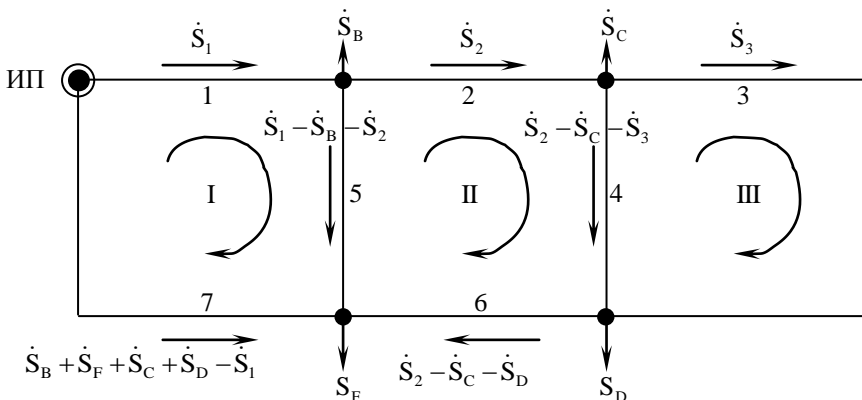


Рис.8.18 Схема для расчета методом контурных мощностей.

- Мощности в остальных ветвях сети выражаются через неизвестные, в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$\dot{S}_4 = \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3$$

$$\dot{S}_5 = \dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2$$

$$\dot{S}_6 = \dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_D$$

$$\dot{S}_7 = \dot{S}_B + \dot{S}_F + \dot{S}_C + \dot{S}_D - \dot{S}_1$$

- Составляются контурные уравнения для всех независимых контуров:

$$\begin{cases} \dot{S}_1 \cdot Z_1 + (\dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2) \cdot Z_5 + (\dot{S}_B + \dot{S}_C + \dot{S}_D + \dot{S}_F + \dot{S}_1) \cdot Z_7 = 0 \\ \dot{S}_2 \cdot Z_2 + (\dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3) \cdot Z_4 + (\dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_D) \cdot Z_6 - (\dot{S}_1 - \dot{S}_B - \dot{S}_2) \cdot Z_5 = 0 \\ \dot{S}_3 \cdot Z_3 - (\dot{S}_2 - \dot{S}_C - \dot{S}_3) \cdot Z_4 = 0 \end{cases} \quad (8.66)$$

- Полученная система уравнений (8.66) решается относительно неизвестных \dot{S}_1 , \dot{S}_2 и \dot{S}_3 .
- Определяются мощности в остальных ветвях.
- Выполняется проверка.

Далее в схеме определяются точки потококораздела, по которым схема последовательно разделяется на радиальные участки (рис.8.19.а).

Следует отметить, что в точке D присутствует вторичная точка потококораздела (рис.8.19.б), для которой необходимо определить втекающие потоки мощности \dot{S}'_3 и \dot{S}'_4 (рис.8.19.в) с учётом величины потерь мощности в линии 6.

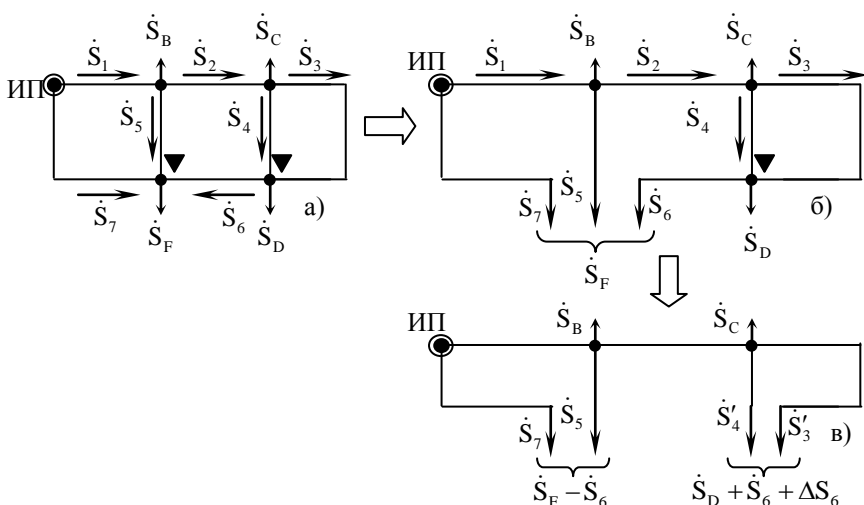


Рис.8.19. Преобразование замкнутой схемы в разомкнутую.

Далее необходимо выполнить расчёт потерь мощности в сети, уточнить потокораспределение и рассчитать уровни напряжений в узлах. С этой целью можно выполнить расчёт по методу “в два этапа”. Применение метода контурных мощностей для расчёта замкнутых сетей позволяет осуществить расчёт режимов с достаточной для инженерных расчётов точностью.

8.9. Метод узловых напряжений

Одним из известных методов расчёта потокораспределения в сложно-замкнутых сетях [29] является метод узловых напряжений, принцип которого заключается в определении мощности в каждой линии как в сети с двухсторонним питанием (рис.8.20)

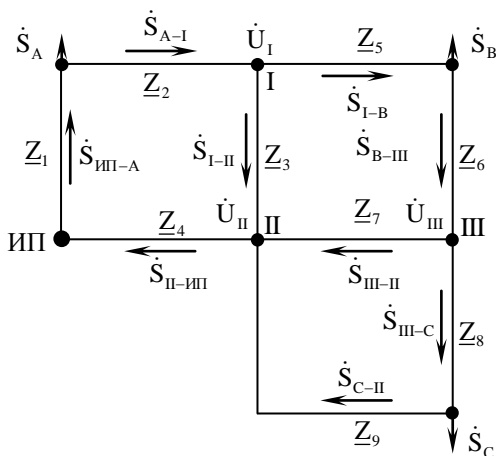


Рис.8.20. Схема для расчета методом узловых напряжений.

Для примера подробно рассмотрим линию I-B-III (рис 8.21):

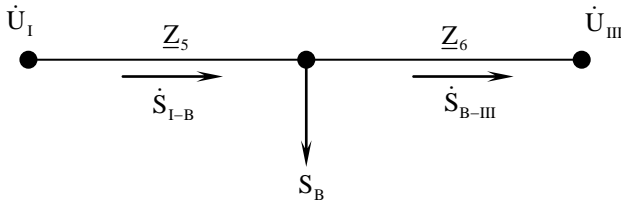


Рис.8.21. Схема участка сети.

Потоки мощности на участке I - III:

$$\dot{S}_{I-B} = \dot{S}_B \cdot \frac{Z_6}{Z_5 + Z_6} + \dot{S}_{yp};$$

$$\dot{S}_{B-III} = \dot{S}_B \cdot \frac{Z_5}{Z_5 + Z_6} + \dot{S}_{yp};$$

Величина уравнивающего тока:

$$\dot{S}_{yp} = 3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{yp} = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{III}}{Z_5 + Z_6}$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение сети.

Кроме того, между узлами III и II будет протекать уравнивающий ток:

$$\dot{S}_{III-II} = \frac{\dot{U}_{III} - \dot{U}_{II}}{Z_7}$$

Аналогично определяются остальные потоки мощности во всех ветвях между узлами I, II и III.

Запишем узловые уравнения для схемы (рис.8.20) по первому закону Кирхгофа:

$$\begin{cases} \dot{S}_{A-I} - \dot{S}_{I-II} - \dot{S}_{I-B} = 0 \\ \dot{S}_{I-II} + \dot{S}_{III-II} - \dot{S}_{II-A} + \dot{S}_{C-II} = 0 \\ \dot{S}_{B-III} - \dot{S}_{III-II} - \dot{S}_{III-C} = 0 \end{cases}$$

Полученную систему решаем относительно неизвестных напряжений в узлах \dot{U}_I , \dot{U}_{II} , \dot{U}_{III} .

Далее определяется мощность каждой линии по известным напряжениям в узлах и выполняется проверка.

8.10. Метод преобразования сети

В некоторых случаях использование методов контурных мощностей и узловых напряжений может оказаться более трудоёмким, чем метода прямого преобразования сети. В соответствии с этим методом [5,6], путем последова-

тельных преобразований сложно-замкнутая сеть преобразуется в линию с двухсторонним питанием, в которой определяются потоки мощности. Затем, путем обратных преобразований определяются потоки в исходной схеме. В подавляющем большинстве случаев применение метода прямого преобразования сети оправдано на этапе предварительного расчёта потокораспределения сети.

Рассмотрим для примера схему (рис.8.22.), имеющую замкнутые контура, и несколько узлов.

Одним из основных подходов в методе преобразования сети является перенос нагрузок (рис.8.22), для чего нагрузку ответвительного узла можно распределять между нагрузками смежных узлов (рис.8.23). На рисунке 8.3. показан перенос нагрузок 5 и 2 в узлы 1, 6 и 3.

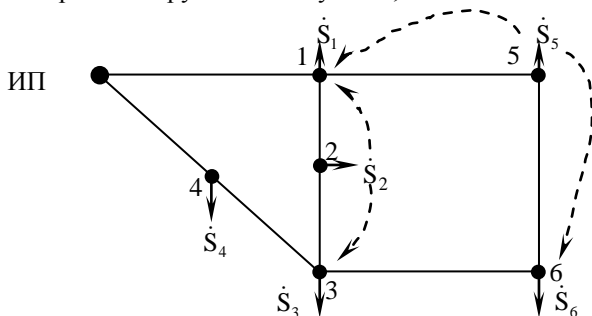


Рис.8.22. Исходная схема

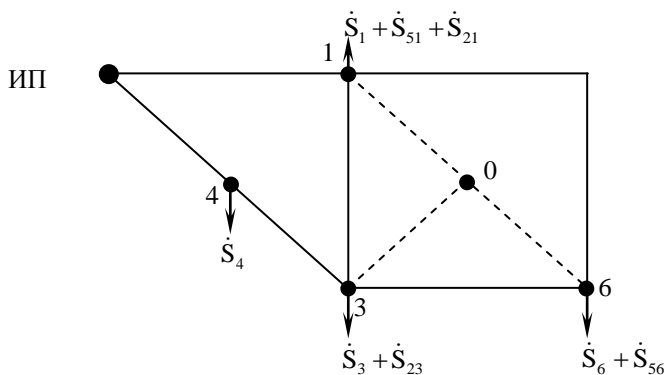


Рис.8.23. Схема, с перенесенными нагрузками 2 и 5

Также можно использовать преобразования треугольников в звезду и наоборот. В частности схема (рис.8.23) может быть преобразована в кольцевую схему (рис.8.24), которая может быть рассчитана как схема с двумя источниками питания.

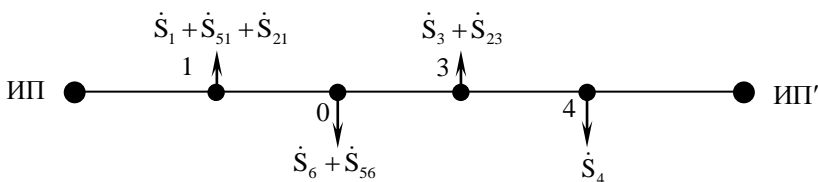


Рис.8.24. Схема, с двумя источниками питания

В схемах с двухсторонним питанием также можно переносить нагрузки (рис.8.25):

Тогда потоки мощности на головных участках:

$$\dot{S}_{21} = \frac{\dot{S}_{2H}^* \cdot Z_{23}^*}{Z_{12} + Z_{23}};$$

$$\dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_{2H}^* \cdot Z_{12}^*}{Z_{12} + Z_{23}};$$

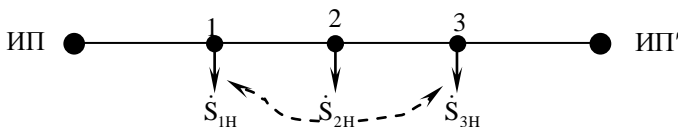


Рис.8.25. К вопросу о переносе нагрузок.

Зная потоки мощности на головных участках можно путём обратных преобразований определить потоки мощности в исходной схеме.

Для преобразования треугольника в звезду используются известные из курса ТОЭ [29] соотношения (рис.8.26).

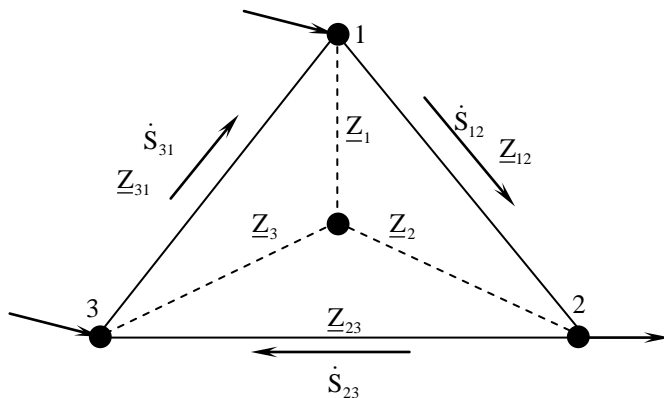


Рис.8.26. К вопросу преобразования треугольника в звезду.

Величины сопротивлений схемы «звезда»:

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{13}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}} \quad (8.67)$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{\underline{Z}_{12} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}} \quad (8.68)$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{\underline{Z}_{13} \cdot \underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23}} \quad (8.69)$$

Потоки мощности для схемы «треугольник»:

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_1^* \cdot \underline{Z}_1 - \dot{S}_2^* \cdot \underline{Z}_2}{\underline{Z}_{12}} \quad (8.70)$$

$$\dot{S}_{23} = \frac{\dot{S}_2^* \cdot \underline{Z}_2 - \dot{S}_3^* \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{23}} \quad (8.71)$$

$$\dot{S}_{13} = \frac{\dot{S}_1^* \cdot \underline{Z}_1 - \dot{S}_3^* \cdot \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{13}} \quad (8.72)$$

Полученные методом прямого преобразования сети потоки мощности могут быть использованы на этапе предварительного расчёта для анализа потокораспределения в сети, а также для оценки правильности выбора сечений ЛЭП.

Для более точного расчёта режимов работы сложнзамкнутых электрических сетей необходимо использовать методы расчёта на ЭВМ, которые в настоящее время реализованы в многочисленных программно-вычислительных комплексах [31,32,33].

9. Балансы активной и реактивной мощности в энергосистеме, качество электроэнергии

В общем случае потребление мощности нагрузкой зависит от напряжения и частоты и определяется соответствующими статическими характеристиками нагрузок [5,6]. При этом в электрической сети наблюдается баланс генерируемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. При нарушении такого баланса происходит изменение напряжения или частоты. Следует учитывать, что частота является общесистемным параметром, определяющим все остальные режимные параметры, поэтому важнейшей задачей эксплуатации энергосистемы является поддержание частоты в допустимых пределах [34].

В свою очередь напряжения в узлах сети также определяют многие режимные параметры, что обуславливает необходимость поддержания требуемых уровней напряжения. Одним из действенных способов регулирования напряжения в узлах является обеспечение баланса реактивной мощности.

9.1. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением

В общем виде выражение баланса реактивной мощности (РМ) в электрической сети имеет вид:

$$\sum Q_{\text{выр}} = \sum Q_{\text{потр}} \quad (9.1)$$

где $Q_{\text{выр}}$ и $Q_{\text{потр}}$ – вырабатываемая и потребляемая в электрической сети мощность.

Выработка реактивной мощности определяется генерацией на электростанциях $\sum Q_{\Gamma}$, выработкой устройствами компенсации РМ $\sum Q_{\text{КУ}}$ и генерацией реактивной мощности линиями электропередачи $\sum Q_{\text{В}}$:

$$\sum Q_{\text{выр}} = \sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{КУ}} + \sum Q_{\text{В}} \quad (9.2)$$

Потребление РМ определяется мощностью нагрузок $\sum Q_{\text{Н}}$, потерями в линиях электропередачи РМ $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$ и потерями в трансформаторах $\sum \Delta Q_{\text{Т}}$:

$$\sum Q_{\text{потр}} = \sum Q_{\text{Н}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}} \quad (9.3)$$

В среднем около 50% потребления РМ в энергосистеме приходится на потребителей, при этом на потери в линиях приходится до 15%. Остальные 35% расходуются на потери в трансформаторах.

Баланс реактивной мощности в узлах электрической сети оказывает значительное влияние на уровни напряжения [6]. В частности увеличение выработки РМ в узле приводит к росту напряжения, в то время как дефицит реактивной мощности приводит к снижению напряжения в узле.

Таким образом, одним из эффективных способов регулирования напряжения в узлах является регулирование баланса РМ.

9.2. Баланс активной мощности и его связь с частотой

Частота в энергосистеме является общесистемным параметром и определяется частотой вращения синхронных генераторов, питающих данную систему [6,34].

В общем виде выражение баланса активной мощности имеет вид:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} \quad (9.4)$$

где $\sum P_{\Gamma}$ – суммарная выработка активной мощности генераторами электростанций; $\sum P_{\Pi}$ – потребление активной мощности в энергосистеме, которое определяется как сумма активных нагрузок потребителей $\sum P_{\text{H}}$ и активных потерь в энергосистеме $\sum \Delta P$.

$$\sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P \quad (9.5)$$

В общем виде связь баланса активной мощности с частотой в энергосистеме определяется статическими характеристиками нагрузки и генератора по частоте (рис.9.15).

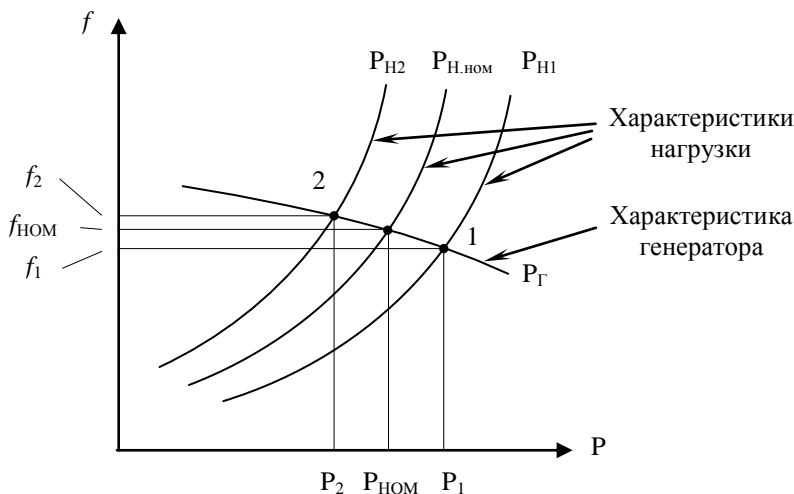


Рис.9.1. Статические характеристики нагрузки и генератора по частоте.

Согласно рисунку 9.1 при увеличении потребления нагрузкой активной мощности статическая характеристика нагрузки по частоте переместится вправо до P_{H1} . При этом баланс активной мощности в энергосистеме установится в точке 1, при новом пониженном значении частоты f_1 . И наоборот, снижение активной нагрузки в энергосистеме приведёт к перемещению статической характеристики нагрузки по частоте влево до P_{H2} , а баланс активной мощности установится при повышенном значении частоты f_2 .

Таким образом, рост частоты в энергосистеме наблюдается при дефиците активной мощности, в то время как её избыток приводит к снижению

частоты. При этом выражение баланса (9.4) всегда выполняется, но при различных значениях частоты.

К причинам нарушения баланса активной мощности относятся:

- ремонтное или аварийное отключение генераторов;
- незапланированный рост нагрузки;
- отключение межсистемных линий электропередачи.

В последнем случае изменение частоты может наблюдаться в обеих энергосистемах, связанных отключаемой межсистемной линией (рис.9.2).

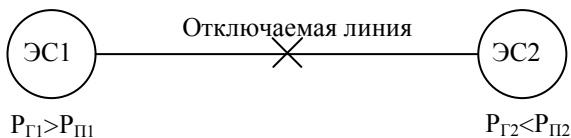


Рис.9.2. К вопросу об отключении межсистемной линии электропередачи.

До отключения линии избыток активной мощности перетекает из ЭС1 в ЭС2, и баланс в обеих энергосистемах соблюдается при одной общей частоте: $P_{Г1} + P_{Г2} = P_{П1} + P_{П2}$. Однако поскольку баланс внутри систем не соблюдается, то отключение линии приведёт к росту частоты в ЭС1 и её снижению в ЭС2.

В настоящее время, задача регулирования частоты в энергосистемах решается гидроэлектростанциями, которые являются наиболее маневренными по сравнению с тепловыми и атомными станциями, и имеют наименьшую себестоимость выработки электроэнергии. В подавляющем большинстве случаев функцию точного регулирования частоты осуществляет одна мощная станция энергосистемы, работающая с переменным суточным графиком нагрузки. Остальные станции работают с постоянным или базовым графиком. Координация режимов работы всех станций энергосистемы осуществляется из единого диспетчерского центра.

Задачи оперативного управления выработкой активной мощности и регулирования частоты на отдельных электростанциях энергосистемы осуществляются групповыми регуляторами активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Такие регуляторы позволяют оперативно реагировать на изменение нагрузки в энергосистеме и регулировать выработку мощности всей станций в целом. Более подробно вопрос регулирования частоты в энергосистеме рассмотрен далее.

Основными мероприятиями по борьбе с повышением частоты являются снижение мощности генераторов или их отключение. В случае понижения частоты необходимо увеличивать выработку мощности генераторами или включать резервные агрегаты.

Генерирующие резервы можно разделить на:

- нагрузочные, предназначенные для покрытия случайной нагрузки;
- ремонтные, для обеспечения текущих и капитальных ремонтов;
- аварийные, необходимые для замены аварийно вышедших из работы агрегатов.

При отсутствии доступных резервов применяется автоматическая частотная разгрузка (АЧР), которая срабатывает при снижении частоты в энергосистеме ниже предельно допустимого уровня и отключает часть нагрузок системы.

9.3. Основные показатели качества электроэнергии

Основные показатели качества электрической энергии (ПКЭ), прежде всего, определяются параметрами режима электрической сети: напряжением и частотой.

В отечественных электрических сетях показатели качества регламентируются требованиями [2]. К ним относятся:

- отклонение частоты Δf :

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \quad (9.6)$$

где f , $f_{\text{ном}}$ – фактическое и номинальное значение частоты;

- установившееся отклонение напряжения δU_y :

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.7)$$

где U_y - установившееся значение напряжения; $U_{\text{ном}}$ - номинальное значение напряжения.

- размах изменения напряжения δU_t :

$$\delta U_t = \frac{|U_{\text{max}} - U_{\text{min}}|}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.8)$$

где U_{max} , U_{min} - максимальное и минимальное значения напряжения.

- доза фликера P_t - длительная и кратковременная, характеризующая степень воздействия колебаний светового потока на зрение человека;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой междофазного (фазного) напряжения K_U :

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_n^2}}{U_1} \cdot 100 \quad (9.9)$$

где U_1 - действующее значение напряжения основной частоты; U_n - действующее значение напряжения n-ной гармоники;

- коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$:

$$K_{U(n)} = \frac{U_n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.10)$$

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} :

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \quad (9.11)$$

где U_2 - действующее значение напряжения обратной последовательности;

- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} :

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном}} \cdot 100 \quad (9.12)$$

где U_0 - действующее значение напряжения нулевой последовательности;

- длительность провала напряжения Δt_n ;
- импульсное напряжение $U_{имп}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{пер U}$.

$$K_{пер U} = \frac{U_{amax}}{\sqrt{2}U_{ном}} \quad (9.13)$$

где U_{amax} - максимальное амплитудное значение напряжения.

Все ПКЭ имеют нормально-допустимые и предельно-допустимые величины (табл.4.1). Электрическая сеть считается соответствующей требованиям по качеству электроэнергии [2], если предельно допустимые уровни наблюдаются не чаще чем в 5% измерений, причём в остальных 95% измерений ПКЭ не должны превышать нормально-допустимых значений. Если в одном или более случаев ПКЭ превышает предельно-допустимые значения, то электрическая сеть считается несоответствующей требованиям по качеству электроэнергии [2].

Таблица 9.1. – Нормально допустимые и предельно допустимые уровни некоторых показателей качества электроэнергии

ПКЭ	δU_y , %			K_U , %				K_{2U} , %	K_{0U} , %	Δf , Гц	$K_{U(n)}$, % Нечетная (четная) гармоника			
	до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ и выше	до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ	110кВ				до 1 кВ	6÷20 кВ	35кВ	110кВ
Норм.	±5	-	-	5	4	3	2	2	2	±0,2	-	-	-	-
Пред.	±10	±10	±10	10	8	6	4	4	4	±0,4	6(3)	5(2,5)	4(2)	2(1)

В настоящее время в электрических сетях сложилась практика, когда поставщики электроэнергии сертифицируются только по двум показателям, измеряемым в центрах питания, – отклонению частоты и установившемуся отклонению напряжения. Это связано, прежде всего, с отсутствием действующей нормативной базы, регламентирующей надбавки и штрафы за пониженное качество электроэнергии [28].

9.4. Влияние пониженного качества электроэнергии на работу электроприёмников

В общем случае, все показатели качества можно разделить на группы, в соответствии с их влиянием на работу электроприёмников.

Высокие значения установившегося отклонения напряжения при повышенных уровнях напряжения могут обуславливать [6,28,35]:

- снижение срока службы электроприёмников, в частности осветительных ламп и нагревательных элементов;
- насыщение трансформаторов напряжения, что приводит к искажению синусоидальности напряжения сети.

С другой стороны пониженные уровни напряжения сети приводят к [28,35]:

- снижению технико-экономических показателей потребителей, например, за счёт уменьшения производительности установок;
- увеличению количества бракованной продукции.

Колебания напряжения, регламентируемые дозой фликера, размахом изменения напряжения, провалами напряжения и перенапряжениями, приводят к нарушениям работы множества потребителей и вызывают:

- мигание ламп освещения, которое оказывает негативное влияние на зрение человека;
- отпадание контактов магнитных пускателей при больших колебаниях напряжения;
- снижение качества металла при электролизе алюминия;
- ухудшение качества сварного шва при электродуговой и контактной сварке;
- вибрацию двигателей;
- сбои в работе цифровой техники систем управления и контроля.

Одним из распространённых явлений в электрических сетях низкого напряжения является несимметрия напряжений, при которой, как известно из курса ТОО, питающее напряжение содержит составляющие обратной и нулевой последовательности, которые в свою очередь, оказывают негативное влияние на работу электрооборудования и вызывают:

- увеличение потерь мощности и энергии;
- снижение пропускной способности линий электропередачи;
- уменьшение срока службы и экономичности оборудования.
- неравномерную выработку конденсаторными батареями реактивной мощности, в результате чего снижается их проектная мощность.

Кроме того, при использовании мощных несимметричных нагрузок через систему заземления могут протекать большие токи, которые могут высушивать грунт, увеличивая сопротивление заземлителя. Это явление может негативно сказываться на работе релейной защиты.

Известно также, что в асинхронных двигателях, при наличии несимметрии, напряжение обратной последовательности создает поле удвоенной частоты, противоположное полю статора. При этом появляется дополнительный тормозной момент, что обуславливает дополнительный нагрев и снижение срока

службы изоляции. В частности срок службы двигателей снижается в 2 раза [35], при $K_{2U} = 4\%$.

Последняя группа ПКЭ связанная с несинусоидальностью напряжений включает в себя коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициент n-ой гармонической составляющей. В общем случае несинусоидальность напряжений способствует:

- дополнительным потерям мощности и энергии в электрических сетях;
- ограничению области применения конденсаторных батарей;
- ускорению старения изоляции, за счет нагрева высокочастотными электромагнитными полями;
- возникновению резонансов напряжений на частотах некоторых гармоник в определенных точках сети, что приводит к выходу из строя конденсаторных батарей;
- неправильным действиям релейной защиты и автоматики;
- увеличению погрешности приборов учёта электроэнергии;
- нарушению работы телемеханики.

Таким образом, ухудшение одного или нескольких показателей качества электроэнергии приводит к ухудшению технико-экономических показателей электрических сетей в целом.

9.5. Несимметрия в электрических сетях и способы ее снижения

Несимметрия – режим, при котором условия работы одной или нескольких фаз неодинаковы (разные напряжения, нагрузка, сопротивления фаз и пр.).

В общем случае несимметрия бывает:

- кратковременной, которая возникает в послеаварийном режиме, при коротких замыканиях, обрывах фазы, срабатывания однофазного АПВ.
- длительной, возникающей в случаях:
 - несимметрии параметров сети, которая обусловлена несимметричным расположением проводов ЛЭП относительно земли или друг-друга, например, при отсутствии транспозиции проводов.
 - неодинаковой загрузки фаз, при наличии однофазных потребителей.

Как отмечалось ранее, транспозиция проводов является эффективным способом обеспечения симметрии параметров сети, поэтому основным источником несимметрии напряжений и токов в большинстве случаев является несимметричная нагрузка, при которой фазные токи неравны:

$$I_A \neq I_B \neq I_C \quad (9.14)$$

Из курса ТОЭ известно [29], что при неравенстве фазных токов возникают токи обратной и нулевой последовательности, которые, протекая по элементам сети, создают падения напряжения нулевой и обратной последовательности. Эти падения, суммируясь с напряжениями прямой последовательности, обуславливают несимметрию напряжений.

К несимметричным нагрузкам можно отнести (рис.9.3.):

- однофазные печи сопротивления (а);
- однофазные индукционные печи (б);

- дуговые сталеплавильные печи (в);
- однофазные сварочные агрегаты;
- железнодорожный транспорт и т.д.

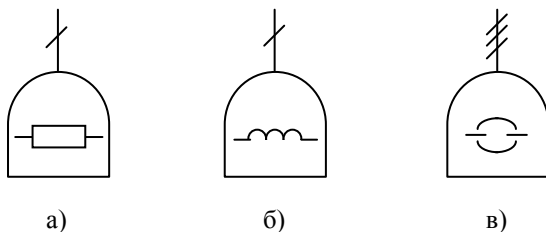


Рис.9.3. Виды электротермических установок.

В соответствии с требованиями [2] в сетях общего назначения нормируются два показателя, характеризующие несимметрию:

1. Коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности (9.11).
2. Коэффициент несимметрии по напряжению нулевой последовательности (9.12).

Для снижения уровней несимметрии используются различные методы, например схемные решения, основным из которых является подключение мощных однофазных потребителей к узлам с большой мощностью короткого замыкания S_K . В этом случае должно выполняться условие:

$$S_K \geq 50 \cdot S_{\text{одноф.потр}} \quad (9.15)$$

где $S_{\text{одноф.потр}}$ – мощность однофазного потребителя.

Выполнение (9.15) приводит к снижению K_{2U} до 2% и менее [5,35].

В свою очередь мощность короткого замыкания S_K будет зависеть от напряжения U и удаленности от источника питания, например станции:

$$S_K = \frac{U^2}{X_C} \quad (9.16)$$

где X_C – сопротивление до источника питания.

Рассмотрим схему (рис.9.4.), на которой представлен некорректный вариант подключения мощной однофазной нагрузки к шинам, питающим симметричную нагрузку на напряжении 35кВ:



Рис.9.4. Схема неправильного подключения мощной однофазной нагрузки.

В зависимости от длины линии от ГПП до РП и сопротивления трансформаторов в данной схеме на шинах РП могут наблюдаться значительные уровни несимметрии напряжений.

Для снижения влияния несимметрии можно применить два возможных варианта подключения нагрузки (рис.9.5 а, б)

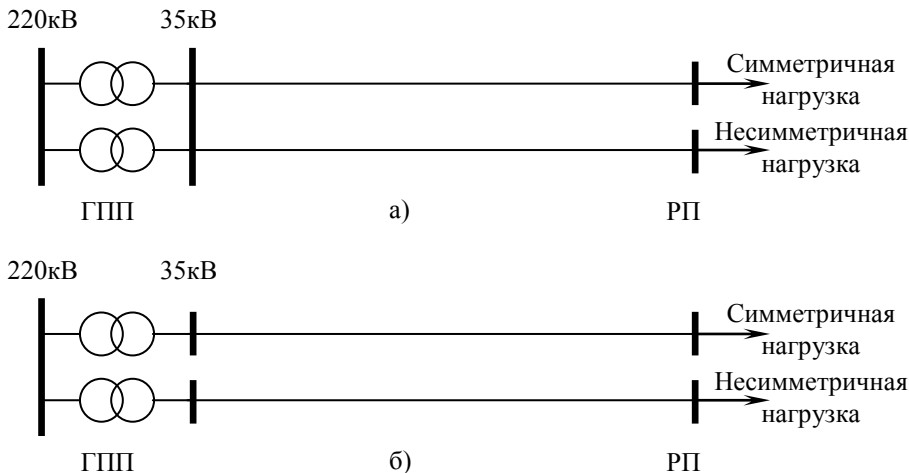


Рис.9.5. Схемы раздельного питания симметричных и несимметричных потребителей.

В случае подключения к сети множества мелких однофазных потребителей основным путём уменьшения несимметрии является их равномерное распределение по фазам [28,35].

В некоторых случаях для снижения несимметрии используются трансформаторы со схемой соединения Y/Z_0 вместо Y/Y_0 , так как схема “зиг-заг” имеет низкое значение сопротивления токам нулевой последовательности [28].

Кроме перечисленных методов следует отметить применение специальных индуктивно-емкостных симметрирующих устройств, для компенсации токов обратной последовательности [6,28,35].

Наибольшее распространение получила схема Штейнмеца (рис.9.6) [6].

Для обеспечения симметрии в сети необходимо подобрать такие параметры X_C и X_L , чтобы выполнялось равенство фазных токов $I_A = I_B = I_C$.

Для корректной работы схемы необходимо подобрать сопротивление компенсирующего устройства X_{KY} таким образом, чтобы полностью скомпенсировать реактивную мощность нагрузки. Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа фазные токи равны (рис.9.7):

$$\dot{I}_A = \dot{I}_{C1} - \dot{I}_H \quad (9.17)$$

$$\dot{I}_B = \dot{I}_L - \dot{I}_{C1} \quad (9.18)$$

$$\dot{I}_C = \dot{I}_H - \dot{I}_L \quad (9.19)$$

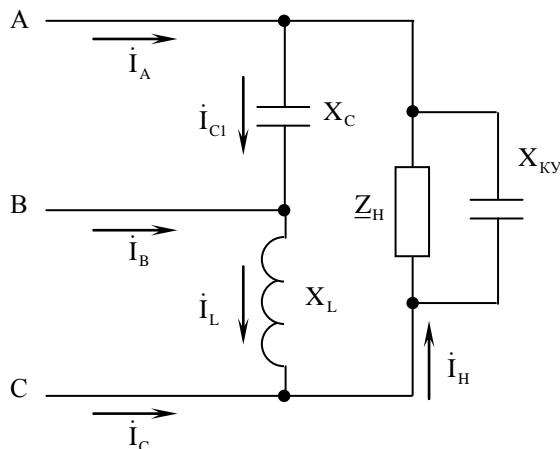


Рис.9.6. Схема подключения к сети однофазной нагрузки с помощью схемы Штейнмеца.

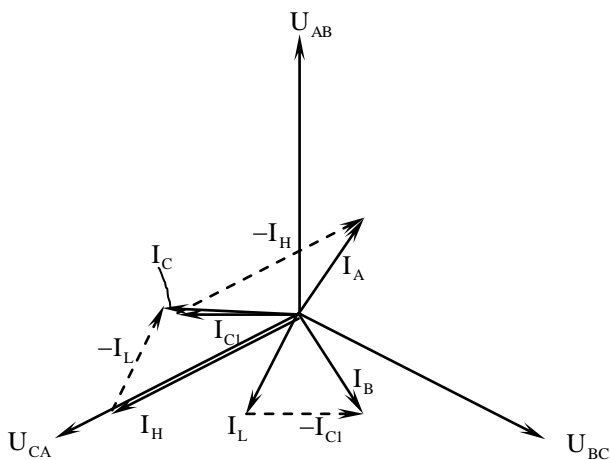


Рис.9.7. Векторная диаграмма схемы Штейнмеца.

Кроме батарей конденсаторов и индуктивностей в симметрирующих устройствах могут применяться специальные трансформаторы с пофазным регулированием напряжения [35].

Следует отметить, что ключевым недостатком симметрирующих устройств является возникновение дополнительных потерь в элементах.

9.6. Несинусоидальность в электрических сетях

Несинусоидальность напряжения появляется в сети при наличии нагрузок с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ). Несинусоидальные напряжения и токи представляют собой сложные гармонические

колебания, для анализа которых может быть использовано преобразование Фурье, в соответствии с которым любая периодическая конечная функция (рис.9.8.), представляется в виде суммы гармонических колебаний:

$$f(\omega \cdot t) = A_0 + \sum_{v=1}^{\infty} [a_v \cdot \cos(v \cdot \omega \cdot t) + b_v \cdot \sin(v \cdot \omega \cdot t)] \quad (9.20)$$

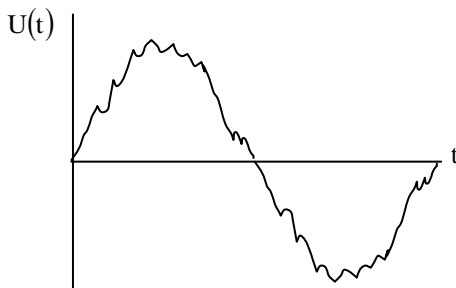


Рис.9.8. Несинусоидальное напряжение

Все периодические составляющие, с номером $v > 1$ называются высшими гармоническими составляющими (ВГ).

Каждая из гармоник имеет свою амплитуду и фазу, которые определяются следующим образом:

$$A_v = \sqrt{a_v^2 + b_v^2} \quad (9.21)$$

$$\varphi_v = \arctg \frac{b_v}{a_v} \quad (9.22)$$

Величина несинусоидальности согласно [2] нормируется с помощью коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (9.9) и коэффициента n-ой гармонической составляющей напряжения (9.10).

Причина искажения синусоидальности кривой напряжения состоит в том, что токи высших гармоник, потребляемые нагрузками с нелинейной ВАХ протекая по элементам сети, вызывают на них падения напряжения, которые, накладываясь на основную гармонику напряжения, искажают её.

Основными источниками высших гармоник являются вентильные преобразователи, выполненные например, на диодах или тиристорах.

Порядок гармоник, генерируемых вентильными преобразователями, определяется как:

$$v = p \cdot k \pm 1 \quad (9.23)$$

где p – число фаз выпрямления; $k = 1, 2, 3, \dots \infty$

В частности, для самой распространённой шестифазной схемы Ларионова (рис.9.9) $v = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, \dots$

В целом, помимо вентильных преобразователей, источником ВГ может быть любая нагрузка с нелинейной ВАХ, например дуговая печь, дуговая сварка, контактная сварка и т.д., так как вольт-амперная характеристика электрической дуги имеет нелинейный характер (рис.9.10), а кроме того, в большинстве подобных установок используются тиристорные преобразователи.

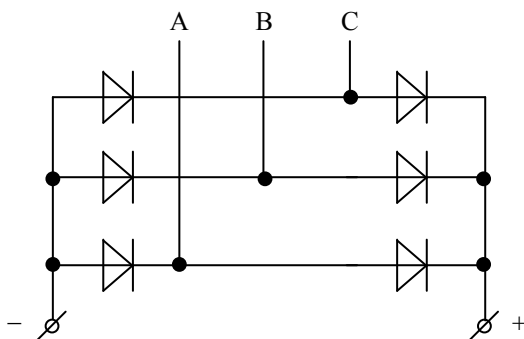


Рис.9.9. Шестифазная схема Ларионова.

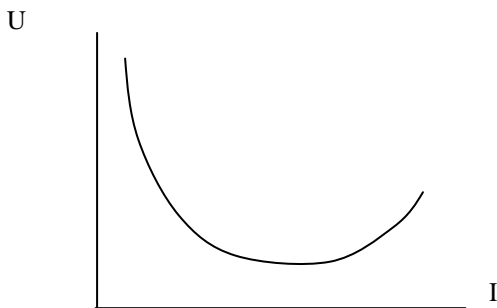


Рис.9.10. Вольт-амперная характеристика электрической дуги

Как отмечалось ранее, источниками высших гармоник могут являться трансформаторы, работающие с перенасыщением в зоне нелинейности ВАХ. В этом случае трансформаторы потребляют из сети несинусоидальные токи, которые обуславливают искажение синусоидальности питающего напряжения.

Следует отметить, что проблема искажения синусоидальности напряжения в электрических сетях сохраняет актуальность, поскольку ВГ способны распространяться по элементам сети на большие расстояния, и вызывать резонансы токов и напряжений на частотах отдельных гармоник. При этом в подавляющем большинстве случаев однозначное выявление источника ВГ оказывается крайне затруднительным.

9.7. Средства компенсации высших гармоник

Одним из эффективных средств снижения ВГ в электрических сетях является увеличение числа фаз выпрямления установок с вентильными преобразователями. Например, при переходе с 6-ти фазной на 12-ти фазную систему выпрямления коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения уменьшается приблизительно в 1,5 раза [28,35].

Самым распространённым способом увеличения числа фаз выпрямления является применение многофазного эквивалентного режима, когда используются два 6-ти фазных выпрямителя, подключаемых к трансформатору, одна обмотка которого соединена в Δ , а другая в Y . При этом образуется сдвиг между напряжениями одноименных фаз на 30° , тем самым получается схема, эквивалентная 12 фазной схеме выпрямления, но более дешёвая (рис.9.11). Такая схема является источником ВГ с номерами $\nu=11,13,23,25\dots$

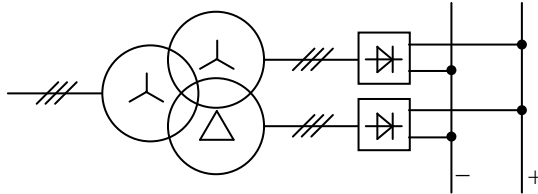


Рис.9.11. Схема эквивалентного 12 фазного режима выпрямления.

В настоящее время также широко применяется эквивалентный 24 фазный режим выпрямления [28].

Следует отметить, что решение об использовании многофазных схем выпрямления принимается на этапе проектирования потребителя, после соответствующего технико-экономического обоснования.

В практике эксплуатации электрических сетей возникают случаи, когда необходимо скомпенсировать ВГ, генерируемые существующим потребителем [28]. Для этого используются фильтры высших гармоник, которые представляют собой последовательно соединённые реактор и конденсаторную батарею (рис.9.12).

Сопротивление фильтра для гармоники ν определяется как:

$$X_{\Phi\nu} = X_L \cdot \nu - \frac{X_C}{\nu} \quad (9.24)$$

где X_C и X_L - сопротивления току промышленной частоты; ν - номер гармоники.

При определённой частоте сопротивление $X_{\Phi\nu}$ равно 0 и фильтр шунтирует гармонику данной частоты. Поэтому в реальных системах величины X_C и X_L подбираются под определённую гармонику.

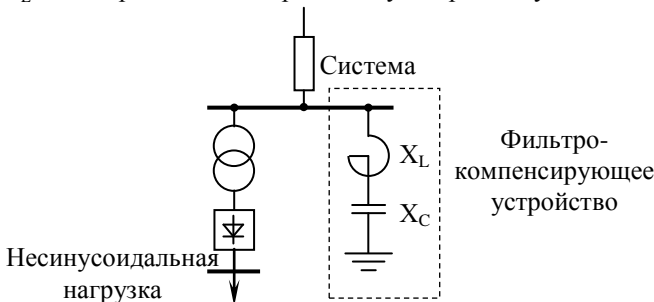


Рис.9.12. Схема подключения фильтро-компенсирующего устройства

Фильтрующие устройства также могут выполнять функцию компенсирующих устройств на промышленной частоте. В этом случае они называются фильтро-компенсирующими устройствами (ФКУ).

Одним из радикальных путей снижения ВГ является использование схемных решений, подразумевающих подключение несинусоидальной нагрузки по выделенным линиям (рис.9.13, 9.14)

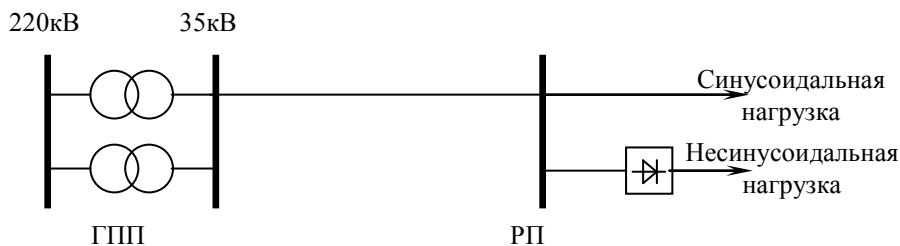


Рис.9.13. Схема неправильного подключения несинусоидальной нагрузки.

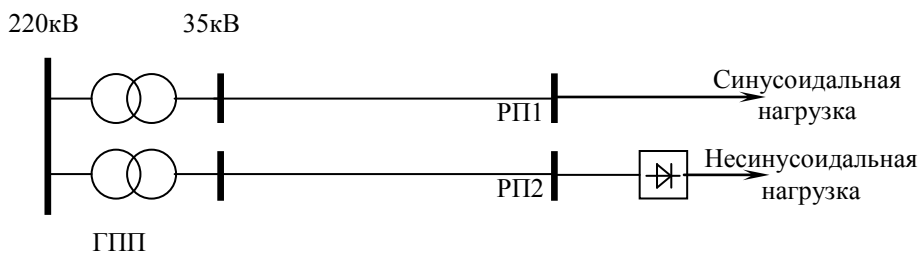


Рис.9.14. Схемы раздельного питания синусоидальных и несинусоидальных потребителей.

Подобные схемные решения, как правило, разрабатываются на этапе проектирования электрических сетей по результатам технико-экономического сравнения вариантов снижения гармоник.

9.8. Колебания напряжения и мероприятия по их снижению

В соответствии с [2], колебаниями напряжения называются одиночные изменения амплитуды напряжения с частотой более двух раз в минуту. Степень колебаний напряжения характеризуется двумя показателями качества электроэнергии:

- размахом изменения напряжения δU_t ;
- дозой фликера P_t ;

Причиной колебаний напряжения чаще всего является резкопеременная нагрузка, например электродуговая сварка, дуговые сталеплавильные печи, мощные двигатели, работающие в повторно-кратковременном режиме. Такие потребители обуславливают значительные колебания тока, который создаёт соответствующие падения напряжения на элементах сети. Эти падения в свою очередь накладываются на питающее напряжение и обуславливают колебания его амплитуды.

Одним из основных путей снижения колебаний напряжения является раздельное питание спокойной и резкопеременной нагрузок с помощью:

- сдвоенного реактора (рис.9.15);
- трансформатора с расщеплённой обмоткой низкого напряжения.

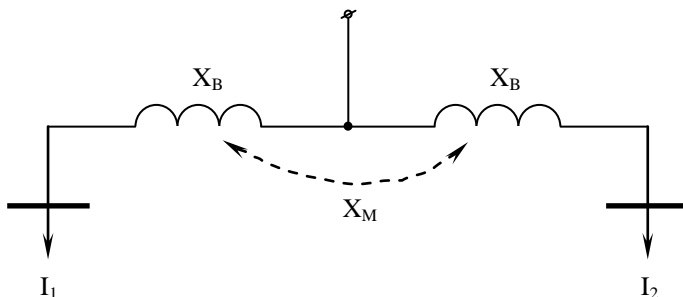


Рис.9.15. Упрощенная схема замещения сдвоенного реактора.

На рисунке 9.15 показаны индуктивные сопротивления ветвей реактора X_B и сопротивление взаимной индукции X_M .

При одинаковой загрузке плеч реактора, когда $I_1 = I_2$, величина падения напряжения в ветви реактора равна:

$$\Delta U = I_1 \cdot X_B - I_2 \cdot X_M = I_1 \cdot \left(1 - \frac{X_M}{X_B}\right) \cdot X_B = I_1 \cdot (1 - K_{CB}) \cdot X_B \quad (9.25)$$

где K_{CB} – коэффициент связи обмоток, равный $(0,4 \div 0,5)$ [10].

Таким образом, наличие магнитной связи между обмотками приводит к снижению падения напряжения на сдвоенном реакторе на $(40 \div 50)\%$.

При включении в плечо сдвоенного реактора резкопеременной нагрузки (рис.9.16) возникает эффект компенсации колебаний напряжения.

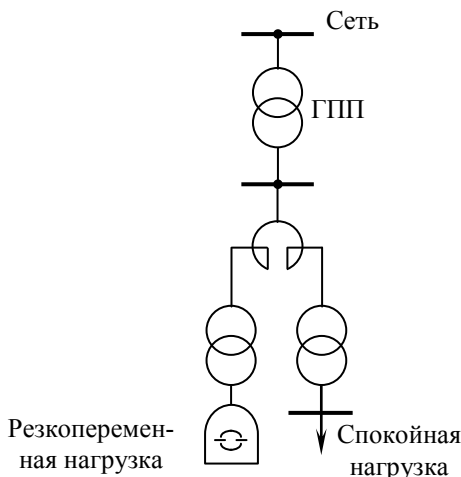


Рис.9.16. Схема подключения спокойной и резкопеременной нагрузок к сети с помощью сдвоенного реактора.

Резкие броски тока в левой ветви реактора (рис.9.16) создают в правой ветви потери напряжения, противоположные по направлению потерям напряжения в трансформаторе главной понизительной подстанции (ГПП). Это явление обусловлено наличием в реакторе сопротивления взаимоиנדукции X_M .

$$\Delta U_{\%} = \Delta U_{\text{ГПП}\%} - \Delta U_{\text{Р}\%} \quad (9.26)$$

$$\Delta U_{\text{Р}\%} = \frac{I_{\text{пик}}}{I_{\text{н.р.}}} \cdot X_{\text{В}\%} \cdot K_{\text{СВ}} \quad (9.27)$$

где $I_{\text{н.р.}}$ – ток нормального режима работы; $I_{\text{пик}}$ – пиковый ток резкопеременной нагрузки.

Таким образом, броски тока резкопеременной нагрузки способны компенсировать падение напряжения в цепи от сети до спокойной нагрузки. Аналогичный эффект возникает при использовании трансформаторов с расщеплённой обмоткой низкого напряжения.

Помимо использования сдвоенных реакторов и трансформаторов с расщеплёнными обмотками в электрических сетях применяются вспомогательные способы снижения колебаний напряжения, к которым относят:

- Применение установок продольной компенсации (УПК) индуктивного сопротивления (рис.9.17).

В этом случае величина падения напряжения в линии с УПК составляет:

$$\Delta U = R_{\text{л}} \cdot I_{\text{н}} \cdot \cos \varphi + (X_{\text{л}} - X_{\text{УПК}}) \cdot I_{\text{н}} \cdot \sin \varphi \quad (9.28)$$

Таким образом, согласно (9.28) в линиях, работающих с большими значениями $\sin \varphi$, величина падения напряжения будет слабо зависеть от бросков тока нагрузки.

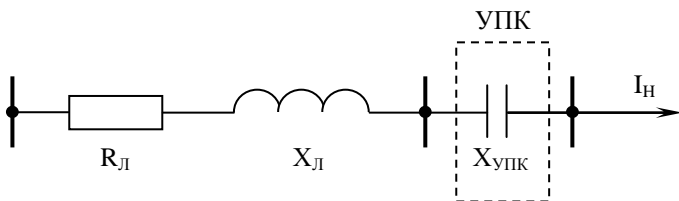


Рис.9.17. Схема замещения линии электропередачи с установкой продольной компенсации.

- Применение синхронных двигателей и синхронных компенсаторов (рис.9.18).

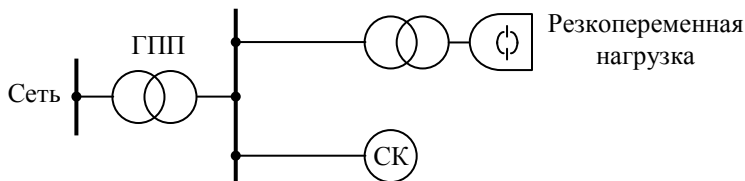


Рис.9.18. Схема подключения синхронного компенсатора к шинам с резкопеременной нагрузкой.

Синхронные машины обладают положительным регулирующим эффектом по напряжению, то есть, способны увеличивать выработку реактивной мощности при снижении напряжения. Дополнительная реактивная мощность приводит к росту напряжения в узле электрической сети, тем самым броски тока резкпеременной нагрузки оказывают меньшее влияние на колебания напряжения.

- Использование быстродействующих статических тиристорных компенсаторов (СТК) (рис.9.19).

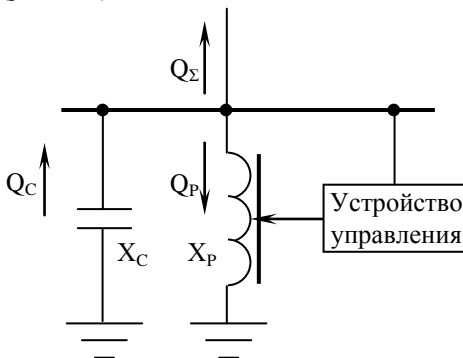


Рис.9.19. Структурная схема СТК.

СТК представляют собой параллельно соединённые конденсаторную батарею и управляемый тиристорами реактор. При этом СТК совмещают в себе достоинства синхронных компенсаторов и конденсаторных батарей:

- плавное регулирование мощности;
- возможность вырабатывать и потреблять реактивную мощность;
- малые потери активной мощности.

В общем случае, выработка СТК реактивной мощности определяется балансом между выработкой конденсаторной батареей Q_C и потреблением реактором Q_P .

- Подключение мощных резкпеременных нагрузок к узлам с большой мощностью короткого замыкания.

Величина размаха изменения напряжения для сетей предприятий металлургии может быть определена как [28]:

$$\delta U_t = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n S_{ТРi}^2}}{S_K} \cdot 100 \quad (9.29)$$

где S_K - мощность короткого замыкания сети; $S_{ТРi}$ - мощность i – го печного трансформатора; n – количество печных трансформаторов.

С учётом того, что мощность короткого замыкания сети определяется как

$$S_K = \frac{U^2}{X_C}, \quad (9.30),$$

можно наметить два основных способа повышения S_K :

- увеличение номинального напряжения сети U ;
- снижение сопротивления системы X_c .

Выбор конкретного способа снижения колебаний напряжения осуществляется на основе технико-экономического сравнения вариантов.

10. Регулирование напряжения и частоты в электроэнергетической системе

Как отмечалось ранее поддержание необходимых уровней напряжения в узлах электрической сети является важной эксплуатационной задачей. Одним из основных способов регулирования напряжения является использование трансформаторов с системами РПН или ПБВ, обеспечивающими встречное регулирование напряжения.

10.1. Встречное регулирование напряжения

Принцип встречного регулирования напряжения заключается в том, что при увеличении напряжения на шинах потребителя необходимо применять различные средства для его снижения и, наоборот, с ростом напряжения на шинах потребителя необходимо использовать средства снижения напряжения.

Одними из наиболее часто используемых средств регулирования напряжения являются трансформаторы.

Рассмотрим график распределения напряжения от источника питания до шин потребителя (рис.10.1.).

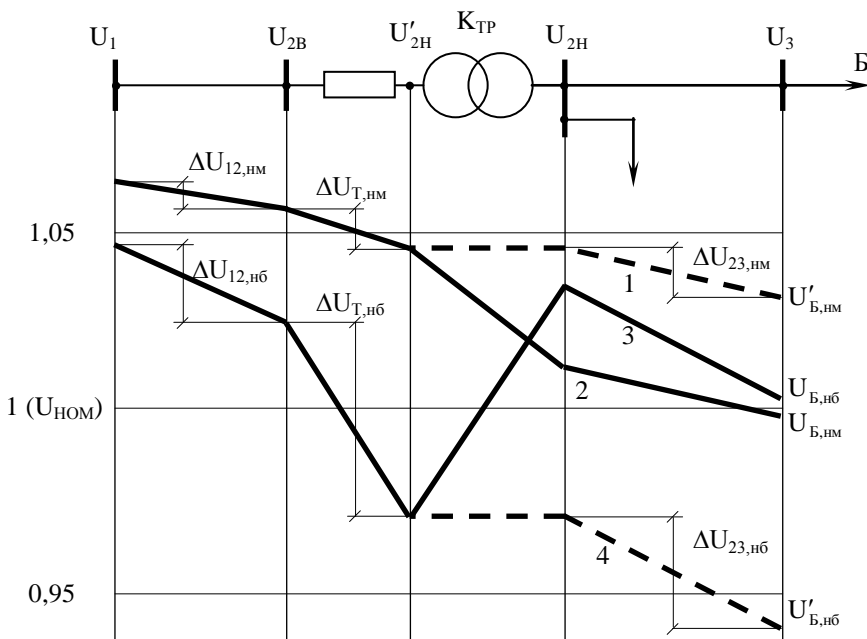


Рис.10.1. Графики распределения уровня напряжения от источника питания до шин потребителей в режимах наименьших и наибольших нагрузок.

Следует отметить, что отрезок 1 (рис.10.1.) параллелен отрезку 2, а отрезок 3 параллелен отрезку 4, поскольку потери в ЛЭП слабо зависят от уровня напряжения на подстанции.

На рисунке 10.1. приведены следующие обозначения:

U_1 – напряжение в центре питания;

$U_{2В}$ – напряжение на высокой стороне районной подстанции;

$U_{2Н}$ – напряжение на низкой стороне районной подстанции;

$K_{ТР}$ – коэффициент трансформации трансформатора;

$U'_{2Н}$ – напряжение на низкой стороне, приведенное к высокой стороне;

$U'_{Б,нм}$, $U'_{Б,нб}$ – напряжения на шинах удаленного потребителя при отсутствии регулирования напряжения на подстанции в режимах наименьшей и наибольшей нагрузок;

$U_{Б,нм}$, $U_{Б,нб}$ – напряжения на шинах удаленного потребителя при встречном регулировании напряжения на подстанции в режимах наименьшей и наибольшей нагрузок соответственно.

Исходя из рисунка 10.1. следует, что в режиме наименьших нагрузок без регулирования коэффициента трансформации уровень напряжения U_3 превышает $U_{НОМ}$, а в режиме наибольших нагрузок U_3 значительно меньше $U_{НОМ}$, при этом нарушается показатель качества электроэнергии δU_y .

Для обеспечения нормального уровня напряжения на шинах приемной подстанции необходимо изменить коэффициент трансформации трансформатора $K_{ТР}$. В режимах наибольшей нагрузки, когда напряжение у потребителей снижено за счет потерь необходимо уменьшать величину $K_{ТР}$, так, чтобы выполнялось равенство $U_{2Н}=1.05U_{НОМ.СЕТИ}$ [13]. В режимах наименьшей нагрузки необходимо увеличивать $K_{ТР}$ и поддерживать уровень напряжения $U_{2Н}=(1\div 1.02)$ [13].

На практике изменение $K_{ТР}$ возможно путем изменения числа витков обмоток трансформатора. Для этого в большинстве современных трансформаторов используется системы РПН или ПБВ, позволяющие переключать регулировочные ответвления.

В соответствии с [5,10], регулировочными ответвлениями называются ответвления обмотки, с которых можно снимать напряжение, отличающееся от номинального.

10.2. Регулирование напряжения на подстанциях с помощью трансформаторов

Конструктивно регулировочные ответвления располагаются на обмотке высокого напряжения трансформатора по следующим причинам:

- токи в обмотке высокого напряжения значительно меньше, чем в обмотках низкого, что позволяет упростить конструкцию переключателя ответвлений.
- обмотка высокого напряжения содержит большее количество витков, чем обмотка низкого. Таким образом, достигается плавное регулирование напряжения.

Рассмотрим схему электропередачи (рис.10.2) которая иллюстрирует способ регулирования напряжения на подстанции с помощью изменения коэффициента трансформации трансформатора.

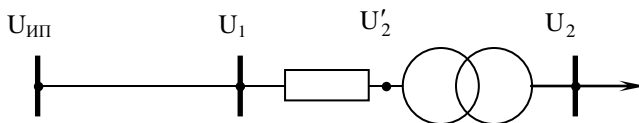


Рис.10.2. Схема электропередачи

Напряжение на высокой стороне трансформатора определяется как:

$$U_1 = U_{\text{ИП}} - \Delta U_{\text{СЕТИ}} \quad (10.1)$$

Напряжение на низкой стороне трансформатора, приведенное к высокой стороне:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (10.2)$$

Приведем (10.2) к напряжению низкой стороны:

$$U_2 = \frac{U'_2}{K_{\text{ТР}}} \quad (10.3)$$

В свою очередь точная величина коэффициента трансформации равна:

$$K_{\text{ТР}} = \frac{U_{\text{ОТВ}}}{U_{\text{НН}}} \quad (10.4),$$

где $U_{\text{ОТВ}}$ – напряжение соответствующего регулировочного ответвления.

Подставив (10.2) и (10.4) в (10.3) получим величину напряжения на низкой стороне трансформатора в зависимости от напряжения выбранного регулировочного ответвления:

$$U_2 = \frac{U_1 - \Delta U_{\text{ТР}}}{U_{\text{ОТВ}}} \cdot U_{\text{НН}} \quad (10.5).$$

Таким образом, изменяя напряжение ответвления можно осуществлять регулирование напряжения на низкой стороне трансформатора.

10.3. Трансформаторы с ПБВ и с РПН

Рассмотрим однолинейную схему трансформатора с ПБВ (рис.10.3), на которой имеются 5 регулировочных ответвлений. При подключении трансформатора через основное ответвление коэффициент трансформации соответствует номинальному.

Для увеличения напряжения на низкой стороне необходимо перейти на ответвление с меньшим количеством витков, при этом коэффициент трансформации будет уменьшен, а напряжение на низкой стороне увеличится.

Диапазон регулирования напряжения трансформаторов с ПБВ составляет $\pm 2 \times 2.5\%$ (± 5). В настоящее время большинство силовых трансформаторов с напряжениями 6÷10кВ на высокой стороне выпускаются с устройством ПБВ.

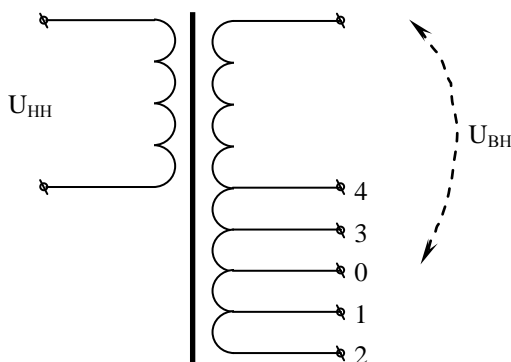


Рис.10.3. Принципиальная электрическая схема трансформатора с ПБВ.

Однако в большинстве системообразующих и распределительных сетей высокого напряжения использование трансформаторов с ПБВ не представляется возможным, поскольку одним из важнейших требований, предъявляемых к этим сетям, является бесперебойность, а переключатели ПБВ требуют обязательного отключения нагрузки при переключении ответвлений. Для решения данной проблемы и был разработан переключатель РПН. Существует много вариантов схем РПН, но для пояснения принципа работы рассмотрим упрощенную схему переключателя (рис.10.4).

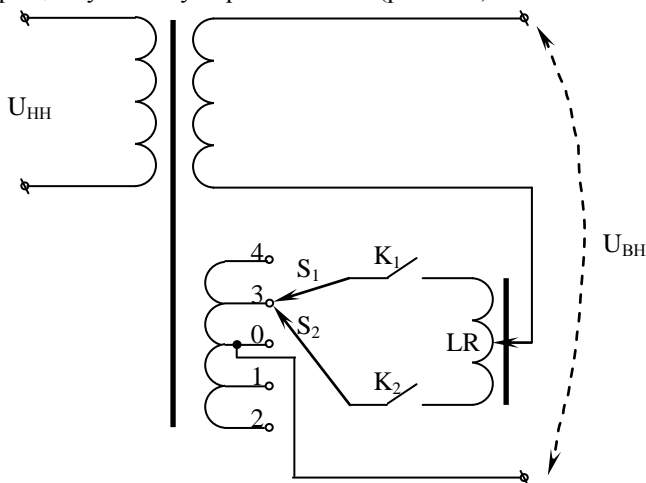


Рис.10.4. Упрощенная принципиальная электрическая схема трансформатора с РПН.

Обмотка высокого напряжения трансформатора с РПН содержит две части: регулируемую и нерегулируемую. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 0 – 4. Переключатель РПН имеет

также подвижные контакты S_1 и S_2 , контакторы K_1 и K_2 , а также сдвоенный реактор LR.

Для перехода на другое ответвление переключатель РПН осуществляет следующие действия:

- отключается контактор K_1 ;
- подвижный контакт S_1 переводится на соседнее ответвление;
- замыкается контактор K_1 , при этом через реактор LR протекают уравнивающие токи, величина которых незначительна, поскольку реактор обладает большой индуктивностью;
- отключается контактор K_2 ;
- подвижный контакт S_2 переводится на ответвление, куда был переведён S_1 ;
- замыкается контактор K_2 .

В нормальном режиме работы токи в плечах реактора LR создают одинаковые по величине, и противоположные по направлению магнитные поля, которые компенсируют друг друга, в результате чего индуктивное сопротивление реактора оказывается весьма незначительным.

Управление процессом работы переключателем РПН осуществляется системой автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Диапазон регулирования напряжения большинства двухобмоточных трансформаторов с РПН составляет $\pm 9 \times 1.78\%$ ($\pm 16\%$) или $\pm 8 \times 1.5\%$ ($\pm 12\%$) в зависимости от класса напряжения.

Следует отметить, что применение РПН экономически оправдано только на мощных трансформаторах, поскольку на маломощных стоимость переключателя оказывается сопоставима со стоимостью самого трансформатора.

10.4. Выбор регулировочных ответвлений двухобмоточного трансформатора

Существует несколько методов выбора регулировочных ответвлений, наиболее простым из которых является метод, основанный на непосредственном определении напряжения регулировочного ответвления.

Для реализации данного метода используется 3 этапа:

- Определение напряжения на низкой стороне U'_2 , приведённого к напряжению высокой стороны трансформатора U_1 (рис.10.2.).

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{\text{ТР}} \quad (10.6)$$

где $\Delta U_{\text{ТР}}$ - потери напряжения в трансформаторе.

Величина потерь напряжения может быть определена двумя способами:

а) через параметры схемы замещения R_T и X_T :

$$\Delta U_{\text{ТР}} = \frac{P' \cdot R_T + Q' \cdot X_T}{U_1} \quad (10.7)$$

$$P' = P_H + \Delta P_{\text{ТР}} \quad (10.8)$$

$$Q' = Q_H + \Delta Q_{TP} \quad (10.9)$$

где P_H , Q_H - нагрузка на низкой стороне трансформатора; ΔP_{TP} и ΔQ_{TP} - нагрузочные потери активной и реактивной мощности в трансформаторе (потери в меди).

б) через паспортные данные трансформатора:

$$\Delta U_{TP} = \frac{U_{B.HOM}}{100} \cdot (U_{A\%} \cdot \cos \varphi_H + U_{P\%} \cdot \sin \varphi_H) \cdot K_3 \quad (10.10)$$

где $\Delta U_{A\%}$ и $\Delta U_{P\%}$ - активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания; K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta U_{A\%} = \frac{P_K}{S_{HOM}} \cdot 100\% \quad (10.11)$$

$$\Delta U_{P\%} \approx U_{K\%} \quad (10.12)$$

$$K_3 = \frac{S_H}{n \cdot S_{HOM}} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{n \cdot S_{HOM}} \quad (10.13)$$

$$\varphi_H = \arctg \left(\frac{Q_H}{P_H} \right) \quad (10.14)$$

где P_H , Q_H и S_H - активная, реактивная и полная мощности нагрузки трансформатора; n - количество параллельно работающих трансформаторов.

– Определение желаемого напряжения на высокой стороне:

$$U_{B.Ж.} = (U_1 - \Delta U_{TP}) \cdot \frac{U_{H.HOM}}{U_{2.Ж.}} \quad (10.15)$$

где: $U_{H.HOM}$ - номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне; $U_{2.Ж.}$ - желаемое напряжение на низкой стороне.

В зависимости от режима работы электрической сети рекомендуется применять $U_{2.Ж.} = 1,05 \cdot U_{HOM.СЕТИ}$ и $U_{2.Ж.} = (1 \div 1,02) \cdot U_{HOM.СЕТИ}$ для максимального и минимального режимов соответственно.

– Выбор номинального напряжения регулировочного ответвления, ближайшего к $U_{B.Ж.}$:

Напряжение ступени регулирования:

$$\Delta U_{CT} = \frac{\Delta U_{CT\%}}{100} \cdot U_{B.HOM} \quad (10.16)$$

где: $\Delta U_{CT\%}$ - напряжение ступени регулирования в процентах от номинального (в зависимости от типа трансформатора 1,5% или 1,78%).

Номер ответвления, соответствующего желаемому напряжению:

$$n = \frac{U_{B.Ж.} - U_{B.HOM}}{\Delta U_{CT}} \quad (10.17)$$

Полученное значение n необходимо округлить до ближайшего целого, с учётом предельного значения n , определяемого конструкцией переключателя РПН (± 8 или ± 9).

Напряжение регулировочного ответвления:

$$U_{OT} = U_{В.НОМ} \pm n \cdot \Delta U_{CT} \quad (10.18)$$

Правильность выбора знака в (10.18) проверяется выполнением условия $U_{OT} = U_{В.Ж.}$

- Определение действительного напряжения на выходе трансформатора:

$$U_{2.Д.} = (U_1 - \Delta U_{TP}) \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{OT}} \quad (10.19)$$

В подавляющем большинстве случаев выбор ответвлений трансформаторов с РПН необходимо выполнять для максимальных и минимальных режимов работы сети.

10.5. Особенности выбора ответвлений трансформаторов с ПБВ

Трансформаторы с переключателями ПБВ не позволяют часто осуществлять переключения, поэтому рассчитывается одно регулировочное ответвление, соответствующее максимальному и минимальному режиму работы электрической сети.

Для этого, согласно (10.15) определяются два значения желаемого напряжения на высокой стороне, соответствующие максимальному $U_{В.Ж.}^{MAX}$ и минимальному $U_{В.Ж.}^{MIN}$ режимам работы, по величинам которых рассчитывается среднее значение желаемого напряжения на высокой стороне трансформатора:

$$U_{В.Ж.}^{CP} = \frac{U_{В.Ж.}^{MAX} + U_{В.Ж.}^{MIN}}{2} \quad (10.20)$$

Далее по (10.17) и (10.18) определяется напряжение ответвления U_{OT}^{CP} , по которому находятся действительные напряжения на низкой стороне трансформатора в режимах максимальной и минимальной нагрузки.

$$U_{2.Д.}^{MAX} = (U_1^{MAX} - \Delta U_{TP}^{MAX}) \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{OT}^{CP}} \quad (10.21)$$

$$U_{2.Д.}^{MIN} = (U_1^{MIN} - \Delta U_{TP}^{MIN}) \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{OT}^{CP}} \quad (10.22)$$

Если полученные по (10.21) и (10.22) уровни напряжений выходят за границы предельно допустимых значений, то необходимо предусмотреть сезонное регулирование напряжений с помощью ПБВ.

10.6. Выбор регулировочных ответвлений трёхобмоточных трансформаторов

В большинстве случаев трёхобмоточные трансформаторы снабжаются устройствами ПБВ и РПН, причём переключатель РПН, расположен на обмотке высокого напряжения, а переключатель ПБВ – на обмотке среднего.

Соответственно переключатель РПН позволяет регулировать напряжение на стороне низкого и среднего напряжения, а переключатель ПБВ – только на стороне среднего напряжения.

Такие конструктивные особенности трёхобмоточного трансформатора определяют последовательность выбора регулировочных ответвлений:

1) Выбираются ответвления РПН со стороны высокого напряжения для режимов максимальных и минимальных нагрузок, причём трансформатор рассматривается как двухобмоточный.

$$U_{В.Ж.} = (U_1 - \Delta U_{ТР.В-Н}) \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{Н.Ж.}} \quad (10.23)$$

где $U_{Н.Ж.}$ - желаемое напряжение на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора, которое принимается равным $U_{Н.Ж.} = 1,05 \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для максимального режима и $U_{Н.Ж.} = (1 \div 1,02) \cdot U_{НОМ.СЕТИ}$ для минимального; $\Delta U_{Т.В-Н}$ - сумма потерь напряжения в обмотках высокого $\Delta U_{ТР.В}$ и низкого напряжения $\Delta U_{ТР.Н}$:

$$\Delta U_{ТР.В-Н} = \Delta U_{ТР.В} + \Delta U_{ТР.Н} \quad (10.24)$$

В свою очередь потери в обмотках можно определить как (рис.10.5.):

$$\Delta U_{ТР.В} = \frac{P'_B \cdot R_B + Q'_B \cdot X_B}{U_1}, \quad (10.25)$$

$$U_A = U_1 - \Delta U_{ТР.В} \quad (10.26)$$

$$\Delta U_{ТР.Н} = \frac{P'_H \cdot R_H + Q'_H \cdot X_H}{U_A}, \quad (10.27)$$

2) Согласно (10.16 – 10.18), по значениям $U_{В.Ж.}^{MAX}$ и $U_{В.Ж.}^{MIN}$ определяются напряжения ответвлений для максимального и минимального режимов $U_{ОТ}^{MAX}$ и $U_{ОТ}^{MIN}$ соответственно.

3) Определяются действительные уровни напряжения на низкой стороне трёхобмоточного трансформатора в режимах максимальной и минимальной нагрузок:

$$U_{Н.Д.} = (U_1 - \Delta U_{ТР.В-Н}) \cdot \frac{U_{Н.НОМ}}{U_{ОТ}} \quad (10.28)$$

4) Выбирается одно желаемое напряжение ответвления со стороны среднего напряжения:

$$U_{С.Ж.} = \frac{U_C (U_{ОТ}^{MAX} + U_{ОТ}^{MIN})}{U'_{С.МАН} + U'_{С.МАН}} \quad (10.29)$$

где U_C – желаемое напряжение на шинах среднего напряжения, выбираемое как $U_C = 1,025 \cdot U_{C.СЕТИ}$; $U'_{C.MAX}$ и $U'_{C.MIN}$ – напряжение на средней стороне трансформатора, приведённое к напряжению высокой стороны в режимах минимальной и максимальной нагрузок, которое в общем виде определяется как:

$$U'_C = U_1 - (\Delta U_{TP.B} + \Delta U_{TP.C}) \quad (10.30)$$

$$\Delta U_{TP.C} = \frac{P'_C \cdot R_C + Q'_C \cdot X_C}{U_A} \quad (10.31)$$

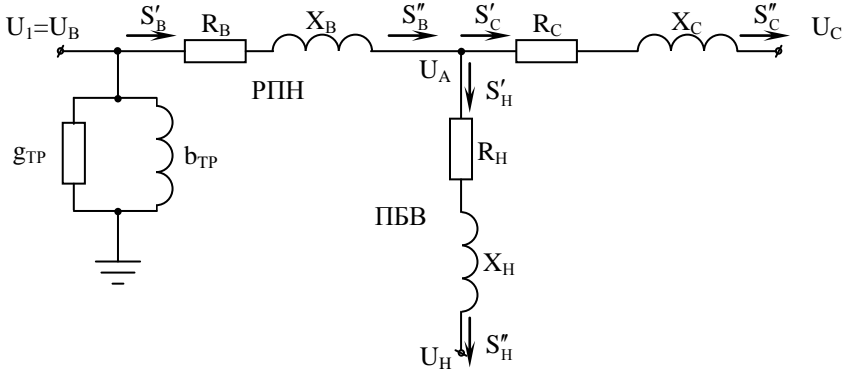


Рис.10.5. Схема замещения для выбора регулировочных ответвлений трехобмоточного трансформатора.

5) По величине $U_{C.Ж.}$ выбирается стандартное ответвление на стороне среднего напряжения $U_{C.OT}$:

$$n = \frac{U_{C.Ж.} - U_{C.НОМ}}{\Delta U_{CT}} \quad (10.32)$$

$$U_{C.OT} = U_{C.НОМ} \pm n \cdot \Delta U_{CT} \quad (10.33)$$

Следует отметить, что величина ΔU_{CT} в (10.33) определяется по выражению (10.16), исходя из условия, что для переключателя ПБВ $\Delta U_{CT\%} = 2,5\%$.

6) Определяются действительные напряжения на шинах среднего напряжения в режимах наибольших и наименьших нагрузок:

$$U_{C.Д.}^{MAX} = \frac{U'_{C.MAX}}{U_{OT}^{MAX}} \cdot U_{C.OT} \quad (10.34)$$

$$U_{C.Д.}^{MIN} = \frac{U'_{C.MIN}}{U_{OT}^{MIN}} \cdot U_{C.OT} \quad (10.35)$$

Если полученные по (10.34) и (10.35) уровни напряжений выходят за границы предельно допустимых значений, то необходимо предусмотреть сезонное регулирование напряжений с помощью ПБВ.

10.7. Выбор регулировочных ответвлений автотрансформаторов

Автотрансформаторы снабжаются последовательным регулировочным трансформатором, включенным в нейтраль обмотки высокого и среднего напряжений с диапазоном регулирования $\pm 10 \times 1\%$. Кроме того, на выводах обмотки среднего напряжения устанавливается устройство РПН с диапазоном $\pm 6 \times 2\%$ (рис. 10.6). Поэтому в общем виде алгоритм выбора регулировочных ответвлений автотрансформатора заключается в следующем:

- выбор ответвлений последовательного регулировочного трансформатора, обеспечивающего встречное регулирование напряжения на шинах низкого напряжения;
- выбор регулировочных ответвлений обмотки среднего напряжения, при которых обеспечивается желаемое напряжение на стороне среднего напряжения автотрансформатора.

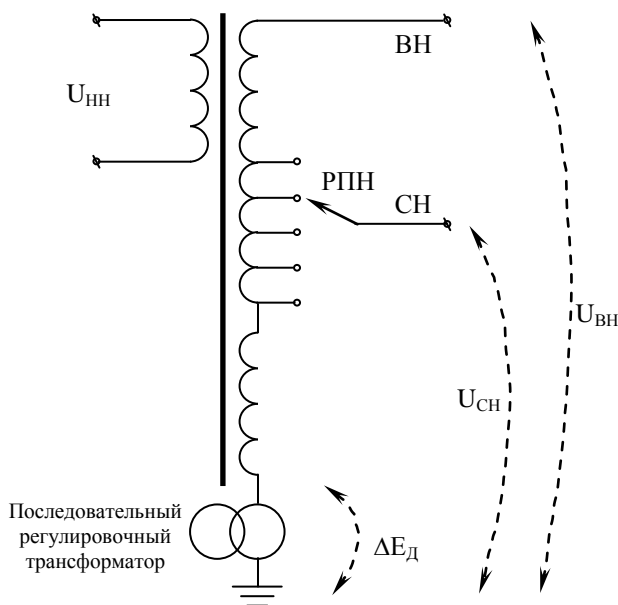


Рис.10.6. Схема замещения для выбора регулировочных ответвлений автотрансформатора.

Таким образом, задача выбора состоит из следующих этапов:

- 1) Определяются напряжения на шинах среднего U'_C и низкого U'_H напряжений, приведенные к высокому напряжению:

$$U_A = U_I - \Delta U_{\text{ТР.В}} \quad (10.36)$$

$$U'_C = U_A - \Delta U_{\text{ТР.С}} \quad (10.37)$$

$$U'_H = U_A - \Delta U_{\text{ТР.Н}} \quad (10.38)$$

- 2) Определяется добавочная ЭДС последовательного регулировочного трансформатора:

$$\Delta E_{\text{д}} = \frac{U'_{\text{н}} \cdot U_{\text{н.НОМ}} - U_{\text{н.Ж.}} \cdot U_{\text{в.НОМ}}}{U_{\text{н.Ж.}}} \quad (10.39)$$

где $U_{\text{н.Ж.}}$ - желаемое напряжение на низкой стороне автотрансформатора, которое принимается равным $U_{\text{н.Ж.}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для максимального режима и $U_{\text{н.Ж.}} = (1 \div 1,02) \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для минимального.

$$\Delta E_{\text{д}\%} = \frac{\Delta E_{\text{д}} \cdot 100}{U_{\text{в.НОМ}}} \quad (10.40)$$

По величине $\Delta E_{\text{д}\%}$ подбирается ближайшее стандартное значение добавочной ЭДС.

3) Определяется действительное значение напряжения на низкой стороне:

$$U_{\text{н.д.}} = \frac{U'_{\text{н}} \cdot U_{\text{н.НОМ}}}{U_{\text{в.НОМ}} + \Delta E_{\text{д}}} \quad (10.41)$$

4) Выбираются ответвления на выводе обмотки среднего напряжения:

$$U_{\text{с.от}} = \frac{U_{\text{в.НОМ}} \cdot U_{\text{с.ж.}} + U_{\text{с.ж.}} \cdot \Delta E_{\text{д}} - U'_{\text{с}} \cdot \Delta E_{\text{д}}}{U'_{\text{с}}} \quad (10.42)$$

где $U_{\text{с.ж.}}$ - желаемое напряжение на средней стороне автотрансформатора, которое принимается равным $U_{\text{с.ж.}} = 1,05 \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для максимального режима и $U_{\text{с.ж.}} = (1 \div 1,02) \cdot U_{\text{НОМ.СЕТИ}}$ для минимального.

5) Определяется стандартное ответвление РПН на средней стороне автотрансформатора с учётом (10.16) (10.17):

$$U_{\text{с.от}}^{\text{СТАНД}} = U_{\text{с.НОМ}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{СТ}} \quad (10.43)$$

6) Рассчитывается действительное значение напряжения на средней стороне:

$$U_{\text{с.д.}} = \frac{U'_{\text{с}} \cdot (U_{\text{с.от}}^{\text{СТАНД}} + \Delta E_{\text{д}})}{U_{\text{в.НОМ}} + \Delta E_{\text{д}}} \quad (10.44)$$

Полученное напряжение на средней стороне автотрансформатора должно быть близким к желаемой величине $U_{\text{с.ж.}}$.

10.8. Регулирование напряжения на электростанциях

Одним из возможных способов регулирования напряжения в электрической сети является использование возможностей генераторов электростанций, устройство которых позволяет регулировать уровень напряжения на шинах путем изменения тока возбуждения. Такое регулирование напряжения называют централизованным [5].

Конструктивно допустимыми пределами регулирования являются $(0,95 \div 1,05)U_{\text{НОМ.Г.}}$. При этом номинальное напряжение генераторов больше номинального напряжения сетей на 5% [6,10]. Например, в сетях 6 и 10 кВ номинальное напряжение генераторов составляет 6,3 и 10,5кВ соответственно. Тогда диапазон регулирования напряжения для таких генераторов составляет $6 \div 6,6$ и $10 \div 11$ кВ соответственно.

Нетрудно показать, что этого диапазона недостаточно для качественного регулирования напряжения.

Так приближенная величина потерь напряжения в трансформаторе может быть определена исходя из выражения:

$$\Delta U_{T\%} \approx 0,1 \cdot S_{T*} \cdot 100 \quad (10.45);$$

где S_{T*} – мощность нагрузки трансформатора, приведенная к номинальной:

$$S_{T*} = \frac{S_T}{S_{НОМ}} \quad (10.46);$$

где S_T – мощность нагрузки трансформатора; $S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора.

Поскольку в реальных электрических сетях от генератора до потребителя имеется не менее 3÷4 ступеней трансформации, то в соответствии с (10.45) суммарные потери напряжения составляют:

$$\sum \Delta U_{T\%} \approx (0,3 \div 0,4) \cdot S_{T*} \cdot 100 \quad (10.47).$$

Если принять во внимание, что приведенная мощность трансформаторов в наибольшем режиме составляет $S_{T*} = 1$, а в наименьшем $S_{T*} = 0.4$, то можно определить суммарные значения потерь напряжения для режима наибольших и наименьших нагрузок соответственно: $\sum \Delta U_{T\%.нб} = (30 \div 40)\%$ и $\sum \Delta U_{T\%.нб} = (12 \div 16)\%$.

Результаты практических замеров [35] установившегося отклонения напряжения в реальных электрических сетях показали, что $\delta U_y = (18 \div 24)\%$.

В целом, можно выделить две причины невозможности широкого использования генераторов в качестве основного средства регулирования напряжения:

- диапазон регулирования напряжения генераторов недостаточен для обеспечения соответствия качества электрической энергии требованиям [2];
- существует трудность согласования уровней напряжения у близких и дальних потребителей.

Таким образом, централизованное регулирование с помощью генераторов применяется только как вспомогательное средство регулирования напряжения.

10.9. Компенсация реактивной мощности

Под компенсацией реактивной мощности понимается выработка и потребление реактивной мощности, так называемыми компенсирующими устройствами (КУ), к которым относятся конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы, реакторы и статические источники реактивной мощности.

Основными целями установки компенсирующих устройств являются:

- Обеспечение баланса реактивной мощности

$$Q_{Г(60\%)} + Q_{В(20\%)} + Q_{К(20\%)} = Q_{НАГ} + \Delta Q_{Л} + \Delta Q_{Т} \quad (10.48)$$

В среднем генераторами вырабатывается около 60% потребляемой реактивной мощности [5]. Недостающие 40% обусловлены как зарядной мощ-

ностью линий Q_B (20%) так и выработкой компенсирующими устройствами (20%).

- Снижение потерь электроэнергии.
- Регулирование напряжения.

Снижение потерь электроэнергии может быть получено путём установки КУ в непосредственной близости от потребителя. При этом вырабатываемая компенсирующими устройствами реактивная мощность потребляется нагрузкой, а поток реактивной мощности по линии от генератора уменьшается (рис.10.7).

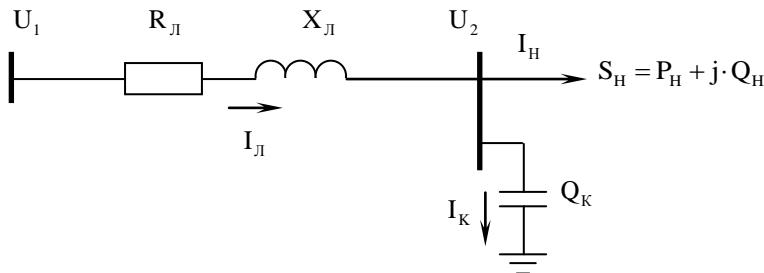


Рис.10.7. Параллельная компенсация реактивной мощности

Поток мощности по линии без компенсирующих устройств равен:

$$S_L = P_H + j \cdot Q_H \quad (10.49),$$

После установки компенсирующих устройств величина потока уменьшится на величину $j \cdot Q_K$:

$$S_L = P_H + j \cdot (Q_H - Q_K) \quad (10.50),$$

Таким образом, после установки компенсирующих устройств, за счет уменьшения величины реактивной мощности может быть увеличена передаваемая активная мощность.

Потери активной мощности до установки КУ равны:

$$\Delta P = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U^2} \cdot R_L \quad (10.51).$$

После установки КУ величина потерь мощности равна:

$$\Delta P_{КУ} = \frac{P_H^2 + (Q_H - Q_K)^2}{U^2} \cdot R_L \quad (10.52).$$

В соответствии с выражением (10.52), после установки КУ величина потерь активной мощности в линии снижается.

Аналогичным способом можно показать снижение потерь напряжения. До компенсации можно записать:

$$\Delta U = \frac{P_H \cdot R_L + Q_H \cdot X_L}{U} \quad (10.53)$$

После установки КУ величина потерь напряжения равна:

$$\Delta U_{КУ} = \frac{P_H \cdot R_L + (Q_H - Q_K) \cdot X_L}{U} \quad (10.54).$$

Анализ (10.53) и (10.54) показывает, что КУ позволяют повысить уровень напряжения в конце линии за счет уменьшения потерь напряжения. Это явление называется регулирующим эффектом компенсирующих устройств по напряжению.

Оценить степень такого регулирования можно согласно выражению:

$$\Delta U_{\text{РЕГ}} = \Delta U - \Delta U_{\text{КУ}} = \frac{Q_K \cdot X_L}{U} \quad (10.55)$$

Откуда можно выразить величину мощности компенсирующих устройств, необходимую для снижения потерь напряжения на величину $\Delta U_{\text{РЕГ}}$:

$$Q_K = \frac{\Delta U_{\text{РЕГ}} \cdot U}{X_L} \quad (10.56)$$

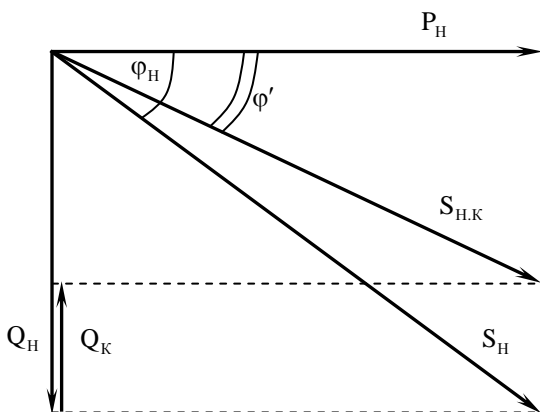


Рис.10.8. Диаграмма мощности при частичной компенсации реактивной мощности.

Из рисунка 10.8 следует, что величина Q_K может быть определена как:

$$Q_K = P_H \cdot (\operatorname{tg} \varphi_H - \operatorname{tg} \varphi') \quad (10.57)$$

где $\operatorname{tg} \varphi'$ - желаемый тангенс угла φ .

Для построения векторной диаграммы для схемы (рис10.7), воспользуемся выражениями:

Напряжение в начале линии после компенсации:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + I_L \cdot (R_L + j \cdot X_L),$$

где ток в сопротивлениях равен $I_L = I_H + I_K$,

тогда:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_H \cdot R_L + j \cdot \dot{I}_H \cdot X_L + \dot{I}_K \cdot R_L + j \cdot \dot{I}_K \cdot X_L \quad (10.58)$$

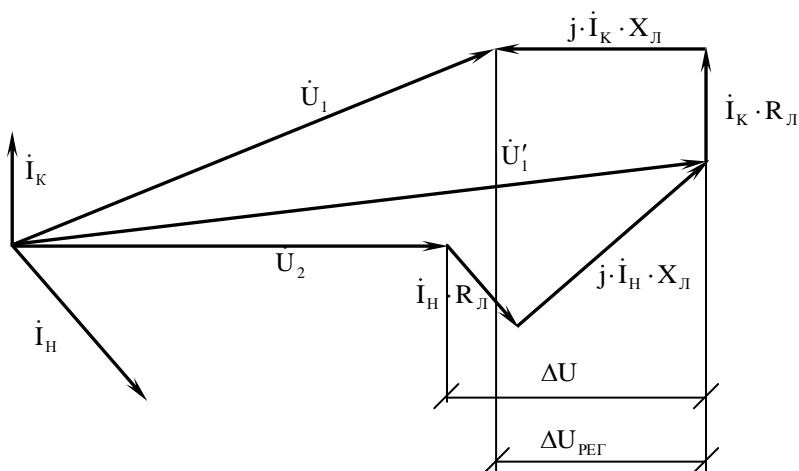


Рис.10.9 Векторная диаграмма линии при параллельной компенсации

Из рисунка 10.9 видно, что ΔU_{PEG} зависит от \dot{I}_K и X_L . Величина желаемого $\text{tg}\varphi'$ для линий электропередачи разного класса напряжения различна: $\text{tg}\varphi'_{35\text{кВ}} = 0,24$, $\text{tg}\varphi'_{110\text{кВ}} = 0,29$ и $\text{tg}\varphi'_{220\text{кВ}} = 0,4$ [5].

10.10. Устройства регулирования реактивной мощности

Для компенсации реактивной мощности в электрических сетях в общем случае используются устройства, способные как вырабатывать, так и потреблять РМ, в частности:

- Синхронные генераторы (СГ).

СГ позволяют вырабатывать реактивную мощность за счёт снижения выработки активной, что не всегда экономически оправдано. Возможности СГ по выработке РМ определяются его P-Q диаграммой (рис.10.10).

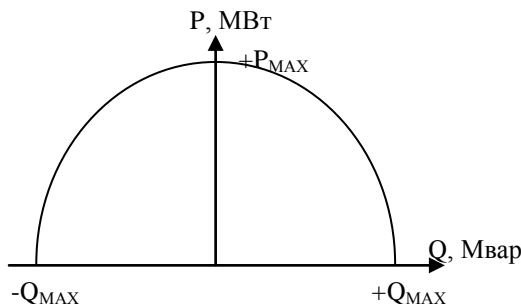


Рис.10.10. P-Q диаграмма синхронного генератора.

В режиме максимальной выработки $+P_{\text{MAX}}$ СГ не могут вырабатывать или потреблять дополнительную реактивную мощность, тогда как на холостом ходу диапазон компенсации РМ можно изменять от $-Q_{\text{MAX}}$ до $+Q_{\text{MAX}}$. Основным недостатком использования СГ в качестве источника РМ является необходимость её передачи через всю сеть, что сопровождается дополнительными потерями мощности.

– Конденсаторные батареи (КБ).

В общем случае КБ можно подсоединять к сети по схемам “треугольник” и “звезда” (рис.10.11.а,б), при этом выработка РМ для схемы “треугольник” составляет:

$$Q_{\text{КБ}}^{\Delta} = \frac{U_{\text{Л}}^2}{X_{\text{КБ}}} = \frac{3 \cdot U_{\text{Ф}}^2}{X_{\text{КБ}}} \quad (10.59)$$

Для схемы “звезда”:

$$Q_{\text{КБ}}^{\text{Y}} = \frac{U_{\text{Ф}}^2}{X_{\text{КБ}}} \quad (10.60)$$

В соответствии со схемой “треугольник”, батареи включаются на линейное напряжение, которое больше фазного в $\sqrt{3}$ раз, поэтому выработка РМ увеличивается в 3 раза.

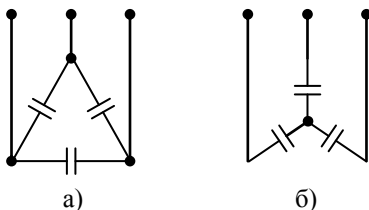


Рис.10.11. Способы соединения конденсаторных батарей для выработки реактивной мощности.

Среди всех известных источников РМ конденсаторные батареи имеют самую низкую стоимость и малые значения потерь электроэнергии. Однако невозможность плавного регулирования мощности, отсутствие возможности потребления РМ и отрицательный регулирующий эффект по напряжению являются недостатками, ограничивающими область применения КБ.

– Синхронные компенсаторы (СК).

Синхронным компенсатором называется синхронный двигатель без нагрузки на валу, который способен как вырабатывать, так и потреблять реактивную мощность. Регулирование РМ осуществляется с помощью тока возбуждения. В настоящее время в электрических сетях СК не находят широкого применения в связи с высокой стоимостью выработки 1 квар РМ и наличием больших потерь активной мощности.

– Шунтирующие реакторы (ШР).

ШР применяются для потребления избытков РМ в ЛЭП 500кВ и выше (рис.10.12). В подавляющем большинстве случаев реактивная мощность $Q_{\text{В}}$, генерируемая такими линиями, не может быть потреблена нагрузкой

и её избыток приводит к значительным перенапряжениям, способным привести к повреждению изоляции ЛЭП, коммутационных аппаратов, трансформаторов и т.д.

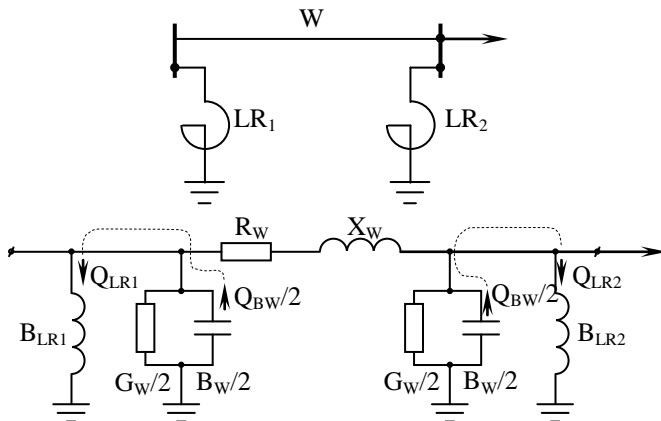


Рис.10.12 Схема подключения шунтирующих реакторов к линии и схема замещения.

Величина мощности, потребляемой шунтирующим реактором, определяется как:

$$Q_p = U^2 \cdot B_{LR} \quad (10.61)$$

где B_{LR} – реактивная проводимость ШР на землю.

В подавляющем большинстве случаев избыток реактивной мощности ВЛ наблюдается в режимах холостого хода и близких к ним, поэтому в начале и в конце линий в таких режимах необходимо подключать ШР.

- Статические тиристорные компенсаторы (СТК).

СТК представляют собой включенные параллельно КБ и управляемый тиристорами ШР (рис.10.13). Также существует вариант СТК с управляемыми КБ [3,36].

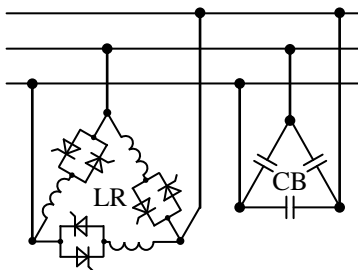


Рис.10.13 Схема силовых цепей СТК.

Регулирование потребления реакторами РМ осуществляется с помощью тиристоров, включенных по встречно-параллельной схеме.

Следует отметить, что СТК в отличие от СК имеют меньшие значения потерь активной мощности и невысокую стоимость выработки РМ, поэтому

в настоящее время использование СТК являются одним из перспективных направлений при создании “гибких” электропередач переменного тока [36]. Такие электропередачи способны изменять свои параметры в соответствии с режимом работы электрической сети.

10.11. Продольная компенсация сопротивления линии

Одним из эффективных способов повышения пропускной способности электропередач переменного тока является продольная компенсация индуктивного сопротивления линии. Для этого в цепь линии устанавливается установка продольной компенсации (УПК) (рис.10.14) [5,6].

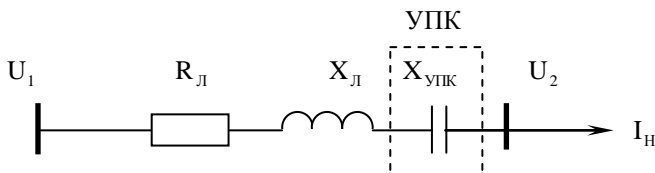


Рис.10.14 Схема подключения УПК в линию.

Напряжение в начале линии равно:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \dot{I}_H \cdot R_L + j \cdot \dot{I}_H \cdot X_L - j \cdot \dot{I}_H \cdot X_{УПК} \quad (10.62)$$

Таким образом, величина напряжения в конце линии после установки УПК будет увеличена (рис.10.15).

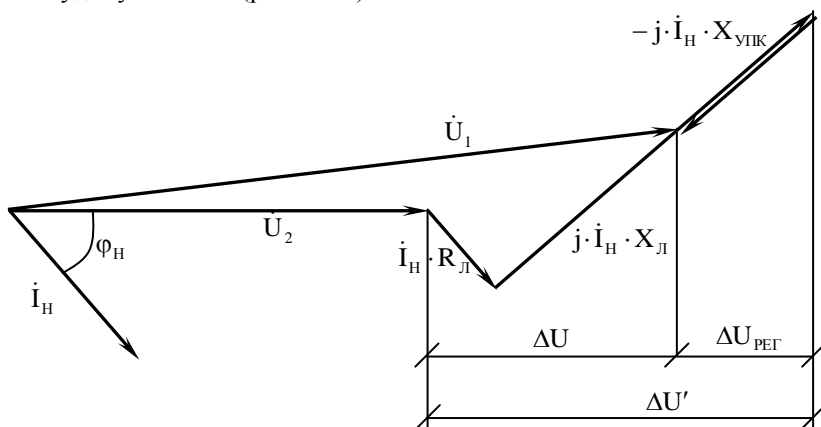


Рис.10.15. Векторная диаграмма линии электропередачи при продольной компенсации.

Степень компенсации в данном случае можно определить как:

$$\alpha = \frac{X_{УПК}}{X_L} \quad (10.63)$$

В общем случае, УПК можно использовать как для регулирования напряжения, так и для повышения пропускной способности дальних линий

электропередачи. Под пропускной способностью линии понимается наибольшая мощность, которую линия может передать при всех технических ограничениях.

В случае, ограничения пропускной способности электропередачи по условию статической устойчивости [3] использование УПК позволяет значительно увеличить предельное значение такого ограничения:

$$P_{\text{пр}} \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\text{л}} - X_{\text{УПК}}} \quad (10.64)$$

Снижение величины потерь напряжения можно определить из выражения:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{н}} \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{н}} \cdot (X_{\text{л}} - X_{\text{УПК}})}{U} \quad (10.65)$$

Как следует из рисунка 10.15 применение УПК наиболее целесообразно при малых значениях $\cos \varphi$.

10.12. Сравнение способов регулирования напряжения

Исходя из вышеизложенного, основным способом регулирования напряжения в электрических сетях является применение трансформаторов с устройствами РПН.

К вспомогательным способам также можно отнести:

- Применение трансформаторов с устройствами ПБВ;
- Использование генераторов электростанций (централизованное регулирование);
- Изменение потоков реактивной мощности с помощью продольной компенсации;
- Снижение реактивного сопротивления линий электропередачи с помощью продольной компенсации.

10.13. Способы регулирования частоты в энергосистеме

В общем случае, под процессом регулирования частоты в энергосистеме понимается поддержание частоты в допустимых пределах [34].

Существует три взаимосвязанных вида регулирования частоты: первичное, вторичное и третичное.

Первичное регулирование частоты [34] осуществляется автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ) турбин. При изменении частоты вращения турбины такие регуляторы осуществляют воздействие на регулирующие органы турбины, изменяя подачу энергоносителя. При повышении частоты вращения регулятор уменьшает выпуск энергоносителя в турбину, а при снижении частоты – увеличивает.

Назначение первичного регулирования заключается в удержании частоты в допустимых пределах при нарушении баланса активной мощности. При этом частота до номинального значения не восстанавливается, что обусловлено статизмом регуляторов.

Вторичное регулирование частоты – процесс восстановления планового баланса мощности путём использования вторичной регулирующей мощности для компенсации возникшего небаланса, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и использованных при первичном регулировании резервов первичной регулирующей мощности. Вторичное регулирование может осуществляться автоматически или по командам диспетчера.

Вторичное регулирование начинается после действия первичного и предназначено для восстановления номинальной частоты и плановых перетоков мощности между энергосистемами.

Третичное регулирование используется для восстановления резервов первичного и вторичного регулирования и для оказания взаимопомощи энергосистемам при неспособности отдельных энергосистем в составе ОЭС самостоятельно обеспечить вторичное регулирование.

Следует также отметить, что участие в первичном регулировании частоты является обязательным для всех электростанций, тогда как другие виды регулирования частоты осуществляются отдельными электростанциями объединённых энергосистем.

10.14. Регулирование частоты вращения турбины

Частота в энергосистеме определяется точкой пересечения статической характеристики генераторов и нагрузки по частоте (рис.10.16, точка 0). В свою очередь, частота вращения генераторов определяется частотой вращения турбин. Каждая турбина снабжена направляющим аппаратом, который регулирует скорость энергоносителя, пропускаемого через турбину. В свою очередь направляющий аппарат управляется с помощью ГРАПМ станции.

В случае понижения частоты в энергосистеме статическая характеристика нагрузки по частоте перемещается вправо (рис.10.16) и баланс активной мощности в системе устанавливается в точке 1 при частоте f .

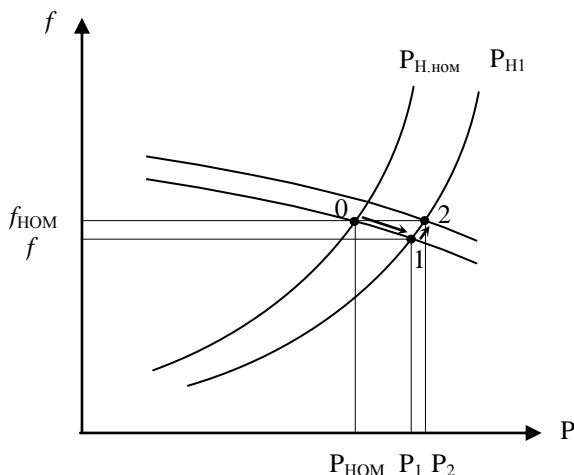


Рис.10.16. Регулирование частоты в энергосистеме.

Для восстановления значения частоты на уровне $f_{\text{ном}}$ ГРАРМ открывает направляющий аппарат, увеличивая пропуск энергоносителя через турбину. При этом статическая характеристика генератора по частоте перемещается вверх, и баланс активной мощности устанавливается в точке 2, а частота восстанавливается до $f_{\text{ном}}$.

Таким образом, для увеличения частоты в системе необходима дополнительная активная мощность.

Аналогичным образом регулятор турбины снижает частоту при уменьшении нагрузки энергосистемы путём закрытия направляющего аппарата.

11. Общие вопросы проектирования систем передачи и распределения электроэнергии

В процессе проектирования электрических сетей необходимо определять оптимальные решения и выбирать наилучшие параметры таких решений. Для этого проектировщиком решаются следующие характерные задачи [13]:

- выбор конфигурации электрической сети и её конструктивного исполнения;
- выбор числа цепей ЛЭП и количества трансформаторов на подстанциях;
- выбор номинального напряжения ЛЭП;
- выбор материала и площади сечения проводников ЛЭП;
- выбор схем подстанций;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надёжности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения качества электроэнергии;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети;
- выбор средств повышения пропускной способности сети.

В большинстве случаев, на предварительном этапе расчёта систем передачи и распределения электроэнергии намечаются несколько вариантов, для которых определяются основные технические решения. Далее, в зависимости от условий производится технико-экономическое сравнение вариантов, результатом которого является выбор оптимального. Полученный таким образом вариант используется для дальнейшего подробного расчёта.

11.1. Выбор конфигурации и номинального напряжения сети

В общем случае выбор конфигурации электрической сети может осуществляться по критерию минимума приведённых затрат с учётом категорий надёжности потребителей. В качестве основных методов выбора можно использовать метод наименьшей длины ЛЭП или метод «эквивалентных километров» [6], позволяющий учесть фактор экологического воздействия электрической сети.

В общем виде для выбора номинального напряжения воздушной линии электропередачи необходимы величина передаваемой мощности P и длина ℓ .

Выбор номинальных напряжений линий можно осуществлять:

- по кривым равноэкономичности применения разных напряжений (рис.5.5.)

Для выбора номинального напряжения по таким кривым необходимо определить точку пересечения заданной величины мощности P и длины ℓ . Зона расположения такой точки определяет необходимое номинальное напряжение.

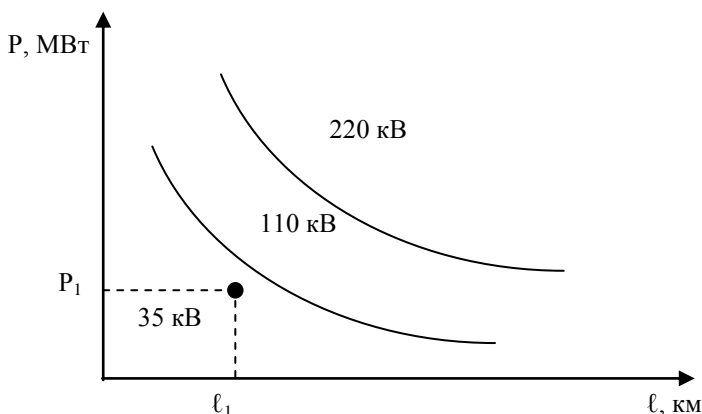


Рис.11.1. Кривые равноэкономичности применения напряжений.

- по таблицам, в которых для каждого класса напряжения приводятся диапазоны длин и передаваемых мощностей.

Таблица 11.1. – Рекомендуемые диапазоны передаваемых мощностей и длин линий при различных уровнях номинальных напряжений.

Напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Наибольшая длина, км
110	25-50	50-150
220	100-200	150-250
330	300-400	200-300
500	700-900	800-1200

- по эмпирическим формулам, которые дают расчётное значение напряжения.

Наиболее часто применяются формулы Илларионова (11.1), Стилла (11.2) и Залесского (11.3) [6].

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}} \quad (11.1)$$

$$U_p = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P} \quad (11.2)$$

$$U_p = \sqrt{P \cdot (100 + 15 \cdot \sqrt{l})} \quad (11.3)$$

Выражение (11.2) применяется для ЛЭП длиной до 250 км при передаче мощности не более 60 МВт. Диапазон длинны ЛЭП при использовании выражения (11.3) не превышает 1000км. При этом самые точные результаты могут быть получены с помощью выражения (11.1), особенно для мощностей более 1000МВт.

Полученное по (11.1) – (11.3) расчётное значение напряжения U_p необходимо округлить до стандартного номинального напряжения.

При выборе номинальных напряжений в электрической сети необходимо также учитывать шкалу номинальных напряжений [3], рекомендуемую для рассматриваемой энергосистемы. Следует также избегать применения на одной подстанции более трёх классов напряжений, поскольку это может обустраивать существенное удорожание проекта [5,6].

11.2. Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанциях

Согласно [14] на главных понизительных подстанциях, питающих потребителей 1 и 2 категорий рекомендуется применять не более двух трансформаторов. При питании от подстанции только потребителей 3 категории, и если их суммарная мощность не превышает 6,3 МВт, то можно использовать один трансформатор. Использование трёх и более трансформаторов на подстанции приводит к существенному усложнению схемы подстанции и систем автоматики [14].

Условие выбора мощности для одного двухобмоточного трансформатора на подстанции имеет вид:

$$S_{\text{ТР}} \geq S_{\text{Н}} \quad (11.4)$$

Для двух трансформаторов:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{Н}}}{K_3^{\text{П/А}}} \quad (11.5)$$

где $S_{\text{ТР}}$ - расчётная мощность трансформатора; $S_{\text{Н}}$ - мощность нагрузки подстанции; $K_3^{\text{П/А}}$ - коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, принимаемый равным 1,4 [1,5,6,10].

В случае применения на подстанциях двух трёхобмоточных или автотрансформаторов условие выбора номинальной мощности имеет вид:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{Н}} + S_{\text{С}}}{K_3^{\text{П/А}}} \quad (11.6)$$

где $S_{\text{С}}$ - мощность, передаваемая в сеть среднего напряжения.

В отличие от трёхобмоточных, у автотрансформаторов необходимо проверять загрузку обмотки низкого напряжения, номинальная мощность которой меньше номинальной мощности АТ:

$$S_{\text{ТР}} \geq \frac{S_{\text{Н}}}{\alpha_{\text{НН}}} \quad (11.7)$$

где $\alpha_{\text{НН}}$ - коэффициент обмотки низкого напряжения.

11.3. Экономические режимы работы трансформаторов

Экономические режимы работы многотрансформаторных подстанций определяются оптимальным количеством включенных трансформаторов в режиме наименьших нагрузок.

В общем виде зависимость суммарных потерь активной мощности ΔP_{Σ} от нагрузки S в n трансформаторах на подстанции имеет вид:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K} \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_{X} \quad (11.8)$$

Первое слагаемое в выражении (11.8) представляет собой суммарные нагрузочные потери n трансформаторов $\Delta P_{K\Sigma}$, а второе – суммарные потери холостого хода $\Delta P_{X\Sigma}$.

Следует отметить, что зависимости $\Delta P_{K\Sigma}$ и $\Delta P_{X\Sigma}$ от загрузки трансформатора имеют различную форму, причём в режимах минимальных нагрузок потери холостого хода могут значительно превышать нагрузочные (рис.11.2.).

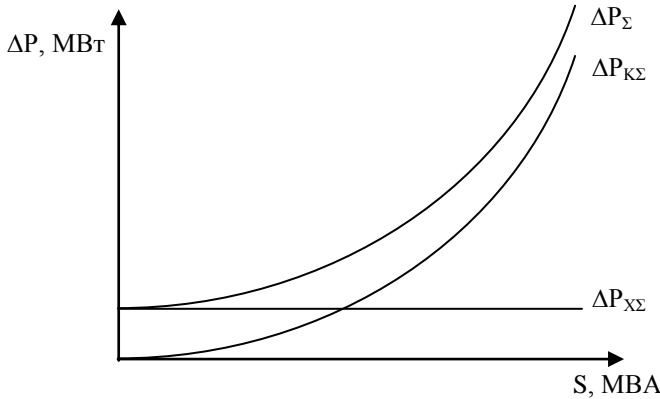


Рис.11.2. Зависимость потерь в трансформаторе от нагрузки.

Подставляя разные значения количества трансформаторов n в выражение (11.8) можно построить множество зависимостей суммарных потерь активной мощности в трансформаторах от нагрузки подстанции.

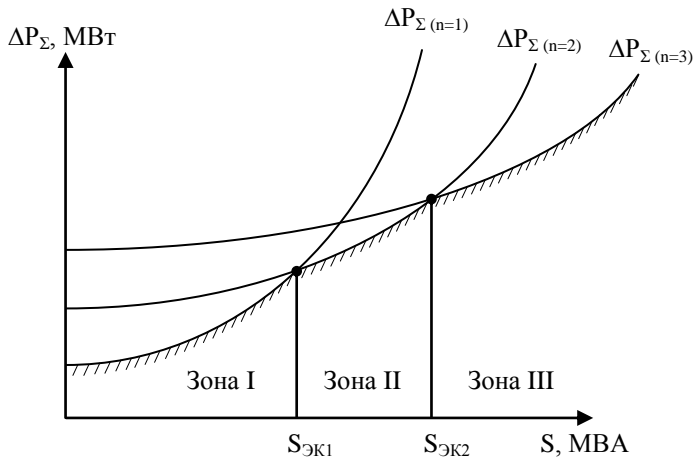


Рис.11.3. Зависимость потерь в трансформаторе от нагрузки при разном количестве трансформаторов.

Зоны I, II и III определяют диапазоны нагрузки трансформаторной подстанции, при которой наблюдаются минимальные потери в одном, двух или трёх включенных трансформаторах.

В общем виде зависимость суммарных потерь активной мощности ΔP_{Σ} от нагрузки S в $n+1$ трансформаторах на подстанции имеет вид:

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + (n+1) \cdot \Delta P_X \quad (11.9)$$

Для определения мощности нагрузки $S_{\text{ЭК}}$, при которой наблюдается равенство потерь на подстанции с n и $n+1$ трансформаторами, приравняем (11.8) и (11.9):

$$\frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{\text{ЭК}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + n \cdot \Delta P_X = \frac{1}{n+1} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{\text{ЭК}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + (n+1) \cdot \Delta P_X$$

Откуда получим:

$$S_{\text{ЭК}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_X \cdot n \cdot (n+1)}{\Delta P_K}} \quad (11.10)$$

Если нагрузка подстанции S не превышает $S_{\text{ЭК}}$, то экономически целесообразна работа n трансформаторов. И наоборот, если $S > S_{\text{ЭК}}$, то необходимо использовать $n+1$ трансформаторов.

Таким образом, на многотрансформаторных подстанциях в режимах минимальных нагрузок появляется возможность экономии электроэнергии путём отключения трансформаторов. Однако следует учитывать, что подобные отключения не всегда возможны в связи с условиями эксплуатации трансформаторов. Например, отключение трансформатора в условиях низких температур может привести к охлаждению трансформаторного масла и снижению его текучести с последующим отказом системы принудительной циркуляции масла.

11.4. Выбор сечения проводников по экономической плотности тока

Проблема выбора оптимального сечения проводов ЛЭП обусловлена экономическими аспектами и является актуальной при проектировании и реконструкции линий электропередачи [6].

В общем случае величина статических приведённых затрат на строительство ЛЭП определяется как сумма затрат на материалы Z_1 и затрат на компенсацию стоимости потерь электроэнергии Z_2 :

$$Z = Z_1 + Z_2 \quad (11.11)$$

С другой стороны, статические приведённые затраты [6,24] определяются как:

$$Z = E \cdot K + I_{\Sigma} \quad (11.12)$$

где E – коэффициент эффективности капиталовложений, равный ставке рефинансирования; K – суммарные единовременные капиталовложения на строительство ЛЭП; I_{Σ} – суммарные ежегодные эксплуатационные издержки.

Величина единовременных капиталовложений K зависит от сечения F и длины ℓ линии, и может быть представлена полиномом первой степени.

$$K = K_0 \cdot \ell = (a + b \cdot F) \cdot \ell \quad (11.13)$$

где K_0 – удельные капиталовложения на строительство 1 км ЛЭП; a, b – коэффициенты полинома первой степени.

Эксплуатационные издержки определяются как:

$$I_{\Sigma} = I_{A.O.} + C_{\Sigma} = \alpha_A \cdot K + C_{\Sigma} \quad (11.14)$$

где $I_{A.O.}$ – ежегодные эксплуатационные издержки на амортизацию и обслуживание ЛЭП; C_{Σ} – ежегодная стоимость потерь электроэнергии; α_A – коэффициент отчислений на амортизацию и обслуживание ЛЭП.

Стоимость потерь электроэнергии определяется как:

$$C_{\Sigma} = 3 \cdot I_{MAX}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot C_{\Sigma}' \quad (11.15)$$

где I_{MAX} – максимальное значение тока линии; R – активное сопротивление линии; τ – время максимальных потерь; C_{Σ}' – стоимость 1 кВтч потерь электроэнергии.

Перепишем (11.15) в зависимости от сечения и длины:

$$C_{\Sigma} = 3 \cdot I_{MAX}^2 \cdot \rho \cdot \frac{\ell}{F} \cdot \tau \cdot C_{\Sigma}' \quad (11.16)$$

где ρ – удельное активное сопротивление проводов ЛЭП; ℓ – длина линии. Подставим (11.13), (11.14) и (11.16) в (11.12) и перегруппировав получим:

$$Z = (E + \alpha_A) \cdot (a + b \cdot F) \cdot \ell + 3 \cdot I_{MAX}^2 \cdot \rho \cdot \frac{\ell}{F} \cdot \tau \cdot C_{\Sigma}' \quad (11.17)$$

Анализ выражений (11.17) и (11.11) показывает, что первое слагаемое (11.17) представляет собой Z_1 а второе – Z_2 :

$$Z_1 = (E + \alpha_A) \cdot (a + b \cdot F) \cdot \ell \quad (11.18)$$

$$Z_2 = 3 \cdot I_{MAX}^2 \cdot \rho \cdot \frac{\ell}{F} \cdot \tau \cdot C_{\Sigma}' \quad (11.19)$$

Зависимость приведённых затрат от сечения (11.17) представлена на рисунке 11.4.

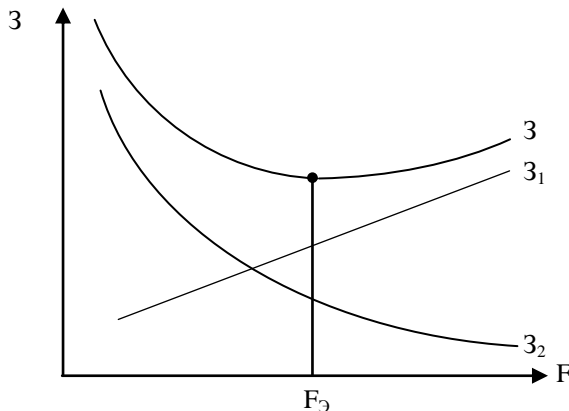


Рис.11.4 Зависимости статических приведенных затрат от сечения.

Для определения оптимального сечения F_0 продифференцируем (11.17) по F и приравняем производную к нулю:

$$\frac{dZ}{dF} = (E + \alpha_A) \cdot b \cdot \ell - 3 \cdot I_{\text{MAX}}^2 \cdot \rho \cdot \frac{\ell \cdot \tau \cdot C_{\text{Э}}'}{F_{\text{Э}}^2} = 0 \quad (11.20)$$

После преобразования получим:

$$F_{\text{Э}} = \sqrt{\frac{3 \cdot I_{\text{MAX}}^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{Э}}'}{(E + \alpha_A) \cdot b}} \quad (11.21)$$

Использование (11.21) не всегда удобно, поэтому в практических расчётах используется экономическая плотность тока:

$$j_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{MAX}}}{F_{\text{Э}}} \quad (11.22)$$

Подставив (11.21) в (11.22) получим:

$$j_{\text{Э}} = \sqrt{\frac{(E + \alpha_A) \cdot b}{3 \cdot \rho \cdot \tau \cdot C_{\text{Э}}'}} \quad (11.23)$$

Перепишем (11.23) с учётом (6.14):

$$j_{\text{Э}} = \sqrt{\frac{(E + \alpha_A) \cdot b}{3 \cdot \rho \cdot (0,124 + T_{\text{MAX}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \cdot \tau \cdot C_{\text{Э}}'}} \quad (11.24)$$

В выражении (11.24) присутствует только одна переменная T_{MAX} , косвенно зависящая от режима работы ЛЭП, поэтому значения экономической плотности тока $j_{\text{Э}}$, в зависимости от T_{MAX} могут быть рассчитаны и приводятся в справочниках.

Таким образом, выбор сечения по методу экономической плотности тока осуществляется по выражению:

$$F_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{MAX}}}{j_{\text{Э}}} \quad (11.25)$$

В подавляющем большинстве случаев полученное в (11.25) значение отличается от стандартных, выпускаемых промышленностью сечений, поэтому необходимо округлить значение $F_{\text{Э}}$ до стандартного.

11.5. Выбор сечения ЛЭП по экономическим токовым интервалам

Одними из существенных недостатков метода экономической плотности тока являются [6]:

- Допущение пропорциональной зависимости между сечением проводов ЛЭП и капиталовложениями. При этом не учитывается тот факт, что для нескольких сечений провода используются одинаковые унифицированные опоры.
- Производная (11.20) берётся от непрерывной функции, однако стандартные сечения изменяются ступенчато.

Для минимизации влияния этих допущений целесообразно использовать зависимости приведенных затрат от наибольшего тока для набора стандартных сечений проводов ЛЭП.

Подставив (11.14) и (11.15) в (11.12)

$$3 = (E + \alpha_A) \cdot K + 3 \cdot I_{MAX}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot C_9' \quad (11.26)$$

Графически (11.26) можно представить в виде набора кривых (рис.11.5).

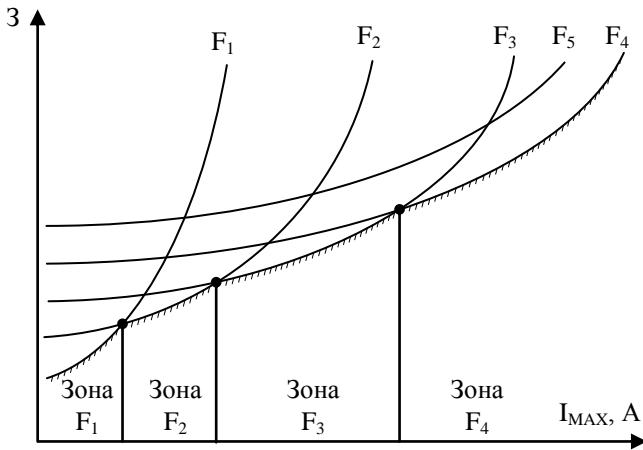


Рис.11.5. Зависимости приведённых затрат от максимального тока линии.

Следует отметить, что могут существовать сечения провода, для которых затраты не принимают минимального значения во всём диапазоне тока линии, например F_5 (рис.11.5) [6].

Таким образом, зная величину I_{MAX} можно определить экономически целесообразное сечение по минимальному значению приведённых затрат.

Метод экономических токовых интервалов даёт более точные значения сечения ЛЭП по сравнению с методом экономической плотности тока.

Заключение

Материал данного пособия не является исчерпывающим при изучении дисциплины «Передача и распределение электроэнергии», поэтому для более полной и глубокой подготовки студенты должны использовать в учебном процессе дополнительную литературу.

Автор будет благодарен за все замечания, которые позволят в дальнейшем улучшить качество настоящего пособия. Просьба направлять замечания по адресу: 665709, г.Братск, Макаренко 40, ФГБОУ ВПО БрГУ, кафедра Электроэнергетики и электротехники. E-mail: volandis@mail.ru.

Литература

1. Правила устройства электроустановок (изд. 7-е), М., Издательство НЦЭНАС, 2003 г.
2. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1998. – 25с.
3. РЫЖОВ Ю.П. Р 939 Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов / Ю.П. Рыжов. – М: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с: ил.
4. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации № 1234-р от 28 августа 2003 года
5. Идельчик В.И. Электрические системы и сети : учеб. для электроэнергет. специальностей / В. И. Идельчик. - 2-е изд., стер. - М. : Альянс, 2009. - 592 с. : а-ил
6. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии –М.: Феникс, Издательские Проекты, 2008, -720с.
7. ГОСТ 23366-78 - Ряды номинальных напряжений постоянного и переменного тока – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 7с.
8. Файбисович Д.Л. Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях? / Новости электротехники №4(22) 2003.
9. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. 2-е изд. Для студентов высших учебных заведений, обучающихся по курсу "Электроснабжение промышленных предприятий".- М.: Интернет инженерия, 2006. - 672 с.
10. Васильев А.А. Электрическая часть станций и подстанций. 2-е издание, переработанное и дополненное. - М.: Энергоатомиздат, 1990 - 576 с.
11. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий. / под общ. ред. профессоров МЭИ(ТУ) СИ. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. — 745 с: ил
12. Мальцева Г. Н. Коррозия и защита оборудования от коррозии: Учеб. пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2000. - с.: 55 ил.
13. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003.
14. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 КВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
15. Таратута И.П., Чуприков В.С. Схемотехнические и конструктивные решения преобразователей частоты для регулируемого электропривода. // "Электротехника", №9, 2001 г. – с.62-65.
16. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие / А.В.Кабышев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234с.

17. Холодный С.Д., Серебрянников С.В., Боев М.А. Методы испытаний и диагностики в электроизоляционной и кабельной технике. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2009. — 232 с.
18. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ СТО 56947007-29.240.55.016-2008
19. Дьяков А.Ф., Кужекин И.П., Максимов Б.К., Темников А.Г. Электромагнитная совместимость и молниезащита в электроэнергетике — Москва: Издательский дом МЭИ, 2011. — 455 с.
20. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций СО-153-34.21.122—2003
21. Трансформаторы силовые: Общие технические условия. ГОСТ Р 52719-2007
22. Монахов А.Ф., Долин П.А., Медведев В.Т., Корочков В.В. Электробезопасность. Теория и практика: Учеб. пособие. — Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. — 280 с.
23. Александров Д.С., Щербаков Е.Ф. Надежность и качество электроснабжения предприятий. Учебное пособие. — Ульяновск : УлГТУ, 2010.— 155 с.
24. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д. Л. 3-е издание, —М.: НЦ ЭНАС, 2009г. , 392 с.
25. Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 N 326.
26. Белогловский А.А., Верещагин И.П., Вершинин Ю.Н. и др. Электрофизические основы техники высоких напряжений: Учебник для вузов — Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. — 704 с.
27. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ, Том 2 / Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.:Папирус Прог, 2003. – 640с.
28. Яковлев В.Н., Пантелеев В.И., Суров В.П. Электромагнитная совместимость электрооборудования электроэнергетики и транспорта: Учебное пособие — Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. — 588 с.
29. Теоретические основы электротехники: В 3-х т. Учебник для вузов. Том 1. — 4-е изд. / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. — СПб.: Питер, 2003. — 463 с.: ил.
30. Веников В.А. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для вузов / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, В.В. Ежков и др., Под ред. В.А. Веникова. —М.: Энергоатомиздат, 1983. — 504 с.
31. А.А. Ган, В.П. Герих, В.Г. Неуймин, В.К. Паули, В.А. Шкатов, Н.Г. Шубин. Единая расчетная модель ЕЭС России для аукциона на конкурентном оптовом рынке электроэнергии. "Новое в российской электроэнергетике", 2002, №8.
32. Беляков Ю.С. Математическое моделирование схем электрических сетей, методы расчета аварийных режимов. Части 1,2, Конспект лекций. - Спб.: Издательство ПЭИпк, 2002. - 123 с.
33. Бернас С. , Цёк З. Математические модели элементов электроэнергетических систем - М.: Энергоиздат, 1982. —312 с., ил.

34. Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. СТО 59012820.29.240.002-2010
35. Курбацкий В.Г. Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость в электрических сетях: Учебное пособие. – Братск: БрГТУ, 1999. – 220 с.
36. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России / Открытое акционерное общество «Научно-технический центр электроэнергетики», Открытое акционерное общество «Проектно-изыскательский и научно-исследовательский институт по проектированию энергетических систем и электрических сетей». – М. «Приложение к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.01.2009 № 22р», 2009 – 31 с.
37. Методические указания по устойчивости энергосистем. СО 153-34.20.576-2003.
38. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, М., СО 153-34.20.122-2006.
39. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, СО 153-34.20.501-2003, ОРГРЭС.
40. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98.
41. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. ГОСТ Р 52735-2007
42. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. ГОСТ Р 52565-2006.
43. Основы современной энергетики: учебник для вузов : в 2 т. / под общей редакцией чл.-корр. РАН Е. В. Аметистова. — 4-е изд., перераб. и доп. — М. : Издательский дом МЭИ, 2008. Том 2. Современная электроэнергетика / под ред. профессоров А. П. Бурмана и В. А. Строева. — 632 с., ил.