МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Компенсация влияния нелинейной нагрузки потребителей на распределительную сеть 6-10 кВ»

Студент О.Ю. Бикбаев _____
(И.О. Фамилия) (личная подпись)

Научный руководитель А.А. Кувшинов _____
(И.О. Фамилия) (личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

«____» _____2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)

«____» _____2018 г.

Тольятти 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 4

1. Глава 1. Характеристики.... нелинейных электроприемников и потребителей электроэнергии 7

1.1. Современные нелинейные электроприемники 7

1.1.1. Компактные люминесцентные лампы 7

1.1.2. Электроприемники на базе силовой электроники 8

1.2. Характеристики нелинейных потребителей 9

Выводы по первой главе 17

2. Глава 2. Сравнительный анализ методов и средств снижения влияния на распределительные сети 6-10 кВ потребителей с нелинейной нагрузкой……18

2.1. Анализ эффективности и целесообразности повышения фазности преобразования электрической энергии……18

2.2. Закономерности фазных токов многофазных токов многофазных вентильных преобразователей (МВП)…….……..22

2.3. Расчет установленной мощности трансформаторного оборудования МВП…… ……....24

2.4. Эффективность использования МВП для обеспечения качества электроэнергии……..29

2.5. Компенсация ВГ в 36-фазной схеме преобразования……...39

2.6. Компенсация ВГ в 48-фазной схеме преобразования……...42

Выводы по второй главе ……..…….46

3. Глава 3. Компенсация влияния нелинейной нагрузки у потребителей...47

3.1. Компенсация нелинейной нагрузки – повышение качества электроснабжения…….……47

3.2. Принцип компенсации влияния нелинейной нагрузки……..51

3.3. Способы компенсации влияния нелинейной нагрузки……..54

3.4. Компенсация нелинейной нагрузки в распределительных сетях среднего напряжения…….……..57

3.5. Поперечная емкостная компенсация реактивной мощности……..63
3.6. Разработка мероприятий по уменьшению гармонических искажений……71
Выводы по третьей главе ……..……..….74
Заключение……...76
Список используемых источников……78

Введение

В последнее время увеличилась нагрузка на жилой и административно-бытовой фонд. Технико-экономическая эффективность современных систем электроснабжения непромышленных потребителей в значительной степени определяется уровнем практического решения комплекса таких задач, как снижение непроизводственных потерь электроэнергии и компенсация влияния нелинейных потребителей на распределительных сетях; регулирование напряжения и обеспечение электромагнитной совместимости.

Кроме требований электромагнитной совместимости (ЭМС) в связи с выходом Постановления Правительства Российской Федерации № 1013 от 13.11.2013г. о включении электрической энергии в перечень товаров, подлежащих обязательной сертификации, качество электроэнергии должно соблюдаться так же с точки зрения Закона РФ «О защите прав потребителей».

Для обеспечения надлежащих технико-экономических показателей функционирования систем электроснабжения, необходимо поддержание показателей качества электрической энергии на уровне ГОСТ 32144-2013.

Несмотря на значительные успехи, достигнутые в результате многочисленных исследований, выполняемых в последние годы в широких масштабах, острота проблемы ЭМС в системе электроснабжения непромышленных потребителей не ослабляется, а напротив, приобретает глобальный характер. Основной причиной тому являются две категории объективных факторов, сопутствующих современному этапу развития непромышленной электроэнергетики и электротехнологий. С одной стороны, уже длительно в системе электроснабжения непромышленных потребителей сохраняется устойчивая тенденция прогрессирующего роста числа и мощности энергоемких нелинейных, несимметричных и резко переменных потребителей электроэнергии.

К таким потребителям относятся жилые, административно-бытовые здания и другие различные здания. Перечисленные выше потребители ухудшают целый ряд показателей качества электроэнергии и затрудняют

техническое решение проблемы обеспечения ЭМС в системе электроснабжения непромышленных потребителей, а также в целом снижают эффективность передачи, распределения, и потребления электрической энергии.

Таблица 1 – Количество электропотребители с нелинейной характеристикой в жилых и административно-бытовых секторах

Наименование электроприбора	Количество электроприборов, шт. на 100 семей				
	2010	2012	2014	2015	2017
Телефоны	80	95	137	169	197
Ноутбуки	30	36	59	67	75
СВЧ-печь	69	77	92	98	100
Кондиционер	12	15	31	43	56

Модернизация электроприемников предусматривает увеличение коэффициента полезного действия (КПД), улучшения режимов работы и уменьшение энергопотребления.

Многие специалисты утверждают, что, когда мощность потребителей с нелинейной характеристикой не превышает 11-16%, заметных ухудшений качества электроэнергии не возникает. Если мощность начинает превышать указанные пределы, то в распределительной сети качество электроэнергии ухудшается.

На рисунке 1 показано превышения значений качества электроэнергии прописанных в ГОСТ 13109, а именно несинусоидальность кривой напряжения в местах измерения и контроля. Это ведет к появлению 3, 5 и 7-ых гармоник напряжения. Появление высших гармоник в сети сказывается на уменьшении срока службы электроприемников, увеличении их отказов, что влечет за собой увеличение электротехнического и технологического ущерба, все это пагубно отражается на потребителях, число которых из года в год только увеличивается. Если не проводить бороться с устранением или ограничением помех, то это будет плохо сказываться на потребителях распределительной сети 380В.

Актуальность темы. На сегодняшний день, появившиеся рыночные отношения между потребителем и производителем электрической энергии, обязывают производителя к качественному элекстроснабжению. Но к сожалению, нынешнее, используемое оборудование в России устарело.

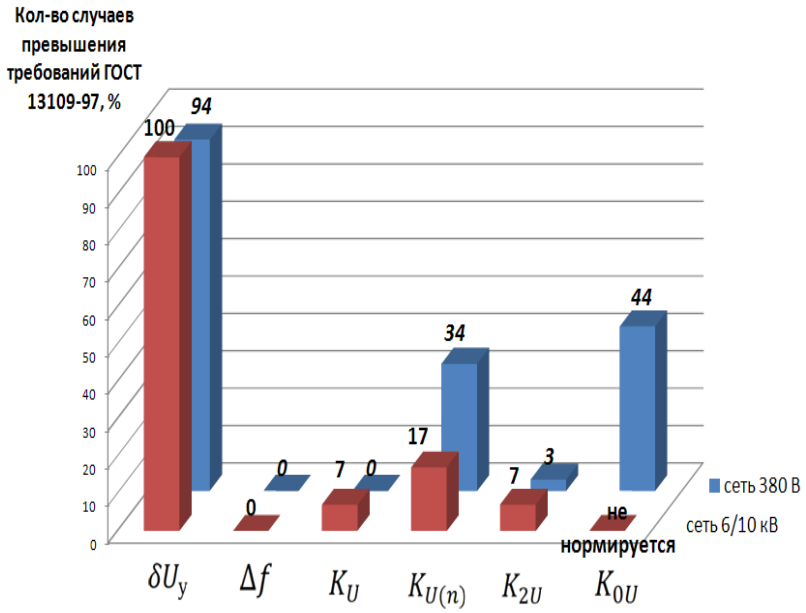


Рисунок 1 – Количество случаев превышения требований ГОСТ 13109-97

Объект исследования – распределительная сеть 6-10 кВ с нелинейной нагрузкой.

Предмет исследования – методы и средства снижения влияния на распределительную сеть 6-10 кВ потребителей с нелинейной нагрузкой.

Цель работы - снижение потерь активной мощности, обеспечение требований ГОСТа по поддержанию показателей качества электрической энергии и увеличение пропускной способности ЛЭП – 6-10 кВ.

Для достижения цели работы поставлены следующие **задачи**:

1. Определение спектра высших гармоник тока по результатам измерений в распределительной сети для следующих характерных типов непромышленных потребителей: торговый центр, административно-бытовое и жилое здание.

2. Произвести сравнительный анализ методов и средств снижения влияния на распределительную сеть 6-10 кВ потребителей с нелинейной нагрузкой.

3. Разработка технических методов по компенсации влияния высших гармоник тока на режимы работы оборудования распределительной сети.

4. Оценка экономического ущерба электросетевой организации, вызванного влиянием современных электроприемников потребителей.

Глава 1 Характеристики нелинейных электроприемников и потребителей электроэнергии

1.1 Современные нелинейные электроприемники.

Новые жилые и административно-хозяйственные фонды насыщены огромным количеством электроприемников. Примерно их можно поделить на осветительные, силовые приборы и бытовое оборудование зданий. К 1 группе относится оборудование, которое используются для освещения квартир, обще-имущественного пространств, лифтов, лестничных клеток, холлов и т.д. Ко 2 группе относятся бытовые приборы: телефоны, TV оборудование, музыкальные аппараты, посудомоечные машины, ноутбуки, кондиционеры, микроволновые печи и т.д. К 3 группе относится оборудование, которое используется для общего пользования жилищным.

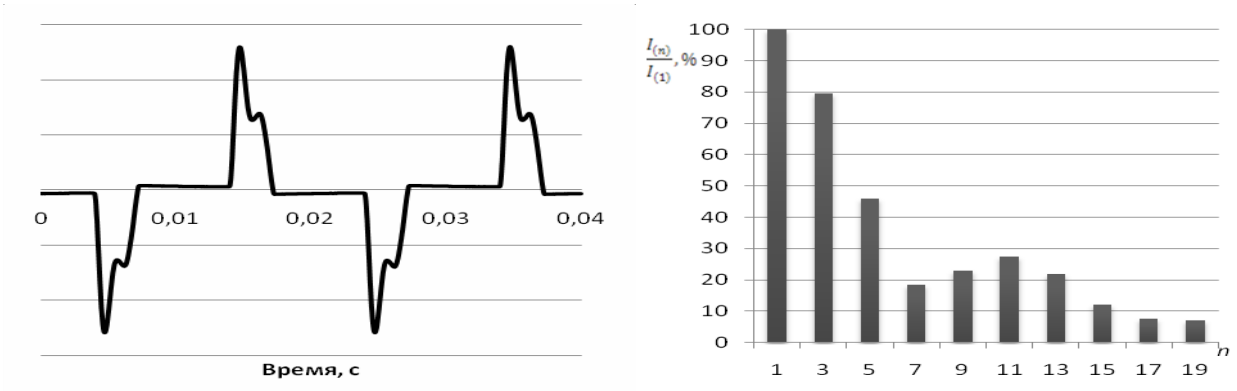
На смену привычным лампам накаливания для общего освещения пришли светодиодные и компактные люминесцентные, которые имеют лучшие технические характеристики с улучшенной светоотдачей при значительно меньшем электропотреблении и большим сроком службы. В жилищном секторе кардинально изменились применяемые и используемые электроприборы, появляется новое оборудование, такое как: ноутбуки, мобильные телефоны и другие. Далее рассмотрены некоторые из них.

1.1.1 Компактные люминесцентные лампы.

С каждым годом растет доля применения компактных люминесцентных ламп для освещения. Даже при их большей стоимости по сравнению с лампами накаливания. У люминесцентных ламп в 5-10 раз больше срок службы и при одинаковой яркости они потребляют электроэнергию в 2-4 раз меньше. По расчетам экспертов, можно экономить до 40 миллиардов киловатт-часов в год электроэнергии, при замене всех старых ламп на энергосберегающие во всей стране. В некоторых случаях экономия на

освещении может привести к увеличению электроэнергии. Так, например, когда жителям города Трер в США (население города 1700 человек) предложили безвозмездно заменить старые лампы на энергосберегающие, согласилось примерно 50% жителей. Потребление электроэнергии возросло на 10% из-за того, что люди прекратили выключать свет в своих домах, надеясь на экономность новых, светодиодных ламп.

В лабораторных условиях были произведены исследования, которые показали, что наибольшее количество энергосберегающих ламп, потребляют ток, форма продемонстрирована на рисунке 2.



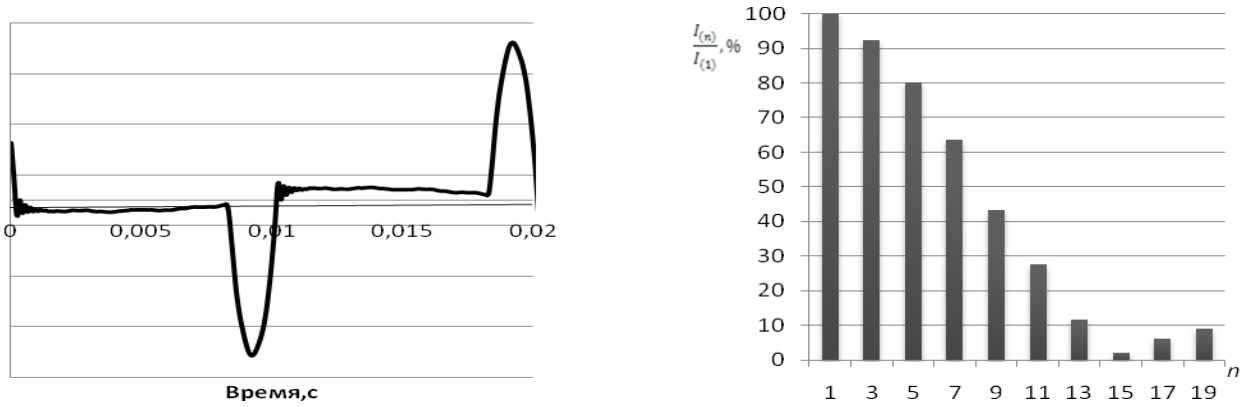
а) б)

Рисунок 2 – Осциллограмма (а) и спектр гармоник (б) тока, потребляемого светодиодной лампы

1.1.3 Электрооборудование с силовой электроникой

Следующими источниками высших гармоник в распределительных сетях низкого напряжения являются приборы, имеющие в своем перечне выпрямитель с мощным фильтром (емкостным). Увеличение средних потерь в распределительных сетях, уменьшение пропускной способности всех сетей, и, в итоге – увеличение затрат на передачу электроэнергии – все эти негативные воздействия на сеть возникают в результате отсутствия установок компенсации нелинейных нагрузок. Это устройства, которые имеют безтрансформаторный вход (такие приемники как: принтеры, компьютеры, LED мониторы, TV-оборудование и т.д.). Характерная осциллограмма тока

для таких электроприемников и её спектр приведен на рисунке 3.



а) б)

Рисунок 3 – Осциллограмма (а) и спектр гармоник (б) потребляемого монитором

При таком режиме работы импульсных источников питания, вызывается искажения в питающей сети источника. Причем эти же приемники очень чувствительны к ухудшению качества электроэнергии.

1.2. Характеристики нелинейных потребителей

Торговый центр (ТЦ)

В марте 2015 года были проведены замеры на трансформаторной подстанции (ТП) 10/0,4кВ, питающей ТЦ. Замеры проводили на фидерах 380В, в 3-фазных и 1-нулевой жилах питающего кабеля павильонов с бытовой техникой. Измерения проводились непрерывно в течение семи суток.

График работы ТЦ - ежедневно с 9:00 до 21:00. Так как все дни недели рабочие, нагрузка была постоянной. В рабочие часы нагрузка увеличивалась и фиксировалась на одном уровне, в ночное время значительно уменьшалась, недельный график нагрузки представлен на рисунке 4.

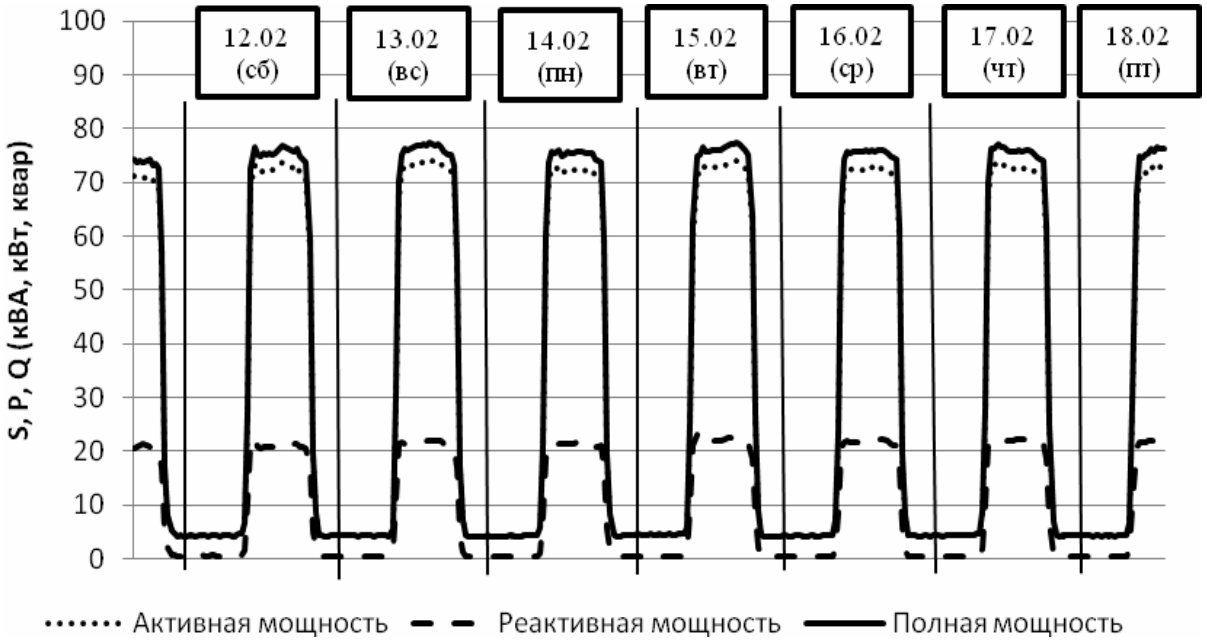
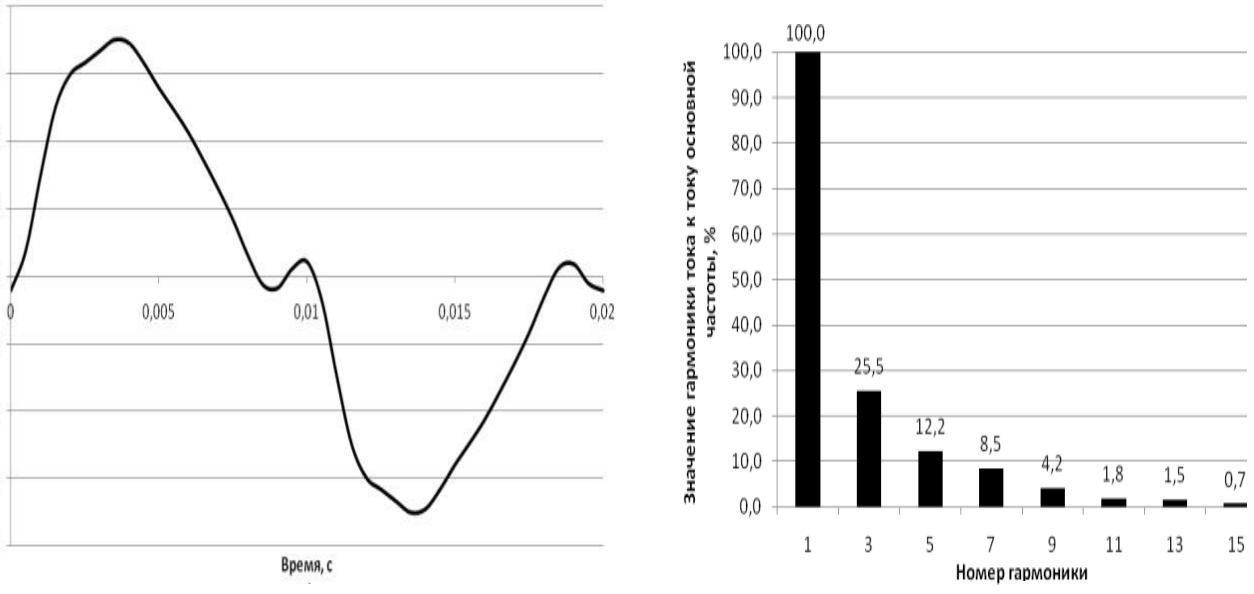


Рисунок 4 – Недельный график нагрузки фидера №1 ТП 10/0,4кВ

В рабочие часы ТЦ, когда в сеть включены все электроприемники с нелинейной нагрузкой, потребляемый ток имеет несинусоидальную форму (рисунок 5а). Среднеквадратическое значение тока 3-ей гармоники в пике нагрузки, среднее на 30-ти минутном интервале, составляет 23,4% от значения тока основной частоты, 5-ой – 10,5%, 7-ой - 7,8%, 9-ой – 5,5% (рисунок 5 б). Значения гармоник высшего порядка не превышают 25%.



а) б)

Рисунок 5 – Осциллограмма (а) и спектр гармоник (б) тока в фазной жиле

Таблица 2 – Средние 30-ти минутные значения токов высших гармоник в максимум нагрузки по фидерам

Номер гармоник	Фидер №1.1 *I(n),%*	Фидер №1.2 *I(n),%*	Фидер №1.3 *I(n),%*	Максимальное значение *I(n)* в
1	100	100	100	100
3	26,3	29,2	28,1	29,2
5	15,4	15,7	17,6	17,6
7	12,3	13,3	11,8	13,3
9	8,1	7,5	9,2	9,2
11	6,5	6,1	5,1	6,5
13	4,2	2,9	1,9	4,2
15	3,2	2,1	1,6	3,2
17	2,1	1,5	0,9	2,1
19	0,9	0,9	0,8	0,9
21	0,7	0,4	0,5	0,7

В таблице 2 показаны средние 30-ти минутные значения токов высших гармоник средних по фазам в максимальный момент нагрузки по рассмотренным фидерам. Поэтому для дальнейшего рассмотрения, анализированния и оценивания наибольшего влияния токов высших гармоник на работоспособность приемников в расчетах за исходную область гармоник принимаем наибольшее значение токов по всем измеренным гармоникам по всем фидерам.

Анализирую полученные результаты измерений, можно увидеть, что распределение получасовых значений ряда высших гармоник в периоде максимальной нагрузки имеет роль ожидаемого математического смещения к грани максимума значений показано на рисунке 6.

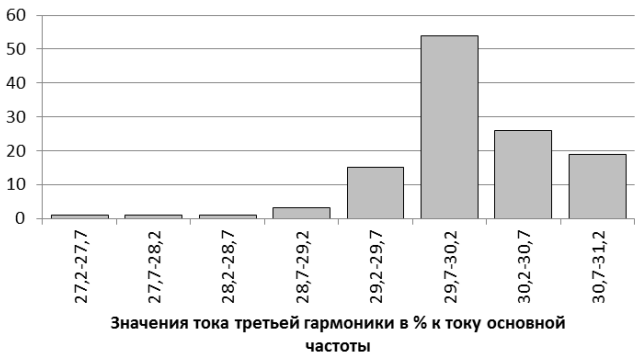


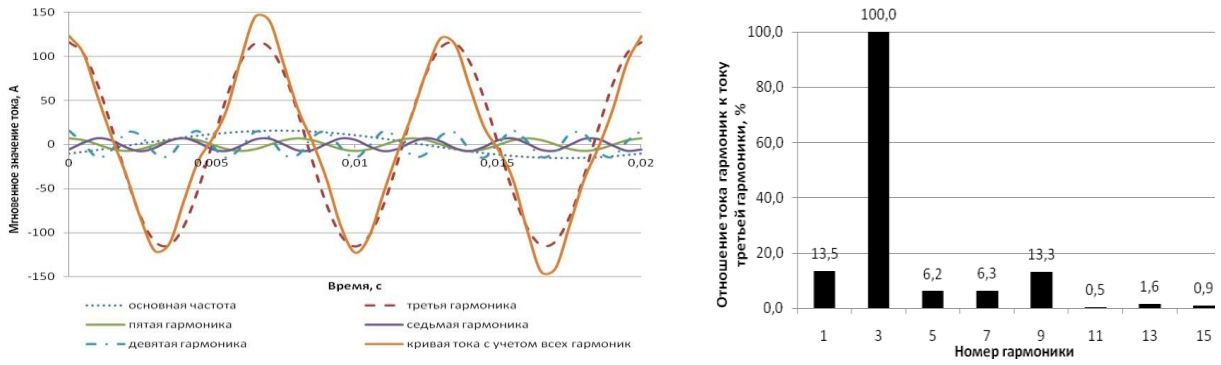
Рисунок 6- Гистограмма распределения значений тока третьей гармоники в процентах к току основной частоты

Максимальные значения по определенным гармоникам тока в режиме наибольших нагрузок имеют определенный коэффициент корреляции по отношению друг к другу.

Увеличения количества электропотребителей из-за развития и строительства новых микрорайонов, приводит к потребности в сооружении новых распределительных подстанций. При этом комплектные конденсаторные установки могут быть рассмотрены как альтернатива установки новых комплектных трансформаторных подстанций. Индуктивный ток запаздывает от напряжения, а емкостной опережает ток.

При электроснабжении потребителей с большим процентом компьютерной техники в нулевом проводнике по кабелю протекают токи, рабочие значения которых равны значениям токов в фазе (173А в фазе и 119А в нулевом проводнике). На осциллограмме (рисунок 7а) и спектре гармоник тока (рисунок 7б) в нулевом проводнике. Еще помимо гармоник 3-его порядка, в спектре тока, вместе с основной частотой, действует 5-ая и 7-ая гармоники, характеризуемые не симметрии загрузки фаз.

В период измерений показатели тока в нулевом проводнике во время работы ТЦ не меняется. Утром в 9 часов и вечером в 20 часов, когда открывается и закрывается ТЦ соответственно, просматривается увеличение показателей гармоник тока 5-го и 7-го порядка (рисунок 8).



а) б)

Рисунок 7 – Осциллограмма (а) и спектр гармоник (б) тока в нулевой жиле

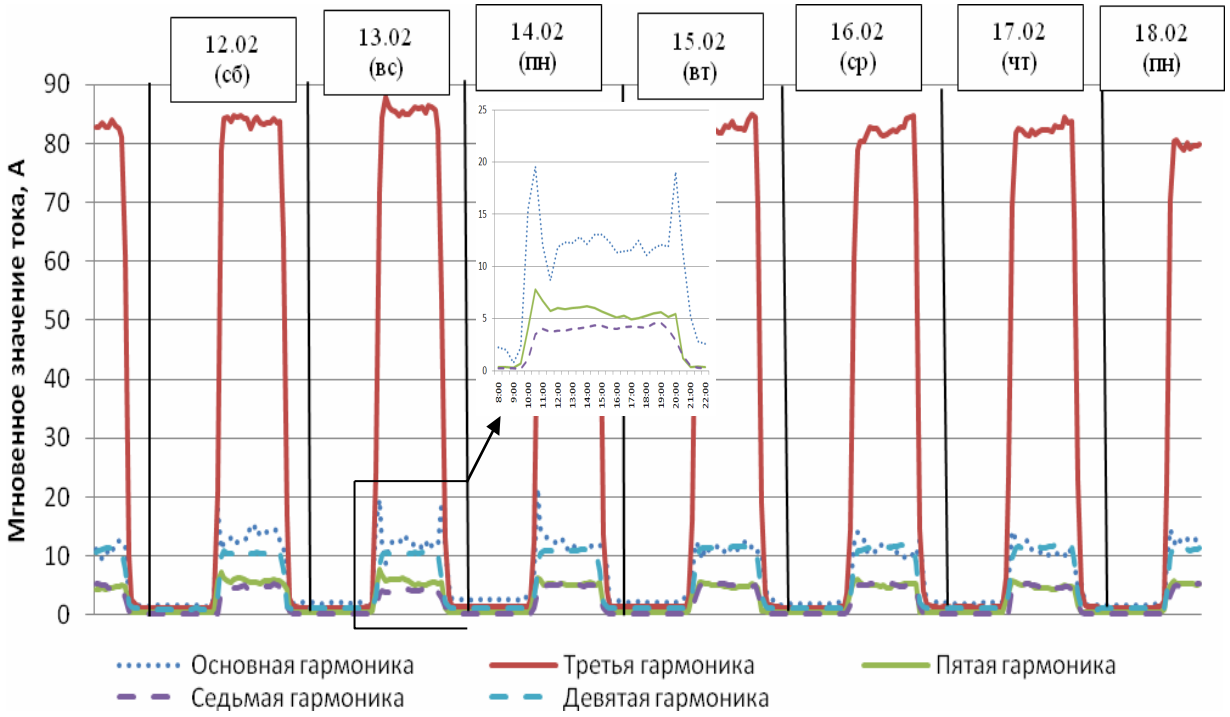


Рисунок 8 – Изменение значений, гармонических составляющих тока в нулевой жиле за неделю

Такой рост связан с неодновременностью открытия и закрытия торговых павильонов, а, следовательно, и с равномерной загрузкой по трем фазам в период начала и окончания работы ТЦ.

Административно-хозяйственные здания

Основными потребителями нелинейной нагрузки, используемы в административно-хозяйственных зданиях, является компьютерная техника.

Недельный график потребления нагрузки административно-хозяйственного здания, характеризуется периодичностью. Уменьшение и увеличение нагрузки на распределительную сеть совпадает с началом и завершение рабочего дня.

Замеры производились для нахождения спектра высших гармоник тока, потребляемого административно-хозяйственным зданием в режиме максимальной загрузки. В таблице 3 показаны полученные 30-ти минутные данные токов высших гармоник средних по фазам в максимальный период нагрузки для 3-ех различных административно-хозяйственных зданий,

скомплектованными по идентичному принципу, что и для ТЦ.

Таблица 3 - Значения токов высших гармоник в режиме наибольшей нагрузки по фидерам в процентах от тока основной частоты

№ Гармо-ники	Административно-хозяйственное здание №1.1 *I(n)*,%	Административно-хозяйственное здание №1.2 *I(n)*,%	Административно-хозяйственное здание №1.3 *I(n)*,%	Максимальное значение *I(n)*,%
1	100,0	100,0	100,0	100,0
3	14,2	31,1	24,1	31,1
5	14,1	12,9	14,2	14,2
7	7,2	11,3	7,6	11,3
9	8,1	16,1	9,9	16,1
11	3,1	8,7	5,4	8,7
13	4,2	4,4	7,8	7,8
15	3,4	2,9	4,7	4,7
17	4,6	5,7	2,9	5,7
19	2,6	1,9	1,8	2,6
21	0,8	1,6	0,7	1,6

Гармоники тока более высшего порядка не попали в таблицу, из-за того, что их показания меньше 1,0%.

Жилые здания

Рассмотрение непромышленных потребителей закончим жилыми зданиями, они имеют достаточно большую часть нелинейных потребителей.

Замеры проводились в начале ноября 2016 года на распределительных линиях, от ТП 10/0,4кВ до жилых домов. Период замеров составил 14 суток.

Потребление электроэнергии отличается в разные дни недели, примерно их можно разделить на две группы: рабочие и выходные дни недели. График энергопотребления жилого дома в рабочий день недели содержит два максимальных периода нагрузки: в утреннее время 7-8 часов, когда люди просыпаются и собираются на работу и в вечернее время с 18 до 23 часов, когда люди возвращаются с работы и собираются спать. Как видно вечером потребление электроэнергии больше чем утром по количеству и по продолжительности во временном значении.

В зависимости от числа квартир в доме, количестве жильцов и от

режимов дневного распорядка и рабочих часов жильцов, максимум утреннего потребление электроэнергии может быть слабо выражено, или вовсе отсутствовать, при этом потребление электроэнергии жилого дома возрастает равномерно до вечерних максимальных часов потребления нагрузки.

В выходной день показатели нагрузки не имеют такого выраженного максимума утром как в будний день из-за того, что люди начинают свою активность в разные утренние часы, вечером потребление не так велико по сравнению со средним потреблением нагрузки за весь день и имеет большую продолжительность по времени – с 16 до 23 часов.

В таблице 4 приведены характеристики токов высших гармоник в максимальные периоды нагрузки по фидерам, снабжающим жилые дома, в процентах от тока основной частоты.

Таблица 4 - Характеристики токов высших гармоник в максимальные периоды нагрузки по фидерам в процентах от тока основной частоты

№ гармоники	Фидер №1.1 *I(n)*,%	Фидер №1.2 *I(n)*,%	Максимальное значение *I(n)* в спектре тока по фидерам,%
1	100	100	100
3	11,4	11,2	11,4
5	5,1	5,9	5,9
7	4,2	5,3	5,3
9	4,5	4,2	4,5
11	2,9	4,3	4,3
13	2,6	2,9	2,9
15	1,2	2,1	2,1

Перегрузка нулевого проводника токами высших гармоник приводит к неизбежному превышению допустимой температуры установленной заводом изготовителем кабельной продукции. Это приводит к быстрому старению изоляции, и влечет уменьшение срока службы кабеля.

Уменьшение пропускной способности и риск аварийного выход из работы оборудования распределительной сети в следствии влияния токов

высших гармоник влечет к повышению риска выхода из строя оборудования потребителя и перерыва его электроснабжения. В зависимости от величины вероятного полученного вреда и вероятности наступления данного случая подбираются действия по минимизированию и предотвращению его воздействия на оборудование.

Каждое оборудование предназначен для работы при номинальных параметрах электрической сети: номинальной частоте, токе, напряжении и т.п., поэтому для нормального функционирования оборудования необходимо обеспечивать требуемое качество электрической энергии (КЭ).

Электрооборудование распределительной сети может быть в различных обстановках по температурному режиму в период года, что причиняет различный экономический ущерб от снижения сроков службы электрооборудования. Причисление полученной не в полной мере амортизации электрооборудования на потери компании случается только по случаю его списания при выходе его из строя до предписанного срока службы заводом изготовителем. В следствии того, что уменьшение срока службы в руководстве нагрузки трансформаторов [26] рекомендуется квалифицировать.

Можно всего лишь рассуждать о возможном сроке службы, но все же, для этого нужно владеть статистикой об выходе из строя и их факторах. В электросетях такая статистика не ведется.

Любой перегрев по установленной температуре провоцирует выход из строя любой электроустановки. Из-за это могут случаться небольшие перерывы электроснабжения потребителей. Потребитель со своей стороны несет потери, которые делятся на два типа: потери, связанные с внеплановым отключением питания и издержки связанные с простоем производства [30]. Второй тип связан с постоянными затратами, которые в вызваны простоями оборудования и не списываются на себестоимость производства. Большая часть затрат идет на оплату труда рабочих.

Выводы по первой главе

1. Потребители с вольт-амперной нелинейной характеристикой по раздельности и вместе создают большие искажения в кривой тока. Для непромышленных электропотребителей с современным оборудованием показатели тока по некоторым гармоникам могут быть больше 25% от тока основной частоты. При этом для определенных электроприемников нормативные значения стандарта на электромагнитную совместимость не нарушаются.

2. Полученные данные по замерам на линиях, отходящих к фидерам с нелинейной вольт-амперной характеристикой потребителей указывает на наличие большого содержания высших гармоник тока в фазных и нулевом проводниках. При дальнейшем анализе расчетного примера применяется спектр высших гармоник тока по максимальному среднему значению на получасовом промежутке значений, полученных в режиме максимальных нагрузок (таблица 5). Такие данные высших гармоник тока при оценивании их действия приведет к максимальному результату (оценке сверху).

Таблица 5 – Спектр гармоник тока для разных типов потребителей

№ гармоники	Торговый центр $I(n)$,%	Административно-хозяйственное здание $I(n)$,%	Жилой дом $I(n)$%
1	100	100	100
3	29,2	31,1	11,4
5	17,6	14,2	5,9
7	13,3	11,3	5,3
9	9,2	16,1	4,5
11	6,5	8,7	4,3
13	4,2	7,8	2,9
15	3,2	4,7	2,1
17	2,1	5,7	-
19	0,9	2,6	-
21	0,7	1,6	-

Глава 2. Сравнительный анализ методов и средств влияния на распределительную сеть 6-10кВ потребителей с нелинейной нагрузкой

2.1. Анализ эффективности и целесообразности повышения фазности преобразования электрической энергии

Известны многие десятки завершенных разработок, практические результаты которых подтверждаются изготовлением и экспериментальным исследованием макетных, лабораторных и опытно-промышленных образцов и даже отдельными партиями типовых промышленных изделий, обеспечивающих необходимую эффективность достижения поставленных целей. Однако, несмотря на неоспоримые достоинства, техническая реализация массового промышленного производства многих разработок, их широкое практическое применение особенно в сетях систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭСП) напряжения 6 и 10кВ, встречает целый ряд объективных препятствий.

В частности, это может быть отнесено к эквивалентным многофазным вентильным преобразователям (МВП), к тиристорным регуляторам мощности (ТРМ), к целому семейству статических (тиристорных) компенсаторов реактивной мощности (СТК или ТКРМ).

При нелинейной и быстроизменяющейся нагрузке (статическая нестабильность напряжения в основном связана с дисбалансом реактивной мощности), применение статических компенсаторов реактивной мощности становится необходимостью, это очень полезно для поддержания стабильности в системе, что дает возможность регулировать реактивную мощность и улучшать динамическую устойчивость. С такими условиями можно отследить повышение технико-экономических показателей в работе сети, все это происходит благодаря повышению статической устойчивости в энергосистеме.

Статические компенсаторы реактивной мощности (СКРМ)- состоящие

из конденсаторных батарей и реактора, на сегодняшний день признаются перспективными устройствами для компенсации реактивной мощности. В результате чего можно получить положительные факторы, как быстродействующее регулирование, уменьшение до минимума колебаний напряжения, симметрия большинства нагрузок, отсутствие опасных для персонала вращающихся элементов, плавность регулирования реактивной мощности, выдаваемой в сеть.

Благодаря данным устройствам мы имеем возможность осуществлять векторное регулирование - одновременно изменять модуль и фазу напряжения, обеспечивая снижение потерь в сетях и компенсацию реактивной мощности основной частоты. СКРМ предназначаются для выполнения задач по фильтрации высших гармоник, компенсации параметров напряжения и для выравнивания симметрии напряжения сети.

Также это относится к многочастотным фильтрокомпенсирующим устройствам и к ряду других технических средств малоискажающего преобразования энергии и коррекции режимов в СЭСП общего и специального назначения.

Проблема обеспечения показателей качества электроэнергии в СЭСП в настоящее время в определенной степени трансформируется в более конкретную проблему. В проблему повышения эффективности преобразования энергии на базе устройств силовой преобразовательной техники (СПТ) путем максимально возможного усовершенствования этих устройств.

Вместе с тем весомую роль несут достижение таких показателей потребительской стоимости (конкурентоспособности), как упрощение схемных структур, унификация и взаимозаменяемость отдельных элементов, узлов и модулей, уменьшение установленной мощности оборудования, обеспечение высокой надежности, живучести, ремонтопригодности, реконструкции и модернизации.

Все эти факторы, с теоретической точки зрения, не всегда

представляющиеся принципиальными и составляющие комплекс показателей потребительской стоимости промышленной продукции, в своей совокупности решающим образом определяют практическую перспективу массового применения любых технических новшеств, в числе которых средства преобразования энергии и обеспечения ПКЭ в СЭСП не могут претендовать на какое-либо исключение.

Выше перечисленное определяет актуальность проблемы повышения эффективности и преобразования энергии в СЭСП за счет разработки и обоснования ряда новых технических решений, обеспечивающих более высокие показатели потребительской стоимости таких устройств как МВП, ТРМ, ТКРМ и ФКУ, оказывающих заметное влияние на систему электроснабжения промышленных предприятий.

Источниками высших гармоник токов и напряжений в распределительных сетях являются нелинейные нагрузки, представленные вентильными преобразователями, газоразрядными лампами, TV-оборудование, микроволновые печи, компьютерная техника и т.д.

Высшие гармоники тока и напряжения неблагоприятно влияют на работу электрических сетей и некоторых электроприемников - системы автоматизации, релейной защиты, телемеханики и сетей связи. Влияние высших гармоник способствует появлению потерь в электрических сетях и трансформаторах, которое приводит к ухудшению условий компенсации реактивной мощности, что ведет к быстрому старению изоляции и уменьшению срока службы всей распределительной системы в целом.

Поэтому в ряде случаев требуется разработка специальных мероприятий для улучшения формы кривой напряжения в электрической сети.

Полупроводниковые преобразовательные устройства широко используются в системах электропередачи электрической энергии, промышленном электроприводе, для питания электролизных и гальванических установок, дуговых и плазменных печей и других целей.

Это, как правило, мощные потребители электроэнергии, и в связи с повышением требований к качеству электроэнергии, ростом ее стоимости, а также требованиями экономии материальных ресурсов многие конкретные проблемы связаны с преобразовательными трансформаторами и должны решаться ускоренными темпами:

1. Повышение единичной мощности трансформаторов с целью снижения удельной материалоемкости и повышения КПД оборудования;
2. Разработка экономичных схем и устройств, повышающих фазность преобразования и улучшающих форму кривой потребляемого тока;
3. Разработка и внедрение мер, обеспечивающих повышение коэффициента мощности преобразовательных агрегатов.

Значительную роль в повышении энергоэффективности для систем электроснабжения занимает силовая электроника, из-за того, что все методы оптимизации энергоснабжения основаны на энергии управления объектом. Все процессы, основывающиеся на преобразованиях при помощи устройств с вентильной группой, были разработаны не так давно. Широкое распространение в распределительных сетях преобразовательные установки получили в 50-х годах, после создания силовых полупроводниковых приборов (СПП): диодов и тиристоров.

К основным направлениям повышения эффективности вентильных устройств относятся:

1. Увеличение фазности преобразования;
2. Разделение по управлению;
3. Искусственная коммутация.

Общепризнанной мерой улучшения энергетической совместимости вентильных преобразователей (ВП) с питающей сетью является повышение фазности преобразования электроэнергии. Поэтому актуальным является проведение исследований и разработок, направленных на создание вентильных преобразователей повышенной фазности.

Все многообразие схем ВП может быть разделено на две классификационные группы:

1. Собственно, многофазные схемы;
2. Условно многофазные схемы.

Ранее применялись преимущественно собственные многофазные схемы. В настоящее время доказана техническая и экономическая целесообразность использования в некоторых мощных энергетических и промышленных вентильных электроустановках эквивалентного многопульсного (6m-фазного) режима преобразования электроэнергии.

2.2 Закономерности фазных токов многофазных вентильных преобразователей (МВП)

Известным способом достижения эквивалентного режима преобразования энергии является искусственный поворот на угол δ друг относительно друга векторов напряжений на входах вентильных мостов.

Это обеспечивается несколькими способами:

1. За счет системы управления;
2. С применением специальных фазоповортных устройств;
3. За счет секционирования обмоток трансформаторов.

Многофазный эквивалентный (6m-фазный) вентильный преобразователь компонуется из нескольких (m) шестифазных преобразователей, соединенных между собой по цепи постоянного тока последовательно или переменно. Векторы трехфазных систем выпрямленных напряжений отдельных преобразователей МВП сдвинуты относительно друг друга на угол $\delta=2\pi/6m$.

Ввиду схемного многообразия МВП определенный практический интерес вызывает их предварительный сравнительный анализ по ряду показателей, предшествующих более длительным и трудоемким детальным исследованиям. Анализ известных результатов и исследования ряда новых

схем МВП позволили прийти к выводу, что некоторые их наиболее существенные показатели могут быть получены на основании общих закономерностей. Частично или полностью абстрагированных от конкретной структуры или схем соединения обмоток преобразовательных трансформаторов МВП.

К таким закономерностям, в первую очередь, следует отнести связь формы и гармонического состава фазного тока в питающей сети с известными заранее формой и гармоническим составом фазных токов на входе ВП при разных углах δ и связь между знаком угла поворота δ и схемой подключения трансформаторов к питающей сети.

Аналитическое доказательство указанных закономерностей для МВП (при соединении первичных обмоток трансформаторов звездой и треугольником) дано в работах М.А. Чернышева, А.А. Булгакова и А.В. Поссе.

Приведено так же доказательство более широкой общности названных закономерностей при решении задач оптимальных режимов системы питания и синтеза схем МВП (в том числе и при других схемах соединения первичных обмоток трансформаторов).

Независимо от схем соединения обмоток трансформаторов, выражения, связывающие мгновенные значения фазных токов шестифазного вентильного преобразователя (ВП-6) имеет вид:

$$i_{\mathrm{L}} = \frac{2}{\overline{3} \cdot K_T} \cdot \left(i_l \cdot \sin\left(\frac{\pi}{3} - \delta\right) - i_{l\pm1} \cdot \sin\,\delta \right), \qquad (1)$$

где i_{L} – ток L-ой фазы на входе трансформатора, i_{l} – ток l-ой фазы на входе ВМ, $i_{\mathrm{l+1}}$ – ток предыдущей фазы в последовательности А, В, С, А; $i_{\mathrm{l-1}}$ – ток последующей фазы в последовательности А, В, С, А; $К_Т = U_L/U_l$ – результирующий коэффициент трансформации.

Знак «+» ставится при опережающем угле поворота δ векторов выпрямленных напряжений относительно векторов напряжений на входе преобразователя.

Знак «-» - при отстающем угле поворота δ.

Величины гармонических составляющих тока любой L-ой (L=A, B, C) фазы на входе трансформатора связаны с величинами гармонических составляющих тока одноименной l-ой (l=a, b, c) фазы на входе ВМ при известном δ независимо от конкретной схемы соединения обмоток трансформаторов зависимостями:

$$\begin{aligned} I'm(n)L &= I'm(n)l\cdot\cos 6k\delta + I'm(n)l\cdot\sin 6k\delta \\ I''m\ n\ L &= I''m\ n\ l\cdot\cos 6k\delta + I''m\ n\ l\cdot\sin 6k\delta, \end{aligned} \qquad (2)$$

Анализ связи мгновенных значений фазных токов на входе преобразовательного трансформатора и на входе ВМ показал, что эта связь не зависит от конкретной схемы соединений секций обмоток трансформатора, а всецело определяется знаком и величиной угла поворота векторов выходных напряжений ВП относительно векторов напряжений питающей сети.

2.3 Расчет установленной мощности трансформаторного оборудования МВП

Режим работы преобразовательных трансформаторов несколько отличается от режима работы силовых понижающих или повышающих трансформаторов. Эти отличия обусловливаются тем, что вентильные обмотки обтекаются током, значительно отличающимися по форме от синусоиды. Вследствие различного характера изменения во времени токов, протекающих по вторичным и первичным обмоткам преобразовательных трансформаторов, вольтамперные мощности этих обмоток в общем случае неодинаковы. В связи с этим расчетную мощность преобразовательного трансформатора S_T представляют как полу сумму мощностей первичной S_{1T} и вторичной S_{2T} обмоток $S_T = \frac{(S_{1T} + S_{2T})}{2} = \frac{(S_{W1} + S_{W2} + S_{W3})}{2}$, а мощность каждой обмотки S_W - как произведение действующих значений длительно допустимых тока I_W и напряжения U_W этой обмотки $S_W = I_W \cdot U_W$.

В преобразователях с повышенной эквивалентной фазностью (18, 24 – пульсные и т.д.), достигается за счет применения фазоповоротных трансформаторов (ФПТ) или трансформаторов с различающимися схемами соединения обмоток, суммарная установленная (типовая) мощность трансформаторов $S_{T\Sigma}$ превышает суммарную мощность вентильных мостов $S_{M\Sigma}$. Это превышение зависит от конкретной схемы и количественно достаточно наглядно может быть отображено коэффициентом превышения типовой мощности K_S:

$$K_S = \frac{S_{T\Sigma}}{S_{M\Sigma}} \tag{3}$$

Различающиеся между собой величины дополнительной типовой мощности трансформаторов ($K_{Sk} \neq K_{Sj,}$ где k, j – порядковые номера трансформаторов) приводят к различию величин индуктивностей контуров коммутации вентильных мостов (ВМ) ($X_{\gamma k} \neq X_{\gamma j,}$) и, как следствие, к возникновению неканонических гармоник в фазных токах сети и выпрямленном напряжении. При этом положительный эффект повышения эквивалентной фазности преобразования энергии снижается.

Сравнение большого числа схемных решений МВП с точки зрения уменьшения типовой мощности, выявление действительно технически целесообразных и экономически обоснованных вариантов возможно только на основе общих для всех схем МВП методов, к которым может быть отнесен метод сравнения по величине коэффициента K_S. В связи с этим необходима разработка общей методики расчета установленной мощности трансформаторного оборудования МВП.

Число различных вариантов МВП достаточно велико, поэтому ограничимся рассмотрением наиболее типичных схем ВП-6, представляющих собой по компоновке и характеру электромагнитных процессов в них достаточно самостоятельные фрагменты некоторых

эквивалентных МВП, что при необходимости позволит проанализировать любую конкретную схему.

Пользуясь общепринятыми при исследовании мощных преобразователей пренебрежениями токами намагничивания и явлением насыщения стали магнитопровода, значение напряжения на каждой из обмоток трансформатора U_W будем считать пропорциональным модулю соответствующего вектора, а суммарную магнитодвижущую силу (МДС) обмоток каждого стержня равной нулю в любой момент времени. Пусть напряжение сети U_C (симметричная система U_{AC}, U_{BC}, U_{CC}), максимальное напряжение Ud_0 и ток нагрузки Id заданы. За известные величины примем максимальную мощность нагрузки $Pd_0 = Ud_0 \cdot Id$ и вольтамперную мощность ВМ $S_M = 3 \cdot I_M \cdot U_M$, где $I_M = I_a$, $U_M = U_a$ - действующие значения фазных токов и напряжений на выходе ВМ.

При мгновенной коммутации вентилей и отсутствии пульсаций тока нагрузки $S_M = 1{,}05 \cdot Pd_0$.

Отметим, что при использовании схем соединения обмоток звездой и треугольником $K_S = 1$. Для любой схемы соединения секций обмоток трансформатора ВП-6 мгновенные значения фазных токов сети определяются в виде общей зависимости $i_A = \frac{2}{\sqrt{3} \cdot K_T} \cdot \left[i_a \cdot \sin(\frac{\pi}{3} - \delta) - i_B \cdot \sin \delta \right]$, где коэффициент трансформации и угол δ: $K_T = \frac{W_1}{\sqrt{W_2^2 + W_2 \cdot W_3 + W_3^2}}$,

$$\delta = \arcsin \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{W_2^2 + W_2 \cdot W_3 + W_3^2}}.$$

При использовании в МВП преобразовательных трансформаторов со схемой соединения секций обмоток (как первичных, так и вторичных) зигзагом обмотки могут быть включены согласно или встречно. Мощность первичной и вторичной обмоток, соединенных звездой определяется по формуле:

$$S_{\text{Y}} = 3 \cdot I_M \cdot U_M = S_M \qquad (4)$$

За мощность секций обмоток W_2 при согласном включении определяется согласно следующему выражению:

$$S_{W2} = 3 \cdot I_M \cdot U_M \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \frac{\pi}{3}} = S_M \cdot \frac{\sin \delta}{\sin \frac{\pi}{3}} \qquad (5)$$

Мощность секций обмоток W_3 определяется по формуле:

$$S_{W3} = 3 \cdot I_M \cdot U_M \cdot \frac{\sin(\frac{2\pi}{3} - \delta)}{\sin \frac{\pi}{3}} = \frac{\sin(\frac{2\pi}{3} - \delta)}{\sin \frac{\pi}{3}} \qquad (6)$$

Общая мощность вторичных обмоток трансформатора определяется по формуле:

$$S_{2T} = S_{W2} + S_{W3} = 2 \cdot S_M \cdot \cos(\frac{\pi}{3} - \delta) \qquad (7)$$

Общая установленная мощность трансформатора вычисляется из следующего выражения:

$$S_T = \frac{S_{1T} + S_{2T}}{2} = S_M \cdot \left[\frac{1 + 2 \cdot \cos \cdot (\frac{\pi}{3} - \delta)}{2} \right] \qquad (8)$$

Коэффициент превышения установленной мощности трансформатора:

$$K_S = 0{,}5 + \cos(\frac{\pi}{3} - \delta) \qquad (9)$$

Как видно, при использовании в МВП схемы соединения обмоток трансформаторов зигзагом встречное включение секций обмоток обеспечивает значительно меньшее увеличение установленной мощности трансформаторного оборудования и согласное соединение секций трансформатора практически нецелесообразно. С точки зрения установленной мощности трансформаторов с секционированием обмоток наиболее рациональными являются схемы с соединением секций обмоток скользящими треугольниками.

В схемах многофазных преобразователей с ФПТ дополнительная установленная мощность трансформаторного оборудования определяется с помощью фазоповоротных трансформаторов. Установка ФПТ принципиально не решает в какой-либо степени задачу уменьшения установленной мощности главных преобразовательных трансформаторов (ГТ), мощность каждого из последних должна быть равна полной мощности ВМ. Схемы многофазных преобразователей с каскадным соединением вентильных обмоток трансформаторов позволяет уменьшить единичную мощность трансформаторного оборудования ВП в целом.

В таблице 7 приведены зависимости K_S от угла поворота δ для основных схем с ФПТ и каскадного соединения вентильных обмоток трансформаторов.

Таблица 7 - Зависимость K_S от угла поворота δ для основных схем с ФПТ и каскадного соединения вентильных обмоток трансформаторов

ГТ		ФПТ		Коэффициент превышения мощности						
1-чная обмоток	2-чная обмоток	1-чная обмоток	2-чная обмоток	Зависимость	Угол сдвиг δ (эл.град.)					
					5	7,5	10	15	22,5	30
Y	Y	Y	Y	$1+\sin/\sin\frac{\pi}{3}$	1,074	1,11	1,143	1,207	1,293	1,366
Y	Y	Δ	Y	$1+\sin\delta$	1,023	1,033	1,043	1,058	1,072	1,077
Δ	Y	Δ	Y							
Каскадное соединение вентильных обмоток				$4\sin\frac{\pi}{12}\cdot\cos(\frac{\pi}{12}-\delta)$						
Y	Y	Y	Δ		1,01	1,014	1,016	1,018	1,014	1
Δ	Y	Y	Y							

Из анализа данных таблицы 7 следует, что некоторое уменьшение установленной мощности ФПТ достигается использованием схем, в которых первичные обмотки ФПТ соединены треугольником. Применение схем с каскадным соединением вентильных обмоток преобразовательных трансформаторов обеспечивает минимальное превышение установленной мощности трансформаторного оборудования ВП.

2.4 Эффективность использования МВП для обеспечения качества электроэнергии

В данное время в системах электроснабжения предприятий цветной металлургии широкое распространение получили схемы с многофазным преобразованием. В первую очередь к числу таких предприятий относятся алюминиевые заводы. При переработке сплавов алюминия путем электролизных ванн обычно применяют 12, 24, 36 и 48-фазные схемы преобразования. При этом мощность ввода кремниевопреобразовательной подстанции (КПП) крупного предприятия может превысить 60МВА, а число таких вводов достигает 20 и более.

В таких условиях электроснабжение КПП происходит непосредственно от сетей высокого напряжения (110-220кВ) через силовые трансформаторы. Несмотря на это, значительная часть преобразовательной мощности нагрузки, местами достигающие мощностей питающей энергосистемы, способствуют ухудшению показателей качества электроэнергии (ПКЭ) не только на шинах 6-10кВ завода, но и в сетях 110-220кВ.

На одном из крупных отечественных алюминиевых заводов со сложившейся системой электроснабжения в течение последних лет проводятся исследования, направленные на снижение уровня высших гармоник. На заводе применяют различные схемы преобразования. Их анализ, проведенный авторами в 2001 г., последующее внедрение наиболее рациональных предложений и повторный анализ в 2003 г. позволили сделать полезные выводы о способах компенсации высших гармоник. В частности, показана эффективность применения 48-пульсных схем преобразования в СЭС, для которых характерны резонансные условия на частотах генерируемых гармоник.

Как известно, преобразователи являются источниками высших гармоник тока, которые, в свою очередь, определяют искажения синусоидальности напряжения в узлах сети, характеризуемые значениями

$K_{U(n)}$ и K_U. Порядок нечетных составляющих высших гармоник тока, кроме гармоник кратных трем, имеет зависимость от схемы преобразователя и его пульсности или числа фаз преобразования. Этот ряд определяется формулой $n = pk \pm 1$, где p – пульсность преобразователя, k=1,2,3…

Гармоники с высшим порядком довольно часто компенсируются при примененной схеме преобразования, определяются по формуле

$$n = \frac{p}{2} \cdot (2k - 1) \pm 1. \quad (10)$$

Отсюда вытекает, что 6-пульсный преобразователь генерирует нечетные гармоники, начиная с 5-ой, 12-пульсный – начиная с 11-ой. При этом 5,7,17,19,29 и 31-я компенсируются в схеме самого преобразователя.

Довольно часто ступени низшего порядка преобразования применяются 6-пульсные схемы, из которых составляются 12-пульсные. Это помогает убирать наиболее отрицательные высшие гармоники (5 и 7-ю), амплитуды которых в первом приближении равны 1/5 и 1/7 от потребляемого тока, что способствует ухудшению энергосистемы в целом. Тем не менее, нетронутые высшие гармоники тока порядков n=11,13,23,25,35 и 37 достаточно значительны, чтобы, как показали опыты, создавать искажения напряжения в высоковольтных сетях (до 220 кВ включительно), превышающие допустимые по ГОСТ Р 54149-2010 значения. В связи с этим на предприятиях применяют 36- и 48-фазные схемы преобразования, которые, как будет показано ниже, позволяют компенсировать высшие гармоники порядков n=11,13,23,25 (для 36-фазной), а также n=35,37 (для 48-фазной).

Варианты многофазных схем преобразования и их эффективность.

Компенсация гармоник высшего порядка при многофазных схемах преобразования выполняется при помощи обеспечения фазовых сдвигов углов токов, протекающих в двухобмоточном трансформаторе с расщепленными вентильными обмотками, или в сетевых обмотках группы трансформаторов, подключенных на шины одной системы, либо и того и

другого способа. Для данных целей устанавливаются специальные трансформаторы с различными схемами соединения обмоток. Ниже рассмотрены особенности компенсации высших гармоник тока для различных схем преобразования.

Как правило сдвиг фаз равен углу между векторами токов основной частоты и определяется фазностью преобразования как $\alpha^{(1)} = 360^\circ / p$. Так, этот угол составляет $\alpha^{(1)} = 30^\circ$ при 12-фазном преобразовании, $\alpha^{(1)} = 15^\circ$ при 24-фазном, $\alpha^{(1)} = 10^\circ$ при 36-фазном, $\alpha^{(1)} = 7{,}5^\circ$ при 48-фазном. Полученный при этом показатель при условиях близких к идеальным (симметрия токов высших гармоник, сопротивлений фаз трансформатора и т.п.) можно увидеть в таблице 1. Одним из условий таблицы - что компенсация высших гармоник выполняется каскадно. Это означает, что 24-фазный преобразователь может состоять из двух 12-фазных, а 36-фазный – из трех. В 48-фазном преобразователе содержатся каскады 12 и 24-фазного преобразователя. Так, например, 5 и 7-я гармоники высшего порядка можно скомпенсировать только 12-фазном преобразованием.

Фазовый сдвиг гармоник высшего порядка представлены углами $\alpha^{(1)}$ и гармониками n-ого порядка так, что $\alpha^{(1)} = n \cdot \alpha^{(1)}$. Не малое воздействие на систему оказывают направления векторов в системе, полученных при влиянии гармоник прямой и обратной последовательностей. Трехфазные токи с промышленной частотой, как правило, образуют систему прямой последовательности, вращение векторов в данной системе происходит против часовой стрелки.

Таблица 8 – Каскадная компенсация гармоник высшего порядка n-фазных схемах преобразования

№ преобразования	Порядковый номер гармоник высшего порядка											
	5	7*)	11	13*)	17	19*)	23	25*)	29	31*)	35	37*)
12	-	-	+	+	-	-	+	+	-	-	+	+
24	-12	-12	-24	-24	-12	-12	+	+	-12	-12	-24	-24
36	-12	-12	-36	-36	-12	-12	-36	-36	-12	-12	+	+
48	-12	-12	-24	-24	-12	-12	-48	-48	-12	-12	-48	-48

Условные обозначения:

*) – высшие гармоники при прямой последовательности

"+" - гармоники присутствуют в сетевой обмотке трансформатора

"-" - гармоники отсутствуют в сетевой обмотке трансформатора

12,24,36,48 – Схемы преобразования, при помощи которых выполняется компенсация высших гармоник.

Для того, чтобы найти вектора гармоник тока высшего порядка прямой последовательности одного из n порядка фазового сдвига, находится по формуле, рассчитывающего в комплексной системе координат от действительной оси:

$$\boldsymbol{I}_{kc}^{(n)} = \boldsymbol{I}_{kp}^{(n)} \cdot e^{-j\alpha^{(1)}\cdot(-1n)}, \qquad (11)$$

где $I_{kc}^{(n)}$ и $I_{kc}^{(n)}$ - выражают токи в первичной и вторичной обмотках трансформаторов, k –нумерация ветви в p-фазной преобразующей системе. При таких условиях фазность токов гармоник высшего порядка в первичной обмотке находится из формулы:

$$\alpha_c^{(n)} = -\alpha_{np}^{(1)} \cdot (1-n). \qquad (12)$$

Допустим, что при 12-фазной преобразующей схеме ($\alpha^{(1)} = 30^\circ$) применяется силовой трансформатор, имеющий раздвоенную обмотку вентильного типа Y/Y/Δ. Сдвиг фаз при схеме соединения Y/Y (k=1) $\alpha_1^{(1)} = 0$, а при схеме соединения Y/Δ (k=2) $\alpha_2^{(1)} = 30^\circ$. 7-ая гармоника имеет токовые фазовые сдвиги равные: $\alpha_1^{(7)} = 0$, $\alpha_2^{(7)} = -30^\circ(1-7) = 180^\circ$. Другими словами, данные значения токов в первичной обмотке оказываются в отрицательном значении фаз, при их равенстве можно полагать что их сумма $I_1^{(7)} + I_2^{(7)} = 0.$ При таких условиях и выполняется принцип компенсации.

Для токов гармоник высшего порядка обратной последовательности, учитывая их противоположное вращение векторов, можно найти их сдвиг фаз по формуле $I_{kc}^{(n)} = I_{knn}^{(n)} \cdot e^{-j\alpha^{(1)}\cdot(-1n)}$ и тогда равенство принимает вид:

$$\alpha_c^{(n)} = -\alpha_{np}^{(1)}(1+n). \qquad (13)$$

Поэтому можно принять, что для 5-ой гармоники нахождение сдвига фаз находится:

$$\alpha_1^{(5)} = 0,$$
$$\alpha_2^{(5)} = -30^\circ(1+5) = -180^\circ$$
$$I_1^{(5)} + I_2^{(5)} = 0.$$

В ряде случаев, редко получается удержать постоянство фазного угла $\alpha_1^{(1)}$ количеству фазного преобразования р. Другими словами, фактическим углам допускается отличаться от рассмотренных примеров. Это происходит из-за следующих факторов:

- конструктивно очень сложно подобрать количество витков трансформатора, при схеме соединения звезда и треугольник с увеличенной стороной;
- необходимость изменять показатели качества напряжения при использовании РПН трансформатора, что само по себе ведет к изменению количества витков первичной обмотки трансформатора и получаются, изменения не только амплитуды, но и фазы вентильной обмотки того же трансформатора.

Эффективность компенсации высших гармоник принято оценивать по коэффициенту нескомпенсированности $k_{ВГ}$, определяемому для каждой гармоники как:

$$k_{ВГ} = \frac{\sum_{k=1}^{k} I_k^{(n)}}{\sum_{k=1}^{k} \left| I_k^{(n)} \right|} \qquad (14)$$

Следовательно в случае полной компенсации $\sum_{k=1}^{k} I_k^{(n)} = 0$ и $k_{ВГ} = 0.$ В целом, многое зависит от схемы преобразования, $0 \le k_{ВГ} \le 1.$

У схемы, приведенной на рисунке 2.4.1, три группы КПП, каждая из которых образована двумя КПП (1 и 2, 3 и 4, 5 и 6), имеющими одинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов преобразователей. При этом фазовый угол между группами ветвей составляет $\alpha = 10^\circ$ ($\alpha_1 = -10^\circ, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = +10^\circ$). Тогда для гармоник, образующих прямую

последовательность, угол $\alpha_k^{(n)}$ поворота вектора n-ой гармоники $\alpha_k^{(n)} = -\alpha_0 \cdot (1-n)$, а для гармоник, образующих обратную последовательность, $\alpha_k^{(n)} = -\alpha_0 \cdot (1+n)$. Здесь $\alpha_0 = -\alpha_k$. Результаты расчета положения векторов всех учитываемых ВГ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Фазовые углы в 36-фазной схеме

α	Порядок гармоник											
	5	7*	11	13*	17	19*	23	25*	29	31*	35	37*
$\alpha_1^{(n)}$	-60	60	-120	120	-180	180	-240	240	-300	300	-360	360
$\alpha_2^{(n)}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\alpha_3^{(n)}$	60	-60	120	-120	180	-180	240	-240	300	-300	360	-360
$k_{ВГ}$	0,67	0,67	0	0	0,33	0,33	0	0	0,67	0,67	1	1

* - ВГ прямой последовательности

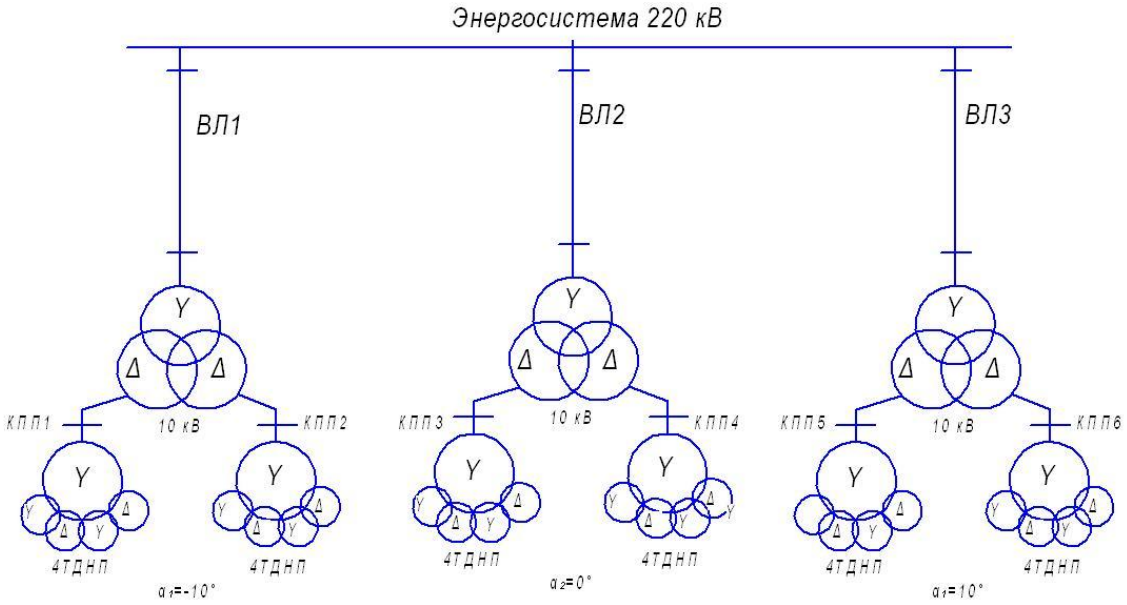


Рисунок 9 – Фрагмент системы электроснабжения при 36-фазной схеме преобразования

При этом коэффициент нескомпенсированности:

$$k = \frac{\sum_1^3 I^{(n)}}{\sum_1^3 \left| I^{(n)} \right|} = \frac{I_1 + I_2 + I_3}{I_1^{\,n} + I_2^{\,n} + I_3^{\,n}} = \frac{I^{(n)} \cdot (\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2 + \cos\alpha_3)}{3 \cdot I^n} = \frac{1}{3} \cdot (\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2 + \cos\alpha_3).$$

Например, для n=5:

$$k = \frac{1}{3} \cdot \left[\cos(-60^\circ) + \cos 0 + \cos(60) \right] = \frac{1}{3} \cdot (0{,}5 + 1 + 0{,}5) = 0{,}67.$$

Недостаток этот схемы состоит в том, что некомпенсированные гармоники с n=5,7,17,19,29,31,35 и 37 выносятся за пределы шин, от которых

питаются трансформаторы преобразователей. Таким образом, эти гармоники проникают в сеть более высокого напряжения, где и создают искажения напряжения. Так же выносятся в сеть и 11, 13, 23 и 25 гармоники, которые взаимокомпенсируются ($k_{ВГ} = 0$) в узловой точке этой же сети. При этом не исключаются резонансные явления, возрастают потери мощности и электроэнергии в сети. Правда, следует иметь в виду, что из нескомпенсированных 36-фазной схемой гармоник 5 и 7, 17и 19, 29 и 31-я могут компенсироваться в каждом из преобразовательных трансформаторов КПП, каждый из которых работает на 12-пульсные преобразователи.

А они в соответствии с расчетной формулой $n = \frac{p}{2} \cdot (2k - 1) \pm 1$ позволяют компенсировать именно 5 и 7, 17 и 19, 29 и 31-ю гармоники. Однако это справедливо только в идеальных условиях и при $\alpha = 10^{\circ}$, что на практике осуществить трудно. Так, при работе РПН на трансформаторе преобразователя, как правило, $\alpha \neq 10^{\circ}$. Следовательно в сеть проникают не только 35 и 37-я гармоники, но и 11,13,23 и 25-я, которые должны были бы полностью компенсироваться в сети при $\alpha = 10^{\circ}$.

В любых обстоятельствах предпочтительны такие схемы компенсации ВГ, которые бы исключали возможность проникновения этих гармоник в сеть или сводили такой эффект к минимуму. Такая схема представлена на рисунке 10.

В такой схеме работа преобразователей 1,2 и 3 на КПП-1 и 5, 6 и 7 на КПП-2 дадут такой же эффект компенсации ВГ тока, как и в классической схеме. Но теперь гармоники, генерируемые этими преобразователями, кроме 35 и 37-ой, компенсируются в пределах шин 10кВ КПП.

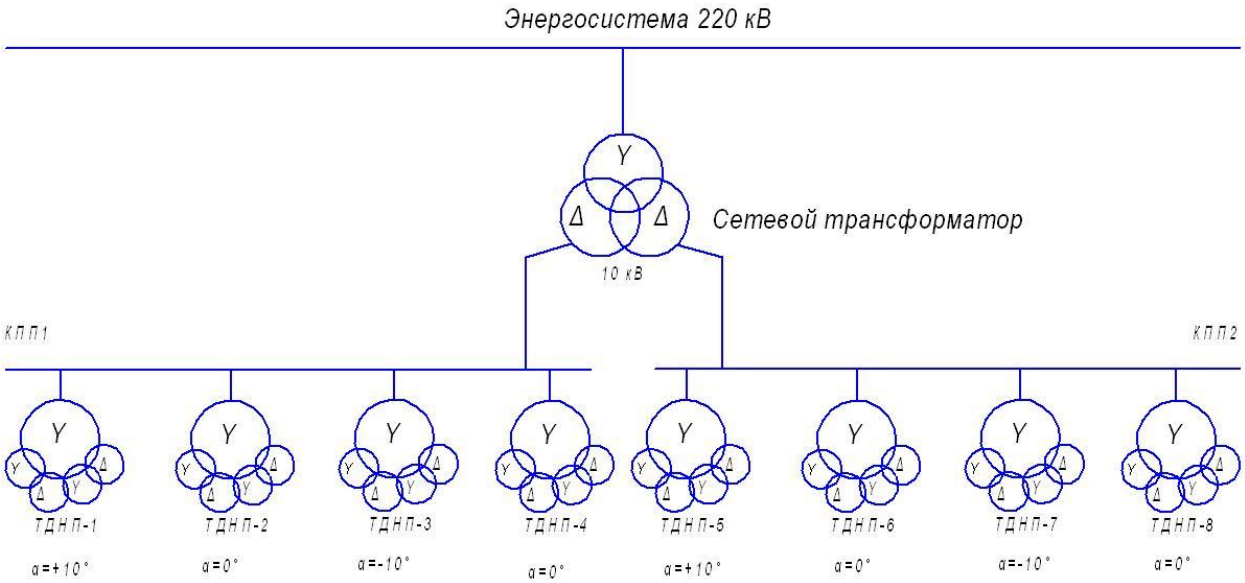


Рисунок 10 – 36-фазная схема компенсации гармоник на шинах

Нескомпенсированными остаются 11 и 13, 23 и 25, 35 и 37-я гармоники, генерируемые только преобразователями 4 и 8. При этом, если $\alpha_4^{(n)} = 0$, а $\alpha_8^{n} = +10^\circ$, то:

$$k_{ВГ} = \frac{1}{2}\left| e^{j\alpha_4^{(n)}} + e^{j\alpha_8^{(n)}} \right| = \frac{1}{2}\left| \cos\alpha_4^{(n)} + j\sin\alpha_4^{(n)} + \cos\alpha_8^{(n)} + j\sin\alpha_8^{(n)} \right|,$$

что дает для каждой из этих гармоник $k_{ВГ} = 0{,}5$.

Так, например, для n=1

$$k_{ВГ} = \frac{1}{2}\left|\cos 0 + j\sin 0 + \cos(-120^\circ) + j\sin(-120^\circ)\right| = \frac{1}{2}\left[1 - 0{,}5 - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right] = \frac{1}{2}\left[\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right].$$

Так как модуль суммарного тока (в скобках) равен единице, то $k_{ВГ} = 0{,}5$. Такие же значения $k_{ВГ}$ имеет и для 13, 23, 25-ой гармоник, так как суммарные вектора располагаются в положительной полуплоскости под углом ±60°.

Другими словами, токи указанных ВГ, генерируемые преобразователями 4 и 8, ослабляются в 2 раза. Учитывая, что эти же гармоники, генерируемые преобразователями 1, 2, 3 и 5, 6, 7, компенсируются полностью на шинах, соответственно, КПП-1 и КПП-2, то коэффициент нескомпенсированности по этим ВГ на шинах системы (рисунок 2) составит всего $k_{системы}^{(11,13,23,25)} = 0{,}5/8 = 0{,}0625$.

Преимущество 48-фазных схем по сравнению с 36-фазными состоит в

следующем. Компенсируются теоретически полностью все нечетные гармоники до 37-ой включительно. Эффект компенсации может быть достигнут в пределах одной КПП, где равенство токов ВГ в каждом из четырех преобразователей (на рисунке 10 – преобразователи 1-4 и 5-8) наиболее вероятен, из-за того, что они работают на шины постоянного тока. Указанные гармоники компенсируются в пределах шин 10кВ, от которых и получают питание эти преобразователи. Благодаря этому ВГ не вносятся не только в сеть ВН, но и не загружают сетевой трансформатор 220/10кВ.

Для обеспечения 48-фазного режима векторы токов сетевых обмоток каждого из четырех трансформаторов преобразователей должны быть развернуты по отношению друг к другу на $\alpha^{(1)} = 360^\circ / 48 = 7{,}5^\circ$. В настоящее время отечественных заводах эксплуатируются трансформаторы с фазовыми углами $\alpha_1^{(1)} = -11{,}25^\circ; \alpha_2^{(1)} = +3{,}75^\circ; \alpha_3^{(1)} = -3{,}75^\circ; \alpha_4^{(1)} = +11{,}25^\circ$. При этом как бы образуется три каскада компенсации:

- 12-фазный в пределах каждого трансформатора благодаря тому, что их четыре вентильных обмотки собраны попарно по схеме Y/Δ;
- 24-фазный в пределах шин 10кВ, к которым присоединены попарно трансформаторы, а их сетевые обмотки соединены так, чтобы обеспечить относительный поворот векторов тока основной частоты на 15°. В рассматриваемом случае это достигается тем, что $\alpha_1^{(1)} = -11{,}25^\circ$, а $\alpha_2^{(1)} = +3{,}75^\circ$ и $\alpha_3^{(1)} = -3{,}75^\circ$, а $\alpha_4^{(1)} = +11{,}25^\circ$. Как следует из таблицы 1, благодаря работе по этим двухкаскадным схемам преобразования компенсируются все ВГ, кроме 23 и 25;
- 48-фазный в пределах тех же шин 10кВ благодаря тому, что относительный поворот векторов тока основной частоты для нечетной пары трансформаторов и четной пары составляет $\alpha_1^{(1)} = 7{,}5^\circ$.

Векторная диаграмма токов в сетевых обмотках четырех преобразователей показана на рисунке 3.

Далее, используя формулу $\alpha_c^{(n)} = -\alpha_{np}^{(1)} \cdot (1-n)$ для гармоник,

образующих прямую последовательность, и $\alpha_c^{(n)} = -\alpha_{np}^{(1)} \cdot (1+n)$ для гармоник, образующих обратную последовательность, можно рассчитать углы поворота векторов этих гармоник в сетевой обмотке каждого из четырех трансформаторов. Например, для n=25 (прямая) $\alpha_k^{(25)} = -\alpha_k^{(1)} \cdot (1-n)$, а для n=23 $\alpha_k^{(23)} = -\alpha_k^{(1)} \cdot (1+n)$ (обратная).

Тогда для n=25 получим, опуская индекс порядка гармоники, для трансформаторов 1-4:

$$\alpha_1 = -11{,}25 \cdot (1-25) = 270^\circ;$$

$$\alpha_2 = 3{,}75 \cdot (1-25) = -90^\circ;$$

$$\alpha_3 = -3{,}75 \cdot (1-25) = 90^\circ;$$

$$\alpha_4 = +11{,}25 \cdot (1-25) = -270^\circ.$$

Здесь векторы токов для n=25 с углами α_1, α_4 и α_2, α_3 оказываются в противофазе, чем и обеспечивается их полная компенсация на шинах 10кВ. Аналогично для n=23:

$$\alpha_1 = -11{,}25 \cdot (1+23) = -270^\circ;$$

$$\alpha_2 = 3{,}75 \cdot (1+23) = +90^\circ;$$

$$\alpha_3 = -3{,}75 \cdot (1+23) = -90^\circ;$$

$$\alpha_4 = +11{,}25 \cdot (1+23) = +270^\circ.$$

Значения углов $\alpha_{1-4}^{(n)}$ для всех нечетных гармоник на шинах 10кВ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Фазовые углы гармоник тока при 48-фазной схеме преобразования

α	Порядок гармоник											
	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
$\alpha_1^{(n)}$	-67	67,5	-135	135	-202,5	202,5	-270	270	337,5	337,5	-45	45
$\alpha_2^{(n)}$	22,5	-22,5	45	-45	67,5	-67,5	90	-90	112,5	-112,5	135	-135

Продолжение таблицы 10

α	Порядок гармоник											
	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
$\alpha_3^{(n)}$	-22,5	22,5	-45	45	-67,5	67,5	-90	90	-112,5	112,5	-135	135
$\alpha_4^{(n)}$	67,5	-67,5	135	-135	202,5	-202,5	270	-270	337,5	-337,5	45	-45
$k_{ВГ}$	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0

Нетрудно видеть, что коэффициент некомпенсации ВГ $k_{ВГ}=0$ для n=11, 13, 35 и 37, то есть они полностью компенсируются, будучи в противофазе на выходе сетевых обмоток трансформаторов преобразователей 1-2 и 3-4, работающих с $\alpha^{(1)}=15^{\circ}$ (24-фазный режим). Такой же эффект наблюдается и для гармоник n=23 и 25, но благодаря тому, что $\alpha^{(1)}=7{,}5^{\circ}$, для пар преобразователей 1-4 и 2-3, работающих в 48-фазном режиме.

Что же касается ВГ, для которых n=5, 7, 17, 19, 29, 31, то они также полностью компенсируются, но на уровне 12-фазного преобразования, как это было показано выше.

Эффективность результирующей компенсации на шинах 10кВ КПП, состоящей из четырех преобразователей при трехкаскадной системе компенсации, приведена в таблице 11.

Таблица 11 – Эффективность результирующей компенсации при 48-фазной схеме

Схема преобразования	$k_{ВГ}$											
	Порядок гармоник											
	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
12-фазная	0	0			0	0			0	0		
24-фазная			0	0							0	0
48-фазная							0	0				

2.5 Компенсация ВГ в 36-фазной схеме преобразования

В схеме, приведенной на рисунке 11, три группы КПП, каждая из которых образована двумя КПП (1 и 2, 3 и 4, 5 и 6), имеющими одинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов преобразователей. При этом фазовый угол между группами ветвей составляет α=10° (α_1 = -10°, α_2=0, α_3 =

+10°). Тогда для гармоник, образующих прямую последовательность, угол $\alpha_k^{(n)}$ поворота вектора n-ой гармоники $\alpha_k^{(n)}=-\alpha_0(1-n)$, а для гармоник, образующих обратную последовательность, $\alpha_k^{(n)}=-\alpha_0(1+n)$. Результаты расчета положения векторов всех учитываемых ВГ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Фазовые углы гармоник тока при 36-фазной схеме преобразования

	Порядок гармоник											
α	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
$\alpha_1^{(n)}$	-60	+60	-120	+120	-180	+180	-240	+240	-300	+300	-360	+360
$\alpha_2^{(n)}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\alpha_3^{(n)}$	+60	-60	+120	-120	180	-180	+240	-240	+300	-300	+360	-360
$k_{вг}$	0,67	0,67	0	0	0,33	0,33	0	0	0,67	0,67	1,0	1,0

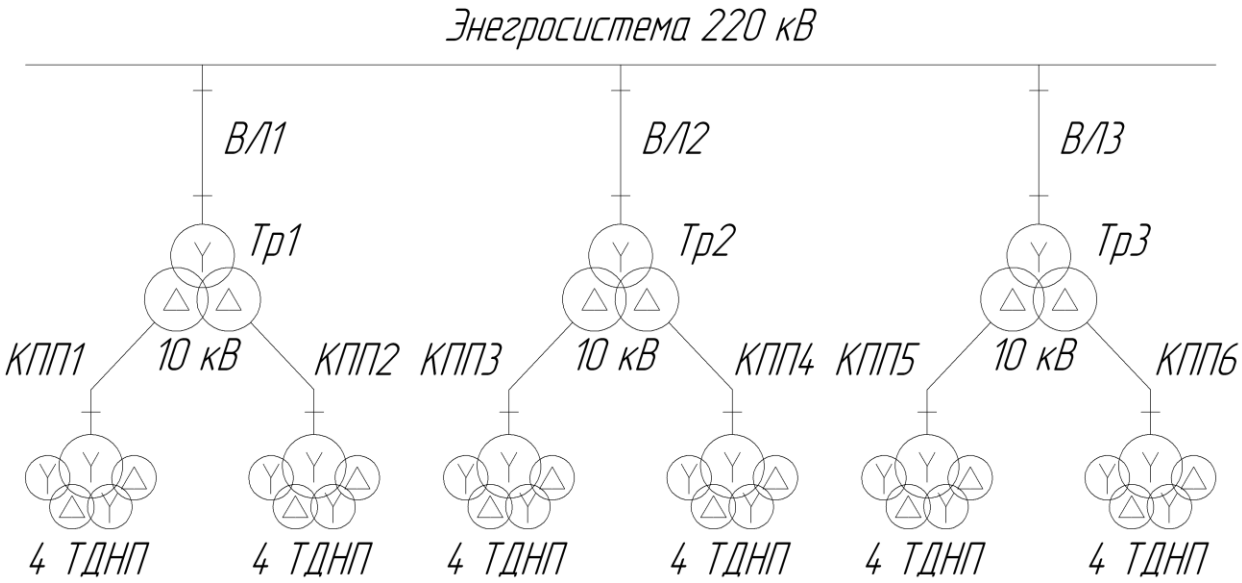


Рисунок 11 - Фрагмент системы электроснабжения при 36-фазной схеме преобразования

При этом коэффициент нескомпенсированности:

$$K=\frac{\sum_1^3 \underline{I}^{(n)}}{\sum_1^3 \left|\underline{I}^{(n)}\right|}=\frac{\underline{I}_1^{(n)}+\underline{I}_2^{(n)}+\underline{I}_3^{(n)}}{I_1^{(n)}+I_2^{(n)}+I_3^{(n)}}=\frac{I^{(n)}(\cos\alpha_1+\cos\alpha_2+\cos\alpha_3)}{3I^{(n)}}=\frac{1}{3}(\cos\alpha_1+\cos\alpha_2+\cos\alpha_3)$$

.

Например, для n=5

$$K = \frac{1}{3}\left[\cos(-60^0) + \cos 0 + \cos(60^0)\right] = \frac{1}{3}(0{,}5 + 1 + 0{,}5) = 0{,}67$$

Недостаток этой схемы состоит в том, что некомпенсированные гармоники с п=5, 7, 17, 19, 29, 31, 35 и 37 выносятся за пределы шин, от которых питаются трансформаторы преобразователей. Эти гармоники проникают в сеть более высокого напряжения, где и создают искажения напряжения. Также выносятся в сеть и 11,13, 23 и 25 гармоники, которые взаимокомпенсируются (kвг=0) в узловой точке этой же сети. При этом не исключаются резонансные явления, возрастают потери мощности и электроэнергии в сети. Из нескомпенсированных 36-фазной схемой гармоник 5 и 7, 17 и 19, 29 и 31-я могут компенсироваться в каждом из преобразовательных трансформаторов КПП, каждый из которых работает на 12-пульсные преобразователи (табл. 1).

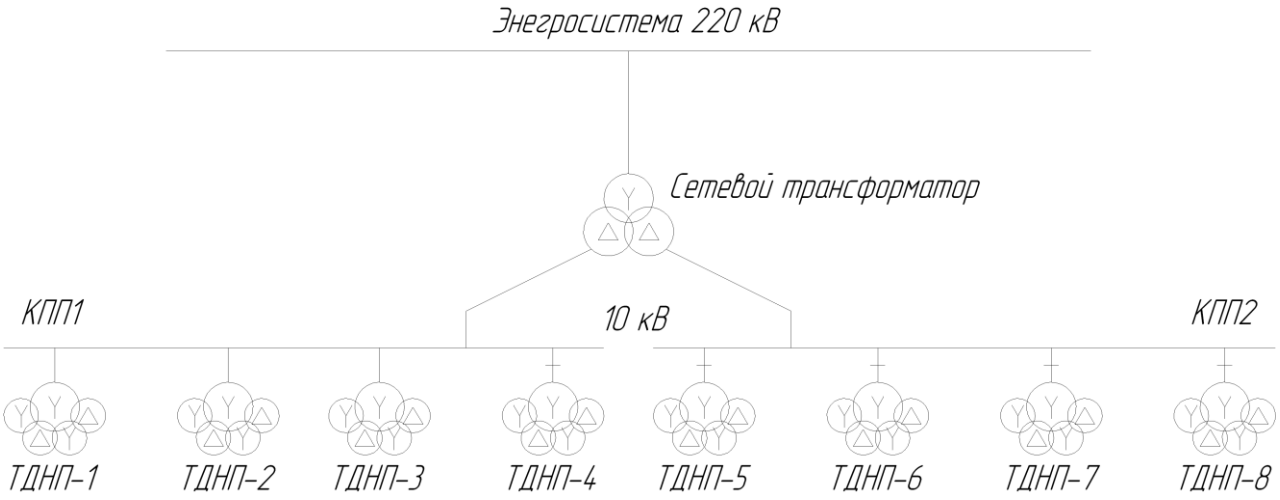


Рисунок 12 - 36-фазная схема компенсации гармоник на шинах завода

На рисунке 12 представлена 36-фазная схема компенсации гармоник, позволяющая исключить возможность проникновения гармоник в сеть или свести их уровень к минимуму, ввиду практической сложности обеспечения идеальных условий. В такой схеме работа преобразователей 1, 2 и 3 на КПП-1 и 5, 6 и 7 на КПП-2 дадут такой же эффект компенсации ВГ тока (табл. 1). Но гармоники, генерируемые этими преобразователями, кроме 35 и 37-ой, компенсируются в пределах шин 10 кВ КПП. Нескомпенсированными

остаются 11 и 13, 23 и 25, 35 и 37-я гармоники, генерируемые только преобразователями 4 и 8. При этом если α4(n) = 0, а α8(n) = +10°, то:

$$K_{ВГ} = \frac{1}{2}\left(e^{j\alpha_4^{(n)}} + e^{j\alpha_8^{(n)}}\right) = \frac{1}{2}(\cos\alpha_4^{(n)} + j\sin\alpha_4^{(n)} + \cos\alpha_8^{(n)} + j\sin\alpha_8^{(n)}).$$

Например, для n=11

$$K_{ВГ} = \frac{1}{2}(\cos 0 + j\sin 0 + \cos(-120^0) + j\sin(-120^0)) = \frac{1}{2}\left[\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right].$$

Токи указанных ВГ, генерируемые преобразователями 4 и 8, ослабляются в 2 раза. Эти же гармоники, генерируемые преобразователями 1, 2, 3 и 5, 6, 7, полностью компенсируются на шинах КПП1 и КПП2, коэффициент нескомпенсированности по этим ВГ на шинах системы (рис. 2) составит всего

$$K_{СИИСТЕМ}^{(11,13,23,25)} = 0{,}5/8 = 0{,}0625.$$

2.6 Компенсация ВГ в 48-фазной схеме преобразования

Преимущество 48-фазных схем по сравнению с 36-фазными состоит в том, что теоретически полностью компенсируются все нечетные гармоники до 37-ой включительно. Эффект компенсации может быть достигнут в пределах одной КПП, где равенство токов ВГ в каждом из четырех преобразователей (на рис. 2 — преобразователи 1-4 и 5-8) наиболее вероятен, так как они работают на общие шины постоянного тока. Указанные гармоники компенсируются в пределах шин 10 кВ, от которых и получают питание эти преобразователи. Благодаря этому ВГ не вносятся не только в сеть ВН, но и не загружают сетевой трансформатор 220/10 кВ.

Для обеспечения 48-фазного режима векторы токов сетевых обмоток каждого из четырех трансформаторов преобразователей должны быть развернуты по отношению друг к другу на $\alpha^{(1)}$ = 360°/48 = 7,5°. В настоящее время на отечественных алюминиевых заводах эксплуатируются

трансформаторы с фазовыми углами $a_1^{(1)}$= -11,25°; $\alpha_2^{(1)}$= +3,75°; $\alpha_3^{(1)}$ = -3,75°; $a_4^{(1)}$=+11,25°. При этом образуются три каскада компенсации:

- 12-фазный в пределах каждого трансформатора благодаря тому, что их четыре вентильные обмотки собраны попарно по схеме Y/Δ;
- 24-фазный в пределах шин 10 кВ, к которым присоединены попарно трансформаторы, а их сетевые обмотки соединены так, чтобы обеспечить относительный поворот векторов тока основной частоты на 15°. В рассматриваемом случае это достигается тем, что $a_1^{(1)}$= -11,25°; $\alpha_2^{(1)}$= +3,75°; $\alpha_3^{(1)}$ = -3,75°; $a_4^{(1)}$=+11,25°. Как следует из табл. 1, благодаря работе по этим двухкаскадным схемам преобразования компенсируются все ВГ, кроме 23 и 25;
- 48-фазный в пределах тех же шин 10 кВ благодаря тому, что относительный поворот векторов тока основной частоты для нечетной пары трансформаторов и четной пары составляет $a_1^{(1)}$= 7,5°.

Векторная диаграмма токов в сетевых обмотках четырех преобразователей показана на рисунке 13.

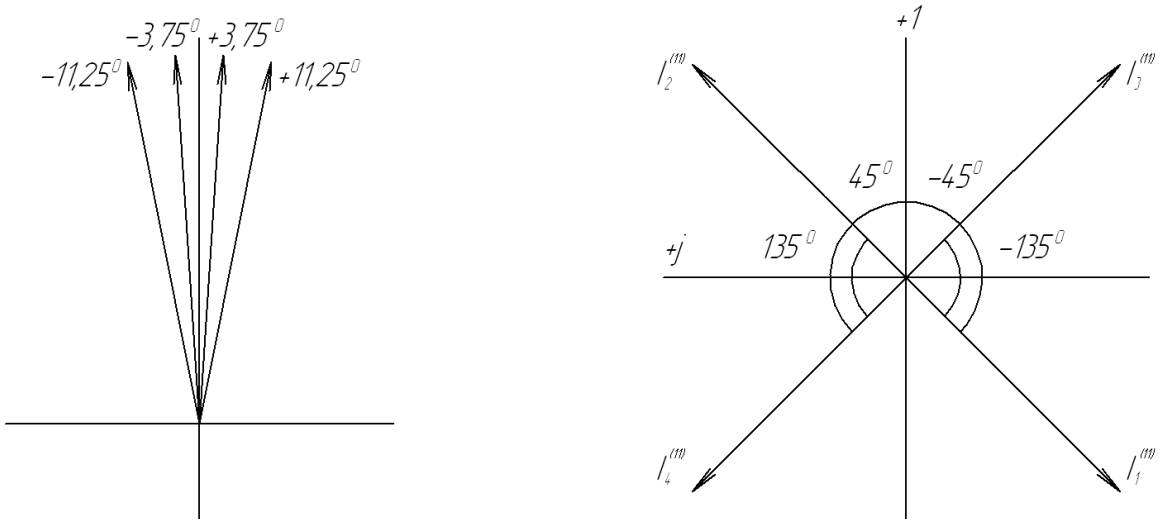


Рисунок 13 – Векторная диаграмма токов основной частоты и 11-ой гармоники при 48-фазной схеме преобразования

Значения углов $\alpha_{1\text{-}4}^{(n)}$ для всех нечетных гармоник на шинах 10 кВ приведены в табл. 3. Коэффициент некомпенсации ВГ $k_{вг}$=0 для n= 11, 13, 35 и 37, то есть они полностью компенсируются, будучи в противофазе на

выходе сетевых обмоток трансформаторов преобразователей 1-2 и 3-4, работающих с $\alpha^{(1)}$= 15° (24-фазный режим). Такой же эффект наблюдается для гармоник n = 23 и 25, но благодаря тому, что $\alpha^{(1)}$=7,5° для пар преобразователей 1-4 и 2-3, работающих в 48-фазном режиме.

Таблица 13 – Фазовые углы гармоник тока при 48-фазной схеме преобразования

	Порядок гармоник											
α	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
$\alpha_1^{(n)}$	-68	68	-140	140	-201	201	-265	265	-335	335	-45,5	45,5
$\alpha_2^{(n)}$	21	-21	45,5	-45,5	68	-68	90,5	-90,5	115	-115	140	-140
$\alpha_3^{(n)}$	-21	21	-45,5	45,5	-68	68	-90,5	90,5	-115	115	-140	140
$\alpha_4^{(n)}$	68	-68	140	-140	201	-201	265	-265	335	-335	45,5	-45,5
$k_{вг}$	0	0	-	-	0	0	-	-	0	0	-	-

Эффективность результирующей компенсации на шинах 10 кВ КПП, состоящей из четырех преобразователей при трехкаскадной системе компенсации, приведена в таблице 14.

Таблица 14 - Эффективность результирующей компенсации при 48-фазной схеме

Схема преобразования	$k_{вг}$											
	Порядок гармоник											
	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31	35	37
12-фазная	0	0			0	0			0	0		
24-фазная			0	0							0	0
48-фазная							0	0				

Значения по экономическим потерям вызванных перерывами электроснабжения для различных отраслей производства существенно отличаются, и потребитель имеет право подавать исковые требования в электроснабжающие компании основываясь на расчетах убытков, полученных от простоев и упущенной выгоде.

Показанные ранее таблицы и значения ущербов от токов высших гармоник и напряжения, и методы расчетов каждого значения возможных ущербов, которые можно предъявить электроснабжающей компании. При этом, многими значениями ущерба пренебрегают. Поэтому требуется установка индикатора, с указателем на определенный вид ущерба. Роль индикатора может играть температура самого нагретого узла изоляции.

Для всех типов электроустановок указываются максимальные показатели длительно допустимой температуры изоляции в самом нагретом узле при длительных перегрузках. С учетом действующего значения температуры максимально нагретой точке изоляции большинство ущербов относятся к трем основным группам с учетом их происхождения.

При среднем расчете годовой нагрузки, потери от высших гармоник тока будут стоить предприятию 45000руб/год. Из полученных результатов следует, что большая часть всех потерь приходят на кабельные линии, т.к. чаще всего самые загруженные и зависимость потерь активной мощности имеет прямое значение от гармоник высшего порядка. Рассчитано, что ущерб от наличия высших гармоник тока в сети зависит от коэффициента загрузки электроустановки в режимах минимума и максимума нагрузок, длительностью пиковой нагрузки, характера гармоник тока нагрузки, среднесуточной температуры окружающей среды, ценой электроустановки. Для перечисленных типов найдены их значения влияния на размер ущерба.

Выводы по второй главе

На сегодняшний день известны десятки разработок, практические результаты которых подтверждают обеспечение необходимых показателей функционирования систем электроснабжения и качества электрической энергии на уровне ГОСТ Р 54149-2010. Во второй главе были рассмотрены методы и средства снижения влияния нелинейной нагрузки в сетях 6-10кВ. Выявлены достоинства и недостатки каждого из методов.

Эффективность компенсации ВГ только за счет применения многофазных схем преобразования (без применения фильтрокомпенсирующих устройств) достаточно высока. Это позволяет во многих случаях существенно снизить уровни искажений, вносимых мощными преобразователями, как в узлах энергосистемы, так и на шинах самих предприятий.

В реальных электрических сетях степени компенсации будут несколько отличаться от расчетных, что обусловлено отличием параметров электроустановок от идеальных, а также разнообразием режимов их работы.

Применение устройств компенсации реактивной мощности и подавления высших гармоник в распределительных сетях необходимо и целесообразно. Однако это приводит к значительным финансовым затратам.

Поэтому выбор методов и средств снижения влияния на питательную сеть потребителей с нелинейной нагрузкой зависит не только от технико-экономического состояния сети, но и от готовности владельцев сетей вкладывать в их развитие и усовершенствование.

Глава 3 Компенсация влияния нелинейной нагрузки у потребителей

3.1 Компенсация нелинейной нагрузки – повышение качества электроснабжения

На сегодняшний день из самых важных задач для промышленных предприятий и небольших заводов, выступающих в роли покупателей электроэнергии, ставится способность конкурировать и выходить, без больших потерь для производства, из кризиса.

Согласно экономическим исследованиям рынка выпускаемой продукции, становится понятно, что цена на продукцию во многом зависит от затрат на электроэнергию при производстве продукта - около 30-40%. Это непосредственно приводит к вопросу о потреблении электроэнергии в целом по всему предприятию и составлению методов энергосбережения при помощи проведения аудита энергопотребления.

Опыт отечественных компаний показывает, что данный вопрос возможно решить на территории Российской Федерации. Одним из важных критериев по функционированию энергосистемы является компенсация реактивной мощности.

Многие полагают, что это решение не подходит по отношению к большим заводам с большими мощностями потребления. Несмотря на это большинство потребления реактивной мощности, на сегодняшний день идет на внутреннее освещение цехов и складов (самый распространенный тип ламп на предприятиях 70-80%- люминесцентные), нелинейную нагрузку и вентиляции подпора и думоудаления вентиляции. Помимо этого, страдает качество электроэнергии на фабриках и в административно-бытовых корпусах. Из-за всего этого появляются неблагоприятный факторы снижения качества электроэнергии, такие как ухудшение качества напряжения и повышение потребления реактивной мощности из электросети, что приводит

к значительным затратам на оплату квитанций энергоснабжающих компаний и риску поломки оборудования.

Основными потребители электрической энергии являются механизмы с механизмами создающие магнитное поле, такие как электродвигатели, силовые трансформаторы, сварочные аппараты. Благодаря чему при переходных процессах с участием переменного тока проявляются реактивные ЭДС, получается фазный сдвиг по напряжению и току, при повышении угла сдвига - cos(φ) имеет обратное свойство, уменьшаться при не большой мощности.

При снижении показателя cos(φ) при постоянной нагрузке установки пропускная способность линии так же уменьшается, ток в сети увеличивается, что ведет к потерям и перегреву в линиях, старению изоляции. Одним из решений является компенсация реактивной мощности в распределительной сети предприятия.

При проектировании всех объектов, специалисты рассчитывают показатели всех силовых трансформаторов, кабельных линий и генераторов на типовые показатели тока и напряжения.

Для повышения качества электроэнергии и снижения потерь при большой потребляемой мощности, все чаще применяют новые установки, которые позволяют повышать показатели характеристик тока и напряжения: поднять значение cos(φ) до нормируемых значений, ограничить высшие гармоники и внедрение отслеживающих аппаратов, для снятия показаний.

Один из распространенных способов компенсации реактивной мощности можно выделить – включение в питающую сеть с неизменяющейся нагрузкой конденсатора с мощностью, выбранной для данной нагрузки устройства.

При непостоянной нагрузке принято устанавливать конденсаторные установки с автоматическим регулированием по мощности. Компенсация реактивной мощности занимает ведущие позиции в энергосбережении. Увеличение показателя cos(φ) помогает снижать потери вызванные

повышенным потреблением активной и реактивной мощностей, за счет чего увеличивается продолжительность службы распределительных установок.

На рисунке 14 приведен график зависимости значения потребляемой мощности электроустановки от cos(φ).

На рисунке 15 приведен график относительного значения реактивной мощности в зависимости от cos(φ).

В этих двух графиках за единицу принято значение активной мощности.

На рисунке 16 приведен график зависимости значения фазного тока от значения cos(φ). На данном графике значение тока принимается как значение тока при активной нагрузке. При относительных единицах этот график совпадает с графиком полной мощности.

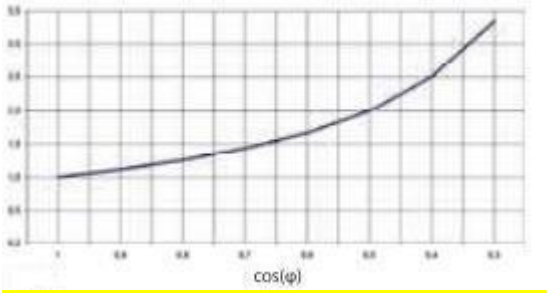


Рисунок 14 – График относительного значения полной мощности потребляемой из сети

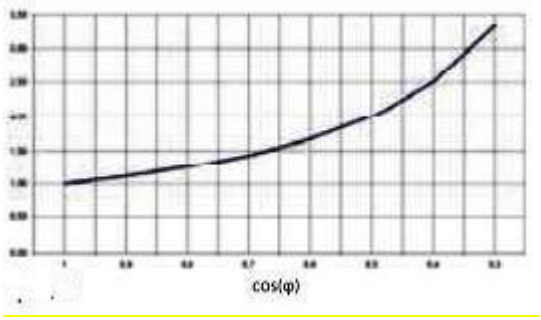


Рисунок 15 - График приближенного значения реактивной мощности

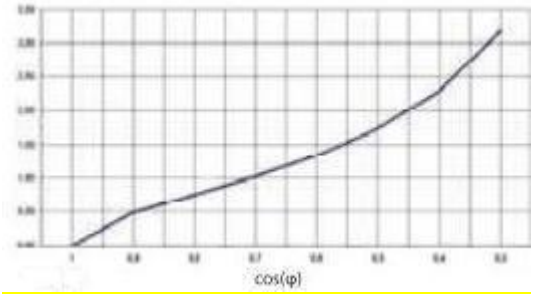


Рисунок 16 - График относительного значения тока, протекающего по фазам

На рисунке 17 приведен график относительных активных потерь в питающих сетях зависящих от cos(φ). Потери в распределительных сетях пропорциональны квадрату проходящему по ним току. По графику прослеживается зависимость, при которой видно, что при cos(φ)=0,7 увеличиваются в два раза потери в сетях. Под распределительными линиями принято считать, что увеличение потерь происходит в кабеле и шинах, однако потери так же присутствуют и в обмотках трансформаторов.

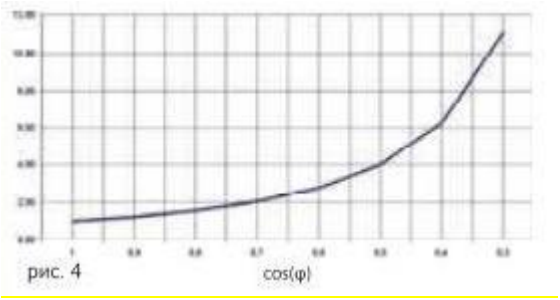


Рисунок 17 - График относительных активных потерь в проводах

При проектировании особое внимание уделяется подбору места для установки установки компенсации реактивной мощности. Основное внимание уделяется компенсации реактивной мощности в месте ее появления. Если реактивная мощность образуется при работе электродвигателя вентиляции или насоса, то устройство компенсации желательно установить на шинах шкафов управления (ШУ).

При возникновении реактивной мощности на шинах распределительных шкафов со стороны низкого напряжения, компенсация как правило происходит в данных шкафах, протекание реактивной мощности по магистральным линиям и через силовые трансформаторы негативно сказывается на сроке службы всего оборудования. Тем более, технических перевооружений отечественных заводов не производилось как минимум 15 лет, что может привести к поломкам и остановки технологических процессов и простою цехов.

В целях сохранения отведенного срока службы требуется уменьшение нагрузки на трансформаторы по току, это снизит температуру всех элементов трансформатора, благодаря этому старение изоляции замедляется.

Доказано, что зависимость снижения средней температуры нагрева обмоток на 15 ºС приводит к удвоению срока службы силовых Трансформаторов. Принимая в расчет средние цены по рынку на силовые трансформаторы, при восстановлении показателей cos (φ) до нормируемого значения, уменьшается потребление реактивной мощности, что способствует снижению затрат на оплату электроэнергии и повышаются экономические показатели.

3.2 Принцип компенсации влияния нелинейной нагрузки

Большинство электроэнергии на заводах и предприятиях потребляется силовыми трансформаторами и асинхронными электродвигателями. Их принцип работы строится на полученном магнитном поле переменного тока, для его получения требуется реактивный (намагничивающий) ток. В результате чего в электрических сетях переменного тока, помимо активной мощности (P), требуемой для поддержания работы электроустановок, бывают перетоки реактивной мощности (Q).

Активная мощность генерируется только распределительными станциями, а реактивная мощность производится не только генераторами электрических станций, но и комплектными конденсаторными установками.

Векторную сумму активной (P) и реактивной (Q) мощностей называют полной мощностью (S), которая потребляется электроприемником из сети.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \tag{15}$$

где P – активная мощность, кВт;

Q – реактивная мощность, квар;

S – полная мощность кВА.

В распределительных сетях ток синфазен - это означает, что он не запаздывает от напряжения, при условии что нагрузка несет активную составляющую. Наглядно омическая (активная) нагрузка представлена на рисунке 18.

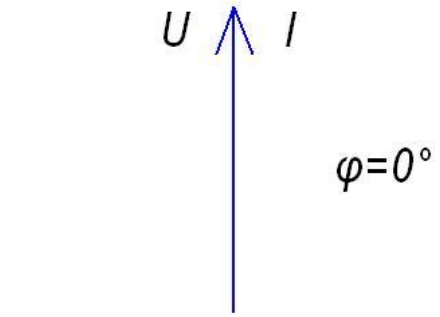


Рисунок 18 – Омическая (активная) нагрузка

При отставании тока от напряжения, нагрузка имеет индуктивный характер (электродвигатели на холостом ходу). Наглядно индуктивная нагрузка представлена на рисунке 19.

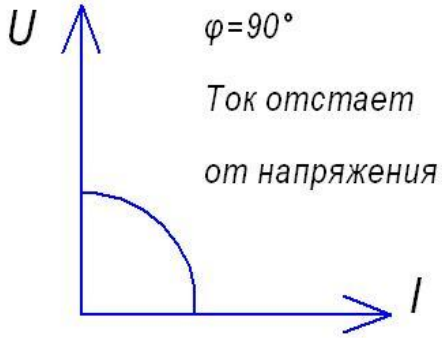


Рисунок 19 – индуктивная (двигательная) нагрузка

При опережении током напряжения, нагрузка имеет емкостной характер (конденсаторы). Наглядно емкостная (конденсаторная) нагрузка представлена на рисунке 20.

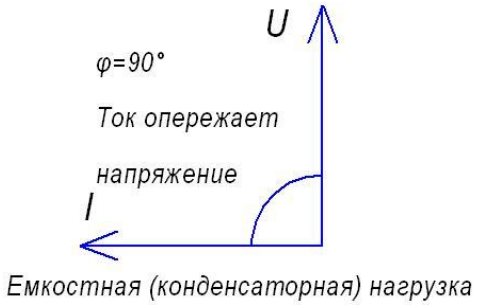


Рисунок 20 - Емкостная (конденсаторная) нагрузка

Общее значение тока, при работе электродвигателя, можно получить при помощи векторной суммы (рисунок 21):

1. Ia – ток с активной составляющей

2. Iри - реактивный ток с индуктивной составляющей

От данных токов строится зависимость потребления электрической энергии оборудования.

1. P – мощность с активной характеристикой зависит от Ia (по сумме всех гармоник)

2. Q – мощность с реактивной характеристикой зависит от Iри (по сумме всех гармоник)

3. A – полная мощность потребляемая двигателем (по сумме всех гармоник).

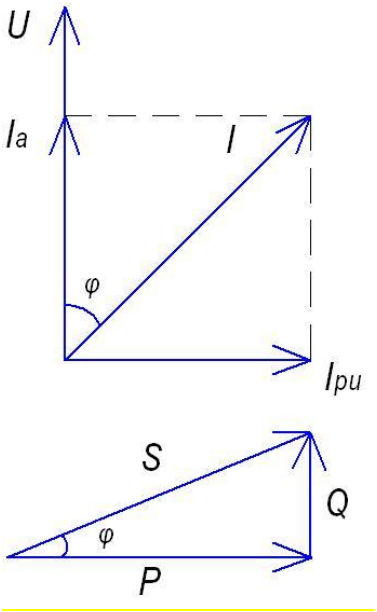


Рисунок 21 – Векторное отображение суммарного тока, активной мощности, реактивной мощности и полной мощности

Сама по себе реактивная мощность не участвует в выполнении механической работы, но ее составляющая незаменима при работе электродвигателя, для этого требуется производить ее как можно ближе к центру нагрузки, для уменьшения ее потребления от поставщика электроэнергии. Благодаря этому, увеличивается пропускная способность линий, уменьшаются потери и нагрузка на кабельные линии, снижаются расходы на оплату квитанций за электроэнергию, высвобождаются мощности для подключения новых потребителей при условии уменьшения потребляемого тока трансформаторами.

Значения характеристик использующих реактивную мощность имеют название POWER FACTOR или Cos (φ):

1. P1гарм - активная мощность первой гармоники 50 Гц
2. A1гарм - полная мощность первой гармоники 50 Гц

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \tag{16}$$

При уменьшении cos φ повышается потребление реактивной мощности всех электроприемников. Эксплуатирующие организации стараются увеличивать значение cos φ, так как слишком низкий cos φ приводит к проявлению многих трудностей:

1. Неблагоприятные потери активной мощности ΔP в электрических линиях (протекание тока реактивной мощности);

2. Потери напряжения ΔU в распределительных сетях (пример 340…360 В, при нормируемом показателе в 380 В);

3. Требования к переходу на ступень выше по мощности генераторов, диаметров распределительных линий, мощности и габаритам трансформаторов.

Смотря на все вышеперечисленное, задача по компенсации реактивной мощности становится неотъемлемой частью любого производства. Конденсаторные установки помогают уменьшать потребляемую мощность из сети электроустановок.

3.3 Способы компенсации влияния нелинейной нагрузки

Компенсация реактивной мощности устроена так, что комплектные конденсаторные установки устанавливаются на шины распределительных щитов. При включении в распределительную сеть конденсаторов, можно добиться снижения потребления реактивной мощности поступающую через трансформаторы со стороны сетевого поставщика электроэнергии и повысить значение cos φ. Нормируемое значение cos φ варьируется от 0,90 до

0,95, так же энергоснабжающие организации вводят штрафные санкции за низкий показатель cos φ у принимающей стороны.

Помимо этого, при повышении значения cos φ от 0,9 до 0,99 номинальный ток снижается на 4%, а мощность комплектной конденсаторной установки, установленная для этого увеличивается в 2 раза, цена данной установки увеличивается в 1,75 раз, что по расчетам нецелесообразно.

Установки для компенсации реактивной мощности разделяются по типу подключения: общая и индивидуальная.

Компенсация в индивидуальном порядке выполняется на каждой нагрузке отдельно, независимо от остальных потребителей (клеммы электродвигателя).

Индивидуальная компенсация – довольно несложное решение с технической стороны. Конденсатор устанавливается по показателям потребляемой мощности и cos(φ) электродвигателя, благодаря чему, реактивная мощность компенсируется на протяжении всего времени работы. Плюсы данного вида компенсации заключаются в том, что при минимальных затратах можно добиться высокого показателя загрузки данной установки.

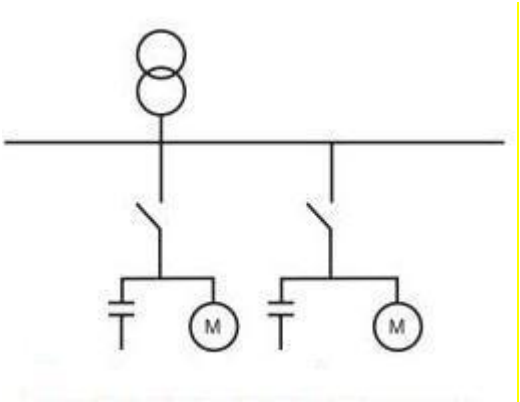


Рисунок 22 – Индивидуальная компенсация реактивной мощности

Компенсация общим (централизованным) способом строится на установки общей комплектной конденсаторной установки в месте распределения электрической энергии – на шинах комплектной трансформаторной подстанции или в водно-распределительном щите (ВРУ).

Требуется правильный подбор ступеней компенсации, отстроенный от изменения максимальных и нормальных нагрузок, данный фактор оказывает влияние на выбор схемы компенсации.

На всех предприятиях часы максимума и минимума нагрузок зависят от технологии производства, оборудование работает не постоянно.

Из-за чего применение индивидуального подхода к компенсации реактивной мощности не целесообразно, так как установка конденсаторов на множество оборудования ведет к большим затратам.

Коэффициент загрузки конденсаторов слишком мал, что влияет на долгий срок окупаемости установки.

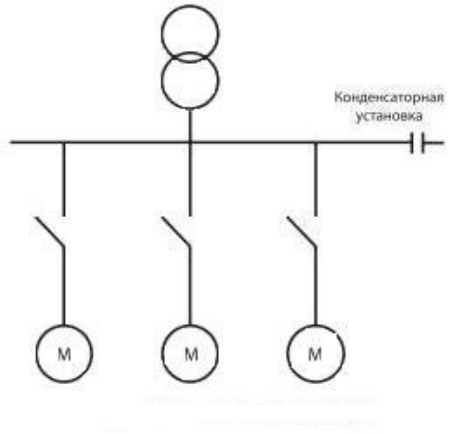


Рисунок 23 – Компенсация централизованным методом

Компенсация методом индивидуального подхода является более эффективной при большой реактивной мощности у определенного числа потребителей, потребляющих большую нагрузку за постоянный отрезок времени.

Компенсация централизованным методом подходит для большого количества нагрузок с разными коэффициентами спроса в течении рабочей смены. В данном случае значение потребления нагрузки не постоянно и часто изменяется, для данных задач применяются комплектные конденсаторные установки со ступенями регулирования в автоматическом режиме.

3.4 Компенсация нелинейной нагрузки в распределительных сетях среднего напряжения

Задачу компенсации реактивной мощности возможно решить путем создания натурального режима работы линий распределительной сети.

В условиях дефицита энергетических ресурсов, роста стоимости электроэнергии и значительного роста и развития производства проблема компенсации реактивной мощности становится более актуальной. Из-за упущений на стадии проектирования распределительных сетей среднего напряжения с учетом компенсации реактивной мощности. Появилась проблема снижения коэффициента мощности до значений 0,8-0,85. Однако следует отметить, что нормируемое значение показателей мощности для подключаемых в сеть фидеров 6(10)кВ составляет высокое значение cos φ = 0,93-0,94.

Увеличение средних потерь в распределительных сетях, уменьшение пропускной способности всех сетей, и, в итоге – увеличение затрат на передачу электроэнергии – все эти негативные воздействия на сеть возникают в результате отсутствия установок компенсации реактивной мощности. Использование КРМ помогает повысить технико-экономические характеристики во всех распределительных сетях среднего 6(10)кВ при помощи:

1. Снижения к минимуму всех потерь активной мощности и падения напряжения в сети;
2. Повышением пропускной способности силовых трансформаторов 6(10)/0,4 кВ;
3. обеспечения возможности симметрирования напряжений в сетях с разбалансированной нагрузкой.

Благодаря этому установки КРМ становятся востребованы как и у потребителей (на шинах 0,4кВ подстанций), так и в распределительных сетях на стороне 6(10)кВ (РУ 6(10)кВ понижающей подстанции).

Значительный вклад в исследование компенсации реактивной мощности внесли: В.В. Красник, Л.А. Добрусин и Ю.И. Хохлов.

Установки для компенсации реактивной мощности, с целью повышения качества электроэнергии, довольно часто используются для различных целей:

1. Компенсация реактивной мощности требуется по нормативным показателям баланса реактивной мощности.
2. Применение устройств компенсации помогает значительно снизить потери в распределительных сетях.
3. Устройства компенсации так же участвуют в поддержании заданого значения напряжения.

Для снижения потребления реактивной мощности заводом можно прибегнуть к методу компенсации реактивной мощности как упрощенными способом (воздействовать на сам приемник) или при использования комплектных устройств в местах распределения электроэнергии.

Использование установок компенсации реактивной мощности должен предшествовать тщательный технико-экономический анализ в связи с большой ценой и требованиям к плановому обслуживанию.

Распределительные сети 6(10)кВ используются для передачи электроэнергии от распределительных подстанций (РП) по линиям прокладываемых в городах или поселках по радиальной (рисунок 14), магистральной (рисунок 15) или радиально-магистральной распределительных сетей до комплектных трансформаторных подстанций КТП-10/0,4кВ, запитывающих жилые микрорайоны и предприятия.

Ограничения по передаваемой мощности в сетях 6(10)кВ зависят от протяженности линий, по допустимому перегреву проводов/кабелей и по нормируемых потерь напряжения в электрических сетях. Средние значения длины воздушных трасс среднего напряжения 6(10)кВ, по условиям снижения сечения проводов, принимаются 4-8кВ при плотности нагрузки 6-24МВт/ км^2[5].

Для потребителей нефтегазового и сельских районов, значение средней длины линий электропередач среднего напряжения 6(10)кВ отличается от городских и составляет порядка 50-90км. При данных обстоятельствах длина линий гораздо больше и требует особого внимания, для решения проблемы компенсации реактивной мощности.

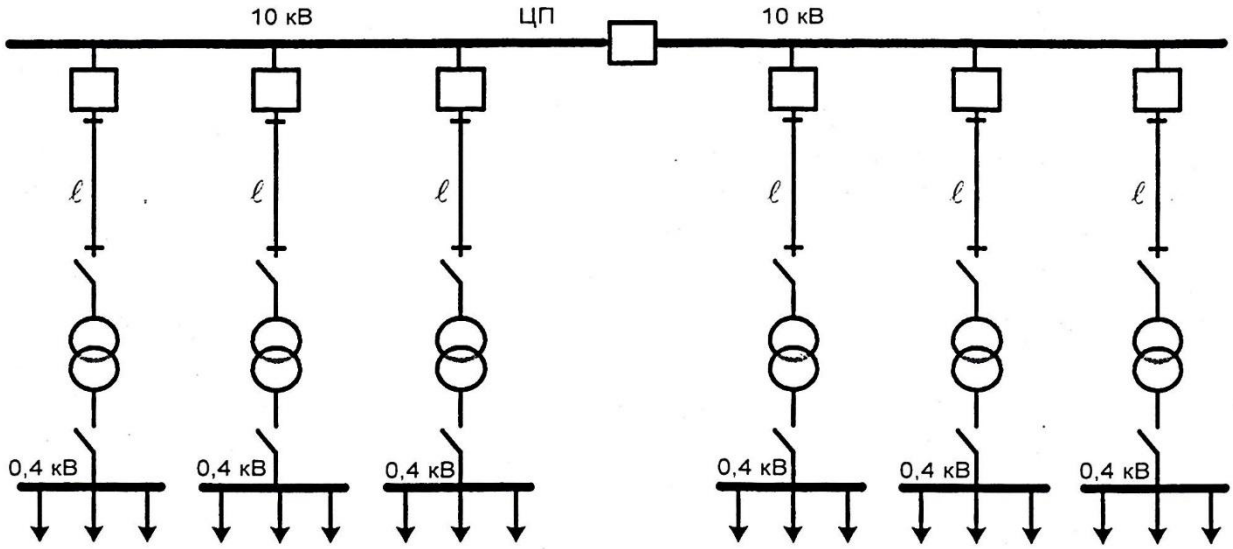


Рисунок 24 – Радиальная распределительная сеть

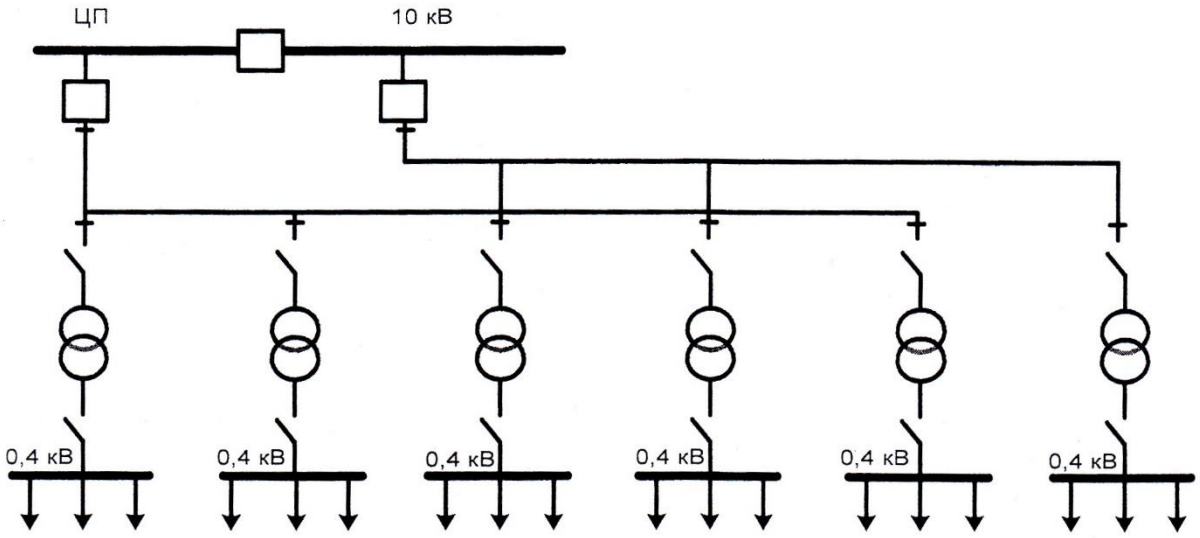


Рисунок 25 – Магистральная распределительная сеть

Известно, что основными элементами, в которых теряется активная мощность, являются воздушные и кабельные линии, а так же трансформаторы.

Активная мощность – это величина, которая характеризует процесс

преобразования электроэнергии в какой-либо другой вид энергии. Определяется по формуле:

$$P = I \cdot U \cdot \cos\varphi \qquad (17)$$

Если активная мощность – это энергия, которую потребляют электроприборы, преобразуя ее в другой вид энергии, то реактивная мощность – это энергия для создания электромагнитных полей. Рассчитать ее можно по формуле:

$$Q = I \cdot U \cdot \sin\varphi \qquad (18)$$

Потери активной мощности в линиях распределительной сети определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2(1+tg^2\varphi)}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 R}{U^2} \cdot \frac{1}{\cos^2\varphi}, \qquad (19)$$

где P, Q, U – активная, реактивная мощность и напряжение в сети соответственно, R – эквивалентное активное сопротивление сети.

При постоянных значениях распределительной мощности, показатели напряжения и сопротивления, значение потерь активной мощности в распределительной сети обратно пропорциональна квадрату коэффициента мощности питаемой нагрузки.

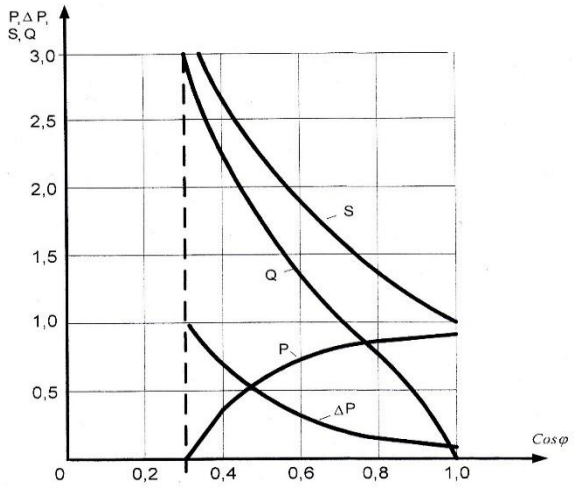


Рисунок 26 – График изменения активных потерь при различных значениях коэффициента мощности

На рисунке 26 изображены графики, показывающие как меняется

активная мощность ΔP, а также активной P и реактивной Q составляющих полной мощности S в зависимости от значения $\cos\varphi$ при постоянном значении активной мощности, вводимой в сеть. Из рисунка видно, что при снижении коэффициента мощности до значения $\cos\varphi \cong 0{,}3$ вся вводимая активная мощность расходуется в распределительной сети, а потребление реактивной и полной мощности с учетом активной мощностью доходит до трехкратных значений.

Повышенная нагрузка линий реактивным током приводит к понижению напряжения в распределительной сети, а резкие колебания характеристик реактивной мощности – колебания напряжения в распределительной сети и уменьшение значений качества электроэнергии для потребителей.

Следует отметить, что средний коэффициент мощности в электрических сетях 10(6) кВ достигает порядка 0,83-0,86, потери активной мощности после подключения конденсаторных батарей уменьшаются до 2 раз.

Низкое значение cosφ вызывает излишнюю загрузку реактивной мощностью распределительных подстанций, создавая потребность увеличения мощности или числа силовых трансформаторов. Потери активной мощности в силовых трансформаторах 10(6)/0,4кВ имеют более сложную зависимость в сравнении с ЛЭП при отсутствии КРМ на низкой стороне и определяются формулой:

$$\Delta P_T = (\Delta P_{XX} + K^2{}_S \cdot \Delta P_{K3}), \tag{20}$$

$$K_S = \frac{S}{S_{ном}} \tag{21}$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода, ΔP_{K3} – потери короткого замыкания силового трансформатора, K_S – коэффициент загрузки понижающего трансформатора полной мощностью.

Нужно брать во внимание, что потери холостого хода ΔP_{XX} не зависят от нагрузки трансформатора, формулу (4) определяется следующим образом:

$$\Delta P_T^{*} = \frac{\Delta P_T}{\Delta P_{XX}} = 1 + \frac{K_p^{2} \cdot \Delta P_{K3}^{*}}{\cos\varphi} \quad (22)$$

$$\Delta P_{K3}^{*} = \frac{\Delta P_{K3}}{\Delta P_{XX}} \quad (23)$$

$$K_p = \frac{P}{S_{ном}} \quad (24)$$

где K_p – коэффициент загрузки понижающего трансформатора активной мощностью.

Сопоставив (19) и (27) можно увидеть, что зависимость снижения потерь активной мощности в силовых трансформаторах отличается от кабельных линий, у трансформаторов они меньше. Это зависит от потерь холостого хода силовых трансформаторов.

Потери активной мощности в силовых трансформаторах 10/0,4кВ при подключении в сеть комплектных конденсаторных батарей и поднятия значения cos (φ) до 0,95 могут уменьшится в 1,5 раза.

Увеличения количества электропотребителей из-за развития и строительства новых микрорайонов, приводит к потребности в сооружении новых распределительных подстанций. При этом комплектные конденсаторные установки могут быть рассмотрены как альтернатива установки новых комплектных трансформаторных подстанций. При подключении конденсаторных устройств появляется запас мощности трансформатора, который можно получить из выражения:

$$S_{рез} = S_{ном} \cdot \left[1 - \sqrt{\frac{K_p^{2} + (Q - Q_{КБ})^2}{S^{2}_{ном}}} \right] \quad (25)$$

где Q – максимальная пропускная способность трансформатора по реактивной мощности, с коэффициентом загрузки K_p активной мощностью; $Q_{КБ}$ - мощность конденсаторной установки на шинах 0,4кВ.

В случае полно компенсации реактивной мощности полученный запас мощности трансформатора может доходить до максимального значения:

$$S_{рез} = S_{ном} \cdot (1 - \cos\varphi) \quad (26)$$

Собственная реактивная мощность распределительной сети.

Одной из особенностей ВЛ 10кВ можно выделить схожие значения таких параметров, как активные и индуктивные погонные сопротивления.

Это значительно затрудняет задачу компенсации реактивной мощности, из-за того, что компенсация активной и индуктивной составляющих падения напряжения требует установки новых технических устройств. К таким средствам, например, относятся вольтодобавочные трансформаторы и продольные конденсаторные батареи. Работа распределительных линий 10кВ в режиме передачи мощности обычно многократно превышает натуральную мощность линии, поскольку у ВЛ-6(10) кВ значение натуральной мощности мало.

3.5 Поперечная емкостная компенсация реактивной мощности

Поперечная компенсация реактивной мощности, выполняется параллельным соединением клемм конденсаторных батарей соединении индуктивного и емкостного сопротивлений ток в неразветвленной части сети выражается геометрической суммой токов индуктивности и емкости.

Индуктивный ток запаздывает от напряжения, а емкостной опережает ток. При определенном показателе емкости суммарный ток всегда ниже индуктивного тока нагрузки, в следствии чего значение коэффициента мощности растет. Увеличение коэффициента мощности нагрузки при использовании источников реактивной мощности помогает увеличивать пропускную способность сети, увеличивать активную нагрузку силовых трансформаторов без их замены на ступень мощности выше.

При поперечной компенсации реактивной мощности и при снижении токовой нагрузки можно выделить уменьшение активной мощности, увеличения значения напряжения в линии и уменьшении его потерь во всех точках распределительных сетей. Лучше всего устанавливать

конденсаторные батареи как можно ближе к оборудованию потребителей электричества.

Доказано, что при протяженности распределительных сетей 250км стационарные режимы распределения энергии можно рассматривать при помощи схем замещения, П-образной или Т-образной [5].

Взяв во внимание поперечную емкостную компенсацию с учетом возможности искусственного получения естественного режима, нужно брать во внимание волновую природу приблизительно коротких распределительные линий, которые не достигают длины 90км.

Нужно помнить, что характеристики напряжения U_1 на одном конце линии остается постоянным при помощи регулирования ЦП на уровне высокого рабочего напряжения $U_{Ф.Н.Р.}$, передачу напряжения по сети можно получить из формулы [8]:

$$\frac{U_2}{U_1} \cong 1 - \frac{1}{2} \cdot (\frac{P}{P_H} \cdot \lambda - \frac{\rho \cdot J \cdot l}{U_{Ф.Н.Р.}} \cdot \sin\varphi)^2 - (\frac{\rho \cdot J \cdot l}{U_{Ф.Н.Р.}} \cdot \cos\varphi + \frac{Q_Э}{P_H} \cdot \lambda) \qquad (27)$$

где $\rho = 28{,}3$ Ом*мм/км – удельное объемное сопротивление сталеалюминевых проводов, J – плотность тока в проводах линии, $P = 3 \cdot U_2 \cdot I \cdot \cos\varphi$ – активная мощность, передаваемая по линии; $Q_2 = P \cdot tg\varphi$ – реактивная мощность, потребляемая нагрузкой; $Q_2 = 3 \cdot tg\varphi - 3 \cdot U_2^2 \cdot (\omega \cdot C_0 \cdot l)$ – эквивалентная реактивная нагрузка линии, U_2 – напряжение на приемном конце линии; C_0, l – погонная емкость и длина линии соответственно.

От сюда видно, что потери напряжения в электрических сетях можно снизить с помощью натурального режима работы ($P \approx P_H$) и применением компенсирующих устройств. Оставшиеся потери напряжения в сети будут зависеть только от активного сопротивления и должны быть снижены подключенными вольтодобавочными трансформаторами.

Потери активной мощности в электрической сети ограниченной протяженностью могут находится при пренебрежении емкостным током:

$$\Delta P \cong 3 \cdot I^2 \cdot (R_0 \cdot l) = 3 \cdot \rho \cdot F \cdot l \cdot J^2, \qquad (28)$$

где F – площадь кабельной линии, мм^2.

Реактивная мощность, потребляемая собственно распределительной сетью, находится по формуле:

$$Q_{Л} \cong 3 \cdot I^2 \cdot (\omega L_0 \cdot l) - 3 \cdot U_2^2 \cdot (\omega L_0 \cdot l) = 3 \cdot (F \cdot J)^2 \cdot Z_B \cdot \lambda - P_H \cdot \lambda \cdot (\frac{U_2}{U_{Ф.Н.Р.}})^2, \quad (29)$$

где Z_B, λ – волновое сопротивление и волновая протяженность кабельной линии.

Волновая длина линии находится по формуле: $\lambda = \frac{\omega}{\upsilon_B} \cdot l = \frac{314{,}16}{2{,}945} \cdot 10^{-5} \cdot l \cong 1{,}07 \cdot 10^{-3} \cdot l$ (1/км) и при длине от 20 до 140 км принимает значение $\lambda = 0{,}0107 - 0{,}1605$ соответственно (здесь $\upsilon_B \cong 2{,}945 \cdot 10^5$ км/с – скорость протекания электромагнитной волны вдоль линии).

В условиях высокой компенсации реактивной мощности (cos φ = 0,98) и при потерях напряжения вдоль линии, т.е. $U_2 = U_{Ф.Н.Р.}$, отношение реактивной мощности линии к передаваемой мощности находится по формуле:

$$\frac{Q_{Л}}{P} = \left[(\frac{P}{P_H})^2 - 1 \right] \cdot \lambda. \quad (30)$$

Отсюда можно найти, что реактивная мощность электрической сети максимально компенсирована $Q_{Л} = 0$ только при работе в натуральном режиме.

Квазинатуральный режим работы электрической сети допускается выполнять и при $P > P_H$. Для этого нужно, чтобы при любой мощности эквивалентная емкость линии была ровна:

$$C_{Э} = (\frac{P}{P_H})^2 \cdot (C_0 \cdot l). \quad (31)$$

При $P > P_H$ это условие может быть считаться выполненным только при условии установки распределенной вдоль линии дополнительной регулируемой емкости:

$$C = \sum_{i=1}^{n} C_{ДОПi} = C_{Э} - (C_0 \cdot l) = (C_0 \cdot l) \cdot \left[(\frac{P}{P_H})^2 - 1 \right], \quad (32)$$

которая выступает источником реактивной мощности, компенсирующей реактивную мощность индуктивных характеристик электрической сети.

Мощность распределительных вдоль линии емкостных источников реактивной мощности находится по формуле:

$$\frac{Q_Л}{P} = 2 \cdot \left[ctg\lambda_i - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 \lambda} - (\frac{P}{P_H})^2} \right], \quad (33)$$

при значении в качестве λ_i волновой длины отдельно взятого участка электрической линии между двумя одинаковыми источниками реактивной мощности. Поэтому требуется высокая по значению дополнительная регулируемая емкость:

$$C_{ДОП\max} = (C_0 \cdot l) \cdot \left[(\frac{P_{ПР}}{P_H})^2 - 1 \right]. \quad (34)$$

Полученный натуральный режим работы распределительной сети обеспечивается при распределении мощностей достигаемых физического предела, полученного максимальной температуры кабелей.

На сегодняшний день можно выделить применение силовых фильтров в составе ФКУ. При установке к распределительным шинам щитов частично или полностью решаются проблемы компенсации реактивной мощности, это обусловлено свойствами конденсаторов фильтра выступать в роли источников реактивной мощности на производственной частоте.

Возможность силового фильтра выполнять заданные функции определяется точностью его настройки. Разработанные методики проектирования ФКУ основываются на точной настройке устройств на частоты соответствующих гармоник высшего порядка. Из-за дискретности показателей емкости конденсаторов и индуктивности произведенных заводами изготовителями реакторов, выполнить точную настройку устройства на частоту до значения гармоники высшего порядка очень затрудняется. Также при эксплуатации фильтрокомпенсирующих устройств

нужно учитывать старение и выход из строя отдельных секций конденсаторных батарей. Такие проблемы могут вызывать отклонение частоты настройки фильтра. Что приводит к повышению значений несинусоидальности в сети и перегрузке по токам гармоник высшего порядка.

При высоких показателях экономической эффективности компенсации реактивной мощности, в странах лидерах промышленности, на исследования и разработку методик отводятся сравнительно большие бюджеты государств. Например, в таких странах, как Канада, Польша, Франция показатель мощности конденсаторных устройств варьируется в 25-30 процентов от активной пиковой мощности, в Китае и США – около процентов. Во многих компаниях США мощность установок для компенсации реактивной мощности составляет 90 процентов от всей мощности генераторов. Во многих странах вводятся методики, при которых вырабатывание генераторами электрических станций реактивной мощности при помощи повышения процента реактивной мощности, вырабатываемой комплектными конденсаторными установками.

Коэффициент реактивной мощности tgφ в условиях максимальной нагрузки, в таких странах как Китай и США, поддерживается на уровне 0,2-0,4, что в переводе в cosφ=0,98-0,92. Так же в США развиваются распределительные сети с показателем максимальных нагрузок работающим с tgφ= 0 [12].

В перестроечный период, в соответствии с приказом Минэнерго РФ от 10.01.20000 № 2, действующие в области компенсации реактивной мощности документы были признаны утратившими силу. Взамен этим документам ничего не было предложено, и, соответственно, внимание к этой важнейшей проблеме существенно упало. За тот же период по ряду объективных причин значительно выросли реактивные нагрузки при существенном отставании вводов генерирующих активных мощностей и электросетевого строительства. Появилось большое количество энергорайонов России,

характеризующихся дефицитами реактивной мощности и, как следствие, работающих с пониженными уровнями напряжения в нормальных режимах. В этих районах все чаще стали возникать трудности с выводом оборудования в ремонт вследствие аварийных отключений.

На одном из селекторных совещаний ОАО РАО «ЕЭС России» по разработке путей решения задач усреднения потоков реактивной мощности и значения напряжения в распределительных сетях (протокол от 25.12.2006 № 330) отмечалось, что, например, в ОАО «Ростовэнерго» по состоянию на 2006 год на 175 ПС 35-110 кВ из 563 значения tgφ превышали значения 0,4 и на 97 ПС 35-110 кВ отсутствовал учет реактивной мощности и энергии на вводах силовых трансформаторов. В ОАО «Волгоградэнерго» среднее значение tgφ за зимний режимный день 2005 года составило 0,46, за летний режимный день 2006 года – 0,44. При этом на 89 процентах подстанций tgφ>0,4 и на 35 процентах tgφ>0,6.

Приведенные примеры свидетельствуют о необходимости значительных объемов работ по повышению уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях и у потребителей электроэнергии России. Недостаточное внимание к вопросам компенсации реактивной мощности привело к значительному росту потерь электроэнергии в электрических сетях.

Существенным импульсом к активизации работ по компенсации реактивной мощности послужила системная авария в ОАО «Мосэнерго» в мае 2005 года. Анализ причин этой аварии вскрыл ряд проблем как в контроле и обеспечении балансов реактивной мощности и регулировании напряжения в электрических сетях, так и в нормативной базе по компенсации реактивной мощности. С целью актуализации этой базы и активизации работ по повышению уровня компенсации реактивной мощности в электрических сетях в 2006-2008 годах были разработаны, а в 2007 и 2010 годах утверждены и введены в действие два важных нормативных документа [13, 14]. Руководитель разработки этих документов д.т.н. Ю.С. Железко в [12]

изложил основные положения этих документов.

А в часы малых нагрузок (с 23 до 7 часов) необходимо, чтобы tgφ=0, а cosφ=1. Для присоединения потребителя к сети напряжением 220кВ и выше tgφ определяется на основе расчетов режимов работы сети для нормальной и ремонтной схем.

Если сравнить таблицы 6 и 7, то можно сделать вывод о некотором ужесточении требований по компенсации реактивной мощности в [13] по сравнению с предыдущими нормативными документами, существовавшими в бывшем СССР. Тем не менее, учитывая реальную ситуацию сегодняшнего дня в России, эти требования ниже, чем в промышленно развитых странах.

Одной из важнейших задач сегодняшнего дня является обеспечение установленных в [13] предельных значений коэффициента реактивной мощности. Решению этой задачи, безусловно, должно способствовать применение выбранного в [14] механизма повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности, энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств). Несмотря на ряд правовых проблем практического применения этих документов, о которых, в частности, говорится в [15], по нашему мнению, в настоящее время создана достаточная методическая и нормативная основа для широкого внедрения компенсирующих устройств как в электрических сетях, так и у потребителей. Компенсация реактивной мощности по-прежнему является одним из приоритетных мероприятий в разрабатываемых в настоящее время программах по увеличению экономической эффективности при передаче и распределения электрической мощности.

Одновременно с методической базой создана также достаточно полная номенклатура компенсирующих устройств, позволяющая повысить уровни компенсации реактивной мощности в отечественных электрических сетях до нормативных значений. Ниже рассмотрим эту номенклатуру и некоторые особенности применения конденсаторных батарей в современных условиях

на примере опыта работы одного из известных конденсаторных заводов [16, 17] – АО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод» (АО «УККЗ»).

Как показал опыт внедрения конденсаторных батарей этого завода на ряде предприятий, существенное, если не решающее, значение для надежной и эффективной работы этих батарей в условиях эксплуатации имеет качество электрической энергии в точках их подключения. В частности, это относится к наличию в электрических сетях высших гармонических составляющих тока и напряжения. Кроме отрицательного влияния высших гармоник на надежность и долговечность электрооборудования электрических сетей и потребителей, на точность учета и потери электроэнергии, при установке конденсаторных батарей в электрических сетях могут возникать резонансные явления между емкостным характером конденсаторных батарей и индуктивным сопротивлением питающей сети. Эти резонансы при определенных условиях могут усилить высшие гармоники и их влияние на оборудование и даже привести к выходу из строя конденсаторных батарей из-за перенапряжения на конденсаторах. В качестве иллюстрации ниже приведены полученные специалистами АО «УККЗ» результаты проверки взаимного влияния параметров качества электроэнергии и режима работы конденсаторной установки, подключенной к первой секции шин ЩУ-1 напряжением 0,4 кВ компрессорной станции № 4 Тишинского рудника (Республика Казахстан).

Результаты измерений показателей качества электроэнергии с помощью прибора «Ресурс UF2», проведенных до подключения конденсаторной установки (КУ) к шинам компрессорной станции, показали существенное превышение допустимых значений по величине напряжения по отдельным гармоническим составляющим (рисунок 17). Ситуация не улучшилась и после подключения КУ (рисунок 18). Более того, отклонение напряжения от номинального на шинах превысило +12 процентов. Коэффициент несинусоидальности напряжений также увеличился (рисунок 19). Коэффициент несинусоидальности тока достиг 250 процентов (рисунок

20). Рисунок 18 свидетельствует об увеличении амплитуды гармоник 3-й, 5-й, 8-й, 10-й. Перегрузка КУ по току составила 50 процентов.

Вследствие этого в показаниях счетчиков электроэнергии, учитывающих полную реактивную энергию, факт подключения КУ может быть практически не зафиксирован. При этом регулятор реактивной мощности КУ выполнил автоматический выбор и подключение ступеней конденсаторов из расчета первой гармоники напряжения и тока. У регулятора сработала защита от превышения коэффициента несинусоидальности.

3.6 Разработка мероприятий по уменьшению гармонических искажений

Для уменьшения гармонических искажений напряжения питающей сети на предприятии и приведения их к уровню, соответствующему требованиям ГОСТ Р 54149-2010, рекомендуется следовать следующему алгоритму:

1. Выделить полную номенклатуру всех электропотребителей в схеме электроснабжения на предприятии, относящихся к категории нелинейных и определить их суммарную мощность.

Как правило, если доля суммарной установленной мощности нелинейных потребителей в электросети не превышает 10–15% от номинальной мощности трансформатора питания, каких-либо особенностей в эксплуатации системы электроснабжения не возникает [18] и коэффициент искажения синусоидальности K_U не превышает допустимого уровня по ГОСТ Р 54149-2010.

По мере развития предприятия производится дополнительная установка все большего количества новых нелинейных потребителей. Каждый из них привносит свой вклад в искажение синусоидальности напряжения, и общий коэффициент гармоник электросети растет.

При превышении доли суммарной мощности нелинейных потребителей 25% могут наблюдаться влияния гармонических искажений на функционирование других электропотребителей сети и нарушение их нормальной работы [18].

Если обнаружены следующие признаки, то прежде, чем устанавливать дополнительные устройства для снижения коэффициента гармоник, рекомендуется провести диагностику сети электропитания:

- Присутствуют значительные гармонические искажения напряжения питающей электросети при малой доле (<10–15 % от номинальной мощности сети) установленных нелинейных потребителей;
- Внезапно увеличились гармонические искажения по неизвестным причинам;
- Увеличилось количество установленных нелинейных потребителей, что вызвало рост гармонических искажений.

2. Провести диагностику сети электропитания с измерением параметров для оценки доли присутствующих в сети высших гармоник.

Измерение коэффициента искажения синусоидальности напряжения K_U производится анализатором качества электроэнергии своими силами или сторонними организациями.

Зачастую цепи электропитания на конкретном объекте являются частью общей электросети, к которой подключены другие потребители (другие объекты), вносящие свой вклад в гармонические искажения.

Поэтому диагностику питающей сети на исследуемом объекте рекомендуется начинать с измерения коэффициента искажения синусоидальности ненагруженной электросети K_{U0} – при отключенных потребителях.

Если коэффициент искажения синусоидальности ненагруженной сети K_{U0} имеет повышенное значение (4–8%), то следует выяснить причины этого. Для этого, прежде всего, рекомендуется провести мероприятия, предусмотренные штатными регламентными работами электрослужбы

предприятия, в том числе: проверить состояние питающих проводов, кабелей, клемм, переходных сопротивлений силовых соединений фазных и нейтральных проводов, качество соединений заземления корпусов электроприборов и т. д. Вполне возможно, что причиной высокого коэффициента гармоник может оказаться, например, ослабленное соединение силовых проводов.

После проведения регламентных работ необходимо заново проверить коэффициент гармоник K_{U0} ненагруженной сети.

Другой возможной причиной повышенного коэффициента гармоник может оказаться изначальная поставка электроэнергии от энергоснабжающей организации с заведомо ухудшенными параметрами.

Затем, последовательно подключая к сети потребителей с нелинейной нагрузкой, – измерить коэффициенты искажения несинусоидальности $K_{UП1}$, $K_{UП2}$ и т. д. при каждом нелинейном электропотребителе П1, П2 и др., и, таким образом, определить вклад конкретного потребителя в общие гармонические искажения.

После этого необходимо измерить общий коэффициент искажения синусоидальности K_U при всех включенных нелинейных потребителях.

3. В случае если после выполнения диагностики сети и проведения штатных регламентных мероприятий измеренное значение общего коэффициента искажения синусоидальности напряжения K_U превышает нормально допустимый уровень, установленный в ГОСТ Р 54149-2010 (8 %), то к нелинейным потребителям, начиная с наиболее мощного, рекомендуется последовательно подключить устройства, ослабляющие уровень высших гармоник – фильтры и т. п. – или выполнить изменения в конфигурации и конструкции составных частей сети.

Выводы по третьей главе

Из-за ухудшения финансовой ситуации в последние десятилетия наблюдается ухудшение состояния всего энергетического оборудования на предприятиях. Большинство предприятий не имеют возможности модернизировать производство, потому вынуждены использовать устаревшее оборудование. Особенно остро это касается компенсации реактивной мощности (КРМ).

Помимо этого, качество электрической энергии на заводах и в административных зданиях не соответствует показателям ГОСТ 32144-2013. Все эти негативные факторы, высокая потребляемая из линий реактивная мощность и уменьшение показателей качества напряжения влекут дополнительные затраты компаний. Компенсация реактивной мощности – ключ к решению вопроса энергосбережения. Компенсация реактивной мощности выполняется путем включения конденсаторных установок и конденсаторов в сеть. Различают общую и индивидуальную компенсацию.

Достоинствами индивидуальной компенсации являются высокое значение cos φ, компенсация реактивной мощности двигателей в течение всего цикла работы. Недостаток такой компенсации реактивной мощности заключается в значительных финансовых затратах, поскольку большое количество оборудования на предприятиях предусматривает большое число устанавливаемых конденсаторов.

Общая компенсация реактивной мощности на предприятиях требует установку одной конденсаторной установки на трансформаторной подстанции, что требует значительно меньших затрат. Однако эффективность такого метода компенсации меньше, когда большая часть реактивной мощности генерируется большим числом нагрузок достаточно длительный период.

Во второй главе отдельно был рассмотрен метод поперечной емкостной компенсации. Оборудование для поперечной компенсации в узлах

нагрузки, снижают потери при помощи уменьшения протекания реактивной мощности нагрузки. Несмотря на это, полностью потери напряжения не исчезают, из-за потребления реактивной мощности самими сетями. Метод распределительной поперечной емкостной компенсации помогает уменьшать значения реактивной мощности нагрузки и реактивной мощности линии. Об этом свидетельствует и зарубежный опыт, где для этих целей широко используются мачтовые конденсаторные установки.

Поэтому вопросы эффективности поперечной компенсации реактивной мощности ВЛ в условиях отечественных распределительных сетей 6(10) кВ, выбора мощности и интервала размещения мачтовых конденсаторных установок вдоль линии, выбора средств защиты от перенапряжений, оценки допустимости увеличения емкостного тока линии требуют дополнительного рассмотрения.

Заключение

В результате выполнения диссертационной работы были достигнуты следующие результаты:

1. Выявлены достоинства и недостатки методов и средств снижения влияния нелинейной нагрузки в сетях 6-10 кВ.

2. Было выявлено, что эффективность компенсации ВГ только за счет применения многофазных схем преобразования достаточно высока и без применения фильтрокомпенсирующих устройств. Это существенно снижает уровни искажений, вносимых мощными преобразователями в узлах энергосистемы и на шинах самих предприятий.

3. Применение устройств компенсации нелинейной нагрузки и подавления высших гармоник в распределительных сетях необходимо и целесообразно. Однако это приводит к значительным финансовым затратам.

4. Выбор методов и средств снижения влияния на питательную сеть потребителей с нелинейной нагрузкой зависит не только от технико-экономического состояния сети, но и от готовности владельцев сетей вкладывать в их развитие и усовершенствование.

5. Исследован метод поперечной емкостной компенсации и рассчитано, что устройства поперечной компенсации в узлах нагрузки снижают потери напряжения за счет уменьшения передаваемой по линии реактивной мощности нагрузки. Несмотря на это сохраняются потери напряжения, вызванные потреблением реактивной мощности самой линией. Данный метод дает возможность компенсировать реактивную мощность нагрузки и реактивную мощность самой линии. Об этом свидетельствует и зарубежный опыт, где для этих целей широко используются мачтовые конденсаторные установки. В условиях отечественных распределительных сетей 6(10) кВ выбор мощности и интервала размещения мачтовых конденсаторных установок вдоль линии, выбора средств защиты от перенапряжений, оценки допустимости увеличения емкостного тока линии требуют дополнительного рассмотрения.

6. Изучен комбинированный фильтр, придуманный на кафедре Электроснабжения промышленных предприятий Московского энергетического института. В расмотренном фильтре комбинация фильтрокомпенсирующего устройства (ФКУ) широко используется в промышленных сетях; отличается он тем, что состоит из n-резонансных контуров, с последовательно включенным каналом активной фильтрации, а также не содержит дополнительные гармонические составляющие.

7. Сделан сравнительный анализ нескольких типов фильтров по данным отечественной и зарубежной печати. В итоге изучения выявлено, что мощность активного элемента $S_{АЭ}$ характеризуется с полной мощностью подавляемых гармоник, зависит от качества Q резонансных контуров (чем выше Q, тем ниже значение $S_{АЭ} / S_{гарм}$), а для средних характеристик Q (около 35) $S_{АЭ} / S_{гарм}$ равно 15%.

8. По итогам исследования выявлен весомый минус гибридных и активных фильтров. Для фильтрации гармоник более высоких порядков, чем подавляемые устанавливаются $R_B C_B$ - фильтры и сглаживающие реакторы L_K

9. По результатам исследования выявлен положительный критерий в использовании комбинированного фильтра, который имеет преимущество по отношению к гибридным и активным фильтрам. Так же, мощность активного элемента в комбинированном фильтре незначительна.

10. Стало понятно, что гибридные фильтры, при сравнении с пассивными LC-фильтрами, демонстрируют снижение характеристик токов высших гармоник в электрической сети в 15 раз. Комбинированный фильтр снижает коэффициент искажения синусоидальности напряжения в 3 раза в сравнении с ФКУ.

11. В дальнейшем применение нового типа силовых гибридных фильтров, поможет повысить электромагнитную ситуацию на заводах и предприятиях.

Список используемых источников

1. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Инфра-М, 2014. 136 с.

2. Грунтович Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учебное пособие. М.: Инфра-М, 2015. 271 с.

3. Хорольский В.Я, Таранов М.А. Надежность электроснабжения. М.: Форум, 2013. 128 с.

4. Электроустановки. Сборник нормативных документов. -2006. - 278 с.

5. Кузнецов А.В., Пестов С.М., Егорова Н.Ю. О применении повышающих коэффициентов к тарифу на услуги по передаче электроэнергии за потребление реактивной мощности // Промышленная энергетика. 2014. № 3.

6. Аксёнов В.В. Энергосбережение – это наше направление! Конденсаторы – наша продукция! Качество – наше кредо! // Энергетика: Вестник Союза инженеров-энергетиков Республики Казахстан. 2015. № 2 (37). С. 12-13.

7. Быстров Д.В. Компенсация реактивной мощности и фильтрация токов высших гармоник – реальный путь к энергоэффективности. Презентация доклада на международном производственно-техническом семинаре «Энергосбережение и новые технологии. Возобновляемые источники энергии. - Алматы, 22-23 июня 2011 г.

8. Железко Ю. С. Новые нормативные документы, определяющие взаимоотношения сетевых организаций и покупателей электроэнергии в части условий потребления реактивной мощности //Электрика. 2016. № 2.

9. Овсейчук В.А., Трофимов Г.Г. Технико-экономическая эффективность регулирования реактивной мощности и напряжения в распределительных электрических сетях: учебно-методическое пособие. М.: ИПКгосслужбы, 2016. 72 с.

10. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об организации услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения). Приказ Министерства энергетики РФ. Утвержден приказом Минпромэнерго России от 22 февраля 2007 г. № 49, рег. № 9134 от 22.03.2007 г. Минюста России.

11. Strzelecki R., Supronowicz H., Wspottczennik mocy w systemach zasilania pradu przemiennogo I metody jego poprawy, Warszawa, 2012. 452 p.

12. Алексеев Б.А. Повышение пропускной способности воздушных линий электропередачи и применение проводов новых марок/ Алексеев Б.А. // ЭЛЕКТРО. 2014. № 3. С. 17-21.

13. Халилов Ф.Х., Гольдштейн В.Г., Гордиенко А.Н., Пухальский А.А. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений. М.: Энергоатомидат, 2015. 356с.

14. Федеральный закон РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

15. Лыкин А.В. Электрические системы и сети. М.: Логос, 2008. 258 с.

16. Padhan S. K., Nahak C. Journal of Control Science and Engineering // Hindawi Publishing Corporation. Egypt, 2016. PP. 45-61.

17. Telkomnika Wang Y., Wang Yong, Li Shun-chu. Indonesian Journal of Electrical Engineering [// Institute of Advanced Engineering and Science. Indonesia, 2016. PP. 24-35.

18. Research provides insight into unexplained line outages // INMR. 2011. Vol. 19. № 4. P. 78–86.

19. Fujita H., Yamasaki T., Akagi H. A hybrid active filter for damping of harmonic resoctronice in industrial systems // IEEE transactions on power electronics. 2002. vol. 15. №2. З.215-222.

20. Le Roux A.D., Mouton Hd.T., Akagi H. Digital control of an integrated series active filter and diode rectifier with voltage regulation // IEEE Transactions on industry applications. 2013. vol.39. №6. P.1814-1820.

21. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. М.: КноРус, 2010. 290 с.

22. Minullin R.G., Fardiev I.Sh., Gubaev D.F., Lukin E.I. Specific Features of the Connection of a Reflectometer to Power Transmission Lines for Location Probing // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Inc., Vol. 79 (№ 2). 2012. P. 84-91.

23. Пак Б.И. Устойчивость энергосистем. М.: ЭНАС, 2016.

24. Detjen D., Jacobs J., Doncker R.W., Mall H. –G. A new hybrid filter to dampen resonances and factor correction equipment // IEEE Transactions on power electronics. – 2006/ - vol. 16/ - №6 – P.821-827.

25. Elec.ru: [Электронный ресурс]. СПб., 2001-2014. URL: http://www.elec.ru/. (Дата обращения 17.12.2017).

26. Красник В. В. Управление электрохозяйством предприятий. М.: НЦ ЭНАС, 2016.

27. Новости энергетики: [Электронный ресурс]. М., 2014. URL: http://novostienergetiki.ru/. (Дата обращения 01.12.2017).

28. Каталог КУ компании "МАТИК-ЭЛЕКТРО".

29. Справочник энергетика: учебник /В.И. Григорьев. М.: Колос, 2016.

30. Minullin R.G., Petrushenko Yu.Ya., Fardiev I.Sh., Lukin E.I., Lukina G.V. Ways to Detect Single - Line - to - Ground Faults in Electricity Trans mission Lines using the Location Method // Russian Electrical Engineering. New York: Allerton Press, Inc., Vol. 79 (№ 12). 2012. P. 655-663.