

Ф.А. Гаврилов

Качество электрической энергии



2009

СОДЕРЖАНИЕ

1. Показатели качества электроэнергии	3
2. Методы расчета уровней отдельных показателей качества электроэнергии	
2.1. Расчет отклонений напряжений	12
2.2. Расчет высших гармоник	15
2.3. Расчет несимметрии напряжений	20
2.4. Расчет колебаний напряжений	26
3. Влияние отклонений напряжений на работу электроприемников и технологических установок	35
4. Влияние несимметрии и колебаний напряжений на работу электроприемников и технологических установок	40
5. Влияние ВГ на работу электроприемников и технологических установок	43
6. Влияние провалов напряжений на работу электрооборудования	46
7. Регулирование напряжения	50
8. Снижение колебаний напряжений	57
9. Снижение несинусоидального напряжения	63
10. Активные фильтры и фильтрация высоких напряжений	71
11. Методы и средства снижения несимметрии напряжений	76
12. Измерение уровней показателей качества	
12.1. Измерение отклонений напряжений	84
12.2. Измерение несинусоидальных напряжений	90
12.3. Эксплуатационный контроль ПКЭ	94
ЛИТЕРАТУРА	97

1. Показатели качества электроэнергии

Электрическая энергия есть товар. Как всякий товар она должна быть качественной. Для контроля её качества существует ГОСТ 13109-97. Этот стандарт разработан в Российской Федерации и принят в Украине в 2000 г. В отличие от предыдущего стандарта 1987 года, где все показатели качества электроэнергии (ПКЭ) ориентированы на зажимы электроприемников, настоящий стандарт нормирует показатели в точке общего присоединения.

ГОСТ 13109-97 вводит ряд понятий:

- точка общего присоединения это точка электрической сети общего назначения, электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электроэнергии, к которой присоединены электрические сети других потребителей;
- потребитель электроэнергии - юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией;
- фликер - субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети;
- доза фликера - мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени;
- частота повторения изменений напряжения - число одиночных изменений напряжения в единицу времени;
- провал напряжения - внезапное понижение напряжения в точке электрической сети ниже $0,9 U_{ном}$, за которым следует восстановление до первоначального или близкого к нему значения через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд;
- импульс напряжения - резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление до первоначального или близкого к нему уровня за промежуток времени до нескольких миллисекунд.

ГОСТ 13109-97 устанавливает нормы для следующих показателей качества электроэнергии:

- установившееся отклонение напряжения;
- колебания напряжения;
- несинусоидальность напряжения;
- несимметрия напряжений;
- отклонение частоты;
- провал напряжения;
- импульс напряжения
- временное перенапряжение.

Установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые.

Для определения соответствия значений измеряемых показателей КЭ нормам настоящего стандарта устанавливается минимальный интервал времени измерений, равный 24 часа.

Отклонения напряжения определяются разностью между действительным U и номинальным $U_{ном}$ значениями напряжения, В:

$$\delta U_y = U - U_{ном}$$

или, %,

$$\delta U_y = U - U_{ном} / U_{ном}, \quad (1.1)$$

В качестве действительного напряжения U в трехфазных электрических сетях принимается напряжение прямой последовательности основной частоты. Нормально допустимые значения ОН составляют $\pm 5\%$, а ПДЗ $\pm 10\%$.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения напряжения в точке общего присоединения в сетях 0,38 кВ и выше должны быть установлены в договорах на потребление электроэнергии между потребителем и энергоснабжающей организацией.

Допустимые пределы изменения напряжения согласно ГОСТ 13109-97 соответствуют зонам оптимальных значений напряжения.

Колебания напряжения. К колебаниям относят быстрые изменения действующего значения напряжения, происходящие со скоростью 1-2% в секунду и более.

Колебания напряжения характеризуются амплитудой (размахом изменения напряжения) δU_i ; частотой f и интервалами между следующими друг за другом изменениями напряжения $\Delta t_i, i+1$ (рис. 1.1); интенсивностью мигания ламп накаливания,

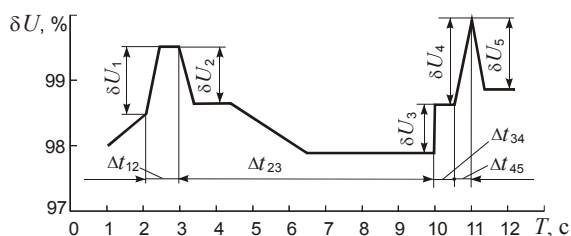


Рис. 1.1. Колебания напряжений (пять размахов изменений напряжения за 12 с)

оказывающих раздражающее влияние на зрение человека (дозой, т.е. интенсивностью фликера или иначе фликером напряжения (ФН)).

Амплитуда колебаний определяется разностью между следующими друг за другом экстремумами огибающей действующих значений напряжения

$$\delta U_t = U_{\max} - U_{\min} \quad (1.2)$$

или в относительных единицах

$$\delta U_t = \frac{U_{\max} - U_{\min}}{U_{\text{ном}}} \quad (1.3)$$

Частота (или средняя частота) изменений напряжения при числе их m за время T (1/с, 1/ч):

$$f = m/T$$

Значение дозы фликера связано с мощностью КН и определяется интегралом

$$P_t = \frac{k}{\theta} \int_{t-\theta}^t dt \int_0^{35} g^2(f) G(f, t) df$$

где $g(f)$ - амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) зрительного анализатора; $G(f, t)$ - частотный спектр процесса изменения напряжения в момент времени t ; θ - интервал осреднения, учитывающий эффект памяти восприятия, $\theta = 300$ мс.

Коэффициент k в формуле выбирается таким образом, чтобы значение $P_t = 1$ соответствовало порогу визуальной восприимчивости возникновения неприятных ощущений. Более высокие значения P_t будут означать, что ДФ превосходит порог его восприимчивости и может стать раздражающей или невыносимой.

Доза фликера характеризует мощность КН с учетом характерных особенностей зрительного и мозгового восприятия человеком колебаний светового потока ламп накаливания, полностью подобных КН. Лампы накаливания являются наиболее массовыми нагрузками, чувствительными к КН в большей мере, чем телевизионные приемники, компьютеры, электронные и микроэлектронные устройства управления. Доза фликера выражается в безразмерных единицах; ординаты стандартной кривой допустимых значений КН $\delta U_t(f)$ (рис. 1.2, кривая 2) соответствуют значению ДФ, определенному в течение 10 мин с вероятностью 99 %:

$$P_{St} = 1,$$

P_{St} называется также *кратковременной дозой фликера*. В основу современных методов нормирования колебаний напряжения МЭК положен этот подход.

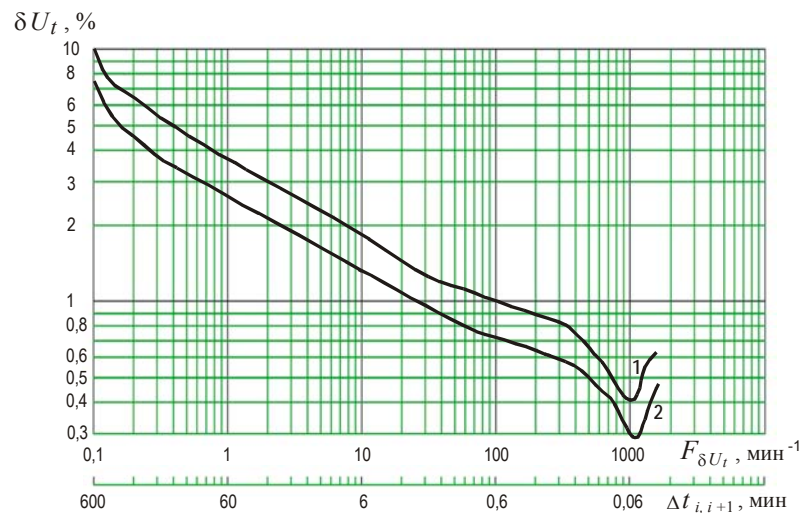


Рис. 1.2. Кривые допустимых значений размахов изменений напряжения в зависимости от частоты их повторения

Первые нормативы исходили из нормирования значения $\delta U_f(t)$ согласно кривым допустимых значений, которые были представлены для помещений с различными требованиями к освещенности, в частности, оценивалась допустимость среднеквадратичной амплитуды колебаний при их средней частоте, либо оценки энергии колебаний:

$$D = \int_0^T \sum \delta U_f^2(t) g^2(f) dt$$

где $\delta U_f(t)$ - размах колебаний напряжения с частотой f ; $g(f)$ - амплитудно-частотная характеристика зрительного анализатора.

Нормирование КН основывается на характерных особенностях зрительного восприятия светового потока ламп накаливания, вызываемых КН.

Процесс зрительного восприятия при КН моделируется на основе теории прохождения сложного сигнала через нелинейную динамическую систему. Ряд многолетних экспериментальных исследований позволил построить АЧХ зрительного анализатора (рис. 1.3), принятую МЭК.

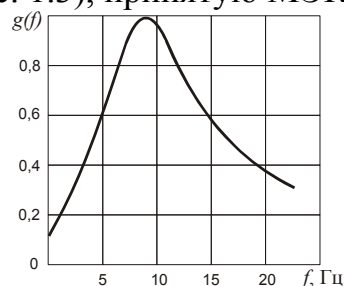


Рис. 1.3. Амплитудно-частотная характеристика зрительного анализатора

Значение ДФ адекватно отображает реакцию человека на любой вид (форму) изменений светового потока, независимо от источника возмущения.

Важным является определение времени наблюдения. Его можно было бы выбрать по длительности рабочего цикла оборудования, создавшего КН. Однако желательно его принять одинаковым независимо от типа источника колебаний. Наиболее подходящим промежутком времени является интервал 10 мин. Доза фликера на 10-минутном интервале обозначается P_{St} .

Исследования, проведенные в рамках МЭК, показали, что для оценки P_{St} достаточно использовать пять точек (уровней):

$P_{0,1s}$ - уровень, который превышался в течение 0,1% времени наблюдения; P_{1s} - уровень, который превышался в течение 1,0% времени наблюдения; P_{3s} - уровень, который превышался в течение 3,0 % времени наблюдения; P_{10s} - уровень, который превышался в течение 10% времени наблюдения.

Для расчета сглаженных уровней фликера P_{is} по упорядоченной диаграмме (рис. 1.4) определяют уровни фликера P_i , соответствующие интегральным вероятностям, равным 0,1; 0,7; 1,0; 1,5; 2,2; 3,0; 4,0; 6,0; 8,0; 10,0; 13,0; 17,0; 30,0; 50,0; 80,0, %:

$$P_{0,1s} = P_{0,1} ;$$

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_{1,0} + P_{1,5}}{3} ;$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_{3,0} + P_{4,0}}{3} ;$$

$$P_{10s} = \frac{P_{6,0} + P_{8,0} + P_{10,0} + P_{13,0} + P_{17,0}}{5} ;$$

$$P_{50s} = \frac{P_{30,0} + P_{50,0} + P_{80,0}}{3} .$$

Исходная точка P_{50s} соответствует уровню фликера, который превышался в течение половины времени наблюдения, и поэтому характеризует средний уровень фликера.

Коэффициенты K_i имеют следующие значения:

$K_1 = 0,0314$ - для 0,1 %-ного уровня;

$K_2 = 0,0525$ - для 1,0 %-ного уровня;

$K_3 = 0,0657$ - для 3,0 %-ного уровня;

$K_4 = 0,28$ - для 10,0 %-ного уровня;

$K_5 = 0,08$ - для 50,0 %-ного уровня.

Все выбранные коэффициенты положительны, что обеспечивает устойчивость полученных значений ДФ.

Для принятого периода наблюдения (10 мин) ДФ определяется следующим образом:

$$P_{St} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} .$$

Предложенный 10-минутный интервал может быть использован для оценки ДФ, вызываемого прокатными станами, насосами, бытовым оборудованием. Если общий эффект КН обусловлен рядом резкопеременных нагрузок, характеризующихся случайным характером работы (сварка, электродвигатели и др.), длительную дозу фликера P_{Lt} за промежуток времени, равный 2 ч, определяют, исходя из совокупности 10-минутных значений:

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} P_{Sti}^3} \quad (1.4)$$

Согласно ГОСТ 13109-97, допустимость амплитуд КН прямоугольной формы (так называемая форма меандра) определяется по кривым допустимых значений амплитуд в зависимости от частоты или интервала между соседними амплитудами (рис. 1.2). Кривые представлены для обычных помещений (1) и помещений, оборудованных лампами накаливания, где требуется значительное зрительное напряжение (2).

Для сетей напряжением 0,38 кВ сумма установившихся значений ОН и амплитуды КН не должны превышать $0,1 U_{ном}$.

При формах КН, отличных от меандра, ДФ ограничивается значениями $P_{St} \leq 1,38$; $P_{Lt} \leq 1,0$. Кратковременное значение ДФ определяется на интервале, равном 10 мин, длительное - равном 2 ч. Отдельно лимитировано значение ДФ в точках общего присоединения потребителей, располагающих лампами накаливания: $P_{St} \leq 1,0$; $P_{Lt} \leq 0,74$.

Несимметрия напряжений трехфазной сети характеризуется коэффициентом обратной последовательности напряжений K_{2U} , %, определяемым отношением напряжения обратной последовательности U_2 к номинальному напряжению:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100 \quad (1.5)$$

Значение K_{2U} в пределах до 2 % нормально допустимо на зажимах любого трехфазного симметричного приемника ЭЭ (ПДЗ составляет 4%).

Коэффициент нулевой последовательности напряжений, K_{0U} , определяется отношением напряжения нулевой последовательности основной частоты к номинальному фазному напряжению $U_{ном.ф}$, %:

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{ном.ф}} \cdot 100 \quad (1.6)$$

Согласно ГОСТ 13109-97, в распределительных сетях с однофазными осветительными и бытовыми приемниками ЭЭ нормально допустимое значение K_{0U} соответствует 2 %, а ПДЗ - 4 %.

Несинусоидальность напряжения характеризуется значением коэффициента искажения кривой напряжения K_U , %, который определяется отношением действующего значения ВГ напряжения U_v к напряжению основной частоты U_1 или номинальному напряжению:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^{\infty} U_v^2}}{U_1} \cdot 100 \approx \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^n U_v^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (1.7)$$

где U_v - действующее значение напряжения v -й гармоники, В (кВ); n - номер последней из учитываемых гармоник.

Допустимые значения K_U приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1. Коэффициент несинусоидальности напряжения, %

Напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	Нормально допустимое значение	Предельно допустимое значение
0,38	8,0	12,0
6-20	5,0	8,0
35	4,0	6,0
110-330	2,0	3,0

Кроме коэффициента несинусоидальности ГОСТ 13109-97 нормирует также значения коэффициента v -й гармонической составляющей напряжения, %

$$K_{U(v)} = \frac{U_v}{U_1} \cdot 100$$

Значения $K_{U(v)}$ представлены в соответствующей таблице стандарта.

Предельно допустимое значение коэффициента v -й ВГ принимается в 1,5 раза большим нормально допустимого.

Отклонения частоты. Отклонение частоты переменного тока в электрических сетях характеризуется показателем отклонения частоты

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}},$$

где f и $f_{\text{ном}}$ - соответственно текущее и номинальное значения частоты.

ГОСТ 13109-97 устанавливает следующие нормы: нормально допустимое значение $\Delta f = \pm 0,2$ Гц, предельно допустимое значение $\Delta f = \pm 0,4$ Гц. Для определения отклонения частоты Δf вычисляется среднее значение частоты на интервале времени $\Delta t = 20$ с

$$f_c = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n f_i,$$

где $n \geq 15$ - число измерений частоты на интервале $\Delta t = 20$ с.

Отклонение частоты определяется по выражению

$$\Delta f = f_c - f_{\text{ном}}.$$

Провал напряжения. Провал напряжения характеризуется длительностью провала. В соответствии с ГОСТ 13103-97 в электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно предельно допустимое значение длительности провала составляет 30 с.

При определении длительности провала напряжения фиксируется начальный момент времени t_n резкого снижения огибающей среднеквадратических значений напряжения (длительностью менее 10 мс), определенных на каждом полупериоде основной частоты, ниже уровня $0,9U_{ном}$ (рис. 1.5).

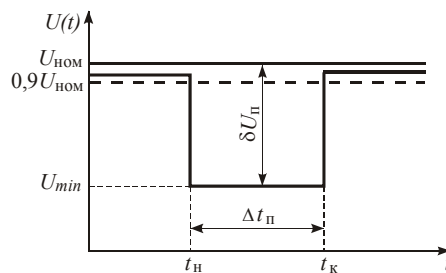


Рис. 1.5. Провал напряжения

В момент восстановления напряжения до значения $U \geq 0,9U_{ном}$ фиксируется конечный момент времени t_k провала напряжения. Длительность провала напряжения определяется по выражению

$$\Delta t_p = t_k - t_n$$

Глубина провала напряжения δU_p , %, (рис. 1.5) определяется по выражению

$$\delta U_p = \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}} 100$$

Импульс напряжения. Импульс напряжения - это резкое изменение напряжения в точке электрической сети, за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого значения за промежуток времени до нескольких миллисекунд. Значение импульсного напряжения $U_{имп}$ (рис. 1.6) определяется максимальным значением мгновенного напряжения при резком его изменении (длительность фронта не более 5 мс).

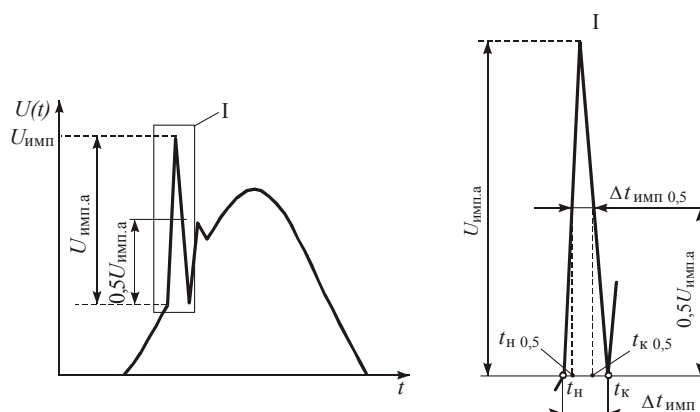


Рис. 1.6. Импульс напряжения

Для определения длительности импульса напряжения по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{\text{имп}0,5}$ из кривой напряжения выделяют импульс напряжения с амплитудой $U_{\text{имп.а}}$ (рис. 1.6). Начальный $t_{\text{н}0,5}$ и конечный $t_{\text{к}0,5}$ моменты времени соответствуют пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведенной на половине амплитуды импульса $0,5U_{\text{имп.а}}$. Длительность $\Delta t_{\text{имп}0,5}$ определяется по выражению

$$\Delta t_{\text{имп}0,5} = t_{\text{к}0,5} - t_{\text{н}0,5}$$

Временное перенапряжение. Временное перенапряжение характеризуется коэффициентом временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{\text{а.макс}}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}}$$

где $U_{\text{а.макс}}$ - максимальное амплитудное значение напряжения, превышающее уровень $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$.

Амплитудное значение напряжения измеряют на каждом полупериоде основной частоты при резком (с длительностью фронта до 5 мс) превышении уровня напряжения $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$. Для исключения влияния коммутационных импульсов на значение $K_{\text{пер}U}$ определение $U_{\text{а.макс}}$ осуществляется через 0,04 с от момента превышения напряжением уровня $1,1\sqrt{2}U_{\text{ном}}$.

Длительность перенапряжения определяют по выражению

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к.пер}} - t_{\text{н.пер}}$$

где $t_{\text{н.пер}}$ и $t_{\text{к.пер}}$ - соответственно время превышения и время спада напряжения относительно уровня $1,1U_{\text{ном}}$.

Предельно допустимое значение длительности провала напряжения в СЭС напряжением до 20 кВ составляет 30 с. Предельно допустимые значения для импульсов напряжения и временных перенапряжений не установлены.

2. Методы расчета уровней отдельных показателей качества электроэнергии

2.1. Расчет отклонений напряжения

Отклонения напряжения должны определяться в характерных точках СЭС предприятий: на секциях шин 6; 10; 35 кВ подстанций глубокого ввода (ПГВ) или главных понизительных подстанций (ГПП) центральных распределительных устройств 6, 10 кВ при питании их по токопроводам или протяженным ВЛ, шинах 0,38-0,66 кВ цеховых трансформаторов, а также распределительных пунктов, наиболее удаленных от цеховых трансформаторов. Отклонения напряжения рассчитываются для режимов наибольших и наименьших нагрузок центра питания.

Отклонения напряжения в характерных точках сети определяются по выражению:

$$\delta U_{y,v(n)} = \delta U_{y+(-)} + \Delta U_c - E_d, \quad (2.1)$$

где $\delta U_{y,v(n)}$ - верхний (нижний) предел ОН, %; $\delta U_{y+(-)}$ - верхний (нижний) предел ОН на зажимах приемника электроэнергии, допустимых согласно ГОСТ 13109-97, %; ΔU_c - потери напряжения на участке сети от рассматриваемого узла до зажимов ЭП, %; E_d - добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения, % [5].

Характерными ЭП являются ближайшие и наиболее удаленные от узла сети ЭП. Кроме того - ЭП с более жесткими пределами допустимых ОН на их зажимах, чем допустимые по ГОСТ 13109-97; а также ЭП с графиком нагрузок, резко отличающимся от общего графика нагрузки потребителей.

Требуемые ОН, определяемые условиями обеспечения нормальной работы ЭП, необходимо проверять для характерных режимов нагрузки центра питания по условию

$$\delta U_{y,v} \geq \delta U_{y,n}, \quad (2.2)$$

где $\delta U_{y,v(n)}$ - наименьший (наибольший) из всех пределов ОН, определенный по выражению (2.1) в режиме наибольшей (наименьшей) нагрузки.

Если это условие не соблюдается в каком-либо из режимов суточной нагрузки, необходимо использовать ответвления распределительного трансформатора, местное регулирование напряжения для снижения потерь напряжения в распределительных сетях.

Предельно допустимые ОН на шинах центра питания для каждого из характерных потребителей определяются следующим образом:

$$\delta U_{y,v(n)ц.п} = \delta U_{y,v(n)} + \Delta U_c - E_d \mp 0,5, \quad (2.3)$$

где $\delta U_{y,v(n)ц.п}$ - верхний (нижний) предел ОН в центре питания, %; $\delta U_{y,v(n)}$ - верхний (нижний) предел ОН, затребованный характерным потребителем, %; ΔU_c -

ожидаемые потери напряжения в сетях энергоснабжающей организации, %; E_d - добавка напряжения, создаваемая средствами местного регулирования напряжения электроснабжающей организации, %.

При проверке условий совместимости необходимо определять верхний и нижний пределы диапазона регулирования напряжения в центре питания в характерных режимах его нагрузки рассматриваемого сезонного периода:

$$\delta U_{y.(h)ц.п} = \frac{1}{2}(\delta U_{y.(вв)ц.п. \max(\min)} - \delta U_{y.(нн)ц.п. \max(\min)}), \quad (2.4)$$

где индексы $\max(\min)$ означают наибольший и наименьший режимы нагрузки.

Методы расчета ОН подробно рассматривались в курсе : «Электрические сети и системы». Расчет ОН на шинах ГПП производится без учета зоны нечувствительности регулирующего устройства в центре питания для двух предельных режимов: наибольших и наименьших нагрузок и для двух ЭП: ближайшего и наиболее удаленного в электрическом отношении, причем потери напряжения учитываются во всех элементах сети.

Нижний предел допустимого ОН на шинах 6, 10 кВ ГПП определяется в режиме максимальных нагрузок для наиболее удаленных двигателей напряжением выше 1 кВ и ЭП напряжением 0,4 кВ с учетом наименьшего коэффициента трансформации на подстанции, питающей наиболее удаленный ЭП.

$$\left. \begin{aligned} \delta U'_{y.ц.п-} &= (0,05U_{ном-} + \Delta U_{\Sigma})k_{тр} + \Delta U_{10(6)кВ}; \\ \delta U''_{y.ц.п-} &= 0,05U_{ном-} + \Delta U_c, \end{aligned} \right\} \quad (2.5)$$

где $0,05 U_{ном-}$ - допустимое понижение напряжения на зажимах наиболее удаленных ЭП; ΔU_c - суммарные потери напряжения в различных элементах сети: потери в линиях НН, потери в распределительных трансформаторах, потери в линиях 10/6 кВ; ΔU_{Σ} - потери напряжения в сети 0,4 кВ и на ТП; $k_{тр}$ - наименьший коэффициент трансформации подстанции 10/6/ 0,4 кВ, питающей наиболее удаленный ЭП.

Если неизвестны данные о сети 0,4 кВ, то напряжение на шинах удаленных ТП должно быть не ниже $U_{ном}$. Тогда второе выражение для определения $\delta U_{y.ц.п}$ примет вид

$$\delta U_{y.ц.п-}^{(h)} = \Delta U_{ТП}k_{тр} + \Delta U_{10(6)кВ}. \quad (2.6)$$

Из двух значений $\delta U_{y.ц.п}$ выбирается большее.

Верхний предел допустимого ОН на шинах ГПП в режиме минимальных нагрузок определяется для двигателя ВН и ЭП напряжением до 1 кВ, расположенных в самой близкой к шинам ГПП точке. При этом на подстанции, питающей ближайший ЭП, коэффициент трансформации принят наибольшим, а потери напряжения в элементах сети определяются только для режима минимальных нагрузок:

$$\delta U'_{y.c.p.+} = (0,05U_{ном-} + \Delta U_{ТП})k_{тр} + \Delta U_{10(6)кВ} ; \quad (2.7)$$

$$\delta U''_{y.c.p.+} = 0,05U_{ном+} + \Delta U_c, \quad (2.8)$$

где $\Delta U_{ТП}$ - потеря напряжения в трансформаторе.

Из двух значений $\delta U_{y.c.p.+}$ выбирается меньшее, т.е. более жесткое условие.

Если полученный допустимый диапазон ОН на шинах ГПП $\delta U_{y.c.-} \leq \delta U_{y.c.} \leq \delta U_{y.c.+}$ меньше регулировочного диапазона на тех же шинах, то для обеспечения требуемого режима достаточно автоматического регулирования трансформаторов под нагрузкой.

При питании от ГПП необходимо определить расчетные значения напряжения на шинах 10/6 кВ регулируемых трансформаторов ГПП в режиме максимальной нагрузки предприятия, совпадающей по времени с минимальным напряжением в ЭС на шинах ВН источника питания; минимальной нагрузки, совпадающей по времени с максимальным напряжением в ЭС на шинах ВН источника питания:

$$U_{ц+} = (U_{c.max} - \Delta U'_{ВЛ} - \Delta U'_{ГПП}) \frac{1}{k_{тр}} ; \quad (2.9)$$

$$U_{ц-} = (U_{c.min} - \Delta U''_{ВЛ} - \Delta U''_{ГПП}) \frac{1}{k_{тр}} , \quad (2.10)$$

где $U_{c.max(min)}$ - максимальное (минимальное) напряжение на шинах источника питания; $\Delta U'_{ВЛ}$ и $\Delta U''_{ВЛ}$ - потери напряжения в питающей ВЛ в режиме минимальных (максимальных) нагрузок; $\Delta U'_{ГПП}$ и $\Delta U''_{ГПП}$ - то же в трансформаторах ГПП; $k_{тр}$ - коэффициент трансформации трансформаторов.

Если ОН на шинах источника питания выходят за пределы регулировочного диапазона E_c на этих же шинах, то необходимо применять дополнительные средства регулирования.

Для регулирования напряжения, как правило, используют возможность регулирования коэффициента трансформации трансформатора под нагрузкой.

Рассмотрим методику выбора отпаек трансформатора.

Зная тип трансформатора, из справочника определяем следующие параметры:

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение высокой стороны;

$U_{НН}$ – номинальное напряжение низкой стороны;

R_T – активное сопротивление трансформатора;

X_T – реактивное сопротивление трансформатора;

W_0 – степень регулирования в %;

N - количество ступеней регулирования.

Из расчета режима работы сети известно:

P_2 – активная нагрузка трансформатора;

Q_2 - реактивная нагрузка трансформатора;

U_B – напряжение на высокой стороне трансформатора;

$U_{НЖ}$ – желаемый уровень напряжения на низкой стороне трансформатора.

Определим потерю напряжения в трансформаторе

$$\Delta U = \frac{P_2 \cdot R_T + Q_2 \cdot X_T}{U_{Ai}}$$

Величина напряжения низкой стороны приведенная к высокой

$$U_{iI} = U_A - \Delta U_T$$

Желаемое число витков, на которое необходимо изменить коэффициент трансформации

$$W_{\mathcal{E}} = \frac{U_{iI} \cdot U_{iI}}{U_{Ai} \cdot U_{i\mathcal{E}}} - 1$$

Расчетное значение номера отпайки

$$N = \frac{W_{\mathcal{E}}}{W_0}$$

Расчетное значение номера отпайки округляется до целого числа $N_{ц}$.

Для проверки полученного напряжения на низкой стороне можно воспользоваться формулой

$$U_i = \frac{U_{iI} \cdot U_{iI}}{U_{Ai} (1 + W_{0*} \cdot N_{\mathcal{O}})}$$

2.2. Расчет высших гармоник

Расчет уровней ВГ напряжения и тока, K_U , АЧХ и других параметров несинусоидальных режимов производится на основании схем замещения, справедливых для каждой ВГ в отдельности. Нелинейные нагрузки представляются в виде источников тока (задающих токов), реже - ЭДС ВГ. Схема замещения нелинейной нагрузки в виде ЭДС и внутреннего сопротивления $x_{вн \nu}$ применяется в случае, если в узле сети возникают резонансные или близкие к резонансным условия на частоте ν -й гармоники.

В практике СЭС предприятий преимущественное распространение получили управляемые вентильные преобразователи (ВП) ток ν -й гармоники I_{ν} при $\nu \leq 13$ с большой точностью определяется по формуле

$$I_{\nu} = \frac{I_1}{\nu} \approx \frac{I_{нВП}}{\nu}$$

где $I_{нВП}$ и I_1 - ток нагрузки ВП и его первая гармоника.

Начальная фаза φ_{ν} тока I_{ν}

$$\varphi_{\nu} = (\alpha + \gamma/2)\nu$$

где α и γ - углы управления и коммутации.

Для других нелинейных нагрузок (ДСП, сварочных установок) значения ВГ токов I_{ν} находятся, главным образом, путем усреднения экспериментальных

данных для конкретного вида электрооборудования.

Сопротивления элементов СЭС на частотах ВГ для сетей с $U_{\text{ном}} \geq 6$ кВ имеют преимущественно индуктивный характер. Учет их активной составляющей оказывается нужным лишь при оценке значений ВГ напряжения и тока при резонансе. При этом принято полагать, что имеет место резкое проявление поверхностного эффекта и значение активного сопротивления возрастает пропорционально $\sqrt{\nu}$.

Ниже приводятся значения сопротивлений, наиболее часто используемые в проектной практике в странах СНГ.

Индуктивное сопротивление, Ом, для ν -й гармоники для СД 1000 кВт, 6 кВ:

$$x_{\nu} = 6\nu; \quad (2.11)$$

для СД 1000 кВт, 10 кВ:

$$x_{\nu} = 17\nu. \quad (2.12)$$

По этим формулам можно приблизительно оценить эквивалентное сопротивление СД других мощностей или групп СД.

Если сопротивление обратной последовательности задано в относительных единицах x_{2*} , то сопротивление СД для ВГ определяется по формуле

$$x_{\nu} = 0,75\nu x_{2*} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.13)$$

где $S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность двигателя, МВ·А; $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, кВ.

Сопротивление асинхронных двигателей для ВГ тока можно принимать чисто реактивным. Значение этого сопротивления с погрешностью до 7 % можно определять по формуле

$$x_{\nu} = \nu z_k = \frac{\nu U_{\text{ном.ф}}}{k_{\text{п}} I_{\text{ном.ф}}}, \quad (2.14)$$

где $U_{\text{ном.ф}}$, $I_{\text{ном.ф}}$ - номинальные фазные напряжения и ток электродвигателя; $k_{\text{п}}$ - кратность пускового тока.

Сопротивление трансформатора 6-10 кВ, нагрузку которого составляют АД, $x_{\text{н.тв}}$ в схеме замещения для ВГ можно приблизительно определить как сумму сопротивлений КЗ трансформатора и АД:

$$x_{\text{н.тв}} = \nu x_{\text{к.т}} + \frac{\nu U_{\text{ном}}^2}{0,75 k_{\text{п}} S_{\text{ном}}}, \quad (2.15)$$

где $x_{\text{к.т}}$ - сопротивление КЗ трансформатора при промышленной частоте, Ом; $U_{\text{ном}}$, $S_{\text{ном}}$ - соответственно номинальное напряжение, кВ, обмотки ВН (6-10 кВ) и мощность, МВ·А, трансформатора; $k_{\text{п}}$ - кратность пускового тока

эквивалентного АД (в среднем $k_{\text{п}} = 5,5$), которым представляется нагрузка трансформатора; 0,75 - коэффициент, учитывающий загрузку трансформатора.

При 12-пульсных ВП часто используются трансформаторы с расщепленными обмотками; коэффициент расщепления находится в пределах $k_{\text{рщ}} = 0 \div 4$. Если обмотки НН вмотаны одна в другую, $k_{\text{рщ}} = 0$; при отсутствии магнитной связи или при двух трансформаторах с разными схемами соединения $k_{\text{рщ}} = 4$

Сопrotивления реакторов x_{pv} на частоте ν -й гармоники и БК $x_{\text{БК}}$ определяются по формулам соответственно

$$x_{\text{pv}} = \nu x_{\text{p}} \quad ; \quad (2.16)$$

$$x_{\text{БК}\nu} = \frac{x_{\text{БК}}}{\nu} \quad , \quad (2.17)$$

где x_{p} и $x_{\text{БК}}$ - соответственно сопротивления реакторов и БК при промышленной частоте. Индуктивное сопротивление ВЛ

$$x_{\text{лв}} = (0,98 \div 0,995) \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{к}}}$$

Упрощенные выражения для определения сопротивлений элементов СЭС предприятий приведены в табл. 2.4.

Нагрузки при расчете ВГ можно учитывать приближенно. Нагрузку подстанции составляют, в основном, электродвигатели, поэтому ее эквивалентное сопротивление на частотах ВГ можно приближенно оценивать по реактивному сопротивлению обратной последовательности:

$$x_{\text{н}\nu} \approx \nu x_2 \quad ;$$

относительная величина этого сопротивления

$$x_{2*} = 0,2 \div 0,25.$$

Таблица 2- Сопротивления элементов СЭС предприятий для токов ВГ

Потребитель	Формула для определения сопротивления ν -й гармоники, Ом, в сети	
	6 кВ	10 кВ
Синхронный (асинхронный) двигатель, турбогенератор номинальной мощностью $S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$\frac{6}{S_{\text{НОМ}}} \nu$	$\frac{17}{S_{\text{НОМ}}} \nu$

Нагруженный трансформатор цеховой подстанции номинальной мощностью $S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$\frac{12}{S_{\text{НОМ}}} \nu$	$\frac{34}{S_{\text{НОМ}}} \nu$
Двухобмоточный трансформатор связи с ЭС номинальной мощностью $S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$\frac{0,4 u_k \%}{S_{\text{НОМ}}} \nu$	$\frac{1,1 u_k \%}{S_{\text{НОМ}}} \nu$
БК мощностью $Q_{\text{БК}}$, Мвар	$\frac{40}{Q_{\text{БК}}} \nu$	$\frac{110}{Q_{\text{БК}}} \nu$

При нескольких нелинейных нагрузках эквивалентирование их производится с учетом характера и режима работы этих нагрузок.

а) *Нелинейные нагрузки, работающие в спокойном режиме.* К ним относятся ВП главных приводов непрерывных прокатных станков, длительно работающие с практически неизменным выпрямленным током, преобразователи электролизного производства, хлорных станций целлюлозно-бумажных комбинатов, газоразрядные лампы и др. Эквивалентные значения ВГ тока секции (системы шин)

$$i_{\nu\Sigma} = \sum_{p=1}^n i_{\nu p}, \quad (2.18)$$

где $i_{\nu p}$ - комплекс тока ν -й гармоники p -го источника с учетом действующего значения $I_{\nu p}$ и начальной фазы $\varphi_{\nu p}$; n - число нагрузок.

При пренебрежении углами коммутации ВП

$$I_{\nu\Sigma} = \frac{S_{\Sigma} k_{\nu\Sigma}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \nu}, \quad (2.19)$$

где S_{Σ} - расчетная полная мощность ВП; $k_{\nu\Sigma}$ - коэффициент, учитывающий наличие сдвига по фазе между ВГ тока отдельных преобразователей; в комплексной форме

$$\dot{k}_{\nu\Sigma} = \sum_{p=1}^n \dot{k}_{\nu p}, \quad (2.20)$$

где $\dot{k}_{\nu p} = \frac{S_p}{S_{\Sigma}} e^{j\varphi_{\nu p}}$; S_p - значение полной мощности p -й нелинейной нагрузки.

При ориентировочных расчетах в сетях с ВП можно принимать $k_{\nu\Sigma} = 0,9$ для $\nu = 5; 7$ и $k_{\nu\Sigma} = 0,75$ для $\nu = 11; 13$; для дуговых и люминесцентных ламп $k_{\nu\Sigma} = 1$ для всех ν .

б) *Резкопеременные нелинейные нагрузки.* К ним относятся реверсивные преобразователи прокатных станков, ДСП в период расплавления, установки дуговой электросварки и т.п. В этом случае расчеты основываются на

вероятностных представлениях.

В случае одновременной работы таких нагрузок ($n \geq 4$) закон распределения значений $I_{v\Sigma}$ оказывается нормальным, причем значение среднеквадратического отклонения $\sigma_{I_{v\Sigma}}$ согласно правилу трех сигм составляет 1/3 математического ожидания, которое, в свою очередь, составляет 0,5 максимально возможного значения; таким образом,

$$M[I_{v\Sigma}] = \frac{\sum_{p=1}^n k_{zp} S_p}{2\sqrt{3}U_{ном} v}, \quad (2.21)$$

где S_p и k_{zp} - полная мощность p -й нелинейной нагрузки и коэффициент, учитывающий загрузку по полной мощности; с вероятностью 95 %

$$I_{v\Sigma}^{(95\%)} = 0,83M[I_{v\Sigma}]. \quad (2.22)$$

При расчете нагрузок ВП прокатных станков и аналогичных установок, работающих по заданным циклам, определяются среднеквадратические значения полной мощности и токов, которым соответствуют среднеквадратические значения токов ВГ:

$$S_{ср.кв\Sigma} = \sqrt{\sum_{p=1}^n S_{ср.кв}^2}; \quad (2.23)$$

$$I_{ср.кв v} = \frac{S_{ср.кв\Sigma}}{\sqrt{3}U_{ном} v}. \quad (2.44)$$

В случае, когда нелинейными нагрузками являются 6- и 12-пульсные ВП, среднеквадратические значения полных мощностей которых соответственно равны $S_{ср.кв\Sigma}^{(6п)}$ и $S_{ср.кв\Sigma}^{(12п)}$, эквивалентные токи ВГ находятся по формулам

$$I_{ср.кв v\Sigma} = \frac{S_{ср.кв}^{(6п)}}{\sqrt{3}U_{ном} v} \text{ для } v = 5; 7; 11; 13 \dots; \quad (2.25)$$

при 6- и 12-пульсных ВП

$$I_{ср.кв v} = \frac{\sqrt{[S_{ср.кв}^{(6п)}]^2 + [S_{ср.кв}^{(12п)}]^2}}{\sqrt{3}U_{ном} v}. \quad (2.26)$$

б)

Очевидно,

$$I_{ср.кв v\Sigma} = \sqrt{M^2[I_{v\Sigma}] + \sigma_{I_{v\Sigma}}^2}. \quad (2.27)$$

В цехах машиностроительных, металлургических и других предприятий сварочные агрегаты, электроприводы небольшой мощности, (возбудители и другие, относительно небольшие нагрузки) имеют суммарную установленную

мощность, достигающую или даже превосходящую установленную мощность крупных нелинейных нагрузок. Для этого случая допустимо определять среднеквадратическое значение полной мощности нелинейных нагрузок по расчетной активной нагрузке $P_{рас}$ и средневзвешенному значению $\cos\varphi_{ср.кв}$:

$$S_{ср.кв} = \frac{P_{рас}}{\cos\varphi_{ср.кв}}. \quad (2.28)$$

Для группы сварочных машин (одноточечных, рельефных, шовных и стыковых агрегатов) определяется ток ν -й гармоники так называемой усредненной сварочной машины $I_{уcv}^{(\Phi)}$:

$$I_{уcv}^{(\Phi)} = \frac{k_\nu \sum_{i=1}^{n_\Phi} S_{напi} k_{3i}}{\nu^2 n_\Phi U_{ном}}, \quad (2.29)$$

где n_Φ - число машин, подключенных к рассматриваемой фазе.

Математическое ожидание тока I_{vA} всех машин для фазы A

$$M[I_{vA}] = I_{уcv}^{(\Phi)} n_\Phi t_{\Phi.c}, \quad (2.30)$$

где $t_{\Phi.c}$ - средняя продолжительность включения машин, определяемая по отношению

$$t_{\Phi.c} = \frac{\sum_{i=1}^{n_\Phi} t_{\Phi i}}{n_\Phi}. \quad (2.31)$$

Расчетное значение тока ν -й гармоники фазы A (B , C)

$$I_{vp}^{(A)} = M[I_{vA}] + \beta \sigma_{I_{vA}}. \quad (2.32)$$

Статистический коэффициент β , исходя из 5 %-ного уровня значимости результатов, принимается равным 1,73.

2.3. Расчет несимметрии напряжений

Согласно ГОСТ 13109-97, напряжение обратной последовательности U_2 определяется через линейные напряжения U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} по формуле

$$U_2 = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3} U_{AB} - \sqrt{4U_{BC}^2 - \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} + U_{AB} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} \right)^2 \right]}. \quad (2.33)$$

С погрешностью менее 1 % U_2 может быть найдено по выражению

$$U_2 = \frac{2}{3} \sqrt{(\Delta U_{BC} - \Delta U_{CA})^2 + \Delta U_{BC} \Delta U_{CA}}, \quad (2.34)$$

где $\Delta U_{BC} = U_{BC} - U_{AB}$; $\Delta U_{CA} = U_{CA} - U_{AB}$.

Для напряжения прямой последовательности U_1 в стандарте ГОСТ 13109-97 приводится формула

$$U_1 = \frac{1}{3}(U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}).$$

Значение коэффициента обратной последовательности напряжений определяется по выражению (1.5). Основным моментом расчета является определение напряжения обратной последовательности U_2 согласно выражению

$$U_2 = I_{2\Sigma} z_{2\Sigma}, \quad (2.35)$$

где $I_{2\Sigma}$ – эквивалентный ток обратной последовательности, обусловленный несимметричными нагрузками; $z_{2\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление обратной последовательности сети.

Ток обратной последовательности I_2 и его начальная фаза φ_{I_2} при подключении трех однофазных нагрузок на линейные напряжения AB , BC , CA

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3} \sqrt{I_{AB}^2 + I_{BC}^2 + I_{CA}^2 - I_{AB}I_{BC} - I_{BC}I_{CA} - I_{CA}I_{AB}}; \quad (2.36)$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} I_{AB} + I_{BC} - 2I_{CA}}{3 I_{AB} - I_{BC}} - \varphi_H. \quad (2.37)$$

При задании полных мощностей

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{НОМ}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 + S_{CA}^2 - S_{AB}S_{BC} - S_{BC}S_{CA} - S_{CA}S_{AB}}; \quad (2.38)$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} S_{AB} + S_{BC} - 2S_{CA}}{3 S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H. \quad (2.39)$$

При включении двух однофазных нагрузок на линейные напряжения AB и BC эти выражения могут быть преобразованы к виду

$$I_2 = \frac{\sqrt{3}}{3U_{НОМ}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}}; \quad (2.40)$$

$$\varphi_{I_2} = \arctg \frac{\sqrt{3} S_{AB} + S_{BC}}{3 S_{AB} - S_{BC}} - \varphi_H. \quad (2.41)$$

Следует отметить, что при включении однофазных нагрузок с фазой φ_H на пару линейных напряжений начальная фаза тока обратной последовательности φ_{I_2} находится в следующих пределах:

$$\begin{array}{l} AB \quad \quad \quad \text{и} \\ BC \dots \dots \dots \quad 30^\circ - \varphi_H \leq \varphi_{I_2} \leq 150^\circ - \varphi_H; \\ \dots \end{array}$$

BC и $150^\circ - \varphi_H \leq \varphi_{l_2} \leq 270^\circ - \varphi_H$;

CA.....

....

CA и $270^\circ - \varphi_H \leq \varphi_{l_2} \leq 30^\circ - \varphi_H$.

AB.....

.....

Относительное значение (в долях полного сопротивления прямой последовательности) модуля $z_{2\Sigma^*}$, а также фазы эквивалентного сопротивления обратной последовательности секции (системы) шин имеет вид:

$$z_{2\Sigma^*} = \frac{S_{\text{НОМ}\Sigma}}{\sqrt{\left(\sum_{n=1}^m S_{\text{НОМ}n}^{(л)} y_n^{(л)} \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(нл)} y_l^{(нл)} \cos \varphi_l\right)^2 + \left(\sum_{n=1}^m S_{\text{НОМ}n}^{(л)} y_n^{(л)} \sin \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(нл)} y_l^{(нл)} \sin \varphi_l\right)^2}} \rightarrow \quad (2.42)$$

$$\arg z_{2\Sigma^*} = \arctg \frac{\sum_{n=1}^m S_{\text{НОМ}n}^{(л)} y_n^{(л)} \sin \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(нл)} y_l^{(нл)} \sin \varphi_l}{\sum_{n=1}^m S_{\text{НОМ}n}^{(л)} y_n^{(л)} \cos \varphi_n + \sum_{l=1}^q S_{pl}^{(нл)} y_l^{(нл)} \cos \varphi_l}, \quad (2.43)$$

где $S_{\text{НОМ}n}^{(л)}$ и φ_n – номинальная полная мощность и фазовый угол n -го присоединения линейной части нагрузки; $S_{pl}^{(нл)}$ и φ_l – расчетное значение мощности и соответствующий ей угол нелинейной нагрузки l -го присоединения; $y_n^{(л)}$ – относительная проводимость обратной последовательности n -го вида линейной нагрузки; $y_l^{(нл)}$ – относительная проводимость обратной последовательности нелинейной нагрузки при мощности $S_{pl}^{(нл)}$;

$S_{\text{НОМ}\Sigma}$ – полная номинальная мощность нагрузок подстанции.

Последние выражения можно представить в более компактном виде:

$$z_{2\Sigma^*} = \frac{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} \cos \varphi_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} \sin \varphi_i\right)^2}}{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} y_i \cos \varphi_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} y_i \sin \varphi_i\right)^2}}; \quad (2.44)$$

$$\arg z_{2\Sigma^*} = \arctg \frac{\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} y_i \sin \varphi_i}{\sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ}i} y_i \cos \varphi_i}; \quad (2.45)$$

$S_{\text{ном}i}$, y_i , φ_i – полная номинальная мощность, относительное значение проводимости обратной последовательности и фазовый угол i -го присоединения линейной (нелинейной) части нагрузки.

Выражения для определения сопротивлений обратной последовательности элементов СЭС приведены в табл. 2.6.

В последние 10–15 лет в нагрузке СЭС предприятий значительно возросла доля ВП и ДСП, сопротивления обратной последовательности которых существенно влияют на значение $z_{2\Sigma^*}$.

Для иллюстрации этого положения в табл. 2.1 приведены значения $z_{2\Sigma^*}$ и $|z_{2\Sigma^*}|$ для узлов сетей 110 кВ, к которым подключены подстанции предприятий, городов и железнодорожного транспорта.

В распределительных сетях предприятий, подключенных к основным сетям ЭС, при мощности КЗ на шинах 6–10 кВ $S_K \geq 200$ МВ·А можно принимать $z_{2\Sigma} = x_K$, где $x_K = U_{\text{ном}}^2 / S_K$.

Сопротивление обратной последовательности 6-пульсного мостового ВП при соединении обмоток трансформатора Y/Y или Y/ Δ , а также 12-пульсного ВП составляет $z_{2\text{ВП}} = 2 z_{1\text{ВП}}$ [43],

Таблица 2.1- Выражения для определения сопротивлений обратной последовательности элементов СЭС

Вид нагрузки	Выражения для расчета сопротивлений обратной последовательности	Примечание
СД	$x_{2\text{СД}} = U_{\text{ном}}^2 x_{2^*} / S_{\text{ном}}$	При отсутствии каталожных данных принимается $x_{2^*} = 1 / k_{\text{п}}$
АД	$x_{2\text{АД}} = U_{\text{ном}}^2 x_{\text{к}^*} / S_{\text{ном}}$	$k_{\text{п}}$ – кратность пускового тока;
Двухобмоточные трансформаторы и реакторы	$x_{2\text{Т}} = U_{\text{ном}}^2 e_{\text{к}^*} / S_{\text{ном}}$	$e_{\text{к}^*}$ – относительное значение ЭДС КЗ. При отсутствии каталожных данных принимается $e_{\text{к}^*} = 0,1$. Для реакторов вместо $e_{\text{к}^*}$ берется $x_{\text{р}^*}$

Трехобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками, сдвоенные реакторы для каждой обмотки	$x_{2p} = U_{\text{ном}}^2 x_* / S_{\text{ном}}$	x_* – относительное реактивное сопротивление обмотки
БК ВП	$x_{2\text{БК}} = U_{\text{ном}}^2 / Q_{\text{БК}}$ $z_{2\text{ВП}} = 2U_{\text{ном}}^2 / S$	S – полная нагрузка ВП $\underline{z} = \cos \varphi + j \sin \varphi$, где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности ВП с нагрузкой
ДСП и руднотермические печи	$z_{2п} = U_{\text{ном}}^2 / S$	То же
Нагрузки осветительные Питающая ЭЭС	$r_{2н} = 4U_{\text{ном}}^2 / P$ $x_{2с} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{к}}$	P – мощность нагрузки $S_{\text{к}}$ – мощность КЗ

следовательно, ток обратной последовательности этих ВП может быть представлен выражением

$$I_{2\text{ВП}} = 0,5 K_{2U} I_{1\text{ВП}};$$

$$\arg \dot{I}_{2\text{ВП}} = \varphi_{2н} + \alpha,$$

где α – угол управления ВП; $\varphi_{2н}$ – начальная фаза напряжения обратной последовательности, обусловленная несимметричными нагрузками.

Таблица 2.2-Значения $\underline{z}_{2\Sigma^*}$ и $|\underline{z}_{2\Sigma^*}|$ для узлов сетей 110 кВ

Производство	$\underline{z}_{2\Sigma^*}$	$ \underline{z}_{2\Sigma^*} $
Прокатный цех	$0,51 + j0,68$	0,85
Машиностроительный завод	$0,33 + j0,49$	0,59
Промышленный центр	$0,50 + j0,68$	0,83
Завод цветных металлов	$0,49 + j0,52$	0,72
Бумагоделательный комбинат	$0,15 + j0,59$	0,38
Тяговая подстанция	$1,12 + j0,36$	1,24
Химический завод	$0,21 + j0,46$	0,51

Действующие значения тока обратной последовательности ДСП $I_2^{(n)}$ максимальны в режиме расплавления; они распределены по нормальному закону, т.е.

$$MI_2^{(n)} = \frac{I_{2\max}^{(n)}}{2}; \quad \sigma_2^{(n)} = \frac{I_{2\max}^{(n)}}{6}.$$

Значения $I_{2\max}^{(n)}$ определяется по номинальному току ДСП $I_{\text{ном}}^{(n)}$ и кратности эксплуатационного тока КЗ $k_{\text{э.к}}$:

$$I_{2\max}^{(n)} = \frac{I_{\text{ном}}^{(n)} k_{\text{э.к}}}{2}.$$

На практике возникает необходимость оценить параметры несимметричного режима в узлах сети. В этом случае расчет основывается на использовании схемы замещения обратной последовательности сети.

Схема замещения для токов обратной последовательности аналогична схеме прямой последовательности; все элементы схемы вводят своими сопротивлениями обратной последовательности. Несимметричная нагрузка представляется источником тока обратной последовательности.

Ток обратной последовательности в q -й ветви \dot{I}_{2q} , обусловленный источником тока обратной последовательности в p -й ветви \dot{I}_{2p} , определяется очевидным выражением

$$\dot{I}_{2q} = \dot{K}_{2pq} \dot{I}_{2p},$$

где \dot{K}_{2pq} – коэффициент распределения токов обратной последовательности между p -й и q -й ветвями схемы замещения.

При нескольких источниках несимметрии, подключенных к различным узлам сети

$$\dot{I}_{2q} = \sum_{p=1}^S \dot{K}_{2pq} \dot{I}_{2p}.$$

В последнем случае более целесообразно применять метод узловых напряжений.

Следует отметить, что непосредственный пересчет значений K_{2U} для узлов сети, если известно его значение в узле, где имеется источник несимметрии, пользуясь приведенными выше процедурами, невозможен.

2.4. Расчет колебаний напряжения

При проектировании СЭС с резкопеременными нагрузками, которые могут вызывать колебания напряжения (КН) в распределительной сети, необходимо определять значения дозы фликера (ДФ). Могут быть использованы два подхода:

- применение фликерметра для непосредственного измерения ДФ или
- применение расчетных методов.

Остановимся подробно на втором подходе, который может быть целесообразен не только на стадии проектирования, но и в условиях эксплуатации СЭС.

В случае периодических КН синусоидальной и треугольной формы в определенных диапазонах частот могут быть использованы кривая допустимых значений амплитуд КН в зависимости от частоты и коэффициенты приведения к эквивалентным прямоугольным колебаниям, для которых построена кривая допустимых значений

Способ определения ДФ с помощью кривой допустимых значений и анализа Фурье может также применяться для анализа других периодических КН. Интенсивность фликера может определяться достаточно просто для определенного вида изолированных или повторяющихся КН.

Более общий подход заключается в определении кратковременной ДФ – P_{St} , вызываемой КН различной формы. Затем результирующая ДФ за время T рассчитывается как результат колебаний ступенчатой формы P_{Sts} с помощью коэффициента $F_{пр}$, который называется коэффициентом приведения:

$$P_{St} = F_{пр} P_{Sts} . \quad (2.46)$$

На практике возможно применение одного из двух подходов: по кривой допустимых значений либо аналитическим методом.

В первом случае ДФ определяется с помощью кривой (рис. 2.1). Если повторяющиеся ступенчатые изменения d_0 происходят с частотой r_0 , то ДФ P_{St0} будет представлять собой величину, соответствующую ординате кривой ДФ. Если при одной и той же скорости повторения размах ступенчатого изменения напряжения равен d_1 , то соответствующее значение ДФ P_{St1} будет определяться как

$$P_{St1} = \frac{d_1}{d_0} P_{St0} . \quad (2.47)$$

Аналитический метод применяется, если имеют место повторяющиеся возмущения, с использованием зависимости:

$$P_{St} = 0,365 d F_{пр} r^{0,31} R , \quad (2.48)$$

где d – относительное значение изменения напряжения, %; r – частота изменения напряжения, 1/мин; R – коэффициент, зависящий от частоты повторения (рис. 2.2); $F_{пр}$ – коэффициент приведения, зависящий от формы КН.

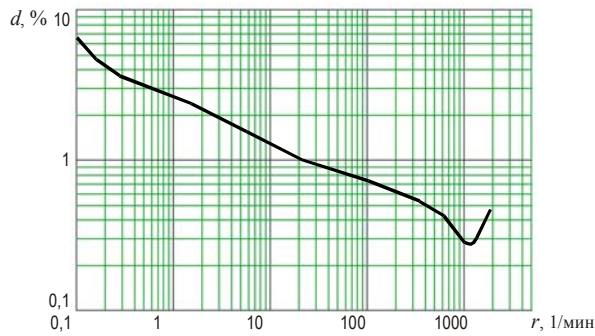


Рисунок 2.1- Кривая допустимых КН

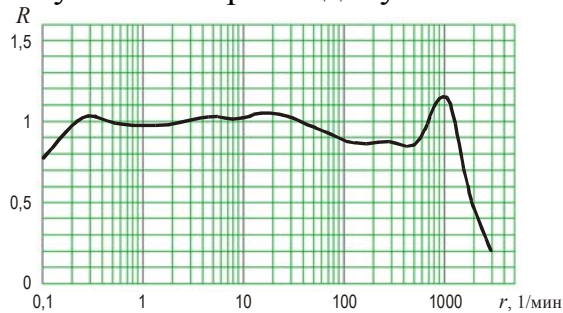


Рисунок 2.2- Зависимость коэффициента R от частоты изменения напряжения

Например, если потребитель вызывает ступенчатое изменение напряжения $\delta U_t = 1\%$ ($d = 1$), которое имеет частоту повторения $r = 3$ 1/мин, то, используя кривую рис. 2.1, определяем соответствующее ступенчатое изменение напряжения $d_0 = 1,95\%$. При возмущениях $d = 1\%$

$$P_{St1} = \frac{1}{1,95} = 0,51.$$

При аналитическом методе $F_{пр} = 1$, $R \approx 1$, тогда

$$P_{St1} = 0,365 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 3^{0,31} = 0,51.$$

Рассмотрим определение коэффициента $F_{пр}$ при КН различной формы.

Прямоугольные КН. Это основной вид возмущений, который может быть использован как исходный при определении ДФ, вызываемого циклично работающими нагрузками. В этом случае коэффициент эквивалентности $F_{пр} = 1$.

Наклонные и ступенчатые КН. Эти виды КН вызываются прокатными станами и электродвигателями, подключенными к тиристорным преобразователям. Коэффициент $F_{пр}$ можно определять по кривым рис. 2.3. Например, при периоде КН, равном 5 периодам основной частоты ($T = 0,1$ с), ДФ уменьшается до значения, составляющего примерно $2/3$ уровня, обусловленного ступенчатым напряжением того же значения.

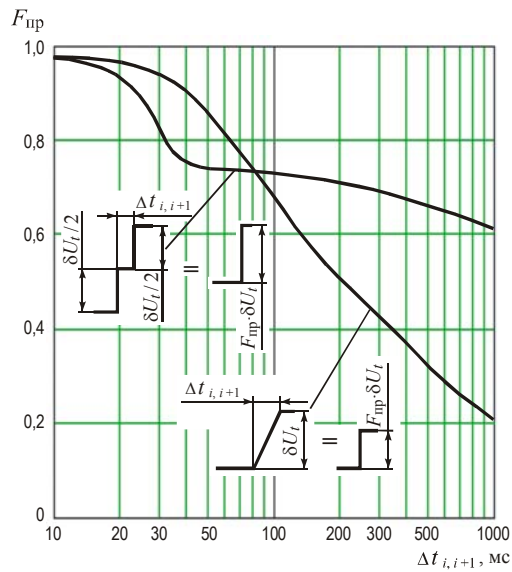


Рисунок 2.3- Коэффициент приведения $F_{пр}$ для периодических колебаний напряжения, имеющих двухступенчатую и пилообразную форму

Колебания напряжения в электрических сетях промышленных предприятий в большинстве случаев имеют прямоугольную (рис. 2.4) или наклонную форму (рис. 2.5) (циклично работающие нагрузки, электродвигатели, прокатные станы, ДСП и т.п.).

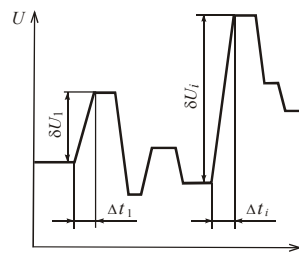
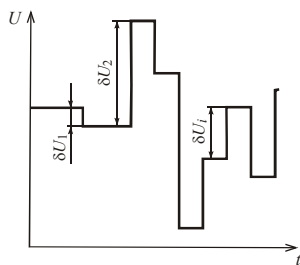


Рис. 2.4- Колебания напряжения прямоугольной формы Рис. 2.5- Колебания напряжения наклонной формы

В случае колебаний напряжения прямоугольной формы можно определить время восприятия фликера для i -го колебания напряжения по выражению (ГОСТ 13109-97):

$$t_{\phi i} = 2,3(\delta U_{i i})^{3,2}. \quad (2.49)$$

Зная время восприятия фликера на каждом из кратковременных интервалов T_{sh} длительностью 10 мин, кратковременная доза фликера

$$P_{St} = \left(\frac{1}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m t_{\phi i} \right)^{\frac{1}{3,2}}, \quad (2.50)$$

где m – число колебаний напряжения на интервале T_{sh} .

Длительная доза фликера определяется среднекубическим значением кратковременных доз фликера на интервале T_L длительностью 2 часа

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{Sik}^3} \quad (2.51)$$

где P_{Sik} – кратковременная доза фликера на k -м интервале T_{sh} внутри длительного интервала T_L .

При наклонной форме колебаний напряжения можно определить приведенные размахи изменения напряжения по формуле

$$\delta U_{i\text{пр}} = F_{\text{пр}i} \delta U_i, \quad (2.52)$$

где $F_{\text{пр}i}$ – коэффициент приведения, приведенный на рис. 2.3.

Зависимость коэффициента приведения $F_{\text{пр}}$ от длительности наклонного участка Δt аппроксимируется выражением

$$F_{\text{пр}} = \frac{1}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t}}. \quad (2.53)$$

В общем случае (при колебаниях напряжения прямоугольной и наклонной формы) может быть применена инженерная методика расчета КН. Эта методика может использоваться для определения кратковременной и длительной доз фликера как для периодических, так и непериодических КН.

Алгоритм расчета

1. На интервале времени измерения (не менее 24 часов) выделяются длительные интервалы наблюдения $T_L = 2$ часа, соответствующие периодам наибольших колебаний напряжения по размаху и числу изменений.

2. Длительные интервалы наблюдения T_L разбивают на 12 кратковременных $T_{sh} = 10$ мин.

3. На каждом кратковременном интервале T_{sh} определяются размахи δU_{ii} и длительности Δt_i колебаний напряжения.

4. Все размахи колебаний напряжения приводятся к колебаниям, имеющим форму меандра

$$\delta U_{ii\text{пр}} = F_{\text{пр}i} \delta U_{ii},$$

где коэффициент приведения $F_{\text{пр}i} = (6,646 - 5,725 e^{-\Delta t_i})^{-1}$ соответствует кривой, приведенной на рис. 2.3.

5. Определяется время восприятия фликера для каждого колебания напряжения

$$t_{\text{фи}} = 2,3 (\delta U_{ii\text{пр}})^{3,2} = 2,3 \left(\frac{\delta U_{ii}}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t_i}} \right)^{3,2}.$$

6. На каждом кратковременном интервале T_{sh} вычисляется кратковременная доза фликера

$$P_{Stk} = \sqrt[3,2]{\frac{1}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m t_{\Phi i}} = \sqrt[3,2]{\frac{2,3}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m \left(\frac{\delta U_{ii}}{6,646 - 5,725 e^{-\Delta t_i}} \right)^{3,2}}$$

7. На каждом длительном интервале T_L вычисляется длительная доза фликера

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} P_{Stk}^3}$$

8. Кратковременные P_{St} и длительные P_{Lt} дозы фликера сравниваются с соответствующими нормированными значениями.

В практике проектирования возникает необходимость оценить ДФ в узлах сети, связанных с помощью трансформаторов, ВЛ или кабелей с узлом ВП.

Элементы СЭС имеют преимущественно индуктивный характер (мы рассматриваем именно такой случай); поэтому форма КН в узлах 220 кВ и 0,4 кВ с большой точностью соответствует форме КН источника; их амплитуды в сложных узлах сети уменьшаются пропорционально величине $k_u^{(n)}$, где $k_u^{(n)}$ – коэффициент передачи по напряжению или коэффициент распределения напряжений между узлами источника КН и n -м узлом.

Поэтому оценка ДФ в узлах, связанных с источником КН, в рассматриваемом случае может производиться по выражению

$$P_{St}^{(n)} = P_{St}^{(u)} \cdot k_u^{(n)},$$

где $P_{St}^{(u)}$ – ДФ в узле с источником КН.

В дальнейшем коэффициент $k_u^{(n)}$ будем называть коэффициентом распределения ДФ и обозначать $k_{ДФ}^{(n)}$.

На рис. 2.6 в качестве примера представлена упрощенная схема электроснабжения прокатного цеха: источник колебания–ВП прокатного цеха, являющийся резкопеременной (ударной) нагрузкой. На схеме обозначено: T_c – трансформатор связи с энергосистемой; $T_1 - T_m$ – трансформаторы, питающие других потребителей подстанции.

Коэффициент распределения ДФ на стороне 220 кВ схемы рис. 2.6 определяется по очевидному выражению:

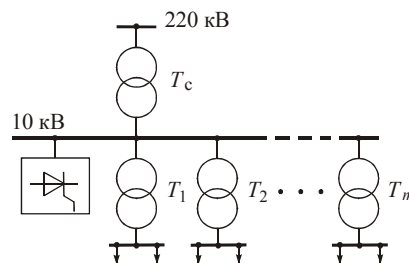


Рисунок 2.6- Упрощенная схема электроснабжения прокатного цеха

$$k_{\text{дФ}} = \frac{x_{\text{к}}}{x_{\text{к}} + x_{\text{Тс}}},$$

где $x_{\text{к}}$ –сопротивление КЗ питающей ЭЭС.

Наличие отдельных БК или коммутируемых в составе ФКУ несколько снижает точность оценки $k_{\text{дФ}}^{(n)}$; в этом случае значение $k_{\text{дФ}}^{(n)}$ нужно уменьшать на 5–10 %.

Следует еще раз подчеркнуть, что описанное решение, хотя и относится к весьма важному для практики случаю, не может быть распространено на случай, когда КН имеют форму, отличную от характерной для резкопеременной нагрузки прокатных станов.

При более коротких импульсах влияние ФН вначале будет бóльшим, так как ступенчатое изменение происходит тогда, когда зрение все еще подвергается раздражению от фронта, направленного вниз. Наиболее неблагоприятной длительностью прямоугольного импульса является 65 мс ($F_{\text{пр}} = 1,46$). При длительности импульса менее 65 мс реагирование зрения человека на направленный вниз и обратные фронты уменьшается и, таким образом, влияние ФН также уменьшается.

Соответствующие кривые приведены на рис. 2.7 и рис. 2.8.

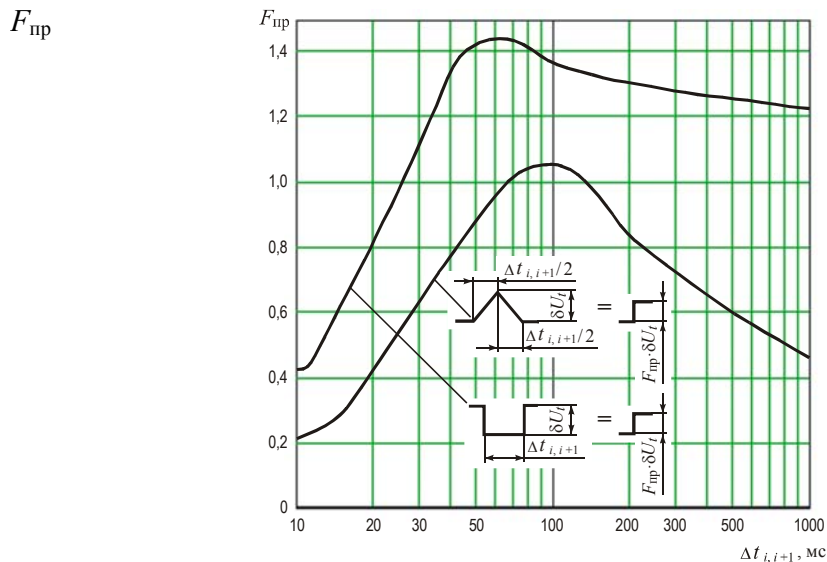


Рисунок 2.7- Значение коэффициента $F_{\text{пр}}$ для прямоугольных и треугольных импульсов различной длительности

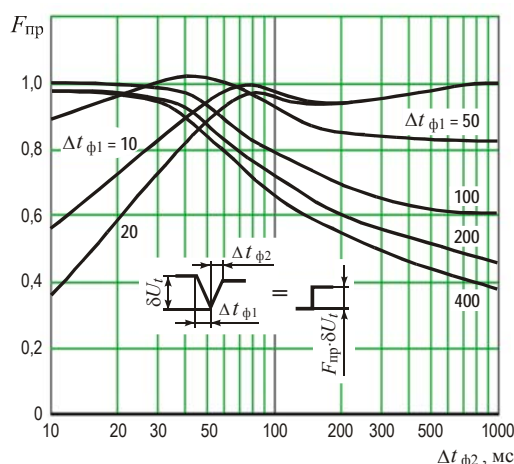
$F_{\text{пр}}$ 

Рисунок 2.8- Значение коэффициента $F_{\text{пр}}$ для КН при пусках двигателя

Колебания напряжения в виде серий импульсов. Рабочий цикл, характеризуемый сериями повторяющихся импульсов, разделенных равными промежутками, может вызвать КН. При этом значение ДФ, очевидно, является функцией амплитуды, формы, частоты и числа импульсов серии, а также длительности промежутков между сериями.

Доза фликера может быть определена с помощью коэффициентов приведения, приведенных на рис. 2.9. Так, коэффициент R в выражении (2.48) следует брать из рис. 2.2 для частоты, равной выбранной по величине параметра F_Q из рис. 2.9.

Колебания напряжения некомпенсированных ДСП. Любой метод, который применяется для оценки возмущений, создаваемых отдельными ДСП, должен учитывать длительность рабочего цикла этих печей. Интенсивность фликера при этом может изменяться от периода к периоду длительностью 10 минут, как это показано на рис. 2.10.

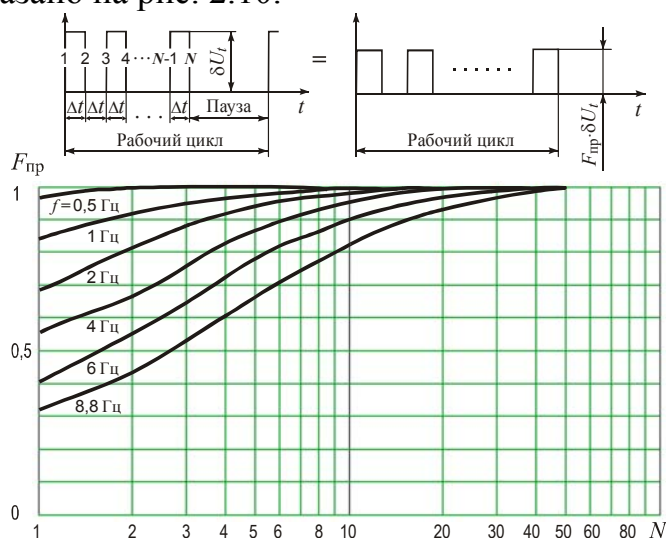


Рисунок 2.9-. Значение коэффициента $F_{\text{пр}}$ для КН в виде серий импульсов в

зависимости от числа изменений напряжения N

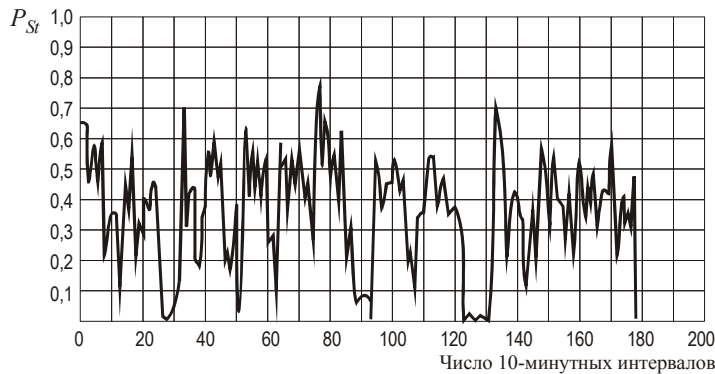


Рисунок 2.10 - Изменение интенсивности P_{St} кратковременного фликера для ДСП

Экспериментальные исследования показывают, что при определенных условиях работы ДСП существует линейная зависимость между максимальным уровнем ДФ с 10-минутным периодом $P_{St\ max}$ (с вероятностью превышения 1 %) и значением ДФ большей длительности $P_{L\ t}$:

$$P_{L\ t} = kP_{St\ max} . \quad (2.54)$$

При определении $P_{L\ t}$ для некомпенсированной ДСП можно принять $k = 0,66$. В случае компенсированных печей k зависит от вида компенсации.

Из опыта известно, что наибольшее значение кратковременной ДФ может иметь линейную зависимость от снижения напряжения при КЗ через коэффициент k_{st} . Снижение напряжения при КЗ U_1 может быть определено из отношения $S_{пт}/S_k$, где $S_{пт}$ – мощность печного трансформатора, а S_k – мощность КЗ сети в точке подключения печи. Значение $P_{St\ max}$ может быть определено из соотношения

$$P_{St\ max} = k_{st}U_1 = k_{st}S_{пт}/S_k. \quad (2.55)$$

На рис. 2.11 показано соотношение между измеренными максимальными значениями P_{St} и соответствующими значениями $S_{пт}/S_k$, %.

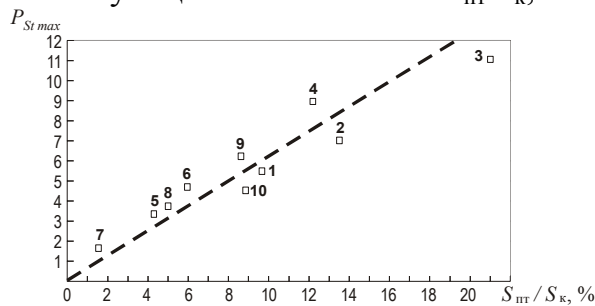


Рисунок 2.11- Зависимость P_{St} от отношения $S_{пт}/S_k$

Эти величины получены в результате измерений, проведенных с помощью фликерметра типа UTE/IEC на десяти независимых некомпенсированных ДСП. Полученный коэффициент k_{st} находился в интервале 48–85 при среднем значении 60.

Доза фликера большой длительности, вызываемого компенсированными ДСП, определяется с помощью выражения

$$P_{Lt} = k_{Lt} S_{пт}/S_k. \quad (2.56)$$

При оценке P_{Lt} необходимо учитывать следующие три взаимозависимых условия:

а) $S_{пт}$ соответствует мощности эксплуатационного КЗ ДСП, которое имеет место, когда электроды ДСП полностью опущены;

б) мощность КЗ сети S_k в точке общего подсоединения должна выбираться по минимальному значению, которое могло бы иметь место в течение длительных промежутков времени в году;

в) k_{lt} – коэффициент, значение которого изменяется в зависимости от нескольких факторов (типа печи, вида загрузки, особенности работы). Опыт показывает, что этот коэффициент находится в пределах 35–50. Меньшее значение обычно относится к ДСП, работающим при стабильных дугах, а большее значение – к печам, работающим с высокими коэффициентами мощности при длинных и, возможно, менее стабильных дугах. Среднее значение коэффициента, при определении его из рис. 2.9, равняется $0,66 \cdot 60 \approx 40$.

Для иллюстрации влияния коэффициентов k_{st} на интенсивность P_{St} большой длительности примем мощность печного трансформатора ДСП равной 40 МВ·А и мощность КЗ сети равной 2000 МВ·А. Два крайних значения коэффициента будут влиять на ДФ следующим образом:

$$P_{St \max} = 48 \cdot 40 / 2000 = 0,96;$$

$$P_{St \max} = 85 \cdot 40 / 2000 = 1,7;$$

$$P_{Lt} = 35 \cdot 40 / 2000 = 0,7;$$

$$P_{Lt} = 50 \cdot 40 / 2000 = 1,0.$$

3. Влияние отклонений напряжения на работу электроприемников и технологических установок

Отклонения напряжения. Асинхронные и синхронные электродвигатели. При наличии ОН на зажимах асинхронного двигателя (АД) изменяются частота вращения ротора, а также значения активных потерь и потребляемой реактивной мощности (РМ). Это приводит к изменению экономических показателей, характеризующих работу электродвигателя. По

сравнению с режимом номинального напряжения приведенные затраты изменяются на величину

$$\Delta Z_a = k\delta(\Delta Q_{\text{ном}}) + \beta[\delta P_{\Delta\pi} + \delta(\Delta P_{\text{ном}})] + Y_{\Delta\pi} + Y_{\text{и}},$$

где $\delta(\Delta Q_{\text{ном}})$ и $\delta(\Delta P_{\text{ном}})$ – приращения потребляемой РМ и активных потерь по сравнению со значениями этих величин при номинальном напряжении; $\delta P_{\Delta\pi}$ и $Y_{\Delta\pi}$ – приращение потребляемой активной мощности и ущерб, связанные с изменением частоты вращения; β – стоимость 1 кВт ч электроэнергии; $Y_{\text{и}}$ – дополнительные затраты, обусловленные изменением срока службы изоляции; k – удельная стоимость РМ источника.

Рассмотрим составляющие функции ΔZ_a . Потери активной мощности в полностью загруженных двигателях, работающих с постоянным моментом сопротивления, возрастают при снижении напряжения вследствие увеличения тока, потребляемого из сети; при повышении напряжения эти потери уменьшаются. При малых нагрузках электродвигателей характер зависимости изменяется (рис. 1.7).

Изменения активных потерь в АД при ОН в пределах 5–10 % $U_{\text{ном}}$ невелики (не более $0,03 \Delta P_{\text{ном}}$); однако они оказываются того же порядка, что и потери в питающих сетях.

Характерные графики изменения потребляемой РМ $\delta(\Delta Q_{\text{ном}})$ представлены на рис. 6.2.

На практике считают, что для АД серии А мощностью 20–100 кВт в диапазоне допустимых ОН изменение напряжения на 1 % влечет за собой изменение потребляемой РМ на 3 %. Увеличение потребляемой РМ с ростом напряжения объясняется повышенным расходом ее на намагничивание стали машин.

Характер графиков изменения частоты вращения электродвигателей в зависимости от ОН аналогичен приведенным на рис. 1.7. Эта аналогия объясняется тем, что при положительных (отрицательных) ОН усиливается (ослабляется) электромагнитная связь между полями статора и ротора, что приводит к уменьшению (увеличению) скольжения и увеличению (уменьшению) частоты вращения ротора. Для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления, пропорциональным квадрату частоты вращения, изменение частоты сопровождается изменением производительности.

Отклонения напряжения влияют на значение потерь в электродвигателях, поэтому тепловой износ изоляции зависит от ОН и загрузки электродвигателя. При положительных ОН срок службы изоляции T_c по сравнению со значением $T_{\text{ном}}$ при номинальных значениях напряжения и нагрузки изменяется обратно пропорционально квадрату коэффициента загрузки m :

$$T_c = T_{\text{ном}} / m^2.$$

Очевидно при $m < 1$ тепловой износ изоляции уменьшается.

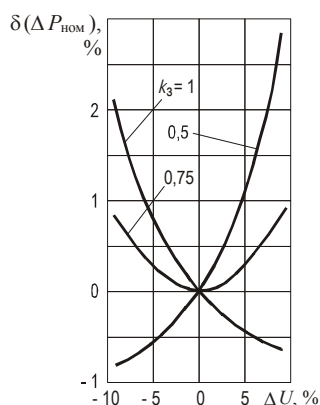


Рис. 3.1- Зависимость потерь активной мощности в АД от ОН при различных коэффициентах загрузки k_3

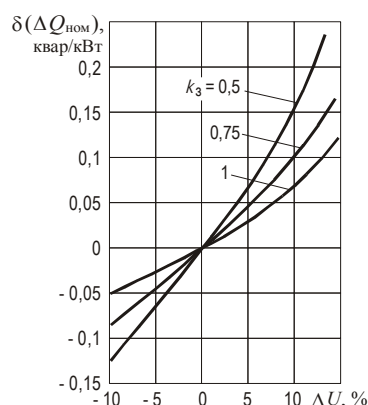


Рис. 3.2- Зависимость изменения РМ, потребляемой АД, от ОН при различных коэффициентах загрузки k_3

При отрицательных ОН срок службы изоляции сокращается и определяется уравнением

$$T_c = \frac{T_{\text{ном}}}{\left[47(\delta U_y)^2 - 7,55\delta U_y + 1\right]m^2}.$$

Если ОН находятся в нормированных пределах, то полагают $T_{\text{ном}} \approx T_c$.

Влияние отдельных составляющих функции Δz_a на ее значение оказывается противоречивым, поэтому для сетей различного назначения с преимущественно асинхронной нагрузкой не может быть указан оптимальный уровень напряжения без проведения специальных расчетов. Если производительность механизмов не зависит от уровня напряжения, рекомендуется поддерживать на шинах электродвигателей номинальное напряжение при их полной загрузке, а при загрузке на 50–75 % – несколько пониженное [11]. Эти рекомендации могут быть распространены на двигатели рольгангов прокатных цехов, нерегулируемых поточно-транспортных систем, станочного оборудования и другие двигатели, которые подключаются, как правило, к электрическим сетям с БК поперечно-емкостной компенсации. В энергетических цехах, на насосных станциях, оборудованных АД, изменение напряжения сказывается на производительности агрегата. В этом случае целесообразно поддерживать номинальное напряжение при малых и средних нагрузках электродвигателей и повышенное, вплоть до ПДЗ, при номинальной загрузке.

Рассмотрим влияние ОН на режимы работы синхронных двигателей (СД). Максимальный электромагнитный момент СД в широко распространенных схемах с вентильными и электромашинными возбудителями при неизменном токе возбуждения изменяется пропорционально напряжению. Это вызывает соответствующее изменение запаса статической устойчивости двигателя. При

наличии ОН в сети изменяется располагаемая РМ, определяемая тепловой нагрузкой СД: при повышении напряжения снижается вследствие увеличения насыщения магнитопровода машины и потерь в стали, при понижении до 80 % номинального – увеличивается для СД с высокими значениями отношения короткого замыкания (ОКЗ) (примерно 1,25 и выше) и небольшой нагрузкой на валу. Для СД с ОКЗ = 1,25 снижение напряжения вызывает уменьшение располагаемой РМ.

Потери активной мощности в СД увеличиваются с возрастанием напряжения в сети и загрузки СД по РМ. Для их оценки может использоваться выражение

$$\Delta P = D_1 \left(\frac{Q}{Q_{\text{ном}}} \right) + D_2 \left(\frac{Q}{Q_{\text{ном}}} \right)^2,$$

где Q и $Q_{\text{ном}}$ – генерируемая РМ и ее номинальное значение.

Постоянные коэффициенты D_1 и D_2 определяются техническими параметрами конкретной машины.

Вентильные преобразователи (ВП). В современном производстве в большинстве случаев применяются управляемые ВП, коммутируемые по трехфазной мостовой схеме.

В управляемых ВП, применяемых главным образом в электротехнологических процессах, используются либо тиристоры с системой импульсно-фазового управления (СИФУ), либо кремниевые диоды. В ряде технологических процессов цветной металлургии (например, при электролизе) система авторегулирования преобразователя должна обеспечить постоянство выпрямленного тока. Соблюдение этого требования при ОН сети приводит к изменению коэффициента мощности преобразователя λ :

$$\lambda = \gamma_n \cos \varphi_1,$$

где φ_1 – угол сдвига по фазе между первыми гармониками сетевого напряжения и тока; γ_n – коэффициент искажения, равный отношению действующего значения ВГ сетевого тока и первой гармоники.

Для управляемых ВП в первом приближении можно принять $\varphi_1 \approx \alpha$, где α – угол управления ВП.

При повышении напряжения в сети система авторегулирования тока обеспечивает увеличение угла α , вследствие чего коэффициент мощности ВП уменьшается. Так, при повышении напряжения на 5 % значение λ снижается на 5–7 %, и потребление РМ увеличивается. Понижение напряжения влечет за собой возрастание значения λ , при этом несколько увеличивается ток, проходящий через трансформатор ВП, и потери в нем, однако в целом работа преобразовательного агрегата становится более экономичной.

При регулировании напряжения ВП с помощью СИФУ, а также специального автотрансформатора или регулируемого под нагрузкой

трансформатора ВП экономические показатели агрегата заметно улучшаются. При поддержании постоянства выпрямленного тока влияние ОН на технологический процесс не обнаруживается.

В электролизных цехах с неуправляемыми ВП при отсутствии регулирования напряжения (хлорные станции целлюлозно-бумажных комбинатов, некоторые химические предприятия) наблюдаются снижение производительности и повышение расхода ЭЭ.

Электротермические установки. Дуговые сталеплавильные печи (ДСП), рудно-термические печи, индукционные плавильные печи, печи сопротивления и различные электронагревательные установки широко используются в различных отраслях промышленности. Как правило, ОН приводят к снижению производительности печей [6]. Так, при отжиге заготовок в печах сопротивления в случае снижения напряжения технологический процесс продолжается дольше; при снижении напряжения на 10 % процесс отжига производить невозможно. Удлинение процесса приводит к увеличению длительности последующих технологических циклов, повышению расхода ЭЭ и как следствие к увеличению себестоимости продукции.

Влияние ОН на снижение производительности электротермических установок можно проследить по графику зависимости производительности Π и удельного расхода электроэнергии $W_{уд}$ от полезного напряжения $U_{пол,ф}$, построенному для ферросплавной дуговой электропечи мощностью 16500 кВт (рис. 3.3).

Как видно из рис. 1.9, минимальный удельный расход электроэнергии $W_{уд}$ имеет место при напряжении 65 В, а максимальная производительность – при напряжении 70 В. Отклонение напряжения в ту или иную сторону вызывает увеличение расхода ЭЭ и снижение производительности установки Π_y .

Производительность электротермических установок Π_y во многих случаях имеет квадратичную зависимость от уровня напряжения:

$$\Pi_y = kU^2,$$

где k – коэффициент, зависящий от параметров электрооборудования и выпускаемой продукции и некоторых особенностей технологии.

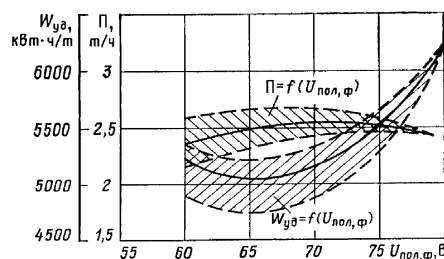


Рисунок 3.3 - График зависимости производительности и удельного расхода электроэнергии от полезного напряжения

Отклонения напряжения существенно сказываются на работе ДСП. Связь между производительностью печи Π и отклонением напряжения δU_y для периода расплавления представляется в виде

$$\Pi = \Pi_{\text{ном}}(1 + 2\delta U_y),$$

где $\Pi_{\text{ном}}$ – производительность печи при номинальном напряжении.

Так, для печи ДСП-100 снижение напряжения на 5 % в период расплавления скрапа привело к снижению производительности на 10 % и увеличению периода расплавления на 16 мин.

Осветительные электроприемники. Качество работы осветительных электроприемников существенно влияет на производственный процесс. Увеличение освещенности рабочего места на 10 % приводит к увеличению производительности труда в отдельных отраслях производства до 14 % [12]. Качество освещения существенно сказывается на выполнении работ, связанных с использованием ручного труда, в особенности при выполнении точных операций. Недостаточная освещенность приводит к снижению производительности труда, повышенной утомляемости, увеличению производственного травматизма и брака.

Как известно, при повышении напряжения срок службы светильников сокращается: так, при $\delta U_y = 10\%$ срок службы ламп уменьшается в 3 раза.

4. Влияние несимметрии и колебаний напряжения на работу электроприемников и технологических установок

Несимметрия напряжения в электрических сетях предприятий обусловлена наличием мощных однофазных нагрузок (индукционных плавильных и нагревательных печей, сварочных агрегатов, печей электрошлакового переплава), а также трехфазных, длительно работающих в несимметричном режиме (например, ДСП). Трехфазная система напряжений может быть несимметричной при питании сети предприятия от тяговой подстанции переменного тока.

При несимметрии напряжений в трехфазных сетях появляются дополнительные потери в элементах электросетей, сокращается срок службы ламп и электрооборудования и снижаются экономические показатели его работы.

При несимметрии напряжений в электрических машинах переменного тока возникают магнитные поля, вращающиеся не только с синхронной скоростью в направлении вращения ротора, но и с двойной синхронной скоростью в противоположном. В результате возникает тормозной электромагнитный момент, а также дополнительный нагрев активных частей машины, главным

образом ротора, за счет токов двойной частоты.

В АД при коэффициентах обратной последовательности напряжений, встречающихся в практике ($K_{2U} \leq 0,05 \div 0,06$), снижение вращающего момента АД оказывается пренебрежимо малым. Влияние несимметрии на потери в электродвигателе и, следовательно, нагрев и сокращение срока службы изоляции его проявляются в большей мере.

При работе АД с номинальным вращающим моментом и коэффициентом обратной последовательности напряжений, равном 4 %, срок службы изоляции его сокращается примерно в 2 раза только за счет дополнительного нагрева [13]. Если напряжение на одной из фаз будет значительно превышать номинальное значение, сокращение срока службы изоляции будет еще большим. Для обеспечения нормальных условий работы электродвигателей в этом случае необходимо снижать располагаемую мощность их, а при проектировании – увеличивать номинальную мощность электродвигателей, если не предусматриваются специальные мероприятия по симметрированию напряжений сети. Эти обстоятельства возникают, например, при проектировании электрифицированного железнодорожного транспорта на горнообогатительных и некоторых других промышленных предприятиях.

При несимметрии напряжений сети в СД наряду с возникновением дополнительных потерь и нагревом статора и ротора могут возникнуть опасные вибрации в результате появления знакопеременных вращающих моментов и тангенциальных сил, пульсирующих с двойной частотой сети. При значительной несимметрии вибрация может оказаться опасной, в особенности при недостаточной прочности или наличии дефектов сварных соединений. При несимметрии токов, не превышающей 30 %, опасные перенапряжения в элементах конструкций, как правило, не возникают.

Дополнительные потери мощности в СД при несимметричной нагрузке вызывают появление местных (локальных) нагревов обмотки возбуждения, что приводит к необходимости снижать ток возбуждения и тем самым уменьшать значение РМ, выдаваемой в сеть. При этом может возникнуть необходимость снизить активную нагрузку генератора или момент на валу СД.

Согласно «Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей», длительная работа турбогенераторов и СК допускается при разнице токов в фазах статора, не превышающей 10 % номинального значения при условии, что ни один из фазных токов не превосходит номинального значения. При тех же условиях для гидрогенераторов разница токов допускается до 20 %.

Несимметрия напряжений не оказывает заметного влияния на работу ВЛ и кабельных линий; в то же время нагрев трансформаторов и, следовательно, сокращение срока их службы могут оказаться существенными [47]. В случае несимметрии токов трансформатора нагрев масла будет несколько меньше, чем в случае симметричной нагрузки при токе фаз, равном току наиболее загруженной

фазы; это объясняется более интенсивным охлаждением обмотки этой фазы. Сказанное относится к случаю, когда наличие несимметричных нагрузок не влечет за собой возникновения токов нулевой последовательности; такие условия имеют место в сетях 6–10–35 кВ промышленных предприятий, работающих с изолированной или компенсированной нейтралью. Расчеты показывают, что при номинальной нагрузке трансформатора и коэффициенте несимметрии токов, равном 0,1, срок службы изоляции трансформатора сокращается на 16 %.

При несимметрии линейных напряжений РМ, генерируемая БК, изменяется по сравнению с номинальным значением $Q_{\text{ном}}$ на

$$\Delta Q = Q_{\text{ном}} \frac{U_{\text{ном}}^2 - U_1^2(1 + K_{2U}^2)}{U_{\text{ном}}^2} \approx \frac{U_{\text{ном}}^2 - U_1^2}{U_{\text{ном}}^2},$$

где U_1 – линейное напряжение прямой последовательности; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение БК.

При $K_{2U} = 0,05 \div 0,06$ оказывается $|\Delta Q| = (0,01 - 0,04)Q_{\text{ном}}$. Поскольку на практике напряжение U_1 может быть больше или меньше напряжения $U_{\text{ном}}$, то возможно как увеличение, так и уменьшение генерируемой РМ. В последнем случае в наиболее загруженной фазе значение тепловых потерь может значительно превосходить номинальное значение; в результате появляется местный перегрев изоляции, приводящий к сокращению срока ее службы.

Несимметрия напряжений и токов отрицательно влияет на работу рудно-термических печей, вызывая снижение их производительности, увеличение расхода ЭЭ и, тем самым, уменьшение КПД печи. Ухудшение основных показателей работы рудно-термических печей оказывается бóльшим, чем изменение степени несимметрии режима, а после некоторых граничных значений несимметрии наблюдается резкое падение производительности и КПД печи при резком возрастании расхода ЭЭ. Последнее объясняется возникновением зон активного и пассивного хода реакции и, тем самым, неравноценностью распределения энергии по объему ванны печи.

Колебания напряжения в сетях возникают главным образом при работе резкопеременных нагрузок: управляемых ВП с широким диапазоном и большой скоростью регулирования напряжения, ДСП, мощных сварочных агрегатов и т.п.

Колебания напряжения отрицательно сказываются на зрительном восприятии предметов, деталей, графических изображений и в конечном счете на производительности труда и зрении работников. Воздействие миганий ламп зависит от типа светильника. При одинаковых КН отрицательное влияние ламп накаливания проявляется в значительно большей мере, чем газоразрядных ламп. При $\delta U_i > 10\%$ наблюдаются погасания газоразрядных ламп; при $\delta U_i > 15\%$ могут отпадать контакты магнитных пускателей. При таких КН наблюдается

выход из строя конденсаторов и вентиля преобразовательных агрегатов.

Колебания напряжения отрицательно сказываются на работе большого числа потребителей. Так, на одном из предприятий, к шинам 10 кВ которого была подключена ДСП типа ДСП-40, а также индукционные печи и СД высокочастотных преобразовательных агрегатов, амплитуды КН достигали 12 %. При этом возникали брак продукции установок высокочастотного нагрева и разрушение сердечников индукционных плавильных печей, отключались системы автоматического управления режимом и СД [12].

При КН снижается производительность электролизных установок, сокращается срок их службы вследствие повышенного износа анодов. На заводах химического волокна вследствие колебаний частоты вращения АД намоточных устройств синтетические нити рвутся либо становятся разнотолщинными, что приводит к браку или недоотпуску продукции. При питании печей сопротивления от ВП КН приводят к колебанию тока нагрузки, а иногда и к возникновению неустойчивого режима системы автоматического регулирования температуры.

Колебания амплитуды и фазы напряжения, вызываемые работой прокатных станов, вызывают колебания электромагнитного момента, активной и реактивной мощностей синхронных генераторов блок-станций (ТЭЦ) предприятий; это отрицательно сказывается на экономичности работы станции в целом. Известны случаи возникновения неустойчивой работы системы автоматического регулирования возбуждения и РМ синхронных генераторов и двигателей и даже ложной работы устройства форсировки возбуждения.

Кратковременные КН при применении дуговой электросварки практически не влияют на качество сварочного шва, что объясняется инерционностью тепловых процессов в металле. Колебания и отклонения напряжения в сетях, питающих машины контактной сварки, существенно сказываются на качестве точечной сварки. Как показали исследования, для различного вида свариваемых деталей допустимые амплитуды КН находятся в пределах 3–5 % .

Колебания амплитуды и, в большей мере, фазы напряжения вызывают вибрации электродвигателей, механических конструкций, трубопроводной арматуры. В последнем случае снижается усталостная прочность металла, сокращается срок его службы. Так, при амплитудах КН с частотой примерно 1 Гц, в 2 раза превышающих допустимые согласно ГОСТ 13109-97, срок службы трубопроводов вследствие пульсаций напора насоса сокращается на 5–7 %.

5. Влияние ВГ на работу электроприемников и технологических установок

При наличии ВГ в СЭС появляются дополнительные потери в электрических машинах, трансформаторах и сетях; затрудняется КРМ с помощью БК; сокращается срок службы изоляции электрических машин и аппаратов; ухудшается работа устройств автоматики, телемеханики и связи; имеют место и другие негативные последствия.

Так, при работе АД в условиях несинусоидального напряжения его коэффициент мощности и вращающий момент на валу снижаются. Например, если амплитуды 5-й и 7-й ВГ напряжения составляют соответственно 20 и 15 % амплитуды 1-й гармоники, коэффициент мощности двигателя уменьшается на 2,6 % в сравнении со значением его при синусоидальном напряжении. Практически влияние ВГ на коэффициент мощности АД можно не учитывать. То же относится и к моментам, развиваемым ВГ тока. Они не превышают нескольких десятых процента момента, развиваемого при промышленной частоте.

Существенно влияют ВГ на изоляцию электрических машин и конденсаторов, а также на измерительные приборы и устройства автоматики. Искажение формы кривой напряжения активизирует возникновение и протекание ионизационных процессов в изоляции электрических машин и трансформаторов. При этом развиваются местные дефекты в изоляции, что приводит к увеличению диэлектрических потерь и сокращению срока службы.

При наличии ВГ в кривой напряжения процесс старения диэлектрика конденсаторов протекает также более интенсивно, чем в случае, когда конденсаторы работают при синусоидальном напряжении. Это объясняется тем, что физико-химические процессы в диэлектриках, обуславливающие их старение, значительно ускоряются при высоких частотах электрического поля. Аналогично влияет дополнительный нагрев, вызванный протеканием ВГ тока.

Батареи конденсаторов могут длительно работать при перегрузке их токами ВГ не более чем на 30 %; допустимое повышение напряжения составляет 10 %. Однако в этих условиях срок их службы сокращается. В СЭС промышленных предприятий, как правило, БК могут оказаться в режиме, близком к резонансу токов на частоте какой-либо из ВГ; вследствие перегрузок они выходят из строя.

Учет электроэнергии при несинусоидальных режимах в ряде случаев сопряжен со значительными погрешностями, которые зависят от места установки счетчика (на линейной или нелинейной нагрузке), измерительной системы счетчика, его частотной характеристики и других факторов.

При измерении мощности нелинейной нагрузки $P_{нл}$ имеют место два

встречных потока мощности: основной частоты P_1 и мощности искажения на частотах ВГ, оцениваемый как $\sum_{v=2}^n P_v$. Наличие мощности искажения обусловлено генерированием ВГ нелинейной нагрузкой. Следовательно, измеряемая мощность нелинейной $P_{нл}$ и линейной $P_{л}$ нагрузок

$$P_{нл} = P_1 - \sum_{v=2}^n \Delta P_v ; \quad (5.1)$$

$$P_{л} = P_1 + \sum_{v=2}^n \Delta P_v . \quad (5.2)$$

Вводя коэффициент γ_{Σ} , который характеризует результирующую погрешность, обусловленную несинусоидальностью: для линейной $\gamma_{\Sigma л}$ и нелинейной $\gamma_{\Sigma нл}$ нагрузок можно записать:

$$\gamma_{\Sigma л} = \sum_{v=2}^n P_{v л} \gamma_v ;$$

$$\gamma_{\Sigma нл} = - \sum_{v=2}^n P_{v нл} \gamma_v ,$$

где $P_{v л} = \frac{P_v}{P_1}$; γ_v – частотная погрешность счетчика на частоте v -й гармоники.

Приведенные выражения, в силу нелинейности АЧХ индукционного счетчика, имеют иллюстративный характер. Нелинейные преобразования на частотах ВГ зависят не только от амплитуд токов и напряжений и их фаз, но и от номеров ВГ и последовательностей, которые они образуют.

Однако весьма важный качественный результат может быть получен.

Частотная характеристика погрешности индукционного счетчика на частоте v -й гармоники (рис. 1.10) аппроксимируется известным выражением

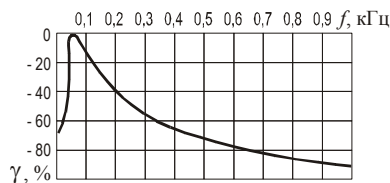


Рис. 5.1- Частотная характеристика индукционного счетчика

$$\gamma_v = \alpha (e^{-\beta(v-1)} - 1),$$

где $\alpha = 0,92$; $\beta = 0,19$.

Из приведенных выше выражений для $\gamma_{\Sigma нл(л)}$ и анализа частотной характеристики счетчика следует, что при линейных нагрузках оказывается $\gamma_{\Sigma} < 0$, т.е. имеет место недоучет электроэнергии. При нелинейных нагрузках $\gamma_{\Sigma} > 0$, т.е. происходит переучет электроэнергии, т.е. нелинейный потребитель как бы наказывается за генерирование ВГ в сеть и создаваемые ими добавочные потери. Баланса между этими величинами, полученными в результате измерения индукционными счетчиками, нет, что в ряде случаев приводит к возникновению

недоразумений между энергоснабжающими организациями и потребителями при расчетах за электроэнергию. Так, счетчики, установленные со стороны ВН или НН трансформатора подстанции, имеют малую частотную погрешность вследствие малых искажений напряжения и тока, в особенности в случае применения на подстанции ФКУ. Расход активной энергии, учтенный ими, будет меньше суммарного, определенного по показаниям счетчиков нелинейных нагрузок.

Воздействие ВГ на СИФУ преобразователя может привести к возникновению так называемой гармонической неустойчивости, заключающейся в появлении на шинах многопульсного ВП большого напряжения четной гармоники или кратной трем. Искажения кривой напряжения сети могут быть столь большими, что в инверторном режиме ВП появятся нарушения коммутации; работа СИФУ также может оказаться неустойчивой.

Гармоническая неустойчивость может возникнуть при подключении ВП к ЭС, мощность КЗ которой соизмерима с мощностью ВП, в случае, если имеются другие источники ВГ (например, силовые трансформаторы), и асимметрия управляющих импульсов СИФУ. Следствием этой асимметрии является возникновение в спектре тока преобразователя четных и кратных трем ВГ; усиление их при наличии указанных выше условий и приводит к гармонической неустойчивости.

Наблюдались случаи возникновения автоколебаний в системах управления ВП вследствие проникновения в СИФУ 30–40-х гармоник тока. При этом возникали значительные колебания тока нагрузки и аварийные отключения ВП.

Высшие гармоники тока и напряжения в сети ухудшают работу телемеханических устройств, если силовые цепи используются в качестве каналов связи между полуккомплектами диспетчерского и контролируемого пунктов, затрудняют применение системы телеуправления по линиям распределительных сетей с использованием ВГ. Высшие гармоники тока в ВЛ электропередачи ухудшают работу каналов связи.

Однако на практике известны случаи полезного использования ВГ, например, в системах сигнализации однофазных замыканий на землю, основанных на использовании естественных или искусственно генерируемых ВГ тока замыкания на землю. В случае компенсации емкостного тока однофазного замыкания на землю при помощи дугогасящих аппаратов при резонансной настройке этих аппаратов использование емкостного тока промышленной частоты для сигнализации не представляется возможным; использование ВГ позволяет обеспечить необходимые чувствительность и селективность работы сигнализации.

Высшие гармоники тока, проникая в сети ЭЭС, приводят к ухудшению работы высокочастотной связи и систем автоматики, а также вызывают ложные срабатывания некоторых релейных защит; в особенности значительно влияние ВГ на устройства, содержащие полупроводниковые элементы.

Высшие гармоники напряжения и тока усиливают воздействие других видов

ЭМП. При резких снижениях напряжения в сети вероятность отказов электронных систем в условиях несинусоидальных режимов значительно возрастает.

6. Влияние провалов напряжения на электрооборудование

Провалы напряжения (ПН), возникающие в СЭС предприятий в результате отключений ВЛ и последующего АПВ (автоматического повторного включения – однофазного или иного), вследствие включения мощных ЭП и других причин негативно влияют на работу ЭП и, прежде всего помехочувствительные элементы (ПЧЭ), каковыми являются системы управления и контроля; последние в большинстве случаев выполняются на базе микропроцессорной техники либо использования ЭВМ. Воздействие ПН, в особенности в сочетании с другими ЭМП, в первую очередь, ВГ, в ряде случаев приводит не только к локальным аварийным ситуациям, но и к полной остановке производства, в особенности если оно строится с использованием поточных линий (например, в машиностроении).

Статистика распределения провалов по видам повреждений свидетельствует, что трехфазные повреждения составляют более половины общего числа, двухфазные – около 1/3; однофазные повреждения встречаются сравнительно редко (15–20 %).

Рассмотрим влияние ПН на примере завода химического волокна.

В табл. 6.1 представлены расчетные значения ПН (глубины провала δU_n) в различных точках схемы (рис. 6.1), определенные по данным регистратора ПН, оборудованного блоком памяти и устройством записи значений и продолжительности ПН.

Таблица 6.1 - Провалы напряжения δU_n на шинах ГПП при однофазных замыканиях в точках зоны влияния

ПН, %	Номера точек зоны влияния																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Расч етны е	18	21	28	84	100	100	75	30	24	44	21	30	7	6	88	38	18

По дан- ным из- мере- ний	20	18	25	86	100	100	75	25	22	41	19	35	6	5	85	36	15
--	----	----	----	----	-----	-----	----	----	----	----	----	----	---	---	----	----	----

Отказы ЭП и связанный с ними ущерб в СЭС составляют менее 15 % и не носят явно выраженного группового характера, в то время как каждая помеха в СЭС приводит в среднем к останову 20 единиц технологического оборудования. Характерно, что увеличение мощности и количества ВЛ для питания данного предприятия, способствующее повышению надежности простых электромеханических электроприемников, снижает на-

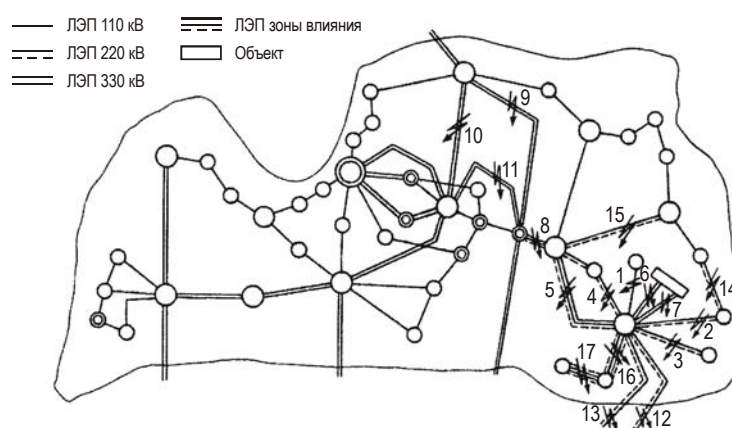


Рисунок 6.1 - Зона влияния помех энергосистемы на объект

дежность функционирования сложных электронных систем. Это объясняется тем, что несколько снижается глубина ПН, однако увеличивается их число за счет расширения зоны влияния. Так, при подключении к районной подстанции, питающей один из заводов химволокна, дополнительной ВЛ 330 кВ (до подключения новой ВЛ к подстанции подходило четыре ВЛ 110 кВ и одна ВЛ 330 кВ) среднегодовое число ПН на ГПП этого завода возросло на 18 %.

Таблица 6.2- Распределение отказов ЭП завода, исследуемых в течение 2-х лет

Отказы	Трех	Однофазные КЗ с ПН, %	Внутри-	Итого
--------	------	-----------------------	---------	-------

	- и двух- фаз- ные КЗ и авар ии	10	20	30	более 30	завод- ские	
Число групповых остановов	32	66	43	100	26	267	469
Число отказов единиц оборудования	799	1018	862	372	920	694	4465
Групповые остановы, %	6,8	14	9,2	21,3	5,6	43,1	100
Отказы оборудования, %	17,1	18,5 –	21,8	8,0	19,7	14,9	100
Отказы по причинам, %	17,1	–	–	68,0	–	14,9	100

Таблица 6.3- Провалы напряжения по глубине и продолжительности

Показа- тель	Глубина ПН, %					Продолжительность ПН, мкс					
	до 5	6-10	10– 20	20– 30	30– 50	Более 50	до 50	50– 100	100- 200	200– 750	более 750
Число ПН за летний период %	6,3	16	35,5	26,2	13,9	2,1	2,2	36,9	43,2	15,4	2,3
Число остано вов оборуд ования при данной глубин е ПН, %	0,1	5,1	22	30,4	17,1	25,3	–	51	37,2	11,7	0,1

Распределение ПН по глубине и продолжительности приведено в табл. 6.3. Из таблицы видно, что более 80 % ПН по глубине приближается к 60 %. При этом более половины всех остановов технологических единиц приходится на кратковременные (от 0,05 до 0,1 с) ПН.

На рис. 6.2 показана гистограмма распределения ПН по глубине.

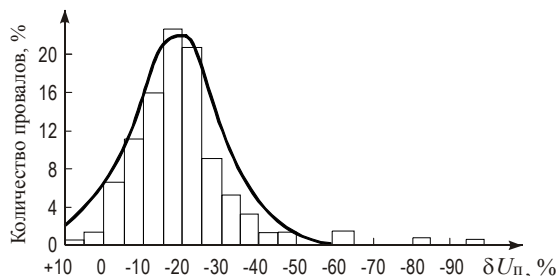


Рисунок 6.2- Гистограмма распределения ПН по глубине

Тиристорные преобразователи частоты (ТПЧ) являются самым распространенным типом преобразователей, применяемых в производстве химических волокон. Исследования проводились на различных ТПЧ, работающих в разных частотных режимах с нормальной рабочей нагрузкой ($60\% P_{ном}$).

Основные результаты испытаний ТПЧ на отказ приведены в табл. 6.4. Данные табл. 6.4 позволяют сделать вывод о том, что общими закономерностями для всех режимов работы и типов ТПЧ являются следующие: отказы ТПЧ под воздействием ПН происходят только из-за опрокидываний какого-либо из элементов автоматики, происходящих сразу же после снижения или восстановления напряжения; продолжительность ПН (в пределах допороговых значений установок защиты по минимальному напряжению) на отказы ТПЧ не влияет; все ТПЧ имеют вариации отказов при однофазных ПН в зависимости не только от глубины, но и от фазы сети, в которой имел место ПН; в общем случае асимметрия ПН увеличивает степень его воздействия.

Таблица 6.4- Зависимость отказов ТПЧ от глубины, продолжительности и фазы ПН

Глубина ПН, %, в фазе			Отказ, %, при продолжительности ПН, мкс					
A	B	C	5	10	20	50	100	500
10	–	–	0	0	0	0	0	0
–	10	–	15	14	15	16	15	15
–	–	10	5	5	5	5	5	6
10	10	–	12	12	11	12	11	12
–	10	10	14	14	14	13	13	14
10	10	10	14	14	13	14	14	13
20	–	–	0	0	0	0	0	0
–	20	–	24	23	23	22	24	23
–	–	20	10	10	11	12	11	10
30	–	–	5	5	6	5	6	6
–	30	–	40	40	41	41	40	39
–	–	30	16	16	18	16	17	16
30	30	–	20	21	21	21	19	21
–	30	30	36	37	36	36	35	37
30	30	30	35	37	37	37	36	37
40	–	–	20	21	20	19	19	19
–	40	–	85	86	87	86	84	87
–	–	40	45	44	43	43	44	45
И	–	–	5	–	–	–	–	–
–	И	–	20	–	–	–	–	–
–	–	И	8	–	–	–	–	–
И	И	–	18	–	–	–	–	–
–	И	И	20	–	–	–	–	–
И	И	И	2	–	–	–	–	–

Примечание. И – импульсная помеха.

7. Регулирование напряжения

Регулирование напряжения изменением сопротивления электрической сети. Продольная компенсация (ПК) индуктивного сопротивления ВЛ и шинопроводов СЭС предприятий позволяет существенно снизить потерю напряжения в линиях. Это достигается включением в рассечку линии БК. На рис. 2.1 представлена схема включения БК в рассечку линии [9].

Векторная диаграмма для линии с БК представлена на рис. 2.2.

Из векторной диаграммы следует, что установка ПК обеспечивает увеличение напряжения в конце линии при неизменном напряжении в начале

линии.

Если нагрузка задана мощностью, то продольная составляющая падения напряжения с учетом влияния БК

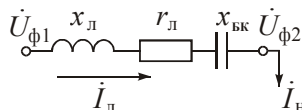


Рисунок 7.1- Схема включения БК для компенсации индуктивного сопротивления линии

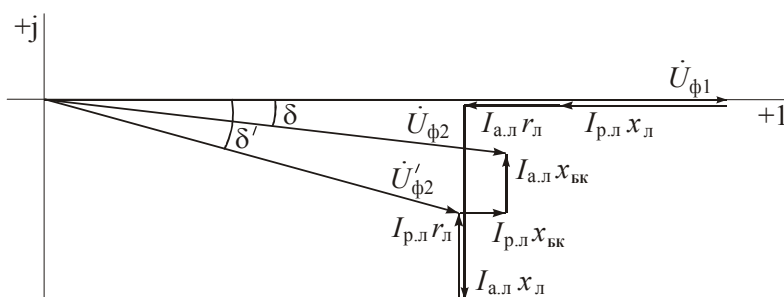


Рисунок 7.2- Векторная диаграмма для схемы рис. 3.1

$$\delta U_y = \frac{P_n r_l + Q_n (x_l - x_{БК})}{U_2}, \quad (7.1)$$

где P_n, Q_n – соответственно активная и реактивная мощности нагрузки, МВт, Мвар; r_l, x_l – активное и реактивное сопротивления линии, Ом; U_2 – напряжение в конце линии, кВ; $x_{БК}$ – реактивное сопротивление БК, последовательно включенной в линию, Ом.

Если желаемый уровень напряжения в конце линии U_2 , то из (2.11) можно определить сопротивление установки продольной компенсации. Ток в цепи БК равен току нагрузки:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_{ном}}. \quad (7.2)$$

Количество параллельно включенных конденсаторов в БК на фазу

$$n = \frac{I_n}{I_{ном.к}}, \quad (7.3)$$

где $I_{ном.к}$ – номинальный ток одного конденсатора БК.

Количество последовательно включенных конденсаторов в БК определяется из условия

$$x_{БК} = \frac{x_{ном.к} m}{n}, \quad (7.4)$$

где $x_{\text{ном.к}} = \frac{U_{\text{ном.к}}}{I_{\text{ном.к}}}$ – номинальное сопротивление одного конденсатора при основной частоте, Ом; m – количество последовательно включенных конденсаторов.

Общая мощность установки ПК

$$Q_{\text{вПК}} = N_{\phi} m n Q_{\text{ном БК}}, \quad (7.5)$$

где N_{ϕ} – число фаз.

Компенсирующий эффект установки продольной компенсации зависит от тока нагрузки. Установку продольной компенсации можно использовать также в сетях с резкопеременной нагрузкой [9]. Однако в этом случае следует исключить возможность субгармонического резонанса.

Регулирование напряжения компенсацией РМ потребителей. При подключении параллельно нагрузке источника РМ (рис. 3.3) напряжение на нагрузке возрастает за счет уменьшения продольной составляющей падения напряжения, что легко усматривается из векторной диаграммы (рис. 2.4)

Если нагрузка задана в виде мощности, то без учета поперечной составляющей

$$U_1 = U'_2 + \frac{P_n r_{\text{л}} + (Q_n - Q_{\text{ИРМ}}) x_{\text{л}}}{U'_2}, \quad (7.6)$$

где P_n, Q_n – мощности нагрузки в конце линии, МВт, Мвар; $Q_{\text{ИРМ}}$ – мощность источника реактивной мощности (ИРМ), Мвар; U'_2 – напряжение в конце линии после подключения ИРМ, кВ.

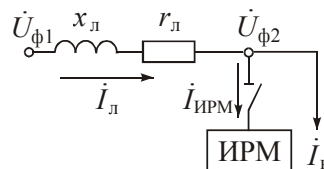


Рисунок 7.3- Регулирование напряжения с помощью источника РМ

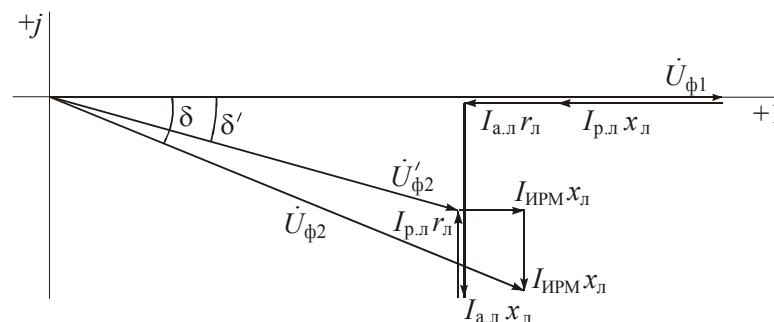


Рисунок 7.4- Векторная диаграмма напряжений линий при наличии установки

поперечной компенсации

Мощность компенсирующего устройства источника РМ для обеспечения желаемого уровня напряжения $U'_{2ж}$

$$Q_{ИРМ} = \frac{(U'_{2ж} - U_2)U'_{2ж}}{x_{л}}, \quad (7.7)$$

где $U'_{2ж}$ – желаемый уровень напряжения в конце линии, кВ;
 $x_{л}$ – реактивное сопротивление линии, Ом; $Q_{ИРМ}$ – мощность ИРМ, Мвар.

Выражение (2.17) служит для определения мощности любого источника РМ: БК, СК, СД.

Компенсирующий эффект установки поперечной компенсации не зависит от изменения нагрузки, поэтому рассматриваемый метод регулирования напряжения не используется в сетях с резкопеременными нагрузками. Исключением является применение регулируемых статических компенсаторов РМ (СТК) (рис. 2.5) и быстродействующих СК либо СД. Скорость изменения генерируемой ими РМ соизмерима со скоростью набросов РМ резкопеременной нагрузки.

Статический компенсатор дает возможность плавно регулировать РМ, выдаваемую в сеть (рис.7.5).

Регулирование напряжения изменением коэффициентов трансформации трансформаторов. Силовые трансформаторы по способу регулирования коэффициента трансформации можно разбить на две группы:

с переключением без возбуждения (ПБВ); для изменения коэффициента трансформации трансформатор необходимо отключать от сети;

с регулированием под нагрузкой (РПН); изменение коэффициента трансформации производится без отключения трансформатора от сети.

Трансформаторы с ПБВ имеют, как правило, кроме основного ответвления четыре дополнительных: +5%, +2,5%; -2,5%; -5% номинального напряжения. Переключения производятся в отключенном состоянии не чаще 2 раз в год, т.е. носят сезонный характер.

Переключение отпаек трансформаторов с РПН более эффективно. Диапазон изменения коэффициента трансформации составляет $(\pm 10 \div \pm 16)\%$ при шаге регулирования $(1,25 - 2,5)\%$. Устройство РПН может быть либо со сдвоенным реактором, либо с активными сопротивлениями.

Рассмотрим кратко работу РПН.

Если устройство РПН оборудовано сдвоенным реактором (рис.7.5), то в нормальном режиме переключатели *П1* и *П2* замкнуты на одну отпайку, и ток протекает по обоим плечам реактора, сопротивление которого мало, так как обмотки включены встречно и контакты *К1* и *К2* замкнуты.

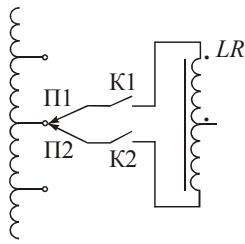


Рис. 7.5. Схема переключающего устройства РПН на базе сдвоенного реактора

Требование к встречному регулированию в центре питания таково: в максимальном режиме должно быть $(1,05 - 1,08)U_{\text{ном}}$, а в минимальном – $1,0U_{\text{ном}}$. Желаемый коэффициент трансформации в максимальном режиме определится как $k_{\text{тр.ж}} = \frac{U_{\text{ном. max}}}{U_{\text{ном. ж}}}$ и округляется до ближайшего табличного значения

$k_{\text{тр.ж}}$. Данному

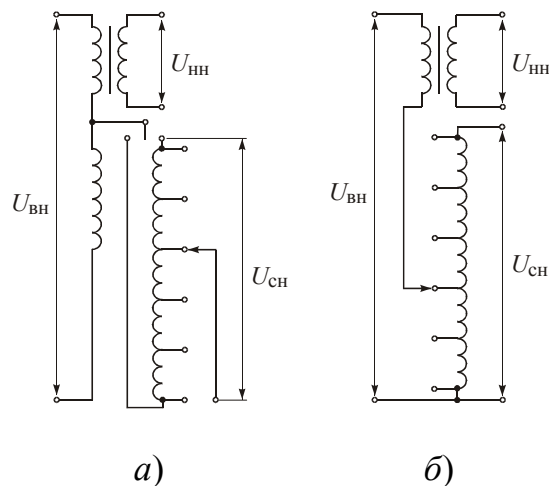


Рисунок 7.6- Схема регулирования напряжения устройством РПН в автотрансформаторе:

а – с реверсом в линейном выводе обмотки СН; б – на ВН без реверса коэффициенту трансформации соответствует относительное по отношению к номинальному число рабочих витков обмотки ВН $n_{\text{рв}}$. Тогда желаемое напряжение на шинах НН

$$U_{\text{ННж}} = \frac{U_{\text{ННmax}}}{k_{\text{тр. ж}}}, \quad (7.8)$$

где $U_{\text{ННmax}}$ – действительное напряжение на шинах НН, полученное из расчета максимального режима, приведенное к уровню ВН трансформатора; $U_{\text{ННж}}$ – желаемый уровень напряжения на стороне НН трансформатора в режиме

максимальной нагрузки.

Желаемый коэффициент трансформации между обмотками ВН и СН определяют, исходя из желаемого уровня напряжения на шинах СН

$$k_{\text{тр В-С ж}} = \frac{U_{\text{СН max}}}{U_{\text{СН ж}}}, \quad (7.9)$$

где $U_{\text{СН max}}$ – действительное напряжение на шинах СН, полученное из расчета максимального режима и приведенное к уровню ВН; $U_{\text{СН ж}}$ – желаемый уровень напряжения на шинах СН в режиме максимальной нагрузки.

С учетом относительного числа витков ПБВ обмотки СН $n_{\text{рс}}$

$$k_{\text{тр В-С ж}} = \frac{U_{\text{ВН ном}} n_{\text{рв}}}{U_{\text{СН ном}} n_{\text{рс}}}, \quad (7.10)$$

где $U_{\text{ВН ном}}, U_{\text{СН ном}}$ – номинальные напряжения соответственно обмоток ВН и СН.

Из (7.10) получается

$$n_{\text{рс}} = \frac{U_{\text{ВН ном}} n_{\text{рв}}}{U_{\text{СН ном}} k_{\text{тр В-С ж}}}. \quad (7.11)$$

Значение $n_{\text{рс}}$ округляется до ближайшего табличного значения. Определяют относительное число витков ПБВ для трех режимов, вычисляют среднее значение, которое и определяет отпайку ПБВ на рассматриваемый сезон.

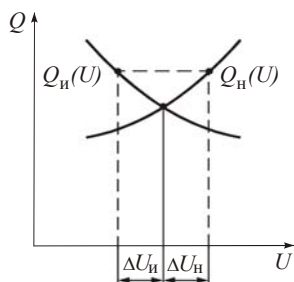


Рис. 7.7- Интерпретация влияния запаса РМ

источника питания на эффективность регулирования напряжения с помощью устройства РПН

Использование РПН эффективно в случаях, когда ЭП находится за относительно небольшим сопротивлением, то есть имеется достаточный запас по РМ.

При большом сопротивлении между источником и потребителем потери напряжения велики. Статические характеристики источника и нагрузки представлены на рис. 7.7.

Изменить потерю напряжения в сети можно, увеличив крутизну характеристики источника питания $Q_{\text{и}}(U)$ с помощью компенсации индуктивного сопротивления линий. Другая возможность – уменьшить крутизну характеристики $Q_{\text{н}}(U)$ подключением параллельно нагрузке дополнительного ИРМ.

Если известно напряжение на стороне ВН трансформатора, коэффициент

трансформации для двухобмоточного трансформатора выбирается следующим образом.

$$k_{\text{тРВ-Н*}} = \frac{U_{\text{ВН*}}}{U_{\text{НН*}}}, \quad (7.12)$$

где $U_{\text{ВН*}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{I ном}}}$ – отношение напряжения регулировочного ответвления к номинальному напряжению сети со стороны ВН трансформатора; $U_{\text{НН*}} = U_{\text{НН}} / U_{\text{2 ном}}$ – отношение номинального напряжения обмотки НН трансформатора к номинальному напряжению сети со стороны этой обмотки трансформатора.

Связь между первичным и вторичным напряжениями трансформатора

$$\begin{aligned} U_1 &= k_{\text{тРВ-Н}} (U_{2\text{ж}} + \Delta U_{\text{тР}}) = k_{\text{тРВ-Н}} (U_{2\text{ж}} + \sqrt{3} z_{\text{тР}} I_2) = \\ &= k_{\text{тРВ-Н}} (U_{2\text{ж}} + z_{\text{тР}} S_{\text{н}} / U_{2\text{ж}}), \end{aligned} \quad (7.13)$$

где $S_{\text{н}}$ – мощность нагрузки трансформатора, МВ·А; U_1 – действительное напряжение на стороне ВН трансформатора, кВ; $U_{2\text{ж}}$ – желаемое напряжение на шинах НН трансформатора, кВ; $z_{\text{тР}}$ – сопротивление трансформатора, Ом.

В относительных единицах (3.13) будет иметь вид

$$U_{1*} = k_{\text{тРВ-Н*}} (U_{2\text{ж}*} + \Delta U_{\text{тР}*}), \quad (7.14)$$

откуда

$$k_{\text{тРВ-Н*}} = \frac{U_{1*}}{U_{2\text{ж}*} + \Delta U_{\text{тР}*}}. \quad (7.15)$$

Полагая $k_{\text{тРВ-Н*}}$ как желаемое значение, получаем напряжение ответвления РПН:

$$U_{\text{ВН}} = k_{\text{тРВ-Н*}} U_{\text{НН*}}. \quad (7.16)$$

При работе устройства РПН напряжение изменяется только по модулю, т.е. имеет место продольное регулирование напряжения. Если в процессе регулирования изменяется не только модуль напряжения, но и его фаза, такое регулирование называют поперечным. Его можно обеспечить с помощью вольтодобавочного трансформатора (рис. 7.8).

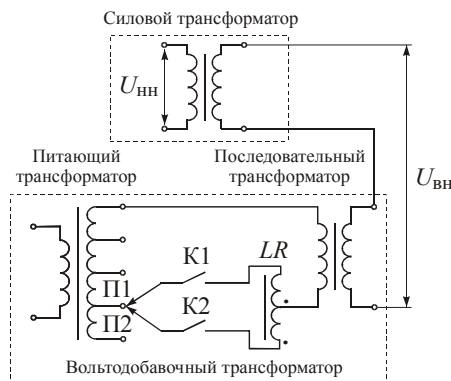


Рисунок 10.8- Схема подключения одной фазы вольтодобавочного трансформатора к силовому трансформатору

Вольтодобавочный трансформатор состоит из двух трансформаторов: питающего и последовательного. Первичная обмотка последовательного трансформатора включается последовательно с обмоткой ВН силового трансформатора, а вторая обмотка через устройство РПН подключена ко вторичной обмотке питающего трансформатора. Первичная обмотка питающего трансформатора подключается к сети.

При совпадении векторов ЭДС последовательного и силового трансформаторов коэффициент трансформации возрастает; при встречном, очевидно, уменьшается.

8. Снижение колебаний напряжения

Разделение нагрузок. Для разделения резкопеременной и спокойной нагрузок могут использоваться различные схемы и устройства. Наиболее простой является схема, основанная на использовании сдвоенного реактора: спокойные и резкопеременные нагрузки подключаются к различным секциям (обмоткам) реактора. Благодаря тому, что коэффициент взаимной индукции между секциями $M \neq 0$, падения напряжения в каждой из них при токах нагрузки \dot{I}_1 и \dot{I}_2 представляются выражением

$$\Delta \dot{U} = jx_L(\dot{I}_1 - k_M \dot{I}_2) = jx_L(\dot{I}_2 - k_M \dot{I}_1), \quad (8.1)$$

где x_L – индуктивное сопротивление секции реактора; $k_M = M/L$ – коэффициент взаимной индуктивной связи; $k_M = 0,5 \div 0,6$.

В идеальном случае, когда $\dot{I}_1 = \dot{I}_2$, оказывается

$$\Delta U = I_{1(2)} x_L (1 - k_M).$$

Падение напряжения за счет взаимной индуктивной связи уменьшается на 50–60 %. При $\dot{I}_1 \neq \dot{I}_2$ снижение значения ΔU будет, очевидно, меньшим. Размахи изменения напряжения зависят от сопротивления питающей ЭС до шин, к которым подключен реактор (рис. 8.1, 8.2).

Применение описанной схемы для подключения ДСП и мощных электродвигателей позволяет в ряде случаев обеспечить

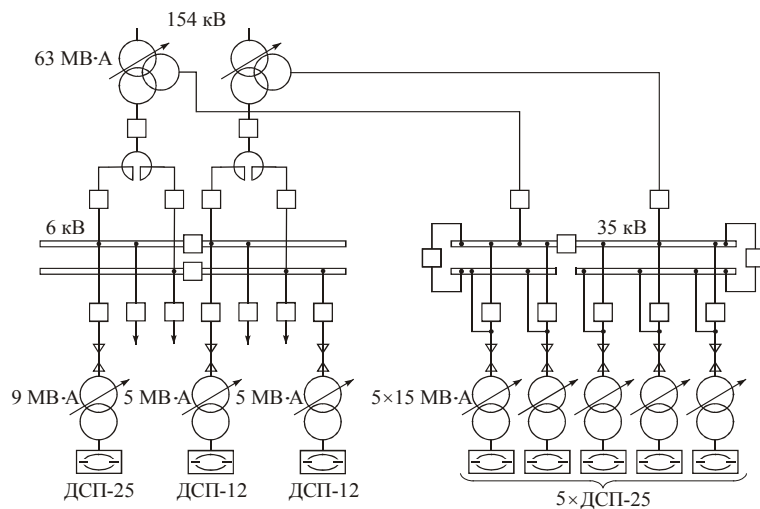


Рисунок 8.1-. Схема электроснабжения предприятия (до реконструкции)

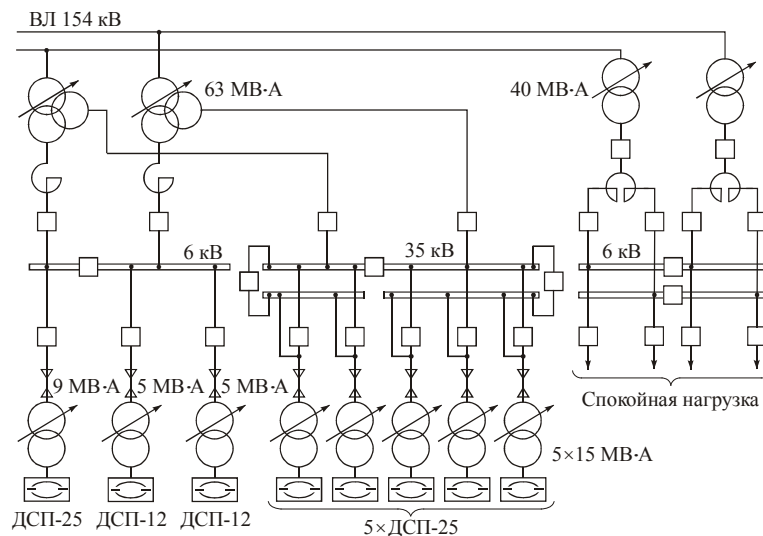


Рисунок 8.2- Схема электроснабжения предприятия (после реконструкции)

на шинах «спокойной» нагрузки колебания напряжения, которые не превосходят ПДЗ.

Для резкопеременных и спокойных нагрузок применяются также трансформаторы с расщепленными обмотками. В случае подключения к одной ветви обмотки НН трансформатора спокойной нагрузки, а к другой – резкопеременной связь между значениями размахов изменения напряжения на

соответствующих шинах δU_{i_2} и δU_{i_3} можно представить в виде

$$\delta U_{i_2} = \delta U_{i_3} \frac{4 - k_{рщ}}{4 + k_{рщ}}, \quad (8.2)$$

где $k_{рщ}$ – коэффициент расщепления, равный 3,34–3,64. В среднем принимается $k_{рщ} = 3,5$.

При использовании трансформаторов с расщепленными обмотками для сетей 6–10 кВ с ДСП небольшой мощности КН на шинах «спокойной» нагрузки также могут быть в допустимых пределах.

Применение сдвоенного реактора более эффективно в случае, когда коэффициент связи между обмотками (секциями) равен единице; последнее возможно при использовании реакторов со стальным магнитопроводом. В этом случае можно подобрать параметры реактора таким образом, чтобы исключить влияние падения напряжения, обусловленного нагрузкой смежной секции в сопротивлении электрической сети. Соотношение между сопротивлениями сети x_c и реактора x_p с учетом коэффициента трансформации $k_{тр}$ между обмотками его имеет вид $x_c = k_{тр} x_p$. Реактор, сопротивление которого отвечает этому соотношению, называется настроенным.

Однако при изменении сопротивления системы, что всегда имеет место на практике, эффективность работы реактора ухудшается. Исключить эксплуатационную расстройку системы возможно, если оборудовать реактор системой регулирования настройки, например, путем подмагничивания магнитопровода постоянным током.

Применение установок ПК для снижения КН наиболее эффективно при преобладании реактивного сопротивления линии, т.е. когда отношение x_L / r велико, а также при низких значениях коэффициента мощности. При пиковых нагрузках применение ПК оказывается эффективным средством уменьшения размахов изменения напряжения, что широко используется для электроснабжения сварочных установок и рудно-термических печей.

Обычно устройства ПК включаются последовательно со сварочными или печными трансформаторами, т.е. параллельно ветви намагничивания трансформатора. В образовавшемся феррорезонансном контуре при резких изменениях нагрузки, шунтировании или расшунтировании БК возможно возникновение феррорезонанса токов и субгармонических колебаний*. Вследствие триггерного эффекта в этом случае возникают 8–10-кратные увеличения тока и перенапряжения на БК с кратностью 2–2,5. Появление субгармоник может привести к возникновению субгармонического резонанса,

* колебания с частотой менее 50 Гц.

при котором наблюдаются периодические КН; в результате становится заметным мигание ламп, возникают периодические колебания частоты вращения роторов электродвигателей. Значительные субгармоники напряжения наблюдались в сети реверсивного прокатного стана, где была применена ПК. Заметим, что незначительные субгармоники всегда имеются в амплитудных спектрах токов и напряжений сетей прокатных станков; они вызваны малыми изменениями нагрузки.

Если связь СЭС прокатного стана с ТЭЦ или ГПП осуществляется по протяженному шинопроводу, то при работе стана также возникают субгармонические колебания. Такие явления были зафиксированы в сети 10 кВ непрерывного прокатного стана, связанного с ТЭЦ шинопроводом общей длиной (с ответвлениями) около 14 км. Возникающие при этом кратковременные перенапряжения были причиной повышенной аварийности в кабельной сети.

Для борьбы с отмеченными выше недостатками ПК практикуется ряд методов. К ним относятся применение специальных конденсаторов, допускающих кратковременные перенапряжения; использование постоянно включенных шунтирующих резисторов, сопротивления которых в несколько раз превосходят сопротивления конденсаторов при промышленной частоте; подключение параллельно конденсаторам защитных разрядников, шунтирующих конденсаторы при КЗ за ними на стороне потребителя.

Для исключения возникновения феррорезонансных явлений в сетях, питающих руднотермические печи, магнитная индукция разделительного или последовательно регулируемого трансформатора должна быть не более 1,2 Тл для холоднокатаной и 0,8 Тл – горячекатаной стали.

В европейской практике установки ПК применяются достаточно широко. Известна, например, установка ПК в сети 30 кВ металлургического завода в Бельгии, питающей несколько прокатных станков с вентильными приводами, в том числе широкополосный стан и обжимной стан (блюминг–слябинг). Размахи КН в сети снизились на 36 %.

Снижение КН с помощью быстродействующих СТК. Компенсация КН в данном случае осуществляется за счет компенсации набросов РМ. Для обеспечения компенсирующего эффекта время запаздывания при генерации РМ конденсатором должно быть минимальным, чтобы не вызвать увеличение уровня КН. Так, например, при компенсации наброса РМ прямоугольной формы с некоторым временем запаздывания Δt вместо одного появляется два наброса РМ и уровень КН увеличивается. Это обстоятельство учитывается на практике при проектировании системы автоматического управления СТК, а также выборе его мощности.

Максимальная компенсирующая способность СТК связана с максимальным

размахом КН, который может быть скомпенсирован, следующим выражением

$$Q_{к\max} = \frac{\delta U_{к\max}}{100\%} \cdot S_{к} = \frac{d_{к\max}}{100\%} \cdot S_{к}. \quad (8.3)$$

Очевидно, что КН с разностью $d_i < d_{к\max}$ будут компенсироваться полностью, а при $d_i > d_{к\max}$ – до значения $d_i - d_{к\max}$.

Доза фликера после компенсации

$$P_{St\ к} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^n \left(\frac{F_i \Delta d_i}{d_0} \right)^3}, \quad (8.4)$$

где $\Delta d_i = \begin{cases} d_i - d_{к\max}, & d_i > d_{к\max}; \\ 0, & d_i \leq d_{к\max}. \end{cases}$

Значения $d_{к\max}$, а, следовательно, и максимальную мощность СТК можно определить, приравняв $P_{St\ к} = 1$. Однако решить уравнение аналитически не представляется возможным. Поэтому на практике можно применить следующий способ.

Эквивалентное число КН r_3 при условии, что все КН имеют максимальный размах d_{\max} , находится из соотношения

$$\frac{F_{np} d_{\max}}{d_0(r_3)} = P_{St}. \quad (8.5)$$

С другой стороны, после компенсации этих, эквивалентных по дозе фликера, максимальных КН до допустимого уровня ($P_{St\ к} = 1$), получается

$$\frac{F_{np}(d_{\max} - d_{к\max})}{d_0(r_3)} = 1. \quad (8.6)$$

Из последних двух выражений следует

$$d_{к\max} = d_{\max} \left(1 - \frac{1}{P_{St}} \right) \quad (8.7)$$

или

$$Q_{к\max} = Q_{\max} \left(1 - \frac{1}{P_{St}} \right). \quad (8.8)$$

Отметим, что расчет по выражению (8.8) дает завышенные результаты (погрешность 5 – 10% в зависимости от степени разброса размахов КН).

Пример 1. Определить ДФ на шинах 10 кВ подстанции 1 после реконструкции – переноса резкопеременных нагрузок на шины подстанции 2 (рис. 8.3). Значения доз фликера на шинах подстанций соответственно $P_{St1} = 3,78$, $P_{St2} = 5,25$. Мощности КЗ на шинах 10 кВ и 220 кВ составляют $S_{к1} = 250$ МВ·А, $S_{к2} = 380$ МВ·А, $S_{к3} = 4000$ МВ·А. Среднеквадратичные значения полной мощности нагрузки подстанций $S_{н1} = 15$ МВ·А, $S_{н2} = 38$ МВ·А. Доля резкопеременной нагрузки подстанции 1 составляет 60%. В расчетах принять, что ДФ пропорциональна значению среднеквадратичной мощности источника

КН.

Решение. Будем рассматривать ДФ как источники напряжения соответственно по 1-й и 2-й подстанциям P_{St1} и P_{St2} . Для удобства выполнения преобразований введем обозначения $E_1 = P'_{St}$; $E_2 = P''_{St}$; $\delta U_1 = P_{St1}$; $\delta U_2 = P_{St2}$.

1. Составим систему уравнений для определения E_1 и E_2

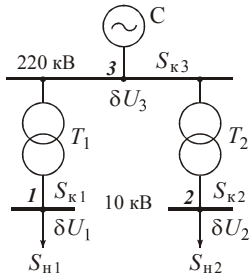


Рис. 8.3- Схема для расчета колебаний напряжения

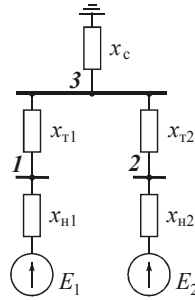


Рис. 8.4- Схема замещения для сети рис. 11.3.

$$\delta U'_1 = E_1 - x_{н1} \frac{E_1}{x_{н1} + x_{r1} + \frac{x_c(x_{r2} + x_{н2})}{x_c + x_{r2} + x_{н2}}} \approx E_1 \frac{x_{r1} + x_c}{x_{н1} + x_{r1} + x_c} = \frac{E_1}{1 + \frac{S_{к1}}{S_{н1}}}$$

так как $x_c \ll x_{н2}$.

Аналогично находим

$$\delta U''_1 = \frac{S_{н2}}{S_k} E_2.$$

Таким образом,

$$\delta U_1 = \frac{E_1}{1 + \frac{S_{к3}}{S_{н1}}} + \frac{S_{н2}}{S_{к3}} E_2.$$

Аналогично находится выражение для δU_2

$$\delta U_2 = \frac{S_{н2}}{S_{к2} + S_{н2}} E_2 + \frac{S_{н1}}{S_{к3}} E_1.$$

Решая совместно два последних уравнения, находим выражения для E_1 и E_2

$$E_1 = \frac{S_{к1}}{S_{н1}} \left(\delta U_1 - \frac{S_{к2}}{S_{к3}} \delta U_2 \right),$$

$$E_2 = \frac{S_{к2}}{S_{н2}} \left(\delta U_2 - \frac{S_{к1}}{S_{к3}} \delta U_1 \right).$$

2. Значение ДФ, обусловленное резкопеременной нагрузкой подстанции 2,

$$\delta U_1'' = \frac{S_{к2}}{S_{к3}} \left(\delta U_2 - \frac{S_{к1}}{S_{к3}} \delta U_1 \right).$$

3. После переключения резкопеременной нагрузки на шины подстанции № 2 ДФ на шинах «спокойной» нагрузки подстанции 1:

$$\delta U_{1(2)}'' = \delta U_1'' \frac{\sqrt{S_{н2}^2 + (0,6S_{н1})^2}}{S_{н2}}.$$

4. Доза фликера в узле 1 после подключения резкопеременной нагрузки на шины подстанции 2

$$\begin{aligned} P_{St}'' &= \frac{\sqrt{S_{н2}^2 + (0,6S_{н1})^2}}{S_{н2}} \frac{S_{к2}}{S_{к3}} \left(P_{St2} - \frac{S_{к1}}{S_{к3}} P_{St1} \right) = \\ &= \frac{\sqrt{38^2 + (0,6 \cdot 15)^2}}{38} \frac{380}{4000} \left(5,25 - \frac{250}{4000} \cdot 3,78 \right) = 0,49. \end{aligned}$$

Таким образом, схемное решение, заключающееся в переносе резкопеременной нагрузки на шины 10 кВ подстанции 2, позволяет снизить уровень колебаний напряжения на шинах 10 кВ подстанции 1, где подключена спокойная нагрузка, до допустимого значения.

9. Снижение несинусоидальности напряжения

Снижение несинусоидальности напряжения обеспечивается либо рациональным построением СЭС предприятия, при которой параметры, характеризующие несинусоидальность напряжения, будут в допустимых пределах, либо применением специальных схем коммутации нелинейных нагрузок, а также корректирующих устройств. На практике, как правило, сочетают различные методы.

Обеспечить допустимый уровень несинусоидальности в некоторых случаях возможно путем выделения нелинейных нагрузок на отдельную секцию шин, подключенную к одной из обмоток многообмоточного трансформатора или реактора. В этом случае на шинах нелинейной нагрузки допустимый уровень несинусоидальности определяется только условиями надежной работы автоматических систем управления и самих нагрузок (например, условиями надежной коммутации ВП). Возможно также иное решение: рассредоточение нелинейных нагрузок по различным узлам СЭС с подключением параллельно этим нагрузкам электродвигателей. Такой подход в некоторых случаях может обеспечить допустимый уровень несинусоидальности.

Нагрузки в виде ДСП и руднотермических печей подключаются через специальные печные трансформаторы к узлам сетей 35–110–220 кВ, что приводит, по существу, к «выбросу» ВГ в сети ЭЭС. Присоединение таких нагрузок требует установки корректирующих устройств для фильтрации ВГ.

Подключение мощных ВП к узлам сетей 110–220–330 кВ через

специальные трансформаторы с соответствующим высшим номинальным напряжением допустимо лишь в случае, если к узлу сети не подключены «холостые» или слабо загруженные тупиковые ВЛ длиной более 0,5 критической $l_{кр}$ в соответствии с выражением

$$l_{кр} = \frac{1}{v\beta} \operatorname{arctg} \frac{z_c}{x_k}, \quad (9.1)$$

где β – коэффициент фазы линии ($\beta \approx 0,06$ град/км); x_k – сопротивление КЗ на шинах подстанции; z_c – волновое сопротивление линии ($z_c = 330 \div 400$ Ом).

Это условие справедливо также для случая, когда ВП подключены к отдельной обмотке трехобмоточного трансформатора. Это объясняется нелинейным и несимметричным характером АЧХ входного сопротивления ЭЭС со стороны узлов 110 кВ и выше.

Шестипульсные мостовые ВП одинаковой мощности могут группироваться попарно таким образом, чтобы сетевые обмотки каждой пары трансформаторов были соединены в звезду и треугольник. При этом в случае одинаковых нагрузок преобразователей реализуется эквивалентный 12-пульсный режим, так как происходит взаимная компенсация ВГ, не характерных для 12-пульсного преобразователя (5, 7, 17, 19, ...) Однако при неодинаковых нагрузках ВП, работающих в эквивалентном 12-пульсном режиме, а также при асимметрии управляющих импульсов при различной настройке СИФУ этих ВП нескомпенсированные ВГ могут быть значительными; реализация эквивалентного многопульсного режима может оказаться неэффективной. Режим требуемой пульсности обеспечивается также с помощью трансформаторов ВП со специальным выполнением обмоток; как правило, в прокатном производстве используются 12-пульсные схемы. В электролизном производстве реализуются многопульсные режимы с большим числом пульсаций (18, 24, 36, ...).

Сдвиг по фазе между векторами линейных напряжений на зажимах трансформатора может быть обеспечен с помощью специальных фазоповоротных трансформаторов, подключаемых перед трансформаторами ВП. Например, угол сдвига фаз должен быть 15° , если работают два 12-пульсных ВП; при этом реализуется эквивалентный 24-пульсный режим. Практика свидетельствует о том, что использование 12-пульсных ВП целесообразно при их мощности 3 МВт и более.

В последние годы в сложных преобразовательных устройствах, сочетающих группы последовательно или параллельно соединенных одно- или двухмостовых ВП, используются специальные законы управления, обеспечивающие подавление одной или нескольких ВГ сетевого тока. Обычно подавляются ВГ, на частотах которых возможны резонансные явления в сети. Так, для одной из схем, используемых в горнодобывающей промышленности, при разности углов управления анодными и катодными группами вентиляей,

равной 36° , подавляется 5-я гармоника, 26° – 7-я. Этот метод иногда применяется и в других отраслях промышленности при «спокойных» нагрузках.

Батареи конденсаторов для компенсации РМ в сетях с нелинейными нагрузками при $K_U < 5\%$ должны включаться последовательно с защитными реакторами. При большем уровне несинусоидальности конденсаторы используются в схемах настроенных или ненастроенных ФКУ.

В сетях 6–10–35 кВ с источниками ВГ индуктивность защитного реактора выбирается таким образом, чтобы цепь реактор–батарея носила индуктивный характер на частоте гармоники наименьшего порядка $\nu_{\text{нм}}$ из имеющихся в амплитудном спектре источника согласно выражению

$$\nu_{\text{нм}} \omega L_p > \frac{1,1}{\nu_{\text{нм}} \omega C_{\text{БК}}}, \quad (9.2)$$

где $C_{\text{БК}}$ – емкость БК на фазу,
или

$$\nu_{\text{нм}} x_p > \frac{1,1 x_{\text{БК}}}{\nu_{\text{нм}}}, \quad (9.3)$$

где x_p и $x_{\text{БК}}$ – сопротивления реактора и БК при промышленной частоте.

При использовании защитных реакторов напряжение на конденсаторах в сравнении с напряжением на шинах возрастает пропорционально значению $a_{\text{нм}}$, определяемому выражением:

$$a_{\text{нм}} = \frac{\nu_{\text{нм}}^2}{\nu_{\text{нм}}^2 - 1}. \quad (9.4)$$

В сетях напряжением до 1 кВ БК, работающие в условиях наличия ВГ, также должны включаться последовательно с защитными реакторами; индуктивность реактора выбирается согласно выражению (9.3). При наличии нескольких цеховых трансформаторных подстанций, подключенных к шинам 6–10 кВ электростанции или подстанции, и источников ВГ, питающихся от этих шин или от трансформаторных подстанций, принимают $\nu_{\text{нм}} = 3$, если в амплитудном спектре токов источников имеется 3-я гармоника (частота 150 Гц), либо $\nu_{\text{нм}} = 5$, если наименьший порядок гармоники соответствует частоте 250 Гц.

Батареи конденсаторов, работающие в сетях, в которых имеют место КН, непрерывно находятся в переходных режимах дозаряда и частичного разряда, вызванных повышением напряжения сети. Переходные режимы сопровождаются увеличением тока через БК и их повышенным нагревом. Кроме КН и ВГ на конденсаторы оказывают также существенное влияние ОН

Фильтро-компенсирующие устройства являются аппаратами многоцелевого назначения и применяются для компенсации РМ и снижения уровней ВГ. Эти фильтры настраиваются на частоты одной или нескольких ВГ, преобладающих в амплитудных спектрах напряжения сети, либо на промежуточную частоту в зависимости от вида нелинейных нагрузок и

значения k_p , определяемого по формуле

$$k_p = Q_p / S_k, \quad (9.5)$$

где Q_p – установленная мощность БК v_p -й гармоники; S_k – мощность КЗ на шинах, к которым подключено ФКУ.

В сетях с 6-пульсными ВП при $k_p \leq 2 \cdot 10^{-2}$ устанавливаются ФКУ 5-й и 7-й гармоник. Если при этом не обеспечивается снижение несинусоидальности напряжения до 5 % или менее, дополнительно предусматривается ФКУ 11-й гармоники.

При $k_p \geq 2,5 \cdot 10^{-2}$ достаточно установить только ФКУ 5-й гармоники.

В сетях с 12-пульсными ВП устанавливается ФКУ 11-й гармоники. В этом случае может быть использовано также ФКУ, настроенное на частоту 7–9-й гармоник (в том числе и дробной частоты), если будет обеспечено требуемое снижение несинусоидальности напряжения. Такое решение позволяет облегчить условия работы конденсаторов и увеличить срок их службы.

Возможна установка ФКУ и отдельных БК в случае, если последние используются для регулирования напряжения. При установке ФКУ 5-й гармоники должно соблюдаться условие $k_{БК} / k_p \geq 2$, 11-й гармоники $k_{БК} / k_p \geq 1,5$. Здесь $k_{БК} = Q_{БК} / S_k$, где $Q_{БК}$ – установленная мощность отдельной БК.

Конденсаторы в схемах ФКУ могут соединяться в треугольник или звезду. Выбор способа включения определяется соотношением номинальных напряжений сети и конденсаторов. Заземлять нулевую точку БК ФКУ в сетях 6–10 кВ недопустимо.

При включении в звезду реакторы могут подключаться либо после конденсаторов к нулевой точке, либо до них. При подключении БК после реакторов они могут быть разделены на две группы; в нейтральный провод через трансформатор тока или напряжения включается реле аварийной сигнализации, срабатывающее при выходе из строя одного конденсатора. Батареи конденсаторов целесообразно набирать из конденсаторов напряжением выше 1кВ большой единичной мощности (50–100 квар).

Мощность БК ФКУ, квар, определяется по выражению

$$Q_p \geq 1,2 k_c U_{\text{номБК}} I_{v\Sigma}, \quad (9.6)$$

где $U_{\text{номБК}}$ – номинальное напряжение БК, кВ; $I_{v\Sigma}$ – действующее значение ВГ тока, проходящих через ФКУ v_p -й гармоники, А; $k_c = \sqrt{3}$ – при соединении БК в звезду; $k_c = 3$ – при соединении в треугольник.

Ток $I_{v\Sigma}$ определяется по формуле (при n учитываемых гармониках):

$$I_{v\Sigma} = \sqrt{\sum_{v=2}^n (I_{vq} \sigma_{vq})^2}, \quad (9.7)$$

где I_{vq} – ток v_q -й гармоники; σ_{vq} – доля тока v_q -й гармоники, проходящего через ФКУ v_p -й гармоники.

Коэффициенты σ_{vq} находятся по следующим выражениям:

$$\sigma_{vq} = \frac{1}{\frac{1}{k_p v_p^2} (1 - v_{q^*}^2) + 1}, \quad (9.8)$$

где $v_{q^*} = v_p / v_q$.

При установке двух ФКУ с частотами настройки v_{p1} и v_{p2} :

$$\sigma_{vq}^{(1\phi)} = \frac{1}{\frac{1}{k_{p1} v_{p1}^2} (1 - v_{q1^*}^2) + \frac{k_{p2} v_{p2}^2}{k_{p1} v_{p1}^2} \frac{1 - v_{q1^*}^2}{1 - v_{q2^*}^2} + 1}; \quad (9.9)$$

$$\sigma_{vq}^{(2\phi)} = \frac{1}{\frac{1}{k_{p2} v_{p2}^2} (1 - v_{q2^*}^2) + \frac{k_{p1} v_{p1}^2}{k_{p2} v_{p2}^2} \frac{1 - v_{q2^*}^2}{1 - v_{q1^*}^2} + 1}; \quad (9.10)$$

где $v_{q1^*} = v_{p1} / v_q$; $v_{q2^*} = v_{p2} / v_q$; $k_{p1} = Q_{p1} / S_{\kappa}$; $k_{p2} = Q_{p2} / S_{\kappa}$.

При установке одного ФКУ и отдельной БК

$$\sigma_{vq}^{(\phi)} = \frac{1}{\frac{1}{k_p v_p^2} (1 - v_{q^*}^2) + \frac{k_{БК}}{k_p} (1 - \frac{1}{v_{q^*}^2}) + 1}; \quad (9.11)$$

$$\sigma_{vq}^{(БК)} = \frac{1}{1 - \frac{k_p}{k_{БК}} \frac{v_{q^*}^2}{1 - v_{q^*}^2} + \frac{v_{q^*}^2}{k_{БК} v_p^2}}. \quad (9.12)$$

Отсутствие перегрузки БК по мощности и превышения напряжения на них сверх номинального проверяются с помощью неравенства

$$\sqrt{a_v^2 k_u^2 + \frac{1}{I_{\text{номБК}}^2} \sum_{v=2}^n \frac{I_{vБК}^2}{v^2}} \leq c_u, \quad (9.13)$$

где $a_v = v_p^2 / (v_p^2 - 1)$; $k_u = U_{\text{ш}} / U_{\text{ном}}$; v_p – номер гармоники, на которую настроено ФКУ; $U_{\text{ш}}$ – наибольшее возможное в условиях эксплуатации значение линейного напряжения на шинах подстанции; $I_{vБК}$ – ток v -й гармоники, протекающий через БК;

c_u – коэффициент допустимости перегрузки БК по напряжению.

Для $v > 3$ вторым слагаемым можно пренебречь, и условие (9.13) примет вид

$$a_v k_u \leq c_u.$$

Условие отсутствия перегрузки по току

$$I_{\text{номБК}} \geq \frac{\sum_{v=1}^n I_{vБК}}{\sqrt{c_i^2 - a_v^2 k_u^2}},$$

где c_i – коэффициент допустимости перегрузки БК по току.

Если требуемая мощность БК ФКУ превосходит оптимальную величину РМ $Q_{\text{к.у}}$, ФКУ настраивается на частоту гармоники порядка

$$v_p \leq \frac{Q_{\text{к.у}}}{Q_p(v_{\text{нм}})} v_{\text{нм}}, \quad (9.14)$$

где $v_{\text{нм}}$ – наименьший порядок гармоники из имеющихся в амплитудном

спектре тока нелинейных нагрузок; $Q_p(v_{HM})$ – мощность БК, определенная по выражению (12.6).

Относительное значение остаточного напряжения v_q -й гармоники после установки ФКУ

$$\Delta U_{vq} = U_{vq} \left[1 - \sum_{v=2}^n \sigma_{vq}^{(\Phi)} \right]. \quad (9.15)$$

При возможности параллельной работы ФКУ, подключенных к разным секциям (системам шин) подстанции и настроенных на частоту одной и той же гармоники, каждое из ФКУ выбирается по мощности КЗ при параллельной работе их с учетом суммарного тока ВГ источников.

В практике электроснабжения предприятий наибольшее распространение получила система местной или локальной компенсации ВГ и РМ, когда корректирующие устройства (как правило, ФКУ) подключаются непосредственно к узлу питания нелинейных нагрузок. Такой подход обеспечивает в ряде случаев снижение уровней ВГ до значений даже меньших, чем ПДЗ согласно стандарту, однако оказывается весьма дорогостоящим. В последние годы по рекомендации СИГРЭ на предприятиях начинает использоваться иной подход к корректировке уровней ВГ и КРМ, называемый централизованной компенсацией (или коррекцией) указанных параметров [81]. Как следует из названия, идея централизованной компенсации заключается в размещении ФКУ на одной из подстанций СЭС предприятия; параметры ФКУ выбираются таким образом, чтобы уровни ВГ на всех подстанциях СЭС были в допустимых пределах и обеспечивался необходимый уровень КРМ.

Задача выбора места установки, числа и мощности ФКУ в СЭС с несколькими нелинейными нагрузками решается методом последовательных приближений. На первом этапе производятся расчеты несинусоидальности при последовательной установке в каждом узле идеальных ФКУ 5, 7, 11 и 13-й ВГ; мощности ФКУ принимаются в предположении, что через ФКУ протекают только токи ВГ, на которые они настроены (другими словами, рассматривается режим КЗ в узлах для каждой ВГ). Далее выбираются те узлы, при установке идеальных ФКУ в которых обеспечивается снижение несинусоидальности до допустимого уровня. Операция повторяется; как правило, можно ограничиться вторым приближением.

Структурная схема алгоритма расчета снижения несинусоидальности путем централизованной коррекции представлена на рис. 9.1.

Централизованное использование ФКУ для снижения несинусоидальности наиболее эффективно в СЭС со стабильными конфигурацией и нагрузками. Приведенные затраты при централизованной коррекции несинусоидальных режимов оказываются на 15–20 % меньше в сравнении с вариантом локальной установки ФКУ.

В последние годы в СЭС предприятий и, особенно, ЭЭС получают распространение так называемые комбинированные или сложные фильтры ВГ. Они представляют собой комбинации ФКУ и БК и обладают свойствами узко- или широкополосных фильтров и источников РМ.

При этом уменьшаются мощность реакторных групп, загрузка конденсаторов по току и напряжению и в целом потери в фильтре.

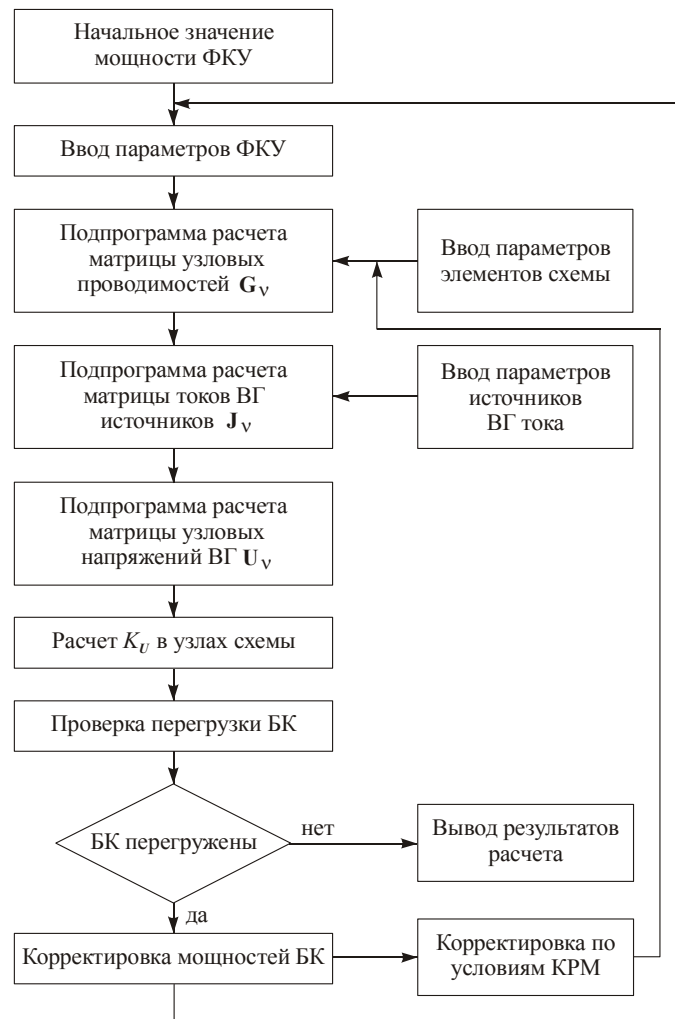


Рисунок 9.1- Структурная схема расчета снижения несинусоидальности путем централизованной коррекции

В качестве примера на рис.9.2 приведена схема комбинированного фильтра, который по своим свойствам эквивалентен сочетанию резонансного фильтра и отдельной БК; на рис. 9.3 представлена схема комбинированного фильтра шести ВГ. добротности всех полосных фильтров.

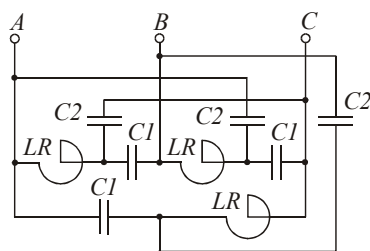


Рисунок 9.2- Схема комбинированного фильтра ВГ

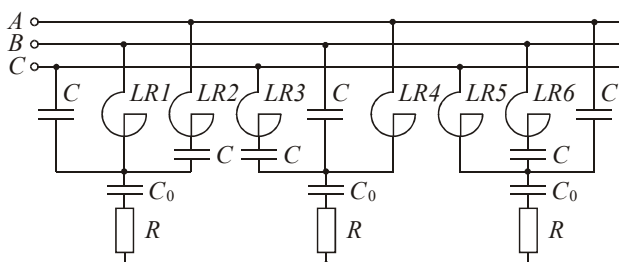


Рисунок 9.3- Схема комбинированного фильтра шести ВГ

Каждое из звеньев этого устройства является фильтром двух ВГ; частоты этих ВГ устанавливаются соответствующим выбором параметров ректоров $LR1, LR2, LR3, LR4, LR5, LR6$. Резисторы обеспечивают снижение добротности всех полосных фильтров.

Пример 2. Выбрать ФКУ для подстанции, питающей электролизное производство. Исходные данные: мощность КЗ $S_k = 185 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; мощность 12-пульсного преобразователя $15 \text{ МВ}\cdot\text{А}$; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$; оптимальное значение РМ $Q_0 = 3,1 \text{ Мвар}$; $K_{U(11)} = 5,8 \%$; $K_{U(13)} = 4,3\%$; $K_U = 7,3 \%$. Номинальное напряжение конденсаторов $U_{\text{ном БК}} = 6,6 \text{ кВ}$.

Решение.

- Токи ВГ преобразователей:

$$I_{11} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 11} = 75 \text{ А}; \quad I_{13} = 63 \text{ А}.$$

- Принимаем к установке один ФКУ, настроенный на частоту 11-й гармоники. Мощность БК принимаем равной оптимальному значению РМ:

$$Q_p = 3,1 \text{ Мвар};$$

$$k_p = \frac{3,1}{217} = 1,42 \cdot 10^{-2}.$$

- Находим долю тока 13-й гармоники, протекающего через ФКУ:

$$\sigma_{13} = \frac{1}{\frac{1}{1,42 \cdot 10^{-2} \cdot 11^2} \left[1 - \left(\frac{11}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,88 \cdot$$

Ток ВГ в цепи БК

$$I_{\Sigma} = \sqrt{75^2 + (63 \cdot 0,88)^2} = 93 \text{ А.}$$

Минимальная мощность БК ФКУ на три фазы

$$Q_p = 3 \cdot 1,2 \cdot 93 \cdot 6,6 = 2210 \text{ квар} < 3000 \text{ квар},$$

что подтверждает допустимость установленной мощности БК.

При установке ФКУ 11-й и 13-й гармоник мощность БК фильтров $Q_p = 3(1,2 \cdot 6,6 \cdot 75 + 1,2 \cdot 6,6 \cdot 63) = 3279 \text{ квар} > 3100 \text{ квар}$, т.е. значительно больше оптимального значения РМ.

4. Фильтро-компенсирующее устройство 12-й гармоники при $k_p = 1,42 \cdot 10^{-2}$ будет загружено токами 11-й и 13-й гармоник:

$$\sigma_{11} = \frac{1}{\frac{1}{1,42 \cdot 10^{-2} \cdot 12^2} \left[1 - \left(\frac{12}{11} \right)^2 \right] + 1} = 1,13;$$

$$\sigma_{13} = \frac{1}{\frac{1}{1,42 \cdot 10^{-2} \cdot 12^2} \left[1 - \left(\frac{12}{13} \right)^2 \right] + 1} = 0,96 \cdot$$

Ток ВГ через ФКУ

$$I_{\Sigma} = \sqrt{(75 \cdot 1,13)^2 + (63 \cdot 0,96)^2} = 104 \text{ А.}$$

Минимальная мощность БК ФКУ

$$Q_p = 3 \cdot 1,2 \cdot 104 \cdot 6,6 = 2474 \text{ квар} < 3000 \text{ квар}.$$

Таким образом, возможна также установка ФКУ, настроенного на частоту 12-й гармоники. Вариант установки ФКУ 11-й гармоники является предпочтительным, так как БК загружены по току на $\left(\frac{104}{93} - 1 \right) \cdot 100 = 12$ % меньше, что благоприятно сказывается на их температурном режиме и сроке службы.

10. Активные фильтры и фильтры высоких порядков

Опыт использования ФКУ в СЭС показал, что эти устройства, наряду с их несомненными достоинствами, имеют ряд недостатков: значительная установленная мощность, особенно в случае использования нескольких ФКУ; влияние АЧХ входного сопротивления питающей сети со стороны узла на качество фильтрации, в наибольшей мере – при нестабильности этой характеристики; вероятны значительные перегрузки ФКУ и их повреждения (например, в сетях ДСП) в случае, когда нельзя исключить появление ВГ более низкого порядка, чем частота настройки ФКУ. Имеются и другие недостатки.

Наиболее перспективным решением явилось применение активных и гибридных фильтров.

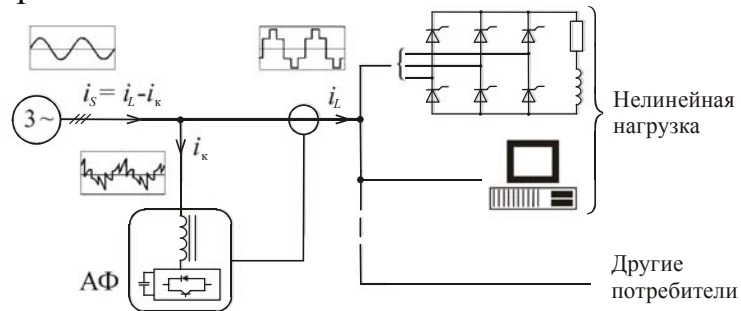


Рисунок 10.1- Структурная схема активного фильтра

Активный фильтр (АФ) является источником тока i_k , который компенсирует реактивную составляющую (по Фризе) и ВГ тока нагрузки i_L . Последнее обеспечивается с помощью устройства управления (на схеме не показано).

Активные фильтры включаются либо параллельно, как показано на рис.10.1, либо предусматривается продольное включение – в расщелку линии.

Идентификация (выделение) реактивной составляющей и ВГ тока нагрузки основывается на определении активной мощности, потребляемой нагрузкой и, соответственно, активной составляющей этого тока. Путем вычитания этой составляющей из тока нагрузки находится «нежелательный» ток – реактивные составляющие первой гармоники и высших, подлежащие компенсации с помощью АФ.

На рис. 10.2 представлены осциллограммы токов i_L , i_k , i_S , полученные авторами на модели в лабораторных условиях, иллюстрирующие эффективность рассмотренного устройства параллельного АФ.

На рис. 10.3 представлена принципиальная схема продольной системы компенсации и фильтрации с использованием АФ.

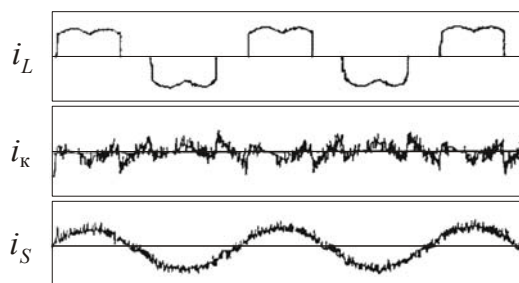


Рисунок 10.2- Осциллограммы токов, иллюстрирующие эффективность

устройства параллельного АФ

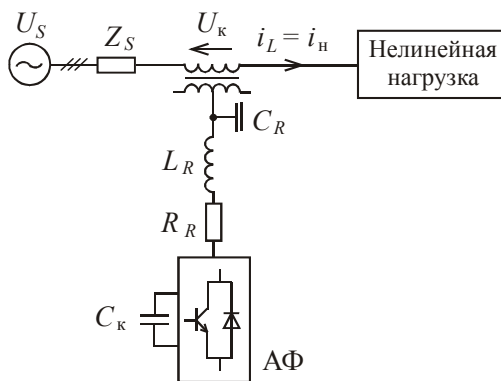


Рис. 10.3- Схема продольной системы компенсации и фильтрации с использованием АФ

Подобные системы позволяют обеспечить не только минимизацию ВГ и интергармоник, но и регулирование напряжения у потребителя, поскольку напряжение U_k может изменяться по амплитуде и фазе. Соответственно система продольного включения АФ может иметь характер индуктивного или емкостного сопротивления на основной частоте. В последнем случае она может рассматриваться как конденсатор в установке ПК.

Гибридные фильтры. Активные фильтры лишены ряда недостатков, присущих ФКУ. Однако установленная мощность АФ оказывается значительной, сравнимой с мощностью нелинейных нагрузок, уровень ВГ которых минимизируется с помощью АФ. Поэтому при больших мощностях ВП использование АФ может оказаться экономически нецелесообразным. Альтернативным решением является использование так называемых гибридных фильтров (ГФ), в которых АФ включается последовательно либо параллельно резонансным фильтрам.

На рис. 10.4 представлена схема параллельной гибридной системы компенсации ВГ и РМ.

Система рис. 10.4 называется параллельной, поскольку совокупность активных и резонансных фильтров включена параллельно источнику питания. Трехфазная сеть с индуктивностями L_S нагружена мостовым ВП, питающим потребителя с параметрами R_0, L_0 . Установлены ФКУ 5-й и 7-й ВГ и один демпфированный широкополосный фильтр. Активный фильтр включен последовательно с ФКУ через трансформаторы тока с $k_{тр} = 1$.

В схеме последовательного (продольного) ГФ включается АФ последовательно с нагрузкой через специальные трансформаторы.

В обеих системах установленная мощность АФ оказывается значительно меньшей, чем при использовании только АФ, т.е. АФ играет роль вспомогательного устройства, обеспечивающего как бы дополнительную «подчистку» кривых напряжения и тока источника, искажаемых нелинейным потребителем.

Рекомендуемые способы подключения в конкретных случаях представлены в табл. 10.1.

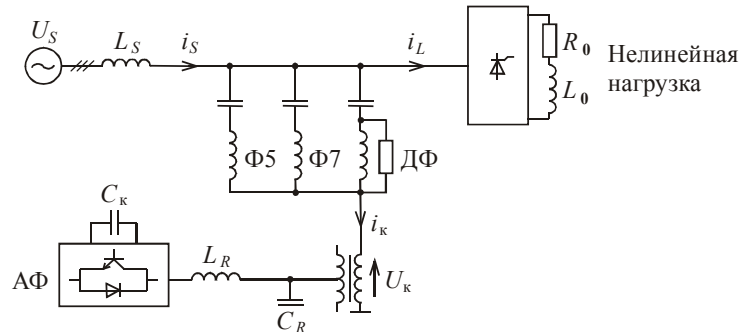


Рисунок 10.4-Схема параллельного ГФ

Таблица 10.1

Способ подключения активного фильтра	Источник проблемы	
	Влияние нагрузки на сеть	Влияние сети на нагрузку
Параллельно	<ul style="list-style-type: none"> фильтрация гармоник тока компенсация реактивной мощности несимметрия тока колебания напряжения 	
Последовательно	<ul style="list-style-type: none"> фильтрация гармоник тока компенсация реактивной мощности несимметрия тока колебания напряжения несимметрия напряжения 	<ul style="list-style-type: none"> провалы/броски напряжения несимметрия напряжения искажения напряжения перерыв электроснабжения несимметрия напряжения

Последовательно-параллельно	фильтрация гармоник тока компенсация реактивной мощности несимметрия тока колебания напряжения несимметрия напряжения	провалы/броски напряжения несимметрия напряжения искажения напряжения перерыв электроснабжения колебания напряжения
-----------------------------	---	---

Для минимизации уровней ИГ используются также L – C фильтры 2-го и 3-го порядков.

Для случая «густого» спектра интергармоник, например, при работе НПЧ с синусоидальным законом управления, оказывается целесообразным применение демпфирующих фильтров (фильтров второго порядка). Демпфирующий фильтр состоит из конденсатора и реактора, параллельно которому подключено активное сопротивление (рис. 10.5).

Полное сопротивление фильтра определяется выражением

$$Z(j\nu) = \frac{R\nu^2\omega^2L^2}{R^2 + \nu^2\omega^2L^2} + j \left(\frac{R^2\nu\omega L}{R^2 + \nu^2\omega^2L^2} - \frac{1}{\nu\omega C} \right).$$

С точки зрения теоретической электротехники значение резонансной частоты фильтра определяется из условия равенства нулю мнимой части его комплексного сопротивления.

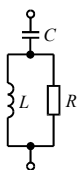


Рис. 10.5- Схема демпфирующего фильтра

Тогда

$$\nu_p = \frac{R}{\omega\sqrt{LCR^2 - L^2}}.$$

11. Методы и средства снижения несимметрии напряжений

Несимметрию напряжений, обусловленную несимметричными электроприемниками, можно ограничить до значений $K_{2U} \leq K_{2U_{доп}}$ как с помощью схемных решений, так и путем применения специальных симметрирующих устройств.

Как известно, при соотношении мощностей КЗ в узле сети S_k и однофазной нагрузки $S_{одн}$ $S_k \geq 50 S_{одн}$ коэффициент обратной последовательности напряжений не превышает $K_{2U_{доп}}$. Поэтому целесообразно присоединять ЭП, вызывающие несимметрию, к узлам сети, где мощность КЗ удовлетворяет приведенному выше соотношению. Например, мощные однофазные ЭП можно подключать через отдельные трансформаторы к шинам 110–220 кВ, где уровень S_k достаточно велик. В ряде случаев снижение несимметрии напряжений может быть обеспечено рациональным распределением нагрузок. При невозможности обеспечить требуемый уровень несимметрии напряжений с помощью схемных решений применяют симметрирующие устройства (СУ).

Симметрирование с помощью СУ сводится к компенсации эквивалентного тока обратной последовательности несимметричных нагрузок и, следовательно, обусловленного ими напряжения обратной последовательности. В зависимости от места установки СУ различают индивидуальный, групповой, централизованный и комбинированный способы симметрирования. Индивидуальные СУ устанавливаются непосредственно у несимметричных ЭП. При групповом симметрировании в различных точках сети устанавливается несколько СУ, каждое из которых симметрирует определенный участок сети с подключенной к нему группой несимметричных электроприемников. При централизованном симметрировании в распределительной сети устанавливается одно СУ. Комбинированный способ симметрирования заключается в сочетании СУ, представленных выше.

Каждый из способов симметрирования имеет свои особенности. Индивидуальный способ позволяет устранить несимметрию токов и напряжений непосредственно у потребителя, но при этом установленная мощность силовых элементов СУ используется нерационально. При централизованном способе требуется меньшая установленная мощность элементов СУ, но в сети с несимметричными нагрузками несимметрия токов сохраняется. Групповой способ симметрирования сочетает преимущества и недостатки индивидуального и централизованного способов. Выбор способа симметрирования определяется в основном параметрами сети и характером нагрузок.

Симметрирующие устройства выполняются неуправляемыми или управляемыми в зависимости от особенностей графика нагрузки. Известно большое число схем СУ, которые имеют как электрические, так и электромагнитные связи между элементами. Каждое конкретное схемное и техническое решение СУ имеет определенные достоинства и недостатки, ограничивающие область их применения. Рассмотрим некоторые из известных СУ.

Симметрирующие устройства трансформаторного типа очень разнообразны. При помощи нескольких трансформаторов или специального трансформатора, включенного определенным образом между сетью и несимметричной нагрузкой, получают необходимое напряжение на нагрузке и добиваются некоторого выравнивания линейных токов. В качестве примера на рис. 15.1 приведена схема питания двухфазной нагрузки от трансформатора Скотта и векторные диаграммы токов и напряжений. Соотношения витков трансформаторов выбираются таким образом, чтобы вторичные напряжения их были равны. По этой схеме питаются индукционные плавильные печи. Симметрирующие устройства трансформаторного типа являются индивидуальными и нерегулируемыми, а их симметрирующие свойства зависят от характера нагрузки.

Симметрирующие устройства с электромагнитными связями делятся на две группы: с делителями (автотрансформаторные) и трансформаторные. В схемах с делителями мощность СУ обычно выбирается равной мощности нагрузки. С помощью переключения автотрансформаторной отпайки можно симметри-

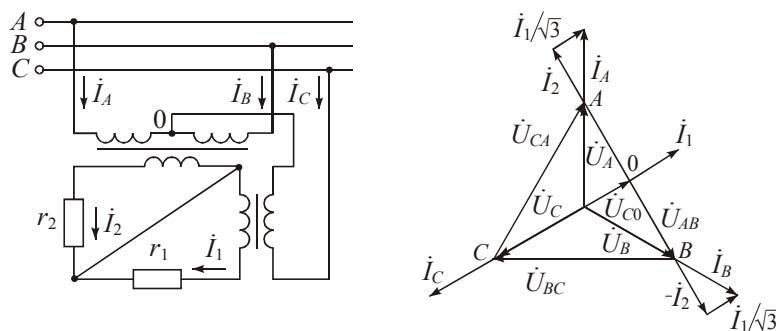


Рисунок 11.1- Схема и векторная диаграмма токов и напряжений при питании двухфазной нагрузки от трансформатора Скотта

ровать нелинейную нагрузку с изменяющимся коэффициентом мощности. На рис. 11.2 представлена схема с одним регулируемым элементом C_p . Такая схема имеет значение $\cos\varphi \leq 0,7$.

На рис. 11.3 показана схема СУ с двумя регулируемыми элементами C_p и L_p . По своим характеристикам она является более предпочтительной, чем предыдущая схема, и находит применение для нагрузок с $\cos \varphi = 1$.

Индуктивно-емкостные СУ подключаются к сети параллельно с несимметричной нагрузкой; они представляют собой комбинацию индуктивных и емкостных элементов. Наибольшее распространение получила схема Штейнметца, показанная на рис. 11.4. Векторная диаграмма, поясняющая работу устройства, приведена на этом же рисунке. Симметрирующее устройство Штейнметца наиболее эффективно при коэффициенте мощности нагрузки, равном единице. Поэтому при активно-индуктивной нагрузке параллельно ей подключается БК $C2$. Мощность реактора и БК $C1$ в этом случае выбирается из условия

$$Q_L = Q_C = P_{\text{ном}} / \sqrt{3}. \quad (11.1)$$

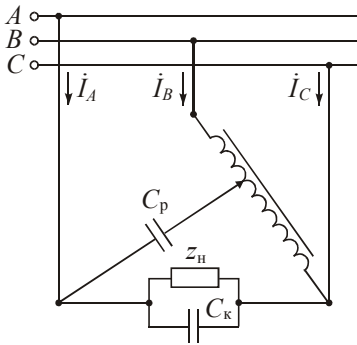


Рис. 11.2- Автотрансформаторная схема с регулируемым элементом C_p

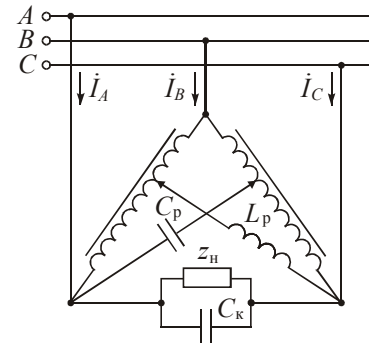


Рис. 11.3- Автотрансформаторная схема с регулирующими элементами C_p и L_p

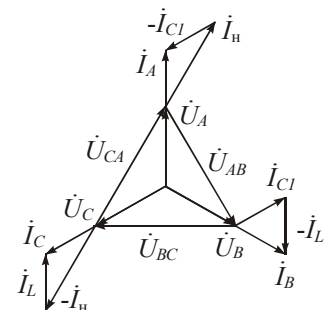
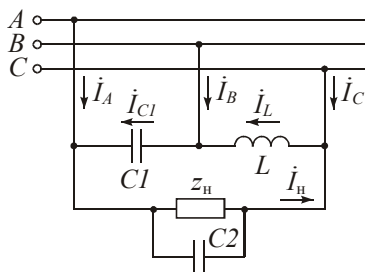


Рисунок 11.4- Схема Штейнметца и векторная диаграмма для этой схемы

Симметрирующее устройство Штейнметца обеспечивает симметрирование и активно-индуктивной нагрузки (без конденсаторов $C2$). Однако в этом случае коэффициент мощности снижается до значений, меньших коэффициента мощности нагрузки. В рассматриваемом случае мощность симметрирующих элементов выбирается из условия

$$\left. \begin{aligned} Q_L &= 2S_n \cos\left(\varphi_n - \frac{\pi}{3}\right) / \sqrt{3}; \\ Q_C &= 2S_n \cos\left(\varphi_n + \frac{\pi}{3}\right) / \sqrt{3}, \end{aligned} \right\} \quad (11.2)$$

где S_n – полная мощность однофазной нагрузки; φ_n – аргумент сопротивления нагрузки.

Симметрирование при неизменных значениях симметрирующих элементов обеспечивается только при одном значении мощности нагрузки. Если возможное изменение параметров нагрузки приводит к превышению допустимой несимметрии, возникает необходимость применения управляемых СУ. Однако применение управляемых СУ не всегда необходимо при переменной несимметричной нагрузке; нужно, чтобы несимметрия напряжений не выходила за допустимый предел с интегральной вероятностью 95 %. Для обоснования возможности применения неуправляемых СУ в сетях с переменной нагрузкой необходимо проведение статистических исследований параметров несимметрии.

Управляемые СУ могут иметь как непрерывное (аналоговое), так и ступенчатое (дискретное) управление.

Батареи конденсаторов дискретных СУ набираются из нескольких групп, одна из которых подключена постоянно, а другие – переменнo. Переключения осуществляются с помощью контакторов или тиристорных ключей. В настоящее время находит применение плавное регулирование емкостных элементов путем подключения параллельно конденсаторам реакторов, управляемых тиристорами. Недостатками этого способа управления являются использование дополнительных реакторов, что приводит к увеличению потерь энергии и установленной мощности оборудования СУ, а также генерирование ВГ тока тиристорами.

При дискретном регулировании индуктивный элемент состоит из нескольких элементарных реакторов или представляет собой один реактор с отпайками. Плавное регулирование индуктивного элемента может быть обеспечено за счет включения реактора через управляемые тиристоры подмагничивания магнитопровода (при его наличии), изменения немагнитных зазоров в магнитопроводе, а также с помощью скользящего контакта. В качестве примера на рис. 11.5 приведены два варианта управляемых СУ, основанных на схеме Штейнметца. Недостатком их является то, что суммарная

полная мощность оборудования превосходит полную мощность нагрузки, СУ имеют ограниченный диапазон регулирования.

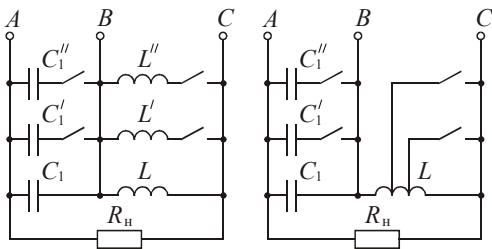


Рис. 11.5- Варианты управляемых СУ на основе схемы Штейнметца

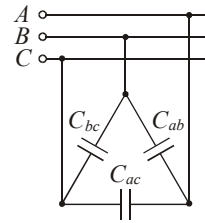


Рис. 11.6- Схема симметрирования с использованием БК

Для симметрирования системы линейных напряжений при однофазных и двух- и трехфазных несимметричных нагрузках широко применяются БК с неодинаковыми мощностями фаз, используемые для КРМ в сети (рис. 11.6).

Весьма важным обстоятельством является многофункциональный характер емкостных СУ, БК которых являются источником РМ.

На практике полное симметрирование, т.е. когда $K_{2U} = 0$, оказывается технически и экономически нецелесообразным; используется частичное симметрирование, когда с помощью косвенной компенсации или применения СУ обеспечивается значение $K_{2U} \leq 0,02$.

Условие частичного симметрирования можно представить в виде

$$K_{2U} = I_{2\text{ост}} z_2 / U_{\text{ном}} < U_{2\text{доп}} / U_{\text{ном}} = K_{2U\text{доп}} = 0,02,$$

где $I_{2\text{ост}}$ – остаточный ток обратной последовательности, обусловленный несимметричной нагрузкой и СУ; $U_{2\text{доп}}$ – допустимое напряжение обратной последовательности.

В случае полного симметрирования, очевидно, должно быть

$$\dot{I}_{2\text{СУ}} = -\dot{I}_{2\text{н}},$$

где $\dot{I}_{2\text{СУ}}$ и $\dot{I}_{2\text{н}}$ – комплексы токов обратной последовательности СУ и несимметричной нагрузки.

Суммарная мощность емкостного СУ выбирается из условия КРМ. Она перераспределяется по фазам СУ таким образом, чтобы ток обратной последовательности несимметричной БК компенсировал ток обратной последовательности несимметричной нагрузки. В общем случае симметрирование может быть осуществлено с помощью двух емкостных элементов, подключенных на равные линейные напряжения (в зависимости от фазы тока обратной последовательности). Симметрирующие возможности емкостного двухэлементного СУ существенно зависят от характера несимметричной нагрузки.

Для определения параметров БК емкостного СУ разработаны аналитические и графические методы. Алгоритм аналитического метода состоит в следующем.

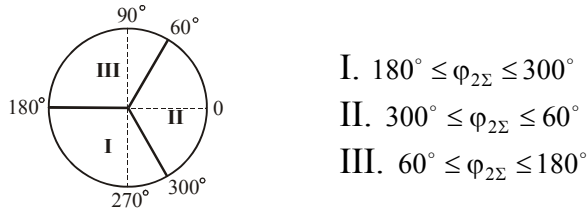


Рисунок 11.7- Диаграмма распределения аргумента $\varphi_{2\Sigma}$ тока обратной последовательности $I_{2\Sigma}$

Мощность БК и подключение их между теми или иными фазами определяются в зависимости от аргумента φ_2 вектора эквивалентного тока обратной последовательности $I_{2\Sigma}$ в I, II или III областях (рис. 11.7).

Суммарная мощность БК при полном симметрировании (в предположении, что они работают при номинальном напряжении) определяется по выражениям:

I. $Q_\Sigma = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma}(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} + \cos \varphi_{2\Sigma})$;

II. $Q_\Sigma = 2\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma} \cos \varphi_{2\Sigma}$;

III. $Q_\Sigma = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma}(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma})$.

Если $Q_{\text{КРМ}}$, необходимая для компенсации в узле сети, $Q_{\text{КРМ}} > Q_\Sigma$, в расчете вместо $Q_{\text{КРМ}}$ принимается Q_Σ .

Отношения мощностей Q_{AB}/Q_Σ , Q_{AC}/Q_Σ , Q_{CA}/Q_Σ и их подключение на линейные напряжения в I, II и III областях

I. $\frac{Q_{AB}}{Q_\Sigma} = \frac{2}{3 + \sqrt{3}\text{ctg}\varphi_{2\Sigma}}$; $\frac{Q_{CA}}{Q_\Sigma} = 1 - \frac{Q_{AB}}{Q_\Sigma}$;

II. $\frac{Q_{AB}}{Q_\Sigma} = 0,5 - \frac{1}{2\sqrt{3}} \text{tg}\varphi_{2\Sigma}$; $\frac{Q_{BC}}{Q_\Sigma} = 1 - \frac{Q_{AB}}{Q_\Sigma}$;

III. $\frac{Q_{BC}}{Q_\Sigma} = \frac{2}{3 - \sqrt{3}\text{ctg}\varphi_{2\Sigma}}$; $\frac{Q_{CA}}{Q_\Sigma} = 1 - \frac{Q_{BC}}{Q_\Sigma}$.

При неполном симметрировании суммарная мощность БК

$$Q_{\text{неп}} = Q_\Sigma \left(1 - \frac{K_{2U}}{K_{2U\phi}} \right),$$

где $K_{2U\phi}$ – фактическое значение коэффициента несимметрии (до подключения СУ); K_{2U} – нормируемое значение этого коэффициента.

В СЭС предприятий, питающих электротехнологические установки (печи

электрошлакового переплава, индукционные печи и др.), технологический процесс характеризуется частым изменением числа включенных агрегатов и их загрузки. Это приводит к изменениям K_{2U} как по значению, так и по фазе. Следует отметить, что электротехнологические установки являются достаточно мощными потребителями РМ. Для СЭС таких производств в ИЭД НАН Украины разработаны симметрокомпенсирующие устройства многоцелевого назначения, предназначенные для симметрирования напряжений сети и КРМ. Эти устройства состоят из дискретно регулируемых емкостей, схемы которых представлены на рис. 11.8.

Симметрирование режима сети (автоматическое или ручное) основывается на оценке несимметрии с помощью аргумента τ_n пульсирующей мощности трехфазной системы на основной частоте \dot{N} :

$$\dot{N} = 3(\dot{U}_1 \dot{I}_2 + \dot{U}_2 \dot{I}_1 + \dot{U}_0 \dot{I}_0) = N \exp \tau_n,$$

где $\dot{U}_1, \dot{U}_2, \dot{U}_0$ и $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0$ – симметричные составляющие напряжений и токов прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Реализация совместных условий КРМ и симметрирования позволяет в значительной мере снизить установленную мощность регулируемых компенсирующих устройств в СЭС предприятий.

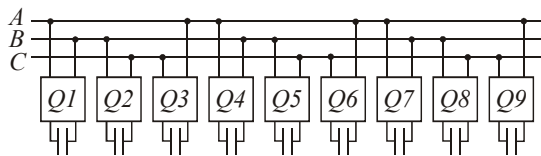


Рисунок 11.8- Схема симметрокомпенсирующего устройства

Оригинальным техническим решением является СУ на основе трансформаторов с вращающимся магнитным полем, состоящих из трехфазного статора и заторможенного ротора. На роторе имеется однофазная обмотка, к которой подключены постоянные реактивные элементы (БК или реактор). Устройство представляет собой несимметричную нагрузку, фаза тока обратной последовательности которой может изменяться в диапазоне $0-2\pi$ при повороте ротора. Комбинация из двух таких СУ позволяет регулировать модуль и фазу тока обратной последовательности путем поворота на определенные углы их роторов.

На рис. 11.9 приведены схемы СУ с вращающимся магнитным полем типа $L-L$ и $L-C$. Закон управления СУ типа $L-C$:

$$\alpha_L = 0,5 \left\{ \pi + \varphi_{2n} - \arcsin \left[\sqrt{3} U_{л} I_{2n} (Q_L + Q_C)^{-1} \right] \right\}; \quad (11.3)$$

$$\alpha_C = 0,5 \left\{ \pi + \varphi_{2n} + \arcsin \left[\sqrt{3} U_{л} I_{2n} (Q_L + Q_C)^{-1} \right] \right\}. \quad (11.4)$$

Здесь α_L, α_C – углы поворота роторов; Q_L и Q_C – мощности реактивных элементов; φ_{2n} – аргумент линейного тока обратной последовательности

несимметричной нагрузки $I_{2н}$.

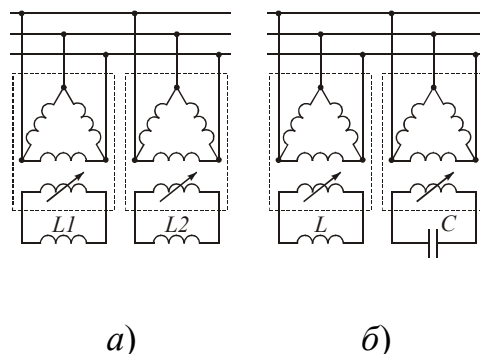


Рисунок 11.9- Схемы СУ типа $L-L$ (а) и $L-C$ (б) с вращающимся магнитным полем

Симметрирование системы напряжений может быть осуществлено также путем введения системы добавочных ЭДС. Суть этого способа симметрирования заключается в том, что между источником и приемником в разрыв линейных проводов включаются дополнительные источники ЭДС, образующие систему обратной последовательности. В результате суммирования ЭДС основного и добавочного источников их симметричные составляющие обратной последовательности взаимно компенсируются, напряжение на приемнике становится симметричным. На практике в качестве источника добавочной системы ЭДС могут быть использованы синхронный генератор, трансформаторы последовательного регулирования, трансформатор с пофазным регулированием коэффициента трансформации.

Если система подведенных к трансформатору напряжений симметрична, то сдвиг по фазе между вторичными фазными напряжениями \dot{U}_a , \dot{U}_b и \dot{U}_c составит $2/3\pi$ независимо от коэффициента трансформации в каждой из фаз. При равных коэффициентах трансформации система вторичных напряжений симметрична. Если, например, уменьшить коэффициент трансформации в фазе, то напряжение \dot{U}_a возрастет до значения \dot{U}'_a , что приведет к искажению системы линейных напряжений \dot{U}'_{ab} , \dot{U}'_{bc} , \dot{U}'_{ca} , т.е. к появлению составляющей обратной последовательности. С помощью этого СУ возможно симметрировать режимы работы в сетях с несимметричными ЭП, а также входные напряжения.

Пример. Однофазные электрические печи мощностью 3 и 5 МВ·А при $\cos\varphi=1$ подключены к сети 6 кВ на линейные напряжения U_{AB} и U_{BC} . На шинах 6 кВ $S_k = 180$ МВ·А.

Определить значение K_{2U} , и, в случае необходимости, рассчитать параметры СУ.

Решение. Ток обратной последовательности несимметричной нагрузки

$$I_2 = I_{2\Sigma} = \frac{\sqrt{3}}{3U_{\text{ном}}} \sqrt{S_{AB}^2 + S_{BC}^2 - S_{AB}S_{BC}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot 6} \sqrt{3000^2 + 5000^2 - 3000 \cdot 5000} = 419 \text{ А};$$

$$\varphi_2 = \varphi_{2\Sigma} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{S_{AB} + S_{BC}}{S_{AB} - S_{BC}} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{3+5}{3-5} = 113^\circ.$$

Коэффициент обратной последовательности

$$K_{2U} = \frac{\sqrt{3} I_2 U_{\text{ном}}}{S_{\text{к}}} 100\% = \frac{\sqrt{3} \cdot 419 \cdot 6}{180 \cdot 10^3} 10 = 2,4\%.$$

Мощность БК для полного устранения несимметрии

$$Q_{\Sigma} = \sqrt{3} U_{\text{ном}} I_2 (\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma}) =$$

$$= \sqrt{3} \cdot 419 \cdot 6 (\sqrt{3} \sin 113^\circ - \cos 113^\circ) = 8,64 \text{ Мвар}.$$

Распределение БК:

$$Q_{BC} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}} Q_{\Sigma} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \operatorname{ctg} 113^\circ} 8,64 = 4,63 \text{ Мвар}. \quad Q_{CA} = 8,64 - 4,63 = 4,01 \text{ Мвар}.$$

Проверка правильности решения:

ток обратной последовательности СУ

$$I_{2\text{СУ}} = \frac{\sqrt{3}}{3U_{\text{ном}}} \sqrt{Q_{BC}^2 + Q_{CA}^2 - Q_{BC}Q_{CA}} =$$

$$= \frac{\sqrt{3}}{3 \cdot 6} \sqrt{4,63^2 + 4,01^2 - 4,63 \cdot 4,01} = 419 \text{ А};$$

начальная фаза тока

$$\varphi_{2\text{СУ}} = \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{2Q_{CA} - Q_{BC}}{Q_{BC}} - \varphi_{\text{СУ}} =$$

$$= \arctg \frac{\sqrt{3}}{3} \frac{2 \cdot 4,01 - 4,63}{4,63} + 90^\circ = 293^\circ;$$

$$\varphi_{2\text{СУ}} - \varphi_2 = 293^\circ - 113^\circ = 180^\circ,$$

что подтверждает правильность выбора параметров СУ.

12. Измерения уровней показателей качества

12.1. Измерение отклонений напряжения

Для реализации аппаратурного контроля КЭ одним из основных является вопрос о требованиях к измерительным приборам и, в первую очередь, о допустимых погрешностях измерения ПКЭ, поскольку массогабаритные, стоимостные и другие характеристики приборов в большой мере зависят от их точности. Вопрос о допустимых погрешностях измерения ПКЭ тесно связан с техническими и экономическими аспектами проблемы КЭ. При отклонениях,

несимметрии и несинусоидальности напряжения экономический ущерб определяется в основном квадратом отклонения соответствующего ПКЭ от оптимального или нулевого значения. Функция экономического ущерба малочувствительна, т.е. изменяется в весьма небольших пределах при изменении ПКЭ в диапазоне значений, допустимых стандартами, но весьма чувствительна в области значений ПКЭ, больших допустимых. Например, при абсолютной погрешности определения K_{2U} 3 % и K_U до 15 % ошибка в оценке ущерба будет составлять 500–1200 дол. в год. В масштабе годовой деятельности предприятия этот ущерб весьма невелик. Следовательно, с точки зрения оценки ущербов, обусловленных пониженным КЭ, высокая точность измерений соответствующих ПКЭ не требуется.

Можно сделать вывод и о том, что высокая – лабораторного класса – точность измерений ПКЭ для обеспечения нормальной работы СЭС не требуется. Пределы допустимых погрешностей измерений ПКЭ согласно ГОСТ 13109-97 приведены в табл. 12.1.

Это относится как к измерениям значений ПКЭ в условиях спокойной и практически неизменной нагрузки, так и к измерениям, связанным с оценкой интегральной вероятности появления допустимых значений величины. Приборы для исследования ПКЭ должны быть помехоустойчивыми в условиях вероятных отклонений неизмеряемых ПКЭ и обеспечивать возможность статистической обработки результатов измерений.

Таблица 12.1- Погрешности измерений ПКЭ

Показатель КЭ	Пределы допустимых погрешностей измерений показателя КЭ	
	абсолютный	относительный
Установившееся отклонение напряжения	$\pm 0,5$	–
Размах изменения напряжения	–	± 8
Доза фликера, отн.ед.:	–	± 5
	–	± 5
	–	
Коэффициент искажения синусоидальности напряжения, %	–	± 10

Коэффициент гармонической составляющей напряжения, %	v-й	$\pm 0,05$ при $K_{U(v)} < 1,0$	$\pm 0,05$ при $K_{U(v)} > 1,0$
Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %		$\pm 0,3$	–
Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %		$\pm 0,5$	–
Отклонение частоты		$\pm 0,03$	–
Длительность ПН, мс		± 10	–
Импульсное напряжение, кВ		–	± 10
Коэффициент временного перенапряжения, отн. ед.		–	± 10

Для оценки ОН в электросетях предприятий со стабильными нагрузками можно использовать обычные щитовые вольтметры электромагнитной системы; наиболее удобно применять для этой цели цифровые вольтметры. Такие приборы имеют погрешность измерения не более 0,25 %, позволяют автоматизировать измерения и обеспечивать регистрацию результатов на устройствах сохранения информации. Функциональная система цифрового вольтметра представлена на рис. 16.1. Входное устройство 1 включает в себя выпрямитель, на выходе которого напряжение прямо пропорционально измеряемому. Это напряжение с помощью сравнивающего устройства 2 сопоставляется с напряжением генератора пилообразного напряжения 4; при переходе пилообразного напряжения через нуль запускается электронный счетчик импульсов 5; импульсы генерируются кварцевым генератором 3. При равенстве выпрямленного и пилообразного напряжений счетчик импульсов останавливается и происходит считывание импульсов; число импульсов пропорционально измеряемому напряжению при индикации последним устройством цифрового отсчета 6.

Помимо описанного способа аналого-цифрового преобразования в цифровых вольтметрах используются и другие. Применение цифровых вольтметров практически исключает субъективные ошибки при измерениях и обеспечивает облегчение и ускорение процесса измерений. Для контроля ОН могут быть рекомендованы самопишущие приборы, которые нормально

работают в диапазоне частот 45–1000 Гц.

С помощью самопишущих приборов может быть внедрен статистический контроль ОН; для этого необходима специальная обработка регистрограмм. Такой контроль может вестись и по показаниям стрелочных приборов, однако точность его невысока.

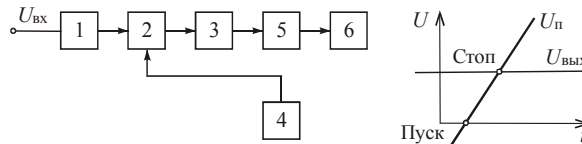


Рисунок 12.1-. Структурная схема цифрового вольтметра

Обработку регистрограмм рекомендуется производить в следующем порядке.

1. Разбивают регистрограммы на интервалы равной ширины. Число интервалов (на каждый час регистрации) рекомендуется принимать при построении гистограмм в характерных режимах суточной нагрузки равным 24 (при скорости движения ленты 60 мм/ч) и 60 (при скорости 180 мм/ч). Соответственно при построении гистограмм для суток в целом рекомендуемое число интервалов на каждый час регистрации составит 12 и 36.

2. Определяют напряжение на границах каждого интервала.

3. Подсчитывают отклонения δU_y , %:

$$\delta U_y = \frac{U_i - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100,$$

где U_i – напряжение на границе интервала, В; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, В.

4. Выбирают число интервалов группирования таким образом, чтобы в большинство интервалов попало более четырех-пяти измерений. Ширина интервала должна быть несколько больше, чем

$$\frac{\delta U_{y.в} - \delta U_{y.н}}{N},$$

где $\delta U_{y.в}$, $\delta U_{y.н}$ – соответственно верхний и нижний пределы ОН, измеренные в контрольном пункте, %; N – число интервалов группирования.

При этом должно выполняться условие

$$\delta U_{y.ш} < (1/2 \div 1/4)\sigma,$$

где $\delta U_{y.ш}$ – ширина интервала; σ – среднеквадратическое отклонение, %.

В противном случае следует увеличить число интервалов группирования.

5. Определяют границы и середину интервалов группирования, затем подсчитывают суммарное число ОН в одном интервале.

6. Определяют вероятность попадания ОН в каждый интервал и строят гистограмму отклонений напряжения.

7. Определяют математическое ожидание и стандарт ОН.

Измерение колебаний напряжения. Измеритель уровня мигания ламп

(будем называть его фликерметром) может использоваться при любом законе изменения напряжения. По существу с его помощью измеряется степень мигания светового потока ламп накаливания.

Целью измерительной оценки этого явления является количественное описание уровня человеческого раздражения, вызванного изменяющимся световым потоком. В этом процессе можно выделить три основных элемента:

источник КН;

глаз человека, являющийся элементом восприятия;

мозг человека с его нелинейными (в функции частоты)

реакциями.

Для измерительной оценки доступна только первая составляющая; остальные должны быть смоделированы. Только в том случае, когда будет найдено правильное соответствие между изменением напряжения различной формы и уровнем человеческого раздражения, моделирование этого сложного устройства будет корректным.

Все эти факты, включая составляющие процесса физиологического восприятия, должны быть учтены при реализации прибора для измерения миганий света – фликерметра.

С помощью этого прибора появляется возможность оценивать мигания света (в соответствии с реакцией наблюдателя) независимо от значения КН и источников возмущения.

На рис. 16.2 представлена упрощенная структурная схема фликерметра. В его структуре можно выделить пять отдельных блоков.

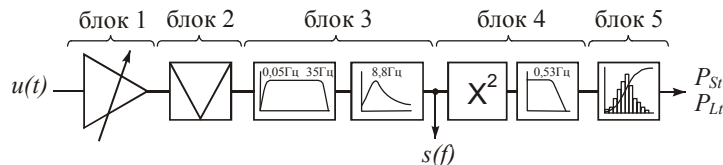


Рисунок 12.2 Упрощенная структурная схема фликерметра

Блок 1. В этом блоке из сигнала, изменяющегося пропорционально действующему значению напряжения питания, выделяется информация о мгновенных изменениях напряжения, причем среднее значение этих изменений напряжения соответствует среднему действующему значению напряжения, определяемому с интервалом в одну минуту.

Это позволяет отслеживать свободные изменения напряжения, вызываемые, например, процессами регулирования напряжения со стороны питающей системы.

Выходное устройство блока 1 обеспечивает передачу входного сигнала в блок 2. Он также включает в себя генератор сигнала для калибровки прибора. Блоки 2, 3 и 4 представляют собой модели ламп накаливания, глаз и мозга человека.

Блок 2 (демодулятор). Входным сигналом для этого устройства является мгновенное изменение напряжения, которое может быть интерпретировано как сигнал модуляции, наложенный на основную частоту 50 Гц. В связи с этим возникает необходимость определения сигнала модуляции. Для этой цели служит демодулятор в структурной схеме измерителя. Далее сигнал возводится в квадрат. Применение квадратичного демодулятора объясняется простотой его технологической реализации и удовлетворительными результатами измерений.

Блок 3. Этот блок включает в себя несколько фильтров. Первый фильтр задерживает постоянную составляющую и другие нежелательные составляющие выходного сигнала демодулятора. Частотная характеристика устройства: лампа накаливания – глаз человека была воссоздана с помощью широкополосного фильтра 4-го порядка, который представлен следующей зависимостью и частотной характеристикой, приведенной на рис. 16.3:

$$H_{230V}(s) = \frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega_1^2} \frac{1 + \frac{s}{\omega_2}}{\left(1 + \frac{s}{\omega_3}\right)\left(1 + \frac{s}{\omega_4}\right)}, \quad (12.1)$$

где $k = 1,74802$; $\lambda = 2\pi 4,05981$; $\omega_1 = 2\pi 9,15494$; $\omega_2 = 2\pi 2,27979$; $\omega_3 = 2\pi 1,22535$; $\omega_4 = 2\pi 21,9$.

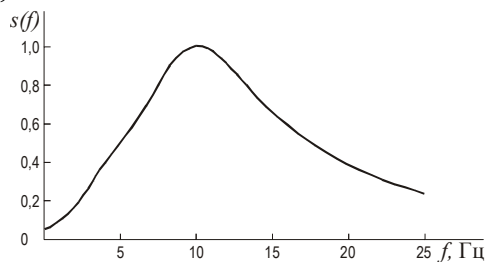


Рисунок 12.3-Частотная характеристика широкополосного фильтра 4-го порядка

Это выражение и вид частотной характеристики справедливы исключительно для ламп накаливания напряжением 230 В и мощностью 60 Вт. Для других типов источников света (например, флюорисцентных ламп) следует использовать другое выражение.

Блок 4. Этот блок представляет собой модель нелинейной реакции мозга человека на колебания светового потока. Эта модель включает взвешивающий фильтр, квадратор и обеспечивает определение оптимального сигнала, реализуемого с помощью фильтра низких частот первого рода с постоянной времени около 300 мс. Сигнал на выходе блока 4 представляет собой мгновенный уровень КН. Фактически он преобразуется в величину, которая соответствует порогу восприятия мигания света. Если этот сигнал больше 1, это означает, что интенсивность мигания превосходит уровень восприятия и может быть даже нетерпимой.

Блок 5. Данный блок выполняет статистическую оценку интенсивности мигания. Из анализа механизма восприятия следует, что мигание должно оцениваться в течение определенного периода времени. Кроме того, в связи со случайным характером КН следует учитывать, что во время наблюдения мгновенное значение уровня фликера может изменяться. Отсюда возникает необходимость статистической оценки и контроля не только максимального уровня, но и степени превышения заданного уровня за время наблюдений. Статистический анализ требует также определения корреляции между учитываемыми значениями определенного уровня фликера и их длительностью.

В связи с этим на выходе сигнала блока 4 получаются два статистических значения: кратковременный и длительный фликеры (P_{St} и P_{Lt}).

Значение $P_{St} = 1$ соответствует порогу различаемой границы мигания, который не должен быть превзойден, чтобы не вызвать дискомфорт у наблюдателя.

12.2. Измерение несинусоидальности и несимметрии напряжений

В настоящее время получают применение комплексные (агрегатные) средства измерения нескольких ПКЭ (ВГ, K_U , несимметрии, КН, ОН); в некоторых случаях эти устройства позволяют также измерять активную и реактивную мощность, фазные и линейные напряжения и токи основной частоты и другие параметры. Рассмотрим измерение ПКЭ на примере измерения ВГ и несимметрии.

Значения ВГ тока и напряжения и K_U получаются при помощи набора мгновенных значений напряжений и токов, измеренных в определенные моменты времени (фазы сигнала).

Измеритель состоит из трех основных функциональных частей: устройства измерения мгновенных значений токов и напряжения, работающего согласно определенным алгоритмам измерения; устройства обработки результатов вычисления, работающего по заданным алгоритмам вычисления ПКЭ, например, несинусоидальности; средства отображения и хранения полученных результатов.

Структурная схема измерителя КЭ на базе ПЭВМ представлена на рис. 12.4].

Устройство сопряжения напряжений подает фазные напряжения, поступающие с выходов измерительных трансформаторов, на вход аналогового мультиплексора. Это устройство осуществляет гальваническую развязку, нормирование уровня сигнала, а также отключение входных сигналов от измерительного тракта при отключении прибора (защита входных цепей). Аналогичные функции выполняет устройство сопряжения токов. Дополнительно в состав устройства входит преобразователь тока в напряжение.

Преобразователь имеет элементы защиты, так как во время аварий входной ток может многократно превышать номинальное значение.

Блок управления дискретизацией управляет процессом дискретизации и реализует, по сути, приведенный ниже алгоритм измерения. Компаратор, отслеживая моменты перехода через нуль аналогового сигнала напряжения фазы A , запускает и останавливает счетчики таймера, что позволяет, зная частоту задающего генератора, вычислять значение периода сигнала и его частоту. После измерения периода значения, находящиеся

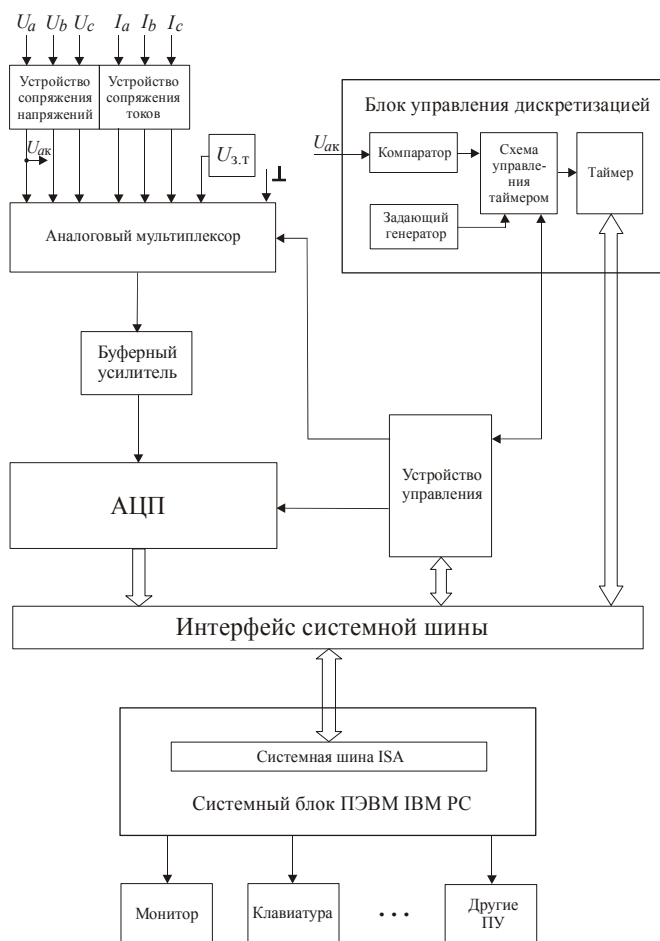


Рисунок 12.4- Структурная схема измерителя КЭ на базе ПЭВМ

в счетчиках таймера, делятся на количество точек дискретизации и, таким образом, определяется интервал считывания мгновенных значений.

Полученные наборы мгновенных значений подвергаются обработке в ПЭВМ и отображаются на мониторе в графическом и цифровом представлениях, а также могут быть выведены на принтер.

При измерении несинусоидальности в приборе реализуется алгоритм расчета K_U .

1. Расчет действующего значения напряжения:

$$U = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u^2(t_i)}, \quad (12.2)$$

где m – число измерений за период; $u(t_i)$ – измеренное мгновенное значение напряжения, соответствующее моменту времени t_i .

2. Расчет квадратурных составляющих напряжения:

$$\begin{aligned} U_x &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \cos \omega t_i; \\ U_y &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \sin \omega t_i. \end{aligned} \quad (12.3)$$

3. Расчет действующего значения напряжения первой гармоники:

$$U_1 = \sqrt{\frac{U_x^2 + U_y^2}{2}}. \quad (12.4)$$

4. Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения:

$$K_U = \frac{\sqrt{U^2 - U_1^2}}{U_1} \cdot 100\%. \quad (12.5)$$

Алгоритм расчета коэффициента v -й гармонической составляющей состоит в следующем:

1. Расчет квадратурных составляющих v -й гармоники

$$\begin{aligned} U_{v,x} &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \sin v \omega t_i; \\ U_{v,y} &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \cos v \omega t_i. \end{aligned} \quad (12.6)$$

2. Расчет действующего значения v -й гармоники:

$$U_v = \sqrt{\frac{U_{v,x}^2 + U_{v,y}^2}{2}}. \quad (12.7)$$

3. Расчет квадратурных составляющих первой гармоники:

$$\begin{aligned} U_x &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \sin \omega t_i; \\ U_y &= \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} u(t_i) \cos \omega t_i. \end{aligned} \quad (12.8)$$

4. Расчет действующих значений первой гармоники:

$$U_1 = \sqrt{\frac{U_x^2 + U_y^2}{2}}. \quad (12.9)$$

5. Расчет коэффициента v -й гармоники:

$$K_{U(v)} = \frac{U_v}{U_1} \cdot 100\%. \quad (12.10)$$

При измерении несимметрии используется следующий алгоритм:

1. Расчет квадратурных составляющих напряжений фаз A, B, C :

$$U_{Ax} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_A(t_i) \sin(\omega t_i); \quad (12.11)$$

$$U_{Ay} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_A(t_i) \cos(\omega t_i); \quad (12.12)$$

$$U_{Bx} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_B(t_i) \sin(\omega t_i + 120^\circ); \quad (12.13)$$

$$U_{By} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_B(t_i) \cos(\omega t_i + 120^\circ); \quad (12.14)$$

$$U_{Cx} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_C(t_i) \sin(\omega t_i - 120^\circ); \quad (12.15)$$

$$U_{Cy} = \frac{2}{m} \sum_{i=0}^{m-1} U_C(t_i) \cos(\omega t_i - 120^\circ). \quad (12.16)$$

2. Расчет квадратурных составляющих напряжения обратной последовательности:

$$U_{2x} = \frac{1}{3}(U_{Ax} + U_{Bx} + U_{Cx});$$

$$U_{2y} = \frac{1}{3}(U_{Ay} + U_{By} + U_{Cy}). \quad (12.17)$$

3. Расчет напряжения обратной последовательности:

$$U_2 = \sqrt{U_{2x}^2 + U_{2y}^2} / \sqrt{2}. \quad (12.18)$$

4. Расчет коэффициента обратной последовательности:

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}}.$$

Измерение коэффициента нулевой последовательности производится по аналогичному алгоритму. В выражениях (12.11)–(12.15) угол сдвига фаз равен 0.

ГОСТ 131109-97 рекомендует определять напряжения обратной последовательности по действующим значениям линейных напряжений на частоте основной гармоники:

$$U_2 = \sqrt{\frac{1}{12} \left[\left(\sqrt{3}U_{AB} - \sqrt{4U_{BC}^2 - \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} + U_{AB} \right)^2} \right)^2 + \left(\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} \right)^2 \right]}. \quad \text{При определении}$$

напряжения нулевой последовательности требуется также измерение двух фазных напряжений:

$$U_0 = \frac{1}{6} \sqrt{\left[\frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} - 3 \frac{U_B^2 - U_A^2}{U_{AB}} \right]^2 + \left[\sqrt{4U_{BC}^2 - \left(U_{AB} - \frac{U_{BC}^2 - U_{CA}^2}{U_{AB}} \right)^2} - \right.}$$

$$\left. - 3 \sqrt{4U_B^2 - \left(U_{AB} - \frac{U_B^2 - U_A^2}{U_{AB}} \right)^2} \right]^2}.$$

Коэффициент нулевой последовательности определяется в соответствии с выражением:

$$K_{0U} = \frac{\sqrt{3}U_0}{U_{\text{ном}}}.$$

12.3. Эксплуатационный контроль ПКЭ

Контроль ПКЭ производится с целью проверки соответствия значений показателей нормам соответствующих стандартов. При несоответствии ПКЭ нормативным требованиям на основании результатов контроля устанавливаются причины несоответствия и разрабатываются мероприятия, направленные на нормализацию параметров качества. Результаты контроля позволяют также проверить соответствие проектных расчетов фактическим данным эксплуатации, рассчитать параметры технических средств, предназначенных для улучшения ПКЭ, а также разработать необходимые эксплуатационные мероприятия режимного характера.

Контроль ПКЭ, как и других режимных параметров, осуществляется постоянно, периодически или эпизодически. Основные положения по контролю и анализу КЭ устанавливаются стандартами на КЭ.

Для производства измерений используются специальные приборы, определяющие статистические характеристики ПКЭ за период изменения. В настоящее время промышленные предприятия стран СНГ в недостаточной мере обеспечены такими приборами. Это обстоятельство в значительной мере усложняет решение задачи повышения КЭ на предприятиях.

Контроль КЭ производят на границе раздела балансовой принадлежности электрических сетей энергоснабжающей организации и потребителя или в других пунктах сети, принятых по согласованию между энергоснабжающей организацией и потребителем, в эксплуатационных режимах, соответствующих нормальным и длительным ремонтным схемам электроснабжения.

Периодичность контроля КЭ должна составлять не менее 2-х раз в год. При значительном сезонном изменении нагрузок контроль рекомендуется проводить ежеквартально. Эпизодический контроль осуществляется в случае изменения схемы электрических сетей, параметров сети, значения и характера нагрузок потребителей или требований потребителей к КЭ.

В качестве пунктов контроля ОН выбирают шины центра питания и границы раздела электрических сетей электроснабжающей организации с характерными потребителями. Длительность измерений при контроле ОН должна составлять: для предприятий с пятидневной рабочей неделей и узлов ЭЭС – не менее одних рабочих и одних нерабочих суток; для предприятий с непрерывным производством – не менее одних суток; во всех остальных случаях – не менее двух рабочих и одних нерабочих суток. При наличии телемеханизированного диспетчерского пункта нужно реализовать постоянное телеизмерение напряжений на контролируемых пунктах.

При нестабильном графике нагрузки необходим эпизодический контроль ОН на шинах наиболее ответственных потребителей.

В качестве пунктов контроля КН выбираются крупные подстанции

предприятий; измерения производятся на шинах высшего напряжения ГПП и ПГВ при подключении новых резкопеременных нагрузок, а также изменении схемы коммутации или технологических режимов потребителей с резкопеременной нагрузкой (например, при изменении температурного режима прокатки; при введении новых технологических карт и т.д.). Рекомендуются следующая продолжительность измерений:

в электрических сетях с ДСП – 30 мин в период наибольших нагрузок (период расплавления);

в электрических сетях с установками электродуговой и контактной сварки – 30 мин в наиболее характерный период;

в электрических сетях с обжимными прокатными станами – 10–12 циклов прокатки;

в электрических сетях жилых и общественных зданий – 1 ч в период возникновения КН;

в остальных случаях – 1 сут.

ГОСТ 13109-97 рекомендует устанавливать общую продолжительность измерений всех ПКЭ за исключением ПН, импульсов напряжения и временных перенапряжений 7 сут. с обязательным включением в этот период характерных рабочих и выходных дней.

Для контроля качества электрической энергии на предприятиях используется измерительно-вычислительный комплекс ИВК «Омск», который предназначен для измерения таких ПКЭ, как отклонение напряжения, коэффициент искажения синусоидальности и коэффициент ν -й гармонической составляющей напряжения, коэффициент несимметрии напряжений, с абсолютной погрешностью не более 0,2 единиц измеряемого значения. Прибор позволяет также строить гистограммы ПКЭ и получать значения относительного времени превышения нормального допускаемого T_1 , %, и предельного допускаемого T_2 , %, значений для каждого показателя, измеряемого за сутки. По данным гистограммы определяются математическое ожидание и дисперсия ПКЭ.

Оперативно контролировать основные ПКЭ в различных точках СЭС предприятия позволяют переносные multifunctional программируемые приборы контроля КЭ ППКЭ-7-50 и ППКЭ-2-50. Прибор ППКЭ-1-50 предназначен для измерения отклонения частоты, отклонения напряжения, коэффициента несинусоидальности, коэффициентов ν -й гармонической составляющей напряжения, коэффициентов несимметрии напряжения, а ППКЭ-2-50 – для измерения длительности провалов напряжения, экстремальных значений провалов и перенапряжений, амплитуды и длительности импульсов напряжения.

Житомирским ПО «Электроизмеритель» с 1985 г. выпускаются приборы, предназначенные для измерения отдельных ПКЭ, которые помимо цифровых индикаторов измеряемых величин имеют аналоговые выходы, позволяющие подключать к ним самописцы или специальное устройство по статистической обработке информации. В состав приборов входят: Ф4340 – измеритель установившихся отклонений напряжений прямой последовательности основной частоты и коэффициента несимметрии напряжений обратной последовательности; 43203 – измеритель установившегося отклонения

напряжения; 43204 – измеритель напряжений и токов обратной и нулевой последовательности в трехфазной сети и узлов их сдвига; 43250 – измеритель коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения и коэффициентов v -й гармонической составляющей напряжения; 43401 – измеритель статистических характеристик сигналов, поступающих с четырех вышеперечисленных приборов. С помощью прибора можно получить гистограмму ПКЭ по 16-ти интервалам, математическое ожидание и среднеквадратическое отклонение показателей с интервалом дискретизации измерения – 0,2 с и продолжительностью непрерывной работы – до 3-х суток.

Анализатор качества электрической энергии ЭРИС-КЭ [48], разработанный в Московском энергетическом институте, представляет собой энергетическую расчетно-информационную систему для контроля качества и учета электроэнергии. Анализатор является специализированным компьютером и позволяет измерять не только несимметрию, несинусоидальность напряжения, отклонения частоты, но также и кратковременную и длительную дозы фликера, коэффициент временного перенапряжения, импульсные напряжения. Кроме контроля ПКЭ прибор ЭРИС-КЭ также измеряет полную, активную и реактивную мощности по каждой гармонике, а также мощности, обусловленные токами обратной и нулевой последовательностей, что позволяет использовать его при определении виновника искажений.

Работа анализатора параметров режима электрической сети DRANETZ PP1-8000 производства США основана на комплексной оценке параметров режима электрической сети с применением микропроцессорной обработки сигнала. Прибор позволяет регистрировать параметры установившихся и переходных режимов электрической сети: коэффициент мощности, частоту сети, коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения и тока, коэффициент v -й гармонической составляющей напряжения и тока до 50-й включительно. Прибором также отображаются в графическом виде векторные диаграммы, осциллограммы и спектральный состав напряжений и токов.

Литература

- Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях, Энергоатомиздат, 2000
- Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях, Энергоатомиздат, 2005
- Жежеленко И.В., Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий, Энергоатомиздат, 2004