

Министерство образования и науки Российской Федерации
Южно-Уральский государственный университет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

621.311
Е804

А.М. Ершов

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 2
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ.
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Курс лекций

Челябинск
Издательский центр ЮУрГУ
2018

УДК [658.26]: 621.31](075.8) + 621.311(075.8)
Е804

Одобрено
учебно-методической комиссией энергетического факультета

Рецензенты:
Ю.П. Ильин, А.В. Млоток

Ершов, А.М.

Е804 Системы электроснабжения. Часть 2: Электрические нагрузки. Компенсация реактивной мощности: курс лекций / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2018. – 230 с.

Приведён обзор основных видов электроприёмников и их характерных параметров с позиции влияния на систему электроснабжения промышленного предприятия.

Рассмотрены характеристики электрических нагрузок, методы расчёта трёхфазных и однофазных нагрузок, используемые для промышленных предприятий и городов.

Содержатся теоретические положения по компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий, рассматривается методика выбора устройств компенсации реактивной мощности.

Предназначено для студентов, обучающихся по профилю подготовки бакалавров «Системы электроснабжения».

УДК [658.26: 621.31](075.8) + 621.311(075.8)

© Издательский центр ЮУрГУ, 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| 1. ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ | |
| 1.1. Характерные электроприёмники | 7 |
| 1.2. Характеристики потребителей электроэнергии | 9 |
| 1.3. Электрические двигатели | |
| 1.3.1. Общая характеристика электродвигателей | 13 |
| 1.3.2. Электродвигатели общепромышленных установок | 15 |
| 1.3.3. Электродвигатели металлургических заводов | 16 |
| 1.3.4. Прокатные станы | 17 |
| 1.3.5. Электродвигатели горных предприятий | 20 |
| 1.4. Дуговые электрические печи | |
| 1.4.1. Дуговые сталеплавильные печи | 21 |
| 1.4.2. Рудно-термические печи | 24 |
| 1.4.3. Электрошлаковые печи | 25 |
| 1.4.4. Другие разновидности дуговых печей и установок | 26 |
| 1.5. Индукционные печи и установки | 27 |
| 1.6. Установки диэлектрического нагрева | 29 |
| 1.7. Электрические печи сопротивления и установки прямого нагрева | 29 |
| 1.8. Электронно-лучевые печи | 31 |
| 1.9. Электросварочные установки | 31 |
| 1.10. Электролизные установки | 35 |
| 1.11. Установки электрофизической обработки материалов | 36 |
| 1.12. Электрическое освещение | 38 |
| 1.13. Электроснабжение городов | 40 |
| 2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ | |
| 2.1. Графики электрических нагрузок | |
| 2.1.1. Назначение и классификация графиков нагрузок | 42 |
| 2.1.2. Индивидуальные графики нагрузок | 46 |
| 2.1.3. Групповые графики нагрузок | 48 |
| 2.2. Определения электрических нагрузок | |
| 2.2.1. Номинальная мощность | 50 |
| 2.2.2. Средние нагрузки | 52 |
| 2.2.3. Среднеквадратичные нагрузки | 54 |
| 2.2.4. Максимальные нагрузки | 56 |
| 2.2.5. Расчётные нагрузки | 56 |
| 2.2.6. Понятие о максимуме средней нагрузки | 57 |
| 2.2.7. Характеристики годовых упорядоченных графиков электрических нагрузок по продолжительности | 59 |
| 2.3. Коэффициенты, характеризующие электрические нагрузки и их графики | 64 |
| 2.3.1. Коэффициент использования | 65 |

| | |
|--|-----|
| 2.3.2. Коэффициент включения | 65 |
| 2.3.3. Коэффициент загрузки | 66 |
| 2.3.4. Коэффициент формы графика нагрузки | 67 |
| 2.3.5. Коэффициент расчётной нагрузки | 68 |
| 2.3.6. Коэффициент спроса | 72 |
| 2.3.7. Коэффициент заполнения графика нагрузок | 73 |
| 2.3.8. Коэффициент одновременности максимумов нагрузок . . | 73 |
| 3. МЕТОДЫ РАСЧЁТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК | |
| 3.1. Общие положения | 75 |
| 3.2. Определение расчётной нагрузки по удельным показателям производства | 75 |
| 3.3. Определение расчётной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса | 77 |
| 3.4. Определение расчётной нагрузки по средней нагрузке и ко- эффициенту формы | 78 |
| 3.5. Метод упорядоченных диаграмм | 78 |
| 3.6. Определение пиковых нагрузок | 79 |
| 3.7. Расчёт электрических нагрузок на различных ступенях систе- мы электроснабжения | 82 |
| 3.8. Методика расчёта электрических нагрузок по цеху | 86 |
| 3.9. Методика расчёта электрических нагрузок по предприятию . . | 93 |
| 3.10. Определение электрических нагрузок от однофазных элект- роприёмников | |
| 3.10.1. Характеристики однофазных нагрузок | 98 |
| 3.10.2. Определение условной трёхфазной нагрузки от одно- фазных электроприёмников | 102 |
| 3.10.3. Методика расчёта электрических нагрузок от однофаз- ных электроприёмников | 104 |
| 3.11. Учет роста электрических нагрузок во времени | 108 |
| 4. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГОРОДСКИХ ЭЛЕК- ТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ | |
| 4.1. Нагрузки электрических сетей и уровни электропотребления . | 110 |
| 4.2. Электрические нагрузки жилых зданий | 114 |
| 4.3. Электрические нагрузки общественных зданий | 119 |
| 4.4. Электрические нагрузки распределительных линий до 1 кВ . . | 122 |
| 4.5. Электрические нагрузки сетей 6–10 кВ и ЦП | 126 |
| 5. ПОТРЕБИТЕЛИ И ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ . | 130 |
| 5.1. Понятие о реактивной мощности | 131 |
| 5.2. Особенности передачи реактивной мощности по электриче- ским сетям | 132 |
| 5.3. Эффективность компенсации реактивной мощности | 134 |
| 5.4. Коэффициент изменения потерь активной мощности | 137 |
| 5.5. Потребители реактивной мощности | 138 |

| | |
|---|-----|
| 5.5.1. Асинхронные электродвигатели | 139 |
| 5.5.2. Силовые трансформаторы | 142 |
| 5.5.3. Электротехнологические установки | 143 |
| 5.5.4. Преобразовательные установки | 145 |
| 5.5.5. Потребители реактивной мощности в СЭС со специфическими нагрузками | 146 |
| 5.6. Источники реактивной мощности | 147 |
| 5.6.1. Энергосистема и ТЭЦ | 149 |
| 5.6.2. Синхронные компенсаторы | 149 |
| 5.6.3. Синхронные двигатели | 150 |
| 5.6.4. Статические конденсаторы | 157 |
| 5.6.5. Силовые резонансные фильтры | 163 |
| 5.6.6. Статические тиристорные компенсаторы | 166 |
| 5.6.7. Полупроводниковые преобразователи | 169 |
| 5.6.8. Воздушные и кабельные линии, токопроводы | 172 |
| 5.6.9. Сравнение характеристик различных источников реактивной мощности | 172 |
| 5.6.10. О регулировании реактивной мощности на промышленном предприятии | 174 |
| 6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ | |
| 6.1. Общие положения | 176 |
| 6.2. Исходные положения для определения мощности компенсирующих устройств | 177 |
| 6.3. Расчётные затраты | |
| 6.3.1. Затраты на генерацию реактивной мощности | 179 |
| 6.3.2. Затраты на передачу реактивной мощности по сети | 182 |
| 6.4. Метод определения оптимальной мощности компенсирующих устройств | 183 |
| 6.5. Расчёт мощности компенсирующих устройств для различных схем электроснабжения | 186 |
| 6.5.1. Радиальная схема | 187 |
| 6.5.2. Магистральные схемы | 189 |
| 6.5.3. Радиально-ступенчатая схема | 193 |
| 6.5.4. Схема с несколькими распределительными пунктами | 196 |
| 6.5.5. Определение мощности основной группы БК, подключаемой к трансформаторам ТП со стороны низшего напряжения | 197 |
| 6.6. Определение мощности БК, подключаемой к секции СШ ГПП | 197 |
| 6.7. Определение множителя Лагранжа | 199 |
| 6.8. Определение резервной реактивной мощности предприятия | 202 |
| 7. ПРИМЕР РАСЧЁТА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ | |
| 7.1. Порядок расчёта | 204 |

| | |
|--|-----|
| 7.2. Выбор расчётной схемы | 205 |
| 7.3. Определение расчётных затрат на генерацию реактивной мощности | 209 |
| 7.4. Определение оптимальной мощности ИРМ | |
| 7.4.1. Источники, подключённые к секции 1СШ ГПП | 214 |
| 7.4.2. Источники, подключённые к секции 1СШ РП1 | 218 |
| 7.4.3. Источники, подключённые к секции 1СШ РП2 | 220 |
| 7.4.4. Определение мощности БК, подключенной к секции 1СШ ГПП | 222 |
| 7.4.5. Определение множителя Лагранжа | 225 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 227 |

1. ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1. Характерные электроприёмники

Приёмником электрической энергии – электроприёмником (ЭП) называется электрическая часть производственной установки, получающей электрическую энергию (ЭЭ) от какого-либо источника и преобразующей её в механическую, тепловую, химическую, световую энергию, в энергию электростатического, электромагнитного поля или в другие виды энергии.

По технологическому назначению ЭП классифицируются в зависимости от вида энергии, в которую данный ЭП преобразует ЭЭ: электродвигатели приводов машин и механизмов; электротермические установки; электросварочные установки; электролизные установки; устройства электрофизической и электрохимической обработки материалов; электрическое освещение и др.

Для получения представления о потреблении ЭЭ различными отраслями и характерными ЭП рассмотрим несколько таблиц со статистическими данными.

Потребление ЭЭ по отраслям народного хозяйства показано в табл. 1.1.

Таблица 1.1

| Отрасль народного хозяйства | Потребление ЭЭ, млрд. кВт·ч | | |
|-----------------------------------|-----------------------------|--------|------|
| | 1980 | 1985 | 1990 |
| Промышленность | 688 | 794 | 911 |
| Строительство | 26,2 | 29,3 | 31 |
| Транспорт | 102,7 | 120,7 | 159 |
| Сельское хозяйство | 111 | 145,7 | 210 |
| Коммунально-бытовые нужды городов | 155 | 193 | 235 |
| Полезный отпуск ЭЭ потребителям | 1082,9 | 1282,1 | 1546 |

В табл. 1.2 показано потребление ЭЭ по важнейшим отраслям промышленности. В табл. 1.3 и 1.4 приведены ориентировочные данные о соотношении нагрузок ЭП на предприятиях разных отраслей промышленности [14].

При анализе табл. 1.3 и 1.4 видно, что электродвигатели переменного тока являются основным видом ЭП в промышленности, на долю которого приходится около 2/3 суммарной мощности. Электротермия, электросварка, электролиз, электроосвещение и прочие ЭП составляют около 1/3 суммарной промышленной нагрузки.

На современных промышленных предприятиях (ПП) в целях интенсификации и оптимизации производственных процессов и повышения производительности труда внедряются новые электротехнологические установ-

ки, режим электроснабжения которых усложнен резкопеременным характером нагрузки, нелинейностью вольтамперных характеристик несимметричной нагрузки. Показатели работы системы электроснабжения (СЭС) ухудшаются тем больше, чем выше мощность таких ЭП.

Таблица 1.2

| Отрасль народного хозяйства | Потребление ЭЭ, млрд. кВт·ч | | |
|---|-----------------------------|-------|------|
| | 1980 | 1985 | 1990 |
| Всего по промышленности | 688 | 794 | 911 |
| В том числе: | | | |
| Чёрная металлургия | 115,2 | 131,7 | 150 |
| Цветная металлургия | 106,6 | 119,5 | 132 |
| Химическая и нефтеперерабатывающая промышленность | 101,6 | 115 | 131 |
| Машиностроение и металлообработка | 107,9 | 124,1 | 147 |
| Топливная промышленность | 76,9 | 96,7 | 118 |
| Остальные отрасли | 179,8 | 208 | 233 |

Таблица 1.3

| Отрасли промышленности | Потребление ЭЭ, % | | | | | |
|------------------------|--------------------------|------|---------------------|------|-------------------------------|------|
| | на технологические нужды | | электро-двигателями | | на освещение и потери в сетях | |
| | 1980 | 1985 | 1980 | 1985 | 1980 | 1985 |
| Чёрная металлургия | 27,5 | 27,8 | 64,5 | 64,5 | 8 | 7,7 |
| Цветная металлургия | 65,6 | 65,1 | 28,6 | 29,2 | 5,8 | 5,7 |
| Химическая | 25,7 | 24,5 | 68,0 | 69,4 | 6,3 | 6,1 |
| Топливная | 2,4 | 1,7 | 92,7 | 93,8 | 4,9 | 4,6 |
| Машиностроение | 38,6 | 39,2 | 50,2 | 49,6 | 11,2 | 11,2 |
| Электротехническая | 49,1 | 48,5 | 38,6 | 41,8 | 12,3 | 9,7 |
| Автомобильная | 54,8 | 52,8 | 33,1 | 34,5 | 12,1 | 12,7 |

Наиболее мощными и широко распространёнными в промышленности ЭП с усложнённым режимом электропотребления являются дуговые сталеплавильные электропечи, прокатные станы и электросварочные установки. В СЭС с этими ЭП возникают отклонения напряжения, колебания напряжения и частоты, несинусоидальность формы кривой напряжения, несимметрия фазных и линейных напряжений и токов, в этих условиях резко ухудшаются условия работы не только указанных ЭП, но и нарушается режим работы «спокойных» нагрузок, часть которых чувствительна к ЭЭ плохого качества.

Таблица 1.4

| Отрасли народного хозяйства | Соотношение нагрузок ЭП, % | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|-----------------------|-------|-----------|--------------|--------------------|--------|-------------|-----------------|
| | Синхронные двигатели 6–10 кВ | Асинхронные двигатели | | Освещение | Печи дуговые | Печи сопротивления | Сварка | Выпрямители | Прочая нагрузка |
| | | 6–10 кВ | 380 В | | | | | | |
| Металлургия | 25 | 10 | 37 | 3 | 4 | 7 | 3 | 11 | – |
| Горная промышленность | 21 | 21 | 47 | 5 | – | – | – | – | 6 |
| Химическая промышленность | 40 | 24 | 29 | 2 | – | 2 | 1 | 2 | – |
| Лёгкая промышленность | – | 6 | 78 | 12 | – | – | – | – | 12 |
| Машиностроение | 8 | 5 | 52 | 5 | 7 | 8 | 14 | 3 | – |
| Нефтедобывающая промышленность | 8 | 48 | 30 | 5 | – | – | – | – | 9 |
| Газовая промышленность | 40 | 58 | – | 2 | – | – | – | – | – |
| Нефтеперерабатывающая промышленность | 26 | 18 | 50 | 2 | – | – | – | – | – |

1.2. Характеристики потребителей электроэнергии

Все электроприёмники ПП имеют свои характерные особенности и показатели, которые определяют условия электроснабжения потребителей. К ним относятся:

1. Номинальная (установленная) мощность – это основной характерный показатель ЭП. Для электроприводов с двигателями асинхронными или постоянного тока номинальные мощности измеряют в кВт. Для синхронных двигателей указывают полную мощность, потребляемую из сети в кВт·А, и коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Под номинальной мощностью электротехнологических установок подразумевают полную мощность в кВт·А питающих их трансформаторов. Для двигателей-генераторов, различного вида, преобразователей рода тока принимают номинальную мощность, потребляемую из сети в кВт или кВт·А. Для ЭП с повторно-кратковременным режимом работы за номинальную мощность принимают мощность, приведенную к продолжительному периоду работы. Для сварочных аппаратов кроме номинальной мощности вводят номинальный ток электрической дуги в А.

2. Род тока. Основным током в электроустановках ПП является переменный трехфазный или однофазный ток, которым питается большая часть

ЭП. ЭП постоянного тока, как правило, получают энергию от преобразователей переменного тока в постоянный, вследствие чего ЭЭ постоянного тока всегда дороже ЭЭ переменного тока и ее применение должно быть технически и экономически обосновано. В СЭС сами преобразователи рода тока являются потребителями переменного тока.

3. Напряжение. Согласно действующему ГОСТ 29322-2014 для распределения ЭЭ на ПП применяются следующие классы напряжений: однофазного переменного тока – 6, 12, 27, 40, 60, 110 и 220 В; трёхфазного переменного тока – 40, 60, 220, 380 и 660 В, 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220 и 330 кВ; постоянного тока – 6, 12, 27, 48, 60, 110, 220 и 440 В. Системы переменного трёхфазного тока напряжением 380, 660 В и 220 кВ согласно ПУЭ выполняют с заземленной нейтралью, напряжением 110 кВ – с заземлённой или эффективно заземлённой нейтралью, а системы с промежуточными классами напряжений 6–35 кВ – с изолированной, компенсированной или резистивно заземлённой нейтралью.

4. Частота тока. Стандартной промышленной частотой в Российской Федерации, в странах Европы, Азии и Африки является частота 50 Гц. В США первоначально была неудачно выбрана частота 25 Гц. Эта частота малопригодна для освещения (резче проявляется стробоскопический эффект, например, люминесцентных ламп, ртутно-дуговых и др.), для привода она может дать максимальную частоту вращения 1500 об/мин. Впоследствии в США была введена частота 60 Гц, которая принята в странах Северной и Южной Америки. Международная электротехническая комиссия признает стандартными обе частоты – 50 и 60 Гц. Электродвигатели, изготовленные для частоты 60 Гц, могут работать в сети с частотой 50 Гц, но напряжение питания должно быть понижено пропорционально частоте (при снижении частоты уменьшается индуктивное сопротивление двигателей, следовательно, нужно уменьшать напряжение для сохранения тока и нагрева двигателя). Электродвигатели, изготовленные для частоты 50 Гц, в сети с частотой 60 Гц работать не могут – нужны преобразователи частоты. Трансформаторы и коммутационные аппараты могут работать как в сети с частотой 50 Гц, так и 60 Гц.

В промышленности применяют пониженные частоты (0,5–1,5 Гц для электромагнитного перемешивания стали в электропечах; 2–5 Гц – для контактной электросварки; 10–40 Гц – для питания прокатных станов) и повышенные частоты (до 200 Гц – для питания высокочастотного электроинструмента; до 400 Гц – для привода деревообрабатывающих станков, работающих с частотами вращения до 20000 об/мин; 500–10000 Гц – для индукционного сквозного нагрева; 2–400 кГц – в установках поверхностного нагрева металлов; 100 кГц–100 МГц – для диэлектрического нагрева неметаллических материалов).

5. Режимы работы. Для электродвигателей и трансформаторов по нагреву установлена следующая классификация режимов:

а) *длительный режим*, при котором температура ЭП возрастает по экспоненте и устанавливается постоянной в зависимости от нагрузки через время, равное примерно трём постоянным времени нагрева;

б) *кратковременный режим* с неустановившейся температурой нагрева и охлаждения после рабочего цикла до температуры окружающей среды;

в) *повторно-кратковременный режим*, при котором температура повышается во время работы, но нагрев не превосходит допустимого значения и снижается во время пауз, но охлаждение не достигает температуры окружающей среды. Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения (ПВ), в процентах или долях единицы

$$\text{ПВ}_{\%} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{о}} + t_{\text{в}}} \cdot 100 = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} \cdot 100, \quad (1.1)$$

где $t_{\text{в}}$ – время включения; $t_{\text{о}}$ – время отключения (паузы); $t_{\text{ц}}$ – время цикла.

Время цикла не должно превышать 10 мин, ГОСТ устанавливает следующие стандартные значения ПВ: 15, 25, 40 и 60 %. Мощность ЭП, приведенную к ПВ = 100 %, определяют

$$P_{\text{НОМ.}\%} = P_{\text{НОМ}} \sqrt{\frac{\text{ПВ}_{\%}}{100}} = P_{\text{НОМ}} \sqrt{\text{ПВ}}, \quad (1.2)$$

где ПВ – повторно-кратковременный режим, измеряемый в долях единицы.

6. Степень бесперебойности электроснабжения. С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения ЭП делят на три категории:

1-я категория – это ЭП, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей; значительный ущерб народному хозяйству; повреждение дорогостоящего оборудования; массовый брак продукции; расстройство сложного технологического процесса. Кроме того, из состава ЭП 1-й категории выделяется *особая группа ЭП*, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования;

2-я категория – это ЭП, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов, промышленного транспорта;

3-я категория – это все остальные ЭП, не подходящие под определения 1-й и 2-й категорий.

ЭП первой категории должны обеспечиваться ЭЭ от двух независимых взаимно резервируемых источников ЭЭ и перерыв их электроснабжения

при выходе из работы одного из источников допустим лишь на время автоматического восстановления питания. Для электроснабжения особой группы ЭП 1-й категории предусматривается дополнительное питание от 3-го независимого взаимно резервируемого источника питания.

ЭП 2-й категории рекомендуется обеспечивать ЭЭ от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения допускается на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала.

Для ЭП 3-й категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что время восстановления повреждённого элемента СЭС не превышает одних суток.

7. Удельный расход ЭЭ. Используется в расчетах, связанных с определением электрических нагрузок, расходов и потерь ЭЭ, для перспективного планирования. Удельный расход ЭЭ измеряется в кВт·ч на единицу выпускаемой продукции

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{\Pi}, \quad (1.3)$$

где W – количество потребленной ЭЭ на производство некоторого вида продукции Π .

Фактический расход ЭЭ на производство единицы продукции принято называть удельным расходом, а плановый расход – нормой расхода. Нормированию подлежит весь расход ЭЭ на основные и вспомогательные производственно-бытовые нужды (отопление, вентиляцию, освещение, водоснабжение и др.), включая потери в сети. Основная задача нормирования – обеспечить применение при планировании и производстве технически и экономически обоснованных, прогрессивных норм расхода ЭЭ для осуществления режима её экономии, рационального распределения и наиболее эффективного использования. При анализе удельных расходов ЭЭ и их нормировании используются индивидуальные и групповые, технологические и общепроизводственные нормы расхода.

Характерным показателем является также *электровооружённость труда*, выраженная количеством кВт·ч (W), приходящихся в год на одного рабочего (N)

$$W_{\text{э.в}} = \frac{W}{N}. \quad (1.4)$$

8. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$, характеризующий отношение потребления реактивной мощности к активной какого-либо ЭП

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q}{P}. \quad (1.5)$$

9. Графики электрических нагрузок. Электропотребление в целом характеризуется графиком электрических нагрузок. Большинство ЭП являются потребителями не только активной, но и реактивной мощности. Поэтому для характеристики режимов электропотребления используются графики активной $P(t)$ и реактивной $Q(t)$ нагрузки и обобщающий их график изменения полной нагрузки $S(t)$.

Изменения электрической нагрузки ЭП в большинстве случаев носят случайный характер. Для оценки графиков электрической нагрузки используется система статистических показателей, основными из которых являются: среднее значение нагрузки; коэффициент включения; коэффициент максимума; коэффициент формы графика; коэффициент использования номинальной мощности и др.

10. Влияние на качество ЭЭ. Режимы работы ЭП весьма разнообразны. Имеется большое число ЭП с резкопеременным, импульсным, несинусоидальным и несимметричным характером нагрузки. Это приводит к тому, что эти ЭП оказывают влияние на качество ЭЭ в питающей системе электроснабжения. Поэтому при проектировании и эксплуатации СЭС необходимо знать, как ЭП влияют на качество ЭЭ и предусматривать мероприятия по устранению или уменьшению этого влияния на другие потребители ЭЭ.

1.3. Электрические двигатели

1.3.1. Общая характеристика электродвигателей

Электродвигатели (ЭД) применяют в приводах различных производственных механизмов на всех ПП. Электропривод представляет собой комплекс электрических машин, аппаратов и систем управления, в котором ЭД конструктивно связаны с исполнительным механизмом и преобразуют ЭЭ в механическую работу [14]. Электроснабжение приводов выполняют с учетом их параметров, процесса работы и производственных условий.

Исполнительные производственные механизмы требуют постоянной и регулируемой частоты вращения. Это требование является определяющим при выборе типа ЭД. В условиях, не требующих регулирования частоты вращения, применяют исключительно электроприводы переменного тока – асинхронные (АД) и синхронные (СД) двигатели.

Широкому использованию АД способствуют их невысокая стоимость, простота конструкции и надежность в эксплуатации. В то же время СД обладают следующими существенными преимуществами: высокая перегрузочная способность и повышенная устойчивость при снижении напряжения питающей сети благодаря применению автоматического возбуждения; способность компенсировать реактивную мощность с меньшими затрата-

ми, чем для конденсаторных батарей; более высокий КПД. Благодаря этим преимуществам в настоящее время СД чаще применяют там, где раньше использовали АД.

Для нерегулируемых приводов технико-экономическим сравнением по условиям электроснабжения и стоимости привода установлена наиболее экономическая область применения АД и СД в зависимости от напряжения питания [14]. При напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт экономичнее применять АД, а, выше 100 кВт – СД; при напряжении 6 кВ и мощности до 300 кВт – АД, выше 300 кВт – СД; при напряжении 10 кВ и мощности до 400 кВт – АД, выше 400 кВт – СД. АД с фазным ротором применяются в мощных электроприводах с маховиком и с тяжелыми условиями пуска.

Диапазон номинальных мощностей ЭД напряжением выше 1 кВ составляет от нескольких сотен кВт до единиц и десятков МВт, АД имеют диапазон мощностей от 330 до 8000 кВт. Для приводов преобразовательных агрегатов экскаваторов используются СД мощностью немногим более 100 кВт, а для привода воздуходувок доменного производства – СД номинальной мощностью до 31,5 МВт. В ближайшем будущем ожидается появление СД мощностью 60 МВт.

При необходимости широкого, плавного изменения частоты вращения применяют основном приводы постоянного тока. Преобразование ЭЭ переменного тока в постоянный ток для питания соответствующих ЭЭ требует капитальных затрат на установку преобразовательных агрегатов и аппаратуры их управления, а также эксплуатационных расходов на их обслуживание и на потери ЭЭ. Поэтому стоимость СЭС и удельная стоимость ЭЭ на постоянном токе выше, чем на переменном токе. ЭД постоянного тока стоят дороже, чем АД и СД. Но регулируемые приводы постоянного тока являются технологически эффективными в таких случаях, когда требуется быстрое изменение частоты вращения или реверсирования ЭД, например, на прокатных станах металлургических заводов.

Выпуск и применение в электроприводе вентильных преобразователей с регулируемой частотой увеличивается с каждым годом. Это обусловлено следующими преимуществами этих преобразователей по сравнению с электромашинными агрегатами: большая надежность, высокий КПД, быстроедействие, небольшие габариты и масса, более низкая стоимость. Но при всей эффективности вентильные преобразователи являются одним из основных источников ухудшения качества ЭЭ, особенно несинусоидальности напряжения.

1.3.2. Электродвигатели общепромышленных установок

Из многообразия производственных механизмов можно выделить несколько характерных групп, в которых используются ЭД [16]:

1. Вентиляторы, насосы водо- и газоснабжения, компрессоры, транспортёры, конвейеры. ЭД таких установок работают в продолжительном режиме. Эти ЭД относят, как правило, к 1-й категории, поскольку, перерыв их питания может повлечь за собой опасность для жизни людей, нарушение технологического процесса производства или повреждение оборудования. Например, отключение вентиляции в цехах химических производств требует эвакуацию людей из помещений и, следовательно, остановку производства. Кратковременный перерыв электроснабжения компрессорной, снабжающей сжатым воздухом литейный цех машиностроительного завода, приводит к остановке этого цеха.

2. Подъёмно-транспортные механизмы: краны, тельферы, лебедки и др. Для этих механизмов характерен повторно-кратковременный режим работы с ПВ до 25 %. По надёжности электроснабжения их относят обычно к 1-й и 2-й категориям – в зависимости от роли в технологическом процессе. Если не требуется регулирование скорости движения, то используют АД мощностью 10–150 кВт с коэффициентом реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,7\text{--}3$. На кранах большой мощности, требующих глубокое и плавное регулирование скорости, применяют ЭД постоянного тока мощностью 3–150 кВт.

3. Станочное оборудование машиностроительных предприятий. ЭД металлообрабатывающих станков, как правило, имеют продолжительные режимы работы с ПВ до 100 %. Используют АД мощностью 0,06–400 кВт и ЭД постоянного тока мощностью 0,37–55 кВт.

Для прессового, штамповочного, обжимного оборудования, кривошипных ножниц и др. характерен весьма неравномерный расход энергии за цикл. Кривая изменения мгновенной мощности характеризуется кратковременными повышенными затратами энергии и достаточно длительными циклами расхода энергии. Для приводов таких механизмов используют маховичковый привод, состоящий из АД или двигателя постоянного тока и маховика. В период нагрузки энергию отдаёт не только ЭД, но маховик, которые при этом теряют набранную первоначальную частоту вращения. В остальное время цикла идёт восполнение энергии ЭД и маховиком – восстановление частоты вращения. Применение АД или ЭД постоянного тока совместно с маховиком удорожает установку и усложняет её эксплуатацию. Частота вращения АД при ударной нагрузке остаётся практически неизменной, поэтому их часто используют в механизмах с ударной нагрузкой металлургических и машиностроительных предприятий.

1.3.3. Электродвигатели металлургических заводов

Металлургический завод является крупным потребителем ЭЭ с развитым электрохозяйством и сложным электрооборудованием [45]:

1. Краны. На рудных дворах и угольных складах используют грейферные мостовые перегружатели; на шихтовых дворах – магнитно-грейферные краны, предназначенные для подготовки и транспортировки шихты. Наиболее крупными и ответственными являются заливочные и разливочные краны грузоподъемностью до 500 т. В цехах широко используют мостовые краны. Максимальная величина суммарной мощности кранов достигает 1000 кВт и более при установленной мощности отдельного электропривода 600 кВт и более; напряжение питания кранов 380 В и 10 кВ. Основным типом электродвигателя металлургического крана является асинхронный с фазным ротором. Реже используют привод постоянного тока. Электрический ток на движущийся кран подают с помощью троллеев, по которым скользят токосъемные устройства.

2. Производство агломерата и окатышей. Агломерацией называют процесс окускования руды, смешанной с коксом и различными добавками (известняком, мелом, доломитом и др.) путём спекания. В последнее время агломерат интенсивно вытесняется новым прогрессивным видом сырья – окатышами. Окатышивание – это процесс получения окатышей из влажных концентратов в грануляторах с последующей сушкой и упрочняющим обжигом в обжиговых машинах.

Для приводов механизмов агломерационных и обогатительных фабрик используют в основном АД с короткозамкнутым ротором. АД с фазным ротором применяют для привода конвейеров большой протяженности и дробилок. Для привода аглоэксгаустеров, дымососов, мощных вентиляторов используют СД мощностью до 3000 кВт. Для привода механизмов, требующих регулирования скорости: агломерационных и обжиговых машин, охладителей, смесителей, питателей и т. п., используют ЭД постоянного тока мощностью до 85 кВт.

3. Доменные цехи. В доменных цехах выплавляют чугун из железорудных окатышей и агломерата. Современный доменный цех включает несколько печей, отделение приёмных бункеров, систему подачи шихты, литейный двор, воздухоочистки и др. Доменная печь является крупным электроприёмником ЭЭ. Современную печь объёмом 3200 м³ обслуживают около 400 электрифицированных механизмов с общей установленной мощностью около 24000 кВт, из которой СД составляют 14000 кВт, АД – 4800 кВт.

4. Сталеплавильные цехи. Современный сталеплавильный цех состоит из миксерного, конверторного отделений, отделения машин непрерывного литья заготовок, кислородной, дымососной, вентиляционной станций и др. В состав миксерного отделения входят два-три стационарных миксера

(служат для временного хранения жидкого чугуна) со вспомогательным оборудованием – дымососами, машинами перекачивания шлака, заливочными кранами, чугуновозами и т. п. В цехах с конверторами (предназначены для выплавки стали из жидкого чугуна) ёмкостью 130–150 т используют стационарные миксеры ёмкостью до 1300 т, а в цехах с 350 т конверторами – миксеры ёмкостью до 2500 т. Производительность конверторного цеха с тремя конверторами ёмкостью 350–400 т достигает 8–10 млн. т стали в год, а в трёх его основных отделениях – конверторном, миксерном и непрерывного литья, установлено более 2000 ЭД суммарной мощностью около 100 МВт.

Современная машина непрерывного литья для отливки слябов производительностью до 3 млн. т в год представляет собой многодвигательный агрегат с суммарной мощностью до 16000 кВт; общее число ЭД составляет около 800; число регулируемых полупроводниковых преобразователей – около 100. Большинство приводов машин непрерывного литья требуют широкого и плавного регулирования скорости в диапазоне до 20:1, а отдельные механизмы требуют синхронизации скоростей с точностью не ниже 2 %.

1.3.4. Прокатные станы

Прокатные производства выпускают изделия самых разнообразных профилей; рельс, проволоку, лист, колеса, шары и пр. Различают виды прокатных станов: блюминги, слябинги и установки непрерывной разливки стали [14, 45]. Технологический процесс, определяющий режим электропотребления наиболее мощных сортопрокатных и листопрокатных цехов, начинается с нагрева слитков, получаемых из плавильных цехов. Слитки массой 10–40 т нагревают и затем прокатывают в мощном реверсивном стане в блюмы квадратного сечения и в слябы прямоугольного сечения.

Блюминг – реверсивный стан горячего проката, имеющий, как правило, два рабочих горизонтальных валка, которые прокатывают сильно нагретый металл многократно (до 20-ти раз и более), изменяя направление вращения валков. Результат проката – блюмы (блюмсы) – в основном заготовки, для непрерывных станов горячего проката или для различных сортопрокатных и трубных станов.

Слябинг – реверсивный стан горячего проката, имеющий в отличие от блюминга кроме основных рабочих горизонтальных валков еще и вертикальные валки. Число проката одного слитка может превосходить 20. Результат прокатки – слябы – заготовки для листопрокатного и сортопрокатного производства.

В последнее время заготовки для непрерывных станов горячего проката получают на установках непрерывной разливки стали. Поэтому блюминги

и слябинги практически больше строить не будут. Однако существующие блюминги и слябинги будут работать на металлургических заводах ещё длительное время. Поэтому изучать режимы их работы необходимо особенно с точки зрения влияния на питающую сеть.

Непрерывные станы горячего проката служат для прокатки нагретых блюмов и слябов для получения металла определенной толщины и профиля готовой продукции или заготовки для станов холодного проката.

Станы холодного проката (непрерывные или реверсивные) служат для прокатки холодного металла с целью получения тонкой полосы или металла определенного профиля.

По режиму работы, единичной мощности и назначению электроприводы прокатного производства подразделяют на главный привод и приводы вспомогательных механизмов. Главный привод осуществляет деформацию металла; он включает в себя тихоходные АД, СД и ЭД постоянного тока. ЭД постоянного тока современных станов получают питание через индивидуальные преобразовательные агрегаты или от общей магистрали постоянного тока.

Состав ЭП всех прокатных производств характеризуется большим числом ЭД переменного и постоянного тока большой номинальной мощности. Так, широкополосный стан 2000 горячей прокатки имеет в главном приводе СД мощностью до 15 МВт, а привод вспомогательных механизмов осуществляется примерно 2000 двигателями суммарной мощностью около 7000 кВт. Расчетная мощность нагрузки стана составляет 120 МВ·А [45].

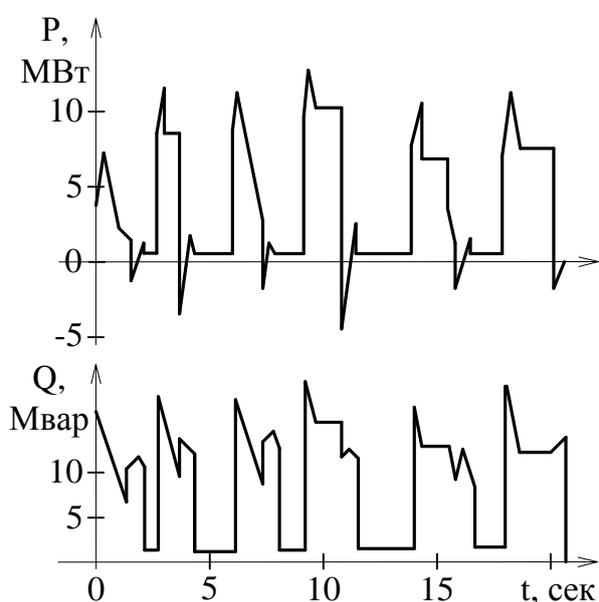


Рис. 1.1. Графики электрических нагрузок прокатного стана

Автоматическое управление прокатных станов обеспечивает быстрое повторение операций прохода и сжатия слитков. Цикл проката блюма или сляба в 12–15 проходов занимает от десятка секунд до нескольких минут, при этом почти мгновенно в момент сжатия металла возникает нагрузка в десятки мегаватт, а через несколько секунд в конце цикла происходит столь же быстрый сброс нагрузки до холостого хода главного привода (рис. 1.1).

Скорость наброса реактивной мощности $\Delta Q/\Delta t$ для различных станов различен: для блюмингов и слябингов $\Delta Q/\Delta t \leq 200$ Мвар/с; для непрерывных станов горячего проката — $\Delta Q/\Delta t \leq 400$ Мвар/с; для станов холодного проката — $\Delta Q/\Delta t \leq 2000$ Мвар/с. Скорости набросов актив-

ной мощности несколько меньше [14]. Эти величины имеют определяющее значение для выбора устройств компенсации реактивной мощности по их быстродействию.

Ввиду того, что прокатные станы требуют регулирования частоты вращения технологических механизмов, они оснащаются в основном двигателями постоянного тока. На непрерывных станах горячего и холодного проката необходимость регулирования частоты вращения обуславливается нахождением металла разной толщины одновременно в нескольких клетях, т. е. частота вращения разных клетей должна быть различна. На реверсивных станах (блюминг, слябинг, реверсивные прокатные станы холодного проката и др.) необходимо быстрое изменение направления вращения валков. Такие режимы могут осуществляться только двигателями постоянного тока. Раньше преобразование переменного тока в постоянный осуществлялось с помощью электромашинных агрегатов типа двигатель переменного тока (иногда с маховиком) – генератор постоянного тока – двигатель постоянного тока. Сейчас эта система не удовлетворяет технологическим требованиям, в частности, по быстродействию регулирования и надежности работы. Поэтому в последнее время для питания ЭД постоянного тока прокатных станов применяются вентильные, в основном тиристорные преобразователи. Такая система питания является более предпочтительной по быстродействию регулирования, надежности, экономической эффективности. Однако при всей своей прогрессивности и технологической эффективности тиристорные преобразователи являются одним из главных нарушителей качества ЭЭ, т. е. возникает проблема их электромагнитной совместимости с питающей сетью. Это объясняется тем, что все динамические изменения режима электропривода передаются прямо в питающую сеть (в системе двигатель-генератор-двигатель они сглаживались моментами инерции электрических машин и маховиков). Особенно эти воздействия заметно влияют на колебания напряжения (они могут достигать величины более 20 % U_H в сети напряжением 10 кВ) из-за резкого изменения реактивной мощности и в колебаниях частоты питающей сети – из-за резкого изменения активной мощности. Кроме того, работа прокатных станов сопровождается большими искажениями напряжения, происходящими из-за коммутации тиристорных преобразователей – коэффициент несинусоидальности в питающей сети напряжением 10 кВ может достигать значения более 30 %. Вентильные преобразователи являются крупными потребителями реактивной мощности [7] (их коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,8-3$). В то же время вентильные преобразователи не влияют на симметрию напряжения в силу симметричности их нагрузок.

Новым этапом в развитии автоматизированного электропривода в металлургии является электропривод и системы управления прокатного стана 2400 [21]. Из слябов толщиной до 350 т стан будет прокатывать стальную полосу шириной до 2250 т и толщиной 2–20 мм в рулонах весом до 70 т со

скоростью до 25 м/с. Для управления станом применяют управляющие вычислительные комплексы. Установленная мощность ЭП составляет более 400 МВт, а расчётная электрическая нагрузка – 250 МВт. Набросы реактивной мощности в процессе прокатки составляют более 170 Мвар. Электроснабжение осуществляется при напряжении 220 кВ через четыре трансформатора 220/10 кВ мощностью по 125 МВ·А. Для питания главных двигателей установлено 40 тиристорных преобразователей с суммарным постоянным током 400 кА, а регулируемые двигатели вспомогательных механизмов питают 280 тиристорных преобразователей с суммарным током 350 кА.

1.3.5. Электродвигатели горных предприятий

Горные предприятия разделяют на две основные группы: предприятия с подземной добычей полезных ископаемых (угольные, рудные и другие шахты); предприятия с открытой добычей полезных ископаемых [47, 48]. Несмотря на разнообразие указанных предприятий, они имеют много однотипного электромеханического оборудования.

На шахтах все потребители можно разделить на потребителей, расположенных на поверхности или находящихся в подземных выработках. На поверхности расположены наиболее мощные потребители: грузовые и людские подъёмные установки с мощностью проводов до 5000 кВт и более, вентиляторы главного проветривания (как правило, с СД мощностью до 5000 кВт). На поверхности находятся также механизмы технологического комплекса, обогатительные фабрики и др. В камерах околоствольного двора шахты устанавливают насосы водоотлива, преобразовательные подстанции для электротранспорта и др. Все указанные электроприемники питают на напряжении 0,38; 0,66; 6; 10 кВ.

На добычных и подготовительных участках шахт работают комбайны, конвейеры и др., имеющие мощности 1–150 кВт и питающиеся на напряжении 0,38; 0,66 и 1,14 кВ.

На современных открытых горных разработках применяют весьма мощные машины и комплексы [36]. На горных работах используют одноковшовые и роторные экскаваторы с установленной мощностью электроприёмников соответственно 250–19000 кВт и 400–9000 кВт. Транспортирование угля, руды и вскрышной породы производят электрифицированным железнодорожным и автомобильным транспортом, ленточными конвейерами, отвалообразователями.

В составе ЭП открытого разреза имеются ЭП всех трёх категорий по бесперебойности электроснабжения. К 1-й категории относятся: ЭП центрального водоотлива и центральная подземная подстанция; клетьевые грузовой и пассажирский подъемы; насосы; противопожарная насосная станция. Ко 2-й категории относятся водоотливная насосная станция раз-

реза и электрифицированный транспорт. К 3-й категории относятся все остальные ЭП.

Сети внешнего электроснабжения имеют напряжение 35, 110, 220 кВ. Для питающих сетей внутреннего электроснабжения применяют напряжения 6, 10 и 35 кВ, а также 0,38 и 0,66 кВ. Вся внутренняя СЭС, как правило, работает с изолированной нейтралью. Для электровозной тяги применяют постоянный ток напряжением 1500 или 3000 В, в настоящее время подучает распространение напряжение 10000 В переменного тока.

1.4. Дуговые электрические печи

Дуговые электрические печи подразделяют на сталеплавильные, руднотермические и печи косвенного нагрева для плавки цветных металлов.

1.4.1. Дуговые сталеплавильные печи

Доля электростали в мировом производстве непрерывно возрастает и к настоящему времени превышает 25 % общего производства стали [22]. Основным агрегатом в массовом производстве электростали является дуговая сталеплавильная печь (ДСП). ДСП условно можно разделить на три группы [14, 22]: печи малой ёмкости 0,5–6 т с трансформаторами мощностью 1–3 МВ·А, подключаемые к шинам напряжением 6, 10 кВ заводских подстанций; печи средней ёмкости 10–50 т с трансформаторами мощностью 3–15 МВ·А и напряжением первичной обмотки 6, 10 кВ; печи большой ёмкости 80, 100, 200 т с трансформаторами мощностью 25–125 МВ·А и напряжением первичной обмотки 35, 110, 220 кВ. В мировой практике наблюдается тенденция увеличения емкости печей до 300–400 т с увеличением мощности трансформаторов до 250 МВ·А. Для согласования напряжения питающей сети с напряжением ДСП (110–750 В), а также для возможности регулирования мощности нагрева используют специальные печные трансформаторы, удельная мощность которых составляет 0,6–1 МВ·А на 1 т выплавляемого металла [22].

ДСП малой ёмкости в основном применяют на машиностроительных предприятиях, где они входят в состав литейных цехов и служат для производства фасонного литья. В зависимости от потребностей производства число ДСП колеблется в пределах 1–20. На металлургических предприятиях применяют все указанные группы ДСП, в которых выплавляют широкий сортамент сталей.

Электрическая нагрузка ДСП непрерывно-циклическая [10]. Цикличность работы характеризуется чередованием плавов с остановками печи для слива жидкого металла, заправки печи и завалки шихты. В течение суток производится несколько плавов. Длительные остановки печей производят только при ремонтах и профилактических осмотрах.

Наиболее распространённым методом получения стали в ДСП является плавка твердой шихты, для которой характерны три последовательных периода: расплавление, окисление, восстановление (рафинирование). В период расплавления для быстрого перевода шихты в жидкое состояние в печь вводится максимальная мощность, достигающая $1,2 P_{\text{МАКС}}$ печного трансформатора. В период окисления мощность понижается до $0,7-0,8 P_{\text{МАКС}}$, а в период восстановления мощность, вводимая в печь, составляет $0,4-0,5 P_{\text{МАКС}}$. В период расплавления, продолжающийся 30–60 % времени плавки, расходуется до 80 % всей потребляемой ЭЭ.

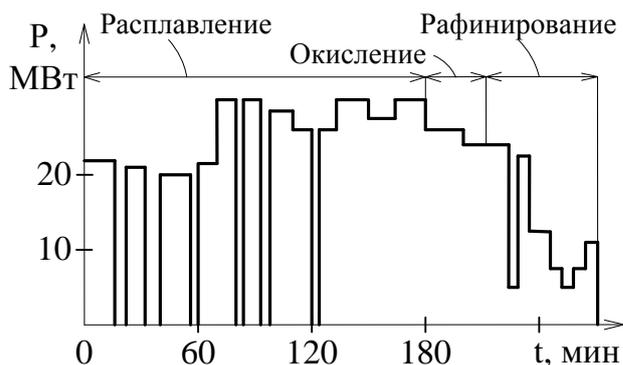


Рис. 1.2. График изменения активной мощности ДСП-100

На рис. 1.2 показан график изменения средней активной мощности для печи ДСП-100 с трансформатором мощностью $25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ за один технологический цикл плавки, продолжавшейся 4,5 часа. На графике видно несколько отключений в работе ДСП длительностью 1–20 мин, которые нужны для проведения технологических операций –

повороты ванны, перепуски электродов или их замена, завалка извести, переключение ступеней трансформации и др. На графике показана только часть перерывов электроснабжения – их значительно больше. Поэтому электрическая нагрузка ДСП имеет неустойчивый, резкопеременный характер, неравномерный по фазам. Наиболее сильно нагрузка изменяется в период расплавления металла и в начале периода окисления.

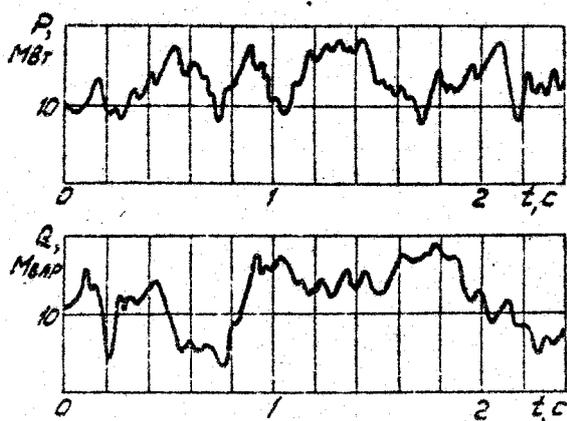


Рис. 1.3. Осциллограммы активной и реактивной мощностей ДСП-100

На рис. 1.3 представлены осциллограммы активной и реактивной мощности в фазе А при работе ДСП с трансформатором мощностью $63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ в период расплавления. Как видно из осциллограмм, изменение нагрузки печи происходит с частотой 1–12 Гц и носит характер нерегулярных колебаний, связанных с неустойчивым горением дуг. В соответствии с особенностями электрических характеристик ДСП колебания реактивной мощности значительно превышают колебания активной мощности [7].

Коэффициент включения ДСП за плавку лежит в пределах 0,7–0,9 и с ростом емкости печи он снижается. В период расплавления коэффициент включения составляет 0,7–1, а в период окисления – 0,43–0,82, а в период рафинирования – 0,7–1 (ближе к 0,9). Среднее значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ ДСП, полученное в результате прямых экспериментов на действующих печах [22], лежит в пределах, представленных в табл. 1.5.

Таблица 1.5

| Тип печи | ДСП-5 – ДСП-10 | ДСП-20 | ДСП-100 – ДСП-200 | ДСП-100 (сверхмощные) |
|---------------------|-------------------|-----------|----------------------|--------------------------|
| $\text{tg}\varphi$ | 0,51–0,62 | 0,56–0,67 | 0,83–0,93 | 0,99–1,05 |
| $\text{cos}\varphi$ | 0,85–0,89 | 0,83–0,87 | 0,73–0,77 | 0,69–0,71 |

Значения коэффициентов полчасового максимума нагрузки K_M составляет 1,7–3,7, а коэффициентов формы по активной мощности $K_{Ф.А} = 1,2–1,45$, реактивной $K_{Ф.Р} = 1,2–1,5$, а полной $K_{Ф.С} = 1,2–1,45$. В подавляющем большинстве случаев графики реактивной нагрузки имеют более неравномерный характер, чем графики активной нагрузки.

ДСП являются широко распространенным видом мощных и энергоемких ЭП на ПП. Возрастание их мощности и специфические условия работы обуславливают проблему электромагнитной совместимости с другими ЭП ПП [14]. В ряде случаев эта проблема оказывает решающее значение при построении СЭС ПП. Колебания нагрузки ДСП, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети, которые тем больше, чем больше мощность печного трансформатора и меньше мощность короткого замыкания в точке присоединения ДСП к СЭС. Особенно большие колебания нагрузки ДСП происходят при эксплуатационных коротких замыканиях, например, при погружении электродов в шихту или расплавленный металл. Колебания тока при этом могут достигать для ДСП большой емкости величины 1,5–2 $I_{НОМ}$, а печей средней и малой емкости – величины 2,5–3,52 $I_{НОМ}$. Колебания токов ДСП приводят к колебаниям напряжения сети, к которой они подключаются, составляющим 2–4 % $U_{НОМ}$ при напряжении 35 и 110 кВ и 3–12 % $U_{НОМ}$ при напряжении 6 и 10 кВ. Частота этих колебаний 0,5–1 Гц [10].

Из-за несимметричного горения дуг и переноса мощности в фазах короткой сети нагрузки ДСП неравномерны по фазам, что может вызывать значительную несимметрию напряжений в питающей сети. Коэффициент несимметрии напряжения в электрических сетях напряжением 35 и 110 кВ составляет 2–2,6 %, а в сетях напряжением 6 и 10 кВ достигает 3–4 %. Следует отметить, что эта несимметрия носит случайный характер и может изменяться очень быстро – примерно за 0,03 с. Это вызывает определен-

ные трудности, связанные с быстродействием симметрирующих устройств и устройств компенсации реактивной мощности [10].

Нелинейность вольт-амперной характеристики печных установок, связанная с нелинейностями сопротивлений дуги и печного трансформатора, приводит к генерированию высших гармоник в питающую сеть, главным образом 2, 3, 5 и 7-й. Это также накладывает определенные ограничения на возможности нормальной работы СЭС, в частности, на возможность компенсации реактивной мощности с помощью батарей статических конденсаторов. Для электромагнитного перемешивания жидкой стали в ДСП ёмкостью 25 т и более под днищем устанавливается статор переменного тока, который вызывает линейное перемещение металла. Устройство питается от тиристорного преобразователя пониженной частоты 0,5–2 Гц и имеет мощность 500–1500 кВ·А [10].

Дуговые печи косвенного нагрева выполняют, в основном, однофазными, мощностью до 1000 кВт, имеют коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi \approx 0,33$. Потребление ЭЭ в процессе работы стабильно, перегрузки при нормальной эксплуатации редки.

1.4.2. Рудно-термические печи

В рудно-термических (рудно-восстановительных) электрических печах (РТП) тепловая энергия выделяется в электрических дугах и при протекании тока через шихту между электродами. РТП применяют для бесшлаковых процессов (выплавка всех марок ферросилиция, карбида кальция, силикоалюминия, кремния, фосфора и др. РТП имеют шкалу мощностей от 2,5 до 400 МВ·А и питаются на напряжении от 6 до 110 и 220 кВ [49].

Рудно-восстановительные процессы требуют значительных затрат ЭЭ – от 500 кВт·ч/т при выплавке медного штейна до 22000 кВт·ч/т при выплавке карбида бора. Это связано с тем, что процессы протекают при очень высоких температурах и в них преобладают эндотермические реакции (с поглощением тепла) [22].

Ферросплавная промышленность – крупный потребитель ЭЭ. На её долю приходится около 20 % ЭЭ, потребляемой чёрной металлургией [26]. Суммарная электрическая мощность современных ферросплавных предприятий составляет 800–1000 МВ·А, а отдельных цехов – 300–600 МВ·А (с печами мощностью 60–150 МВ·А). Одной из особенностей электроснабжения ферросплавных печей является их работа на низком вторичном напряжении (150–250 В), поэтому в них протекают очень большие токи. Например, в трёхэлектродной печи с установленной мощностью трансформаторов 81 МВ·А рабочий ток составляет 150–160 кА.

РТП имеют более спокойный режим работы, чем ДСП. Они работают с шунтированной дугой, благодаря чему нелинейность дуги практически не проявляется. Содержание высших гармоник в токе печей незначительно

(ток и напряжение РТП имеют практически синусоидальную форму), уровни 2, 3 и 5-й гармоник не превышают 1–1,5 %, остальных гармоник ещё меньше. Несимметрия напряжений, создаваемая этими печами, также не превышает 2%. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ РТП для получения кальция и силикоалюминия составляет 0,75–1,33, а для получения фосфора, феррохрома и цветных металлов – 0,25–0,45.

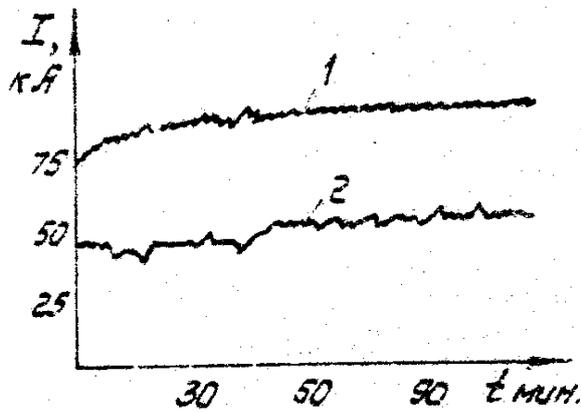


Рис. 1.4. Графики нагрузки ферросплавных печей

На рис. 1.4 приведён график нагрузки ферросплавной печи типа РПЗ-48 мощностью 63 МВ·А (кривая 1) и типа РКЗ-16,5 мощностью 16,5 МВ·А (кривая 2) [2]. Коэффициент включения РТП в среднем составляет 0,98–0,995 – данные эксплуатации показывают, что отключают печи для профилактического ремонта в среднем один раз в 5 суток на несколько десятков минут. Коэффициент формы индивидуальных графиков РТП практически не превышает 1,05.

Изменение режима работы РТП происходит только из-за изменения качества шихтовых материалов или в связи с необходимостью изменения её мощности. Реактивная нагрузка РШ изменяется интенсивнее, чем активная. РТП относят, в основном, к потребителям 2-й категории.

1.4.3. Электрошлаковые печи

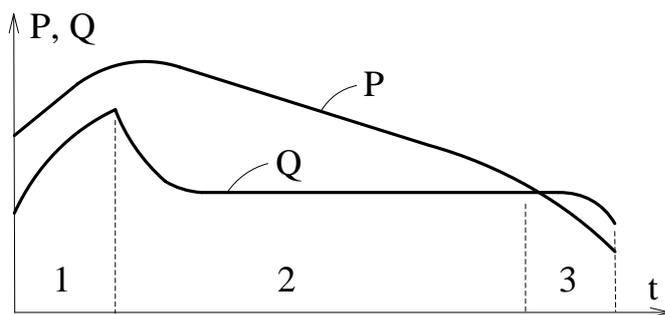


Рис. 1.5. График нагрузки ЭШП: периоды расплавления (1), окисления (2), рафинирования (3)

Электрошлаковые печи (ЭШП) применяют для производства сталей и сплавов повышенной чистоты с низким содержанием вредных примесей. ЭШП питают от сети переменного тока напряжением 6 и 10 кВ и имеют мощность от 1000 до 60000 кВ·А [2, 4, 10]. ЭШП являются крупными, как правило, однофазными ЭП, только иногда они имеют трёхфазное исполнение.

Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 1–1,3$, а у некоторых двухэлектродных печей снижается до $\text{tg}\varphi = 0,3–0,6$. График нагрузки носит пе-

ременный характер (рис. 1.5), который определяется программным управлением процесса. Активная мощность P в конце плавки снижается в 2 раза, в то время как потребление реактивной мощности Q изменяется незначительно, благодаря чему ток в печи поддерживается почти постоянным.

Чаще всего ЭШП komponуют по несколько штук и равномерно распределяют по фазам. При неравномерном распределении по фазам ЭШП могут создавать в сети несимметрию напряжения до 4–5 %. Высших гармоник ЭШП не создают.

1.4.4. Другие разновидности дуговых печей и установок

К дуговым печам прямого нагрева относятся вакуумные дуговые печи (ВДП), которые применяют для плавки тугоплавких металлов (титана, молибдена, вольфрама, ниобия, тантала и др.), а также сплавов и сталей специального назначения. ВДП питают от источников постоянного тока (напряжение питания 40–150 В при токе до 25–50 кА) – вентильных выпрямительных агрегатов, мощностью 100–4500 кВт и напряжением питания 6 и 10 кВ [2, 10, 45].

График электропотребления ВДП имеет некоторое увеличение тока в начале плавки, стабильное потребление в середине и некоторое снижение к концу плавки (рис. 1.5, кривая 2). ВДП являются источниками высших нечётных гармоник 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25-й и аномальных порядка 2 и 3-го. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ ВДП равен 0,5–0,75.

К дуговым печам можно отнести также дуговые плазменные установки и дуговые нагреватели газов [2, 10]. В дуговых плазменных установках плавят высоко легированные и малоуглеродистые стали, тугоплавкие металлы и сплавы, керамические материалы. Мощность установок 100–8000 кВт·А, напряжение питания 0,38, 6 и 10 кВ. Основным элементом установки является плазматрон постоянного тока с тиристорным источником питания. Дуговые плазмотроны подразделяют на высоковольтные (2000–6000 В, 50–500 А) и низковольтные (100–800 В, 2000–10000 А) с температурой дуги «холодной плазмы» 10000–5000 °К. В плазменных дуговых печах может использоваться несколько плазмотронов. Например, в печи ёмкостью 10 т применяют три плазмотрона по 1800 кВт с параметрами: в начале плавки – 600 В, 3000 А; в конце – 300 В, 6000 А. В настоящее время работают плазменные дуговые печи ёмкостью 12, 25, 50 т [45].

В последние 15 лет широко развивают плазмохимические процессы – процессы пиролиза углеводородов в органической химии, обеспечивающие получение ацетилена, связанного азота, титанового пигмента, винилхлорида и др. В неорганической химии плазменные установки создали возможность восстановления элементов из руд, оксидов и хлоридов, получения жаропрочных тугоплавких конструкционных материалов (карбидов, нитридов, оксидов, боридов), а также сверхпрочных, упрочняемых волокон.

нами композиционных материалов, применяемых в авиационной, космической и других отраслях промышленности. Для проведения плазмохимических процессов также используют дуговые плазмотроны. Мощность струйных плазмотронов достигает 7 МВт, причем в одном реакторе устанавливают несколько плазмотронов. Существуют плазмотроны мощностью до 50 МВт, но они рассчитаны на кратковременное действие и предназначены только для аэротермических материалов [1].

1.5. Индукционные печи и установки

Индукционный нагрев находит широкое применение. Его используют для плавки металлов (сталь, чугун, цинк, сплавы меди и алюминия, жаропрочные сплавы), сквозного нагрева заготовок перед термообработкой и пластической деформацией, поверхностной закалки. Индукционные печи и установки работают на промышленной (50 Гц) и повышенной (до 10000 Гц) частотах. Печи и установки повышенной частоты питают от вентильных преобразователей частоты. Индукционные печи по принципу действия делят на канальные (ИКП) и тигельные (ИТП).

ИКП конструктивно подобны трансформатору, у которого вторичная обмотка совмещена с нагрузкой, т. е., кольцо расплавленного металла представляет один виток вторичной обмотки. ИКП применяют для плавки латуни, цинка, алюминия. Мощность их 18–4000 кВ·А. Однофазные и трёхфазные ИКП работают на промышленной частоте, напряжение питания 0,38, 6 и 10 кВ [2, 10].

ИТП представляет собой керамический тигель, смонтированный в индуктор. Подлежащая расплавлению шихта нагревается в тигле возникающими в ней вихревыми токами. ИТП работают на промышленной частоте 50 Гц и повышенной – 500, 1000 и 2400 Гц. Печи промышленной частоты мощностью 170–18000 кВ·А применяют для плавки чугуна, алюминиевых и медных сплавов, напряжение питания 0,38, 6 и 10 кВ. ИТП повышенной частоты мощностью 90–2600 кВ·А применяют для плавки стали. Они получают питание от электромашинных или тиристорных преобразователей, которые подключают к сети напряжением 0,38, 6 и 10 кВ [2, 10].

Для плавки и рафинирования высоколегированных сталей применяют индукционные вакуумные печи мощностью 30–1500 кВ·А, работающие на повышенной частоте 1000–10000 Гц [2, 10].

Индукционные нагревательные установки применяют для сквозного нагрева заготовок или поверхностной закалки стальных изделий. Для сквозного нагрева используют ток частотой 50–10000 Гц, мощность установок 150–1000 кВт [2, 10].

Индукционная поверхностная закалка служит для интенсивного нагрева поверхностного слоя детали из стали или чугуна токами высокой или средней частоты с последующим быстрым охлаждением. В качестве пре-

образователей частоты применяют электромашинные преобразователи мощностью 15–2500 кВт с частотой 1, 2, 4, 8 и 10 кГц; тиристорные преобразователи мощностью 100–3200 кВт с частотой 0,15–8 кГц. Напряжение питания 0,38, 0,66, 6 и 10 кВ [2, 10].

О режимах работы. Индукционные печи относят к потребителям с длительным режимом работы, график их нагрузки состоит из трёх основных участков (рис. 1.6): времени плавки $t_{\text{ПЛ}} = 2–10$ ч; времени ожидания $t_{\text{ОЖ}} = 0,08–2$ ч; времени паузы (слива металла) $t_{\text{П}} = 0,18–0,5$.

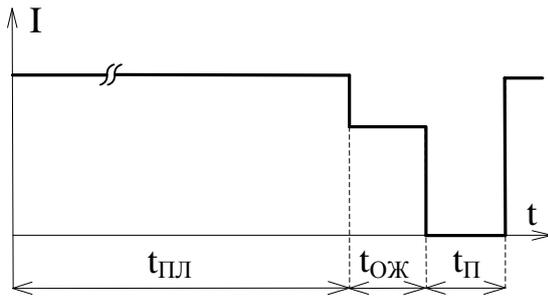


Рис. 1.6. График нагрузки индукционной печи

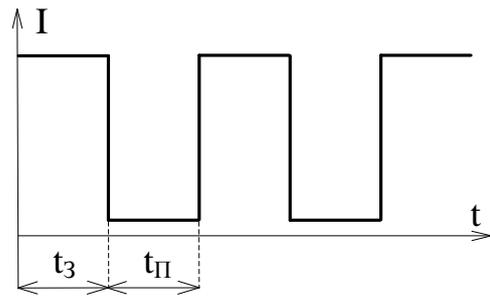


Рис. 1.7. График нагрузки индукционных закалочных печей

Для графиков электрических нагрузок ИТП характерен более неравномерный режим работы. Они имеют высокие значения коэффициентов формы ($K_{\text{Ф}} = 1,17–1,26$) и максимума ($K_{\text{М}} = 1,47–1,83$). Неравномерность графика нагрузки обуславливает низкие значения коэффициента включения ($K_{\text{В}} = 0,68–0,8$). Коэффициент формы графиков нагрузки при исключении пауз не превышает $K_{\text{Ф}} = 1,05$ [Минеев-16].

График нагрузки индукционных закалочных печей показан на рис. 1.7: время закалки $t_{\text{з}} = 5–20$ с; время паузы $t_{\text{П}} = 10–40$ с. Коэффициент использования ИКП в среднем составляет $K_{\text{И}} = 0,5$, коэффициент максимума $K_{\text{М}} = 1,2–1,5$, коэффициент формы по активной мощности $K_{\text{Ф}} = 1,2$, реактивной – $K_{\text{Ф}} = 1,6$, полной – $K_{\text{Ф}} = 1,25$ [22].

О влиянии индукционных установок на СЭС и качество ЭЭ. Поскольку большинство индукционных печей промышленной частоты являются однофазными, то они создают несимметрию напряжений и токов, иногда превышающую 2 %. Поэтому такие печи выпускают в комплексе с симметрирующими устройствами. Все индукционные печи имеют высокий естественный коэффициент реактивной мощности: у тигельных печей $\text{tg}\varphi = 4–12,5$; у канальных печей – $\text{tg}\varphi = 2–2,5$; для плавки латуни, цинка, бронзы – $\text{tg}\varphi = 1–1,2$; для перегрева чугуна – $\text{tg}\varphi = 0,75–1$. Поэтому все индукционные печи и установки комплектуются индивидуальными батареями конденсаторов [2, 10]. Преобразователи частоты индукционных установок являются источниками высших гармоник.

Незагруженные индукционные печи потребляют, в основном, реактивную мощность холостого хода. При заполнении печи шихтой и металлом увеличивается как активная, так и реактивная нагрузка. Поэтому ИП имеют постоянную и регулируемую группы батарей статических конденсаторов. При большой мощности однофазных печей применяются специальные симметрирующие устройства [22].

1.6. Установки диэлектрического нагрева

Установки диэлектрического нагрева служат для нагрева диэлектриков за счёт токов смещения в переменном электрическом поле между двумя электродами, являющимися обкладками конденсатора высокой частоты (5–152 МГц). Источниками высокой частоты являются ламповые генераторы мощностью 1–250 кВт, напряжение питания установок 380 В. Режим потребления мощности, в основном, спокойный [2, 10].

1.7. Электрические печи сопротивления и установки прямого нагрева

Электрические печи сопротивления (ЭПС) косвенного и прямого нагрева, а также установки прямого нагрева, широко применяются на ПП [2, 10]. В ЭПС косвенного нагрева тепло выделяется в специальных нагревателях и передаётся нагреваемому изделию излучением, конвекцией, теплопроводностью или их сочетанием. ЭПС косвенного нагрева получают питание непосредственно от цеховой сети напряжением 220 или 380 В и имеют мощность 50–600 кВт для плавки цветных металлов и 5–10000 кВт для различных видов термообработки. ЭПС небольшой мощности выполняют однофазными, а средней и большой мощности – трёхфазными (однозонные и многозонные).

В ЭПС и установках прямого нагрева тепло выделяется непосредственно в нагреваемом изделии при протекании по нему электрического тока. ЭПС и установки прямого нагрева применяют для нагревания изделий с правильной формой сечения (стержни, прутки, проволока). Они питаются от сети переменного тока частотой 50 Гц через понижающие трансформаторы. Установки прямого нагрева мощностью 800–15000 кВт·А и напряжением 6 и 10 кВ применяют для графитации угольных изделий; мощностью 400–30000 кВт·А – для нагрева стекломассы; мощностью до 2500 кВт·А и напряжением питания 0,38, 6, 10 и 35 кВ – для производства абразивов. ЭПС прямого нагрева бывают однофазными и трёхфазными. Большое распространение получили также однофазные установки контактного нагрева мощностью 10–2000 кВт·А и напряжением питания 0,38, 6 и 10 кВ для нагрева перед прокаткой, ковкой и штамповкой.

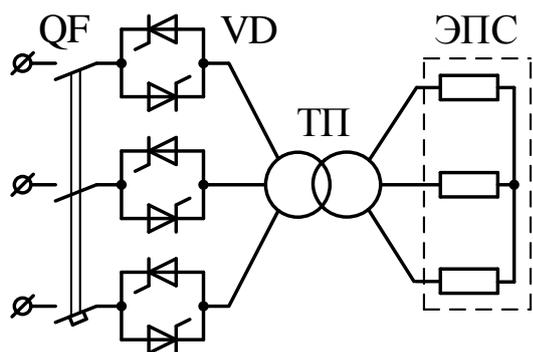


Рис. 1.8. Схема питания ЭПС

Для плавного регулирования температуры в ЭПС применяют тиристорные источники питания, которые выполняют однофазными или трехфазными (рис. 1.8) на токи 63–630 А и напряжение 380 В. ЭПС с тиристорными регуляторами являются источниками высших гармоник 3, 5, 7, 9, 11 и 13-й. Их значения зависят от метода регулирования тиристорных регуляторов. Наибольший уровень гармоник наблюдается при фазоимпульсном регулировании.

В этом случае значения 3-й и 5-й гармоник достигают 80 % от значения 1-й гармоники. При широтно-импульсном регулировании значение 3-й гармоники не превышает 15 %, а 5-й – 10 % от значения 1-й гармоники. Коэффициент реактивной мощности ЭПС косвенного нагрева с электромагнитными контакторами составляет $\text{tg}\varphi = 0-0,33$, а при тиристорном регулировании $\text{tg}\varphi = 0,33-1$ и зависит от глубины регулирования.

Значительная часть ЭПС работает с дискретным регулированием мощности. График нагрузки ЭПС косвенного нагрева (рис. 1.9, а) состоит из двух основных участков. Первый участок характеризуется временем разогрева $t_p = 0,5-1,5$ ч, второй (например, при двухпозиционном регулировании) – временем пауз $t_{\Pi} = 5-30$ мин между включениями и временем включения $t_B = 5-30$ мин. Время цикла работы составляет $t_{\text{ц}} = 1-48$ ч.

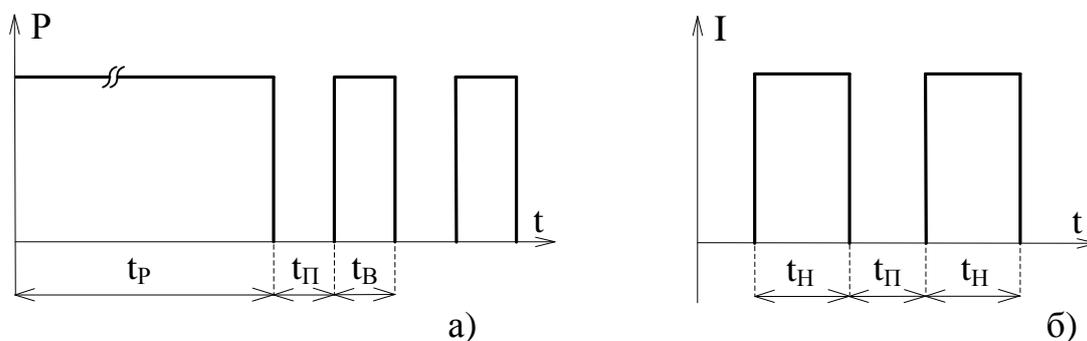


Рис. 1.9. Графики нагрузки ЭПС: а – с дискретным регулированием мощности; б – прямого нагрева

Вследствие ступенчатого регулирования мощности индивидуальные графики однофазных ЭПС имеют резко переменный характер. Коэффициент формы графика нагрузки при двухпозиционном регулировании составляет $K_{\Phi} = 1,16-1,33$. С уменьшением коэффициента использования $K_{\text{и}}$ коэффициент формы K_{Φ} возрастает. С увеличением числа зон нагрева и переходом на трёхпозиционное регулирование график нагрузки ЭПС вырав-

нивается. При числе зон 4 и более K_{ϕ} не превышает 1,05. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi$ близок к нулю. Режим работы ЭПС косвенного действия относительно спокойный. Однофазные ЭПС большой мощности для снижения несимметрии напряжения желательно равномерно распределять по фазам [22].

Установки прямого нагрева относятся к ЭП с повторно-кратковременным режимом работы. Время нагрева t_H изменяется от 5 до 40 с, а время паузы $t_{II} = 5-60$ с (рис. 1.9, б). Продолжительность включения составляет 20–60 %. Это установки однофазные, поэтому при работе они создают несимметрию напряжения в сети. При включении через тиристорные контакторы

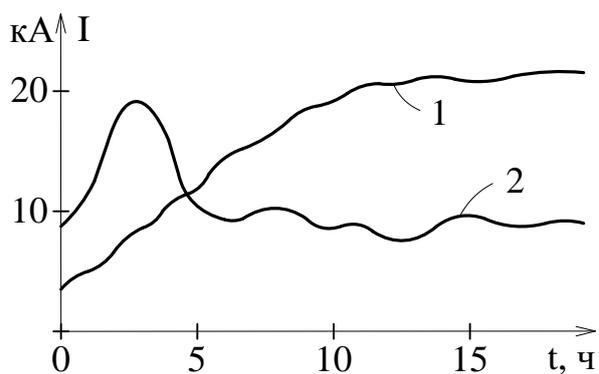


Рис. 1.10. График нагрузки ЭПС прямого нагрева

установки становятся источниками высших гармоник. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi = 0,6-0,75$. На рис. 1.10 показаны графики тока нагрузки ЭПС прямого действия для графитации угольных изделий (кривая 1) и производстве карбида кремния (кривая 2). Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\phi$ во время процесса изменяется от 0,2–0,3 до 1,5–1,7. Среднее значение $\text{tg}\phi = 0,9-1,0$. Кампания длится 40–100 ч [4].

1.8. Электронно-лучевые печи

Электронно-лучевые печи мощностью 50–2000 кВт применяют для получения слитков и отливок высококачественных тугоплавких и активных металлов и сплавов [2, 10, 14]. Источником энергии является электронная пушка, к которой подводится напряжение 30–100 кВ. Питание печей осуществляется на напряжении 0,38, 6 и 10 кВ. Сварочные электронно-лучевые установки имеют мощность в десятки и сотни киловатт. Электронно-лучевые печи относят к ЭП 1-й категории, т. к. очень дорогим является выплавляемый ими металл.

1.9. Электросварочные установки

Дуговая электросварка – это процесс соединения металлических изделий путем местного нагрева их до расплавленного состояния теплом, выделяемым дугой.

Источниками питания электросварки на переменном токе являются однофазные и трёхфазные сварочные трансформаторы с первичным напряжением до и выше 1 кВ. От обычных силовых трансформаторов сварочные отличаются увеличенным значением напряжения короткого замыкания и широким диапазоном регулирования вторичного напряжения. Сварочные трансформаторы и аппараты малой мощности подключаются к сети напряжением 220/380 В, более мощные – к сети напряжением 6, 10 кВ. Типовая мощность одного сварочного трансформатора составляет 9–145 кВт при высоком коэффициенте реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 1\text{--}3$ [14].

Дуговая сварка на постоянном токе получает питание от электромашинных и вентильных преобразователей. Электромашинные преобразователи состоят из генератора постоянного тока и приводного АД мощностью 4–55 кВт с напряжением питания 220/380 В. Вентильные преобразователи имеют мощность 9–75 кВ·А, коэффициент $\text{tg}\varphi = 0,5\text{--}0,75$ и напряжение питания 220/380 В [14].

Контактная сварка представляет собой процесс образования неразъёмного соединения, появляющегося в результате нагрева металла протекающим через детали электрическим током и пластической деформации зоны соединения. Различают виды контактной сварки: стыковая, точечная, рельефная, шовная.

Стыковые сварочные машины имеют мощность 10–1000 кВ·А, трансформаторы точечной сварки – 10–200 кВ·А, рельефные сварочные машины – 100–600 кВ·А; шовные машины – 50–500 кВ·А, точечные машины – 30–100 кВ·А. Коэффициент реактивной мощности установок контактной сварки $\text{tg}\varphi = 1\text{--}1,5$ [10].

С целью интенсификации технологических процессов широко используют установки полуавтоматической и автоматической сварки, повышающие производительность в 5–20 раз. Эти установки имеют повышенные энергетические показатели, в частности, ток сварки достигает 100–3000 А. Различают сварочные полуавтоматы, сварочные автоматы, сварочные тракторы.

По требованиям к надёжности электроснабжения в зависимости от типа сварки, ее участия в технологическом процессе, производительности и т. д. электросварочные установки относят к нагрузкам 1, 2 или 3-й категорий.

Высокочастотная сварка применяется при производстве прямо- и спиральношовных труб из черных и цветных металлов, оболочек электрических кабелей, приварке ребер, изготовлении различных профилей и др. Сварка труб производится на трубоэлектросварочных станах мощностью до 30–50 МВ·А при напряжении питания 0,38 и 10 кВ. Для получения высоких частот используют тиристорные преобразователи мощностью 100–10000 кВт с частотой 440 кГц и машинные мощностью до 250 кВт [2, 3].

Электродуговые сварочные установки широко используют в промышленности для соединения металлических деталей повышенной тол-

щины. Они питаются как постоянным, так и переменным током, имеют мощность до 550 кВ·А [10].

Плазменные сварочные установки применяют для сварки и резки тугоплавких металлов и сплавов, их мощность до 60 кВ·А, продолжительность включения ПВ = 50 % [10].

В лазерных сварочных установках используют излучение лазера, которое с помощью оптических систем фокусируется в пятно диаметром несколько микрометров, линию и т. д.

Сварочный ток всех электросварочных установок носит импульсный характер длительностью от долей секунды до десятков и сотен секунд со случайными или детерминированными изменениями в чередовании импульсов и формы. Они работают в повторно-кратковременном режиме с ПВ = 20–60 %. На рис. 1.11 приведены типовые периодические (а), циклические (б) и случайные (в) графики тока сварочных машин и установок [14].

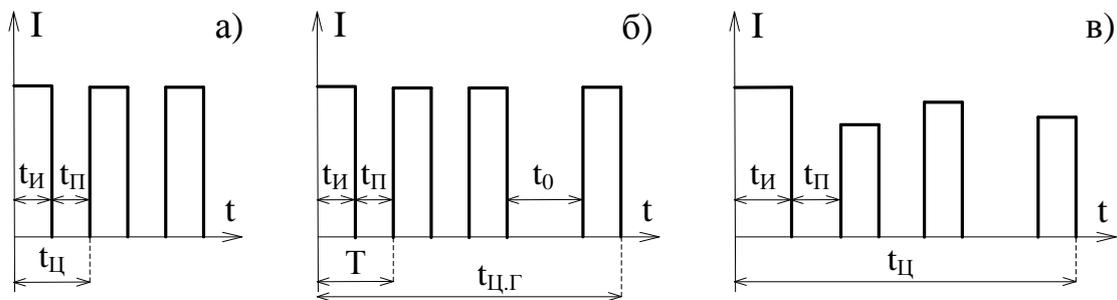


Рис. 1.11. Графики тока сварочных машин и установок

При проектировании электроснабжения сварочных установок в качестве расчётной нагрузки рекомендуется принимать среднеквадратичную нагрузку наиболее загруженной фазы.

Рельефные и шовные сварочные машины имеют графики электрических нагрузок, характеризуемые временем импульса сварки $t_{И} = 0,04–12$ с, временем паузы между импульсами $t_{П} = 0,02–0,2$ с; временем замены деталей $t_{И} = 5–200$ с. Число импульсов сварки составляет 2–10 для рельефных и 10–20000 – для шовных машин [2].

Графики нагрузок стыковых сварочных машин показаны на рис. 1.12: а – при сварке сопротивлением; б – при сварке оплавлением; в – при сварке оплавлением с подогревом. Время нагрева $t_{Н} = 0,5–10$ с; время осадки $t_{ОС} = 0,1–1$ с; время замены детали $t_{О} = 5–200$ с; время оплавления $t_{ОПЛ} = 1–40$ с; время импульса подогрева $t_{И} = 0,1–0,3$ с; время паузы между импульсами $t_{П} = 0,1–0,5$ с; число импульсов подогрева 1–200 [4].

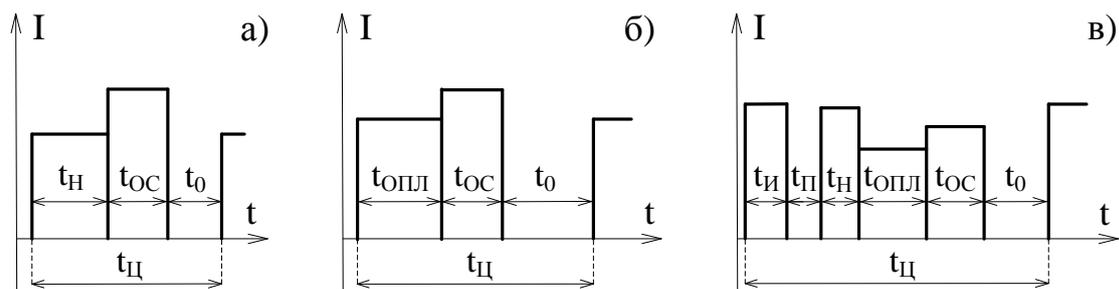


Рис. 1.12. Графики нагрузок стыковых сварочных машин

Многоточечные сварочные машины и сварочные автоматические линии имеют по несколько однофазных сварочных трансформаторов, которые распределяют по всем трём фазам. На рис. 1.13 приведены типовые графики нагрузки указанных машин: а – при одновременном включении сварочных трансформаторов в фазах; б – при поочерёдном включении сварочных трансформаторов в фазах; в – при включении по схеме ограничения одновременно включаемых сварочных трансформаторов [4].

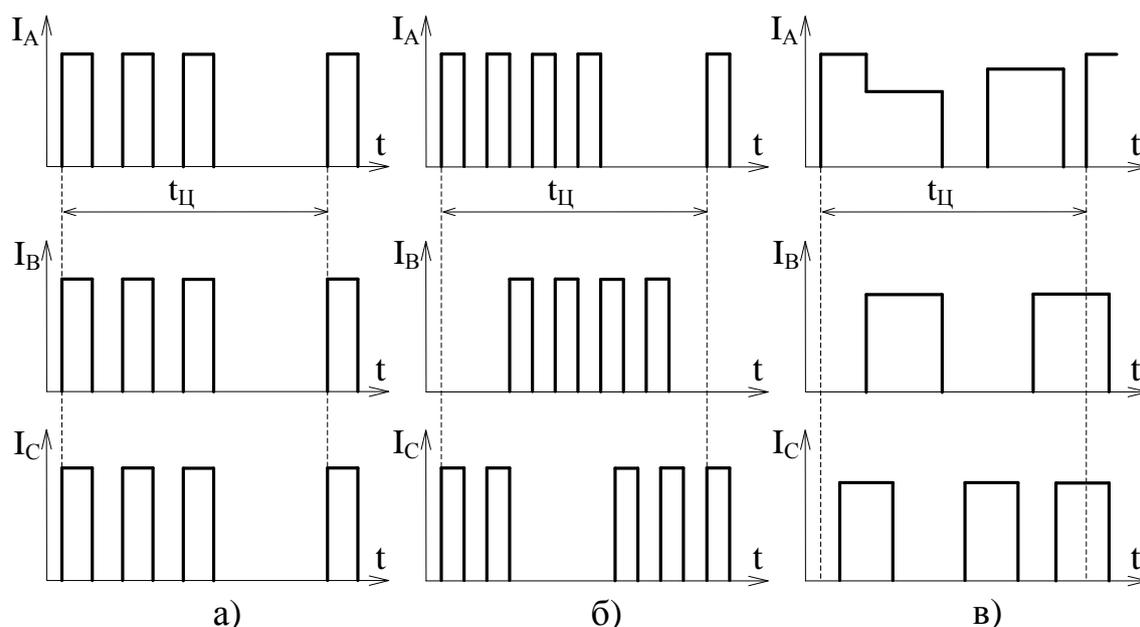


Рис. 1.13. Графики нагрузки многоточечных сварочных машин

Электросварочные установки по характеру своей работы и особенностям вольт-амперных характеристик оказывают существенное влияние на питающую электрическую сеть, ухудшая такие показатели качества электроэнергии как колебания, несинусоидальность и несимметрию напряжения. Установки дуговой электросварки переменного тока воздействуют на питающую сеть аналогично ДСП. Нелинейная вольт-амперная характеристика сварочной дуги обуславливает появление в сети значительного уровня высших гармоник. Поскольку сварочные установки представляют

однофазную нагрузку и, как правило, неравномерно распределены по фазам, то возникает несимметрия напряжения. Кроме того, изменение нагрузки фаз происходит независимо и случайно. В результате коэффициент несимметрии достигает 1–5 %. Влияние сварочных установок на качество ЭЭ особенно возрастает при их мощности больше 500 кВ·А.

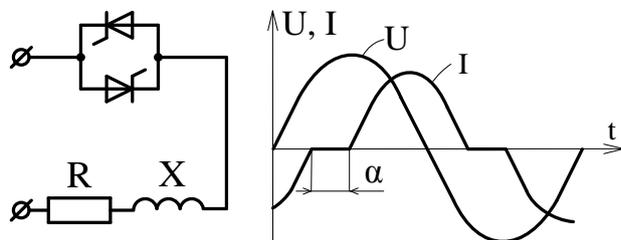


Рис. 1.14. Схема сварочной машины и форма напряжения и тока

Применение в сварочных установках тиристорных коммутаторов приводит к генерации высших гармоник тока и напряжения. На рис. 1.14 показана схема сварочной машины и форма напряжения и тока при осуществлении фазного регулирования угла открывания α тиристоров. Чем больше диапазон регулирования угла открывания

вентилей, тем больше высших гармоник появляется в питающей сети [7].

Сварочные установки постоянного тока искажают качество электроэнергии подобно вентильным преобразователям рода тока.

1.10. Электролизные установки

Электролизные установки предназначены для электролитического производства химических продуктов (водорода, кислорода, тяжелой воды, хлора, щелочей), электрохимического синтеза органических и неорганических соединений, получения металлов электролизом растворов и расплавов солей, электролитических покрытий металлами и сплавами (гальваностегия), электролитического получения копий (гальванопластика).

При производстве цинка напряжение на ванне равно 3,5–4,5 В, все электроды в ванне включены параллельно, поэтому ток ванны составляет 7000–12000 А. Ванны соединяются последовательно в серию, на которую подают напряжение 300–450 В. Удельный расход ЭЭ при производстве цинка составляет около 3500 кВт·ч/т [50].

Алюминий получают путем электролиза расплава солей. Рабочий ток электролизёров достигает 200–250 кА при напряжении 4,2–4,5 В. Расход ЭЭ на получение алюминия составляет 14–16 МВт·ч/т [50].

Мощность электроприёмников крупных предприятий цветной металлургии достигает 1000–2500 МВт при единичной мощности отдельных электролизных серий – до 100–130 МВт [14].

Основным оборудованием электролизных установок являются источники питания – преобразовательные агрегаты. Питание электролизных установок постоянным током осуществлялось либо от генераторов постоянного тока, либо механических (вращающихся) или статических (ртут-

ных, полупроводниковых) выпрямителей. В последнее время практически применяются только полупроводниковые тиристорные преобразователи [10]. Эти преобразователи являются источниками высших гармоник. В случае шестифазных вентильных преобразователей имеются гармоники 5, 7, 11, 13, 17, 19, а в случае двенадцатифазных – 11, 13, 23, 25. Для снижения уровней гармоник применяют эквивалентные многофазные режимы работы преобразователей с числом фаз 24, 36 и 48 (рис. 1.15). Электролитический процесс требует постоянства выпрямляемого тока, для чего необходимо регулирование напряжения. В целом же режимы работы электролизных установок характеризуются постоянством графиков электрических нагрузок. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi = 0,5-1$.

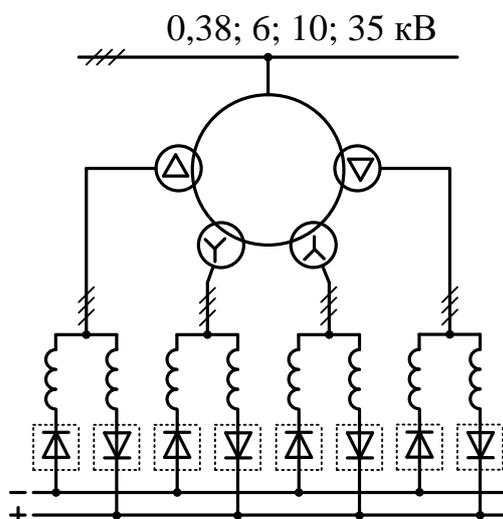


Рис. 1.15. Схема питания электролизных установок

По условиям работы электролизёров допускается перерыв электропитания на несколько минут (иногда несколько часов).

Установки электрохимической обработки применяют для размерной обработки, отделки поверхности, их покрытия другими металлами и пр. Мощности этих электроустановок значительно меньше электролизных – 1–250 кВ·А. Однако электрохимические установки металлопокрытий и лужения относятся к 1-й категории электрических нагрузок [10].

1.11. Установки электрофизической обработки материалов

Установки электрофизической обработки широко применяют для размерной обработки поверхности – шлифование, полирование, упрочнение. При воздействии искры, дугового разряда, контактного сопротивления, электронного или лазерного луча происходит локализованное выделение тепла, которое приводит к оплавлению (испарению) микропорций материала. К ним относятся установки: электроэрозионной обработки металлов, ультразвуковой, электронно-лучевой, светолучевой, магнитно-импульсной, электровзрывной обработки металлов и др. [51].

Установки электроэрозионной обработки материалов применяют для удаления металла из полостей, углублений, шлифования, разрезания профильным инструментом, упрочнения поверхности. Удаление металла с поверхности изделия обуславливается воздействием униполярных импульсов ЭЭ, возбуждаемых между инструментом и изделием. Генераторы им-

пульсов частоты 1–880 кГц имеют мощность 0,5–300 кВт, напряжение питания 220/380 В.

Установки ультразвуковой обработки материалов применяют для очистки поверхностей изделий, сверления, фрезерования, шлифования и др. путем воздействия волн ультразвуковой частоты на детали. В качестве источников питания применяют ламповые генераторы частоты 18–22 кГц мощностью 0,04–19 кВт, напряжение питания 220/380 В.

Установки электронно-лучевой обработки материалов применяют для нагрева, плавки, сварки, размерной обработки тугоплавких и химически активных металлов. Для обработки используется кинетическая энергия электронов, движущихся с высокими скоростями в глубоком вакууме. Электронно-лучевые пушки имеют мощность 5–200 кВт·А, напряжение питания 380 В.

Установки светолучевой (лазерной) обработки материалов применяют для нагрева поверхностной термообработки, резки стекла, керамики и др. В качестве источников энергии используют оптические квантовые генераторы мощностью до 200 кВт, напряжение питания 380 В.

Электрогидравлические установки. При импульсном электрическом разряде в жидкости происходит быстрое выделение энергии в канале разряда, что приводит к возникновению ударной волны. Электрогидравлический (электровзрывной) эффект используют для деформирования металлов, разрушения и дробления хрупких материалов, очистки металлических изделий от формовочных смесей и окалины, эхолотации водоёмов и др. Мощность установок составляет 50–300 кВт·А.

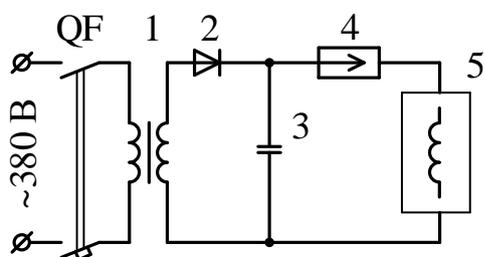


Рис. 1.16. Схема установки магнитно-импульсной обработки материалов

Установки магнитно-импульсной обработки материалов применяют для пластической деформации металла под действием сильных магнитных полей (с индукцией 80–200 Тл). Основным оборудованием установок (рис. 1.16) является источник питания, состоящий из высоковольтного трансформатора 1, высоковольтного выпрямителя 2, конденсаторной батареи 3, коммутационной аппаратуры 4, индуктора 5. Мощность ус-

тановки достигает 100 кВт·А. В последнее время магнитно-импульсная обработка материалов бурно развивается.

Установки электростатического поля (аэрозольной технологии) применяют для создания в постоянном электрическом поле направленного движения капель при выполнении, например, электроокраски, для улавливания твёрдых взвешенных частиц в газе с помощью электрофильтров (очистка дымовых газов), для разделения смесей жидкости и газа, различающихся по размерам и электропроводности.

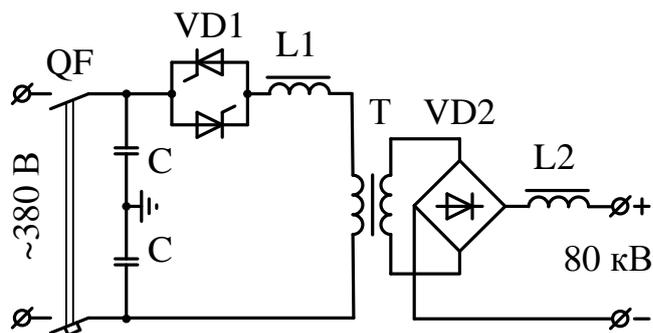


Рис. 1.17. Схема установки электростатического поля

Электрооборудование установок состоит (рис. 1.17) из повышающего трансформатора, выпрямителя, сглаживающих фильтров. Их мощность достигает $2000 \text{ кВ}\cdot\text{А}$, напряжение питания $0,38, 6$ и 10 кВ . Повышающие трансформаторы электрофильтров выполняют в большинстве случаев однофазными на напряжения $0,38/80 \text{ кВ}$.

В современных электрофильтрах устанавливают тиристорные регуляторы напряжения с выходным током $0,25\text{--}2,5 \text{ А}$. Установки относят к 1-й или 2-й категориям надёжности электроснабжения [10, 14].

Установки электрофизической обработки материалов, как это показано выше, питают через преобразователи различного рода тока. Но поскольку единичная мощность установок в целом значительно меньше мощности питающей сети, то они незначительно влияют на качество электрической энергии.

1.12. Электрическое освещение

Установки электрического освещения с лампами накаливания, люминесцентными, светодиодными, дуговыми, ртутными, натриевыми, ксеноновыми лампами применяют на предприятиях для внутреннего и наружного освещения. Удельная плотность нагрузки электроосвещения в производственных цехах зависит от уровня нормированной освещенности и обычно составляет в цехах металлообработки $10\text{--}12 \text{ Вт/м}^2$, в инструментальных, шлифовальных цехах и цехах точной обработки $13\text{--}20 \text{ Вт/м}^2$ [14].

По принципу преобразования ЭЭ в энергию видимых излучений источники света подразделяют на тепловые и газоразрядные. К тепловым источникам света относят лампы накаливания (ЛН) и кварцевые галогенные (КГ), к газоразрядным – люминесцентные, дуговые ртутные высокого давления (ДРЛ), металлогалогенные (ДРИ), дуговые ксеноновые трубчатые (ДКсТ), натриевые лампы.

В лампах накаливания светозлучателем является вольфрамовая нить, помещённая в вакуум или инертную среду. Диапазон мощностей $15\text{--}1500 \text{ Вт}$, напряжение питания 127 и 220 В . Средний срок службы 1000 ч . Световой поток изменяется в пределах $7\text{--}20 \text{ лм/Вт}$. Лампы накаливания очень чувствительны к отклонениям напряжения питающей сети: при изменении напряжения на дамп на $\pm 1 \%$ световой поток изменяется на $\pm 3,7 \%$, световая отдача – на $\pm 2,2 \%$ и срок службы – на $\pm 14 \%$.

Лампа кварцевая галогенная представляет собой трубку из кварцевого стекла, с обоих концов заканчивающуюся цоколями с электродами; в трубке с одного конца вмонтирована нить накала. Газовое наполнение ламп – аргон, ксенон, в качестве галогенной добавки используют йод, бромистый метил или метилен. Мощность 1–20 кВт, напряжение питания 220 В. Срок службы 2500–3000 ч. Световая отдача 22 лм/Вт. Эти лампы применяют в светильниках и прожекторах для освещения открытых пространств, карьеров, больших производственных площадей.

Люминесцентная лампа представляет собой трубку, внутренняя поверхность которой покрыта люминофором. По концам трубки впаяны вольфрамовые нити, присоединенные к двухштырьковым цоколям. В трубку вводят дозированное количество ртути и инертный газ, которые облегчают зажигание лампы. Возникающее при электрическом разряде в парах ртути ультрафиолетовое излучение, воздействуя на люминофор, преобразуется в видимое излучение. Изменением состава люминофора достигают изменения спектра излучения. В настоящее время выпускают лампы дневного света (ЛД), белого (ЛБ), холодно-белого (ЛХБ), тепло-белого (ЛТБ), белого света улучшенной цветопередачи (ЛБЦ), а также естественной цветности (ЛЕЦ). Мощность ламп 80–150 Вт, световая отдача 45–60 лм/Вт, срок службы 10000–15000 ч. К их недостатку следует отнести то, что они рассчитаны на работу при температуре 18–25 °С: при пониженной температуре ухудшается зажигание, а при повышенной падает световая отдача. Эти лампы применяют для общего освещения цехов и помещений.

Дуговые ртутные лампы высокого давления с исправленной цветностью представляют собой колбу, внутри которой установлена кварцевая разрядная трубка с парами ртути и аргона при давлении $2-5 \cdot 10^5$ Па, в которую впаяны два основных и один зажигающий электроды. При включении лампы в цепь переменного тока возникает тлеющий разряд между зажигающим и одним основным электродом, который постепенно переходит в разряд между основными электродами. Процесс разгорания лампы и стабилизации её параметров длится около 7–10 мин. ДРЛ выпускают мощностью 80–1000 Вт, напряжение питания 220 В, имеют световую отдачу 40–60 лм/Вт и срок службы 15000 ч. Они надежно зажигаются и работают при температуре до –60 °С. Их применяют как для наружного, так и внутреннего освещения.

Металлогалогенные лампы ДРИ (дуговая, ртутная с иодитами) – это усовершенствованные ДРЛ. Лампы ДРИ выпускают мощностью 250–3500 Вт, светоотдачей 90 лм/Вт и сроком службы 5000 ч. Они разгораются быстрее, чем ДРЛ, т. к. снабжены полупроводниковым импульсным зажигающим устройством, способствующим более быстрому установлению разряда между основными электродами.

Дуговые ксеноновые трубчатые лампы ДКсТ являются наиболее мощными газоразрядными источниками света, применяемыми для освещения больших площадей. Лампы ДКсТ изготавливают мощностью 2–100 кВт, напряжение питания 220/380 В, имеют светоотдачу до 45 лм/Вт и срок службы 1500–3000 ч. Для включения ламп используют специальное пусковое устройство.

Натриевые лампы выпускают низкого и высокого давления. Лампы низкого давления (0,5–1,5 Па) имеют повышенную светоотдачу до 150 лм/Вт, однако излучаемый ими желтый цвет малоприятен для общего освещения. Лампы высокого давления (27 кПа) имеют сплошной спектр, излучая золотисто-белый свет. Выпускают лампы мощностью 250–1000 Вт, со светоотдачей 90–120 лм/Вт и сроком службы до 15000 ч. Широко применяют для наружного освещения.

В производственных цехах в настоящее время применяют преимущественно дуговые ртутные лампы высокого давления типов ДРЛ и ДРИ, напряжение питания 220 В. Аварийное освещение, составляющее 10 % общего, выполняют лампами накаливания, обеспечивающими надежное освещение при аварийных процессах в СЭС (что не обеспечивают газоразрядные источники света). Аварийное освещение относят к ЭП 1-й категории надёжности.

Установленная мощность электроосвещения цехов достигает сотен кВт. Коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ светильников с индивидуальными конденсаторами равен 0,2–0,5, а без них – достигает 1–1,5. Лишь лампы накаливания имеют $\text{tg}\varphi = 0$. В цехах, лабораториях, административных помещениях, требующих повышенной освещённости и правильной цветопередачи, устанавливают люминесцентные лампы. Для наружного освещения рекомендуют лампы типа ДРЛ.

1.13. Электроснабжение городов

Города являются крупными потребителями ЭЭ, т. к. в них не только проживает около 65 % населения страны, но и расположено много промышленных предприятий. Последние годы характеризуются появлением в городах объектов общественно-коммунального характера, электрические нагрузки и электропотребление которых сравнимы с аналогичными показателями крупных ПП. К таким объектам относятся [18]:

– городской электрифицированный транспорт (тяговые подстанции метро имеют мощность 2000–4500 кВт, трамвайно-троллейбусные – до 2500 кВт);

– водопровод и канализация (в крупнейших городах в СЭС головных насосных станций и очистительных сооружений используется напряжение 35, 110 кВ);

– большие спортивные комплексы, например, один из таких комплексов в Ленинграде характеризуется установленной мощностью трансформаторов 7920 кВ·А с напряжением питания 10/0,38 кВ при максимуме электрической нагрузки 4500 кВт;

– современные гостиницы, оборудованные установками искусственного климата, централизованной системой пылеуборки, электропищеблоками (гостиница на 1200 мест имеет установленную мощность трансформаторов 3700 кВ·А и максимум электрической нагрузки 2600 кВт);

– современные крупные универсальные магазины.

Систематически увеличивается расход ЭЭ на бытовые нужды городского населения в результате насыщения электробытовыми приборами. Потребление ЭЭ в жилом секторе (освещение квартир, электробытовые приборы, приготовление пищи и др.) в 1985 г. достигло 74 млрд. кВт·ч, а в общественном секторе (освещение и силовые нужды общественных зданий, улиц, водопроводов, транспорт и др.) – 117 млрд. кВт·ч. Потребление ЭЭ на одного жителя в 1985 г. в жилом секторе составило 412 кВт·ч/год, а в общественном – 552 кВт·ч/год.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

2.1. Графики электрических нагрузок

2.1.1. Назначение и классификация графиков нагрузок

Основой рационального решения комплекса технико-экономических вопросов проектирования системы электроснабжения современного промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты, расход цветного металла, величина потерь электроэнергии и эксплуатационные расходы [5, 37, 44, 46].

Электрические нагрузки характеризуют потребление электроэнергии отдельными электроприёмниками, группой электроприёмников в цехе, цехом и предприятием в целом. При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий основными являются три вида нагрузок: активная мощность P , реактивная мощность Q и ток I .

Электрическую нагрузку можно наблюдать с помощью измерительных приборов или регистрировать самопишущими приборами (рис. 2.1, а).

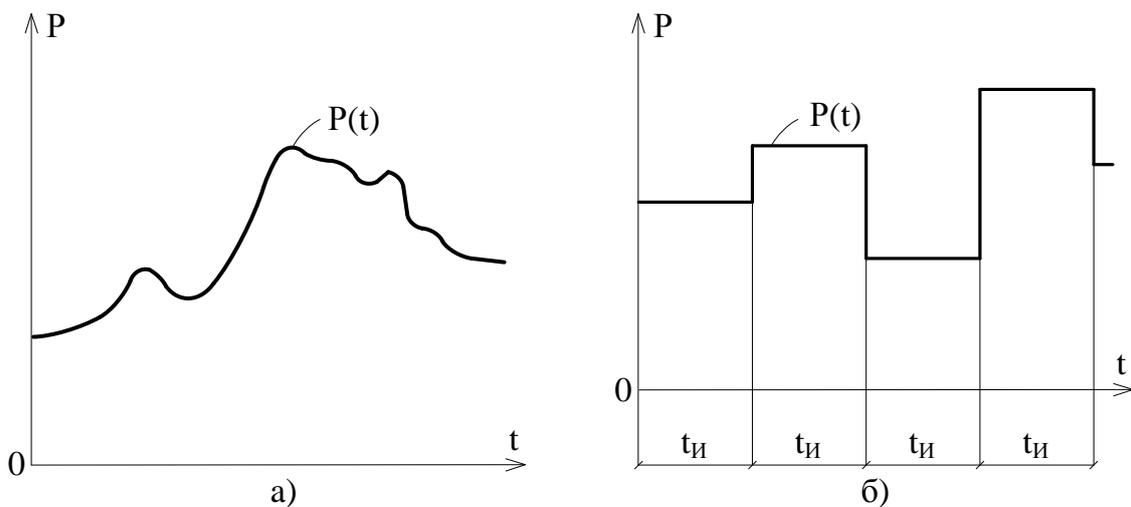


Рис. 2.1. Графики нагрузки, полученные с помощью регистрирующего прибора (а) и счётчика электрической энергии (б)

В условиях эксплуатации изменения нагрузки (реактивной и активной мощностей) во времени представляют, как правило, в виде ступенчатой кривой, определённой по показаниям счётчиков активной и реактивной энергии, снятой через одинаковые интервалы времени $t_{и}$ (рис. 2.1, б).

Кривые изменения активной и реактивной мощностей и тока во времени называются графиками нагрузок соответственно по активной мощности $P = f(t)$, реактивной мощности $Q = f(t)$ и току $I = f(t)$.

Графики нагрузок подразделяются на индивидуальные – для электроприёмников и групповые – для группы электроприемников.

Показатели, характеризующие индивидуальные графики нагрузок, обозначают строчными буквами $p(t)$, $q(t)$, $i(t)$, а групповые графики – прописными – $P(t)$, $Q(t)$, $I(t)$.

Индивидуальные графики необходимы для определения нагрузок мощных электроприёмников (электрических печей, преобразовательных агрегатов главных приводов прокатных станков и т. п.). При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий используются, как правило, **групповые** графики нагрузок. Графики нагрузок всего промышленного предприятия дают возможность определить потребление активной и реактивной энергии предприятием, правильно выбрать питающие предприятие источники, а также выполнить рациональную схему электроснабжения.

В зависимости от продолжительности различают сменные, суточные и годовые графики нагрузок предприятия.

Сменные графики нагрузок снимаются в течение 8 часов **за наиболее загруженную смену** (смену с наибольшим потреблением электроэнергии – это, как правило, дневная смена в рабочий день в зимнее время года).

Суточные графики нагрузок снимаются в течение 24 часов (рис. 2.2, а) для характерных суток (летних и зимних суток, рабочих и выходных дней). Каждая отрасль промышленности имеет свой характерный график нагрузок, определяемый технологическим процессом производства. Характерные графики нагрузок различных отраслей промышленности приводятся в справочной литературе.

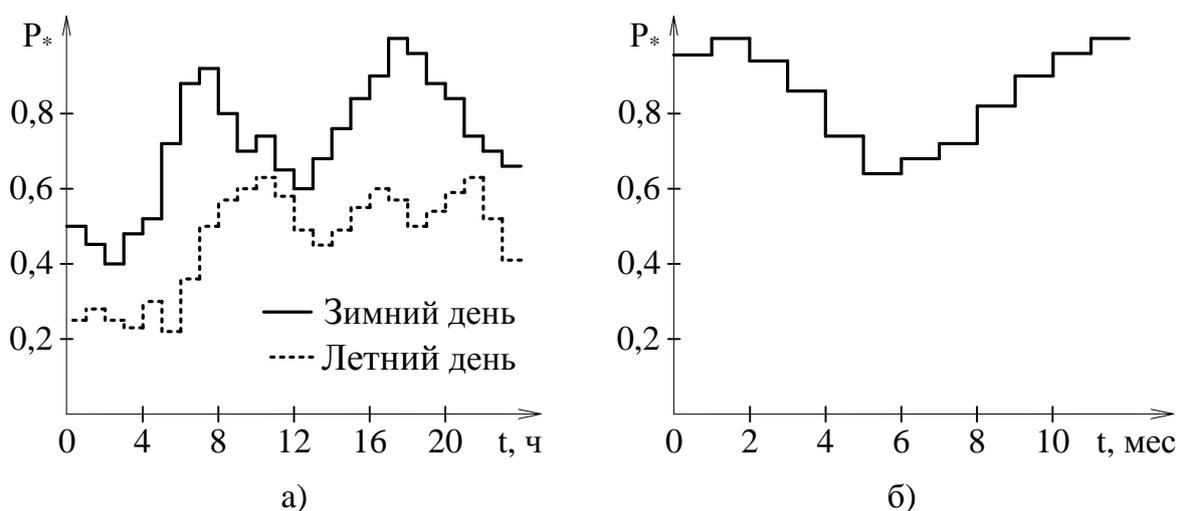


Рис. 2.2. Типовые графики активной нагрузки предприятия станкостроительной промышленности: а – суточный; б – годовой

На рис. 2.3 представлены характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности [32].

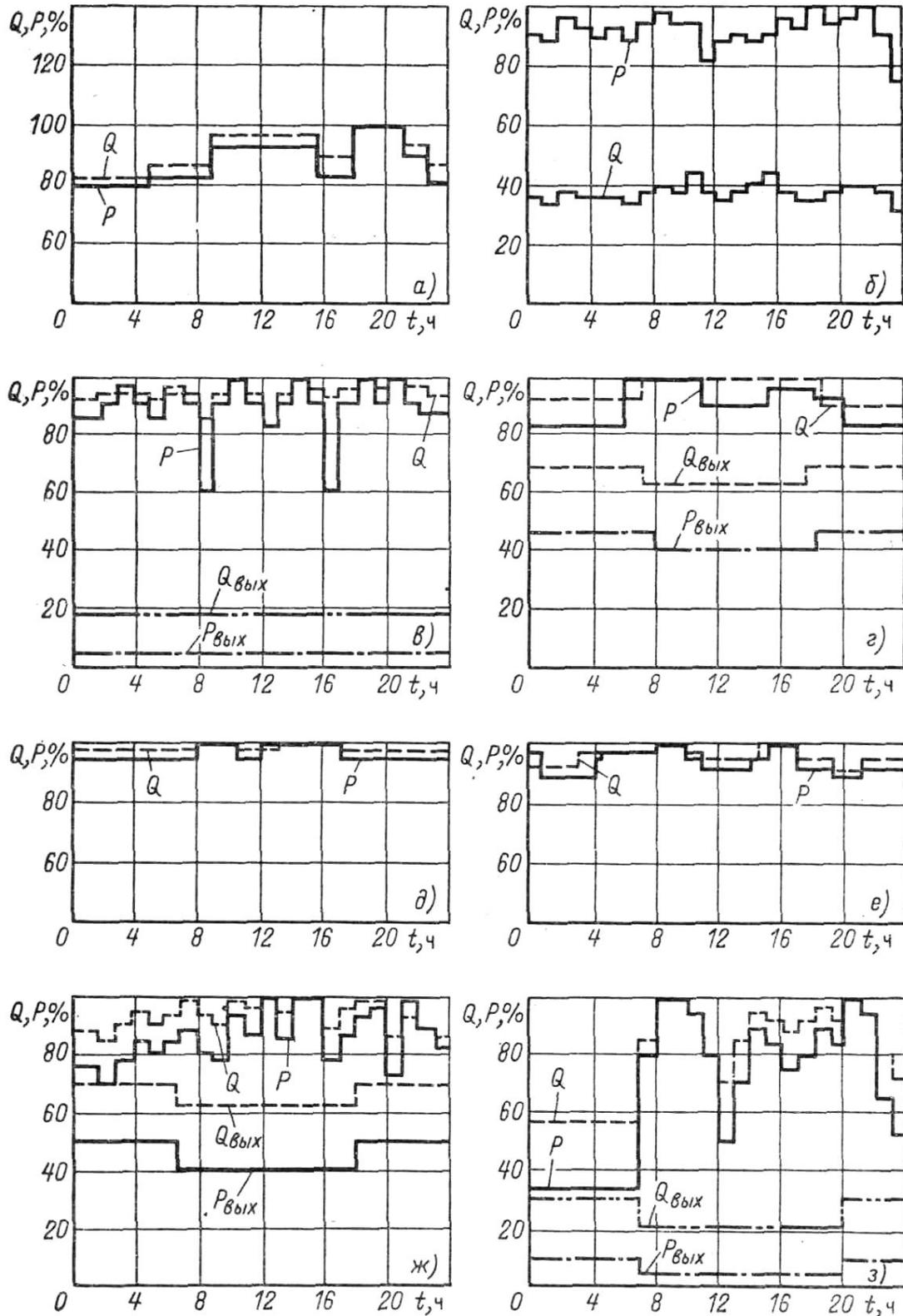
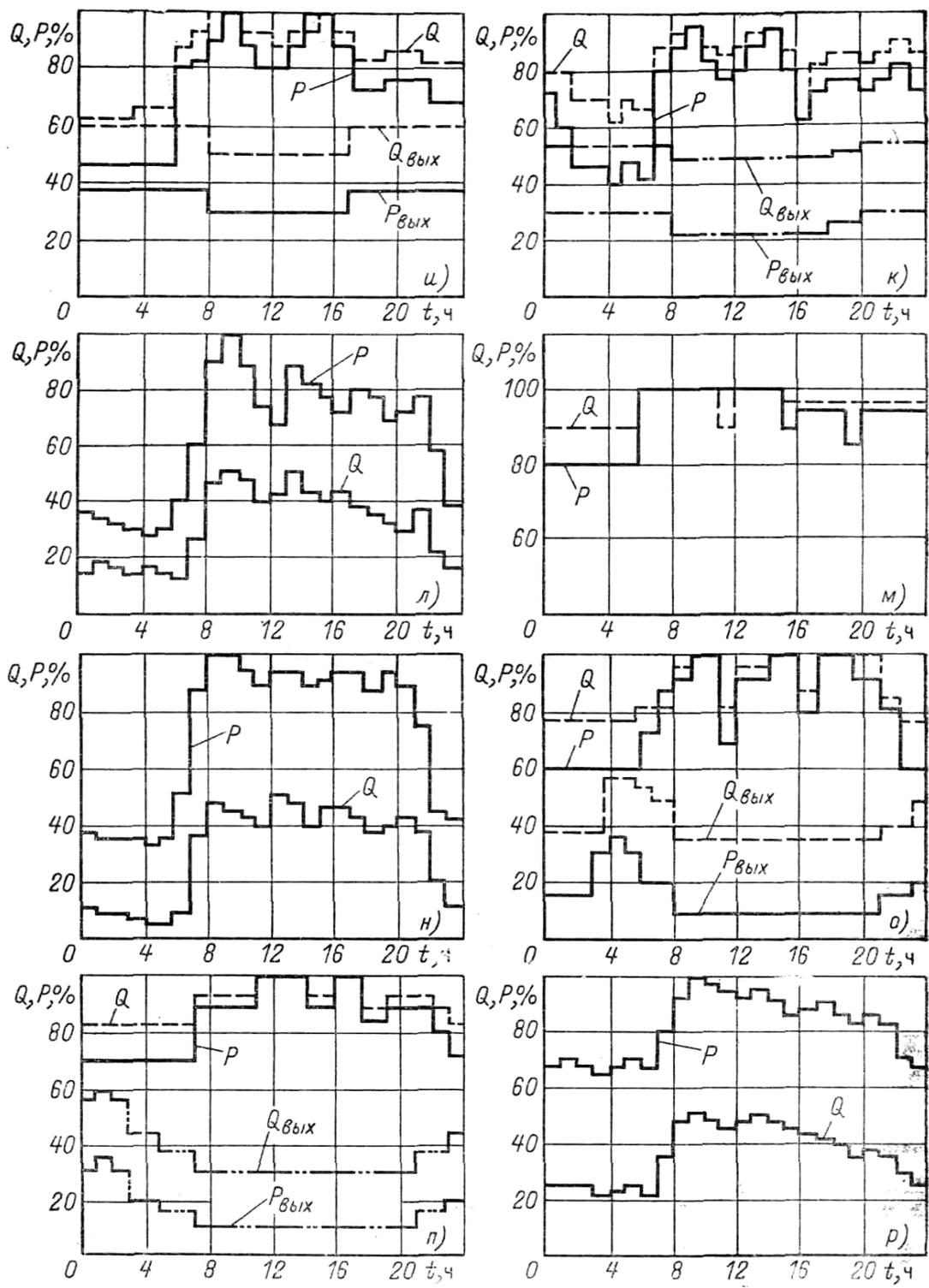


Рис. 2.3. Характерные суточные графики электрических нагрузок предприятий различных отраслей промышленности: а – угледобычи; б – нефтепереработки; в – торфоразработки; д – чёрной и цветной металлургии; е – химии; ж – тяжёлого машиностроения; з – ремонтно-механических заводов;



и – станкостроения; к – автомобильных заводов;
л – деревообрабатывающей промышленности; м – целлюлозно-бумажной промышленности; н – лёгкой промышленности; о – прядильно-ткацких фабрик; р – пищевой промышленности; Р и Q – активная и реактивная нагрузки рабочего дня; Р_{вых} и Q_{вых} – активная и реактивная нагрузки выходного дня

Годовые графики нагрузок снимают в течение 12 месяцев (рис. 2.2, б). Такие графики показывают, как изменяется потребляемая мощность нагрузки по месяцам года – зимой больше, летом меньше.

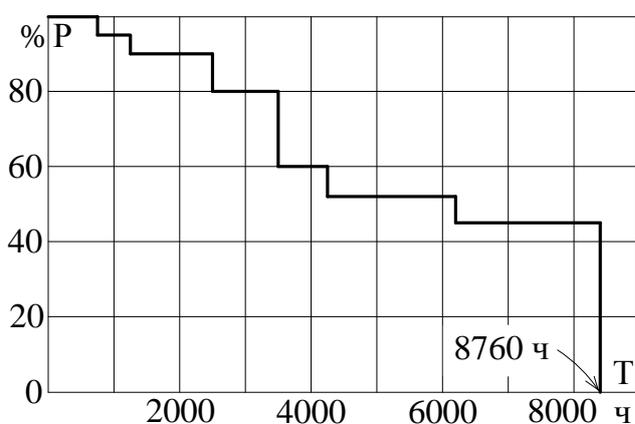


Рис. 2.4. Годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок

При электротехнических расчётах широко используется ещё один вид годового графика – **годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок**, который иногда называют **годовым упорядоченным графиком нагрузок**. Он представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (за полное число часов в году – 8760 часов – рис. 2.4) На этом графике по оси ординат откладывают ступенчато изменяющуюся

нагрузку предприятия, а по оси абсцисс – i -е время, в течение которого используется каждая i -я нагрузка. Этот график нагрузок получают путем обработки суточных графиков рабочих и выходных дней.

2.1.2. Индивидуальные графики нагрузок

Режимы работы большинства электроприёмников из-за постоянного повторения производственных операций обладают цикличностью. С точки зрения цикличности работы электроприёмников их индивидуальные графики подразделяются на **периодические, циклические, нециклические и нерегулярные** [46].

Периодический график (рис. 2.5, а) соответствует строго ритмичному процессу работы с периодом

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{р}} + t_{\text{о}}, \quad (2.1)$$

где $t_{\text{ц}}$ – полное время цикла; $t_{\text{р}}$ – время работы; $t_{\text{о}}$ – время остановки (паузы).

Периодические графики характерны для поточного или автоматизированного производства.

Циклический график (рис. 2.5, б) соответствует производству, где периодичность нарушается из-за непостоянства длительности пауз отдельных циклов ($t_{01}, t_{02}, \dots, t_{0n}$) и характеризует непоточное, но циклическое производство. Продолжительность рабочих интервалов $t_{\text{р}}$ и характер соответствующих участков графика практически неизменные. Здесь можно говорить о средней длительности цикла

$$t_{\text{ЦС}} = t_p + \frac{\sum_{i=1}^n t_{0i}}{n}, \quad (2.2)$$

где n – число циклов за рассматриваемый промежуток времени.

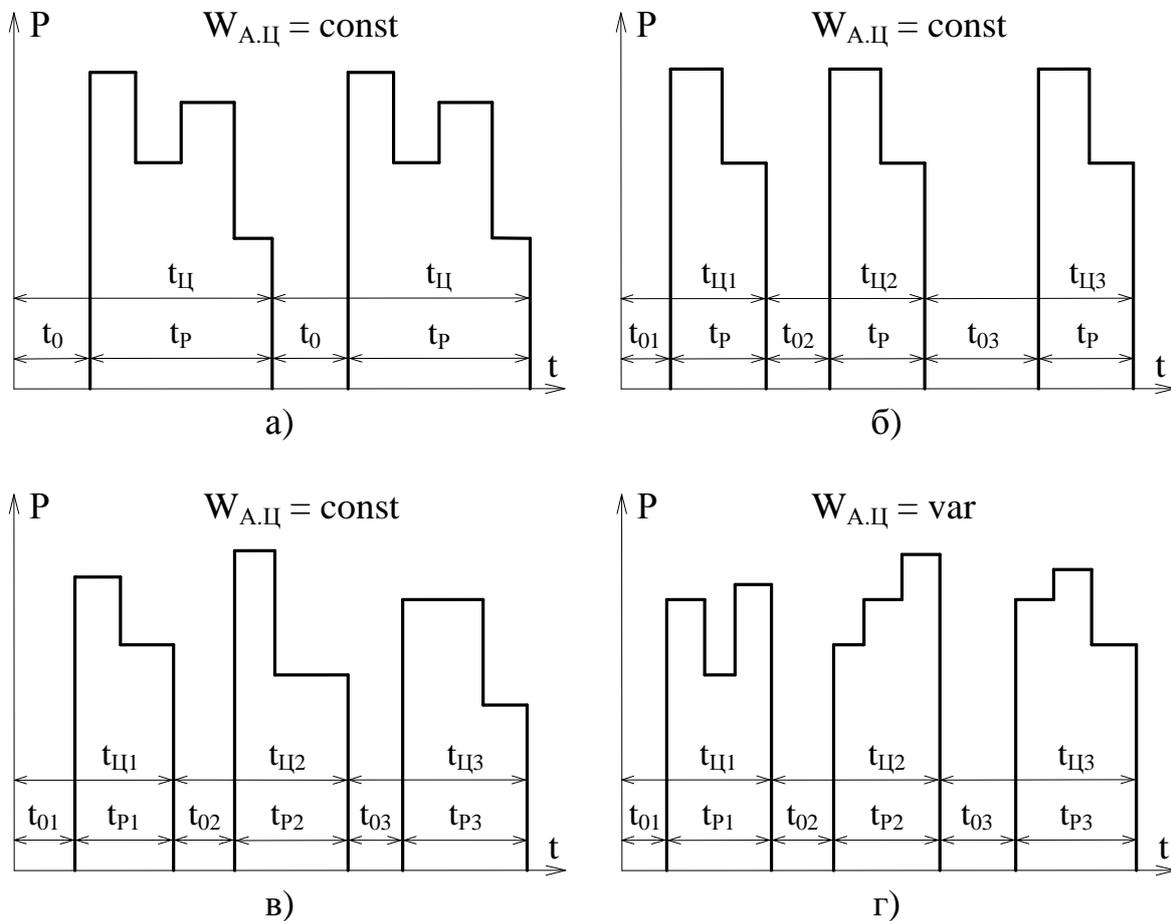


Рис. 2.5. Индивидуальные графики различных типов: а – периодический; б – циклический; в – нециклический; г – нерегулярный

Нециклический график (рис. 2.5, в) соответствует случаю, когда выполняемые электроприёмником повторяющиеся операции строго не регламентированы, вследствие чего соответствующие составляющие не равны, то есть $t_{pi} \neq t_{pj}$, $t_{0i} \neq t_{0j}$, $t_{\text{Ц}i} \neq t_{\text{Ц}j}$. Такой график могут создавать, например, электроприёмники кранов шихтового двора мартеновского производства. Но т. к. электроприёмники участвуют в выполнении определенного технологического процесса, то нециклический график подобно периодическому и циклическому характеризуется стабильностью потребления активной электроэнергии $W_{A.Ц} = \text{const}$ за время цикла, например, смены.

Нерегулярный график (рис. 2.5, г) соответствует производству, которое не имеет никакой ритмичности технологического процесса, например,

электропривод для бурения разведочной скважины. Поэтому разные составляющие цикла, разная последовательность операций и различное потребление электроэнергии ($W_{\text{А.Ц}} = \text{var}$).

2.1.3. Групповые графики нагрузок

Групповой график нагрузок складывается из индивидуальных графиков нагрузок электроприёмников, входящих в данную группу. Характеристики групповых графиков устанавливаются типами индивидуальных графиков и взаимосвязями нагрузок отдельных электроприёмников, определяемыми технологическим процессом. Различают два вида взаимосвязей:

а) между значениями нагрузки данного приёмника в различные моменты времени. Для периодических индивидуальных графиков (рис. 2.5, а) с одинаковым временем цикла $t_{\text{ц}}$, равным периоду работы электроприёмника, заданное значение $p_i(t)$ в момент времени t однозначно определяет значение $p_i(t+\tau)$ в последующий момент $(t+\tau)$, т. е. *связи являются жесткими*. Для циклического и нециклического индивидуальных графиков (рис. 2.5, б, в) однозначная взаимосвязь между $p_i(t)$ и $p_i(t+\tau)$ уже не имеет места, взаимосвязи, приобретают вероятностный характер, *подобные связи являются корреляционными*;

б) между значениями нагрузок двух различных электроприёмников в данный момент времени, которые вытекают из характера технологического процесса. В зависимости от взаимосвязи между нагрузками отдельных электроприёмников различают включения электроприёмников:

– *антифазное*, когда электроприёмники включаются только разновременно (рис. 2.6, а);

– *синфазное*, когда электроприёмники включаются только одновременно, причём их нагрузки связаны жесткой пропорциональной зависимостью или по крайней мере, растут или убывают одновременно (рис. 2.6, б);

– *совместное*, когда электроприёмники включаются только одновременно, однако их нагрузки за время включения корреляционной связи не имеют (рис. 2.6, в);

– *независимое*, когда электроприёмники включаются независимо, и их нагрузки не имеют корреляционной связи (рис. 2.6, г);

– *асинфазное*, когда электроприёмники могут включаться, как и независимые, но их нагрузки имеют корреляционную связь, т. к. вероятность включения одного из электроприёмников зависит от того, включен ли другой.

В зависимости от видов индивидуальных графиков и взаимосвязей между нагрузками отдельных электроприёмников, входящих в данную группу, групповые графики подразделяются на три типа: периодические, почти периодические и нерегулярные.

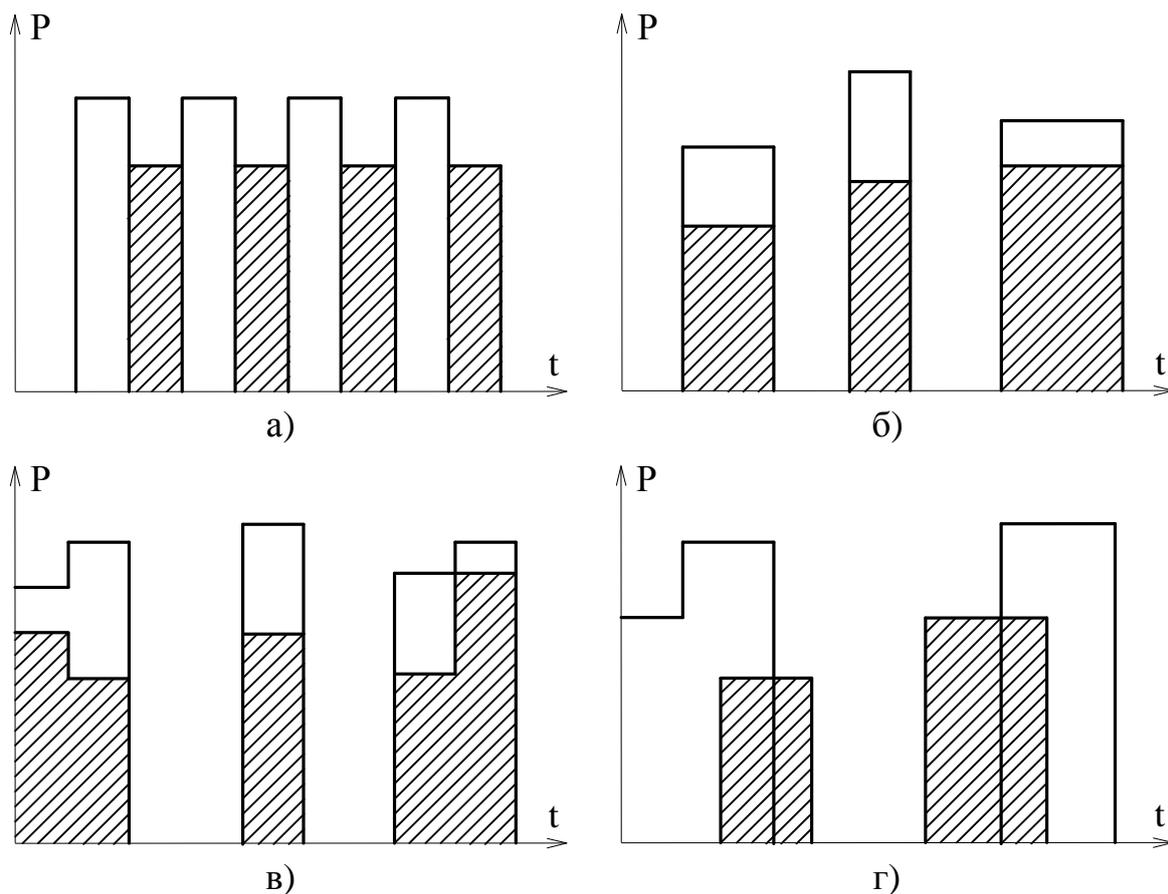


Рис. 2.6. Групповые графики нагрузок при включениях электроприёмников: а – антифазном, б – синфазном, в – совместном, г – независимом

Периодические графики соответствуют строго ритмичному процессу производства при условии, что периодически работающие отдельные электроприёмники жестко связаны общим технологическим процессом, в частности, комплексной автоматизацией, длительность периодов $t_{Ц}$ всех индивидуальных графиков одинакова и совпадает с периодом группового графика $T_{Ц}$.

Почти периодические графики соответствуют в общем случае непоточному производству, когда групповой график удовлетворяет условию обобщенной периодичности, т. е. стабильности расхода электроэнергии – $W_A = \text{const}$.

Нерегулярные графики имеют место в тех случаях, когда индивидуальные графики отдельных электроприёмников, входящих в данную группу, являются нерегулярными и, следовательно, не выполняется условие стабильности расхода электроэнергии.

2.2. Определения электрических нагрузок

2.2.1. Номинальная мощность

Номинальная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, обозначенная на заводской табличке или в паспорте двигателя, силового трансформатора, либо на колбе или цоколе источника света.

Под номинальной активной мощностью электродвигателя понимается мощность, развиваемая двигателем на валу при номинальном напряжении. Для других электроприемников – это мощность, потребляемая ими из сети при номинальном напряжении.

При расчётах, связанных с выбором токоведущих элементов как для отдельных электроприёмников, работающих в повторно-кратковременном режиме (ПКР), так и узлов, от которых питаются такие электроприёмники, номинальные активная и реактивная мощности последних, должны быть приведены к длительному режиму.

Продолжительность включения (ПВ) определяется по выражению в процентах или относительных единицах

$$\text{ПВ}_{\%} = \frac{t_p}{t_p + t_{\Pi}} \cdot 100 \quad \text{или} \quad \text{ПВ} = \frac{t_p}{t_p + t_{\Pi}}, \quad (2.3)$$

где t_p и t_{Π} – время, в течение которого электроприёмник находится соответственно в работе и в отключенном состоянии (пауза).

Паспортная мощность приёмников повторно-кратковременного режима приводится к номинальной длительной мощности (к продолжительности ПВ = 100 %) по следующим формулам:

– для электродвигателей

$$P_{\text{НОМ(ПВ=100\%)}} = P_{\text{НОМ.ПАСП}} \sqrt{\frac{\text{ПВ}_{\text{ПАСП.}\%}}{100}} = P_{\text{НОМ.ПАСП}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{ПАСП}}}; \quad (2.4)$$

– для обычных силовых трансформаторов

$$S_{\text{Т.НОМ(ПВ=100\%)}} = S_{\text{Т.НОМ.ПАСП}} \sqrt{\frac{\text{ПВ}_{\text{ПАСП.}\%}}{100}}; \quad (2.5)$$

– для трансформаторов сварочных машин и сварочных аппаратов

$$P_{\text{НОМ(ПВ=100\%)}} = S_{\text{НОМ.ПАСП}} \cdot \cos\varphi_{\text{ПАСП}} \sqrt{\frac{\text{ПВ}_{\text{ПАСП.}\%}}{100}}; \quad (2.6)$$

– трансформаторов электрических печей

$$P_{\text{НОМ(ПВ=100\%)}} = S_{\text{НОМ.ПАСП}} \cdot \cos\varphi_{\text{ПАСП}}, \quad (2.7)$$

где $P_{ВПАСП}$ и $\cos\varphi_{ПАСП}$ – паспортные продолжительность включения в относительных единицах и коэффициент реактивной мощности электроприёмника.

Применительно к многодвигательному приводу и крановым установкам под термином «приёмник электроэнергии» следует понимать весь агрегат в целом, а под термином «номинальная мощность» – сумму номинальных мощностей всех двигателей агрегата, приведенных к $P_{В} = 100\%$.

Групповая номинальная активная мощность – это сумма номинальных активных мощностей отдельных рабочих электроприёмников

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ_i} \quad (2.8)$$

Под номинальной реактивной мощностью приёмника понимается реактивная мощность, потребляемая им из сети или отдаваемая в сеть, при номинальной активной мощности и номинальном напряжении. Паспортная реактивная мощность приёмника с ПКР приводится к длительному режиму

$$Q_{НОМ(P_{В} = 100\%)} = Q_{НОМ.ПАСП} \sqrt{P_{В.ПАСП}} \quad (2.9)$$

Групповая номинальная реактивная мощность – это алгебраическая сумма номинальных реактивных мощностей отдельных рабочих электроприёмников

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n Q_{НОМ_i} \quad (2.10)$$

Примечание. Условимся сейчас и в дальнейшем все величины, относящиеся к одному электроприёмнику, обозначать строчными буквами, а к группе – заглавными. Например, номинальную активную мощность одного электроприёмника будем обозначать как $p_{НОМ}$, а реактивную – $q_{НОМ}$. Для группы электроприёмников обозначения этих же мощностей будут иметь вид – $P_{НОМ}$ и $Q_{НОМ}$.

Номинальные токи определяются аналогично

$$\begin{aligned} i_{НОМ(P_{В} = 100\%)} &= i_{НОМ.ПАСП} \sqrt{P_{В.ПАСП}}; \\ i_{НОМ(P_{В} = 100\%)} &= \frac{S_{НОМ.ПАСП} \sqrt{P_{В.ПАСП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \\ I_{НОМ} &= \frac{\sqrt{P_{НОМ}^2 + Q_{НОМ}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}. \end{aligned} \quad (2.11)$$

2.2.2. Средние нагрузки

Средняя нагрузка – это постоянная во времени нагрузка (мощность), при которой в течение периода наблюдений T потребляется такое же количество электрической энергии W , что и при реально изменяющемся во времени графике нагрузки. В общем случае среднее значение активной и реактивной мощности одного электроприёмника при непрерывном графике нагрузки (рис. 2.7, а) определяется выражением

$$P_C = \frac{\int_0^T p(t) dt}{T}; \quad Q_C = \frac{\int_0^T q(t) dt}{T}. \quad (2.12)$$

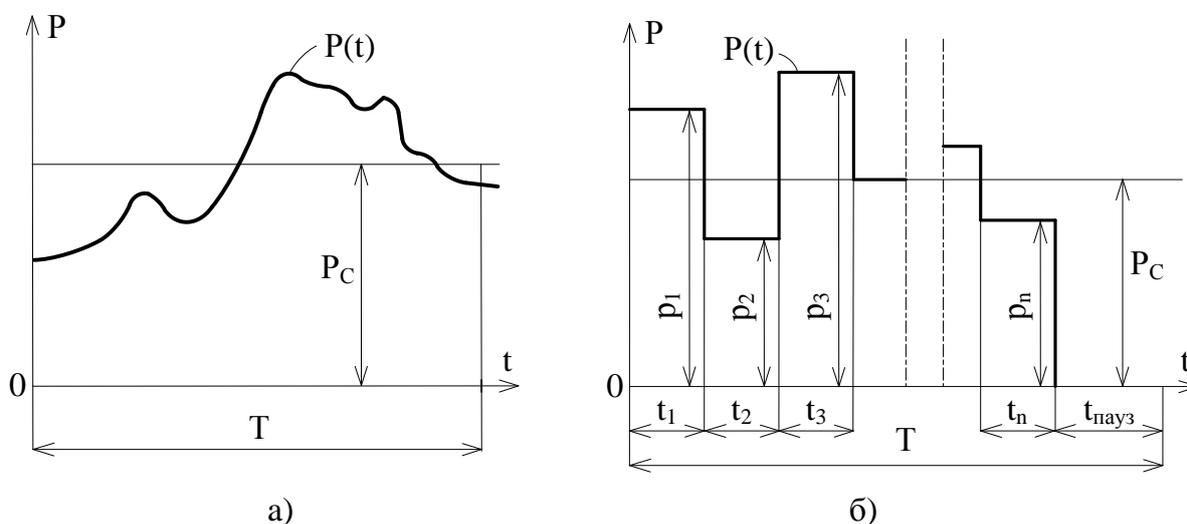


Рис. 2.7. Средние нагрузки

При дискретном графике нагрузки (рис. 2.7, б) средняя нагрузка определяется выражением

$$P_C = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n p_i \cdot \Delta t_i, \quad (2.13)$$

где p_i – текущее значение мощности на i -м интервале времени t_i ; T – период наблюдения изменения мощности электроприёмника, который состоит из времени работы и времени паузы.

В условиях эксплуатации средние нагрузки рассматриваются за определённый характерный интервал времени, например, за время цикла $T_{ц}$, и определяются по показаниям счётчиков активной (W_A) и реактивной (W_P) электроэнергии с помощью следующих выражений:

– для одного электроприёмника

$$P_C = \frac{W_A}{T_{Ц}}; \quad Q_C = \frac{W_P}{T_{Ц}}; \quad (2.14)$$

– для группы электроприёмников

$$P_C = \frac{W_A}{T_{Ц}}; \quad Q_C = \frac{W_P}{T_{Ц}}. \quad (2.15)$$

Важное значение в расчётах и при исследовании нагрузок, а также при подсчётах расхода и потерь электроэнергии имеют средняя нагрузка за наиболее загруженную смену $P_{С.М}$ (или $Q_{С.М}$) и среднегодовая нагрузка $P_{С.Г}$ (или $Q_{С.Г}$).

Средняя нагрузка за наиболее загруженную смену является основной величиной в расчётах *по методу упорядоченных диаграмм*. Наиболее загруженной сменой считается смена с наибольшим потреблением активной энергии данной группой электроприёмников, цехом или предприятием в целом. Обычно это бывает дневная, рабочая смена в зимнее время года. Вместе с тем следует учитывать, что в отдельных случаях наибольшая средняя нагрузка на данном предприятии может быть в вечернее или ночное время по условиям, задаваемым энергосистемой. Для средней нагрузки $P_{С.М}$ за время наиболее загруженной смены $T_{С.М}$ можно записать

$$P_{С.М} = \frac{W_{А.С.М}}{T_{С.М}}; \quad Q_{С.М} = \frac{W_{Р.С.М}}{T_{С.М}}. \quad (2.16)$$

где $W_{А.С.М}$ и $W_{Р.С.М}$ – потребление активной и реактивной энергии за наиболее загруженную смену.

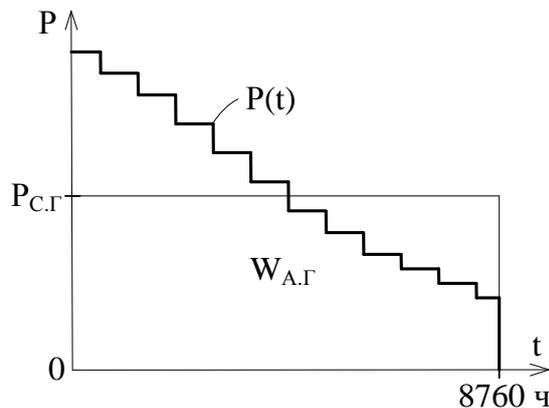


Рис. 2.8. Годовой упорядоченный график нагрузки

Среднегодовая нагрузка $P_{С.Г}$ определяется как отношение годового расхода активной $W_{А.Г}$ или реактивной $W_{Р.Г}$ электроэнергии к полному числу часов в году – 8760 часов

$$P_{С.Г} = \frac{W_{А.Г}}{8760}; \quad Q_{С.Г} = \frac{W_{Р.Г}}{8760}. \quad (2.17)$$

Среднегодовая нагрузка $P_{С.Г}$ может быть получена из упорядоченного годового графика нагрузок: сложная площадь функции $P(t)$ (потреблённая годовая электроэнергия $W_{А.Г}$)

заменяется прямоугольником, абсцисса которого приравняется полному числу часов в году, а ордината получается равной среднегодовой нагрузке $P_{С.Г}$ (рис. 2.8).

Связь между средней нагрузкой $P_{СМ}$ за наиболее загруженную смену и среднегодовой нагрузкой $P_{СГ}$ выражается с помощью коэффициента сменности по энергоиспользованию

$$\alpha = \frac{P_{СГ}}{P_{СМ}}. \quad (2.18)$$

Если бы потребляемая нагрузка на протяжении всего года была одинаковой и равной $P_{СМ}$, то коэффициент сменности по энергоиспользованию был бы равен $\alpha = 1$, однако ввиду неравенства нагрузок различных смен, сезонных изменений нагрузок и наличия некоторой неритмичности на практике $\alpha < 1$.

2.2.3. Среднеквадратичные нагрузки

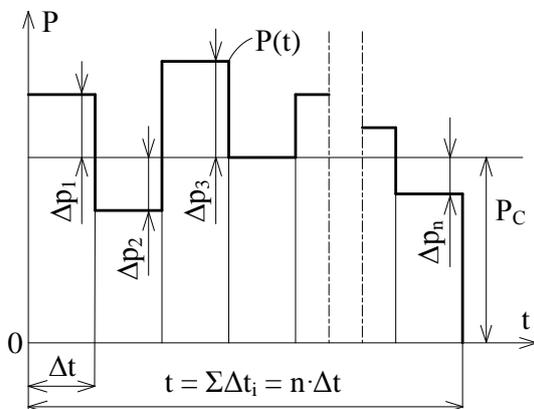


Рис. 2.9. Индивидуальный график нагрузок по активной мощности

Среднеквадратичную активную нагрузку $P_{С.К}$ за интервал времени T для непрерывного графика нагрузок $P(t)$ (рис. 2.6, а) определяют с помощью следующего выражения

$$P_{С.К} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2(t) dt} \quad (2.19)$$

Для дискретного графика электрических нагрузок $P(t)$ это выражение принимает вид

$$P_{С.К} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot \Delta t_i}. \quad (2.20)$$

Между средней и среднеквадратичной нагрузкой существует связь, для вывода которой обратимся к рис. 2.9. Квадрат среднеквадратичной нагрузки одного приёмника можно записать следующим образом

$$P_{С.К}^2 = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i^2 \Delta t_i. \quad (2.21)$$

Учитывая то, что значение мощности на i -ом интервале времени можно представить, как $P_i = P_c + \Delta p_i$, где P_c есть постоянная величина, приведенное выше выражение можно записать в виде

$$\begin{aligned}
p_{C.K}^2 &= \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n (p_c + \Delta p_i)^2 \Delta t_i; \\
p_{C.K}^2 &= \frac{(p_c + \Delta p_1)^2 \Delta t_1 + \dots + (p_c + \Delta p_n)^2 \Delta t_n}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i} = \\
&= \frac{(p_c^2 + 2p_c \cdot \Delta p_1 + \Delta p_1^2)^2 \Delta t_1 + \dots + (p_c^2 + 2p_c \cdot \Delta p_n + \Delta p_n^2)^2 \Delta t_n}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}.
\end{aligned} \tag{2.22}$$

При $\Delta t_1 = \Delta t_2 = \dots = \Delta t_n = \Delta t$ имеем

$$p_{C.K}^2 = \frac{\left(n \cdot p_c^2 + 2p_c \sum_{i=1}^n \Delta p_i + \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 \right)^2 \Delta t}{n \cdot \Delta t}. \tag{2.23}$$

Произведение средней мощности p_c на сумму i -х отклонений Δp_i равно нулю $p_c \sum_{i=1}^n \Delta p_i = 0$. Учитывая это, имеем

$$\begin{aligned}
p_{C.K}^2 &= \frac{\left(n \cdot p_c^2 + \sum_{i=1}^n \Delta p_i^2 \right)^2 \Delta t}{n \cdot \Delta t} = p_c^2 + \frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i^2}{n} = p_c^2 + \sigma^2; \\
\sigma &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \Delta p_i^2}{n}},
\end{aligned} \tag{2.24}$$

где σ – среднеквадратичное отклонение для графика нагрузок одного электроприёмника; n – число равных интервалов времени длительностью Δt , на которое разбит график нагрузок.

Из формулы (2.24) получаем, что квадрат среднеквадратичного отклонения для индивидуального графика нагрузки

$$\sigma^2 = p_{C.K}^2 - p_c^2. \tag{2.25}$$

Аналогично для группового графика нагрузок

$$\sigma_{\Sigma}^2 = P_{C.K}^2 - P_c^2. \tag{2.26}$$

Отметим, что среднеквадратичное отклонение является мерой рассеяния мощности относительно её среднего значения. Среднеквадратичные нагрузки используются при определении потерь мощности и электроэнергии, расчете электрических нагрузок и т. п.

2.2.4. Максимальные нагрузки

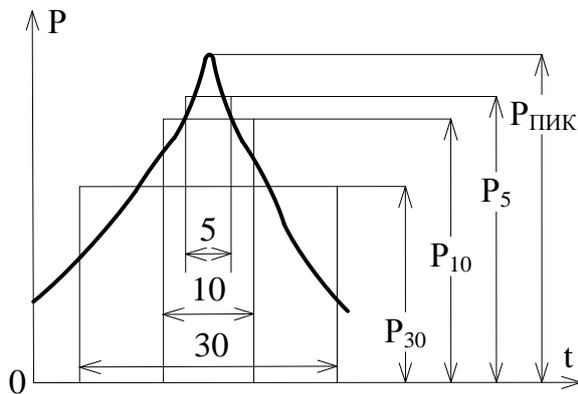


Рис. 2.10. Максимальные нагрузки различной длительности осреднения

Максимальные значения активной нагрузки P_M , реактивной нагрузки Q_M и тока I_M представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени.

В зависимости от продолжительности осреднения различают два вида максимальных нагрузок (рис. 2.10):

а) **максимальные кратковременные нагрузки** длительностью с длительностью осреднения $T_{оср} = 1-2$ с, которые принято называть и обозначать пиковыми $P_{пик}$. Они необходимы для проверки колебаний напряжения, проверки сетей по условиям самозапуска электродвигателей, выбора плавких вставок предохранителей, расчёта релейной защиты;

б) **максимальные длительные нагрузки** $P_{M.T}$ за различные интервалы времени ($T_{оср} = 5, 10, 30$ мин). Они используются при выборе элементов системы электроснабжения по нагреву и для расчёта максимальных потерь мощности в них.

2.2.5. Расчётные нагрузки

Под расчётной нагрузкой P_P понимается такая длительная неизменная во времени нагрузка элемента системы электроснабжения (трансформаторы, линии и т. п.), которая эквивалентна ожидаемой изменяющейся нагрузке по наиболее тяжёлому тепловому воздействию: максимальной температуре нагрева проводника или тепловому износу его изоляции. Соответственно этим двум эффектам нагрева проводника различают [46]:

а) **расчётную нагрузку по максимальной температуре нагрева**, т. е. такую неизменную во времени нагрузку P_{PI} , которая вызывает в проводнике тот же самый максимальный перегрев над окружающей температурой, что и заданная переменная нагрузка $P(t)$;

б) **расчётную нагрузку по тепловому износу изоляции**, т. е. такую неизменную во времени нагрузку P_{PII} , которая вызывает в проводнике тот же тепловой износ изоляции, что и заданная переменная нагрузка $P(t)$.

Для потребителей принимается та расчётная мощность P_{PI} или P_{PII} , которая получается больше.

Расчётную нагрузку P_{PII} сложно определить из-за отсутствия необходимой для этого информации. Поэтому практически принимают $P_P = P_{PI}$.

2.2.6. Понятие о максимуме средней нагрузки

Средняя мощность потерь в проводнике, а, следовательно, и его средний нагрев определяется среднеквадратичным током $I_{C.K}$. Расчетный ток I_p должен превышать среднеквадратичный $I_{C.K}$ и тем более средний I_C , но быть меньше максимального I_M тока для данного графика нагрузок. В общем случае можно записать

$$I_M \geq I_p \geq I_{C.K} \geq I_C. \quad (2.27)$$

Аналогично для графика нагрузок по активной мощности (рис. 2.11, а) запишем неравенство

$$P_M \geq P_p \geq P_{C.K} \geq P_C. \quad (2.28)$$

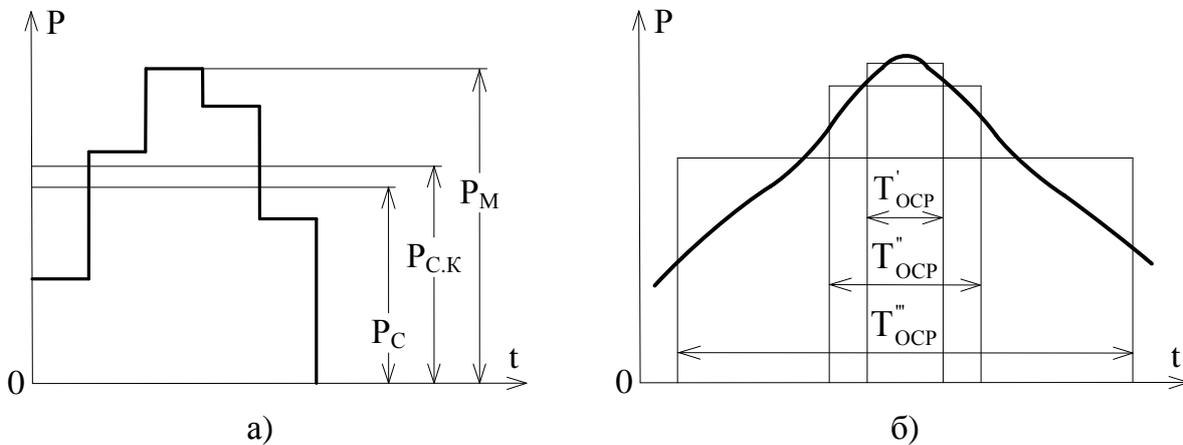


Рис. 2.11. Условия расчёта электрических нагрузок

Неравенство (2.27) дает достаточную, но приблизительную оценку расчетной нагрузки P_p . Более точная оценка величины P_p возможна с помощью **понятия максимума средней нагрузки**, предложенного Н.В. Копытовым [46].

Нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый период времени. Среднеквадратичная нагрузка за интервал времени T_{OCP} точнее характеризует нагрев проводника, чем наибольшая (пиковая) нагрузка в том же интервале. Длительность интервала осреднения не должна быть очень мала, т. к. проводник не успеет нагреться до установившегося значения. Но она не должна быть слишком велика, т. к. в этом интервале проводник успеет нагреться и остыть несколько раз.

Существует оптимальная длительность интервала осреднения T_{OCP} , при которой среднеквадратичная нагрузка при прочих равных условиях будет удовлетворительно характеризовать изменение нагрева проводника. На рис. 2.10, б приведено изменение нагрузки за различные интервалы осред-

нения. Интервал $T'_{\text{ОСР}}$ слишком мал и проводник за это время не успевает нагреться до установившегося значения, а интервал $T''_{\text{ОСР}}$ слишком большой и проводник успеет нагреться, а к концу интервала даже остыть. Оптимальный интервал осреднения $T_{\text{ОСР}}$ должен быть равен трем постоянным времени нагрева проводника

$$T_{\text{ОСР}} = 3 \cdot T_0. \quad (2.29)$$

Для практических расчётов за основу берётся постоянная времени нагрева наиболее часто применяемых проводников малых и средних сечений $T_0 = 10$ мин. Таким образом, в качестве интервала осреднения $T_{\text{ОСР}}$ принят 30-минутный (получасовой) максимум нагрузки. За это время нагрев проводника достигает 95 % установившегося значения.

Примерные данные о постоянных времени нагрева проводов и кабелей T_0 и продолжительности интервала осреднения $T_{\text{ОСР}}$ при разных условиях прокладки (в воздухе и в земле) приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Постоянные времени нагрева T_0 и продолжительности интервала осреднения $T_{\text{ОСР}}$ нагрузки

| Сечение токоведущих жил, мм ² | Напряжение, кВ | Кабели, проложенные | | | | Провода, находящиеся в воздухе | |
|--|----------------|---------------------|----------------------|-------------|----------------------|--------------------------------|----------------------|
| | | в воздухе | | в земле | | T_0 , мин | $T_{\text{ОСР}}$, ч |
| | | T_0 , мин | $T_{\text{ОСР}}$, ч | T_0 , мин | $T_{\text{ОСР}}$, ч | | |
| 35–70 | 1 | 20 | 1 | 30 | 1,5 | 10 | 0,5 |
| 95–120 | | 30 | 1,5 | 40 | 2 | 15 | 0,75 |
| 150–185 | | 40 | 2 | 50 | 2,5 | 20 | 1 |
| 25–35 | 6–10 | 20 | 1 | – | – | – | – |
| 50–70 | | 30 | 1,5 | – | – | – | – |
| 95–120 | | 40 | 2 | – | 2 | – | – |
| 150–185 | | 50 | 2,5 | – | 3 | – | – |

В течение сменного графика нагрузки может быть несколько периодов повышения нагрузки (рис. 2.12). Поэтому нужно определить среднеквадратичные нагрузки за данные периоды времени и выбрать наибольшую из них (рис. 2.12, $P'_{\text{МТ}}$). Наибольшая величина среднеквадратичной нагрузки и будет являться расчетной нагрузкой, по которой следует выбирать элементы системы электроснабжения по нагреву. Однако нахождение среднеквадратичной нагрузки представляет сложную задачу.

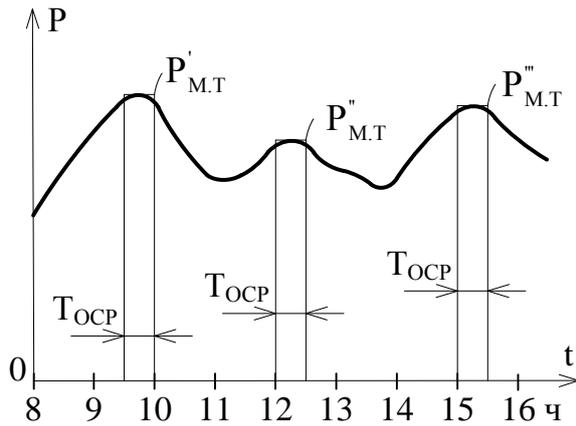


Рис. 2.12. Различные средние нагрузки $P_{М.Т}$ за время $T_{ОСР} = 30$ мин

Поэтому Н.В. Копытовым было предложено определять не средне-квадратичную нагрузку, а среднюю нагрузку за период осреднения. Хотя такой расчёт является приближенным, однако он существенно проще. Таким образом, наибольшая из средних нагрузок за интервал времени $T_{ОСР} = 3 \cdot T_0$ и принимается в качестве расчётной нагрузки

$$P_p = P_{М.Т}, \quad (2.30)$$

по которой выбирается по условию нагрева вся аппаратура, кабели, трансформаторы и т. д.

2.2.7. Характеристики годовых упорядоченных графиков электрических нагрузок по продолжительности

В технико-экономических расчётах используют ещё один вид графика — годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок. Он представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года — за 8760 часов. На этом графике по оси абсцисс откладывают время, измеряемое в часах, а по оси ординат — изменяющуюся нагрузку предприятия. В идеальном варианте годовой график составляют на основе суточных графиков за все дни года.

1. Построение годового упорядоченного графика электрических нагрузок.

С достаточной точностью годовой график по продолжительности для какой-либо отрасли промышленности можно построить, используя характерные суточные графики только двух дней в году — зимнего и летнего (рис. 2.3 [32]). Рассмотрим построение такого графика.

Пусть мы имеем два суточных графика для зимнего и летнего дня — рис. 2.13, а, б. Сначала на этих графиках выбирают наибольшую мощность P_1 и определяют время её продолжительности $t_{1ЗИМ}$ и $t_{1ЛЕТ}$. Затем эти продолжительности умножают соответственно на количество зимних и летних дней в году (предположим, что в году 183 зимних и 182 летних дня) и определяют продолжительность использования t_1 наибольшей мощности P_1 в течение года

$$t_1 = 183 \cdot t_{1ЗИМ} + 182 \cdot t_{1ЛЕТ}. \quad (2.31)$$

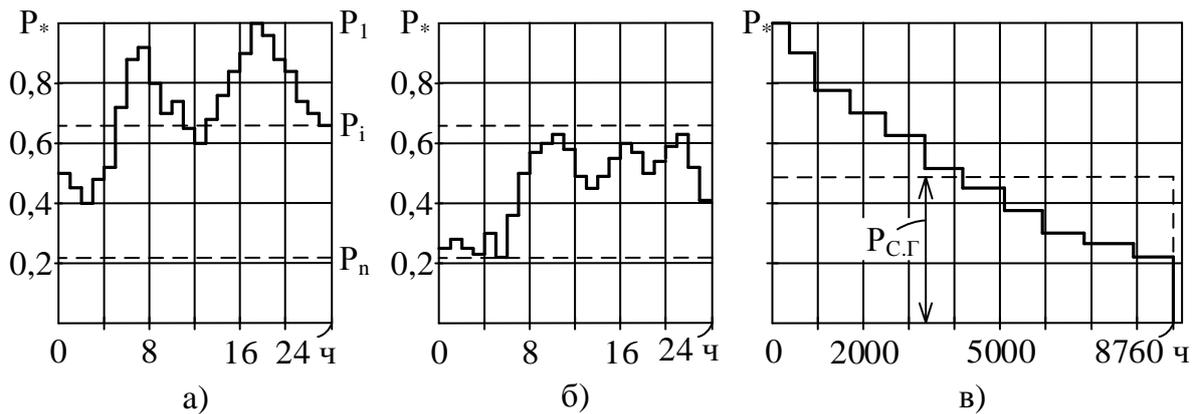


Рис. 2.13. Построение годового графика по продолжительности (в) по суточным графикам зимнего (а) и летнего дня (б)

На годовом графике (рис. 2.13, в) откладывают мощность P_1 и её продолжительность в течение года t_1 . Далее на суточных графиках выбирают следующую меньшую по величине мощность P_2 , аналогично определяют продолжительность её использования t_2 и откладывают эти данные на годовом графике. В результате перебора всех мощностей P_i зимнего и летнего суточных графиков и определения продолжительностей их использования t_i получим годовой график по продолжительности использования электрических нагрузок в виде ломаной убывающей кривой.

Полученный график ещё иногда называют *годовым упорядоченным графиком электрических нагрузок* потребителя. Имея такой график, можно определить ряд характеристик, необходимых для проектирования систем электроснабжения.

Рассмотрим подробнее характеристики годового графика по продолжительности использования электрических нагрузок – рис. 2.14.

Площадь годового упорядоченного графика $P(t)$ в определенном масштабе выражает количество потребленной промышленным предприятием электроэнергии за год W_A , кВт·ч,

$$W_A = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i. \quad (2.32)$$

По годовому упорядоченному графику электрических нагрузок действующего предприятия можно определить:

2. Среднегодовую нагрузку $P_{с.г}$, потребляемую предприятием, кВт,

$$P_{с.г} = \frac{W_A}{8760}, \quad (2.33)$$

где 8760 ч – число часов работы предприятия в году.

Графически среднегодовую мощность можно получить, если площадь, ограниченную ступенчатой кривой $P(t)$ упорядоченного графика нагрузки

(рис. 2.14), представляющую собой потреблённую электрическую энергию W_A , заменить равновеликой площадью прямоугольника со сторонами $P_{с.г}$ и $T = 8760$ ч.

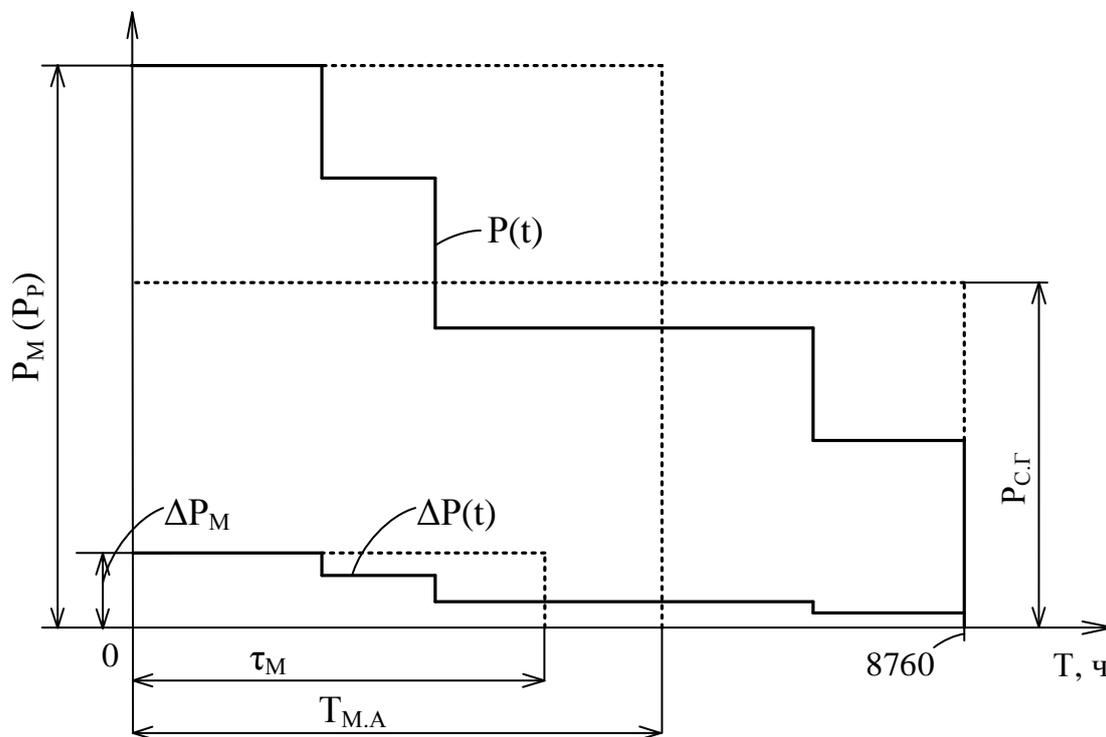


Рис. 2.14. Годовой упорядоченный график электрических нагрузок:
а — нагрузка (мощность); б — потери мощности

3. Число часов использования максимума нагрузки T_M

$$T_M = \frac{W_A}{P_M}, \quad (2.34)$$

где P_M — максимальная нагрузка годового упорядоченного графика — рис. 2.14.

Физически последнее означает, что если бы предприятие непрерывно работало с максимальной нагрузкой P_M , то оно потребило бы годовое потребление электроэнергии W_A за время T_M . Графически время использования максимальной нагрузки T_M можно получить, если площадь, ограниченную ступенчатой кривой $P(t)$ упорядоченного графика нагрузки (рис. 2.14), представляющую собой потреблённую электрическую энергию W_A , заменить равновеликой площадью прямоугольника со сторонами P_M и T_M .

Для каждого потребителя характерно свое время использования максимума нагрузки, как по активной, так и реактивной мощности. В табл. 2.2 приведены значения T_M для некоторых отраслей промышленности.

Таблица 2.2

Время использования T_M максимума нагрузки P_M
для различных предприятий [31, табл. 2.3]

| Предприятие | Годовое число часов использования максимума нагрузки по | |
|--|---|--------------------------------|
| | реактивной мощности $T_{M.P}$ | активной мощности $T_{M.A}$ |
| Химические заводы | 6200 | 7000 |
| Заводы тяжелого машиностроения | 3770 | 4840 |
| Заводы станкостроения | 4345 | 4750 |
| Инструментальные заводы | 4140 | 4960 |
| Заводы шарикоподшипников | 5300 | 6130 |
| Заводы подъемно-транспортного оборудования | 3330 | 3880 |
| Автотракторные заводы | 4960 | 5240 |
| Сельскохозяйственное машиностроение | 5330 | 4220 |
| Приборостроение | 3080 | 3180 |
| Авторемонтные заводы | 4370 | 3200 |
| Вагоноремонтные заводы | 3560 | 3660 |
| Электротехнические заводы | 4280 | 6460 |
| Металлообрабатывающие заводы | 4355 | 5380 |

4. Время максимальных потерь t_m .

При передаче мощности P по линии по ней протекает ток, пропорциональный этой мощности. Следовательно, годовому упорядоченному графику электрических нагрузок $P(t)$ в определённом масштабе соответствует аналогичный годовой упорядоченный график токов $I(t)$ – рис. 2.14. Потери мощности ΔP в линии пропорциональны квадрату проходящего по ней тока.

Если ординаты графика $I(t)$ возведём в квадрат, то получим новый упорядоченный график, который в определённом масштабе будет соответствовать потерям $\Delta P(t)$, возникающим в линии при передаче по ней мощности $P(t)$ – рис. 2.14. Площадь, ограниченная графиком $\Delta P(t)$ и осями координат, пропорциональна годовым потерям электроэнергии в трёхфазной линии с активным сопротивлением R

$$\Delta W_A = 3 \cdot R \int_0^T i^2 dt, \quad (2.35)$$

где R – сопротивление линии.

Если годовые потери электроэнергии ΔW_A разделим на максимальные потери ΔP_M , возникающие при передаче максимальной мощности P_M , то

получим новую характеристику годового упорядоченного графика электрических нагрузок – время максимальных потерь τ_M

$$\tau_M = \frac{\Delta W_A}{\Delta P_M} = \frac{\Delta W_A}{3 \cdot R \cdot I_M^2}. \quad (2.36)$$

Графически время максимальных потерь τ_M можно получить, если площадь, ограниченную ступенчатой кривой упорядоченного графика потерь мощности $\Delta P(t)$ (рис. 2.14), представляющую собой годовые потери энергии ΔW_A , заменить равновеликой площадью прямоугольника со сторонами ΔP_M и τ_M .

Физически это означает что, если бы по линии передавалась неизменная максимальная мощность P_M , то годовые потери энергии ΔW_A были бы получены за время максимальных потерь τ_M .

На основании статистических данных о различных годовых графиках нагрузки промышленных предприятий составлена зависимость времени максимальных потерь τ_M от продолжительности использования максимума нагрузки T_M и коэффициента мощности $\cos\phi$ (рис. 2.15).

В практических расчётах, зная годовое число часов T_M использования максимума нагрузки, время τ_M максимальных потерь можно найти по выражению [31, с. 79]

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (2.37)$$

5. Годовое число часов работы промышленного предприятия T_G .

Эта характеристика связана с количеством смен работы предприятия в течение суток. В общем случае промышленные предприятия работают в течение года не все 8760 часов. В зависимости от числа и продолжительности смен годовое число часов работы T_G предприятия, за исключением цехов с непрерывным производством, можно принимать по табл. 2.3 [5,].

Таблица 2.3

Годовое число часов работы предприятий [31, табл. 2.1]

| Продолжительность смены, ч | T_G , ч, при числе смен | | |
|----------------------------|---------------------------|------|------|
| | одна | две | три |
| 8 | 2250 | 4500 | 6600 |
| 7 | 2000 | 4000 | 5870 |

Для непрерывных производств годовое число часов работы T_G определяется с учетом остановок агрегатов на ремонт. Для агрегатов с многолетними периодами работы без ремонтов T_G можно принимать равным 7900–8200 ч.

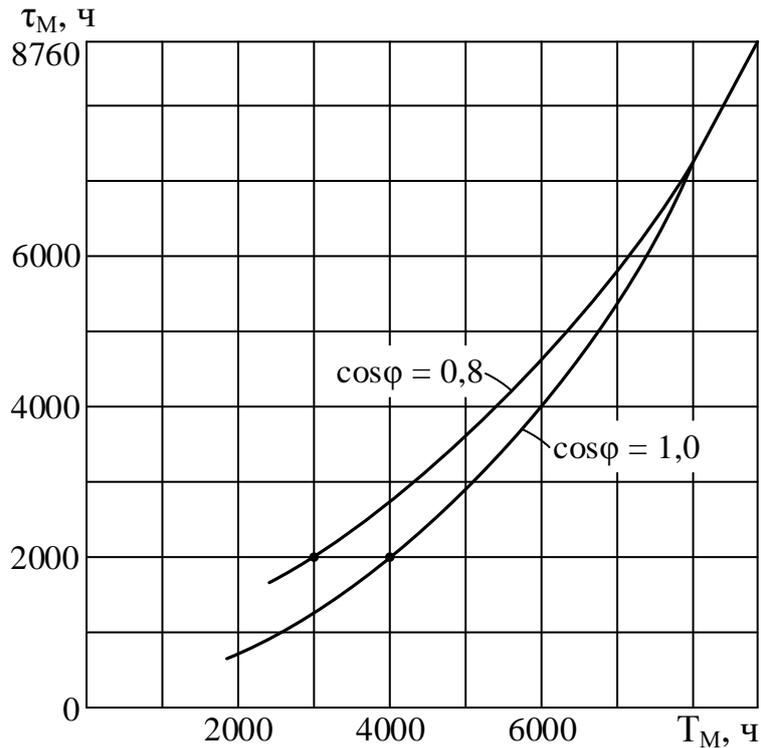


Рис. 2.15. Зависимость времени максимальных потерь τ_M от продолжительности использования максимума нагрузки T_M и $\cos \varphi$

2.3. Коэффициенты, характеризующие электрические нагрузки и их графики

При расчётах и исследовании нагрузок применяются показатели (коэффициенты) графиков нагрузок, характеризующие режим работы приемников электроэнергии.

Коэффициенты графиков нагрузок определяются для индивидуального и группового графиков активной и реактивной нагрузок или тока. В связи с этим принята следующая система обозначений:

1. Коэффициенты индивидуальных и групповых графиков обозначаются соответственно строчной «к» или прописной «К» буквами.

2. Вид коэффициента определяется индексом, состоящим из начальных букв его названия.

3. Коэффициенты графиков активной мощности имеют индекс «А», реактивной мощности – «Р», тока – «I».

Например, $K_{з.г.А}$ означает коэффициент заполнения группового графика нагрузки по активной мощности.

2.3.1. Коэффициент использования

Он является одним из основных показателей при расчёте электрических нагрузок. **Коэффициентом использования** активной мощности приёмника $k_{и.а}$ или группы приёмников $K_{и.а}$ называется отношение средней активной мощности отдельного приёмника (или группы их) к номинальной активной мощности этого приёмника (или группы их)

$$k_{и.а} = \frac{P_C}{P_{НОМ}} = \frac{W_A}{P_{НОМ} \cdot T};$$
$$K_{и.а} = \frac{P_C}{P_{НОМ}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{НОМi}}{\sum_{i=1}^n P_{НОМi}}. \quad (2.38)$$

Этот коэффициент, как и средние нагрузки p_C , P_C относятся, как правило, к смене с наибольшей загрузкой электроприёмников, но могут быть отнесены и к другому периоду времени.

Для графика нагрузок по активной мощности (рис. 2.7, б) коэффициент использования активной мощности электроприёмника за какое-то время можно определить

$$K_{и.а} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + \dots + p_n t_n}{P_{НОМ} \cdot (t_1 + t_2 + \dots + t_n + t_{ПАУЗ})} = \frac{W_A}{W_{А.ВОЗМ}}, \quad (2.39)$$

где W_A – энергия, потреблённая приёмником за какое-то время; $W_{А.ВОЗМ}$ – энергия, которая могла бы быть потреблена приёмником при номинальной нагрузке его в течение того же времени.

Коэффициент использования характеризует эффективность использования установленной мощности электроприёмников за наиболее загруженную смену. Он является относительно стабильной величиной для характерных групп электроприёмников, работающих на предприятиях одного профиля. Численные значения $K_{и.а}$ приводятся в справочной литературе.

Аналогично определяются коэффициенты использования по реактивной мощности $k_{и.р}$, $K_{и.р}$ и току $k_{и.л}$, $K_{и.л}$.

2.3.2. Коэффициент включения

Коэффициентом включения приёмника k_B называется отношение продолжительности включения t_B приёмника за время цикла ко всей продолжительности цикла $t_{Ц}$

$$K_B = \frac{t_B}{t_{\text{Ц}}} = \frac{t_p + t_{X.X}}{t_p + t_{X.X} + t_{\text{ПАУЗ}}}, \quad (2.40)$$

где t_p – время работы; $t_{X.X}$ – время холостого хода; $t_{\text{ПАУЗ}}$ – время паузы (время включения t_B приёмника за время цикла складывается из времени работы t_p и времени холостого хода $t_{X.X}$).

Коэффициентом включения группы приемников или групповым коэффициентом включения K_B называется средневзвешенное значение коэффициентов включения, определяемое по формуле

$$K_B = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Bi} \cdot P_{\text{НОМ}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i}}. \quad (2.41)$$

Простейшее нахождение коэффициента K_B , выраженное зависимостью (2.39), при переходе к групповому коэффициенту включения не может быть принято, для этого должно быть использовано выражение (2.40). Для графика нагрузок по активной мощности (рис. 2.7, б) коэффициент включения определяется по выражению

$$K_B = \frac{t_B}{t_{\text{Ц}}} = \frac{t_1 + t_2 + \dots + t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n + t_{\text{ПАУЗ}}}. \quad (2.42)$$

Приблизённо значение коэффициента включения, зависящего от характера технологического процесса, в условиях эксплуатации определяется с помощью счётчика времени.

2.3.3. Коэффициент загрузки

Коэффициентом загрузки электроприёмника по активной мощности $K_{3.A}$ называется отношение фактически потребляемой им средней активной мощности P_C за время включения t_B в течение времени цикла $t_{\text{Ц}}$ к его номинальной мощности $P_{\text{НОМ}}$

$$K_{3.A} = \frac{\frac{1}{t_B} \int_0^{t_{\text{Ц}}} p(t) dt}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{t_{\text{Ц}}}{t_B} \cdot \frac{\frac{1}{t_{\text{Ц}}} \int_0^{t_{\text{Ц}}} p(t) dt}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{t_{\text{Ц}}}{t_B} \cdot \frac{P_{C.Ц}}{P_{\text{НОМ}}} = \frac{K_{И.А}}{K_B}. \quad (2.43)$$

Групповым коэффициентом загрузки по активной мощности называется отношение группового коэффициента использования к групповому коэффициенту включения

$$K_{3.A} = \frac{K_{и.А}}{K_B}. \quad (2.44)$$

Коэффициент загрузки, как и коэффициент включения, связан с технологическим процессом и изменяется с изменением работы приемника.

Коэффициент загрузки по активной мощности для графика нагрузки (рис. 2.7, б) определяется по выражению

$$K_{3.A} = \frac{p_1 t_1 + p_2 t_2 + \dots + p_n t_n}{P_{НОМ} \cdot (t_1 + t_2 + \dots + t_n)} \quad (2.45)$$

и показывает степень использования мощности приёмника за рабочее время, т. е. за время включения.

2.3.4. Коэффициент формы графика нагрузки

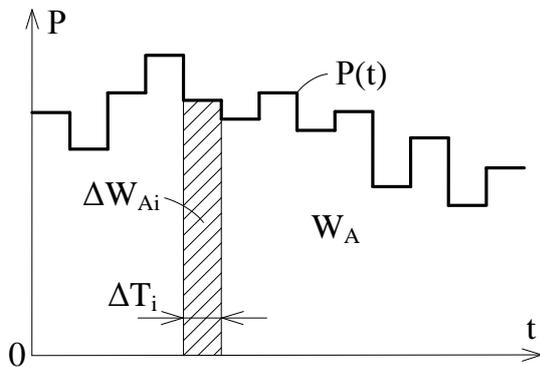


Рис. 2.16. Групповой график нагрузок по активной мощности

Коэффициентом формы индивидуального или группового графика нагрузок $K_{Ф.А}$, $K_{Ф.А}$ по активной мощности называется отношение среднеквадратичной активной нагрузки приёмника или группы приёмников за определенный период времени к её среднему значению за тот же период времени

$$K_{Ф.А} = \frac{P_{С.К.}}{P_C}; \quad K_{Ф.А} = \frac{P_{С.К.}}{P_C}. \quad (2.46)$$

В условиях эксплуатации коэффициент формы определяют по показаниям счётчиков электрической энергии (рис. 2.16), используя формулу

$$K_{Ф.А} = \sqrt{m} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^m (\Delta W_{Ai})^2}}{W_A}, \quad (2.47)$$

где m – число интервалов разбиения графика; ΔW_{Ai} – расход активной электроэнергии за время $\Delta T_i = T/m$; W_A – расход активной электроэнергии за некоторый период времени T , например, сутки.

Используя связь между индивидуальным и групповым коэффициентами формы графиков нагрузок электроприемников одного режима работы, введём понятие приведённого (эффективного) числа электроприёмников $n_Э$. В 1933 г. Н.В. Копытовым [46] получено соотношение

$$K_{\Phi.A} = \sqrt{1 + \frac{K_{\Phi.A}^2 - 1}{n_{\mathcal{E}}}}, \quad (2.48)$$

где

$$n_{\mathcal{E}} = \frac{P_{\text{НОМ}}^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}^2} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ},i}^2}. \quad (2.49)$$

В числителе выражения (2.49) записан квадрат номинальной мощности группы электроприёмников, а в знаменателе – сумма квадратов номинальных мощностей отдельных электроприёмников.

Приведённое число электроприёмников $n_{\mathcal{E}}$ есть такое число однородных по режиму работы электроприёмников одинаковой мощности, которые обуславливают ту же расчётную нагрузку, что и группа различных по номинальной мощности и режиму работы электроприёмников.

Понятие приведённого числа электроприёмников позволяет заменить группу разнородных электроприёмников эквивалентной группой, что существенно упрощает расчёты электрических нагрузок. Величина приведённого числа электроприёмников $n_{\mathcal{E}}$ всегда меньше или равна реальному числу электроприёмников n . Если все электроприёмники группы имеют одинаковую номинальную мощность, то

$$n_{\mathcal{E}} = \frac{(n \cdot P_{\text{НОМ},i})^2}{n \cdot P_{\text{НОМ},i}^2}. \quad (2.50)$$

Согласно выражению (2.48) при $n_{\mathcal{E}} \rightarrow \infty$, имеем $K_{\Phi.A} \rightarrow 1$. Это означает, что при неограниченном возрастании числа электроприёмников групповой график нагрузок стремится к постоянной величине $P(t) = \text{const}$.

2.3.5. Коэффициент расчётной нагрузки

Коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности представляет собой отношение расчётной активной P_p нагрузки рассматриваемого узла СЭС в целом к сумме средних активных мощностей отдельных групп электроприёмников, входящих в этот узел

$$K_{P.A} = \frac{P_p}{\sum_{i=1}^m P_{\text{НОМ},i} K_{\text{И},Ai}} = \frac{P_p}{P_c}. \quad (2.51)$$

Рассматриваемый коэффициент связывает две найденные из группового графика величины – среднюю и расчётную нагрузки. **Средняя нагрузка рассматривается за наиболее загруженную смену (за 8 часов), расчётная нагрузка – за время осреднения (30 минут).**

Численные значения коэффициентов расчётной нагрузки по активной мощности определяются в функции средневзвешенного значения коэффициента использования активной мощности электроприёмников узла в целом $K_{и.а.}$, эффективного числа электроприёмников $n_э$ и постоянной времени нагрева элементов электрической сети T_0 – $K_M = f(K_{и.а.}, n_э, T_{оср})$.



Каялов Георгий
Михайлович

При расчёте электрических нагрузок методом упорядоченных диаграмм, разработанным в 1934–1963 гг. профессором кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» Новочеркасского политехнического института Г.М. Каяловым [30, 46], вместо расчётного коэффициента использовался подобный коэффициент – коэффициент максимума K_M , который также связывал отношение между расчётной P_p и средней P_c нагрузками. Коэффициент K_M , как и расчётная нагрузка P_p , был определен для одного интервала осреднения $T_{оср} = 30$ мин (см. раздел 2.2.6). Коэффициент K_M зависел от трёх параметров $K_M = f(K_{и.а.}, n_э, T_{оср})$, использовался один для разных ступеней системы электроснабжения (распределительный щит, шинопровод, ТП, РП, ГПП) и изменялся в пределах 3,5–1.

В уточнённом методе упорядоченных диаграмм (Б. Д. Жохов, 1993 г. ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект» [29]) вместо коэффициента максимума K_M введён коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности $K_{р.а.}$, который также является функцией трёх параметров системы электроснабжения $K_{р.а.} = f(K_{и.а.}, n_э, T_0)$. При этом расширен диапазон изменения приведённого числа электроприёмников $n_э$ от 1 до 100 и, самое главное, коэффициент $K_{р.а.}$ определен для трёх постоянных времени, характерных для разных ступеней системы электроснабжения:

$T_0 = 10$ мин ($T_{оср} = 3 \cdot T_0 = 30$ мин) – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения $K_{р.а.}$ для этих сетей принимаются по табл. 2.4 и на рис. 2.17, а;

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения $K_{р.а.}$ для этих сетей принимаются по табл. 2.5 и на рис. 2.17, б;

Таблица 2.4

Значения коэффициентов расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.A}$
для питающих сетей напряжением до 1000 В ($T_0 = 10$ мин)

| nЭ | Коэффициент использования $K_{И.А}$ | | | | | | | | |
|-----|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 0,1 | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,8 |
| 1 | 8,00 | 5,33 | 4,00 | 2,67 | 2,00 | 1,60 | 1,33 | 1,14 | 1,00 |
| 2 | 6,22 | 4,33 | 3,39 | 2,45 | 1,98 | 1,60 | 1,33 | 1,14 | 1,00 |
| 3 | 4,05 | 2,89 | 2,31 | 1,74 | 1,45 | 1,34 | 1,22 | 1,14 | 1,00 |
| 4 | 3,24 | 2,35 | 1,91 | 1,47 | 1,25 | 1,21 | 1,12 | 1,06 | 1,00 |
| 5 | 2,84 | 2,09 | 1,72 | 1,35 | 1,16 | 1,16 | 1,08 | 1,03 | 1,00 |
| 6 | 2,64 | 1,96 | 1,62 | 1,28 | 1,14 | 1,13 | 1,06 | 1,01 | 1,00 |
| 7 | 2,49 | 1,86 | 1,54 | 1,23 | 1,12 | 1,10 | 1,04 | 1,00 | 1,00 |
| 8 | 2,37 | 1,78 | 1,48 | 1,19 | 1,10 | 1,08 | 1,02 | 1,00 | 1,00 |
| 9 | 2,27 | 1,71 | 1,43 | 1,16 | 1,09 | 1,07 | 1,01 | 1,00 | 1,00 |
| 10 | 2,18 | 1,65 | 1,39 | 1,13 | 1,07 | 1,05 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 11 | 2,11 | 1,61 | 1,35 | 1,10 | 1,06 | 1,04 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 12 | 2,04 | 1,56 | 1,32 | 1,08 | 1,05 | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 13 | 1,99 | 1,52 | 1,29 | 1,06 | 1,04 | 1,01 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 14 | 1,94 | 1,49 | 1,27 | 1,05 | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 15 | 1,89 | 1,46 | 1,25 | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 16 | 1,85 | 1,43 | 1,23 | 1,02 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 17 | 1,81 | 1,41 | 1,21 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 18 | 1,78 | 1,39 | 1,19 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 19 | 1,75 | 1,36 | 1,17 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 20 | 1,72 | 1,35 | 1,16 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 21 | 1,69 | 1,33 | 1,15 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 22 | 1,67 | 1,31 | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 23 | 1,64 | 1,30 | 1,12 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 24 | 1,62 | 1,28 | 1,11 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 25 | 1,60 | 1,27 | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 30 | 1,51 | 1,21 | 1,05 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 35 | 1,44 | 1,16 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 40 | 1,4 | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 45 | 1,35 | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 50 | 1,30 | 1,07 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 60 | 1,25 | 1,03 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 70 | 1,20 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 80 | 1,16 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 90 | 1,13 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |
| 100 | 1,10 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 |

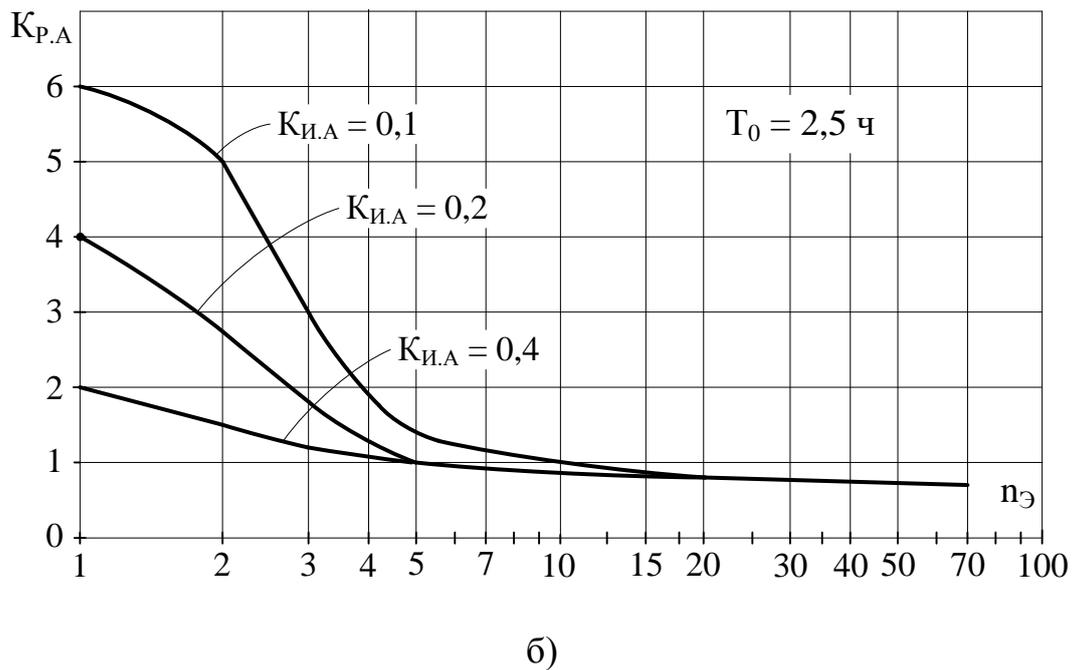
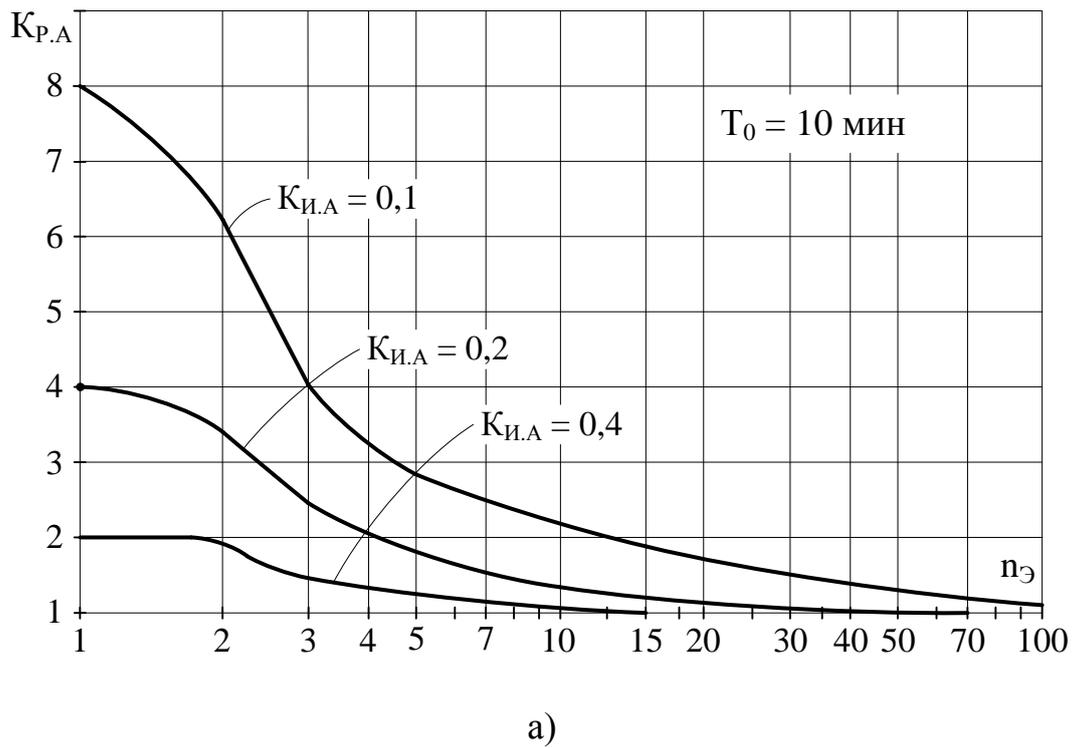


Рис. 2.17. Кривые коэффициента расчетной нагрузки по активной мощности $K_{P,A}$ в зависимости от коэффициента использования $K_{И.А}$, эффективного числа электроприёмников $n_{\text{Э}}$ и постоянных времени нагрева $T_0 = 10$ мин (а) и $T_0 = 2,5$ ч (б)

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_{P.A} = 1$.

Таблица 2.5

Значения коэффициентов расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.A}$ на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ ($T_0 = 2,5$ ч)

| пЭ | Коэффициент использования $K_{И.А}$ | | | | | | | |
|----------|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|-------------|
| | 0,1 | 0,15 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,7 и более |
| 1 | 6,00 | 5,33 | 4,00 | 2,67 | 2,00 | 1,60 | 1,33 | 1,14 |
| 2 | 5,01 | 3,44 | 2,69 | 1,90 | 1,52 | 1,24 | 1,11 | 1,00 |
| 3 | 2,94 | 2,17 | 1,80 | 1,42 | 1,23 | 1,14 | 1,08 | 1,00 |
| 4 | 2,28 | 1,73 | 1,46 | 1,19 | 1,06 | 1,04 | 1,00 | 0,97 |
| 5 | 1,31 | 1,12 | 1,02 | 1,00 | 0,98 | 0,96 | 0,94 | 0,93 |
| 6–8 | 1,20 | 1,00 | 0,96 | 0,95 | 0,94 | 0,93 | 0,92 | 0,91 |
| 9–10 | 1,10 | 0,97 | 0,91 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 | 0,90 |
| 11–25 | 0,8 | 0,80 | 0,8 | 0,85 | 0,85 | 0,85 | 0,90 | 0,90 |
| 25–50 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,75 | 0,80 | 0,85 | 0,85 |
| Более 50 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,70 | 0,70 | 0,75 | 0,80 | 0,80 |

Коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности определяется соотношением

$$K_{P.P} = \frac{Q_P}{Q_C} \approx 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{Э}}}. \quad (2.52)$$

2.3.6. Коэффициент спроса

Коэффициентом спроса по активной мощности называется отношение расчётной активной нагрузки к номинальной активной мощности группы приёмников

$$K_{C.A} = \frac{P_P}{P_H} = \frac{P_P}{P_C} \cdot \frac{P_C}{P_H} = K_{P.A} \cdot K_{И.А}. \quad (2.53)$$

Коэффициент спроса относится к групповым графикам. Значения $K_{C.A}$ для различных групп приемников в различных отраслях промышленности и различных производств и предприятий определяются из опыта эксплуатации и принимаются при проектировании по справочным материалам.

2.3.7. Коэффициент заполнения графика нагрузок

Коэффициентом заполнения графика нагрузок по активной мощности называется отношение средней активной нагрузки к расчетной за исследуемый период времени

$$K_{3.Г.А} = \frac{P_C}{P_P} = \frac{1}{K_{P.А}}. \quad (2.54)$$

Средняя нагрузка P_C берётся за наиболее нагруженную смену, а расчётная нагрузка $P_P = P_{30}$ – за получасовой максимум нагрузки в эту смену.

Коэффициент заполнения графика нагрузок характеризует групповые графики и используется для оценки суточных и годовых графиков нагрузок. При проектировании коэффициент $K_{3.Г.А}$ принимается по справочным материалам.

2.3.8. Коэффициент одновременности максимумов нагрузок

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок. Он характеризует степень совпадения во времени максимумов активных нагрузок отдельных групп электроприемников, подключенных к какому-либо узлу. Коэффициентом одновременности максимумов нагрузок по активной мощности называется отношение суммарного расчетного максимума активной нагрузки узла СЭС электроснабжения к сумме расчетных максимумов активной нагрузки отдельных групп приёмников, входящих в данный узел СЭС (рис. 2.18)

$$K_{O.M} = \frac{P_P}{\sum_{i=1}^m P_{Pi}}, \quad (2.55)$$

где P_P – расчётная мощность узла, состоящего из m групп электроприёмников, расчётная мощность каждой из которых равна P_{Pi} .

Этот коэффициент характеризует смещение максимумов нагрузок отдельных групп приемников во времени, что вызывает снижение суммарного максимума нагрузок узла по сравнению с суммой максимумов отдельных групп – расчётная нагрузка узла всегда меньше суммы расчётных нагрузок групп электроприёмников, питающихся от этого узла. И только в случае, когда максимумы нагрузок отдельных групп совпадают по времени, что маловероятно, их суммарный максимум нагрузок равен сумме максимумов отдельных групп приемников. Коэффициент $K_{O.M} < 1$ и находится в пределах 0,7–1 (табл. 2.6).

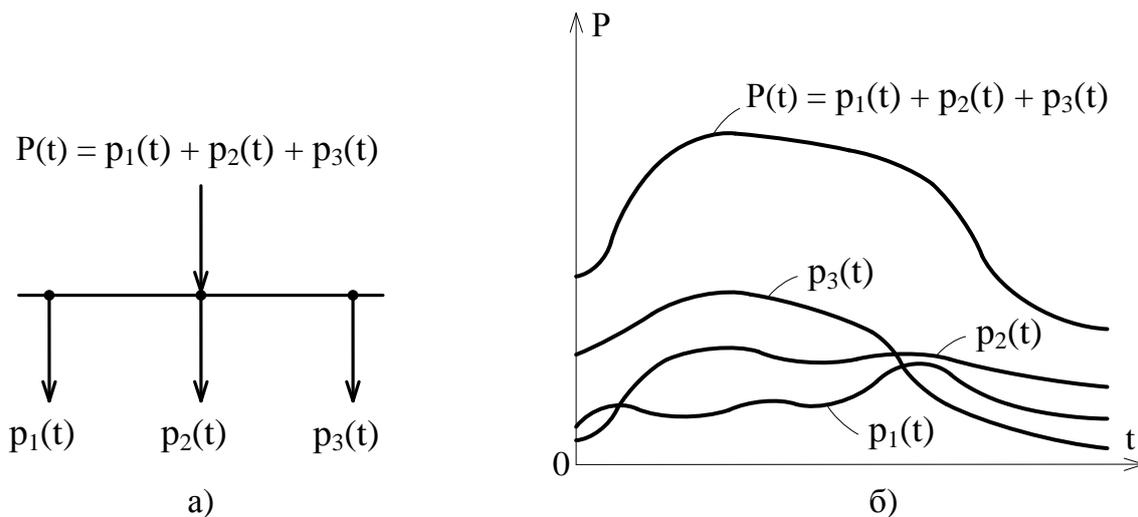


Рис. 2.18. График нагрузок $P(t)$ узла, состоящего из трёх групп электроприёмников

Применение коэффициента $K_{O.M}$ необходимо при расчёте нагрузок узлов в системе электроснабжения в том случае, если расчётная нагрузка узла определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных потребителей. Величина этого коэффициента устанавливается отраслевыми инструкциями.

Таблица 2.6

Значения коэффициента одновременности максимумов нагрузки $K_{O.M}$

| Средневзвешенный коэффициент использования | Число присоединений 6, 10 кВ и ТП, питаемых непосредственно от сборных шин РП или ГПП | | | |
|--|---|------|------|------|
| | 2–4 | 5–8 | 9–25 | > 25 |
| $K_{И.А} < 0,3$ | 0,9 | 0,8 | 0,75 | 0,7 |
| $0,3 \leq K_{И.А} < 0,5$ | 0,95 | 0,9 | 0,85 | 0,8 |
| $0,5 \leq K_{И.А} \leq 0,8$ | 1,0 | 0,95 | 0,9 | 0,85 |
| $K_{И.А} > 0,8$ | 1,0 | 1,0 | 0,95 | 0,9 |

3. МЕТОДЫ РАСЧЁТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1. Общие положения

Основные методы определения расчётных (ожидаемых) электрических нагрузок, применяемые в настоящее время при проектировании электроснабжения промышленных предприятий, могут быть разделены на три группы.

1. Методы определения расчётных нагрузок по удельным показателям производства, а именно: по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции; по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

2. Методы, определяющие расчётную нагрузку путём умножения номинальной мощности на коэффициент, меньший единицы

$$P_p = K_1 \cdot P_H. \quad (3.1)$$

К этой группе следует отнести метод определения расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса.

3. Методы, определяющие расчётную нагрузку путём умножения средней нагрузки на коэффициент, больший или равный единице,

$$P_p = K_2 \cdot P_C. \quad (3.2)$$

либо путем добавления к средней нагрузке некоторой величины, характеризующей отклонение расчетной нагрузки от средней

$$P_p = P_C + \beta \cdot \sigma. \quad (3.3)$$

К этой группе относятся следующие методы: по средней нагрузке и коэффициенту формы графика нагрузки; по средней нагрузке и коэффициенту расчётной нагрузки (метод упорядоченных диаграмм); по средней нагрузке и среднеквадратичному отклонению (статистический метод).

Ниже рассмотрены перечисленные методы определения расчетных нагрузок и указаны возможные области их применения.

3.2. Определение расчётной нагрузки по удельным показателям производства

1. Определение расчётной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции. Этот метод применяется для электроприёмников, имеющих практически постоянный график нагрузки, коэффициенты включения которых равны единице, а коэффициенты загрузки изменяются мало. Расчётную нагрузку, совпадающую со средней за наиболее загруженную смену, рекомендуется определять по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объёме выпуска продукции за определенный период времени

$$P_p = P_c = \frac{W_{A,y} \cdot M}{T}, \quad (3.4)$$

где $W_{A,y}$ – удельный расход электроэнергии на единицу продукции; M – количество продукции, выпускаемой за смену; T – продолжительность смены.

Если известны данные об удельных расходах электроэнергии по отдельным технологическим агрегатам $W_{A,yi}$, то расчётная нагрузка может быть определена:

для цеха

$$P_p = \frac{\sum_{i=1}^n W_{A,yi} \cdot M_i}{T}; \quad (3.5)$$

для предприятия в целом

$$P_p = K_{O.M} \sum_{i=1}^n P_{P.Ci}, \quad (3.6)$$

где $K_{O.M}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки.

Удельный расход по отдельным видам продукции определяется на основе обработки статистических данных и приводится в справочных материалах.

Иногда этот метод может применяться и для ориентировочных расчётов на стадии проектного задания в целом по предприятию, когда приблизительно нужно учесть будущую нагрузку еще неспроектированного предприятия.

2. Определение расчётной нагрузки по удельной нагрузке на единицу производственной площади. Расчётная нагрузка группы электроприёмников может быть определена по формуле

$$P_p = p_o \cdot F, \quad (3.7)$$

где p_o – удельная расчетная нагрузка, приходящаяся на 1 м² производственной площади, кВт/м², F – площадь размещения электроприёмников группы, м².

Этот метод определения расчетной нагрузки был предложен Ю.Л. Мукосеевым для проектирования электрических сетей цехов малого и среднего машиностроения, которые характеризуются большим количеством приёмников малой мощности, равномерно распределенных по производственной площади цехов. Удельные расчётные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным. Метод удобен на стадии разработки проектного задания, когда неизвестны конкретные потребители и их расположение.

В настоящее время метод используется для расчёта осветительной нагрузки.

3.3. Определение расчётной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса

Для группы однородных по режиму работы электроприёмников расчётная нагрузка определяется по формулам

$$P_p = K_C \cdot P_H, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (3.8)$$

где K_C – коэффициент спроса данной характерной группы, принимаемый по справочным материалам; $\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности, принимаемый также по справочным материалам.

Расчётная нагрузка узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) находится суммированием расчётных нагрузок отдельных групп электроприемников, входящих в данный узел, с учетом коэффициента одновременности максимумов нагрузки

$$S_p = K_{O.M} \sqrt{\sum_{i=1}^n P_{Pi}^2 + \sum_{i=1}^n Q_{Pi}^2}, \quad (3.9)$$

где $K_{O.M} = 0,85-1$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприемников, величина которого зависит от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия;

$\sum_{i=1}^n P_{Pi}^2$ и $\sum_{i=1}^n Q_{Pi}^2$ – суммы расчётных активных и реактивных нагрузок отдельных групп электроприемников, определяемых по формуле (3.8).

Величины коэффициентов спроса, приводимые в справочных материалах, постоянны и не зависят от числа электроприемников группы. Коэффициенты K_C могут быть постоянными только при большом числе электроприемников. В общем случае принятие $K_C = \operatorname{const}$ приводит к ошибкам в расчётах, которые не компенсируются введением коэффициента $K_{O.M}$.

Определение расчетной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса – это приближенный метод оценки расчетной нагрузки и поэтому может быть рекомендован только для предварительных расчётов узлов системы электроснабжения, включающих значительное количество приёмников электроэнергии.

С учетом коэффициента спроса на освещение $K_{C.O}$, удельной осветительной нагрузки $P_{O.Y}$ на 1 м^2 производственной поверхности пола и по известной поверхности пола цеха F определяется расчетная нагрузка $P_{P.O}$ осветительных приёмников

$$P_{P.O} = K_{C.O} \cdot P_{O.Y} \cdot F. \quad (3.10)$$

Для осветительной установки с газоразрядными лампами дополнительно определяется расчетная реактивная нагрузка

$$Q_{P.O} = K_{C.O} \cdot P_{O.Y} \cdot \operatorname{tg}\varphi \cdot F. \quad (3.11)$$

3.4. Определение расчётной нагрузки по средней нагрузке и коэффициенту формы

Расчётная нагрузка группы электроприёмников по средней нагрузке и коэффициенту формы вычисляется по следующим выражениям

$$\begin{aligned} P_P &= K_{\Phi.A} \cdot P_{C.M}; \quad Q_P = K_{\Phi.P} \cdot Q_{C.M} \quad \text{или} \quad Q_P = P_P \cdot \operatorname{tg}\varphi; \\ S_P &= \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \end{aligned} \quad (3.12)$$

В рассматриваемом методе расчётная нагрузка принимается равной среднеквадратичной, т. е. $P_P = P_{C.K}$ и $Q_P = Q_{C.K}$. Средние нагрузки за наиболее загруженную смену $P_{C.M}$, $Q_{C.M}$ находятся по одному из следующих методов:

- а) по установленной мощности и коэффициенту использования;
- б) по удельному расходу электроэнергии и производительности цеха или предприятия;
- в) по удельной нагрузке на единицу производственной площади.

3.5. Метод упорядоченных диаграмм

Метод упорядоченных диаграмм был предложен Г.М. Каяловым и в 1969 г. был положен в основу «Указаний по определению электрических нагрузок в промышленных установках» [46]. В дальнейшем в связи с развитием промышленных производств и систем электроснабжения был уточнён Б.Д. Жоховым (ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект») и положен в основу действующих «Руководящих технических материалов» [29, 30, 38].

В методе используются следующие положения:

1. Для любого заданного графика нагрузки могут быть найдены два значения расчётной нагрузки: по пику температуры нагрева P_{PI} и тепловому износу изоляции P_{PII} (см. раздел 2.2.5). В методе принят первый критерий, поскольку установление расчётной нагрузки по тепловому износу изоляции требует конкретных исследований свойств изоляции различных марок проводов и кабелей.

2. В основу определения расчётной нагрузки положено понятие максимума средней нагрузки (см. раздел 2.2.6). В качестве расчётной нагрузки P_P принимается максимальная средняя нагрузка за интервал времени $T = 3 \cdot T_0$.

3. За интервал осреднения принято время $T_{\text{оср}} = 30$ мин – время нагрева проводника. При этом с целью унификации расчетов данный интервал принят одинаковым как для выбора проводов и кабелей любых сечений, так и для трансформаторов. Это допущение. Несмотря на явное несоответствие этого интервала осреднения режиму нагрева проводников больших сечений и особенно трансформаторов, такой принцип расчёта прост и даёт достаточно хорошие результаты.

Основные положения метода упорядоченных диаграмм.

Расчётная активная нагрузка группы приёмников с переменным графиком нагрузки на всех ступенях питающих и распределительных сетей определяется по средней нагрузке и коэффициенту расчётной нагрузки

$$P_P = K_{P.A} \cdot P_{C.M} = K_{P.A} \cdot K_{И.А} \cdot P_{НОМ}, \quad (3.13)$$

где P_P – расчётная активная нагрузка группы электроприемников при длительности интервала осреднения $T_{\text{оср}} = 30$ мин или так называемом получасовом максимуме нагрузки; $K_{P.A}$ – коэффициент расчётной активной нагрузки при длительности интервала осреднения 30 мин, определяемый по зависимостям $K_{P.A} = f(n_{\text{Э}}, K_{И.А}, T_{\text{оср}})$; $n_{\text{Э}}$ – приведённое (эффективное) число электроприёмников; $K_{И.А}$ – коэффициент использования активной мощности на наиболее загруженную смену; $P_{C.M}$ – средняя активная нагрузка группы приемников за наиболее загруженную смену; $P_{НОМ}$ – номинальная мощность группы электроприемников.

Приведенное число электроприемников $n_{\text{Э}}$ находится одним из способов, приведенных в разделе 2.3.4. Значения коэффициента использования $K_{И.А}$ как для отдельных электроприемников, так и характерных групп, принимается по справочным данным [31, 38].

Расчётная реактивная нагрузка группы электроприёмников

$$Q_P = K_{P.P} \cdot Q_{C.M} = K_{P.P} \cdot K_{И.А} \cdot P_{НОМ} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.14)$$

где $K_{P.P}$ – коэффициент расчётной реактивной нагрузки, определяемый по выражению (2.51); $Q_{C.M}$ – средняя реактивная нагрузка группы приёмников за наиболее загруженную смену; $\text{tg}\varphi$ – номинальный коэффициент реактивной мощности.

Полная расчётная нагрузка

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2}. \quad (3.15)$$

3.6. Определение пиковых нагрузок

Пиковые токи возникают в результате включения, пуска и самозапуска крупных электроприёмников, а также в результате быстрого увеличения нагрузок, обусловленных технологией производства, например, работой

клетей прокатных станов, дуговых сталеплавильных печей, сварочных машин и т. д. Пиковые токи имеют длительность порядка 1–2 с. Величина пикового тока используется при расчёте колебаний напряжения, выборе уставок релейных защит, для проверки на самозапуск двигателей.

Все электроприёмники узла нагрузки в общем случае можно разделить на две группы (рис. 3.1):

- с постоянным режимом работы, которые потребляют расчётный ток I_p ;
- с переменным режимом работы, например, электродвигатели при пуске или самозапуске потребляют пусковой ток $I_{пуск}$.

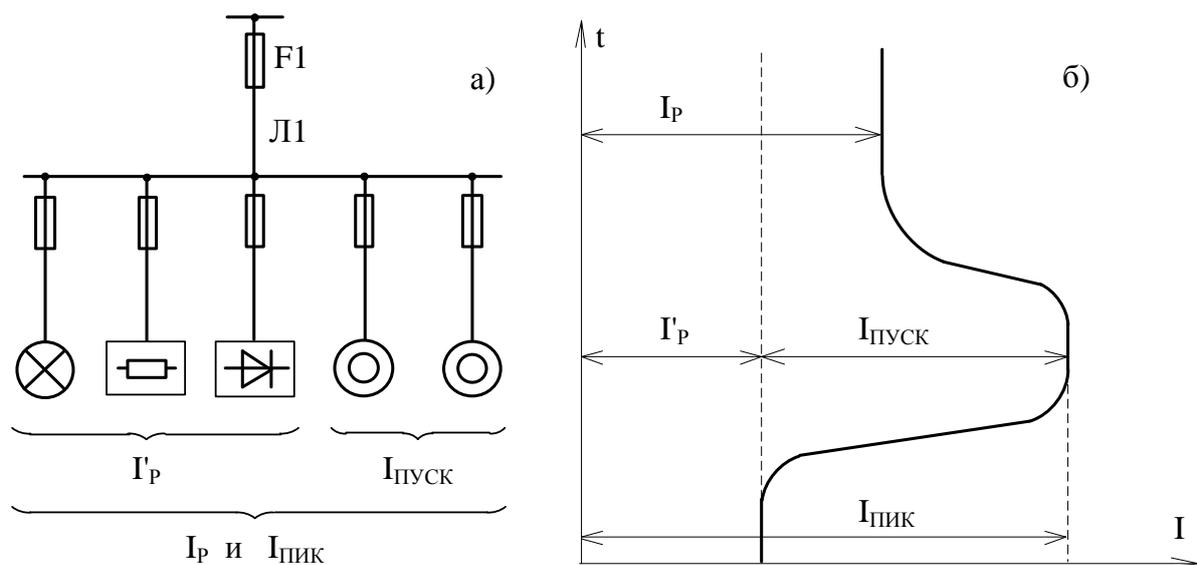


Рис. 3.1. Определение расчётной нагрузки узла питания электроприёмников

Все электроприёмники с постоянным и переменным режимом работы в установившемся режиме потребляют расчётный ток I_p .

Пиковый ток узла нагрузок складывается из арифметической суммы расчётного тока группы электроприёмников с постоянным режимом работы и пускового тока одного или нескольких электродвигателей с переменным режимом работы

$$I_{\text{ПИК}} = I_{\text{P}} + I_{\text{ПУСК}} =$$

$$= \frac{\sqrt{\left[K'_{\text{P.A}} \cdot \left(P_{\text{C}} - \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i} \cdot K_{\text{И.А}i} \right) \right]^2 + \left[K'_{\text{P.P}} \cdot \left(Q_{\text{C}} - \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ}i} \cdot K_{\text{И.А}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \right) \right]^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} + \quad (3.16)$$

$$+ \frac{\sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{НОМ}i} \cdot K_{\text{ПУСК}i}}{\eta_i \cdot \cos\varphi_i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

где $K'_{\text{P.A}}$ и $K'_{\text{P.P}}$ – коэффициенты расчётной нагрузки по активной и реактивной мощности для электроприёмников с постоянным режимом работы; P_{C} и Q_{C} – средние активная и реактивная нагрузки электроприёмников всех электроприёмников; $P_{\text{НОМ}i}$, $K_{\text{И.А}i}$, $\text{tg}\varphi_i$, $K_{\text{ПУСК}i}$, η_i – номинальная мощность, коэффициент использования, коэффициент реактивной мощности, кратность пускового тока, КПД запускаемых электродвигателей.

Следовательно, для определения сечения провода или кабеля линии Л1 необходимо знать расчётный ток I_{P} всех электроприёмников в установленном режиме работы. А для расчёта параметров релейной защиты нужно знать пиковый ток электроприёмников $I_{\text{ПИК}}$, который состоит из расчётного тока I_{P} электроприёмников с постоянным режимом работы и пускового тока $I_{\text{ПУСК}}$ электродвигателей.

Пусковые токи электроприёмников, как правило, определяют по паспортным данным. При отсутствии паспортных данных кратности пускового тока можно принимать равными:

- для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных – 5. Пиковый ток группы двигателей, которые могут включаться одновременно, необходимо принимать равным сумме пусковых токов этих двигателей. Количество запускаемых электродвигателей определяется, с одной стороны, технологическими условиями производства, а с другой стороны, возможностями системы электроснабжения по обеспечению нормальных условий пуска, в частности, по величине допустимого остаточного напряжения;

- для асинхронных электродвигателей с фазным ротором и двигателей постоянного тока – 2,5;

- для дуговых сталеплавильных печей – 3–3,5. Пиковые нагрузки возникают при обвалах шихты на электроды в период расплава и при эксплуатационных коротких замыканиях. Длительность пикового тока достигает нескольких секунд, пока не сработает автоматика подъема электродов;

- для ламп накаливания и печей сопротивления мощностью до 500 Вт $I_{\text{ПИК}} = I_{\text{P}}$, т. к. толчки при включении этих элементов кратковременны и практически влияния на качество электрической энергии не оказывают. Для более мощных ламп накаливания и ртутнодуговых ламп кратность пи-

Первый уровень – отдельные электроприёмники напряжением 380 В. Определение расчётной нагрузки необходимо для выбора сечения проводов или кабеля, питающего данный электроприёмник, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту (РПН) или питающей линии.

Второй уровень – группа электроприёмников напряжением 380 В. Нахождение расчётной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающей данную группу приёмников, и аппарата их присоединения к низковольтному распределительному пункту напряжением 380 В.

Третий уровень – электроприёмники, подключенные к секциям сборных шин напряжением 380 В цеховой трансформаторной подстанции (ТП). Нахождение данной нагрузки необходимо для выбора:

- числа и мощности цеховых трансформаторов и сечения линий 6–10 кВ, питающих цеховые ТП (с учетом потерь мощности в трансформаторах ТП);
- сечения и материала сборных шин 380 В цеховой ТП
- магистральных или распределительных шинопроводов и отключающих аппаратов.

Четвёртый уровень – электроприёмники, подключённые к распределительному пункту (РП) напряжением 6–10 кВ. Определение данной нагрузки необходимо для выбора:

- сечения и материала шин РП и сечения линий, питающих каждую из секций сборных шин РП;
- выключателей со стороны шин главной понизительной подстанции (ГПП).

Пятый уровень – секции сборных шин напряжением 6–10 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбора сечения и материала шин и вводных и секционных выключателей, устанавливаемых на стороне низшего напряжения ГПП.

Шестой уровень – сторона высшего напряжения 35–110–220 кВ ГПП. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий к источникам питания.

Расчёт электрических нагрузок на указанных уровнях СЭС производится по следующим формулам:

На первом уровне – отдельные электроприёмники

$$\begin{aligned} P_P^I &= k_{и.а} \cdot P_{ном}; \\ Q_P^I &= k_{и.а} \cdot P_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ном}. \end{aligned} \quad (3.17)$$

На втором уровне – группы электроприёмников напряжением 380 В

$$P_P^{II} = K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi};$$

$$Q_P^{II} = K_{P.P} \cdot \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i.$$
(3.18)

Коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.A} = f(K_{И.А}, n_{\Sigma})$ следует определять по табл. 2.4, а коэффициент расчётной мощности по реактивной мощности $K_{P.P}$ – по формуле

$$K_{P.P} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{\Sigma}}}.$$
(3.19)

На третьем уровне – сборные шины 380 В цеховых ТП

$$P_P^{III} = K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi};$$

$$Q_P^{III} = K_{P.A} \cdot \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i.$$
(3.20)

На третьем уровне и выше коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.P} = K_{P.A}$. Значения коэффициентов расчётной нагрузки $K_{P.A}$, входящих в эти выражения, находятся по табл. 2.5. Следует отметить, что при $\sum k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} \leq 100$ кВт значения коэффициентов расчётной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения, не превышающие 50–70 мм², а, следовательно, и незначительные постоянные времени нагрева.

На четвёртом уровне – сборные шины 6–10 кВ РП

$$P_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m P_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} + \sum_1^L \Delta P_{T.TPi} \right];$$

$$Q_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m Q_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{T.TPi} \right],$$
(3.21)

где $K_{O.M}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки, определяемый по табл. 2.6; m – число узлов (ТП) третьего уровня, питающихся от РП (узла четвёртого уровня); N – число высоковольтных электроприёмников, подключенных к РП; L , $\Delta P_{T.TPi}$ и $\Delta Q_{T.TPi}$ – число трансформаторов цеховых ТП и потери активной и реактивной мощности в них.

На пятом уровне – сборные шины 6–10 кВ ГПП

$$\begin{aligned}
 P_P^V &= K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} P_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{и.Аi} \cdot P_{НОМi} + \sum_1^M P_{Pi}^{IV} + \sum_1^{L1} \Delta P_{Т.ТПи} \right]; \\
 Q_P^V &= K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} Q_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{и.Аi} \cdot P_{НОМi} \cdot \text{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{Pi}^{IV} + \sum_1^L \Delta Q_{Т.ТПи} \right],
 \end{aligned}
 \tag{3.22}$$

где M1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП; N1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП; M – число узлов СЭС четвёртого уровня (РП), которые питаются от сборных шин 6–10 кВ ГПП; L1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся непосредственно от сборных шин 6–10 кВ ГПП.

На шестом уровне – на стороне высшего напряжения ГПП

$$\begin{aligned}
 P_P^{VI} &= P_P^V + \Delta P_{Т.ГПП}; \\
 Q_P^{VI} &= Q_{\Sigma} = P_P^{VI} \cdot \text{tg}\varphi_{\Sigma} = (P^V + \Delta P_{Т.ГПП}) \cdot \text{tg}\varphi_{\Sigma},
 \end{aligned}
 \tag{3.23}$$

где $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности, которая задаётся энергосистемой в зависимости от значения напряжения внешнего электроснабжения – табл. 3.1 [28].

Таблица 3.1

| | | | | |
|-----------------------------|---------|-----|------|------|
| Напряжение сети, кВ | 110–220 | 35 | 6–10 | 0,38 |
| $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$ | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,35 |

Расчётная нагрузка осветительных электроприёмников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учётом коэффициента спроса

$$\begin{aligned}
 P_{P.O} &= K_{C.O} \cdot P_{уд} \cdot F_{ц}, \\
 Q_{P.O} &= K_{C.O} \cdot P_{уд} \cdot F_{ц} \cdot \text{tg}\varphi_0.
 \end{aligned}
 \tag{3.24}$$

где $K_{C.O}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки; $P_{уд.O}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха; $F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м²; $\text{tg}\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной или групповой компенсации реактивной мощности источников света.

Информация об удельной осветительной нагрузке $P_{уд.O}$ дана в [35, табл.4.16], а о коэффициенте спроса $K_{C.O}$ – в [31, с. 36]. Информация о $\text{tg}\varphi_0$ представлена в специальной литературе по освещению, при отсутствии информации допускается принимать $\text{tg}\varphi_0 = 0,3$.

Расчетная нагрузка высоковольтных электроприемников, подключенных к 4-му или 5-му уровням СЭС, принимается равной средней (как для 1-го уровня)

$$\begin{aligned} P_P &= P_C = \sum K_{и.Аi} \cdot P_{НОМi} ; \\ Q_P &= Q_C = \sum K_{и.Аi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i. \end{aligned} \quad (3.25)$$

3.8. Методика расчёта электрических нагрузок по цеху

Для определения расчётных (максимальных) нагрузок на различных ступенях системы электроснабжения цеха заполняют таблицу, форма которой приведена на рис. 3.3.

Порядок заполнения таблицы следующий.

1. Выделяют электроприёмники, питающиеся от рассматриваемого узла системы электроснабжения – отделение, шинопровод, распределительный щит (это второй уровень расчёта электрических нагрузок – см. раздел 3.7). При этом в графу 1 таблицы записывают:

- наименования узла, для которого производят определение электрических нагрузок отделения (силовой шкаф, магистраль и т. д.);
- ниже названия отдельных электроприемников или подгрупп электроприемников с одинаковыми значениями коэффициентов $K_{и}$ и $\cos\varphi$ соответственно.

2. Для каждого электроприёмника или группы электроприёмников заполняют графы со 2-й по 10-ю.

2.1. В графе 2 указывают количество рабочих электроприёмников. Резервные электроприёмники в расчёте не учитывают.

2.2. В графу 3 по каждой подгруппе электроприёмников записывают: при одинаковой мощности электроприёмников – номинальную установленную мощность в кВт одного электроприёмника, а для электроприёмников различной мощности – номинальные мощности наименьшего и наибольшего. Установленные мощности должны быть предварительно приведены к $P_B = 100\%$.

2.3. В графе 4 записывают суммарную установленную мощность всей подгруппы электроприёмников.

2.4. Графы 5, 6 и 7. Записывают значения коэффициентов использования $K_{и}$, мощности $\cos\varphi$, которые находят по справочникам, указанным в списке литературы, и рассчитываемое значение $\operatorname{tg}\varphi$. При наличии в справочниках нескольких значений $K_{и}$ и $\cos\varphi$ для рассматриваемой подгруппы электроприёмников рекомендуется принимать большие значения.

2.5. Графа 8. Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждого электроприёмника или подгруппы электроприёмников определяют по формуле

$$P_C = K_{и} (\text{из графы 5}) \cdot P_H (\text{из графы 4}).$$

Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

| Технологические данные | | Исходные данные | | | | | Справочные данные | | | Расчетные данные | | | | | | | | | |
|-----------------------------|--|--|-------------------------|---|--------------------|-----------------|-------------------|----------------------|--|---|-----------------------------------|----------------|------------------|------------------|--|---|------------------------|--------------------|--|
| | | Наименование узла питания или группы электроприемников | Число электроприемников | Номинальная мощность, приведенная к ПВ = 100 %, кВт | | К _{иА} | cosφ | tgφ | P _c = ΣK _{иА} ·P _{НОМi} , кВт | Q _c = ΣK _{иА} ·P _{НОМi} ·tgφ _i , квар | Σn·P ² _{НОМi} | п _с | K _{р,А} | K _{р,Р} | P _p = K _{р,А} ·ΣK _{иА} ·P _{НОМi} , кВт | Q _p = K _{р,Р} ·ΣK _{иА} ·P _{НОМi} ·tgφ _i , квар | S _p , кВт·А | I _p , А | |
| | | | | р _{НОМi} | Σр _{НОМi} | | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | |
| Намоточное отделение (ШР-1) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1. Станок намоточный | 18 | 2,4 | 43,2 | 0,12 | 0,40 | 2,29 | 5,18 | 11,870 | 103,7 | | | | | | | | | |
| | 2. Установка испытательная | 1 | 7,5 | 7,5 | 0,15 | 0,50 | 1,73 | 1,125 | 1,946 | 56,25 | | | | | | | | | |
| | 3. Станок перемоточный | 2 | 3,0 | 6,0 | 0,12 | 0,40 | 2,29 | 0,72 | 1,649 | 18 | | | | | | | | | |
| | 4. Автомат намоточный | 1 | 3,3 | 3,3 | 0,17 | 0,65 | 1,17 | 0,561 | 0,656 | 10,89 | | | | | | | | | |
| | 5. Станок оплеточный | 6 | 0,6 | 3,6 | 0,12 | 0,40 | 2,29 | 0,432 | 0,989 | 2,16 | | | | | | | | | |
| | 6. Ванна для лужения | 1 | 10,0 | 10,0 | 0,80 | 0,96 | 0,29 | 8 | 2,32 | 100 | | | | | | | | | |
| | 7. Установка сатураторная | 1 | 2,2 | 2,2 | 0,15 | 0,50 | 1,73 | 0,33 | 0,571 | 4,84 | | | | | | | | | |
| | 8. Электротельфер: ПВ = 25 %; P _{НОМ,ДВ} = 2,8 кВт | 1 | 1,4 | 1,4 | 0,15 | 0,50 | 1,73 | 0,21 | 0,363 | 1,96 | | | | | | | | | |
| | 9. Вентилятор | 2 | 14,0 | 28,0 | 0,65 | 0,80 | 0,75 | 18,2 | 13,65 | 392 | | | | | | | | | |
| | Итого силовой нагрузки (ШР-1) | 33 | 0,6-4,0 | 105,0 | 0,33 | 0,71 | 0,98 | 34,76 | 34,02 | 689,8 | 16,0 | 1,014 | 1,042 | 35,25 | 35,45 | 50,0 | 76,0 | | |
| | Расчет пикового тока отделения | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Расчетная нагрузка без вентиллятора | 32 | 0,6-4,0 | 91,0 | 0,28 | 0,69 | 1,06 | 34,76 - 34,02 = 0,75 | 14·0,65 = 9,1 | 493,8 | 16,8 | 1,00 | 1,041 | 25,66 | 28,31 | 38,21 | 58,1 | | |

Рис. 3.3. Пример заполнения таблицы расчета электрических нагрузок по цеху

Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху (окончание)

| Технологические данные | | Исходные данные | | | | | Расчетные данные | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------------------|--------------------------------|--|------|-------------------|------|------------------|---|---------|--|-----|------------------------------------|-------|----------------|-------------------|-------------------|---|--|--------------------------|-----------------------|
| | | Число электро- приёмников n | Номинальная мощность, приведенная к ПВ = 100 %, кВт | | K _{и.а.} | cosφ | tgφ | P _c = ΣK _{и.а.} ·P _{ном.і} , кВт | | Q _c = ΣK _{и.а.} ·P _{ном.і} ·tgφ _і , квар | | Σn·P ² _{ном.і} | | η _с | K _{р.а.} | K _{р.р.} | P _p = K _{р.а.} ΣK _{и.а.} ·P _{ном.і} , кВт | Q _p = K _{р.а.} ΣK _{и.а.} ·P _{ном.і} ·tgφ _і , квар | S _p , кВ·А | I _p , А |
| р _{ном.і} | Σр _{ном.і} | | 8 | 9 | | | | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | | | | |
| Другие отделения | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Электроремонтный цех | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Намоточное отделение | 33 | 0,6-14 | 105 | 0,33 | 0,72 | 0,98 | 34,8 | 34,02 | 699,8 | | | | | | | | | | | |
| 2. Механическое отделение | 45 | 1,4-14 | 214 | 0,15 | 0,5 | 1,72 | 32,1 | 55,21 | 1340,0 | | | | | | | | | | | |
| 3. Монтажный участок | 126 | 0,6-15 | 462 | 0,24 | 0,67 | 1,11 | 110,9 | 123,10 | 2803,0 | | | | | | | | | | | |
| 4. Заготовительное отделение | 117 | 0,6-20 | 741 | 0,26 | 0,74 | 0,91 | 192,7 | 175,30 | 6871,0 | | | | | | | | | | | |
| 5. Отделение пропитки | 114 | 3,0-60 | 617 | 0,78 | 0,95 | 0,35 | 481,3 | 168,40 | 13793,0 | | | | | | | | | | | |
| Всего силовой нагрузки по цеху | 435 | 0,6-60 | 2139 | 0,40 | 0,83 | 0,66 | 851,8 | 556,00 | 25497,0 | 179 | 0,7 | 0,7 | 596,3 | 389,2 | 715,0 | 1087 | | | | |
| Освещение цеха: P _{у.о} = 15 Вт/м ² ; K _{с.о} = 0,9; F _ц = 952 м ² | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Итого с учетом освещения | 435 | 0,6-60 | 2153 | 0,40 | 0,83 | 0,66 | 851,8 | 556,00 | 25497,0 | 179 | - | - | 609,1 | 393,1 | 724,3 | 1102 | | | | |

Рис. 3.3. Окончание

2.6. Графа 9. Среднюю реактивную нагрузку на наиболее загруженную смену для них находят из выражения

$$Q_C = P_C \text{ (из графы 8)} \cdot \operatorname{tg}\varphi \text{ (из графы 7)}.$$

2.7. Находят сумму квадратов номинальных мощностей $n \cdot p_H^2$ отдельных электроприёмников, рассматриваемых в данной строке (графа 10).

3. После расчёта параметров по отдельным электроприёмникам (1–10 строки) рассчитывают итоговую строку «Итого по отделению» для данного узла системы электроснабжения.

3.1. В графе 2 итоговой строки суммируется общее число электроприёмников узла.

3.2. В графе 3 записывают номинальные мощности наименьшего и наибольшего электроприёмников узла.

3.3. По графам 4, 8, 9 суммируют «по вертикали» и записывают в итоговую строку соответственно суммарную номинальную мощность P_H , суммарные средние активные P_C и реактивные Q_C нагрузки электроприёмников узла.

3.4. По полученным данным определяют среднее значение коэффициента использования $K_{и.а}$ по узлу (графа 5) и среднее значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7)

$$K_{и.а} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Ci}}{\sum_{i=1}^n P_{Hi}} \quad \text{и} \quad \operatorname{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Ci}}{\sum_{i=1}^n P_{Ci}}.$$

3.5. По полученному значению $\operatorname{tg}\varphi$ находят значение $\cos\varphi$ (графа 6).

3.6. Вычисляют сумму квадратов номинальных мощностей всех электроприёмников $\sum_{i=1}^n n \cdot p_H^2$ узла нагрузки (графа 10).

3.7. Используя информацию о данных колонок 4 и 10, определяют приведённое число электроприёмников n_{Θ} рассматриваемой группы, которое вносят в графу 11

$$n_{\Theta} = \frac{\sum_{i=1}^n (n \cdot p_{НОМ.i})^2}{\sum_{i=1}^n n \cdot p_{НОМ.i}^2}.$$

3.8. Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности (графа 12) $K_{р.а} = f(n_{\Theta}, K_{и.а})$ находят по табл. 2.4, при этом коэффициент $K_{и.а}$ бе-

руг из графы 5 итоговой строки, а число $n_{\text{Э}}$ – из графы 11. При необходимости проводят интерполяцию коэффициента $K_{\text{Р.А}}$.

3.9. Пример интерполяции значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ (это нахождение промежуточных значений величины по имеющемуся дискретному набору известных значений). Пусть нужно определить значение коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ при $n_{\text{Э}} = 2,4$ и $K_{\text{И.А}} = 0,33$. На рис. 3.4 приведён фрагмент табл. 2.4, в которой для значений коэффициента $K_{\text{И.А}}$ (0,3 и 0,4) и числа $n_{\text{Э}}$ (2,0 и 3,0) даны значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ (2,45–1,74 и 1,98–1,45).

Фрагмент таблицы 2.4
Значения коэффициентов расчетной нагрузки по активной мощности $K_{\text{Р.А}}$

| $n_{\text{Э}}$ | $K_{\text{И.А}}$ | | |
|----------------|------------------|--------|--------|
| | 0,3 | 0,33 | 0,4 |
| 2,0 | 2,45 | | 1,98 |
| 2,4 | ① 2,17 | ③ 2,05 | 1,77 ② |
| 3,0 | 1,74 | | 1,45 |

Рис. 3.4. Интерполяция значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$

На 1-м шаге из условия пропорциональности вычисляют значение коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ при $K_{\text{И.А}} = 0,3$ и $n_{\text{Э}} = 2,4$: определяют разность (2,45 – 1,74); умножают её на пропорцию $(2,4 - 2,0)/(3,0 - 2,0)$; вычитают полученный результат из большего значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$

$$2,45 - (2,45 - 1,74) \cdot 0,4 = 2,17.$$

На 2-м шаге аналогично вычисляют значение коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ при $K_{\text{И.А}} = 0,4$ и $n_{\text{Э}} = 2,4$: определяют разность (1,98 – 1,45); умножают её на пропорцию $(2,4 - 2,0)/(3,0 - 2,0)$; вычитают полученный результат из большего значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$

$$1,98 - (1,98 - 1,45) \cdot 0,4 = 1,77.$$

На 3-м шаге из условия пропорциональности вычисляют значение коэффициента $K_{\text{Р.А}}$ при $n_{\text{Э}} = 2,4$ и $K_{\text{И.А}} = 0,33$: определяют разность (2,17 – 1,77); умножают её на пропорцию $(0,33 - 0,3)/(0,4 - 0,3)$; вычитают полученный результат из большего значения коэффициента $K_{\text{Р.А}}$

$$2,17 - (2,17 - 1,7) \cdot 0,3 = 2,05.$$

Следовательно, коэффициент расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.A}$ при промежуточных значениях эффективного числа электроприёмников $n_{\text{Э}}$ и коэффициента использования по активной мощности равен

$$K_{P.A} = f(n_{\text{Э}}, K_{И.А}) = f(2,4; 0,33) = 2,05.$$

3.10. Коэффициент расчётной нагрузки по реактивной мощности (графа 13) $K_{P.P}$ определяют по выражению

$$K_{P.P} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_{\text{Э}}}}.$$

3.11. Определяют расчётные активную P_P (графа 14), реактивную Q_P (графа 15) и полную S_P (графа 16) нагрузки, а также расчётный ток I_P (графа 17) узла системы электроснабжения

$$P_P = K_{P.A} \cdot P_C; \quad Q_P = K_{P.P} \cdot Q_C; \quad S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2};$$

$$I = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Подобным образом рассчитывают электрические нагрузки по остальным отделениям цеха.

4. Определение пиковой нагрузки (тока) по отделению. Расчёт проводят с учётом положений раздела 3.6. Рассмотрим на примере пуска электродвигателя одного из вентиляторов, при условии, что все остальные электроприёмники отделения работают в установившемся режиме.

Исходные данные для расчёта: номинальная мощность электродвигателя $P_{ДН} = 14$ кВт; кратность пускового тока $K_{ПУСК} = 5$; коэффициент полезного действия $\eta = 0,9$; коэффициент $\cos\varphi = 0,8$.

4.1. Рассчитывают новую итоговую строку «Расчётная нагрузка по отделению без вентилятора»:

4.1.1. В графе 2 итоговой строки суммируют общее число электроприёмников узла – без вентилятора оно становится равным 32.

4.1.2. ***Без учёта данных вентилятора*** по графам 4, 8, 9 суммируют «по вертикали» и записывают в итоговую строку соответственно суммарную номинальную мощность P_H , суммарные средние активные P_C и реактивные Q_C нагрузки электроприёмников узла.

4.1.3. Аналогично рассчитывают значение коэффициента использования $K_{И.А}$ по узлу (графа 5) и среднее значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ (графа 7), вычисляют сумму квадратов номинальных мощ-

ностей всех электроприёмников $\sum_{i=1}^n n \cdot p_H^2$ узла нагрузки (графа 10) и далее приведённое число электроприёмников $n_{\text{Э}}$ рассматриваемой группы (графа 11).

4.1.4. Для электроприёмников с постоянным режимом работы (без вентилятора) определяют коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности (графа 12) $K'_{P,A} = f(n_{\text{Э}}, K_{И,А})$, коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности $K'_{P,R}$ (графа 13), расчётные активную P'_P (графа 14), реактивную Q'_P (графа 15) и полную S'_P (графа 16) нагрузки, а также расчётный ток I'_P (графа 17).

4.2. Определяют пусковой ток электродвигателя вентилятора

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{K_{\text{ПУСК}} \cdot P_{\text{Д.НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cdot \eta_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}} = \frac{5 \cdot 14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,9 \cdot 0,8} = 147,9 \text{ А.}$$

4.3. Определяют пиковый ток по отделению при включении вентилятора (пуске приводного электродвигателя) и работе в установившемся режиме остальных электроприёмников цеха

$$I_{\text{ПИК}} = I'_P + I_{\text{ПУСК}} = 58,1 + 147,9 = 206 \text{ А.}$$

Отметим, что расчётный ток отделения без вентилятора снизился до $I'_P = 58,1 \text{ А}$ (с вентилятором был $I'_P = 76,0 \text{ А}$), при этом пиковый по отделению составляет 206 А.

Примечание. Подобные расчёты пикового тока проводят как для всех отделений цеха, так и цеха в целом. Расчёты пиковых токов необходимы для:

– выбора автоматических выключателей, имеющих разные кратности срабатывания мгновенной токовой отсечки по отношению к их номинальному току (3–5; 5–7; 7–10; 10–15) $\cdot I_{\text{ОФ.НОМ}}$;

– расчётов уставок релейной защиты на разных ступенях системы электроснабжения (групповые щитки, распределительные щиты отделения, цеха и т. д.);

– расчёта показателей качества электроэнергии и других расчётов.

5. Определение расчётной нагрузки по цеху (рис. 3.3 – окончание). Отметим, что это третий уровень расчёта электрических нагрузок – см. раздел 3.7.

5.1. Записывают наименование цеха.

5.2. Записывают информацию из итоговых строк по отделениям графы с 1-й по 10-ю.

5.3. Рассчитывают итоговую строку «Итого по цеху»:

5.3.1. Суммируют «по вертикали» номинальные активные мощности P_H (графа 4), средние активные P_C (графа 8) и реактивные Q_C (графа 9)

нагрузки и сумму квадратов номинальных мощностей $n \cdot p_H^2$ (графа 10), которые записываются в итоговую строку по цеху.

5.3.2. Вычисляют средние для цеха значения коэффициентов $K_{и.а}$, $\text{tg}\varphi$, $\cos\varphi$, записываемые в соответствующие графы итоговой строки по цеху.

5.3.3. Используя информацию данные по графам 4 и 10, определяют приведённое число электроприёмников $n_{Э}$ для цеха, которое вносят в графу 11.

5.3.4. Значения коэффициентов расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности (графа 12) $K_{р.а} = K_{р.р} = f(n_{Э}, K_{и.а})$ находят по табл. 2.5, при этом коэффициент $K_{и.а}$ берётся из графы 5 итоговой строки, а число $n_{Э}$ – из графы 11. При необходимости проводят интерполяцию коэффициента $K_{р.а}$.

5.3.5. Определяют для цеха расчётные активную P_p (графа 14), реактивную Q_p (графа 15) и полную S_p (графа 16) нагрузки, а также расчётный ток I_p (графа 17).

6. Определение осветительной нагрузки (см. разд. 3.3 –выражения 3.10 и 3.11). С учётом известной площади цеха $F_{ц}$ и определяемых по справочникам для выбранного типа осветительных приборов удельной мощности освещения $P_{у.о}$, коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_o$, коэффициента спроса на освещение $K_{с.о}$ рассчитывают мощность осветительной нагрузки

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц}; \quad Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg}\varphi_o; \quad S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}.$$

7. В заключение рассчитывают итоговую строку «Итого по цеху с освещением», в которой суммируют данные итоговой строки «Итого силовой нагрузки по цеху» и осветительной нагрузки.

Расчётные данные P_p , Q_p , S_p , I_p используют в дальнейшем для выбора силовых понижающих трансформаторов, устанавливаемых в цехе, а также коммутационной аппаратуры и питающих линий.

3.9. Методика расчёта электрических нагрузок по предприятию

Определение расчётных нагрузок по предприятию на напряжении 6–10 кВ производят в соответствии с положениями, изложенными в разделе 3.7. Следует отметить следующие особенности:

- расчёты электрических нагрузок для низковольтных и высоковольтных электроприёмников производят отдельно;
- низковольтные электроприёмники цехов в зависимости от местонахождения в системе электроснабжения ПП относят к 4-му или 5-му уровням (соответственно подключенные к сборным шинам высоковольтных распределительных пунктов (РП) или главной понизительной подстанции – см. рис. 3.2). На начальном этапе расчёта электрических нагрузок по

каждому цеху, когда ещё не сформирована система электроснабжения напряжением 6–10 кВ и не определены цеха, в которых будут установлены РП, низковольтные электроприёмники относят к 3-му уровню и их электрические нагрузки определяют согласно выражению (3.20);

– высоковольтные электроприёмники независимо от места подключения к СЭС ПП относят к 1-му уровню и их электрические нагрузки определяют согласно выражению (3.17).

Результаты расчётов сводят в таблицу, форма которой приведена на рис. 3.5. Порядок заполнения таблицы следующий.

1. Расчёт начинают с определения низковольтных нагрузок. По каждому цеху заполняется отдельная строка.

1.1. В курсовом проекте этот расчёт производят по укрупненным данным, когда заданы суммарные установленные мощности электроприёмников по цехам P_H (графа 4), но неизвестен их состав. Исходя из технологических особенностей промышленного предприятия и состава электрооборудования цеха (ознакомиться в соответствующей специальной литературе или в справочниках), определяют среднюю мощность одного электроприёмника $P_{H,Э}$ (графа 2) и затем приведённое число электроприёмников $n_Э$ из соотношения $n_Э = P_H / P_{H,Э}$ (графа 3). Число $n_Э$ для большинства цехов находится в пределах от 20 до 100.

1.2. По справочникам находят коэффициенты использования $K_{И}$ (графа 5) и мощности $\cos\varphi$ (графа 6), определяют значения коэффициентов реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7).

1.3. Вычисляют средние активную P_C (графа 8) и реактивную Q_C (графа 9) нагрузки.

1.4. Коэффициенты расчетной нагрузки по активной и реактивной мощности (графы 10 и 11) $K_{P,А} = K_{Q,Р} = f(n_Э, K_{И,А})$ находят по табл. 2.5, при этом коэффициент $K_{И,А}$ берётся из графы 5 итоговой строки, а число $n_Э$ – из графы 3. При необходимости проводят аппроксимацию значения коэффициента $K_{P,А}$.

1.5. Определяют расчётные силовые активную P_P (графа 12) и реактивную Q_P (графа 13) нагрузки.

1.6. Вычисляют с использованием выражений (3.10 и 3.11) расчётные осветительные активные $P_{P,О}$ (графа 18) и реактивные $Q_{P,О}$ (графа 19) нагрузки по цехам с учётом площади производственной поверхности пола $F_{Ц}$ цеха (графа 14), определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{У,О}$ (графа 15), коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 16) и коэффициента спроса на освещение $K_{C,О}$ (графа 17).

1.7. Суммируют расчётные силовые и осветительные нагрузки $P_P + P_{P,О}$ (графа 20), $Q_P + Q_{P,О}$ (графа 21) и вычисляют полную расчётную низковольтную нагрузку для каждого цеха S_P (графа 22).

Расчет электрических нагрузок по предприятию

| Исходные данные | | | | | | | | | | Расчетные данные | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-----------------------------|-----------------------|----------|------------------------------|---|---|----------|----------|--|--|--------------------------|-------------------------|----------------------------|----------|----------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------------------------|------|-----|------|
| Данные технологов | | Справочные данные | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | $\cos\varphi$ | $K_{иА}$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | $P_{НОМ}, \text{кВт}$ | n_3 | $\Sigma P_{НОМ}, \text{кВт}$ | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | | | |
| | | | | | $P_C = \Sigma K_{иА} \cdot P_{НОМ}, \text{кВт}$ | $Q_C = \Sigma K_{иА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{квар}$ | $K_{РА}$ | K_{RP} | $P_P = K_{РА} \cdot \Sigma K_{иА} \cdot P_{НОМ}, \text{кВт}$ | $Q_P = K_{RP} \cdot \Sigma K_{иА} \cdot P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \text{квар}$ | $F_{\Sigma}, \text{м}^2$ | $P_{УО}, \text{Вт/м}^2$ | $\operatorname{tg}\varphi$ | $K_{СО}$ | $P_{Р0}, \text{кВт}$ | $Q_{Р0}, \text{квар}$ | $P_P + P_{Р0}, \text{кВт}$ | $Q_P + Q_{Р0}, \text{квар}$ | $S_p, \text{кВ} \cdot \text{А}$ | | | |
| 1 | | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 |
| Нагрузка 380 В | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1. Цех разделения руды | 8-100 | 16 | 800 | 0,75 | 0,71 | 1,00 | 600 | 600 | 0,90 | 0,90 | 540 | 540 | 2600 | 0,015 | 0,3 | 0,35 | 33 | 9,9 | 573 | 550 | 794 |
| | 2. Цех отжига серы | 3-80 | 45 | 1800 | 0,80 | 0,85 | 0,62 | 1440 | 893 | 0,85 | 0,85 | 1224 | 759 | 2500 | 0,015 | 0,3 | 0,35 | 32 | 9,6 | 1256 | 769 | 1472 |
| | 3. Компрессорный цех | 5-20 | 13 | 130 | 0,35 | 0,88 | 0,52 | 110 | 57 | 1,00 | 1,00 | 110 | 57 | 1500 | 0,010 | 0,3 | 0,35 | 13 | 4,0 | 123 | 61 | 137 |
| | 4. Насосная водоснабжения | 3-20 | 30 | 300 | 0,35 | 0,88 | 0,52 | 255 | 132 | 0,85 | 0,85 | 217 | 113 | 630 | 0,010 | 0,3 | 0,35 | 5,4 | 1,6 | 224 | 115 | 251 |
| | 5. Насосная промстоков | 20 | 10 | 200 | 0,35 | 0,88 | 0,52 | 170 | 88 | 0,90 | 0,90 | 170 | 80 | 800 | 0,010 | 0,3 | 0,35 | 6,8 | 2,0 | 177 | 82 | 195 |
| | 6. Котельная | 1-50 | 58 | 1450 | 0,88 | 0,89 | 0,50 | 1276 | 638 | 0,80 | 0,80 | 1021 | 510 | 2800 | 0,010 | 0,3 | 0,35 | 24 | 7,2 | 1045 | 517 | 1166 |
| | 7. Химводоочистка | 7-30 | 38 | 570 | 0,87 | 0,87 | 0,57 | 496 | 283 | 0,85 | 0,85 | 422 | 240 | 1750 | 0,010 | 0,3 | 0,35 | 15 | 4,5 | 436 | 245 | 500 |
| | 8. РМЦ | 0,8-110 | 40 | 1479 | 0,40 | 0,83 | 0,67 | 691 | 455 | 0,75 | 0,75 | 519 | 341 | 7200 | 0,015 | 0,3 | 0,95 | 107 | 32 | 621 | 373 | 724 |
| | 9. Освещение территории | | | | | | | | | | | | | 55000 | 0,002 | 0,3 | 1,00 | 110 | 33 | | | |
| | Итого по нагрузке 380 В | | | 6999 | | | 0,62 | 5038 | 3146 | | | 4223 | 2640 | | | | | 331 | 104 | | | |
| Нагрузка 10 кВ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 1. Цех разделения руды (СД) | 1000 | 8 | 8000 | 0,80 | 0,80 | -0,75 | 6400 | -4000 | | | | | | | | | | | | | |
| | 2. Компрессорный цех (СД) | 1500 | 4 | 6000 | 0,90 | 0,80 | -0,75 | 5400 | -4050 | | | | | | | | | | | | | |
| | 3. Насосная водоснаб. (СД) | 630 | 6 | 3780 | 0,90 | 0,85 | -0,62 | 3402 | -2109 | | | | | | | | | | | | | |
| | 4. Котельная (СД) | 320 | 4 | 1280 | 0,80 | 0,85 | -0,62 | 1024 | -635 | | | | | | | | | | | | | |
| | Итого по нагрузке 10 кВ | | 22 | 19060 | | | | 16226 | -10794 | | | | | | | | | | | | | |
| | Итого по предприятию | | | 26059 | | | -0,36 | 21264 | -7648 | | | | | | | | | | | | | |

Рис. 3.5. Пример заполнения таблицы расчёта электрических нагрузок по предприятию

1.8. После определения электрических нагрузок для всех цехов рассчитывают строку «Итого по нагрузке 380 В», в которой суммируют по колонкам:

– номинальные активные мощности P_H (графа 4), средние активные P_C (графа 8) и реактивные Q_C (графа 9) нагрузки;

– расчётные силовые активные P_P (графа 12) и реактивные Q_P (графа 13) нагрузки;

– расчётные силовые и осветительные нагрузки $P_P + P_{P.O}$ (графа 20), $Q_P + Q_{P.O}$ (графа 21).

1.9. Используя информацию о средних реактивной Q_C (графа 9) и активной P_C (графа 8) нагрузках, определяют средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7) для низковольтных электроприёмников всего предприятия.

2. Расчёт электрических нагрузок высоковольтных электроприёмников.

2.1. По заданной в варианте курсового проекта номинальной мощности в соответствии с технологией производства предприятия в справочной или специальной технической литературе необходимо подобрать конкретные синхронные и асинхронные двигатели, различного рода электротехнологические установки (трансформаторы дуговых электропечей, электролизных установок и т. д.). При этом возможно незначительное изменение заданных в варианте номинальных мощностей рассматриваемых электроприёмников.

2.2. Для каждой характерной группы электроприёмников заполняют отдельную строку, в которой заполняют 1–9 графы.

2.3. В 2–4 графы соответственно заносят номинальную мощность P_H , одного высоковольтного электроприёмника, их общее число и суммарную номинальную мощность.

2.4. По справочникам находят значения коэффициентов использования K_H (графа 5) и мощности $\cos\varphi$ (графа 6), определяют значения коэффициентов реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7).

2.5. Используя выражения (3.17), определяют средние активные P_C (графа 8) и реактивные Q_C (графа 9) мощности.

2.6. После определения средних мощностей всех высоковольтных электроприёмников рассчитывают строку «Итого по нагрузке 10 кВ», в которой суммируют по колонкам номинальные активные мощности P_H (графа 4), средние активные P_C (графа 8) и реактивные Q_C (графа 9) нагрузки. Используя информацию о средних реактивной Q_C (графа 9) и активной P_C (графа 8) нагрузках, определяют средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7) для высоковольтных электроприёмников.

Примечания:

1. Реактивные нагрузки электроприёмников, работающих с опережающим током, вычитают из прочих реактивных нагрузок.

2. Особенности расчёта нагрузок электроприемников большой мощности с резкопеременными графиками нагрузок (дуговые сталеплавильные печи, крупные сварочные установки, прокатные станы и др.) рассмотрены в специальной литературе. В курсовом проекте допускается для определения данных нагрузок использовать выражение (3.17).

После определения электрических нагрузок для всех низковольтных и высоковольтных электроприёмников рассчитывают строку «Итого по предприятию», в которой суммируют по колонкам номинальные активные мощности P_H (графа 4), средние активные P_C (графа 8) и реактивные Q_C (графа 9) нагрузки. Используя информацию о средних реактивной Q_C (графа 9) и активной P_C (графа 8) нагрузках, определяют средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$ (графа 7) для низковольтных и высоковольтных электроприёмников. *Полученное значение $\operatorname{tg}\varphi$ называют естественным коэффициентом реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{\text{ЕСТ}}$, определённое по результатам расчёта электрических нагрузок промышленного предприятия.*

Расчетные данные по отдельным цехам (по строкам) в дальнейшем используются при выборе числа и мощности цеховых понижающих трансформаторов и затем с учётом потерь мощности в указанных трансформаторах – для расчета питающих линий.

Для определения расчётных нагрузок на 5-м уровне (на сборных шинах ГПП ПП), которые нужны в разделе курсового проекта и выпускной квалификационной работы «Технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения промышленного предприятия» для выбора мощности силовых трансформаторов ГПП и расчёта схемы внешнего электроснабжения предприятия используют несколько изменённые выражения (3.22)

$$P_P^V = K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} P_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} + \sum_1^M P_{Pi}^{IV} + \sum_1^{L1} \Delta P_{Т.ППi} \right];$$

$$Q_P^V = K_{O.M} \left[\sum_1^{M1} Q_{Pi}^{III} + \sum_1^{N1} k_{И.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{Pi}^{IV} + \sum_1^L \Delta Q_{Т.ППi} \right].$$

В этих выражениях:

– коэффициент одновременности максимума $K_{O.M}$ определяют по табл. 2.6 в зависимости от коэффициента использования по активной мощности $K_{И.А}$ и числа линий, отходящих от секций сборных шин ГПП;

– отсутствуют третьи слагаемые в скобках, характеризующие расчётные нагрузки по РП, которые на данном этапе проекта ещё не сформированы, но они включены впервые и вторые суммы;

– четвертые слагаемые (потери активной и реактивной мощности в трансформаторах цеховых ТП) определяют в разделе курсового проекта «Выбор числа и мощности трансформаторов ТП».

После формирования схемы внутреннего электроснабжения промышленного предприятия, когда появляются РП, их расчётную нагрузку относят к 4-му уровню и рассчитывают по выражениям (3.21)

$$P_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m P_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{и.Аi} \cdot p_{НОМi} + \sum_1^L \Delta P_{Т.ТПi} \right];$$

$$Q_P^{IV} = K_{O.M} \left[\sum_1^m Q_{Pi}^{III} + \sum_1^N k_{и.Аi} \cdot p_{НОМi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + \sum_1^L \Delta Q_{Т.ТПi} \right],$$

Расчётные нагрузки 4-го уровня необходимы для расчёта линий, питающих РП.

3.10. Определение электрических нагрузок от однофазных электроприёмников

3.10.1. Характеристики однофазных нагрузок

В цехах промышленного предприятия в общем случае могут быть как трёхфазные, так и однофазные электроприёмники. Последние подключаются на линейное или фазное напряжения (рис. 3.6). Однофазными электроприёмниками могут быть сварочные трансформаторы, печи сопротивления, асинхронные двигатели и т. д.

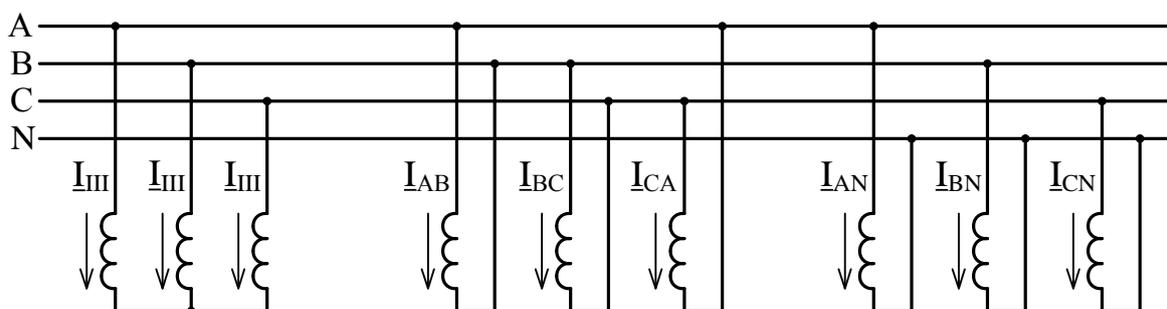


Рис. 3.6. Схема включения однофазных и трёхфазных электроприёмников:
1 – трёхфазные; 2 – однофазные, включенные на линейные напряжения;
3 – однофазные, включенные на фазные напряжения

Однофазные электроприёмники считаются равномерно распределенными по фазам, если неравномерность нагрузки по фазам – разность номинальных мощностей наиболее и наименее загруженных фаз – не превышает 15 % суммарной номинальной мощности трёхфазных и однофазных электроприёмников рассматриваемого узла. Условная трёхфазная номи-

нальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных электроприёмников. Если неравномерность нагрузки больше 15 %, то расчётная нагрузка определяется по наиболее загруженной фазе.

Рассмотрим определение расчётной нагрузки (наиболее загруженной фазы) для общего случая включения электроприёмников в узле. Для определения токов в линейных проводах трехфазной сети используем разложение векторов тока в каждом проводе на активные и реактивные составляющие. Проекции векторов токов на оси, совпадавшие с фазными напряжениями, являются активными, а проекции векторов токов на перпендикулярные оси – реактивными составляющими токов.

На рис. 3.7 приведена векторная диаграмма токов трехфазной и однофазных нагрузок в фазе А [46]. Здесь обозначено: I_{III} – ток, обусловленный трехфазными электроприёмниками; I_{AB} , I_{CA} – токи, обусловленные однофазными электроприёмниками, включёнными на линейные напряжения; I_{AN} – ток, обусловленный однофазными электроприёмниками, включёнными на фазное напряжение.

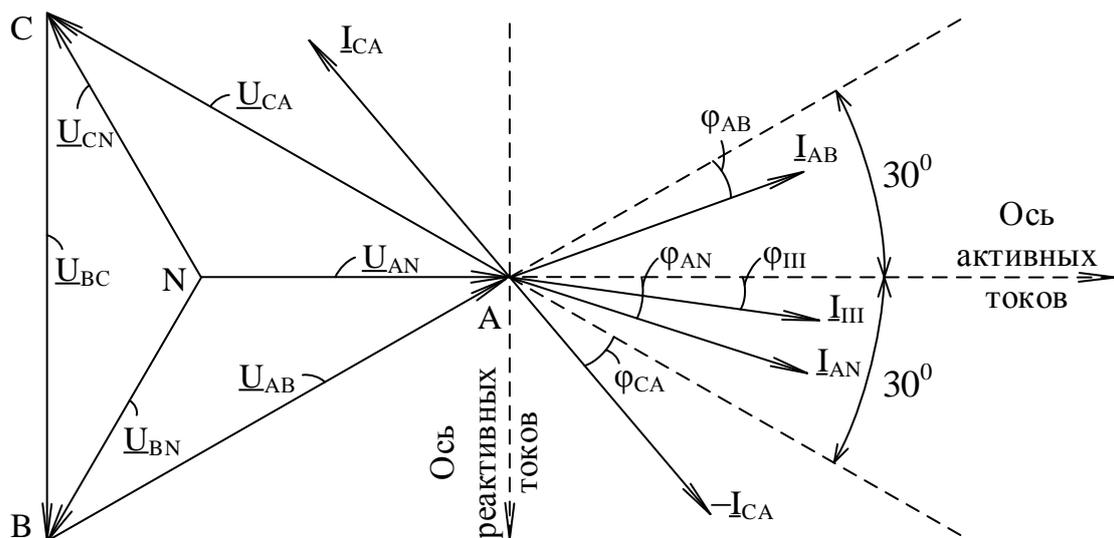


Рис. 3.7. Векторная диаграмма токов трёхфазной и однофазных нагрузок в фазе А

Спроектировав вектора токов на направление вектора напряжения фазы А, найдём активную составляющую тока фазы А

$$\begin{aligned}
 I_A^{AK} &= I_{AB} \cdot \cos(30^\circ - \varphi_{AB}) + I_{CA} \cdot \cos(30^\circ + \varphi_{CA}) + I_{AN} \cdot \cos\varphi_{AN} + I_{AIII} \cdot \cos\varphi_{AIII} = \\
 &= I_{AB} \cdot \cos 30^\circ \cdot \cos\varphi_{AB} + I_{AB} \cdot \sin 30^\circ \cdot \sin\varphi_{AB} + I_{CA} \cdot \cos 30^\circ \cdot \cos\varphi_{CA} - \\
 &\quad - I_{CA} \sin 30^\circ \cdot \sin\varphi_{CA} + I_{AN} \cdot \cos\varphi_{AN} + I_{AIII} \cdot \cos\varphi_{AIII}.
 \end{aligned}
 \tag{3.26}$$

Учитывая то, что

$$\begin{aligned} I_{AB} \cdot \cos\varphi_{AB} &= I_{AB}^{AK}, \quad I_{CA} \cdot \cos\varphi_{CA} = I_{CA}^{AK} \\ \text{и } I_{AN} \cdot \cos\varphi_{AN} &= I_{AN}^{AK}, \quad I_{AIII} \cdot \cos\varphi_{AIII} = I_{AIII}^{AK} \end{aligned} \quad (3.27)$$

являются активными составляющими токов электроприёмников, подключённых на соответствующие напряжения, выражение (3.26) преобразуется к виду

$$I_A^{AK} = I_{AB}^{AK} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AB} \right) + I_{CA}^{AK} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CA} \right) + I_{AN}^{AK} + I_{AIII}^{AK}. \quad (3.28)$$

Аналогично определим реактивную составляющую тока фазы А, для чего спроектируем вектора токов на ось, перпендикулярную вектору напряжения фазы А

$$\begin{aligned} I_A^P &= I_{AB} \cdot \sin(30^\circ - \varphi_{AB}) + I_{CA} \cdot \sin(30^\circ + \varphi_{CA}) + I_{AN} \cdot \sin\varphi_{AN} + I_{AIII} \cdot \sin\varphi_{AIII} = \\ &= -I_{AB} \cdot \sin 30^\circ \cdot \cos\varphi_{AB} + I_{AB} \cdot \cos 30^\circ \cdot \sin\varphi_{AB} + I_{CA} \cdot \sin 30^\circ \cdot \cos\varphi_{CA} + \\ &+ I_{CA} \cdot \cos 30^\circ \cdot \sin\varphi_{CA} + I_{AN} \cdot \cos\varphi_{AN} \cdot \frac{\sin\varphi_{A0}}{\cos\varphi_{A0}} + I_{AIII} \cdot \cos\varphi_{AIII} \cdot \frac{\sin\varphi_{AIII}}{\cos\varphi_{AIII}}. \end{aligned} \quad (3.29)$$

Прделав соответствующие преобразования, получаем

$$I_A^P = I_{AB}^{AK} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AB} - \frac{1}{2} \right) + I_{CA}^{AK} \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CA} + \frac{1}{2} \right) + I_{AN}^{AK} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AN} + I_{AIII}^{AK} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AIII}. \quad (3.30)$$

Теперь можно записать расчётные формулы для определения активной и реактивной нагрузок фазы А:

$$P_A = I_A^{AK} \cdot U_\Phi = I_A^{AK} \cdot \frac{U_{Л}}{\sqrt{3}}; \quad Q_A = I_A^P \cdot U_\Phi = I_A^P \cdot \frac{U_{Л}}{\sqrt{3}}. \quad (3.31)$$

Подставив в эти выражения соответственно (3.28) и (3.30) и проделав соответствующие преобразования, получим искомые выражения:

$$\begin{aligned} P_A &= P_{AB} \cdot \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AB} \right) + P_{CA} \cdot \left(\frac{1}{2} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CA} \right) + P_{AN} + \frac{P_{III}}{3}; \\ Q_A &= P_{AB} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AB} - \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + P_{CA} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{CA} + \frac{1}{2\sqrt{3}} \right) + P_{AN} \operatorname{tg}\varphi_{AN} + \frac{P_{III}}{3} \operatorname{tg}\varphi_{AIII}. \end{aligned} \quad (3.32)$$

Выражения, стоящие в скобках, принято называть коэффициентами приведения однофазных нагрузок, подключённых на линейные напряжения, к соответствующей фазе (в нашем случае к фазе А). Условимся обозначать коэффициенты приведения активной мощности буквой k , а реактивной – буквой q . С учётом этих обозначений вышеприведенные выражения примут более компактную форму

$$\begin{aligned}
P_A &= P_{AB} \cdot k_{(AB)A} + P_{CA} \cdot k_{(CA)A} + P_{AN} + \frac{P_{III}}{3}; \\
Q_A &= P_{AB} \cdot q_{(AB)A} + P_{CA} \cdot q_{(CA)A} + P_{AN} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AN} + \frac{P_{III}}{3} \operatorname{tg}\varphi_{III}.
\end{aligned}
\tag{3.33}$$

Запишем выражение для определения средних значений активной P_C и реактивной Q_C мощностей в общем случае, например, для фазы А, когда к расчётному узлу СЭС подключаются достаточно большое число как трёх-фазных, так и однофазных электроприёмников:

$$\begin{aligned}
P_{C.A} &= \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.АВi} \cdot k_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.САi} \cdot k_{(СА)Аi} + \\
&+ \sum_{i=1}^L k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.АНi} + \sum_{i=1}^M k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.IIIi}; \\
Q_{C.A} &= \sum_{i=1}^n k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.АВi} \cdot q_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.САi} \cdot q_{(СА)Аi} + \\
&+ \sum_{i=1}^L k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.АНi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{АНi} + \sum_{i=1}^M k_{И.Аi} \cdot p_{НОМ.IIIi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{IIIi}.
\end{aligned}
\tag{3.34}$$

где n – число электроприёмников, подключенных на линейные напряжения U_{AB} ; m – число электроприёмников, подключённых на линейные напряжения U_{CA} ; L – число электроприёмников, подключённых на фазные напряжения U_{AN} ; M – число трёхфазных электроприёмников.

Отметим, что аналогично можно получить расчётные выражения для определения мощностей двух других фаз.

В табл. 3.2 представлены значения коэффициентов приведения в функции от паспортного значения $\cos\varphi$ электроприёмников.

Таблица 3.2

Коэффициенты приведения

| Коэффициенты приведения | Коэффициенты мощности нагрузки | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------------------|-------|------|------|------|------|------|-------|-------|
| | 0,3 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 0,65 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,0 |
| $k_{(AB)A}, k_{(BC)B}, k_{(CA)C}$ | 1,4 | 1,17 | 1,0 | 0,89 | 0,84 | 0,8 | 0,72 | 0,64 | 0,5 |
| $k_{(AB)B}, k_{(BC)C}, k_{(CA)A}$ | -0,4 | -0,17 | 0 | 0,11 | 0,16 | 0,2 | 0,28 | 0,36 | 0,5 |
| $q_{(AB)A}, q_{(BC)B}, q_{(CA)C}$ | 1,26 | 0,86 | 0,58 | 0,38 | 0,3 | 0,22 | 0,09 | -0,05 | -0,29 |
| $q_{(AB)B}, q_{(BC)C}, q_{(CA)A}$ | 2,45 | 1,44 | 1,16 | 0,96 | 0,88 | 0,8 | 0,67 | 0,53 | 0,29 |

3.10.2. Определение условной трёхфазной нагрузки от однофазных электроприёмников

Общая расчётная нагрузка отдельных фаз определяется суммированием однофазных нагрузок, включенных на фазное и линейное напряжения, с приведением последних к нагрузке одной фазы. Например, активная и реактивная номинальные мощности однофазных электроприёмников, включённых между фазами А и В, фазами С и А и между фазой А и нулевым проводом, приведенная к фазе А, определяется выражением

$$\begin{aligned} P_{H.A} &= P_{H.AB} \cdot k_{(AB)A} + P_{H.CA} \cdot k_{(CA)A} + P_{H.AN}; \\ Q_{H.A} &= P_{H.AB} \cdot q_{(AB)A} + P_{H.CA} \cdot q_{(CA)A} + P_{H.AN} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AN}. \end{aligned} \quad (3.35)$$

Аналогично осуществляется приведение активной и реактивной номинальных мощностей к фазам В и С. Далее определяется номинальная активная мощность наиболее загруженной базы от однофазных электроприёмников $P_{H.Ф.МАКС}$. Условная номинальная активная трёхфазная нагрузка $P_{H.Y}$ принимается равной тройному значению номинальной активной нагрузки наиболее загруженной фазы от однофазных электроприёмников

$$P_{H.Y} = 3 \cdot P_{H.Ф.МАКС}. \quad (3.36)$$

Условная номинальная реактивная мощность от однофазных электроприёмников для трёхфазной сети определяется по наиболее загруженной фазе по активной мощности, а не по фазе с максимальной реактивной мощностью

$$Q_{H.Y} = 3 \cdot Q_{H.Ф.МАКС}. \quad (3.37)$$

Полученные условные номинальные активная и реактивная мощности от однофазных электроприёмников рассматриваются далее, как трёхфазные нагрузки при расчёте нагрузок узла системы электроснабжения, содержащего трёхфазные и однофазные электроприёмники.

В случае, если необходимо определить расчётную трёхфазную нагрузку только от однофазных электроприёмников, расчет проводится следующим образом. Для разнотипных однофазных электроприёмников, имеющих различные коэффициенты $K_{и.А}$ и $\cos\varphi$, средние активная и реактивная нагрузки, например, для фазы А, запишутся

$$\begin{aligned} P_{C.A} &= K_{и.А} \cdot P_{H.AB} \cdot k_{(AB)A} + K_{и.А} \cdot P_{H.CA} \cdot k_{(CA)A} + K_{и.А} \cdot P_{H.AN}; \\ Q_{C.A} &= K_{и.А} \cdot P_{H.AB} \cdot q_{(AB)A} + K_{и.А} \cdot P_{H.CA} \cdot q_{(CA)A} + K_{и.А} \cdot P_{H.AN} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{AN} + \frac{P_{III}}{3} \operatorname{tg}\varphi_{III}. \end{aligned} \quad (3.38)$$

Аналогично определяются средние однофазные нагрузки для фаз В и С. После определения средних нагрузок по всем фазам находится наиболее

загруженная фаза по активной мощности, а затем определяется условная средняя нагрузка трёхфазной сети от однофазных электроприемников

$$P_{C.Y} = 3 \cdot P_{C.F.MAKC} \text{ и } Q_{C.Y} = 3 \cdot Q_{C.F.MAKC} \quad (3.39)$$

В дальнейшем эта условная нагрузка рассматривается как обычная симметричная трёхфазная. Она заносится в общую типовую таблицу, в которой производятся расчёты по определению трёхфазной нагрузки.

Среднее значение коэффициента использования для всех однофазных электроприёмников находится по наиболее загруженной фазе. Если наиболее загруженной фазой является, например, фаза В, то численное значение $K_{И.А}$ следует вычислять по формуле

$$K_{И.А} = \frac{P_{C.B}}{\frac{P_{НОМ.АВ} + P_{НОМ.ВС}}{2} + P_{НОМ.ВН}}, \quad (3.40)$$

где $P_{C.B}$ – суммарная средняя мощность однофазных электроприёмников, включенных на фазное напряжение наиболее загруженной фазы В; $P_{НОМ.АВ}$ и $P_{НОМ.ВС}$ – суммарные номинальные мощности однофазных электроприёмников, включённых на линейное напряжение между наиболее загруженной фазой и смежными с ней фазами; $P_{НОМ.ВН}$ – суммарная номинальная мощность однофазных электроприёмников, включённых на фазное напряжение наиболее загруженной фазы.

Эффективное число электроприёмников находится по выражению (2.49)

$$n_{Э} = \frac{P_{НОМ}^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^2} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^2}. \quad (3.41)$$

Значения коэффициентов расчётных нагрузок активной и реактивной мощности определяются в функции средневзвешенного значения коэффициента использования активной мощности $K_{И.А}$ и эффективного числа электроприёмников $n_{Э}$. Если к рассматриваемому узлу СЭС подключаются только однофазные электроприёмники, то обусловленные ими условные трёхфазные расчётные активная и реактивная нагрузки определяются по формулам

$$P_P = 3 \cdot K_{P.A} \cdot P_{C.F.MAKC}; \quad Q_P = 3 \cdot K_{P.P} \cdot Q_{C.F.MAKC}, \quad (3.42)$$

где коэффициенты $K_{P.A}$ и $K_{P.P}$ определяются также, как для трёхфазных электроприёмников.

3.10.3. Методика расчёта электрических нагрузок от однофазных электроприёмников

Для определения расчётных (максимальных) нагрузок от однофазных электроприёмников используют положения, изложенные в разделе 3.10.2, и заполняют таблицу, форма которой приведена на рис. 3.8.

Порядок заполнения таблицы следующий. Расчёт ведут последовательно – сначала для электроприёмников, подключаемых на линейные напряжения, затем для электроприёмников, подключаемых на фазные напряжения, т. к. за счёт последних удобнее производить выравнивание электрических нагрузок по фазам.

1. Расчёт электрических нагрузок, обусловленных однофазными электроприёмниками, подключенными на линейные напряжения трёхфазной электрической сети.

1.1. В 1-ю графу записывают наименование электроприёмника, его паспортную номинальную активную мощность и показатель повторно-кратковременного режима ПВ. В 3-ю графу вписывают количество рассматриваемых электроприёмников.

1.2. Используя формулу (2.4), определяют фактическую номинальную мощность электроприёмника, приводя к ПВ = 100 %, и заносят во 2-ю графу.

1.3. Определяют сумму квадратов номинальных мощностей $\sum_{i=1}^n p \cdot P_{\text{НОМ}}^2$ (графа 4), которую в дальнейшем используют для вычисления приведённого числа электроприёмников n_{Σ} .

1.4. В графы 14, 15 и 16 записывают значения коэффициентов использования $K_{\text{И}}$, мощности $\cos\varphi$, которые находятся по справочникам, указанным в списке литературы, и рассчитываемое значение $\text{tg}\varphi$. При наличии в справочниках нескольких значений $K_{\text{И}}$ и $\cos\varphi$ для рассматриваемой подгруппы электроприёмников рекомендуется принимать большие значения.

Подобным образом указанные графы заполняются для всех электроприёмников, подключаемых на линейные напряжения.

1.5. Рассматриваемые электроприёмники стремятся равномерно распределить по фазам АВ, ВС, СА (графы 5–7). Например, в случае наличия пяти электроприёмников один наибольшей мощности подключают на линейное напряжение $U_{\text{АВ}}$, а четыре других – на линейные напряжения $U_{\text{ВС}}$ и $U_{\text{СА}}$.

1.6. Из табл. 3.2 с учётом коэффициента мощности $\cos\varphi$ выбирают коэффициенты приведения к фазе по активной (графа 9) и реактивной (графа 10) мощности.

Расчет электрических нагрузок однофазных электроприёмников (ОЭП) сварочного отделения

| Наименование узла питания или группы электроприёмников | Номинальная мощность $P_{НОМ}$, кВт | Коэффициент приведения активной и реактивной мощности | Номинальная мощность ОЭП, включенных на фазное напряжение, кВт | | | K_{Σ} | $\cos\phi$ | $\tan\phi$ | Средние нагрузки | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|--|----------|----------|--------------|------------|------------|----------------------|-------|-------|-------------------------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | Коэффициенты приведения активной и реактивной мощности | | | | | | активные P_c , кВт | | | Реактивные Q_c , квар | | | | | | | | | | |
| | | | U_{AB} | U_{BC} | U_{CA} | | | | U_A | U_B | U_C | U_A | U_B | U_C | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | |
| ОЭП, подключенные на U_{Σ} | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1. Машина сварочная шовная: $R_{НОМ} = 80$ кВт; ПВ = 60 % | $80 \cdot \sqrt{0,6} = 62$ | 1 | 3844 | 62 | | | A | 0,89 | 0,38 | - | - | - | 0,35 | 0,6 | 1,33 | 19,3 | | | | 8,2 | | |
| 2. Машина сварочная точечная: $R_{НОМ} = 25$ кВт; ПВ = 60 % | $4 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,6} = 4 \cdot 19,4$ | 4 | 1505 | | 38,8 | | B | 0,89 | 0,38 | - | - | - | | | 1,33 | | 12,0 | 1,5 | | | 5,13 | 13,0 |
| Итого по ОЭП, подключенных на U_{Σ} | 139,6 | 5 | 5349 | 62 | 38,8 | 38,8 | C | 0,89 | 0,38 | - | - | - | 0,35 | 0,6 | | | | 12,0 | | | | 5,13 |
| ОЭП, подключенные на U_{ϕ} | | | | | | | A | 0,11 | 0,96 | - | - | - | | | | | 1,5 | | | 13,0 | | |
| 3. Трансформатор сварочный: $S_{НОМ} = 30$ кВА; ПВ = 60 % | $4 \cdot 30 \cdot \sqrt{0,6} = 35 = 4 \cdot 8,13$ | 4 | 264 | - | - | - | | | | 8,13 | 8,13 | 16,3 | 0,25 | 0,35 | 2,67 | 2,03 | 2,03 | 4,06 | 5,44 | 5,44 | 10,9 | 10,9 |
| 4. Трансформатор сварочный: $S_{НОМ} = 10,5$ кВА; ПВ = 40 % | $4 \cdot 10,5 \cdot \sqrt{0,4} = 0,3 = 4 \cdot 2$ | 4 | 16 | - | - | - | | | | 8 | - | - | 0,2 | 0,3 | 3,18 | 1,6 | - | - | 5,1 | - | - | - |
| 5. Электронагреватели | 4·10 | 4 | 400 | - | - | - | | | | - | 20 | 20 | 0,6 | 1,0 | 0 | - | 12 | 12 | - | 0 | 0 | 0 |
| Итого по ОЭП, подключенных на U_{ϕ} | 80,52 | 12 | 680 | - | - | - | | | | 16,1 | 28,1 | 36,3 | | | | | | | | | | |
| Всего по ОЭП | 220,1 | 17 | 6029 | 62 | 38,8 | 38,8 | - | - | - | 16,1 | 28,1 | 36,3 | 0,39 | 0,71 | 0,98 | 24,4 | 28,4 | 29,6 | 31,7 | 31,3 | 29,0 | 29,0 |

Рис. 3.8. Пример заполнения таблицы расчёта однофазных электрических нагрузок

Например, электросварочная машина шовная, подключаемая на напряжение U_{AB} , будет нагружать две фазы А и В трёхфазной электрической сети. Соответственно из табл. 3.2 при значении коэффициента мощности $\cos\varphi = 0,6$ выбирают два коэффициента приведения по активной мощности $k_{(AB)A} = 0,89$ и $k_{(AB)B} = 0,11$ (их значения заносят в графу 9) и два коэффициента приведения по реактивной мощности $q_{(AB)A} = 0,38$ и $q_{(AB)B} = 0,96$ (их значения заносят в графу 10). Две электросварочные машины, подключаемых на линейное напряжение U_{BC} будут нагружать фазы В и С, соответственно из табл. 3.2 выбирают коэффициенты приведения $k_{(BC)B}$, $k_{(BC)C}$ и $q_{(BC)B}$, $q_{(BC)C}$. Две электросварочные машины, подключаемые на линейное напряжение U_{CA} будут нагружать фазы С и А, соответственно из табл. 3.2 выбирают коэффициенты приведения $k_{(CA)C}$, $k_{(CA)A}$ и $q_{(CA)C}$, $q_{(CA)A}$.

1.7. Для всех электросварочных машин определяют средние активные и реактивные мощности, используя выражение (3.38). Например, для электросварочной машины шовной, подключаемой на линейное напряжение U_{AB} :

$$P_{C,A} = 0,35 \cdot 62 \cdot 0,89 = 19,3 \text{ кВт.}$$

$$P_{C,B} = 0,35 \cdot 62 \cdot 0,11 = 2,4 \text{ кВт.}$$

$$Q_{C,A} = 0,35 \cdot 62 \cdot 0,38 = 8,2 \text{ квар.}$$

$$Q_{C,B} = 0,35 \cdot 62 \cdot 0,96 = 20,8 \text{ квар.}$$

Данные заносим в колонки 17, 18 и 20, 21.

Аналогично производят расчёт электросварочных машин, подключенных на линейные напряжения U_{BC} и U_{CA} .

1.8. В заключение для всех однофазных электроприёмников, подключаемых на линейные напряжения, рассчитывают строку «Итого по ОЭП, подключаемых на линейные напряжения». По графам 2–7 и 17–22 соответствующие данные суммируют «по вертикали» и записывают в итоговую строку.

В общем случае электроприёмники, подключенные на линейные напряжения, создают фазную несимметрию трёхфазной электрической сети. В рассматриваемом примере оказалось, что по средней активной мощности наиболее нагруженной оказалась фаза А (20,8 кВт), а по средней реактивной мощности – фаза В (25,9 квар).

Примечание. Загруженность фаз определяют по активной мощности, т. к. при последующих расчётах реактивная мощность по фазам может изменяться из-за компенсации реактивной мощности [46].

2. Расчёт электрических нагрузок, обусловленных однофазными электроприёмниками, подключенными на фазные напряжения трёхфазной электрической сети.

2.1. Однофазные электроприёмники, подключаемые на фазные напряжения, распределяют по фазам так, чтобы снизить несимметрию нагрузки трёхфазной электрической сети. Их номинальные мощности, приведённые к ПВ = 100 %, записывают в графы 11–13.

2.2. В графы 14, 15 и 16 записывают значения коэффициентов использования $K_{и}$, мощности $\cos\varphi$, которые находятся по справочникам, указанным в списке литературы, и рассчитываемые значения $\operatorname{tg}\varphi$. При наличии в справочниках нескольких значений $K_{и}$ и $\cos\varphi$ для рассматриваемой подгруппы электроприёмников рекомендуется принимать большие значения.

Подобным образом указанные графы заполняются для всех электроприёмников, подключаемых на фазные напряжения.

2.3. Для всех электроприёмников определяют средние активные нагрузки

$$P_C = K_{и.А} (\text{из графы 14}) \cdot P_H (\text{из графы 11–13})$$

и заносят в одну из граф 17–19 в зависимости от фазного напряжения на которое они подключены.

Средние реактивные нагрузки

$$Q_C = K_{и.А} (\text{из графы 14}) \cdot P_H (\text{из графы 2}) \cdot \operatorname{tg}\varphi (\text{из графы 16})$$

и заносят в одну из граф 20–22 в зависимости от фазного напряжения на которое они подключены.

2.4. В заключение для всех однофазных электроприёмников, подключаемых на фазные напряжения, рассчитывают строку «Итого по ОЭП, подключаемых на фазные напряжения». По графам 2–4 и 17–22 соответствующие данные суммируют «по вертикали» и записывают в итоговую строку.

3. Для всех однофазных электроприёмников рассчитывают строку «Всего по ОЭП». Из двух итоговых строк для электроприёмников, подключенных на линейные и фазные напряжения, соответственно суммируют номинальные активные мощности (графы 2–4 и 11–13), средние активные и реактивные нагрузки (17–22) и записывают в итоговую строку.

4. По средней активной мощности определяют наиболее загруженную фазу. В рассматриваемом примере такой фазой оказалась фаза С – $P_{С.Ф.МАКС} = 29,6$ кВт, $Q_{С.Ф.МАКС} = 29,0$ квар: $\operatorname{tg}\varphi = 29,0 / 29,6 = 0,98$ (графа 16); $\cos\varphi = 0,71$ (графа 15).

5. Условная средняя нагрузка трехфазной сети от однофазных электроприёмников (см. выражение 3.39)

$$P_{С.У} = 3 \cdot P_{С.Ф.МАКС} = 3 \cdot 29,6 = 88,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{С.У} = 3 \cdot Q_{С.Ф.МАКС} = 3 \cdot 29 = 87 \text{ квар}.$$

6. Среднее значение коэффициента использования $K_{и.А}$ для всех однофазных электроприёмников находится по наиболее загруженной фазе С (см. выражение 3.40)

$$K_{И.А} = \frac{P_{С.С}}{\frac{P_{НОМ.ВС} + P_{НОМ.СА} + P_{НОМ.СН}}{2}} = \frac{29,6}{\frac{38,8 + 38,8}{2} + 36,3} = 0,39.$$

Примечание. Полученные данные итоговой строки «Всего по ОЭП» могут быть использованы для расчёта трёхфазных нагрузок по цеху, выполняемых с использованием таблицы (см. рис. 3.3). Для этого из указанной итоговой строки данные из граф 2–4, 14–16, также условные средние нагрузки $P_{С.У}$ и $Q_{С.У}$ переносятся в соответствующие графы 2–10 таблицы расчёта трёхфазных нагрузок соответствующего отделения.

Для получения условной расчетной нагрузки трёхфазной сети от однофазных электроприёмников выполняют дальнейшие расчёты.

7. Эффективное число электроприёмников (см. выражение 2.49)

$$n_э = \frac{(n \cdot P_{НОМ.i})^2}{n \cdot P_{НОМ.i}^2} = \frac{220,1^2}{6029} = 8,03.$$

8. Значение коэффициента расчётной нагрузки по активной мощности $K_{P.A}$ берём из табл. 2.4

$$K_{P.A} = f(K_{И.А}; n_э) = f(0,39; 8,03) = 1,11.$$

9. Значение коэффициента расчетной нагрузки по реактивной мощности определяем по выражению (2.52)

$$K_{P.P} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_э}} = 1 + \frac{1}{6\sqrt{8,03}} = 1,06.$$

10. Окончательно получаем условные расчётные нагрузки от однофазных электроприёмников

$$\begin{aligned} P_P &= 3 \cdot K_{P.A} \cdot P_{С.Ф.МАКС} = 3 \cdot 1,11 \cdot 29,6 = 98,6 \text{ кВт}; \\ Q_P &= 3 \cdot K_{P.P} \cdot Q_{С.Ф.МАКС} = 3 \cdot 1,06 \cdot 29,0 = 92,2 \text{ квар}; \\ S_P &= \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{98,6^2 + 92,2^2} = 135 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

3.11. Учет роста электрических нагрузок во времени

Опыт показывает, что электрические нагрузки предприятий непрерывно растут вследствие повышения энергоёмкости и производительности производства, установки дополнительного технологического оборудования и т. д. От правильной оценки электрических нагрузок зависит рациональное построение системы электроснабжения. Неучёт роста нагрузок приводит к отклонению параметров сети от оптимальных.

Обследование предприятий различных отраслей промышленности и обработка данных на основе теории вероятностей и математической стати-

стики показали, что в большинстве случаев рост нагрузок достаточно точно описывается линейным законом

$$S_p(t) = S_p (1 + \alpha \cdot t) \text{ при } 0 \leq t \leq T, \quad (3.43)$$

где $S_p(t)$ – расчётная мощность через t лет; S_p – расчётная мощность к моменту пуска предприятия; α – коэффициент годового роста нагрузок; T – период времени, в течение которого оценивается рост нагрузок.

Коэффициенты годового роста нагрузок предприятий для некоторых отраслей промышленности составляют:

| | |
|--------------------|---------------------------|
| электрической | $\alpha = 0,039-0,101;$ |
| химической | $\alpha = 0,0629-0,0744;$ |
| текстильной | $\alpha = 0,0335-0,0415;$ |
| машиностроительной | $\alpha = 0,0595-0,0685.$ |

Промышленные предприятия никогда не строят на полную производственную мощность. Их сооружают очередями с непрерывным увеличением производительности из года в год. Это обстоятельство должно учитываться при проектировании системы электроснабжения – обязательно нужно предусматривать возможность расширения и развития распределительных устройств, трансформаторных подстанций, линий электропередачи и т. д.

4. РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1. Нагрузки электрических сетей и уровни электропотребления

Все потребители электроэнергии города разделяются на следующие группы: потребители селитебных зон, коммунальные общегородского значения (водопровод, канализация, электрифицированный транспорт, АТС и др.) и промышленные [18].

Потребителями энергии *селитебных зон* являются жилые и общественно-коммунальные учреждения. Режим электропотребления жилых домов определяется укладом жизни населения, организацией бытового обслуживания. Электропотребление коммунальных и промышленных потребителей определяется особенностями их технологического процесса. Режим потребления электрической энергии во времени, характеризуемый суточными, сезонными и годовыми графиками нагрузки, большинства потребителей график нагрузки имеет значительную неравномерность, что определяется нагрузкой осветительных приборов. Рассмотрение времени наступления утренних сумерек для географических широт РФ в зависимости от месяца года показывает, что изменение продолжительности дня в течение года может быть принято близким к синусоиде.

Как правило, нагрузки измеряются в так называемые характерные (режимные) дни во время зимнего максимума и летнего минимума нагрузки.

При проектировании и эксплуатации электрических сетей достаточно широко используются обобщенные (типовые) графики нагрузки потребителей, которые получаются на основании многочисленных измерений на действующих объектах электропотребления и элементах сетей. По данным таких графиков определяются: плотность (коэффициент заполнения) зимнего и летнего суточного графиков нагрузки; неравномерность (коэффициент ночного снижения) зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент утреннего максимума зимнего и летнего графиков нагрузки; коэффициент летнего снижения графика максимальной нагрузки; коэффициент годовой неравномерности электропотребления; продолжительность использования наибольшей нагрузки в течение года (время использования максимума нагрузки); время наибольших потерь мощности.

Электропотребление в жилых домах в настоящее время рассматривается при наличии газифицированных квартир и квартир с кухонными электроплитами. Расход электроэнергии в основном определяется электроосвещением квартир и электроприемниками повседневного применения, в частности, электроплитами, стиральными машинами, кондиционерами, холодильниками и др.

Конфигурация графика нагрузки определяется характером электропотребления каждого конкретного потребителя. Как отмечено, максимум

нагрузки жилых домов наблюдается в 19–21 ч. В квартирах с газовыми плитами утренний максимум – в 7–8 ч и составляет 40–50 % вечернего, в квартирах с электроплитами утренний максимум нагрузки отмечается в 9–11 ч и составляет 60–65 % вечернего. Максимум нагрузки коммунально-бытовых учреждений, школ, детских учреждений наблюдается в 12–13 ч, поликлиник в 16–17 ч, суточный график водопровода, канализации, метрополитена почти равномерен и т. д.

Нагрузка промышленных предприятий определяется технологией производства, а также сменностью производства. Предприятия с полутора и двухсменным производством имеют два выраженных максимума нагрузки, причем утренний максимум выше вечернего. Предприятия с непрерывным производством имеют почти равномерный график нагрузки.

Конфигурация графика нагрузки элементов (ПС, РП, ТП) системы электроснабжения города определяется совмещением графиков нагрузки различных групп потребителей, питание которых осуществляется от рассматриваемого элемента. В частности, на рис. 4.1 приведен суточный график характерного зимнего дня для крупной подстанции 110/10 кВ, расположенной в жилотельной зоне новой застройки города.

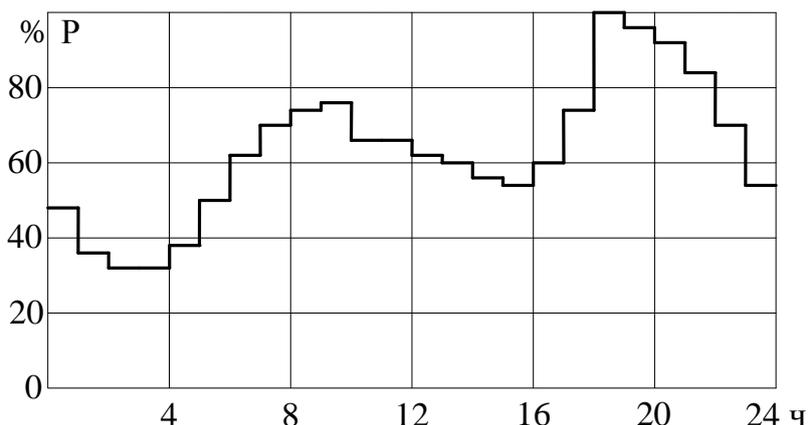


Рис. 4.1. График нагрузки ПС 110/10 кВ, расположенной в микрорайоне жилой застройки

Как видно, график нагрузки подстанции 110/10 кВ подобен графику нагрузки жилых домов и имеет два выраженных максимума.

На рис. 4.2 представлен суточный график зимнего дня для подстанции 110/10 кВ, расположенной в центральной, сложившейся части крупного города.

Нагрузка подстанций определяется электропотреблением жилых домов, многочисленных общественно-коммунальных учреждений, учебных заведений, мелких промышленных предприятий. Разнородный характер нагрузки указанных групп потребителей определяет меньшую совмещенность ее графиков и большую плотность суммарного графика.

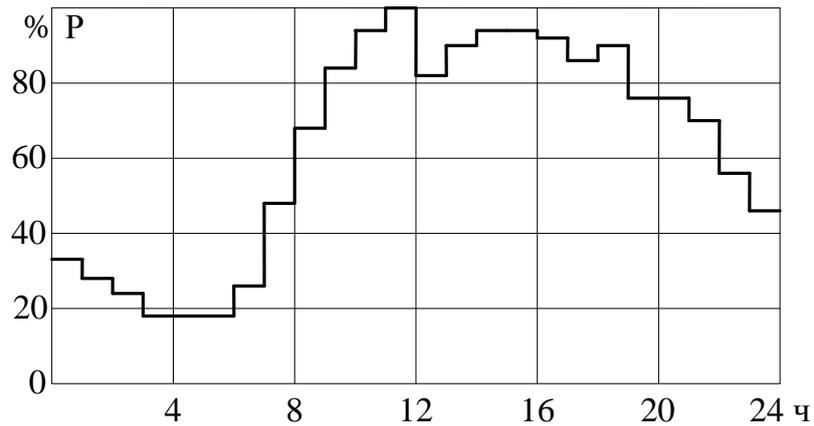


Рис. 4.2. График нагрузки ПС 110/10 кВ, расположенной в центральной части города

Подобный вывод может быть сделан из анализа рис. 4.3, где представлен суточный график нагрузки подстанции 35/10 кВ, расположенной в промышленном районе города, где жилые дома и потребители общественно-коммунального характера составляют незначительную часть.

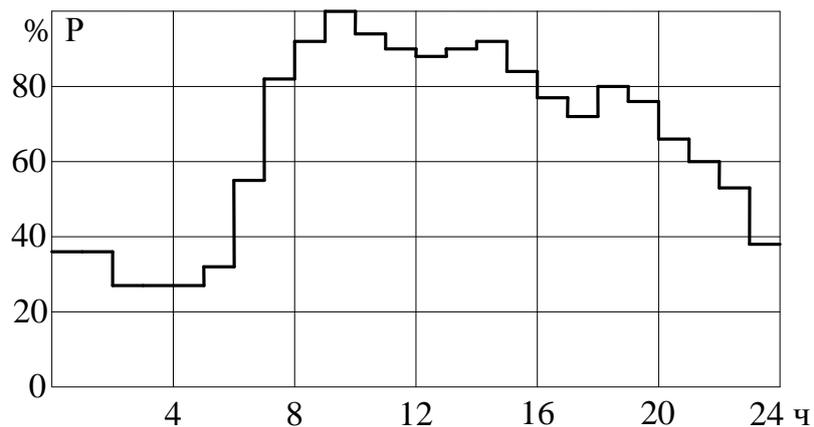


Рис. 4.3. График нагрузки ПС 35/10 кВ, расположенной в промышленном районе города

Приведённые графики показывают, что характер нагрузки элементов системы электроснабжения города достаточно разнотипный. Необходимость учёта этой неоднородности возникает на стадии проектирования при определении ожидаемой расчётной нагрузки рассматриваемого элемента системы электроснабжения.

Важнейшей предпосылкой рационального выбора системы электроснабжения является правильное определение расчётных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов системы.

Расчёт нагрузок производят, начиная от низших ступеней к высшим ступеням системы, рассматривая поочерёдно отдельные узлы электрических сетей. При этом следует различать нагрузки, приведенные к вводу конкретного потребителя, и нагрузки элементов системы электроснабжения.

Точность определения расчётной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствии с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчёта. Следует различать нагрузки, определяемые на расчётный срок, т. е. на заданный уровень производства, и ожидаемые нагрузки (на перспективу). В первом случае к точности расчета нагрузки предъявляются большие требования. Во втором случае, а также на стадии предварительных обоснований на расчётный срок определение нагрузок выполняется по ориентировочным показателям.

Наибольшей точностью определения нагрузки на расчётный срок обладают методы определения нагрузки потребителей. Определение нагрузки высших ступеней системы электроснабжения производится с меньшей точностью, что определяется многообразием графиков нагрузки потребителей и сложностью учета их совмещенности. В результате наряду с точными методами при проектировании используются различные приёмы расчёта нагрузки, имеющие оценочный характер.

Проведённые исследования выявили общие закономерности формирования нагрузки различных групп потребителей и на этой основе позволили разработать соответствующие методы расчёта. Эти исследования показали, что нагрузка является величиной вероятностной и зависит от многих случайных факторов, определяемых особенностями технологического процесса производства, организацией трудового и бытового режима населения и т. д. По этой причине способы определения расчётных нагрузок базируются на экспериментальном определении нагрузки действующих электроприёмников с последующей обработкой результатов измерений методами математической статистики и теории вероятностей. Как известно, статистический подход наиболее формализован и отвлечён от выявления характера влияния каждой из множества причин, формирующих электрическую нагрузку.

Для задач, возникающих при расчёте систем электроснабжения, различают максимальные длительные нагрузки и максимальные кратковременные нагрузки. Значения первых используются для выбора элементов системы по их допустимому нагреву и определения всех ее технико-экономических показателей. Кратковременные нагрузки тем или иным способом учитываются при расчете колебаний напряжений, условий самозапуска двигателей и т. д.

Под максимальной расчётной нагрузкой, определяемой по допустимому нагреву, понимается такая длительная неизменная нагрузка, которая эквивалентна реальной изменяющейся нагрузке при наиболее сильном теп-

ловом действии на рассматриваемый элемент системы электроснабжения. Тепловое действие может характеризоваться максимальной температурой перегрева элемента системы или степенью теплового износа его изоляции.

Учитывая неопределенность показателей теплового старения изоляции, в качестве исходной принимают расчётную нагрузку по значению допустимого перегрева проводников, используемых в системах электроснабжения.

4.2. Электрические нагрузки жилых зданий

1. Расчётная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, подключенных к вводу жилого здания, определяется по формуле [15, 24]

$$P_{кв} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв}, \quad (4.1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчётная электрическая нагрузка электроприёмников квартир (зданий) по табл. 4.1, кВт/квартира; $n_{кв}$ – количество квартир.

Удельные электрические нагрузки установлены с учётом того, что расчётная неравномерность нагрузки при распределении её по фазам трёхфазной сети и вводов не превышает 15 %.

Удельные расчётные нагрузки квартир учитывают нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т. д.), а также нагрузку слаботочных устройств и мелкого силового оборудования (щитки противопожарных устройств, автоматики, учёта тепла, подъёмники для инвалидов и т. п.).

Таблица 4.1

Удельная расчётная электрическая нагрузка $P_{кв.уд}$ электроприёмников квартир жилых зданий, кВт/квартира [15, 24]

| № п/п | Потребители электроэнергии | Количество квартир $n_{кв}$ | | | | | | | | | | | | | |
|-------|---|-----------------------------|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|
| | | 1–3 | 6 | 9 | 12 | 15 | 18 | 24 | 40 | 60 | 100 | 200 | 400 | 600 | 1000 |
| 1 | Квартиры с плитами*: | | | | | | | | | | | | | | |
| | – на природном газе | 4,5 | 2,8 | 2,3 | 2 | 1,8 | 1,65 | 1,4 | 1,2 | 1,05 | 0,85 | 0,77 | 0,71 | 0,69 | 0,67 |
| | – на сжиженном газе (в том числе при групповых установках) и на твердом топливе | 6 | 3,4 | 2,9 | 2,5 | 2,2 | 2 | 1,8 | 1,4 | 1,3 | 1,08 | 1 | 0,92 | 0,84 | 0,76 |
| | – электрическими мощностью до 8,5 кВт | 10 | 5,9 | 4,9 | 4,3 | 3,9 | 3,7 | 3,1 | 2,6 | 2,1 | 1,5 | 1,36 | 1,27 | 1,23 | 1,19 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|
| 2 | Квартиры повышенной комфортности с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт ** | 14 | 8,1 | 6,7 | 5,9 | 5,3 | 4,9 | 4,2 | 3,3 | 2,8 | 1,95 | 1,83 | 1,72 | 1,67 | 1,62 |
| 3 | Домики на участках садоводческих товариществ | 4 | 2,3 | 1,7 | 1,4 | 1,2 | 1,1 | 0,9 | 0,76 | 0,69 | 0,61 | 0,58 | 0,54 | 0,51 | 0,46 |

* – в зданиях по типовым проектам

** – рекомендуемые значения

Примечания:

1. Удельные расчётные нагрузки для промежуточного числа квартир определяются интерполяцией.

2. Удельные расчётные нагрузки квартир включают в себя нагрузку освещения общедомовых помещений (лестничных клеток, подполий, технических этажей, чердаков и т. д.)

3. Удельные расчётные нагрузки приведены для квартир средней общей площадью 70 м² (квартиры от 35 до 90 м²) в зданиях по типовым проектам и 150 м² (квартиры от 100 до 300 м²) в зданиях по индивидуальным проектам с квартирами повышенной комфортности.

4. Допускается определять расчётную электрическую нагрузку квартир повышенной комфортности по проекту внутреннего электрооборудования квартиры (здания) в зависимости от набора устанавливаемых приборов и режима их работы, характеризующегося средней вероятностью включения (коэффициентом спроса) и несовпадения хозяйственных работ в квартире.

5. Удельные расчётные нагрузки не учитывают покомнатное расселение семей в квартире.

6. Удельные расчётные нагрузки не учитывают общедомовую силовую нагрузку, осветительную и силовую нагрузку встроенных (пристроенных) помещений общественного назначения, нагрузку рекламы, а также применение в квартирах электрического отопления, электроводонагревателей и бытовых кондиционеров (для элитных квартир нагрузка кондиционеров учитывается).

7. Для определения при необходимости утреннего или дневного максимума нагрузок следует применять коэффициенты: 0,7 – для жилых зданий с электрическими плитами; 0,5 – для жилых зданий с плитами на сжиженном газе и твердом топливе.

8. Электрическую нагрузку жилых зданий в период летнего максимума нагрузок можно определить, умножив приведенные в таблице нагрузки зимнего максимума на коэффициенты: 0,7 – для квартир с плитами на природном газе; 0,6 – для квартир с плитами на сжиженном газе и твердом топливе; 0,8 – для квартир с электрическими плитами.

2. Расчётная электрическая нагрузка квартир и коттеджей с электрическим отоплением и электрическим водонагревом определяется по формуле (4.1) с учётом данных табл. 4.2.

Таблица 4.2

Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников коттеджей, кВт/коттедж

| № п/п | Потребители электроэнергии | Количество коттеджей | | | | | | | | | |
|-------|--|----------------------|------|------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| | | 1-3 | 6 | 9 | 12 | 15 | 18 | 24 | 40 | 60 | 100 |
| 1 | Коттеджи с плитами на природном газе | 11,5 | 6,5 | 5,4 | 4,7 | 4,3 | 3,9 | 3,3 | 2,6 | 2,1 | 2,0 |
| 2 | Коттеджи с плитами на природном газе и электрической сауной мощностью до 12 кВт | 22,3 | 13,3 | 11,3 | 10,0 | 9,3 | 8,6 | 7,5 | 6,3 | 5,6 | 5,0 |
| 3 | Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт | 14,5 | 8,6 | 7,2 | 6,5 | 5,8 | 5,5 | 4,7 | 3,9 | 3,3 | 2,6 |
| 4 | Коттеджи с электрическими плитами мощностью до 10,5 кВт и электрической сауной мощностью до 12 кВт | 25,1 | 15,2 | 12,9 | 11,6 | 10,7 | 10,0 | 8,8 | 7,5 | 6,7 | 5,5 |

Примечания.

1. Удельные расчётные нагрузки приведены для коттеджей общей площадью от 150 до 600 м².

2. Удельные расчётные нагрузки для коттеджей общей площадью до 150 м² без электрической сауны определяются по табл. 4.1 как для типовых квартир с плитами на природном или сжиженном газе, или электрическими плитами.

3. Удельные расчётные нагрузки не учитывают применения в коттеджах электрического отопления и электроводонагревателей.

3. Расчётная нагрузка силовых электроприёмников P_C , кВт, подключенных к вводу жилого дома, определяется по формуле

$$P_C = P_{P.L} + P_{P.CTY}, \quad (4.2)$$

где $P_{P.L}$ – расчётная нагрузка лифтовых установок; $P_{P.CTY}$ – расчётная нагрузка санитарно-технических устройств (электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и др.).

3.1. Расчётная нагрузка лифтовых установок $P_{P.L}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{P.L} = K'_C \cdot \sum_{i=1}^{n_L} P_{Д.Л.НОМ_i}, \quad (4.3)$$

где K'_C – коэффициент спроса по табл. 4.3; n_L – количество лифтовых установок; $P_{Д.Л.НОМ_i}$ – установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Таблица 4.3

Коэффициенты спроса K'_C лифтовых установок жилых домов

| Количество лифтовых установок | Этажность жилого дома | |
|-------------------------------|-----------------------|----------|
| | до 12 | более 12 |
| 2–3 | 0,8 | 0,9 |
| 4–5 | 0,7 | 0,8 |
| 6 | 0,65 | 0,75 |
| 10 | 0,5 | 0,6 |
| 20 | 0,4 | 0,5 |
| 25 и выше | 0,35 | 0,4 |

3.2. Расчётная нагрузка электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{P,CTY}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учётом коэффициента спроса K''_C , значения которых приведены в табл. 4.4

$$P_{P,CTY} = K''_C \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTYi}, \quad (4.4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприёмников противопожарных устройств при расчёте электрических нагрузок не учитывается.

Таблица 4.4

Коэффициенты спроса K''_C электродвигателей санитарно-технических устройств

| Количество электродвигателей | K''_C | Количество электродвигателей | K''_C |
|------------------------------|------------|------------------------------|---------|
| 2 | 1 (0,8)* | 15 | 0,65 |
| 3 | 0,9 (0,75) | 20 | 0,65 |
| 5 | 0,8 (0,7) | 30 | 0,6 |
| 8 | 0,75 | 50 | 0,55 |
| 10 | 0,7 | | |

*В скобках приведены значения для электродвигателей единичной мощности свыше 30 кВт.

4. Расчётная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприёмников) $P_{P,ЖД}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{P,ЖД} = P_{KB} + K_y \cdot P_C, \quad (4.5)$$

где P_{KB} – расчётная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт; P_C – расчётная нагрузка силовых электроприёмников

жилого дома, кВт; K_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприёмников (равен 0,9).

5. Расчётная реактивная нагрузка жилого дома $Q_{P.ЖД}$ (квар) определяется по формуле

$$Q_{P.ЖД} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{KB} + k_y \cdot P_C \cdot \operatorname{tg}\varphi_C, \quad (4.6)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{KB}$ и $\operatorname{tg}\varphi_C$ – расчётные коэффициенты, которые принимаются по табл. 4.5.

Таблица 4.5

Расчётные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

| Потребитель электроэнергии | $\cos \varphi$ | $\operatorname{tg} \varphi$ |
|--|----------------|-----------------------------|
| Квартиры с электрическими плитами | 0,98 | 0,2 |
| Квартиры с плитами на природном, газообразном или твердом топливе | 0,96 | 0,29 |
| Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства | 0,8 | 0,75 |
| Лифты | 0,65 | 1,17 |

6. Расчётная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала) $P_{P.MP}$, кВт, подключенная к шинам 400 В ТП ориентировочно может определяться по формуле

$$P_{P.MP} = P_{P.ЖЗ.уд} \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (4.7)$$

где $P_{P.ЖЗ.уд}$ – удельная расчётная нагрузка жилых зданий, Вт/м² приведена в табл. 4.6; S – общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м².

Таблица 4.6

Удельные расчётные электрические нагрузки, Вт/м², жилых зданий на шинах 0,4 кВ ТП

| № п/п | Этажность застройки | Здание с плитами | | |
|-------|--|-------------------|---------------------------------------|----------------|
| | | на природном газе | на сжиженном газе или твердом топливе | электрическими |
| 1 | 1–2 этажа | 15,0/0,96 | 18,4/0,96 | 20,7/0,98 |
| 2 | 3–5 этажей | 15,8/0,96 | 19,3/0,96 | 20,8/0,98 |
| 3 | Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажей | | | |
| | – 20% | 15,6/0,94 | 17,2/0,94 | 20,2/0,97 |
| | – 50% | 16,3/0,93 | 17,9/0,93 | 20,9/0,97 |
| | – 100% | 17,4/0,92 | 19,0/0,92 | 21,8/0,96 |

| | | | | |
|---|--|---|---|-----------|
| 4 | Более 5 этажей с квартирами повышенной комфортности (элитными) | – | – | 17,8/0,96 |
| <p>Примечания:</p> <p>1. В знаменателе приведены значения коэффициента мощности $\cos\varphi$.</p> <p>2. В таблице учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха.</p> <p>3. Удельные нагрузки определены исходя из средней общей площади квартир 70 м^2 в зданиях по типовым проектам и 150 м^2 – для квартир повышенной комфортности (элитных) в зданиях по индивидуальным проектам и относятся к расчетному сроку концепции (схемы) развития.</p> <p>4. При определении электрических нагрузок в существующих или проектируемых районах со средней площадью квартир 55 м^2 величины удельных нагрузок, приведенных в табл. 4.6, умножаются на коэффициент 1,3.</p> | | | | |

4.3. Электрические нагрузки общественных зданий

Расчётные электрические нагрузки общественных зданий (помещений) следует принимать по проектам электрооборудования этих зданий. Укрупненные удельные нагрузки и коэффициенты мощности общественных зданий массового строительства для ориентировочных расчетов рекомендуется принимать по табл. 4.7 [15, 24].

Расчёт электрических нагрузок общественных зданий производится аналогично расчёту нагрузок жилых домов. Удельная мощность общественных зданий зависит от типа здания (магазины, организации, гостиницы и т. д.).

Расчетная нагрузка магазинов, учреждений управления, проектных и конструкторских организаций, кредитно-финансовых учреждений, предприятий связи определяется по формуле

$$P_{P.O3} = P_{уд} \cdot S_{Общ} \quad (4.8)$$

где $P_{уд}$ – удельная нагрузка, кВт/м², табл. 4.7; $S_{Общ}$ – общая площадь в здании общественной организации.

Расчётные нагрузки школ, детских садов, гостиниц, предприятий общественного питания, парикмахерских определяются по формуле

$$P_{P.O3} = P_{уд} \cdot n_{МЕСТ} \quad (4.9)$$

где $P_{уд}$ – удельная нагрузка, кВт/место, табл. 4.7; $n_{МЕСТ}$ – количество мест в помещениях общественного здания, на которое оно рассчитано.

Расчетная реактивная нагрузка общественных зданий, квар, определяется по формуле

$$Q_{P.O3} = P_{P.O3} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{O3}, \quad (4.10)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{O3}$ – расчётный коэффициент для общественных зданий, принимается по табл. 4.7.

Таблица 4.7

Удельные расчётные электрические нагрузки общественных зданий

| № п/п | Общественные здания | Единица измерения | Удельная нагрузка | Расчетные коэффициенты | |
|---|--|-----------------------------------|-------------------|------------------------|----------------------------|
| | | | | $\cos\varphi$ | $\operatorname{tg}\varphi$ |
| I. УЧРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ | | | | | |
| Общеобразовательные школы: | | | | | |
| 1 | – с электрифицированными столовыми и спортзалами | кВт/учащийся | 0,25 | 0,95 | 0,38 |
| 2 | – без электрифицированных столовых и спортзалами | То же | 0,17 | 0,92 | 0,43 |
| 3 | – с буфетами без спортзалов | "- | 0,17 | 0,92 | 0,43 |
| 4 | – без буфетов и спортзалов | "- | 0,15 | 0,92 | 0,43 |
| 5 | Профессионально-технические училища со столовыми | "- | 0,46 | 0,8-0,92 | 0,75-0,43 |
| 6 | Детские дошкольные учреждения | кВт/место | 0,46 | 0,97 | 0,25 |
| II. ПРЕДПРИЯТИЯ ТОРГОВЛИ | | | | | |
| Продовольственные магазины: | | | | | |
| 7 | – без кондиционирования воздуха | кВт/м ² торгового зала | 0,23 | 0,82 | 0,7 |
| 8 | – с кондиционированием воздуха | То же | 0,25 | 0,8 | 0,75 |
| Непродовольственные магазины | | | | | |
| 9 | – без кондиционирования воздуха | "- | 0,14 | 0,92 | 0,43 |
| 10 | – с кондиционированием воздуха | "- | 0,16 | 0,9 | 0,48 |
| III. ПРЕДПРИЯТИЯ ОБЩЕСТВЕННОГО ПИТАНИЯ | | | | | |
| Полностью электрифицированные с количеством посадочных мест: | | | | | |
| 11 | – до 400 к | кВт/место | 1,04 | 0,98 | 0,2 |
| 12 | – свыше 400 до 1000 | кВт/ место | 0,86 | 0,98 | 0,2 |
| 13 | – свыше 1000 | То же | 0,75 | 0,98 | 0,2 |
| Частично электрифицированные (с плитами на газообразном топливе) с количеством посадочных мест: | | | | | |
| 14 | – до 100 | "- | 0,9 | 0,95 | 0,33 |
| 15 | – свыше 100 до 400 | "- | 0,81 | 0,95 | 0,33 |
| 16 | – свыше 400 до 1000 | "- | 0,69 | 0,95 | 0,33 |
| 17 | – свыше 1000 | "- | 0,56 | 0,95 | 0,33 |

| IV. ПРЕДПРИЯТИЯ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ | | | | | |
|--|--|------------------------------------|-------|------|------|
| 18 | Фабрики химчистки и прачечные самообслуживания | кВт/кг вещей | 0,075 | 0,8 | 0,75 |
| 19 | Парикмахерские | кВт/рабочее место | 1,5 | 0,97 | 0,25 |
| V. УЧРЕЖДЕНИЯ КУЛЬТУРЫ И ИСКУССТВА | | | | | |
| Кинотеатры и киноконцертные залы: | | | | | |
| 20 | – без кондиционирования воздуха | кВт/место | 0,12 | 0,95 | 0,33 |
| 21 | – с кондиционированием воздуха | То же | 0,14 | 0,92 | 0,43 |
| 22 | Клубы | кВт/место | 0,46 | 0,92 | 0,43 |
| VI. ЗДАНИЯ ИЛИ ПОМЕЩЕНИЯ УЧРЕЖДЕНИЙ УПРАВЛЕНИЯ, ПРОЕКТНЫХ И КОНСТРУКТОРСКИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, КРЕДИТНО-ФИНАНСОВЫХ УЧРЕЖДЕНИЙ И ПРЕДПРИЯТИЙ СВЯЗИ: | | | | | |
| 23 | – без кондиционирования воздуха | кВт/м ² общей площади | 0,043 | 0,9 | 0,48 |
| 24 | – с кондиционированием воздуха | То же | 0,054 | 0,87 | 0,57 |
| VII. УЧРЕЖДЕНИЯ ОЗДОРОВИТЕЛЬНЫЕ И ОТДЫХА | | | | | |
| 25 | Дома отдыха и пансионаты без кондиционирования воздуха | кВт/место | 0,36 | 0,92 | 0,43 |
| 26 | Детские лагеря | кВт/м ² жилых помещений | 0,023 | 0,92 | 0,43 |
| VIII. УЧРЕЖДЕНИЯ ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА | | | | | |
| Гостиницы: | | | | | |
| 27 | – без кондиционирования воздуха (без ресторанов) | кВт/место | 0,34 | 0,9 | 0,48 |
| 28 | – с кондиционированием воздуха | То же | 0,46 | 0,85 | 0,62 |
| <p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. В удельной нагрузке пп. 5, 6 нагрузка бассейнов и спортзалов не учтена. 2. Удельная нагрузка пп. 11–17 не зависит от наличия кондиционеров. 3. В удельной нагрузке пп. 23–26 нагрузка пищеблоков не учтена. Удельную нагрузку пищеблоков следует принимать, как для предприятий общественного питания с учётом количества посадочных мест, рекомендованного СНиП для соответствующих зданий. 4. Удельную нагрузку ресторанов при гостиницах пп. 27, 28 следует принимать, как для предприятий общественного питания открытого типа. 5. Для предприятий общественного питания при промежуточном числе мест, удельные нагрузки определяются интерполяцией. | | | | | |

4.4. Электрические нагрузки распределительных линий до 1 кВ

При определении расчётной электрической нагрузки линии или на шинах 400 В ТП должны учитываться: суммарное количество квартир (коттеджей), лифтовых установок и другого силового электрооборудования, питающегося от ТП и потери мощности в питающих линиях 380 В.

1. Расчётная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт, определяется по формуле

$$P_{р.л} = P_{зд.макс} + \sum_{i=1}^n K_{уi} \cdot P_{зди}, \quad (4.11)$$

где $P_{зд.макс}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии, кВт; $P_{зди}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт; $K_{уi}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприёмников), принимается по табл. 4.8.

Расчётная реактивная нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле:

$$Q_{р.л} = Q_{зд.макс} + \sum_{i=1}^n K_{уi} \cdot Q_{зд}, \quad (4.12)$$

где $Q_{зд.макс}$ – наибольшая нагрузка помещения здания, квар; $K_{у}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузок; $Q_{р}$ – расчётная нагрузка помещений здания.

Полная расчётная нагрузка на вводе в здание $S_{р.зд}$, кВт·А, определяется по формуле

$$S_{р.зд} = \sqrt{P_{р.зд}^2 + Q_{р.зд}^2}. \quad (4.13)$$

2. Укрупнённая расчётная электрическая нагрузка микрорайона (квартала) $P_{р.мп}$, кВт, приведённая к шинам 400 В ТП, определяется по формуле

$$P_{р.мп} = (P_{р.жз.уд} + P_{общ.зд.уд}) \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (4.14)$$

где $P_{общ.зд.уд}$ – удельная нагрузка общественных зданий микрорайонного значения, принимаемая 6 Вт/м²; S – общая площадь жилых зданий микрорайона (квартала), м².

Таблица 4.8

Коэффициенты участка K_u в максимуме нагрузки

| Наименование зданий (помещений) | Жилые дома | | Предприятия общественного питания | | Средние учебные заведения, библиотеки | Общественные образовательные школы, профессиональные школы, учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения образования, финансирования и кредитования | Организации и учреждения управления | Предприятия торговли | | Гостиницы | Парикмахерские | Детские ясли, сады | Поликлиники | Ателье и комбинаты | Предприятия коммунального обслуживания | Кинотеатры |
|---|---|------------------------------|-----------------------------------|---------------|---------------------------------------|---|-------------------------------------|----------------------|----------------------------|-----------|----------------|--------------------|-------------|--------------------|--|------------|
| | с электрическими плитами на твердом топливе | с плитами на твердом топливе | столовые | ре스토랑ны, кафе | | | | односменные | полтораменные, двухсменные | | | | | | | |
| С наибольшей расчётной нагрузкой | - | 0,9 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,4 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,9 |
| Жилые дома: с электрическими плитами | - | 0,9 | 0,6 | 0,7 | 0,6 | 0,4 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,8 | 0,4 | 0,7 | 0,6 | 0,7 | 0,9 |
| с плитами на твердом или газообразном топливе | 0,9 | - | 0,6 | 0,7 | 0,5 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,7 | 0,8 | 0,4 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,9 |

Коэффициенты участия K_u в максимуме нагрузки

| Наименование зданий (помещений) | Жилые дома | Предприятия общественного питания | Средние учебные заведения, библиотеки | Общественные школы, детские учреждения | Организации и учреждения | Предприятия торговли | Гостиницы | Парки, мажоранты, скверы | Детские ясли, сады | Полки, книжки | Ателье и комбинаты | Предприятия коммунального обслуживания | Кинотеатры |
|--|------------|-----------------------------------|---------------------------------------|--|--------------------------|----------------------|-----------|--------------------------|--------------------|---------------|--------------------|--|------------|
| Предприятия общественного питания (столовые, кафе и рестораны) | 0,4 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,5 |
| | 0,4 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 |
| Общественные школы, средние учебные заведения, профессионально-технические училища, библиотеки | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| | 0,4 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| Предприятия торговли и полупромышленные | 0,5 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| | 0,4 | 0,8 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |

Коэффициенты участия Ку в максимуме нагрузки

| Наименование зданий (помещений) | Жилые дома | | Предприятия общественного питания | | Средние учебные заведения, библиотеки | Общественные школы, | Организации и учреждения | Предприятия торговли | | Гостиницы | Парикмахерские | Детские ясли, сады | Полыклиники | Ателье и комбинаты | Предприятия ком. обслуживания | Кинотеатры |
|--|------------|-----|-----------------------------------|-----|---------------------------------------|---------------------|--------------------------|----------------------|-----|-----------|----------------|--------------------|-------------|--------------------|-------------------------------|------------|
| | 0,5 | 0,4 | 0,8 | 0,8 | | | | 0,8 | 0,8 | | | | | | | |
| Организации и учреждения управления, проектные и конструкторские организации, учреждения финансирования и кредитования | 0,8 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,4 | 0,3 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,4 | 0,7 | 0,5 | 0,8 | 0,5 |
| | 0,5 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| | 0,5 | 0,4 | 0,8 | 0,6 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,8 |
| Кинотеатры | 0,9 | 0,9 | 0,4 | 0,6 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,8 | 0,7 | 0,8 | 0,2 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | - |

В укрупнённых нагрузках общественных зданий микрорайонного значения учтены предприятия торговли и общественного питания, детские ясли-сады, школы, аптеки, раздаточные пункты молочных кухонь, приёмные и ремонтные пункты, жилищно-эксплуатационные конторы (управления) и другие учреждения согласно СНиП по планировке и застройке городских и сельских поселений, а также объекты транспортного обслуживания (гаражи и открытые площадки для хранения автомашин).

Электрические нагрузки общественных зданий районного и городского значения, включая лечебные учреждения и зрелищные предприятия, определяются дополнительно согласно раздела 4.3.

3. Электрические нагрузки взаиморезервируемых линий (трансформаторов) при ориентировочных расчетах допускается определять умножением суммы расчетных нагрузок линий (трансформаторов) на коэффициент 0,9.

4.5. Электрические нагрузки сетей 6–10 кВ и ЦП

Расчётные электрические нагрузки городских сетей 6–10 кВ определяются умножением суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединённых к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 4.1 и 4.2. Коэффициент мощности для линий 6–10 кВ в период максимума нагрузки принимается равным $\cos\varphi = 0,92$ (коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi = 0,43$).

Расчётные нагрузки на шинах 6–10 кВ ЦП определяются с учётом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчётных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов, принимаемый по табл. 4.9 и 4.10.

Таблица 4.9

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов (k_y)

| Характеристика нагрузки | Количество трансформаторов | | | | |
|---|----------------------------|------|------|-------|----------|
| | 2 | 3–5 | 6–10 | 11–20 | более 20 |
| Жилая застройка (70% и более нагрузки жилых домов и до 30% нагрузки общественных зданий) | 0,9 | 0,85 | 0,8 | 0,75 | 0,7 |
| Общественная застройка (70% и более нагрузки общественных зданий и до 30% нагрузки жилых домов) | 0,9 | 0,75 | 0,7 | 0,65 | 0,6 |
| Коммунально-промышленные зоны (65% и более нагрузки промышленных и общественных зданий и до 35% нагрузки жилых домов) | 0,9 | 0,7 | 0,65 | 0,6 | 0,55 |

Примечания:

1. Если нагрузка промышленных предприятий составляет менее 30 % нагрузки общественных зданий, коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов следует принимать как для общественных зданий.

2. Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок трансформаторов для промежуточных значений состава потребителей определяется интерполяцией.

Таблица 4.10

Коэффициенты совмещения максимумов нагрузок городских сетей
и промышленных предприятий

| Максимум нагрузок | Отношение расчетной нагрузки предприятий к нагрузке городской сети | | | | | | |
|-------------------|--|------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| | 0,2 | 0,6 | 1 | 1,5 | 2 | 3 | 4 |
| Утренний | <u>0,75</u> | <u>0,8</u> | <u>0,85</u> | <u>0,88</u> | <u>0,9</u> | <u>0,92</u> | <u>0,95</u> |
| | 0,6 | 0,7 | 0,75 | 0,8 | 0,85 | 0,87 | 0,9 |
| Вечерний | 0,85–0,9 | 0,65–0,85 | 0,55–0,8 | 0,45–0,76 | 0,4–0,75 | 0,3–0,7 | 0,3–0,7 |

Примечания:

1. В числителе приведены коэффициенты для жилых домов с электроплитами, в знаменателе – с плитами на газовом или твёрдом топливе.

2. Меньшие значения коэффициентов в период вечернего максимума нагрузок следует принимать при наличии промышленных предприятий с односменным режимом работы, большие - когда все предприятия имеют двух-, трёхсменный режим работы. Если режим работы предприятий смешанный, то коэффициент совмещения определяется интерполяцией пропорционально их соотношению.

3. При отношении расчетной нагрузки промпредприятий к суммарной нагрузке городской сети менее 0,2 коэффициент совмещения для утреннего и вечернего максимумов следует принимать равным 1. Если это отношение более 4, коэффициент совмещения для утреннего максимума следует принимать равным 1; для вечернего максимума, если все предприятия односменные – 0,25, если двух-, трехсменные – 0,65.

Для ориентировочных расчётов электрических нагрузок города (района) на расчётный срок концепции развития города рекомендуется применять укрупнённые удельные показатели, приведённые в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Укрупненные показатели удельной расчетной коммунально-бытовой нагрузки

| № п/п | Категория (группа) города | Расчёт- ная удель- ная обеспе- чен- ность общей площа- дью, м ² /чел. | Город | | | Район | | |
|----------|---------------------------------|--|---------------------------------------|-------------|---------------------------------|---|-------------|---------------------------------|
| | | | с плитами на природном газе, кВт/чел. | | | со стационарными электрическими плитами, кВт/чел. | | |
| | | | в целом | в том числе | | в целом | в том числе | |
| | | | по городу (району) | центр | микрорайон (кварталы) застройки | по городу (району) | центр | микрорайон (кварталы) застройки |
| 1 | Крупнейший | 26,7 | 0,51 | 0,77 | 0,43 | 0,6 | 0,85 | 0,53 |
| 2 | Крупный | 27,4 | 0,48 | 0,7 | 0,42 | 0,57 | 0,79 | 0,52 |
| 3 | Большой | 27,8 | 0,46 | 0,62 | 0,41 | 0,55 | 0,72 | 0,51 |
| 4 | Средний | 29 | 0,43 | 0,55 | 0,4 | 0,52 | 0,65 | 0,5 |
| 5 | Малый | 30,1 | 0,41 | 0,51 | 0,39 | 0,5 | 0,62 | 0,49 |

Примечания:

1. Значения удельных электрических нагрузок приведены к шинам 6–10 кВ ЦП.
2. При наличии в жилом фонде города (района) газовых и электрических плит удельные нагрузки определяются интерполяцией пропорционально их соотношению.
3. В тех случаях, когда фактическая обеспеченность общей площадью в городе (районе) отличается от расчётной, приведённые в таблице значения следует умножить на отношение фактической обеспеченности и расчётной.
4. Приведённые в таблице показатели учитывают нагрузки жилых и общественных зданий (административных, учебных, научных, лечебных, торговых, зрелищных, спортивных), коммунальных предприятий, объектов транспортного обслуживания (гаражей и открытых площадок для хранения автомобилей), наружного освещения.
5. В таблице не учтены различные мелкопромышленные потребители (кроме перечисленных в п. 4 примечания) питающиеся, как правило, по городским распределительным сетям.

Для учёта этих потребителей по экспертным оценкам к показателям таблицы следует вводить следующие коэффициенты:

- для районов города с газовыми плитами 1,2–1,6;
- для районов города с электроплитами 1,1–1,5.

Большие значения коэффициентов относятся к центральным районам города, меньшие к микрорайонам (кварталам) жилой застройки.

6. К центральным районам города относятся сложившиеся районы со значительным сосредоточением различных административных учреждений, учебных, научных, проектных организаций, банков, фирм, предприятий торговли и сервиса, общественного питания, зрелищных предприятий и пр.

В табл. 4.12 приведены укрупненные показатели расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей и годового числа часов использования максимума электрической нагрузки

Таблица 4.12

Укрупненные показатели расхода электроэнергии коммунально-бытовых потребителей и годового числа часов использования максимума электрической нагрузки

| № пп. | Категория (группа) города | Города | | | |
|---|---------------------------|--|--|--|--|
| | | без стационарных электроплит | | со стационарными электроплитами | |
| | | удельный расход электроэнергии, кВт·ч/чел. в год | годовое число часов использования максимума электрической нагрузки T_M | удельный расход электроэнергии, кВт·ч/чел. в год | годовое число часов использования максимума электрической нагрузки T_M |
| 1 | Крупнейший | 2880 | 5650 | 3460 | 5750 |
| 2 | Крупный | 2620 | 5450 | 3200 | 5650 |
| 3 | Большой | 2480 | 5400 | 3060 | 5600 |
| 4 | Средний | 2300 | 5350 | 2880 | 5550 |
| 5 | Малый | 2170 | 5300 | 2750 | 5500 |
| Примечания: | | | | | |
| 1. Приведенные укрупненные показатели предусматривают электропотребление жилыми и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, объектами транспортного обслуживания, наружным освещением. | | | | | |
| 2. Годовое число часов использования максимума электрической нагрузки приведено к шинам 6–10 кВ ЦП. | | | | | |

5. ПОТРЕБИТЕЛИ И ИСТОЧНИКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Решению комплекса вопросов по компенсации реактивной мощности (РМ) в современной электроэнергетике придается первостепенное значение. Еще в 1936 г. перед промышленными предприятиями была поставлена задача довести основной критерий экономичности работы электроустановок – коэффициент мощности $\cos\varphi$ до значений 0,815–0,85 или $\operatorname{tg}\varphi$ – до 0,71–0,62. В военный 1943 г. уже была введена штрафная надбавка к тарифу на электроэнергию за низкий $\cos\varphi$. В частности, оговаривалось, что для потребителей, имеющих $\cos\varphi < 0,4$, подача электроэнергии должна быть прекращена. В 1951 г. Минэнерго издало документ «О повышении коэффициента мощности электроустановок промышленных предприятий», а в 1961 г. он был переработан в «Руководящие указания по повышению коэффициента мощности потребителей электрической энергия».

С 1975 г. введены «Указания по компенсации реактивной мощности», в которых был существенно изменен сам принцип оценки экономической целесообразности компенсации реактивной мощности [17, 41]. К этому времени средневзвешенное значение $\cos\varphi$ в промышленности достигло 0,93 ($\operatorname{tg}\varphi = 0,4$). В этих Указаниях была поставлена задача по обеспечению минимума приведенных суммарных затрат на компенсирующие устройства (КУ) и передачу от них РМ в места потребления. В то же время в ранее действовавших документах выбор нормативного коэффициента активной мощности

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}, \quad (5.1)$$

не давал чёткого представления о динамике изменения потребления РМ. Например, при изменении $\cos\varphi$ с 0,95 до 0,94 потребление РМ увеличивается на 10 %, а при изменении $\cos\varphi$ с 0,99 до 0,98 приращение РМ составляет уже 42 % (рис. 5.1, а). Поэтому в последующем в качестве коэффициента реактивной мощности стали использовать соотношение

$$\operatorname{tg}\varphi = \frac{Q}{P}. \quad (5.2)$$

С 1982 г. была введена усовершенствованная система скидок и надбавок, которая регламентировала потребление РМ в наиболее тяжёлых режимах максимума и минимума электрических нагрузок энергосистемы [19, 27]. В настоящее время действуют «Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий», утверждённые ещё в 1992 г. институтом Тяжпромэлектропроект.

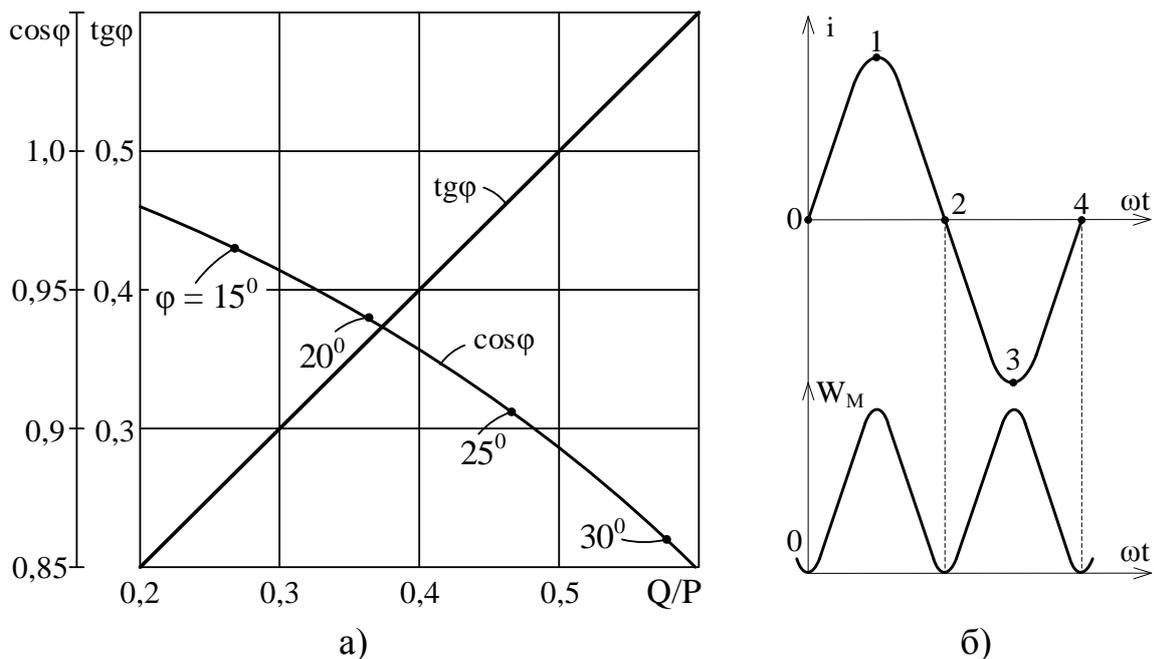


Рис. 5.1. Соотношения коэффициентов $\cos\varphi$ и $\operatorname{tg}\varphi$ (а) и диаграммы тока и энергии магнитного поля (б)

5.1. Понятие о реактивной мощности

Работа электрических машин и аппаратов переменного тока, основанная на принципе электромагнитной индукции, сопровождается процессом непрерывного изменения магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния. При работе электроприёмников их обмотки в определенные периоды времени сначала запасают энергию в виде магнитного поля, а затем её отдают источнику. На рис. 5.1 показаны диаграммы протекающего по обмотке электроприёмника тока I и соответствующего ему изменения энергии W_M , магнитного поля. На участках 0–1 и 2–3 ток I возрастает и запасаемая обмоткой магнитная энергия W_M увеличивается, а на участках 1–2 и 3–4 ток I снижается и уменьшается запасённая магнитным полем обмотки энергия W_M . Два раза за один период изменения тока I энергия W_M потребляется электроприёмником от источника и два раза за этот же период возвращается ему. За счёт этой энергии происходит намагничивание магнитных сердечников или магнитопроводов электроприёмников, т. е. создаётся магнитное поле, благодаря которому и функционируют электроприёмники. Данная энергия является реактивной, а рассмотренный процесс характеризуется реактивной мощностью, которая определяется соотношением

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi, \quad (5.3)$$

где φ – угол сдвига (фаза) тока относительно напряжения; U и I – действующие значения напряжения и тока.

Таким образом, реактивная мощность характеризует непрерывный обмен электромагнитной энергией между электроприёмниками и источниками.

Активная мощность в цепи однофазного тока, как известно, определяется соотношением

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi. \quad (5.4)$$

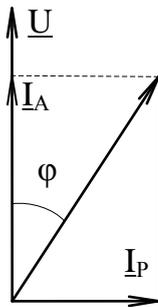


Рис. 5.2. Векторная диаграмма токов

На рис. 5.2 показана векторная диаграмма, из которой видно, что полный ток I в декартовой системе координат может быть разложен на активную I_A и реактивную I_P составляющие. Отсюда

$$I = \sqrt{I_A^2 + I_P^2}. \quad (5.5)$$

Для трёхфазной сети РМ электроприёмника определяется по формуле

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cdot I_{\text{л}} \cdot \sin\varphi, \quad (5.6)$$

где $U_{\text{л}}$ и $I_{\text{л}}$ – действующие значения линейных напряжения и тока.

В отличие от активной мощности, полезно используемой в электроприёмниках, реактивная мощность не выполняет полезную работу, она служит лишь для создания магнитных полей.

5.2. Особенности передачи реактивной мощности по электрическим сетям

Режимы работы систем электроснабжения промышленных предприятий (СЭС ПП) характеризуются следующими величинами: напряжениями в узлах нагрузки U_i ; токами в ветвях I_i ; потерями активной ΔP_i и реактивной ΔQ_i мощностей; потерями напряжения ΔU_i и др. Они зависят от продольных сопротивлений $Z = R + jX$ элементов СЭС (линий электропередачи, силовых трансформаторов, реакторов и др.), а также от активной P_i и реактивной Q_i мощностей, передаваемых через эти элементы (рис. 5.3).

Передача активной P и реактивной Q мощностей по элементам системы электроснабжения, имеющим активное R и реактивное X сопротивления имеет ряд особенностей:

1. Мощность в начале линии $P_1 + jQ_1$ отличается от мощности в конце линии $P_2 + jQ_2$ на величину потерь мощности, активная и реактивная составляющие которых определяются по формулам:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot R = \Delta P_A + \Delta P_P; \quad (5.7)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} \cdot X = \Delta Q_A + \Delta Q_P.$$

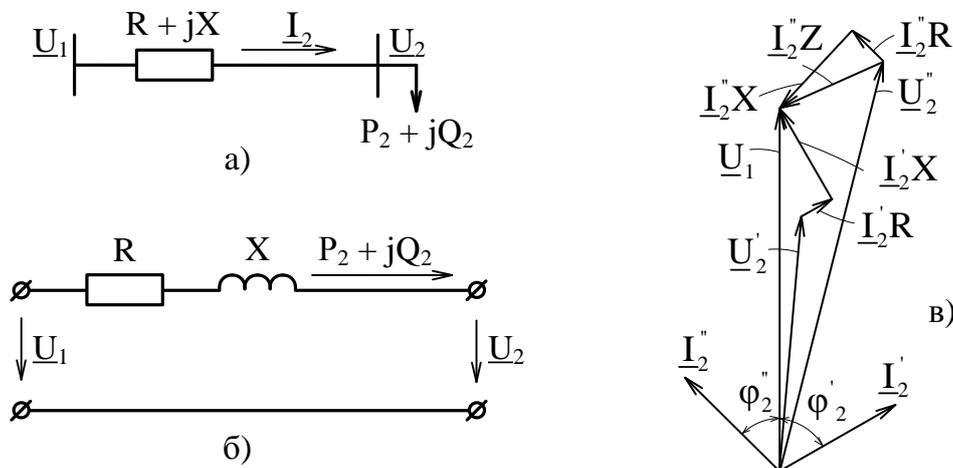


Рис. 5.3. Схема замещения электрической сети и векторная диаграмма токов и напряжений, построенная для конца линии

Из этих выражений видно, что потери как активной, так и реактивной мощности могут быть разделены на две составляющие, обусловленные соответственно потоками активной и реактивной мощностей по рассматриваемому элементу системы электроснабжения.

2. Напряжение в начале линии U_1 связано с напряжением в её конце U_2 соотношением

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U')^2 + (\Delta U'')^2}, \quad (5.8)$$

где $\Delta U'$ и $\Delta U''$ – продольная и поперечная составляющие вектора **падения напряжения**, определяемые по формулам:

$$\Delta U' = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} = \Delta U'_A + \Delta U'_P; \quad (5.9)$$

$$\Delta U'' = \frac{P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R}{U_2} = \Delta U''_A + \Delta U''_P.$$

Для электрических сетей высокого напряжения обычно $X > R$, поэтому $\Delta U'$ определяется в основном слагаемым $Q_2 \cdot X$, а $\Delta U''$ – слагаемым $P_2 \cdot X$. Влияние $\Delta U''$ на напряжение U_2 у потребителя мало, т. к. $U_2 \gg \Delta U''$. Из этого следует, что уровни напряжений в различных точках СЭС значительно слабее зависят от передаваемой активной мощности и в основном определяются реактивной мощностью.

Арифметическую разницу между значениями напряжений в начале и конце линии называют **потерей напряжения**:

$$\Delta U = U_1 - U_2 \approx \Delta U'' \quad (5.10)$$

3. Промышленное предприятие, в общем случае, имеет переменный режим потребления активной и реактивной мощностей. В утренние и вечерние часы наблюдается максимумы электрических нагрузок, а в ночное время – их минимумы. При этом на большинстве промышленных предприятий из-за отсутствия автоматического регулирования мощностей компенсирующих устройств последние от сети не отключаются.

На рис. 5.3, введена векторная диаграмма напряжений и токов для электрической линии, в начале которой напряжение \underline{U}_1 неизменно. При максимуме электрических нагрузок ток \underline{I}'_2 имеет индуктивный характер, и напряжение \underline{U}_2 в конце линии (у потребителя) меньше напряжения \underline{U}_1 в начале линии. При минимуме электрических нагрузок, когда реактивная мощность, генерируемая компенсирующими устройствами на промышленном предприятии, окажется значительно больше реактивной мощности, потребляемой предприятием, ток \underline{I}''_2 будет опережающим. В этом случае напряжение \underline{U}''_2 в конце линии может не только сравняться с напряжением \underline{U}_1 , но и превысить его. Если не принять мер по регулированию напряжения \underline{U}_1 или \underline{U}_2 , то значительное повышение напряжения на зажимах электроприёмников может оказать на них отрицательное действие.

3. Дополнительная загрузка РМ элементов СЭС уменьшает их пропускную способность. Это может приводить к необходимости увеличения сечения проводов воздушных и кабельных линий, увеличения мощности, или числа трансформаторов и т. п.

5.3. Эффективность компенсации реактивной мощности

Для анализа условий компенсации РМ рассмотрим цепь переменного тока (рис. 5.4, а), состоящую из сопротивлений линии электропередачи R и X , сопротивлений нагрузки потребителя R_H , X_H и сопротивления $X_{БК}$ батареи конденсаторов. На рис. 5.4, б показана векторная диаграмма напряжений и токов в конце линии. Ток нагрузки потребителя \underline{I}_H имеет активную $\underline{I}_{H,A}$ и индуктивную $\underline{I}_{H,P}$ составляющие и отстает на угол φ_2 от вектора напряжения \underline{U}_2 в конце линии.

1. При подключении компенсирующего устройства, параллельно потребителю, ток нагрузки в конце линии уменьшается и становится равным:

$$I_1 = \frac{\sqrt{P^2 + (Q - Q_K)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_2} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_1}, \quad (5.11)$$

где φ_1 – угол сдвига между напряжением и током в начале линии. Это позволяет разгрузить линию электропередачи или уменьшить сечение проводов или кабелей на величину:

$$\Delta F = \frac{I_H - I_1}{j_{\text{Э}}}, \quad (5.12)$$

где $j_{\text{Э}}$ – экономическая плотность тока.

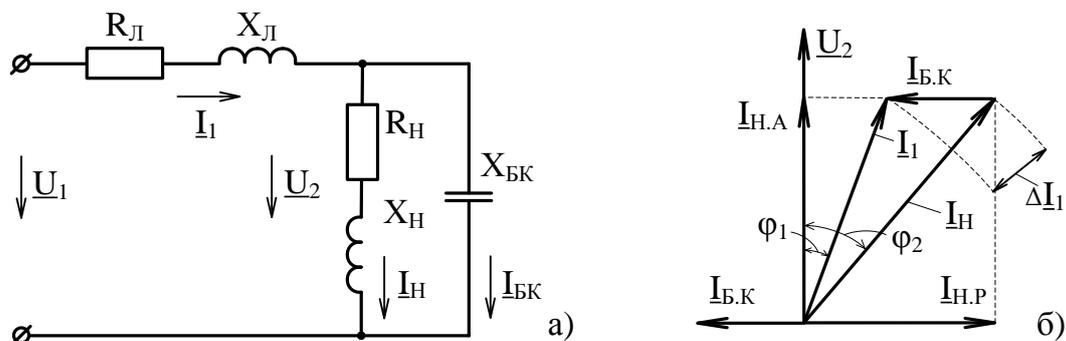


Рис. 5.4. Векторная диаграмма напряжений и токов в конце линии

Соответственно может быть снижена установленная мощность трансформаторов, т. е. снижаются капитальные затраты на проектируемую сеть. Если сеть уже существует, то компенсация позволяет повысить ее пропускную способность по активной мощности.

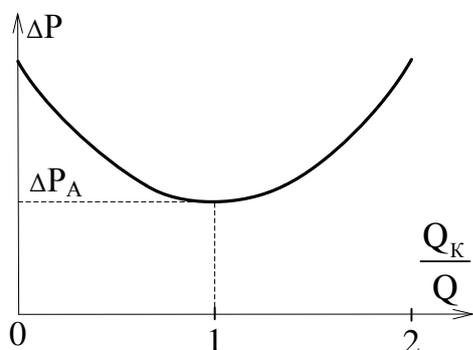


Рис. 5.5. Изменение потерь активной мощности

увеличиваются потери активной мощности по сравнению с их возможным минимумом ΔP_A .

Потери электроэнергии от протекания по линии реактивной мощности за год в функции от мощности $Q(t) - Q_K(t)$ можно представить в виде

$$W_K = \frac{R}{U^2} \int_0^{8760} [Q(t) - Q_K(t)]^2 dt. \quad (5.14)$$

2. При наличии компенсации реактивной мощности снижаются потери активной мощности и электроэнергии в линии. Для элемента СЭС с активным сопротивлением R потери активной мощности составят

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot R. \quad (5.13)$$

Зависимость, приведённая на рис. 5.5, показывает, что перекомпенсация реактивной мощности ($Q_K > Q$) не только нецелесообразна, но и вредна, поскольку

Уменьшение потерь электроэнергии в линии при введении компенсирующей мощности Q_K составит

$$\Delta W_K = W_0 - W_K = \frac{R}{U^2} \left[2 \cdot \int_0^{8760} Q(t) \cdot Q_K(t) dt - \int_0^{8760} Q_K^2(t) dt \right]. \quad (5.15)$$

Если допустить, что компенсирующее устройство работает весь год с номинальной мощностью, то экономия электроэнергии составит

$$\Delta W_K = \frac{R}{U^2} \cdot Q_K \cdot (2 \cdot Q_{с.г} - Q_K) \cdot 8760, \quad (5.16)$$

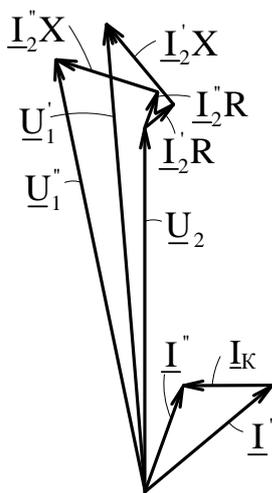
где $Q_{с.г}$ – среднегодовая реактивная нагрузка.

3. При компенсации реактивной мощности снижаются её потери в линии

$$\Delta Q = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot X = \Delta Q_a + \Delta Q_p(Q_K). \quad (5.17)$$

На ступенях высшего напряжения систем электроснабжения, где $X \gg R$, потери реактивной мощности могут значительно превышать потери активной мощности. Снижение потерь активной и реактивной мощностей тем больше, чем ближе к потребителям РМ устанавливаются компенсирующие устройства.

4. Компенсация реактивной мощности сказывается не только на токовой нагрузке элементов систем электроснабжения, но и на потере напряжения в сети:



$$\Delta U = \frac{P \cdot R + (Q - Q_K) \cdot X}{U_2}. \quad (5.18)$$

Рис. 5.6. Векторная диаграмма напряжений и токов

На рис. 5.6 показана векторная диаграмма напряжений и токов для двух случаев: при отсутствии (величины U_1' , I') и наличии (величины U_1'' , I'' , I_K) компенсации реактивной мощности. Диаграмма построена для постоянных значений напряжения U_2 в конце линии электропередачи и активной мощности потребителя. Наличие у потребителя компенсирующих устройств с регулируемой реактивной мощностью позволяет осуществлять с их помощью не только компенсацию реактивной мощности, но и при необходимости местное регулирование напряжения за счет изменения потери напряжения в элементах системы электроснабжения.

Таким образом, компенсация реактивной мощности имеет большое народнохозяйственное значение, т. к. позволяет получить большой экономический эффект, заключающийся в снижении потерь активной мощности и электроэнергии, потерь реактивной мощности, улучшении режимов работы систем электроснабжения.

5.4. Коэффициент изменения потерь активной мощности

Эффективность действия компенсирующих устройств зависит от того, в какой точке СЭС они установлены. Эту эффективность можно оценить коэффициентом изменения потерь $K_{и.п}$ активной мощности, который представляет собой отношение изменения потерь активной мощности ΔP к вызвавшему это изменение реактивной мощности Q_K компенсирующего устройства:

$$K_{и.п} = \frac{\Delta P}{Q_K}, \text{ кВт/квар.} \quad (5.19)$$

Указанная эффективность зависит от взаимного расположения источника РМ и её потребителя: чем они ближе, тем меньше $K_{и.п}$; для электрически удалённых потребителей, питающихся через несколько трансформаций, $K_{и.п}$ больше.

Найдем значение коэффициента $K_{и.п}$ при подключении к линии КУ мощностью Q_K . Потери активной мощности в линии с активным сопротивлением R до и после подключения КУ равны:

$$\Delta P_1 = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R; \quad \Delta P_2 = \frac{P^2 + (Q - Q_K)^2}{U^2} \cdot R + \Delta P_K, \quad (5.20)$$

где ΔP_K – потери активной мощности в КУ.

Уменьшение потерь активной мощности составит

$$\Delta P = \Delta P_1 - \Delta P_2 = \frac{Q \cdot Q_K \cdot R}{U^2} \cdot \left(2 - \frac{Q_K}{Q} \right) - \Delta P_K. \quad (5.21)$$

Тогда

$$K_{и.п} = \frac{Q \cdot R}{U^2} \cdot \left(2 - \frac{Q_K}{Q} \right) - \frac{\Delta P_K}{Q_K}. \quad (5.22)$$

При данном рассмотрении коэффициента $K_{и.п}$ не учтено изменение уровня напряжения в пункте подключения КУ и потерь РМ в рассматриваемой линии. Коэффициент $K_{и.п}$ по данным [20] можно принимать равным:

0,02–0,04 – для потребителей, питающихся от шин электростанций;

0,06–0,1 – для потребителей, питающихся через две ступени трансформации;

0,08–0,15 – для потребителей, питающихся через три и более ступеней трансформации.

5.5. Потребители реактивной мощности

Реактивную мощность потребляют следующие виды электроприёмников:

- асинхронные двигатели – 40%;
- силовые трансформаторы всех ступеней трансформации (реактивные потери в трансформаторах) – 35%;
- вентильные преобразователи – 10%;
- электротехнические установки – 8%;
- линии электропередачи – 7%.

Для разных энергосистем и промышленных регионов процентный состав может несколько отличаться [14].

В общем случае, величина потребляемой реактивной мощности катушкой индуктивности, имеющей магнитную систему, определяется соотношениями:

$$Q = \frac{3 \cdot U_{\Phi}^2}{X_{\Phi}} = \frac{U_{\text{Л}}^2}{X_{\Phi}} = C_1 \cdot \frac{U_{\text{Л}}^2}{f} \cdot R_{\mu} = C_1 \cdot \frac{U_{\text{Л}}^2 \cdot L}{f \cdot \mu \cdot S} = C_2 \cdot \Phi_m^2 \cdot f \cdot R_{\mu}, \quad (5.23)$$

где U_{Φ} и $U_{\text{Л}}$ – фазное и линейное напряжения сети; X_{Φ} – индуктивное сопротивление потребителя реактивной мощности; $C_1 = 1/(2\pi \cdot W)$ – коэффициент пропорциональности; W – число витков обмотки, создающей магнитный поток Φ_m ; f – линейная частота напряжения сети; $R_{\mu} = L/(\mu \cdot S)$ – магнитное сопротивление пути магнитного потока; μ – магнитная проницаемость материала пути магнитного потока; $C_2 = 3\pi$ – коэффициент пропорциональности.

Из выражения (5.23) видно, потребление реактивной мощности вышеуказанными устройствами (электрическими машинами, аппаратами) возрастает при увеличении напряжения питания $U_{\text{Л}}$ и магнитного сопротивления R_{μ} пути магнитного потока. Согласно выражению (5.23) реактивная мощность пропорциональна квадрату приложенного напряжения. Однако с повышением напряжения возрастает и магнитный поток Φ_m . Это приводит к насыщению магнитной системы и уменьшению магнитной проницаемости μ . Поэтому с увеличением питающего напряжения реактивная мощность возрастает более, чем во второй степени. Кроме того, если магнитная цепь, по которой проходит магнитный поток, содержит воздушный зазор, то потребляемая реактивная также резко воз-

растет, т. к. магнитная проницаемость воздуха значительно меньше таковой для электротехнической стали.

5.5.1. Асинхронные электродвигатели

Наиболее распространенным электроприёмником во всех отраслях промышленного применения электрической энергии является асинхронный двигатель (АД). АД потребляет из сети значительное количество реактивной мощности. Основной причиной большого потребления реактивной мощности является наличие у АД воздушного зазора между статором и ротором. Вообще стремятся уменьшить величину воздушного зазора, но это приводит к увеличению стоимости АД, т. к. увеличивается магнитное притяжение и, следовательно, увеличиваются размеры вала и станины, хуже охлаждение, возрастают требования к центровке, вибрациям, подшипникам и т. д.

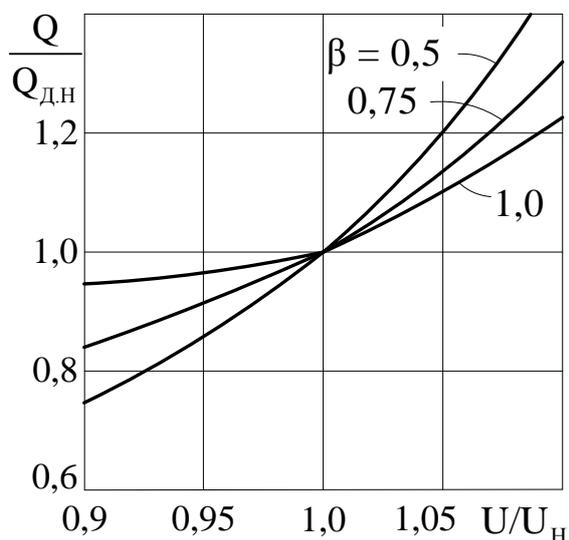


Рис. 5.7. Усреднённые статические характеристики АД

Отметим, что при увеличении напряжения сверх номинального потребляемая АД реактивная мощность возрастает более чем во второй степени. Изменение реактивной мощности при изменении напряжения питания АД на единицу мощности принято характеризовать частной производной $q = dQ/dU$. На рис. 5.7 приведены усреднённые статические характеристики АД – зависимости относительной величины Q/Q_H потребляемой реактивной мощности от относительной величины U/U_H напряжения питания при различных коэффициентах загрузки β АД на валу.

При номинальном напряжении питания и номинальной нагрузке величины $q = 2-3$: меньшие значения q соответствуют крупным двигателям, большие – маломощным.

Для количественной оценки потребляемой реактивной мощности рассмотрим схему замещения АД (рис. 5.8, а), для которой можно записать следующее соотношение:

$$Q_{\text{АД}} = 3 \cdot [I_1^2 \cdot X_1 + I_0^2 \cdot X_0 + (I_2')^2 \cdot X_2'] \approx 3 \cdot [I_0^2 \cdot (X_0 + X_1) + (I_2')^2 \cdot (X_1 + X_2')] \approx \approx Q_0 + Q_P = Q_0 + \beta^2 \cdot Q_{P.H.}, \quad (5.24)$$

где I_1 , I_0 , I_2 – соответственно первичный ток, ток холостого хода и приведённый вторичный ток; X_1 , X'_2 , X_0 – индуктивные сопротивления соответственно цепей первичной, вторичной обмоток АД и холостого хода; Q_0 , Q_P , $Q_{P.H}$ – реактивные мощности холостого хода и рассеяния при текущем и номинальном значениях нагрузки; на рис. 5.8, а буквой S обозначено скольжение АД.

Реактивная мощность холостого хода Q_0 для АД при номинальном напряжении практически неизменна, а текущая мощность Q_P растёт пропорционально квадрату коэффициента загрузки β АД на валу (рис. 5.8, б). При номинальной нагрузке обычно $Q_0 \approx Q_P$. Поэтому при изменении активной нагрузки АД от нуля до номинальной $P_{д.н}$ реактивная мощность двигателя $Q_{АД}$ увеличивается примерно в два раза.

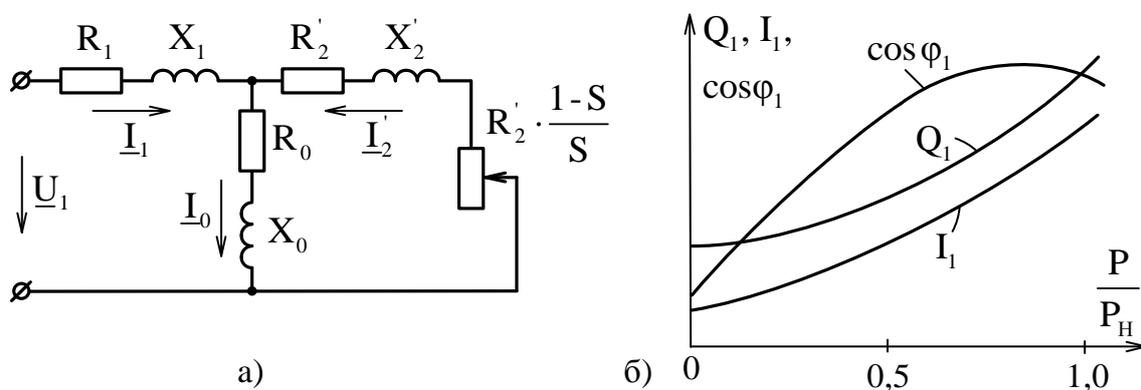


Рис. 5.8. Характеристики асинхронных двигателей

Коэффициент мощности $\text{tg} \phi$ АД (потребляемая реактивная мощность) изменяется в широких пределах в зависимости от номинальной мощности и частоты вращения ротора АД, коэффициента его загрузки и, как было отмечено выше, напряжения сети, к которой он подключён [7]. На рис. 5.9, а, б представлены соответственно зависимости потребляемой реактивной мощности Q и величины $\text{tg} \phi$ при глубоком изменении напряжения питания U и различных коэффициентах загрузки β на валу АД, а на рис. 5.9, в, г – зависимости величины $\text{tg} \phi$ от напряжения U при различных значениях β для двух АД с одинаковой частотой вращения ротора, но с различными номинальными активными мощностями $P_{д.н}$.

Анализ характеристик позволяет сделать следующие выводы. Относительная величина потребляемой АД реактивной мощности увеличивается: при уменьшении номинальной мощности АД; при уменьшении коэффициента его загрузки β ; при увеличении напряжения питания. Особенно резкое увеличение $\text{tg} \phi$ наблюдается при увеличении напряжения питания у мало нагруженных двигателей. Например, при увеличении напряжения U на 10 % по отношению к номинальному U_H для двигателя с $P_{д.н} = 1$ кВт и $\beta = 0,5$ (рис. 5.9, в) величина $\text{tg} \phi$ возрастает на 43 %, а потребление реактивной мощности достигает 3 квар на 1 кВт активной мощности. Увеличе-

ние загрузки для этого двигателя с $\beta = 0,5$ до $0,75$ позволяет снизить коэффициент $\text{tg}\varphi$ на 28 %. Исследования показывают, что оптимальная величина загрузки АД находится в пределах $\beta = 0,7-0,9$.

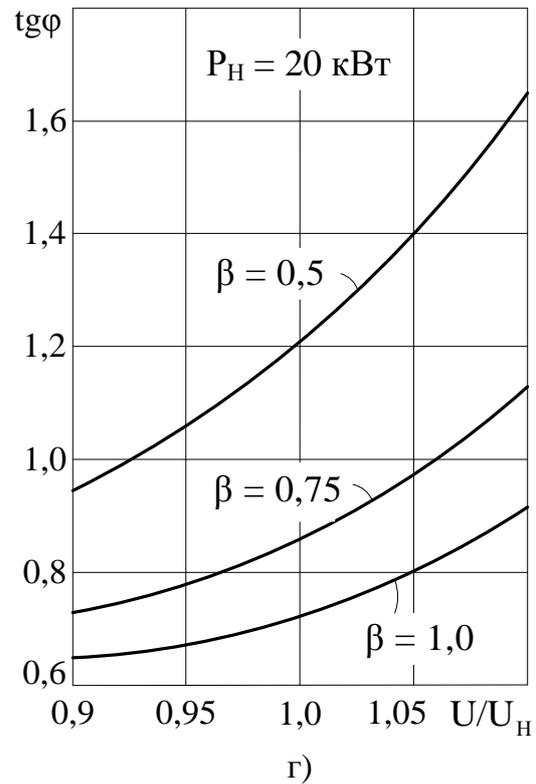
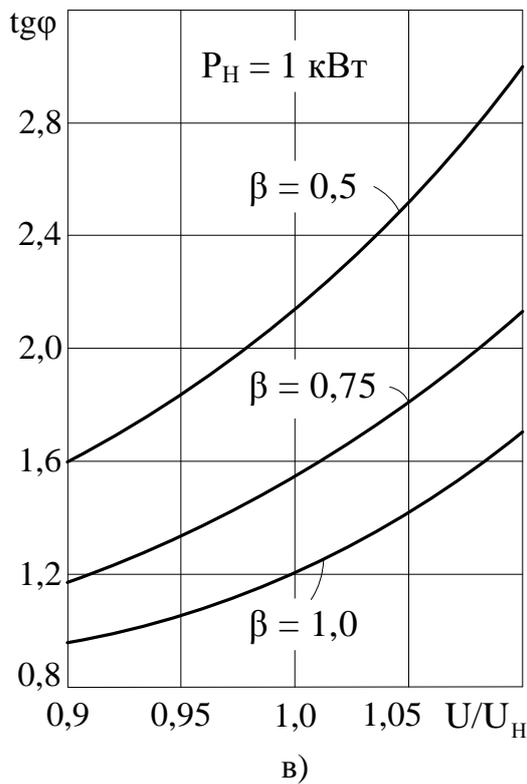
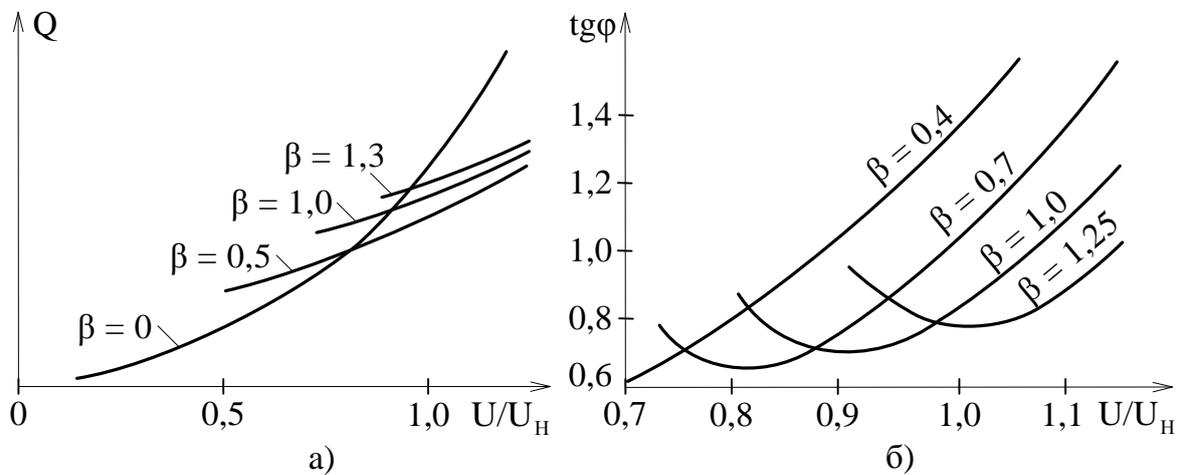


Рис. 5.9. Характеристики асинхронных двигателей

В целях уменьшения потребления реактивной мощности АД применяют следующие мероприятия:

1. Выбирают АД с максимально возможной (по условиям работы привода) частотой вращения и с наименьшим воздушным зазором.

2. Выбирают АД без лишних запасов по мощности, т. к. недогруженные АД работают с высоким коэффициентом $\text{tg}\varphi$.

3. Переключают обмотку статора АД с треугольника на звезду при длительном снижении нагрузки ниже 40–50 % для уменьшения величины Q_0 двигателя за счёт снижения фазного напряжения в $\sqrt{3}$ раза.

5.5.2. Силовые трансформаторы

Реактивная мощность, потребляемая силовыми трехфазными трансформаторами, расходуется на намагничивание магнитопровода и на создание полей рассеяния. Трансформаторы собирают так, чтобы зазоры между пластинами магнитопровода были минимальными, что обуславливает небольшое магнитное сопротивление R_{μ} (см. выражение 5.23) их магнитной системы. В результате этого силовые трансформаторы потребляют значительно меньше реактивной мощности, чем асинхронные двигатели, примерно на порядок при той же номинальной мощности.

Потери (потребление) реактивной мощности в силовом трансформаторе можно записать

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (5.25)$$

где ΔQ_{XX} – реактивная мощность холостого хода, используемая на намагничивание системы трансформатора; K_3 – коэффициент загрузки по току силового трансформатора; ΔQ_{K3} – реактивная мощность короткого замыкания, идущая на создание полей рассеяния.

У современных силовых трансформаторов потери РМ на намагничивание находятся в диапазоне 1–2 % $S_{T.\text{НОМ}}$, а на создание полей рассеяния – около 2 % $S_{T.\text{НОМ}}$ (принято $K_3 = 0,65–0,7$, а напряжение короткого замыкания $U_{K.\%} = 5,5 \%$), т. е. в сумме получается, что потери $\Delta Q_T = 3–4 \%$ $S_{T.\text{НОМ}}$. В силовых трансформаторах старых конструкций потери ΔQ_T достигают 6–8 % $S_{T.\text{НОМ}}$. Так как число трансформаций напряжения при передаче электроэнергии от генераторов энергосистемы до потребителей составляет 4–7, суммарное потребление реактивной мощности силовыми трансформаторами в целом велико – 30–35 % всей потребляемой реактивной мощности в электрических сетях.

Как было отмечено выше, существенную роль в балансе реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами, играют потери холостого хода, составляющие 50–60 % полных потерь реактивной мощности нагруженных трансформаторов. Отсюда следует, что обеспечение рационального режима работы трансформаторов является важным направлением снижения потребления реактивной мощности и уменьшения потерь активной мощности. При малой нагрузке трансформаторов (коэффициент загрузки $K_3 \leq 0,3$) целесообразна их замена на менее мощные. При $K_3 > 0,3$

требуется обоснование замены путём подсчёта приведённых потерь активной мощности. Анализ характеристик силовых трансформаторов показывает, что повышение коэффициента их загрузки K_3 до 0,6 приводит к заметному снижению $\text{tg}\varphi$, а при дальнейшем повышении коэффициента загрузки K_3 коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ меняется незначительно.

Для уменьшения потерь РМ в трансформаторах рекомендуется отключать в резерв трансформаторы, загруженные менее 40 % их номинальной мощности, с переводом нагрузки на другие трансформаторы.

5.5.3. Электротехнологические установки

Наиболее мощными электротехнологическими установками промышленных предприятий для выплавки черных и цветных металлов и для электрокрекинга нефти являются дуговые установки. Потребление реактивной мощности печью дугового типа (рис. 5.10, а) обусловлено необходимостью достаточно большого угла сдвига φ по фазе между напряжением и током в цепи электрической дуги. Если бы угол $\varphi = 0$, то за один период переменного тока в моменты прохождения синусоиды напряжения через нуль электрическая дуга прерывалась бы и загоралась вновь дважды (рис. 5.10, б). Это сопровождалось бы резким уменьшением температуры в межэлектродном пространстве и снижением производительности печи, качества металла. Для получения непрерывного горения дуги последовательно с электропечным трансформатором ЭПТ включается индуктивность L (рис. 5.10, а). При этом горение дуги в момент прохождения напряжения через нуль поддерживается за счет энергии, накопленной в индуктивности L (рис. 5.10, в). Индуктивность подбирается так, чтобы обеспечивался достаточный для непрерывного горения дуги угол сдвига φ между напряжением и током, т. е. чтобы при прохождении тока через нуль выполнялось условие

$$U \cdot \sin\varphi \geq U_d, \quad (5.26)$$

где U_d – напряжение горения дуги.

Непрерывное горение дуги переменного тока получается при угле $\varphi > 30\text{--}35$, т. е. при $\text{tg}\varphi > 0,55\text{--}0,7$. Реактивная мощность в дуговой печи необходима не только для непрерывного горения дуги, но и для покрытия потерь в печном трансформаторе и в короткой сети, также обладающих своими индуктивностями. По мере роста объёма печи и мощности электропечных трансформаторов $S_{\text{ПТ.НОМ}}$ приходится увеличивать индуктивность, что приводит к повышению $\text{tg}\varphi$ дуговой печи в целом. На рис. 5.10, г приведена зависимость потребляемой реактивной мощности электропечной установкой от мощности $S_{\text{ПТ.НОМ}}$ печного трансформатора, а на рис. 5.10, д – зависимость величины коэффициента $\text{tg}\varphi$ от токовой нагруз-

ки I при различных величинах вторичного напряжения U_2 , подводимого к электродам печи.

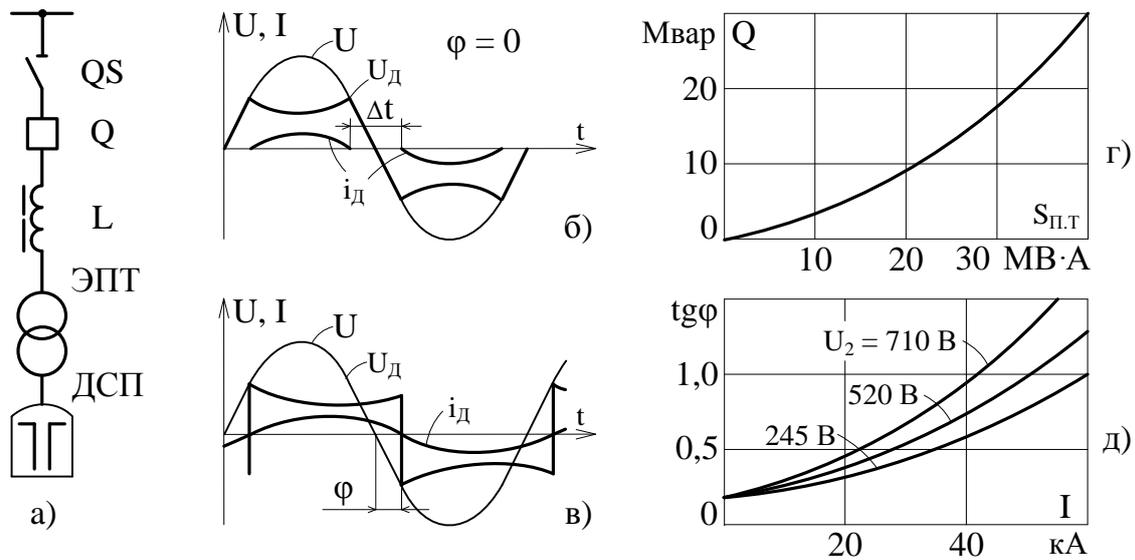


Рис. 5.10. Характеристики дуговой печи

Характеристики электросварочных установок, как потребителей реактивной мощности, подобны характеристикам дуговых электропечных установок. Сварочные установки преимущественно однофазные, с резкопеременной нагрузкой и очень высоким коэффициентом мощности: $\text{tg}\varphi$ установок дуговой сварки достигает значений 2,5–3,0, а контактной сварки – 1,5–5,0. В тех случаях, когда мощные сварочные установки создают недопустимые колебания и несимметрию напряжений в питающей сети, применяется сварка на постоянном токе. Современные источники питания сварочных установок постоянного тока – тиристорные преобразователи, которые также потребляют реактивную мощность. Их реактивная нагрузка более стабильна, но следует учитывать, что сами преобразователи являются источниками высших гармоник.

Индукционный метод нагрева основан на использовании сильных магнитных полей для расплавления металлов индуцированными токами. Для создания сильных магнитных полей необходим большой расход реактивной мощности. Индукционные печи преимущественно однофазные, мощностью 250–6000 кВт – для плавки цветных металлов и до 17000 кВт – сталеплавильные. Напряжение питания – 380, 6000 и 10000 В. Коэффициент мощности индукционных печей $\text{tg}\varphi$ очень высок – от 2 до 10. Поэтому для компенсации потребляемой ими реактивной мощности и понижения $\text{tg}\varphi$ до 0–0,5 устанавливаются индивидуальные конденсаторные батареи, мощность которых может превышать активную мощность индукционной установки иногда в 10 раз.

5.5.4. Преобразовательные установки

Потребление РМ преобразовательными установками с полупроводниковыми вентилями обусловлено в основном двумя причинами: естественным коммутационным процессом и искусственной задержкой момента открытия вентиля с целью регулирования выпрямленного напряжения.

Процессы коммутации рассмотрим на примере трёхфазного преобразователя переменного тока в постоянный. При естественной коммутации вентилей вентиль фазы В открывается в момент времени, когда напряжение U_B становится равным напряжению U_A фазы А. Однако ток вентиля I_d достигает установившегося значения с некоторым запаздыванием, обусловленным индуктивностью L_d преобразователя. На рис. 5.11, а ток вентиля I_d представлен в виде трапеции, а время коммутации характеризуется углом коммутации γ . Угол сдвига между вторичным напряжением U_2 и вторичным током I_2 (I_d) преобразователя (на рис. 5.11, а – между максимумом напряжения U_B и серединой импульса тока I_d) равен

$$\varphi_2 = \frac{\gamma}{2}. \quad (5.27)$$

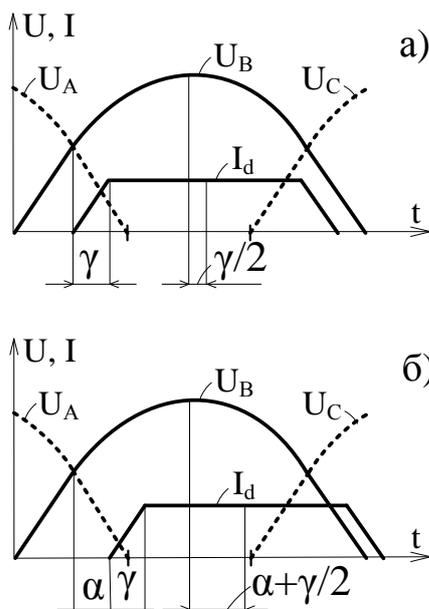


Рис. 5.11. Процессы коммутации

В управляемых преобразователях для регулирования выпрямленных значений напряжения и тока создается искусственная задержка момента открытия вентиля на угол α (рис. 5.11, б). Соответственно угол сдвига между напряжением U_2 и вторичным током I_2 (I_d) преобразователя (на рис. 5.11, б – между максимумом напряжения U_B и серединой импульса тока I_d) равен

$$\varphi_2 = \alpha + \frac{\gamma}{2}. \quad (5.28)$$

Приблизительно на такие же углы сдвинут первичный ток I_1 относительно напряжения U_1 преобразовательного трансформатора, чем и определяется реактивная нагрузка преобразователя.

Реактивная мощность, потребляемая преобразовательным агрегатом, складывается из потерь ΔQ_T в преобразовательном трансформаторе и из расхода Q_B на коммутации и регулирование напряжения в выпрямителе:

$$Q_{П.А} = \Delta Q_T + Q_B = S_{Т.НОМ} \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} + K_3^2 \cdot \frac{U_{К.}}{100} \right) + P_{П.А} \cdot \operatorname{tg} \left(\alpha + \frac{\gamma}{2} \right), \quad (5.29)$$

где $P_{П.А}$ – номинальная активная мощность преобразователя.

Коэффициент мощности λ преобразовательного агрегата с учётом не-синусоидальности первичного тока определяется по формуле

$$\lambda = v \cdot \cos\varphi_2, \quad (5.30)$$

где v – коэффициент искажения первичного тока I_1 .

На рис. 5.12, а представлен характерный график изменения $\operatorname{tg}\varphi_1$ в зависимости от углов α и γ , а на рис. 5.12, б приведена зависимость реактивной мощности Q , потребляемой преобразовательным агрегатом от сети, от его активной нагрузки P при различных углах γ .

Таким образом, преобразовательные агрегаты, широко применяемые в разных отраслях промышленности (прокатные станы, электролиз и т. д.), являются крупными потребителями РМ. Режим её потребления имеет свои особенности, связанные с нестабильностью и нелинейностью параметров нагрузки.

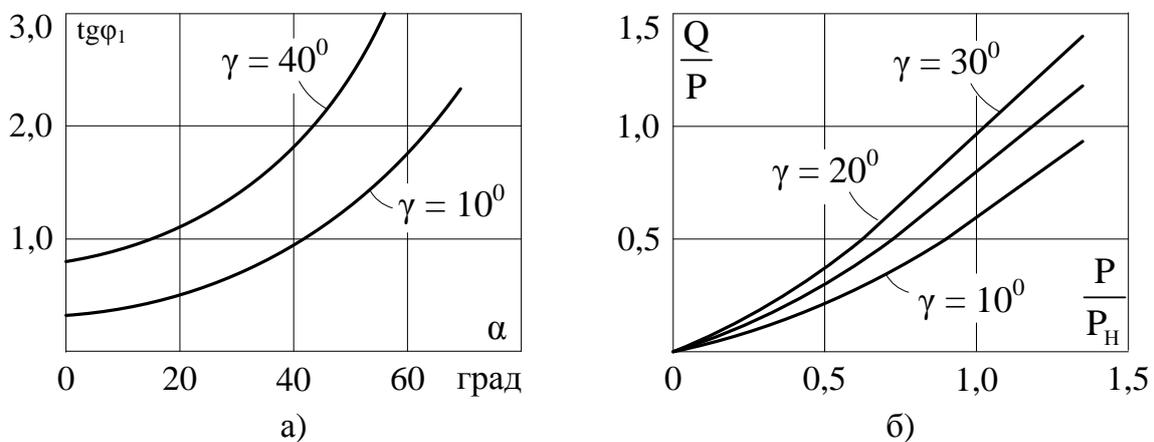


Рис. 5.12. Характеристики преобразовательных установок

Эффективным средством снижения потребления из сети РМ преобразователями является применение таких преобразователей, которые не только не потребляли бы РМ, но и генерировали её.

5.5.5. Потребители реактивной мощности в СЭС со специфическими нагрузками

К специфическим нагрузкам относятся нелинейные, резкопеременные и несимметричные нагрузки. На современных промышленных предприятиях такими нагрузками являются мощные станы горячего и холодного проката с вентильными преобразователями, дуговые сталеплавильные и руднотермические печи, мощные сварочные и индукционные установки и др. Нагрузки регулируемых вентильных преобразователей характеризуются большим потреблением реактивной мощности, а, следовательно, высоким

коэффициентом реактивной мощности $\text{tg}\varphi$. Например, для вентильных преобразователей прокатных станов составляет $\text{tg}\varphi = 1-3$.

Резкопеременный характер потребления реактивной мощности вызывает колебания напряжения как в сетях самого промышленного предприятия, так и энергосистемы. Набросы реактивной мощности могут превышать 100 Мвар, причем скорость наброса и сброса dQ/dt потребляемой реактивной мощности достигает для станов горячего проката 400 Мвар/с, для станов холодного проката – до 2000 Мвар/с. При питании таких электроприводов колебания напряжения в электрической сети 6–10 кВ могут достигать более 20 % U_N , а в электрической сети 110–220 кВ даже при мощности КЗ, равной 3500–5000 МВ·А, могут превышать 1–3 % U_N . Кроме того, вентильные преобразователи значительно искажают форму кривой питающего напряжения. Подобные характеристики имеют и дуговые сталеплавильные печи, особенно в период расплавления шихты.

Указанные особенности потребителей со специфическими нагрузками предъявляют дополнительные требования к компенсации реактивной мощности, существенно отличающиеся от общепринятых для сетей с так называемой «спокойной» нагрузкой:

1. Ввиду большой величины коэффициента реактивной мощности потребителей и резкопеременного характера нагрузки необходимо осуществлять компенсацию как постоянной, так и переменной составляющих реактивной мощности. Компенсация постоянной составляющей РМ необходима для уменьшения $\text{tg}\varphi$ и отклонений напряжения в питающей сети, а компенсация переменной составляющей – для снижения колебаний этого напряжения.

2. Ввиду быстрых изменений потребляемой реактивной мощности необходимо применение быстродействующих компенсирующих устройств, способных изменять генерируемую реактивную мощность со скоростью, соответствующей её скорости наброса и сброса. Необходимое быстродействие ориентировочно должно быть $dQ/dt = 100-2000$ Мвар/с.

3. Из-за неравномерного потребления реактивной мощности по фазам необходимо и пофазное управление компенсирующими устройствами.

4. Из-за наличия высших гармоник тока и напряжения при работе потребителей с нелинейными нагрузками, вызывающими значительные перегрузки батарей конденсаторов, необходимо применение фильтрокомпенсирующих устройств.

5.6. Источники реактивной мощности

На рис. 5.13 приведен пример схемы электроснабжения промышленного предприятия. В предыдущих разделах было показано, что в общем случае реактивная мощность потребляется асинхронными двигателями, электротехнологическими установками, различными преобразователями

рода тока как на напряжении до 1000 В (Q_H), так и на напряжении выше 1000 В (Q_B). В некоторых случаях крупные электротермические установки – дуговые сталеплавильные, руднотермические печи и пр. – питаются на напряжении 35–110–220 кВ (например, от трёхобмоточных трансформаторов или отдельных специальных). Кроме того, в системе электроснабжения промышленного предприятия имеются потери реактивной мощности в цеховых трансформаторных подстанциях и подстанциях напряжением 35–110–220/6–10 кВ.

Источниками реактивной мощности на промышленных предприятиях являются:

- энергосистема – $Q_Э$;
- собственная ТЭЦ промышленного предприятия – $Q_{ТЭЦ}$;

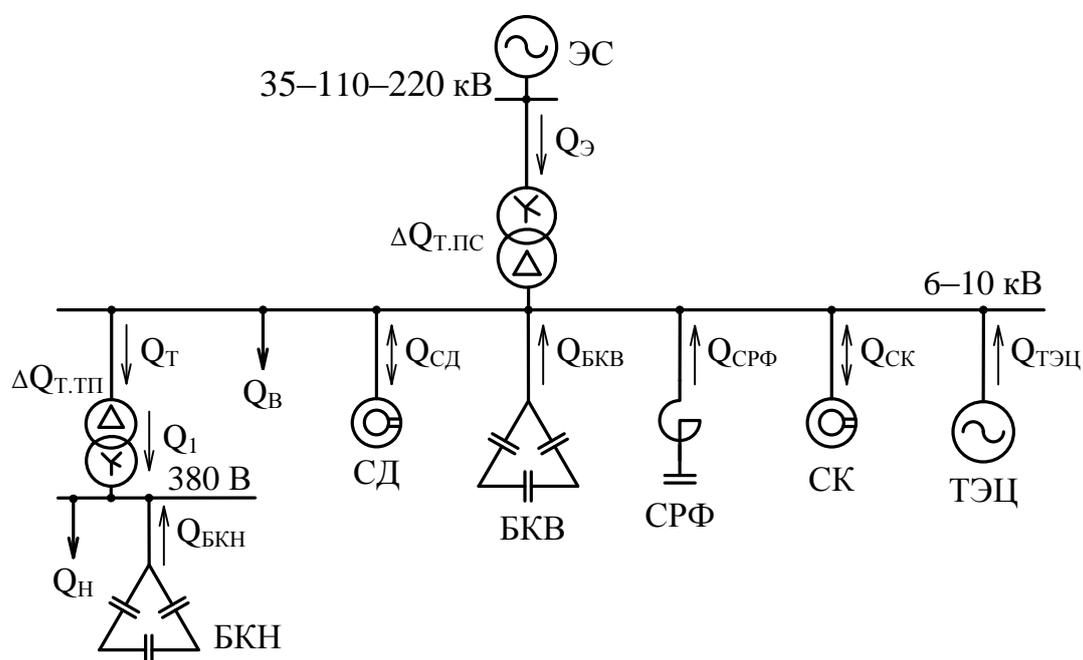


Рис. 5.13. Источники реактивной мощности промышленного предприятия

- синхронные конденсаторы – $Q_{СК}$;
- синхронные электродвигатели – $Q_{СД}$;
- высоковольтные и низковольтные батареи конденсаторов – $Q_{БКВ}$ и $Q_{БКН}$;
- токопроводы, воздушные и кабельные линии;
- все технические устройства, предназначенные для улучшения показателей качества электроэнергии, в том числе фильтры высших гармоник, в которых используются емкости – $Q_{СРФ}$;
- различного рода компенсированные преобразователи.

5.6.1. Энергосистема и ТЭЦ

Основным источником электроэнергии для электроснабжения всех отраслей народного хозяйства является электроэнергетическая система. Синхронные генераторы (СГ) энергосистемы вырабатывают как активную, так реактивную мощности. Некоторые крупные ПП, например, металлургические заводы, химические комбинаты, потребляющие большое количество тепловой энергии, имеет свои теплоэлектростанции (ТЭЦ). В этом случае ПП получает РМ и от СГ ТЭЦ.

СГ вырабатывают РМ как попутный продукт при выполнении их основной задачи – генерации активной мощности. Высокая надежность работы синхронных генераторов, низкая удельная стоимость вырабатываемой ими реактивной мощности, плавное и автоматическое регулирование её величины предопределяют использование синхронных генераторов как основных источников реактивной мощности. В то же время передача реактивной мощности от синхронных генераторов энергосистемы осуществляется на большие расстояния с большими потерями активной и реактивной мощностей. Последнее обстоятельство ограничивает использование этой реактивной мощности – во многих случаях более экономичной оказывается её компенсация на месте ее потребления. Оптимальные величины передаваемой из энергосистемы и генерируемой в СЭС ПП реактивной мощности должны определяться технико-экономическими расчётами. Передача РМ от СГ ТЭЦ потребителям, как правило, осуществляется по коротким сетям, что сопровождается малыми потерями мощности и, следовательно, обуславливает возможность более широкого использования генерируемой ими РМ.

На возможность генерации реактивной мощности энергосистемой влияет режим её потребления в системах электроснабжения промышленных предприятий: в часы максимума электрических нагрузок энергосистемы возникает дефицит реактивной мощности, а в часы минимума – ее избыток. В соответствие с этим, предприятиям задается ряд показателей, характеризующих потребление реактивной мощности в указанные периоды времени. При несоблюдении предприятиями режима потребления реактивной мощности, к ним предъявляются штрафные санкции.

5.6.2. Синхронные компенсаторы

Синхронные компенсаторы (СК) специально устанавливаются для выработки реактивной мощности. Это один из видов синхронных машин, работающих без активной нагрузки на валу (валы СК выполняются облегченными, воздушные зазоры у них меньше, чем у синхронных двигателей и генераторов соответствующей мощности). Удельные затраты на выработку РМ значительны и колеблются в пределах 7–15 руб./квар (в ценах

1990 г.) [17]. В настоящее время отечественная промышленность выпускает СК мощностью от 5 до 160 МВ·А.

Достоинствами СК как источников РМ являются: положительный регулирующий эффект, заключающийся в возможности быстродействующего, автоматического, плавного, с широкими пределами регулирования генерируемой или потребляемой РМ и, следовательно, уровня напряжения в точке подключения СК к СЭС; достаточная термическая и электродинамическая стойкость обмоток СК во время коротких замыканий; допускают 2–3-кратные перегрузки по току; возможность восстановления поврежденных СК путем проведения ремонтных работ. В то же время СК, являясь вращающимися машинами, более сложны в эксплуатации и имеют значительные удельные потери активной мощности (около 100 Вт/квар) при выработке РМ.

На ПП применение СК допускается, когда мощность КУ превышает 10 Мвар. Как правило, СК устанавливаются на крупных районных подстанциях энергосистемы. Например, в отечественной практике [14] для уменьшения колебаний напряжения, обусловленных резкопеременными реактивными нагрузками, применяются быстродействующие СК мощностью 7,7 Мвар на напряжение 10 кВ и мощностью 10 Мвар на напряжение 6 кВ. Максимальная скорость изменения реактивной мощности, выдаваемой в сеть, составляет 130 Мвар/с, возможна кратковременная работа с 2-кратной перегрузкой. СК успешно работают на некоторых металлургических заводах, в частности, в СЭС станов горячего проката.

5.6.3. Синхронные двигатели

Синхронные двигатели (СД) могут, как потреблять, так и генерировать реактивную мощность как попутный продукт при выполнении своей основной задачи – преобразования электрической энергии в механическую. Поэтому удельные затраты на выработку реактивной мощности двигателями малы, т. к. капитальные затраты на их установку относятся по прямому их назначению.

СД, как источники РМ, обладают следующими достоинствами: находятся непосредственно в цехе, поэтому потери активной мощности на передачу РМ минимальны; обеспечивают плавное регулирование РМ; повышают предел устойчивости нагрузки за счёт регулирования напряжения в точке присоединения к СЭС.

Характер и значение реактивной мощности СД определяются величиной тока возбуждения в обмотке ротора. На рис. 5.14 приведены кривые зависимости тока статора $I_{ст}$ и реактивной мощности СД $Q_{сд}$ от тока возбуждения $I_{в}$ при различных значениях коэффициента загрузки β СД по активной мощности. Левые ветви кривых соответствуют недовозбуждению СД – в этом режиме он представляет для сети активно-индуктивную

нагрузку. Правые ветви кривых соответствуют режиму перевозбуждения – в этом режиме СД представляет для сети активно-ёмкостную нагрузку, т. е. работает не только как двигатель, но и как источник РМ.

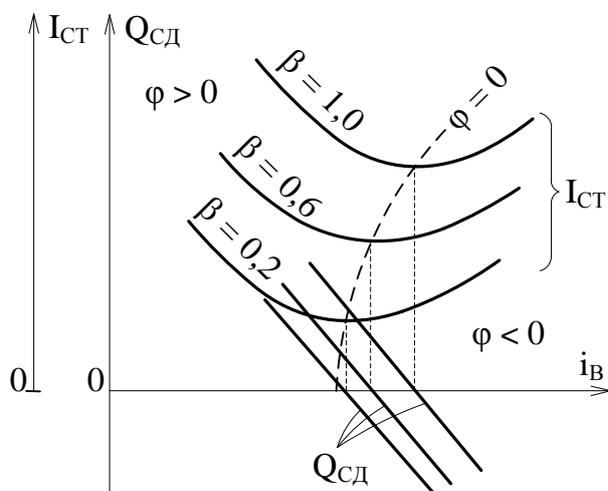


Рис. 5.14. Характеристики синхронного двигателя

Техническая возможность использования СД в качестве источников РМ ограничивается наибольшей величиной реактивной мощности $Q_{сд.м}$, которую он может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и электро-технической стали статора и ротора. Условия работы СД характеризуются следующими основными параметрами: коэффициентом загрузки по активной мощности $\beta = P/P_{сд.н}$; коэффициентом загрузки по РМ

$\alpha = Q/Q_{сд.н}$; относительной величиной напряжения на зажимах $U^* = U/U_{н}$. При номинальных условиях работы, когда $\beta = 1$ и $U^* = 1$, СД может длительно генерировать номинальную РМ $Q_{сд.н}$. При загрузке по активной мощности $\beta < 1$ величина генерируемой РМ может быть увеличена. Эту мощность называют **располагаемой** или максимальной РМ СД при данной нагрузке, которая определяется по формуле

$$Q_{сд.м} = \alpha_m \cdot \sqrt{P_{сд.н}^2 + Q_{сд.н}^2} \quad (5.31)$$

Наибольшая допустимая перегрузка α_m СД зависит от его загрузки по активной мощности и коэффициента $\cos \varphi$, с которым СД должен работать. При известной загрузке СД по активной мощности β перегрузка α_m может быть определена по номограмме (рис. 5.15).

Кроме **номинальной** $Q_{сд.н}$ и **располагаемой** $Q_{сд.м}$ реактивных мощностей синхронных двигателей следует различать **оптимальную** реактивную мощность $Q_{сд.опт}$ СД, которая определяется при оптимизационных расчётах источников реактивной мощности системы электроснабжения промышленного предприятия. Разность между располагаемой и оптимальной мощностями используется в качестве **резерва реактивной мощности** на предприятии

$$Q_{рез.рм} = Q_{сд.м} - Q_{сд.опт} \quad (5.32)$$

Следует отметить, что СД выпускаются с номинальной реактивной мощностью $Q_{сд.ном} = 0,5 P_{сд.ном}$, которую они могут генерировать в сеть, т. е. с номинальным коэффициентом реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{ном} = -0,5$.

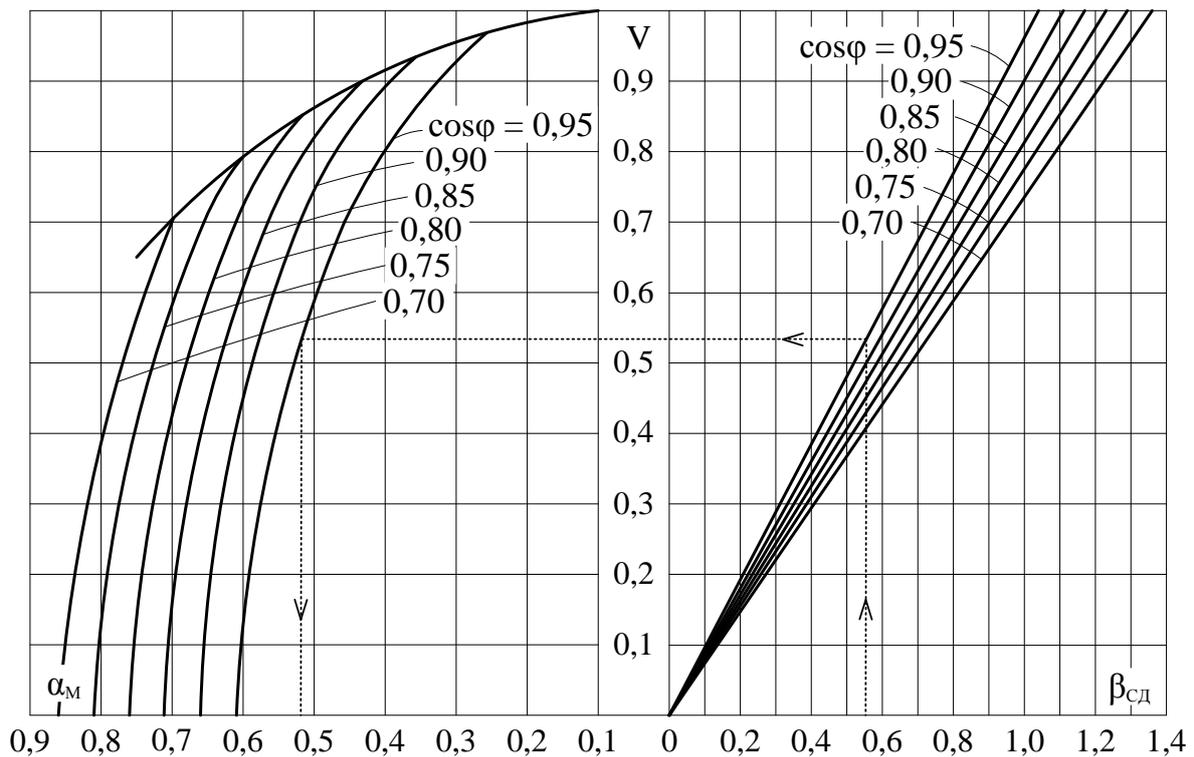


Рис. 5.15. Номограмма для определения располагаемой реактивной мощности СД при номинальных значениях напряжения и тока возбуждения

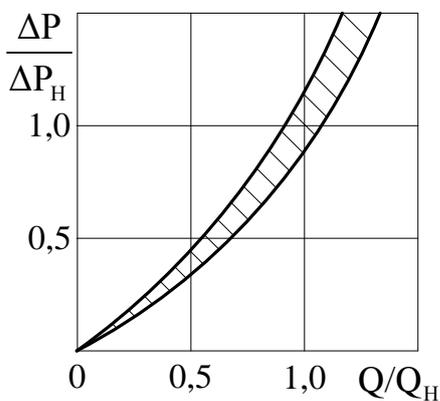


Рис. 5.16. Потери активной мощности в СД

При генерации реактивной мощности в синхронном двигателе возникают потери активной мощности $\Delta P = f(\alpha, \beta, U_*)$. Соответствующие кривые показаны на рис. 5.16 [17]. С достаточной для практических расчетов точностью это семейство кривых может быть заменено кривой второго порядка, уравнение которой представляется в виде суммы двух членов

$$\Delta P = D_1 \cdot \frac{Q}{Q_{\text{СД,ном}}} + D_2 \cdot \frac{Q^2}{Q_{\text{СД,ном}}^2}, \quad (5.33)$$

где D_1 и D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров СД, кВт, и характеризующие потери активной мощности в СД при генерации им реактивной мощности.

Для группы параллельно работавших СД, одинаково загруженных, однопотных, с одинаковой номинальной мощностью $Q_{\text{СД,ном}}$, потери активной мощности

$$\Delta P = D_1 \cdot \frac{Q}{Q_{\text{СД,НОМ}}} + D_2 \cdot \frac{Q^2}{N \cdot Q_{\text{СД,НОМ}}^2}, \quad (5.34)$$

где N – число СД; Q – суммарная реактивная мощность, генерируемая всеми СД.

В табл. 5.1 приведены характеристики синхронных двигателей напряжением 6 и 10 кВ.

Синхронный двигатель вырабатывает (отдаёт в сеть) реактивную мощность, что вызывает уменьшение потерь активной мощности в сети. Однако при этом увеличиваются суммарные активные потери в самом двигателе. При каких-то условиях дополнительные потери в СД могут превзойти экономию от уменьшения потерь в сети. Поэтому количество вырабатываемой СД реактивной мощности должно определяться путём технико-экономических расчётов конкретно для каждой электрической сети.

В заключение проведём технико-экономическое сравнение СД, имеющих разные частоты вращения ротора и разные номинальные мощности [14]. Особенно эффективны как источники РМ быстроходные СД (3000 об/мин), для которых потери активной мощности $\Delta P_{\text{СД}}$, возникающие при генерации РМ, составляют около 10 Вт/квар, а их максимальная нагрузка по РМ достигает $\alpha_M = 1,2$. Для СД с частотой вращения 300–500 об/мин $\Delta P_{\text{СД}} = 20\text{--}30$ Вт/квар и $\alpha_M = 0,2\text{--}0,6$, а для СД с частотой вращения 50–100 об/мин $\Delta P_{\text{СД}} = 60\text{--}85$ Вт/квар и $\alpha_M = 0\text{--}0,2$. Таким образом, быстроходные СД являются эффективными источниками РМ непосредственно в цехах. Тихоходные СД, как правило, работают с $\text{tg}\varphi$, близким к нулю, и используются как резерв РМ предприятия.

На экономичность СД влияет и величина номинальной РМ $Q_{\text{СД,НОМ}}$: чем больше $Q_{\text{СД,НОМ}}$, тем лучше технико-экономические показатели СД. Для подтверждения приведенных положений в табл. 5.2 и 5.3 представлены расчётные затраты на генерацию РМ. В табл. 5.2 рассматриваются СД с одинаковой номинальной активной мощностью $P_{\text{СД,НОМ}} = 1000$ кВт напряжением 6 кВ, но с различными частотами вращения. В табл. 5.3 рассматриваются СД напряжением 10 кВ с одинаковой частотой вращения $n = 600$ об/мин, но с различными $P_{\text{СД,НОМ}}$ и $Q_{\text{СД,НОМ}}$. В расчетах использованы соотношения для затрат, приведенные в разделе 6.3.1. Принято: $C_0 = 100$ руб./кВт; $K_P = 600$ руб. (цены 1990 г.); $E_P = 0,27$. Расчётные затраты

$$Z = Z_0 + Z_1 Q + Z_2 Q^2 \quad (5.35)$$

определены для генерируемой СД мощности $Q = 0,5$ Мвар.

Таблица 5.1

Характеристики синхронных двигателей

| п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт | п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт |
|-----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Серия СДН 10 кВ | | | | | 300 | 1250 | 645 | 9,71 | 8,07 |
| 1000 | 1250 | 645 | 6,77 | 6,98 | | 1600 | 826 | 10,5 | 11,9 |
| | 1600 | 817 | 7,58 | 7,56 | | 2000 | 1025 | 13,0 | 12,3 |
| | 2000 | 1010 | 8,39 | 7,20 | | 2500 | 1275 | 12,3 | 12,3 |
| | 2500 | 1256 | 9,20 | 8,93 | | 3200 | 1620 | 14,0 | 15,1 |
| | 3200 | 1620 | 11,3 | 11,0 | 250 | 1250 | 650 | 9,83 | 8,83 |
| 4000 | 2010 | 10,6 | 11,8 | 1600 | | 825 | 11,1 | 9,51 | |
| 5000 | 2510 | 13,1 | 11,0 | 2000 | | 1025 | 12,5 | 8,53 | |
| 750 | 1250 | 640 | 7,20 | 6,48 | | 2500 | 1280 | 13,7 | 13,3 |
| | 1600 | 815 | 8,30 | 8,12 | | 3200 | 1635 | 18,2 | 14,4 |
| | 2000 | 1020 | 9,48 | 9,83 | Серия СТД 10 кВ | | | | |
| | 2500 | 1265 | 8,81 | 8,23 | 3000 | 630 | 320 | 2,07 | 3,4 |
| | 3200 | 1615 | 12,2 | 12,3 | | 800 | 408 | 2,47 | 4,46 |
| 4000 | 2010 | 14,2 | 13,0 | 1200 | | 5050 | 3,21 | 3,03 | |
| 5000 | 2510 | 15,0 | 12,8 | 1250 | | 630 | 3,60 | 4,92 | |
| 6300 | 3160 | 16,5 | 15,3 | 1600 | | 805 | 4,25 | 6,27 | |
| 600 | 1250 | 637 | 7,79 | 5,23 | | 2000 | 1000 | 4,80 | 7,56 |
| | 1600 | 820 | 8,99 | 7,43 | | 2500 | 1250 | 5,80 | 7,96 |
| | 2000 | 1015 | 9,64 | 7,50 | | 3200 | 1600 | 7,16 | 10,1 |
| | 2500 | 1265 | 10,1 | 10,2 | | 4000 | 2000 | 8,34 | 12,6 |
| | 3200 | 1620 | 10,3 | 13,6 | | 5000 | 2500 | 8,95 | 15,0 |
| | 4000 | 2012 | 11,3 | 13,6 | 6300 | 3150 | 8,98 | 16,3 | |
| | 5000 | 2510 | 14,1 | 13,7 | 8000 | 4000 | 10,4 | 19,4 | |
| | 6300 | 3170 | 17,6 | 18,7 | 10000 | 5000 | 11,9 | 25,4 | |
| 500 | 1250 | 642 | 9,08 | 8,53 | 12500 | 6200 | 16,7 | 27,4 | |
| | 1600 | 820 | 9,51 | 11,0 | Серия СДН, 6 кВ | | | | |
| | 2000 | 1020 | 10,0 | 9,36 | 1000 | 1000 | 511 | 5,09 | 3,99 |
| | 2500 | 1275 | 8,49 | 10,2 | | 1250 | 633 | 4,74 | 4,42 |
| | 3200 | 1620 | 9,72 | 11,2 | | 1600 | 812 | 6,65 | 6,80 |
| | 4000 | 2039 | 16,49 | 15,4 | | 2000 | 1010 | 8,06 | 7,53 |
| | 5000 | 2520 | 16,5 | 16,4 | | 2500 | 1260 | 8,13 | 7,74 |
| | 6300 | 3160 | 14,2 | 19,4 | | 3200 | 1610 | 10,3 | 8,91 |
| | 8000 | 4000 | 16,9 | 22,1 | | 4000 | 2000 | 14,1 | 11,8 |
| | 375 | 1250 | 642 | 10,0 | | 7,79 | 5000 | 2500 | 13,8 |
| 1600 | | 825 | 10,3 | 10,4 | 6300 | 3150 | 14,6 | 13,1 | |
| 2000 | | 1020 | 10,4 | 12,0 | | | | | |
| 2500 | | 1280 | 13,2 | 13,1 | | | | | |
| 3200 | | 1625 | 14,7 | 14,7 | | | | | |
| 4000 | | 2020 | 18,5 | 13,8 | | | | | |

Продолжение табл. 5.1

| п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт | п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт |
|-----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Серия СДН, 6 кВ | | | | | 500 | 8000 | 3990 | 18,1 | 18,5 |
| 750 | 800 | 407 | 4,9 | 4,57 | | 10000 | 5000 | 20,6 | 22,5 |
| | 1000 | 511 | 4,37 | 4,96 | 375 | 320 | 170 | 4,76 | 4,1 |
| | 1250 | 637 | 7,73 | 7,29 | | 400 | 211 | 5,31 | 4,27 |
| | 1600 | 812 | 7,22 | 7,33 | | 500 | 262 | 5,52 | 4,23 |
| | 2000 | 1010 | 8,08 | 6,98 | | 630 | 327 | 6,64 | 4,91 |
| | 2500 | 1265 | 11,2 | 10,2 | | 800 | 415 | 7,07 | 5,25 |
| | 3200 | 1615 | 10,1 | 10,5 | | 100 | 515 | 8,3 | 6,55 |
| | 4000 | 2010 | 11,0 | 11,4 | | 1250 | 642 | 8,43 | 7,07 |
| | 5000 | 2510 | 17,2 | 15,2 | | 1600 | 821 | 12,1 | 7,56 |
| | 6300 | 3150 | 18,1 | 14,8 | | 2000 | 1020 | 11,9 | 10,4 |
| | 8000 | 3980 | 20,3 | 18,1 | | 2500 | 1270 | 12,5 | 11,8 |
| | 10000 | 5000 | 23,5 | 21,0 | | 3200 | 1615 | 17,6 | 12,2 |
| 600 | 630 | 325 | 5,36 | 4,06 | | 4000 | 2020 | 17,6 | 13,4 |
| | 800 | 410 | 5,76 | 4,63 | 300 | 320 | 172 | 4,64 | 4,6 |
| | 1000 | 511 | 7,66 | 5,38 | | 400 | 211 | 5,13 | 5,08 |
| | 1250 | 637 | 7,54 | 6,58 | | 500 | 264 | 5,81 | 5,39 |
| | 1600 | 812 | 7,79 | 6,99 | | 630 | 330 | 6,86 | 5,46 |
| | 2000 | 1010 | 10,7 | 8,68 | | 800 | 416 | 7,76 | 6,0 |
| | 2500 | 1265 | 10,9 | 8,46 | | 1000 | 519 | 9,6 | 7,7 |
| | 3200 | 1615 | 11,6 | 10,5 | | 1250 | 646 | 9,87 | 8,25 |
| | 4000 | 2010 | 12,9 | 12,7 | | 1600 | 825 | 10,8 | 9,15 |
| | 5000 | 2510 | 14,6 | 11,7 | | 2000 | 1020 | 13,4 | 9,85 |
| | 6300 | 3150 | 17,1 | 14,4 | | 2500 | 1270 | 15,3 | 10,7 |
| | 8000 | 4000 | 22,3 | 20,1 | | 3200 | 1630 | 16,9 | 11,8 |
| | 10000 | 5000 | 22,7 | 22,1 | | 4000 | 2020 | 18,2 | 13,0 |
| 500 | 400 | 209 | 3,88 | 2,97 | 250 | 320 | 172 | 5,78 | 4,22 |
| | 500 | 257 | 5,05 | 3,63 | | 400 | 214 | 5,83 | 4,34 |
| | 630 | 327 | 5,16 | 4,72 | | 500 | 264 | 6,14 | 4,58 |
| | 800 | 412 | 6,48 | 5,54 | | 630 | 331 | 6,86 | 4,45 |
| | 1000 | 511 | 6,61 | 5,88 | | 800 | 418 | 8,5 | 6,3 |
| | 1250 | 637 | 8,44 | 6,09 | | 1000 | 520 | 10,0 | 7,19 |
| | 1600 | 816 | 8,63 | 7,61 | | 1250 | 646 | 10,3 | 8,25 |
| | 2000 | 1020 | 9,22 | 8,29 | | 1600 | 825 | 14,6 | 10,4 |
| | 2500 | 1265 | 11,5 | 9,36 | | 2000 | 1025 | 16,0 | 10,4 |
| | 3200 | 1615 | 10,2 | 11,7 | | 2500 | 1270 | 15,9 | 11,7 |
| | 4000 | 2010 | 11,3 | 13,2 | | 3200 | 1630 | 16,7 | 15,4 |
| | 5000 | 2520 | 20,0 | 14,9 | | 4000 | 2030 | 20,8 | 16,3 |
| | 6300 | 3160 | 21,0 | 16,3 | | | | | |

Окончание табл. 5.1

| п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт | п, об/мин | Р _{сдн} , кВт | Q _{сдн} , квар | D ₁ , кВт | D ₂ , кВт |
|----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------|---------------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Серия СДН, 6кВ | | | | | Серия СД, 6 кВ | | | | |
| 187 | 320 | 174 | 5,19 | 4,72 | 3000 | 630 | 320 | 2,02 | 3,25 |
| | 400 | 216 | 5,97 | 5,38 | | 800 | 408 | 2,59 | 3,95 |
| | 500 | 266 | 6,57 | 5,29 | | 1000 | 505 | 3,00 | 4,49 |
| | 630 | 334 | 6,27 | 6,91 | | 1250 | 630 | 3,67 | 4,07 |
| | 600 | 423 | 11,1 | 7,29 | | 1600 | 705 | 4,56 | 4,85 |
| | 1000 | 524 | 11,5 | 8,31 | | 2000 | 1000 | 4,89 | 6,72 |
| | 1250 | 650 | 12,1 | 8,4 | | 2500 | 1250 | 6,49 | 6,39 |
| 167 | 320 | 175 | 6,65 | 4,18 | | 3200 | 1600 | 7,23 | 8,12 |
| | 400 | 216 | 7,64 | 4,25 | | 4000 | 2000 | 7,90 | 11,4 |
| | 500 | 268 | 8,07 | 7,70 | | 5000 | 2500 | 9,07 | 13,6 |
| | 630 | 336 | 9,73 | 4,14 | | 6300 | 3150 | 9,04 | 13,0 |
| | 800 | 423 | 10,5 | 8,3 | | 8000 | 4000 | 10,4 | 17,0 |
| | 1000 | 523 | 11,3 | 8,31 | | 10000 | 5000 | 14,2 | 19,5 |
| | 1250 | 655 | 11,4 | 9,65 | | 12500 | 6200 | 17,0 | 24,4 |
| 150 | 320 | 181 | 6,26 | 6,93 | | | | | |
| | 400 | 220 | 6,22 | 6,12 | | | | | |
| | 500 | 268 | 6,53 | 5,9 | | | | | |
| 100 | 800 | 430 | 12,9 | 10,3 | | | | | |
| | 1000 | 532 | 15,3 | 10,6 | | | | | |
| | 1250 | 660 | 21,0 | 11,9 | | | | | |
| | 1600 | 838 | 21,5 | 12,1 | | | | | |
| | 2000 | 1040 | 20,7 | 13,9 | | | | | |
| | 2500 | 1290 | 19,6 | 19,2 | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Таблица 5.2

| Параметры | Частота вращения ротора СД, об/мин | | | |
|---|------------------------------------|-------|-------|-------|
| | 1000 | 500 | 250 | 100 |
| Q _{сдном} , Мвар | 0,511 | 0,511 | 0,520 | 0,532 |
| D ₁ , кВт | 5,62 | 6,61 | 10,0 | 15,3 |
| D ₂ , кВт | 3,91 | 5,88 | 7,19 | 10,6 |
| Z ₀ , руб. | 162 | 162 | 162 | 162 |
| Z ₁ , руб./Мвар | 996 | 1293 | 1923 | 2876 |
| Z ₂ , руб./Мвар ² | 1528 | 2252 | 2659 | 3745 |
| Z, руб. | 992 | 1371 | 1787 | 2536 |
| Z, о. е. | 1,0 | 1,38 | 1,80 | 2,56 |

Из анализа данных табл. 5.2 видно, что при уменьшении частоты вращения возрастают коэффициенты D_1 и D_2 , характеризующие потери активной мощности в СД, что в итоге приводит к увеличению затрат на генерацию ими РМ, т. е. снижению экономичности СД.

Из анализа данных табл. 5.3 видно, что уменьшение номинальной РМ $Q_{СД,НОМ}$, несмотря на уменьшение коэффициентов D_1 и D_2 , ведёт к увеличению как удельных затрат Z_1 и Z_2 , так и суммарных расчётных затрат Z , т. е. к снижению экономичности СД.

Таблица 5.3

| Параметры | Номинальная мощность СД $Q_{СД,НОМ}$, Мвар | | | |
|--------------------------------|---|------|-------|-------|
| | 2,51 | 1,62 | 1,015 | 0,637 |
| $P_{СД,НОМ}$, МВт | 5,00 | 3,20 | 2,00 | 1,25 |
| D_1 , кВт | 14,1 | 10,3 | 9,64 | 7,79 |
| D_2 , кВт | 13,7 | 13,6 | 7,50 | 5,23 |
| Z_0 , руб. | 162 | 162 | 162 | 162 |
| Z_1 , руб./Мвар | 546 | 636 | 950 | 1223 |
| Z_2 , руб./Мвар ² | 217 | 518 | 728 | 1289 |
| Z , руб. | 489 | 609 | 819 | 1097 |
| Z , о.е. | 1,0 | 1,24 | 1,67 | 2,24 |

5.6.4. Статические конденсаторы

Статические конденсаторы (будем использовать термин батареи конденсаторов – БК) получили на промышленных предприятиях наибольшее распространение как средство компенсации реактивной мощности. Основные их достоинства:

1. Незначительные потери активной мощности: для БК напряжением до 1000 В – $\Delta P_{БКН} = 3,5–4,5$ Вт/квар; напряжением выше 1000 В – $\Delta P_{БКВ} = 2–3$ Вт/квар.

2. Отсутствие вращающихся частей и сравнительно малая масса установки БК, не требующей фундамента.

3. Более простая и дешёвая эксплуатация, чем других компенсирующих устройств.

4. Возможность регулирования мощности БК.

5. Возможность установки в любой точке сети – у отдельных электроприемников, группами в цехах, в РП или на ГПП.

6. Выход из строя отдельного конденсатора при надлежащей защите конденсаторной установки не отражается на её функционировании в целом.

Недостатки БК:

1. Плохо переносят перенапряжения.

2. Могут способствовать резонансу токов на одной из гармоник сети, что вызывает в ряде случаев повреждение БК вследствие перегрузки по току.

3. При повреждениях в условиях эксплуатации не могут быть отремонтированы.

4. Требуют снятия остаточного заряда (разряда) после отключения от сети.

Указанные выше преимущества БК перед другими видами источников РМ обеспечили их широкое применение в СЭС ПП. В схемах электропитания статические конденсаторы могут осуществлять (рис. 5.17):

1. Индивидуальную компенсацию РМ двигателей, осветительных установок, сварочных аппаратов, электротермических и других установок. Преимущество: непосредственное подключение БК к зажимам потребителя РМ. Недостаток: большое число БК малой мощности, что обуславливает повышенные капитальные вложения и сложность их эксплуатации.

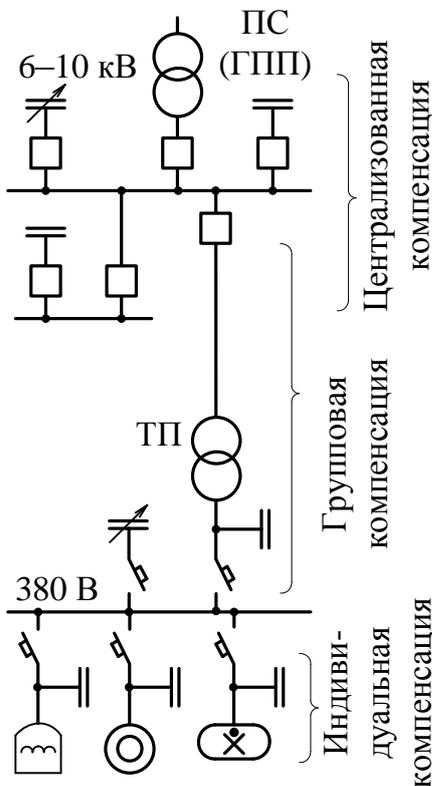


Рис. 5.17. Виды компенсации реактивной мощности

2. Групповую компенсацию РМ большого числа одиночных потребителей. Преимущество: небольшое число БК. Недостаток: не компенсируется РМ в линиях, питающих одиночные потребители.

3. Централизованную компенсацию РМ в центрах питания – в РП и на ГПП. Преимущества: уменьшение количества оборудования и снижение капитальных вложений; возможность изменения генерируемой РМ в зависимости от потребности или от заданного значения $\text{tg } \varphi$; возможность регулирования напряжения в режиме минимальных нагрузок предприятия. Недостаток: отсутствие разгрузки от РМ элементов СЭС, расположенных между БК и потребителем.

В трехфазной электрической сети батареи конденсаторов соединяют по схеме «треугольника» или «звезды». Реактивная мощность батарей конденсаторов, соединённых по схеме «треугольник», равна

$$Q = \omega \cdot C \cdot U_{\Delta}^2, \quad (5.36)$$

а БК, соединённых по схеме «звезда»

$$Q = \omega \cdot C \cdot U_{\Phi}^2, \quad (5.37)$$

где ω – угловая частота напряжения сети; C – суммарная ёмкость всех конденсаторов; $U_{л}$, $U_{ф}$ – линейное и фазное напряжения сети.

Из формул видно, что соединение конденсаторов по схеме «треугольника» позволяет получить от конденсаторов одной и той же емкости в 3 раза большую мощность, чем при их соединении по схеме «звезда».

Следует также отметить, что действительная мощность $Q_{д}$ БК зависит от фактического уровня напряжения $U_{с}$ в точке присоединения БК:

$$Q_{д} = Q_{к.ном} \cdot \left(\frac{U_{с}}{U_{к.ном}} \right)^2, \quad (5.38)$$

где величины $Q_{к.ном}$ и $U_{к.ном}$ относятся к паспортным данным конденсаторов.

Таким образом, реактивная мощность БК пропорциональна квадрату напряжения сети.

Для безопасности обслуживания отключенных конденсаторов, например, для снятия остаточного напряжения перед проведением каких-либо работ с БК, параллельно конденсаторам наглухо включаются разрядные резисторы. Величина сопротивления резистора выбирается исходя из следующих условий: время разряда конденсатора не должно превышать 3–5 мин; потери активной мощности в резисторах не должны превышать 1 Вт/квар. Ориентировочно разрядное сопротивление определяется выражением, Ом,

$$R = 15 \cdot 10^6 \cdot \frac{U_{ф}}{Q_{к}}, \quad (5.39)$$

где $U_{ф}$ – фазное напряжение сети, кВ; $Q_{к}$ – мощность БК, квар.

В конденсаторных установках, выпускавшихся до конца 70-х годов, для разряда конденсаторов использовались при напряжении до 1000 В лампы накаливания, выше 1000 В – однофазные трансформаторы напряжения, подключаемые параллельно конденсаторам.

Промышленностью выпускаются комплектные конденсаторные установки (ККУ) на напряжения 0,38 и 0,66 кВ мощностью от 100 до 600 квар и на напряжения 6 и 10 кВ мощностью от 450 до 3150 квар. С 1987 г. ККУ комплектуются конденсаторами типа КЭК, пропитанными экологически безопасной жидкостью (миксофлекс или фенилсилилэтан), которые химически не стойки и разлагаются на воздухе, но горючи и токсичны. Ранее в конденсаторах типов КС и КСК в качестве жидкого диэлектрика применялся трихлордифенил, который обладает высокой химической и биологической стойкостью, трудно поддается разложению, накапливается в природе.

Каждый конденсатор конструктивно содержит ряд последовательно (для увеличения номинального напряжения) и параллельно (для увеличе-

ния ёмкости) соединенных секций. Каждая секция состоит из металлических обкладок (алюминиевой фольги толщиной 0,01 мм) и разделяющих изолирующих прослоек (из конденсаторной бумаги толщиной 0,007–0,012 мм). У низковольтных конденсаторов прокладки выполняются в виде 1–3 слоев, а у высоковольтных – 10–17 слоев. Относительный расход бумаги и фольги на 1 квар мощности в низковольтных конденсаторах больше, чем в высоковольтных конденсаторах, что и обуславливает их большую удельную стоимость. Удельная стоимость низковольтных ККУ в зависимости от их мощности составляет 8–14 руб./квар, высоковольтных – 4–5 руб./квар (в ценах 1990 г.).

Конструктивно ККУ напряжением 6–10 кВ состоит из ячейки ввода и одной или нескольких конденсаторных ячеек (рис. 5.18). В ячейке ввода находится трехполюсный разъединитель с заземляющими ножами и приводом, элементы электромагнитной блокировки и измерительная аппаратура. В конденсаторной ячейке размещены три конденсатора типа КЭК2-10,5-150 со встроенными разрядными резисторами. Конденсаторы соединены по схеме «треугольника». Для защиты ККУ при пробое отдельного конденсатора последовательно с каждым установлен предохранитель, имеющий указатель срабатывания. Предохранитель устанавливается отдельно от конденсатора с учетом требуемых ПУЭ изоляционных промежутков. Пример записи типа ККУ: УКЛ(П)-10,5-450–3150 – установка конденсаторная с левым или правым размещением ячейки ввода, напряжением 10,5 кВ, номинальная мощность от 450 до 3150 квар. Высоковольтные ККУ имеют ступень регулирования РМ, равную 150 квар, а низковольтные ККУ – в зависимости от используемых конденсаторов от 37,5 до 150 квар.

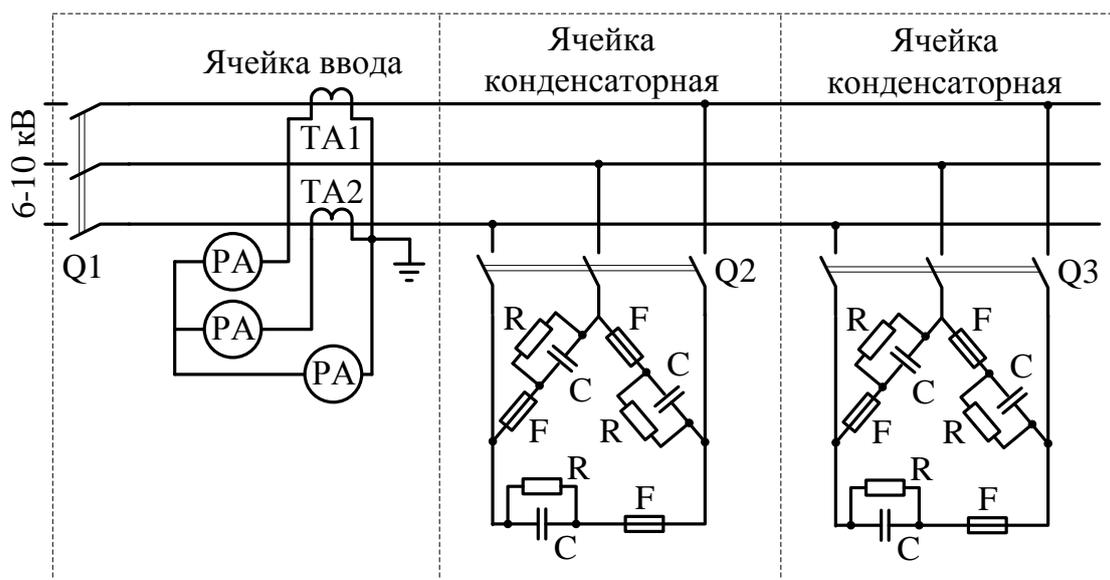


Рис. 5.18. Схема комплектной конденсаторной установки напряжением 6–10 кВ

Отличием ККУ напряжением до 1000 В является то, что они комплектуются конденсаторами в трехфазном исполнении, со встроенными разрядными резисторами и предохранителями. Ранее выпускавшиеся ККУ типа УКЛ(П)Н-0,38 имели автоматическое регулирование, осуществляемое регулятором АРКОН в функции напряжения сети (в обозначении типа ККУ добавлена буква Н), а с 1986 г. ККУ типа УКМ-0,38 комплектуются автоматическими регуляторами типа Б2201, осуществляющими регулирование БК в функции РМ сети (в обозначении типа ККУ добавлена буква М). Коммутация конденсаторов осуществляется с помощью магнитных пускателей серии ПМА (рис. 5.19).

В системах электроснабжения, питающих преобразовательные установки и другие установки с нелинейными нагрузками, ток и напряжение содержат высшие гармоники. Чем выше номер гармоники, тем меньше ёмкостное сопротивление конденсатора $X_C = 1/(\omega C)$, что может приводить к дополнительной нагрузке БК (рис. 5.20, а) и выходу её из работы. Токи высших гармоник в БК значительно увеличиваются, если в СЭС образуется резонансный контур, состоящий из ёмкости БК и индуктивностей СЭС [9] и могут превысить допустимую перегрузочную способность БК, составляющую 130 % $I_{К.НОМ}$. Поэтому в указанных электрических сетях прямое подключение к сети одних БК не допускается.

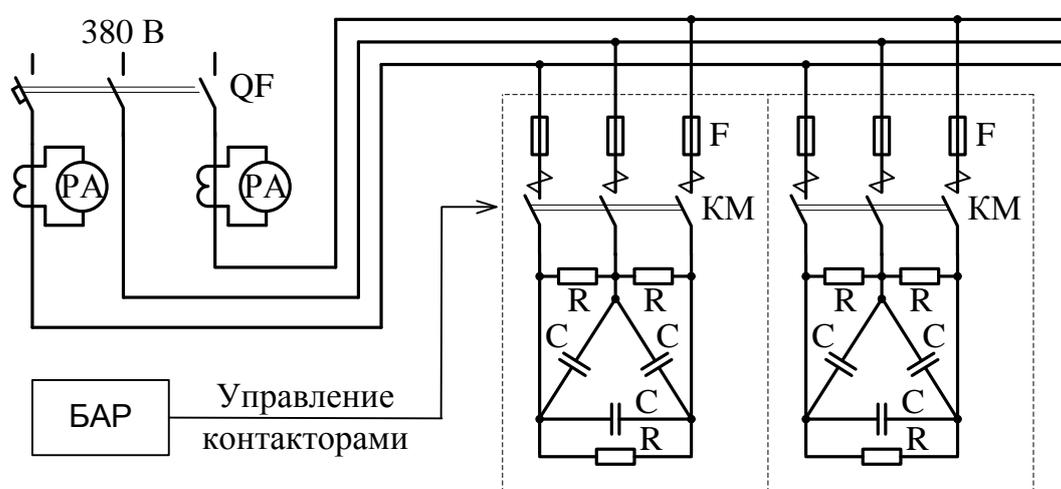


Рис. 5.19. Схема комплектной конденсаторной установки напряжением 380 В

Для предотвращения резонансных явлений последовательно с БК включают защитный реактор (рис. 5.20, б). Индуктивное сопротивление реактора должно быть рассчитано так, чтобы в этой цепи создавался резонанс напряжений на частоте, которая должна быть меньше наименьшей гармоники, возникающей в электрической сети при нелинейной нагрузке, т. е. должно выполняться условие

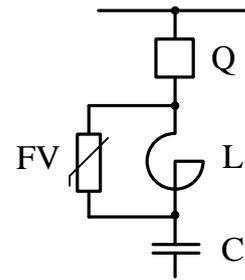
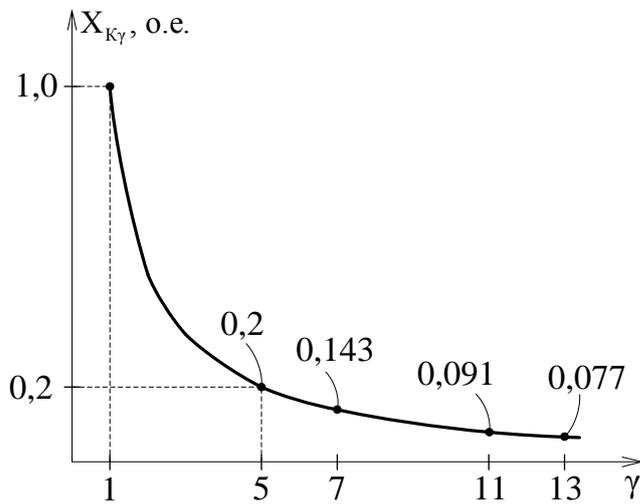
$$v_p \omega L = \frac{1}{v_p \omega C}; \quad v_p < v_{\text{МИН}}, \quad (5.40)$$

где v_p – гармоника, на которую необходимо настроить последовательную LC-цепь; $v_{\text{МИН}}$ – минимальная гармоника, возникающая при нелинейной нагрузке.

Минимальная гармоника для вентиляльных преобразователей с любой фазностью выпрямления принимается $v_{\text{МИН}} = 5$, а для ДСП – $v_{\text{МИН}} = 3$ [14]. Для защиты БК необходимо, чтобы эта цепь имела индуктивный характер для всех высших гармоник и ёмкостный – для основной частоты сети.

Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется из условия

$$X_p > \frac{X_c}{v_{\text{МИН}}^2}. \quad (5.41)$$



а)

б)

Рис. 5.20. Изменение сопротивления конденсатора в зависимости от номера гармоники (а) и батарея конденсаторов с защитным реактором (б)

При этом в качестве резонансной частоты v_p , на которую должна рассчитываться LC-цепь, может быть принята [Вагин, Жежеленко-1986]

$$v_p = \frac{v_{\text{МИН}}}{1,1} = \frac{5}{1,1} = 4,54. \quad (5.42)$$

Следовательно, если в электрической сети присутствует минимальная гармоника $v_{\text{МИН}} = 5$, то LC-цепь должна быть настроена на гармонику $v_p = 4,54$. С учётом этого для $v_{\text{МИН}} = 5$ сопротивление защитного реактора можно определить по выражению

$$X_P = \frac{X_C}{v_P^2} = \frac{1,21 \cdot X_C}{v_{\text{МИН}}^2} = \frac{1,21 \cdot U_{\text{К.НОМ}}^2}{v_{\text{МИН}}^2 \cdot Q_{\text{К.НОМ}}}. \quad (5.43)$$

где $U_{\text{К.НОМ}}$ и $Q_{\text{К.НОМ}}$ – номинальные напряжение и мощность БК.

В нормальном режиме работы напряжение 1-й гармоники на реакторе определяется выражением

$$U_{P1} = \frac{U_1}{1 - v_P^2} \quad (5.44)$$

и составляет около 12,5 % U_1 для $v_P = 3$ и 4,2 % U_1 для $v_P = 5$.

На такую же величину повышается напряжение на последовательно включенном конденсаторе. Поэтому в таких схемах должны быть использованы конденсаторы с повышенным номинальным напряжением. Для защиты реактора от перенапряжений в момент включения или при пробое конденсатора параллельно с реактором устанавливается разрядник многократного действия (рис. 5.20, б).

Такая схема несколько увеличивает РМ Q'_K , отдаваемую БК в сеть. Рассмотрим это влияние для $v_P = 3$. Запишем соотношение:

$$\frac{Q'_K}{Q_{\text{К.НОМ}}} = \frac{U^2}{X_C - X_P} \cdot \frac{X_C}{U^2} = \frac{X_C}{X_C - 1/9X_C} = \frac{9}{8} = 1,125. \quad (5.45)$$

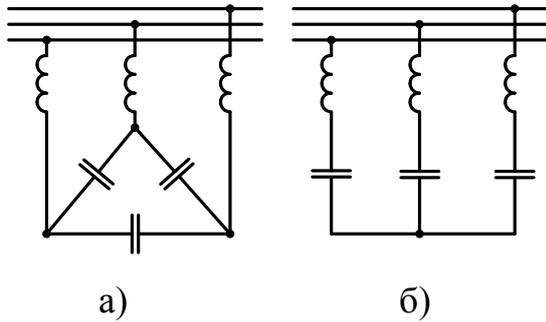
Итак, отдаваемая в сеть РМ Q'_K схемы, состоящей из последовательно соединенных конденсатора и реактора, возрастает до 1,125 $Q_{\text{К.НОМ}}$ мощности БК. Последнее нужно учитывать при выборе параметров данного вида компенсирующего устройства.

Схемы КУ с реакторами, установленными для защиты БК, следует отличать от силовых резонансных фильтров, которые настраиваются на определенные частоты. В настоящее время ККУ на напряжения до 1000 В и выше 1000 В выполняются с защитой от высших гармоник.

5.6.5. Силовые резонансные фильтры

Появление в СЭС ПП мощных управляемых вентильных преобразователей, электроприёмников с нелинейными вольт-амперными характеристиками привело к значительному искажению кривых токов и напряжений. Несинусоидальность кривой напряжения достигает в ряде случаев, например в сетях, питающих прокатные станы, 10–15 %. Одним из путей решения указанной проблемы является установка нерегулируемых или регулируемых силовых резонансных фильтров (СРФ) высших гармоник. Использование СРФ в настоящее время является перспективным, тем более, что конденсаторы этих фильтров одновременно являются источником ре-

активной мощности, т. е. СРФ являются многофункциональными устройствами.



а) б)
Рис. 5.21. Схемы резонансных фильтров

СРФ представляют собой различные комбинации схем соединения индуктивных и ёмкостных элементов. На практике широкое распространение получили две схемы (рис. 5.21, а и б), особенно с последовательным соединением конденсаторов и реакторов и включением их по схеме «звезда» [9]. Параметры реактора и конденсатора (рис. 5.24, б) подбирают таким образом, чтобы их результирующее реактивное сопротивление

$$X_{\Phi v} = X_{Lv} - X_{Cv} \quad (5.46)$$

было равно нулю на определённой частоте. При этом сопротивление фильтра на основной гармонике носит ёмкостный характер [14]:

$$X_{\Phi} = X_L - X_C = X_C \left(1 - \frac{1}{v^2} \right). \quad (5.47)$$

Реактивная мощность СРФ несколько больше мощности Q_K используемых в ней конденсаторов (см. п. 5.6)

$$Q_{\Phi} = Q_K \frac{v_p^2}{v_p^2 - 1}. \quad (5.48)$$

Напряжения основной частоты на реакторе и конденсаторе СРФ соответственно

$$U_{L1} = \frac{U_1}{1 - v_p^2} \quad \text{и} \quad U_{C1} = U_1 \frac{v_p^2}{v_p^2 - 1}. \quad (5.49)$$

Напряжение U_{L1} в процентах от основной гармоники напряжения сети U_1 для фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник составляет соответственно 4,2; 2,08; 0,83 и 0,59 % U_1 , а напряжение U_{C1} на такие же величины превышает 100 % U_1 .

Общее напряжение на конденсаторе может быть подсчитано по формуле

$$U_C = \sqrt{U_{C1}^2 + \sum_{v_{\text{МИН}}}^{v_n} U_{Cv}^2} \leq 1,1 \cdot U_{K.НОМ}, \quad (5.50)$$

где $U_{K.НОМ}$ – номинальное напряжение конденсаторной батареи.

Действующее значение тока в LC-цепи определяется по формуле

$$I_C = \sqrt{I_{C1}^2 + \sum_{v_{\text{мин}}}^{v_n} I_{Cv}^2} \leq 1,3 \cdot I_{\text{К.НОМ}}, \quad (5.51)$$

где I_{C1} и I_{Cv} – токи 1-й и v -й гармоник в цепи БК.

СРФ могут являться причиной резонансных явлений в электрической сети [14]. Для эффективной работы СРФ их надо устанавливать, начиная с гармоники самого низкого порядка, возникающей в данной сети. Если фильтры высших гармоник имеют отдельные выключатели, то их включение необходимо начинать с фильтра низшей гармоники, а отключение проводить с фильтра высшей гармоники. При аварийном отключении фильтра низшей гармоники должны быть немедленно отключены все фильтры высших гармоник.

При коммутационных операциях в СЭС с СРФ, при резких колебаниях напряжения вследствие набросов нагрузки, при различных возмущениях в питающей энергосистеме и т. п. в цепях СРФ возникают переходные процессы, сопровождающиеся сверхтоками и перенапряжениями на конденсаторах и реакторах. Эти процессы, как показали исследования, носят колебательный характер.

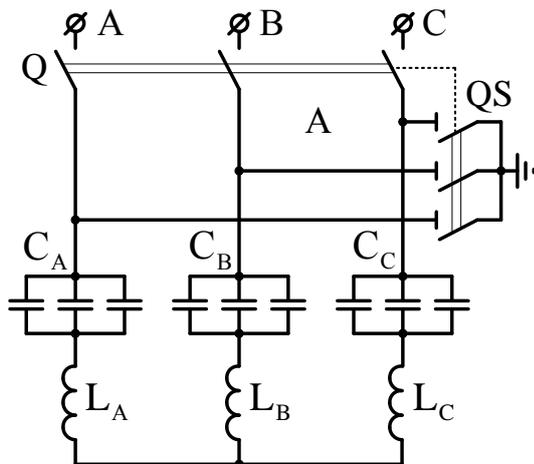


Рис. 5.22. Схема фильтра высших гармоник

В настоящее время наша промышленность выпускает СРФ на 5, 7, 11, 13-й гармоники мощностью 2412 квар. Пример условного обозначения типа СРФ: Ф5-10-2412-ЛУЗ – фильтр 5-й гармоники, напряжением 10 кВ, мощностью 2412 квар, с размещением блока управления слева и климатическим исполнением УЗ. Фильтры производства Усть-Каменогорского конденсаторного завода изготавливаются в виде комплектных устройств. Принципиальная электрическая схема СРФ представлена на рис. 5.22.

Конструктивно фильтр состоит из ячейки ввода с кабельным отсеком, трех конденсаторных ячеек (по 12 конденсаторов типа КС2-6,6-67-2УЗ и одному трансформатору тока ТШ-10-200/5-0,5/Р в каждой ячейке) и одной реакторной ячейки (с тремя реакторами ФРОС-160/6УЗ и тремя трансформаторами тока). В вводной ячейке имеется трехполюсный разъединитель для создания видимого разрыва и заземляющие ножи для заземления СРФ при ремонтных работах.

5.6.6. Статические тиристорные компенсаторы

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) являются перспективным средством компенсации РМ. Основным их преимуществом является большое быстродействие и, следовательно, возможность подавления колебаний напряжения. Существенна и возможность выполнения пофазного регулирования РМ, что необходимо в сетях с быстро меняющейся несимметричной нагрузкой, например, с дуговыми сталеплавильными печами. В настоящее время разработано много типов СТК на базе управляемых реакторов и конденсаторов в основном с использованием управляемых вентилях. Наибольшее распространение в зарубежной и отечественной практике получили устройства прямой и косвенной компенсации. В табл. 5.4 представлено качественное сравнение быстродействующих синхронных компенсаторов с СТК прямой и косвенной компенсации [14].

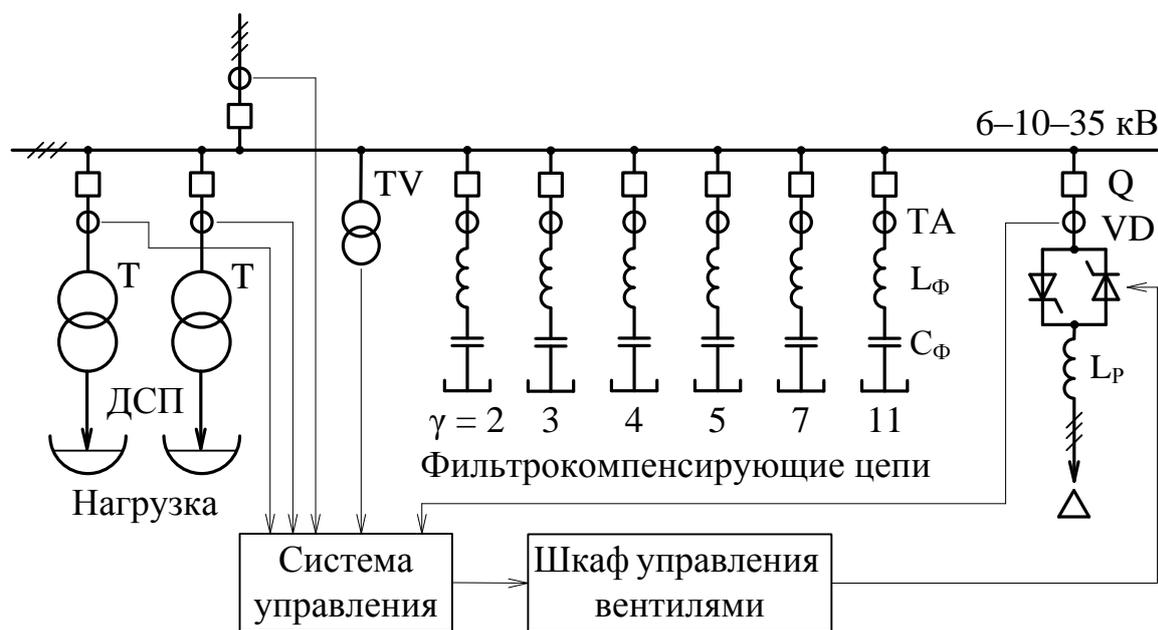
Таблица 5.4

| Сравниваемые параметры | Специальный синхронный компенсатор | Статические тиристорные компенсаторы | |
|---|--|--------------------------------------|---|
| | | прямой компенсации | косвенной компенсации |
| Время регулирования, с | Более 0,06 | Менее 0,02 | Менее 0,01 |
| Вид регулирования | Плавное | Ступенчатое | Плавное |
| Строительная часть | Массивные фундаменты | Фундаменты не требуются | |
| Работа на несимметричную нагрузку | Пофазное управление практически невозможно | Возможно пофазное управление | |
| Потери активной мощности, % от номинальной мощности | 2,5–4,0 | 0,5–1,0 | 1,0–2,0 |
| Искажение питающего напряжения | Нет | Нет | Управляемый тиристорами реактор является источником высших гармоник |

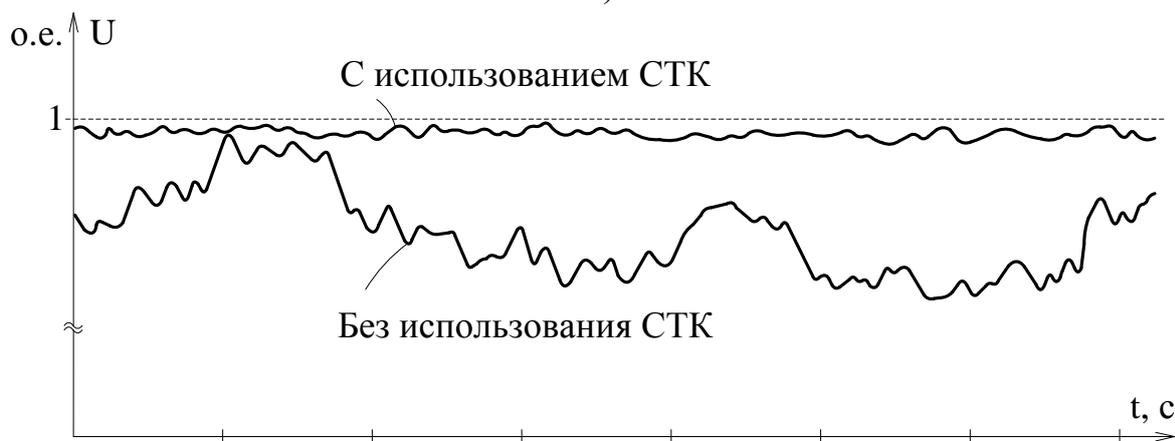
СТК прямой компенсации осуществляет ступенчатое регулирование РМ с помощью включения и отключения БК и СРФ при изменении РМ электроприёмников (рис. 5.23, а). Для обеспечения быстродействия в качестве выключателей применяются тиристорные ключи. Для улучшения

Ток в реакторе регулируется различными способами. Например, некоторые зарубежные фирмы применяют управляемый насыщающийся реактор. Однако его быстроедействие оценивается временем задержки более 0,06 с, что недостаточно для таких электроприемников, как ДСП. Поэтому используют регулирование тока реактора с помощью изменения угла проводимости встречно-параллельного включённых тиристоров. Такая схема обеспечивает плавное регулирование РМ с временем задержки 0,01 с, но сама схема является источником высших гармоник.

Серийно выпускаются СТК косвенного действия – тиристорные компенсаторы реактивной мощности (ТКРМ) напряжением 6–10–35 кВ. Компенсатор (рис. 5.24, а) содержит:



а)



б)

Рис. 5.24. Схема тиристорного компенсатора реактивной мощности ТКРМ

– фильтрокомпенсирующие цепи, состоящие из СРФ, настроенные на 2, 3, 4, 5, 7, 11-ю гармоники;

– полупроводниковый стабилизатор мощности (ПСМ), основу которого составляют трёхфазные компенсирующие реакторы L_p , соединённые по схеме треугольника и управляемые системой управления со шкафом управления вентилями VD;

– нагрузку, состоящую из дуговых сталеплавильных печей ДСП.

Источником реактивной мощности являются СРФ (табл. 5.5), а процесс регулирования и стабилизации реактивной мощности осуществляется с помощью ПСМ (табл. 5.6). Стабилизатор ПСМ подключен параллельно нагрузке и СРФ. Время регулирования реактивной мощности составляет не более 0,02 с, диапазон регулирования индуктивного тока трёхфазных компенсирующих реакторов L_p от 0 до 100 %. ПСМ обеспечивает стабилизацию потребляемой (отдаваемой) реактивной мощности с погрешностью не более 2 %, соответственно и напряжение питающей сети (рис. 5.24, б), а также симметрирование по фазам при резкопеременном и несимметричном характере электрических нагрузок.

Конструктивно серия СРФ, входящих в состав ТКРМ, выполнена следующим образом. Фильтровые реакторы представляют собой цилиндрические катушки с естественным воздушным охлаждением, намотанные многожильным проводом. Катушки фаз образуют трехфазный реактор высотой до 3000 мм. Конденсаторные установки включены по схеме «звезда». Каждый конденсатор защищен внешним быстродействующим предохранителем ПКК411. Для сетей напряжением 10 кВ и фильтров 5, 7, 11 и 13-й гармоник используются конденсаторы типа КСКФ-6,6-150, для фильтров 3-й гармоники – типа КСКФ-7,3-150, а для сетей напряжением 6 кВ – конденсаторы типа КСКФ-4,4-150.

Компенсирующие реакторы имеют однофазное исполнение, магнитопровод с немагнитным зазором, масляное охлаждение (см. табл. 5.6):

Имеются подобные разработки компенсаторов и на напряжение до 1000 В.

5.6.7. Полупроводниковые преобразователи

Вентильные преобразователи различного рода; переменного тока в постоянный; выпрямитель-инвертор; промышленной частоты в другие частоты и т. п. – как правило, являются потребителями РМ. Однако, применяя различные специальные режимы их работы, можно заставить эти преобразователи работать как источники РМ. С этой целью используются различные принципы, описанные, например, в [8]:

Таблица 5.5

| Напряжение сети, кВ | Номер гармоники | Мощность фильтра, Мвар | | Потери в фильтре, кВт | Ток, А | | Индуктивность СРФ, мГн | Мощность КУ, Мвар | Ёмкость фазы КУ, мкФ | |
|---------------------|-----------------|------------------------|--------------|-----------------------|-----------------------------|------------------|------------------------|-------------------|----------------------|-----|
| | | установленная | генерируемая | | полный длительно допустимый | основной частоты | | | | |
| 10,5 | 3 | 2,7 | 2,09 | 15,5 | 140 | 115 | 20,9 | 2,7 | 53,76 | |
| | | 6,3 | 4,89 | 21,4 | 340 | 269 | 8,98 | 6,3 | 125,4 | |
| | 5 | 2,7 | 2,37 | 13,8 | 165 | 131 | 6,16 | 2,7 | 65,8 | |
| | | 4,5 | 3,95 | 17,5 | 280 | 218 | 3,70 | 4,5 | 109,8 | |
| | | 6,3 | 5,54 | 22,6 | 390 | 304 | 2,64 | 6,3 | 153,5 | |
| | | 9,9 | 8,7 | 35 | 600 | 478 | 1,68 | 9,9 | 241,1 | |
| | 7 | 2,7 | 2,32 | 9,8 | 165 | 128 | 3,14 | 2,7 | 65,8 | |
| | | 4,5 | 3,88 | 14,0 | 280 | 213 | 1,89 | 4,5 | 109,8 | |
| | | 6,3 | 5,43 | 19,4 | 380 | 298 | 1,35 | 6,3 | 153,5 | |
| | | 9,9 | 8,53 | 25,0 | 600 | 468 | 0,86 | 9,9 | 241,1 | |
| | 11 | 2,7 | 2,3 | 7,6 | 165 | 126 | 1,27 | 2,7 | 65,8 | |
| | | 6,3 | 5,36 | 16,0 | 380 | 295 | 0,55 | 6,3 | 153,5 | |
| | | 9,9 | 8,42 | 20,0 | 600 | 463 | 0,35 | 9,9 | 241,1 | |
| | 13 | 2,7 | 2,09 | 7,3 | 165 | 126 | 0,91 | 2,7 | 65,8 | |
| | | 6,3 | 5,35 | 15,6 | 380 | 294 | 0,39 | 6,3 | 153,5 | |
| | | 9,9 | 8,40 | 17,5 | 600 | 462 | 0,25 | 9,9 | 241,1 | |
| | 6,3 | 3 | 2,7 | 2,08 | 14,2 | 240 | 190 | 7,61 | 2,7 | 148 |
| | | 5 | 2,7 | 1,92 | 11,2 | 220 | 176 | 2,79 | 2,7 | 148 |
| | | 7 | 2,7 | 1,88 | 7,9 | 220 | 173 | 1,40 | 2,7 | 148 |
| | | 11 | 2,7 | 1,86 | 5,9 | 220 | 171 | 0,57 | 2,7 | 148 |
| | | 13 | 2,7 | 1,86 | 5,2 | 220 | 170 | 0,41 | 2,7 | 148 |

Таблица 5.6

| Тип конденсатора | Номинальная мощность, Мвар | Номинальное напряжение, кВ | Тип стабилизатора | Тип компенсирующего реактора |
|------------------|----------------------------|----------------------------|-------------------|------------------------------|
| ТКРМ-6,3/6 | 6,3 | 6,3 | ПСМ-6,3/6 | РКОМ-3800/6 |
| ТКРМ-6,3/10 | 6,3 | 10,5 | ПСМ-6,3/10 | РКОМ-4000/10 |
| ТКРМ-12,5/6 | 12,5 | 6,3 | ПСМ-12,5/6 | РКОМ-7500/6 |
| ТКРМ-12,5/10 | 12,5 | 10,5 | ПСМ12,5/10 | РКОМ-7800/10 |
| ТКРМ-20/6 | 20,0 | 6,3 | ПСМ20/6 | РКОМ-12000/10 |
| ТКРМ-20/10 | 20,0 | 10,5 | ПСМ20/10 | РКОМ-12500/10 |
| ТКРМ-40/10 | 20,0 | 10,5 | ПСМ40/10 | РКОМ-24000/10 |

1. Искусственная коммутация вентилей, когда вентиль очередной (опережающей) фазы открывают раньше наступления момента естественной коммутации. Для этого вводится коммутирующая ЭДС (создаваемая с помощью специальных схем включения конденсаторов), которая поднимает напряжение на аноде очередного вентиля, что приводит к его более раннему отпиранию и, следовательно, работе преобразователя с опережающим током.

Инвертор на IGBT-транзисторах преобразует постоянное напряжение с конденсатора в переменное напряжение $U_{\text{ШИМ}}$, которое подается в сеть. Ширина импульса изменяется посредством широтно-импульсной модуляции таким образом, что результирующее переменное напряжение по форме приближается к синусоидальной форме, как это видно из рис.5.25, а. На рис. 5.25, б для примера показаны индуктивный (отстающий ток $I_{\text{НАГР.ИНД}} - \varphi < 0$) и ёмкостный (опережающий ток $I_{\text{НАГР.ЕМК}} - \varphi > 0$) режимы работы инвертора на 600 квар.

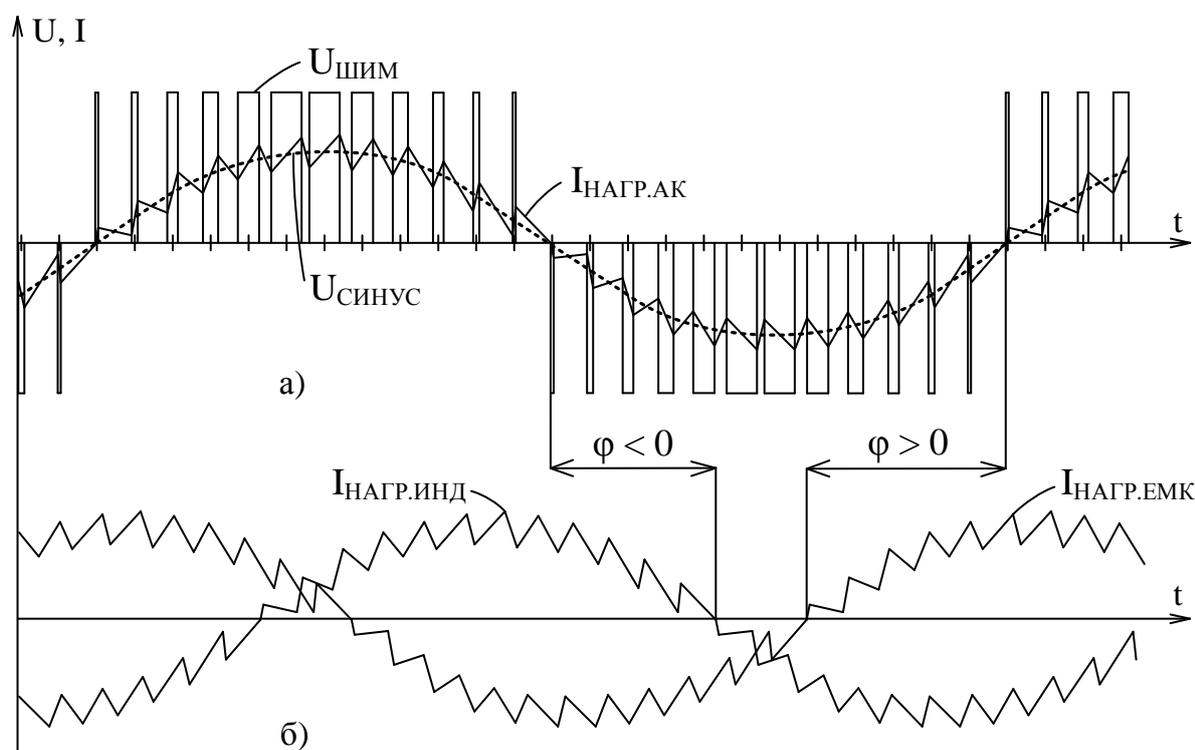


Рис. 5.25. Диаграммы напряжений и токов инвертора на IGBT-транзисторах

2. Принудительное изменение порядка работы вентилей, в результате чего реакторы, на которые работают преобразователи, начинают отдавать реактивную мощность в сеть.

3. Несимметричное управление вентилями в схемах с двумя параллельно включенными преобразователями. Благодаря несимметричному

режиму вентилях в этих преобразователях в их первичной цепи можно получить опережающий ток.

4. Использование специальных тиристорных источников РМ. Принцип их работы в том, что выпрямленным током преобразователя питаются накопители электромагнитной (индуктивности) или электростатической (емкости) энергии. Затем накопленная энергия преобразуется в напряжение переменного тока промышленной частоты с опережающим коэффициентом мощности.

Основным преимуществом вентильных преобразователей является их высокое быстродействие и плавное изменение генерируемой РМ, что может быть использовано для регулирования и снижения колебаний напряжения в СЭС ПП с резкопеременными нагрузками.

К числу их недостатков следует отнести: увеличение действующего значения тока высших гармоник в сравнении с обычными преобразователями; относительно большие потери активной мощности; высокая стоимость генерируемой РМ; зависимость величины, генерируемой РМ, от основного режима работы преобразователей (например, величины тока нагрузки) и др.

В то же время преобразователи тока различного рода находят всё большее применение в промышленности, имеют значительные мощности (до нескольких десятков МВ·А) и поэтому их обязательно нужно учитывать при анализе и расчётах СЭС ПП.

5.6.8. Воздушные и кабельные линии, токопроводы

Эти элементы СЭС обладают междуфазными ёмкостями (их условно можно представить схемой соединения конденсаторов в «треугольник») и ёмкостями фаз относительно земли (схема соединения в «звезду»). Генерируемая РМ пропорциональна удельной мощности q на единицу длины линии, длине линии L и квадрату относительного напряжения сети U_c :

$$Q = q \cdot L \left(\frac{U_c}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2. \quad (5.52)$$

Данные источники РМ следует учитывать для разветвленной электрической сети предприятия.

5.6.9. Сравнение характеристик различных источников реактивной мощности

Компенсирующие устройства, устанавливаемые в распределительных сетях ПП, предназначены для обеспечения баланса РМ, регулирования напряжения в заданных пределах при нормальных и послеаварийных ре-

жимах работы сети, обеспечения запаса устойчивости в узлах нагрузки, уменьшения несимметрии и несинусоидальности напряжений. В зависимости от того, для какой конкретной цели устанавливаются компенсирующие устройства, выбирается тот или иной источник.

Достоинства СК по сравнению с БК обусловлены его техническими характеристиками: возможностью плавного ручного или автоматического регулирования реактивной мощности изменением тока возбуждения СК; возможностью резкого увеличения выдачи РМ благодаря форсировке тока возбуждения при внезапных и быстрых изменениях напряжения в контролируемой точке сети; повышенной устойчивостью СЭС благодаря действию АРВ, форсировке и расфорсировке возбуждения СК; возможностью потребления избытка РМ во время минимума нагрузок.

Недостатки СК связаны с его худшими по сравнению с БК экономическими показателями: повышенными потерями активной мощности (см. $\Delta P_{СК}$ и $\Delta P_{БК}$ на рис. 5.26, а и б [11, 12]); повышенными капитальными затратами; большой массой и вибрациями, что вынуждает делать массивные фундаменты для СК; необходимостью постоянного дежурства эксплуатационного персонала.

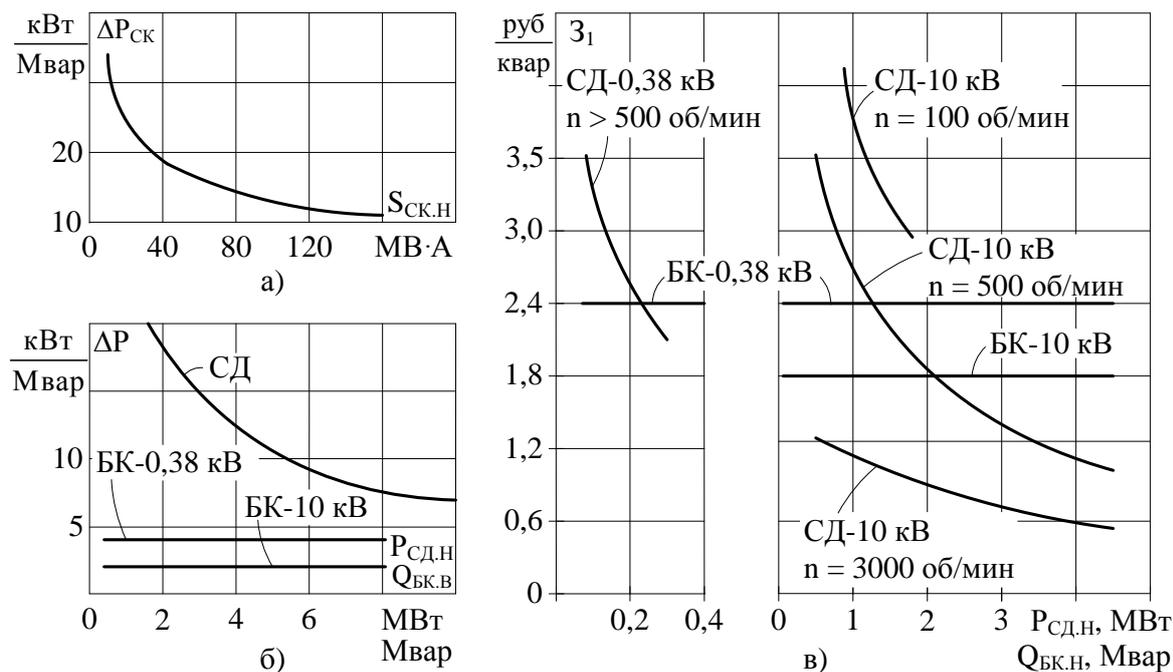


Рис. 5.26. Сравнительные характеристики различных источников реактивной мощности

Основным недостатком БК по сравнению с СК является то, что при понижении напряжения в сети конденсаторы снижают выдачу РМ пропорционально квадрату напряжения, в то время как требуется её повышение. Мощность БК регулируется только ступенями и требует установки дорого-

стоящей коммутационной аппаратуры для разделения батареи на отдельные секции.

Использование для генерации РМ некоторых типов СД оказывается менее выгодным, чем установка дополнительных БК, вследствие больших потерь активной мощности в самих двигателях, особенно имеющих низкие частоты вращения. На рис. 5.26, в приведены кривые зависимости удельных затрат на генерации РМ от мощности различных типов СД и БК. Из анализа зависимостей следует, что использовать компенсирующие способности СД напряжением до 1000 и выше 1000 В с частотой вращения 250 об/мин менее выгодно, чем устанавливать дополнительно БК. Этот же вывод относится к СД с частотой вращения до 500 об/мин и мощностью до 1,5–2 Мвар для $U_{\text{НОМ}} = 10$ кВ [11, 12].

Таким образом, быстроходные СД целесообразнее использовать для компенсации РМ, а тихоходные – в качестве резерва РМ, задавая для них в нормальном режиме $\text{СЭС } \text{tg}\varphi = 0$.

Верхний предел генерируемой синхронным двигателем РМ зависит от загрузки СД по активной мощности и от напряжения на его зажимах. Нижний предел РМ обычно принимается равным нулю. Работа СД с потреблением РМ из сети не может быть рекомендована, т. к. это уменьшает устойчивость узла нагрузки и в обычных условиях приводит к увеличению потерь электроэнергии. Верхний предел мощности БК практически не ограничен. При проектировании и достаточном технико-экономическом обосновании можно предусмотреть установку БК любой мощности. Нижний предел мощности БК по техническим условиям может быть принят равным нулю, но по соображениям экономичности невыгодно выбирать её мощность слишком малой из-за больших затрат на коммутационную аппаратуру. Поэтому в настоящее время минимальная мощность ККУ составляет 50 квар при напряжении 0,38 кВ и 450 квар при напряжении 6–10 кВ. Для наиболее мощного СК предельные значения РМ составляют $Q_{\text{МАКС}} = 160$ Мвар и $Q_{\text{МИН}} = -45$ Мвар [17].

5.6.10. О регулировании реактивной мощности на промышленном предприятии

Задание питающей энергоснабжающей организацией двух значений входной реактивной мощности, которые могут быть переданы предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно $Q_{\text{Э1}}$ и $Q_{\text{Э2}}$ (причём $Q_{\text{Э2}} = 0$ практически в ночное время), предопределяет необходимость регулирования потребления реактивной мощности предприятием в течение суток. Для исключения надбавки и получения скидки к тарифу необходимо выполнение условий фактического потребления предприятием реактивной мощности $Q_{\text{Ф1}} \leq Q_{\text{Э1}}$ и $Q_{\text{Ф2}} = Q_{\text{Э2}}$.

Для регулирования потребления реактивной мощности используется автоматическое регулирование возбуждения синхронных машин и мощности батарей конденсаторов.

В системах электроснабжения промышленных предприятий с относительно спокойным режимом работы при совместном использовании батарей конденсаторов и синхронных двигателей в условиях эксплуатации необходимо согласовывать законы их регулирования. Ввиду того, что удельные затраты в батарее конденсаторов меньше, чем в синхронные двигатели, последовательность регулирования мощности батарей конденсаторов и синхронных двигателей следует устанавливать такой, чтобы при необходимости снижения суммарной генерируемой мощности в первую очередь снижалась бы генерируемая реактивная мощность синхронных двигателей, а мощность батарей конденсаторов использовалась как базовая для компенсации постоянной части суточного графика потребления реактивной мощности предприятия. При снижении реактивной мощности предприятия до допустимого предела должен начинать действовать регулятор мощности батарей конденсаторов. При избытке средств компенсации на положение резерва в первую очередь должны переводиться синхронные двигатели.

В режимах минимума электрических нагрузок для поддержания заданного энергосистемой значения мощности $Q_{Э2}$ необходимо отключать соответствующее количество батарей конденсаторов.

Для контроля величины реактивных нагрузок предприятия используются реактивные счётчики с указателем 30-минутного максимума.

В системах электроснабжения промышленных предприятий с резкопеременной нагрузкой используются компенсирующие устройства двух видов – для компенсации постоянной (батареи конденсаторов) и переменной (специальные быстродействующие компенсирующие устройства) составляющих.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

6.1. Общие положения

Одной из важных задач развития энергетики страны, отраженной в соответствующих нормативных документах, является разработка и построение рациональных систем электроснабжения. К этой задаче непосредственное отношение имеет рациональное решение вопросов компенсации реактивной мощности в данных системах электроснабжения.

Компенсация реактивной мощности в своем развитии прошла несколько этапов. Ранее определялся оптимальный коэффициент реактивной мощности $\cos\varphi$ для каждого предприятия; нормировалось минимальное значение этого коэффициента в зависимости от числа ступеней трансформации при передаче электроэнергии предприятию; определялась мощность компенсирующих устройств для электрических сетей напряжением 0,38 и 6, 10 кВ, которая затем соответственно распределялась между цеховыми трансформаторными подстанциями, высоковольтными и низковольтными распределительными пунктами и т. д.

Однако такие решения вопросов компенсации реактивной мощности не отражали единого подхода с точки зрения энергетической системы в целом и в действительности не были оптимальными.

В настоящее время рассчитывается оптимальное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ системы электроснабжения промышленного предприятия с учетом параметров энергосистемы, а выбор мест установки и величин мощностей компенсирующих устройств осуществляется по минимуму ежегодных расчётных затрат. Такой подход является более правильным и фактически ближе к оптимальному решению задачи компенсации реактивной мощности. Он позволяет также определить рациональный закон регулирования мощности компенсирующих устройств при изменении электрических нагрузок (активной и реактивной мощностей). В основу расчётов положен метод Лагранжа нахождения минимума функции, рекомендованный Ф.Ф. Карповым и использованный в инструкции [40]. В указанной литературе метод применен только для простых радиальных схем питания. *Доценту кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий», кандидату технических наук Петрову Олегу Александровичу в 1980-е годы удалось получить аналитические соотношения для более сложных схем электроснабжения промышленных предприятий, что с учетом постоянной составляющей затрат на установку компенсирующих устройств даёт возможность относительно просто найти оптимальное решение [23]. Этот материал изложен в разделе 6.*

Все электрические сети промышленных предприятий по функциональным признакам работы электроустановок к средствам компенсации реактивной мощности (КРМ) условно подразделяются на сети общего назначения и сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками [13, 40].

В качестве средств компенсации реактивной мощности в сетях общего назначения используют имеющиеся и дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства. К первым относятся воздушные и кабельные линии этих сетей, генераторы электростанций и синхронные электродвигатели, преобразовательные (вентильные) установки со специальным законом регулирования. Ко вторым относятся синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов поперечного включения и другие.

В электрических сетях со специфическими нагрузками, кроме того, применяются фильтрокомпенсирующие, симметрирующие и фильтросимметрирующие устройства, устройства динамической и статической компенсации реактивной мощности с быстродействующими системами управления и специальные быстродействующие синхронные компенсаторы. Ниже рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения.

6.2. Исходные положения для определения мощности компенсирующих устройств

В общем случае определение мощности компенсирующих устройств промышленного предприятия является оптимизационной задачей, целью которой является нахождение оптимальных реактивных мощностей этих устройств, соответствующей минимуму суммарных затрат

$$Z = Z_{\Gamma} + Z_{\Pi} \Rightarrow \min, \quad (6.1)$$

где Z_{Γ} – затраты на генерацию реактивной мощности; Z_{Π} – затраты на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленные потерями активной мощности.

В системе электроснабжения промышленного предприятия должен быть обеспечен баланс потребляемой предприятием реактивной мощности и реактивной мощности, генерируемой разными источниками (рис. 6.1).

Суммарная потребляемая реактивная мощность предприятия определяется выражением

$$Q_{\text{Р.ПП}} = K_{\text{О.М}} \cdot \left(\sum_i Q_{\text{Р.Н}i} + \sum_i \Delta Q_{\text{Т.ТП}i} + \sum_j Q_{\text{Р.В}j} \right) + \Delta Q_{\text{Т.ТП}}, \quad (6.2)$$

где $K_{\text{О.М}}$ – коэффициент одновременности максимума нагрузок; $Q_{\text{Р.Н}i}$ – расчётная реактивная нагрузка на напряжении 380 В трансформаторных подстанций ТП; $\Delta Q_{\text{Т.ТП}i}$ – потери реактивной мощности в силовых трансфор-

маторах ТП; $Q_{P.Bi}$ – расчётная реактивная нагрузка на напряжении 6–10 кВ предприятия; $\Delta Q_{T.ГПП}$ – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия ГПП.

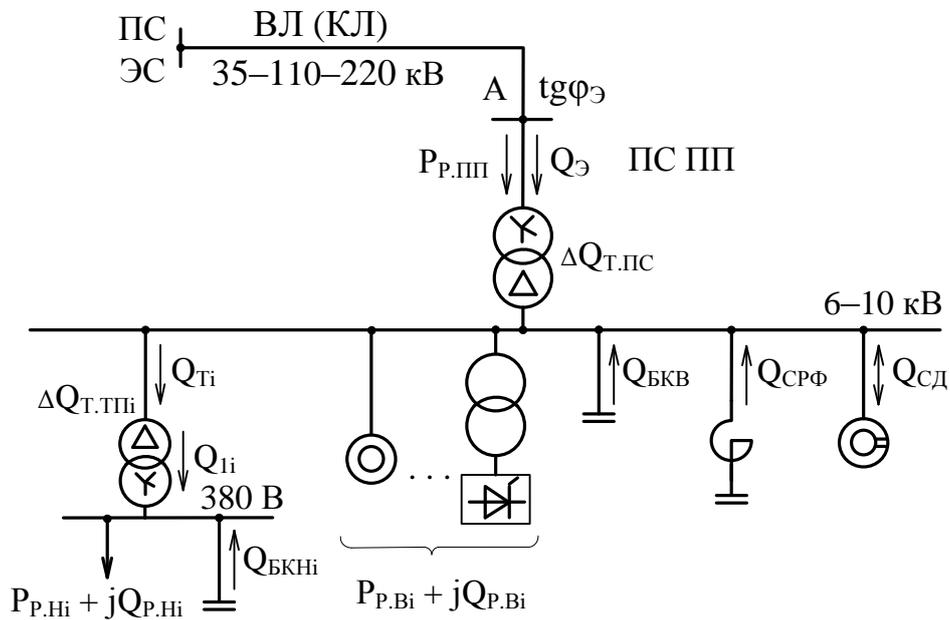


Рис. 6.1. Баланс реактивной мощности промышленного предприятия

Суммарная генерируемая реактивная мощность всех источников

$$Q_{Г.ПП} = \sum_i Q_{БК.Нi} + \sum_k Q_{БК.Вк} + \sum_j Q_{СДn} + Q_{Э}, \quad (6.3)$$

где $Q_{БК.Нi}$, $Q_{БК.Вк}$ – мощность низковольтных и высоковольтных конденсаторных батарей; $Q_{СДn}$ – мощность синхронных двигателей (низковольтных и высоковольтных); $Q_{Э}$ – реактивная мощность, передаваемая из энергосистемы в систему электроснабжения предприятию в часы максимума нагрузок.

Для распределения реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия нужно знать также его суммарную потребляемую активную мощность

$$P_{Р.ПП} = K_{О.М} \cdot \left(\sum_i P_{Р.Нi} + \sum_i \Delta P_{Т.ТПi} + \sum_j P_{Р.Вj} \right) + \Delta P_{Т.ГПП}, \quad (6.4)$$

где $P_{Р.Нi}$ – расчётная активная нагрузка на напряжении 380 В трансформаторных подстанций ТП; $\Delta P_{Т.ТПi}$ – потери активной мощности в силовых трансформаторах ТП; $P_{Р.Вj}$ – расчётная активная нагрузка на напряжении 6–10 кВ предприятия; $\Delta P_{Т.ГПП}$ – потери активной мощности в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия ГПП.

Величина реактивной мощности $Q_{Э}$, передаваемой предприятию из энергосистемы, зависит от потребляемой (расчётной) активной мощности

предприятия и связана с ней соотношением (коэффициентом реактивной мощности) $P_{P.ПП}$

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Delta} = \frac{Q_{\Delta}}{P_{P.ПП}}. \quad (6.5)$$

Следует обратить внимание, что мощности Q_{Δ} и $P_{P.ПП}$ рассматриваются на стороне высшего напряжения главной понизительной подстанции ГПП (точка А), где, как правило, располагается граница балансовой принадлежности между энергосистемой и промышленным предприятием.

Величина реактивной мощности Q_{Δ} , передаваемой предприятию из энергосистемы, определяется по результатам технико-экономических расчётов и в настоящее время регламентирована приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 23 июня 2015 г., № 380 [28].

Отметим существенную ситуацию. Предприятие получает из энергосистемы всю необходимую ему расчётную активную мощность $P_{P.ПП}$ и только лимитированное значение реактивной мощности Q_{Δ} , за превышение которого предприятие платит штрафы. Дефицит реактивной мощности

$$\Delta Q = Q_{P.ПП} - Q_{\Delta} \quad (6.6)$$

должен быть получен от источников реактивной мощности, устанавливаемых в системе электроснабжения промышленного предприятия – низковольтных и высоковольтных конденсаторных батарей, синхронных двигателей и др. Причём получаемая реактивная мощность от каждого из этих источников определяется в результате оптимизационных технико-экономических расчётов, о которых идёт речь в начале этого параграфа.

6.3. Расчётные затраты

6.3.1. Затраты на генерацию реактивной мощности

В общем случае затраты на генерацию реактивной мощности, руб., могут быть определены по формуле [39]

$$Z = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2, \quad (6.7)$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, руб.; Z_1 – удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб./Мвар; Z_2 – удельные затраты на 1 Мвар² генерируемой мощности, руб./Мвар²; Q – реактивная мощность, генерируемая источником, Мвар.

Воздушные и кабельные линии. Генерируемая ими реактивная мощность

$$Q = q \cdot L \cdot U_*^2, \quad (6.8)$$

где q – удельная реактивная мощность, приходящаяся на 1 км линии, Мвар/км; L – длина линии, км; $U_* = U/U_H$ – относительное напряжение сети; U и U_H – действительное (текущее) и номинальное напряжения сети, кВ.

Расчётные затраты Z на генерацию реактивной мощности воздушными и кабельными линиями равны нулю, если для указанной цели не предусмотрена реконструкция этих сетей.

Синхронные электродвигатели и генераторы электростанций. Генерируемая синхронным двигателем реактивная мощность зависит от коэффициента загрузки по активной мощности β , коэффициента загрузки по реактивной мощности α и относительной величины напряжения на зажимах U_* .

Номинальная реактивная мощность, Мвар, синхронного электродвигателя

$$Q_H = \frac{P_H \cdot \operatorname{tg}\varphi_H}{\eta_H}, \quad (6.9)$$

где P_H – номинальная активная мощность синхронного двигателя, МВт; $\operatorname{tg}\varphi_H$ и η_H – номинальные коэффициенты реактивной мощности и полезного действия синхронного двигателя.

Максимальная реактивная мощность (располагаемая мощность), которую синхронный двигатель может генерировать в сеть,

$$Q_M = \alpha_M \cdot Q, \quad (6.10)$$

где α_M – наибольшая допустимая перегрузка синхронного двигателя по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, коэффициента загрузки по активной мощности и относительного напряжения.

Синхронные двигатели нормальных серий изготавливаются с опережающим $\cos\varphi = 0,9$ или $\operatorname{tg}\varphi = -0,48$ независимо от реактивной мощности, которую предприятие может использовать. Поэтому в расчётных затратах должна учитываться только стоимость активных потерь электроэнергии на генерацию реактивной мощности и стоимость регулятора возбуждения, если он устанавливается.

Потери активной мощности в синхронном двигателе, связанные с генерацией реактивной мощности, кВт,

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_H} \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H^2} \cdot Q^2, \quad (6.11)$$

где D_1 и D_2 – постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт; эти величины для двигателей серий СДН, СТД, СД и СДЗ приведены в табл. 5.1 [34, 39].

Для группы параллельно работающих одностипных синхронных двигателей потери активной мощности

$$\Delta P = \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{\text{ГР}}}{Q_H^2 \cdot N} \right) \cdot Q + \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N} \cdot Q^2, \quad (6.12)$$

где Q и $Q_{\text{ГР}}$ – реактивные мощности, генерируемые группой одностипных двигателей соответственно для проектируемого объекта и прочих потребителей, Мвар; N – число одностипных двигателей.

Расчётные затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями объекта определяются с учётом выражений (6.1) и (6.7)

$$\begin{aligned} Z_{0.Г.СД} &= E_P \cdot N \cdot K_P; \\ Z_{1.Г.СД} &= C_0 \cdot \left(\frac{D_1}{Q_H} + \frac{2 \cdot D_2 \cdot Q_{\text{ГР}}}{Q_H^2 \cdot N} \right); \\ Z_{2.Г.СД} &= C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_H^2 \cdot N}, \end{aligned} \quad (6.13)$$

где E_P – нормативные отчисления от стоимости регулятора; K_P – стоимость регулятора возбуждения синхронного двигателя, руб.; C_0 – стоимость потерь активной мощности от передачи реактивной мощности, руб./кВт.

Величины D_1 , D_2 и Q_H в формулах (6.11–6.13) относятся к одному двигателю.

Для практических расчетов можно принимать $Z_{0.Г.СД} = 0$. Для генераторов электростанций затраты на генерацию $Z_{0.Г.Г} = 0$; $Z_{1.Г.Г}$ и $Z_{2.Г.Г}$ определяются по формулам (6.13). Величины D_1 и D_2 для генераторов приведены в [32, табл. П-6].

Статические конденсаторы поперечного включения. Эти конденсаторы комплектуются и устанавливаются в виде батарей. Генерируемая батареями конденсаторов реактивная мощность

$$Q = \left(\frac{U_*}{U_{\text{БК}*}} \right)^2 \cdot Q_H, \quad (6.14)$$

где $U_{\text{БК}*} = U_{\text{БКН}}/U_H$ – отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети; $U_* = U/U_H$ – относительное напряжение сети в пункте присоединения конденсаторной батареи; Q_H – номинальная реактивная мощность конденсаторной батареи.

Для батарей конденсаторов напряжением до 1000 В $U_{\text{БК}*} = 1$; для батарей конденсаторов напряжением 6–10 кВ – $U_{\text{БК}*} = 1,05$. Удельные потери в конденсаторах $\Delta P_{\text{БК}}$ указанных напряжений равны соответственно 3,5–4,5 и 2–2,5 кВт/Мвар.

Расчетные затраты на генерацию реактивной мощности батареями конденсаторов определяются с учётом выражений (6.1) и (6.7)

$$\begin{aligned} Z_{0.Г.К} &= E \cdot K_0 + E_P \cdot K_P; \\ Z_{1.Г.К} &= E \cdot K_Y \cdot \left(\frac{U_{БК*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК}; \\ Z_{2.Г.К} &= 0, \end{aligned} \quad (6.15)$$

где K_0 – стоимость вводного устройства, руб.; K_P – стоимость регулирующего устройства, руб.; K_Y – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб./Мвар; E и E_P – нормативные отчисления от стоимости соответствующего устройства.

При расчётах удельные стоимости батарей конденсаторов K_Y напряжением до 1000 В и 6–10 кВ можно принимать равными соответственно 12000 и 6000 руб./Мвар (в ценах 1990 г.).

6.3.2. Затраты на передачу реактивной мощности по сети

При передаче реактивной мощности по электрической сети от источников к потребителю в этой сети возникают потери активной мощности и электроэнергии.

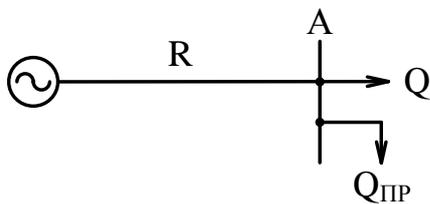


Рис. 6.2. Передача реактивной мощности по одиночной линии

Пусть по линии с сопротивлением R от источника передаются реактивная мощность Q к стороннему потребителю и реактивная мощность $Q_{пр}$, потребляемая в точке A проектируемого объекта (рис. 6.2). При передаче по линии реактивных мощностей Q и $Q_{пр}$ в ней появляются дополнительные потери активной мощности, кВт,

$$\Delta P = \frac{1000}{U_H^2} \cdot (2 \cdot Q_{пр} \cdot Q + Q^2) \cdot R, \text{ кВт}, \quad (6.16)$$

где R – активное сопротивление линии, Ом; U_H – номинальное напряжение сети, кВ.

В общем случае дополнительные потери активной мощности при передаче реактивной мощности по линии с ответвлениями (рис. 6.3) определяются по следующим выражениям

$$\Delta P = 2 \cdot a \cdot M \cdot Q + a \cdot R \cdot Q^2, \text{ кВт};$$

$$a = \frac{1000}{U_H^2}, \text{ кВ}^{-2}; \quad R = \sum_{i=1}^n R_i, \text{ Ом}; \quad (6.17)$$

$$M = \sum_{i=1}^n Q_{\text{ПР}i} \cdot \left(\sum_{i=1}^n R_i \right), \text{ Мвар} \cdot \text{ Ом}.$$

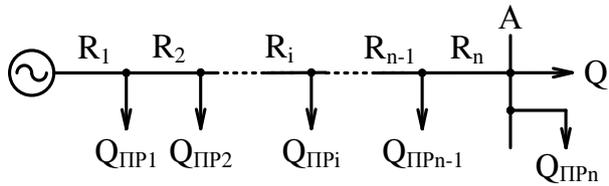


Рис. 6.3. Передача реактивной мощности по линии с ответвлениями

В выражениях (6.17) величина M принимается положительной при совпадении направлений мощностей $Q_{\text{ПР}i}$ и Q (потери в сети возрастают) и отрицательной при встречном направлении этих мощностей (потери в сети уменьшаются).

С учётом выражений (6.1) и (6.7) затраты на передачу реактивной мощности по сети определяются

$$\begin{aligned} Z_{0.П} &= Z_E; \\ Z_{1.П} &= 2 \cdot C_0 \cdot a \cdot M; \\ Z_{2.П} &= C_0 \cdot a \cdot R, \end{aligned} \quad (6.18)$$

где Z_E – сумма затрат на реконструкцию сети, обусловленных передачей реактивной мощности (увеличение числа или мощности трансформаторов, числа или сечения линий и т. д.).

6.4. Метод определения оптимальной мощности компенсирующих устройств

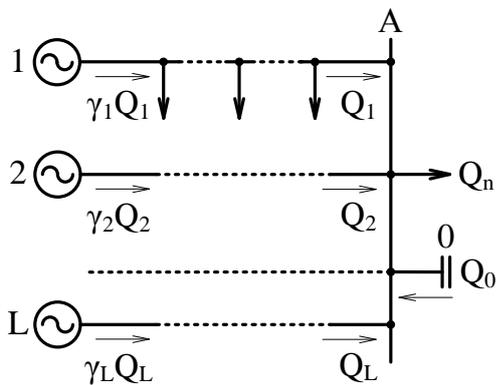


Рис. 6.4. Передача реактивной мощности по радиальным линиям от нескольких источников в один узел сети

Рассмотрим простой случай передачи реактивной мощности по радиальным линиям от нескольких источников в один узел сети A (рис. 6.4). При проектировании системы электроснабжения промышленного предприятия таким узлом, как правило, являются сборные шины главной понизительной подстанции (центрального распределительного пункта). В отдельных случаях это могут быть сборные шины подстанции энергосистемы. К узлу A подключены также электроприемники, потребляющие реактивную мощность Q .

Расчётные затраты, руб., на генерацию и передачу реактивной мощности от всех источников в узел А

$$Z = \sum_{i=0}^L (Z_{0i} + Z_{1i} \cdot Q + Z_{2i} \cdot Q^2), \quad (6.19)$$

где Z_{0i} , Z_{1i} и Z_{2i} – соответственно постоянная составляющая и удельные затраты, которые складываются из затрат на генерацию реактивной мощности (Z с индексом «г») и затрат на ее передачу (Z с индексом «п») в узел А:

$$\begin{aligned} Z_{0i} &= Z_{0.Гi} + Z_{0.Пi} && \text{руб.}; \\ Z_{1i} &= \gamma \cdot Z_{1.Гi} + Z_{1.Пi} && \text{руб./Мвар}; \\ Z_{2i} &= \gamma^2 \cdot Z_{2.Гi} + Z_{2.Пi} && \text{руб./Мвар}^2. \end{aligned} \quad (6.20)$$

Формулы для определения составляющих этих затрат приведены выше.

При определении затрат на генерацию реактивной мощности Q_i в общем случае должны учитываться затраты на компенсацию дополнительных потерь реактивной мощности ΔQ_i в элементах сети. Если от источника к месту потребления передается мощность Q_i , то с учетом компенсации дополнительных потерь источник должен генерировать мощность $\gamma \cdot Q_i$, где коэффициент определяется по выражению

$$\gamma = 1 + \frac{\Delta Q_i}{Q_i}. \quad (6.21)$$

Для распределительных сетей напряжением 6–10 кВ в практических расчетах можно принять $\gamma = 1$. Для сетей напряжением 35 кВ и выше значение γ отлично от 1.

Определим минимум функции затрат (6.19), т. е. такие значения мощностей источников Q_i ($i = 0, 1, \dots, L$), при которых функция затрат Z (6.19) имеет экстремум (минимум) и соблюдается условие баланса реактивных мощностей в узле А

$$\sum_{i=0}^L Q_i = 0. \quad (6.22)$$

При этом должны выполняться следующие технические ограничения.

– Напряжение U_i во всех точках сети не должно выходить за допустимые пределы

$$U_{i\text{МИН}} \leq U_i \leq U_{i\text{МАКС}}. \quad (6.23)$$

– Токовая нагрузка для всех элементов сети не должна превышать допустимую величину

$$I_i \leq I_{i\text{МАКС}}. \quad (6.24)$$

– Реактивная мощность источников не должна выходить за допустимые пределы

$$\begin{aligned} Q_{i\text{МИН}} \leq Q_i \leq Q_{i\text{МАКС}} \text{ или} \\ \text{для БК} - Q_{3.Н} \leq Q_{Ci}; \\ \text{для СД} - 0 \leq Q_{CDi} \leq Q_{CDM}. \end{aligned} \quad (6.25)$$

Математический минимум функции затрат с учетом баланса реактивных мощностей найдем с помощью метода Лагранжа из условия

$$\frac{dZ}{dQ_i} = 0, \text{ откуда } Q_i = \frac{\lambda - 3_{1i}}{2 \cdot 3_{2i}}, \quad i = 0, 1, \dots, L, \quad (6.26)$$

где λ – множитель Лагранжа, руб./Мвар.

Здесь возможны два случая.

1. К узлу А присоединяется БК мощностью Q_0 (см. рис. 6.4). Тогда множитель Лагранжа равен расчётным затратам на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК $\lambda = 3_{1.0} = 3_{1.Г.КВ}$ (см. выражение 6.15), а оптимальные мощности источников РМ определяются выражением

$$Q_i = \frac{3_{1.0} - 3_{1i}}{2 \cdot 3_{2i}}, \quad i = 0, 1, \dots, L. \quad (6.27)$$

Мощность БК Q_0 , подключаемой к расчётному узлу А (в дальнейших расчётах это будет БК, подключаемая к секции СШ ГПП), находят из условий баланса

$$Q_0 = Q_A - \sum_{i=1}^L Q_i. \quad (6.28)$$

2. При $Q_0 \leq 0$ подключение этой БК к узлу А оказывается нецелесообразным и тогда оптимальная мощность остальных источников определяется по формуле

$$Q_i = \frac{\lambda - 3_{1i}}{2 \cdot 3_{2i}}, \quad i = 0, 1, \dots, L, \quad (6.29)$$

где множитель Лагранжа определяется выражением

$$\lambda = \frac{2 \cdot Q_A + \sum_{i=1}^L \frac{3_{1i}}{3_{2i}}}{\sum_{i=1}^L \frac{1}{3_{2i}}}. \quad (6.30)$$

Полученные решения не учитывают технических ограничений (6.23), (6.24) и (6.25), и если хотя бы одно из них нарушается, то решение будет неверным. В первую очередь здесь следует проверять, могут ли отдельные

источники генерировать соответствующие мощности Q_i . Для тех источников, для которых это условие не выполняется, величины генерируемых ими мощностей должны быть соответственно увеличены или уменьшены.

Если при расчетах по формулам (6.27) или (6.29) окажется, что мощность БК меньше минимальной величины

$$Q_i \leq Q_{i\text{МИН}}, \quad (6.31)$$

то полагают $Q_i = 0$, и расчет повторяют, считая, что к данным узлам нагрузки подключение БК нецелесообразно.

Если при расчетах окажется, что мощность синхронных двигателей $Q_i < 0$, то в случае нецелесообразности режима работы синхронных двигателей с отстающим $\cos\varphi$ (с недовозбуждением) генерируемая ими реактивная мощность полагается равной нулю. В дальнейшем указанные источники исключаются из расчётов, и соответствующие электроприёмники или группы их учитываются как обычные высоковольтные потребители реактивной энергии.

Из всех источников, реактивная мощность которых превышает верхний допустимый предел $Q_{i\text{МАКС}}$, выбирается наиболее экономичный, для которого отклонение этой расчетной величины от допустимой наибольшее. Для этого источника генерируемая мощность приравнивается верхнему допустимому пределу, а для оставшихся источников расчет повторяется с новым значением мощности

$$Q'_A = Q_A - Q_{i\text{МАКС}}. \quad (6.32)$$

Расчёт повторяется до тех пор, пока правая часть условия (6.25) не будет выполняться для всех источников.

6.5. Расчёт мощности компенсирующих устройств для различных схем электроснабжения

Рассмотренный выше (рис. 6.4) простейший случай радиального включения источников реактивной мощности (ИРМ) позволил найти важные соотношения для определения оптимальной мощности этих источников. Однако полученные формулы не позволяют вести расчёт в общем случае [23].

Практически все схемы электроснабжения промышленных предприятий содержат магистральные линии и радиально-ступенчатые ветви (участки), т. е. с точки зрения расчетов являются достаточно сложными. В качестве основной схемы питания промышленного предприятия примем радиально-ступенчатую, в которой электроприемники питаются от сборных шин распределительного устройства ГПП (ЦРП) и распределительных пунктов (РП) напряжением 6–10 кВ по радиальным и магистральным линиям (рис. 6.5). На данном рисунке показана схема электроснабжения, пи-

таемая от одной секций сборных шин ГПП. К указанным сборным шинам в общем случае могут быть подключены ИРМ: синхронные двигатели и батареи конденсаторов. К сборным шинам низковольтных распределительных устройств цеховых ТП могут быть также подключены батареи конденсаторов.

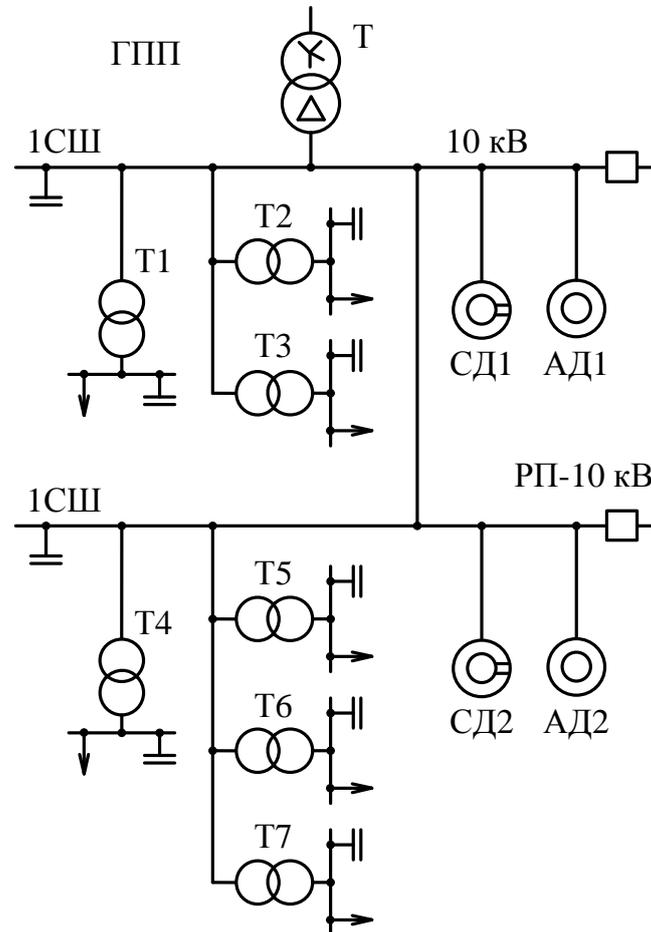


Рис. 6.5. Фрагмент схемы электроснабжения промышленного предприятия, питающегося от одного трансформатора ГПП

Число РП и присоединений к ним и отдельным магистральным линиям может быть любым. При этом учтем, что в схеме электроснабжения осуществлено глубокое секционирование на всех питающих и приёмных подстанциях.

6.5.1. Радиальная схема

От сборных шин ГПП (РП) потребители питаются по радиальной схеме – линии Л, трансформаторы Т и синхронные двигатели СД (рис. 6.6, а). Эквивалентная расчетная схема представлена на рис. 6.6, б.

Эквивалентные сопротивления радиусов определяются по выражениям:
 – для линий и трансформаторов

$$R_{\text{Э}i} = R_{\text{Л}i} + R_{\text{Т}i}; \quad (6.33)$$

– для синхронных двигателей

$$R_{\text{Э.СД}i} = \frac{R_{\text{Л}i}}{N_i} + R_{\text{Э.СД}i} = \frac{R_{\text{Л}i}}{N_i} + \frac{Z_{2.Г.СДi}}{a \cdot C_0}, \quad (6.34)$$

где $R_{\text{Л}i}$ – активные сопротивления линий, питающих соответственно трансформатор T_i и синхронный двигатель $СД_i$; $R_{\text{Т}i}$ – активное сопротивление i -го трансформатора T_i , приведённое к стороне высшего напряжения; $R_{\text{Э.СД}i}$ – приведённое сопротивление синхронного двигателя $СД_i$; N_i – число синхронных двигателей, подключенных к i -й линии.

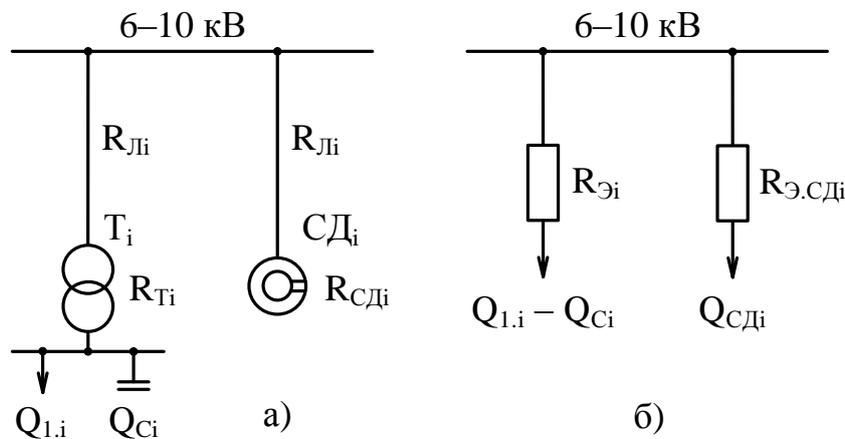


Рис. 6.6. Подключение ИРМ к сборным шинам ГПП (РП) по радиальным линиям: а – схема подключения; б – приведенная схема

В соответствие с выражениями (6.26–6.29) найдём оптимальные реактивные мощности, генерируемые БК, подключенной к низковольтной стороне трансформатора>

$$\begin{cases} Q_{\text{С}i} = Q_{\text{Л}i} + \Delta Q_{\text{Т}i} + \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.КНi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э}i}} & \text{при } Q_0 > 0; \\ Q_{\text{С}i} = Q_{\text{Л}i} + \Delta Q_{\text{Т}i} + \frac{\lambda - Z_{1.Г.КНi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э}i}} & \text{при } Q_0 \leq 0, \end{cases} \quad (6.35)$$

и синхронным двигателем

$$\begin{cases} Q_{\text{СД}i} = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э.СД}i}} & \text{при } Q_0 > 0; \\ Q_{\text{СД}i} = \frac{\lambda - Z_{1.Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э.СД}i}} & \text{при } Q_0 \leq 0, \end{cases} \quad (6.36)$$

где Q_{li} – реактивная нагрузка, приходящаяся на трансформатор T_i ; ΔQ_{Ti} – потери реактивной мощности в трансформаторе T_i ; $Z_{1.Г.КНi}$ и $Z_{1.Г.СДi}$ – удельные затраты на генерацию реактивной мощности соответственно низковольтной БК и синхронным двигателем (рис. 6.6, а).

6.5.2. Магистральные схемы

Магистральная линия с двумя ответвлениями. Рассмотрим преобразование магистральной линии с двумя ответвлениями (рис. 6.7, а) в две эквивалентных радиальных линии (рис. 6.7, в).

Используя соотношения (6.26–6.29), полученные на основе метода Лагранжа, запишем следующую систему уравнений (рис. 6.7, б):

$$\begin{cases} Q_{C1} = Q_{I1} + \Delta Q_{T1} + \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_1} - \frac{(Q_{C2} - Q_{I2} - \Delta Q_{T2}) \cdot R_{01}}{R_1}, \\ Q_{C2} = Q_{I2} + \Delta Q_{T2} + \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_2} - \frac{(Q_{C1} - Q_{I1} - \Delta Q_{T1}) \cdot R_{01}}{R_2}, \end{cases} \quad (6.37)$$

где $R_{01} = R_{Л01}$; $R_{12} = R_{Л12}$; $R_1 = R_{Л01} + R_{Т1}$; $R_2 = R_{Л01} + R_{Л12} + R_{Т2}$.

Введем следующие обозначения:

$$Z = \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} \quad \text{и} \quad X_i = Q_{Ci} - Q_{Ii} - \Delta Q_{Ti}. \quad (6.38)$$

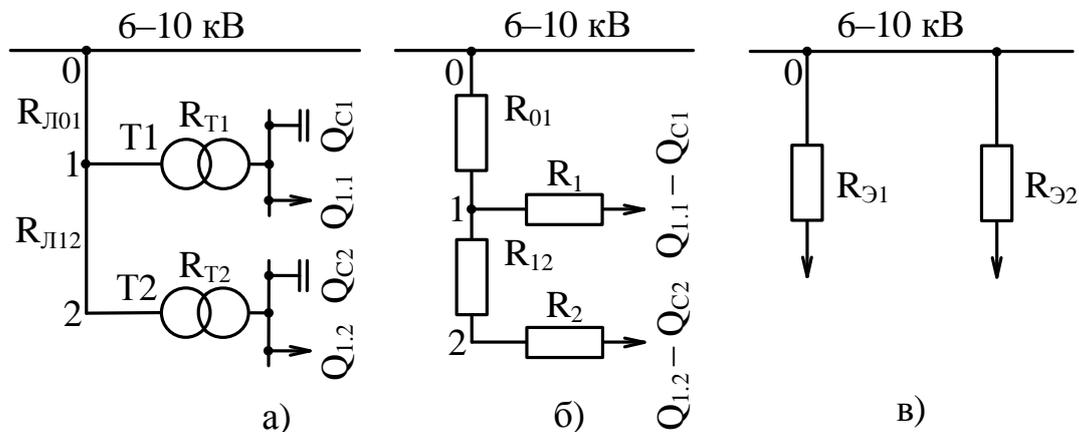


Рис. 6.7. Подключение ИРМ к сборным шинам ГПП (РП) с помощью магистральной линии с двумя ответвлениями: а – схема подключения; б – расчетная схема; в – эквивалентная радиальная

Тогда записанная выше система уравнений (6.37) после некоторых преобразований примет вид

$$\begin{cases} R_1 \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_2 \cdot X_2 = Z. \end{cases} \quad (6.39)$$

Составив определители и решая по правилу Крамера, найдем эквивалентные сопротивления эквивалентной радиальной линии (рис. 6.7, в)

$$X_1 = \begin{vmatrix} Z & R_{01} \\ Z & R_2 \end{vmatrix} : \begin{vmatrix} R_1 & R_{01} \\ R_{01} & R_2 \end{vmatrix} \quad \text{и} \quad X_2 = \begin{vmatrix} R_1 & Z \\ R_{01} & Z \end{vmatrix} : \begin{vmatrix} R_1 & R_{01} \\ R_{01} & R_2 \end{vmatrix}, \quad (6.40)$$

$$\text{или} \quad X_1 = \frac{Z}{R_{\Sigma 1}} \quad \text{и} \quad X_2 = \frac{Z}{R_{\Sigma 2}},$$

где эквивалентные сопротивления

$$R_{\Sigma 1} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1; \quad R_{\Sigma 2} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) \quad (6.41)$$

и эквивалентная проводимость магистральной схемы относительно точки 1 (6.7, б)

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} \quad (6.42)$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК Q_{Ci} магистральной линии определяются в соответствие с выражением (6.35).

Магистральная линия с тремя ответвлениями (рис. 6.8, а). Рассмотрим аналогичные преобразования магистральной схемы к эквивалентной радиальной схеме. Для расчётной магистральной схемы (рис. 6.8, б) может быть составлена аналогичная система уравнений:

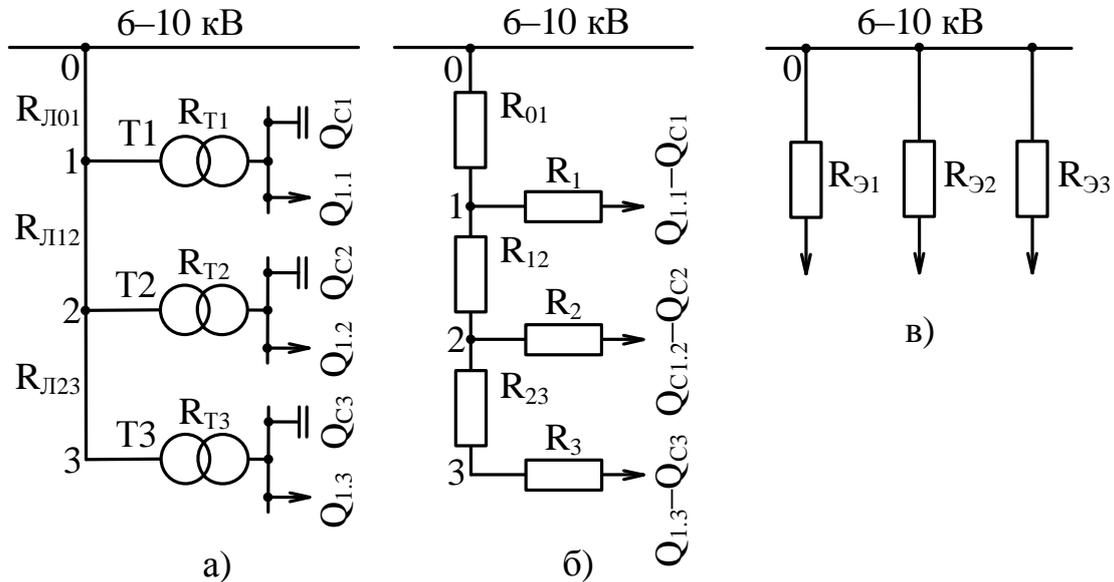


Рис. 6.8. Подключение ИРМ к сборным шинам ГПП (РП) с помощью магистральной линии с тремя ответвлениями: а – схема подключения; б – расчетная схема; в – эквивалентная радиальная

$$\begin{cases} R_1 \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 + R_{01} \cdot X_3 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_2 \cdot X_2 + R_{02} \cdot X_3 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_{02} \cdot X_2 + R_3 \cdot X_3 = Z, \end{cases} \quad (6.43)$$

где $X_i = Q_{Ci} - Q_{Li} - \Delta Q_{Ti}$, $i = 1, 2, 3$;

$$R_{01} = R_{Л01}; \quad R_{12} = R_{Л12}; \quad R_{23} = R_{Л23};$$

$$R_1 = R_{Л01} + R_{Т1}; \quad R_2 = R_{Л01} + R_{Л12} + R_{Т2}; \quad R_3 = R_{Л01} + R_{Л12} + R_{Л23} + R_{Т2}.$$

Решение этой системы найдём также, используя правило Крамера. Запишем решение в общем виде

$$X_i = \frac{Z}{R_{Эi}}, \quad i = 1, 2, 3, \quad (6.44)$$

где эквивалентные сопротивления для схемы рис. 6.8, в

$$\begin{aligned} R_{Э1} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot R_1; \\ R_{Э2} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot R_2; \\ R_{Э3} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{Т2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) \end{aligned} \quad (6.45)$$

и эквивалентные проводимости магистральной линии относительно точек 2 и 1 (рис. 6.8, б) – схема «сворачивается» с конца магистрали

$$\frac{1}{R_{Т2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} \quad \text{и} \quad \frac{1}{R_{Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{Т2}}. \quad (6.46)$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК Q_{Ci} магистральной линии определяются в соответствие с выражением (6.35).

Магистральная линия с четырьмя ответвлениями. В соответствии с расчетной схемой (рис. 6.9), на которой указаны параметры и отдельные точки схемы магистрального питания, составим систему уравнений:

$$\begin{cases} R_1 \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 + R_{01} X_3 + R_{01} \cdot X_4 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_2 \cdot X_2 + R_{02} \cdot X_3 + R_{02} \cdot X_4 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_{02} \cdot X_2 + R_3 \cdot X_3 + R_{03} \cdot X_4 = Z; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_{02} \cdot X_2 + R_{03} \cdot X_3 + R_4 \cdot X_4 = Z, \end{cases} \quad (6.47)$$

где $R_{i-1,i} = R_{Лi-1,i}$; $R_i = \sum_{k=1}^i R_{k-1,k} + R_{Ti}$; $i = 1, 2, 3, 4$.

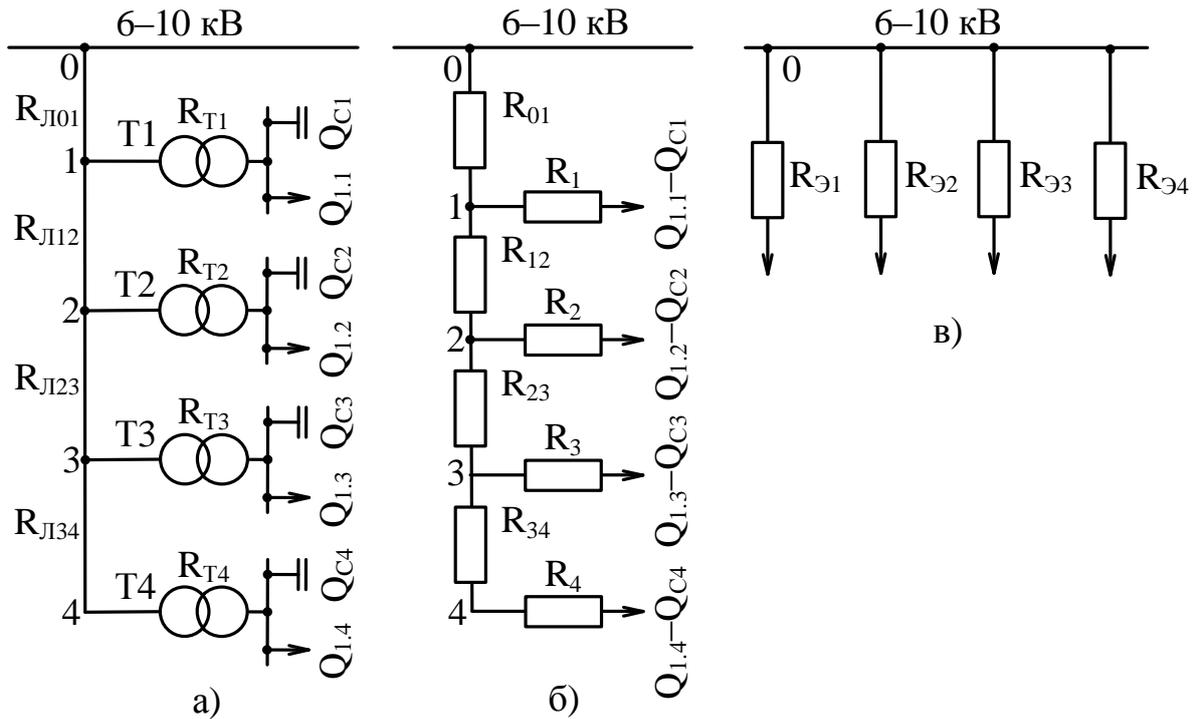


Рис. 6.9. Подключение ИРМ к сборным шинам ГПП (РП) с помощью магистральной линии с четырьмя ответвления: а – схема подключения; б – расчетная схема; в – эквивалентная радиальная

Общее решение системы уравнений найдём, используя правило Крамера. Запишем решение в общем виде

$$X_i = \frac{Z}{R_{Эi}}, \quad i = 1, 2, 3, 4, \quad (6.48)$$

где эквивалентные сопротивления для схемы рис. 6.9

$$\begin{aligned} R_{Э1} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1; \\ R_{Э2} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot R_2; \\ R_{Э3} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{23}}{R_{T3}}\right) \cdot R_3; \\ R_{Э4} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{23}}{R_{T3}}\right) \cdot (R_{34} + R_4). \end{aligned} \quad (6.49)$$

и эквивалентные сопротивления магистральной линии относительно точек 3, 2 и 1 (рис. 6.9, б) – схема «сворачивается» с конца магистрали

$$\frac{1}{R_{T3}} = \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{34}+R_4}; \quad \frac{1}{R_{T2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23}+R_{T3}}; \quad \frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12}+R_{T2}}. \quad (6.50)$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК Q_{Ci} магистральной линии определяются в соответствие с выражением (6.35).

6.5.3. Радиально-ступенчатая схема

Рассмотрим схему питания электроприёмников через РП (одну секцию сборных шин) – рис. 6.10, а. Высоковольтный распределительный пункт подключён к сборным шинам ГПП (ЦПП), а к нему радиальными линиями подсоединены трансформаторы цеховых ТП, СД, высоковольтные электроприёмники Q_B , например, электрические печи, асинхронные электродвигатели и др. К сборным шинам РП в общем случае может быть подключена высоковольтная БК мощностью Q_{C0} , а к сборным шинам ГПП – высоковольтная БК Q_0 .

Сначала рассмотрим вариант определения оптимальных мощностей источников РМ, подключенных к РП, в предположении, что **мощность Q_{C0} БК окажется положительной**. На расчётной схеме (рис. 6.10, б) показаны основные параметры элементов, отдающих реактивную мощность в высоковольтную сеть:

– трансформаторами (цеховых ТП)

$$X_i = Q_{Ci} - Q_{li} - \Delta Q_{Ti}, \quad i = 1, 2; \quad (6.51)$$

– синхронными двигателями

$$X_i = Q_{CДи}, \quad i = 3, 4. \quad (6.52)$$

Составив с учётом соотношений (6.26) и (6.27) систему уравнений при условии баланса реактивной мощности на сборных шинах РП и решив её аналогичным образом, как в разделе 6.5.2, получим

$$X_i = \frac{Z}{R_{Эi}}, \quad i = 1, 2, 3, 4, \quad (6.53)$$

где эквивалентные сопротивления для линий, питающих ТП,

$$R_{Эi} = R_{ли} + R_{Ti}, \quad i = 1, 2, \quad (6.54)$$

для синхронных двигателей

$$R_{Э.СДи} = R_{ли} + \frac{3_{2.г.СДи}}{a \cdot C_0}, \quad i = 3, 4. \quad (6.55)$$

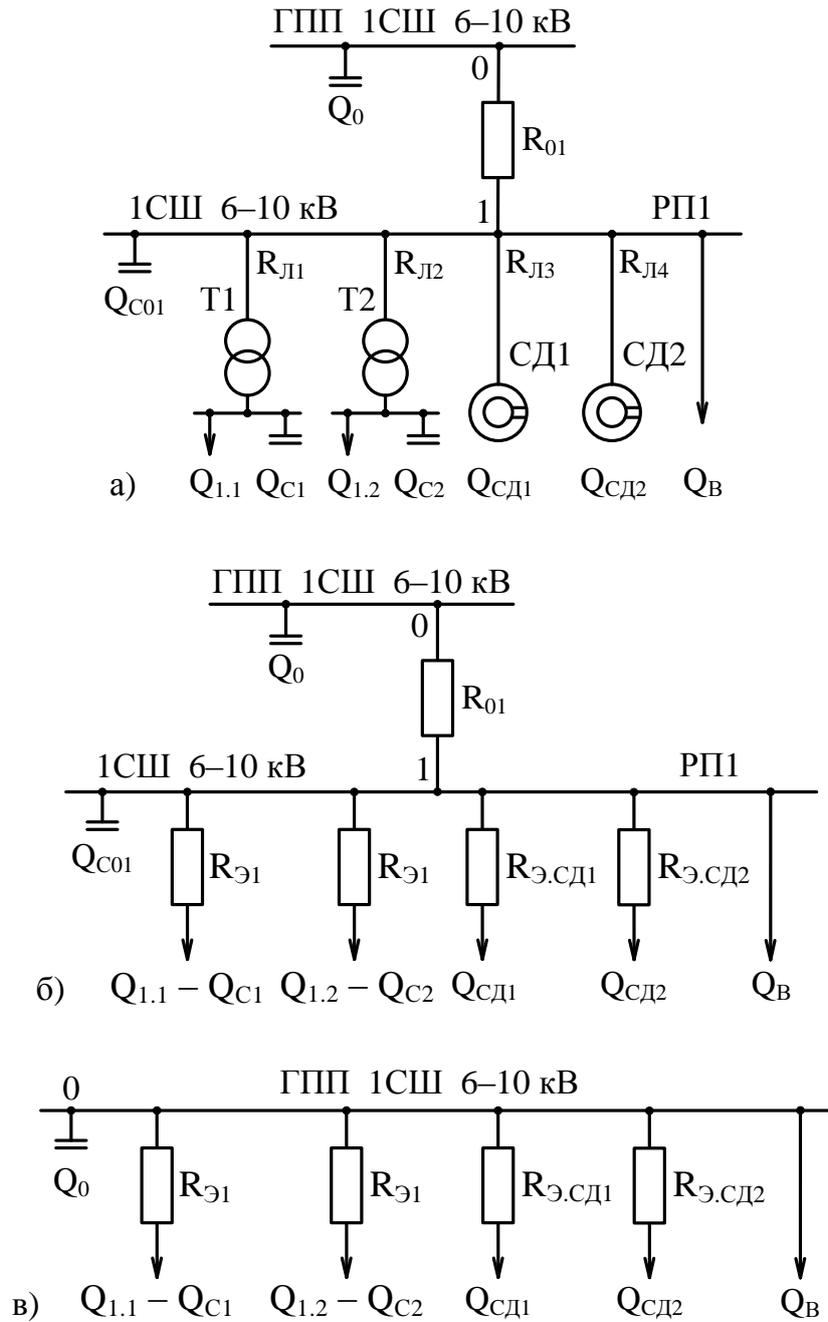


Рис. 6.10. Подключение ИРМ к сборным шинам ГПП (ЦРП) по радиально-ступенчатой схеме: а – схема подключения; б – расчетная схема для случая $Q_0 > 0$ и $Q_{C0} > 0$; в – расчетная схема для случая $Q_0 > 0$ и $Q_{C0} \leq 0$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}}, \quad i = 1, 2; \quad (6.56)$$

и синхронных двигателей

$$Q_{CДи} = \frac{3_{1.Г.КВ} - 3_{1.Г.СДи}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}}, \quad i = 3, 4. \quad (6.57)$$

Если к сборным шинам ГПП подключена высоковольтная БК Q_0 , то реактивная мощность Q_{C0} высоковольтной БК, подключенной к сборным шинам РП, определяется из условия полного баланса реактивных мощностей на сборных шинах РП (при n присоединенных ТП, при присоединённой высоковольтной нагрузке и m присоединенных синхронных двигателях – в этом случае переток реактивной мощности по линии ГПП-РП будет равен нулю)

$$\begin{aligned} Q_{П.РП} &= \sum_{i=1}^n (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_B; & Q_{Г.РП} &= \sum_{i=1}^n Q_{Ci} + \sum_{i=1}^m Q_{CДи}; \\ Q_{C0} &= Q_{П.РП} - Q_{Г.РП} = \sum_{i=1}^n (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + Q_B - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \sum_{i=1}^m Q_{CДи}, \end{aligned} \quad (6.58)$$

где $Q_{П.РП}$ и $Q_{Г.РП}$ – соответственно суммарная потребляемая и суммарная генерируемая мощности на РП.

Если в результате расчета окажется, что $Q_{C0} \leq 0$ или $Q_{C0} < Q_{C0.мин}$ (рис. 6.10, в), т. е. установка высоковольтной БК на сборных шинах РП нецелесообразна, то рассматривается установка высоковольтной БК Q_0 , подключенной к секции СШ ГПП.

В этом случае при эквивалентировании участвует сопротивление R_{01} – сопротивление линии, питающей РП. Тогда составим новую систему уравнений:

$$\begin{cases} R_1 \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 + R_{01} X_3 + R_{01} \cdot X_4 = Z + Q_B \cdot R_{01}; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_2 \cdot X_2 + R_{01} \cdot X_3 + R_{01} \cdot X_4 = Z + Q_B \cdot R_{01}; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 + R_3 \cdot X_3 + R_{01} \cdot X_4 = Z + Q_B \cdot R_{01}; \\ R_{01} \cdot X_1 + R_{01} \cdot X_2 + R_{01} \cdot X_3 + R_4 \cdot X_4 = Z + Q_B \cdot R_{01}, \end{cases} \quad (6.59)$$

где $R_{01} = R_{Л01}$;

$$R_i = R_{01} + R_{Ли} + R_{Ti}, \quad i = 1, 2;$$

$$R_i = R_{01} + R_{Ли} + \frac{3_{2.Г.СДи}}{2 \cdot a \cdot C_0}, \quad i = 3, 4.$$

Общее решение системы уравнений вида (6.53) (при n отходящих от РП линиях)

$$X_i = \frac{Z_i}{R_i} + \left(Q_{\text{П.РП}} - \sum_{i=1}^n \frac{Z_i}{R_i} \right) \cdot \frac{R_{\text{Э.ТЛ}}}{R_i} \quad (6.60)$$

где $\frac{1}{R_{\text{Э.ТЛ}}} = \frac{1}{R_{01}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}$ – эквивалентная проводимость схемы относительно точки 1;

$$Z_i = Z = \frac{\lambda - 3_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}, \quad i = 1, 2;$$

$$Z_i = \frac{\lambda - 3_{1.Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0}, \quad i = 3, 4.$$

Оптимальные мощности БК и СД, подключенных к секции СШ РП при $Q_{C0} \leq 0$ определяются по формулам:

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\text{Э}i}} + \left(Q_{\text{П.РП}} - \sum_{i=1}^2 \frac{Z}{R_{\text{Э}i}} - \sum_{i=3}^4 \frac{Z_i}{R_{\text{Э.СД}i}} \right) \cdot \frac{R_{\text{Э.ТЛ}}}{R_{\text{Э}i}};$$

$$Q_{\text{СД}i} = \frac{Z_i}{R_{\text{Э.СД}i}} + \left(Q_{\text{П.РП}} - \sum_{i=1}^2 \frac{Z}{R_{\text{Э}i}} - \sum_{i=3}^4 \frac{Z_i}{R_{\text{Э.СД}i}} \right) \cdot \frac{R_{\text{Э.ТЛ}}}{R_{\text{Э.СД}i}}. \quad (6.61)$$

6.5.4. Схема с несколькими распределительными пунктами

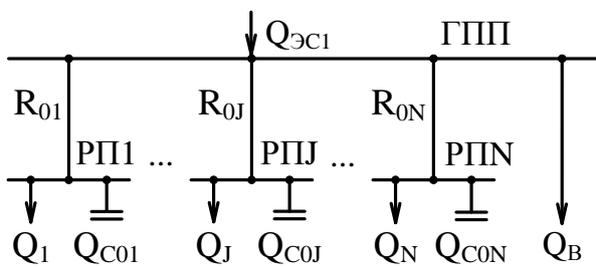


Рис. 6.11. Схема с несколькими распределительными пунктами

Рассмотрим случай распределения мощности компенсирующих устройств (БК) между отдельными высоковольтными РП, питаемыми от сборных шин ГПП (ЦРП) – рис. 6.11. К сборным шинам каждого РП, например, РП_j, подключена соответствующая реактивная нагрузка Q_j и БК мощностью Q_{C0j} . К сборным шинам ГПП (ЦРП) подключена реак-

тивная нагрузка Q_B . От энергосистемы предприятию передаётся реактивная мощность $Q_{\text{ЭС1}}$ (на одну секцию сборных шин ГПП).

Сначала по формуле (6.30) найдем величину множителя Лагранжа и, подставив его в выражение (6.26), получим расчётное соотношение

$$Q_{C0j} = Q_j + \frac{Q_B - Q_{\text{ЭС1}}}{R_{0j}} \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^m R_{0j}}, \quad \text{где } j = 1, 2, \dots, m. \quad (6.62)$$

6.5.5. Определение мощности основной группы БК, подключаемой к трансформаторам ТП со стороны низшего напряжения

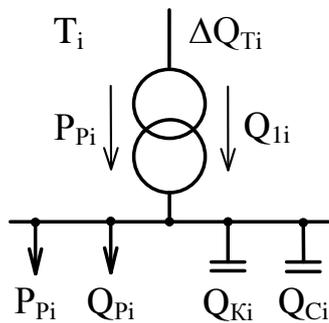


Рис. 6.12. Распределение реактивной мощности в ТП

При выборе мощности трансформаторов ТП определяется экономически целесообразное (оптимальное) их число $N_{Т.Э}$ для каждого цеха по методике, приведённой в [40]. Для каждого трансформатора из условия допустимой загрузки его в нормальном режиме находится мощность, которую этот трансформатор может пропустить из сети напряжением 6–10 кВ в низковольтную сеть:

$$Q_{Li} = \sqrt{(K_{з.д} \cdot S_{Т.НОМ})^2 - P_{Pi}^2}, \quad (6.63)$$

где $S_{Т.НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А; P_{Pi} – расчётная (максимальная) активная нагрузка трансформатора, кВт; $K_{з.д}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме.

Для обеспечения баланса реактивной мощности на стороне низкого напряжения трансформатора должна быть установлена БК (основная группа БК), мощность которой

$$Q_{Ki} = Q_{Pi} - Q_{Li}, \quad (6.64)$$

где Q_{Pi} – расчётная (максимальная) реактивная нагрузка на трансформатор, квар.

Если при расчетах получается $Q_{Ki} < 0$, то установка основной группы БК для данного трансформатора не устанавливается.

Однако в любом из указанных выше случаев следует рассмотреть возможность установки дополнительной группы БК Q_{Ci} со стороны низшего напряжения трансформатора, параметры которой определяются технико-экономическими расчётами, рассмотренными выше.

6.6. Определение мощности БК, подключаемой к секции СШ ГПП

Мощность БК, подключаемой к одной секции СШ ГПП напряжением 6–10 кВ, питающаяся от одного трансформатора (половина системы электроснабжения предприятия), определяется из условия баланса реактивной мощности по предприятию по выражению (см. раздел 6.2)

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{i=1}^r Q_{Vi} + \Delta Q_{T, ГПП} - \sum_{i=1}^n Q_{Ci} - \sum_{i=1}^m Q_{Cди} - \sum_{j=1}^m Q_{C0j} - Q_{Э1}. \quad (6.65)$$

где Q_{li} и ΔQ_{Ti} – реактивная мощность, потребляемая от трансформаторов цеховых ТП и потери реактивной мощности в них;

Q_{Vi} – реактивная нагрузка высоковольтных потребителей (асинхронные электродвигатели, электротехнологические установки и т. п.);

$\Delta Q_{T, ГПП}$ – потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП;

Q_{Ci} – мощность низковольтных БК;

$Q_{Cди}$ – реактивная мощность, отдаваемая синхронными двигателями в сеть;

Q_{C0j} – мощность высоковольтных БК, подключенных к секциям СШ РП;

$Q_{Э1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, которую предприятие потребляет от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок предприятия, приходящаяся на одну секцию сборных шин ГПП.

Примечание. В выражении (6.65) рассматриваются ТП, СД, БК и пр., питающиеся от одной секции СШ ГПП предприятия – половина СЭС. В общем случае предприятие получает из энергосистемы реактивную мощность $Q_{Э} = 2 \cdot Q_{Э1}$.

В выражении (6.65) неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности $Q_{Э1}$, передаваемой энергосистемой заводу. Нахождение экономически целесообразной (оптимальной) реактивной мощности $Q_{Э}$, потребляемой предприятием от энергосистемы – это достаточно сложная задача, т. к. необходим учет параметров не только предприятия, но и энергосистемы, оценка которых на стадии проектирования представляет большие трудности. В настоящее время на стадии проектирования величину $Q_{Э}$ определяют по приведённой ниже методике [11].

Оптимальная реактивная мощность $Q_{Э}$, передаваемая от энергосистемы в сеть промышленного предприятия в режиме максимума нагрузки энергосистемы, определяется как наименьшая из двух значений, рассчитываемых по формулам:

$$Q_{Э}' = \alpha \cdot P_P \quad \text{и} \quad Q_{Э}'' = Q_P - \frac{0,7}{K_{Н,Р}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{CД, Mi}, \quad (6.66)$$

где P_P и Q_P – соответственно расчётные активная и реактивная мощности предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы; $\sum_{i=1}^n Q_{CД, Mi}$ – предполагаемая мощность синхронных двигателей напряжением 6–10 кВ, установленных на предприятии; $K_{Н,Р}$ – коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимума реактивных нагрузок промышленных предприятий и максимума реактивных нагрузок энергосистемы (табл. 6.1); α – рас-

чётный коэффициент, зависящий от напряжения точки разделения балансовой принадлежности энергосистемы и промышленного предприятия, регламентированный в настоящее время приказом Министерства промышленности и энергетики РФ от 23 июня 2015 г., № 380 [28]. (табл. 6.2).

Таблица 6.1

| Отрасль промышленности | Коэффициент несовпадения $K_{н.р}$ |
|--|------------------------------------|
| Нефтеперерабатывающая, текстильная | 0,95 |
| Черная и цветная металлургия, химическая, нефтеперерабатывающая, пищевая, строительная, бумажная | 0,9 |
| Угольная, газовая, машиностроительная, металлоперерабатывающая | 0,85 |
| Торфообработывающая, деревоперерабатывающая | 0,8 |

Таблица 6.2

| Предельные значения коэффициента реактивной мощности $\alpha = Q_{\text{Э}} / P_{\text{Р.ПП}}$ | Напряжение электрической сети, кВ |
|--|-----------------------------------|
| 0,5 | 110, 220 |
| 0,4 | 6, 10, 35 |
| 0,35 | 0,38 |

Из анализа выражения (6.66) видно, что при наличии на предприятии достаточно большого количества высоковольтных синхронных двигателей величина $Q''_{\text{Э}}$ может оказаться меньше величины $Q'_{\text{Э}}$ – это говорит о том, что из энергосистемы можно брать реактивной мощности меньше.

По известным величинам реактивной мощности $Q_{\text{Э}}$, передаваемой из энергосистемы предприятию, и его расчетной активной мощности $P_{\text{Р.ПП}}$ определяется *задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности*

$$\operatorname{tg}\varphi_{\text{Э}} = \frac{Q_{\text{Э}}}{P_{\text{Р.ПП}}}. \quad (6.67)$$

6.7. Определение множителя Лагранжа

Если оказывается, что $Q_0 < 0$, то это говорит об избытке реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия, обусловленном внутренними источниками, следовательно установка высоковольтной БК на секции СШ ГПП получается нецелесообразной. Поэтому можно и нужно

уменьшить мощности внутренних источников. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей в системе электроснабжения (рис. 6.13), нужно воспользоваться множителем Лагранжа, для которого в общем случае можно записать выражение

$$\lambda = \frac{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q' + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{1.Г.КНi}}{R_{Эi}} + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{1.Г.СДi}}{R_{Э.СДi}} + \sum_{j=1}^u \frac{Z_{1.Г.КВj}}{R_{0j}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{Эi}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{Э.СДi}} + \sum_{j=1}^u \frac{1}{R_{0j}}} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\sum_{k=1}^s \left(2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q'_{Bk} + \sum_{m=1}^p \frac{Z_{1.Г.КН.k.m}}{R_{Э.k.m}} + \sum_{m=1}^p \frac{Z_{1.Г.СД.k.m}}{R_{Э.k.m}} \right) \frac{R_{Тк}}{R_{0.k} + R_{Т.k}}}{\sum_{k=1}^s \frac{1}{R_{0.k} + R_{Т.k}}}, \quad (6.68)$$

где $Q' = Q_{В.0} + \Delta Q_{Т.ГПП} - \sum_{i=1}^n (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) - Q_{ЭС1}$ – реактивная нагрузка,

подключённая к шинам ГПП (не содержащая источники реактивной мощности, т. е. $Q_0 = 0$), Мвар. В мощность Q' входят реактивная нагрузка $Q_{В.0}$, подключённая к 1СШ ГПП, потери $\Delta Q_{Т.ГПП}$ в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП ($Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}$), подключённые к 1СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности $Q_{ЭС1}$, поступающей из энергосистемы;

$\Delta Q_{Т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП, питающем секцию сборных шин, Мвар;

$Q_{ЭС1}$ – экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию (приходящаяся на одну секцию сборных шин ГПП или ЦРП), Мвар;

i – индекс, относящийся к присоединениям (радиальные и магистральные линии), подключённым к сборным шинам ГПП (ЦРП);

j – индекс, относящийся к высоковольтным РП, к которым подключены БК;

k – индекс, относящийся к высоковольтным РП, к которым не подключены БК;

m – индекс, относящийся к присоединениям, подключённым к сборным шинам последних РП и имеющим источники реактивной мощности;

$Z_{1.Г.КНi}$, $Z_{1.Г.СДi}$, $Z_{1.Гi}$ – затраты относятся только к источникам реактивной мощности (Q_{Ci} и $Q_{СДi}$), подключённым к 1СШ ГПП, мощности которых оказались больше нуля, руб./Мвар;

$Z_{1.Г.КВj} = Z_{10}$ – затраты относятся к высоковольтным БК, подключённым к РП, мощности которых оказались больше нуля, руб./Мвар;

$R_{Эi}$ – эквивалентное активное сопротивление i -го присоединения, Ом;
 R_{0j} – активное сопротивление линии, соединяющей сборные шины ГПП и j -го РП, Ом;

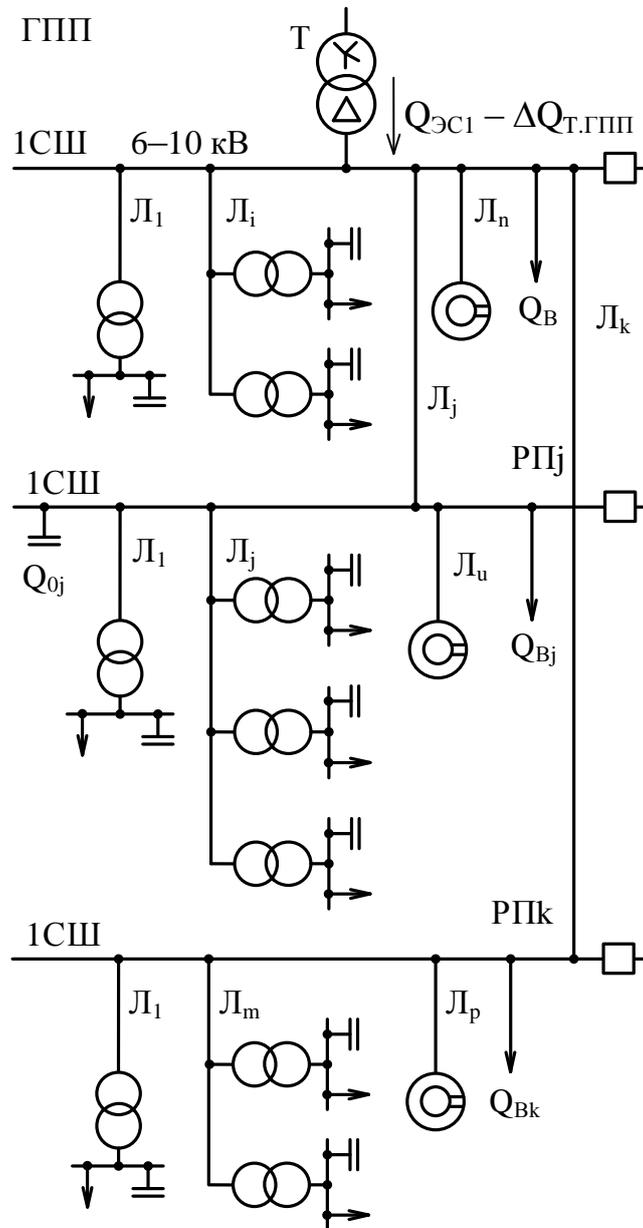


Рис. 6.13. Схема электроснабжения предприятия от одного трансформатора ГПП

$$Q'_{Bk} = Q_{Bk} + \sum_{i=1}^n (Q_{Ti.k} + \Delta Q_{Ti.k}) - \text{реактивная нагрузка, подключённая к}$$

сборным шинам k -го РП (не содержащего источники реактивной мощности), Мвар. В мощность Q'_{Bk} входят реактивные мощности РП, на которых установка высоковольтных БК оказалась экономически нецелесообразной – высоковольтная реактивная нагрузка Q_{Bk} и реактивные нагрузки ТП с учётом потерь реактивной мощности в трансформаторах, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной;

$Z_{1Г.КН.k.m}$ и $Z_{1Г.СД.k.m}$ – удельные затраты на генерацию реактивной мощности источниками, подключёнными к m-му присоединению k-го РП (на которых, во-первых, установка высоковольтных БК оказалась нецелесообразной, во-вторых, мощности источников оказались больше нуля), руб./Мвар.

$R_{Э.k.m}$ – эквивалентное активное сопротивление m-го присоединения k-го РП, Ом;

R_{0k} – активное сопротивление линии, соединяющей сборные шины ГПП и k-го РП, Ом;

$\frac{1}{R_{Тк}} = \sum_m^p \frac{1}{R_{Э.k.m}}$ – эквивалентная проводимость присоединений, подключенных к сборным шинам k-го РП и содержащих источники реактивной мощности, 1/Ом.

Выражение (6.68) может быть использовано для расчета множителя Лагранжа по параметрам схемы электроснабжения, удельным затратам на генерацию реактивной мощности для отдельных источников, высоковольтным реактивным нагрузкам, подключенным к шинам ГПП и РП, и заданной реактивной мощности, потребляемой предприятием от энергосистемы $Q_{ЭС1}$ (рис. 6.13).

Следует отметить, что при использовании данной методики расчёта коэффициент Лагранжа определяется исходя из условия баланса реактивных мощностей на СШ ГПП, и его величина находится один раз (без итераций). При отсутствии высоковольтных распределительных пунктов РП, когда все электроприёмники питаются только от СШ ГПП, множитель Лагранжа будет иметь вид

$$\lambda = \frac{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q' + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{1Г.КНi}}{R_{Эi}} + \sum_{i=1}^n \frac{Z_{1Г.СДi}}{R_{Э.СДi}}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{Эi}} + \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{Э.СДi}}}. \quad (6.69)$$

6.8. Определение резервной реактивной мощности предприятия

Резервная реактивная мощность определяется исходя из баланса реактивных мощностей на шинах ГПП и должна составлять 10–15 % необходимой реактивной мощности источников предприятия Q_R .

Резерв может быть получен за счёт недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{\text{СД.М}i} - Q_{\text{СД}i})}{Q_{\text{P}}} \cdot 100 \geq 10 - 15 \%. \quad (6.70)$$

Если резерв недостаточен, то необходима установка резервной высоковольтной БК в РУ 10 кВ ГПП или РП.

7. ПРИМЕР РАСЧЁТА КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

7.1. Порядок расчёта

1. Составляется схема электроснабжения с указанием всех необходимых величин и параметров. На ней намечаются места возможной установки БК: сборные шины ГПП, высоковольтных РП и низковольтных распределительных устройств цеховых ТП. В качестве источников реактивной мощности в сетях общего назначения следует принимать: энергосистему, синхронные двигатели и низковольтные и высоковольтные конденсаторные батареи.

2. Определяются эквивалентные активные сопротивления радиальных и магистральных линий, питающих высоковольтные РП и трансформаторы цеховых ТП с подключенными к ним источниками реактивной мощности.

3. Определяются удельные затраты на генерацию и передачу реактивной мощности $Z_{1Г}$ и $Z_{2Г}$ для каждого источника реактивной мощности.

4. Определяются оптимальные реактивные мощности Q_i отдельных источников в предположении, что к сборным шинам ГПП и РП подключены конденсаторные батареи Q_0 и Q_{COj} . При этом множитель Лагранжа принимается равным $\lambda = Z_{1,0} = Z_{1,Г.КВ}$.

5. При определении Q_i проверяется условие ограничения по мощности БК и СД (см. выражение 6.25), т. е. мощности низковольтных и высоковольтных БК не должны быть меньше минимально заданных значений $Q_{З.Н}$ и $Q_{З.В}$. При курсовом и дипломном проектировании можно принимать $Q_{З.Н} = 30$ квар и $Q_{З.В} = 100$ квар. Генерируемая реактивная мощность СД должна быть больше нуля, но не должна превышать максимально возможное (располагаемое) значение $Q_{СД,М}$ для данного двигателя.

6. При исключении источника реактивной мощности из расчётов (оказались не экономичными) производится коррекция значений высоковольтной нагрузки $Q_{В.ГПП}$, $Q_{В.РП}$.

7. Определяются мощности Q_{COj} высоковольтных БК, подключаемых к сборным шинам РП. Если для всех РП окажется, что $Q_{COj} \geq Q_{З.В}$, то переходят к расчётам по п. 9.

8. Если для отдельных РП окажется, что $Q_{COj} < Q_{З.В}$, т. е. установка на них БК здесь нецелесообразна, то для этих РП реактивные мощности низковольтных БК и синхронных двигателей должны уточняться с использованием выражений (6.61).

9. Определяется мощность Q_0 БК, подключаемой к сборным шинам ГПП. Если окажется, что $Q_0 \geq Q_{З.В}$ или $Q_0 = 0$ (с точностью до 5 %), то расчёт на этом заканчивается.

10. Если окажется, что $Q_0 < Q_{з.в}$ и $|Q_0| > 5 \% Q_{и.п}$, где $Q_{и.п}$ – суммарная мощность источников реактивной мощности предприятия, найденная при расчётах, то установка БК на сборных шинах ГПП не экономична. Тогда определяют множитель Лагранжа λ и снова определяются (уточняются) оптимальные реактивные мощности источников с учётом найденного значения λ .

11. С целью проверки правильности выполнения расчетов составляется баланс потребляемых Q_p и генерируемых Q_g реактивных мощностей схемы электроснабжения промышленного предприятия.

11. Выбираются типы и стандартные значения мощностей БК с учетом ранее найденных величин Q_k основных групп БК, устанавливаемых в низковольтных распределительных устройствах цеховых ТП.

12. Определяются расчётный коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{Э.Р}$ и резерв реактивной мощности источников, который должен составлять не менее 10–15 % потребной мощности этих источников.

7.2. Выбор расчетной схемы

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной СЭС ПП. Основные положения метода расчета приведены в разделе 6.

Выберем места установки и рассчитаем мощности компенсирующих устройств в СЭС станкостроительного завода. Внутреннее электроснабжение завода осуществляется на напряжении 10 кВ. На ГПП установлены два силовых трансформатора типа ТДН-16000/110/10 мощностью по 16 МВ·А каждый. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет две секции сборных шин (СШ). Части схемы электроснабжения предприятия, питаемые соответственно от 1-й и 2-й секций СШ РУ-10 кВ ГПП идентичны. Поэтому в дальнейшем расчёт ведём для одной секции СШ.

Если на ГПП установлены трансформаторы с расщеплёнными обмотками, т. е. схема РУ напряжением 6 или 10 кВ состоит из четырёх секций сборных шин, то в начале расчёта две секции СШ одного трансформатора объединяются и рассматриваются как одна секция СШ, на которую из энергосистемы поступает половина реактивной мощности ($Q_{Э1} - \Delta Q_{г.гпп}$). После определения оптимальных мощностей источников предприятия производят разделение указанных секций СШ таким образом, чтобы коэффициенты реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ по секциям были одинаковы – этого добиваются соответствующим разделением высоковольтных конденсаторных батарей, подключаемых к СШ 6 или 10 кВ рассматриваемого трансформатора ГПП. Если же установка отмеченных высоковольтных конденсаторных батарей нецелесообразна, то может оказаться что $\text{tg}\varphi$ разных секций СШ одного трансформатора будут различны.

На рис. 7.1 показана половина схемы электроснабжения станкостроительного завода, которая питается от одной секции 1СШ 10 кВ ГПП. Потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП $\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,935$ Мвар. В схеме имеется два высоковольтных распределительных пункта РП1 и РП2. К первым секциям 1СШ РУ 10 кВ ГПП и РП подключены кабельные линии, питающие синхронные двигатели, трансформаторы цеховых ТП, два асинхронных двигателя напряжением 10 кВ мощностью по $Q_{АД} = 180$ квар и согласующий трансформатор типа ТМ-2500/10/6, понижающий напряжение до 6 кВ, для питания синхронных двигателей СД4. Расчётная активная нагрузка завода составляет $P_p = 2 \cdot P_{P1} = 2 \cdot 5,8 = 11,6$ МВт, где P_{P1} – нагрузка, приходящаяся на одну секцию сборных шин.

В табл. 7.1 приведены исходные данные для схемы электроснабжения, показанной на рис. 7.1. Здесь обозначено: $S_{Т.нi}$ – номинальная мощность трансформатора i -й ТП; Q_{i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на один трансформатор i -й ТП и потери реактивной мощности в нём; R_{Ti} – активное сопротивление трансформатора i -й ТП, приведённое к напряжению 10 кВ; $R_{ли}$ – активное сопротивление i -й кабельной линии.

Таблица 7.1

| Трансформаторная подстанция | $S_{Т.нi}$, кВ·А | Q_{i} , квар | ΔQ_{Ti} , квар | R_{Ti} , Ом | $R_{ли}$, Ом |
|-----------------------------|----------------------|-------------------|---------------------------|------------------|------------------|
| ТП1 | 250 | 184 | 14,8 | 5,93 | 1,85 |
| ТП2 | 630 | 271 | 29,6 | 1,91 | 0,166 |
| ТП3 | 630 | 271 | 29,6 | 1,91 | 0,143 |
| ТП4 | 1000 | 377 | 41,0 | 1,22 | 0,123 |
| ТП5 | 1000 | 377 | 41,0 | 1,22 | 0,167 |
| ТП6 | 630 | 205 | 29,6 | 1,91 | 0,167 |
| ТП7 | 1000 | 392 | 41,0 | 1,22 | 0,1 |
| ТП8 | 630 | 245 | 29,6 | 1,91 | 0,1 |
| ТП9 | 1000 | 235 | 41,0 | 1,22 | 0,12 |
| ТП10 | 630 | 288 | 29,6 | 1,91 | 0,13 |
| ТП11 | 400 | 116 | 17,2 | 3,44 | 0,14 |
| ТП12 | 400 | 116 | 17,2 | 3,44 | 0,17 |
| ТП13 | 2500 | – | 49,0 | 0,40 | 0,17 |
| Итого | – | 3077 | 410,2 | – | – |

При курсовом (дипломном) проектировании данные Q_{i1} и ΔQ_{T1} следует взять из раздела «Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций предприятия». Ниже приведены соотношения для определения параметров элементов схемы электроснабжения:

– активного сопротивления трансформатора

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_H^2}{S_{T.H}},$$

где ΔP_{K3} – активные потери короткого замыкания [33]; U_H – номинальное напряжение, к которому приводится сопротивление трансформатора; $S_{T.H}$ – номинальная мощность трансформатора;

– потери реактивной мощности трансформатора

$$\Delta Q_T = \left(\frac{I_{XX.\%}}{100} + K_3^2 \cdot \frac{U_{K.\%}}{100} \right) \cdot S_{T.H},$$

где $I_{XX.\%}$ – ток холостого хода, %; K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме (берётся из таблицы расчёта трансформаторов цеховых ТП); $U_{K.\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

– активное сопротивление линии

$$R_L = r_{уд} \cdot L, \quad r_{уд} = \frac{1}{\gamma \cdot F},$$

где $r_{уд}$ – удельное сопротивление жил кабеля, Ом/км; L – длина линии, км; γ – удельная проводимость материала жил кабеля, м/(Ом·мм²), для медных жил $\gamma = 53$, для алюминиевых жил $\gamma = 32$; F – сечение жилы кабеля, мм².

Данные о синхронных и асинхронных двигателях представлены в табл. 7.2, где обозначено: U_H – номинальное напряжение двигателя; $P_{СД,нi}$ и $Q_{СД,нi}$ – номинальные активная и реактивная мощности СД; N_i – количество СД; n_i – число оборотов СД; D_{1i} и D_{2i} – параметры, характеризующие потери активной мощности в СД. Технические данные по синхронным двигателям, взяты из табл. 5.1 и [34, табл.7.8 и 7.9; 35, табл. 11.4].

Сопротивления отдельных линий схемы электроснабжения равны $R_{01} = R_{02} = R_{Л.СДi} = 0,05$ Ом.

Синхронный двигатель в зависимости от загрузки $\beta_{СД}$ по активной мощности может дополнительно генерировать определенную реактивную мощность сверх номинальной при номинальном напряжении питания и номинальном токе возбуждения. Эту мощность называют располагаемой реактивной мощностью СД и определяют ее по формуле (5.31)

$$Q_{СД,ми} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot S_{СД,нi} = \alpha_{ми} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД,нi}^2 + Q_{СД,нi}^2},$$

где α_{Mi} – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{СДi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{Hi}$. Эта зависимость приведена на рис. 5.15.

Таблица 7.2

Исходные данные синхронных и асинхронных электродвигателей

| Обозначение на схеме, рис. 7.1 | Тип двигателя | U_H , кВ | $P_{СД,Hi}$, кВт | $Q_{СД,Hi}$, квар | N_i , шт. | n_i , об/мин | D_{1i} , кВт | D_{2i} , кВт |
|--------------------------------|---------------|------------|-------------------|--------------------|-------------|----------------|----------------|----------------|
| СД1 | СДН | 10 | 1250 | -645 | 2 | 1000 | 6,77 | 6,98 |
| СД2 | СТД | 10 | 1250 | -630 | 4 | 3000 | 3,60 | 4,92 |
| СД3 | СТД | 10 | 630 | -320 | 1 | 3000 | 2,07 | 3,44 |
| СД4 | СТД | 6 | 630 | -320 | 2 | 600 | 5,60 | 4,06 |
| АД | – | 10 | – | 180 | 2 | – | – | – |

Примем, что все синхронные двигатели СД1–СД4 имеют $\beta_{СД} = 0,9$, тогда $\alpha_{Mi} = 0,47$. Следовательно,

$$Q_{СД,М1} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{1250^2 + 645^2} = 1322 \text{ квар.}$$

$$Q_{СД,М2} = 0,47 \cdot 4 \cdot \sqrt{1250^2 + 630^2} = 2632 \text{ квар.}$$

$$Q_{СД,М3} = 0,47 \cdot 1 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 0,322 \text{ квар.}$$

$$Q_{СД,М4} = 0,47 \cdot 2 \cdot \sqrt{630^2 + 320^2} = 0,644 \text{ квар.}$$

Мощности $Q_{СД,Мi}$ для СД записаны в табл. 7.3.

Таблица 7.3

Расчётные данные синхронных двигателей

| Обозначение на схеме рис. 7.1 | $Q_{СД,Мi}$, Мвар | $Z_{1г.СДi}$, руб./Мвар | $Z_{2г.СДi}$, руб./Мвар ² | $R_{Э.СДi}$, Ом | $Q_{СДi}$, Мвар |
|-------------------------------|--------------------|--------------------------|---------------------------------------|------------------|------------------|
| СД1 | 1,322 | 129669 | 103643 | 0,864 | 0 |
| СД2 | 2,632 | 70594 | 38285 | 0,322 | 0,701/0,696 |
| СД3 | 0,322 | 79915 | 415017 | 3,41 | 0,055/0,054 |
| СД4 | 0,644 | 216195 | 244908 | 2,55 | 0 |
| Итого | 4,920 | – | – | – | 0,750 |

7.3. Определение расчётных затрат на генерацию реактивной мощности

При определении затрат на генерацию реактивной мощности рассматриваются потери активной мощности в электрических сетях от протекания реактивной мощности от источника до потребителя.

Удельная стоимость годовых потерь активной мощности C_0 , руб./((кВт·год), от протекания реактивной мощности по электрическим сетям определяется выражениями

$$C_0 = \left(\beta + \frac{\alpha_{\Gamma}}{T_M} \right) \cdot \tau_M; \quad (7.1)$$

$$\beta = \beta_{\text{ГЕН}} + \beta_{\text{СЕТ}};$$

$$\alpha_{\Gamma} = 12 \cdot \alpha_M; \quad \alpha_M = \alpha_{\text{ГЕН}} + \alpha_{\text{СЕТ}},$$

где β – дополнительная ставка двухставочного тарифа за потреблённую электроэнергию, руб./((кВт·ч); α_{Γ} – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность за год, руб./((кВт·год); α_M – основная ставка двухставочного тарифа за заявленную максимальную мощность за один месяц, руб./((кВт·мес.); $\alpha_{\text{ГЕН}}$ и $\beta_{\text{ГЕН}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты генерирующей компании на выработку электрической энергии; $\alpha_{\text{СЕТ}}$ и $\beta_{\text{СЕТ}}$ – составляющие двухставочного тарифа, компенсирующие затраты сетевой компании на передачу электрической энергии по её электрическим сетям; T_M – годовое число часов использования полугодового максимума активной нагрузки, ч/год, приведено в табл. 7.4 [31, табл. 2.3]; τ_M – годовое число часов максимальных потерь активной мощности, ч/год.

Таблица 7.4

| Предприятие | Годовое число часов использования максимума нагрузки по | |
|--|---|----------------------------------|
| | активной мощности $T_{M.A}$ | реактивной мощности $T_{M.P}$ |
| Химические заводы | 7000 | 6200 |
| Заводы тяжёлого машиностроения | 4840 | 3770 |
| Заводы станкостроения | 4750 | 4345 |
| Инструментальные заводы | 4960 | 4140 |
| Заводы шарикоподшипников | 6130 | 5300 |
| Заводы подъёмно-транспортного оборудования | 3880 | 3330 |
| Автотракторные заводы | 5240 | 4960 |
| Сельскохозяйственное машиностроение | 4220 | 5330 |
| Приборостроение | 3180 | 3080 |
| Авторемонтные заводы | 3200 | 4370 |
| Вагоноремонтные заводы | 3660 | 3560 |
| Электротехнические заводы | 6460 | 4280 |
| Металлообрабатывающие заводы | 5380 | 4355 |

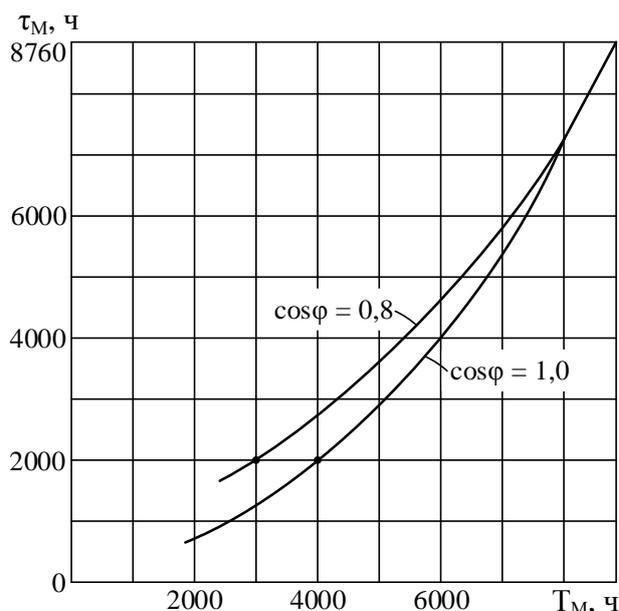


Рис. 7.2. Годовое число максимальных потерь τ_M

В практических расчетах, зная годовое число часов T_M использования максимума нагрузки, годовое число максимальных потерь τ_M можно найти по выражению [31, с. 79]

$$\tau_M = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \cdot 8760 \quad (7.2)$$

или кривым, приведённым на рис. 7.2.

В табл. 7.5 приведена информация о двухставочном тарифе на электрическую энергию, утверждённом на 1-е полугодие 2016 г.

Таблица 7.5

Двухставочный тариф на электрическую энергию, утверждённый на 1-е полугодие 2016 г.

| Уровень напряжения в точке поставки электроэнергии, кВ | Плата за договорную или присоединенную мощность, руб. кВт·мес. | | Плата за потреблённую электроэнергию, руб. кВт·ч | | Максимальное значение коэффициента реактивной мощности $\text{tg}\varphi_{\Sigma}$, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети*** |
|--|--|----------------------------|---|---------------------------|--|
| | $\alpha_M = \alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}}$ | | $\beta = \beta_{\text{СЕТ}} + \beta_{\text{ГЕН}}$ | | |
| | $\alpha_{\text{СЕТ}}^*$ | $\alpha_{\text{ГЕН}}^{**}$ | $\beta_{\text{СЕТ}}^*$ | $\beta_{\text{ГЕН}}^{**}$ | |
| 110, 220 | 959,11 | | 1,3488 | | 0,5 |
| | 548,45 | 410,66 | 0,2912 | 1,0576 | |
| 35 | 1208,56 | | 1,3396 | | 0,4 |
| | 797,90 | 410,66 | 0,2820 | 1,0576 | |
| 6, 10, 20 | 1573,36 | | 1,3623 | | 0,4 |
| | 1162,70 | 410,66 | 0,3047 | 1,0576 | |
| Ниже 1 кВ | 1734,8 | | 1,4225 | | 0,35 |
| | 1324,14 | 410,66 | 0,3649 | 1,0576 | |

Примечания к таблице:

* – Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2015 г. № 66/10 «Об установлении единых(котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области», опубликованное на сайте <http://www.tarif74.ru/LegalActs?page=6>.

** – Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учётом на январь», опубликованная на сайте <http://esbt74.ru/>.

*** – Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», опубликованный на сайте <http://docs.cntd.ru/document/420285270>.

В рассматриваемом примере предприятие питается от энергосистемы на напряжении 110 кВ. Следовательно, двухставочный тариф на электрическую энергию составит:

$$\begin{aligned}\beta &= \beta_{\text{СЕТ}} + \beta_{\text{ГЕН}} = 0,2912 + 1,0576 = 1,3488 \text{ руб./}(\text{кВт}\cdot\text{ч}); \\ \alpha_{\text{М}} &= \alpha_{\text{СЕТ}} + \alpha_{\text{ГЕН}} = 548,45 + 410,66 = 959,11 \text{ руб./}(\text{кВт}\cdot\text{мес}.); \\ \alpha_{\text{Г}} &= 12 \cdot \alpha_{\text{М}} = 12 \cdot 959,11 = 11509,32 \text{ руб./}(\text{кВт}\cdot\text{год}).\end{aligned}$$

С учётом того, что годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки для станкостроительного завода составляет $T_{\text{М}} = 4960$ ч/год (см. табл. 7.4) удельная стоимость годовых потерь активной мощности при передаче реактивной мощности по электрическим сетям будет равна

$$\begin{aligned}\tau_{\text{М}} &= \left(0,124 + \frac{4960}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 3367 \frac{\text{ч}}{\text{год}}; \\ C_0 &= \left(1,3488 + \frac{11509,32}{4960} \right) \cdot 3367 = 12354,3 \frac{\text{руб.}}{\text{кВт}}.\end{aligned}$$

При расчётах компенсации реактивной мощности ранее использовалась **удельная стоимость конденсаторных батарей в ценах 1990 г.:**

$K_{\text{БКВ}} = 6000$ руб./Мвар – для высоковольтных батарей 6–10 кВ;

$K_{\text{БКН}} = 12000$ руб./Мвар – для низковольтных батарей 380 В.

Для проведения технико-экономических расчётов в настоящее время необходимо воспользоваться **индексом изменения сметной стоимости оборудования** на I квартал 2016 г. по отрасли народного хозяйства «Электроэнергетика» по отношению к сметной стоимости оборудования на 01.01.1991 г.

$$I_{\text{ИСС}}^{\frac{2016}{1991}} = 75,96 = \frac{\text{Стоимость на 01.01.2016 г.}}{\text{Стоимость на 01.01.1991 г.}}$$

Значения индекса $I_{ИСС}$ приводятся **в приложении 5** «Индексы изменения сметной стоимости оборудования на I квартал 2016 г.» **к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации** от 19.02.2016 г. № 4688-ХМ/05, опубликованном на сайте <http://www.ocenchik.ru/docsh/2489-indexy-izmeneniya-smr-1kv2016-minstroy.html>

Значения индекса $I_{ИСС}$ обновляются ежеквартально.

С учётом этого, в расчётах будем использовать следующие удельные стоимости конденсаторных батарей:

$$K_{БКН} = 75,96 \cdot 12000 = 911520 \text{ руб./Мвар};$$

$$K_{БКВ} = 75,96 \cdot 6000 = 455760 \text{ руб./Мвар}.$$

Определение затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками воспользуемся формулами, приведенными в разделе 6.3.1:

– для низковольтных БК напряжением 380 В (выражение 6.15)

$$\begin{aligned} Z_{1,Г.КН} &= E \cdot K_{БКН} + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = \\ &= 0,223 \cdot 911520 + 12354,3 \cdot 4 = 25268698660 \text{ руб./Мвар}; \end{aligned}$$

– для высоковольтных БК напряжением 10 кВ (выражение 6.15)

$$\begin{aligned} Z_{1,0} = Z_{1,Г.КВ} &= E \cdot K_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ} = \\ &= 0,223 \cdot 455760 + 12354,3 \cdot 2 = 126343 \text{ руб./Мвар}; \end{aligned}$$

– для синхронных двигателей (выражение 6.13)

$$Z_{1,Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{i1}}{Q_{СДi1}}; \quad Z_{2,Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СДi1}^2}.$$

$$Z_{1,Г.СД1} = 12354 \cdot \frac{6,77}{0,645} = 129669 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{1,Г.СД2} = 12354 \cdot \frac{3,6}{0,63} = 70594 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{1,Г.СД3} = 12354 \cdot \frac{2,07}{0,32} = 79915 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{1,Г.СД4} = 12354 \cdot \frac{5,6}{0,32} = 216195 \text{ руб./Мвар};$$

$$Z_{2,Г.СД1} = 12354 \cdot \frac{6,98}{2 \cdot 0,645^2} = 103643 \text{ руб./Мвар}^2;$$

$$Z_{2,Г.СД2} = 12354 \cdot \frac{4,92}{2 \cdot 0,63^2} = 38285 \text{ руб./Мвар}^2;$$

$$Z_{2,Г.СД3} = 12354 \cdot \frac{3,44}{1 \cdot 0,32^2} = 415017 \text{ руб./Мвар}^2;$$

$$Z_{2.г.сд4} = 12354 \cdot \frac{4,06}{2 \cdot 0,32^2} = 244908 \text{ руб./Мвар}^2.$$

Результаты расчета затрат для СД сведены в табл. 7.3.

7.4. Определение оптимальной мощности ИРМ

7.4.1. Источники, подключённые к секции 1СШ ГПП

Наметим все возможные места установки (подключения) дополнительных компенсирующих устройств к секции 1СШ ГПП (рис. 7.1) – батарей конденсаторов: низковольтные секции СШ цеховых ТП (Q_{Ci}), секции СШ высоковольтных РП (Q_{C0j}), секции СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена от высоковольтных СД предприятия ($Q_{Cдi}$) и из энергосистемы ($Q_{ЭС}$). Применяемый метод расчета, представленный в разделе 6, позволяет определить, где установка дополнительных БК экономически выгодна, а где нет, какие оптимальные мощности можно получить от СД и из энергосистемы.

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП – рис. 7.1. Рассмотрим их последовательно.

Для ТП1, питающейся по радиальной линии (табл. 7.1 и рис. 7.3, а), эквивалентное сопротивление (см. выражение 6.33)

$$R_{Э1} = R_{Л1} + R_{Т1} = 1,85 + 5,93 = 7,79 \text{ Ом.}$$

Для ТП2 и ТП3, питающихся по магистральной линии с двумя ТП (табл. 7.1 и рис. 7.3, б), сначала введем обозначения:

$$\begin{aligned} R_{01} = R_{Л2} &= 0,166 \text{ Ом}; & R_{12} = R_{Л3} &= 0,143 \text{ Ом}; \\ R_1 = R_{Т2} &= 1,91 \text{ Ом}; & R_2 = R_{Т3} &= 1,91 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Эквивалентная проводимость относительно точки 1 для схемы рис. 7.3, б (см. выражение 6.42)

$$\frac{1}{R_{ЭТ1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_2} = \frac{1}{1,91} + \frac{1}{0,143 + 1,91} = \frac{1}{0,99} \frac{1}{\text{Ом}}.$$

С учётом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП2 и ТП3 (см. выражение 6.41):

$$\begin{aligned} R_{Э2} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot R_1 = \left(1 + \frac{0,166}{0,99}\right) \cdot 1,91 = 2,23 \text{ Ом}; \\ R_{Э3} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{Т1}}\right) \cdot (R_{12} + R_2) = \left(1 + \frac{0,166}{0,99}\right) \cdot (0,143 + 1,91) = 2,4 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

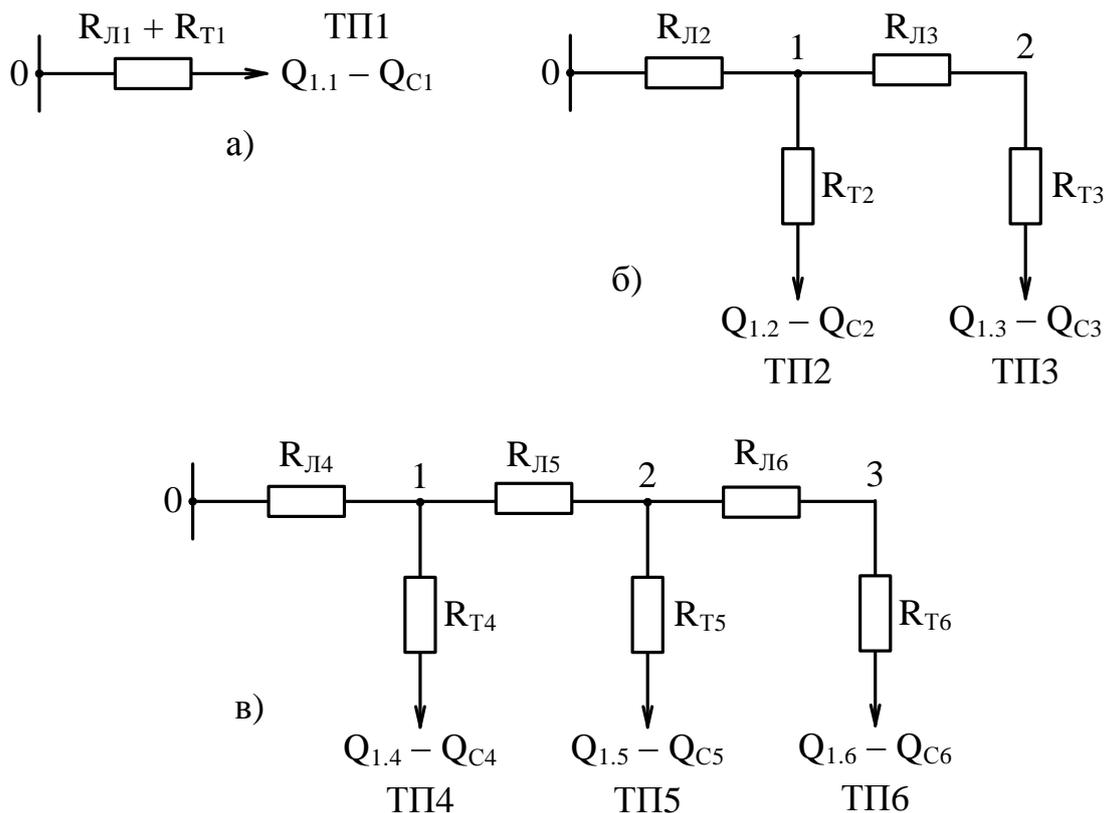


Рис. 7.3. Схемы замещения радиальной (а) и магистральных (б, в) схем

Для ТП4–ТП6, питающихся по магистральной линии с тремя ТП (табл. 7.1 и рис. 7.3, в), примем:

$$R_{01} = R_{Л4} = 0,123 \text{ Ом}; \quad R_{12} = R_{Л5} = 0,167 \text{ Ом}; \quad R_{23} = R_{Л6} = 0,167 \text{ Ом};$$

$$R_1 = R_{Т4} = 1,22 \text{ Ом}; \quad R_2 = R_{Т5} = 1,22 \text{ Ом}; \quad R_3 = R_{Т6} = 0,191 \text{ Ом}.$$

Эквивалентная проводимость точек 2 и 1 схемы рис. 7.3, в (см. выражение 6.46 – сворачиваем схему с конца магистральной линии):

$$\frac{1}{R_{Э.Т2}} = \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_{23} + R_3} = \frac{1}{1,22} + \frac{1}{0,167 + 1,91} = \frac{1}{0,77} \frac{1}{\text{Ом}};$$

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_{12} + R_{Т2}} = \frac{1}{1,22} + \frac{1}{0,167 + 0,77} = \frac{1}{0,53} \frac{1}{\text{Ом}}.$$

Эквивалентные сопротивления (см. выражение 6.45):

$$R_{\text{Э4}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot R_1 = \left(1 + \frac{0,123}{0,53}\right) \cdot 1,22 = 1,5 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{Э5}} = \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot R_2 = \left(1 + \frac{0,123}{0,53}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,167}{0,77}\right) \cdot 1,22 = 1,83 \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} R_{\text{Э6}} &= \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{T2}}\right) \cdot (R_{23} + R_3) = \\ &= \left(1 + \frac{0,123}{0,53}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,167}{0,77}\right) \cdot (0,167 + 1,91) = 3,11 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Значения эквивалентных сопротивлений записываем табл. 7.6.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП секции 1СШ 10 кВ ГПП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК Q_0 (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = \mathfrak{Z}_{10} = \mathfrak{Z}_{1.Г.КН}$) – см. выражение (6.35):

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\mathfrak{Z}_{10} - \mathfrak{Z}_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Эi}}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{\text{Эi}}},$$

где $a = \frac{1000}{U_H^2} = \frac{1000}{10^2} = 10, \text{ кВ}^{-2};$

$$Z = \frac{\mathfrak{Z}_{1.0} - \mathfrak{Z}_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0} = \frac{126343 - 252686}{2 \cdot 10 \cdot 12354} = -0,511 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Определим оптимальные мощности низковольтных БК, устанавливаемых в ТП

$$Q_{C1} = 0,184 + 0,0148 + \frac{-0,511}{7,78} = 0,133 \text{ Мвар} \geq Q_{3.Н} = 30 \text{ квар}.$$

$$Q_{C2} = 0,271 + 0,0296 + \frac{-0,511}{2,23} = 0,071 \text{ Мвар} \geq Q_{3.Н} = 30 \text{ квар}.$$

$$Q_{C3} = 0,271 + 0,0296 + \frac{-0,511}{2,4} = 0,087 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{C4} = 0,377 + 0,041 + \frac{-0,511}{1,5} = 0,077 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{C5} = 0,377 + 0,041 + \frac{-0,511}{1,83} = 0,139 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{C6} = 0,205 + 0,0296 + \frac{-0,511}{3,11} = 0,070 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчётов мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Расчет оптимальной мощности БК-0,38 и БК-10 кВ

| Место установки БК | $R_{Эi}$, Ом | Q_{Ci}, Q_{Cj} , Мвар | | Q_{Ki} , квар | $Q_{Ki} + Q_{Ci}$, квар | Тип принятой стандартной БК | Q_{Cti} , квар |
|--------------------|---------------|-------------------------|----------|-----------------|--------------------------|-----------------------------|------------------|
| | | Расчетное | Принятое | | | | |
| ТП1 | 7,78 | 0,133 | 0,133 | 73 | 206 | УКРМ-0,4-200 | 200 |
| ТП2 | 2,23 | 0,071 | 0,071 | 180 | 251 | УКРМ-0,4-250 | 250 |
| ТП3 | 2,40 | 0,087 | 0,087 | 195 | 282 | УКРМ-0,4-300 | 300 |
| ТП4 | 1,50 | 0,077 | 0,077 | 205 | 282 | УКРМ-0,4-300 | 300 |
| ТП5 | 1,83 | 0,139 | 0,139 | 210 | 349 | УКРМ-0,4-350 | 350 |
| ТП6 | 3,11 | 0,070 | 0,070 | 150 | 220 | УКРМ-0,4-225 | 225 |
| ТП7 | 1,32 | 0,046/0 | 0 | 250 | 250 | УКРМ-0,4-250 | 250 |
| ТП8 | 2,01 | -0,02/0 | 0 | 210 | 210 | УКРМ-0,4-225 | 225 |
| ТП9 | 1,34 | -0,105 | 0 | 290 | 292 | УКРМ-0,4-300 | 300 |
| ТП10 | 2,04 | 0,067 | 0,067 | 180 | 247 | УКРМ-0,4-250 | 250 |
| ТП11 | 3,58 | -0,1 | 0 | 130 | 130 | УКРМ-0,4-150 | 150 |
| ТП12 | 3,61 | -0,008 | 0 | 130 | 130 | УКРМ-0,4-150 | 150 |
| Итого | | | 0,644 | | | Итого | 2950 |
| ТП13 | 0,57 | - | - | - | - | - | - |
| РП1 (Q_{C01}) | 0,05 | -0,094 | 0 | - | - | - | - |
| РП2 (Q_{C02}) | 0,05 | 1,202 | 1,202 | - | - | УКРМ56-10,5-1200 | 1200 |
| ГПП (Q_0) | - | 1,454 | 1,454 | - | - | УКРМ56-10,5-1500 | 1500 |
| Итого | - | - | 3,300 | 2203 | 5503 | - | 5650 |

Определим реактивную мощность, генерируемую синхронными двигателями СД1, подключенными к секции 1СШ 10 кВ ГПП (см. выражение 6.36) при условии $Q_0 > 0$

$$Q_{CД1} = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.СД1}}{2 \cdot 3_{2.СД1}} = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.СД1}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Э.СД1}};$$

$$R_{Э.СД1} = \frac{R_{Л.СД1}}{N_1} + \frac{3_{2.Г.СД1}}{a \cdot C_0} = \frac{0,05}{2} + \frac{103643}{10 \cdot 12354} = 0,864 \text{ Ом};$$

$$Q_{CД1} = \frac{126343 - 129669}{2 \cdot 10 \cdot 12354 \cdot 0,864} = -0,015 \text{ Мвар} < 0.$$

Учитывая технические ограничения для синхронного двигателя, принимаем $Q_{CD1} = 0$, т. е. эти двигатели использовать в качестве источника реактивной мощности не целесообразно. Результаты расчетов для СД1 записываем в табл. 7.3.

7.4.2. Источники, подключённые к секции 1СШ РП1

Определение реактивной мощности источников, подключенных к секции 1СШ РП1. Параметры схемы замещения для РП1 (рис. 7.4) определяются, используя соотношения (6.54 и 6.55) при условии $Q_0 > 0$:

$$R_{Э7} = R_{Л7} + R_{Т7} = 0,1 + 1,22 = 1,32 \text{ Ом};$$

$$R_{Э8} = R_{Л8} + R_{Т8} = 0,1 + 1,91 = 2,01 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.СД2} = \frac{R_{Л.СД2}}{N_2} + \frac{Z_{2.Г.СД2}}{a \cdot C_0} = \frac{0,05}{4} + \frac{38285}{10 \cdot 12354} = 0,322 \text{ Ом};$$

$$R_{Э.СД3} = \frac{R_{Л.СД3}}{N_3} + \frac{Z_{2.Г.СД3}}{a \cdot C_0} = \frac{0,05}{1} + \frac{415017}{10 \cdot 12354} = 3,41 \text{ Ом}.$$

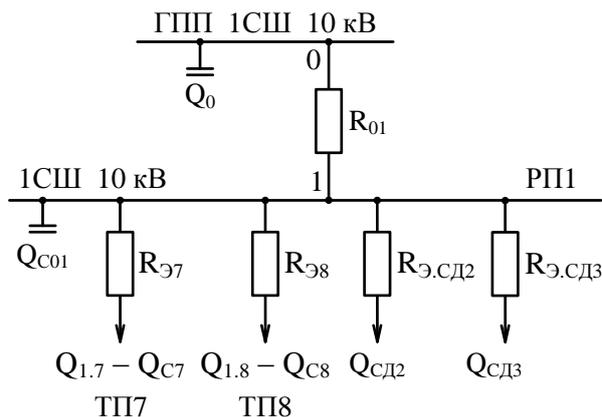


Рис. 7.4. Схемы замещения для РП1

Примечание. Если к секции 1СШ РП1 подключены магистральные схемы питания ТП, то они преобразуются к эквивалентным радиальным по соответствующим соотношениям, рассмотренным для ТП, подключённых к секциям СШ ГПП.

Определение реактивной мощности, генерируемой источниками, подключенными к РП1, сначала производится при условии, что переток реактивной мощности по линии ГПП – РП отсутствует (см. раздел 6).

Мощность низковольтных БК найдем по формуле (6.56) в предположении, что к этим шинам подключена высоковольтная БК Q_0 (при этом множитель Лагранжа $\lambda = Z_{10}$)

$$Q_{Ci} = Q_{Li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{10} - Z_{1.Г.КHi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}}.$$

$$Q_{C7} = 0,392 + 0,041 + \frac{-0,511}{1,32} = 0,046 \text{ Мвар} > Q_{3.Н} = 30 \text{ квар}.$$

$$Q_{C8} = 0,245 + 0,0296 + \frac{-0,511}{2,01} = 0,020 \text{ Мвар} < Q_{3.Н} = 30 \text{ квар}.$$

Установка низковольтной БК в ТП8 нецелесообразна (см. табл. 7.6), т. е. принимаем $Q_{C8} = 0$.

Реактивные мощности синхронных двигателей найдем по формуле (6.57):

$$Q_{CD2} = \frac{3_{1.0} - 3_{1.Г.СД2}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Э.СД2}} =$$

$$= \frac{126343 - 70594}{2 \cdot 10 \cdot 12354 \cdot 0,322} = 0,701 \text{ Мвар} < Q_{СД.М2} = 2,632 \text{ Мвар};$$

$$Q_{СД3} = \frac{126343 - 79915}{2 \cdot 10 \cdot 12354 \cdot 3,41} = 0,055 \text{ Мвар} < Q_{СД.М3} = 0,322 \text{ Мвар}.$$

Для определения мощности высоковольтной БК Q_{C01} , подключаемой к секции СШ РП1, составим балансы потребляемой и генерируемой мощностей (см. выражение 6.58)

$$Q_{П.РП1} = \sum_{i=7}^8 (Q_{Ii} + \Delta Q_{Ti}) + \sum_{k=1}^n Q_{Bk} =$$

$$= 0,392 + 0,041 + 0,245 + 0,0296 + 0 = 0,708 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{Г.РП1} = \sum_{i=7}^8 Q_{Ci} + \sum_{i=2}^3 Q_{CDi} = 0,046 + 0 + 0,701 + 0,055 = 0,802 \text{ Мвар}.$$

Мощность высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ РП1 (см. выражение 6.58), определяем из условия баланса мощностей

$$Q_{C01} = Q_{П.РП1} - Q_{Г.РП1} = 0,708 - 0,802 = -0,094 \text{ Мвар} < 0.$$

Это говорит об избытке реактивной мощности на РП и нецелесообразности установки высоковольтной БК на РП1. Поэтому следует уменьшить мощность ИРМ на величину избытка – расчёт для РП в этом случае будем проводить, используя другие соотношения (6.59–6.61), которые для нашего конкретного случая будут иметь следующий вид

$$Q_{Ci} = Q_{Ii} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z}{R_{Эi}} - \left(Q_{П.РП1} - \sum_{i=7}^8 \frac{Z}{R_{Эi}} \right) \cdot \frac{R_{Э.Т1}}{R_{Эi}};$$

$$Q_{CDi} = \frac{Z_i}{R_{Э.СДi}} + \left(Q_{П.РП1} - \sum_{i=2}^3 \frac{Z_i}{R_{Э.СДi}} \right) \cdot \frac{R_{Э.Т1}}{R_{Э.СДi}};$$

$$Z = \frac{3_{10} - 3_{1.Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad Z_i = \frac{3_{10} - 3_{1.Г.СДi}}{2 \cdot a \cdot C_0}.$$

Эквивалентная проводимость точки 1 (рис. 7.4)

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_{01}} + \frac{1}{R_{Э7}} + \frac{1}{R_{Э8}} + \frac{1}{R_{Э.СД2}} + \frac{1}{R_{Э.СД3}}.$$

Поскольку оказалось, что мощность Q_{C8} равна нулю, то соответствующий эквивалентный радиус не рассматривается, т. е.

$$\frac{1}{R_{Э.Т1}} = \frac{1}{R_{01}} + \frac{1}{R_{Э7}} + \frac{1}{R_{Э.СД2}} + \frac{1}{R_{Э.СД3}} = \frac{1}{0,05} + \frac{1}{1,32} + \frac{1}{0,322} + \frac{1}{3,41} = \frac{1}{0,0414} \text{ Ом};$$

$$Z_2 = \frac{126343 - 70594}{2 \cdot 10 \cdot 12354} = 0,226 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом};$$

$$Z_3 = \frac{126343 - 79915}{2 \cdot 10 \cdot 12354} = 0,188 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Окончательно получаем

$$\begin{aligned} Q_{C7} &= 0,392 + 0,041 + \frac{-0,511}{1,32} + \left(0,708 - \frac{-0,511}{1,32} \right) \cdot \frac{0,0414}{1,32} = \\ &= 0,008 \text{ Мвар} < Q_{3,Н} = 30 \text{ квар.}; \end{aligned}$$

$$Q_{СД2} = \frac{0,226}{0,322} + \left(0,708 - \frac{0,226}{0,322} - \frac{0,188}{3,41} \right) \cdot \frac{0,0414}{0,322} = 0,696 \text{ Мвар} < Q_{СД.М2};$$

$$Q_{СД3} = \frac{0,188}{3,41} + \left(0,708 - \frac{0,226}{0,322} - \frac{0,188}{3,41} \right) \cdot \frac{0,0414}{3,41} = 0,054 \text{ Мвар} < Q_{СД.М3}.$$

Последние результаты показали, что генерируемые мощности СД2 и СД3 несколько снизились, а мощность низковольтной БК Q_{C7} после снижения оказалась меньше значения технического ограничения, поэтому её значение принимаем равным нулю. Результаты расчётов сводим в табл. 7.3 и 7.6 в соответствующие графы, в которых через наклонную черту выписаны значения, рассчитанные соответственно при условии установки и не установки высоковольтной БК Q_{C01} на сборных шинах РП1.

7.4.3. Источники, подключённые к секции 1СШ РП2

Определение реактивной мощности источников, подключенных к секции 1СШ РП2. На рис. 7.5 представлена схема замещения для РП2. Её параметры определяются по соотношениям (6.54 и 6.55):

$$R_{Э9} = r_{C9} + r_{Т9} = 0,12 + 1,22 = 1,34 \text{ Ом};$$

$$R_{Э10} = r_{C10} + r_{Т10} = 0,13 + 1,91 = 2,04 \text{ Ом};$$

$$R_{Э11} = r_{C11} + r_{Т11} = 0,14 + 3,44 = 3,58 \text{ Ом};$$

$$R_{Э12} = r_{C12} + r_{Т12} = 0,17 + 3,44 = 3,61 \text{ Ом};$$

$$R_{Э13} = r_{C13} + r_{Т13} = 0,17 + 0,40 = 0,57 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{Э.СД4}} = \frac{R_{\text{Э13}}}{N_4} + \frac{Z_{2.Г.СД4}}{a \cdot C_0} = \frac{0,57}{1} + \frac{77000}{10 \cdot 4590} = 1,59 \text{ Ом.}$$

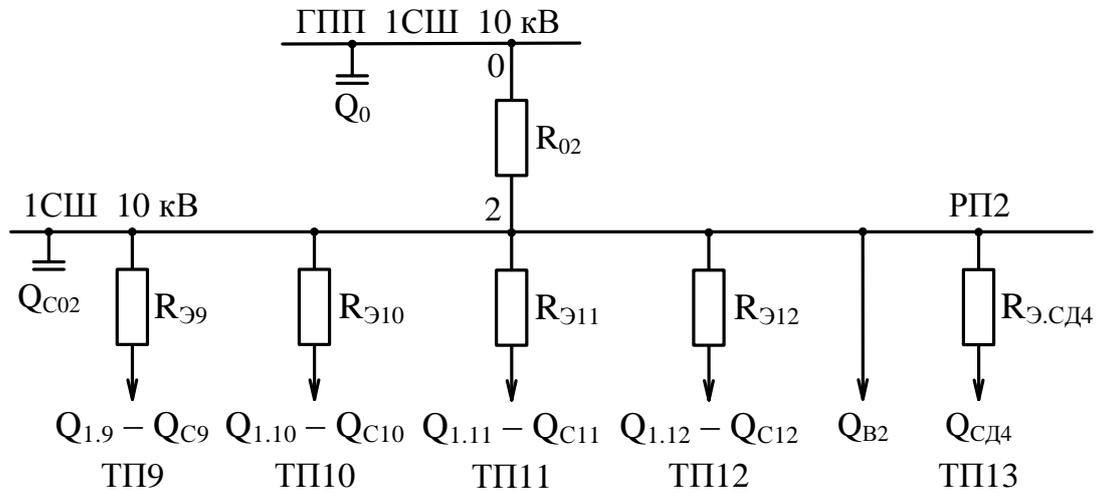


Рис. 7.5. Схемы замещения для РП1 и РП2

Мощности низковольтных БК, подсоединённых к трансформаторам ТП9–ТП12, найдём по формуле (6.56) в предположении, что к этим шинам подключена высоковольтная БК (при этом множитель Лагранжа $\lambda = Z_{1.0}$)

$$Q_{Ci} = Q_{Li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{Z_{1.0} - Z_{1.Г.КНi}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Эi}}}$$

$$Q_{C9} = 0,235 + 0,041 + \frac{-0,511}{1,34} = -0,105 < 0 \Rightarrow Q_{C9} = 0.$$

$$Q_{C10} = 0,288 + 0,0296 + \frac{-0,511}{2,04} = 0,067 \text{ Мвар} > Q_{3.Н} = 30 \text{ квар.}$$

$$Q_{C11} = 0,116 + 0,0172 + \frac{-0,511}{3,58} = -0,1 \text{ Мвар} < 0 \Rightarrow Q_{C11} = 0.$$

$$Q_{C12} = 0,116 + 0,0172 + \frac{-0,511}{3,61} = -0,008 \text{ Мвар} < 0 \Rightarrow Q_{C12} = 0.$$

Результаты расчета сведем в табл. 7.6. Оказалось, что мощности БК Q_{C9} , Q_{C11} , $Q_{C12} < 0$, т. е. их установка в ТП9, ТП11, ТП12 нецелесообразна.

Реактивную мощность СД4 находим по формуле (6.57):

$$Q_{\text{СД4}} = \frac{Z_{1.Г.КВ} - Z_{1.Г.СД4}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\text{Э.СД4}}} = \frac{126343 - 216195}{2 \cdot 10 \cdot 12354 \cdot 2,55} = -0,1143 \text{ Мвар} \Rightarrow Q_{\text{СД.М4}} = 0.$$

Для определения мощности высоковольтной БК $Q_{\text{С02}}$, подключаемой к секции СШ РП2, составим балансы потребляемой и генерируемой мощностей

$$Q_{\Pi, \text{РП2}} = \sum_{i=9}^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T13} + \sum_{k=1}^2 Q_{Адк} =$$

$$= 0,235 + 0,041 + 0,288 + 0,0296 + 0,116 + 0,0172 + 0,116 + 0,0172 + 0,049 + 2 \cdot 0,18 =$$

$$= 1,269 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{Г, \text{РП2}} = \sum_{i=9}^{12} Q_{Ci} + Q_{СД4} = 0 + 0,067 + 0 + 0 + 0 = 0,067 \text{ Мвар.}$$

Мощность высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ РП2 (см. выражение 6.58), определяем из условия баланса мощностей

$$Q_{C02} = Q_{\Pi, \text{РП2}} - Q_{Г, \text{РП2}} = 1,269 - 0,067 = 1,202 \text{ Мвар.}$$

После расчёта оптимальных мощностей для ИРМ завода переходим к определению параметров высоковольтной БК, которая может быть установлена на сборных шинах напряжением 10 кВ ГПП.

7.4.4. Определение мощности БК, подключенной к секции 1СШ ГПП

Мощность высоковольтной БК Q_{C0} , подключаемой к секции 1СШ ГПП, определяется из условия баланса потребляемой и генерируемой реактивных мощностей на заводе и получаемой из энергосистемы (см. выражение 6.65)

$$Q_0 = \sum_{i=1}^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T13} + \sum_{j=0}^2 Q_{Bj} + \Delta Q_{Т, \text{ГПП}} - \sum_{i=1}^{12} Q_{Ci} - \sum_{i=1}^4 Q_{СДi} - \sum_{j=1}^2 Q_{C0j} - Q_{Э1}.$$

В последнем выражении неизвестна только величина экономически целесообразной реактивной мощности ($Q_{Э} = 2 \cdot Q_{Э1}$), передаваемой энергосистемой заводу. Согласно (6.66) $Q_{Э}$ определяется как минимальная величина из двух расчётных значений:

$$Q_{Э}' = \alpha \cdot P_p \quad \text{и} \quad Q_{Э}'' = Q_p - \frac{0,7}{K_{Н,Р}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_{СД, Mi}.$$

Для рассматриваемого примера для синхронного двигателя имеем: $\alpha = 0,5$ (см. табл. 6.2); $K_{Н,Р} = 0,85$ (табл. 6.1); $\sum_{i=1}^4 Q_{СД, Mi} = 4,92$ Мвар (табл. 7.3).

Расчётная активная нагрузка завода

$$P_p = 2 \cdot P_{p1} = 2 \cdot 5,8 = 11,6 \text{ МВт.}$$

Потребляемая реактивная мощность завода

$$Q_p = 2 \cdot Q_{p1} = 2 \cdot Q_{\Pi, \text{ГПП}} = 2 \cdot 4,782 = 9,564 \text{ Мвар;}$$

$$Q_{\Pi, \text{ГПП}} = \sum_{i=1}^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T13} + \sum_{j=1}^2 Q_{Bj} + \Delta Q_{Т, \text{ГПП}} =$$

$$= 3,077 + 0,41 + 0,36 + 0,935 = 4,782 \text{ Мвар,}$$

где $\sum_{i=1}^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T13} = 3,077 + 0,41$ Мвар (табл. 7.1);

$$\sum_{j=1}^2 Q_{Bj} = 2 \cdot 0,18 = 0,36 \text{ Мвар (табл. 7.2);}$$

$\Delta Q_{T,ГПП} = 0,935$ Мвар – потери реактивной мощности в одном трансформаторе ГПП.

$$Q'_{\text{э}} = 0,5 \cdot 2 \cdot 5,8 = 5,8 \text{ Мвар;}$$

$$Q''_{\text{э}} = 2 \cdot 4,782 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 2 \cdot 4,92 = 1,464 \text{ Мвар.}$$

Минимальным является второе расчётное значение $Q''_{\text{э}}$, которое принимаем в качестве экономически целесообразной реактивной мощности, передаваемой из энергосистемы заводу в режиме максимальных нагрузок (задается на границе раздела сетей энергоснабжающей организации и потребителя – на стороне высшего напряжения трансформаторов ГПП – см. рис. 7.1),

$$Q_{\text{э}} = Q''_{\text{э}} = 1,464 \text{ Мвар,}$$

а реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП,

$$Q_{\text{э1}} = Q_{\text{э}} / 2 = 0,732 \text{ Мвар.}$$

Примечание. Отметим, что величина $Q''_{\text{э}}$ значительно меньше $Q'_{\text{э}}$ в связи с наличием на заводе синхронных двигателей, которые экономически целесообразно использовать для компенсации реактивной мощности в СЭС завода.

После определения всех исходных данных получим мощность БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП

$$Q_0 = 4,782 - 0,644 - 0,75 - 0 - 1,202 - 0,732 = 1,454 \text{ Мвар} > 0.$$

Это говорит о целесообразности установки высоковольтной БК, подключаемой к секции 1СШ ГПП.

Проверим баланс генерируемой и потребляемой на заводе реактивной мощности

$$\begin{aligned} Q_{Г,ГПП} &= \sum_{i=1}^{12} Q_{Ci} + \sum_{i=1}^4 Q_{CДи} + \sum_{j=1}^2 Q_{C0j} + Q_{\text{э1}} = \\ &= 0,644 + 0,75 + 0 + 1,202 + 0,732 + 1,454 = 4,782 \text{ Мвар} = Q_{П,ГПП}. \end{aligned}$$

По известным величинам реактивной мощности $Q_{\text{э}}$, передаваемой из энергосистемы предприятию, и его расчетной активной мощности P_p определяется *задаваемое предприятию энергосистемой значение коэффициента реактивной мощности*

$$\text{tg}\varphi_{\text{э,з}} = \frac{Q_{\text{э}}}{P_p} = \frac{1,464}{11,6} = 0,126.$$

Примечание. Можно переходить к завершению расчетов компенсации реактивной мощности: выбору комплектных конденсаторных установок,

определению расчетного значения $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}$ и резерва реактивной мощности предприятия.

Выбор комплектных конденсаторных установок (ККУ). Мощность низковольтных БК цеховых ТП, определяются суммой двух групп БК: основной Q_{Ki} и дополнительной Q_{Ci} (см. раздел 6.5.6)

$$Q_{K.Hi} = Q_{Ki} + Q_{Ci}.$$

Мощность Q_{Ki} определяется пропускной способностью трансформаторов цеховых ТП (см. раздел курсового или дипломного проекта «Выбор числа, мощности и типа трансформаторов цеховых ТП предприятия»), а мощность Q_{Ci} – расчетами, проведенными в данном разделе.

Выбор ККУ осуществляется по каталогам. *Поскольку ККУ имеют определенную шкалу стандартных мощностей Q_{CTi} , то следует выбирать ближайшую мощность, стремясь, чтобы суммарное отклонение мощностей всех ККУ равнялось нулю или было несколько больше него – превышать получаемую из энергосистемы мощность Q_{Σ} запрещается, в частности, для предприятия за превышение Q_{Σ} могут вводиться определённые штрафные санкции.*

В рассматриваемом примере ККУ напряжением 380 В выбраны по каталогу ООО «Челябинский завод электрооборудования» [43], напряжением 10 кВ – по каталогу ТОО «Усть-Каменогорский конденсаторный завод» [42]. Данные о выборе ККУ сведём в табл. 7.6.

Определение расчётного коэффициента реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P}$. При определении $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P}$ необходимо учесть, что в состав ИРМ включены основные группы БК $Q_{K.Hi}$, поэтому в балансе потребляемой реактивной мощности вместо Q_{Li} следует рассматривать расчётную нагрузку ТП Q_{Pi} (см. раздел 6.5.5 и выражения 6.63–6.64). Зная выбранное значение мощностей Q_{CTi} ККУ, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{\Sigma 1}$, поступающей из энергосистемы):

$$\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Q_{Pi} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_{T13} + \sum_{j=0}^2 Q_{Bj} + \Delta Q_{T.ГПП} - \left(\sum_{i=1}^{12} Q_{CT.Hi} + \sum_{j=1}^2 Q_{CT.Bj} + \sum_{i=1}^4 Q_{CT.Ci} \right)}{P_{P1}},$$

где $Q_{Pi} = Q_{Li} + Q_{Ki}$ – расчётная реактивная нагрузка на стороне низшего напряжения ТП (см. выражение 6.64).

$$\begin{aligned} \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P} &= \frac{3,077 + 2,203 + 0,41 + 0,36 + 0,935 - (2,95 + 2,7 + 0,75)}{5,8} = \\ &= \frac{0,585}{5,8} = 0,101 \leq \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,126. \end{aligned}$$

Расчетное значение $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P}$ должно быть равно заданному энергосистемой значению $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}$ или быть несколько меньше из-за дискретности шкалы ККУ. В примере, если бы $\sum Q_{CTi}$ равнялось бы $\sum (Q_{Ki} + Q_{Ci})$, то $\operatorname{tg}\varphi_{\Sigma.P} = \operatorname{tg}\varphi_{\Sigma}$.

Резерв реактивной мощности, который должен составлять не менее 10–15% потребляемой предприятием реактивной мощности, может быть получен за счет недоиспользованной мощности синхронных двигателей, т. е. ее увеличения с оптимального значения до располагаемого (см. раздел 6.8)

$$Q_{\text{РЕЗ}\%} = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_{\text{СДМ}i} - Q_{\text{СД}i})}{Q_{\text{Р1}}} \cdot 100 = \frac{4,92 - 0,75}{4,782} \cdot 100 = 87,2 \%$$

Если резерв недостаточен, то необходима установка резервной высоковольтной БК в РУ 10 кВ ГПП или РП.

7.4.5. Определение множителя Лагранжа

Если бы в результате расчётов получилось, что $Q_0 < 0$, то это говорило бы о нецелесообразности установки высоковольтной БК на секции 1СШ 10 кВ ГПП и избытке реактивной мощности в системе электроснабжения завода, обусловленной внутренними источниками. Поэтому можно и нужно уменьшить их мощность. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей в системе электроснабжения, нужно воспользоваться множителем Лагранжа.

В рассматриваемом примере получилось, что экономически нецелесообразна установка конденсаторных батарей на стороне низшего напряжения некоторых ТП, подключенных к секции СШ ГПП, и на секции СШ РП1. Кроме того, экономически нецелесообразным оказалось использование СД1 в качестве ИРМ. Поэтому из выражения (6.68) для множителя Лагранжа исключаются соответствующие слагаемые. С учётом этого, множитель Лагранжа будет иметь вид

$$\lambda = \frac{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q' + \sum_{i=1}^6 \frac{3_{1.Г.КНi}}{R_{\text{Э}i}} + \frac{3_{1.0}}{R_{02}} + \left(2 \cdot a \cdot C_0 \cdot Q_{\text{В1}} + \sum_{i=2}^3 \frac{3_{1.Г.СДi}}{R_{\text{Э.СД}i}} \right) \frac{R_{\text{Т1}}}{R_{01} + R_{\text{Т1}}}}{\sum_{i=1}^6 \frac{1}{R_{\text{Э}i}} + \frac{1}{R_{02}} + \frac{1}{R_{01} + R_{\text{Т1}}}}$$

Все комментарии к составляющим множителя Лагранжа даны в разделе 6.7.

Пример 2. Пусть задана схема электроснабжения предприятия с несколькими распределительными пунктами РП, к каждому из которых подключена на соответствующую реактивная нагрузка Q_j (рис. 7.6). Каждый РП, в свою очередь, соединён с секцией 1СШ ГПП линией с сопротивлением R_{0j} .

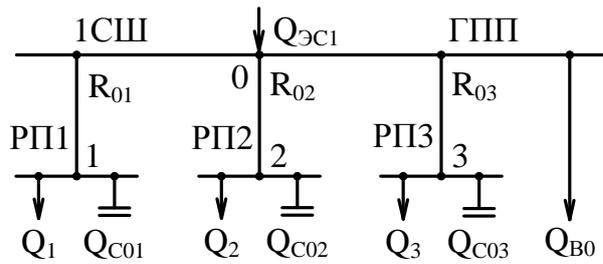


Рис. 7.6. Схема электроснабжения с несколькими РП

К секции СШ ГПП подсоединена реактивная нагрузка Q_{B0} . От энергосистемы в схему электроснабжения предприятия передается реактивная мощность $Q_{ЭС1}$. Требуется определить оптимальные мощности БК, подключаемых к РП. Реактивные нагрузки и параметры схемы:

$$\begin{aligned}
 Q_{ЭС1} &= 1,8 \text{ Мвар}; Q_{B0} = 0,4 \text{ Мвар}; \\
 Q_1 &= 1 \text{ Мвар}; R_{01} = 0,1 \text{ Ом}; \\
 Q_2 &= 1,5 \text{ Мвар}; R_{02} = 0,07 \text{ Ом}; \\
 Q_3 &= 2 \text{ Мвар}; R_{03} = 0,05 \text{ Ом}.
 \end{aligned}$$

Мощность БК, подключаемых к РП, можно определить по формуле (6.62)

$$Q_{C0j} = Q_j + \frac{Q_B - Q_{ЭС1}}{R_{0j}} \cdot \frac{1}{\sum_{j=1}^m R_{0j}}.$$

Рассчитав мощности БК по этой формуле, будем иметь: $Q_{C01} = 0$, Мвар; $Q_{C02} = 1,05$ Мвар; $Q_{C03} = 1,55$ Мвар. Проверяем баланс потребляемых и генерируемых мощностей:

$$\begin{aligned}
 Q_{P1} &= 0,4 + 1 + 1,5 + 2 = 4,9 \text{ Мвар}; \\
 Q_{Г1} &= 1,8 + 0,5 + 1,05 + 1,55 = 4,9 \text{ Мвар}.
 \end{aligned}$$

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Альтгаузен, А.П. Применение электронагрева и повышение его эффективности / А.П. Альтгаузен. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 128 с.
2. Борисов, Б.П. Электроснабжение электротехнологических установок / Б.П. Борисов, Г.А. Вагин. – Киев: Наукова думка, 1985. – 544 с.
3. Веселовский, О.Н. Энергетическая техника и её развитие / О.Н. Веселовский, Я.А. Шнейберг. – М.: Высшая школа, 1976. – 304 с.
4. Данцис, Я.Б. Ёмкостная компенсация реактивных нагрузок мощных токоприёмников промышленных предприятий / Я.Б. Данцис, Г.М. Жилов. – Ленинград: Энергия, 1980. – 176 с.
5. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 208 с.
6. Ершов, А.М. Внешнее и внутреннее электроснабжение промышленных предприятий. Ч. 3: Электропотребление: учебное пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1989, – 48 с.
7. Ершов, А.М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – Ч. 2. – 48 с.
8. Жежеленко, И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И.В. Жежеленко. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 160 с.
9. Жежеленко, И.В. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, М.Л. Рабинович, В.М. Божко. – Киев: Техника, 1981. – 160 с.
10. Жежеленко, И.В. Эффективные режимы работы электротехнологических установок / И.В. Жежеленко, В.М. Божко, М.Л. Рабинович. – Киев: Техника, 1987. – 184 с.
11. Железко, Ю.С. Методика расчёта оптимальных значений реактивной мощности, задаваемой энергосистемой / Ю.С. Железко, В.В. Файницкий // Энергетик. – 1982. – № 2. – С. 4–6.
12. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
13. Жохов, Б.Д. Выбор компенсирующих устройств в сетях общего назначения/ Б.Д. Жохов // Промышленная энергетика. – 1993. – № 3. – С. 36–40.
14. Иванов, В.С. Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В.С. Иванов, В.И. Соколов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.
15. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД 34.20.185-94. – М.: РАО ЭиЭ «ЕЭС России», 1994. – 28 с.

16. Капунцов, Ю.Д. Электрооборудование и электропривод промышленных установок / Ю.Д. Капунцов, В.А. Елисеев, Л.А. Ильяшенко. – М.: Высшая школа, 1979. – 259 с.
17. Карпов, Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях / Ф.Ф. Карпов. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.
18. Козлов, В.А. Электроснабжение городов / В.А. Козлов. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1988. – 264 с.
19. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии // Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора – М.: Энергоатомиздат, 1986. – С. 276–326.
20. Копытов, Ю.В. Экономия электроэнергии в промышленности / Ю.В. Копытов, Б.А. Чуланов. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 112 с.
21. Крупович, В.И. Развитие промышленной энергетики / В.И. Крупович // Промышленная энергетика. – 1981. – № 2. – С. 4–7.
22. Минеев, Р.В. Повышение эффективности электроснабжения печей / Р.В. Минеев, А.П. Михеев, Ю.К. Рыжнев. – М.: 1986. – 208 с.
23. Петров, О.А. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1986. – 49 с.
24. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. СП 31-110-2003. М.: Госстрой России, 2003. – 59 с.
25. Проектирование систем электроснабжения / В.Н. Винославский, А.В. Праховник, Ф. Клеппель, У. Бутц. – Киев: Вища школа, 1961. – 360 с.
26. Проектирование электрометаллургических цехов / М.И. Гасик и др. – Киев: Высшая школа, 1987. – 143 с.
27. Прейскурант № 09-01. Тариф на электрическую и тепловую энергию. – М.: Прейскурантиздат, 1988. – 16 с.
28. Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии».
29. РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчёту электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1993. – 9 с.
30. Сети напряжением до 1000 В. Расчёт электрических нагрузок // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – 1969. – № 9. – С. 10–18.
31. Справочник по проектированию электроснабжения. Электроустановки промышленных предприятий / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
32. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

33. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна и С.А. Бажанова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
34. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – Киев: Техника, 1985. – 280 с.
35. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под общ. Ред. А.А Фёдорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
36. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электрические установки угольных разрезов и обогатительных фабрик / Под ред. В.В. Дегтярева. – М.: Недра, 1988. – 436 с.
37. Справочник по энергоснабжению и электрооборудованию промышленных предприятий и общественных зданий / под общ. ред. профессоров МЭИ С.И. Гамазина, Б.И. Кудрина, С.А. Цырука. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 745 с.
38. Справочные данные по расчётным коэффициентам электрических нагрузок. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1990. – 118 с.
39. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1974. – 72 с.
40. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1984. – № 1. – 56 с.
41. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий // Инструктивные указания по проектированию электротехнических промышленных установок. – М.: Тяжпромэлектропроект, Энергоатомиздат, 1993. – № 1. – С. 22–53.
42. Установки конденсаторные высокого напряжения: каталог продукции. – Усть-Каменогорск: ТОО УККЗ, 2016. – 20 с.
43. Установка конденсаторная для компенсации реактивной мощности: руководство по эксплуатации. – Челябинск: ООО ЧЗЭО, 2016. – 16 с.
44. Фёдоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий: учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
45. Фотиев, М.М. Электрооборудование предприятий чёрной металлургии / М.М. Фотиев. – М.: Металлургия, 1980. – 312 с.
46. Электрические нагрузки промышленных предприятий / С.А. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, В.С. Мешель. – М.: Энергия, 1971. – 264 с.
47. Электрификация горных работ / С.А. Волотковский, Ф.П. Шкрабец, Г.Г. Пивняк. – Киев: Высшая школа, 1980. – 448 с.

48. Электрификация открытых горных работ / С.А. Волотковский и др. – М.: Недра, 1987. – 332 с.
49. Электротермическое оборудование: Справочник / Под ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Энергия, 1980. – 416 с.
50. Электротехнологические промышленные установки / под ред. А.Д. Свенчанского. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 400 с.
51. Электрофизические и электрохимические методы обработки материалов: В 2-х. т. / Под ред. В.П. Смолянцева. – М.: Высшая школа, 1983.

Учебное издание

Ершов Александр Михайлович

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Часть 2

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ.
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

Курс лекций

Техн. редактор *А.В. Миних*

Издательский центр Южно-Уральского государственного университета

Подписано в печать 17.01.2018. Формат 60×84 1/16. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 13,49. Тираж 70 экз. Заказ 7/232.

Отпечатано в типографии Издательского центра ЮУрГУ.
454080, г. Челябинск, проспект Ленина, 76.