

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

Институт химии и энергетики  
(наименование института полностью)

---

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

---

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

---

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Методы обеспечения качества электроэнергии в системах электроснабжения  
группы мощных насосов химического производства

Обучающийся

В.А. Решетников  
(Инициалы Фамилия)

---

(личная подпись)

Научный  
руководитель

д.т.н., доцент А.А. Кувшинов  
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

---

Тольятти 2023

## Содержание

Введение.....	3
1 Особенности системы электроснабжения .....	5
2 Компенсация реактивной мощности.....	18
2.1 Теоретические сведения.....	18
2.2 Методы и способы компенсации реактивной мощности .....	22
2.3 Индивидуальная компенсация реактивной мощности.....	31
2.4 Групповая компенсация реактивной мощности .....	42
2.5 Централизованная компенсация реактивной мощности.....	47
2.6 Установка устройства плавного пуска.....	52
3 Техничко – экономическое обоснование.....	59
3.1 Техничко – экономический расчет.....	59
3.2 Изменение нагрузки после компенсации реактивной мощности .....	68
Заключение .....	74
Список используемых источников.....	76

## Введение

С каждым годом электроэнергетика как в России, так и во всем мире, увеличивает темпы производства электроэнергии. В домах появляется все больше энергозатрачиваемых электроприемников, строятся высокотехнологические производства и заводы. По распоряжению «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года» от 9 июня 2020г. №1523-р пишут, что: «Производство электрической энергии по сравнению с 2008 годом увеличилось на 5,3 процента, потребление - на 5,4 процента, установленная мощность электростанций - на 11 процентов. В период с 2008 года по 2018 год введено 43,4 ГВт новой установленной мощности» [25]. Но одного только производства электроэнергии недостаточно, нужно передать электроэнергию на понижающие подстанции и потом уже к потребителям.

К главным требованиям современной электрической сети относится обеспечение надежности потребителей электрической энергией и обеспечение требуемого качества электроэнергии.

Помимо того, что не поддержание требуемого качества электроэнергии влечет к скорому износу оборудованию, увеличению аварийных ситуаций на производстве, так еще и на прямую связано с энергопотреблением электроприемников электрической энергией: увеличение потребления реактивной мощности, помимо уменьшения пропускной способности сети, приводит к увеличению потерь активной мощности, следовательно, повышаются расходы на электроэнергию.

Перечисленные выше проблемы являются актуальными в условиях современного развития российской экономики.

Силовые трансформаторы и асинхронные электрические двигатели есть на всех крупных промышленных предприятиях, так и на исследуемом объекте.

Трансформаторы и асинхронные электродвигатели являются потребителями как активной мощности, т.е. той мощности которая выполняет полез-

ную работу, так и реактивной мощности, которая не совершает полезной работы, а просто перемещается от источника до потребителя и обратно, не выполняя полезной работы.

Реактивная мощность нужна для создания магнитных полей в трансформаторах и асинхронных электродвигателей, следовательно, работа электрической сети без реактивной мощности невозможна.

Но чаще всего реактивная мощность в сети достигает таких значений при котором:

- уменьшается пропускная способность сети;
- возникает отклонение номинального напряжения;
- нужно увеличивать сечения кабелей, так как номинальный ток увеличивается и т.д. [3].

В результате выше сказанного установка компенсации реактивной мощности является целесообразно ведь это не только разгрузит сеть, но делает её более экономичней и надежней.

Электропотребители в здании трансформаторной подстанции с контроллерной предназначены для охлаждения помещения ЭРП, контроллерной и РУ-0,4 кВ. Электропотребители операторной состоят из источников бесперебойного питания и сплит-систем. В здании насосной пожаротушения находятся шкафы управления насосными установками.

Цель магистерской работы является обеспечить качество электроэнергии, а именно повысить коэффициент мощности, тем самым понизив потери активной мощности.

Задачи:

- провести анализ системы электроснабжения;
- рассчитать несколько способов повышения коэффициента мощности;
- провести технико-экономическое обоснование выбранного способа.

## 1 Особенности системы электроснабжения

Объектом исследования является группа корпусов установок гранулирования нитрата аммония (УГНА) на ПАО «КуйбышевАзот». КуйбышевАзот расположен в городе Тольятти Самарской области и является ведущим химическим предприятием как в Самарской области, так и в России.

КуйбышевАзот является лидером в производстве:

- капролактама (52% доля в производстве в РФ);
- полиамида (99,6 доля в производстве в РФ);
- товарной технической нити (5% доля в производстве в РФ);
- полиамидной кордоной ткани (80% доля в производстве в РФ);
- азотных удобрений (4,6% доля в производстве в РФ);

«Энергосбережению на предприятии всегда уделялось большое внимание. Реализуются программы, основными пунктами которых являются внедрение новых технологий, замена и модернизация оборудования, повышение эффективности его использования, снижение косвенных потерь, организационные мероприятия, вовлечение персонала в ресурсосбережение. При росте выработки физических объемов продукции за период 2010-2020 гг. в 1,5 раза потребление электрической энергии снизилось на 15%, а теплоэнергии на 5%» [1]. Общее потребление электроэнергии в 2010 году составляло 1023 ГВтч и на протяжении 10 лет снижалось при увеличении продукции, а в 2020 году общее потребление составило 866 ГВтч.

«За счет реализации программы энергосбережения и повышения эффективности условная годовая экономия электроэнергии достигла 4239,05 тыс. кВт.ч., тепла – 43745,2 Гкал.

Политика ресурсосбережения позволила снизить затраты электроэнергии и тепловой энергии на рубль товарной продукции по сравнению с 2010 г. на 37% и 30%, на тонну продукции – 44% и 37%, соответственно» [1]. Энергосбережение для таких крупных предприятий очень важно, если игнориро-

вать проблему с энергосбережением, то это ведет к отсутствию конкурентоспособности предприятия.

Объектом исследования является группа корпусов установок гранулирования нитрата аммония (УГНА). Данный объект состоит из семи корпусов:

- корпус 601Д – установка 2-ой ступени выпарки раствора нитрата аммония;
- корпус 620 – сооружение отделения выпарки с наружной установкой;
- корпус 621 – сооружение отделения гранулирования с наружной установкой;
- корпус 623 – здание трансформаторной подстанции с контроллерной;
- корпус 624 – здание операторной;
- корпус 625 – здание насосной пожаротушения;
- корпус 627 – сооружение для фасовки, отгрузки с площадкой временного хранения готовой продукции.

Все корпуса запитываются от двух комплектных трансформаторных подстанций (КТП), которые расположены в корпусе 623. Каждая КТП состоит из двух силовых трансформаторов ТМГ мощностью по 2500 кВА. Так как потребители в основном с первой категорией надежности, то на шинах 0,4кВ КТП1 и КТП2 предусматривается АВР. Все потребители питаются переменным током промышленной частоты 50 Гц, напряжением: 380 В и 220 В, цепи управления 220 В.

Рассмотрит установку 2-ой ступени выпарки раствора нитрата аммония - корпус 601Д. Основными потребителями электроэнергии являются: центробежные, полупогружные и вакуум-насосы.

Электропотребители запитываются от щита ЩР1, который расположен в корпусе 601Д. Первая секция щита ЩР1 запитывается кабелем ВВГнг(А)-LS 3(5x185) длиной 300м от распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) на стороне 0,4кВ расположенный в КТП2 трансформатора Т3 корпуса 623. Вторая секция щита ЩР1 запитывается тем же кабелем и той же длиной, но уже от КТП2 трансформатора Т4. Активная мощность потреби-

телей корпуса 601Д равна 869,85 кВт. Потребители запитываются кабелем ВВГнг(А)-LS из сети 380В.

По категории надежности электроснабжения токоприемники относятся:

- к 1-ой категории – центробежные, полупогружные насосы и вакуум-насосы, аварийное электрическое освещение щит вентиляции;

- к 2-ой категории – щит рабочего освещения.×

Все потребители занесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Потребители к.601Д

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
Питание от ЩР1, 1 секции						
Н-601/1	Центробежный насос	0,65	4×10	60	28,5	15
Н-601/3	Центробежный насос	0,65	4×10	55	28,5	15
Н-602/1	Центробежный насос	0,49	4×50	45	84	45
Н-603/1	Центробежный насос	0,49	5×25	60	70	37
Н-603/3	Центробежный насос	0,65	5×25	50	70	37
Н-604/1	Вакуум – насос	0,81	4×25	40	70	37
Н-604/3	Вакуум – насос	0,49	4×25	45	70	37
Н-605/1	Полупогружной насос	0,65	4×6	25	22,2	11
Н-606	Центробежный насос	0,97	4×50	60	84	45
Н-607/1	Центробежный насос	0,49	4×16	50	56	30
Н-607/3	Центробежный насос	0,65	4×16	40	56	30
Н-608	Полупогружной насос	0,97	4×6	60	22,2	11
Н-609/1	Полупогружной насос	0,49	4×6	25	28,5	15
Н-610	Вакуум – насос	0,97	4×25	45	70	37
ЩРО-1	Щит рабочего освещения	1	5×6	15	1,8	1,13
ШУ-АВО	Шкаф управления АВО	0,97	5×16	90	69,5	36
Итого по ЩР1, 1 секции						439,13
Питание от ЩР1, 2 секции						
Н-601/2	Центробежный насос	0,65	4×10	60	28,5	15
Н-601/4	Центробежный насос	0,65	4×10	65	28,5	15
Н-602/2	Центробежный насос	0,49	4×50	55	84	45
Н-603/2	Центробежный насос	0,49	5×25	60	70	37
Н-603/4	Центробежный насос	0,65	5×25	65	70	37
Н-604/2	Вакуум – насос	0,81	4×25	35	70	37

Продолжение таблицы 1

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сече- ние	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
Н-604/4	Вакуум – насос	0,49	4×25	50	70	37
Н-605/2	Полупогружной насос	0,65	4×6	20	22,2	11
Н-607/2	Центробежный насос	0,49	4×16	50	56	30
Н-607/4	Центробежный насос	0,65	4×16	55	56	30
Н-609/2	Полупогружной насос	0,49	4×6	20	28,5	15
Н-611	Центробежный насос	0,49	4×50	65	84	45
Н-612	Вакуум – насос	0,97	4×25	45	70	37
ЩРО-2	Щит аварийного освещения	1	5×4	15	0,66	0,42
ЩВ	Щит вентиляции	1	5×35	15	75	39,3
Итого по ЩР1, 2 секции						430,72
Итого нагрузка по корпусу 601Д						869,95

Рассмотрим сооружение отделения выпарки с наружной установкой - корпус 620. Основными потребителями электроэнергии являются: центробежные вентиляторы, центробежные и полупогружные насосы.

Электропотребители запитываются от щита ЩС1, который расположен в корпусе 623. Первая секция щита ЩС1 запитывается кабелем ВВГнг(А)-LS 5(5х240) длиной 20м от РУНН-0,4 расположенный в КТП2 трансформатора Т3 корпуса 623. Вторая секция щита ЩС1 запитывается тем же кабелем и той же длиной, но уже от КТП2 трансформатора Т4.

Вентиляторы поз. В-311/1,2 получают питание от КТП1 трансформаторов Т1 и Т2 соответственно. Каждый вентилятор запитывается двумя кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5х150 из-за большой нагрузки.

Активная мощность потребителей корпуса 620 равна 1376,53 кВт. Потребители запитываются кабелем ВВГнг(А)-LS из сети 380В.

По категории надежности электроснабжения токоприемники относятся:

- к 1-ой категории – центробежные вентиляторы, центробежные и полупогружные насосы;



- к 2-ой категории – насос центробежный поз. Н-317.

Все потребители занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Потребители к.620

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
Питание от ЩС1, 1 секция						
Н-311/2	Центробежный насос	0,65	4×50	255	100	55
Н-311/4	Центробежный насос	0,49	4×50	255	100	55
Н-312	Полупогружной насос	0,97	4×10	200	22,4	11
Н-313/1	Центробежный насос	0,49	4×2,5	215	6,2	3
Н-314/1	Центробежный насос	0,81	4×50	225	84	45
Н-314/3	Центробежный насос	0,65	4×50	225	84	45
Н-314/5	Центробежный насос	0,65	4×50	225	84	45
Н-315/1	Центробежный насос	0,49	4×50	260	100	55
Н-315/3	Центробежный насос	0,65	4×50	260	100	55
Н-316/1	Полупогружной насос	0,65	4×25	225	40	22
Н-316/3	Полупогружной насос	0,65	4×25	225	40	22
ЩРО-5	Щит рабочего освещения	1	5×6	230	3,39	2,01
Итого по ЩС1, 1 секции						415,02
Питание от ЩС1, 2 секция						
Н-311/1	Центробежный насос	0,65	4×50	260	100	55
Н-311/3	Центробежный насос	0,49	4×50	250	100	55
Н-313/2	Центробежный насос	0,49	4×2,5	215	6,2	3
Н-314/2	Центробежный насос	0,81	4×50	225	84	45
Н-314/4	Центробежный насос	0,65	4×50	225	84	45
Н-314/6	Центробежный насос	0,65	4×50	225	84	45
Н-315/2	Центробежный насос	0,49	4×50	260	100	55
Н-315/4	Центробежный насос	0,65	4×50	260	100	55
Н-316/2	Полупогружной насос	0,65	4×25	225	41	22
Н-316/4	Полупогружной насос	0,65	4×25	225	41	22
Н-317	Центробежный насос	0,97	4×4	215	7,9	4
Н-318	Центробежный насос	0,97	4×50	260	100	55
ЩРО-6	Щит аварийного освещения	1	5×4	235	0,88	0,52
Итого по ЩС1, 2 секции						461,62
Питание от КТП1 РУНН-0,4 кВ, 1 секция						
В-311/1	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	180	425	250
Питание от КТП1 РУНН-0,4 кВ, 2 секция						

Продолжение таблицы 2

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
В-311/2	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	180	425	250
Итого нагрузка по корпусу 620:						1376,53

Рассмотрим сооружение отделения гранулирования с наружной установкой - корпус 621. Основными потребителями электроэнергии являются: центробежные вентиляторы, центробежные и полупогружные насосы.

Электропотребители корпуса 621 запитываются от щита ЩС1, как и потребители корпуса 620. К РУНН-0,4 кВ КТП1 непосредственно подключены технологические токоприемники мощностью 250 кВт – вытяжные центробежные вентиляторы поз. В-321/1-6, В-322/1-3. Каждый вентилятор запитывается двумя кабельными линиями ВВГнг(А)-LS 5x150 из-за большой нагрузки.

Активная мощность, которая поступает в корпус 621 равна 3592,01 кВт. Потребители запитываются кабелем ВВГнг(А)-LS из сети 380В.

По категории надежности электроснабжения токоприемники относятся:

- к 1-ой категории – центробежные вентиляторы, полупогружные и центробежные насосы, шкаф управления элеваторами, блок дозирования реагента, шкаф АБХМ, радиальные вентиляторы, щит аварийного освещения;
- к 2-ой категории – щит рабочего освещения;
- к 3-ой категории – кран консольный.

Все потребители занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Потребители к.621

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
Питание от КТП1 РУНН-0,4 кВ, 1 секция						
В-321/1	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	180	425	250
В-321/3	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	180	425	250
В-321/5	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	200	425	250
В-322/1	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	170	425	250
В-322/3	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	170	425	250
Итого по КТП1 РУНН-0,4 кВ, 1 секция						1250
Питание от КТП1 РУНН-0,4 кВ, 2 секция						
В-321/2	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	180	425	250
В-321/4	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	200	425	250
В-321/6	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	200	425	250
В-322/2	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	170	425	250
В-322/4	Центробежный вентилятор	0,7	2(5×150)	170	425	250
Итого по КТП1 РУНН-0,4 кВ, 1 секция						1250
Питание от ЩС1, 1 секция						
Н-320/1	Центробежный насос	0,65	4×70	210	142,6	75
Н-321/1	Насос полупогружной	0,65	4×6	205	14,3	7,5
Н-321/3	Насос полупогружной	0,65	4×6	205	14,3	7,5
Н-322/1	Центробежный насос	0,49	4×70	215	142,6	75
Н-322/3	Центробежный насос	0,65	4×70	210	142,6	75
Н-322/5	Центробежный насос	0,49	4×70	210	142,6	75
Н-323/1	Полупогружной насос	0,81	4×50	270	85,6	45
Н-323/3	Полупогружной насос	0,65	4×50	255	85,6	45
Н-323/5	Полупогружной насос	0,65	4×50	255	85,6	45
Н-324/1	Центробежный насос	0,49	4×2,5	220	3,8	2
ШУ-ПТ-323	Шкаф управления элеваторами	1	5×50	180	120	60
ШУ-Х-325/1	Шкаф АБХМ	0,97	5×16	205	28,5	15

Продолжение таблицы 3

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
ШС-Х-327/1	Блок дозирования реагента	0,97	5×25	200	36,8	19,33
21ПД1	Радиальный вентилятор	0,97	5×25	320	48	22
ЩРО-10	Щит рабочего освещения	1	5×6	185	5,44	3,22
Итого по ЩС1, 1 секция						571,55
Питание от ЩС1, 2 секции						
Н-320/2	Центробежный насос	0,65	4×70	210	142,6	75
Н-321/2	Насос полупогружной	0,65	4×6	205	14,3	7,5
Н-321/4	Насос полупогружной	0,65	4×6	205	14,3	7,5
Н-322/2	Центробежный насос	0,49	4×70	215	142,6	75
Н-322/4	Центробежный насос	0,65	4×70	210	142,6	75
Н-322/6	Центробежный насос	0,49	4×70	210	142,6	75
Н-323/2	Полупогружной насос	0,81	4×50	270	85,6	45
Н-323/4	Полупогружной насос	0,65	4×50	255	85,6	45
Н-323/6	Полупогружной насос	0,65	4×50	255	85,6	45
Н-324/2	Центробежный насос	0,49	4×2,5	220	3,8	2
ПТ-329	Кран консольный	0,2	5×16	285	26	11,25
ШУ-Х-325/2	Шкаф АБХМ	0,97	5×16	200	28,5	15
ШС-Х-327/2	Блок дозирования реагента	0,97	5×25	200	36,8	19,33
21ПД2	Радиальный вентилятор	0,97	5×25	320	48	22
ЩРО-11	Щит аварийного освещения	1	5×4	185	1,48	0,88
Итого по ЩС1, 2 секция						520,46
Итого нагрузка по корпусу 621						3592,01

Электропотребители в здании трансформаторной подстанции с контроллерной (корпус 623) предназначены для охлаждения помещения ЭРП, контроллерной и РУ-0,4 кВ. Суммарная активная мощность сплит-систем и вентиляторов составляет 44,85 кВт. К трансформатору ТЗ в КТП2 подключе-

на нагрузка мощность 20 кВт, к трансформатору Т4 в КТП2 подключена нагрузка мощность 24,85 кВт.

Электропотребители операторной (корпус 624) состоят из источников бесперебойного питания и сплит-систем. Суммарная активная мощность которая поступает в корпус 624 равна 52,2 кВт. К трансформатору Т3 в КТП2 подключена нагрузка мощность 31,5 кВт, к трансформатору Т4 в КТП2 подключена нагрузка мощность 20,4 кВт.

В здании насосной пожаротушения (корпус 625) находятся шкафы управления насосными установками на суммарную активную мощность 50 кВт. К трансформатору Т3 в КТП2 подключена нагрузка мощность 25 кВт, к трансформатору Т4 в КТП2 подключена нагрузка мощность 25 кВт.

В 623,624 и 625 корпусах электроприемники отнесены к 1 категории. Так как электроприемники этих корпусов маломощны, то при компенсации реактивной мощности электропотребителей корпусов 623, 624 и 625 не учитывать.

Рассмотрим сооружение для фасовки, отгрузки с площадкой временного хранения готовой продукции - корпус 627. Основными потребителями электроэнергии являются конвейера.

Электропотребители запитываются от щита ЩС2, который расположен в корпусе 627. Первая секция щита ЩС2 запитывается кабелем ВВГнг(А)-LS 2(5x95) длиной 210м от РУНН-0,4 расположенный в КТП2 трансформатора Т3 корпуса 623. Вторая секция щита ЩС2 запитывается тем же кабелем и той же длиной, но уже от КТП2 трансформатора Т4.

Активная мощность которая поступает в корпус 627 равна 301,58 кВт. Потребители запитываются кабелем ВВГнг(А)-LS из сети 380В.

Все потребители занесены в таблицу 4.

Таблица 4 - Потребители к.627

Позиция	Назначение	$K_{исп}$	Жил, сечение	$l_{кл}, м$	$I_{ном}, А$	$P_{ном}, кВт$
Питание от ЩС2, 1 секция						
ПТ-321/1	Привод конвейера	0,15	4×10	260	34,5	18
ПТ-322/1	Привод конвейера	0,15	4×10	255	34,5	18
ПТ-341/1	Привод конвейера	0,15	4×10	230	34,5	18
Х-342/1	Фасовочная машина	0,15	5×10	50	29,9	17
ПТ-343/1	Кран мостовой	0,15	5×6	150	42,5	25
ПТ-344/1	Толкатель электрический	0,15	5×25	150	59,9	31,5
ПТ-345/1	Привод конвейера	0,15	4×10	250	34,5	18
ЩРО-7	Щит рабочего освещения	1	5×4	30	15,6	9,17
Итого по ЩС2, 1 секция						154,67
Питание от ЩС2, 1 секция						
ПТ-321/2	Привод конвейера	0,15	4×10	255	34,5	18
ПТ-322/2	Привод конвейера	0,15	4×10	260	34,5	18
ПТ-341/2	Привод конвейера	0,15	4×10	240	34,5	18
Х-342/2	Фасовочная машина	0,15	5×10	50	29,9	17
ПТ-343/2	Кран мостовой	0,15	5×25	50	42,5	25
ПТ-344/2	Толкатель электрический	0,15	5×25	160	59,9	31,5
ПТ-345/2	Привод конвейера	0,15	4×10	245	34,5	18
ЩРО-8	Щит рабочего освещения	1	5×4	160	2,4	1,41
Итого по ЩС2, 2 секция						146,91
Итого нагрузка по корпусу 627						301,58

Проведя анализ исходных данных практически вся нагрузка находится в следующих корпусах: 601Д, 620, 621, 627.

В корпусе 601Д всего 31 электропотребитель с суммарной потребляемой мощностью щита 869,85 кВт и суммарным коэффициентом мощности 0,8. На рисунке 1 изображено потребление мощности корпуса 601Д.

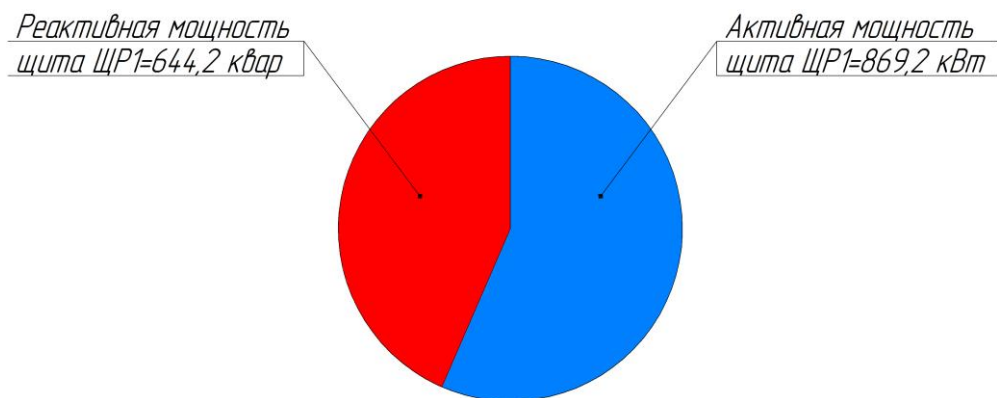


Рисунок 1 – Потребление мощности корпуса 601Д

В корпусе 620 всего 27 электропотребителей с суммарной потребляемой мощностью 1376,53 кВт и суммарным коэффициентом мощности 0,85. На рисунке 2 изображено потребление мощности корпуса 620.

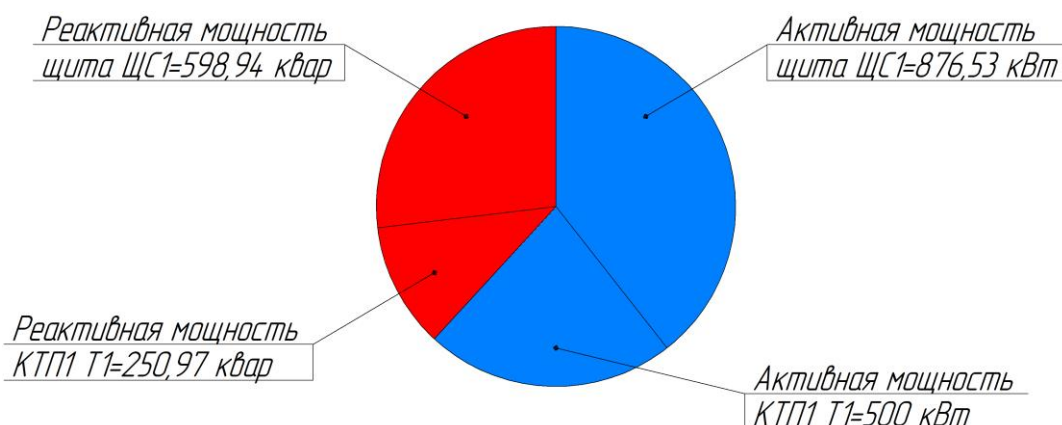


Рисунок 2 – Потребление мощности корпуса 620

В корпусе 621 всего 40 электропотребителей с суммарной потребляемой мощностью 3592,01 кВт и суммарным коэффициентом мощности 0,86. На рисунке 3 изображено потребление мощности корпуса 621.

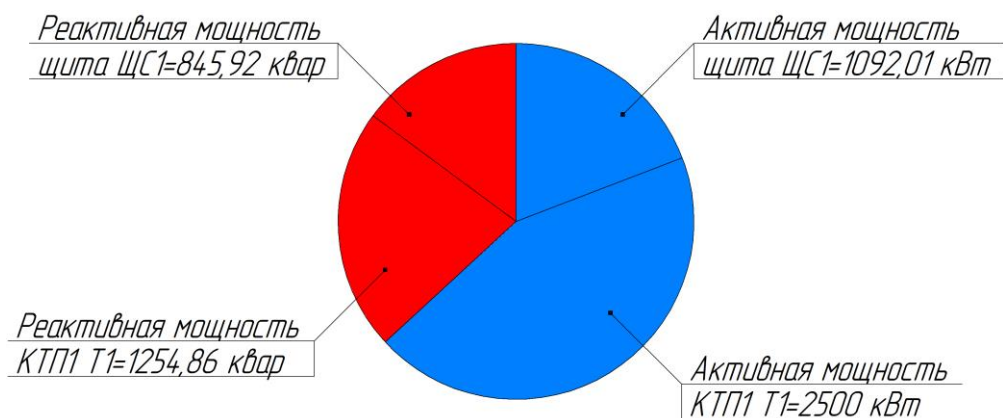


Рисунок 3 – Потребление мощности корпуса 621

В корпусе 627 всего 16 электропотребителей с суммарной потребляемой мощностью 301,58 кВт и суммарным коэффициентом мощности 0,82. На рисунке 4 изображено потребление мощности корпуса 627.

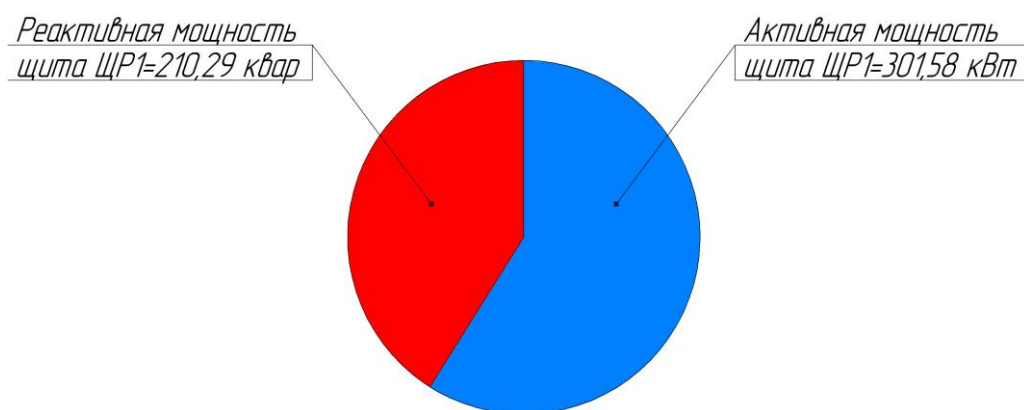


Рисунок 4 – Потребление мощности корпуса 627

Средний коэффициент мощности данных корпусов составляет 0,85, а реактивная мощность при таких значениях может достигать 60% от активной мощности. Основная нагрузка данных корпусов является центробежные и полупогружные насосы и центробежные вентиляторы [28].

Для уменьшения реактивной составляющей в сети, т.е. повышения коэффициента мощности можно добиться следующими способами:



«- заменой мало загруженных двигателей двигателями меньшей мощности;

- понижением напряжения;

- выключением двигателей и трансформаторов, работающих на холостом ходу;

- включением в сеть специальных компенсирующих устройств, являющихся генераторами опережающего (емкостного) тока» [12].

Будем рассматривать наиболее частый и эффективный метод компенсации реактивной мощности, а именно использование компенсирующих устройств.

Есть разное множество компенсирующих устройств: от шунтирующие реакторы до системы СТАТКОМ с номинальной мощностью до 100 Мвар, но для сети 0,4 кВ наиболее распространенные являются конденсаторные батареи и установки компенсации реактивной мощности [30].

На исследуемом объекте основным электродвигателем является асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором. Пусковой момент и пусковой ток во время пуска двигателя в начальный момент времени достигает опасных пиковых значений, пусковой момент превышает в 1,5-2 раза от номинального, а пусковой ток превышает номинальный в 6-8 раз. Устройство плавного пуска (УПП) позволяет снизить данные значения примерно в два раза, путем плавного повышения подводимого напряжения к обмоткам электродвигателя [20]. В условиях технологической работы асинхронных электродвигателей в течении суток предусмотрены посменные включения и отключения электродвигателей, то для таких электродвигателей предусмотрена установка устройства плавного пуска.

Вывод:

- для корпусов 601Д, 620, 621, 627 требуется повышение коэффициента мощности;

- для асинхронных электродвигателей, чья работа предусматривает частые коммутации необходима установка устройства плавного пуска.

## 2 Компенсация реактивной мощности

### 2.1 Теоретические сведения

В цепи при переменном токе есть две мощности: активная мощность, которая состоит из активной нагрузки и реактивная мощность, которая состоит из индуктивной и емкостной нагрузки.

Активная нагрузка преобразует электрическую энергию в другую энергию, например в тепловую (чайник, электрическая плита, утюг), световую (лампа накаливания) и т.д. Данный вид энергии необратим, т.е. энергия перемещается только от источника к потребителю. На рисунке 5 изображена векторная диаграмма активной нагрузки.

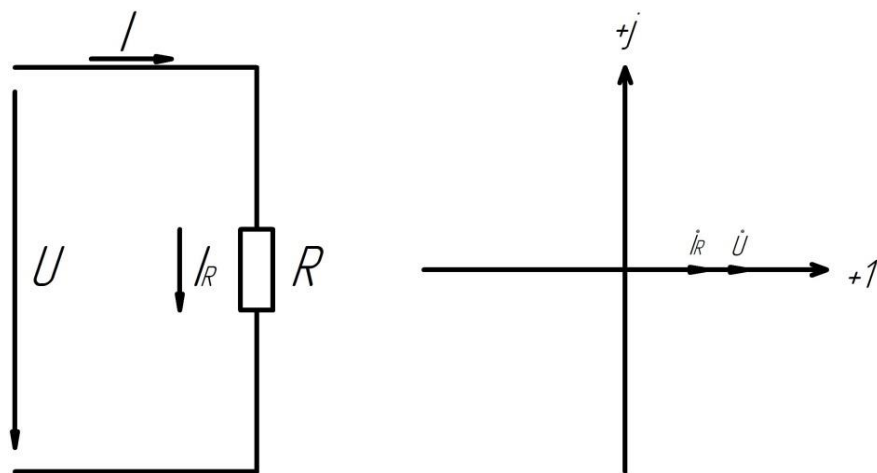


Рисунок 5- Векторная диаграмма активной нагрузки

Для активного сопротивления изменение напряжения сразу приводит к изменению тока, т.е. изменяются синхронно. Следовательно вектор напряжения и вектор тока относительно друг друга не сдвинуты.

Рассмотренные векторные диаграммы нагрузок являются идеальными так как чисто активной, индуктивной и емкостной нагрузки не бывает: и у индуктивности и емкости есть внутреннее сопротивление и сопротивление проводов.

Реактивная нагрузка отличается от активной нагрузки тем что в течении некоторого времени реактивные элементы сначала запасают ток или напряжение и потом отдают в сеть, причем реактивная энергия будет циркулировать от источника к потребителю и тем самым уменьшая пропускную способность сети. Данная нагрузка не выполняет полезной работы, а расходуется на бесполезный нагрев. Индуктивная нагрузка представляет собой катушку, в которой ток будет отставать от напряжения, и нужна для формирования магнитного поля в трансформаторе или электродвигателе. На векторной диаграмме индуктивной нагрузки ток отстает от напряжения и угол между ними равен 90 градусов. На рисунке 6 изображена векторная диаграмма индуктивной нагрузки.

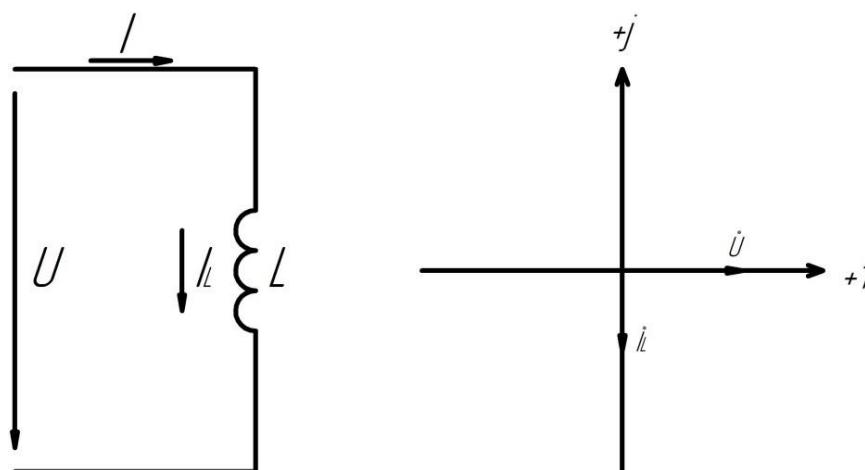


Рисунок 6- Векторная диаграмма индуктивной нагрузки

Емкостная нагрузка представляет собой конденсатор, в которой напряжение будет отставать от тока. Емкостная нагрузка есть в синхронных электродвигателях, линиях электропередач высокого напряжения, конденсаторных установках и т.д. На векторной диаграмме емкостной нагрузки напряжение отстает от тока и угол между ними равен 90 градусов. На рисунке 7 изображена векторная диаграмма емкостной нагрузки.

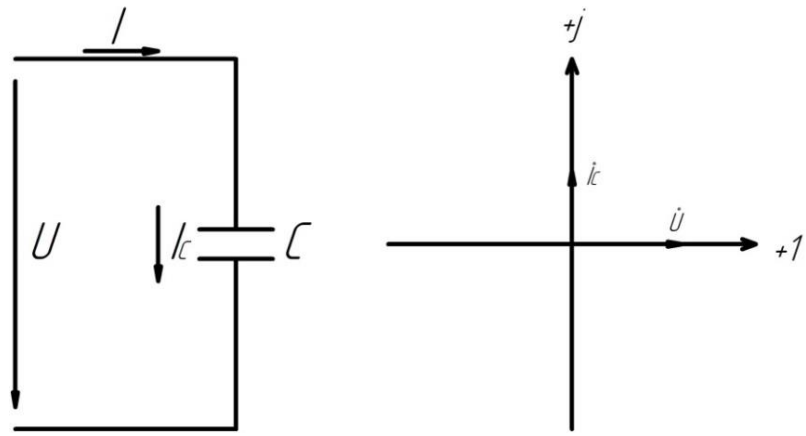


Рисунок 7- Векторная диаграмма емкостной нагрузки

Работа АД основана на принципе электромагнитной индукции: трех-фазный переменный ток, проходя через обмотку статора, создает вращающееся магнитное поле на статоре. Магнитное поле приведет к возникновению ЭДС на беличьей клетке, а ЭДС вызовет ток на роторе. Таким образом, в магнитном поле будет находиться замкнутый ротор с током, на который согласно закону Ампера будет действовать сила, в результате чего ротор начнет вращаться. И для формирования этого магнитного поля на обмотках электродвигателя нужна реактивная мощность.

Получается электрическая нагрузка АД имеет активно-индуктивный характер. На рисунке 8 изображена векторная диаграмма нагрузки АД.

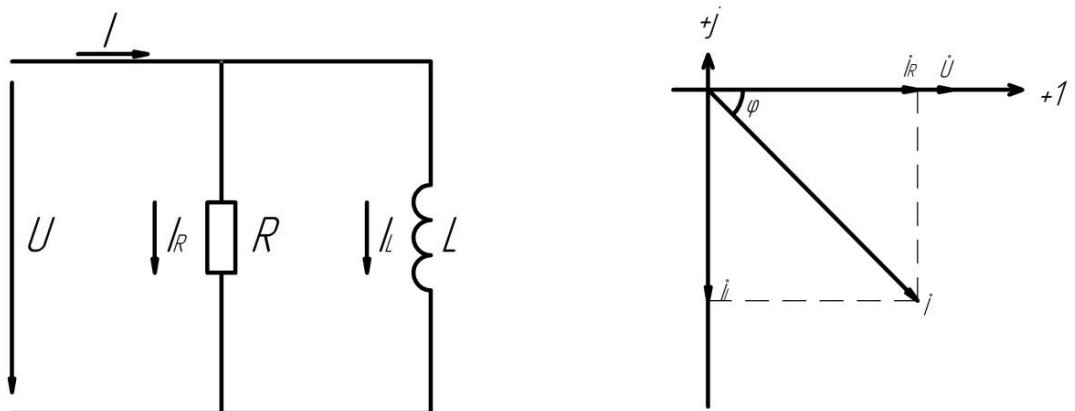


Рисунок 8 –Векторная диаграмма активно-индуктивной нагрузки

Вектор ток резистора  $\dot{I}_R$  лежит на действительной части +1 т.к. потребляет только активную мощность и угол сдвига фаз между напряжением и током равен  $0^\circ$ . Вектор тока индуктивности  $\dot{I}_L$  лежит на мнимой части j, т.к. потребляет только реактивную мощность и угол сдвига фаз между напряжением и током равен  $90^\circ$ . Но ток в катушке запаздывает от напряжения и поэтому вектор тока индуктивности будет иметь отрицательное значение мнимой части.

Векторы токов резистора  $\dot{I}_R$  и индуктивности  $\dot{I}_L$  складываем по правилу векторного сложения и получается ток нагрузки  $\dot{I}$ . Угол между током нагрузки  $\dot{I}$  и напряжением  $\dot{U}$  отражает коэффициент мощности  $\cos \varphi$ .

Коэффициент мощности асинхронного электродвигателя при номинальной нагрузке достигает 0,7-0,9, а при холостом ходе 0,2-0,3, что говорит о низком значении коэффициента мощности [26]. В таблице 1 установлено требование к максимальному значению коэффициента реактивной мощности приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N380 [11]. В таблице 5 указаны требования к значению коэффициента реактивной мощности.

Таблица 5 - Максимальные значения коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети

Уровень напряжения в точке поставки потребителя электрической энергии	Максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети
110 кВ (154 кВ)	0,5
35 кВ (60 кВ)	0,4
1-20 кВ	0,4
ниже 1 кВ	0,35

Для сети 0,4 кВ выставлено требование к максимальному коэффициенту реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$  или же коэффициенту мощности  $\cos \varphi = 0,944$ . Большинство внутрицеховых сетей с преимущественно асинхронными электродвигателями в процессе своей работы не соответствуют

этому требованию по максимальному коэффициенту мощности. В данном случае необходима компенсация реактивной мощности.

## 2.2 Методы и способы компенсации реактивной мощности

Все существует два вида компенсации реактивной мощности: продольная и поперечная.

В продольной компенсации источник реактивной мощности, например конденсаторные батареи, устанавливается последовательно в сеть. Такое включение позволяет уменьшить индуктивное сопротивление и потерю напряжения в кабельной линии.

«В системах электроснабжения, где активное сопротивление невелико по сравнению с индуктивным сопротивлением трансформаторов, при резонансе напряжений в режиме короткого замыкания может быть очень большим ток КЗ и недопустимые повышения напряжения на индуктивности и емкости: при  $R \rightarrow 0$ ,  $I \rightarrow \infty$ ,  $U_L = U_C \rightarrow \infty$ .

Поэтому в установках продольной компенсации емкость выбирается из расчета, чтобы напряжение на конденсаторах  $U_C = I \cdot X_C$  составляло 5–20% номинального напряжения сети. При этом емкость УПК компенсирует лишь часть потерь реактивной мощности» [5]. Данный способ для полной компенсации реактивной мощности не подходит

В поперечной компенсации конденсаторные батареи устанавливаются параллельно в сеть. Конденсаторная батарея увеличивает емкостную нагрузку и тем самым уменьшает индуктивную составляющую в сети. На рисунке 9 показан принцип поперечной компенсации реактивной мощности.

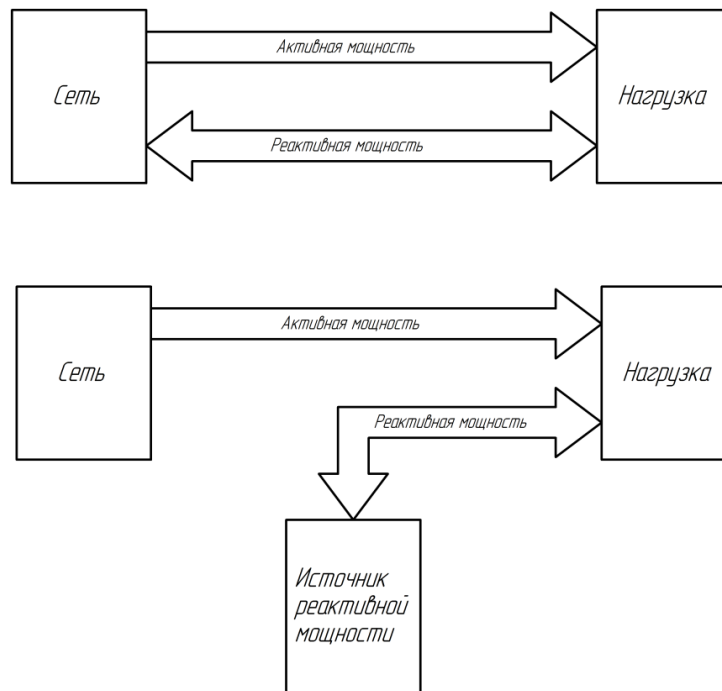


Рисунок 9 – Принцип поперечной компенсации реактивной мощности

Получается смысл компенсации РМ состоит в том, чтобы источник реактивной мощности установить рядом с потребителем, а не получать ее от источника питания, тем самым уменьшая пропускную способность и увеличивая потери активной мощности [29].

На рисунке 10 изображена векторная диаграмма при использовании УКРМ.

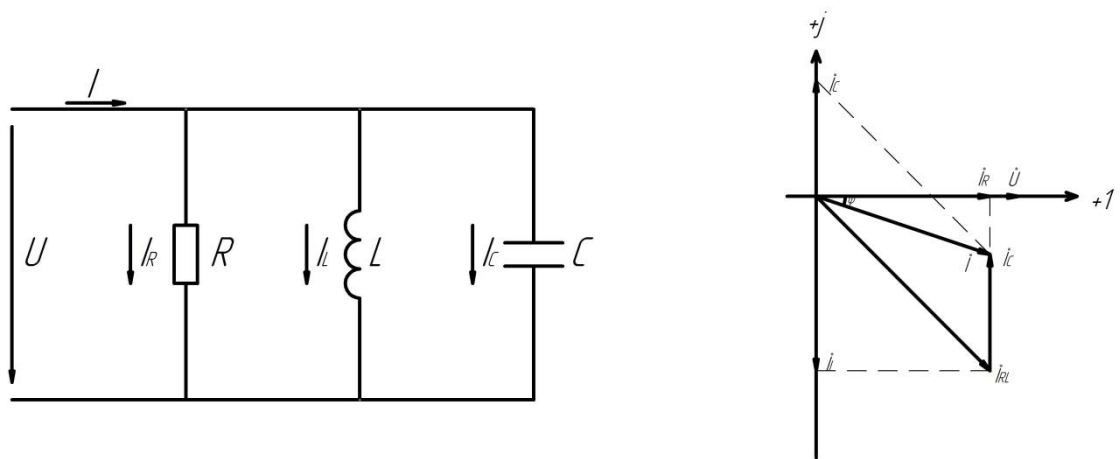


Рисунок 10 – Векторная диаграмма после компенсации реактивной мощности

Но так как нагрузка в сети меняется и возможна перекомпенсация реактивной мощности в сети, т.е. характер нагрузки станет активно-емкостной. то для это применяется установка компенсации реактивной мощности (УКРМ) [4].

В состав УКРМ входит:

«- несколько конденсаторных секций, в которых фазные конденсаторы (С) соединяются по схеме «треугольник» и снабжены разрядными резисторами(R);

- предохранители (FU), предусмотренные для каждой секции, автоматического регулятора и на КУ в целом;

- контакторы (KM1, KM2...KMN), для переключения секций;

- автоматический регулятор реактивной мощности, который по сигналам трансформатора тока (ТТ) и величине фазных напряжений осуществляет переключение конденсаторных секций:

- вводный разъединитель или автоматический выключатель(QF) [17]».

На рисунке 11 показана схема УКРМ.



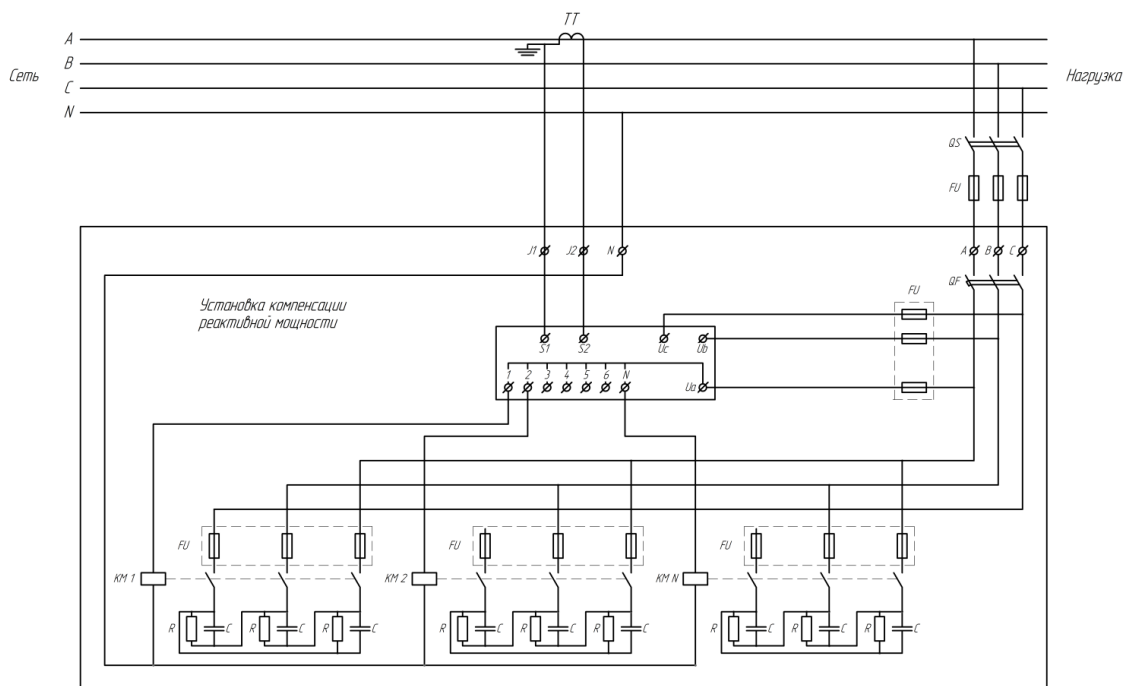


Рисунок 11 – Структурная электрическая схема УКРМ

Возможны следующие варианты выбора РМ УКРМ:

- «- секции одинаковой мощности (например, по 100 квар);
- секции мощности которые увеличиваются в арифметической прогрессии (например, 1-ая секция 100 квар, 2-ая 200 квар, 3-я 300 квар и т.д.);
- секции мощности которые увеличиваются в геометрической прогрессии (например, 1-ая секция 100 квар, 2-ая 200 квар, 3-я 400 квар и т.д.) [16]».

В таблице 6 представлены результаты первого и третьего варианта выбора мощности секций по количеству ступеней регулирования при одинаковой мощности 700 квар УКРМ.

Таблица 6 – Варианты исполнения количества ступеней

Вариант сочетания мощностей	Номер секции	Мощность секции	Ступени регулирования						
			1	2	3	4	5	6	7
1	1	100	+	+	+	+	+	+	+
	2	100	-	+	+	+	+	+	+
	3	100	-	-	+	+	+	+	+
	4	100	-	-	-	+	+	+	+
	5	100	-	-	-	-	+	+	+
	6	100	-	-	-	-	-	+	+
	7	100		-	-	-	-	-	+
3	1	100	+	-	+	-	+	-	+
	2	200	-	+	+	-	-	+	+
	3	400	-	-	-	+	+	+	+

Как видно, три секции КУ, мощность которых выбрана по варианту 3, обеспечивает такое же количество ступеней регулирования, как и семь секций КУ, мощностью которых выбрана по варианту 1. Следует добавить, что семь секций КУ, мощность которых выбрана по варианту 3, обеспечат  $(2^7 - 1) = 127$  ступеней регулирования РМ, т.е. практически плавное регулирование.

Всего есть четыре способа компенсации реактивной мощности: индивидуальная, групповая, централизованная на стороне НН и централизованная на стороне ВН.

«Индивидуальная компенсация (рис.12,а) применяется обычно для компенсации электродвигателя, где нагрузка не меняется на длительном промежутке времени. Данный способ компенсации является наиболее эффективным в плане компенсации реактивной мощности определенного электродвигателя, а следовательно и силового трансформатора т.к. КБ или УКРМ находятся наиболее близко к потребителю реактивной мощности. Линии при

этом режиме разгружаются на всем пути от электродвигателя до силового трансформатора, а также и сам силовой трансформатор [15]».

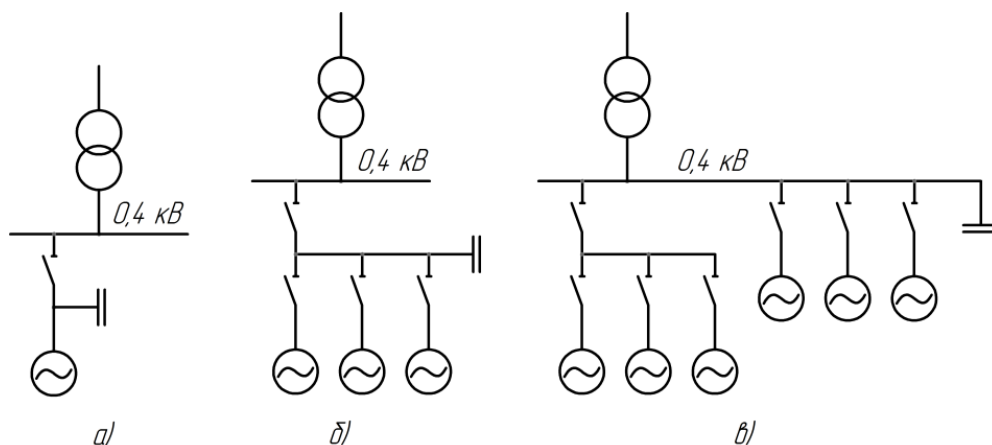


Рисунок 12 – Виды компенсаций реактивной мощности на стороне НН  
 а – индивидуальная компенсация; б – групповая компенсация; в - централизованная компенсация

«Групповая компенсация (рис.12,б) применяется для компенсации сразу нескольких электроприемников, расположенных близко друг к другу, но далеко от источника питания . УКРМ подключаются к непосредственной близости к распределительным пунктам. Разгружаются при этом режиме линии, которые ведут к распределительным пунктам и силовые трансформаторы, но линии, которые идут от распределительного пункта до электродвигателей остаются незгруженными.

Централизованная компенсация на стороне НН (рисунок 12,в) применяется для компенсации изменчивой в течение дня нагрузки и подключается к распределительным пунктам или шинам 0,4 кВ. В данном случае разгружается только силовой трансформатор, а внутрицеховая сеть остается незгруженной [14]».

Централизованная компенсация на стороне ВН (рисунок 13) подключается к шинам 6-10 кВ и разгружает линии которые ведут к силовому трансформатору на 6-10 кВ и сам трансформатор классом напряжения выше. Сам

же трансформатор питающий производство и внутрицеховая сеть 0,4 кВ так и остается не разгруженной.

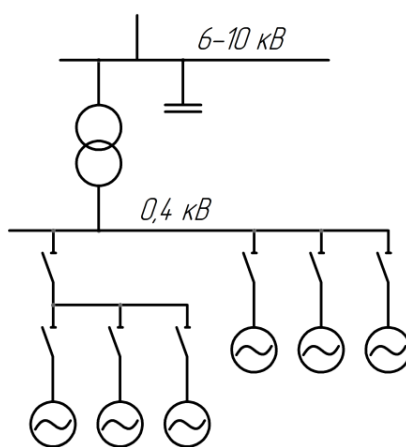


Рисунок 13 – Компенсация реактивной мощности на стороне ВН

При выборе КБ или УКРМ нужно учитывать активную мощность электроприемника  $P$ , коэффициент мощности электроприемника  $\cos \varphi$  и требуемый коэффициент мощности  $\cos \varphi_{\text{тр}}$ .

Если компенсация индивидуальная, то коэффициент мощности рассматривается отдельного электроприемника по формуле 1, а если компенсация групповая или централизованная, то в таком случае рассматривается групповой коэффициент мощности по формуле 2:

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I}, \quad (1)$$

где  $P$  – активная мощность, кВт;

$U$  – номинальное напряжение, кВ;

$I$  – номинальный ток, А;

$$\cos \varphi_{\text{гр}} = \frac{\sum_{n=1}^N P_n}{\sum_{n=1}^N S_n}, \quad (2)$$

где  $P_n$  – номинальная активная мощность АД, кВт;

$S_n$  – полная мощность АД, кВА;

$N$  – количество АД, шт.

Необходимая реактивная мощность КБ или УКРМ рассчитывается по формуле 3:

$$Q_c = K \cdot \sum_{n=1}^N P_n, \quad (3)$$

где  $K$  – постоянный множитель можно найти в [19].

Для расчета экономии электроэнергии при использовании УКРМ нужно провести расчеты по формулам 4-8.

По формуле 4 рассчитаем потери активной мощности в кабельной линии  $\Delta P_{\text{кл}}$ :

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot I_{\text{ном}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot l = \frac{P_{\text{ном}}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot r_{\text{уд}} \cdot l, \quad (4)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток линии, А;

$r_{\text{уд}}$  – активное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$P_{\text{ном}}$  – номинальная активная мощность электродвигателя, кВт;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

По формуле 5 рассчитаем потери активной мощности в силовом трансформаторе  $\Delta P_{\text{т}}$ :

$$\Delta P_{\text{т}} = P_{\text{кз}} \cdot K_3^2 + P_{\text{хх}}, \quad (5)$$

где  $P_{\text{кз}}$  – потери активной мощности в трансформаторе при проведении опыта короткого замыкания, кВт;

$K_3$  – коэффициент загрузки трансформатора, который находится по формуле 6;

$P_{XX}$  – в потери активной мощности в трансформаторе при проведении опыта холостого хода, кВт.

По формуле 6 рассчитаем коэффициент загрузки силового трансформатора  $K_3$ :

$$K_3 = \frac{S_{\text{загр}}}{S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{(\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I \cdot \cos \varphi)^2 + (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I \cdot \sin \varphi)^2}}{S_{\text{ном}}}, \quad (6)$$

где  $S_{\text{загр}}$  – нагрузка силового трансформатора, кВА;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность трансформатора, кВА;

$I$  – номинальный рабочий ток при определенном  $\cos \varphi$ , который находится по формуле 7, А.

По формуле 7 рассчитаем номинальный рабочий ток при определенном  $\cos \varphi$ :

$$I = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (7)$$

Экономия электроэнергии  $\Delta W_{\text{э.э}}$  найдем по формуле 8:

$$\Delta W_{\text{э.э}} = \left( (\Delta P_{\text{КЛ.до}} + \Delta P_{\text{Т.до}}) - (\Delta P_{\text{КЛ.после}} + \Delta P_{\text{Т.после}}) \right) \cdot K_{\text{И}}, \quad (8)$$

где  $K_{\text{И}}$  – коэффициент использования электродвигателя.

Энергоэффективность предприятия или электрической системы в целом в значительной степени зависит от выполняемой компенсации реактивной мощности [27].

## 2.3 Индивидуальная компенсация реактивной мощности

Рассмотрим наиболее эффективный способ - индивидуальная компенсация. Как уже говорилось ранее, этот способ позволяет компенсировать реактивную мощность от самого электродвигателя до силового трансформатора, т.к. источник реактивной мощности устанавливается возле электропотребителя. Так как нагрузка электропотребителей рассматриваемых корпусов не изменяется в течении суток, а только включается-отключается, то рассматривать источник компенсации реактивной мощности будем только конденсаторные батареи.

Так как по приказу Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N380 установлено требование к максимальному значению коэффициента реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi = 0,35$  или же коэффициенту мощности  $\cos \varphi = 0,944$  для сетей ниже 1кВ, то будем рассматривать повышение коэффициента мощности до 0,95-1,0.

Рассмотрим индивидуальную компенсацию корпуса 601Д. У корпуса 601Д всего 31 электропотребитель. В качестве примера рассчитаем повышение коэффициента мощности до 0,95 для электродвигателя Н-601/1. Электродвигатель запитывается от щита ЩР1 по кабелю ВВГнг(А)-LS 4x10 длиной 60м, а сам щит ЩР1 запитывается от КТП2 трансформатора ТЗ кабелем ВВГнг(А)-LS 3(5x185) длиной 300м. По формуле 1 найдем коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 28,5} = 0,8.$$

По формуле 3 найдем необходимую реактивную мощность КБ:

$$Q_C = 15 \cdot 0,421 = 6,32 \text{ квар.}$$

По формуле 4 рассчитаем потери активной мощности в кабельной линии до и после:

$$\Delta P_{\text{кл.до}} = \frac{15^2}{0,38^2 \cdot 0,8^2} \cdot 1,84 \cdot 0,06 + \frac{15^2}{0,38^2 \cdot 0,8^2} \cdot \frac{0,1}{3} \cdot 0,3 = 0,293 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P_{\text{кл.после}} = \frac{15^2}{0,38^2 \cdot 0,95^2} \cdot 1,84 \cdot 0,06 + \frac{15^2}{0,38^2 \cdot 0,95^2} \cdot \frac{0,1}{3} \cdot 0,3 = 0,208 \text{ кВт.}$$

После того как нашли потери активной мощности в кабельных линиях нужно рассчитать потери активной мощности в силовых трансформаторах, но т.к. при расчете только одного электродвигателя это найти не получится, то рассчитаем потери активной мощности в силовых трансформаторах при выполнении централизованной компенсации. Экономия электроэнергии найдем по формуле 8:

$$\Delta W_{3,3} = (0,293 - 0,208) \cdot 0,65 = 0,056 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 0,49 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Экономия электроэнергии в год при компенсации только электродвигателя Н-601/1 достигает 0,49 МВт.

Рассчитаем компенсацию для остальных электродвигателей с повышением коэффициента мощности до 0,95-1,0 и занесем в таблицу 7.

Исходя из требуемой реактивной мощности конденсаторных установок по таблице 7 для большинства электропотребителей подойдет только комбинация из параллельно соединенных мощностей конденсаторных батарей.



Таблица 7 – Индивидуальная компенсация потребителей к.601Д

Позиция	Повышение до 0,95		Повышение до 0,96		Повышение до 0,97		Повышение до 0,98		Повышение до 0,99		Повышение до 1,0	
	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · год
Н-601/1	6,32	0,49	6,89	0,51	7,49	0,54	8,12	0,56	9,12	0,58	11,25	0,60
Н-601/3	6,32	0,45	6,89	0,47	7,49	0,49	8,12	0,52	9,12	0,54	11,25	0,56
Н-602/1	17,78	0,64	19,49	0,68	21,29	0,72	23,18	0,75	26,19	0,78	32,58	0,82
Н-603/1	15,58	0,98	16,98	1,03	18,46	1,08	20,02	1,13	22,50	1,17	27,75	1,22
Н-603/3	15,58	1,12	16,98	1,18	18,46	1,24	20,02	1,29	22,50	1,35	27,75	1,40
Н-604/1	15,58	1,18	16,98	1,24	18,46	1,30	20,02	1,36	22,50	1,41	27,75	1,47
Н-604/3	15,58	0,78	16,98	0,82	18,46	0,86	20,02	0,90	22,50	0,93	27,75	0,97
Н-605/1	6,08	0,27	6,50	0,28	6,94	0,29	7,40	0,30	8,14	0,31	9,70	0,32
Н-606	17,78	1,54	19,49	1,63	21,29	1,71	23,18	1,80	26,19	1,88	32,58	1,95
Н-607/1	11,85	0,73	12,99	0,77	14,19	0,81	15,45	0,85	17,46	0,89	21,72	0,93
Н-607/3	11,85	0,97	12,99	1,02	14,19	1,08	15,45	1,13	17,46	1,18	21,72	1,23
Н-608	6,08	0,91	6,50	0,95	6,94	0,98	7,40	1,01	8,14	1,04	9,70	1,06
Н-609/1	6,32	0,27	6,89	0,28	7,49	0,29	8,12	0,30	9,12	0,32	11,25	0,33
Н-610	15,58	1,54	16,98	1,62	18,46	1,70	20,02	1,78	22,50	1,85	27,75	1,92
ШУ-АВО	17,03	4,42	17,46	4,62	18,90	4,81	20,41	5,00	22,82	5,18	27,94	5,36
Н-601/2	6,32	0,49	6,89	0,51	7,49	61,10	8,12	0,56	9,12	0,58	11,25	0,60
Н-601/4	6,32	0,52	6,89	0,55	7,49	65,77	8,12	0,60	9,12	0,62	11,25	0,65
Н-602/2	17,78	0,73	19,49	0,78	21,29	93,15	23,18	0,86	26,19	0,89	32,58	0,93
Н-603/2	15,58	0,98	16,98	1,03	18,46	123,25	20,02	1,13	22,50	1,17	27,75	1,22
Н-603/4	15,58	1,39	16,98	1,46	18,46	174,62	20,02	1,60	22,50	1,66	27,75	1,73
Н-604/2	15,58	1,07	16,98	1,12	18,46	134,46	20,02	1,23	22,50	1,28	27,75	1,33
Н-604/4	15,58	0,85	16,98	0,89	18,46	106,49	20,02	0,97	22,50	1,01	27,75	1,05
Н-605/2	6,08	0,22	6,50	0,23	6,94	27,44	7,40	0,25	8,14	0,25	9,70	0,26
Н-607/2	11,85	0,73	12,99	0,77	14,19	92,76	15,45	0,85	17,46	0,89	21,72	0,93
Н-607/4	11,85	1,05	12,99	1,11	14,19	133,54	15,45	1,23	17,46	1,28	21,72	1,33
Н-609/2	6,32	0,22	6,89	0,23	7,49	27,47	8,12	0,25	9,12	0,26	11,25	0,27
Н-611	17,78	0,82	19,49	0,87	21,29	104,51	23,18	0,96	26,19	1,00	32,58	1,04
Н-612	15,58	1,54	16,98	1,62	18,46	194,21	20,02	1,78	22,50	1,85	27,75	1,92
ЩВ	16,55	0,79	18,04	0,83	19,61	98,86	21,26	0,90	23,89	0,94	29,48	0,97

Например для электродвигателя Н-601/1 требуемая реактивная мощности для повышения коэффициента мощности до 0,95 – 6,32 квар, подойдет комбинация мощностей КБ 5 квар и 1,5 квар; для повышения коэффициента мощности до 0,96 – 6,89 квар, подойдет комбинация мощностей КБ 4 квар и 3 квар; для повышения коэффициента мощности до 0,97 – 7,49 квар, подойдет КБ мощностью 7,5 квар; для повышения коэффициента мощности до 0,98 – 8,12 квар, подойдет комбинация мощностей КБ 5 квар и 3 квар; для повышения коэффициента мощности до 0,99 – 9,12 квар, подойдет комбинация мощностей КБ 5 квар и 4 квар; для повышения коэффициента мощности до 1 – 11,25 квар, подойдет комбинация мощностей КБ 10 квар и 1 квар.

У электропотребителей ЩРО-1 и ЩРО-2 достаточно высокий коэффициент мощности 0,95 и 0,97 соответственно и КБ на такую низкую реактивную мощность не изготавливаются, поэтому принято РМ этих электроприемников не компенсировать и в таблице 7 не отображать. В таблицу 8 занесем данные по необходимому количеству КБ и экономии электроэнергии.

Таблица 8 – Количество конденсаторных батарей для индивидуальной компенсации потребителей корпуса 601Д

Наименование	Количество КБ при определенном коэффициенте мощности, шт					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
БСК-0,4-1	3	-	-	-	4	6
БСК-0,4-1,5	11	13	4	1	-	4
БСК-0,4-2,5	-	1	-	-	14	14
БСК-0,4-3	10	11	13	14	4	1
БСК-0,4-4	-	6	8	-	7	-
БСК-0,4-5	14	3	-	6	9	-
БСК-0,4-7,5	-	-	6	3	0	-
БСК-0,4-10	4	4	4	-	0	9
БСК-0,4-12,5	15	12	-	4	0	-
БСК-0,4-15	1	4	11	-	4	-
БСК-0,4-20	-	-	5	16	12	4
БСК-0,4-25	-	-	-	-	4	11
БСК-0,4-30	-	-	-	-	-	5
$\Delta W_{э}, \text{МВт} \cdot \text{год}$	28,99	30,48	31,92	33,31	34,66	35,98

Рассмотрим индивидуальную компенсацию корпуса 620. У корпуса 620 всего 27 электропотребителей и 2 из них центробежные вентиляторы мощностью 250 кВт. Для таких мощных электродвигателей конденсаторные батареи подойдут только для компенсации до 0,95-0,99, а для компенсации реактивной мощности до 1,0 не подойдут: слишком малая номинальная реактивная мощность, поэтому нужно использовать УКРМ. Например чтобы повысить коэффициент мощности электродвигателя В-311/1 до коэффициента мощности 1,0 понадобится установка мощностью 128 квар, по каталогу ближайшая установка это УКРМ-0,4-130-10. В таблице 9 находятся данные по индивидуальной компенсации потребителей корпуса 620.

Электропотребителям щита ЩС1 принято установить КБ, а для вентиляторов поз.В-311/1 и В-311/2 принято установить УКРМ.

У электропотребителей ЩРО-5 и ЩРО-6 достаточно высокий коэффициент мощности 0,9 и КБ на такую низкую реактивную мощность не изготавливаются, поэтому принято РМ этих электроприемников не компенсировать и в таблице 9 не отображать.

Таблица 9 – Индивидуальная компенсация потребителей к.620

Позиция	Повышение до 0,95		Повышение до 0,96		Повышение до 0,97		Повышение до 0,98		Повышение до 0,99		Повышение до 1,0	
	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД
Н-311/2	17,44	3,67	19,53	3,93	21,73	4,18	24,04	4,42	27,72	4,66	35,48	4,89
Н-311/4	17,44	2,76	19,53	2,96	21,73	3,15	24,04	3,33	27,72	3,51	35,48	3,69
Н-312	6,08	1,81	6,50	1,87	6,94	1,92	7,40	1,98	8,14	2,04	9,70	2,09
Н-313/1	1,74	0,32	1,85	0,33	1,97	0,34	2,10	0,34	2,30	0,35	2,73	0,36
Н-314/1	17,78	3,35	19,49	3,54	21,29	3,72	23,18	3,90	26,19	4,08	32,58	4,25
Н-314/3	17,78	2,68	19,49	2,84	21,29	2,99	23,18	3,13	26,19	3,27	32,58	3,41
Н-314/5	17,78	2,68	19,49	2,84	21,29	2,99	23,18	3,13	26,19	3,27	32,58	3,41
Н-315/1	17,44	2,82	19,53	3,02	21,73	3,21	24,04	3,40	27,72	3,58	35,48	3,76
Н-315/3	17,44	3,74	19,53	4,00	21,73	4,26	24,04	4,51	27,72	4,75	35,48	4,98
Н-316/1	6,97	1,03	7,81	1,11	8,69	1,18	9,61	1,25	11,09	1,31	14,19	1,38
Н-316/3	6,97	1,03	7,81	1,11	8,69	1,18	9,61	1,25	11,09	1,31	14,19	1,38
Н-311/1	17,44	3,74	19,53	4,00	21,73	4,26	24,04	4,51	27,72	4,75	35,48	4,98
Н-311/3	17,44	2,71	19,53	2,90	21,73	3,09	24,04	3,27	27,72	3,44	35,48	3,61
Н-313/2	1,74	0,32	1,85	0,33	1,97	0,34	2,10	0,34	2,30	0,35	2,73	0,36
Н-314/2	17,78	3,35	19,49	3,54	21,29	3,72	23,18	3,90	26,19	4,08	32,58	4,25
Н-314/4	17,78	2,68	19,49	2,84	21,29	2,99	23,18	3,13	26,19	3,27	32,58	3,41
Н-314/6	17,78	2,68	19,49	2,84	21,29	2,99	23,18	3,13	26,19	3,27	32,58	3,41
Н-315/2	17,44	2,82	19,53	3,02	21,73	3,21	24,04	3,40	27,72	3,58	35,48	3,76
Н-315/4	17,44	3,74	19,53	4,00	21,73	4,26	24,04	4,51	27,72	4,75	35,48	4,98
Н-316/2	8,12	1,26	8,95	1,34	9,83	1,41	10,76	1,48	12,23	1,54	15,36	1,61
Н-316/4	8,12	1,26	8,95	1,34	9,83	1,41	10,76	1,48	12,23	1,54	15,36	1,61
Н-317	2,00	0,55	2,15	0,57	2,31	0,59	2,48	0,61	2,75	0,63	3,32	0,65
В-311/1	45,75	8,53	57,5	9,89	65,5	11,2	77,25	12,48	92,25	13,72	128	14,93
В-311/2	45,75	8,53	57,5	9,89	65,5	11,2	77,25	12,48	92,25	13,72	128	14,93

В таблицу 10 занесем данные по необходимому количеству КБ и экономии электроэнергии.

Таблица 10 – Количество конденсаторных батарей для индивидуальной компенсации потребителей корпуса 620

Наименование	Количество КБ при определенном коэффициенте мощности, шт					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
БСК-0,4-1	3	6	6	6	8	-
БСК-0,4-1,5	2	1	16	-	-	-
БСК-0,4-2,5	9	-	1	1	12	8
БСК-0,4-3	10	2	-	6	1	1
БСК-0,4-4	2	8	-	9	-	2
БСК-0,4-5	3	5	1	-	1	9
БСК-0,4-7,5	-	2	2	1	-	-
БСК-0,4-10	-	-	2	4	2	3
БСК-0,4-12,5	-	-	-	-	2	-
БСК-0,4-15	15	6	2	-	-	2
БСК-0,4-20	2	9	15	15	-	-
БСК-0,4-25	2	-	-	2	15	-
БСК-0,4-30	-	-	-	-	-	15
БСК-0,4-40	-	-	-	-	2	-
БСК-0,4-50	-	2	2	2	2	-
УКРМ-0,4-130	-	-	-	-	-	2
$\Delta W_{э,з}$ , МВт · год	73,63	79,98	86,13	92,10	97,89	103,5

Рассмотрим индивидуальную компенсацию корпуса 621. У корпуса 621 всего 40 электропотребителей, из которых 10 это центробежные вентиляторы мощностью 250 кВт, а оставшиеся 30 электропотребителей запитываются от щита ЩС1. Электропотребителям щита ЩС1 принято установить КБ, а для вентиляторов поз.В-321/1-6 и В-322/1-4 при повышении коэффициента мощности до 1,0 принято установить УКРМ, а при повышении до 0,95-0,99 принято установить КБ.

В таблице 11 находятся данные по индивидуальной компенсации потребителей корпуса 621.

Таблица 11 – Индивидуальная компенсация потребителей к.621

Позиция	Повышение до 0,95		Повышение до 0,96		Повышение до 0,97		Повышение до 0,98		Повышение до 0,99		Повышение до 1,0	
	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД
В-321/1	45,75	8,53	57,5	9,89	65,5	11,2	77,25	12,48	92,25	13,72	128	14,93
В-321/3	45,75	8,53	57,5	9,89	65,5	11,2	77,25	12,48	92,25	13,72	128	14,93
В-321/5	45,75	9,47	57,5	10,98	65,5	12,45	77,25	13,87	92,25	12,25	128	16,58
В-322/1	45,75	8,02	57,5	9,34	65,5	10,58	77,25	11,79	92,25	12,96	128	14,1
В-322/3	45,75	8,02	57,5	9,34	65,5	10,58	77,25	11,79	92,25	12,96	128	14,1
В-321/2	45,75	8,53	57,5	9,89	65,5	11,2	77,25	12,48	92,25	13,72	128	14,93
В-321/4	45,75	9,47	57,5	10,98	65,5	12,45	77,25	13,87	92,25	12,25	128	16,58
В-321/6	45,75	9,47	57,5	10,98	65,5	12,45	77,25	13,87	92,25	12,25	128	16,58
В-322/2	45,75	8,02	57,5	9,34	65,5	10,58	77,25	11,79	92,25	12,96	128	14,1
В-322/4	45,75	8,02	57,5	9,34	65,5	10,58	77,25	11,79	92,25	12,96	128	14,1
Н-320/1	31,58	5,71	34,43	5,99	37,43	6,27	40,58	6,54	45,60	6,80	56,25	7,05
Н-321/1	3,16	0,66	3,44	0,69	3,74	0,72	4,06	0,75	4,56	0,78	5,63	0,81
Н-321/3	3,16	0,66	3,44	0,69	3,74	0,72	4,06	0,75	4,56	0,78	5,63	0,81
Н-322/1	31,58	4,40	34,43	4,62	37,43	4,84	40,58	5,04	45,60	5,25	56,25	5,44
Н-322/3	31,58	5,71	34,43	5,99	37,43	6,27	40,58	6,54	45,60	6,80	56,25	7,05
Н-322/5	31,58	4,30	34,43	4,52	37,43	4,73	40,58	4,93	45,60	5,13	56,25	5,32
Н-323/1	18,95	4,59	20,66	4,82	22,46	5,04	24,35	5,26	27,36	5,47	33,75	5,67
Н-323/3	18,95	3,48	20,66	3,65	22,46	3,82	24,35	3,99	27,36	4,15	33,75	4,30
Н-323/5	18,95	3,48	20,66	3,65	22,46	3,82	24,35	3,99	27,36	4,15	33,75	4,30
Н-324/1	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,10	1,08	0,10	1,22	0,11	1,50	0,11
ШУ-ПТ-323	31,56	9,16	33,84	9,49	36,24	9,82	39,12	10,14	42,78	10,44	50,64	10,74
ШУ-Х-325/1	6,32	1,44	6,89	1,51	7,49	1,58	8,12	1,65	9,12	1,72	11,25	1,78
ШС-Х-327/1	8,14	1,51	8,87	1,58	9,65	1,66	10,46	1,73	11,75	1,80	14,50	1,86
21ПД1	15,20	6,45	16,04	6,60	17,51	6,75	17,84	6,90	19,32	7,04	22,44	7,18
ЩРО-10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10	0,08	1,56	0,09
Н-320/2	31,58	5,71	34,43	5,99	37,43	6,27	40,58	6,54	45,60	6,80	56,25	7,05
Н-321/2	3,16	0,66	3,44	0,69	3,74	0,72	4,06	0,75	4,56	0,78	5,63	0,81
Н-321/4	3,16	0,66	3,44	0,69	3,74	0,72	4,06	0,75	4,56	0,78	5,63	0,81
Н-322/2	31,58	4,40	34,43	4,62	37,43	4,84	40,58	5,04	45,60	5,25	56,25	5,44
Н-322/4	31,58	5,71	34,43	5,99	37,43	6,27	40,58	6,54	45,60	6,80	56,25	7,05
Н-322/6	31,58	4,30	34,43	4,52	37,43	4,73	40,58	4,93	45,60	5,13	56,25	5,32

Продолжение таблицы 11

Н-323/2	18,95	4,59	20,66	4,82	22,46	5,04	24,35	5,26	27,36	5,47	33,75	5,67
Н-323/4	18,95	3,48	20,66	3,65	22,46	3,82	24,35	3,99	27,36	4,15	33,75	4,30
Н-323/6	18,95	3,48	20,66	3,65	22,46	3,82	24,35	3,99	27,36	4,15	33,75	4,30
Н-324/2	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	0,10	1,08	0,10	1,22	0,11	1,50	0,11
ПТ-329	9,10	0,61	9,53	0,62	9,98	0,64	10,52	0,65	11,21	0,66	12,80	0,67
ШУ-Х-325/2	6,32	1,40	6,89	1,47	7,49	1,54	8,12	1,61	9,12	1,67	11,25	1,74
ШС-Х-327/2	8,14	1,51	8,87	1,58	9,65	1,66	10,46	1,73	11,75	1,80	14,50	1,86
21ПД2	15,20	6,45	16,04	6,60	17,51	6,75	17,84	6,90	19,32	7,04	22,44	7,18

В таблицу 12 занесем данные по необходимому количеству КБ и экономии электроэнергии.

Таблица 12 – Количество конденсаторных батарей для индивидуальной компенсации потребителей корпуса 621

Наименование	Количество КБ при определенном коэффициенте мощности, шт					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
БСК-0,4-1	-	12	6	11	4	7
БСК-0,4-1,5	11	-	-	-	4	3
БСК-0,4-2,5	-	4	10	-	6	2
БСК-0,4-3	6	2	-	4	1	1
БСК-0,4-4	7	13	-	10	-	8
БСК-0,4-5	5	2	-	2	12	12
БСК-0,4-7,5	-	10	13	-	2	-
БСК-0,4-10	-	1	5	3	3	5
БСК-0,4-12,5	-	-	-	-	-	-
БСК-0,4-15	9	2	10	2	-	-
БСК-0,4-20	10	6	6	6	2	2
БСК-0,4-25	10	-	-	10	6	-
БСК-0,4-30	9	9	9	-	-	6
БСК-0,4-40	-	-	-	9	19	-
БСК-0,4-50	-	10	10	10	10	9
УКРМ-0,4-130	-	-	-	-	-	10
$\Delta W_{э.э}$ , МВт · год	180,69	198,7	216,34	233,27	249,77	265,71

Рассмотрим индивидуальную компенсацию корпуса 627. У корпуса 627 всего 16 электропотребителей.

В таблице 13 находятся данные по индивидуальной компенсации потребителей корпуса 627.



Таблица 13 – Индивидуальная компенсация потребителей к.627

Позиция	Повышение до 0,95		Повышение до 0,96		Повышение до 0,97		Повышение до 0,98		Повышение до 0,99		Повышение до 1,0	
	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД	$Q_c$ , квар	$\Delta W_{э.э.}$ , МВт · ГОД
ПТ-321/1	8,05	1,16	8,73	1,22	9,45	1,27	10,21	1,33	11,41	1,38	13,97	1,42
ПТ-322/1	8,05	1,14	8,73	1,20	9,45	1,25	10,21	1,30	11,41	1,35	13,97	1,40
ПТ-341/1	8,05	1,03	8,73	1,08	9,45	1,13	10,21	1,17	11,41	1,22	13,97	1,26
Х-342/1	4,49	0,10	5,12	0,11	5,83	0,12	6,63	0,13	7,65	0,14	10,08	0,15
ПТ-343/1	4,58	0,39	5,75	0,45	6,55	0,51	7,73	0,57	9,23	0,63	12,80	0,68
ПТ-344/1	13,26	1,98	14,46	2,07	15,72	2,17	17,04	2,26	19,15	2,35	23,63	2,44
ПТ-345/1	8,05	1,12	8,73	1,17	9,45	1,23	10,21	1,28	11,41	1,32	13,97	1,37
ЩРО-7	1,68	0,08	2,11	0,09	2,40	0,10	2,83	0,12	3,38	0,13	4,70	0,14
ПТ-321/2	8,05	1,14	8,73	1,20	9,45	1,25	10,21	1,30	11,41	1,35	13,97	1,40
ПТ-322/2	8,05	1,16	8,73	1,22	9,45	1,27	10,21	1,33	11,41	1,38	13,97	1,42
ПТ-341/2	8,05	1,08	8,73	1,13	9,45	1,18	10,21	1,23	11,41	1,27	13,97	1,32
Х-342/2	4,49	0,10	5,12	0,11	5,83	0,12	6,63	0,13	7,65	0,14	10,08	0,15
ПТ-343/2	4,58	0,14	5,75	0,16	6,55	0,18	7,73	0,20	9,23	0,22	12,80	0,24
ПТ-344/2	13,26	2,10	14,46	2,21	15,72	2,31	17,04	2,41	19,15	2,51	23,63	2,60
ПТ-345/2	8,05	1,10	8,73	1,15	9,45	1,20	10,21	1,25	11,41	1,30	13,97	1,34

Электропотребителям щита ЩС2 принято установить КБ.

Для ЩРО-8 требуется достаточно низкая реактивная мощность и КБ на такую мощность не изготавливаются, поэтому принято РМ этого электропотребителя не компенсировать и в таблице 13 не отображать. В таблицу 14 занесем данные по необходимому количеству КБ и экономии электроэнергии.

Таблица 14 – Количество конденсаторных батарей для индивидуальной компенсации потребителей корпуса 627

Наименование	Количество КБ при определенном коэффициенте мощности, шт					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
БСК-0,4-1	2	10	2	-	1	-
БСК-0,4-1,5	1	-	2	2	8	-
БСК-0,4-2,5	-	2	1	2	1	-
БСК-0,4-3	9	2	2	1	-	-
БСК-0,4-4	2	2	8	-	4	10
БСК-0,4-5	10	2	12	2	2	1
БСК-0,4-7,5	-	8	-	2	2	-
БСК-0,4-10	-	2	-	8	8	10
БСК-0,4-12,5	2	-	2	-	-	2
БСК-0,4-15	-	-	-	2	2	-
БСК-0,4-20	-	-	-	-	-	2
$\Delta W_{э.э}$ , МВт · год	12,83	14,58	15,3	16	16,68	17,34

## 2.4 Групповая компенсация реактивной мощности

При групповой компенсации источник реактивной мощности устанавливается уже не у потребителя, как это было при индивидуальной, а у распределительного щита. В данном случае линия, которая ведет к потребителю не разгружается, а разгружается только линия, которая ведет к щиту, где установлен источник реактивной мощности и силовой трансформатор.

Обычные статические конденсаторные батареи в данном случае не подойдут, т.к. от щита запитываются множество разных электропотребителей, которые в разный момент времени могут как работать, так и не работать. Для щитов ЩР1, ЩС1, ЩС2 будет рассматривать УКРМ. Так как центробежные вентиляторы 250 кВт запитываются напрямую с шины 0,4 кВ, то для них доступна либо индивидуальная компенсация, либо централизованная

компенсация, следовательно в данном случае компенсация центробежных вентиляторов 250 кВт не рассматриваются. Вместо групповой компенсации центробежных вентиляторов 250 кВт примем централизованную компенсацию через силовой трансформатор Т1 и Т2

Рассмотрим щит ЩР1 питающий нагрузку корпуса 601Д. У щита ЩР1 2 секции: 1 секция питает 16 потребителей суммарной мощностью 439,13 кВт, 2 секция питает 15 потребителей суммарной мощностью 430,72 кВт. Так как эти секции запитываются от разных трансформаторов то для каждой секции выбирается своя установка КРМ.

В качестве примера рассчитаем повышение коэффициента мощности до 0,95 для 1-ой секции щита ЩР1. Щита ЩР1 запитывается кабелем ВВГнг(А)-LS 3(5x185) длиной 300м от распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) на стороне 0,4кВ расположенный в КТП2 трансформатора Т3.

По формуле 2 найдем групповой коэффициент мощности:

$$\cos \varphi_{гр} = \frac{439,13}{547,08} = 0,8.$$

По формуле 3 найдем необходимую реактивную мощность УКРМ:

$$Q_c = 439,13 \cdot 0,421 = 184,87 \text{ квар.}$$

Наиболее ближайшая УКРМ по мощности является УКРМ-0,4-180 с номинальной реактивной мощностью 180 квар. Нагрузка щита ЩР1 в течении всего года не равномерна, следовательно потери активной мощности в кабеле нужно будет рассчитывать для каждого участка отдельно. На рисунке 14 изображен годовой график нагрузки щита ЩР1, проведем расчеты для первой ступени по формуле 4:

$$\Delta P_{\text{КЛ.до}} = \frac{439,13^2}{0,38^2 \cdot 0,8^2} \cdot \frac{0,1}{3} \cdot 0,3 = 20726,8 \text{ кВт,}$$
$$\Delta P_{\text{КЛ.после}} = \frac{439,13^2}{0,38^2 \cdot 0,95^2} \cdot \frac{0,1}{3} \cdot 0,3 = 14796,94 \text{ кВт.}$$

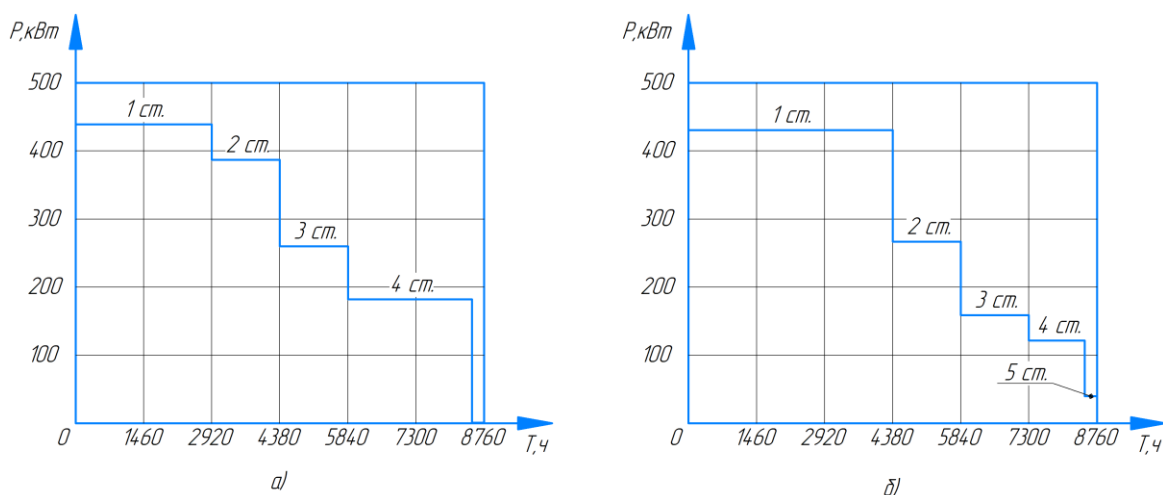


Рисунок 14 – Годовой график нагрузки щита ЩР1

(а – 1-ая секция, б – 2-ая секция)

Экономия электроэнергии для первой ступени найдем по формуле 8:

$$\Delta W_{3,9} = (20726,8 - 14796,94) = 5,93 \cdot \frac{2920}{10^6} \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 17,32 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Для второй, третьей и четвертой ступени рассчитаем аналогично. Экономия электроэнергии в год при повышении коэффициента мощности до 0,95 1-секции щита ЩР1 достигает 29,94 МВт · год.

Щит ЩС1 питает нагрузку 620 и 621 корпуса. У щита ЩС1 2 секции: 1 секция питает 27 потребителей суммарной мощностью 986,56 кВт, 2 секция питает 28 потребителей суммарной мощностью 981,98 кВт. Так как эти секции запитываются от разных трансформаторов то для каждой секции выбирается своя установка КРМ. На рисунке 15 изображен годовой график нагрузки щита ЩС1.

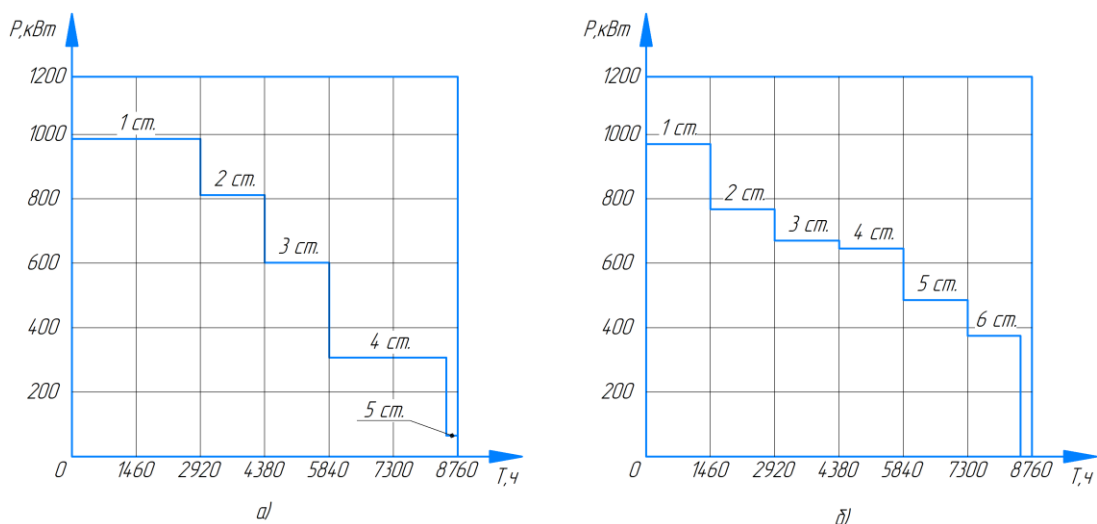


Рисунок 15 – Годовой график нагрузки щита ЩС1  
(а – 1-ая секция, б – 2-ая секция)

Щит ЩС2 питает нагрузку 627 корпуса. У щита ЩС2 2 секции: 1 секция питает 8 потребителей суммарной мощностью 154,67 кВт, 2 секция питает 8 потребителей суммарной мощностью 146,91 кВт. Так как эти секции запитываются от разных трансформаторов то для каждой секции выбирается своя установка КРМ. На рисунке 16 изображен годовой график нагрузки щита ЩС2.

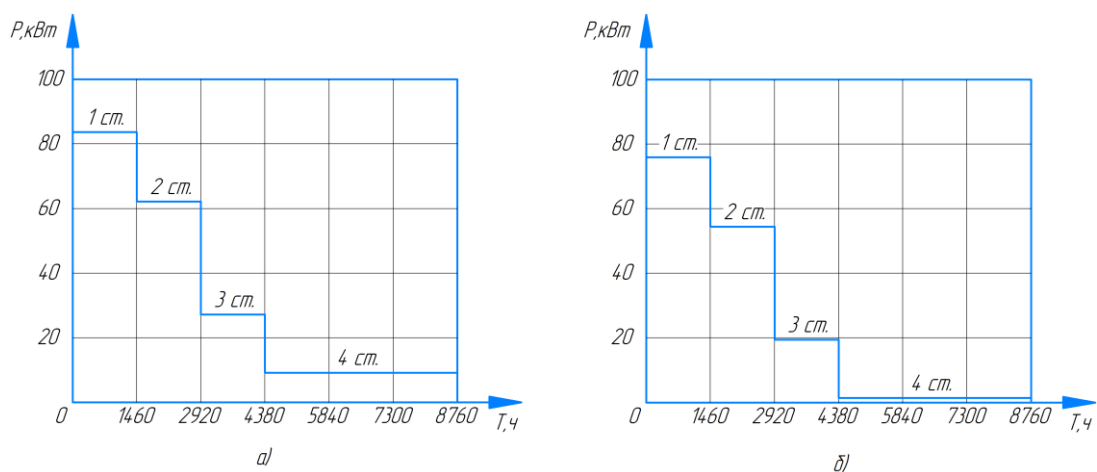


Рисунок 16 – Годовой график нагрузки щита ЩС2  
(а – 1-ая секция, б – 2-ая секция)

Для остальных щитов проведем расчет аналогично щиту ЩР1 1-ой секции и занесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Групповая компенсация потребителей

Позиция	Повышение до 0,95	Повышение до 0,96	Повышение до 0,97	Повышение до 0,98	Повышение до 0,99	Повышение до 1,0
	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	$Q_c$ , квар/ $\Delta W_{3,э}$ , МВт · год
ЩР1, 1 секция	184,87/ 29,94	201,56/ 31,48	219,13/ 32,97	237,57/ 34,42	266,99/ 35,82	329,35/ 37,18
ЩР1, 2 секция	181,33/ 29,42	197,7/ 30,97	214,93/ 32,37	233,02/ 33,92	261,88/ 35,33	323,04/ 36,7
ЩС1, 1 секция	415,34/ 7,22	452,83/ 7,59	492,29/ 7,95	533,73/ 8,31	599,83/ 8,65	739,92/ 8,98
ЩС1, 2 секция	383,44/ 5,69	420,33/ 6,01	459,16/ 6,31	499,93/ 6,6	564,9/ 6,89	702,81/ 7,16
ЩС2, 1 секция	30,87/ 0,55	34,05/ 0,59	37,40/ 0,63	40,91/ 0,66	46,52/ 0,7	58,4/ 0,73
ЩС2 2 секция	28,01/ 0,46	30,9/ 0,49	33,93/ 0,52	37,12/ 0,55	42,21/ 0,57	52,99/ 0,6

Исходя из таблицы 15 подберем наиболее близжайшие по мощности УКРМ и занесем в таблицу 16.

Таблица 16 –УКРМ для групповой компенсации потребителей

Позиция	Повышение до 0,95	Повышение до 0,96	Повышение до 0,97	Повышение до 0,98	Повышение до 0,99	Повышение до 1,0
ЩР1, 1 секция	УКРМ-0,4- 180	УКРМ-0,4- 200	УКРМ-0,4- 220	УКРМ-0,4- 240	УКРМ-0,4- 275	УКРМ-0,4- 325
ЩР1, 2 секция	УКРМ-0,4- 180	УКРМ-0,4- 200	УКРМ-0,4- 220	УКРМ-0,4- 240	УКРМ-0,4- 250	УКРМ-0,4- 325
ЩС1, 1 секция	УКРМ-0,4- 425	УКРМ-0,4- 450	УКРМ-0,4- 500	УКРМ-0,4- 525	УКРМ-0,4- 600	УКРМ-0,4- 750
ЩС1, 2 секция	УКРМ-0,4- 400	УКРМ-0,4- 425	УКРМ-0,4- 450	УКРМ-0,4- 500	УКРМ-0,4- 575	УКРМ-0,4- 700
ЩС2, 1 секция	УКРМ-0,4- 30	УКРМ-0,4- 35	УКРМ-0,4- 37,5	УКРМ-0,4- 40	УКРМ-0,4- 45	УКРМ-0,4- 60
ЩС2 2 секция	УКРМ-0,4- 30	УКРМ-0,4- 30	УКРМ-0,4- 35	УКРМ-0,4- 37,5	УКРМ-0,4- 40	УКРМ-0,4- 55

## 2.5 Централизованная компенсация реактивной мощности

При централизованной компенсации источник РМ устанавливается на шину 0,4 кВ. В данном случае линии, которые ведут к потребителю остаются не разгруженными, а разгружен при данном виде компенсации только силовой трансформатор.

Обычные статические конденсаторные батареи в данном случае не подойдут, будем рассматривать УКРМ.

На объекте установлено две комплектные трансформаторные подстанции с двумя силовыми трансформаторами в каждой. Силовой трансформатор ТМГ-2500/6/0,4 расшифровывается, как: Т – трехфазный, М – масляный, Г – герметичного исполнения с гофро стенкой, 2500 – номинальная мощность, измеряемая в кВА, 6 – класс напряжения обмотки высокого напряжения измеряемой в кВ, 0,4 – класс напряжения обмотки низкого напряжения измеряемой в кВ. По техническим характеристикам определяем потери холостого хода  $P_{ХХ} = 2,77$  кВт и потери короткого замыкания  $P_{КЗ} = 28$  кВт [18].

Для каждого трансформатора следует рассматривать влияние повышения коэффициента мощности отдельно.

К трансформатору Т1 подключены мощные электроотребители из 620 и 621 корпуса: 6 асинхронных электродвигателей мощностью 250 кВт. Для данных потребителей установлен коэффициент спроса 0,7, следовательно, одновременно все эти электропотребители не работают.

На рисунке 17 изображен годовой график нагрузки силового трансформатора Т1.

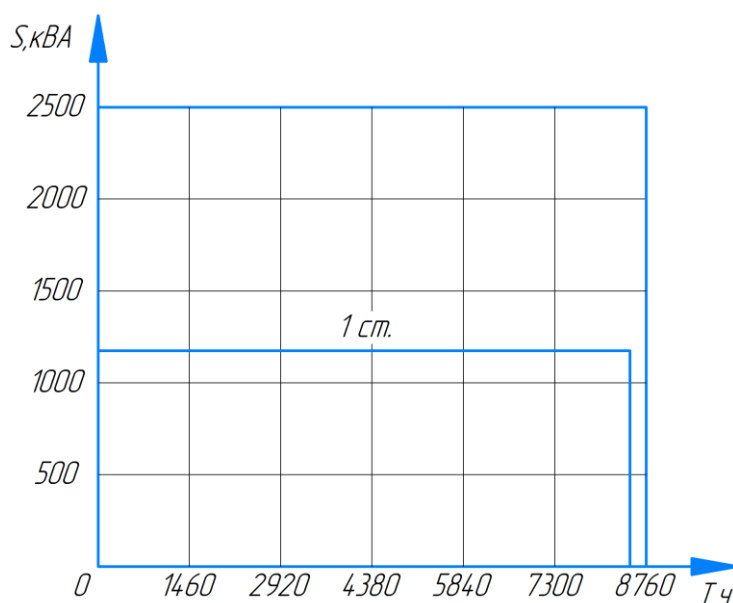


Рисунок 17 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т1

У трансформатора Т1 всего 1 ступень мощности равная 1174,85 кВА при которой он работает на протяжении 8497 часов в год. Остальное время находится в простое.

Рассчитаем потери активной мощности силового трансформатора Т1 при повышении коэффициента реактивной мощности до 0,95. По формуле 2 найдем суммарный коэффициент мощности трансформатора Т1:

$$\cos \varphi_{\text{гр.Т1}} = \frac{1050}{1174,85} = 0,89.$$

По формуле 3 найдем требуемую реактивную мощность УКРМ:

$$Q_c = 1050 \cdot 0,183 = 192,15 \text{ квар.}$$

Рассчитаем суммарный номинальный ток который уходит на потребители до и после повышения коэффициента мощности по формуле 7:

$$I_{\text{до}} = \frac{1050}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,89} = 1785 \text{ А,}$$

$$I_{\text{после}} = \frac{1050}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,89} = 1679,27 \text{ А.}$$

Рассчитаем коэффициент загрузки силового трансформатора до и после повышения коэффициента мощности по формуле 6:



$$K_{3,до} = \frac{\sqrt{(\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1785 \cdot 0,89)^2 + (\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1785 \cdot 0,45)^2}}{2500} = 0,47,$$

$$K_{3,после} = \frac{\sqrt{(\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1679,27 \cdot 0,95)^2 + (\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1679,27 \cdot 0,31)^2}}{2500} = 0,442.$$

Рассчитаем потери активной мощности в силовом трансформаторе до и после повышения коэффициента мощности по формуле 5:

$$\Delta P_{T,до} = 28 \cdot 0,47^2 + 2,77 = 8,95 \text{ кВт}$$

$$\Delta P_{T,после} = 28 \cdot 0,63^2 + 2,77 = 8,24 \text{ кВт}$$

Рассчитаем экономию электроэнергии по формуле 8:

$$\Delta W_{э,э} = 8,95 - 8,24 = 0,72 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 6,1 \text{ МВт} \cdot \text{год}$$

Экономия электроэнергии с силового трансформатора при повышении коэффициента мощности до 0,95 достигает 6,1 МВт · год. Для повышения коэффициента мощности до 0,96-1,0 рассчитаем аналогично и занесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Централизованная компенсация силового трансформатора Т1

Наименования параметра	Коэффициент мощности						
	0,79	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
$Q_c$ , квар	-	192,15	241,5	275,1	324,45	387,45	537,6
$K_3$	0,47	0,442	0,438	0,433	0,429	0,424	0,42
$\Delta W_{э,э}$ , МВт · год	-	6,1	7	8	8,83	9,73	10,57

Для силового трансформатора Т2 экономия будет такая же как и у силового трансформатора Т1 из-за одинаковый потребителей и режима работы.

На рисунке 18 расположен годовой график нагрузки силового трансформатора Т3, питающий нагрузки всех корпусов.

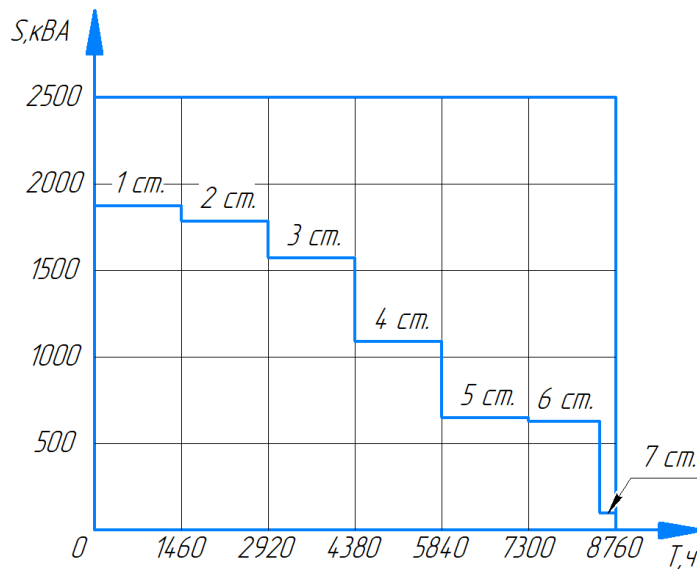


Рисунок 18 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т3

На нем видно что нагрузка не равномерная и состоит из 7 ступеней. В данном случае расчеты придётся делать отдельно для каждой ступени, например при повышении коэффициента мощности. Все расчеты произведем аналогично расчетам трансформатора Т1 и занесем в таблицу 18.

Таблица 18 – Централизованная компенсация силового трансформатора Т3

Наименования параметра	Коэффициент мощности						
	0,79	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
$Q_c$ , квар	-	596,2	653,55	713,93	777,32	878,45	1092,78
$K_3$	0,758	0,635	0,629	0,622	0,616	0,61	0,604
$\Delta W_{э.э}$ , МВт · год	-	20,66	21,66	22,78	23,69	24,71	25,64

На рисунке 19 изображен годовой график нагрузки силового трансформатора Т4.

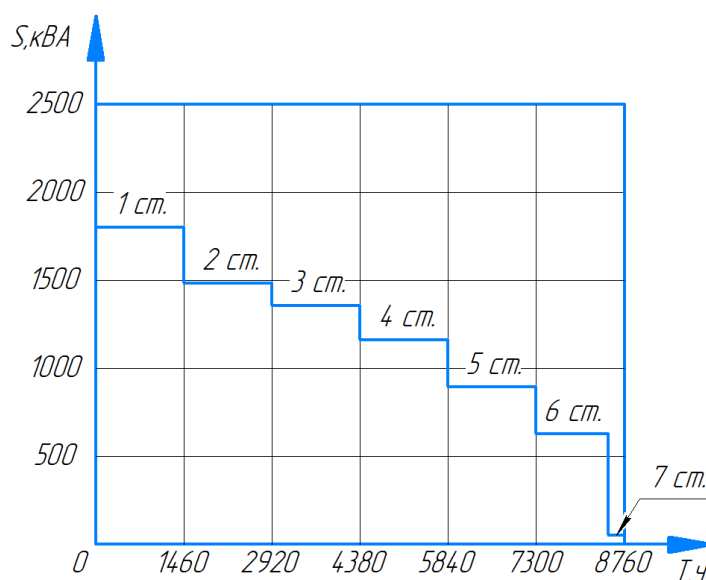


Рисунок 19 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т4

Для силового трансформатора Т4, питающего нагрузки всех корпусов проведем расчет аналогичный трансформатора Т3 и занесем в таблицу 19.

Таблица 19 — Централизованная компенсация силового трансформатора Т4

Наименования параметра	Коэффициент мощности						
	0,79	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
$Q_c$ , квар	-	575,07	630,39	688,62	749,77	847,31	1054,04
$K_3$	0,721	0,613	0,607	0,6	0,594	0,588	0,582
$\Delta W_{3,э}$ , МВт · год	-	17,77	18,66	19,66	20,47	21,37	22,21

По нормам технологического проектирования электроснабжения промышленных предприятий коэффициент допустимой перегрузки масляного трансформатора составляет 1,4 [10]. Так как на объекте рассматривается двухтрансформаторная подстанция, то коэффициент загрузки масляного трансформатора в нормальном режиме не должен превышать 0,7.

Первая КТП с силовым трансформатором Т1, загруженным на 0,47 и силовым трансформатором Т2, загруженным на 0,47 полностью удовлетворяют условие.

Вторая КТП с силовым трансформатором Т3, загруженным на 0,749 и силовым трансформатором Т4, загруженным на 0,721 также не удовлетворяет условию. При повышении коэффициента мощности до 0,95-1,0 коэффициент загрузки самой загруженной ступени трансформатора Т3 понижается до 0,635-0,604, а трансформатора Т4 до 0,613-0,582.

Исходя из таблиц 1-19 подберем наиболее ближайшие по мощности УКРМ и занесем в таблицу 20.

Таблица 20 –УКРМ для централизованной компенсации потребителей

Позиция	Повышение до 0,95	Повышение до 0,96	Повышение до 0,97	Повышение до 0,98	Повышение до 0,99	Повышение до 1,0
Шина 0,4 кВ трансформатора Т1	УКРМ-0,4-200	УКРМ-0,4-240	УКРМ-0,4-275	УКРМ-0,4-325	УКРМ-0,4-400	УКРМ-0,4-550
Шина 0,4 кВ трансформатора Т2	УКРМ-0,4-200	УКРМ-0,4-240	УКРМ-0,4-275	УКРМ-0,4-325	УКРМ-0,4-400	УКРМ-0,4-550
Шина 0,4 кВ трансформатора Т3	УКРМ-0,4-600	УКРМ-0,4-650	УКРМ-0,4-700	УКРМ-0,4-800	УКРМ-0,4-900	УКРМ-0,4-1200
Шина 0,4 кВ трансформатора Т4	УКРМ-0,4-600	УКРМ-0,4-650	УКРМ-0,4-700	УКРМ-0,4-750	УКРМ-0,4-850	УКРМ-0,4-1000

## 2.6 Установка устройства плавного пуска

На исследуемом объекте электродвигатели запускаются по прямому пуску, т.е. в щите установлен автоматический выключатель и иногда рядом с двигателем установлен кнопочный пост для оперативного переключения персоналом. Хотя данный пуск и является самым простым и экономичным, но в данном случае пусковой ток электродвигателя максимален и достигает значения в 6-8 раз больше номинального тока, а пусковой момент в 1,5-2 раза больше номинального.

Решение этой проблемы является устройство плавного пуска (УПП). УПП плавно подаёт напряжение от 30-70% от номинального и до номинального значения. При равномерном повышении напряжения постепенно увеличивается крутящийся момент и следовательно нагрузка начинает возрастать.

При отключении двигателя номинальное напряжение начинает уменьшаться до 30-70% от номинального значения после чего питание сразу же пропадает.

Преимущество УПП:

- уменьшает пусковой ток электродвигателя;
- уменьшает пусковой момент электродвигателя;
- снижает влияние падения напряжения в сети;
- теоретический срок эксплуатации увеличивается, а необходимость в ремонте снижается;
- для насосной нагрузки полностью исключает гидроудар и скачки давления в трубопроводе.

«Устройство плавного пуска имеет два встречно-направленных тиристора, установленных в каждой фазе. Тиристоры являются полупроводниковыми электронными ключами, и имеют два устойчивых состояния: закрытое состояние, то есть состояние низкой проводимости, и открытое состояние, то есть состояние высокой проводимости, при котором они пропускают ток.

При выполнении плавного пуска сигнал пуска отправляется на тиристоры таким образом, чтобы проходила только последняя часть каждого полупериода синусоидального напряжения. Во время пуска сигнал пуска отправляется все раньше и раньше, позволяя все большей и большей части напряжения проходить через тиристоры. В конце концов сигнал пуска отправляется точно после прохождения нуля, после чего проходит 100 % напряжения [23].» После того как электродвигатель перешел в номинальный режим работы, то на байпасном контакторе замыкаются контакты и номинальный ток идет не через УПП, а через байпасный контактор. Остановка двигателя происходит аналогично, но в обратном порядке. На рисунке 20 изображен принцип действия УПП.

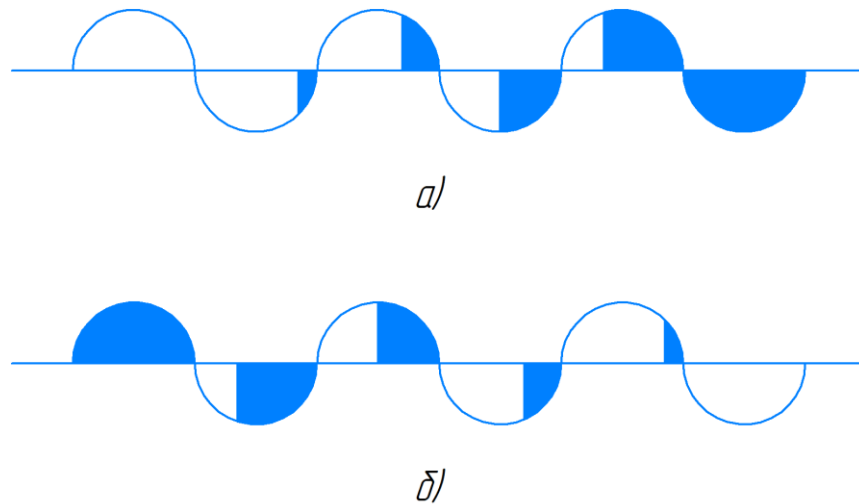


Рисунок 20 – Принцип действия устройства плавного пуска  
(а – при запуске электродвигателя, б – при отключении электродвигателя)

Устройство плавного пуска состоит из:

- тиристоров, которые пропускают часть полупериода;
- печатной платы, которая управляет тиристорами;
- трансформатора тока для измерения тока;
- байпасного контактора, который замыкается при выходе электродвигателя в номинальный режим (байпасный контактор может быть как встроенный, так и внешний);
- дисплея и клавиатуры для вывода информации и настройки УПП;
- радиатора для рассеивания тепла в воздухе;
- вентилятора для вывода тепла из УПП;
- клемм силовой цепи;
- корпуса, где находятся в основные компоненты УПП.

Из таблиц 1-4 видно что на исследуемом объекте подавляющим количеством электроприемников являются:

- насосы (центробежные, погружные и вакуумные);
- вентиляторы (центробежные и радиальные);
- ленточные конвейеры.

В связи с технологическим процессом у всех вентиляторов коэффициент спроса 0,7, но количество включений в месяц не превышает 2 раз, поэтому принято на центробежные вентиляторы УПП не устанавливать.

У некоторых насосов не больше двух включений в сутки, а у конвейеров может достигать до 5 включений в сутки, поэтому принято на данные оборудования установить УПП.

При выборе УПП нужно знать в каких условиях работает электродвигатель. Если в час производится больше 10 пусков, пуск электродвигателя происходит с большой нагрузкой, при работе электродвигателя выше 1000 метров над уровнем моря, то выбирать УПП нужно более мощнее. В остальных случаях допустимо выбирать по активной мощности и номинальному току электродвигателя. Ниже приведены графики (рисунок 21) с рекомендуемыми настройками плавного пуска, плавного останова и начального напряжения электродвигателей от компании АВВ.

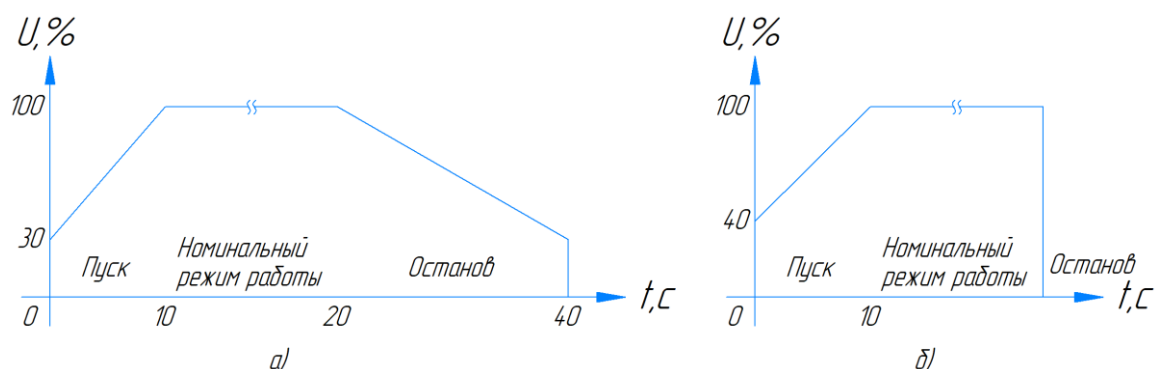


Рисунок 21 – Диаграмма пуска и останова электродвигателя  
(а – насоса, б – конвейера)

Для насоса время плавного пуска составляет 10с, плавного останова 20с, а начальное напряжение составляет 30% от номинального. Для конвейера время плавного пуска составляет 10с, начальное напряжение составляет 40% от номинального, а плавный останов не требуется, можно выключить электродвигатель прямым остановом.

Проанализировав компании-производителей устройств плавного пуска была выбрана компания ООО «СИЛИУМ». Данная отечественная компания изготавливает комплектующие и собирает в России [22]. Также УПП от компании ООО «СИЛИУМ» наиболее выгодны в ценовом сегменте относительно аналогового зарубежного оборудования.

Так как на исследуемом объекте для электродвигателей нет каких-либо усложняющих условий как пуска, так и работы, то выбираем УПП по активной мощности и номинальному току. В таблице 21 находится УПП для оборудования корпусов 601Д, 620, 621 и 627 от компании ООО «СИЛИУМ» линейки SL-GJ3, так эта линейка изготавливается сразу с байпасным коммутатором.

Таблица 21 – Выбранные устройства плавного пуска

Наименование	Количество УПП для определенного корпуса, шт				
	601Д	620	621	627	Все
SL-GJ3-011	-	-	4	-	4
SL-GJ3-015	8	-	-	-	8
SL-GJ3-018	-	-	-	8	8
SL-GJ3-022	-	4	-	-	4
SL-GJ3-030	4	-	-	-	4
SL-GJ3-037	8	-	-	-	8
SL-GJ3-045	3	6	6	-	15
SL-GJ3-055	-	8	-	-	8
SL-GJ3-075	-	-	8	-	8
Кол-во по корпусам, шт	23	18	18	8	67

При компенсации электропотребителей КУ устанавливается вблизи электроприемника, если это индивидуальная компенсация или на некотором расстоянии, если это групповая или индивидуальная компенсация. Если КУ установлена между УПП и электродвигателем, то УПП будет повреждено. Поэтому УПП должно быть установлено после КУ [23].

Также помимо рабочего напряжения 380 В, которое поступает на силовую цепь УПП, к нему также подается напряжение питания цепей управления 220 В. Электродвигатель запитывается от четырехжильного кабеля, где



4-ая жила это защитный ноль РЕ, поэтому взять ноль N и фазу L возле двигателя не получится.

В данном случае есть два варианта:

- из операторской вести контрольный кабель, например, КВВГнг(А)-LS 2х6, в распределительную коробку на шину L и шину N, расположенную в корпусе 620 или 621 и из коробки вести кабель КВВГнг(А)-LS 2х0,75 на УПП. И так для каждого УПП, но если щит установлен в корпусе, например, щит ЩР1 в корпусе 601Д или щит ЩС2 в корпусе 627, то тогда можно вести кабель КВВГнг(А)-LS 2х0,75 на УПП уже от самого щита;

- использовать контрольный кабель, который проложен до кнопочного поста, для оперативного управления электродвигателем.

В ПУЭ-7 п.5.3.31 сказано: «При наличии дистанционного или автоматического управления электродвигателем какого-либо механизма вблизи последнего должен быть установлен аппарат аварийного отключения, исключающий возможность дистанционного или автоматического пуска электродвигателя до принудительного возврата этого аппарата в исходное положение [13]».

Дистанционного управления электродвигателем отсутствует, в операторской возможно только блокировка электродвигателя. Автоматического управления электродвигателя также отсутствует, т.к. электродвигатель запускается только через кнопочный пост, установленный рядом с электродвигателем.

Не требуется устанавливать аппараты аварийного отключения в следующих случаях:

- «а) расположенных в пределах видимости с места управления;
- б) доступных только квалифицированному обслуживающему персоналу (например, вентиляторы, устанавливаемые на крышах, вентиляторы и насосы, устанавливаемые в отдельных помещениях);
- в) конструктивное исполнение которых исключает возможность случайного прикосновения к движущимся и вращающимся частям; около этих

механизмов должно быть предусмотрено вывешивание плакатов, предупреждающих о возможности дистанционного или автоматического пуска;

г) имеющих аппарат местного управления с фиксацией команды на отключение [13]».

В пункте б) разрешается не устанавливать аппараты аварийного отключения для вентиляторов и насосов, устанавливаемых в отдельных помещениях, поэтому принято воспользоваться вторым вариантом: использовать контрольный кабель, который проложен до кнопочного поста.

Кнопочный пост планируется демонтировать и передать заказчику с последующим монтажом в будущих проектах, а контрольный кабель протянуть до УПП и подключить.

Вывод:

- для электропотребителей корпусов 601Д, 620, 621, 627 рассмотрены разные способы компенсации реактивной мощности и подобраны КУ;

- для электропотребителей корпусов 601Д, 620, 621, 627 были выбраны устройства плавного пуска.

### 3 Технико – экономическое обоснование

#### 3.1 Технико – экономический расчет

Технико – экономическое обоснования проекта заключается в сравнении капитальных вложений и потенциальной экономической выгоде.

Капитальные вложения денежных средств  $S_{B,C}$  рассчитывается по формуле 9:

$$S_{K.B} = \sum_{n=1}^N (S_y + S_M), \quad (9)$$

где  $S_y$  – стоимость конденсаторной установки, т.р.;

$S_M$  - стоимость монтажа конденсаторной установки, т.р.

Экономия денежных средств в год  $\Delta W_{\text{э.д}}$  рассчитывается по формуле 10:

$$\Delta W_{\text{э.д}} = \Delta W_{\text{э.э}} \cdot S_{\text{кВт}}, \quad (10)$$

где  $S_{\text{кВт}}$  – стоимость 1 кВт · ч, р.

Экономия денежных средств на определенный год использования  $\Delta W_{\text{д.с}}$  рассчитывается по формуле 11:

$$\Delta W_{\text{д.с}} = \Delta W_{\text{э.д}} \cdot G - S_{K.B}, \quad (11)$$

где  $G$  – год использования конденсаторной установки.

Рассчитаем капитальные вложения. Конденсаторные установки для индивидуальной компенсации являются КБ и УКРМ (таблица 8, 10, 12, 14), для групповой УКРМ (таблица 16) и централизованной компенсации (таблица 20).

На КБ, как и на УКРМ, у всех производителей разная цена поэтому ориентируемся на определенную мощность установки и выбираем где наиболее дешевле. КБ на номинальную реактивную мощность 1, 1,5, 2,5, 3, 4, 30, 40 квар выбираем по каталогу ООО «МИГ-ЭЛЕКТРО» [7]. КБ на остальную мощность выбираем от ООО «ВП-АЛЬЯНС» [6]. УКРМ выбирается из каталога ООО ТД «Электротема» [8].

В таблице 22 находятся стоимость конденсаторных установок  $S_y$ .

Таблица 22 – Стоимость конденсаторных установок

Вид компенсации	Стоимость конденсаторных установок при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Индивидуальная	768,71	925,54	967,81	1021,22	1226,75	2451,84
Групповая	1392,13	1460,23	1569,96	1672,46	1942,92	2366,59
Централизованная	1194,48	1283,52	1380,96	1517,04	1723,68	2253,72

Стоимость монтажа конденсаторных установок  $S_M$  рассчитывается исходя от количества и веса КУ. По федеральным единичным расценкам на монтаж оборудования (ФЕРм-2101) установлены расценки на 2000г. по монтажу конденсаторов на установленных конструкциях на определенный вес и на установку (шкафа) комплектную конденсаторную на установленных конструкцию на определенный вес [24].

В данном сборнике цены на 2000г. и для перевода цен на 2023г. II квартала нужно воспользоваться индексом перевода, устанавливаемый Минстроем России, который равен 12,29 для отрасли электроэнергетики [9].

Исходя от технических параметров КБ и УКРМ определяем вес и с помощью справочника находим нужную расценку, например вес УКРМ-0,4-130 равен 80 кг, что соответствует расценке 08-01-067-7. Прямые затраты на монтаж УКРМ составляют 90,95 рублей, а на момент 2023г.  $90,95 \cdot 12,29 = 1117,78$  рублей. Для остальных УКРМ и КБ рассчитаем аналогично и занесем в таблицу 23.

Таблица 23 – Стоимость монтажа конденсаторных установок

Вид компенсации	Стоимость монтажа конденсаторных установок при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Индивидуальная	144,74	141,1	142,56	128,01	145,46	139,97
Групповая	12,95	16,96	20,97	20,97	20,97	20,97
Централизованная	12,49	12,49	12,49	12,49	16,18	19,18

Капитальные вложения денежных средств  $S_{К.В}$  является суммой стоимости конденсаторных установок (таблица 22) и стоимости монтажа конденсаторных установок (таблица 23). Объединим данные этих таблиц и занесем в таблицу 24.

Таблица 24 – Капитальные вложения денежных средств

Вид компенсации	Капитальные вложения денежных средств при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Индивидуальная	910,45	1066,64	1110,37	1149,23	1372,21	2591,81
Групповая	1405,08	1477,19	1590,93	1693,43	1963,89	2387,56
Централизованная	1206,97	1296	1393,45	1529,53	1739,86	2273,6

Ниже приведен рисунок капитальных вложений по таблице 24.

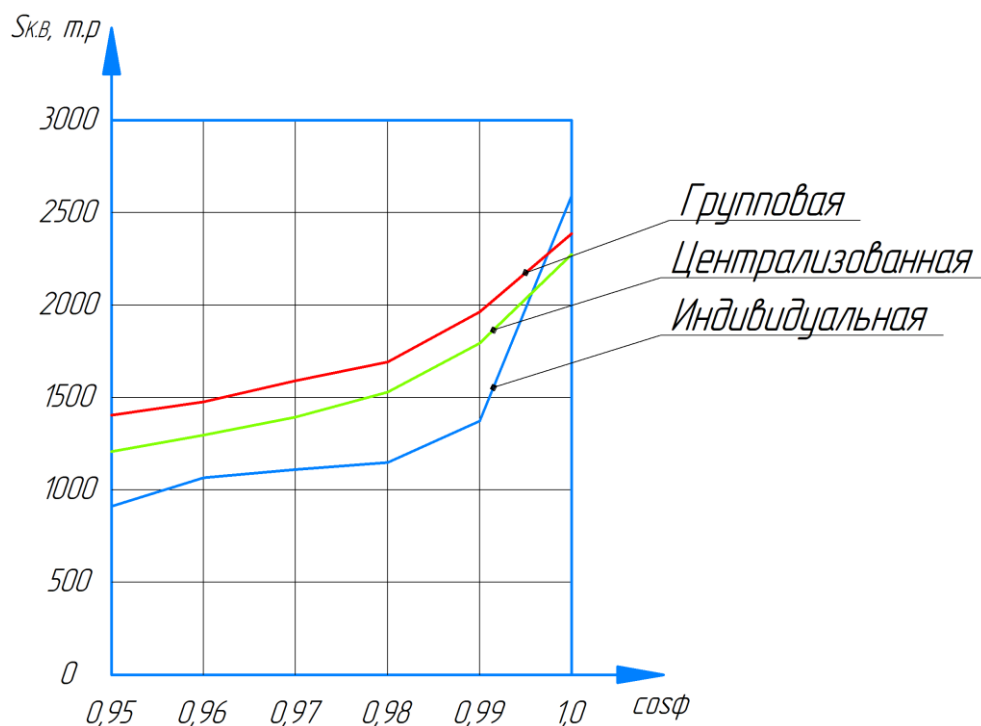


Рисунок 22 – График капитальных вложения

Исходя из рисунка 22 можно сделать вывод, что капитальные вложения всех видов компенсаций от повышения коэффициента мощности изменяются равномерно, кроме индивидуальной компенсации. Центробежные вентиляторы рассчитаны на мощность 250 кВт и для повышения коэффициента мощности до 0,95-0,99 достаточно попарно работающих конденсаторных батарей, но для повышения коэффициента мощности до 1,0 уже требуется УКРМ, которые значительно дороже конденсаторных батарей и из-за этого на графике 22 для индивидуальной компенсации такой скачок.

Экономия электроэнергии в год  $\Delta W_{э,э}$  при индивидуальной компенсации складывается из разности потерь активной мощности в кабельных линиях (таблица 7, 9, 11, 13) и в силовых трансформаторах (таблица 16-18) до и после компенсации реактивной мощности.

Экономия электроэнергии в год  $\Delta W_{э,э}$  при групповой компенсации складывается из разности потерь активной мощности в кабельных линиях

(таблица 15) и в силовых трансформаторах (таблица 16-18) до и после компенсации реактивной мощности.

Экономия электроэнергии в год  $\Delta W_{э,э}$  при централизованной компенсации складывается только из разности потерь активной мощности в силовых трансформаторах (таблица 16-18) до и после компенсации реактивной мощности.

Найдем суммарную экономию электроэнергии и занесем в таблицу 25.

Таблица 25 – Экономия электроэнергии в год

Вид компенсации	Экономия электроэнергии в год при повышении коэффициента мощности до определенного значения, МВт·год					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Индивидуальная	346,77	378,06	408,13	436,5	464,54	491,52
Групповая	123,91	131,45	139,19	146,28	150,5	160,34
Централизованная	50,63	54,32	58,44	61,82	65,54	68,99

Найдем экономию денежных в год средств  $\Delta W_{э,д}$  по формуле 10, для этого умножим данные из 25 таблицы на стоимость 1 кВт·ч, равный 3,92 рубля [2] и занесем в таблицу 26.

Таблица 26 – Экономия денежных средств в год

Вид компенсации	Экономия денежных средств в год при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р.					
	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Индивидуальная	1359,34	1482,00	1599,87	1711,08	1821,00	1926,76
Групповая	485,73	515,28	545,62	573,42	589,96	628,53
Централизованная	198,47	212,93	229,08	242,33	256,92	270,44

Ниже приведен рисунок экономии денежных средств по таблице 26.

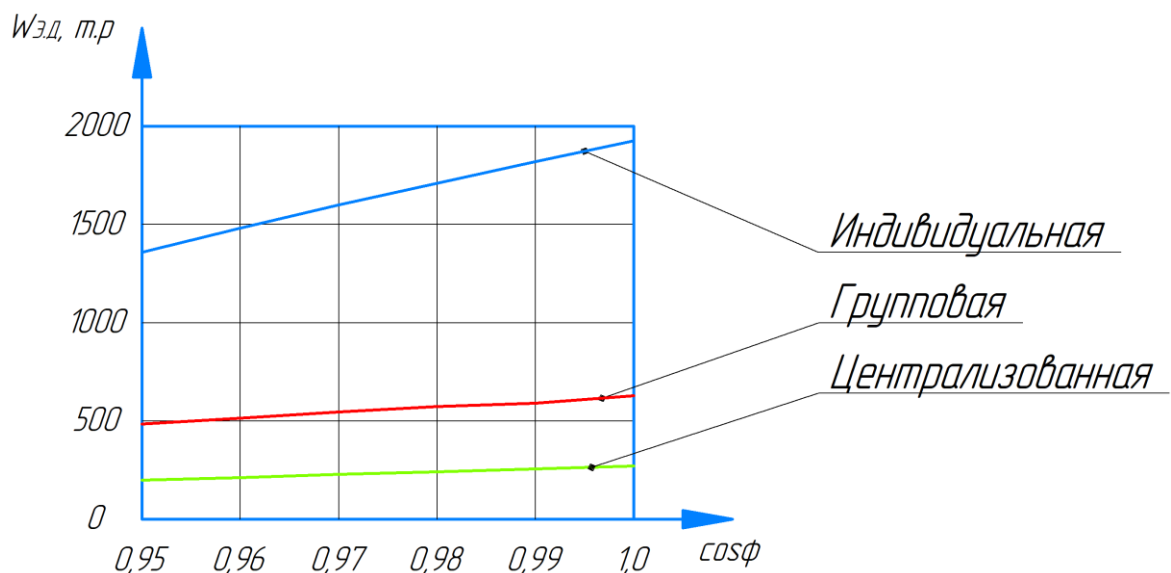


Рисунок 23 – График экономии денежных средств

Исходя из рисунка 23 можно сделать вывод, что зависимость экономии денежных средств всех видов компенсаций от повышения коэффициента мощности близка к линейной.

Экономия денежных средств при индивидуальной компенсации в 6,85-7,12 раз больше, чем при централизованной и в 2,8-3,09 раз больше, чем при групповой. Это связано с тем, что длина кабельной линии от щита до потребителя достигает 50-260 метров, а длина щитов ЩР1 и ЩС2 до шины 0,4 кВ 210-300 метров. Экономия денежных средств при групповой компенсации могла быть намного больше, но щит ЩС1, который питает нагрузку суммарной мощностью 1968,54 кВт расположен в 20 метрах от шины 0,4 кВ, следовательно групповая компенсация ЩС1 неэффективна.

Последним этапом расчетов экономии является расчет экономии денежных средств на определенный год использования  $\Delta W_{д.с}$  по формуле 11. Средний срок службы УКРМ в соответствии с паспортом не менее 15 лет, а КБ не менее 100 тысяч часов или 11,4 лет непрерывной работы, поэтому проведем расчеты на использования до 10 лет. В качестве примера рассчитаем экономию денежных средств на определенных год использования для ин-



дивидуальной компенсации при повышении коэффициента мощности до 0,95 на первый год использования:

$$\Delta W_{д.с} = 1359,34 \cdot 1 - 910,45 = 445,89 \text{ т. р.}$$

Экономия денежных средств на первый год использования для индивидуальной компенсации при повышении коэффициента мощности до 0,95 выйдет 445,89 т.р. Рассчитаем для остальных случаев аналогично и занесем в таблицу 27.

Таблица 27 – Экономия денежных средств на определенный год использования КУ

Вид компенсации	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,0
Экономия денежных средств на 1-ый год использования КУ при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р.						
Индивидуальная	448,89	415,36	489,5	561,85	448,79	-665,05
Групповая	-919,35	-961,91	-1045,3	-1120	-1373,9	-1759
Централизованная	-1008,5	-1083,1	-1164,4	-1287,2	-1482,9	-2003,2
Экономия денежных средств на 2-ый год использования при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р.						
Индивидуальная	1808,23	1897,36	2089,37	2272,93	2269,79	1261,71
Групповая	-433,62	-446,63	-499,69	-546,59	-783,97	-1130,5
Централизованная	-810,03	-870,14	-935,29	-1044,9	-1226	-1732,7
Экономия денежных средств на 5-ый год использования при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р.						
Индивидуальная	5886,25	6343,36	6888,98	7406,17	7732,79	7041,99
Групповая	1023,57	1099,21	1137,17	1173,67	985,91	755,09
Централизованная	-214,62	-231,35	-248,05	-317,88	-455,26	-921,4
Экономия денежных средств на 10-ый год использования при повышении коэффициента мощности до определенного значения, т.р.						
Индивидуальная	12683	13753,4	14888,3	15961,6	16837,8	16675,8
Групповая	3452,22	3675,61	3865,27	4040,77	3935,71	3897,74
Централизованная	777,73	833,3	897,35	893,77	829,34	430,8

Ниже приведен рисунок экономии денежных средств на определенный год использования КУ по таблице 27.

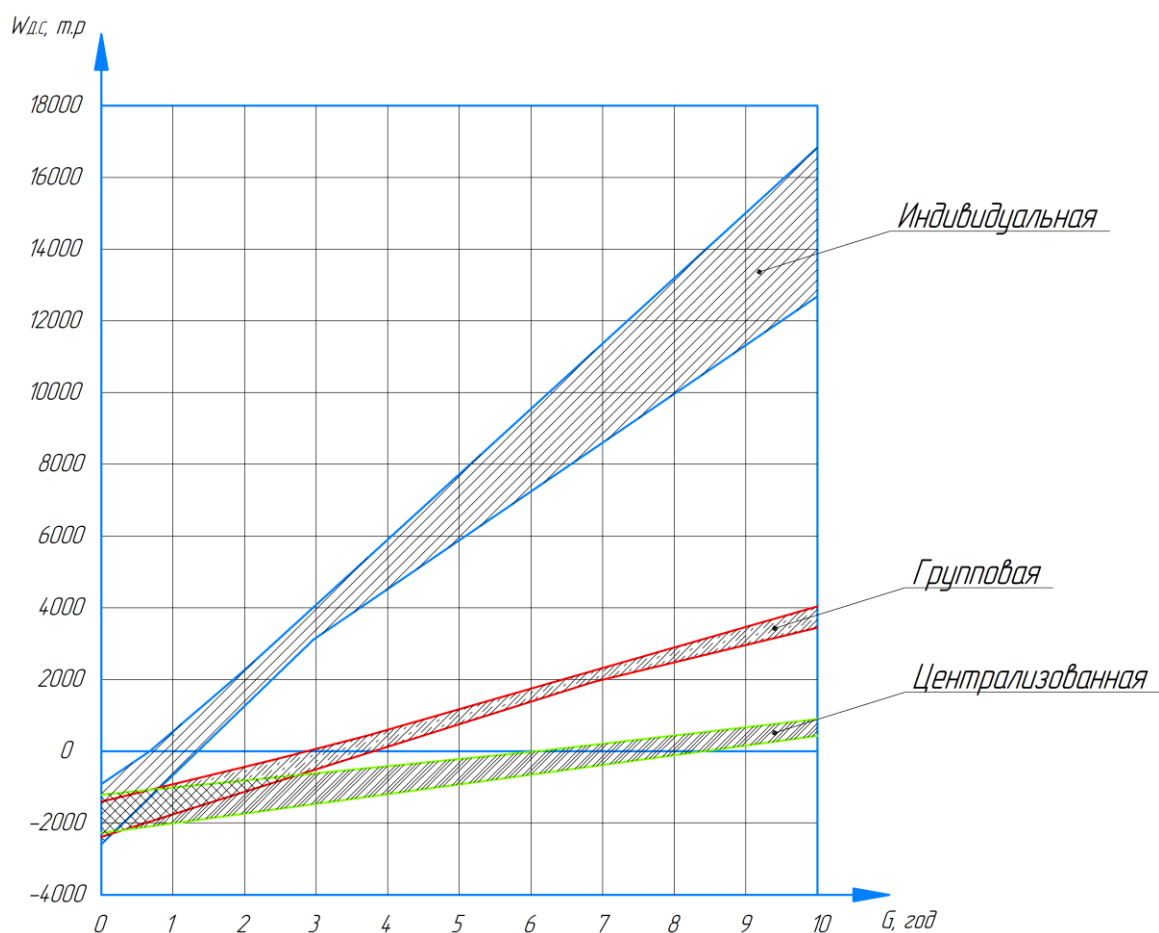


Рисунок 26 – График экономии денежных средств на определенный год использования КУ

Индивидуальная компенсация окупается за 1 год использования КБ, при повышении коэффициента мощности до 0,95-0,99 или на 2 год использования КБ, при повышении коэффициента мощности до 1,0. На 10-ый год использования наибольшая экономия составит 16838 т.р. при повышении коэффициента мощности до 0,99.

Групповая компенсация окупается за 3-4 года использования УКРМ. На 10-ый год использования наибольшая экономия составит 4040,8 т.р. при повышении коэффициента мощности до 0,98.

Централизованная компенсация окупается за 7 лет использования УКРМ, при повышении коэффициента мощности до 0,95-0,99 или на 9 год использования УКРМ, при повышении коэффициента мощности до 1,0. На

10-ый год использования наибольшая экономия составит 897,35 т.р. при повышении коэффициента мощности до 0,97.

Выбираем наиболее эффективный и выгодный вариант: индивидуальная компенсация с повышением коэффициента мощности до 0,99. Конденсаторные батареи позволяют сэкономить 16838 т.р. за 10 лет.

Эти сэкономленные средства позволят установить для электродвигателей УПП, рассчитанные в разделе 2.6. Устройства УПП выбираем из каталога ООО «ВП-АЛЬЯНС» [21] по таблице 21.

Общее количество УПП 67 шт разных моделей будет стоить 2727,96 т.р. Расценка для УПП на монтаж является ФЕРм 08-03-573-04 и подключение ФЕРм 08-03-574. Монтаж будет стоить 65,13 т.р и подключение 17,24 т.р.

Для КБ пуско-наладочные работы не нужны в отличии от УПП. Расценки пуско-наладочных работ заказчик определяет сам и в большинстве случаев стоимость достигает не больше 15% от стоимости прибора и в данном случае равняется 409,19 т.р.

Капитальные вложения денежных средств на покупку, монтаж и пуско-наладку составляет 3219,53 т.р. При установке КБ и УПП окупаемость достигнет на 3-4 год использования и итоговая экономия денежных средств на 10 год использования КУ и УПП составит 13618,27 т.р.

В таблицу 28 занесем все расчеты касательно выбранного варианта.

Таблица 28 – Итоговая таблица при расчете экономии денежных средств

Параметр	Сумма, т.р.
Стоимость КУ	1226,75
Стоимость монтажа КУ	145,46
Капитальные вложения денежных средств на КУ	1372,21
Экономия денежных средств при использовании КУ в год	1821
Экономия денежных средств на 10-ый год использования КУ	16837,8
Стоимость УПП	2727,96
Монтаж и подключение УПП	82,37
Пуско-наладочные работы УПП	409,19

Продолжение таблицы 28

Параметр	Сумма, т.р.
Капитальные вложения денежных средств на УПП	3219,53
Итоговая экономия денежных средств на 10 год использования КУ и УПП	13618,27

### 3.2 Изменение нагрузки после компенсации реактивной мощности

При повышении коэффициента мощности электропотребителей корпуса 601Д с 0,8 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 644,2 квар до 128,5 квар, следовательно полную мощность с 1082,42 до 878,64 квар (рисунок 27).



Рисунок 27 – Потребление мощности корпуса 601Д  
(а – до компенсации, б – после компенсации)

При повышении коэффициента мощности электропотребителей корпуса 620 с 0,85 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 849,91 квар до 215,86 квар, следовательно полную мощность с 1621,08 до 196,11 квар (рисунок 28).

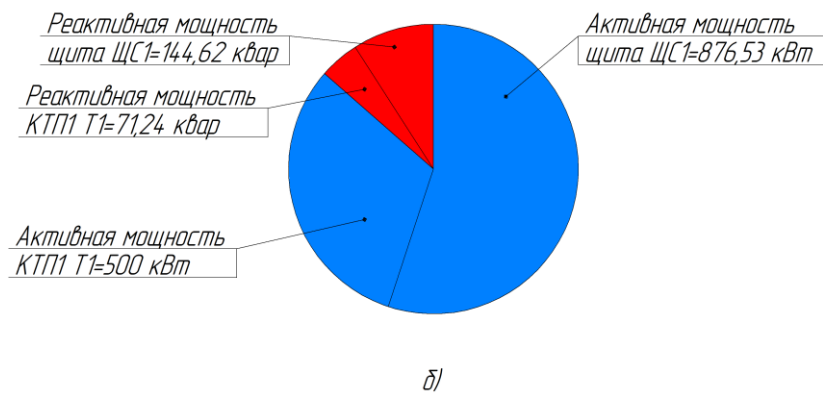
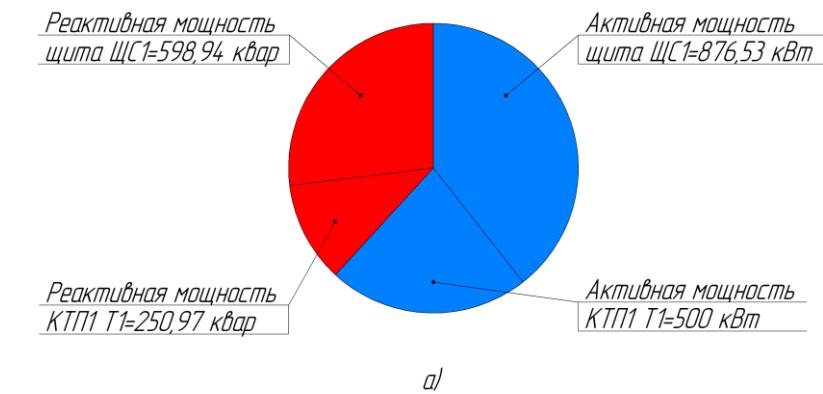


Рисунок 28 – Потребление мощности корпуса 620  
(а – до компенсации, б – после компенсации)

При повышении коэффициента мощности электропотребителей корпуса 621 с 0,86 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 2100,78 квар до 470,25 квар, следовательно полную мощность с 4178,6 до 3628,29 квар (рисунок 29).

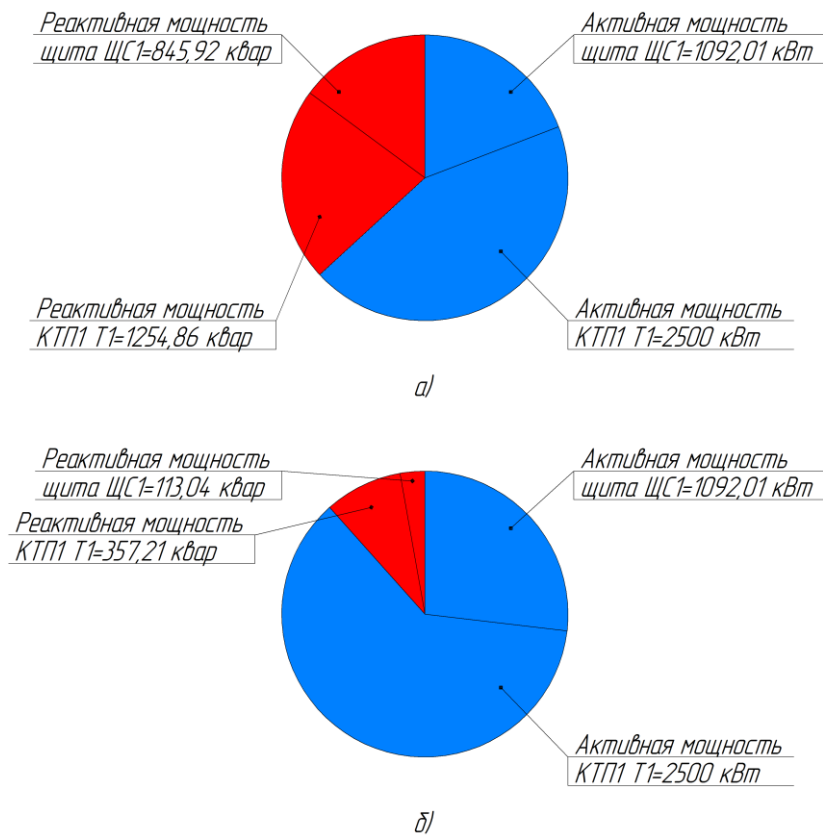


Рисунок 29 – Потребление мощности корпуса 621  
(а – до компенсации, б – после компенсации)

При повышении коэффициента мощности электропотребителей корпуса 627 с 0,82 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 210,29 квар до 43 квар, следовательно полную мощность с 367,66 до 304,63 квар (рисунок 30).



Рисунок 30 – Потребление мощности корпуса 627  
(а – до компенсации, б – после компенсации)

При повышении коэффициента мощности силового трансформатор Т1 с 0,89 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 527,04 квар до 149,57 квар, следовательно полную мощность с 1174,85 до 1060,6 квар, а также снизить коэффициент загрузки с 0,47 до 0,424 (рисунок 31).

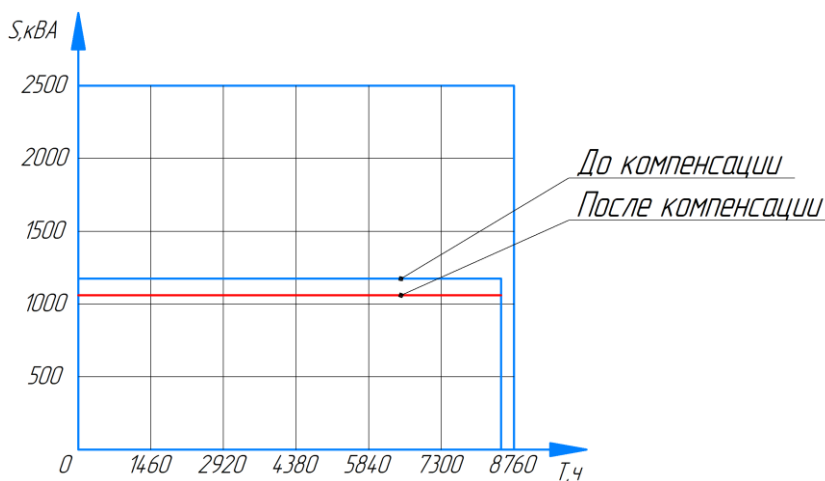


Рисунок 31 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т1 до и после компенсации

Для силового трансформатор Т2 график аналогичен силовому трансформатору Т1 из-за одинаковых потребителей и режима работы

При повышении коэффициента мощности силового трансформатор Т3 с 0,81 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 1109,38 квар до 215,03 квар, следовательно полную мощность с 1873,2 до 1524,6 квар, а также снизить коэффициент загрузки с 0,749 до 0,61 для максимальной ступени (рисунок 32).

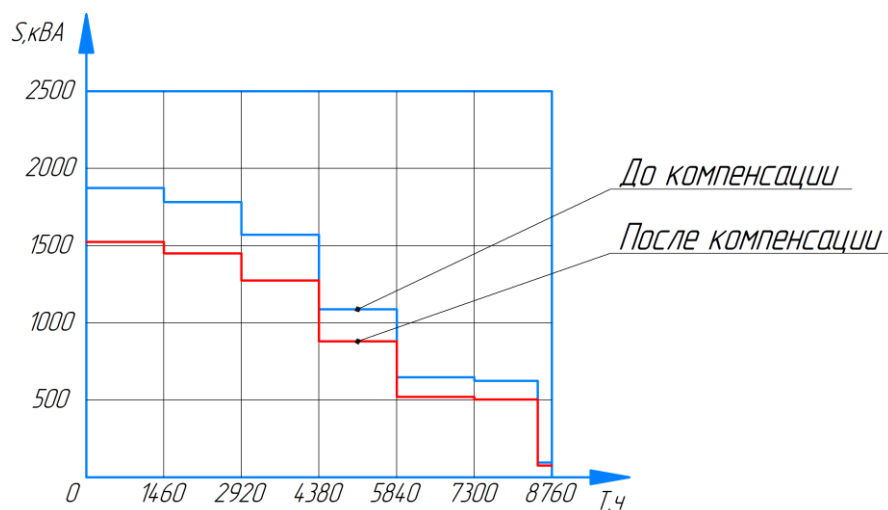


Рисунок 32 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т3 до и после компенсации

При повышении коэффициента мощности силового трансформатор Т1 с 0,81 до 0,99 удалось снизить реактивную мощность с 1062,11 квар до 207,48 квар, следовательно полную мощность с 1802,11 до 1470,57 квар, а также снизить коэффициент загрузки с 0,721 до 0,588 для максимальной ступени (рисунок 33).



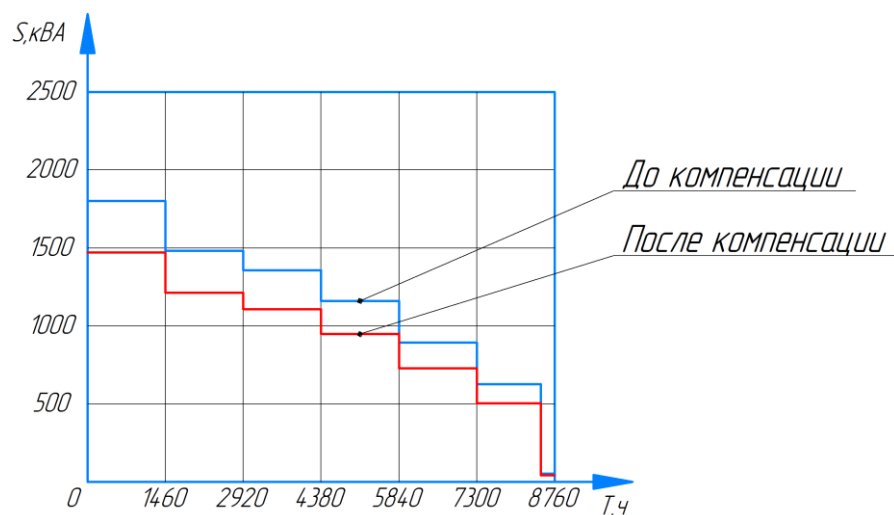


Рисунок 33 – Годовой график нагрузки силового трансформатора Т4 до и после компенсации

Вывод:

- рассчитав технико – экономический расчет всех способов компенсации, выбрали индивидуальную компенсацию электропотребителей корпусов 601Д, 620, 621, 627 с повышением коэффициента мощности до 0,99;
- для электропотребителей корпусов 601Д, 620, 621, 627 провели технико-экономический расчет по установке устройств плавного пуска.

## Заключение

В данной выпускной магистерской работе рассмотрены разные способы компенсации реактивной мощности корпусов ПАО «КуйбышевАзот», которые будут соответствовать приказу Министерства энергетики РФ.

В первом разделе были рассмотрены исходные данные электропотребителей исследуемого объекта и были сделаны следующие выводы:

- основная нагрузка находится в 4 из 7 корпусов: 601Д, 620, 621, 627;
- средний коэффициент мощности объекта составляет 0,85;
- основным типом нагрузки являются центробежные и полупогружные насосы с частыми включениями в сутки по 1-2 раза и для устранения гидроударов было принято установить устройства плавного пуска.

Во втором разделе были рассмотрены три способа компенсации реактивной мощности электропотребителей:

- индивидуальная, установка компенсирующих устройств рядом с электропотребителем ;
- групповая, установка компенсирующих устройств рядом с распределительным щитом;
- централизованная, установка компенсирующих устройств на шину 0,4 кВ расположенную в подстанции.

Рассчитаны активные потери в кабельных линиях и силовых трансформаторах для каждого способа компенсации реактивной мощности.

Выбраны устройства плавного пуска для электропотребителей с частыми коммутациями, а именно: насосы, для предотвращения гидроударов на трубную систему и для ленточных конвейеров, для предотвращения повреждения конвейерных лент.

В третьем разделе рассчитаны технико-экономические показатели всех способов компенсации:

- индивидуальная компенсация путем снижения потерь активной мощности на 10 год использования конденсаторных устройств поможет сэкономить 12683 – 16837,8 т.р;

- групповая компенсация путем снижения потерь активной мощности на 10 год использования конденсаторных устройств поможет сэкономить 3452,22 – 4040,77 т.р;

- централизованная компенсация путем снижения потерь активной мощности на 10 год использования конденсаторных устройств поможет сэкономить 430,8 – 897,35 т.р.

Был выбран индивидуальный способ компенсации реактивной мощности с использованием конденсаторных батарей с повышением коэффициента мощности до 0,99.

Рассчитав технико-экономических показатели, определили капитальные вложения по приобретению, монтажу и пуско-наладке устройства плавного пуска, которые составят 3219,53 т.р

При установке конденсаторных батарей и устройств плавного пуска окупаемость достигнет на 3-4 год использования и итоговая экономия денежных средств на 10 год использования КУ и УПП составит 13618,27 т.р.

В ходе решения выпускной магистерской работы решили не только задачу с повышением коэффициента мощности, который будут соответствовать приказу Министерства энергетики РФ, но и помогли в будущем сэкономить предприятию на электроэнергии.

## Список используемых источников

1. Годовые отчет [Электронный ресурс] // КуйбышевАзот. URL: [https://www.kuazot.ru/invest/annual\\_reports/](https://www.kuazot.ru/invest/annual_reports/) (дата обращения 20.05.2023).
2. Действующие тарифы на электрическую энергию (мощности) [Электронный ресурс] // ТЭС Тольятти ЭнергоСбыт. URL: <http://www.tltes.ru/index.php/yuridicheskim-litsam/tarify> (дата обращения 20.05.2022).
3. Для чего необходима компенсация реактивной мощности [Электронный ресурс] // ПромЭлектроАвтоматика. URL: <https://www.pea.ru/docs/equipment/reactive-power-compensation/why/> (дата обращения 11.02.2022).
4. К чему приводит перекомпенсация реактивной мощности [Электронный ресурс] // МИРКОН конденсаторные установки. URL: <https://www.mircond.com/blog/k-chemu-privodit-perekompensatsiya-reaktivnoy-moshchnosti/> (дата обращения 16.02.2022).
5. Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий : учеб. пособие. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 234 с.
6. Конденсаторные батареи [Электронный ресурс] // ГРУППА ВП-АЛЬЯНС. URL: [https://vp-alliance.ru/magazin/folder/kondensatornye-batarei?s\[mosnost\\_245\]\[\]=140874411](https://vp-alliance.ru/magazin/folder/kondensatornye-batarei?s[mosnost_245][]=140874411) (дата обращения 20.05.2023).
7. Конденсаторные батареи [Электронный ресурс] // МИГ-ЭЛЕКТРО. URL: [https://www.mege.ru/catalog/kondensatornye\\_batarei/filter/nominalnaya\\_moshchnost\\_kvvar-is-2%2C5/apply/](https://www.mege.ru/catalog/kondensatornye_batarei/filter/nominalnaya_moshchnost_kvvar-is-2%2C5/apply/) (дата обращения 20.05.2023).
8. Конденсаторные установки [Электронный ресурс] // ЭЛЕКТРОТЕМА. URL: [https://electrotema.ru/store/kondensatornee-ustanovki/?f\[14\]=3&f\[15\]=2&f\[16\]=0&f\[17\]=0&f\[18\]=0&minprice=&maxprice=&ef\\_ajax=1](https://electrotema.ru/store/kondensatornee-ustanovki/?f[14]=3&f[15]=2&f[16]=0&f[17]=0&f[18]=0&minprice=&maxprice=&ef_ajax=1) (дата обращения 20.05.2023).

9. Министерство строительства и жилищного коммунального хозяйства российской федерации [Электронный ресурс] // Письмо от 11.05.2023 № №26728-ИФ/09. URL: <http://www.i-tat.ru/file/filemanag/5a82ed4be3665c1979c62d9eaa51cba8.pdf> (дата обращения 20.05.2023).

10. НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий: нормы технологического проектирования. – Москва, 1994г.

11. О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии [Электронный ресурс] : Приказ от 23 июня 2015 года №380. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201507270034?index=0&rangeSize=1> (дата обращения 17.03.2022).

12. Повышение коэффициента мощности в цепях синусоидального тока [Электронный ресурс] // Школа для электрика. URL: <https://electricalschool.info/main/elsnabg/552-povyshenie-kojefficienta-moshhnosti-v.html> (дата обращения 20.05.2023).

13. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – С.Пб.: Энергоатомиздат, 2002 г. – 496 с.

14. Решетников В.А. Анализ групповой и централизованной компенсации реактивной мощности асинхронных двигателей / В.А. Решетников // Третья Республиканская научно-практическая конференция «Современные технологии в электроэнергетике и промышленности» (Худжан, 24 декабря 2022 года): сборник трудов – Худжан : Изд-во ХПИТТУ, 2022. – 433 с.

15. Решетников В.А. Анализ индивидуальной компенсации реактивной мощности асинхронных электродвигателей / В.А. Решетников, А.А. Кувшинов // Всероссийская студенческая научно – практическая междисциплинарная конференция «Молодежь. Наука. Общество» (Тольятти, 19-23 декабря 2022 года): сборник трудов. – Тольятти : Изд-во ТГУ.

16. Решетников В.А. Анализ способов сочетания мощностей секций установки компенсации реактивной мощности / В.А. Решетников, А.А, Кувшинов // Научно-практическая конференция «Студенческие Дни науки в ТГУ» (Тольятти, 3-28 апреля 2023 года): сборник трудов. – Тольятти : Изд-во ТГУ.
17. Решетников В.А. Сравнительный анализ способов регулирования мощности секционированной конденсаторной установки / В.А. Решетников // Научно-практическая конференция «Современные проблемы электро- и теплоэнергетики» (Чебоксары, 3-8 апреля 2023 года): сборник трудов - Чебоксары : Изд-во ЧГУ, 2023.
18. Трансформатор масляный ТМГ 2500 кВА 6/0,4 кВ (ТМГ-2500/6/0,4) [Электронный ресурс] // ГРУППА ВП-АЛЬЯНС. URL: <https://vp-alliance.ru/transformator-maslyanyu-tmg-2500-kva-6-0-4-kv-tmg-2500-6-0-4> (дата обращения 20.05.2023).
19. УКРМ – установка компенсации реактивной мощности [Электронный ресурс] // ENARGYS. URL: <http://enargys.ru/ukrm-ustanovka-kompensatsii-reaktivnoy-moshhnosti/#prettyPhoto> (дата обращения 18.03.2022).
20. Устройство плавного пуска электродвигателя. Как работает. [Электронный ресурс] // Энергопуск Автоматизация и электропривод. URL: <https://epusk.ru/articles/ustroystvo-plavnogo-puska/printsip-raboty-ustroystva-plavnogo-puska-elektrodvigately/> (дата обращения 11.12.2021).
21. Устройство плавного пуска [Электронный ресурс] // ГРУППА ВП-АЛЬЯНС. URL: <https://vp-alliance.ru/magazin/folder/ustrojstva-plavnogo-puska> (дата обращения 20.05.2023).
22. Устройство плавного пуска [Электронный ресурс] // СИЛИУМ. URL: <https://www.siliumtech.com/category/produkcija/#plavnoispusk> (дата обращения 20.05.2023).
23. Учебное пособие по выбору и применению устройств плавного пуска [Электронный ресурс] // RU-KING.RU. URL: <https://lib.ru-king.ru/>

knigi.ru/2017/06/09/uchebnoe-posobie-po-vyboru-i-primeneniyu-ustroystv-plavnogo-puska-2016-pdf.html (дата обращения 20.05.2023).

24. Федеральные единичные расценки на монтаж оборудования ФЕРМ-2001-08 Электротехнические установки /Госстрой России. – Москва, 2001 г. – 152 с.

25. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПЕРИОД ДО 2035 ГОДА [Электронный ресурс] : Распоряжение от 9 июня 2020г. №1523-р. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения 24.11.2021).

26. Chaitanya N. Jibhakate; Madhuri A. Chaudhari; Mohan M. Renge.Reactive Power Compensation Using Induction Motor Driven by Nine Switch AC-DC-AC Converter // IEEE Access. 2017. Vol 6. pp. 1312-1320.

27. Davel Borges. Compensación de la potencia reactiva en sistemas de baja tensión mediante bancos de condensadores fijos, utilizando algoritmos genéticos // Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría. 2011. Vol. 31, No.3, pp. 56-71.

28. Hamza Yapıcı, Nurettin Çetinkaya. Reactive Power Optimization with Chaotic Firefly Algorithm and Particle Swarm Optimization in A Distribution Subsystem Network // IRAQI JOURNAL FOR ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERING (IJEEE). 2016. Vol. 12, No.1, pp. 71-78.

29. Ni Made Karmiathi, I Kadek Adiana Putra. Technical analysis of power factor improvement using ETAP 12.6 at Regent Resort & Holiday Inn Cangu // MATRIX : JURNAL MANAJEMEN TEKNOLOGI DAN INFORMATIKA. 2022. Vol. 12, No.1, pp. 38-50.

30. Selcuk Emiroglu, Yilmaz Uyaroglu, Gulcihan Ozdemir. Distributed Reactive Power Control based Conservation Voltage Reduction in Active Distribution Systems // Advances in Electrical and Computer Engineering. 2017. Vol.17. Nub 4. pp.99-106.