

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)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Повышение энергетической эффективности распределительных сетей 35–10(6) кВ
северо-западного района г. Тольятти

Обучающийся

Р.Д. Велиев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2024

Содержание

Введение.....	3
1 Анализ возможности модернизации сети электроснабжения	7
1.1 Общие сведения	7
1.2 Линии электропередач участка электрической сети	12
1.3 Анализ понизительной подстанции «Тепличная» 35/6 кВ	13
1.4 Анализ понизительной подстанции «Кирпичная» 35/6 кВ	15
2 Расчет потерь в действующем оборудовании.....	18
2.1 Расчет потерь на подстанции «Строительная база».....	18
2.2 Расчет потерь на подстанции «Комсомольская двух трансформаторная»	23
2.3 Расчеты питающихся подстанций, входящих в участок сети	28
2.4 Расчет потерь в воздушных линиях сети 35-6 кВ.....	31
2.5 Расчет потерь напряжения в воздушных линиях сети 35–6 кВ	34
3 Расчет потерь предложенного силового оборудования.....	44
3.1 Расчет потерь на подстанции «Строительная база».....	44
3.2 Расчет потерь на подстанции «К-2Т»	49
3.3 Расчет потерь подстанциях, относящихся к участку с новым оборудованием.....	54
3.4 Расчет потерь на линиях электропередач	57
3.5 Расчет потерь напряжения на линиях 35-6 кВ	61
4 Техничко-экономические результаты модернизации	69
4.1. Экономическая выгода модернизации.....	69
4.2. Проверка модернизации математическим моделированием	72
Заключение	82
Список используемых источников	84

Введение

Электроэнергетика – обширная наука, включающая в себя множества различных направлений. Большая часть науки занимается вопросом по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

Энергосбережение – включает в себя ряд мероприятий, направленных на сокращения потребления энергии, ее бережного использования, без ущерба эффекта от использования энергии.

Энергетическая эффективность – понятие в электроэнергетике, характеризующая полезный эффект использования энергии к затратам создания самой энергии.

Энергосбережение и энергетическая эффективность являются ключевым звеном для окружающей среды и ее безопасности. Так как электроэнергия генерируется за счет потребления природных ресурсов, в наше время потребление энергии выросло в сотни раз по сравнению с прошлым веком, а природные ресурсы сократились, окружающая среда загрязнилась. На сегодняшний день повышение энергоэффективности занимает одно из лидирующих мест в вопросе о заботе природы и сохранении нашей планеты для будущих поколений.

«Электроустановки, служащие для передачи и распределении электрической энергии между потребителями, называется распределительная электрическая сеть. Сеть состоит из различного электрооборудования, таких как различные трансформаторы, распредустройства, системы релейной защиты, воздушные и кабельные линии» [1].

Россия имеет богатые природные ресурсы, в прошлом про энергоэффективность люди не задумывались, но в нашем современном мире, люди поняли, что природа не вечна и встал вопрос об создании нового энергосберегающего оборудования. Энергосберегающие лампы, обогреватели, двигатели и многое другое, в том числе энергоэффективные электрические

станции и подстанции, распределительных сети, линии электропередачи и другое силовое оборудование.

«По всей стране, учитывая мнения специалистов, в настоящее время состояния электрических сетей различного класса напряжения оценивается как неудовлетворительно. От 50 до 90 % аварийных отключений происходит на воздушных линиях 10 и 0,4 кВ, от 30 до 60 % на воздушных линиях 6 кВ, от 10 до 20 % на воздушных линиях 35 кВ, реже на линиях 110 кВ и более.

Высокий процент аварийных отключений на классе напряжения 10 кВ и 0,4 кВ обуславливается не только большим количеством самих воздушных линий, но и их низкой надежностью и качеством, а также самыми большими потерями электроэнергии. Под качеством электрической энергии понимается: «Степень соответствия характеристик электрической энергии в определенной точке электросистемы совокупности нормированных показателей качества электрической энергии».

Причиной низкого качества электроэнергии служит протяженность воздушных линий. Нормальной протяженностью для воздушных линий 10 кВ является 8–12 км. Но практика показывает, что протяженность 30% линий данного класса напряжения составляет более 20–25 км.

Потеря напряжения на воздушных линиях электропередачи напрямую зависит от длины линии, и приводят к изменению режима нагрузки, что в свою очередь сказывается на отклонении напряжения в сети» [2].

«Повышенные потери напряжения в электрической сети можно отнести и физический износ элементов оборудования сети. Более 30 % оборудования городской электрической сети работает на стадии эксплуатационного срока, и не может обеспечить современный стандарт качества электрической сети, а также требования к энергосбережению и энергоэффективности.

Современное оборудование и процесс его изготовления пережил множество изменений, касающихся вопроса энергосбережения и энергоэффективности, технологии, использованные 30 лет назад и более в настоящее время уже считаются устаревшими и достаточно энергозатратными.

Энергосбережение и энергоэффективность напрямую связаны с потерями напряжения в сети, повышение энергоэффективности достаточно сложный процесс, включающий в себя множество нюансов.

Виды потерь в распределительных сетях подразделяются на несколько категорий, а именно: нагрузочные, климатические, условно-постоянные. В работе будут изучены нагрузочные потери в городской распределительной

Величина нагрузочных потерь зависит от множества факторов, таких как потери в силовых трансформаторах, в проводах воздушных и кабельных линиях, в арматуре воздушной линии, в токоограничивающих реакторах, в соединительных проводах и шинах распределительных устройств, в трансформаторах тока и напряжения.

Наибольшие нагрузочные потери приходятся на потери в силовых трансформаторах и проводах воздушных и кабельных линиях. Именно поэтому модернизацию и оптимизацию нужно начинать с силового оборудования и линий электропередач. Модернизировав звено, имеющее самые большие потери электроэнергии, можно добиться значительного повышения энергоэффективности и энергосбережения.

Актуальность данной работы обуславливается необходимостью уменьшения потерь электрической энергии в городской распределительной сети 35–10(6) кВ» [3].

В силовом оборудовании сократить потери электроэнергии и мощности можно за счет сокращения действия вихревых токов, токов Фуко. Так как токи Фуко вызывает повышения температуры на магнитопроводе силовых трансформаторов, для сокращения токов используется шихтование сердечника. Шихтованием называют разделение проводника на отдельные изолированные пластины, так же шихтование помогает лучше отводить тепло и уменьшает сопротивление магнит провода.

Всем распределительным сетям присущи характерные особенности, каждая сеть индивидуальна, к особенностям можно отнести длину линии, нагрузочную характеристику, различное силовое оборудование, на некоторых

участках сети уже стоит современное оборудование, их замена не даст большого результата, все эти факты необходимо учитывать при составлении технико-экономического расчета. Данный расчет и полученный эффект от модернизации и оптимизации распределительной сети для различных потребителей сети может отличаться. Только после подробного расчета конкретного оборудования, которое будет установлено на данных подстанциях, можно будет говорить об большом эффекте от модернизации городской распределительной сети.

«Данные факты определяют, проблему данной работы, а именно поиск решений по сокращению потерь электрической энергии в городской распределительной сети 35–10(6) кВ. Объектом исследования служит распределительная электрическая сеть города Тольятти.

Цель работы – повышение энергоэффективности городской распределительной сети 35–10(6) кВ города Тольятти» [4].

1 Анализ возможности модернизации сети электроснабжения

1.1 Общие сведения

Сокращение числа потерь электрической энергии во время ее генерации, передачи, а также распределении, важный фактор, формирующий стоимость электроэнергии. Большее число потерь электроэнергии приходят на электросети напряжением 0,4-10кВ, данный класс напряжения используется для питания малых и средних предприятий, сельских и городских объектов инфраструктуры. Энергетическая промышленность решает вопрос по снижению потерь электроэнергии, что в свою очередь снизить ее стоимость за счет чего увеличится потребление самой энергии. Повышение качества надежности и снижение потерь электроэнергии напрямую влияют на развитие энергетической промышленности страны.

Северо-западному району города Тольятти необходимо повышение качества и надежности, сокращении потерь электроэнергии (рисунок 1.).

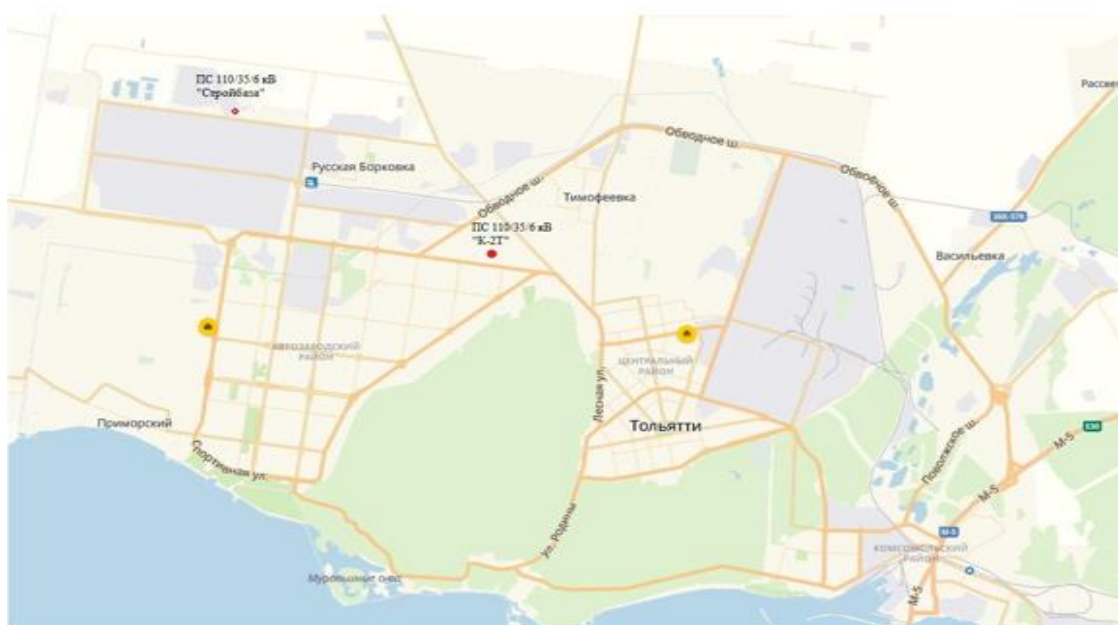


Рисунок 1 – Город Тольятти с расположением подстанций

В работе рассмотрим понизительные подстанции: 110/35/6 «Строительная база» и 110/35/6 «Комсомольская двух трансформаторная». Подстанции имеют воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии. Цель заключается в изучении их особенностей и выявлении возможных проблем, которые могут возникнуть при их эксплуатации. Первая понизительная подстанция имеет класс напряжения 110/35/6 кВ. Она обеспечивает электроэнергией соответствующих потребителей на территории, где она расположена. На ней установлены понижающие трансформаторы, которые понижают напряжение. Вторая подстанция оборудована воздушными и кабельными линиями. Напряжение данной подстанции 110/35/6 кВ, снабжает подстанция потребителей на своей территории, причем некоторые из них находятся достаточно далеко от подстанции. Для обеспечения качественного электроснабжения, на ней установлены трансформаторы, которые понижают напряжение до необходимого уровня. При анализе данных подстанций, был обнаружен ряд проблем, связанных с эксплуатацией. В частности, имеется риск перегрузки трансформаторов в период пикового потребления электроэнергии. Кроме того, некоторые из линий могут испытывать перегрузки в периоды временного повышения потребления.

Для решения данных проблем предпринимаются различные меры, включающие в себя замену устаревшего оборудования и проведение регулярного технического обслуживания. Кроме того, проводится мониторинг состояния линий и оборудования для своевременного выявления и устранения возможных проблем, которые могут негативно сказаться на качестве электроснабжения. На рисунке 2 представлена схема района сетей.

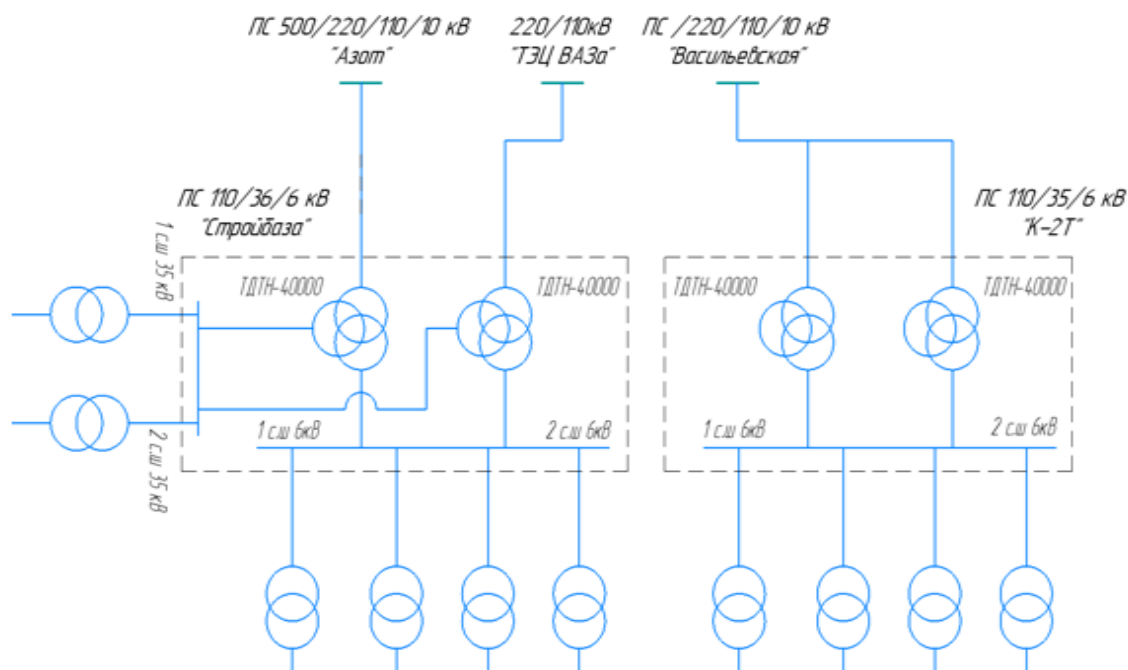


Рисунок 2- Схема Автозаводского района электрических сетей

Данная работа рассматривает две подстанции, расположенные в разных районах города. Первая подстанция расположена вблизи самого крупного автомобильного завода в стране «АВТОВАЗ». «Подстанция запитана от двухцепной воздушной линии 110 кВ, сталеалюминевым проводом марки АС-240. Вторая подстанция находится в районе гипермаркетов «Лента» и «Акварель» питается двухцепной воздушной линией от понизительной подстанции «Васильевская» 220/110/35 кВ. Для правильного анализа энергетического состояния района Тольятти воспользуемся достоверной информацией об подстанциях и силовом оборудовании, кабельных и воздушных линиях. В работе рассматриваются и учитываются факторы, влияющие на правильную работу электрической сети.

Анализируемые подстанции имеют по два трансформатора марки ТДТН, схема оборудования, расположенного на подстанции 4Н-110. На подстанции «Строительная база» установлены два трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/6 кВ, а на подстанции «Комсомольская двух трансформаторная» типа ТДТН-25000/110/35/6 кВ.

Номинальное напряжение обмотки высокой стороны (ВН) равно 110 кВ, средней стороны (СН) - 35 кВ, низкой стороны (НН) - 6 кВ.

Потери трансформаторов на холостом ходу составляют $\Delta P_{xx} = 30$ кВт и $\Delta P_{xx} = 27$ кВт соответственно.

Потери от короткого замыкания для ТДТН-40000 составляют $\Delta P_{кз} = 200$ кВт, для ТДТН-25000 - $\Delta P_{кз} = 190$ кВт.

Ток холостого хода для ТДТН-40000 составляет $i_{xx} = 0.41\%$, для ТДТН-25000 - $i_{xx} = 0.61\%$.

Напряжение при коротком замыкании для ТДТН-40000 равно $u_{кз} = 18.3\%$, для ТДТН-25000 - $u_{кз} = 19.8\%$ от номинального значения напряжения.

Трансформаторы ТДТН-40000 и ТДТН-25000 были произведены и установлены в 1980-х годах прошлого века» [5].

Для правильного подсчета увеличения показателя энергоэффективности от замены установленных трансформаторов на новые необходимо произвести расчет потерь мощностей для каждого трансформатора. Потери активной мощности при нагрузке как правило вызываются двумя причинами:

- Сопротивление обмоток трансформатора вызывает постоянные потери мощности что в свою очередь приводит к нагреву обмоток;
- Магнитное сопротивление, которое вызывает потери мощности при магнитизации трансформатора и приводит к возникновению потерь в железе и на обмотках трансформатора.

Потери реактивной мощности связаны с образованием реактивной индуктивности в трансформаторе и могут приводить к снижению мощности, передачи и ухудшению качества электрической энергии.

Так же необходимо учитывать, что современные трансформаторы, имеют более высокую эффективность и соответственно меньшие потери, что приведет к более значительному энергосбережению.

Таким образом, для оценки эффективности замены трансформаторов необходимо провести расчеты потерь активной и реактивной мощности,

сравнить результаты с показателями новых трансформаторов и сделать выводы о целесообразности замены.

Для оценки эффективности модернизации электроустановок необходимо провести подобные расчеты потерь электроэнергии для отходящих линий, так как на данном участке происходят значительные потери.

Анализ информации об потерях и правильном распределении электрической энергии подтверждает, что данная модернизация и оптимизация будет оправданной и позволит сократить коммерческие потери. Использование современного технологичного и энергоэффективного электрооборудования, в том числе с высоким КПД и мощности, а также использование самонесущих изолированных проводов марки СИП будет оптимальным решением.

Каждая электроустановка уникальна, и не похожа на другие. При модернизации нужно учитывать множества нюансов, таких как оборудование, установленное на подстанции, ее потребляемая мощность, протяженность линий и прочее. Для проведения более подробного анализа следует изучить однолинейные схемы подстанций 110/35/6 кВ (рисунок 3, рисунок 4).

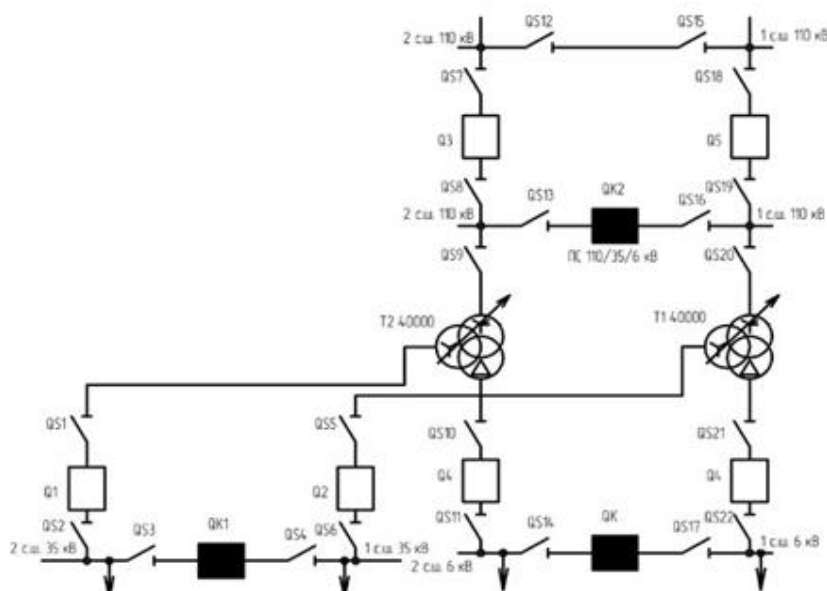


Рисунок 3- Схема подстанций 110/35/6 кВ

«Подстанции имеют почти одинаковые схемы и схожее оборудование, так как они были спроектированы и смонтированы практически в одно и то же время. Силовым элементом является понижающий трансформатор марки ТДТН с номинальными мощностями – 40000 МВА и 25000 МВА соответственно» [6].

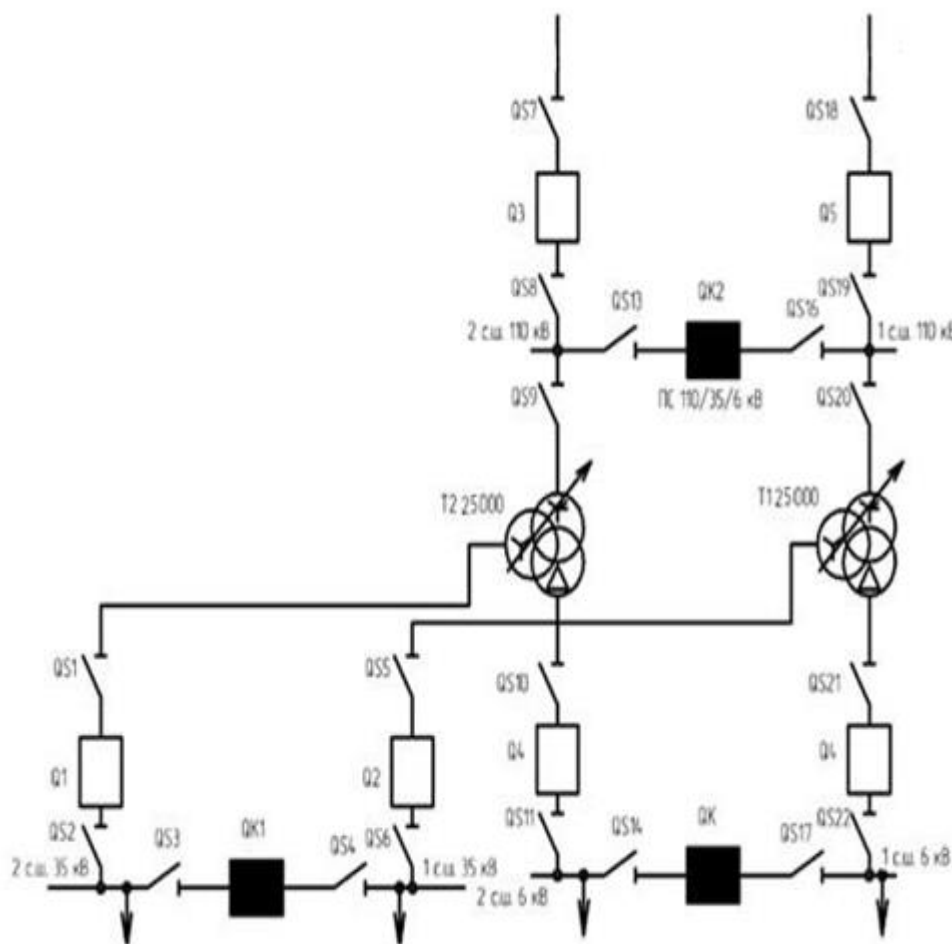


Рисунок 4 – Схема подстанций 110/35/6 кВ

1.2 Линии электропередач участка электрической сети

Городская распределительная сеть помимо силового оборудования имеет кабельные и воздушные линии электропередачи. Так как объекты энергетики расположена на значительном удалении друг от друга распределительная сеть

использует воздушные линии электропередачи. В таблице 1 указаны основные параметра линий.

«Таблица 1 – Характеристика воздушной линии распределительной сети

Номер линии	Провод	L, км	P, кВт	Q, кВар	r_0 , Ом/км
S1	АС-150	3,6	17.5	16.2	0,2051
S2	АС-150	3,6	6.85	6.52	0,2051
S3	АС-240	30.1	8.45	9.09	0,1118
S4	АС-240	30.1	13.21	13.1	0,1118
S5	АС-240	6.2	14.51	15.7	0,1118
S6	АС-240	6.2	11.44	12.26	0,1118
S7	АС-70	6.75	7,41	7.38	0,3331

1.3 Анализ понизительной подстанции «Тепличная» 35/6 кВ

Данная подстанция находится на улице Северной, 50Б в городе Тольятти является тупиковой и основным источником электроснабжения служит фирма «Овощевод». Для корректной работы подстанции установлены трансформаторы марки ТМН 6300/35/6 кВ, технические характеристики: номинальная мощность $S_{ном} = 6300$ кВА, напряжение на высокой стороне ВН = 35 кВ на низкой стороне НН = 6 кВ. Потери трансформаторов составляют 6,4 кВт в режиме холостого хода и 40 кВт в режиме короткого замыкания. Ток холостого хода составляет 0,84% от номинальной мощности, а напряжение короткого замыкания равняется 7,4% от номинального значения. Мощность потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения, составляет 5,9 МВА, а активная мощность при максимальной нагрузке составляет 5,3 кВт, а реактивная мощность равняется 1,99 Мвар.

На рисунке 5 изображена принципиальная схема подстанции, трансформаторы работают параллельно. Для вывода одного трансформатора из работы установлены разъединители QS7 и QS9, а также секционный

выключатель QK, которые в настоящее время отключены» [17]. Данная подстанция запитана от подстанции «Строительная база» 110/35/6 кВ воздушными линиями»[7]. Данная схема оборудования подстанции обеспечивает достаточно надежное электроснабжение и достаточное резервирование мощности для потребителей, возможность переключения на работу резервного трансформатора в случае аварии или необходимости проведения ремонтных работ.

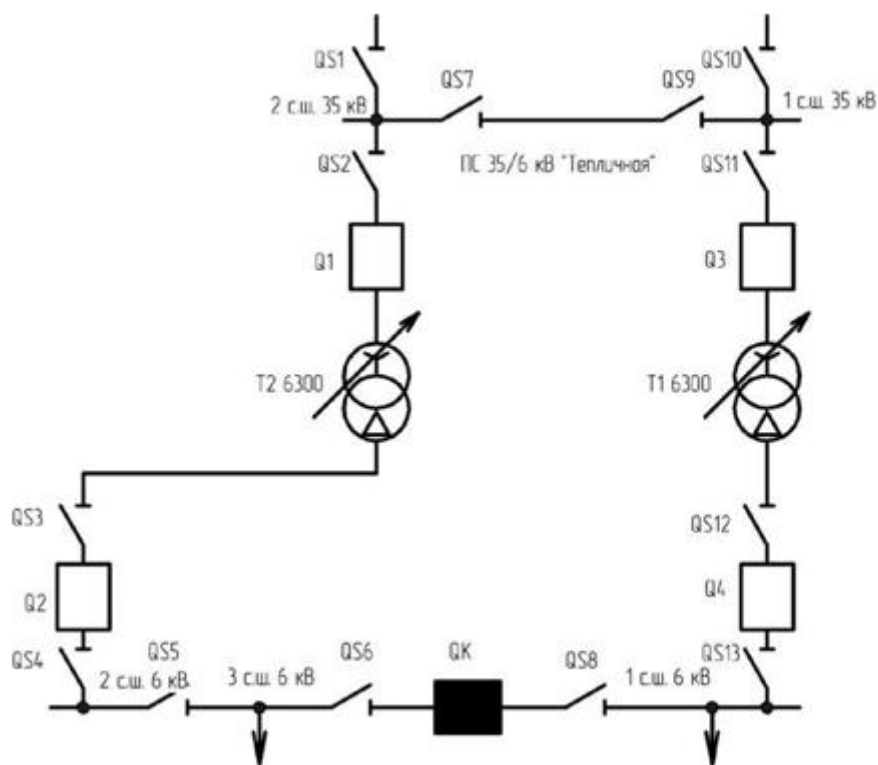


Рисунок 5 –Схема подстанций 35/6 кВ «Тепличная»

1.4 Анализ понизительной подстанции «Кирпичная» 35/6 кВ

Данная подстанция расположена в городе Тольятти и питает местный кирпичный завод. Для бесперебойного питания потребителей второй категории на подстанции установлено два трансформатора типа ТМН номинальной мощности 6300/35/6 и 4000/35/6 кВ.

Технические характеристики данных трансформаторов типа ТМН-6300 включают в себя номинальную мощность в размере 6300 кВА, напряжение на высокой стороне в размере 35 кВ и на низкой в размере 6 кВ.

«Ток холостого хода составляет 0,84% от номинальной мощности. Характеристики трансформатора ТМН-4000 включают в себя номинальную мощность в размере 4000 кВА, напряжение на высокой стороне в размере 35 кВ и на низкой в размере 6 кВ.

Ток холостого хода составляет 0,89% от номинальной мощности.

Оба трансформатора работают параллельно и могут зарезервировать друг друга, в случае аварии или запланированных технических работ.

Максимальная активная нагрузка трансформатора Т1 равна 2,1 МВт, а индуктивная - 1,1 Мвар.

Максимальная активная нагрузка трансформатора Т2 равна 4,9 МВт, а индуктивная - 3,4 Мвар.

Подстанция получает питание от отходящих воздушных линий напряжением 35 кВ от подстанции 110/35/6 кВ «Стройбаза», воздушные линии принадлежит Жигулевскому ПО.

Однолинейная электрическая схема подстанции представлена на рисунке 6. Подстанция эффективно обеспечивает Тольяттинский кирпичный завод электроэнергией с высокой надежностью и резервированием» [8].

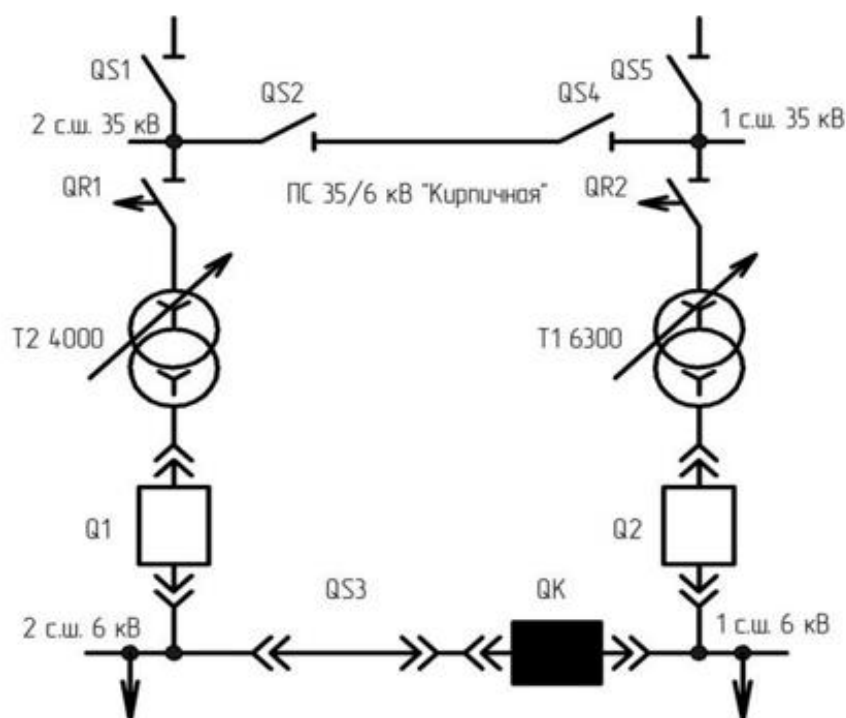


Рисунок 6 – Схема подстанции 35/6 кВ

Цель данной работы заключается в исследовании городской распределительной сети 36–10(6) кВ города Тольятти, определении величины потерь в сети, расчете технико-экономических показателей, предложении пути модернизации и оптимизации городской распределительной сети.

Ожидаемый эффект- повышение показателей энергоэффективности и энергосбережения, увеличение показателя качества электроэнергии городской распределительной сети.

В работе будут выполнены следующие задачи:

- Расчет термических потерь в силовом оборудовании и линиях электропередач при помощи специальных математических формул и учетом конкретных параметров системы электроснабжения северо-западного района г. Тольятти. Также будет учтено время эксплуатации оборудования и возможные дефекты, которые влияют на эффективность работы системы электроснабжения;

- Оценка потерь в оборудовании и линиях электропередач после модернизации с учетом установки нового оборудования и замены устаревшей ЛЭП. Расчеты будут проводиться на основе стандартизованных формул с учетом конкретных параметров новых систем;
- Определение возможного объема энергосбережения на основе расчетов потерь до и после модернизации и учета специфических параметров района. Из полученных результатов будет возможно сделать выводы о том, насколько велика эффективность предлагаемого проекта по модернизации системы электроснабжения г. Тольятти.

Вывод по разделу 1.

Выполнив анализ силового оборудования и характеристик отходящих кабельных и воздушных линий отдельно взятых участков сетей, делаем вывод: установленное в настоящее время силовое оборудование является источником больших потерь в сети. Заменяя элементы, имеющие большие потери электроэнергии, систем энергоснабжения, увеличится качество и энергоэффективность энергосистемы, а также уменьшатся потери в сети.

2 Расчет потерь в действующем оборудовании

2.1 Расчет потерь на подстанции «Строительная база»

Понизительная подстанция снабжена трансформаторами одного типа и мощности ТДТН номинальной мощностью по 40000/110 каждый, трансформаторы работают с конца прошлого века. Технические характеристики трансформатора ТДТН 40000/110 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики трансформатора ТДТН 40000/110

Марка	Мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА	Напряжение обмоток U, кВ			Обмотки ТДТН	Потери, кВт		U, к.з. %			I _{хх} %
						х.х.	к.з.	ВН- СН	ВН- НН	СН НН	
ТДТН- 40000/110- У1	40000	ВН	СН	НН	$Y_n/D/D-11-11$	30,0	200	10,5	17,5	6,5	0,23
		115	38,5	6,6							

Вычислим количество потерянной реактивной мощности в трансформаторе при работе в режиме холостого хода (х.х.) при помощи формулы (1):

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{I_{\text{х.х.}} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}}, \quad (1)$$
$$Q_{\text{х.х.}} = 92 \text{ квар.}$$

Рассчитаем приведенные потери мощности трансформатора при режиме работы в холостом ходу (х.х.) по формуле (2):

$$P'_{\text{х.х.}} = \Delta P_{\text{х.х.}} + \kappa_{\text{и.п.}} \cdot Q_{\text{х.х.}}, \quad (2)$$
$$P'_{\text{х.х.}} = 30,0 + 0,05 \cdot 92 = 34,6 \text{ кВт,}$$

где $\Delta P_{х.х.}$ - потери холостого хода в трансформаторе;

$\kappa_{и.п.}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{х.х.}$ - потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Необходимо понимать какая нагрузка на подстанции, для этого составлен годовой график нагрузки на рисунке 7.

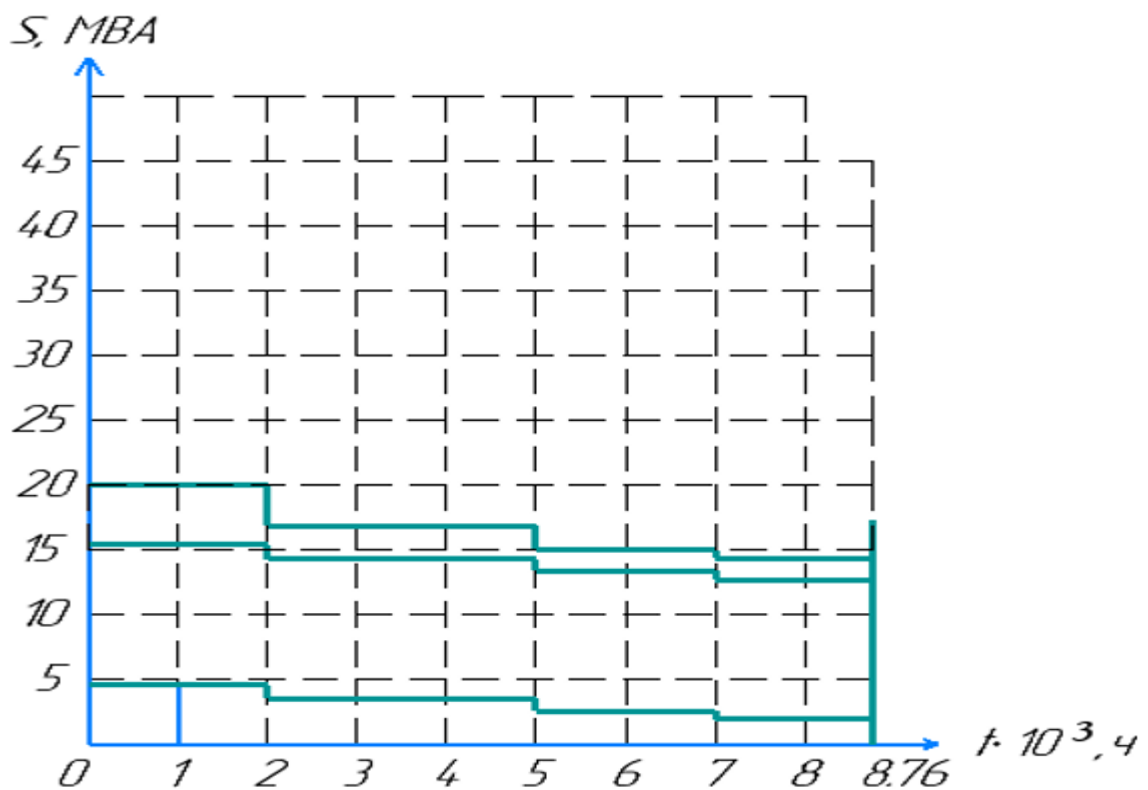


Рисунок 7 – Составленный график годовой нагрузки подстанции

Необходимо определить коэффициент загрузки на высокой, средней и низкой сторонах трансформатора, для этого воспользуемся формулой (3):

$$\kappa_3 = \frac{S_p}{S_{ном}}, \quad (3)$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

S_p - расчетная мощность загрузки трансформатора на высокой, средней, низкой сторонах;

« $S_{ном}$ »- номинальная мощность силового трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{ном}} = \frac{20000}{40000} = 0,5 ,$$
$$K_3 = \frac{S_c}{S_{ном}} = \frac{15300}{40000} = 0,3825 ,$$
$$K_3 = \frac{S_H}{S_{ном}} = \frac{4700}{40000} = 0,1175 .$$

Далее необходимо вычислить напряжение U короткого замыкания (К.З. %) при помощи формулы (4):

$$U_{к.з.ВН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.з.ВН-НН} + U_{к.з.ВН-СН} - U_{к.з.СН-НН}, \quad (4)$$

$$U_{к.з.ВН} = \frac{1}{2} \cdot 17,5 + 10,5 - 6,5 = 12,75 \%,$$

$$U_{к.з.СН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.з.ВН-СН} + U_{к.з.СН-НН} - U_{к.з.ВН-НН},$$

$$U_{к.з.ВН} = \frac{1}{2} \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0,25 \%,$$

$$U_{к.з.НН} = \frac{1}{2} \cdot U_{к.з.ВН-НН} + U_{к.з.СН-НН} - U_{к.з.ВН-СН},$$

$$U_{к.з.ВН} = \frac{1}{2} \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 4,75 \%.$$

Следующим шагом будет расчет потерь реактивной мощности в работе трансформатора при режиме короткого замыкания (к.з.) по формуле (5):

$$Q_{к.з. ВН} = \frac{U_{к.з.ВН} \%}{100} \cdot S_{ном}, \quad (5)$$

$$Q_{к.з. СН} = \frac{U_{к.з.СН} \%}{100} \cdot S_{ном},$$

$$Q_{к.з. НН} = \frac{U_{к.з.НН} \%}{100} \cdot S_{НОМ},$$

$$Q_{к.з. ВН} = 5100,$$

$$Q_{к.з. СН} = 100,$$

$$Q_{к.з. НН} = 1900 \text{ квар} \gg [18].$$

Определим потери активной мощности в обмотках трансформатора при режиме короткого замыкания (к.з.)

$$P_{к.з.ВН} = P_{к.з.СН} = P_{к.з.НН} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.з.} = 0,5 \cdot 200 = 100 \text{ кВт},$$

$$P_{к.з.ВН} = 215 + 0,05 \cdot 0 = 100 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.ВН} = P_{к.з.ВН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.ВН},$$

$$P'_{к.з.ВН} = 100 + 0,05 \cdot 5100 = 355 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.СН} = P_{к.з.СН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.СН},$$

$$P'_{к.з.СН} = 100 + 0,05 \cdot 100 = 105 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.НН} = P_{к.з.НН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.НН},$$

$$P'_{к.з.НН} = 100 + 0,05 \cdot 1900 = 195 \text{ кВт}.$$

Выполним расчет приведенных потерь мощности в трансформаторе используя формулу (6):

$$P'_T = P'_{х.х.} + \kappa_{к.з.ВН}^2 \cdot P'_{к.з.ВН} + \kappa_{к.з.СН}^2 \cdot P'_{к.з.СН} + \kappa_{к.з.НН}^2 \cdot P'_{к.з.НН}, \quad (6)$$

$$P'_T = 34,6 + 88,75 + 15,36 + 2,692 = 141,402 \text{ кВт}.$$

Вычислим экономическую мощность для двух одинаковых двух обмоточных трансформаторов на подстанции по формуле (7):

$$S_{\text{Экон.}}^{\text{ПС}} = S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{P'_{х.х.} \cdot n_T \cdot (n_T - 1)}{P'_{к.з.}}}, \quad (7)$$

$$S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} = 40000 \cdot \sqrt{\frac{34,6 \cdot 2 \cdot (2-1)}{200}} = 23528,70 \text{ МВА.}$$

Далее определим все потери электроэнергии на подстанции за год (таблица 3) при помощи формулы (8):

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P'_{\text{х.х.}} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot K_{\text{к.з.ВН.и}}^2 \cdot P'_{\text{к.з.ВН}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot K_{\text{к.з.СН.и}}^2 \cdot P'_{\text{к.з.СН}} \cdot T_i + \right. \\ \left. + \frac{1}{n} \cdot K_{\text{к.з.НН.и}}^2 \cdot P'_{\text{к.з.НН}} \cdot T_i \right) \quad (8)$$

Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2023 составляет 5,04 рубля за 1 кВт·ч.

Экономическая цена потерь электрической энергии за календарный год будет рассчитана по формуле 9:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (9)$$

$$I_{\text{э}} = 1073984,76 \cdot 5,04 = 5412883,19 \text{ руб/год.}$$

Таблица 5 – Расчет потерь электроэнергии на подстанции

$S_{\text{ВН}}$ МВА	$S_{\text{СН}}$ МВА	$S_{\text{НН}}$ МВА	n_i	$T_{\text{ч}}$	$\Delta W_{\text{х.х.}}$	$K_{\text{з.ВН}}$	$K_{\text{з.СН}}$	$K_{\text{з.НН}}$	$\Delta W_{\text{к.з.ВН}}$	$\Delta W_{\text{к.з.СН}}$	$\Delta W_{\text{к.з.НН}}$
20000	15300	4700	2	3000	162800	0,5	0,3825	0,1175	82750	15875	3551
18900	14900	3500	2	2000	239200	0,45	0,35	0,09	109325	21115	2249
16770	12900	2700	2	2000	162800	0,4	0,32	0,07	55737	11261	806
15800	11700	1900	2	1760	144464	0,35	0,3	0,05	39395	9218	562
$\sum \Delta W_{\text{х.х.}} = 606192$											
$\sum \Delta W_{\text{ВН}} = 388725,8$											
$\sum \Delta W_{\text{СН}} = 67276$											
$\sum \Delta W_{\text{НН}} = 11791$											
$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum \Delta W_{\text{х.х.}} + \Delta W_{\text{к.з.ВН}} + \Delta W_{\text{к.з.СН}} + \Delta W_{\text{к.з.НН}} = 1073984,76$											

2.2 Расчет потерь на подстанции «Комсомольская двух трансформаторная»

На подстанции установлены трансформаторы типа ТДТН номинальной мощностью 25000/110 кВа. Представляют из себя силовой трехобмоточный трансформатор. Три обмотки означает одну первичную, на которую подается переменное напряжение и две вторичные с которых напряжение снимается. Трансформатор оборудован охлаждением в виде естественной циркуляции масла и принудительной циркуляцией воздуха, так же с возможностью регулировки напряжение под нагрузкой, так называемый РПН. «Технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные параметры трансформатора ТДТН 25000/110

Наименование трансформатора	Номинальная мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА	Номинальное напряжение обмоток U, кВ			Потери, кВт		Напряжение, U к.з. %			Ток, I _{хх} %
		ВН	СН	НН	х.х.	к.з.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	0,2
ТДТН-25000/110-У1	25000	115	38,5	6,6	20	140	12,5	19,5	8,5	

Определим потери реактивной мощности у силового трансформатора в режиме холостого хода (х.х.):

$$Q_{\text{х.х.}} = \frac{I_{\text{х.х.}} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}},$$

$$Q_{\text{х.х.}} = 50 \text{ квар.}$$

Найдем приведенные потери мощности трансформатора при работе в режиме холостого хода при помощи формулы:

$$P'_{\text{х.х.}} = \Delta P_{\text{х.х.}} + \kappa_{\text{и.п.}} \cdot Q_{\text{х.х.}},$$

$$P_{x.x.}^{\prime} = 20,0 + 0,05 \cdot 50 = 50 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{x.x.}$ - потери холостого хода в трансформаторе;

$\kappa_{и.п.}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{x.x.}$ - потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Необходимо понимать нагрузку подстанции, для этого нужно проанализировать график нагрузки, представленный на рисунке 8»[27].

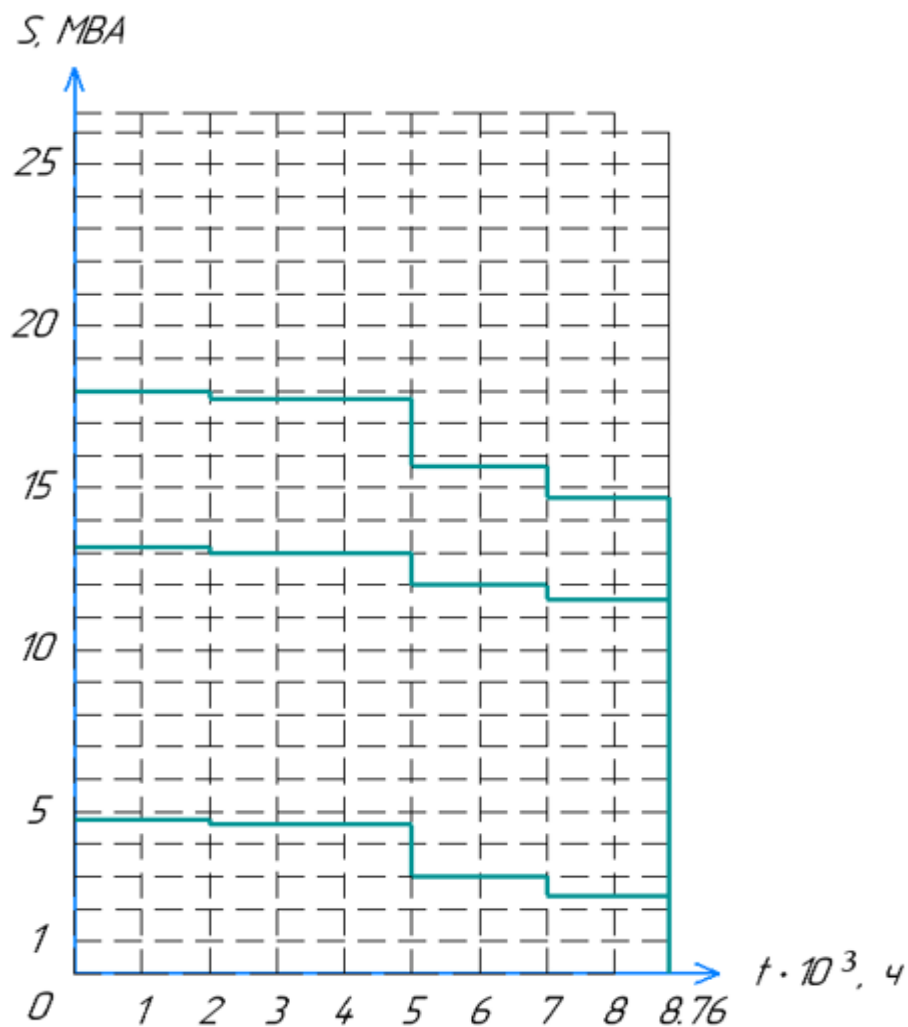


Рисунок 8- Составленный график нагрузки подстанции»

«Далее определим коэффициент загрузки на высокой, средней и низкой сторонах трансформатора по известной формуле:

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}},$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

S_p - расчетная мощность загрузки трансформатора на высокой, средней, низкой сторонах;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность силового трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{18000}{25000} = 0,72,$$

$$K_3 = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13300}{25000} = 0,532,$$

$$K_3 = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{4950}{25000} = 0,198.$$

Рассчитаем напряжение U короткого замыкания (К.З. %):

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-НН}} + U_{\text{к.з.ВН-СН}} - U_{\text{к.з.СН-НН}},$$

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 19,5 + 12,5 - 8,5 = 13,75 \%,$$

$$U_{\text{к.з.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-СН}} + U_{\text{к.з.СН-НН}} - U_{\text{к.з.ВН-НН}},$$

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 12,5 + 8,5 - 19,5 = 1,25 \%,$$

$$U_{\text{к.з.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-НН}} + U_{\text{к.з.СН-НН}} - U_{\text{к.з.ВН-СН}},$$

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 19,5 + 8,5 - 12,5 = 5,75 \%.$$

Далее необходимо рассчитать потери реактивной мощности при работе трансформатора в режиме короткого замыкания (к.з.)» [28].:

$$Q_{к.з.ВН} = \frac{U_{к.з.ВН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.СН} = \frac{U_{к.з.СН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.НН} = \frac{U_{к.з.НН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.ВН} = 3437,5 ,$$

$$Q_{к.з.СН} = 312,5 ,$$

$$Q_{к.з.НН} = 1437,5 \text{ квар.}$$

Вычислим потери активной мощности в обмотках трансформатора в режиме короткого замыкания (к.з.):

$$P_{к.з.ВН} = P_{к.з.СН} = P_{к.з.НН} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.з.} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт},$$

$$P_{к.з.ВН} = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.ВН} = P_{к.з.ВН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.ВН},$$

$$P'_{к.з.ВН} = 70 + 0,05 \cdot 3437,5 = 241,9 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.СН} = P_{к.з.СН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.СН},$$

$$P'_{к.з.СН} = 70 + 0,05 \cdot 312,5 = 85,6 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.з.НН} = P_{к.з.НН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.НН},$$

$$P'_{к.з.НН} = 70 + 0,05 \cdot 1437,5 = 141,9 \text{ кВт}.$$

Определим сумму приведенных потерь мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P_{х.х.} + \kappa_{к.з.ВН}^2 \cdot P'_{к.з.ВН} + \kappa_{к.з.СН}^2 \cdot P'_{к.з.СН} + \kappa_{к.з.НН}^2 \cdot P'_{к.з.НН},$$

$$P'_T = 50 + 125,4 + 24,227 + 5,563 = 205,2 \text{ кВт}.$$

Экономическую мощность для двух одинаковых двух обмоточных трансформаторов на подстанции определим по формуле:

$$S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{Х.Х.}} \cdot n_T \cdot (n_T - 1)}{P_{\text{К.З.}}}},$$

$$S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} = 25000 \cdot \sqrt{\frac{50 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{140}} = 21128,85 \text{ МВА.}$$

Определим общие потери электроэнергии на подстанции за год (таблица 5):

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P_{\text{Х.Х.}} \cdot T_i + \sum 1 \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{\text{К.З.ВН.}i}^2 \cdot P_{\text{К.З.ВН.}} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{\text{К.З.СН.}i}^2 \cdot P_{\text{К.З.СН.}} \cdot T_i \right)$$

Цена одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти в 2023 году составила 5,04 рубля за кВт·ч.

За календарный год коммерческие потери составили:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}},$$

$$I_{\text{э}} = 1555732,2 \cdot 5,04 = 7840890,29 \text{ руб/год.}$$

Результат вычисленных потерь электроэнергии на подстанции «Комсомольская двух трансформаторная» указан в таблице 5

Таблица 5- Составленные потери электрической энергии на подстанции

$S_{ВН}$ МВА	$S_{СН}$ МВА	$S_{НН}$ МВА	n_i	Т ч	$\Delta W_{x.x.}$	$K_{з.ВН}$	$K_{з.СН}$	$K_{з.НН}$	$\Delta W_{к.з.}$ ВН	$\Delta W_{к.з.}$ СН	$\Delta W_{к.з.}$ НН
18000	13300	4950	2	3000	162800	0,72	0,532	0,198	82750	15875	3551
17500	12900	4500	2	2000	239200	0,67	0,45	0,175	109325	21115	2249
16770	11700	3700	2	2000	162800	0,55	0,32	0,15	55737	11261	806
15800	10400	2900	2	1760	144464	0,45	0,3	0,09	39395	9218	562
$\sum \Delta W_{x.x.} = 876000$											
$\sum \Delta W_{ВН} = 549252$											
$\sum \Delta W_{СН} = 106144,26$											
$\sum \Delta W_{НН} = 24365,94$											
$\Delta W_{пс} = \sum \Delta W_{x.x.} + \Delta W_{к.з.ВН} + \Delta W_{к.з.СН} + \Delta W_{к.з.НН} = 1555732,2$											

2.3 Расчеты питающихся подстанций, входящих в участок сети

Следующим шагом данной работы будет расчет потерь электрической энергии отходящих понизительных подстанций напряжением 35 кВ, а именно «Тепличная» 35/6 кВ и «Кирпичная» 35/6 кВ, обе подстанции тупиковые и получают питание от воздушных линий 35 кВ. Подстанция имеет трансформаторы марки ТМН номинальной мощностью 6300 кВА. Данный вид трансформатора представляет из себя силовой трехфазный и двух обмоточный статическое электромагнитное устройство- трансформатор. Данный вид трансформатора преобразуется 36 кВ, поданное на первичную обмотку в 6 кВ снимаемую со вторичной обмотки, при неизменной частоте в 50 Гц. Основные параметры данного трансформатора представлены в таблице 6.

«Таблица 6- Технические характеристики трансформатора типа ТМН

Номинальная мощность, кВА	6300
Номинальное напряжение ВН, кВт	35
Номинальное напряжение НН, кВт	6,3
Величина тока х.х., %	0,3
Потери х.х., кВт	5,5
Потери к.з., кВт	46,5
Напряжение короткого замыкания, %	7,5
Группа обмоток	У/Д-11

Для дальнейшего расчета отерь, нуобходимо составить годовой график нагрузки подстанции, рисунок 9.

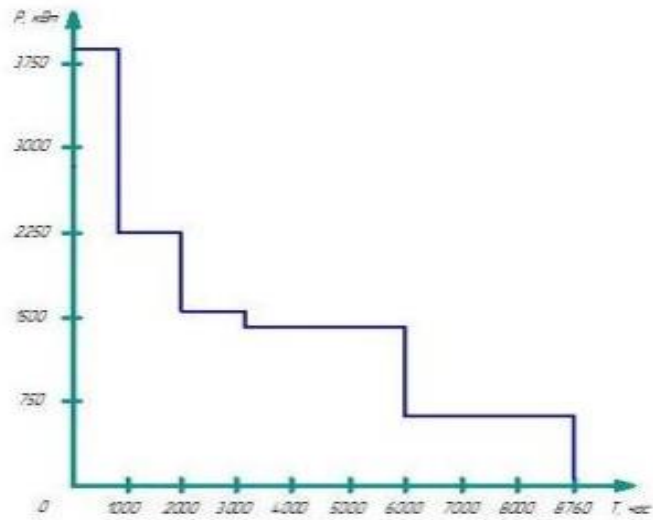


Рисунок 9- Составленный график нагрузки

Рассчитаем коэффициенты загрузки каждой обмотки трансформатора типа ТДН-6300 по формуле (10):

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{4000}{6300} = 0,635, \quad (10)$$

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{2975}{6300} = 0,472.$$

Определим сумму потерь активной мощности в понизительном трансформаторе, используя формулу (11):

$$\Delta P = \Delta P_{х.х.} + \Delta P_{к.з.} \cdot K_3, \quad (11)$$

где ΔP —Общая величина потерь активной мощности трансформатора кВт;

$\Delta P_{х.х.}$ —технические потери холостого хода, заводская величина, кВт;

$\Delta P_{\text{к.з.}}$ —технические потери короткого замыкания, заводская величина. кВт;

K_3 —коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta P = 5500 + 4650 \cdot 0,635 = 8452,75 \text{ кВт}$$

Суммарную потерю реактивной мощности определим по формуле (12):

$$\Delta Q = \frac{I_{\text{х.х.}}}{100} \cdot S_{\text{ном}} + \frac{U_{\text{х.х.}}}{100} \cdot S_{\text{ном}} \cdot K_3 \quad (12)$$

где ΔQ — величина потерь активной мощности трансформатора;

$I_{\text{х.х.}}$ —ток холостого хода, %;

$U_{\text{х.х.}}$ —напряжение холостого хода, %;

$S_{\text{ном}}$ —номинальная мощность силового трансформатора;

K_3 —коэффициент загрузки трансформатора» [20].

$$\Delta Q = \frac{0,3}{100} \cdot 6300 + \frac{7,5}{100} \cdot 6300 \cdot 0,635 = 318,937 \text{ квар}$$

Общие потери мощности трансформатора вычислим с помощью формулы (13):

$$\Delta S = (\Delta P^2 + \Delta Q^2)^{\frac{1}{2}}, \quad (13)$$

$$\Delta S = 8458,76 \text{ кВА.}$$

«Сумма потерь активной энергии трансформатора вычислим при помощи формулы (14):

$$\Delta W_a = \Delta P_{\text{х.х.}} \cdot T + \Delta P \cdot K_3 \quad (14)$$

$$\Delta W_a = 53551 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Сумма потерь реактивной энергии трансформатора за год определим с помощью формулы 15:

$$\Delta W_p = (I_{x.x.} \cdot T + U_{x.x.} \cdot K_3) \cdot \frac{S_{ном}}{100}, \quad (15)$$

$$\Delta W_p = 1658 \text{ квар} \cdot \text{ч}.$$

Общие потери электрической энергии в трансформаторе за год определим, используя формулу (16):

$$\Delta W = (\Delta W_a^2 + \Delta W_p^2)^{\frac{1}{2}} \quad (16)$$

$$\Delta W = 53576 \text{ кВА}.$$

Цена на одноставочный тариф за электроэнергию по Самарской области в городе Тольятти на 2023 год равен 5,04 рубля за 1 кВт·ч.

Рассчитаем финансовые потери трансформатора типа ТМН-6300 за год» [26].

$$И_э = \Delta W_{пс} \cdot C_э,$$

$$И_э = 53576 \cdot 5,04 = 270026 \text{ руб/год}.$$

2.4 Расчет потерь в воздушных линиях сети 35–6 кВ

Передача электрической энергии потребителям осуществляется воздушными, кабельными и совмещенными линиями электропередачи. Сеть линий городской распределительной сети является кольцевой, делается это для повышения надежности сети и возможности, в случае аварии, произвести подключение с другого конца линии. Кольцевая сеть для городской распределительной сети применяется практически всегда за счет подключения к двум независимым друг от друга источникам питания. Расчёты потерь

электроэнергии в линиях электропередач, а также их характеристики указаны в таблице 7.

«Таблица 7-Основные параметры воздушной линии

Условное обозначение	Марка сечение и провода	Длина линии, L, км	Реактивное сопротивление участка линии, x_0 , Ом/км	Активное сопротивление участка линии, r_0 , Ом/км
V1 35 кВ	АС-150	3,6	0,419	0,203
V2 6 кВ	АС-70	5,6	0,431	0,421
V3 6 кВ	АС-95	1,9	0,420	0,300
V4 35 кВ	АС-95	5,1	0,420	0,300
V5 35 кВ	АС-95	7,0	0,420	0,300
V6 35 кВ	АС-95	2,7	0,420	0,300
V7 6 кВ	АС-95	2,7	0,420	0,300

Для вычисления потерь электроэнергии в воздушных линиях используем формулу (17):

$$\Delta W_{\text{вл}} = \frac{P_{\text{вл}}^2 + Q_{\text{вл}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{вл}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{вл}} \cdot T + \Delta P_y \cdot L_{\text{вл}} \cdot T \quad (17)$$

где $\Delta W_{\text{вл}}$ - потери электрической энергии в воздушных линиях, кВт·ч;

$P_{\text{вл}}$ - активная мощность, протекающая в воздушных линиях за определенное время T, кВт;

$Q_{\text{вл}}$ - реактивная мощность, протекающая в воздушных линиях за определенное время T, квар;

$U_{\text{вл}}$ - напряжение на воздушных линиях, кВ;

r_0 – сопротивление провода воздушной линии, Ом/км;

$L_{\text{вл}}$ –длина воздушной линии, км;

T –временной интервал, принятый за 30 мин, 0,5 часа;

ΔP_y – потери электроэнергии из-за токов утечки на изоляторах, кВт·ч/ км, указанные в таблице 8»[17].

$$\Delta P_y = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24},$$

где P_0 - значение, взятое из таблице 8.

Таблица 8- Потери мощности из-за токов утечки на изоляторах

Потери электроэнергии из-за токов утечки через изоляторы ВЛ в год, кВт·ч/км, кВ					
6 кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
0,012	0,016	0,024	0,032	0,034	0,054

$$\Delta W_{V1} = \frac{15,51^2 + 14,72^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,203 \cdot 3,6 \cdot 0,5 + 0,004 \cdot 3,6 \cdot 0,5 = 0,73 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V2} = \frac{5,428^2 + 5,122^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,421 \cdot 5,6 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 3,6 \cdot 0,5 = 0,398 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V3} = \frac{7,342^2 + 7,596^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,3 \cdot 1,9 \cdot 0,5 + 0,0012 \cdot 1,9 \cdot 0,5 = 0,158 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V4} = \frac{12,1 + 11,67^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,3 \cdot 5,1 \cdot 0,5 + 0,004 \cdot 5,1 \cdot 0,5 = 0,102 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V5} = \frac{13,3^2 + 14,1^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,3 \cdot 7 \cdot 0,5 + 0,004 \cdot 7 \cdot 0,5 = 1,432 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V6} = \frac{10,23^2 + 10,83^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,3 \cdot 2,7 \cdot 0,5 + 0,004 \cdot 2,7 \cdot 0,5 = 0,547 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\Delta W_{V7} = \frac{6,1^2 + 5,86^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,3 \cdot 2,7 \cdot 0,5 + 0,004 \cdot 2,7 \cdot 0,5 = 0,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим общую сумму потерь в воздушных линиях электропередач

$$\sum \Delta W = 3,987 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовые потери составят:

$$\sum \Delta W \cdot T = 3,987 \cdot 8760 = 34926 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Цена одноставочного тарифа на 2023 год в Самарской области города Тольятти составляет 5,04 рубля за 1 кВт·ч

Вычислим стоимость годовых потерь электрической энергии на воздушных линиях городской распределительной сети:

$$I_3 = \Delta W \cdot C_3,$$
$$I_3 = 34926 \cdot 5,04 = 176027 \text{ руб/год.}$$

2.5 Расчет потерь напряжения в воздушных линиях сети 35–6 кВ

Не малые потери приходятся на воздушные и кабельные линии, в данной работе на воздушных линиях, установлены провода марки АС, из-за отсутствия изоляции кратно возрастает риск аварийных отключений во время ветряной погоды, а также зимой во время плавки гололеда. Во время определения электрического напряжения рассчитывают напряжение в произвольно взятых точках линий, обычно берутся три точки: А, В, С, на отходящий воздушных линий 35–6 кВ.

«Производить расчет нужно в нормальном режиме нагрузки линий в 100% и 25% номинального напряжения. Вычислять напряжение в промежуточных точках нужно с начала отходящей линии и продолжать до самого удаленного участка от источника питания.

Определять потери напряжения на взятом участке линий поможет формула 18:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_1}, \quad (18)$$

где ΔU —сумма потерь напряжения на воздушной линии, кВ;

P , Q - активная и реактивная мощности данного участка воздушной линии, кВт, квар;

R , X - активное и реактивное сопротивление данного участка воздушной линии, Ом;

U_1 –напряжение в головной (начальной) части участка воздушной линии.

Напряжение на самом удаленном участке воздушной линии электропередач определим из:

– ΔU , сумма потерь напряжение на участке воздушной линии, кВ;

– U_1 , напряжение в начальной части участка воздушной линии.

Для заданного участка воздушной линии напряжение на линии принимаем за напряжение на отходящий (головных) шинах 35 и 6 кВ и рассчитываем потерю напряжения» [9].

В режиме 100% загрузки воздушной линии падение напряжения будет рассчитана по формуле (19):

Для воздушной линии L1:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A}, \quad (19)$$
$$\Delta U_{A-a} = \frac{16510 \cdot 0,203 + 15720 \cdot 0,419}{35} = 283,95 \text{ В},$$
$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,284 = 34,716 \text{ кВ},$$
$$\Delta U_{B-c} = \frac{15280 \cdot 0,248 + 15755 \cdot 0,395}{35} = 286,07 \text{ В},$$
$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,286 = 34,714 \text{ кВ},$$
$$\Delta U_{C-b} = \frac{16090 \cdot 0,229 + 15597 \cdot 0,419}{35} = 291,99 \text{ В},$$
$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,292 = 34,708 \text{ кВ},$$
$$\Delta U_{B-a} = \frac{15906 \cdot 0,216 + 15720 \cdot 0,389}{35} = 272,88 \text{ В},$$
$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,273 = 34,727 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (16510 \cdot 0,203 + 15720 \cdot 0,419)}{35} = 70,98 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,071 = 34,929 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (15280 \cdot 0,248 + 15755 \cdot 0,395)}{35} = 71,52 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,072 = 34,928 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (16090 \cdot 0,229 + 15597 \cdot 0,419)}{35} = 72,99 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,073 = 34,927 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (15906 \cdot 0,216 + 15720 \cdot 0,389)}{35} = 68,22 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,068 = 34,932 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии V2:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{6418 \cdot 0,421 + 6112 \cdot 0,431}{6} = 889,38 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,890 = 5,12 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{6342 \cdot 0,3 + 6587 \cdot 0,42}{6} = 778,19 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,778 = 5,222 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6199 \cdot 0,229 + 6390 \cdot 0,419}{6} = 682,83 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,683 = 5,317 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{6490 \cdot 0,216 + 6560 \cdot 0,388}{6} = 657,85 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,658 = 5,342 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A-a} &= \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A}, \\ \Delta U_{A-a} &= \frac{0,25 \cdot (6418 \cdot 0,421 + 6112 \cdot 0,431)}{6} = 222,34 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,222 = 5,778 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-c} &= \frac{0,25 \cdot (6342 \cdot 0,3 + 6587 \cdot 0,42)}{6} = 194,55 \text{ В}, \\ \Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,195 = 5,805 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{0,25 \cdot (6199 \cdot 0,229 + 6390 \cdot 0,419)}{6} = 170,70 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,171 = 5,929 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-a} &= \frac{0,25 \cdot (6490 \cdot 0,216 + 6560 \cdot 0,388)}{6} = 164,46 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,165 = 5,935 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Режим 100 % нагрузки на линии V3:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A-a} &= \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A}, \\ \Delta U_{A-a} &= \frac{8332 \cdot 0,3 + 8587 \cdot 0,42}{6} = 1017,69 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 1,018 = 4,982 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-c} &= \frac{8990 \cdot 0,289 + 8260 \cdot 0,41}{6} = 997,45 \text{ В}, \\ \Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,997 = 5,003 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{8141 \cdot 0,3 + 8298 \cdot 0,405}{6} = 967,17 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,967 = 5,033 \text{ кВ},\end{aligned}$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{8998 \cdot 0,3 + 8240 \cdot 0,39}{6} = 985,5 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,986 = 5,014 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (8332 \cdot 0,3 + 8587 \cdot 0,42)}{6} = 254,42 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,254 = 5,746 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (8990 \cdot 0,289 + 8260 \cdot 0,41)}{6} = 249,36 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,249 = 5,751 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (8141 \cdot 0,3 + 8298 \cdot 0,405)}{6} = 241,79 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,242 = 5,758 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (8998 \cdot 0,3 + 8240 \cdot 0,39)}{6} = 246,38 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,246 = 5,734 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии V4:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{13090 \cdot 0,3 + 12660 \cdot 0,411}{35} = 260,86 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,261 = 34,739 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{13240 \cdot 0,289 + 13138 \cdot 0,415}{35} = 265,1 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,265 = 34,735 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{13990 \cdot 0,288 + 13138 \cdot 0,415}{35} = 270,89 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,271 = 34,729 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{13980 \cdot 0,31 + 14100 \cdot 0,4}{35} = 284,96 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,285 = 34,715 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (13090 \cdot 0,3 + 12660 \cdot 0,411)}{35} = 65,22 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,065 = 34,935 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (13240 \cdot 0,289 + 13138 \cdot 0,415)}{35} = 66,28 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,066 = 34,932 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (13990 \cdot 0,288 + 13138 \cdot 0,415)}{35} = 67,72 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,068 = 34,932 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (13980 \cdot 0,31 + 14100 \cdot 0,4)}{35} = 71,24 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,071 = 34,929 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии V5:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{14290 \cdot 0,3 + 15990 \cdot 0,411}{35} = 310,25 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,310 = 34,690 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{14190 \cdot 0,28 + 15045 \cdot 0,395}{35} = 283,31 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,283 = 34,717 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{13985 \cdot 0,288 + 15490 \cdot 0,415}{35} = 298,74 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,299 = 34,701 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{14130 \cdot 0,3 + 15720 \cdot 0,389}{35} = 295,83 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,296 = 34,704 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (14290 \cdot 0,3 + 15990 \cdot 0,411)}{35} = 77,56 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,078 = 34,922 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (14190 \cdot 0,28 + 15045 \cdot 0,395)}{35} = 70,82 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,071 = 34,929 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (13985 \cdot 0,288 + 15490 \cdot 0,415)}{35} = 74,68 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,075 = 34,925 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (14130 \cdot 0,3 + 15720 \cdot 0,389)}{35} = 73,95 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,074 = 34,926 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии V6:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{11220 \cdot 0,3 + 11830 \cdot 0,411}{35} = 235,1 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,235 = 34,765 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{11290 \cdot 0,28 + 11940 \cdot 0,395}{35} = 225,07 \text{ В},$$

$$\begin{aligned}\Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,225 = 34,775 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{12090 \cdot 0,288 + 11940 \cdot 0,419}{35} = 242,42 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,242 = 34,758 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-a} &= \frac{11990 \cdot 0,31 + 11890 \cdot 0,4}{35} = 242,82 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,243 = 34,767 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A-a} &= \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A}, \\ \Delta U_{A-a} &= \frac{0,25 \cdot (11220 \cdot 0,3 + 11830 \cdot 0,411)}{35} = 58,77 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,059 = 34,941 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-c} &= \frac{0,25 \cdot (11290 \cdot 0,28 + 11940 \cdot 0,395)}{35} = 56,26 \text{ В}, \\ \Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,056 = 34,944 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{0,25 \cdot (12090 \cdot 0,288 + 11940 \cdot 0,419)}{35} = 60,60 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,061 = 34,939 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-a} &= \frac{0,25 \cdot (11990 \cdot 0,31 + 11890 \cdot 0,4)}{35} = 60,52 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,061 = 34,939 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Режим 100 % нагрузки на линии V7:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A-a} &= \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A}, \\ \Delta U_{A-a} &= \frac{7090 \cdot 0,3 + 6860 \cdot 0,411}{6} = 824 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,824 = 5,176 \text{ кВ},\end{aligned}$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{7040 \cdot 0,29 + 6690 \cdot 0,419}{6} = 807,45 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,808 = 5,192 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6990 \cdot 0,3 + 6760 \cdot 0,419}{6} = 821,57 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,822 = 5,188 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{6980 \cdot 0,29 + 6990 \cdot 0,389}{6} = 790,55 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,791 = 5,209 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (7090 \cdot 0,3 + 6860 \cdot 0,411)}{6} = 206,1 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,206 = 5,794 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (7040 \cdot 0,29 + 6690 \cdot 0,419)}{6} = 201,86 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,202 = 5,798 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (6990 \cdot 0,3 + 6760 \cdot 0,419)}{6} = 205,39 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,205 = 5,795 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (6980 \cdot 0,29 + 6990 \cdot 0,389)}{6} = 197,63 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,198 = 5,802 \text{ кВ}.$$

Вывод по разделу 2

Определили потери электрической энергии в силовом трансформаторе на подстанции «Строительная база», потери за год составили 1073985 кВт·ч, по стоимости электроэнергии коммерческие потери действующего оборудования составляют 5412883 руб/год. Значительные потери в силовом

трансформаторе составляют в первичных и вторичных обмотках в меди, и в сердечнике, магнитопроводе, в стали. Суммарное число потерь и определяет энергоэффективность и энергосбережение трансформатора. Современные трансформаторы отличаются меньшими потерями за счет более новых технологий в изготовлении материалов самого трансформатора и в технологии производства.

На подстанции «Комсомольская двух трансформаторная» потери электрической энергии силового трансформатора за год составляют 1555732 кВт·ч, экономические потери действующего оборудования составляют 7840890 руб/год.

Потери электрической энергии на отходящих воздушных и кабельных линиях составляют 34926 кВт·ч, финансовые потери за 2023 год составляют 176027 руб/год. Потери на воздушных линиях электропередач происходят за счет плавки льда в зимнее время. Сталеалюминевые провода марки АС имеют большие потери электроэнергии вовремя передаче ее на большие расстояния. Также сталеалюминевый провод более сложен в монтаже, отсюда и более высокой стоимости его установки. Во время аварийных отключений из-за межфазного замыкания или обрыва провода – замыкание фазы на землю, сталеалюминевый провод в отличие от самонесущего изолированного провода более сложно восстановить, уходит больше времени, время аварийного простоя увеличивается.

«Потери напряжения на ЛЭП 35 кВ колеблются в значения от 15 до 800 В. Потери напряжения на ЛЭП 6 кВ определяются значением от 200 до 1500 В на всем участке линии»[18]. Данные значения потерь напряжения превышают установленные нормы.

3 Расчет потерь предложенного силового оборудования

3.1 Расчет потерь на подстанции «Строительная база»

Использование современного и качественного оборудования на подстанциях существенно увеличивает энергосбережение. Новые технологии и качество материалов позволяют сократить потери в силовом оборудовании, не теряя при этом показатели технических характеристик. Исходя из этого заменой будет служить силовой трансформатор того же номинала, но сделанным отечественным производителем, а именно ОАО «Тольяттинский Трансформатор», завод отличается своим качеством и контролем отпускаемой продукции.

В таблице 9, представлена техническая характеристика силового трансформатора типа ТДТН-40000/110-У1, УХЛ1, произведенного ОАО «Тольяттинский трансформатор» в 2023 году по заказу ЗАО «ЭиСС».

Таблица 9- Техническая характеристика трансформатора

Наименование трансформатора	Номинальная мощность, $S_{ном}$, кВА	Номинальное напряжение обмоток U, кВ			Потери, кВт		Напряжение, U к.з. %			Ток, I хх %
		ВН	СН	НН	х.х.	к.з.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	0,3
ТДТН-40000/110-У1	40000	115	11,0	6,6, 11,0	30	185	10,5	17,5	6,5	

Расчеты будут аналогичны тем, какие делались ранее для установленного оборудования.

Произведем расчет потерь реактивной мощности в режиме холостого хода (х.х.)

$$Q_{x.x.} = \frac{I_{x.x.} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}},$$

$$Q_{x.x.} = 51 \text{ квар.}$$

Найдем потери мощности трансформатора при режиме работы в холостом ходу (х.х.) с помощью формулы:

$$P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + k_{\text{и.п.}} \cdot Q_{x.x.},$$

$$P'_{x.x.} = 30,0 + 0,05 \cdot 51 = 32,5 \text{ кВт},$$

где $\Delta P_{x.x.}$ - потери холостого хода в трансформаторе;

$k_{\text{и.п.}}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{x.x.}$ - потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Для дальнейших расчетов необходимо понимать какая нагрузка на подстанции, с этим поможет составленный график нагрузки подстанции на рисунке 10.

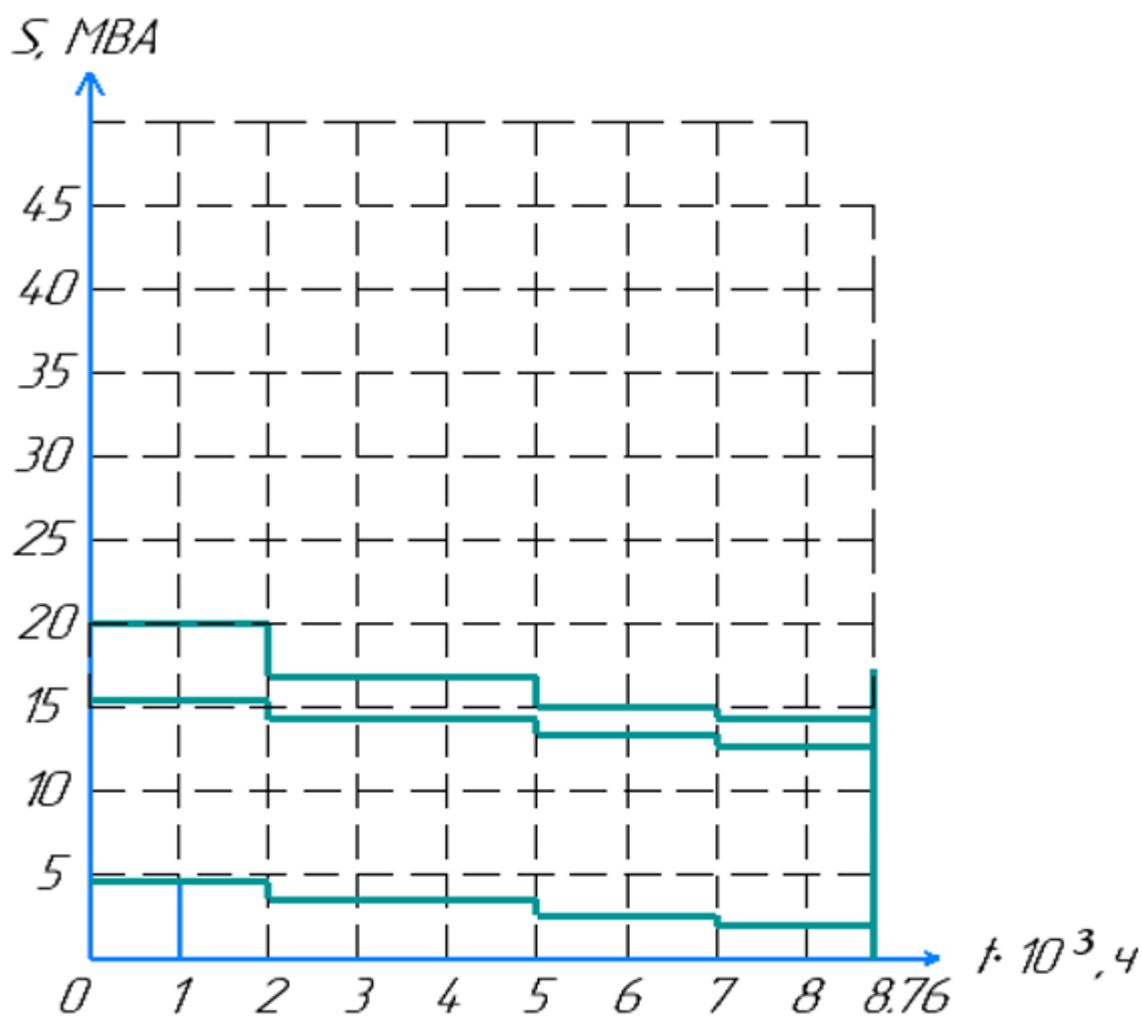


Рисунок 10 –Составленный график нагрузки подстанции

«Необходимо вычислить коэффициент загрузки на обмотках силового трансформатора для высокой (ВН), средней (СН) и низкой (НН) сторонах при помощи формулы:

$$\kappa_3 = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}}},$$

$$\kappa_3 = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{20000}{40000} = 0,5,$$

$$\kappa_3 = \frac{S_c}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{15300}{40000} = 0,3825,$$

$$\kappa_3 = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{4700}{40000} = 0,1175.$$

Рассчитаем напряжение U короткого замыкания (К.З.%):

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-НН}} + U_{\text{к.з.ВН-СН}} - U_{\text{к.з.СН-НН}} ,$$

$$U_{\text{к.з.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 17,5 + 10,5 - 6,5 = 9,75 ,$$

$$U_{\text{к.з.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-СН}} + U_{\text{к.з.СН-НН}} - U_{\text{к.з.ВН-НН}} ,$$

$$U_{\text{к.з.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 10,5 + 6,5 - 17,5 = 0 \% ,$$

$$U_{\text{к.з.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{к.з.ВН-НН}} + U_{\text{к.з.СН-НН}} - U_{\text{к.з.ВН-СН}} ,$$

$$U_{\text{к.з.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 17,5 + 6,5 - 10,5 = 3,75 \% .$$

Далее произведем расчет потерь реактивной мощности трансформатора при режиме короткого замыкания (к.з.):

$$Q_{\text{к.з.ВН}} = \frac{U_{\text{к.з.ВН}} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} ,$$

$$Q_{\text{к.з.СН}} = \frac{U_{\text{к.з.СН}} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} ,$$

$$Q_{\text{к.з.НН}} = \frac{U_{\text{к.з.НН}} \%}{100} \cdot S_{\text{НОМ}} ,$$

$$Q_{\text{к.з.ВН}} = 3900 ,$$

$$Q_{\text{к.з.СН}} = 0 ,$$

$$Q_{\text{к.з.НН}} = 1500 \text{ квар} .$$

Найдем потери активной мощности в обмотках трансформатора при режиме короткого замыкания (к.з.)» [19].:

$$P_{\text{к.з.ВН}} = P_{\text{к.з.СН}} = P_{\text{к.з.НН}} = 0,5 \cdot \Delta P_{\text{к.з.}} = 0,5 \cdot 185 = 92,5 \text{ кВт} ,$$

$$P_{\text{к.з.ВН}} = 92,5 + 0,05 \cdot 0 = 92,5 \text{ кВт} ,$$

$$\begin{aligned}
P'_{к.з.ВН} &= P_{к.з.ВН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.ВН}, \\
P'_{к.з.ВН} &= 92,5 + 0,05 \cdot 3900 = 287,5 \text{ кВт}, \\
P'_{к.з.СН} &= P_{к.з.СН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.СН}, \\
P'_{к.з.СН} &= 92,5 + 0,05 \cdot 0 = 92,5 \text{ кВт}, \\
P'_{к.з.НН} &= P_{к.з.НН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.НН}, \\
P'_{к.з.НН} &= 92,5 + 0,05 \cdot 1500 = 167,5 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Рассчитаем приведенные потери мощности в трансформаторе:

$$\begin{aligned}
P'_T &= P'_{х.х.} + \kappa_{к.з.ВН}^2 \cdot P'_{к.з.ВН} + \kappa_{к.з.СН}^2 \cdot P'_{к.з.СН} + \kappa_{к.з.НН}^2 \cdot P'_{к.з.НН}, \\
P'_T &= 32,5 + 77,15 + 5,65 + 2,2 = 117,5 \text{ кВт}.
\end{aligned}$$

Далее найдем экономическую нагрузку трансформаторов на подстанции:

$$\begin{aligned}
S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} &= S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{P'_{х.х.} \cdot n_T \cdot (n_T - 1)}{P'_{к.з.}}}, \\
S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} &= 40000 \cdot \sqrt{\frac{32,5 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{200}} = 22803,5 \text{ МВА}.
\end{aligned}$$

Найдем все потери электроэнергии на подстанции за год (таблица 10):

$$\begin{aligned}
\Delta W_{\text{ПС}} &= \sum n_i \cdot P'_{х.х.} \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{к.з.ВН.i}^2 \cdot P'_{к.з.ВН} \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{к.з.СН.i}^2 \cdot P'_{к.з.СН} \cdot T_i + \frac{1}{n} \right. \\
&\quad \left. \cdot \kappa_{к.з.НН.i}^2 \cdot P'_{к.з.НН} \cdot T_i \right)
\end{aligned}$$

Стоимость одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2023 составляет 5,04 рубля за 1 кВт·ч.

Ежегодная стоимость за потерю электроэнергии составляет:

$$I_3 = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_3 ,$$

$$I_3 = 3816884 \cdot 5,04 = 1923687 \text{ руб/год.}$$

Таблица 10 – Расчет потерь электроэнергии на подстанции

$S_{\text{ВН}}$ МВА	$S_{\text{СН}}$ МВА	$S_{\text{НН}}$ МВА	n_i	Т ч	$\Delta W_{\text{х.х.}}$	$\kappa_{3.\text{ВН}}$	$\kappa_{3.\text{СН}}$	$\kappa_{3.\text{НН}}$	$\Delta W_{\text{к.з.}}$ ВН	$\Delta W_{\text{к.з.}}$ СН	$\Delta W_{\text{к.з.}}$ НН
20000	15300	4700	2	3000	162800	0,5	0,3825	0,1175	82750	15875	3551
18900	14900	3500	2	2000	239200	0,45	0,35	0,09	109325	21115	2249
16770	12900	2700	2	2000	162800	0,4	0,32	0,07	55737	11261	806
15800	11700	1900	2	1760	144464	0,35	0,3	0,05	39395	9218	562
$\Sigma \Delta W_{\text{ВН}} = 104918$											
$\Sigma \Delta W_{\text{СН}} = 28308$											
$\Sigma \Delta W_{\text{НН}} = 7808$											
$\Delta W_{\text{пс}} = \Sigma \Delta W_{\text{х.х.}} + \Delta W_{\text{к.з.ВН}} + \Delta W_{\text{к.з.СН}} + \Delta W_{\text{к.з.НН}} = 3816884$											

3.2 Расчет потерь на подстанции «К-2Т»

Для данной подстанции будем использовать так же отечественного производителя в лице ОАО «Тольяттинский трансформатор». Данная компания использует материалы высочайшего качества и ведет строгий контроль на всех этапах производства от сварки корпусов до обмоток сердечников.

Таблица 11 – Технические характеристики нового трансформатора типа ТДТН 25000/110

Наименование трансформатора	Номинальная мощность, $S_{\text{ном}}$, кВА	Номинальное напряжение обмоток U, кВ			Потери, кВт		Напряжение, U к.з. %			Ток, I хх %
		ВН	СН	НН	х.х.	к.з.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	0,2
ТДТН-25000/110-У1	25000	115	38,5	6,6	27	120	12,5	19,5	8,5	

Определим потери реактивной мощности силового трансформатора типа ТДТН-25000/110 в режиме холостого хода (х.х.):

$$Q_{x.x.} = \frac{I_{x.x.} \%}{100} \cdot S_{\text{ном}},$$

$$Q_{x.x.} = 37 \text{ квар.}$$

Рассчитаем потери мощности трансформатора в режиме холостого хода (х.х.) по формуле:

$$P'_{x.x.} = \Delta P_{x.x.} + \kappa_{\text{и.п.}} \cdot Q_{x.x.},$$

$$P'_{x.x.} = 30 + 0,05 \cdot 37 = 31,85 \text{ кВт,}$$

где $\Delta P_{x.x.}$ - потери холостого хода в трансформаторе;

$\kappa_{\text{и.п.}}$ - коэффициент изменения потерь в трансформаторах, в силовых трансформаторах считаем 0,05 кВт/квар;

$Q_{x.x.}$ - потери реактивной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода.

Составлен приведенный график нагрузки на подстанции на рисунке 11.

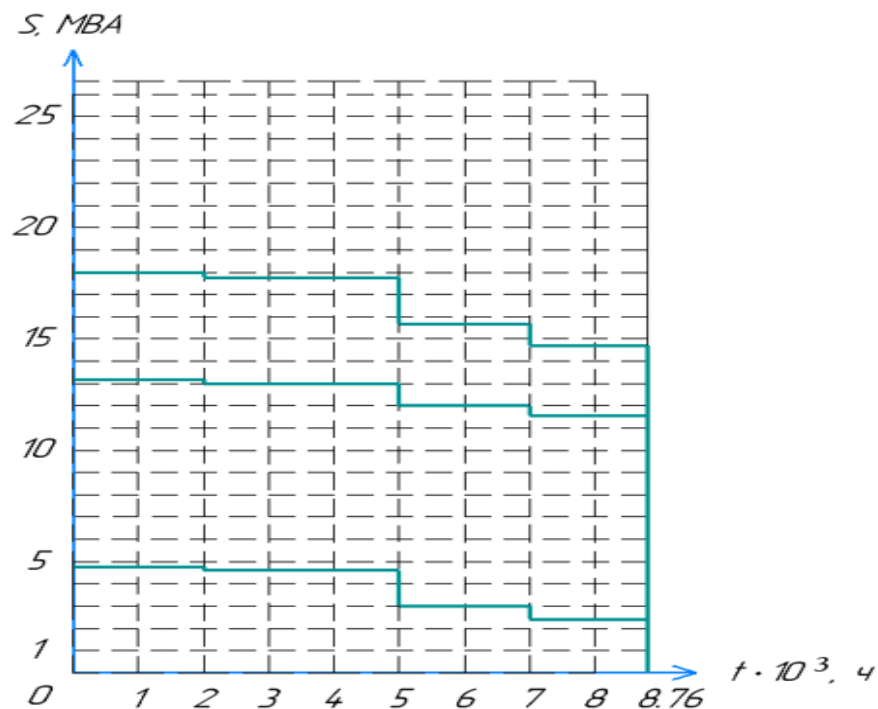


Рисунок 11- Составленный годовой график нагрузки

«Вычислим коэффициент загрузки трансформатора на высокой (ВН), средней (СН) и низкой (НН) сторонах при помощи формулы:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ}}},$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформатора;

S_p - расчетная мощность загрузки трансформатора на высокой, средней, низкой сторонах;

$S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность силового трансформатора.

$$K_3 = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{18000}{25000} = 0,72 ,$$

$$K_3 = \frac{S_C}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{13300}{25000} = 0,532 ,$$

$$K_3 = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{4950}{25000} = 0,198 .$$

Рассчитаем напряжение U короткого замыкания (К.З. %):

$$U_{\text{К.З.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{К.З.ВН-НН}} + U_{\text{К.З.ВН-СН}} - U_{\text{К.З.СН-НН}} ,$$

$$U_{\text{К.З.ВН}} = \frac{1}{2} \cdot 19,5 + 12,5 - 8,5 = 11,75 \% ,$$

$$U_{\text{К.З.СН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{К.З.ВН-СН}} + U_{\text{К.З.СН-НН}} - U_{\text{К.З.ВН-НН}} ,$$

$$U_{\text{К.З.СН}} = \frac{1}{2} \cdot 12,5 + 8,5 - 19,5 = 1,25 \% ,$$

$$U_{\text{К.З.НН}} = \frac{1}{2} \cdot U_{\text{К.З.ВН-НН}} + U_{\text{К.З.СН-НН}} - U_{\text{К.З.ВН-СН}} ,$$

$$U_{\text{К.З.НН}} = \frac{1}{2} \cdot 19,5 + 8,5 - 12,5 = 4,75 \% .$$

Определим потери реактивной мощности при работе трансформатора в режиме короткого замыкания (К.З.)» [21].

$$Q_{к.з.ВН} = \frac{U_{к.з.ВН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.СН} = \frac{U_{к.з.СН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.НН} = \frac{U_{к.з.НН} \%}{100} \cdot S_{НОМ} ,$$

$$Q_{к.з.ВН} = 2937,$$

$$Q_{к.з.СН} = 312,5,$$

$$Q_{к.з.НН} = 1187 \text{ квар.}$$

Потери активной мощности в обмотках трансформатора при режиме короткого замыкания (к.з.)

$$P_{к.з.ВН} = P_{к.з.СН} = P_{к.з.НН} = 0,5 \cdot \Delta P_{к.з.} = 0,5 \cdot 140 = 70 \text{ кВт} ,$$

$$P_{к.з.ВН} = 70 + 0,05 \cdot 0 = 70 \text{ кВт} ,$$

$$P'_{к.з.ВН} = P_{к.з.ВН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.ВН} ,$$

$$P'_{к.з.ВН} = 70 + 0,05 \cdot 2937 = 216,85 \text{ кВт} ,$$

$$P'_{к.з.СН} = P_{к.з.СН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.СН} ,$$

$$P'_{к.з.СН} = 70 + 0,05 \cdot 312,5 = 85,6 \text{ кВт} ,$$

$$P'_{к.з.НН} = P_{к.з.НН} + \kappa_{и.п.} \cdot Q_{к.з.НН} ,$$

$$P'_{к.з.НН} = 70 + 0,05 \cdot 1187 = 129,35 \text{ кВт} .$$

Найдем сумму приведенных потерь мощности в трансформаторе:

$$P'_T = P'_{х.х.} + \kappa_{к.з.ВН}^2 \cdot P'_{к.з.ВН} + \kappa_{к.з.СН}^2 \cdot P'_{к.з.СН} + \kappa_{к.з.НН}^2 \cdot P'_{к.з.НН} ,$$

$$P'_T = 27 + 125,4 + 24,27 + 5,5 = 182,17 \text{ кВт} .$$

Экономическую мощность трансформаторов определим по формуле:

$$S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{Х.Х.}}' \cdot n_{\text{Т}} \cdot (n_{\text{Т}} - 1)}{P_{\text{К.З.}}'}},$$

$$S_{\text{ЭКОН.}}^{\text{ПС}} = 25000 \cdot \sqrt{\frac{50 \cdot 2 \cdot (2 - 1)}{120}} = 22820,7 \text{ МВА.}$$

Найдем общие потери электроэнергии на подстанции за год (таблица 5):

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \sum n_i \cdot P_{\text{Х.Х.}}' \cdot T_i + \sum \left(\frac{1}{n} \cdot \kappa_{\text{К.З.ВН.и}}^2 \cdot P_{\text{К.З.ВН}}' \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{\text{К.З.СН.и}}^2 \cdot P_{\text{К.З.СН}}' \cdot T_i + \frac{1}{n} \cdot \kappa_{\text{К.З.НН.и}}^2 \cdot P_{\text{К.З.НН}}' \cdot T_i \right)$$

Цена одноставочного тарифа в Самарской области города Тольятти на 2023 составляет 5,04 рубля за 1 кВт·ч.

Ежегодная стоимость за потерю электроэнергии составляет:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}},$$

$$I_{\text{э}} = 417888 \cdot 5,04 = 2106155 \text{ руб/год.}$$

Результаты расчетов потерь электрической энергии приведены в таблице 12

Таблица 12- Результаты расчетов потерь электрической энергии

$S_{\text{ВН}}$ МВА	$S_{\text{СН}}$ МВА	$S_{\text{НН}}$ МВА	n_i	T ч	$\Delta W_{\text{Х.Х.}}$	$\kappa_{\text{З.ВН}}$	$\kappa_{\text{З.СН}}$	$\kappa_{\text{З.НН}}$	$\Delta W_{\text{К.З.ВН}}$	$\Delta W_{\text{К.З.СН}}$	$\Delta W_{\text{К.З.НН}}$
18000	13300	4950	2	3000	162800	0,72	0,532	0,198	82750	15875	3551
17500	12900	4500	2	2000	239200	0,67	0,45	0,175	109325	21115	2249
16770	11700	3700	2	2000	162800	0,55	0,32	0,15	55737	11261	806
15800	10400	2900	2	1760	144464	0,45	0,3	0,09	39395	9218	562
$\Sigma \Delta W_{\text{Х.Х.}} = 268266$											
$\Sigma \Delta W_{\text{ВН}} = 105505$											
$\Sigma \Delta W_{\text{СН}} = 36553$											
$\Sigma \Delta W_{\text{НН}} = 7564$											
$\Delta W_{\text{ПС}} = \Sigma \Delta W_{\text{Х.Х.}} + \Delta W_{\text{К.З.ВН}} + \Delta W_{\text{К.З.СН}} + \Delta W_{\text{К.З.НН}} = 417888$											

3.3 Расчет потерь подстанциях, относящихся к участку с новым оборудованием

Для расчета подойдет трансформатор ТМГ-6300 35/6 кВ такой же мощности, но с более энергоэффективными характеристиками, 2023 года выпуска, указанных в таблице 13. Данный маслонаполненный распределительный трансформатор с герметичным баком имеет две обмотки, а именно высоковольтная ВН-35 кВ и низковольтная НН-6 кВ. Данный вид трансформатора часто используется совместно с КТП- комплектными трансформаторными подстанциями, питающих электроэнергией городские объекты инфраструктуры. Данный трансформатор отлично подойдет для модернизации городской распределительной сети города Тольятти. Энергоэффективность силовых трансформаторов рассчитывается по европейскому стандарту НД-428. В нем описываются степени потерь мощности трансформаторов при коротком замыкании и в режиме холостого хода, они не должны превышать стандартные значения.

«Таблица 13-Основные параметры ТМГ-6300 35/6 кВ

Номинальная мощность, кВА	6300
Номинальное напряжение ВН, кВ	35
Номинальное напряжение НН, кВ	6,3
Величина тока х.х., %	0,76
Потери х.х., кВт	1,16
Потери к.з., кВт	3,46
Напряжение короткого замыкания, %	5,5

Для дальнейших расчетов нужно понимать нагрузку подстанции, для этого составим годовой график нагрузки подстанции, рисунок 12.

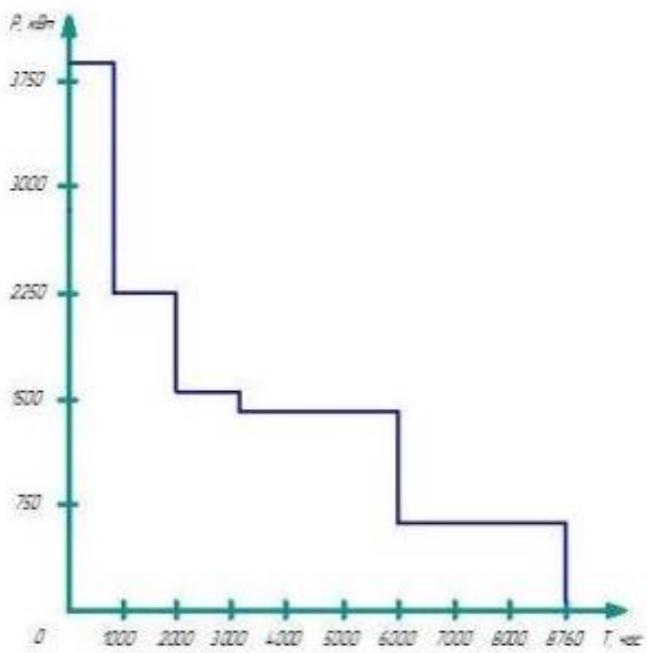


Рисунок 12- Составленный график нагрузки подстанции

Вычислим коэффициенты загрузки трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{4000}{6300} = 0,635 ,$$

$$\kappa_3 = \frac{S_H}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{2975}{6300} = 0,472 .$$

Сумму потерь активной мощности в понизительном трансформаторе определим, используя формулу:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{х.х.}} + \Delta P_{\text{к.з.}} \cdot \kappa_3 ,$$

$$\Delta P = 2150 + 4650 \cdot 0,635 = 6348,4 \text{ кВт},$$

где ΔP — величина потерь активной мощности трансформатора кВт;

$\Delta P_{\text{х.х.}}$ — технические потери холостого хода, заводская величина, кВт;

$\Delta P_{\text{к.з.}}$ — технические потери короткого замыкания, заводская величина. кВт;

κ_3 — коэффициент загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности определим по формуле:

$$\Delta Q = \frac{I_{x.x.}}{100} \cdot S_{\text{ном}} + \frac{U_{x.x.}}{100} \cdot S_{\text{ном}} \cdot K_3,$$

где ΔQ – суммарная величина потерь активной мощности трансформатора;

$I_{x.x.}$ – ток холостого хода, %;

$U_{x.x.}$ – напряжение холостого хода, %;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность силового трансформатора;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

$$\Delta Q = \frac{0,95}{100} \cdot 6300 + \frac{7,5}{100} \cdot 6300 \cdot 0,635 = 359,88 \text{ квар.}$$

Суммарные потери мощности трансформатора вычислим, используя формулу:

$$\Delta S = (\Delta P^2 + \Delta Q^2)^{\frac{1}{2}},$$

$$\Delta S = 6358 \text{ кВА.}$$

Общие потери активной энергии трансформатора вычислим по формуле:

$$\Delta W_a = \Delta P_{x.x.} \cdot T + \Delta P \cdot K_3,$$

$$\Delta W_a = 19520 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Сумма потерь реактивной энергии трансформатора за год определим с помощью формулы:

$$\Delta W_p = (I_{x.x.} \cdot T + U_{x.x.} \cdot K_3) \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{100},$$

$$\Delta W_p = 1472 \text{ квар} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные потери электрической энергии в трансформаторе за год определим, используя формулу:

$$\Delta W = (\Delta W_a^2 + \Delta W_p^2)^{\frac{1}{2}},$$
$$\Delta W = 20974 \text{ кВА}.$$

Цена на одноставочный тариф за электроэнергию по Самарской области в городе Тольятти на 2023 год равен 5,04 рубля за 1 кВт·ч»[23].

Рассчитаем финансовые потери трансформатора типа ТМН-6300 за год:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}},$$
$$I_{\text{э}} = 20974 \cdot 5,04 = 105708 \text{ руб/год}.$$

3.4 Расчет потерь на линиях электропередач

Самонесущий изолированный провод является рациональным решением, когда идет речь об энергоэффективности и технико-экономической выгоды. СИП прокладывается воздушным путем и имеет преимущества в виде уменьшенного реактивного сопротивления по сравнению с другими марками провода. Помимо уменьшенного сопротивления СИП имеет ряд других преимуществ таких как:

- СИП изолирован, что сокращает вероятность межфазного замыкания при сильном ветре.
- СИП позволяет прокладывать трассу над деревьями и сухими ветками, что в свою очередь уменьшает затраты на их расчистку.
- СИП более устойчив к природным условиям, уменьшаются потери энергии на плавку гололеда.
- СИП более легок в монтаже, сокращаются затраты на монтаж.

- Можно подключать отходящие фидера, не отключая линии благодаря проколам.
- Более безопасен в эксплуатации и при ремонтных работах, уменьшение количества поражения электрическим током при монтаже и дальнейшей эксплуатации.

Вид самонесущего изолированного провода представлен на рисунке 13.



Рисунок 13- Наглядный вид провода СИП

«Для выполнения расчетов воспользуемся характеристикой провода СИП, представленной в таблице 14.

Таблица 14-Основные параметры провода марки СИП

Условное обозначение	Марка и сечение провода	Длина линии, L, км	Реактивное сопротивление участка линии, x_0 , Ом/км	Активное сопротивление участка линии, r_0 , Ом/км
VV1 35 кВ	СИП-150	3,6	0,210	0,150
VV2 6 кВ	СИП -70	5,6	0,215	0,230
VV3 6 кВ	СИП -95	1,9	0,210	0,150
VV4 35 кВ	СИП -95	5,1	0,210	0,150
VV5 35 кВ	СИП -95	7,0	0,210	0,150
VV6 35 кВ	СИП -95	2,7	0,210	0,150
VV7 6 кВ	СИП -95	2,7	0,210	0,150

Для вычисления потерь электроэнергии в воздушных линиях электропередач воспользуемся формулой:

$$\Delta W_{\text{вл}} = \frac{P_{\text{вл}}^2 + Q_{\text{вл}}^2}{10^3 \cdot U_{\text{вл}}^2} \cdot r_0 \cdot L_{\text{вл}} \cdot T + \Delta P_y \cdot L_{\text{вл}} \cdot T,$$

где $\Delta W_{\text{вл}}$ - потери электрической энергии в воздушных линиях, кВт· ч;

$P_{\text{вл}}$ - активная мощность, протекающая в воздушных линиях за определенное время T, кВт;

$Q_{\text{вл}}$ - реактивная мощность, протекающая в воздушных линиях за определенное время T, квар;

$U_{\text{вл}}$ - напряжение на воздушных линиях, кВ;

r_0 — сопротивление провода воздушной линии, Ом/км;

$L_{\text{вл}}$ —длина воздушной линии, км;

T —временной интервал, принятый за 30 мин, 0,5 часа;

ΔP_y — потери электроэнергии из-за токов утечки на изоляторах, кВт· ч/ км, указанные в таблице 15.

$$\Delta P_y = \frac{1000 \cdot P_0}{365 \cdot 24},$$

где P_0 - значение, взятое из таблице 8.

Таблица 15- Потери мощности из-за токов утечки на изоляторах» [23].

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ в год, кВт·ч/км, кВ					
6 кВ	10 кВ	15 кВ	20 кВ	35 кВ	110 кВ
0,006	0,008	0,095	0,099	0,01	0,01

$$\Delta W_{V1} = \frac{16,51^2 + 15,75^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,15 \cdot 3,6 \cdot 0,5 + 0,001 \cdot 3,6 \cdot 0,5 = 0,19 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V2} = \frac{6,328^2 + 6,211^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,235 \cdot 5,6 \cdot 0,5 + 0,006 \cdot 3,6 \cdot 0,5 = 0,122 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V3} = \frac{8,432^2 + 8,657^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,15 \cdot 1,9 \cdot 0,5 + 0,006 \cdot 1,9 \cdot 0,5 = 0,063 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V4} = \frac{13,2 + 12,76^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,15 \cdot 5,1 \cdot 0,5 + 0,01 \cdot 5,1 \cdot 0,5 = 0,254 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V5} = \frac{14,2^2 + 15,3^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,165 \cdot 7 \cdot 0,5 + 0,01 \cdot 7 \cdot 0,5 = 0,36 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V6} = \frac{11,32^2 + 11,38^2}{10^3 \cdot 35^2} \cdot 0,15 \cdot 2,7 \cdot 0,5 + 0,01 \cdot 2,7 \cdot 0,5 = 0,136 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

$$\Delta W_{V7} = \frac{7,2^2 + 6,78^2}{10^3 \cdot 6^2} \cdot 0,15 \cdot 2,7 \cdot 0,5 + 0,005 \cdot 2,7 \cdot 0,5 = 0,072 \text{ кВт} \cdot \text{ч} .$$

Найдем суммарные потери на воздушных линиях электропередач

$$\Sigma \Delta W = 1,197 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовые потери электроэнергии на воздушных линиях составят:

$$\Sigma \Delta W \cdot T = 1,197 \cdot 8760 = 10485 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

«Цена одноставочного тарифа на 2023 год в Самарской области города Тольятти составляет 5,04 рубля за 1 кВт·ч» [27].

Определим экономические потери электрической энергии в воздушных линиях электропередач:

$$I_3 = \Delta W \cdot C_3,$$

$$I_3 = 10485 \cdot 5,04 = 52848 \text{ руб/год.}$$

3.5 Расчет потерь напряжения на линиях 35–6 кВ

Для отдельно взятого участка городской распределительной сети воздушной линии, выполненным проводом марки СИП-3 произведем расчет потери напряжения.

В режиме 100% загрузки воздушной линии падение напряжения будет:

Для воздушной линии VV1:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{16510 \cdot 0,15 + 15720 \cdot 0,21}{35} = 156 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,156 = 34,844 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{15280 \cdot 0,14 + 15755 \cdot 0,2}{35} = 150 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,150 = 34,850 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{16090 \cdot 0,155 + 15597 \cdot 0,2}{35} = 156 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,156 = 34,844 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{15906 \cdot 0,135 + 15720 \cdot 0,2}{35} = 150 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,150 = 34,850 \text{ кВ}.$$

Определим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (16510 \cdot 0,15 + 15720 \cdot 0,21)}{35} = 41,2 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,0412 = 34,958 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (15280 \cdot 0,14 + 15755 \cdot 0,2)}{35} = 39 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,039 = 34,961 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (16090 \cdot 0,155 + 15597 \cdot 0,2)}{35} = 40,5 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,0405 = 34,959 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (15906 \cdot 0,135 + 15720 \cdot 0,2)}{35} = 40,5 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,0405 = 34,959 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV2:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{6418 \cdot 0,23 + 6112 \cdot 0,22}{6} = 470 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,47 = 5,53 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{6342 \cdot 0,22 + 6587 \cdot 0,2}{6} = 452 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,452 = 5,548 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6199 \cdot 0,22 + 6390 \cdot 0,2}{6} = 440 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,440 = 5,560 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{6490 \cdot 0,225 + 6560 \cdot 0,2}{6} = 462 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,462 = 5,538 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (6418 \cdot 0,23 + 6112 \cdot 0,22)}{6} = 117 \text{ В},$$

$$\begin{aligned}\Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,117 = 5,883 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-c} &= \frac{0,25 \cdot (6342 \cdot 0,22 + 6587 \cdot 0,2)}{6} = 113 \text{ В}, \\ \Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,113 = 5,887 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{0,25 \cdot (6342 \cdot 0,22 + 6587 \cdot 0,2)}{6} = 113 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,113 = 5,883 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-a} &= \frac{0,25 \cdot (6490 \cdot 0,225 + 6560 \cdot 0,2)}{6} = 115 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,115 = 5,885 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV3:

$$\begin{aligned}\Delta U_{A-a} &= \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A}, \\ \Delta U_{A-a} &= \frac{8332 \cdot 0,15 + 8587 \cdot 0,2}{6} = 494 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,494 = 5,506 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-c} &= \frac{8990 \cdot 0,15 + 8260 \cdot 0,2}{6} = 500 \text{ В}, \\ \Delta U_c &= U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,500 = 5,500 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{C-b} &= \frac{8141 \cdot 0,15 + 8298 \cdot 0,2}{6} = 480 \text{ В}, \\ \Delta U_b &= U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,480 = 5,520 \text{ кВ}, \\ \Delta U_{B-a} &= \frac{8998 \cdot 0,15 + 8240 \cdot 0,2}{6} = 499 \text{ В}, \\ \Delta U_a &= U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,499 = 5,501 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (8332 \cdot 0,15 + 8587 \cdot 0,2)}{6} = 123 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,123 = 5,877 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (8990 \cdot 0,15 + 8260 \cdot 0,2)}{6} = 125 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,125 = 5,875 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (8141 \cdot 0,15 + 8298 \cdot 0,2)}{6} = 120 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,120 = 5,880 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (8998 \cdot 0,15 + 8240 \cdot 0,2)}{6} = 124 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,124 = 5,876 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV4:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{13090 \cdot 0,15 + 12660 \cdot 0,2}{35} = 128 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,128 = 34,872 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{13240 \cdot 0,15 + 13138 \cdot 0,2}{35} = 131 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,131 = 34,869 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{13990 \cdot 0,15 + 13138 \cdot 0,2}{35} = 135 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,135 = 34,865 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{13980 \cdot 0,16 + 14100 \cdot 0,2}{35} = 144 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,144 = 34,866 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (13090 \cdot 0,15 + 12660 \cdot 0,2)}{35} = 32 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,032 = 34,968 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (13240 \cdot 0,15 + 13138 \cdot 0,2)}{35} = 33 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,033 = 34,967 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (13990 \cdot 0,15 + 13138 \cdot 0,2)}{35} = 36 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,036 = 34,964 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (13980 \cdot 0,16 + 14100 \cdot 0,2)}{35} = 36 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,071 = 34,964 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV5:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{14290 \cdot 0,155 + 15990 \cdot 0,2}{35} = 154 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,154 = 34,846 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{14190 \cdot 0,151 + 15045 \cdot 0,2}{35} = 147 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,147 = 34,853 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{13985 \cdot 0,151 + 15490 \cdot 0,21}{35} = 153 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,153 = 34,847 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{14130 \cdot 0,155 + 15720 \cdot 0,2}{35} = 152 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,152 = 34,848 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (14290 \cdot 0,155 + 15990 \cdot 0,2)}{35} = 38 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,038 = 34,962 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (14190 \cdot 0,151 + 15045 \cdot 0,2)}{35} = 36 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,036 = 34,964 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (13985 \cdot 0,151 + 15490 \cdot 0,21)}{35} = 38 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,038 = 34,962 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (14130 \cdot 0,155 + 15720 \cdot 0,2)}{35} = 38 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,038 = 34,962 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV6:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{11220 \cdot 0,15 + 11830 \cdot 0,2}{35} = 115 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,115 = 34,885 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{11290 \cdot 0,15 + 11940 \cdot 0,2}{35} = 116 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,116 = 34,884 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{12090 \cdot 0,15 + 11940 \cdot 0,2}{35} = 120 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,120 = 34,880 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{11990 \cdot 0,15 + 11890 \cdot 0,2}{35} = 119 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,119 = 34,881 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (11220 \cdot 0,15 + 11830 \cdot 0,2)}{35} = 28 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 35 - 0,028 = 34,972 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (11290 \cdot 0,15 + 11940 \cdot 0,2)}{35} = 29 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 35 - 0,056 = 34,971 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (12090 \cdot 0,15 + 11940 \cdot 0,2)}{35} = 30 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 35 - 0,030 = 34,970 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (11990 \cdot 0,15 + 11890 \cdot 0,2)}{35} = 29 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 35 - 0,029 = 34,971 \text{ кВ}.$$

Режим 100 % нагрузки на линии VV7:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a}}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{7090 \cdot 0,15 + 6860 \cdot 0,2}{6} = 405 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,405 = 5,595 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{7040 \cdot 0,15 + 6690 \cdot 0,2}{6} = 399 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,399 = 5,601 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{6990 \cdot 0,15 + 6760 \cdot 0,2}{6} = 400 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,400 = 5,600 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{6980 \cdot 0,15 + 6990 \cdot 0,2}{6} = 407 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,407 = 5,593 \text{ кВ}.$$

Далее вычислим потери напряжения при 25% нагрузки на линии:

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (P_{A-a} \cdot R_{A-a} + Q_{A-a} \cdot X_{A-a})}{U_A},$$

$$\Delta U_{A-a} = \frac{0,25 \cdot (7090 \cdot 0,15 + 6860 \cdot 0,2)}{6} = 101 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{A-a} = 6 - 0,101 = 5,899 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-c} = \frac{0,25 \cdot (7040 \cdot 0,15 + 6690 \cdot 0,2)}{6} = 99 \text{ В},$$

$$\Delta U_c = U_A - \Delta U_{B-c} = 6 - 0,99 = 5,901 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{C-b} = \frac{0,25 \cdot (6990 \cdot 0,15 + 6760 \cdot 0,2)}{6} = 100 \text{ В},$$

$$\Delta U_b = U_A - \Delta U_{C-b} = 6 - 0,100 = 5,900 \text{ кВ},$$

$$\Delta U_{B-a} = \frac{0,25 \cdot (6980 \cdot 0,15 + 6990 \cdot 0,2)}{6} = 101 \text{ В},$$

$$\Delta U_a = U_A - \Delta U_{B-a} = 6 - 0,101 = 5,899 \text{ кВ}.$$

Вывод по разделу 3.

Рассчитанные потери электрической энергии в силовом трансформаторе на первой подстанции составляют 381684 кВт·ч, по одноставочному тарифу на 2023 год по Самарской области сумма составила 1923687 рублей/год. Потери на второй подстанции составили 417888 кВт·ч, по тарифу 2106155 руб/год. Данный потери электроэнергии меньше чем в действующем оборудовании, обусловлено это тем, что предложенное к модернизации оборудование более современное при его проектировании и изготовлении использовались новые материалы с лучшей проводимостью.

Потери электрической энергии на линиях электропередач составляют 20974 кВт·ч в год, в денежном эквиваленте 105708 рублей/год.

Потери напряжения на линиях 36–6 кВ колеблются в пределах от 20 до 500 В на всей протяженности участка линии.

4 Технико-экономические результаты модернизации

4.1. Экономическая выгода модернизации

Для видимого повышения энергоэффективности сетей электроснабжения был взят отдельный участок города Тольятти, расположенного в северо-западной части города. Изучены две высоковольтные понижающие подстанции 110/35/6 кВ вместе с отходящими линиями 35/6 кВ.

Нужно было проанализировать действующее оборудование в данном районе и дать оценку возможности модернизации электрических сетей.

Произведен подробный анализ данных и расчет потерь силового оборудования в виде понизительных трансформаторов, а также кабельных и воздушных линий. Выполнен расчет нового оборудования, расчет потерь напряжения на воздушных линиях электропередач для проводов марки АС и СИП.

Произведено сравнение получившихся данных, сделан вывод: действующее оборудование фактически в три раза превышает показатели по потерям электрической энергии новое оборудование.

Произведем анализ от технической и коммерческой выгоды от итогов предложенной модернизации и оптимизации.

На рисунке 14 изображен график, описывающий потери силового трансформатора в режиме холостого хода, обозначены два трансформатора действующий и предполагаемый к установке. Из графика делаем вывод, что величина потерь х.х. ниже у нового трансформатора и составляет 32,6 кВт/ч чем в действующем 38,2 кВт/ч.

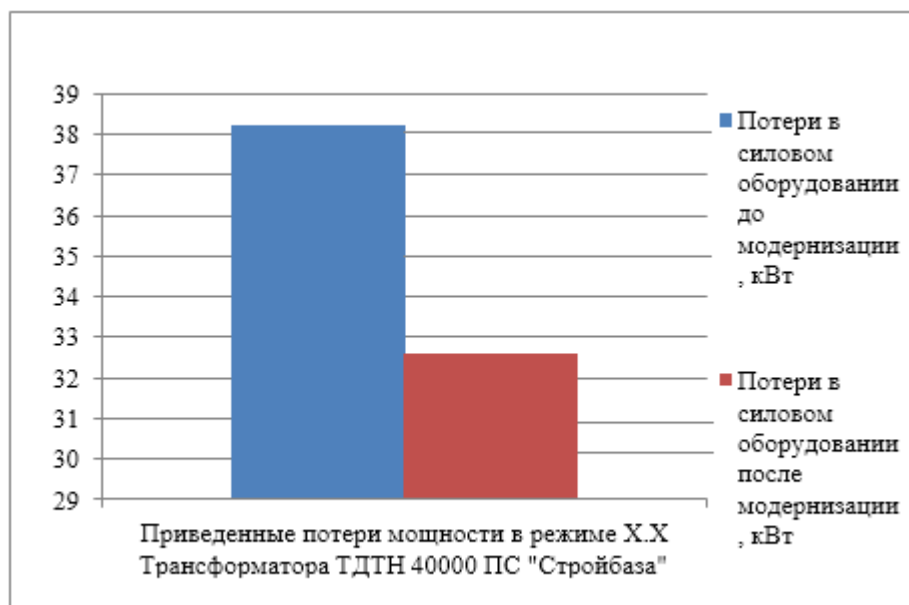


Рисунок 14- График потерь в действующем и предполагаемом оборудовании

«Годовые мощности в трансформаторах составляют 1073985 кВт/ч и 1555732 кВт/ч. В предполагаемом к установке силовом трансформаторе электрические потери составляют 381684 кВт/ч в год и 417888 кВт/ч в год. Потери сократятся более чем в 3 раза, наглядное сравнение можно увидеть на рисунке 15.

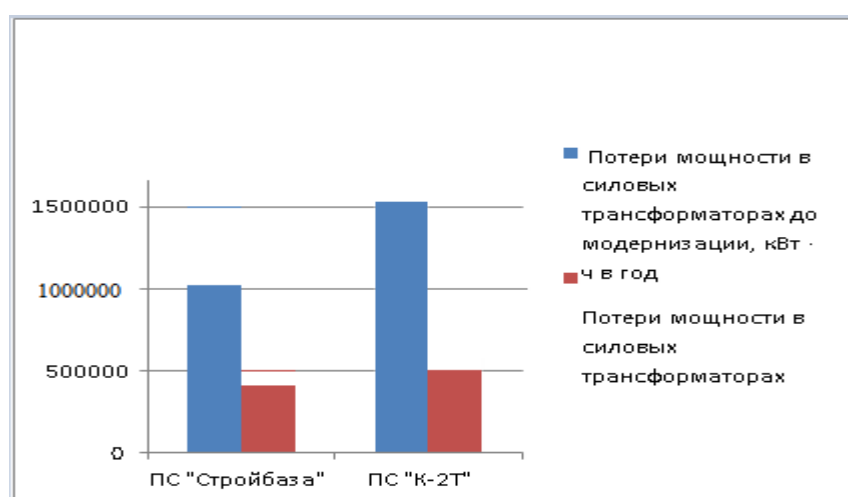


Рисунок 15 – Составленные годовые потери мощности

Коммерческие потери с действующим оборудованием на подстанциях за год составляют 6968615 рублей, после предполагаемой модернизации с учетом нового оборудования потери составят 4029842 рубля, разница наглядна и составляет больше чем в 1,73 раза. Ежегодная коммерческая выгода от замены силовых трансформаторов составит 2938773 рубля, наглядное сравнение представлено на рисунке 16. Срок окупаемости данных вложений с учетом инфляции составит три года, после чего компания выйдет на чистую прибыль от модернизации» [10].

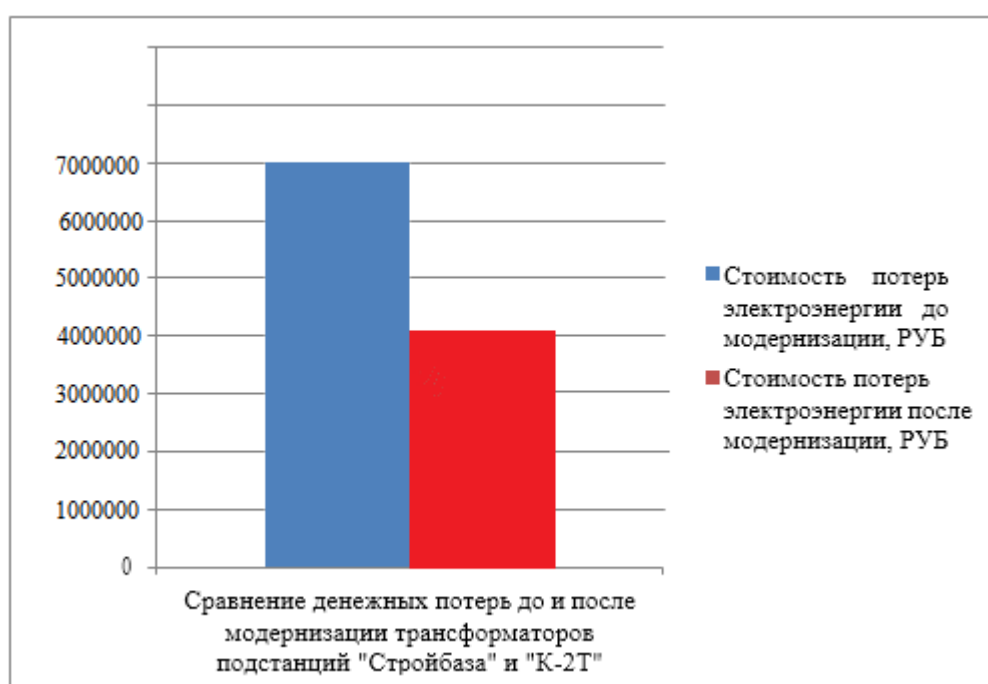


Рисунок 16- Составленные экономические потери на подстанциях

Модернизация и оптимизация также коснулась и воздушных и кабельных линий электропередач для повышения энергоэффективности района города Тольятти также учитывается, так как при замене почти 30 километров провода потери напряжения уменьшаться почти в три раза. Модернизация линий электропередач сильно дешевле по сравнению с модернизацией силовых трансформаторов, также меньше и срок окупаемости,

выгода от модернизации составит 71560 рублей ежегодно, график потерь на линиях электропередач представлен на рисунке 17.

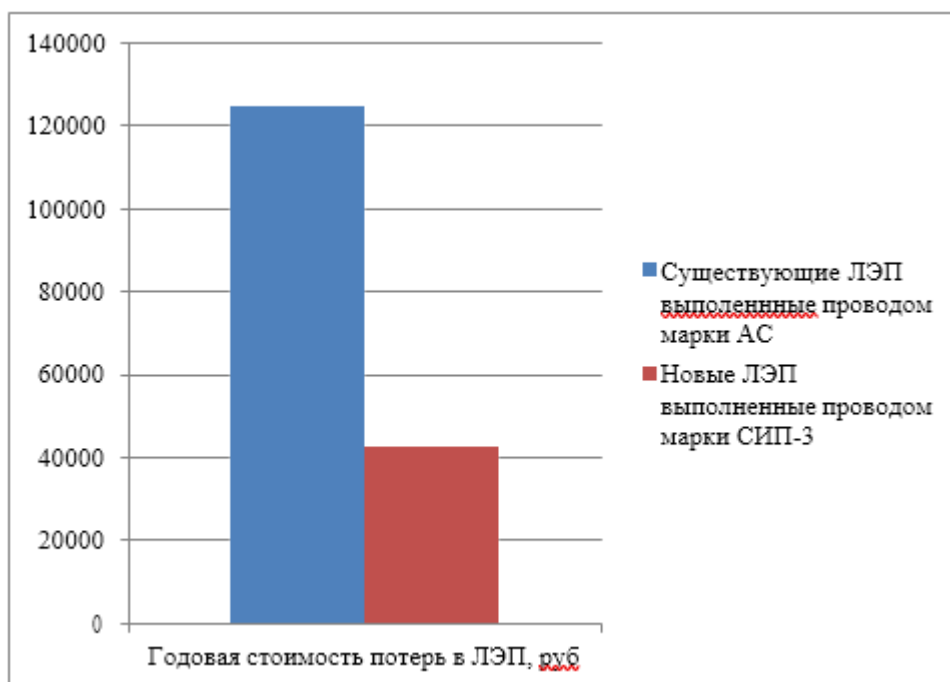


Рисунок 17- Годовые потери на линиях электропередач

4.2. Проверка модернизации математическим моделированием

«Математическое моделирование сети выполняется в программе MATLAB. Компьютерное моделирование позволяет создавать графики, выводить диаграммы, производить имитацию систем и их работоспособность. «Расширение SimPowerSystems применяется в математическом моделировании для электрических систем, данная библиотека имеет готовые модели многих компонентов, в том числе силовых трансформаторов, двигателей, частей линий электропередач.

Для построения модели приближенной к реальной жизни электрической сети необходимо выполнить дополнительные подсчеты:

Номинальный ток обмотки ВН, А определим при помощи формулы (20):

$$I_H = \frac{S_H}{U \cdot \Xi} \quad (20)$$

$$I_H = \frac{40000}{115 \cdot 1,73} = 200 \text{ A.}$$

Ток х.х. трансформатора, А по формуле (21):

$$I_{x.x.} = I_{x.x.} \% \cdot I_H, \quad (21)$$

$$I_{x.x.} = 0,41 \cdot 201 = 82,5 \text{ A.}$$

Коэффициент мощности при х.х. по формуле (22):

$$\cos \varphi_{x.x.} = \frac{P_{x.x.}}{U_{1H} \cdot I_{x.x.} \cdot \Xi}, \quad (22)$$

$$\cos \varphi_{x.x.} = \frac{30}{115 \cdot 82,5 \cdot 1,73} = 0,002.$$

Полное сопротивление холостого хода, Ом по формуле (23):

$$Z_{x.x.} = \frac{U}{I_{x.x.}}, \quad (23)$$

$$Z_{x.x.} = \frac{115}{82,5} = 1,4 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление ветви намагничивания при помощи формулы (24)-(25):

$$R_M = \frac{S}{U_{1H} \cdot I_{x.x.} \cdot \cos \varphi_{x.x.}}, \quad (24)$$

$$R_M = 1,6,$$

$$L_M = \frac{S}{U_{1H} \cdot I_{x.x.} \cdot \sqrt{(1 - \cos \varphi_{x.x.})}}, \quad (25)$$

$$L_M = 4,25.$$

Напряжение короткого замыкания для первичной обмотки, В по формуле (26):

$$U_{к.з.} = \frac{U_{к.з.} \% \cdot U}{100}, \quad (26)$$

$$U_{к.з.} = 13.5 \text{ В.}$$

Коэффициент мощности при к.з. по формуле (27):

$$\cos \varphi_{х.з.} = \frac{P_{к.з.}}{U_{к.з.} \cdot I_H \cdot \sqrt{3}}, \quad (27)$$

$$\cos \varphi_{х.з.} = 0,05.$$

Полное сопротивление при к.з., Ом по формуле (28):

$$Z_{к.з.} = \frac{U_{к.з.}}{I_H}, \quad (28)$$

$$Z_{к.з.} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление обмоток при к.з., Ом по формуле (29):

$$X_{к.з.} = Z_{к.з.} \cdot \cos \varphi_{х.з.}, \quad (29)$$

$$X_{к.з.} = 0.0026 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление обмоток при к.з., Ом по формуле (30):

$$X_{к.з.} = Z_{к.з.} \cdot \sin \varphi_{х.з.}, \quad (30)$$

$$X_{к.з.} = 0.08 \text{ Ом.}$$

Относительные активные сопротивления первичной и вторичной обмотки по формуле (31):

$$R_1 = R_2 = \frac{r_{к.з.} \cdot I_H}{2U_H}, \quad (31)$$
$$R_1 = R_2 = 0,002.$$

Относительные индуктивности рассеивания первичной и вторичной обмотки:

$$L_1 = L_2 = \frac{x_{к.з.} \cdot I_H}{2U_H}$$
$$L_1 = L_2 = 0,06.$$

Активное сопротивление обмоток трансформатора определим по формуле (32):

$$r_1 = \frac{\Delta P \cdot U_{Т.НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}^2 \cdot 10^3} \quad (32)$$

Для стороны 110 кВ имеющегося трансформатора:

$$r_1 = \frac{325 \cdot 110^2}{40^2 \cdot 10^3} = 1,55 \text{ Ом}$$

Для стороны 35 кВ:

$$r_1 = \frac{105 \cdot 35^2}{40^2 \cdot 10^3} = 0,05 \text{ Ом}$$

Для стороны 6 кВ:

$$r_1 = \frac{239 \cdot 6^2}{40^2 \cdot 10^3} = 0,003 \text{ Ом},$$

$$X_B = 56,85 \text{ Ом},$$

$$X_C = 1,32 \text{ Ом},$$

$$X_H = 33,05 \text{ Ом}.$$

Построим компьютерную модель электрической сети северо-западного района г. Тольятти в программе математического моделирования MATLAB Simulink.

Математическая модель будем состоять из:

- Трехфазного источника питания. Трехфазный трехобмоточный силовой трансформатор 40000 кВа;
- Напряжение высокой стороны 110 кВ, средней стороны 35 кВ и низкой стороны 6 кВ;
- Воздушная и кабельная линия электропередач 35 и 6 кВ;
- Характеристики линий электропередач используем из уже рассчитанных значений;
- Нагрузки, взятые с целью наглядности показать снижение напряжения в сети при передаче по ЛЭП 35 и 6 кВ.

С помощью данной математической модели можно оценить отклонение напряжения на отходящих шинах до и после модернизации, а также оценить качество напряжения в различных режимах работы сети, в нашем случае в режиме максимальной нагрузки сети. Математическая модель городской распределительной сети может помочь определить, как себя поведет оборудование, как повлияют нагрузки в различных режимах на установленное силовое оборудование и воздушные линии. При модернизации городской распределительной сети с помощью математического моделирования с использованием библиотеки SimPowerSystems можно добиться близкого к реальным значениям.

Сделанная математическая модель сети показывает близкие к расчетам значения падения напряжения в режиме максимальной нагрузки отходящих линий 35–6 кВ. Математическое моделирование можно использовать при проектировании не только городской распределительной сети, но и любой другой энергосистемы. Большой спектр применения делает математическое моделирование универсальным инструментом при проверке результатов по повышению энергоэффективности и модернизации силового оборудования и воздушных и кабельных линий электропередачи. В дальнейшем результаты математического моделирования можно учитывать при реальной работе с оборудованием. Можно предсказать ожидаемые нагрузки, загрузку оборудования, возможные слабые места, заблаговременно выявить возможные неисправности и во время их предотвратить, тем самым повысить безопасность как людей обслуживающих энергооборудование, так и само электрооборудование. Результаты моделирования линий электропередач приведены в таблице 16»[26].

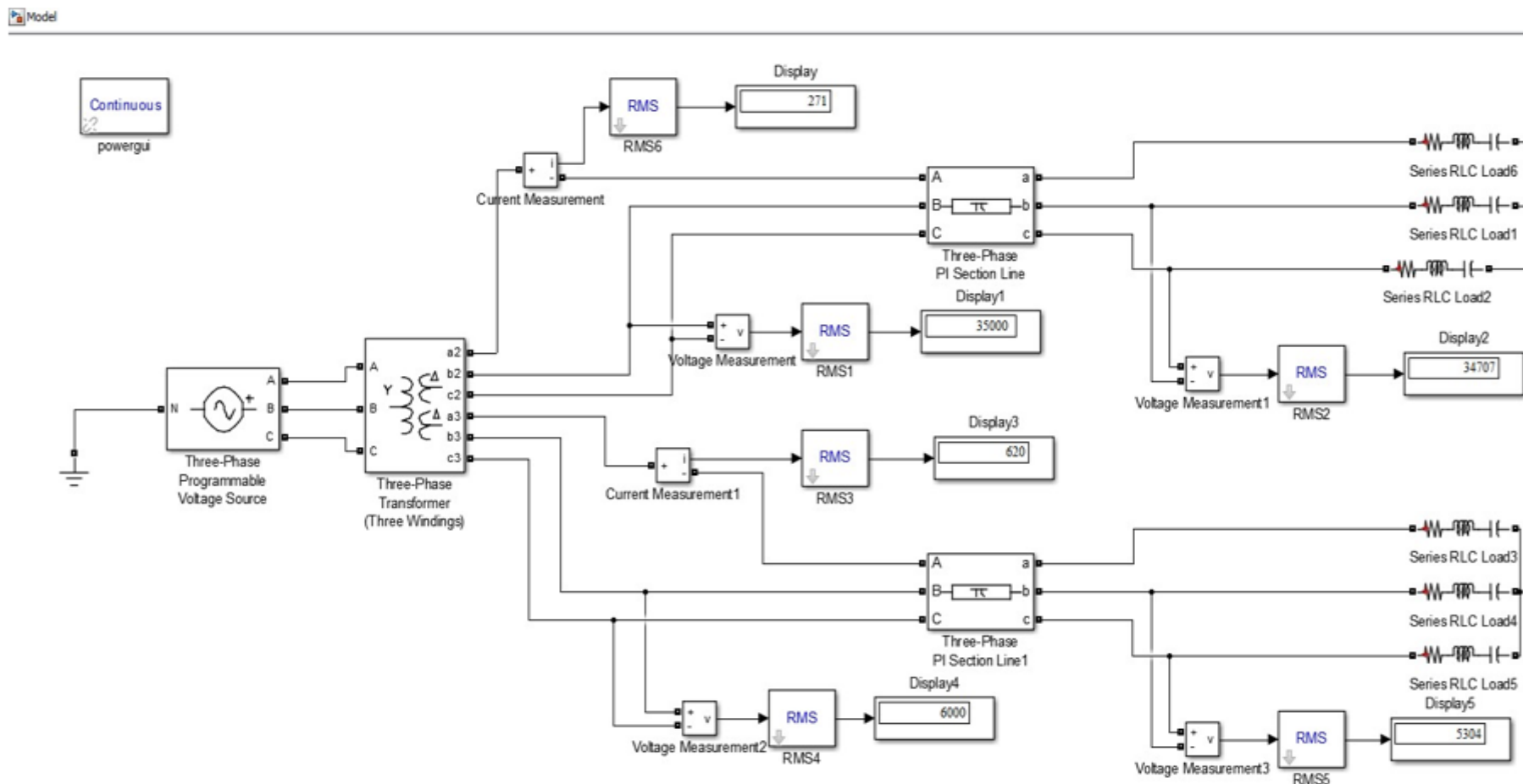


Рисунок 18 – Математическая модель электрической сети и значения падения напряжения до модернизации северо-западного района г. Тольятти в среде MATLAB Simulink

В смоделированной математической модели были использованы виртуальные компоненты электрической сети:

Источник питания. Питающая линия для подстанций 110 кВ с частотой 50 Гц (рисунок 19).

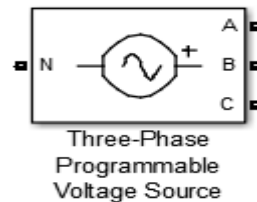


Рисунок 19 – Модель трехфазного источника питания

Понижающий трехфазный трехобмоточный трансформатор 110/35/6 кВ (рисунок 20).

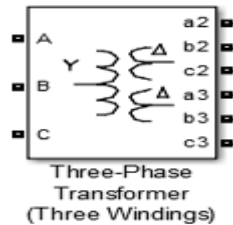


Рисунок 20 – Модель трехфазного понижающего трансформатора

Трехфазная линия электропередач. Линии 35/6 кВ (рисунок 21).

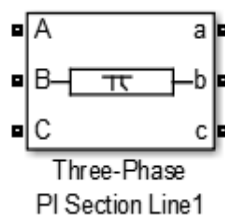


Рисунок 21- Модель ЛЭП

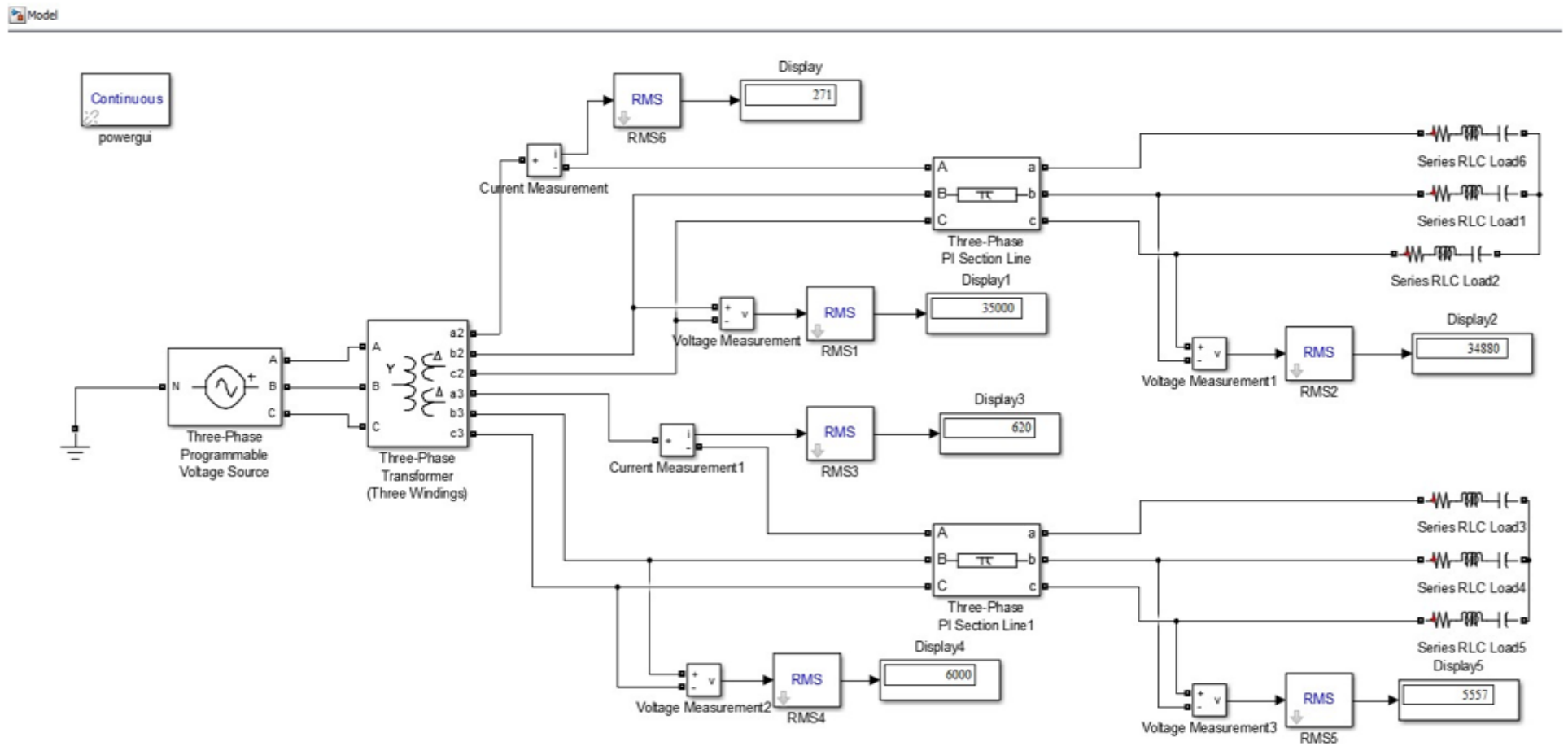


Рисунок 22 – Математическая модель электрической сети и значения падения напряжения после модернизации северо-западного района г. Тольятти в среде MATLAB Simulink

Таблица 16- Параметры падения напряжения до и после модернизации» [30].

Линия	Напряжение сети	Падение напряжения до модернизации	Падение напряжения после модернизации
W1	35 кВ	34,615 кВ	34,685 кВ
W2	6 кВ	5,117 кВ	5,555 кВ
W3	6 кВ	4,968 кВ	5,485 кВ
W4	35 кВ	34,735 кВ	34,915 кВ
W5	35 кВ	34,685 кВ	34,865 кВ
W6	35 кВ	34,671 кВ	34,889 кВ
W7	6 кВ	5,763 кВ	5,985 кВ

Вывод по разделу 4

«При сравнении потерь мощности действующего и предложенного к установке силового оборудования снижение потерь в силовом трансформаторе в режиме холостого хода уменьшилось с 38,2 кВт\ч до 32,6 кВт\ч. Коммерческая выгода при замене двух силовых трансформаторов на подстанциях составила 2938773 рубля в год, время окупаемости составила три года. Экономическая выгода модернизации 30 километров линий электропередач составит 71560 рубля в ежегодно, при уменьшении потерь более чем в три раза» [13].

Модернизация и оптимизация также скажется и на потребителях, повысится качество и надежность электроэнергии за счет снижения потерь напряжения и сокращения годовых отключений за счет увеличения надежности оборудования, уменьшатся простои в коммерческих фирмах и предприятиях. Самонесущий изолированный провод имеет лучшие характеристики чем сталеалюминевый провод, меньшие потери напряжения в сети во время передачи и распределения электрической энергии на значительные расстояния.

Заключение

Выполнив расчет и произведя анализ по повышению энергоэффективности городской распределительной сети города Тольятти, было предложено модернизировать силовое оборудование и часть воздушной линии сети.

Модернизация силового оборудования в виде замены понижающих силовых трансформаторов типа ТДТН 110/35/6 кВ номинальной мощностью 40000 кВА и ТДТН 110/35/6 кВ мощностью 25000 кВА на новые, обладающие лучшими характеристиками, такими как пониженные потери мощности.

Модернизация части воздушной линии распределительной сети в виде замены сталеалюминевых проводов, обладающим рядом недостатков на самонесущий изолированный провод, имеющий ряд преимуществ, таких как легкость в монтаже, меньшие потери на плавку льда, меньшие потери напряжения, значительное сокращение аварийных отключений, ввиду наличия изоляции.

«Повышенная энергоэффективность после модернизации распределительной сети подтверждается расчетами в данной работе. В силовом оборудовании сокращение потерь активной и реактивной мощности, снижение годовых потерь электроэнергии при расчетах сократились в 3 раза, также сократятся аварийные отключения в виду установки нового оборудования, потери электроэнергии на воздушных линиях электропередачи так же сократятся в 3 раза, уменьшатся аварийные отключения, происходящие из-за перехлеста фазных проводов во время сильных ветров»[21].

Помимо повышения энергоэффективности, данная модернизация имеет коммерческую выгоду.

При замене силового оборудования выгода составит 2938773 рублей в год, срок окупаемость составит три года. Выгода от замены воздушной линии составит 71560 рублей в год. Выгода от замены обеспечивается значительным

сокращение потерь электроэнергии, а также уменьшением случаев аварийных отключений по вине оборудования или погодных условий.

После анализа информации и проведения расчетов была составлена математическая модель, для оценки качества и надежности электроэнергии. Модель составлялась на базе программы MATLAB с использованием библиотек виртуальных электрических систем. Были подобраны виртуальные элементы сети имеющие идентичные параметры что и реальная распределительная сеть, а именно силовые трансформаторы и линии электропередач.

Математическая модель дала возможность оценить показатели качества электроэнергии, отклонение напряжения от нормальных показателей в разных режимах работы.

Цель по повышению энергоэффективности городской распределительной сети города Тольятти за счет оптимизации и модернизации силового оборудования и части воздушной линий электропередач выполнена.

Список используемых источников

1. Базаров Д. В. Трансформаторы ТМГ 12 для энергосбережения / Журнал «Энергобезопасность и энергосбережение». 2009 г. С. 32–34.
2. Велиев Р.Д. Повышение энергоэффективности в области энергетики: научный журнал СибАК «Студенческий» №2(256), 2024.
3. Виноградов Е. А., Степанов В. В., Крупнов А. В., Козлов И. И., Энергетика и энергосбережение. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0.4–10 кВ и способы их сокращения. / Вестник Тверского государственного технического университета, выпуск 31. 2016.
4. ГОСТ 32144. Межгосударственный стандарт. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего пользования. Принят межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол №55 П от 25 марта 2023 г.).
5. ГОСТ 14209–85. Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки: утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 236 от 31.01.1985. М., 1985. 30с. .
6. ГОСТ 839–80. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия (с Изменениями №1,2): утв. постановлением Государственного комитета СССР по стандартам № 2987 от 23.06.80. М., 1981. 2002.
7. ГОСТ 721–77 Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В– Последние изменение: 16.01.2015. С. 72.
8. ГОСТ 1516.1–76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции Последние изменение: 16.01.2015. С. 51.

9. Ермолаев К. А. Влияние процессов энергосбережения и повышения энергоэффективности на инновационное развитие экономик // Экономический анализ: теория и практика – 2017. С. 82–92.
10. Земскова Е. С., Горин В. А. Ресурсосбережение как способ нейтрализации отрицательных внешних эффектов // Конкурентоспособность в глобальном мире: экономика, наука, технологии. 2016. №. 8–1. С. 182–185.
11. Киселева Е. Н., Дьяконова Н. В. ЛОГИСТИКА РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ // Материалы III Международной заочной научно-методической и практической конференции. 2018. С. 91–93.
12. Кононова Е. Н. Энергосбережение в системе факторов ресурсосбережения. 2018. С. 32–36.
13. Кудашкин Ю.В, Ахмедов Ф. Н., Энергоэффективность, энергосбережение и интеллектуальные сети / Российское предпринимательство. – 2012. С.96-103.
14. Левицкая Е. И., Лурье А. И., Панибратец А.Н. Проблема электродинамической стойкости трансформаторов при коротких замыканиях / Журнал энергетик. – 2022.
15. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г.: утв. приказом №204 от 08.07.2002 г. М., 2007. С. 488.
16. Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе [Электронный ресурс] // интернет-сайт. URL: <https://e-koncept.ru/2015/65024.html>, свободный/ (дата обращения 01.11.2024).
17. СТО 56947007–29.240.30.010–2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 34–750 кВ. Типовые решения: утв. приказом ОАО "ФСК ЕЭС" 2007 № 441 от 20.12.2007 г. М., 2007. С. 132.
18. Технические данные трехфазных трёхобмоточных трансформаторов [Электронный каталог] // интернет-сайт. URL:

<http://leg.co.ua/info/transformatory/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-trehobmotochnyhtransformatorov.html/> (дата обращения 01.11.2024).

19. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и о изменении в отдельные законодательные акты Российской Федерации.

20. Хоконова М. Б. Сущность ресурсосбережения и охраны окружающей среды // Вектор развития современной науки. 2016. С. 1201–1205.

21. Abbas A. J. Modeling and Control of the Saturation's Transformer A.J. Abbas, K. S. Gaeid, I. K. Salih // Tikrit Journal of Engineering Science. – 2013 – Vol 17.-No 1. – PP. URL: <https://doaj.org/article/e530e2e641d0416fb0b0c85ef42e4793/> (дата обращения 07.11.2024).

22. Brando G. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC [Text] G. Brando, B. Bova, A. Cervone. A. Del Pizzo, A. Dannier // Applied Sciences. – 2018–PP. URL: <https://doaj.org/article/5bff437ff2b04516bf20017e5f9d0308/> (дата обращения 20.11.2024).

23. Carl Johnson University of Colorado 2015. Circuit Construction Kit (DC Only), Virtual Lab [Text].URL: <https://phet.colorado.edu/en/simulation/circuit-construction-kit-dc-virtual-lab> (дата обращения 01.11.2024).

24. Chraygane, M. Improved modeling of new three-phase high voltage transformer with magnetic shunts [Text] / M. Chraygane, N. El Ghazal // Archives of Electrical Engineering. – 2015. - Volume 64. - Issue 1. – PP. 157-172. – URL: <https://doaj.org/article/2379e15a92fc43d4b64d7855ec4049ca/> (дата обращения 3.11.2024).

25. Ekström R. Transformer Magnetization Losses Using a Nonfiltered Voltage- Source Inverter [Text] R. Ekström, S. Apelfröjd, M. Leijon // Advances in Power Electronics. – 2013 – Article ID 261959, 7 pages. – PP.1-7. – URL: <https://doaj.org/article/ce72928360a8487e91966330a88912a3/> (дата обращения 8.11.2024).

26. Jurcik, J. Analysis of transient actions influence in power transformer [Text] / Jurcik. J, Gutten. M, Korenciak. D // Advances in Electrical and Electronic Engineering. – 2013. – Volume 9. – Number 2. – PP. 65-69. – URL: <https://doaj.org/article/1eae19e2cbd143798874fc9efb078e83/> (дата обращения 01.11.2024).
27. Orosz T. Design Optimization with Geometric Programming for Core Type Large Power Transformers / Orosz T. Vajda I. // Electrical, Control and Communication Engineering. 2014.
28. Petkova N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers [Text] / Petkova N // TEM Journal. – 2015 –Vol.4.- Issue 2. – PP.125-129. – URL: <https://doaj.org/article/01633a9c5a2441cf90ec26c35df3e719/> (дата обращения 01.11.2024).
29. Sarhan, M.A. A New Lifetime Distribution and Its Power Transformation [Text] /Lotfi T., Hamilton D.C. // Journal of Probability and Statistics. – 2014 – Volume 2014.- Article ID 532024.- PP. 1-14. – URL:http://www.researchgate.net/publication/275068203_A_New_Lifetime_Distribution_and_Its_Power_Transformation/ (дата обращения 01.11.2024).
30. Zamboti M. Software to manage transformers using intelligent electronic devices/ Fortes M. Z., Fernandes H.S., Moura M. B., Guadelupe P., Fernandes N. C. // Ingeniería e Investigación. – 2016 – V 36.-N 1. – PP. 85-89. – URL: <https://doaj.org/article/5136133f5b274314bcda96e3d1845a1/> (дата обращения 20.11.2024).