

$$I_{кф} = I_k \frac{U_{ном}}{\sqrt{U_{ном}^2 + R_3^2 I_k^2}}$$

Путем ряда последовательных расчетов нами было установлено, что при расстоянии от источника до точки короткого замыкания ближе 16,46 или 7,37 км (соответственно для воздушных линий электропередачи напряжением 220 и 110 кВ) термическая стойкость указанных стальных тросов не обеспечивается.

При необходимости определения токов короткого замыкания, имеющих место при замыканиях в начале линии, следует ориентироваться на возможность применения тросов из проводящего материала.

Литература

1. Зеличенко А.С., Смирнов Б.И. Проектирование механической части воздушных линий сверхвысокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
2. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренсис А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ. – М.: Энергия, 1974.
3. Брацлавский С.Х., Гершенгор А.И., Лосев С.Б. Специальные расчеты электропередач сверхвысокого напряжения. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

УДК 621.311

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ СВОБОДНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЗОНЫ «ВИТЕБСК»

Честнейшин А.В.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент **ФАДЕЕВА Г.А.**

Свободная экономическая зона (СЭЗ) «Витебск» создана на основании Указа Президента Республики Беларусь от 4 августа 1999 г. № 458 «О создании свободной экономической зоны «Витебск».

СЭЗ «Витебск» – это часть территории Республики Беларусь с точно определенными границами, на которой действует специальный правовой режим налогообложения, валютного, таможенного и иного регулирования. Витебск обладает развитой транспортной инфраструктурной сетью (Восточные границы Польши – Центральные регионы Беларуси – страны Балтии – северо-западные и центральные регионы России). Сеть современных шоссейных и железных дорог обеспечивает сообщение между областным центром и крупнейшими городами Европы: Минском (280 км), Москвой (550 км), Санкт-Петербургом (600 км), Варшавой (800 км), Киевом (550 км), Вильнюсом (360 км), Ригой (500 км), Таллинном (687 км). Через Витебск проходит одна из главных трансъевропейских транспортных коммуникаций – «Критский коридор № 9» (Хельсинки–Витебск–Киев–Кишинев–Пловдив).

На сегодняшний день территория СЭЗ «Витебск» (площадью около 1091 га) состоит из семи отдельных территорий, которые называются секторами. Шесть секторов расположены в городской черте г. Витебска, а один в г. Поставы (запад Витебской области). Наибольшим по площади, количеству и электрической мощности размещенных резидентов, наличием свободных площадок является сектор № 1. Перспектива развития СЭЗ «Витебск» намечается именно на территории сектора № 1.

Сектор № 1 СЭЗ «Витебск» площадью 873 га расположен на окраине в северо-восточной части Витебска на территории бывшего аэродрома «Северный». Схема электрической сети сектора № 1 развивалась на основе существующей схемы бывшей воинской части и аэродрома.

На начальном этапе электрические сети 10 кВ и ТП, РП, ранее находящиеся на балансе воинской части, в существующем виде были переданы на баланс энергоснабжающей организации. Первые резиденты СЭЗ, начавшие производство, размещались в существующих зданиях и подключались по существующим сетям 0,38 кВ.

На втором этапе резиденты СЭЗ размещали производство с использованием существующих зданий вблизи источников электроэнергии (ТП). На этом этапе по инициативе энергоснабжающей организации и по отдельным техническим условиям для резидентов СЭЗ выполнялся ряд работ по повышению надежности и усилению схемы электрической сети. На втором этапе сформировалась схема электрической сети сектора № 1 СЭЗ «Витебск», которая действует на настоящее время. Источником электроэнергии является подстанция 110/10 кВ «КСМ».

С развитием СЭЗ увеличивалось число резидентов, появились резиденты, запрашивающие значительную мощность, в том числе первой категории по обеспечению надежности электроснабжения. Более четко определилась перспектива развития сектора № 1 СЭЗ «Витебск». Появилась необходимость комплексно изучить возможности существующей схемы электрической сети по пропускной способности в нормальном и послеаварийных режимах и выбрать вариант развития схемы электрической сети на перспективные нагрузки.

В настоящее время технические условия на электроснабжение выданы 30 потребителям. Электроснабжение потребителей осуществляется от двух распределительных пунктов 10 кВ и 12 трансформаторных подстанций 10/0,38 кВ. Общая установленная мощность трансформаторов 9510 кВА. Некоторые из резидентов пока не вышли на заявленную в технических условиях мощность, эта мощность на 1017 кВт больше, чем мощность, потребляемая в настоящее время, и будет подключена в ближайшей перспективе (2010 г.). Так же в ближайшей перспективе будут подключены находящиеся в стадии освоения новые площадки резидентов «Газхимэкспорт», «ЧЕСС-Белл», «Канадский дом», «Вик-здоровье животных», всего на расчетную мощность 1420 кВт из них 700 кВт I категории надежности. Администрацией СЭЗ «Витебск» расчетная активная мощность сектора № 1 в долгосрочной перспективе к 2015 г. определена в размере 15000 кВт.

При анализе схемы электрической сети рассмотрены три этапа развития электрических нагрузок: существующие нагрузки, нагрузки ближайшей и долгосрочной перспективы. Целью исследования является формирование схемы электрической сети для нагрузок ближайшей перспективы и определение стратегии развития электрической сети для долгосрочной перспективы.

Существующая внутриплощадочная электрическая сеть 10 кВ представляет собой петлевую схему, которая удовлетворяет требованиям, предъявляемым к надежности электроснабжения потребителей II и III категории, но не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к надежности электроснабжения потребителей I категории.

При проверке существующей электрической сети напряжением 0,38 кВ принято, что суммарные потери напряжения от шин 10 кВ питающей подстанции до зажимов электроприемников потребителей не должны превышать 15 %, из них потери напряжения во внутренней сети 0,38 кВ потребителей 1,5 %. При выборе проектируемых КЛ 0,38 кВ принято, что потери напряжения в КЛ не должны превышать 5 %.

Необходимость подробного анализа существующей электрической сети 0,38 и 10 кВ сектора № 1 вызвана тем, что в схеме осталось достаточно много элементов от прежней схемы, рассчитанной на другие нагрузки и условия работы.

Целью анализа существующей схемы электрической сети является ответ на следующие вопросы: насколько сложившаяся схема электрической сети обеспечивает качество электроэнергии и требуемую надежность электроснабжения для существующих

потребителей; какую максимальную электрическую нагрузку можно передать по сложившейся схеме электрической сети; какие схемные и режимные меры необходимо принять для передачи мощности и обеспечения требуемой надежности электроснабжения с учетом нагрузок ближайшей перспективы.

Результаты расчета существующих нагрузок на трансформаторах 10/0,4 кВ показали, что общая активная расчетная существующая мощность сектора № 1 составляет 2817,1 кВт.

Целью расчета режима электрической сети 0,38 кВ является определение расчетных токов линий для проверки характеристик защитных аппаратов с учетом выполнения требования селективности работы защиты, проверка коэффициентов чувствительности защиты к току однофазного КЗ «фаза-ноль» в конце линии, определение потерь напряжения в КЛ 0,38 кВ и трансформаторах. Результаты расчетов показали, что для ряда потребителей потери напряжения на КЛ 0,38 кВ превышают принятые для выбора характеристик элементов электрической сети, то есть требуется проверка отклонения напряжения у потребителей по результатам расчета режима сети 10 кВ.

Расчеты режимов электрической сети напряжением 10 кВ выполнялись для определения нагрузок участков КЛ 10 кВ в нормальном режиме и наиболее тяжелых ремонтных (послеаварийных) режимах, определения потери напряжения и оценки отклонения напряжения на зажимах электроприемников потребителей. Выполненная проверка показала, что отклонение напряжения у потребителя «Рубикон-Агро», питающегося от ТП-642, в нормальном режиме составляет – 5,44 %, т. е. превышает допустимое.

Мощность, которую можно передать по внеплощадочным сетям 10 кВ, составляет 9459 кВт, однако пропускная способность сетей ограничена по условию допустимой потери напряжения, поэтому в настоящее время по этим сетям можно передать не более 6468 кВт. Кроме того, четыре кабельные линии напряжением 10 кВ имеют недостаточную площадь сечения.

По результатам анализа существующей схемы электрической сети также выяснилось, что трансформатор в ТП-646 перегружен, в ТП-640 с трансформаторами 630 кВА установлен щит 0,4 кВ с максимальным номинальным током предохранителей 250 А, что не позволяет присоединить кабельные линии достаточно мощных потребителей.

В ближайшей перспективе расчетная активная мощность сектора № 1 составит 4743,4 кВт. Для потребителей «Газхимэкспорт» и «ЧЕСС-Белл», производства которых находятся в стадии проектирования и строительства, планируется создание двухтрансформаторной подстанции ТП-649; «Вик-здоровье животных» будет подключено от ТП-640; для потребителя «Канадский дом» в результате технико-экономического сравнения двух вариантов схемы электроснабжения в качестве источника питания принята ТП-647.

При формировании схемы электрической сети 10 кВ для ближайшей перспективы учтены предложения по результатам анализа существующей электрической сети: изменена схема нормального режима для ТП-123, применена двухлучевая схема распределительной сети для ответственных потребителей I и II категории, проектируется новая трансформаторная подстанция ТП-650, ликвидируются ТП-642, ТП-646 и кабельные линии напряжением 10 кВ ТП-641 – ТП-642 и ТП-647 – ТП-646, сечения которых не соответствуют требованиям термической стойкости, при этом на 1,3 км уменьшается общая протяженность внутриплощадочных сетей 10 кВ. Для определения мест нормальных разрывов выполнена оптимизация мест размыкания электрической сети по минимуму потерь активной мощности в сети.

Проведенные расчеты позволяют сделать вывод, что для ближайшей перспективы (2010 г.) достаточно выполнить только минимально необходимые изменения во внутриплощадочных сетях 10 кВ.

Расчеты сетей напряжением 0,38 кВ показали, что для потребителей «Вик-здоровье животных», подключенного к ТП-643, «Продэксим», подключенного к ТП-511, следует рекомендовать установку компенсирующих устройств в пределах 60 % их реактивной мощности. Кроме того, следует предусмотреть размещение комплектных конденсаторных установок с автоматическим регулированием реактивной мощности для потребителей:

- Юнидрев – ККУ-0,4-50/4-5 номинальной мощностью 50 квар;
- Рубикон-Агро – ККУ-0,4-100/4-10 номинальной мощностью 100 квар;
- Ореол – ККУ-0,4-50/4-5 номинальной мощностью 50 квар.

Результаты расчета нагрузок долгосрочной перспективы показали, что расчетная активная мощность сектора № 1 к 2015 г. составит 12824 кВт. Оптимальный радиус действия распределительной сети 10 кВ составляет 2,54 км. Существующие внеплощадочные КЛ 10 кВ не смогут передать нагрузку долгосрочной перспективы, потребуется значительное увеличение их пропускной способности. При определении стратегии развития электрической сети сектора № 1 для долгосрочной перспективы рассмотрены два варианта развития электрической сети: реализующие пути повышения пропускной способности электрической сети (увеличение сечения питающих линий и их количества) и повышение напряжения питающей внеплощадочной электрической сети. При выборе технических характеристик и схемных решений вариантов электрической сети рассмотрены только те решения, которые необходимы для надежного и качественного электроснабжения потребителей сектора № 1 заявленной мощности с максимальным использованием элементов существующей схемы электрической сети. В первом варианте источником электроэнергии остается подстанция 110/10 кВ «КСМ», на площадке сектора № 1 размещаются два РП 10 кВ. Во втором варианте источником электроэнергии принята подстанция 110/10 кВ глубокого ввода, которая подключается по двухцепной линии 110 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Руба». Для второго варианта на «Руба» требуется установка двух выключателей 110 кВ, в связи с чем приведенные затраты для второго варианта определены без учета и с учетом реконструкции подстанции «Руба». Результаты технико-экономического расчета позволяют сделать вывод, что в качестве стратегии долгосрочного развития электрической сети сектора № 1 следует принять организацию электроснабжения от новой подстанции 110/10 кВ глубокого ввода с подключением ее по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Руба».

Выводы

В связи с изменением в перспективе для сектора № 1 источника электроэнергии при формировании схемы электрической сети для увеличивающихся в ближайшей перспективе нагрузок потребителей следует руководствоваться только необходимыми изменениями внутриплощадочной электрической сети 10 кВ с целью обеспечения требуемой надежности и качества электроэнергии.

Мероприятия, которые следует выполнить в ближайшей перспективе 2010 г. для обеспечения требуемой надежности и качества электроснабжения потребителей сектора № 1:

- в связи с появлением значительной нагрузки потребителей I и II категории необходимо сформировать двухлучевую схему для подачи электроэнергии на трансформаторные подстанции ответственных потребителей (существующие ТП-640, ТП-641, проектируемая ТП-649);
- изменить схему подключения ТП-123 подключением 2-й секции шин 10 кВ от ТП-28 с установкой нормального разрыва на секционном разъединителе 10 кВ;
- построить новую ТП, проложив к ней кабельную линию напряжением 10 кВ от ТП-647, ликвидировав при этом существующие ТП-642, ТП-646 и кабельные линии

10 кВ ТП-641 – ТП-642 и ТП-647 – ТП-646, сечение которых не соответствует требованиям термической стойкости, при этом общая длина существующих кабельных линий напряжением 10 кВ уменьшится на 1,3 км;

– в перспективе требуется замена кабельных линий напряжением 10 кВ ТП-650 – ТП-643, так как при изменении нормальной схемы для нагрузок ближайшей перспективы кабель с площадью сечения жил 35 мм² не удовлетворяет требованиям термической стойкости;

– в ТП-640 заменить две панели ЩО70 на панели с набором предохранителей большего номинального тока;

– по сети напряжением 0,38 кВ перевести нагрузку ряда потребителей на другие линии;

– рекомендовать потребителям «Юнидрев», «Рубикон-Агро», «Ореол» и ряду других потребителей выполнить компенсацию реактивной мощности или увеличить сечение питающих кабельных линий напряжением 0,38 кВ.

В перспективе 2015 г. развитие производственных мощностей потребителей вызывает необходимость строительства новой подстанции 110/10 кВ глубокого ввода с подключением ее по двум воздушным линиям напряжением 110 кВ от подстанции 110/35/10 кВ «Руба».

УДК 621.311

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГОРОДА МИНСКА

Митько А.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, профессор ФЕДИН В.Т.

Минск является одним из быстро растущих городов СНГ. Такой рост города предопределяет большие электрические нагрузки для всех отраслей промышленности, коммунального и транспортного хозяйства. Схема питающей сети г. Минска имеет весьма разнообразную и разветвленную структуру. Сети, находящиеся в черте города, представлены воздушными линиями 110 и 35 кВ, отдельными кабельными линиями 110 кВ, кабельными линиями 35, 10 и 6 кВ. Почти все подстанции 35, 110 кВ имеют возможность питания от нескольких линий одновременно. В рассматриваемый нами район сети входят линии и подстанции, находящиеся между тремя центрами питания: ПС 330 кВ «Северная», ПС 330 кВ «Восточная» и ПС 110 кВ «ТЭЦ-3». К данному району относятся 6 цепей воздушных линий 110 кВ с отпайками от них, 2 кабельные линии 35 кВ, а также ряд воздушных линий 35 кВ. В районе имеется 10 подстанций на напряжение 110 и 35 кВ.

Необходимость принятия решений по повышению надежности сетей г. Минска обусловлена непрерывным ростом нагрузки потребителей, моральным и физическим износами оборудования. Для принятия этих решений необходима достоверная и полная информация об отказах и ее анализ. Основным источником данных является опыт эксплуатации, позволяющий выявлять отказы, неисправности, ремонтпригодность оборудования. Существующие методы сбора и обработки информации предусматривают учет отключений и повреждений, неисправность электроустановок с регистрацией в журналах. Часть отключений и повреждений классифицируется авариями и браками в работе.

По данным о причинах аварийных отключений ВЛ и эффективности их АПВ имеются следующие данные: на первом месте – 54 % причина не установлена, в боль-