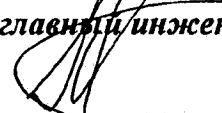


УТВЕРЖДАЮ
Заместитель Генерального директора
по техническим вопросам –
главный инженер АО «ДРСК»


Михалев А.В.
«11» _____ 2019 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
на разработку проектной документации на реконструкцию ПС 110/6 кВ
Муравейка с установкой силового трансформатора мощностью 16 МВА

Запроектировать: установку третьего силового трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА, реконструкцию РУ 110 кВ в необходимом объеме для присоединения нового оборудования к существующему ОРУ 110 кВ, схемные решения по стороне 110 кВ уточнить при проектировании, организацию связи новой секции с существующим КРУН 6 кВ, организацию вторичных цепей, защит, связи, измерений, учета, телемеханики и др. для вновь монтируемого оборудования.

1. Конструктивно-планировочные решения и схема электрических соединений ПС:

1.1. Разработать и согласовать с заказчиком принципиальную электрическую схему в объеме реконструкции, указанном в техническом задании, увязав с существующей схемой ПС. Выбор схемных решений для согласования с заказчиком построить на основании СТО 56947007-29.240.30.010-2008, при необходимости типовую схему адаптировать под решения, указанные в техническом задании заказчика.

1.2. При обоснованной необходимости предусмотреть расширение территории ОРУ ПС в минимальном объеме.

1.3. Все применяемые металлоконструкции на ОРУ должны быть защищены от коррозии методом горячего оцинкования, выполненного в заводских условиях.

1.4. Прокладка кабельных сетей осуществляется надземным способом.

1.5. Внутреннее электрическое освещение выполнить в соответствии с требованиями СНиП, ПУЭ и современных энергосберегающих технологий – светодиодное освещение.

2. Основное электрооборудование

2.1. Проектируемый трансформатор должен иметь обоснованно сниженные величины потерь ХХ, КЗ и на охлаждение, необходимую динамическую стойкость к токам КЗ, должен быть оснащен вводами 110 кВ с твердой RIP-изоляцией, устройствами РПН, необслуживаемым воздухоосушительным фильтром. Все характеристики трансформатора должны удовлетворять условиям параллельной работы с существующим оборудованием.

2.2. Выключатели по способу гашения дуги предусмотреть на напряжение 110 кВ – элегазовые (баковые); выключатели на напряжение 6 кВ – вакуумные.

2.3. Разъединители – с улучшенной кинематикой и контактной системой, с электродвигательным приводом с подшипниковыми устройствами, (горизонтально-поворотные, не требующие обслуживания в течение всего срока службы).

2.4. Трансформаторы тока и трансформаторы напряжения (встроенные, отдельно стоящие). Трансформаторы напряжения 110 кВ элегазовые. Отдельно стоящие ТТ применяются в тех случаях, когда использование встроенных ТТ не обеспечивает требуемых условий РЗА, АИИС КУЭ и питания измерительных приборов. Межповерочный интервал (МПИ) измерительных трансформаторов тока и напряжения 6 кВ - не менее 16 лет

2.5. Ячейки КРУ 6 кВ должны иметь разделение шкафа перегородками на отсеки, обеспечивающие локализацию внутренних повреждений в пределах одного отсека. Ячейки 6 кВ должны иметь межшкафные перегородки отсека сборных шин, а в случае их стыковки с уже установленными ячейками последние должны стыковаться без переходных шкафов.

2.6. ОПН должны быть взрывобезопасными, с повышенной энергоемкостью и необходимым защитным уровнем.

2.7. Выбор оборудования выполнить исходя из технико-экономического обоснования (сравнения разных типов и марок оборудования). При технико-экономической обоснованности рассмотреть элегазовые трехполюсные комплектные распределительные устройства 110 кВ наружной установки (типа PASS).

2.8. При наличии экономической целесообразности применить жесткую ошиновку на ОРУ.

2.9. Силовые и контрольные кабели должны удовлетворять условиям невозгораемости (с индексом НГ). Прокладку контрольных кабелей проектировать с учетом требований к электромагнитной совместимости.

2.10. Под вновь монтируемое оборудование запроектировать заземляющее устройство, выполненное в соответствии с ПУЭ и с учетом требований к электромагнитной совместимости. Заземляющее устройство должно быть присоединено к существующему заземляющему устройству не менее чем двумя горизонтальными заземлителями.

2.11. Габариты вновь монтируемого оборудования, порталов, шин должны быть проверены на условия молниезащиты существующими молниеотводами, при необходимости запроектировать дополнительные молниеотводы.

3. Схема собственных нужд, кабельная сеть, оперативный ток.

3.1. Новых оборудование, появившиеся в ходе реконструкции, подключить к существующим щитам собственных нужд и постоянного оперативного тока на подстанции. Провести обследование щита собственных нужд, щита постоянного оперативного тока на предмет определения необходимого объема реконструкции. Реконструкцию ЩПТ и ЩСН предусмотреть в минимальном объеме, достаточном для присоединения нового оборудования.

3.2. На ОРУ подстанции питание устройств РЗА, ССПИ, а также приводов выключателей предусмотреть оперативным током от аккумуляторных батарей (АБ).

3.3. Все первичное оборудование, заземляющее устройство ПС, устройства РЗА и ПА, АИИС КУЭ, средства и системы связи, ССПИ, а также вторичные цепи должны отвечать требованиям ЭМС. Для этого применять типовые и оригинальные технические решения, включая оптимизацию трассировки кабельных потоков, исключение заземлений первичного оборудования в непосредственной близости от кабельных каналов и др.

Требования ЭМС должны выполняться на каждом этапе реконструкции и техперевооружения (в том числе при наличии на ПС нового и существующего оборудования).

4. Вторичная система ПС.

4.1. РЗА должна обеспечивать быстрое и селективное отключение поврежденных элементов и их обратное включение устройствами АПВ и АВР и удовлетворять требованиям ближнего и дальнего резервирования. В части конструктивного выполнения систем РЗА соединение микропроцессорных устройств РЗА между собой с помощью контрольных кабелей должно быть сведено к минимуму, должны применяться специальные шины данных.

4.2. Измерение параметров электрической энергии осуществлять приборами с цифровой индикацией с возможностью ручного программирования коэффициентов трансформации.

5. Учет электроэнергии, АИИС КУЭ.

Предусмотреть организацию системы коммерческого и технического учета электроэнергии в соответствии с гл. 1.5 ПУЭ и гл.10 Постановления Правительства от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии...»

5.1. Предусмотреть учет активной и реактивной энергии. Если возможен реверсивный режим работы электроустановок, то прибор учета должен обеспечивать учет электрической энергии (мощности) в обоих направлениях на прием и отдачу (реверсивный прибор учета).

5.2. Элементы измерительного комплекса (счетчики э/энергии, ТТ, ТН, УСПД) должны на момент установки иметь действующее свидетельство об утверждении типа. Должны быть внесены в федеральный информационный фонд средств измерений, иметь первичную поверку и соответствовать следующим требованиям:

- класс точности для активной энергии, не ниже указаны в таблице 1;
- измерение почасовых объемов потребления электрической энергии при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- обеспечивать хранение данных о почасовых объемах потребления электрической энергии за последние 90 дней и более или быть включёнными в систему учета, при присоединенной нагрузке свыше 670 кВт;
- диапазон температур от -40 до +55.

5.3. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов тока для учёта и измерений принять не ниже (см. таблицу)

5.4. Класс точности вторичной обмотки трансформаторов напряжения для учёта и измерений принять указаны в таблице 1.

5.5. Подключение счетчиков к измерительным трансформаторам тока и напряжения выполнить отдельным кабелем и на отдельные обмотки, через испытательную коробку.

5.6. Расчет по выбору ТТ и ТН с условиями проверки средств учета на обеспечение требуемой чувствительности при минимальной нагрузке присоединения (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7); Чувствительность средств учёта электроэнергии должна соответствовать минимальной расчётной нагрузке присоединения.

5.7. Проверку нагрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов и проверка сечения и длины проводов и кабелей цепей напряжения по потерям напряжения. (Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7);

5.8. Предусмотреть автоматизированную передачу данных с приборов учета электроэнергии в ЦСОД АО «ДРСК» Тип и марку устройств сбора и передачи данных (УСПД) согласовать с филиалом АО «ДРСК» - «Приморские электрические сети».

5.9. Предусмотреть организацию не менее двух резервируемых каналов передачи данных от УСПД до ЦСОД АО «ДРСК» с применением различных средств связи (ВОЛС, Ethernet, GSM/GPRS, спутниковой связи по технологии VSAT);

5.10. Оборудование уровня УСПД, а также коммуникационное оборудование разместить в специализированных шкафах для защиты от механических воздействий и несанкционированного доступа. Шкафы смонтировать с учетом обеспечения удобства доступа, монтажа и эксплуатации. В зависимости от климатических условий размещения, шкафы оборудовать техническими средствами для поддержания температур, необходимых для нормальной работы оборудования.

Предусмотреть резервирование питания шкафа АИИС КУЭ и приборов учёта электроэнергии от разных СШ СН, с установкой коммутационных аппаратов защиты.

5.11. Под оборудование АИИС КУЭ предусмотреть источник бесперебойного питания.

5.12. Измерительный комплекс должен быть защищен от несанкционированного доступа в соответствии с требованиями всех действующих разделов ПУЭ и ПТЭ ЭП.

Классы точности средств измерений

Таблица 1

Объект измерений	Классы точности, не ниже, для:			
	прибор учета активной энергии	прибор учета реактивной энергии	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
Мощностью 670 кВт и более	0,5S	2,0	0,5	0,5
Мощностью менее 670 кВт:				
110 кВ	0,5S	—	0,5	0,5
35 кВ и ниже	1,0	—	0,5	0,5

6. Средства телемеханики и связи

6.1. Телемеханика и связь должна обеспечивать возможность эксплуатации подстанции без постоянного обслуживающего оперативного персонала, а также контроля и управления оборудованием с удаленных диспетчерских центров. Должны быть выполнены требования обеспечения надежности, живучести системы, готовности, ремонтпригодности, а также самодиагностика и резервирование оборудования связи.

6.2. Телемеханика и связь подстанции должна обеспечивать с удаленного центра управления:

- наблюдаемость схемы, режима, технического и оперативного состояния оборудования, включая системы шин, ЩПТ, АВ и пр.;

- телеуправление всеми устройствами с удаленного диспетчерского пункта или АРМ ОВБ с квитированием действий оператора и блокированием недопустимой команды.

6.3. Система связи, в дополнение к действующим требованиям ПУЭ, должна в отсутствие постоянного оперативного персонала на подстанции обеспечить следующие

требования:

- организацию надежных отказоустойчивых каналов связи с применением дублирующего друг друга оборудования связи, не менее 2-х резервированных каналов по географически разнесенным маршрутам в направлении каждого из диспетчерских центров управления подстанцией (ДП РЭС, РДУ) в зависимости от иерархии диспетчерского управления подстанцией;

- скорость передачи информации по каналам должна обеспечивать технологические потребности функционирования устройств телемеханики, но не менее 9600 бит/с по интерфейсу RS-232 протокол передачи данных - МЭК-101, по интерфейсу Ethernet – МЭК-104;

- количество и тип интерфейсов оборудования связи определяется проектом, с учетом сохранения в работе существующих транзитных аналоговых каналов связи. В случае наличия полностью цифрового тракта до ДП, применяются интерфейсы FXO/FXS, для телемеханики – интерфейс RS-232 и Ethernet.

7. Строительная часть подстанции

7.1. Подстанция должна представлять собой единый архитектурно-промышленный комплекс.

7.2. Свободная от застройки территория ПС должна быть укреплена слоем щебня толщиной не менее 100 мм.

7.3. Для вновь устанавливаемого оборудования предусмотреть поверхностные фундаменты лежневого типа, либо иные по обоснованию.

7.4. Железобетонным изделиям с элементами заглублений должна предусматриваться гидроизоляция не менее чем в два слоя.

7.5. Под вновь устанавливаемые фундаменты предусмотреть подушку из щебня фракции 20-40 мм, толщиной не менее 200 мм.

7.6. Для вновь устанавливаемого силового трансформатора предусмотреть маслоприёмник заглубленного типа, с отводом масла в существующий маслосборник.

7.7. Установку силового трансформатора предусмотреть на железобетонном фундаменте с возможностью установки следующего по мощности габарита силового трансформатора.

**Главный инженер филиала АО «ДРСК»
Приморские электрические сети**



С.Н. Корчемagin

Согласовано:

**Зам. главного инженера по эксплуатации
и ремонту - начальник управления АО
«ДРСК»**

_____ **М.Н. Голота**

Начальник СТЭ

_____ **А.В. Бичевин**

Начальник ЦС РЗиПА

_____ **А.Ю. Смирных**

Начальник ОУЭ

_____ **С.А. Тимченко**