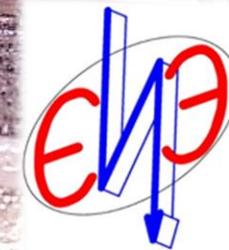
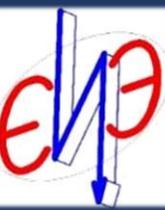


# Возможности оптимизации затрат на строительство и эксплуатацию РУ 110 кВ и выше





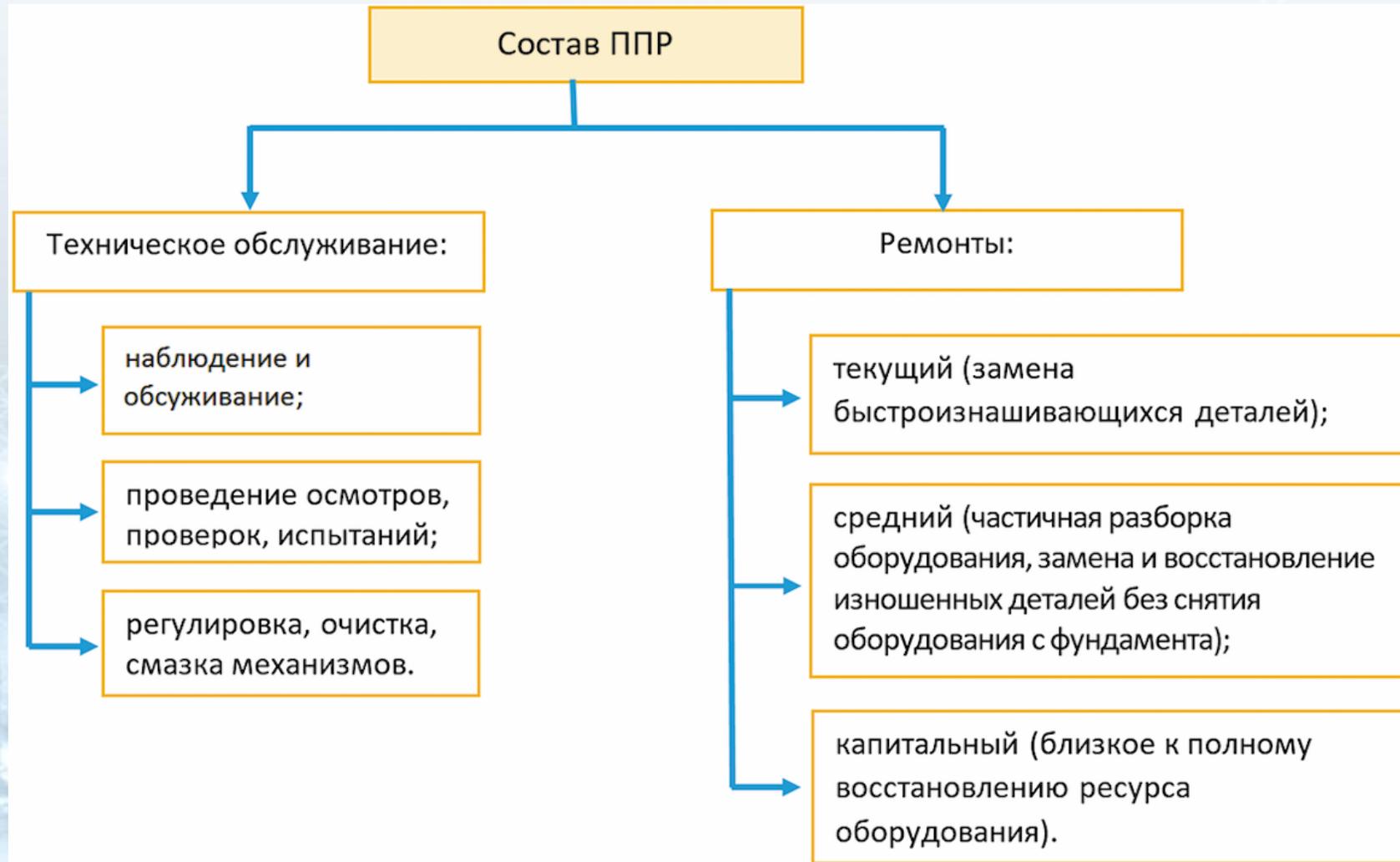
# Переход на обслуживание оборудования по его состоянию

## Требования к обслуживанию элегазовых выключателей

Наименование операции	при подготовке оборудования ПС к осенне-зимнему периоду эксплуатации	при очередном осмотре	5 лет	10 лет	20 лет
<i>Контроль давления газа</i>		+	+	+	+
<i>Снятие показаний счетчика механических операций</i>		+	+	+	+
<i>Контроль загрязненности и отсутствия повреждений фарфоровых изоляторов</i>			+	+	+
<i>Контроль уплотнений короба горизонтальной передачи</i>			+	+	+
<i>Протяжка болтов крепления колонн выключателя к раме.</i>	+		+		+
<i>Контроль и подтяжка резьбовых соединений</i>	+		+	+	+
<i>Осмотр и смазка шарнирных соединений горизонтальной передачи, а также узлов трения отключающего устройства</i>				+	+
<i>Контроль влажности газа на всех колоннах выключателя</i>					+
<i>Измерение электрического сопротивления главной цепи токопровода</i>				+	+
<i>Измерение собственных времен включения и отключения выключателя</i>				+	+

## Требования к техническому обслуживанию (ТО) оборудования

<p><b>Разъединители</b></p>	<p>Частота ТО определяется потребителем в зависимости от атмосферных условий, интенсивности загрязнений, частоты оперирования и т.д.          Минимальная частота ТО – <b>один раз в год</b>. ТО: осмотр изоляторов, осмотр разъемных контактов, контроль смазки.          После двух-трех лет эксплуатации разъединителя на основании опыта эксплуатации периодичность ТО определяется потребителем, так как разъединитель <b>не требует</b> особого и постоянного технического обслуживания.</p>
<p><b>Трансформаторы тока</b></p>	<p>Периодически при отключенном напряжении удалять с фарфоровой покрышки пыль, копоть и пр.          Не менее <b>одного раза в год</b> осматривать трансформаторы тока, проверять состояние контактных соединений выводов методом тепловизионного контроля.          Контроль состояния контактных соединений первичной обмотки и вторичных обмоток в коробке выводов осуществлять при плановом техническом обслуживании.          Расчетный срок эксплуатации трансформаторов тока без подпитки <b>16 лет</b>, но контролировать плотность газа рекомендуется постоянно.</p>
<p><b>Трансформаторы напряжения</b></p>	<p>Периодически при отключенном напряжении удалять с фарфоровой покрышки пыль, копоть и прочие загрязнения.          Не менее одного раза в год осматривать трансформаторы, проверять состояние контактных соединений выводов методом тепловизионного контроля.          Контроль состояния контактных соединений обмоток осуществлять при плановом техническом обслуживании.          Расчетный срок эксплуатации трансформаторов без подпитки <b>10 лет</b>, но контролировать плотность газа рекомендуется постоянно.</p>
<p><b>Жесткая ошиновка</b></p>	<p>Изделие подвергается ТО, периодичность и конкретный объем которого зависит от условий эксплуатации изделий.          Первое ТО проводится <b>через 5 лет</b>, в дальнейшем его периодичность определяет эксплуатирующая организация.          При техническом обслуживании необходимо проверить затяжку болтов крепления опорных изоляторов, шинодержателей и хомутов, в случае ослабления болты необходимо подтянуть. В случае возникновения коррозии на металлических частях изделия провести их подкраску. Произвести осмотр изоляторов.</p>







Конструкция:

Контроллер с программируемой логикой и цифровым сбором данных.

Основные функции:

- Контроль рабочих операций;
- Контроль тока отключения, электрического и механического износа;
- Контроль собственных нужд и оперативных цепей, самоконтроль;
- Аварийная и предупредительная сигнализация.

Основное назначение:

- непрерывное измерение, регистрация и отображение основных параметров высоковольтных выключателей в нормальных, предаварийных и аварийных режимах;
- прогнозирование технического состояния и расчет остаточного

Конструкция:

Контроллер с программируемой логикой и цифровым сбором данных.

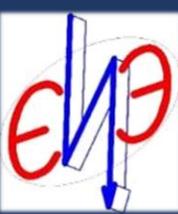


Основные функции:

- Контроль тангенса угла потерь изоляции для трехфазной группы измерительных трансформаторов;
- Контроль величины емкости главной изоляции трансформаторов тока или емкостного делителя для трансформаторов напряжения;
- Аварийная и предупредительная сигнализация.

Основное назначение:

- непрерывный контроль технического состояния изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения под рабочим напряжением;
- диагностика дефектов изоляции, оперативная локализация мест их возникновения.



## Диагностика технического состояния вторичного оборудования:

- Общий критерий состояния оборудования (Норма / Предупреждение / Авария);
- Состояние аппаратной части оборудования (Норма / Предупреждение / Авария);
- Состояние компонентов оборудования (Неисправность/ Норма), таких как: блок питания , ОЗУ, ПЗУ, процессор, модули ввода/вывода, вспомогательные модули;
- Влияние внешних факторов (Норма / Предупреждение / Авария), таких как: температура, внешнее электропитание, состояние входных и выходных цепей;
- Неисправность программного обеспечения (Неисправность/ Норма);
- Ошибки работы программного обеспечения (Возникновение / Устранение сбоя).

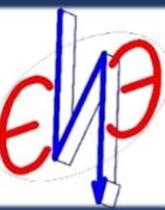
## Мониторинг технического состояния программной части ЦПС:

- Мониторинг стабильности коммуникаций и отсутствия сбоев и неполадок (работы ЛВС);
- Регистрация событий при изменении данных и флагов качества (оценка достоверности событий);
- Оперативный контроль соответствия данных в сети конфигурации утвержденной проектом (в том числе с учетом изменений официально внесенных эксплуатационной службой) – файла SCD.

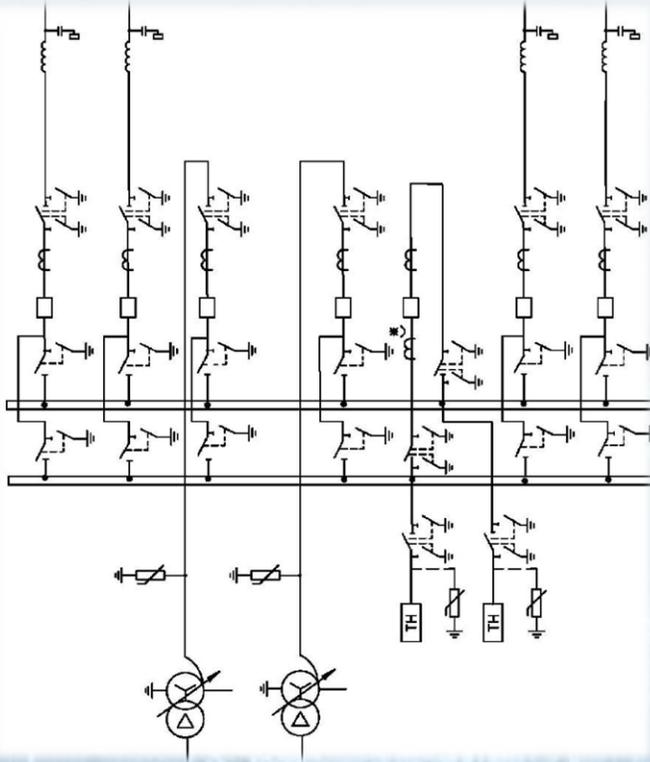
Таким образом, большинство работ по обслуживанию вторичных систем ЦПС осуществляется с АРМ инженера службы эксплуатации, в том числе удаленно (без необходимости посещения объекта).

Экономический эффект от внедрения систем мониторинга и технологий ЦПС достигается в результате:

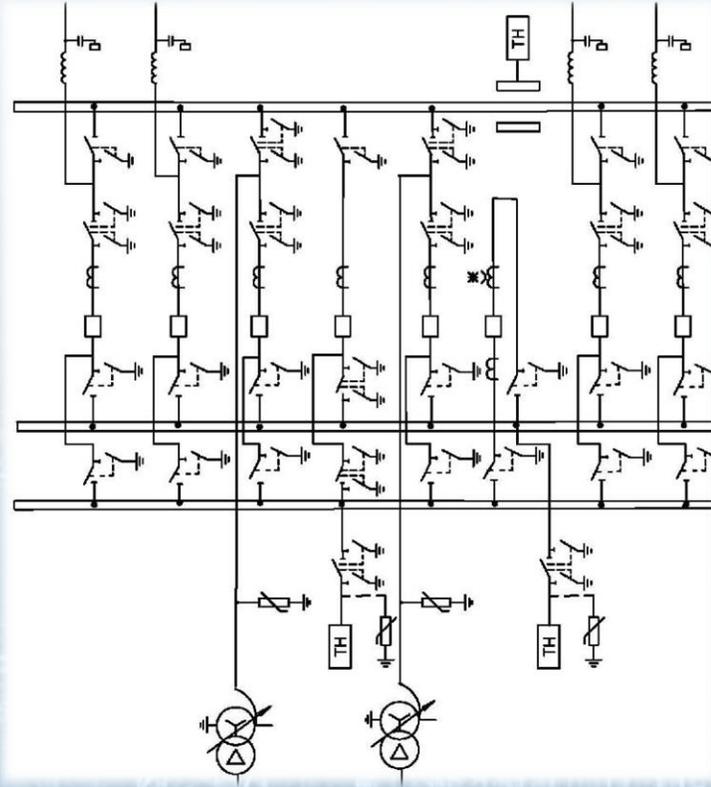
- Возможности использования оборудования в оптимальном нагрузочном режиме работы;
- Возможности сверхнормативной эксплуатации основного оборудования
- Сокращения эксплуатационных затрат на ремонт и обслуживающий персонал;
- Снижения величины недоотпуска электрической энергии;
- Снижения риска попадания эксплуатирующего персонала под напряжение и получения травм из-за неисправности оборудования.



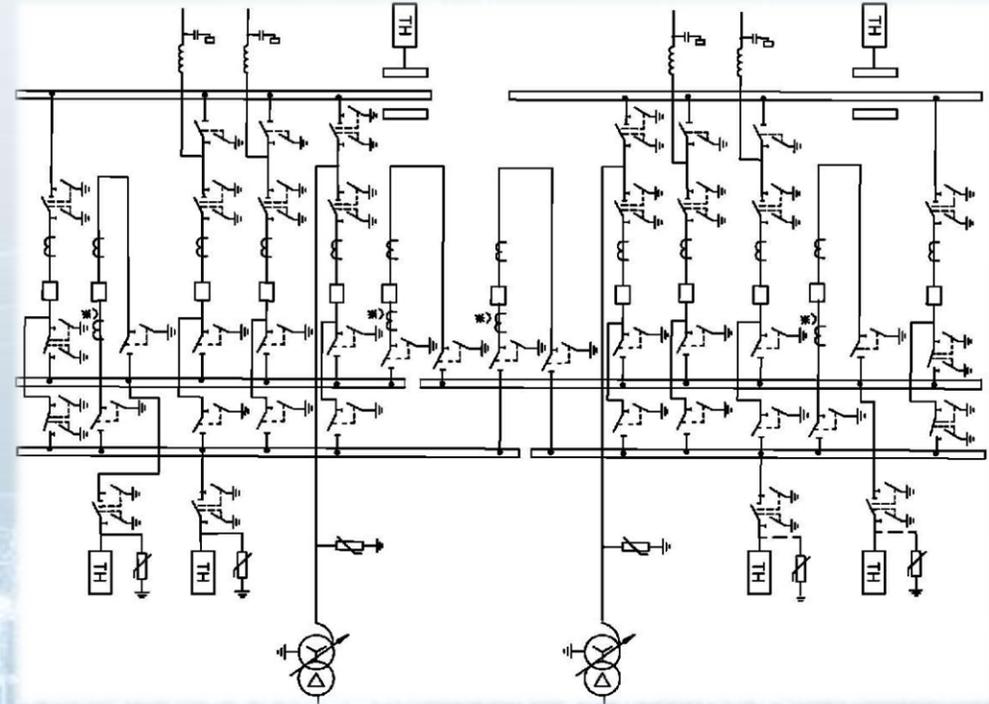
# Применение простых схем



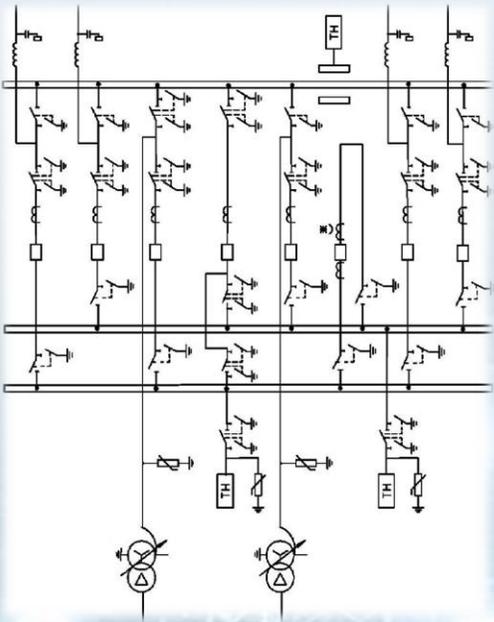
**№ 13 «Две рабочие системы шин»**



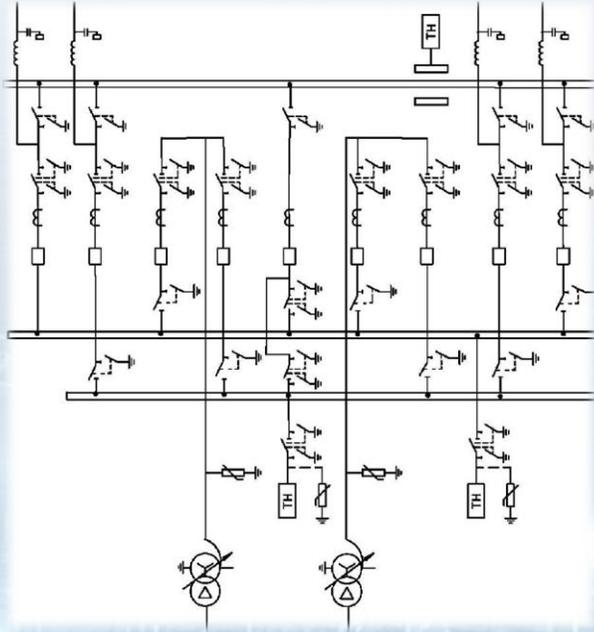
**№ 13H «Две рабочие и обходная системы шин»**



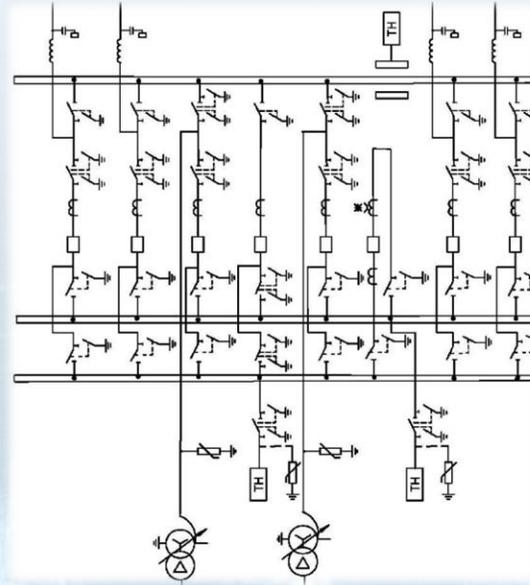
**№ 14 «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями»**



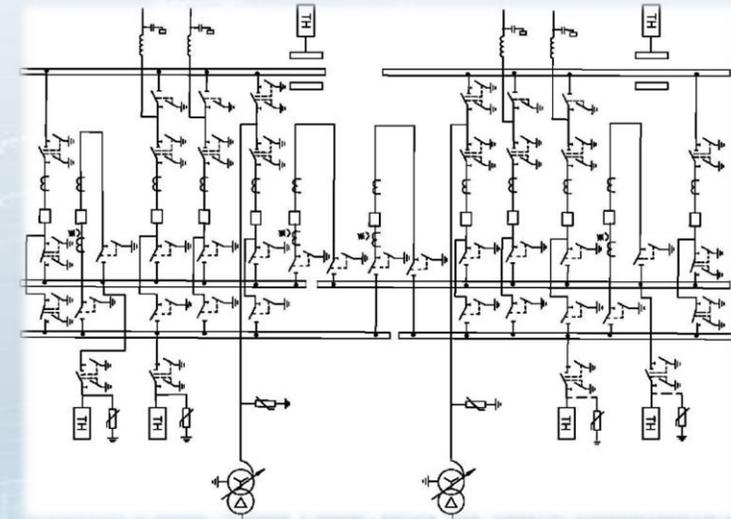
**№ 12** «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»



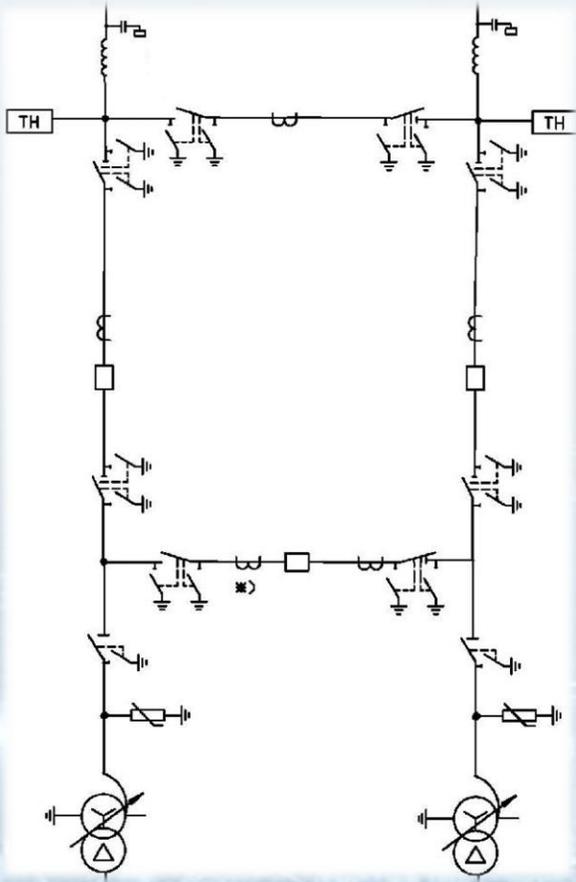
**№ 12H** «Одна рабочая секционированная выключателями и обходная системы шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку из выключателей»



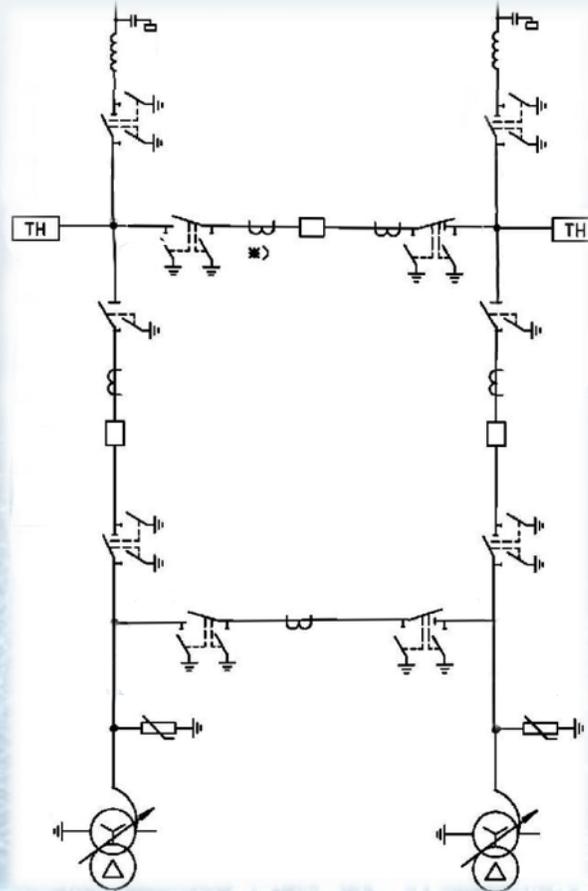
**№ 13H** «Две рабочие и обходная системы шин»



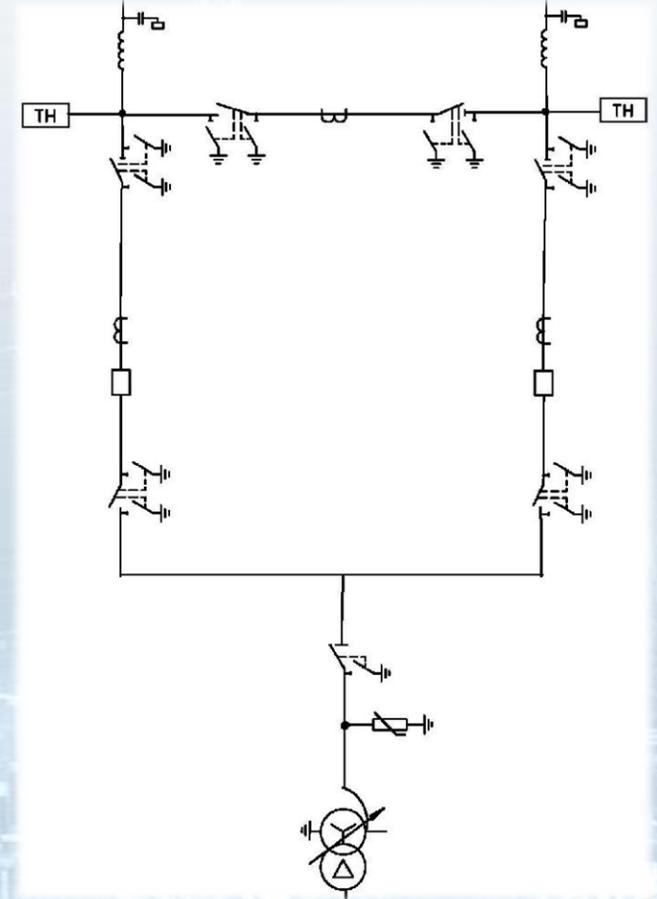
**№ 14** «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями»



**№ 5H «Мостик  
с выключателями в цепях  
линий и ремонтной перемычкой  
со стороны линий»**



**№ 5AH «Мостик с выключателями в  
цепях трансформаторов и  
ремонтной перемычкой со стороны  
трансформаторов»**



**№ 6 «Заход-выход»**

СТО 56947007-29.240.30.010-2008

**«Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»**

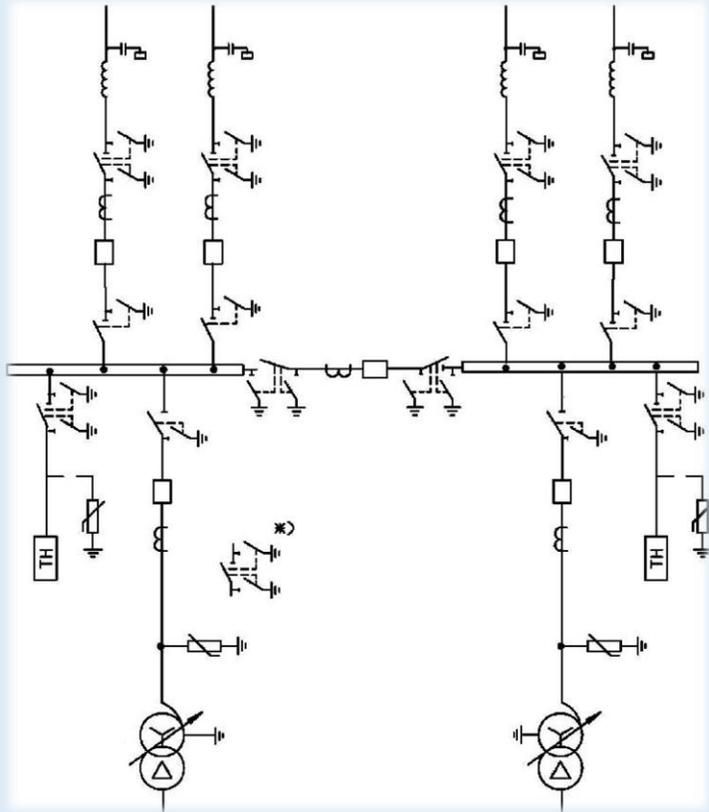
<i>Развилка шинных разъединителей:</i>	<i>Обходная система шин:</i>
<p>Схемы с двумя системами шин и одним выключателем на присоединение (13,13Н,14) применяются в РУ 110-220 кВ в случаях, когда <b>имеются присоединения, длительное отключение которых</b> (на все время вывода из работы сборных шин) <b>недопустимо</b> (п. 1.3.10, п. 1.8.7)</p>	<p>Схемы с обходной системой шин – с одной рабочей и обходной системами шин (12 и 12Н), с двумя рабочими и обходной системами шин (13Н и 14) применяются в РУ110-220 кВ в следующих случаях (п. 1.3.10, п. 1.8.7):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- когда в РУ <b>имеются присоединения, отключение которых при выводе выключателя из работы</b> (отключение его оперативным персоналом) <b>недопустимо даже кратковременно</b>, а подключение этих присоединений через два выключателя экономически нецелесообразно или технически невозможно;</li> <li>- когда <b>обходная система шин необходима для организации схемы устройства плавки гололеда, для районов с загрязненной атмосферой и необходимости периодической очистки изоляции, при других обоснованиях.</b></li> </ul>
<p>Схемы 13, 13Н, 14 характеризуются большим количеством разъединителей, их <b>применение должно быть обосновано</b>, альтернативой им являются схемы 9 – 12, а на напряжении 220 кВ и кольцевые схемы 16 и 17 (п. 1.8.11)</p>	<p>Схема 12 и 12Н <b>может быть использована при применении выключателей, для которых период между плановыми ремонтами менее 10 лет, а его продолжительность более суток</b>, в этом случае питание потребителей осуществляется через обходную систему шин (п. 1.8.11).</p>

СТО 56947007-29.240.30.047-2010

«Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем  
распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ»

№ 9 "Одна секционированная система сборных шин"

при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами:



Экономические критерии применения (п. 8в):

**Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений**

Критерии надежности (п. 9г):

**Является лучшей схемой с позиции надежности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для ПС 35-220 кВ**

Эксплуатационные критерии (п. 10а, 10б, 10г):

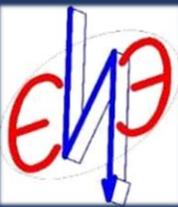
1. Простая и наглядная
2. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны
3. Минимизированы отказы по вине персонала

## СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ»

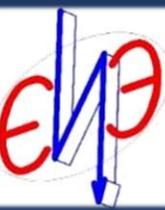
### № 12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»

### № 13 «Две рабочие системы шин»

<b>Экономические критерии применения (п. 8б, 8в, 8г):</b>	<b>Экономические критерии применения (п. 8б):</b>
<p>1. По сравнению со схемой с одной секционированной системой шин:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Требуется установка на каждом присоединении обходного разъединителя, стоимость которого составляет 15-25% стоимости выключателя;</li> <li>• Увеличивает отчуждаемые земельные участки за счет обходной системы шин на 20-30% в зависимости от числа присоединений;</li> </ul> <p>2. При использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами обходная система шин, как правило, не окупает себя с позиций снижения потерь мощности и электроэнергии в сети при плановых ремонтах коммутационных аппаратов;</p> <p>3. При отсутствии необходимости плавки гололеда и при прочих равных условиях более предпочтительно использовать схему с одной секционированной системой сборных шин.</p>	<p>По сравнению со схемой с одной секционированной системой шин требуется установка на каждом присоединении второго шинного разъединителя, стоимость которого составляет 15-25% стоимости выключателя</p> <p><b>Критерии надежности (п. 9б, 9в, 9г, 9д):</b></p> <p>1. При оперативных переключениях сборные шины имеют непосредственную электрическую связь на развилках шинных разъединителей, и при возникновении отказов возможно полное погашение РУ;</p> <p>2. По статистике 20-30% отказов на сборных шинах приводят к полному погашению РУ, при этом параметр потока отказов, приводящих к данному событию составляет 0,001-0,004 1/в год на одно присоединение. Таким образом, на крупных системных подстанциях, например 500 кВ, имеющих на стороне 110 или 220 кВ в среднем 10 присоединений параметр потока отказов, приводящих к полному погашению РУ, составит 0,04 1/год или раз в 25 лет, т.е. надежность схемы недостаточно высокая;</p> <p>3. По сравнению со схемой с одной секционированной системой сборных шин, на порядок увеличивает математическое ожидание недоотпуска электроэнергии при прочих равных условиях;</p> <p>4. Как следствие (пп. б-г), является вынужденным решением, требующим в проектах дополнительного обоснования с режимных позиций.</p>
<b>Эксплуатационные критерии (п. 10б):</b>	<b>Эксплуатационные критерии (п. 10а, 10б, 10в):</b>
<p>Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями не однотипны.</p>	<p>1. Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями сложны;</p> <p>2. Управление разъединителями даже в пределах одной ячейки выключателя не однотипное и громоздкое: пофазное управление для первого разъединителя и трехфазное управление для второго разъединителя;</p> <p>3. Следствием (пп. 1-2) является значительное число инцидентов по вине персонала, а также отказов оборудования вследствие большого количества технологических операций при оперативных переключениях.</p>



Тип схемы/Количество оборудования	№ 110-14 – «Две рабочие секционированные выключателями и обходная система шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями»	Нетиповая «Две одиночные рабочие секционированные выключателем системы шин с подключением трансформаторов к обеим секциям шин через развилку из выключателей»	Δ
Ячейка ОЛ	14	14	
Ячейка АТ	2	4	
Ячейка СВ	2	2	
Ячейка ОВ	2	-	
Ячейка ШСВ	2	-	
Ячейка ТН	6	4	
Выключатель	22	20	2
ТТ	26	22	4
Разъединитель	84	44	40
ТН	6	4	2
ОПН	6	4	2
<b>Оптимизация позволяет уменьшить затраты на закупку оборудования на:</b>		<b>70 000 тыс.руб.</b>	



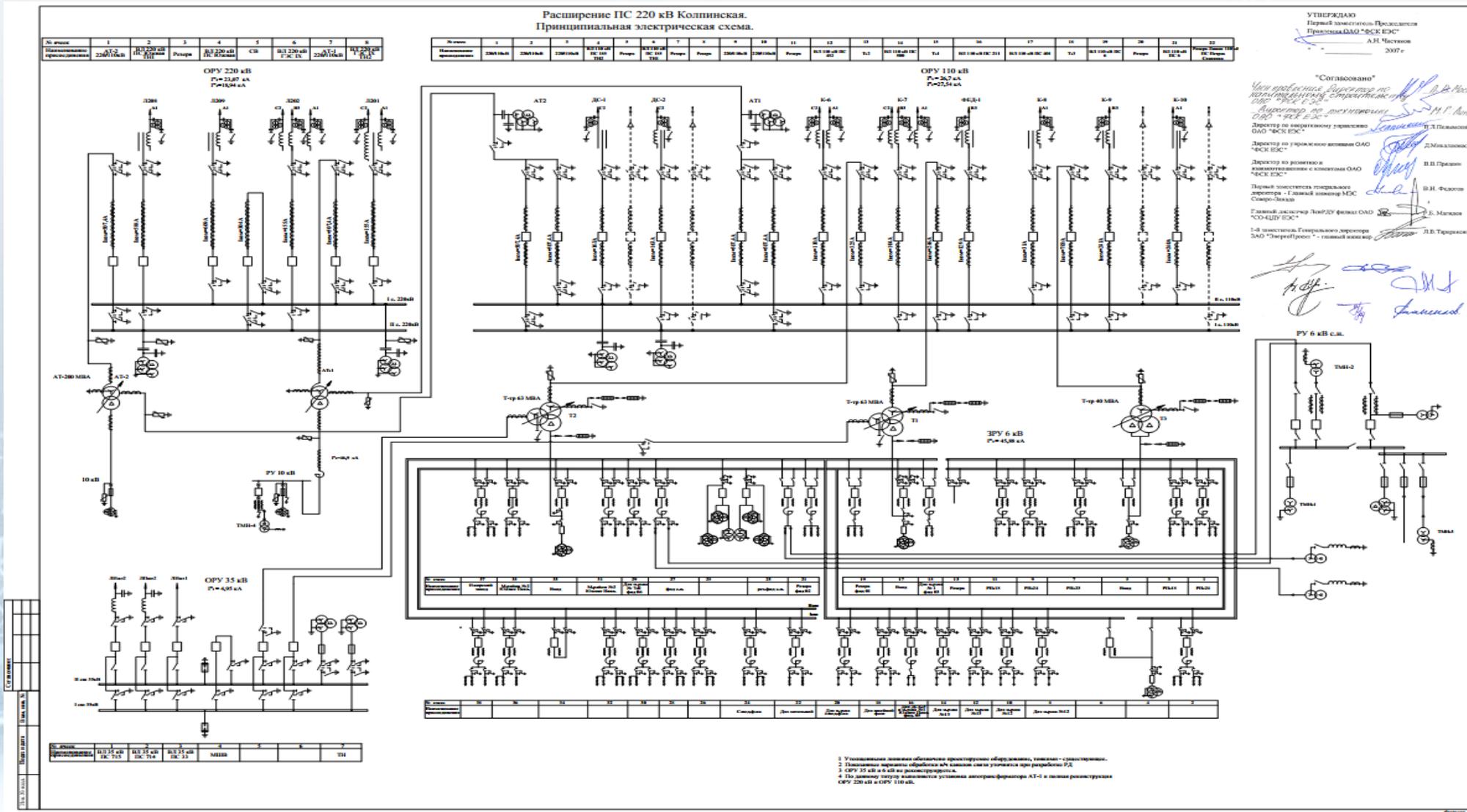
Технологии ЦПС в совокупности с оснащением оборудования полноценными системами мониторинга позволяют перейти от его планово-предупредительного обслуживания к обслуживанию по его фактическому состоянию. Доступ к информации о состоянии периферийных устройств будет возможен из ДЦ и служб управления активами предприятий.

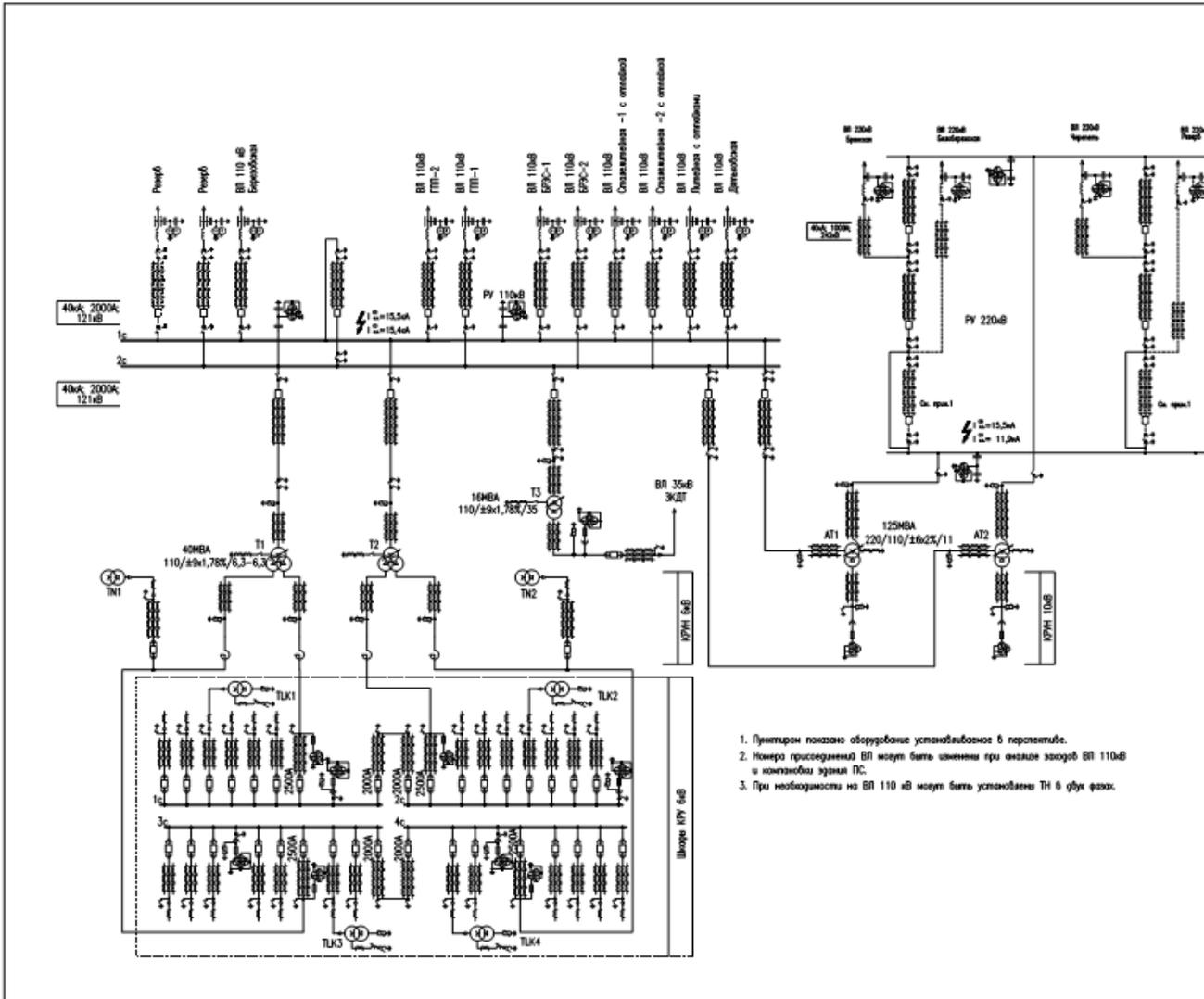
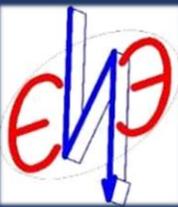
В результате существенно снизятся эксплуатационные затраты.

Использование системы обслуживания оборудования по состоянию позволит перейти к реализации простых и наглядных схемных решений для РУ 110 кВ и выше (без ремонтной переемычки, с одним шинным разъединителем и без обходной системы шин).

В результате капитальные затраты на строительство ОРУ 110 кВ и выше снизятся на ~10-15%.

# Примеры реализации





1. Принципом показано оборудование устанавливаемое в помещении.
2. Номера присоединений ВП могут быть изменены при анализе заводов ВП 110кВ и компоновки экранов ПС.
3. При необходимости на ВП 110 кВ могут быть установлены ТН в двух фазах.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Генеральный директор  
Филиала ОАО "ФСК ЕЭС"  
МЭС Северо-Запада

V.V. Азеев

**СОГЛАСОВАНО:**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
Филиала ОАО "ФСК ЕЭС"  
МЭС Северо-Запада

V.I. Федотов

Заместитель главного инженера  
Филиала ОАО "ФСК ЕЭС"  
МЭС Северо-Запада

S.V. Новиков

Заместитель главного инженера  
Филиала ОАО "ФСК ЕЭС"  
МЭС Северо-Запада

V.V. Федоров

Начальник  
отдела технологических присоединений  
Филиала ОАО "ФСК ЕЭС"  
МЭС Северо-Запада

K.I. Волков

Главный инженер  
Филиала ОАО "ЦИМС ЕЭС"  
ЦИМС Северо-Запада

V.E. Дробосеко

Главный диспетчер  
Филиала ОАО "СО ЕЭС"  
Смоленского РДУ

T.V. Стоянова

Первый заместитель генерального  
директора  
ООО "СилтумЭлектроПроект"

A.G. Полоб

Генеральный директор  
ОАО "Брянская магистральная сетевая  
компания"

V.F. Лукомский

						N 010707-ПП-м.1-1		
						Комплексное плановое переоборудование и реконструкция подстанции 220/110/35/6 кВ цементная		
Изм.	Колуч.	Лист	Носк.	Подр.	Дата			Страниц
ГМП	Шелько	М.В.						Листов
Разр.	Нарышкин	А.А.						1 1
						Схема электроснабжения принципиальная ПС 220 кВ Цементная		000 "СилтумЭлектроПроект"





## Общество с ограниченной ответственностью «Комплексное ЭнергоРазвитие-Интеллектуальная Электроэнергетика»

420036, РЕСП. ТАТАРСТАН, Г.О. ГОРОД КАЗАНЬ, Г. КАЗАНЬ, УЛ. ВОСХОД, ЗДАНИЕ 45А, КОРПУС 3, КОМ. 50



8 (812) 309-76-16

[office@kerinel.ru](mailto:office@kerinel.ru)  
[www.kerinel.ru](http://www.kerinel.ru)

