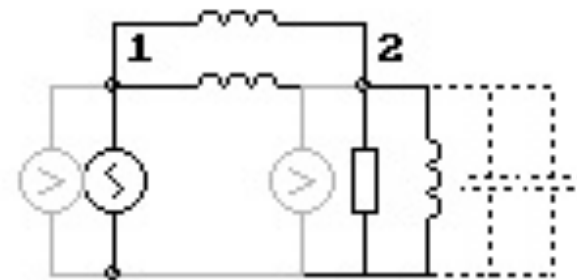
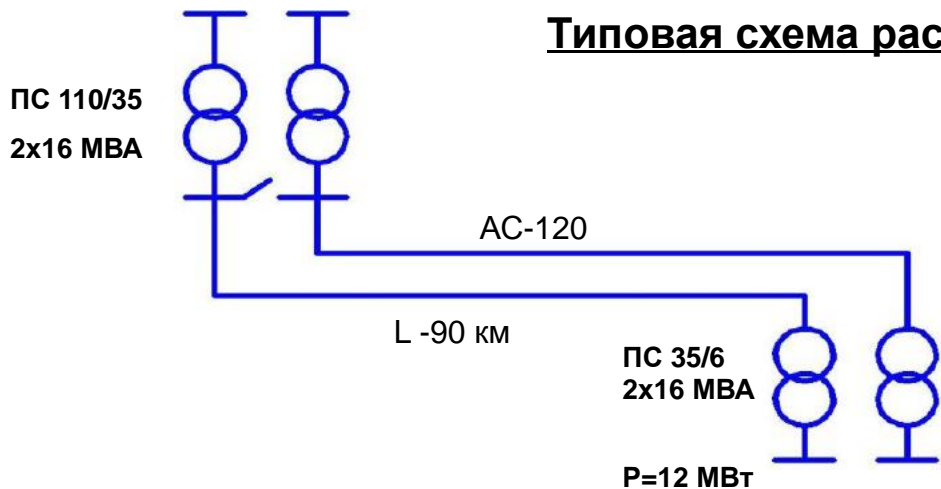
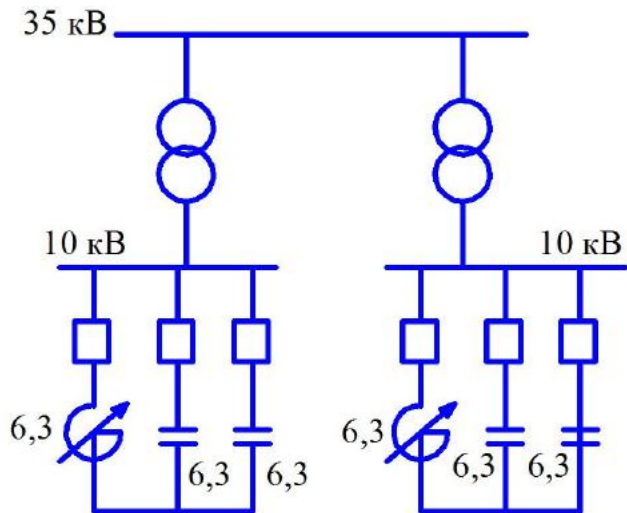


Системы стабилизации напряжения на базе УШР и БСК (существующие и перспективные)

Типовая схема расчета УКРМ



Предлагаемое техническое решение, применение ИРМ



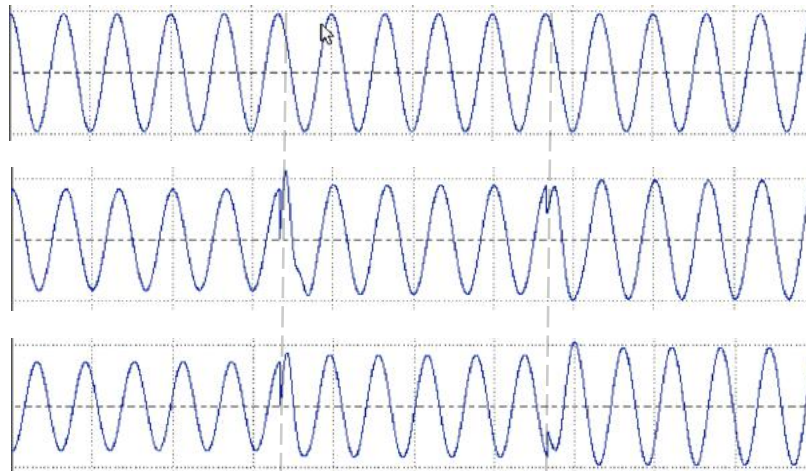
ПС 110/35 кВ

ПС 35/6 кВ
в работе 2 ВЛ

ПС 35/6 кВ
в работе 1 ВЛ

Результаты расчета моделирования сети

Без устройств компенсации	Компенсация нагрузки	Компенсация нагрузки и ВЛ
---------------------------	----------------------	---------------------------



U1	35,00	35,00	35,00
U2 2ВЛ	- 30,2 (17%)	- 32,7 (8%)	35,5 (1,7%)
U2 1ВЛ	- 26,5 (30%)	- 30,5 (16%)	35,1 (0,4%)

Состав оборудования ИРМ:

- управляемый шунтирующий реактор (УШР)
- батареи статических конденсаторов (БСК)
- станция автоматического управления (САУ)



Рис. 1. Внешний вид источника реактивной мощности ИРМ-35/10*10 на базе управляемого шунтирующего реактора РТМУ-10000/35-УХЛ1 и батареи статических конденсаторов 10 МВА 35 кВ (батарея конденсаторов расположена в здании на заднем плане)

Основное назначение ИРМ:

- повышение напряжения до заданного уровня, в соответствии с ГОСТ и/или требованиями Заказчика
- стабилизация напряжения с точностью $\pm 0,5\%$ при его колебаниях не менее $\pm 15\%$ от номинального
- ограничения перетоков реактивной мощности
- сохранение устойчивости работы сети при кратковременных провалах напряжения (до 30%)
- увеличение пропускной способности линий электропередачи и трансформаторов
- снижение потерь в линиях электропередачи и трансформаторах
- уменьшение потерь за счет снижения $\text{tg}\phi$ нагрузки и стабилизации напряжения шин
- исключение работы РПН трансформаторов в нормальных режимах

Направление деятельности:**1. Организация и авторское сопровождение производства**

- управляемых шунтирующих реакторов 6, 10, 35 кВ мощностью 3,6; 6,3; 10; 16; 25 Мвар для электрической сети с изолированной нейтралью (УШР 6÷35 кВ);
- управляемых шунтирующих реакторов 110, 220, 330, 500 кВ мощностью 25, 63, 100, 180 Мвар для электрической сети с заземленной нейтралью (УШР 110÷500 кВ);
- источников реактивной мощности 6÷500 кВ на базе управляемых шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов, с диапазоном мощностей от $\pm 3,6$ до ± 180 Мвар (ИРМ 6÷500 кВ).

2. Расчет общей потребности электрических сетей и систем в УШР и ИРМ

Разработка технических требований и технических спецификаций к оборудованию с учётом:

- точки подключения (генерация, нагрузка, транзит);
- класса напряжения сети (6 ÷ 500 кВ);
- типа электрической сети (воздушная, кабельная).

3. Разработка технических решений, инжиниринг производства и поставки

«под ключ» автоматически регулируемых систем стабилизации напряжения и ограничения перетоков реактивной мощности на базе УШР и ИРМ для:

- распределительной электрической сети 6 ÷ 220 кВ, в том числе, электрической сети крупных городов и промышленных энергорайонов с высокой концентрацией нагрузки;
- магистральных и межсистемных электропередач 330, 500 кВ и выше;
- сетей электроснабжения предприятий нефтегазового комплекса, железной дороги, перерабатывающих предприятий.

Статистика оказания услуг:

В период с 2002 по 2014 года сотрудниками компании ЭСКО обеспечено выполнение комплекса работ по разработке технических решений, организации авторского сопровождения производства и поставки УШР для **86 объектов**:

- поставлено **110 УШР** суммарной мощностью **8 374 Мвар** (из них около **30%** в составе **ИРМ**), в том числе по классам напряжения:

6 - 35 кВ - 19 УШР суммарной мощностью 325 Мвар

110 – 500 кВ - 91 УШР суммарной мощностью 8 049 Мвар

География поставок УШР:

	Россия	Казахстан	Ангола	Беларусь	Литва
Количество, шт	84	14	9	2	1
Мощность, Мвар	6 264	785	785	360	180

На постоянной основе проводятся работы по совершенствованию оборудования и развитию производственных мощностей.

Так, начиная с 2012 года налажено производство УШР 6-35 кВ нового поколения, которые обладают лучшими техническими характеристиками и меньшими массо-габаритными параметрами.

Сравнение технические характеристики УШР приведено на следующем слайде.

**Сравнительные технические характеристики УШР
производства SIA Clever Reactor (г. Рига, Латвия) и ПАО «ЗТР» (г. Запорожье, Украина)
на примере УШР 20 Мвар 22 кВ.**

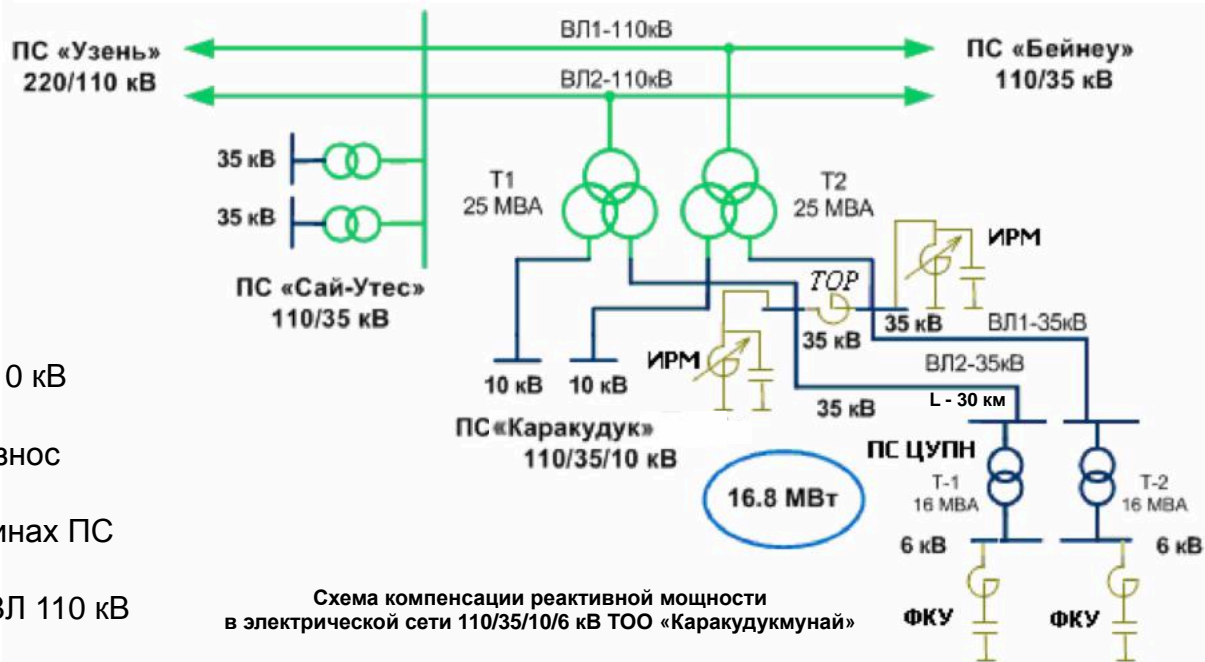
Параметр УШР	Clever Reactor	ЗТР	Сравнение	Комментарий
Полные потери, кВт	160	240	Меньше на 80 кВт (30%).	Например, при цене потерь в 3000\$/кВт, суммарная выгода составит 240.000\$.
Система охлаждения	М (естественная циркуляция масла)	Д (принудительная циркуляция масла)	Нет вентиляторов Нет шкафа управления Не требует обслуживания.	Простая и надежная в работе система охлаждения типа М – важное преимущество в тяжелых условиях эксплуатации (например, в местах с большим количеством снега, песка, пыли).
Конструкция	Все комплектующие УШР – в едином баке	Электромагнитная часть + 2 отдельных преобразовательных блока + 2 отдельных согласующих трансформатора	Занимаемая площадь в 2 раза меньше.	Простота монтажа и эксплуатации, повышенная надежность, занимает на 50% меньше площади.
Масса в сборе, тонн	51	98	Почти в 2 раза легче. Требуется в 2 раза меньше масла.	Проще транспортировка и монтаж, нет необходимости транспортировки под азотом.
Уровень шума, Дб	78	86	В 6 раз тише.	Существенно меньший уровень шума особенно важен при установке УШР вблизи населенных пунктов.
Гарантийный период, мес.	36	12	В 3 раза дольше.	
Срок поставки, месяцев	6-7	12 (оценочно)	В 2 раза быстрее.	Зависит от специфики конкретного проекта, подлежит уточнению на предконтрактном этапе.
Условия оплаты	Аванс – 30-50%	Аванс – 80%	В 2 раза меньше.	

Состав оборудования ИРМ:

- 2 УШР 38,5 кВ по 10 Мвар
- 2 БСК 38,5 кВ по 10 Мвар
- 2 ФКУ 6,3 кВ по 4 Мвар
- 3 ТОР 35 кВ по 12 Ом

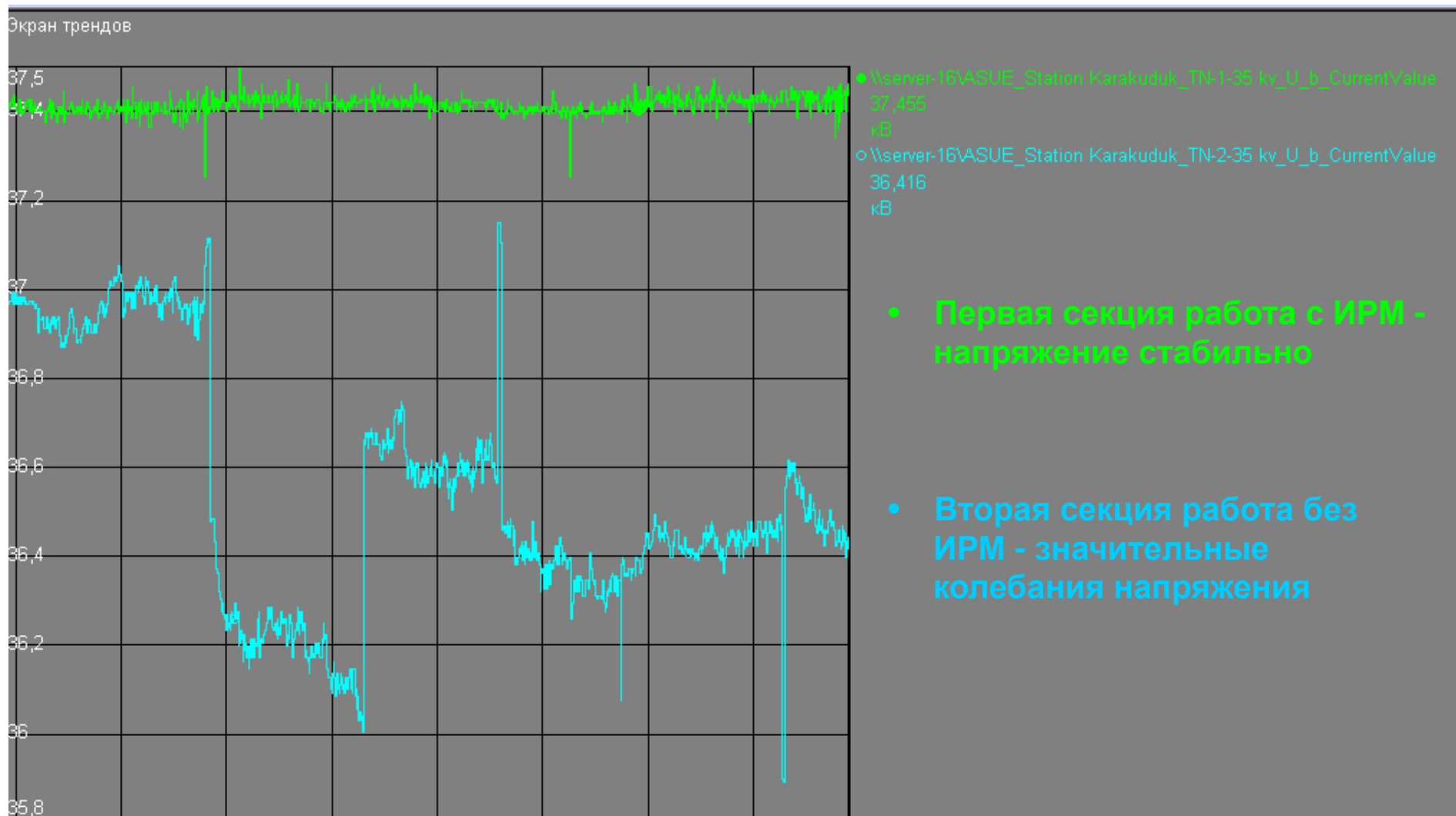
Без ИРМ:

1. Нарушения электроснабжения в сетях 110 кВ МРЭК
2. Большая протяженность ВЛ и высокий износ сетей 110 кВ
3. Нестабильное низкое напряжение на шинах ПС Каракудук (100 кВ)
4. Ограниченная пропускная способность ВЛ 110 кВ МРЭК
5. Ограниченная пропускная способность собственных сетей 35 кВ

С внедрением ИРМ

1. Стабилизация напряжения 35 кВ Потребителя с точностью $\pm 0,5\%$ при колебаниях напряжения в сети 110 кВ до $\pm 15\%$ от номинального
2. Устойчивость работы сети 35/6 кВ Потребителя при глубоких кратковременных провалах напряжения (до 30%) в сети 110 кВ «МРЭК»
3. Повышение пропускной способности сети 110 кВ собственной МРЭК и собственной сети 35/6 кВ на 25 %
4. **Бесперебойное электроснабжение потребителей при отключении одной из питающих ВЛ-110 кВ**
5. Уменьшение потерь на 10-15 % за счет снижения tgφ нагрузки и стабилизации напряжения шин 35 кВ
6. Исключение работы РПН трансформаторов в нормальных режимах

Тренды напряжения на шинах 35 кВ ПС Каракудук.



Состав оборудования ИРМ:

- 5 УШР 11 кВ по 10 Мвар
- 4 БСК 110 кВ по 25 Мвар
- 8 ФКУ 6,3 кВ суммарно 32 Мвар
- 6 ТОР 110 кВ по 40 Ом

Без ИРМ:

1. Нарушения электроснабжения в сетях КЕГОС
2. Ограничения со стороны КЕГОС из-за низкой пропускной способности АТ 220/110 кВ в ремонтный период
3. Низкий уровень напряжения (105 кВ) и рост электропотребления
4. Не покрытие потребности ТП и ПККР за счет собственной генерации
5. Нестабильная работа ГТЭС и снижение генерации из-за дефицита топливного газа (снижение добычи)

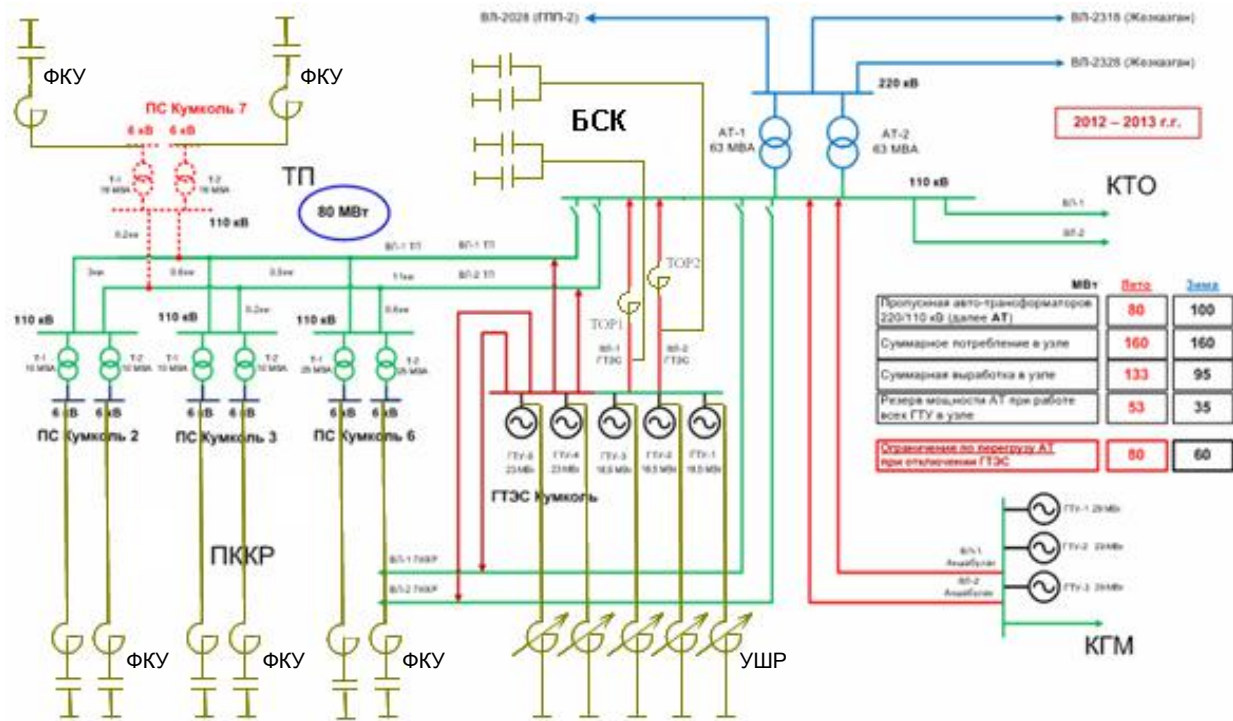


Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 110/11/6 кВ АО «Тургай-Петролеум»

С внедрением ИРМ

1. Стабилизация напряжения 110 кВ Потребителя с точностью $\pm 0,5\%$ при колебаниях напряжения в сети 220/110 кВ до $\pm 15\%$ от номинального
2. Устойчивость работы сети 110/6 кВ Потребителя при коротких замыканиях в сети 220/110 кВ, глубоких кратковременных провалах напряжения (до 30%) и асинхронном ходе в сети 220 кВ «КЕГОС»
3. **Обеспечение устойчивости работы ГТУ в стабильном режиме с заданным $\cos \phi$ (в диапазоне 0,9 - 0,98) с максимальной выработкой активной мощности**
4. Повышение пропускной способности собственной сети 110/6 кВ на 25 %
5. Уменьшение потерь на 15-20 % за счет снижения $\text{tg}\phi$ нагрузки и стабилизации напряжения шин 110 кВ
6. Исключение работы РПН трансформаторов в нормальных режимах

Технические решения	Достоинства	Недостатки
Установка источников бесперебойного питания на скважинах	Стабилизация напряжения при кратковременных провалах и колебаниях напряжения	Высокая стоимость оборудования и его обслуживания Частичное покрытие нагрузки
Строительство новых ВЛ и ПС 220/110 кВ	Увеличение пропускной способности системы электроснабжения	Высокая стоимость Не решает вопрос стабилизации электроснабжения
Строительство новых генерирующих мощностей	Повышение надежности электроснабжения Стабилизация электроснабжения при изолированной работе от энергосети	Высокая стоимость строительства и обслуживания Дефицит газа и длительный срок окупаемости проекта Частичное решение вопрос стабилизации электроснабжения при работе параллельно с энергосети
Применение инновационного оборудования - источников реактивной мощности (ИРМ)	Полное покрытие нагрузки месторождения Стабилизация напряжения при колебаниях в электросети Увеличение пропускной способности существующей сети Не высокие затраты на строительство Незначительная стоимость обслуживания Положительный опыт решения аналогичных задач	При выходе из строя УШР и необходимости проведения капитального ремонта реактора – выполнение работы возможно только в заводских условиях (подобных случаев не наблюдалось)

Изолированная энергосистема.

Без ИРМ:

1. Несбалансированные перетоки реактивной мощности
2. Нестабильное электроснабжение
3. Отключения ГТУ при подключении ВЛ 220 кВ

С внедрением ИРМ:

1. Стабилизация уровней напряжения
2. Надежное электроснабжение потребителей во всех режимах

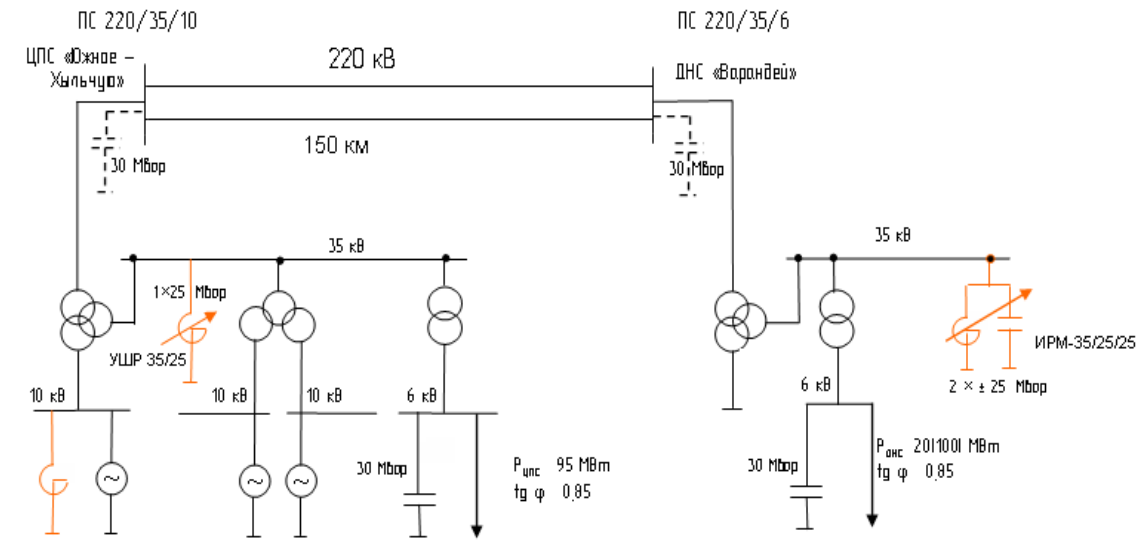


Схема компенсации реактивной мощности в электрической сети 220/35/10/6 кВ ООО «Нарьянмарнефтегаз»

Основные исходные данные для разработки схемы компенсации реактивной мощности электрической сети 35/220 кВ ООО «Нарьянмарнефтегаз»

1. Общая однолинейная схема электроснабжения на напряжение 220,35,10,6 кВ (разработчик ОАО «Гипровостокнефть» - чертежи №9957-000-PSS-002_4, №9957-000-PSS-0034) прилагается.
2. Номинальная мощность передачи:
 - сеть 220 кВ- 20 МВт (с перспективой увеличения мощности до 100 МВт);
 - сеть 35 кВ (ЦПС + кусты) - 95 МВт.
3. Диапазон изменения мощности в нормальных режимах от 85 МВт (летний период) до 115 МВт (зимний период), в том числе:
 - суточный 95-100%
 - недельный 98-100%
4. Расчетный тангенс нагрузки $\text{tg } \varphi = 0,85$
5. Расчетный ремонтный режим сети 220 кВ - отключение одной из цепей 220 кВ.
6. Послеаварийный (пусковой) режим-подключение электрической сети 35/220кВ при нулевой нагрузке.
7. Требования к качеству напряжения в сети 35/220 кВ, обеспечиваемые средствами компенсации реактивной мощности (при среднем положении РПН трансформаторов 220/35 и номинальном напряжении на шинах генераторов)
 - 7.1 В нормальных режимах:
 - автоматическая стабилизация напряжения 35/220 кВ в диапазоне $(36,5 \pm 0,35/ 230 \pm 2,5)$ кВ

- 7.2 В ремонтном режиме:
 - автоматическая стабилизация напряжения 35 кВ в диапазоне $35 \div 36$ кВ
 - автоматическая стабилизация напряжения 220 кВ в диапазоне $220 \div 225$ кВ
- 7.3 В после аварийном режиме (пусковом) - автоматическая стабилизация напряжения в диапазоне $35 \div 36$ кВ и $220 \div 225$ кВ
- 7.4 Гарм. состав напряжений 35/220 кВ - в соответствии с требованиями ГОСТ 131 09-97
- 7.5 Требования к ограничению перетоков реактивной мощности: - в соответствии с приказом Минпромэнерго РФ №49 от 22.02.2007г.
- 7.6 Во всех режимах работы сети режима нагрузки генераторов - активно-индуктивный с $\cos \varphi \leq 0,96$.
8. При включении трансформатора 63 МВ А 35/6 кВ толчком от шин генератора происходит останов генераторов. На данный момент с институтом обрабатывается реализация схемы синхронизации на стороне 35 кВ для плавного включения цепи генератор-трансформатор.

Примечания:
 -на сегодняшний день схема укомплектована:
 БСК-6 кВ (кусты) - 23,7 Мвар с подключением к ячейкам ПС 35/6 кВ кустов;
 БСК-10 кВ (ЦПС) - 3,6 Мвар с подключением к ячейкам РУ 10 кВ.
 -планируется закупка шунтирующих реакторов 3,3 Мвар 10 кВ -4шт., и 3,3 МВАР 6кВ 2шт.

ОПЫТ применения компенсирующих устройств на ПС-110кВ. «Игольская» и «Двуреченская» для электроснабжения нефтяных месторождений ОАО «Томскнефть» (Октябрь 2004г.- март 2005г.)

1. К исходу 2003года на нефтяных месторождениях Южного Васюгана ОАО «Томскнефть» возникла кризисная ситуация. **Пропускная способность** электропередачи 110 кВ «Парабель-Лугинецкая-Игольская-Крапивинская» была исчерпана, а уровни напряжения на ПС-110 «Крапивинская» **не превышали 85 % номинального.**

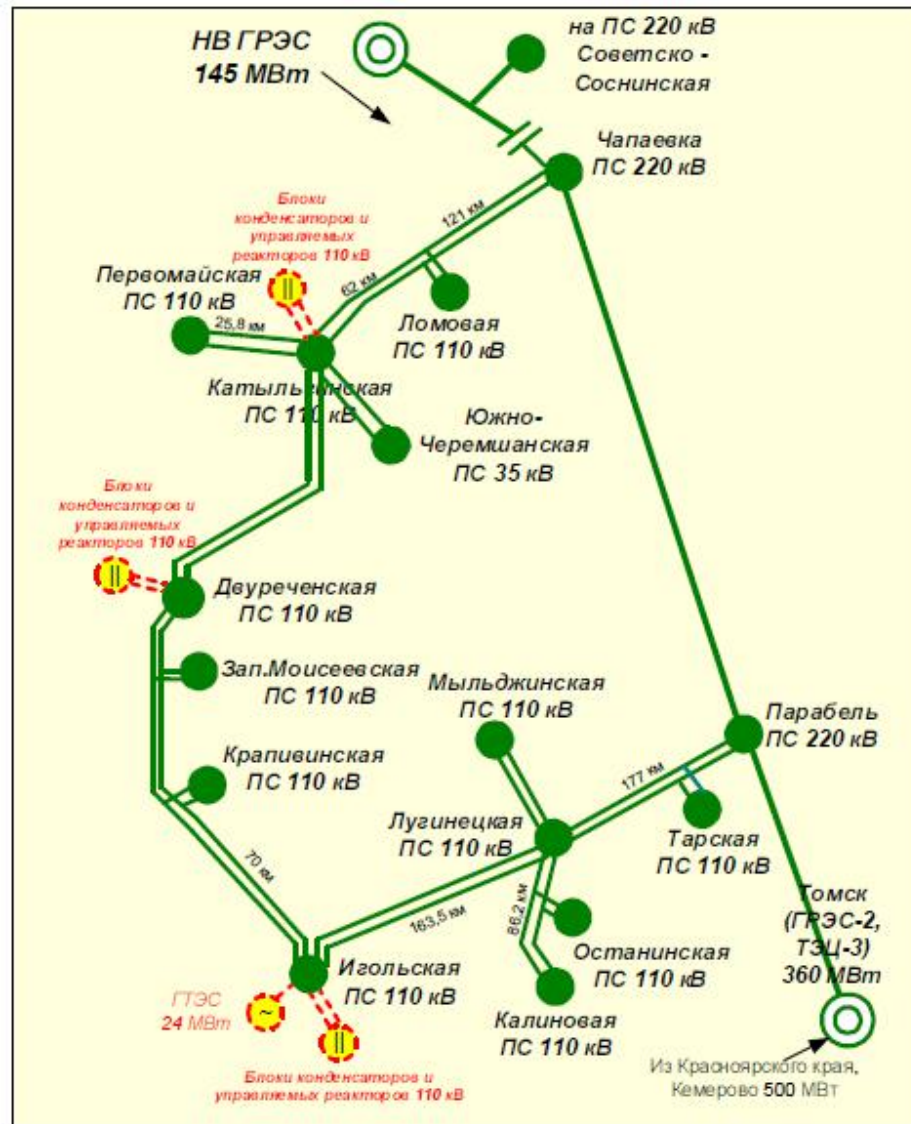
2. И только в августе-октябре 2004года после ввода на ПС-110 «Игольская» батареи статических конденсаторов (БСК) 23МВАР, управляемого шунтирующего реактора (УШР) 25МВАР и ПС-110 «Двуреченская» с БСК-23 и УШР-25 ситуация изменилась коренным образом в лучшую сторону. **Пропускная способность выросла на 30-50% , уровни напряжения достигли 105-110% номинального и могут регулироваться в широком диапазоне в зависимости от режимов.**

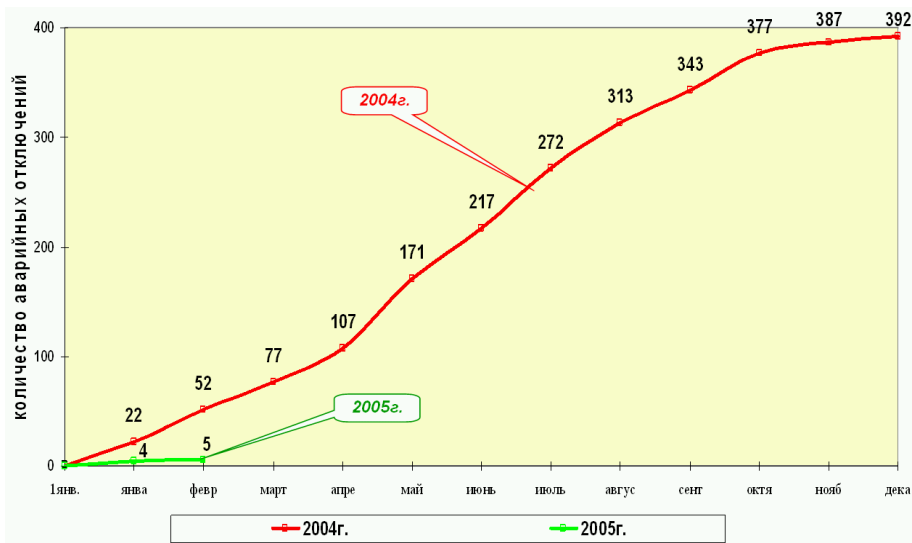
3. Даже непродолжительный период эксплуатации реакторов РТУ- 25000/110-У1 позволяет отметить, что реакторы совместно с батареями статических конденсаторов:

3.1. Обеспечивают оптимальные потоки реактивной мощности позволяющие довести передаваемую мощность до предельно допустимой по сечению проводов. По состоянию нагрузок на март 2005г обеспечивается 100% взаимное резервирование эл.нагрузок электропередачи «Парабель - Двуреченская - Чапаевка»(Таблица 3). Необходимость перевода региона на напряжение 220кВ потеряло свою актуальность.

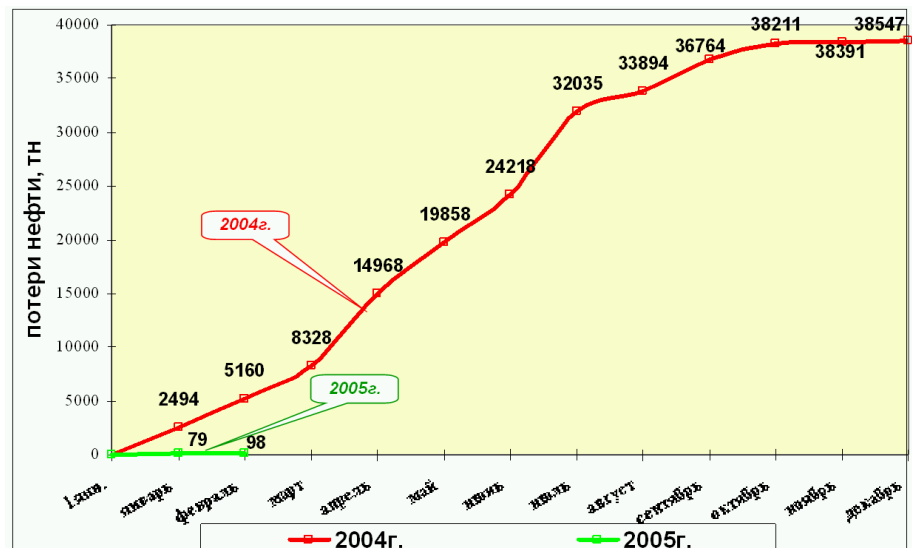
3.2. Снижают потери активной мощности в проводах ВЛ-110кВ. При нагрузке 72 МВт потери составляют 7,5 МВт против 11,9 МВт, в том числе в сетях ООО «ЭнергонефтьТомск» 1.8 МВт против 2.9 МВт.

3.3. Обеспечивают плавную автоматическую стабилизацию заданных уровней напряжения в установившихся режимах, при сокращении числа коммутаций БСК и РПН в десятки раз.





Управляемый реактор РТУ-25000/110
на п/с 110/35/6 кВ «Двуреченская»



KEGOC внедряет новые технологии в НЭС Казахстана

АО KEGOC успешно проведено испытание инновационного оборудования в рамках реализации прорывного проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг».

В период с 3 по 6 апреля на подстанции (ПС) 500 кВ «Агадырь» проводилось комплексное опробование управляемого трехфазного шунтирующего реактора (УШР) 500 кВ.

УШР предназначены для автоматического управления потоками реактивной мощности и отличаются высоким уровнем энергосбережения. Оборудование указанного типа применяется впервые в Республике Казахстан.

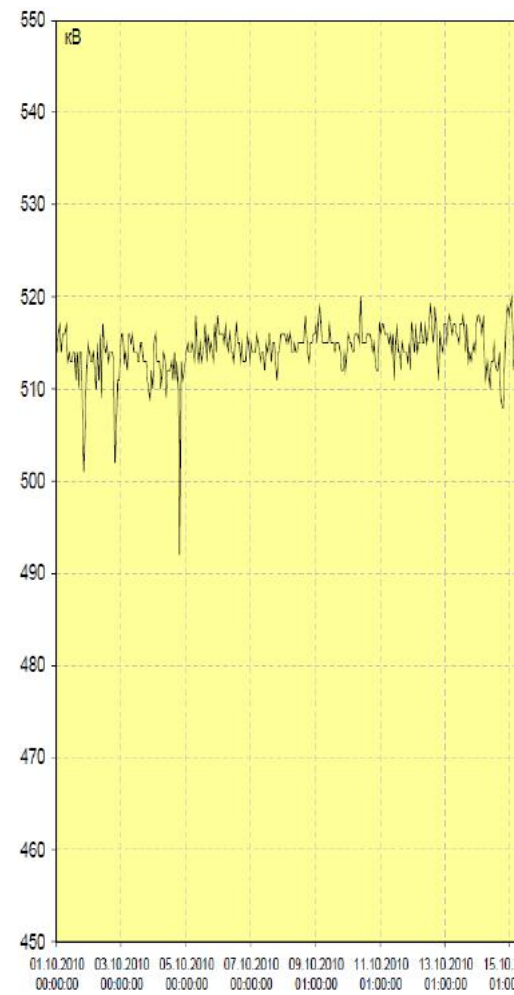
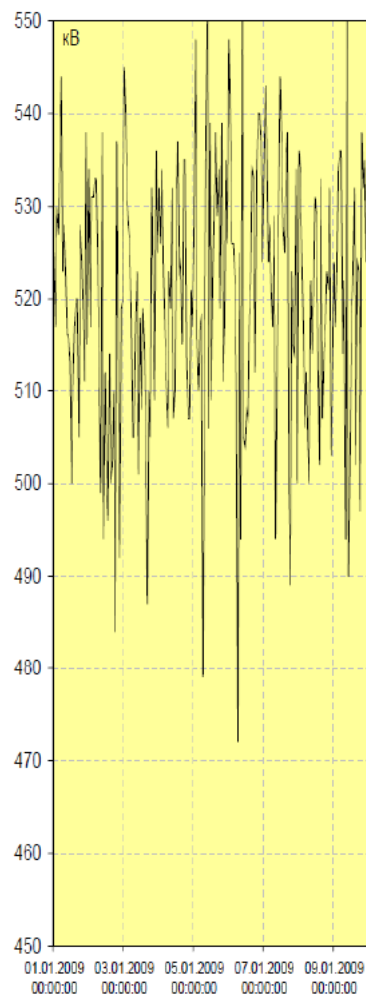
Внедрение новых технологий в НЭС Казахстана имеет ряд положительных преимуществ, включая повышение качества энергоснабжения и предоставляемых услуг потребителям.

Инновационные решения, основанные на управлении подмагничиванием шунтирующих реакторов, позволяют оптимизировать режимы электрической сети, снизить нормативные потери при транспортировке и распределении электроэнергии.

УШР представляет собой уникальный комплекс, обеспечивающий стабилизацию напряжения и управление мощностью в протяженных линиях электропередач и распределительных сетях.

Эксплуатация управляемых реакторов улучшит режим работы электрических сетей транзита «Север-Юг Казахстана», в десятки раз уменьшает интенсивность износа коммутационного оборудования.

Всего, в рамках реализации проекта «Строительство второй линии электропередачи 500 кВ транзита Север-Юг» на подстанциях 500 кВ «ЮКГРЭС» и «Агадырь» будет установлено 3 единицы (УШР) 500 кВ (производство ОАО «Запорожтрансформатор»).



СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!