

**СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ СРЕДСТВАМИ КОМПЕНСАЦИИ
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПО ПРИНЦИПУ
АДАПТАЦИИ**

*Кадыров А. С. Ош ТУ
г.Ош, Кыргызская Республика*

**THE SYSTEM OF AUTOMATIC MANAGING BY FACILITIES OF REACTIVE POWER
COMPENSATION OF HIGH-VOLTAGE SUBSTATION BY ADAPTATION PRINCIPLE**

*Kadyrov A. S. Osh TU
Osh, Kyrgyz Republic*

В статье показана эффективность применения СКРМ на высоковольтных подстанциях для стабилизации напряжения, повышения пропускной способности линий и снижения потерь электроэнергии

In the article showed the application of FRPC on high-voltage substations for stabilizing of voltage, throughput improvement of power line and reducing of electric loss

Регулирование напряжения электроэнергетической системы (ЭЭС), как объекта управления при изменчивости режимного характера, создание возможности отслеживать и изменять оптимальные значения параметров относительно состояния ЭЭС возможно только определить степени участия разных групп средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) с помощью систем автоматического управления (САУ) с соответствующими регулировочными устройствами (РУ) для поддержания заданного режима.

В настоящее время основным и наименее расходным средством используются РУ трансформаторов и автотрансформаторов, коммутируемые шунтирующие реакторы (ШР) и батарея конденсаторов (БК) на высоковольтных подстанциях ЭЭС с недостаточным регулировочным диапазоном с частичным компенсированием реактивной мощности.

Как известно, электрические сети энергоснабжающих компаний работают параллельно, поэтому изменение в режиме работы одной сети влияет на состояние других, т.е происходит взаимовлияние режимов

электрических сетей. Результат неоптимального такого взаимовлияния приводит к дополнительным потерям электроэнергии, которые уменьшают экономическую эффективность энергообеспечивающих компаний.

Предполагается создание адаптивной системы автоматического управления СКРМ [1] отличительной особенностью, которой является выбор в качестве минимизируемой функции потерь в элементах системы. Эффект регулирования напряжения имеет местную сферу действия, позволяет применить для решения задачи регулирования напряжения многоуровневого подхода [2]. Он позволяет оптимизацию уровней напряжения и свести к оптимизации систем.

Рассмотрим ступени классов напряжения системы ЭЭС на рис. 1.

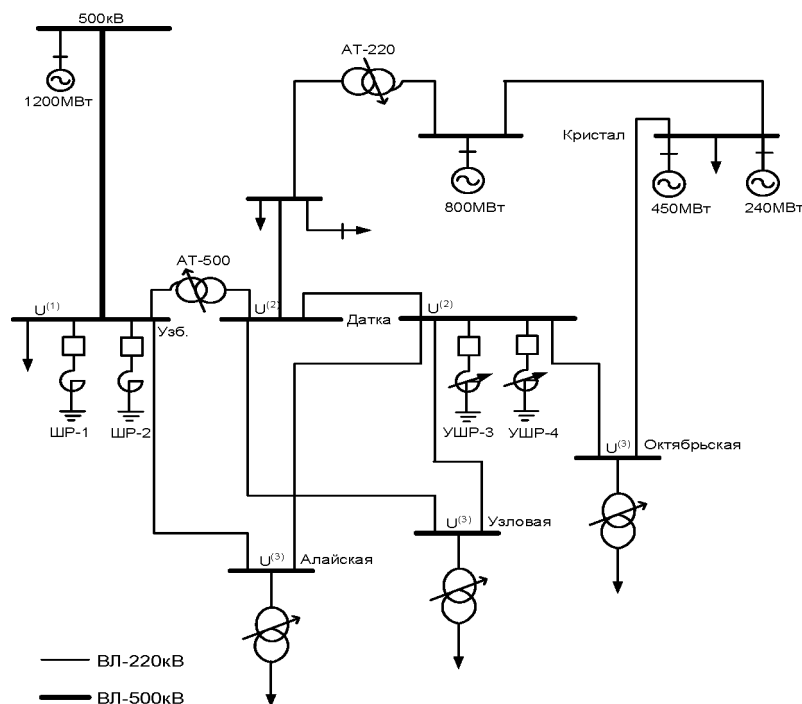


Рис.1. Фрагмент электрических сетей и подстанций Кыргызстана.

Генераторные трансформаторы, работающие на повышающих подстанциях электростанций, при разнообразных нагрузках усугубляет высокие синхронные сопротивления генераторов (от $x_r=z$ для гидрогенераторов до $x_r=2z$ для турбогенераторов, z - волновое сопротивление линии), результатом которых является колебание напряжения в широких пределах, что вынуждает снабжать РПН.

Для того, чтобы определить напряжения $U^{(1)}$, и реактивной мощности $Q^{(1)}$, нужно минимизировать

$$U^{(1)} = \sum_i^{N_i} \sum_j^{N_i} X_{ij} Q_i^2 \tag{1}$$

Ограничение имеет следующий вид:

$$U_{1\min}^{(1)} \leq U_1^{(1)} \leq U_{1\max}^{(1)} ; \tag{2}$$

$$Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max} ; \tag{3}$$

$$Q_i^{(1)} = \sum_j^{L_i} Q_{ij} ; \tag{4}$$

$$U_1^{(1)} = X_L^T Q_L - \frac{1}{2} X_L^T g. \tag{5}$$

Обозначения имеют:

X_L – индуктивное сопротивление линии;

Q_L – реактивная мощность по линии;

$Q_i^{(1)}$ – реактивная мощность, протекающего через трансформатор от подсистемы i (на уровне 1);

Q_{ij} – реактивная мощность, протекающая по линии $i - j$;

g – переменные потери, вызванные потоком активной мощности P_{ij} по линии $i - j$.

Для получения оптимальных значений $Q^{(1)}$ необходимо оптимизации Q_L и $U_1^{(1)}$, подставив в (2), (3) и (5). Тогда $Q_i^{(1)}$ решение получит из (4).

Подстанционные трансформаторы работают в более легких условиях, поскольку изменение их нагрузки происходит в более узких пределах. Тем не менее, напряжение на высокой стороне может изменяться в широких пределах, что также определяет необходимость применения РПН.

Нагрузка потребительских трансформаторных подстанций, как правило, является активно-индуктивной, что определяет наиболее легкие условия их работы в нормальных режимах.

На уровне $U^{(2)}$ необходимо тоже ограничивать или минимизировать потери мощности [3].

$$\Delta P^{(2)} = \sum_{j=1}^{J_i} \left(X_{gij} \frac{P_{gij}^2 + Q_{gij}^2}{U_{gij}^2} \right) + \sum_{j=1}^{K_i} \left(X_{sij} \frac{P_{sij}^2 + Q_{sij}^2}{U_{lsij}^2} + X_{Ti} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{li}^2} \right), \quad (6)$$

Следующими ограничениями

$$U_{l\min} \leq U_{li}^{(2)} \leq U_{l\max}, \quad (7)$$

$$Q_{i\min} \leq Q_i^{(2)} \leq Q_{i\max}, \quad (8)$$

$$Q_{i\min} \leq Q_i \leq Q_{i\max}, \quad (9)$$

$$Q_{g\min} \leq Q_g \leq Q_{g\max}, \quad (10)$$

$$Q_{s\min} \leq Q_s \leq Q_{s\max}, \quad (11)$$

Балансовые соотношения можно представить в следующем виде

$$Q_{0i} + \left\{ Q_i^{(2)} - X_{Ti} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{li}^2} + \sum_{j=1}^{J_i} \left\{ Q_{gij} - X_{gij} \frac{P_{gij}^2 + Q_{gij}^2}{U_{gij}^2} \right\} - \sum_{j=1}^{K_i} \left\{ Q_{sij} - X_{sij} \frac{P_{sij}^2 + Q_{sij}^2}{U_{lsij}^2} \right\} - Q_{Li} \right\} = 0; \quad (12)$$

где $Q_{sij} = Q_{Lij} - Q_{cij} + X_{Tij} \frac{P_{sij}^2 + Q_{sij}^2}{U_{lsij}^2}, \quad (13)$

$$U_{li}^{(2)} = (1 + \Delta N_i) \cdot U_{2i} + X_{Ti} \frac{Q_i}{U_{li}}. \quad (14)$$

Обозначения имеют:

$U_{li}^{(2)}$ – вторичное напряжение на подстанции i ;

ΔN_i – малое изменение коэффициента трансформации трансформатора на подстанции i ;

Q_0 – реактивная мощность статического источника;

Q_g – реактивная мощность генератора;

$Q_{sij}^{(2)}$ – поток реактивной мощности от подстанции j в подсистему i , определенный на уровне 2;

$P_{sij}^{(2)}$ – то же для потока активной мощности;

X_{gij} – индуктивное сопротивление между подстанцией i и генератором j ;

X_{Tij} – индуктивное сопротивление трансформатора в подсистеме i ;

P_i^2, Q_i^2 – соответственно активная и реактивная мощности подстанции i , определенные на уровне 2;

Q_{cij} – реактивная мощность статического источника на подстанции j в подсистеме i .

Для получения оптимальных значений, $Q_i^{(2)}, U_i^{(2)}, \Delta N_i, Q_{0i}, Q_g, Q_s$ подставляем значения (14) в (5) и (12). При этом U_{gij}, U_{2i} постоянные величины ($i = 1, 2, \dots, j_i$); U_{li} – предполагается равной 1,0 в относительных единицах. $P_{sij} \equiv P_{2ij}$ – постоянные, а Q_{ij}, P_{Li}, Q_{Li} – могут быть приняты постоянными, так как

P_i, Q_i, P_{Li}, Q_{Li} рассчитаны на базе предсказания нагрузок для оптимального распределения мощностей и регулирования напряжения и реактивной мощности.

Для получения оптимального режима ЭЭС требуется расширение регулировочной возможности трансформаторов, автотрансформаторов и коммутируемых СКРМ [4]. Предлагается с ними устанавливать плавно управляемые [(управляемые шунтирующие реакторы (УШР), статические тиристорные компенсаторы (СТК)]. Для определения степени этого участия необходимо решение задачи расчета управляющих воздействий в покрытии суммарной реактивной мощности, необходимой для поддержания заданного режима.

Методикой расчета управляющих воздействий предлагается решение следующих задач.

1. На основе полученного параметра по напряжению на шинах высоковольтных подстанций проверяется возможность достаточного диапазона регулирования РПН.

2. Распределение потоков реактивной мощности между установленными на высоковольтных подстанциях СКРМ в соответствии с законом распределения, обеспечивающим минимизацию активных потерь и повышение качества электрической энергии.

Для ограничения колебаний напряжения, причиной которого является реактивная составляющая тока нагрузки на стороне высокого базисного напряжения, относительно которого будут проводиться корректировки при смешанной активно-индуктивной нагрузке.

$$U_0 = U_{ном.1} \left(1 + \frac{U_{кз\%}}{100} \cdot \frac{I_1}{I_{ном.1}} \cdot \frac{N_{2..p}}{N_2} \sin\varphi \right) \quad (16)$$

где $N_{2..p}$ - число витков во вторичной обмотке с учетом РПН.

Корректированные уставки по напряжению на шинах определяются в зависимости от того, где расположены ответвления РПН, которая вычисляем по формуле.

$$U_{отв} = U_{ВН} \left(1 \pm n_{отв} \cdot \frac{\Delta U_{отв\%}}{100} \right) \quad (17)$$

где $n_{отв}$, $\Delta U_{отв}$ - номер отпайки РПН, отсчитываемый от основного вывода, и степень регулирования напряжения, которая осуществляется $\pm(9 \div 16)\%$ при числе ступеней в положительном и отрицательном направлениях по 6, 8 и 10 соответственно.

Действительный коэффициент трансформации равен

$$k = \frac{U_{отв}}{U_{ном}} \quad (18)$$

Таким образом, РПН позволяет удерживать напряжение на вторичной обмотке в приемлемых пределах, но мало влияет на разгрузку реактивной мощности в трансформаторах связи, при этом более целесообразна разгрузка от реактивной составляющей тока нагрузки в результате установки СКРМ коммутируемых и плавно управляемых шунтирующих реакторов и СТК компенсаторов реактивной мощности электрических сетей.

Общим суммарным значением реактивной мощности $\sum Q = A$, которая зависит от коэффициента k прилегающих электрических сетей системы, необходимо компенсировать всеми СКРМ, установленными на высоковольтных подстанциях, для обеспечения установившегося режима и поддержания уровня напряжения:

$$U = kA \cdot U_0 \quad (19)$$

Возникает необходимость определения степени участия каждого СКРМ для определения сигналов управления выключателями коммутируемых СКРМ и плавно управляемых СКРМ. Положим [5]

$$A = \sum_1^n Q_i a_i + \sum_1^m L_j b_j + \sum_1^h M_k c_k + \sum_1^g N_l d_l \quad (20)$$

где: Q_i – установленная мощность i -го коммутируемого СКРМ - потребителя реактивной мощности; a_i – коэффициент загрузки i -го коммутируемого СКРМ (1- включен, 0 - отключен); n – число коммутируемых СКРМ - потребителей реактивной мощности; L_j – установленная мощность j -го коммутируемого СКРМ- источника реактивной мощности; b_j – коэффициент загрузки j -го коммутируемого СКРМ (1- включен, 0-отключен); m – число коммутируемых СКРМ- источников реактивной мощности; M_k – установленная мощность k -го управляемого СКРМ- потребителя реактивной мощности; c_k – коэффициент загрузки k -го управляемого СКРМ ($0 \leq c_k \leq 1$); h – число управляемых СКРМ- потребителей реактивной

мощности; N_l – установленная мощность l -го управляемого СКРМ- источника реактивной мощности; d_l – коэффициент загрузки l -го управляемого СКРМ ($0 \leq d_l \leq 1$); g – число управляемых СКРМ- источников реактивной мощности.

Определение степени участия каждого СКРМ является задачей определения коэффициентов загрузки a_i, b_j, c_k, d_l , которая зависит от изменяемой величины ΔA , чтобы обеспечивалось снижение активных потерь в СКРМ и повышения качества электроэнергии при минимальном числе коммутации управляемых СКРМ, которая достигается введением соответствующих коэффициентов срабатывания и возврата этих устройств.

Одновременная работа источников и приемников реактивной мощности невозможна [6], поэтому задачу расчетов коэффициентов загрузки делим на две задачи: при $A \geq 0$ и $A < 0$.

При этом:

Для $A \geq 0$ (потребители реактивной мощности)

$$A = \sum_1^n Q_i a_i + \sum_1^h M_k c_k \tag{21}$$

Для $A < 0$ (источники реактивной мощности)

$$A = \sum_1^m L_j b_j + \sum_1^g N_l d_l \tag{22}$$

Определяются максимальные значения границы регулированных диапазонов коммутируемых Q_{max} и управляемых M_{max} СКРМ, также границы суммарного регулировочного диапазона по следующим выражениям:

$$Q_{max} = \sum_1^n Q_i; M_{max} = \sum_1^h M_k; A_{max} = Q_{max} + M_{max} \tag{23}$$

В случае достаточности суммарного регулировочного диапазона, т.е. при $A < A_{max}$, учтём суммарные нагрузки на коммутируемых Q и регулируемых СКРМ для компенсации реактивной мощности

$$A = Q + M = (Q_{тек} + \Delta Q) + (M_{тек} + \Delta M) = A_{тек} + \Delta A \tag{24}$$

где $Q_{тек}$ и $M_{тек}$ – текущая нагрузка коммутируемых и управляемых СКРМ;

$\Delta Q, \Delta M$ – величины их изменения; $A_{тек}$ – текущее значения загрузки СКРМ при изменении ΔA . В процессе регулирования управляемых СКРМ, проверяем условие

$$0 \leq \frac{M_{тек} + \Delta A}{M_{max}} \leq 1 \tag{25}$$

Если выполняется условие (25), то $\Delta A = \Delta M$ и $M = M_{тек} + \Delta A$, а $Q = Q_{тек}$.

Если условие не выполняется, необходимо определить число включаемых в процессе управления коммутируемых СКРМ. Равномерное использование коммутируемых устройств в процессе регулирования применяют на основе информации от систем мониторинга и диагностики оборудования СКРМ. При известном использовании n коммутируемых устройств $Q = Q_1 \cdot n$ определяется значение реактивной мощности, которое должно быть компенсировано управляемыми СКРМ.

$$C_k = 1 - \frac{\frac{1 - c'_k + |c'_k|}{2} + \left| 1 - \frac{c'_k + |c'_k|}{2} \right|}{2}, \tag{26}$$

$k=1,2,\dots,h$.

где: $c'_k = \frac{(M'_{k-1} - c_{k-1} \cdot M_{k-1})}{M_k}$, $M'_0 = M, c_0 = 1, M_0 = 0$

Поясняющий график $c_k = f(c'_k)$ построен на рис.2.

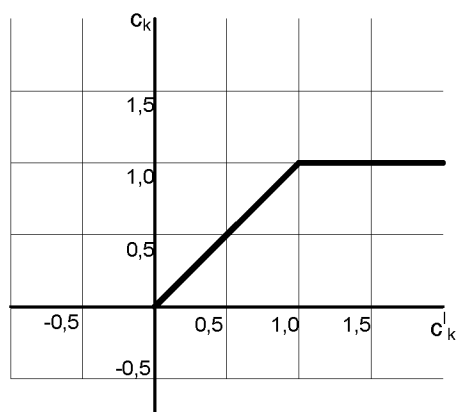


Рис.2. График функции $c_k = f(c'_k)$.

Определение действительных значений параметров – важная задача, которая должна решаться в темпе протекания процесса на основе измеренных значения напряжения, которая зависит от суммарной компенсируемой реактивной мощности на подстанциях. Структурная схема, которая позволяет рекомендовать новый способ автоматического управления СКРМ высоковольтных подстанций, представлена на рис. 3.

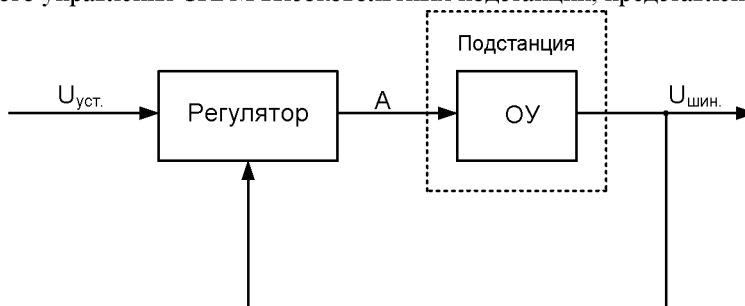


Рис.3. Структурная схема устройства управления с адаптивным регулятором.

Для обеспечения правильного функционирования системы автоматического управления необходима коррекция параметров системы управления и выбора настроечных параметров, учитывающая изменения режима работы прилегающих сетей, составом включенного в работу оборудования (трансформаторов, авто-трансформаторов, линий электропередачи) и не зависит от передаваемой мощности. Исследования данного способа управления проводились на компьютерной модели адаптивного регулятора в различных режимах работы подстанций [7,8].

Выводы

1. Предложенный способ управления для поддержания напряжения на шинах подстанции позволяет создавать эффективные адаптивные системы автоматического управления средствами компенсации реактивной мощности для подстанций, которые обеспечивают корректное функционирование системы управления в различных режимах.
2. Разработанный алгоритм позволяет создать универсальное технологическое программное обеспечение для подстанционных систем управления СКРМ.

Литература

1. Баринов В. А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления / Баринов В. А., Совалов С. А. – М.: Энергоиздат, 1990. -320с.
2. Веников В. А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / Веников В. А. –М.: Энергоатомиздат, 1985. -216с.
3. Веников В. А. Вычислительные методы для исследования энергетических систем / Веников В. А. – М.: Энергия, 1973. -272с.
4. Кадыров А. С. Способ управления и регулирования подстанционными средствами компенсации реактивной мощности [Текст] / Кадыров А.С. // Мат-лы международной конф. «Актуальные проблемы науки, техники и технологии». – Ош, 2012. - С.39-45.
5. Волошин А. А. Адаптивная система автоматического управления средствами компенсации реактивной мощности подстанций [Текст] / Волошин А. А. // Электрические станции, №4, 2009. –С.59-65.

6. Холмский В. Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учебное пособие для вузов. / Холмский В. Г. – М: Издательство «высшая школа», 1975. -280с.
7. Кадыров А. С. Синтез адаптивной системы управления режимами высоко-вольтовой подстанции [Текст] / Шаршеналиев Ж. Ш, Кадыров А.С. // Сулеймен Демирель атындагы Университеттин «СДУ Хабаршысы». – Алматы, №3 (23), 2012 –С. 75-80.
8. Кадыров А. С. Адаптивное управление и компьютерное моделирование режимами подстанций [Текст] / Шаршеналиев Ж., Кадыров А. С.; Таш. ГТУ // Международный научно-технический журнал «Химическая технология контроль и управление». – Ташкент, №5(47), 2012. –С.75-79.

УДК 681.5

ДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ УПРАВЛЯЮЩЕЙ ПОДСИСТЕМЫ ДЛЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ С УЧЕТОМ ПРЯМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА

Н.Т. Темиркулова, Б.К. Такырбашев, А.О. Айдралиев, Б.О. Джолдошов
 КГТУ им. И. Раззакова, ОАО «Северэлектро», Бишкек, Кыргызстан
 e-mail: temirkulova.n@gmail.com, bekbolot2009@yandex.ru

В статье рассмотрены проблемы определения структуры и параметров регулятора с учетом инженерных показателей качества для турбогенераторов, технологическая задача решаемая турбогенератором.

The article considers the problem of determining the structure and parameters of the controller with the engineering quality indicators for turbogenerators and technological problems are solved by turbogenerator.

Рассмотрим задачу синтеза координирующих регуляторов для групп состоящей из двух турбогенераторов [4]. Необходимо синтезировать центральный координирующий регулятор с каналами управления U_{1i} возбуждением соответствующих синхронных генераторов (СГ) и каналами управления U_{2i} частотой вращения соответствующих турбин, который обеспечивает согласованную частоту вращения турбин $\omega_i = \omega_0$; стабилизирует ЭДС синхронных генераторов; гарантирует асимптотическую устойчивость энергосистемы в целом; обеспечивает желаемые демпфирующие свойства энергосистемы; компенсирует внешнее низкочастотное гармоническое возмущение;

Поставленная задача синтеза отличается от традиционных следующими особенностями: согласованным управлением СГ и турбинами; согласованием частот вращения турбин; компенсацией внешнего низкочастотного гармонического возмущения, действующего со стороны энергосистемы; нелинейностью используемых моделей турбогенераторов.

Модель энергосистемы, состоящей из турбогенераторов, работающих на одну нагрузку – энергосистему большой мощности, можно представить следующим образом [4]:

$$\begin{cases} \frac{d\delta_i}{dt} = s; \\ T_{ji} \frac{ds_i}{dt} = P_{Ti} - E_i^2 y_{ii} \sin \alpha_{ii} - E_i U_c y_{iN} \sin(\delta_i - \alpha_{iN}) - \sum_{j=1, i \neq j}^n E_i E_j y_{ij} \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) + F(t); \\ T_{di}' \frac{dE_i}{dt} = -E_i + U_c T_{doi} (X_{di} - X_{di}') \sum_{j=1, i \neq j}^n y_{ij} (s_i - s_j) \sin(\delta_{ij} - \alpha_{ij}) + U_{1i}; \\ T_{ci} \frac{dP_{Ti}}{dt} = -P_{Ti} - \frac{s_i}{\sigma_i} + U_{2i}; \end{cases} \quad (1)$$

где $i = \overline{1, n}$ – номер турбогенератора, $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$, Y_{ii} , Y_{ij} , Y_{iN} – модуль собственной, взаимной проводимости СГ и i -го СГ с энергосистемой соответственно, α_{ii} , α_{ij} , α_{iN} – дополнительные углы соответствующих проводимостей СГ, $T_{di}' = T_{doi} (1 + y_{ii} (X_{di} - X_{di}') \cos \alpha_{ii})$, $x_1 = \delta_1$, $x_2 = \delta_2$ – углы поворота ротора относительно синхронной оси; $x_3 = s_1$, $x_4 = s_2$ – скольжения СГ; $x_5 = E_1$, $x_6 = E_2$ – синхронные ЭДС СГ;

6. Холмский В. Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учебное пособие для вузов. / Холмский В. Г. –М: Издательство «высшая школа», 1975. -280с.
7. Кадыров А. С. Синтез адаптивной системы управления режимами высоко-вольтной подстанции [Текст] / Шаршеналиев Ж. Ш, Кадыров А.С. // Сулеймен Демирель атындагы Университеттин «СДУ Хабаршысы». – Алматы, №3 (23), 2012 –С. 75-80.
8. Кадыров А. С. Адаптивное управление и компьютерное моделирование режимами подстанций [Текст] / Шаршеналиев Ж., Кадыров А. С.; Таш. ГТУ // Международный научно-технический журнал «Химическая технология контроль и управление». – Ташкент, №5(47), 2012. –С.75-79.