

УДК 621.314.6

ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ СЛУЧАЙНОГО ПОИСКА ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В СЕТЯХ СТАЦИОНАРНЫХ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

В.Д. Авилов, Е.А. Третьяков, Ю.В. Москалев

Омский государственный университет путей сообщения

E-mail: emoe@omgups.ru

Показана возможность построения системы оптимального управления качеством электрической энергии по установившемуся отклонению и несимметрии напряжения на стационарных железнодорожных предприятиях с применением принципа децентрализованного размещения корректирующих устройств.

В современных условиях в связи с переходом к рыночным отношениям повысилась актуальность работ, направленных на повышение эффективности использования топливно-энергетических ресурсов. Снижение удельных расходов электроэнергии предприятиями стационарной энергетики железнодорожного транспорта является важной составляющей проблемы энергосбережения в отрасли. На сегодняшний день существует множество мероприятий, направленных на снижение потерь и повышение энергоэффективности электрооборудования; их можно объединить в три взаимосвязанных направления: рациональное управление режимами работы оборудования, управление качеством электрической энергии (КЭ), повышение заинтересованности и мотивации технологического персонала.

Значительное влияние на функционирование системы электроснабжения оказывает КЭ. Энергетические процессы в оборудовании, сопровождающие преобразование электрической энергии в другие виды энергии, во многом зависят как от характеристик подводимой электрической энергии, так и от физических процессов при преобразовании энергии (в другие виды или в электрическую энергию с другими параметрами). Как известно, передача активной мощности к потребителю в системах переменного напряжения сопровождается дополнительной неактивной составляющей, которая увеличивает общие потери электрической энергии. К неактивной энергии относят все те составляющие, которые вызваны пульсациями, несимметрией и несинусоидальностью напряжения и тока, определяющие КЭ.

В настоящее время подход к любой проблеме требует применение оптимизационных методов, задача которых определять наилучшее решение по принятым критериям из множества возможных, удовлетворяющих некоторым ограничениям. В последние десятилетия XX в., наряду с широким распространением классических методов математического программирования, получили развитие новые методы решения оптимизационных задач: эвристические алгоритмы, эволюционное программирование, генетические алгоритмы, методы нечеткой логики, нейронные сети, методы случайного поиска и другие [1, 2]. Каждый подход к решению оптимизационной задачи имеет свои преимущества и недостатки, часто выбор того или иного

метода зависит от вида оптимизируемых выражений, размерности задачи, требуемой точности решения и т. д. В некоторых случаях целесообразнее использовать гибридные методы, которые сочетают ряд простых.

Как показали исследования, при системном подходе к решению задач оптимизации КЭ предпочтение следует отдать случайному поиску. Случайный поиск включает методы решения оптимизационных задач, которые не требуют знаний о направлении наибольшего убывания (возрастания) целевой функции. В наиболее общем случае алгоритмы случайного поиска определяют совокупность точек вокруг наиболее оптимальной точки для i -ой итерации, если в одной из рассматриваемых точек целевая функция меньше, чем в текущей, то эта точка становится основой для поиска на $(i+1)$ -ой итерации. Применяемые алгоритмы позволяют решать оптимизационные задачи с недифференцируемыми, стохастическими и прерывистыми целевыми функциями. Вследствие самого принципа действия алгоритмы прямого поиска наиболее эффективны при поиске глобальных экстремумов для сложных систем [1–3].

Разветвленная структура низковольтных распределительных сетей нетяговых железнодорожных потребителей содержит множество электроприемников, функционирующих в различных режимах в соответствии с технологическим процессом. Внутрицеховое оборудование гальванически взаимосвязано, что приводит к непрерывному кондуктивному взаимовлиянию [4]. Показатели качества электрической энергии в разных узлах сети, определяемые обменом неактивной составляющей мощности, отличаются как по структуре, так и по количественным критериям оценки показателей по ГОСТ 13109-97. Неактивная составляющая энергии увеличивает потери электрической энергии, негативно воздействует на электрооборудование, смежные системы и т. д., поэтому необходимо ограничивать ее распространение по сети с использованием системы управления КЭ. Выбор узлов размещения корректирующих устройств (КУ), их функциональные возможности необходимо определять в рамках технико-экономического расчета индивидуально для каждого стационарного железнодорожного предприятия.

Основной задачей **оптимального управления качеством электрической энергии** в сетях нетяговых железнодорожных потребителей является минимизация обмена неактивной составляющей мощности между электрооборудованием и внешней системой. Как показано в [5], в управлении неактивной составляющей мощности скрыт энергосберегающий потенциал. По мнению авторов, это может быть достигнуто оптимальным управлением пространством состояний нескольких, децентрализовано установленных, технических средств. В большинстве случаев наилучшим вариантом будет подключение КУ непосредственно у каждой искажающей нагрузки (к искажающим нагрузкам можно отнести линейные нагрузки с инерционными элементами, т. к. они увеличивают действующее значение тока). При этом нагрузка по отношению к сети будет обладать чисто активным сопротивлением и, следовательно, неактивная составляющая мощности будет отсутствовать.

Для решения оптимизационной задачи методами случайного поиска в качестве целевой функции наиболее рационально использовать выражение (1), связывающее стоимость установленных КУ и стоимость потерь электроэнергии в распределительных сетях с учетом потерь в КУ.

$$\text{Затраты} = \left[8,76k_{\Sigma} \sum_{i=1}^N R_i I_i^2 + \left(E_n k_{\Sigma} \sum_{i=1}^{N_{\text{КУ}}} Q_i + H \right) \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где k_{Σ} — удельная стоимость КУ, р/кВар; $N_{\text{КУ}}$ — количество установленных КУ; Q_i — реактивная мощность i -ого КУ, кВар; k_{Σ} — удельная стоимость электроэнергии, р/кВтч; N — количество узлов распределительной сети; R_i — активное сопротивление i -ой ветви, Ом; I_i — действующее значение тока i -ой ветви, А; H — ежегодные издержки производства на содержание КУ, р/год; E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, 1/год.

Таким образом, минимизируемый функционал определяет годовые потери в сетях предприятия (первое слагаемое) и затраты на установку и обслуживание системы управления КЭ (второе слагаемое в скобках). При необходимости можно наложить ограничение на установленную мощность КУ, которая определяет капитальные затраты.

В качестве КУ рассмотрим фильтр первого порядка в виде последовательной LC-цепи, который будет подключен в выбранных точках с дефицитом реактивной мощности и настроен на максимальную высшую гармонику тока, при избытке реактивной мощности — реактор требуемой мощности. Следует отметить, что последовательное включение конденсатора и реактора необходимо для снижения вероятности появления параметрических резонансов в системе «КУ — сеть» на частотах высших гармоник.

Покажем возможность решения наиболее простой задачи оптимизации КЭ по несимметрии тока (напряжения), установившемуся отклонению напряжения и компенсации реактивной мощности, по критерию минимума потерь электроэнергии в

случае статичных нагрузок (для средних значений активной, реактивной мощностей нагрузок) сложносвязанной сети методами случайного поиска. При этом следует учесть, что минимизация потерь электроэнергии предполагает равномерное распределение токов по фазам, т. е. улучшение КЭ по несимметрии напряжений в трехфазных узлах [6].

Алгоритм оптимизации КЭ приведен на рис. 1. Реализацию алгоритма оптимизации КЭ покажем на примере электрической сети 0,4 кВ произвольной топологии с несколькими однофазными и трехфазными нагрузками, характерными для стационарных железнодорожных предприятий (рис. 2).

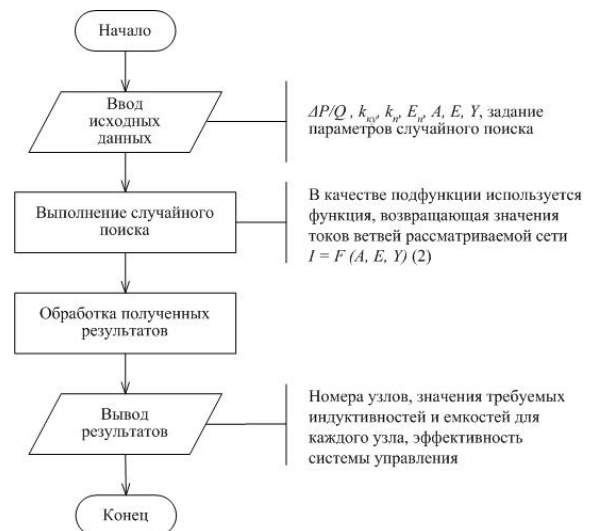


Рис. 1. Алгоритм оптимизации качества электрической энергии

На рис. 2 приняты следующие обозначения: Т1, Т2 — распределительные трансформаторы, АД — асинхронный двигатель, КУ — корректирующее устройство, ЭТ — электротермия, ДП — двухпульсовый преобразователь, ДРЛ — дуговая ртутная лампа, СТ — сварочный трансформатор, СВ — сварочный выпрямитель.

Параметры элементов схемы замещения приведены в табл. 1, за точки с нулевыми потенциалами приняты узлы, в которых нули вторичных обмоток трансформаторов заземлены согласно техническим регламентам.

Математическую модель токораспределения электрической сети можно записать в матрично-топологической форме следующим образом

$$\dot{I} = Y \cdot (S'((SY S')^{-1} S(J - Y \dot{E})) + \dot{E}) - \dot{J}, \quad (2)$$

где E — вектор-столбец комплексных ЭДС ветвей (ненулевые значения для ветвей трансформаторов), B ; J — вектор-столбец комплексных узловых токов (нулевой), A ; Y — диагональная матрица комплексных проводимостей ветвей, $См$; I — вектор-столбец комплексных токов ветвей, A ; S — матрица связи.

Для расчета примем следующие значения проводимости ветвей, соответствующие реальному оборудованию распределительной сети (табл. 1).

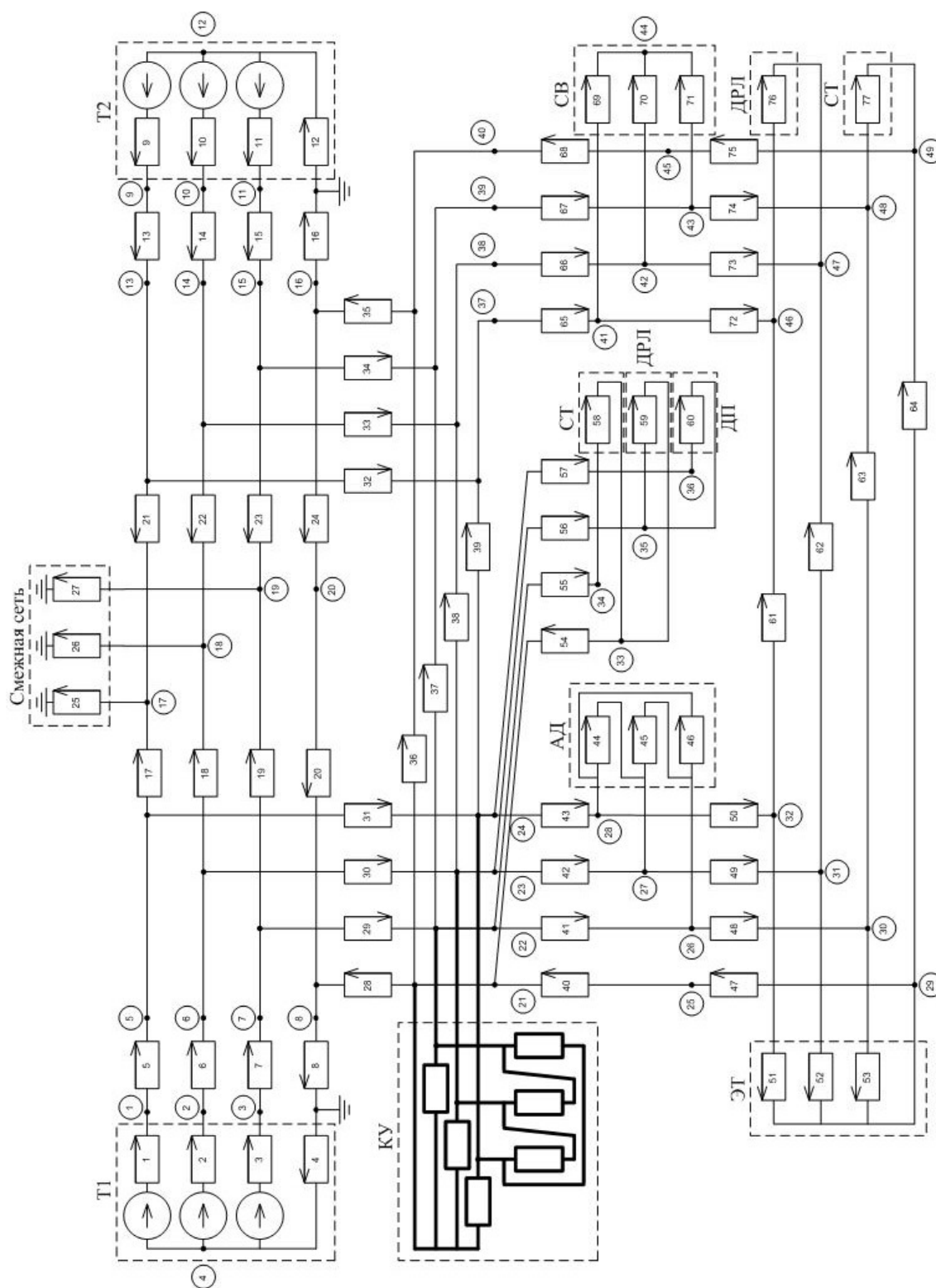


Рис. 2. Схема замещения сложной замкнутой электрической сети

Таблица 1. Параметры схемы замещения

№ п/п	Наименование технологического оборудования	Тип оборудования	№ ветвей (рис. 2)	Значение фазных проводимостей
1	Распределительный трансформатор (Т1)	ТМ 630/10	1, 2, 3 4	37-j153 31-j130
2	Распределительный трансформатор (Т2)	ТМ 1000/10	9, 10, 11 12	55-j245 47-j210
3	Смежная сеть	$P_{\text{ср}}=25$ кВт $Q_{\text{ср}}=10$ кВар	25, 26, 27	0,172-j0,069
4	Асинхронный двигатель (АД)	4А160М6УЗ	44, 45, 46	0,096-j0,06
5	Электротермия (ЭТ)		51, 52, 53	0,207-j0,155
6	Сварочный трансформатор (СТ)	СТЭ-24У	58	0,475-j0,356
7	Освещение (ДРЛ)	ДРЛ	59	0,041-j0,031
8	Двухпульсовый преобразователь (ДП)	ТЕ1-50/12Т-0УХЛ4	60	0,103-j0,077
9	Сварочный выпрямитель (СВ)	ВКС - 500	69, 70, 71	0,314-j0,258
10	Освещение (ДРЛ)	ДРЛ	76	0,021-j0,015
11	Сварочный трансформатор (СТ)	СТН-350	77	0,517-j0,387
12	Кабельные линии	ААШВ 95 мм ²	5, 6, 7, 8	42,7-j13,2
13			13, 14, 15, 16	94-j29
14			17, 18, 19, 20	94-j29
15			21, 22, 23, 24	47,1-j14,5
16			28, 29, 30, 31	31,4-j9,7
17			32, 33, 34, 35	94,1-j29,1
18			36, 37, 38, 39	39,8-j12,1
19		ААШВ 70 мм ²	40, 41, 42, 43	180,2-j35,6
20			47, 48, 49, 50	126,1-j16,7
21			54, 55, 56, 57	360,1-j84,2
22			61, 62, 63, 64	96,1-j19,2
23			65, 66, 67, 68	111,6-j42,9
24			72, 73, 74, 75	161,1-j102,8

В данном случае управляемыми переменными являются значения проводимостей, подключенные в каждом узле звездой с соединенной общей точкой с нулевым проводом и треугольником (показано на рисунке только для одного трехфазного узла), при этом проводимости могут принимать любые значения на мнимой оси.

Для решения системы линейных алгебраических уравнений модели (2), использовалась программа, написанная на языке высокого уровня, использующая метод последовательных исключений Гаусса. Данная программа является в свою очередь подпрограммой при решении оптимизационной задачи с применением алгоритмов случайного поиска.

При расчетах принято, что фазные напряжения трансформаторов неизменные по модулю и фазе $E_A=220$ В, $E_B=(220 \cdot a)$ В, $E_C=(220 \cdot a)$ В, где $a=e^{j120^\circ}$ — комплексный оператор поворота.

Активные потери в КУ и активные составляющие токов в сети от КУ учитываются добавлением активной составляющей комплексной проводимости КУ при условии линейной зависимости активных потерь от реактивной мощности:

$$\underline{Y} = \left(\frac{\Delta P}{Q} \pm j \right) b,$$

где $\Delta P/Q$ — удельные потери в КУ, кВт/кВар.

При расчетах приняты следующие коэффициенты: $\Delta P/Q=0,01$ кВт/кВар, $k_{\text{кв}}=1500$ р/кВар, $k_n=1$ р/кВтч, $E_n=0,12$.

Выполнение алгоритма (рис. 2) позволяет определить узлы присоединения и необходимые проводимости КУ для минимизации токов ветвей распределительной сети. Листинг программы, приведен в виде табл. 2.

Таблица 2. Листинг программы

№ узлов	Реактивная составляющая проводимости КУ, См	Емкость, мкФ; *Индуктивность, мГн
29-30	0,0039	12,434
33-36	-0,3877	*8,21
33-35	0,00488	15,54
33-34	0,0166	52,84
46-49	-0,441	*7,21
48-49	0,0322	102,58
26-27	0,0156	49,74
27-28	0,0146	46,63
26-28	0,0166	52,84
30-31	0,0215	68,39
31-32	0,0527	167,86
30-32	0,05	161,64
35-36	0,113	360,59
34-36	0,175	556,42
41-42	0,074	236,25
42-43	0,025	80,82
41-43	0,074	236,25
46-47	0,063	202,05
46-48	0,24	764,69

Уменьшение затрат с использованием децентрализованного размещения КУ можно оценить по выражению

$$\Delta = \frac{\text{Затраты}_{\text{безКУ}} - \text{Затраты}_{\text{сКУ}}}{\text{Затраты}_{\text{безКУ}}} 100 \%. \quad (4)$$

При размещении КУ в указанных узлах уменьшение приведенных затрат (4) составит 31,54 % или в абсолютных значениях на 59673 р/г. Единовременные капитальные затраты составят около 70...80 тыс. р.

В настоящее время на большинстве предприятий стационарной железнодорожной энергетики централизованно установлены симметричные батареи статических конденсаторов. В этом случае (для рассматриваемого примера подключение КУ в узлах 1–3 и 9–11) уменьшение действующего значения тока во внутренних сетях будет незначительным, что связано с некоторым повышением уровня напряжения в узлах питания, и поэтому это не позволит получить существенный эффект как при децентрализованном размещении КУ. Использование централизованно установленных КУ необходимо для соблюдения технических регламентов и договоров с энергоснабжающими организациями.

Таким образом, использование линейной математической модели, связывающей напряжения и токи сети, алгоритмов случайного поиска позволя-

ет определять узлы размещения и величину необходимой потребляемой (генерируемой) реактивной мощности для минимизации токов ветвей и улучшения качества электроэнергии по несимметрии, установившемуся отклонению напряжения в узлах.

На основании изложенного можно сделать следующие выводы.

1. Применение алгоритмов случайного поиска позволяет определять оптимальные места размещения корректирующих устройств и их мощности без использования градиентных методов. При этом максимальное количество узлов рас-

сматриваемой сети, т. е. размерность задачи, зависит только от возможностей ЭВМ.

2. Полное описание топологии сети с использованием методов расчета сложносвязанных сетей позволяет учитывать конфигурацию любой сети и выбирать управляющие воздействия в каждом индивидуальном случае.
3. Дальнейшее развитие алгоритмов управления качеством электроэнергии предполагает учет динамически изменяющихся потребляемых мощностей и управление качеством электроэнергии с использованием алгоритмов адаптивного управления регулирующими корректирующими устройствами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Растринин Л.А. Статистические методы поиска. — М.: Наука, 1968. — 375 с.
2. Минаков И.А. Сравнительный анализ некоторых методов случайного поиска и оптимизации // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. — 1999. — № 2. — С. 286–293.
3. Lewis R., Virginia T. Pattern Search Algorithms for Bound Constrained Minimization // SIAM Journal on Optimization. — 1999. — № 4. — С. 1082–1099.
4. Жежеленко И.В. и др. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. — Киев: Техника, 1981. — 160 с.
5. Дрехслер Р. Коэффициент мощности и потери в сети при несимметричном и нелинейном потребителе // Электричество. — 1982. — № 2. — С. 12–16.
6. Аввакумов В.Г. Постановка и решение электроэнергетических задач исследования операций. — Киев: Вища школа, 1983. — 240 с.

Поступила 18.09.2007 г.

УДК 621.311.016.361

ОБОБЩЕННЫЕ СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПОДСИСТЕМ И ИХ КОЭФФИЦИЕНТЫ КРУТИЗНЫ

В.И. Готман, Г.З. Маркман

Томский политехнический университет
E-mail: mo@elti.tpu.ru

Рассматривается представление частей электроэнергетических систем обобщенными статическими характеристиками. Обсуждается методика расчета коэффициентов крутизны обобщенных статических характеристик в зависимости от особенностей эквивалентруемых подсистем. Обобщенные статические характеристики и их коэффициенты крутизны дают эквивалентную информацию об энергетических подсистемах и могут быть использованы при оценке статической аperiodической устойчивости энергосистем.

Коэффициенты крутизны и регулирующие эффекты нагрузки и генераторов широко используются в расчетах режимов и оценках статической устойчивости электрических систем [1]. Практический интерес представляют статические характеристики и коэффициенты крутизны не только отдельных элементов систем, но и их сложных совокупностей, образующих подсистему. Обобщенные статические характеристики и их коэффициенты крутизны дают эквивалентную информацию о состоянии подсистемы. В зависимости от условий, принятых при эквивалентировании, будем выделять подсистемы, в которых отсутствуют балансирующие узлы по активной мощности и подсистемы, содержащие узлы балансирования активной мощности. В данной работе впервые приведены

расчетные выражения для определения коэффициентов крутизны статических характеристик сложных электроэнергетических подсистем.

Обратимся к подсистеме без балансирующих узлов по активной мощности. Условимся часть системы, имеющей связь с основной или смежной частью в единственном узле i , называть ограниченной частью (рисунк). Предположим, что в некотором исходном установившемся режиме в основной части электрической системы возникло стационарное возмущение, которое привело к изменению модуля ΔU_i и фазы $\Delta \delta_i$ напряжения узла, к которому примыкает ограниченная подсистема. В указанной подсистеме остаются неизменными: схема сети, состав оборудования (включая потребителей), коэффициенты трансформации, уставки первичных и вторич-