

УДК 621. 311.

**КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПРАВИЛАХ ПОЛЬЗОВАНИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ****МАМЕДЯРОВ О.С.***Азербайджанский научно-исследовательский институт  
энергетики и энергопроектирования*

В соответствии с Правилами пользования электроэнергией в Республике рассматриваются основные показатели качества электроэнергии, предусмотренные Межгосударственным стандартом, и некоторые технические и организационные мероприятия для обеспечения качества электроэнергии в условиях эксплуатации и присоединения новых потребителей к электроснабжающим сетям.

Качество электроэнергии (КЭ) определяется межгосударственным стандартом [1] и включает 11 показателей, характеризующих показатели частоты и напряжения. Показатели напряжения характеризуется отклонениями и колебаниями напряжения от номинального значения, несинусоидальностью напряжения и несимметрией нагрузки в четырехпроводных сетях трехфазного переменного тока. Качество частоты характеризуется нормальным и предельно допустимым отклонением от номинального значения. Все эти показатели нормируются нормальными отклонениями в течение 95% времени суток и предельными в течении 5% времени. Кроме этих показателей имеется еще несколько показателей, которые не нормированы, но должны контролироваться. К ним относятся длительные провалы напряжения, импульсные напряжения и коэффициент временного перенапряжения.

Ссылки на соблюдение показателей КЭ (ПКЭ) имеются в ПТЭ и ПУЭ. Порядок контроля за ПКЭ и их реализация предусмотрены Правилами пользования электрической энергией в Азерб. Республике, утвержденные Постановлением Кабинета Министров 2 февраля 2005 года [2].

В соответствии с указанными Правилами ПКЭ учитываются как на стадии проектирования, строительства энергетических объектов, так и в условиях эксплуатации. Указания, принятые в Правилах [2], являются обязательными для всех потребителей электроэнергии, независимо от их ведомственной подчиненности.

В соответствии с п. 2.2.4., 2.2.6 Правил в технических условиях на присоединение электроустановок к электрическим сетям должны быть указаны требования к ПКЭ в соответствии с действующим в стране ГОСТ. В данном случае действующим в стране ГОСТ однозначно понимается ГОСТ-13109-97 [1].

В соответствии с [3], при присоединении промышленных потребителей к сетям электроснабжающей системы оценка ПКЭ осуществляется по пяти показателям:

- коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности  $K_{2U}$ ;
- коэффициент несимметрии напряжения по нулевой  $K_{0U}$  и обратной последовательности  $K_{2U}$  (этот показатель используется в сетях 0,38 кВ при четырехпроводной трехфазной системе);
- коэффициент n-й гармонической составляющей  $K_{U(n)}$ ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения  $K_U$ ;
- размах изменения напряжения  $\delta U_t$ .

Условия присоединения потребителя к сети в части его влияния на КЭ выражается в виде допустимого расчетного вклада (ДРВ), который измеряется в единицах ПКЭ и представляет собой часть ПКЭ, нормированного ГОСТ. Значение ДРВ конкретного потребителя по любому из ПКЭ определяется по формуле:

$$\Delta P_i = \left[ (P_{Hi}^a - P_{ci}^a) d \right]^{\frac{1}{a}} = P_{pi} d^{\frac{1}{a}},$$

где:  $P_{Hi}$  - нормированное ГОСТ значение  $i$ -ого ПКЭ для сети, к которой присоединяется потребитель,  $P_{ci}$  - значения  $i$ -ого ПКЭ, создаваемое внешним потребителями,  $P_{pi}$  - часть ПКЭ, распределяемая между потребителями данного узла

(подстанций);  $P_{pi} = \left( P_{ni}^a - P_{cl}^a \right)^{\frac{1}{a}}$ ;

$d$  - доля нагрузки присоединяемого потребителя в нагрузке подстанции при использовании ее припускной способности;  $d = \frac{P_{H,max}}{P_{n/cm,max}}$ ; при  $d < 0,1$  принимают  $d = 0,1$ ;

$d$  - показатель степени, учитывающий механизм суммирования ПКЭ от различных потребителей; значения  $d$  для различных потребителей приведены в [3].

Для определения  $\Delta P_i$  необходимо иметь следующую исходную информацию:

$S_{н,т}$  - номинальная мощность трансформаторов п/ст;

$U_{тпс}$  напряжение точки присоединения к сети;

$P_{н,мак}$  - максимальная нагрузка присоединяемого потребителя;

Характер нагрузки (6-ти импульсные преобразователи, тиристорные регуляторы напряжения, 12-ти импульсные преобразователи, другие типы потребителей);

Схема подстанции (секционирование, схема присоединения новой нагрузки к секциям п/ст).

Для определения  $\Delta P_i$  установлены два метода: нормативный [3] и оптимизационный [4].

Выполнение технических условий на присоединение потребителя к электрической сети в части ДРВ проверяется при приемных испытаниях сравнением ПКЭ до включения потребителя  $P_0$  и после включения  $P_B$ . Влияние потребителя на КЭ в ТПС считается допустимым, если

$$P_{pi} \geq \left( P_{Bi}^a - P_{0i}^a \right)^{\frac{1}{a}}$$

Для потребителей, отношение разрешенной (договорной) мощности которых к пропускной способности сети в точке присоединения  $d \leq 0,2$ , допустимый вклад рекомендуется выражать в виде допустимого значения тока (мощности) искажения, соответствующего рассматриваемому ПКЭ.

Допустимый ток или мощность искажения (ДТИ) и (ДМИ) определяются из выражений:

$$ДМИ = P_{ni} d_{ПКЭ} S_p / 100$$

$$ДТИ = P_{ni} d_{ПКЭ} I_p / 100$$

где  $S_p$  - разрешенная (договорная) мощность потребителя;  $I_p$  - ток основной частоты, соответствующий разрешенной мощности потребителя;  $d_{ПКЭ}$  - доля нормированного значения ПКЭ, относимая на допустимый суммарный вклад потребителей.

Для контроля указанных показателей разработаны и сертифицированы специальные измерительные комплексы [5].

Таким образом, при присоединении промышленного предприятия к электроснабжающей системе, ПКЭ в виде ДРВ рассчитываются и указываются в технических условиях на присоединение.

До настоящего времени у нас в технических условиях на присоединения эти показатели не указывались. В соответствии с п.2.3 Правил выполнения указанных технических условий для заказчика и для проектной организации обязательны.

В условиях эксплуатации контроль и управление ПКЭ осуществляется на границе балансовой принадлежности питающей и распределительной электрических сетей. При этом, в соответствии с п.10.9 Правил, электроснабжающая организация и потребитель в зоне своей компетенции должны обеспечивать контроль ПКЭ 2-4 раза в год или эпизодически. Виновники ухудшения КЭ должны компенсировать ущерб за отпущенную электроэнергию с ухудшенными ПКЭ (по одному или нескольким показателям) путем скидки на 25% тарифной стоимости электроэнергии (п. 10.11).

Важным показателем, оказывающим существенное влияние на работу электроприемников, является уровень напряжения на их зажимах.

Согласно ГОСТ, нормально допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников принимаются в пределах  $\pm 5\%$  от номинального, а предельно допустимое  $\pm 10\%$ . Для обеспечения указанных норм могут применяться различные способы. Наиболее распространенным способом регулирования напряжения является регулирование с помощью питающего трансформатора за счет изменения коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН). К распределительным сетям обычно подключается большое количество потребителей, находящихся на различном расстоянии от питающего трансформатора. Регулирование должно осуществляться таким образом, чтобы в наиболее удаленной и близко расположенных потребителях напряжения не выходили за допустимые нормы. Для осуществления такого регулирования предлагается схема автоматического регулирования, построенная на базе типового устройства автоматического регулирования напряжения (АРТ - 1 М) [6].

Рассмотрим методику определения и способ обеспечения электропотребителей необходимым уровнем напряжения для общепромышленных и коммунально-бытовых потребителей. У этой группы потребителей, как правило, отсутствуют собственные источники питания. Эта группа потребителей обеспечивается электропитанием от распределительной сети напряжением 6-0,38 кВ. Принципиальная схема электроснабжения представлена на рис. 1, где

- 0 - шины высокого напряжения питающей подстанции
- 2- узел наиболее удаленного потребителя (н.у.)
- 3- узел наиболее близкого потребителя (н.б.)
- 4 - узел между наиболее удаленным и близким потребителями

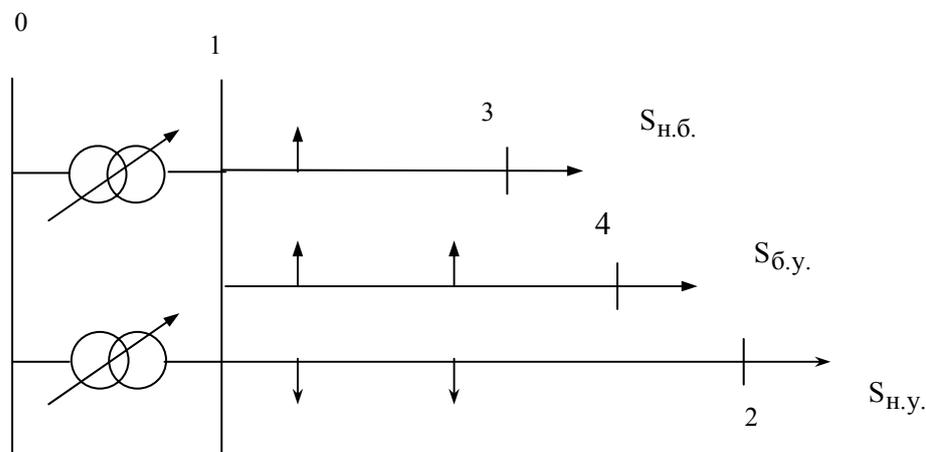


Рис.1.

Напряжение на шинах 0 энергоснабжающей организации в режимах максимальных и минимальных нагрузках определяется из следующих соотношений.

$$\begin{cases} U_{1\max} = U_2 + \Delta U_{12} = 0,95U_H + \Delta U_{12} & (\Sigma S_i = S_{\max}) \\ U_{1\min} = U_3 + \Delta U_{13} = 1,05U_H + \Delta U_{13} & (\Sigma S_i = S_{\min}) \\ U_{0\max} = (U_{1\max} + \Delta U_{T\max})K_{T10} \\ U_{0\min} = (U_{1\min} + \Delta U_{T\min})K_{T10} \end{cases}$$

Здесь принималось, что напряжение в наиболее удаленном узле должно быть не ниже  $0,95 U_{\text{ном}}$  при максимальной нагрузке и не выше  $1,05 U_{\text{ном}}$  в наиболее близком узле при минимальной нагрузке. Узлы 2 и 3 должны быть определены в результате специальных расчетов или путем статистического анализа напряжения в узлах потребления.

С помощью полученных выражений можно определять предельные значения напряжения в узле примыкания электропотребителя к электроснабжающей организации. При этом может быть определена и степень регулирования РПН трансформатора. По результатам расчетов составляется график изменения питающего напряжения, при котором напряжение ни в одном узле электропотребления не будет ниже  $0,95(0,9)U_{\text{ном}}$  и выше  $1,05(1,1)U_{\text{ном}}$ .

На рис. 2 показан такой график допустимого изменения напряжения в центре питания. Заштрихованная часть графика соответствует диапазону допустимого изменения напряжения в ЦП, обеспечивающему нормальное и предельные допустимые изменения напряжения у электроприемников.

Для поддержания уровня напряжения в требуемых пределах должны использоваться устройства автоматического регулирования напряжения. Известное устройство для автоматического регулирования выходного напряжения АРТ-1М [6] контролирует напряжение в одном узле и обеспечивает постоянство напряжения в этом узле. При этом не гарантируются нормальные и допустимые уровни напряжений во всех узлах распределительной сети.

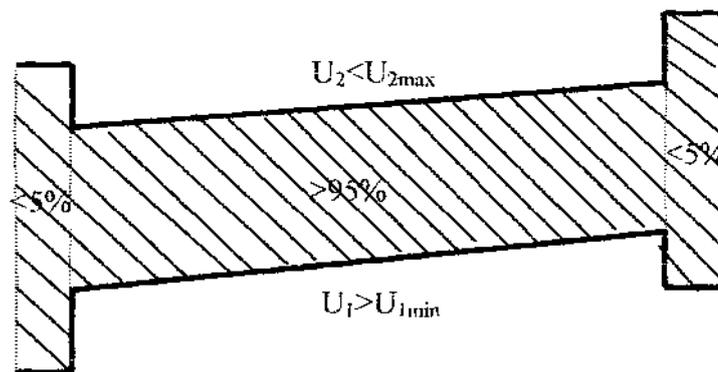


Рис.2

В связи с этим, предложено устройство на уровне изобретения для контроля напряжения в наиболее удаленном и близком узлах нагрузки и соответствующее этим значениям регулирование питающего напряжения [7]. При этом, во всех остальных

узлах напряжение будет в пределах нормального (или предельного) допустимого уровня.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей [8] выполнение требований к качеству электрической энергии входит в задачи оперативно-диспетчерского управления, а на трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, автоматические регуляторы напряжения обязательно должны быть включены. Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке (п. 6.3.11 ПТЭ).

Таким образом, контроль и управление ПКЭ является важной функциональной деятельностью различных структурных подразделений энергоснабжающих организаций и самих потребителей электроэнергии. Важная роль здесь отводится органам Энергонадзора (глава 6 Правил).

Согласно практике управления КЭ в различных энергосистемах, учет ПКЭ осуществляется с помощью специальных приложений к договорам на пользование электроэнергией и техническим условиям на присоединение, например [4]. В частности, может рекомендоваться форма документа, приведенная на рис.3 (азербайджанская версия), где на основе исходных данных проводятся соответствующие расчеты и по полученным результатам производится автоматическое заполнение соответствующих ячеек в документах, прилагаемых к договорам и техническим условиям.

В мировой практике внимание к качеству электроэнергии на всех уровнях системы электроснабжения постоянно растет [9]. Понятие качества электроэнергии (КЭ) кроме вопросов КЭ в системах электроснабжения общего назначения, установленных ГОСТ-13109-97 [1] и определяющих проблему электромагнитной совместимости, охватывает также и вопросы бесперебойного электроснабжения, т.е. надежности. Ссылки на соблюдение ПКЭ имеются в ПУЭ и ПТЭ. Проведенное европейское анкетирование в ряде стран показало, что до 50% электротехнического персонала не только исчерпывающе информировано о проблемах КЭ и связанных с этим системах электроснабжения, но и о мероприятиях по их наилучшему обеспечению.

В России ПКЭ - частота, обеспечивается на европейском уровне, другие показатели контролируются госорганами и для них применяются скидки и надбавки к тарифу на электроэнергию по показателям КЭ. Созданы и широко распространены, как в России, так и в странах СНГ, комплексные приборы для анализа всех ПКЭ, а также для оценки искаженной электроэнергии, проверки исправности и точности электросчетчиков и др. [5].

При всем этом создание эффективной системы контроля и управления КЭ имеет свои трудности, особенно в части установления виновника ухудшения КЭ и мер воздействия на них.

Весь опыт попытки построения системы контроля КЭ в мировом масштабе показывает, что только подлинная либерализация рынка открывает возможность установления ответственных за ПКЭ, а число и продолжительность перерывов питания являются исходными данными при планировании и проектировании структур сети. При всем этом, во всех энергосистемах управление частотой и напряжением решается в первую очередь и в обязательном порядке. Для этого в мировой практике имеет место коммерциализация дополнительных системных услуг, таких, как резервирование мощности, первичное и вторичное регулирование частоты, регулирование уровней напряжения и реактивной мощности.

Технически и экономически обоснованными считается распределение ответственности за ПКЭ по принципу технологической возможности регулирования тех или иных ПКЭ с выделением субъектов рынка, оказывающих дополнительные платные услуги по регулированию частоты и уровней напряжения.

Мировой опыт показывает невозможность создания за короткое время сложной системы контроля и управления всеми ПКЭ. Представляется, что ее первым этапом должна стать коммерциализация дополнительных системных услуг, когда будут установлены механизмы оплаты ПКЭ, зависящие от существующих способов обеспечения управляемости энергосистемы по частоте и напряжению.

Виновниками ухудшения КЭ могут быть как потребители электроэнергии, так и система электроснабжения, принося ущерб, как производителю, так и потребителю электроэнергии. Поэтому аудит КЭ является очень важным и для его осуществления должна создаваться специальная система с соответствующими кадрами. В ряде европейских стран образованы новые типы компаний, которые несут ответственность за надежность электроснабжения и КЭ в условиях конкурирующего рынка.

Многочисленные публикации, посвященные проблемам КЭ, показывают их важность для всей системы управления производством и распределением электроэнергии. Официальный документ по Правилам пользования электроэнергией в Республике учитывает основные положения по КЭ. Однако в них механизм учета и контроля этих показателей свое отражение не нашел, что открывает возможности уклонения от выполнения ПКЭ на всех уровнях электроснабжения. Особенно это относится к бытовым потребителям, где подробно установлена ответственность в части оплаты за использованную электроэнергию, но никак не отражается необходимость бесперебойного и качественного электроснабжения, хотя бы в части обеспечения потребителей качественным напряжением. В старых советских Правилах пользования электрической энергией это указывалось. Для промышленных предприятий, торговли, общественных и др. организаций в Правилах не указываются напряжения в точке присоединения, а также не отражена материальная ответственность за компенсацию ущерба за отпущенную электроэнергию с ухудшенными ПКЭ, ограничиваясь лишь ссылкой на п.19 договора, где ответственность сторон устанавливается Гл.10 Правил.

Государственные органы - Министерство промышленности и энергетики (Госэнергонадзор), Государственное агентство по стандартизации, метрологии и патентам и др. должны разработать механизм контроля, учета и управления качеством электроэнергии в Республике. Должен быть создан Республиканский орган, оснащенный соответствующими измерительными системами и квалифицированным персоналом в этой области, который должен осуществлять аудит на предприятиях, обеспечивать выполнение требований ГОСТ и Правил пользования электроэнергией в полном объеме.

- 
1. ГОСТ 13109-97 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Минск. 1998.
  2. Elektrik enerjisinin istifadə Qaydaları. Azərbaycan Respublikası Nazirlər Kabinetinin 2005-ci il 2 fevral tarixli 18 nömrəli qərarı ilə təsdiq edilmişdir.
  3. Правила присоединения потребителей к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии. М. Энергосервис. 1988.
  4. Железно Ю. С. О присоединении потребителей к электрическим сетям с учетом показателей качества электроэнергии. Энергетик, № 8. 2003 г.
  5. Пономаренко И. С. Функциональные требования к приборам для комплексного анализа параметров режимов распределительных электрических сетей. Электрические станции, № 8, 2003 г.
  6. Барзам А. Б. Системная автоматика. М. Энергоатомиздат, 1989.
  7. Patent I20040086 Paylayıcı şəbəkənin qidalandırıcısı gərginliyinin avtomatik tənzimlənməsi üçün qurğu. Bakı 2004.

8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации М. 1996.
9. *Карташев И. И.* Качество электроснабжения в распределительных системах. Электричество № 12, 2003 г.

## **ELEKTRİK ENERJİSİNDƏN İSTİFADƏ QAYDALARINDA ELEKTRİK ENERJİSİNİN KEYFİYYƏT GÖSTƏRİCİLƏRİ**

**MƏMMƏDYAROV O. S.**

Azərbaycan Respublikasında "Elektrik enerjisindən istifadə" Qaydalarına uyğun olaraq Dövlətlərarası standartda göstərilmiş elektrik enerjisinin keyfiyyət göstəriciləri və onların istismar və yeni istehlakçıların enerjitəchizat şəbəkələrinə qoşulması şəraitində təmin olunması üçün təklif olunan texniki və təşkilati tədbirlərə baxılmışdır.

## **QUALITY OF ELECTRIC POWER IN RULES OF THE USAGE ELECTRIC POWER**

**MAMMADYAROV O. S.**

In accordance with Rules of usage electric power in Republic are considered leading indexes quality to electric power, provided by international state standard and some technical and organizing actions for ensuring quality to electric power in condition of the usage and joining of the new consumers to electric networks.



## EEKG-ni xarakterizə edən hesabi parametrlər

### 1. İstehlakçının birləşmə nöqtəsində gərginliyin normal və sərhəd buraxıla bilən m hesabı.

Elektrik təchizat sxemi (təqdim edilir).

Hesabi parametrlər cədvəldə verilmişdir.

Rejim	$P_{H_2}$	$Q_{H_2}$	$P_{H_3}$	$Q_{H_3}$	$P_{H_1}$	$Q_{H_1}$	$U_2$	$U_A$	$U_3$	$DP$	$DQ$
$S_{max}$	10	5	15	7	5	2	0,95Un	116.2		1.33	5.08
							0,9Un	110.9			
								120.8	1,05Un		
								126	1,1Un		
$S_{min}$	4	2	6	3	2	1	0,95Un	106.1		0.26	1.03
							0,9Un	100.8			
								114.2	1,05Un		
								119.4	1,1Un		

### Gərginliyin qərarlaşmış meylətmə diapazonu

- maksimal yük rejimində (saat \_\_\_\_\_ dan \_\_\_\_\_ qədər, saat \_\_\_\_\_ dan \_\_\_\_\_ qədər)

normal buraxılabilən gərginlik 116.2 kV-dan 120.8 kV-a qədər,  
sərhəd buraxılabilən gərginlik 110.9 kV-dan 126.0 kV-a qədər

- minimal yük rejimində (saat \_\_\_\_\_ dan \_\_\_\_\_ qədər, saat \_\_\_\_\_ dan \_\_\_\_\_ qədər)

normal buraxılabilən gərginlik 106.1 kV-dan 114.2 kV-a qədər,  
sərhəd buraxılabilən gərginlik 100.8 kV-dan 119.4 kV-a qədər

### 2. İstehlakçının buraxıla bilən hesabi təsirinin (BHT) normativ metodla təyini.

$$\Pi_{\partial i} = ((\Pi_{hi}^a - \Pi_{ci}^a) d)^{1/a}$$

$\Pi_{hi}$  - EEKG-nin normal qiymətidir ( DST 13109-97-dən götürülür).

$a$  - EEKG-nin müxtəlif mənbələrdən cəmləmə mexanizmini nəzərə alan üst göstəricisidir ( yükün tərkibindən asılı olaraq [3]-də cədvəl 2.1-dən və 2.3 - 2 əsasında tapılır).

$$\Pi_{ci} = \frac{\Pi_{hi}}{\frac{1}{2^a}} = \frac{\Pi_{hi}}{\sqrt[a]{2}}$$

$\Pi_{ci}$  - kənar istehlakçılar tərəfindən yaranan EEKG-nin qiymətidir.

$$d = \boxed{0.139}$$

**2.1. Gərginlik əyrisinin sinusoidallığının təhrif əmsalında BHT-nin hesabı**

	<i>a</i>
- 6 impulsu çeviricilər -	1.3
- 12 impulsu çeviricilər -	1.6
Tiristor tənzimləyiciləri olan transformatorlar	1.3
Digər elektrik qəbulediciləri	2
$a = 1,3d_6 + 1,6d_{12} + 2d_d =$	1.5

burada  $d_6, d_{12}, d_d$  - 6 impulsu, 12 impulsu və digər elektrik istehlakçılarının yük

<i>Π<sub>н1</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>	<i>Sər-həd bb</i>	<i>Π<sub>c1</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>	<i>Sər-həd bb</i>	<i>Π<sub>o1</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>
<i>Π<sub>н1</sub></i> =	5	8	<i>Π<sub>c1</sub></i> =	3.15	5.04	<i>Π<sub>o1</sub></i> =	0.84

**2.2. Gərginliyin harmonik təşkilədici əmsalında BHT-nin hesabı**

<i>n</i>	<i>Π<sub>н2</sub></i>	<i>Π<sub>c2</sub></i>	<i>Π<sub>o2</sub></i>
2	1.50	1.06	
3	3.00	1.50	
4	0.70	0.49	
5	4.00	2.00	
6	0.30	0.21	
7	3.00	1.50	
8	0.30	0.21	
9	1.00	0.50	
10	0.30	0.21	
11	2.00	1.22	
12	0.20	0.14	
13	2.00	1.22	
>13			

**2.3. Əks ardıcılıqlı gərginliyin qeyri-simmetriklilik əmsalında BHT-nin hesabı**

<i>T<sub>н3</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>	<i>Sər-həd bb</i>	<i>Π<sub>c3</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>	<i>Sər-həd bb</i>	<i>Π<sub>o3</sub></i>	<i>Nor-mal bb</i>
<i>T<sub>н3</sub></i> =	2	4	<i>Π<sub>c3</sub></i> =	1.41	2.83	<i>Π<sub>o3</sub></i> =	0.53

Рис.3

*teyitməsinin*

<b><i>DP, %</i></b>
4.44
2.14

ər,

dir.

,

lir.

lilü qüvvənin  
4 düsturları

payıdır.

*Sər-həd bb*

1.35
------

0.40
0.21
0.18
0.28
0.08
0.21
0.08
0.07
0.08
0.30
0.05
0.30

*Sər-həd bb*

1.05
------